

## 電力会社 7 社の規制料金の改定について

令和 5 年 5 月 16 日  
物価問題に関する関係閣僚会議

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

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

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

# 特定小売供給約款の 変更認可申請に係る査定方針

2023年5月16日

経済産業省

# 1. はじめに

## 2. 特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

## 3. 規制料金の改定申請の概要

## 4. 規制料金の審査の概要

## 5. 査定方針の概要

## 6. 査定方針の各論

6-1. 需要想定・供給力

6-2. 経営効率化

6-3. 燃料費

6-4. 購入・販売電力料

6-5. 原子力バックエンド費用

6-6. 人員計画・人件費

6-7. 修繕費

6-8. 設備投資（減価償却費・固定資産除却費）

6-9. 事業報酬

6-10. その他経費

6-11. 公租公課

6-12. 控除収益

6-13. 費用の配賦

6-14. レートメイク・約款

## 7. 参考資料

# 本資料の位置づけ

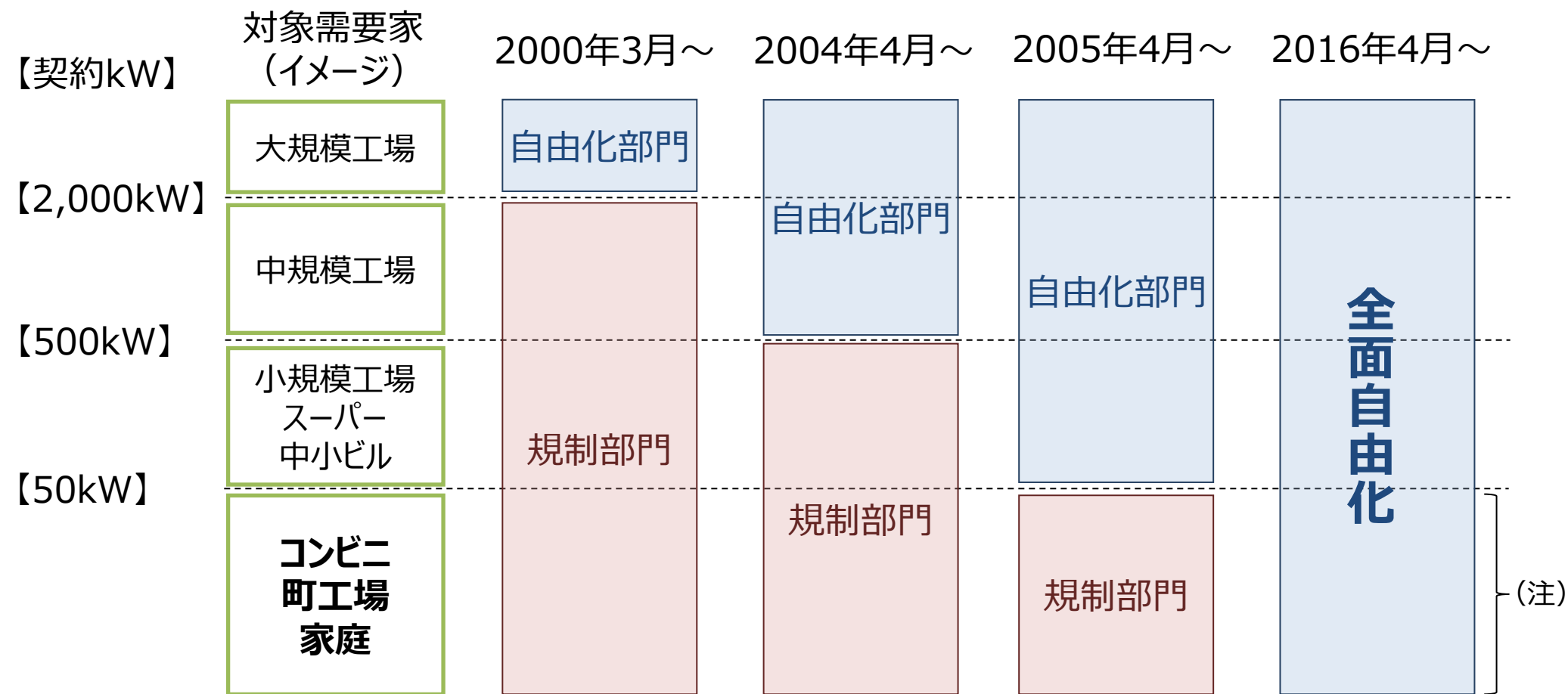
- 本資料は、**みなし小売電気事業者7者**（北海道・東北・東京・北陸・中国・四国・沖縄）が2022年11月及び2023年1月に経済産業大臣に対して行った**特定小売供給約款の変更認可申請**（以下「本申請」という。）**に係る査定方針**である。
- 本申請については、電力・ガス取引監視等委員会において、**料金制度専門会合で計16回（第28回～第43回）**、**審査チームによるインナー会合も含めると計49回にわたって厳格かつ丁寧に審査**を行った。

1. はじめに
2. 特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ
3. 規制料金の改定申請の概要
4. 規制料金の審査の概要
5. 査定方針の概要
6. 査定方針の各論
  - 6-1. 需要想定・供給力
  - 6-2. 経営効率化
  - 6-3. 燃料費
  - 6-4. 購入・販売電力料
  - 6-5. 原子力バックエンド費用
  - 6-6. 人員計画・人件費
  - 6-7. 修繕費
  - 6-8. 設備投資（減価償却費・固定資産除却費）
  - 6-9. 事業報酬
  - 6-10. その他経費
  - 6-11. 公租公課
  - 6-12. 控除収益
  - 6-13. 費用の配賦
  - 6-14. レートメイク・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月の電力の小売全面自由化に際しては、大手電力会社による「規制なき独占」に陥る事態を防ぐため、低圧需要家向けの小売規制料金について経過措置を講じることとされた。
- 当該経過措置は、2020年3月末をもって撤廃されたものの、同年4月以降は、「電気の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。）**に対して、本申請に係る意見聴取**を行った。

## 変更認可申請日及び意見聴取日

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



## 特定小売供給約款の変更認可申請に係る意見聴取②

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

### 公聴会・「国民の声」のスケジュール

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

# 【参考】参照条文

## 電気事業法等の一部を改正する法律（平成26年法律第72号）附則

### （みなし小売電気事業者の特定小売供給約款）

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

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

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

二 料金が供給の種類により定率又は定額をもって明確に定められていること。

三 みなし小売電気事業者及び電気の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）

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

**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なければならない。

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

二～六 （略）

2 （略）

1. はじめに
2. 特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ
- 3. 規制料金の改定申請の概要**
4. 規制料金の審査の概要
5. 査定方針の概要
6. 査定方針の各論
  - 6-1. 需要想定・供給力
  - 6-2. 経営効率化
  - 6-3. 燃料費
  - 6-4. 購入・販売電力料
  - 6-5. 原子力バックエンド費用
  - 6-6. 人員計画・人件費
  - 6-7. 修繕費
  - 6-8. 設備投資（減価償却費・固定資産除却費）
  - 6-9. 事業報酬
  - 6-10. その他経費
  - 6-11. 公租公課
  - 6-12. 控除収益
  - 6-13. 費用の配賦
  - 6-14. レートメイク・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、経済産業大臣から各事業者に対して補正を指示し、2023年3月末に、各事業者から補正の提出が行われた。
- 当該補正によって、燃料費の算定に用いる燃料価格及び燃料費調整制度における基準燃料価格の採録期間は、2022年11月～2023年1月とすることとなった。また、卸電力市場価格についても、2023年2月における東京商品取引所の2023年度各限月の電力先物価格の平均値を採用し、当該平均値を基に、過去1年の各月のコマ別の実績価格を補正することとした。なお、これらの補正に係る検討の経緯として、料金制度専門会合（第37回及び第38回）の資料を、「7. 参考資料」に添付している。
- これらの補正は、基本的に「燃料費」及び「購入・販売電力料」に係るものであるが、補正に伴って変更が行われた項目（例：需要想定・供給力）について、本資料では、基本的に、補正後の内容を基に記載している。

# 各事業者の申請概要（当初申請及び補正）

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

（単位：億円、単位未満は四捨五入）

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

※1 固定資産除却費及びその他経費を含む。

※2 送配電関連費を除く。

※3 送配電関連費を含む（「現行」及び「当初申請」にもレベニューキャップ制度の導入に伴う託送料金の改定影響を加味）。沖縄は規制料金全体（低圧・高圧）の数値。

※4 「現行」との比較値。

# 標準的な家庭における電気料金の試算結果

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

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

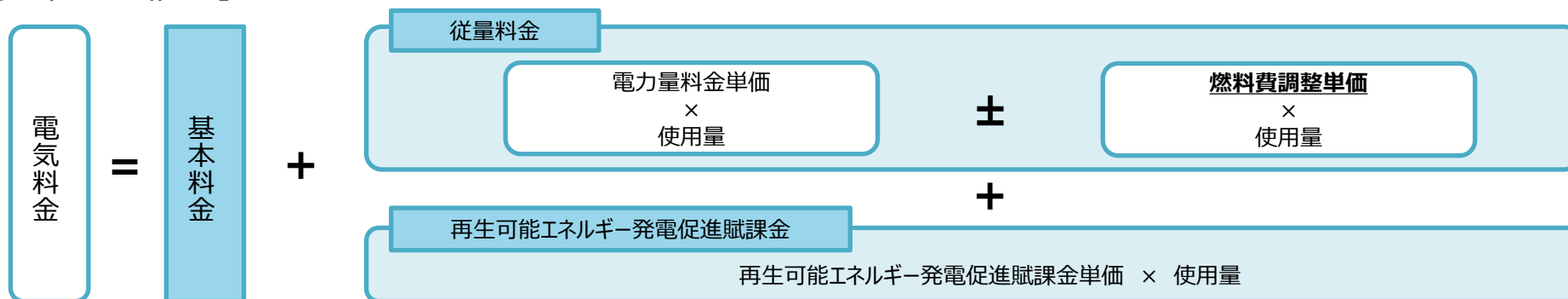
※1：レベニューキャップ制度の導入に伴う託送料金の改定影響を含まない数値。

※2：レベニューキャップ制度の導入に伴う託送料金の改定影響を加味した数値。

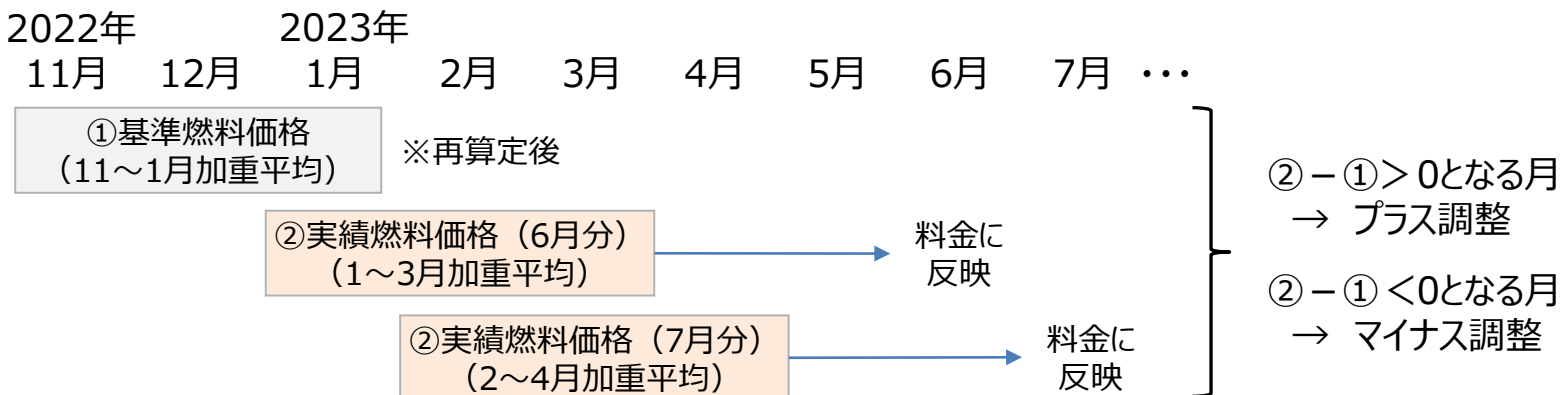
# 燃料費調整制度の概要

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

## 【電気料金の構成】



## 【燃料費調整の考え方】（※今回の料金改定が2023年6月に行われた場合）



# 【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則

## (燃料費調整制度)

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

- 2 基準平均燃料価格**は、**改正法附則第十八条第一項の規定により定めようとする、又は変更しようとする特定小売供給約款の認可の申請の日**(中略)若しくは日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)第二条第一項第一号に基づく統計により認識することが可能な価格をいう。次項において同じ。)の平均値に、小売電気事業等の用に供する石油の一リットル当たりの発熱量(メガジュールで表した量をいう。以下同じ。)を当該燃料の一キログラム当たりの発熱量で除して得た値(石油にあっては、一)に原価算定期間において小売電気事業等の用に供する当該燃料の発熱量が当該期間において小売電気事業等の用に供する燃料ごとの発熱量の総和に占める割合を乗じて算定した値であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たもの(次項において「換算係数」という。)を乗じて得た額を合計した額とする。
- 3 実績平均燃料価格**は、**調整を行う月の五月前から三月前までの期間において小売電気事業等の用に供した燃料ごとの円建て貿易統計価格**の平均値に、換算係数を乗じて得た額の合計額とする。
- 4 基準調整単価**は、千円を単位として調整すべき一キロワット時当たりの単価として、原価算定期間において小売電気事業等の用に供する燃料ごとの発熱量の総和を小売電気事業等の用に供する石油の一リットル当たりの発熱量で除して得た値を当該期間における販売電力量で除して得た値を基に契約種別ごとに定めた単価であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たものとする。



# 燃料費調整制度における上限が無かった場合の料金水準①

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

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

算出諸元については次ページを参照

(※1) 基準燃料価格を直近の貿易統計価格 (2022年11月～2023年1月の3ヶ月平均) に変更したことに伴い、実績燃料価格の採録期間を同期間に変更。

(※2) 全ての事業者について、託送料金の改定影響を含まない数値。

# 燃料費調整制度における上限が無かった場合の料金水準②

- 「現行料金」と「（補正後）上限無し料金」の算出諸元は以下のとおり。

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

事業者	燃料費調整額 算出諸元						燃料費調整額 [D×400kWh] [円]		約款料金 +再エネ賦課金 [円]  <b>G 現行&amp;上限無し</b>
	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]		<b>E 現行</b>	<b>F 上限無し</b>	
	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. 査定方針の概要
6. 査定方針の各論
  - 6-1. 需要想定・供給力
  - 6-2. 経営効率化
  - 6-3. 燃料費
  - 6-4. 購入・販売電力料
  - 6-5. 原子力バックエンド費用
  - 6-6. 人員計画・人件費
  - 6-7. 修繕費
  - 6-8. 設備投資（減価償却費・固定資産除却費）
  - 6-9. 事業報酬
  - 6-10. その他経費
  - 6-11. 公租公課
  - 6-12. 控除収益
  - 6-13. 費用の配賦
  - 6-14. レートメイク・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した。
- 具体的には、規制料金の算定・審査フロー（※次ページを参照）に沿って、各事業者から申請内容を聴取し、その妥当性を審査した。

# 【参考】特定小売供給約款料金（規制料金）の算定・審査フロー

## <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  
(レベニューキャップ)

## <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)

小売料金  
(規制部門)

ネットワーク費用  
(託送料金)

## <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	<ul style="list-style-type: none"><li>・ 経営効率化</li><li>・ 人員計画・人件費</li><li>・ 公租公課</li></ul>
チームB	河野	東條	圓尾	<ul style="list-style-type: none"><li>・ 購入・販売電力料</li><li>・ 設備投資・事業報酬</li><li>・ 修繕費</li></ul>
チームC	男澤	松村	山内	<ul style="list-style-type: none"><li>・ 需要想定・供給力</li><li>・ 燃料費</li><li>・ 控除収益</li><li>・ 費用の配賦・レートメイク・約款</li></ul>
チームD	梶川	川合	平瀬	<ul style="list-style-type: none"><li>・ 原子力バックエンド費用</li><li>・ その他経費</li></ul>

(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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 特定小売供給約款の変更認可申請に係る対応</li> <li>・ 5事業者（東北・北陸・中国・四国・沖縄）の変更認可申請の概要</li> </ul>
②	第29回		12月19日	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 前回会合で頂いた御意見に係る事務局での整理</li> <li>・ 経営効率化①</li> </ul>
③	第30回		12月26日	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 需要想定・供給力①</li> <li>・ 購入・販売電力料①</li> </ul>
④	第31回	2023年	1月11日	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 人員計画・人件費①</li> <li>・ 燃料費①</li> </ul>
⑤	第32回		1月19日	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子力バックエンド費用①</li> <li>・ 設備投資①</li> <li>・ 事業報酬①</li> </ul>
⑥	第33回		1月27日	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 控除収益①</li> <li>・ 公租公課①</li> <li>・ 事業報酬②</li> <li>・ 需要想定・供給力②</li> </ul>
⑦	第34回		2月6日	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2事業者（北海道・東京）の変更認可申請の概要</li> <li>・ 修繕費①</li> <li>・ その他経費①</li> <li>・ 人員計画・人件費②</li> </ul>
⑧	第35回		2月15日	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 経営効率化②</li> <li>・ その他経費②</li> <li>・ 需要想定・供給力③</li> </ul>

## 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 費用の配賦①</li> <li>• 人員計画・人件費③</li> </ul>
⑩	第37回		3月3日	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 燃料費等の採録期間①</li> <li>• 設備投資②</li> <li>• 控除収益②</li> <li>• 事業報酬③</li> </ul>
⑪	第38回		3月15日	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 燃料費等の採録期間②</li> <li>• 修繕費②</li> <li>• 公租公課②</li> <li>• 原子力バックエンド費用②</li> </ul>
⑫	第39回		3月24日	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 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）</li> <li>• 購入・販売電力料②</li> <li>• 経営効率化③</li> </ul>
⑬	第40回		4月4日	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 燃料価格等の補正結果の概要</li> <li>• 需要想定・供給力④</li> <li>• 燃料費②</li> <li>• 購入・販売電力料③</li> </ul>

# 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 経営効率化④</li> <li>・ ヤードスティック査定</li> <li>・ 購入・販売電力料④</li> <li>・ 燃料費③</li> <li>・ 人員計画・人件費④</li> <li>・ 設備投資③</li> <li>・ 修繕費③</li> <li>・ 事業報酬④</li> <li>・ 費用の配賦②</li> <li>・ その他の論点①</li> </ul>
⑮	第42回		4月17日	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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）</li> <li>・ 経営効率化⑤</li> <li>・ レートメイク・約款等</li> <li>・ その他の論点②</li> </ul>
⑯	第43回		4月26日	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ その他の論点③</li> <li>・ 公聴会・「国民の声」への御回答（案）</li> <li>・ 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）</li> <li>・ 査定方針案（案）</li> </ul>

# 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>経営効率化</li> </ul>
第15回		1月27日	B	<ul style="list-style-type: none"> <li>修繕費</li> </ul>
第16回		1月30日	D	<ul style="list-style-type: none"> <li>その他経費</li> </ul>
第17回		1月30日	D	<ul style="list-style-type: none"> <li>その他経費</li> </ul>
第18回		1月31日	B	<ul style="list-style-type: none"> <li>修繕費</li> </ul>
第19回		1月31日	A	<ul style="list-style-type: none"> <li>人員計画・人件費</li> </ul>
第20回		1月31日	A	<ul style="list-style-type: none"> <li>人員計画・人件費</li> <li>経営効率化</li> </ul>
第21回		2月1日	A	<ul style="list-style-type: none"> <li>人員計画・人件費</li> </ul>
第22回		2月20日	C	<ul style="list-style-type: none"> <li>費用の配賦</li> </ul>
第23回		2月20日	A	<ul style="list-style-type: none"> <li>人員計画・人件費</li> </ul>
第24回		3月9日	A	<ul style="list-style-type: none"> <li>公租公課</li> </ul>
第25回		3月10日	A	<ul style="list-style-type: none"> <li>公租公課</li> </ul>
第26回		3月20日	A	<ul style="list-style-type: none"> <li>人員計画・人件費</li> <li>経営効率化</li> </ul>
第27回		3月20日	A	<ul style="list-style-type: none"> <li>人員計画・人件費</li> <li>経営効率化</li> </ul>

## 審査チームによるインター会合の実施状況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. 査定方針の概要**
6. 査定方針の各論
  - 6-1. 需要想定・供給力
  - 6-2. 経営効率化
  - 6-3. 燃料費
  - 6-4. 購入・販売電力料
  - 6-5. 原子力バックエンド費用
  - 6-6. 人員計画・人件費
  - 6-7. 修繕費
  - 6-8. 設備投資（減価償却費・固定資産除却費）
  - 6-9. 事業報酬
  - 6-10. その他経費
  - 6-11. 公租公課
  - 6-12. 控除収益
  - 6-13. 費用の配賦
  - 6-14. レートメイク・約款

7. 参考資料



# 査定方針の概要①

項目	査定の主な考え方
需要想定・供給力	<ul style="list-style-type: none"><li>• <b>需要想定</b>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、<b>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。</b></li><li>• <b>供給力</b>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、<b>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。</b></li><li>• なお、<b>北海道電力と東京電力EP</b>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<b>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。</b></li></ul>
経営効率化	<ul style="list-style-type: none"><li>• 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<b>効率化係数（最大で23.0%の効率化）</b>を設定する。</li><li>• 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、<b>発電部門と販売部門に分けて横比較</b>した。</li><li>• その上で、委託費や修繕費などの各費目について、<b>効率化係数を用いて査定</b>する。</li></ul>

## 査定方針の概要②

項目	査定の主な考え方
燃料費	<ul style="list-style-type: none"><li>• 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。</li><li>• <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。</li><li>• <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</u>を行う。</li><li>• <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</u>を求める。</li><li>• <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</u>を行う。</li><li>• <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>こととする。</li></ul>

## 査定方針の概要③

項目	査定の主な考え方
購入・販売電力料	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>スポット市場からの調達</u>などについて、<b>2023年度の電力先物価格</b>（東日本：約21円/kWh、西日本：約18円/kWh）を<b>想定市場価格として用いる</b>こととする。</li> <li>• <u>相対購入価格</u>について、申請者と同様の<b>効率化を求め、料金原価から減額</b>する。</li> <li>• <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、<b>トップランナー査定</b>を行う。</li> <li>• <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、<b>委託費や修繕費</b>などについて、申請者と同様の<b>効率化を求め、料金原価から減額</b>する（過去の査定と同様の考え方）。</li> <li>• <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、<b>適切な収益見込みを織り込む</b>こととする。</li> </ul>
原子力バックエンド費用	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <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>した結果、<b>四国電力</b>は、将来の単価を<b>独自に見込んだ算定方法</b>を用いていたが、<u>この算定方法については認めない</u>。</li> <li>• 費用の算定に用いる諸元（例：拠出金単価）について、<b>現時点で最新の諸元に置き換え、料金原価に反映</b>する。</li> </ul>

## 査定方針の概要④

項目	査定の主な考え方
人員計画・人件費	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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>。</li> <li><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。</li> </ul>
修繕費	<ul style="list-style-type: none"> <li>直近5年間の過去実績を基にした<u>メルクマール（基準）超過分</u>について、<u>火力・水力などは、火力の点検回数の増加など、一般的な修繕の範囲であることを踏まえ、メルクマール超過分の原価算入を認めない</u>。</li> <li>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>。</li> <li>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>。</li> </ul>

## 査定方針の概要⑤

項目	査定の主な考え方
設備投資 (減価償却費など)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <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<b>合理的でない場合は査定</b>する。</li> <li>• <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。</li> <li>• <u>体育館などの厚生施設</u>は、電気事業に<b>真に不可欠な設備とは認められないため査定</b>する。</li> <li>• <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<b>無償貸与している場合は査定</b>する。</li> <li>• <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。</li> </ul>
事業報酬	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>自己資本報酬率</u>の算定に用いる<b>公社債利回り及び全産業自己資本利益率</b>について、<u>直近7年</u>を平均期間とする。</li> <li>• <u>他人資本報酬率</u>について、<u>発販一体の事業者</u>は<b>親会社単体の有利子負債利子率</b>を、<u>発販分離の事業者</u>は<b>連結の有利子負債利子率</b>を用いる。</li> <li>• <u>東京電力EPの事業報酬</u>について、<b>JERAも考慮して算定</b>する。</li> </ul>

## 査定方針の概要⑥

項目	査定の主な考え方
その他経費	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <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。</li> <li>• <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。</li> <li>• <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、優先度が低い費用は<u>料金原価への算入を認めない</u>。</li> <li>• <u>普及開発関係費</u>について、<u>販売促進の側面が強い費用</u>や<u>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>。</li> <li>• <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>。</li> <li>• <u>DX研修に係る費用</u>や<u>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>。</li> <li>• <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>。</li> <li>• <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。</li> <li>• <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。</li> </ul>

## 査定方針の概要⑦

項目	査定の主な考え方
公租公課	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>公租公課</b>（例：水利使用料、事業税）について、料金算定規則や各税法などに基づき、<b>適切に算定されていることを確認</b>した。</li> <li>• 法人税等を算定するにあたり、<b>計算上の一株当たりの配当金額</b>については、各事業者の<b>直近10年</b>の単純平均値を基に、<b>30円</b>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、<b>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</b>こととする。</li> <li>• <b>北海道電力</b>の法人税等の算定にあたって、<b>B種優先株式</b>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、<b>発行済株式の数への計上</b>を認める一方で、<b>利益準備金積立額</b>については、<b>料金原価への算入を認めない</b>。</li> <li>• <b>東京電力EP</b>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、<b>東京電力全体の計算上の配当金額を推計し</b>、これを踏まえて<b>東京電力EPの配当金額を推計</b>することとする。</li> </ul>
控除収益	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>控除収益</b>（例：電気事業雑収益）について、契約又は法令などに基づき、<b>適切に算定されていることを確認</b>した。</li> </ul>
費用の配賦	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>費用の配賦</b>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<b>補正後総原価を基に確認</b>した。</li> <li>• 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、<b>沖縄電力</b>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<b>算定誤り</b>があった。そのため、料金算定規則に則って、<b>料金原価の補正を求める</b>こととする。</li> </ul>

## 査定方針の概要⑧

項目	査定の主な考え方
料金設定など (レートメイク・約款)	<ul style="list-style-type: none"><li>• <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<b>補正後総原価を基に確認</b>した。</li><li>• <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、<b>基本料金は据え置く</b>こととする。</li><li>• <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、<b>3段階一律に電力量単価を上乗せ</b>する。</li><li>• 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、<b>需要家に対する周知活動を実施していることを確認</b>した。</li><li>• 各事業者の<u>供給条件の変更内容</u>は、いずれも、<b>条件を満たした全ての需要家に対して平等に適用</b>されるものであり、<b>不平等であるとは言えないことを確認</b>した。</li></ul>



# 各事業者の申請概要及び査定結果

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

(単位：億円、単位未満は四捨五入)

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

※1 固定資産除却費及びその他経費を含む。

※2 送配電関連費を除く。

※3 送配電関連費を含む（「現行」及び「当初申請」にもレバニューキャップ制度の導入に伴う託送料金の改定影響を加味）。沖縄は規制料金全体（低圧・高圧）の数値。 ※4 「現行」との比較値。

# 標準的な家庭における電気料金の試算結果

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

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

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

1. はじめに
2. 特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ
3. 規制料金の改定申請の概要
4. 規制料金の審査の概要
5. 査定方針の概要
- 6. 査定方針の各論**
  - 6-1. 需要想定・供給力**
  - 6-2. 経営効率化
  - 6-3. 燃料費
  - 6-4. 購入・販売電力料
  - 6-5. 原子カバックエンド費用
  - 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

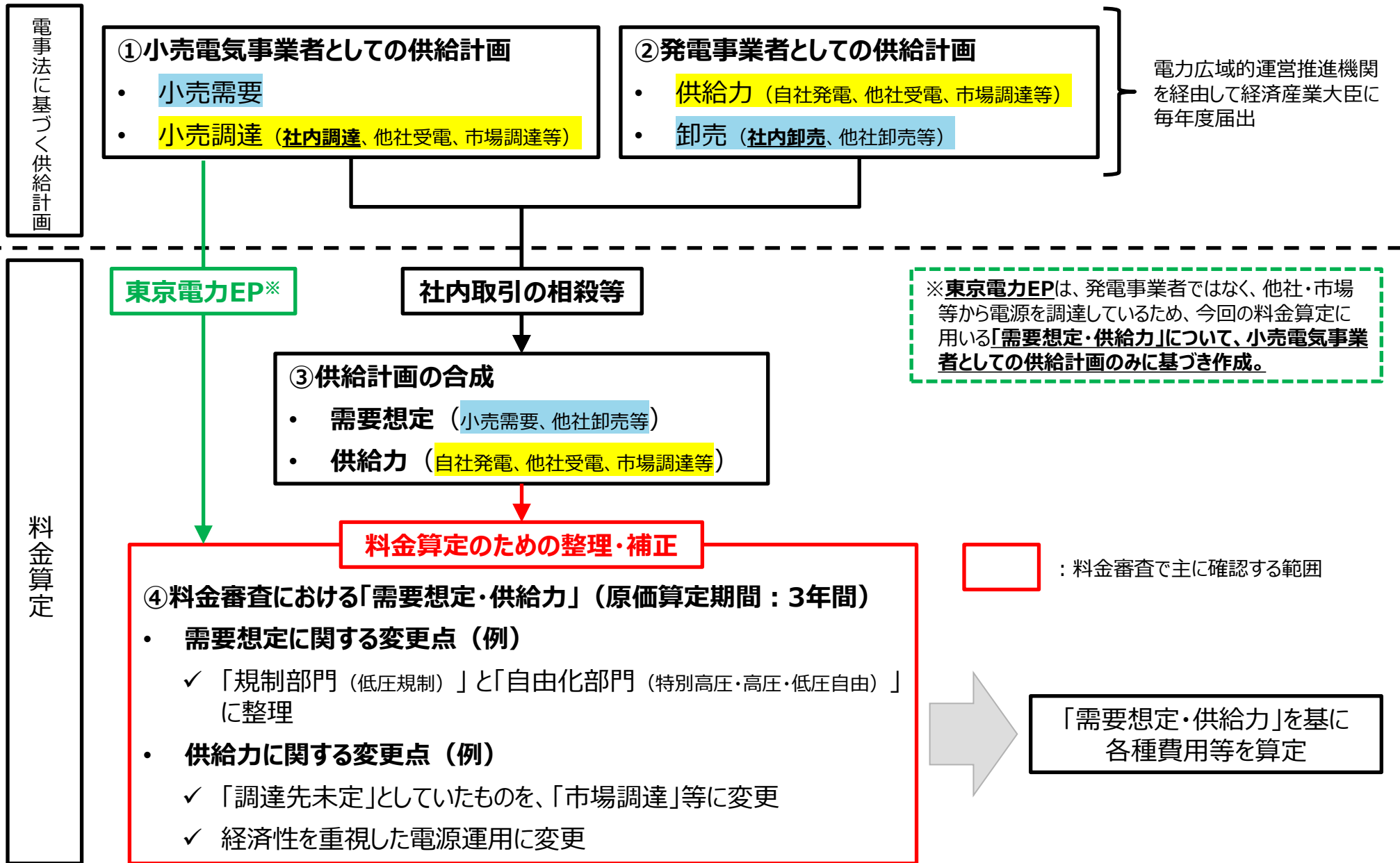
### ③ 需要想定に係る審査の結果

### ④ 供給力に係る審査の結果

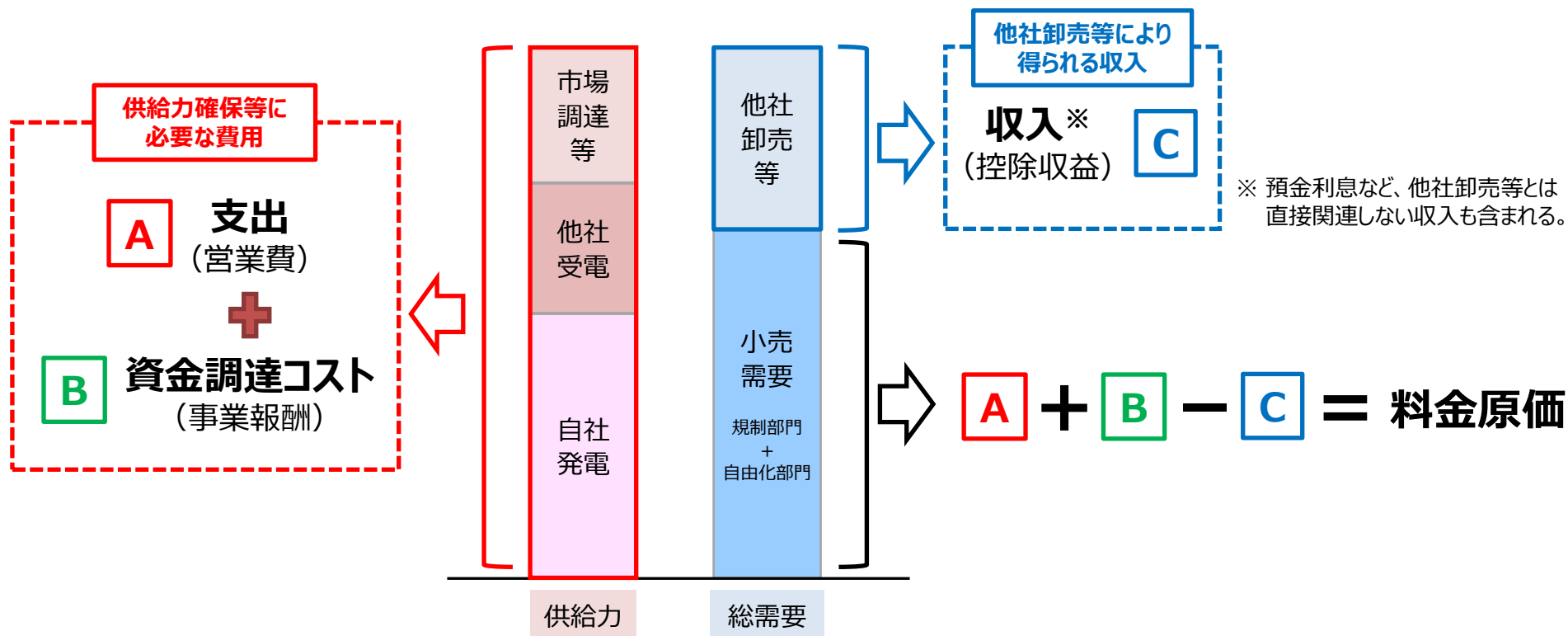
# 需要想定・供給力の概要

- **「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經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		夏季	冬季
	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		
北海道電力	278	248	342	339	▲ 64	▲ 91	278	191	342	270	▲ 64	▲ 79	327	395
東北電力	909	726	927	843	▲ 18	▲ 117	909	647	927	657	▲ 18	▲ 10	1,155	1,193
東京電力EP	2,324	1,982	2,917	2,917	▲ 593	▲ 935	2,324	0	2,917	2,458	▲ 593	▲ 2,458	3,739	3,541
北陸電力	361	272	350	302	11	▲ 30	361	257	350	290	11	▲ 33	474	462
中国電力	496	493	668	667	▲ 172	▲ 174	496	360	668	466	▲ 172	▲ 106	841	810
四国電力	237	237	293	293	▲ 56	▲ 56	237	190	293	218	▲ 56	▲ 28	433	399
沖縄電力	69	63	72	72	▲ 3	▲ 9	69	50	72	56	▲ 3	▲ 6	120	80

※1 需要電力量は、全て送電端であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間の平均値。また、小売需要については、原価算定期間の各年度の全需要種（特別高圧・高圧・低圧自由・低圧規制）の合計の平均値。

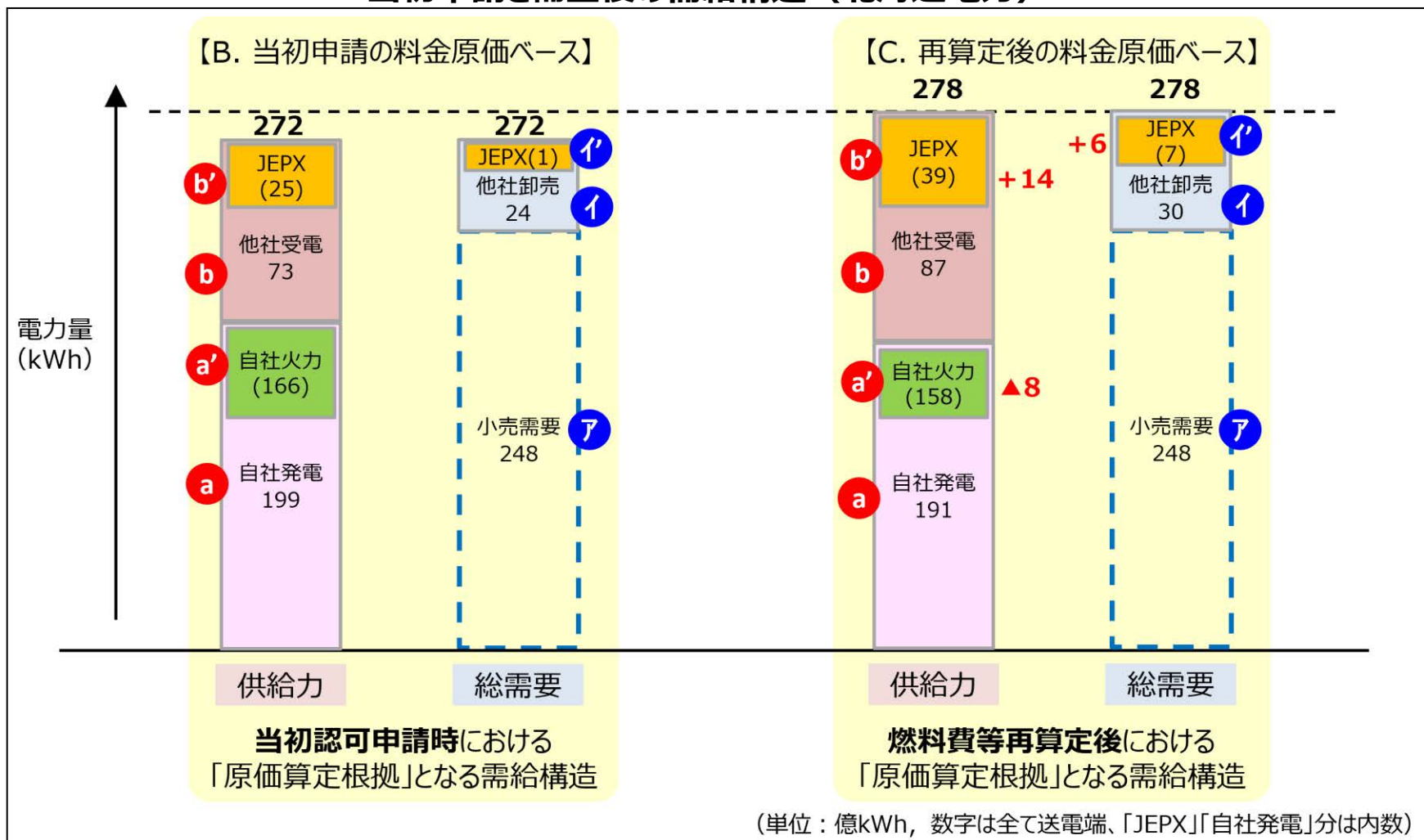
※2 供給電力量は、全て送電端であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間の平均値。また、自社発電については、原価算定期間の各年度の平均値。

※3 最大電力は、各季の最大3日の小売需要の平均値（送電端）。

# 【参考】各事業者における需給構造（北海道電力）

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

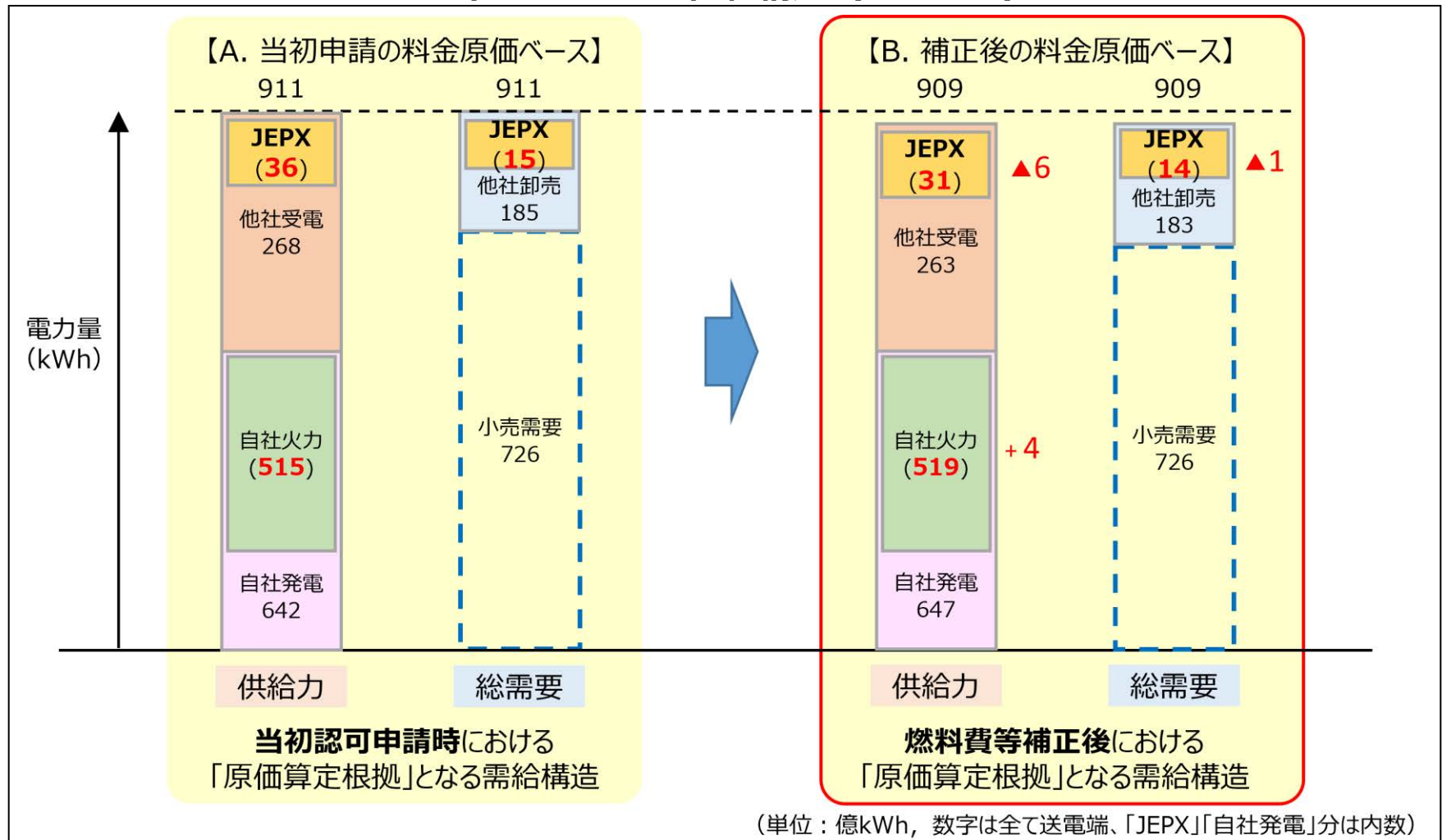
当初申請と補正後の需給構造（北海道電力）※



# 【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）※

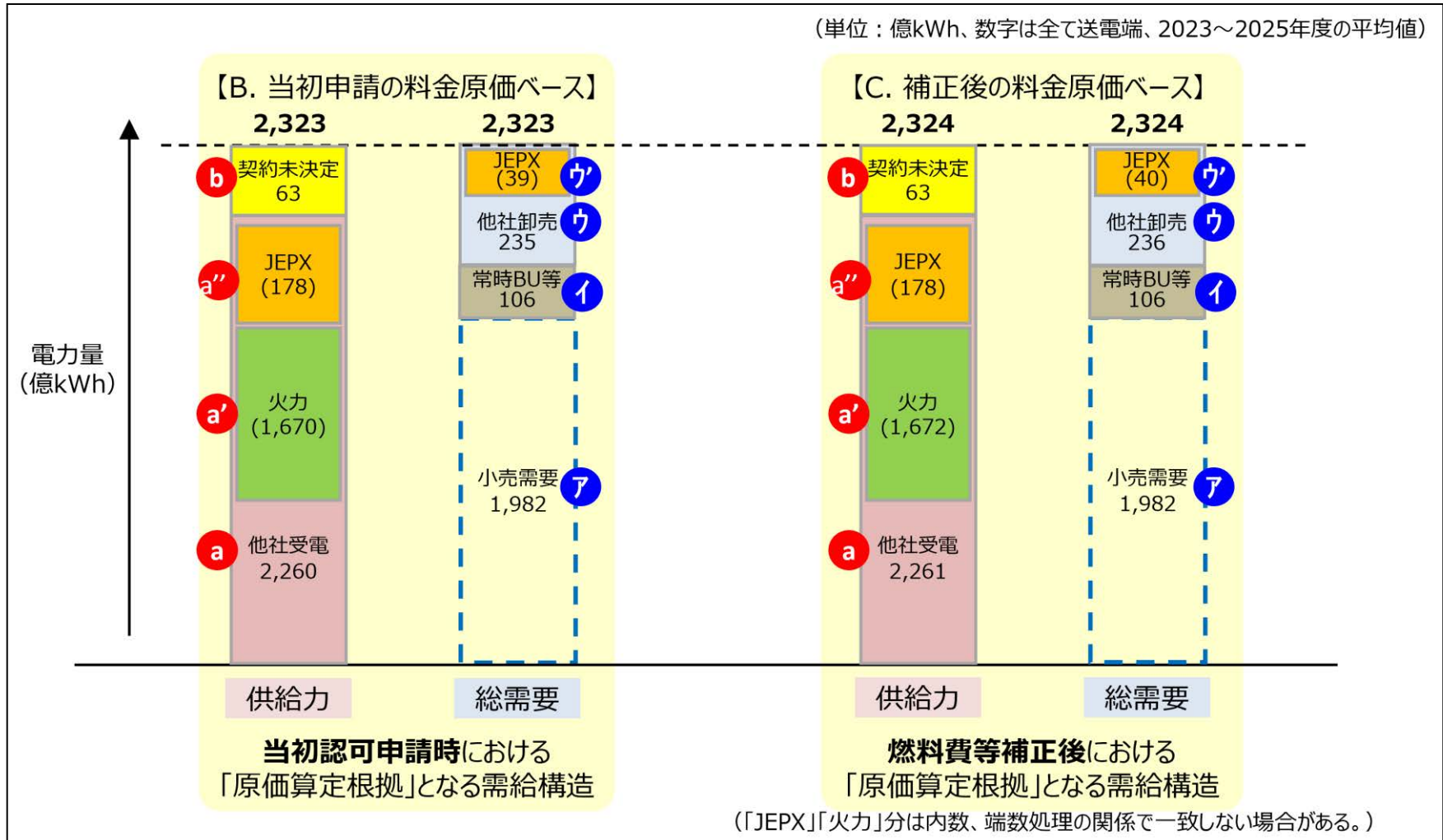


# 【参考】各事業者における需給構造（東京電力EP）

- 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）※

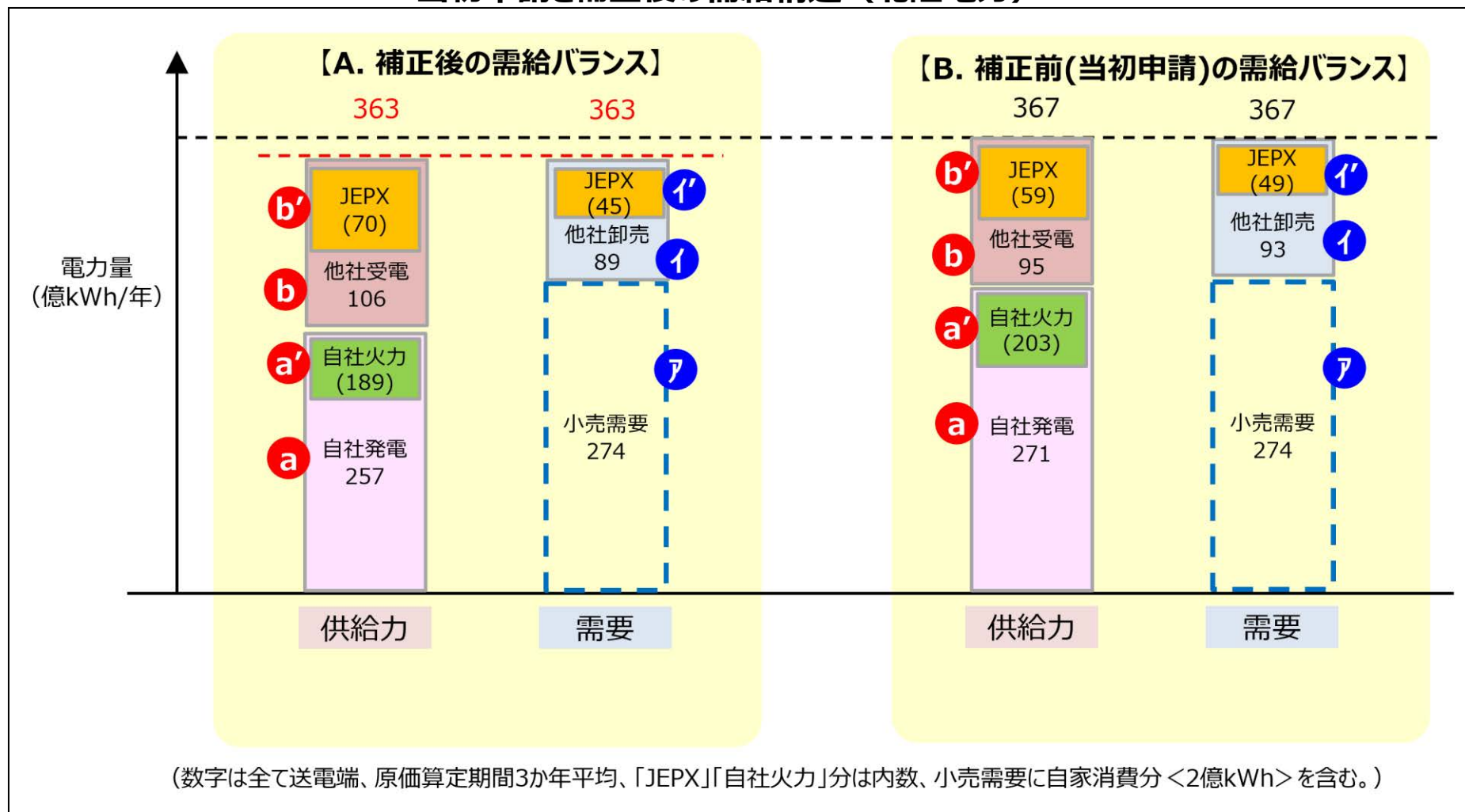
（単位：億kWh、数字は全て送電端、2023～2025年度の平均値）



# 【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）※



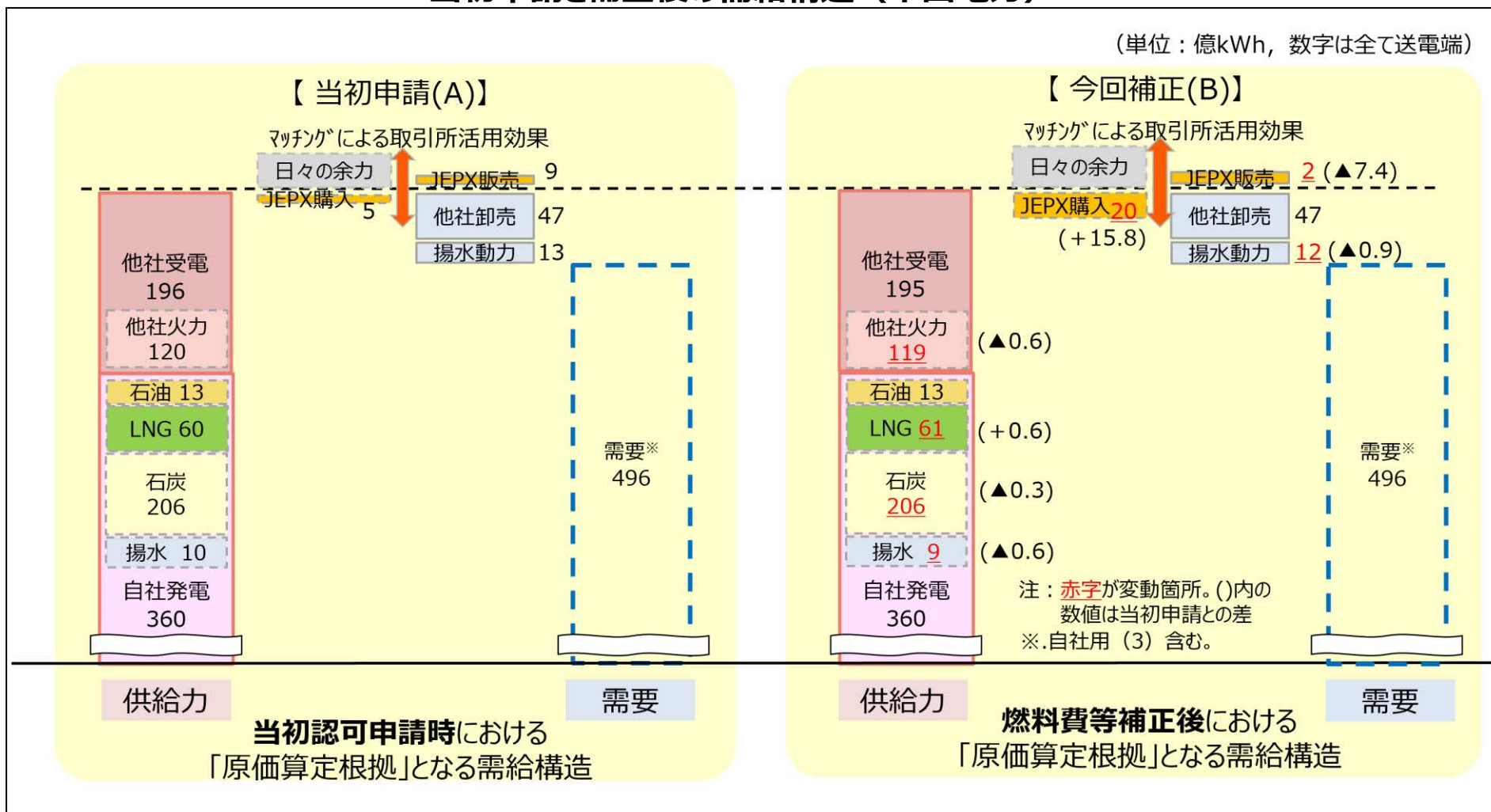


# 【参考】各事業者における需給構造（中国電力）

- 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）※

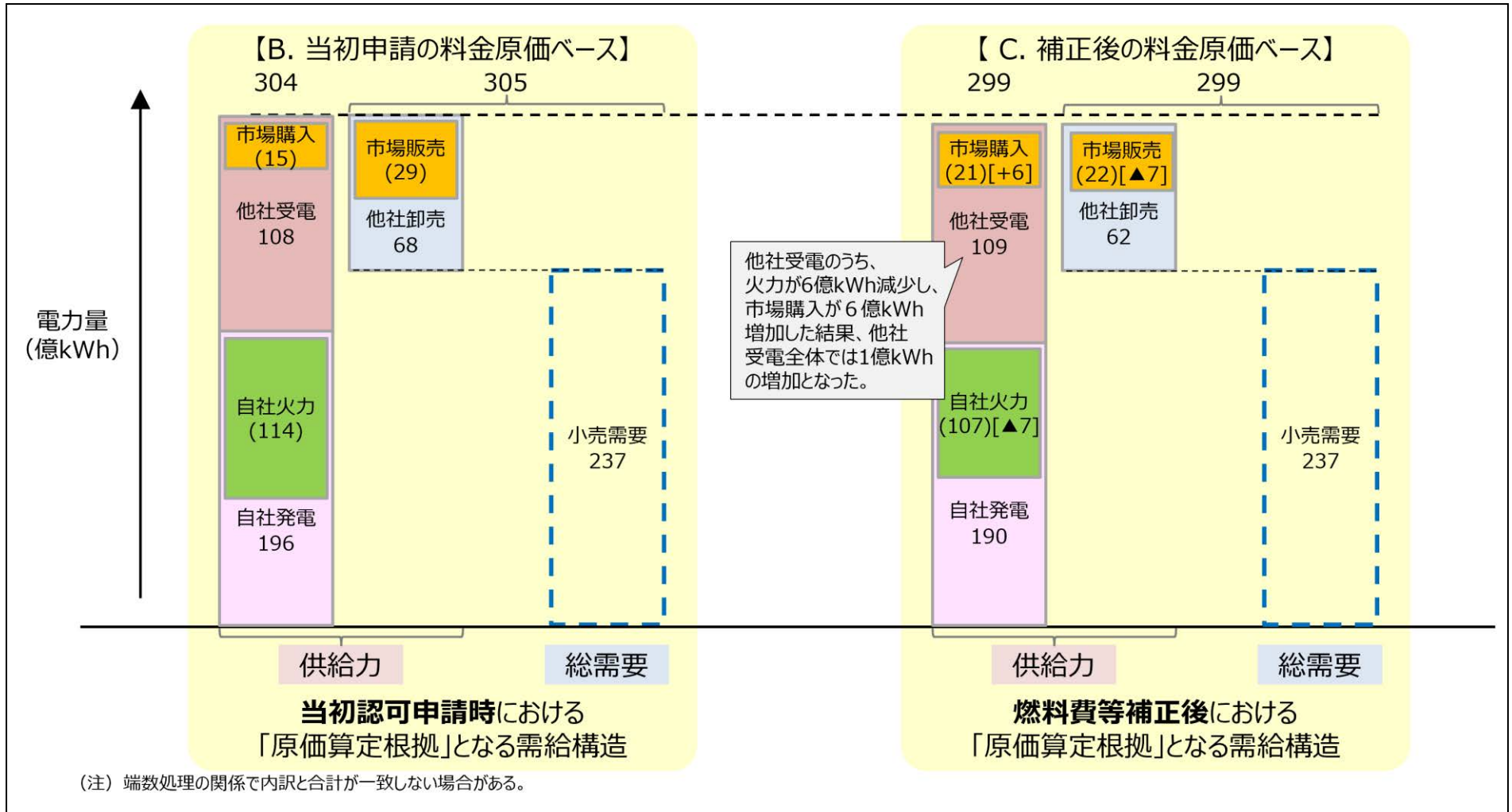
（単位：億kWh，数字は全て送電端）



# 【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。

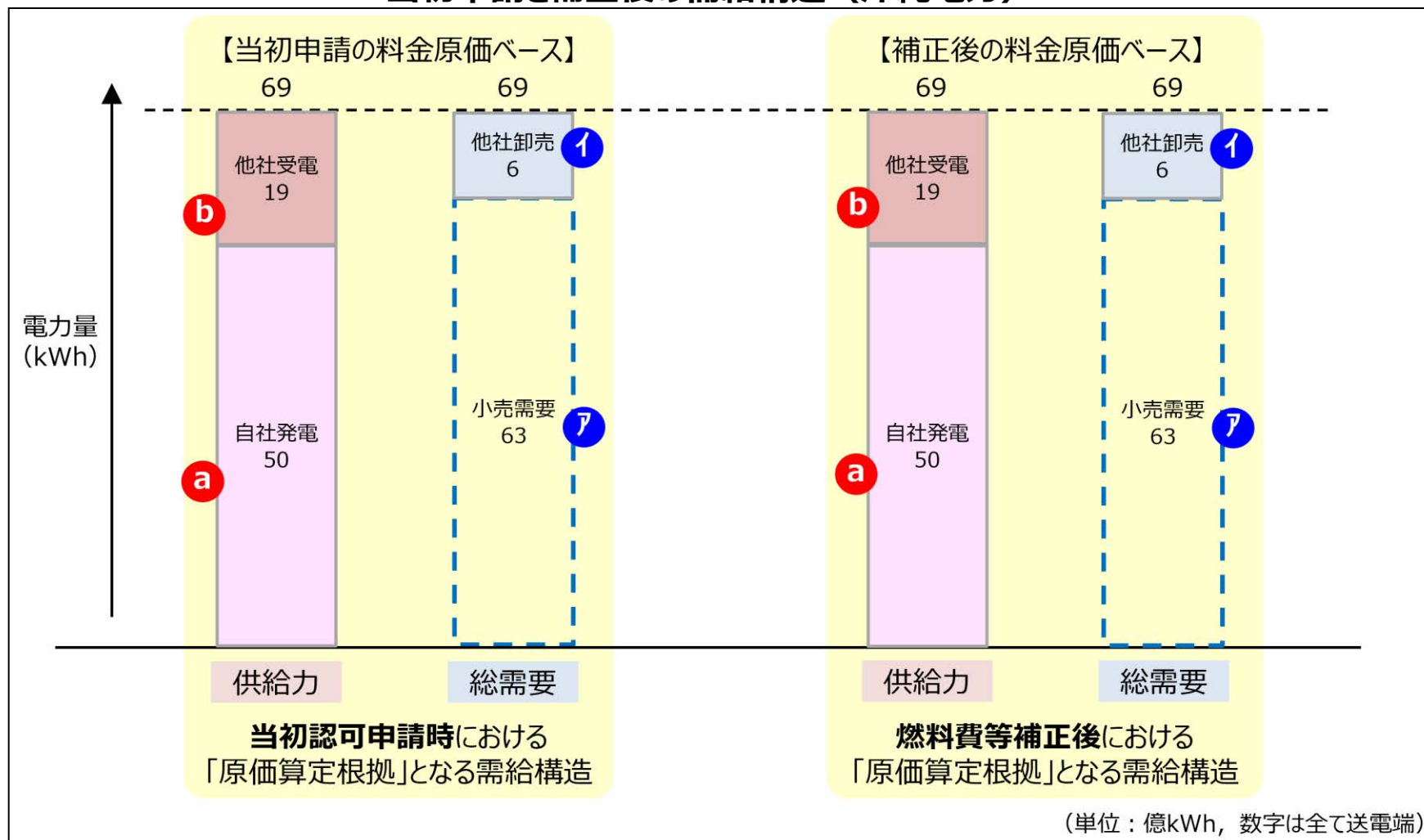
当初申請と補正後の需給構造（四国電力）※



## 【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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 相対購入の追加約定（+6億kWh）</li> <li>・ 相対購入による置換えに伴う調達先未定量減（▲1億kWh）</li> <li>・ 相対販売の追加約定（+5億kWh）</li> </ul>
東京電力EP	2,251	2,350	2,368	2,243	2,339	2,358	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 卸電力市場購入量の減少（▲3億kWh）</li> <li>・ 水力の作業計画等の変更（▲6億kWh）</li> <li>・ 相対販売における見積量と契約決定量との差分（▲17億kWh）</li> <li>・ 卸電力市場販売量の増加（+8億kWh）</li> </ul>

※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	<ul style="list-style-type: none"> <li>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）</li> </ul>
	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	<ul style="list-style-type: none"> <li>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）</li> </ul>
	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	<ul style="list-style-type: none"> <li>変更無し</li> </ul>
	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	<ul style="list-style-type: none"> <li>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</li> </ul>
	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	<ul style="list-style-type: none"> <li>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）</li> </ul>
	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	<ul style="list-style-type: none"> <li>変更無し</li> </ul>
	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	<ul style="list-style-type: none"> <li>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）</li> </ul>
	うち、低圧全体	28	28	28	27	27	27	
	うち、低圧規制	15	14	12	15	13	12	

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



# 電力需要の想定方法（まとめ）

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

## 【総論】

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

## 【特別高圧・高圧】

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

## 【低圧】

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

# 「供給計画」における電力需要の算定方法など①

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

事業者	電力需要の主な算定方法 (上段：低圧、下段：特別高圧・高圧) ※カッコ内は主たる算定根拠	電力需要に影響を与える要因の織り込み・想定			
		節電効果	離脱影響	戻り需要	値上げ影響
北海道電力	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 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</li> </ul>	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
	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 延契約電力（実績傾向、需要家聞取り）×原単位（実績傾向）</li> </ul>				
東北電力	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 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</li> </ul>	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
	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 延契約電力（実績傾向）×原単位（実績傾向）：電圧別に算定</li> <li>➢ 特高については需要家聞取りの結果も考慮</li> </ul>				
東京電力EP	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 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</li> </ul>	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
	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 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</li> <li>➢ 需要家聞取りの結果も考慮</li> </ul>		【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	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 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</li> </ul>	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
	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 延契約電力（実績傾向）×原単位（実績傾向）</li> <li>➢ 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。</li> </ul>			【特別高圧・高圧】 LRや他社からの戻りを考慮し、離脱影響に織込	【特別高圧・高圧】 他社への契約切替を考慮し、離脱影響に織込

# 「供給計画」における電力需要の算定方法など②

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

事業者	電力需要の主な算定方法 (上段：低圧、下段：特別高圧・高圧) ※カッコ内は主たる算定根拠	電力需要に影響を与える要因の織り込み・想定			
		節電効果	離脱影響	戻り需要	値上げ影響
中国電力	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 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</li> </ul>	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
	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ エリア需要（実績傾向、KP3、IIP）－離脱影響－節電影響</li> </ul>				
四国電力	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 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</li> </ul>	実績傾向を考慮し、原単位の織込	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
	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ エリア需要（実績傾向、IIP、需要家聞取り）－離脱影響</li> </ul>				
沖縄電力	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 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</li> </ul>	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
	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 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</li> </ul>				

## 【参考】需要家数の推計方法①（家庭向け料金メニュー等の場合）

事業者	推計方法	
	観測期間	観測期間の設定理由
<b>北海道電力</b> (従量電灯A・B)	<ul style="list-style-type: none"> <li>離脱影響：2021～22年度上期（月次）</li> <li>自由料金への移行影響：2022年度上期（月次）</li> </ul>	小売全面自由化以降7年間の観測した上で、 <ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>
<b>東北電力</b> (従量電灯A・B)	<ul style="list-style-type: none"> <li>離脱影響：2022年7月分（月次）</li> <li>メニュー変更等：2021年度下期（月次）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>
<b>東京電力EP</b> (従量電灯B)	<ul style="list-style-type: none"> <li>離脱：2019～21年度（月次）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul> <p>※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。</p>
<b>北陸電力</b> (従量電灯A・B相当)	<ul style="list-style-type: none"> <li>離脱影響：2017～21年度（年次）</li> <li>離脱以外の影響：2017～19年度（年次）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>

## 【参考】需要家数の推計方法②（家庭向け料金メニュー等の場合）

事業者	推計方法	
	観測期間	観測期間の設定理由
<b>中国電力</b> (従A+従B+低圧自由)	<ul style="list-style-type: none"> <li>2013～22年度（月次）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>
<b>四国電力</b> (家庭用その他（低圧）)	<ul style="list-style-type: none"> <li>2014～21年度（年次）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>
<b>沖縄電力</b> (従量電灯等)	<ul style="list-style-type: none"> <li>2017～21年度（年次）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>

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

事業者	推計方法	
	観測期間	観測期間の設定理由
<b>北海道電力</b> (従量電灯A・B)	<ul style="list-style-type: none"> <li>2017～22年度（年次）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>
<b>東北電力</b> (従量電灯A・B)	<ul style="list-style-type: none"> <li>2018～22年度（年次）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>
<b>東京電力EP</b> (従量電灯B)	<ul style="list-style-type: none"> <li>2016～22年度（月次）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>
<b>北陸電力</b> (従量電灯A・B相当)	<ul style="list-style-type: none"> <li>2015～21年度（年次）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>※ 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。</li> <li>※ 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。</li> </ul>

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

事業者	推計方法	
	観測期間	観測期間の設定理由
<b>中国電力</b> (電灯計)	<ul style="list-style-type: none"> <li>2016～22年度（月次）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>※ 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。</li> </ul>
<b>四国電力</b> (家庭用その他（低圧）)	<ul style="list-style-type: none"> <li>2014～21年度（年次）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>
<b>沖縄電力</b> (従量電灯等)	<ul style="list-style-type: none"> <li>2022／23年度想定：2016～21年度（年次）</li> <li>2024／25年度想定：2008～21年度（年次）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>

# 【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



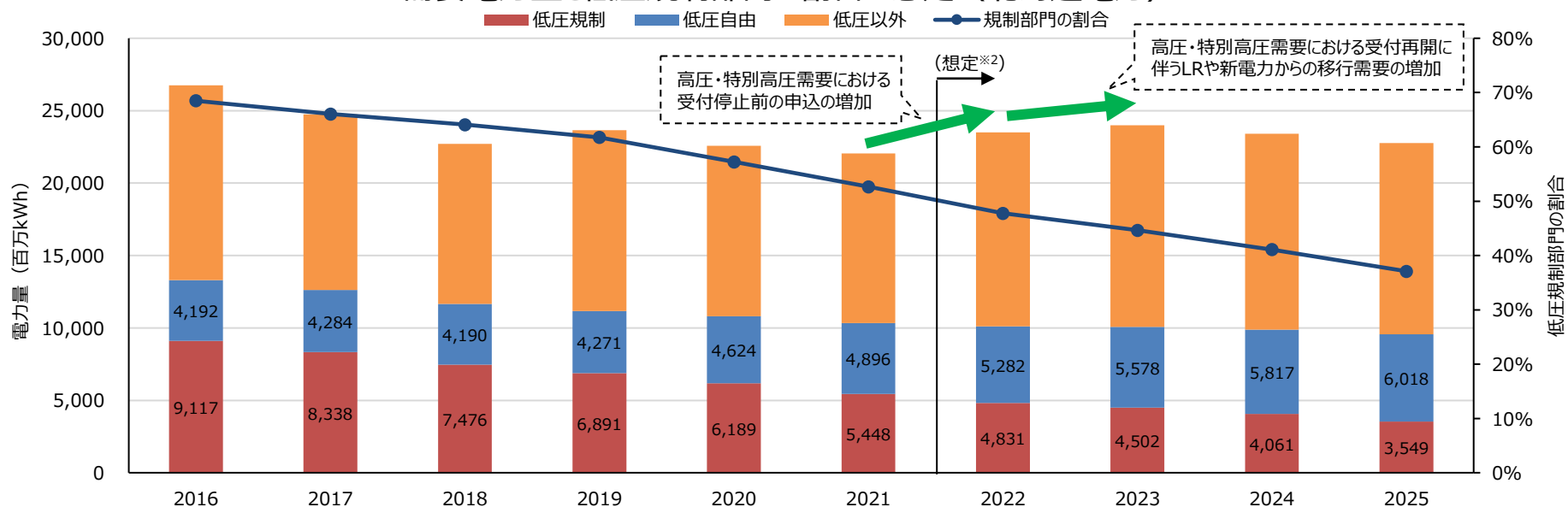
# 需要想定の詳細（北海道電力）①

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	▲ 2.5	▲ 1.3	▲ 3.0	▲ 6.6	
	自社自由への移行	-	▲ 1.1	▲ 1.8	▲ 1.7	▲ 2.0	▲ 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。

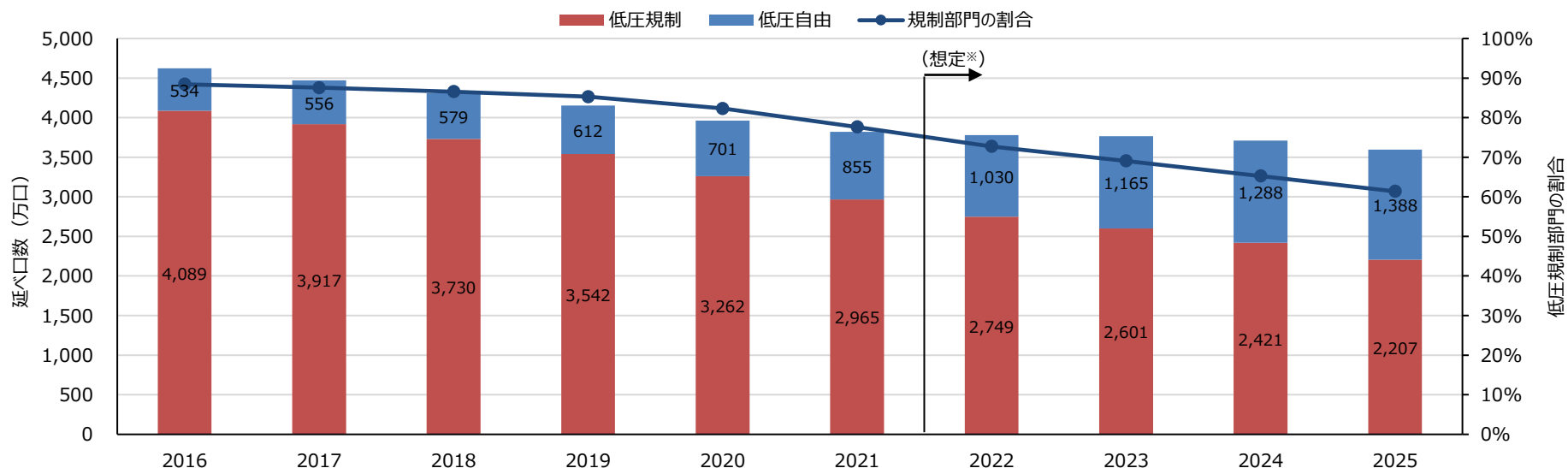
## 需要電力量と低圧規制部門の割合の想定（北海道電力）



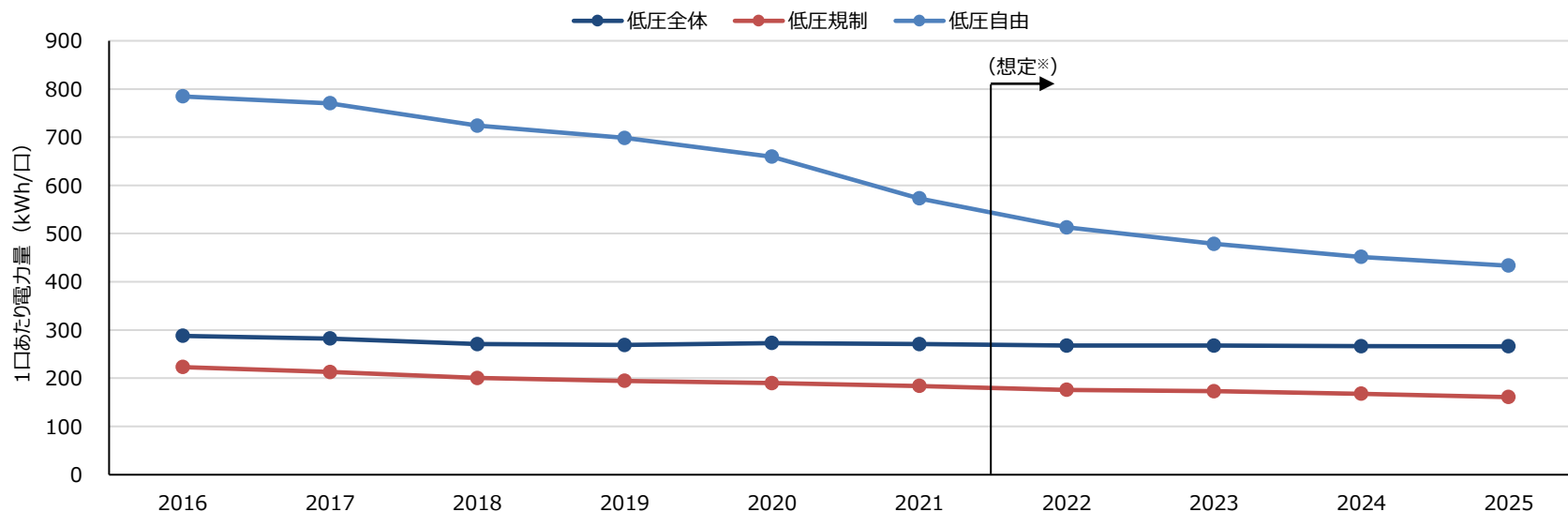
※2 2022年10月までは実績値。

# 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。

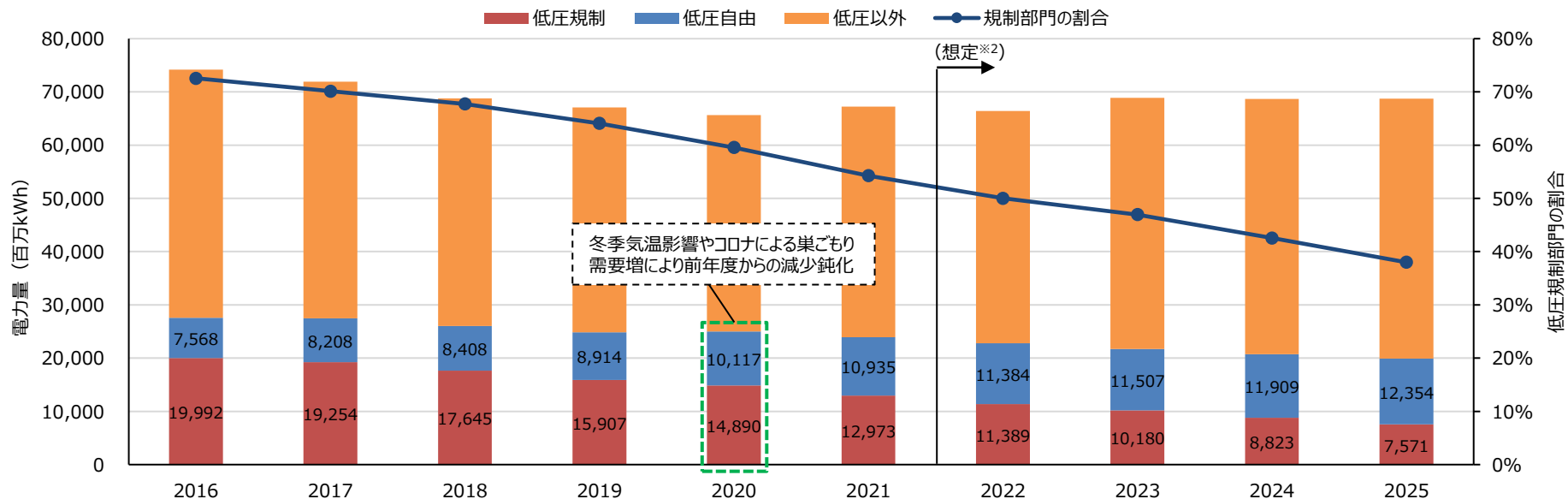
# 需要想定の詳細（東北電力）①

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。

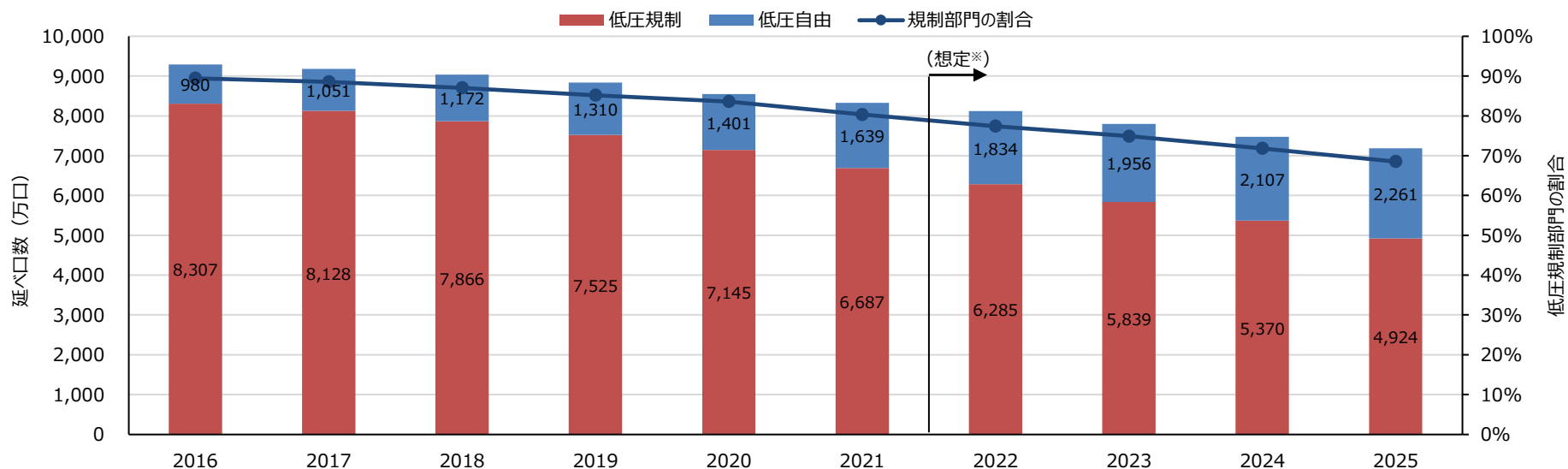
## 需要電力量と低圧規制部門の割合（東北電力）



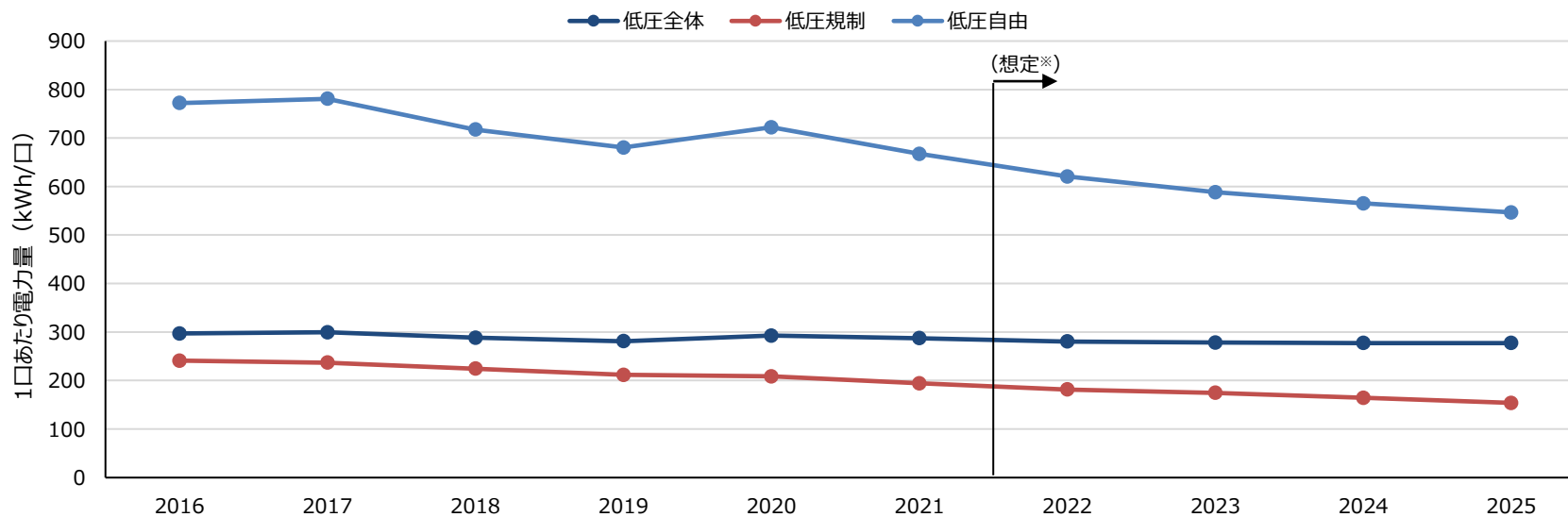
※2 2022年7月までは実績値。

# 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。

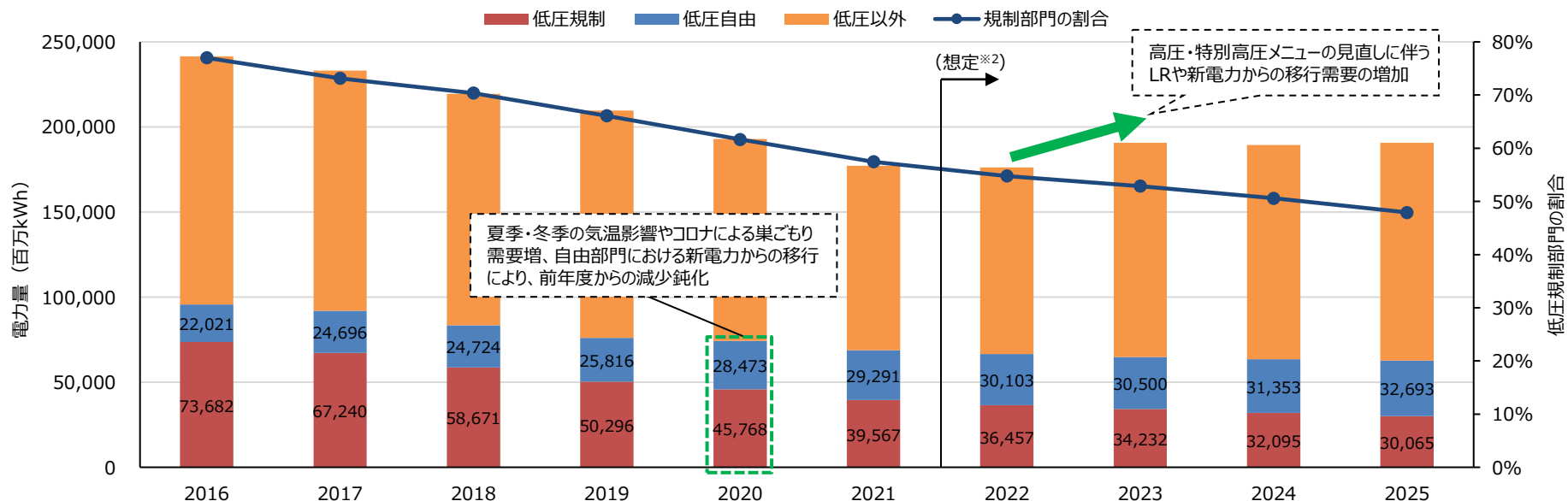
# 需要想定の詳細（東京電力EP） ①

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。

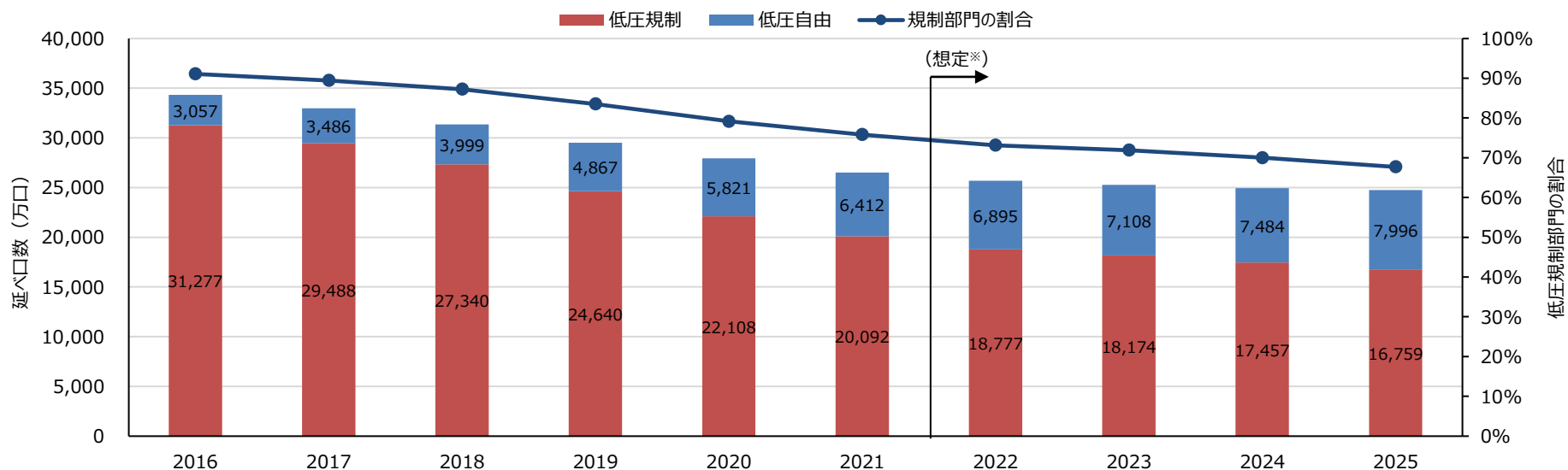
## 需要電力量と低圧規制部門の割合の想定（東京電力EP）



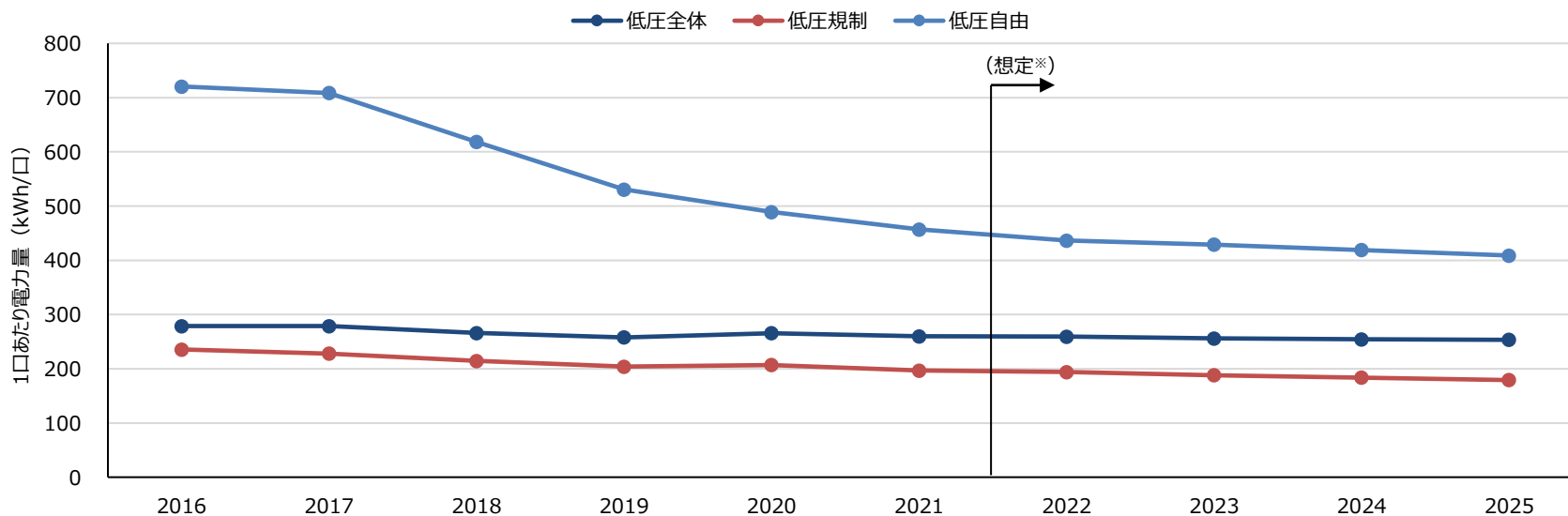
※2 2022年11月までは実績値。

# 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

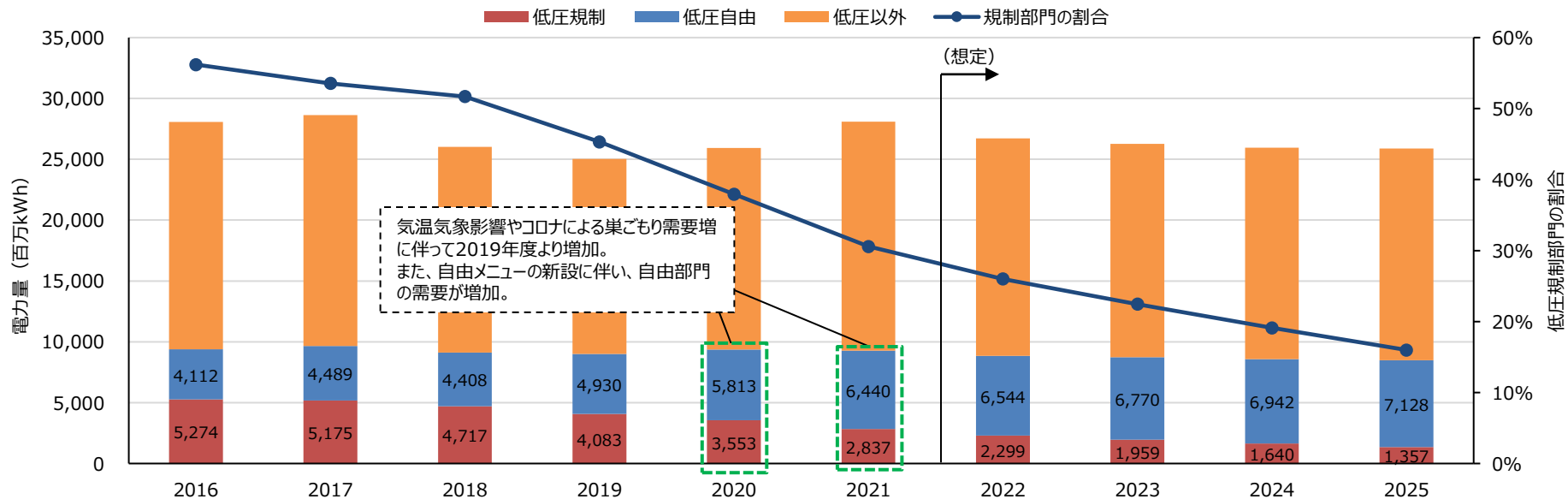
年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
低圧需要合計（百万kWh）	9,387	9,664	9,125	9,014	9,367	9,277	8,843	8,729	8,582	8,485
うち規制部門（百万kWh）	5,274	5,175	4,717	4,083	3,553	2,837	2,299	1,959	1,640	1,357
対前年度変動（%）	-	▲ 1.9	▲ 8.9	▲ 13.4	▲ 13.0	▲ 20.2	▲ 19.0	▲ 14.8	▲ 16.3	▲ 17.3
主な内訳	他社離脱（戻り含む）	-	▲ 2.1	▲ 2.1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

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。

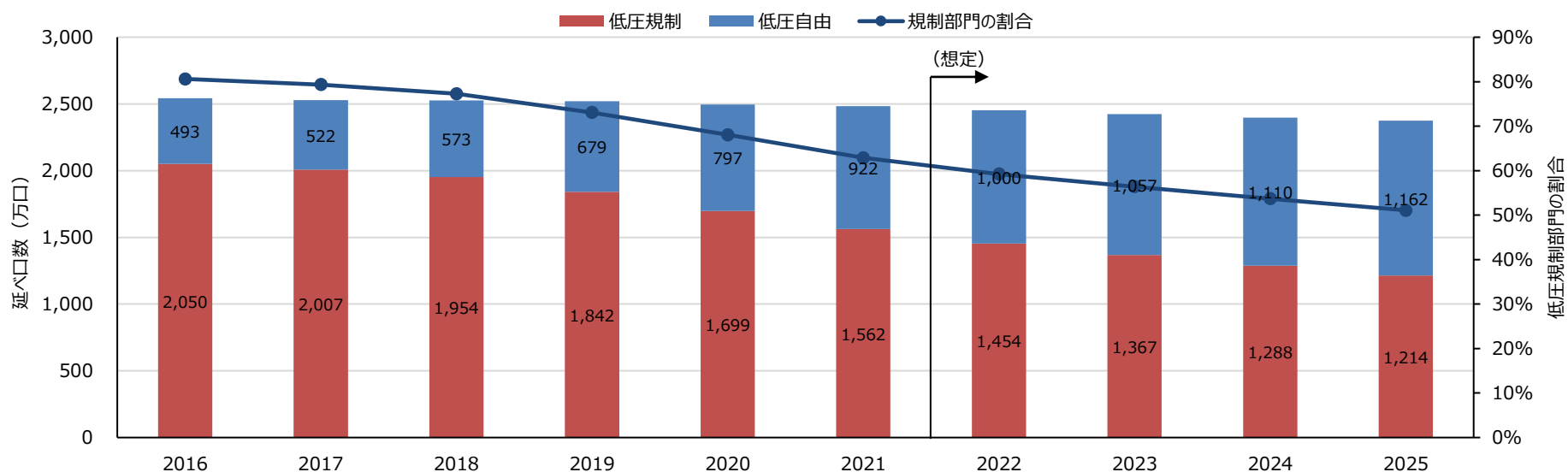
※2 主に省エネの進展を含む。

## 需要電力量と低圧規制部門の割合（北陸電力）

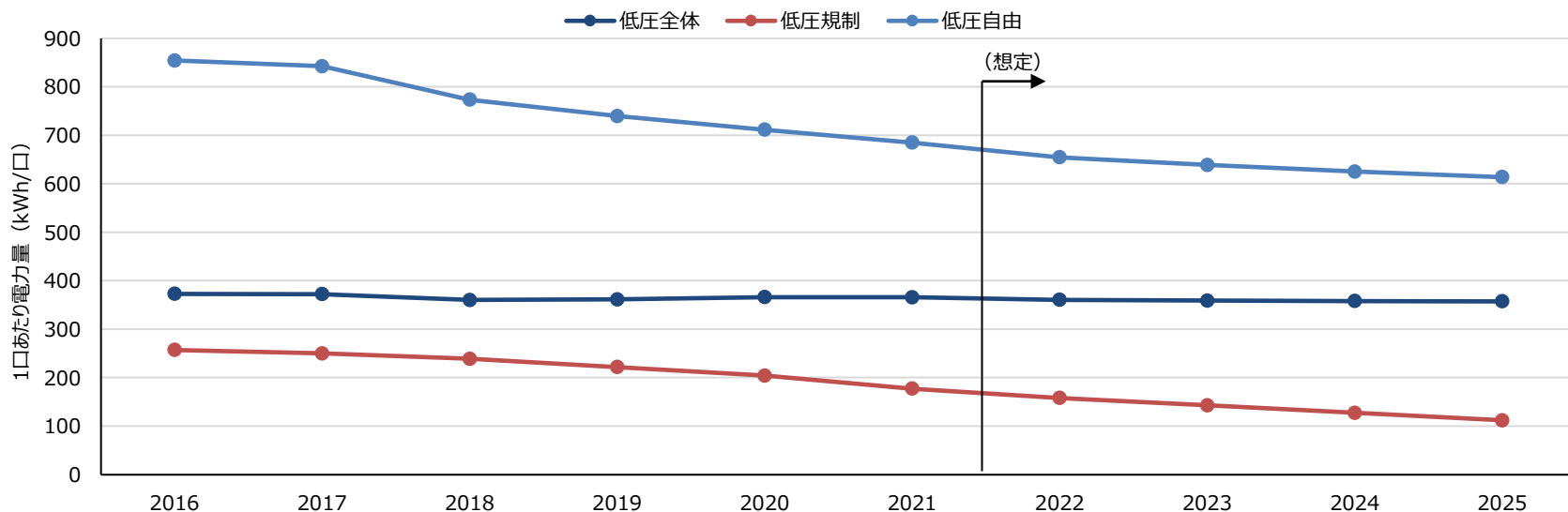


# 需要想定の詳細（北陸電力）②

## 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。



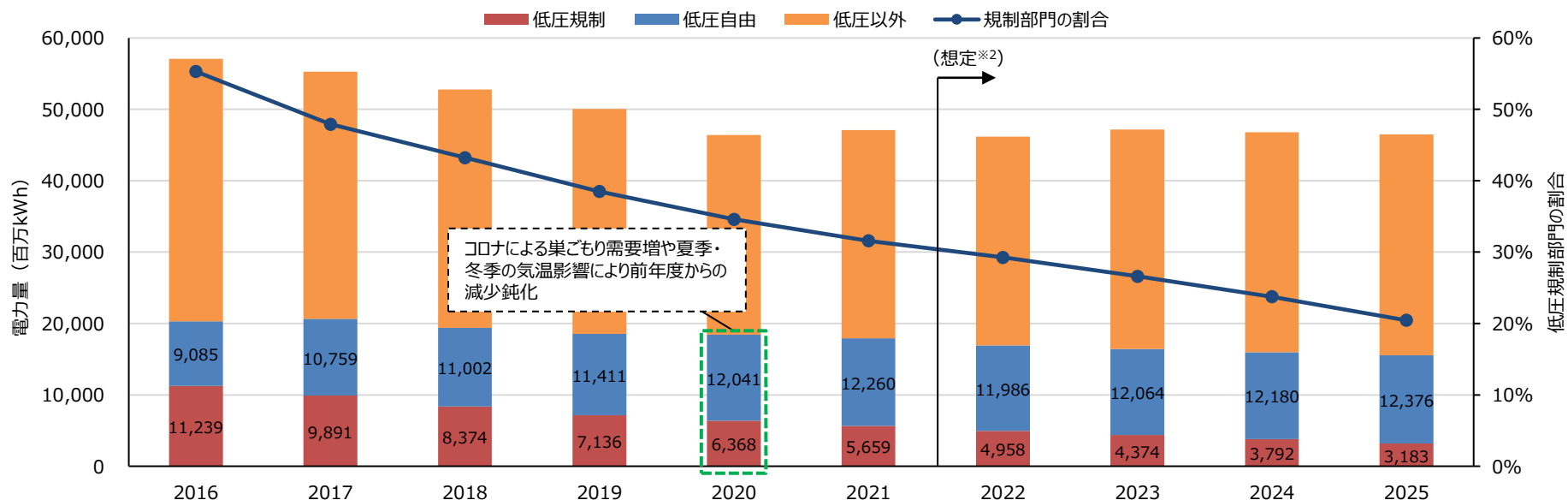
# 需要想定の詳細（中国電力）①

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
	自社自由への移行	-	▲ 11.4	▲ 8.0	▲ 9.5	▲ 7.0	▲ 3.3	▲ 3.2	▲ 5.1	▲ 5.8
	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
	その他	-	0.3	▲ 1.7	▲ 0.4	▲ 1.3	▲ 3.2	▲ 3.4	▲ 3.8	▲ 3.1

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。

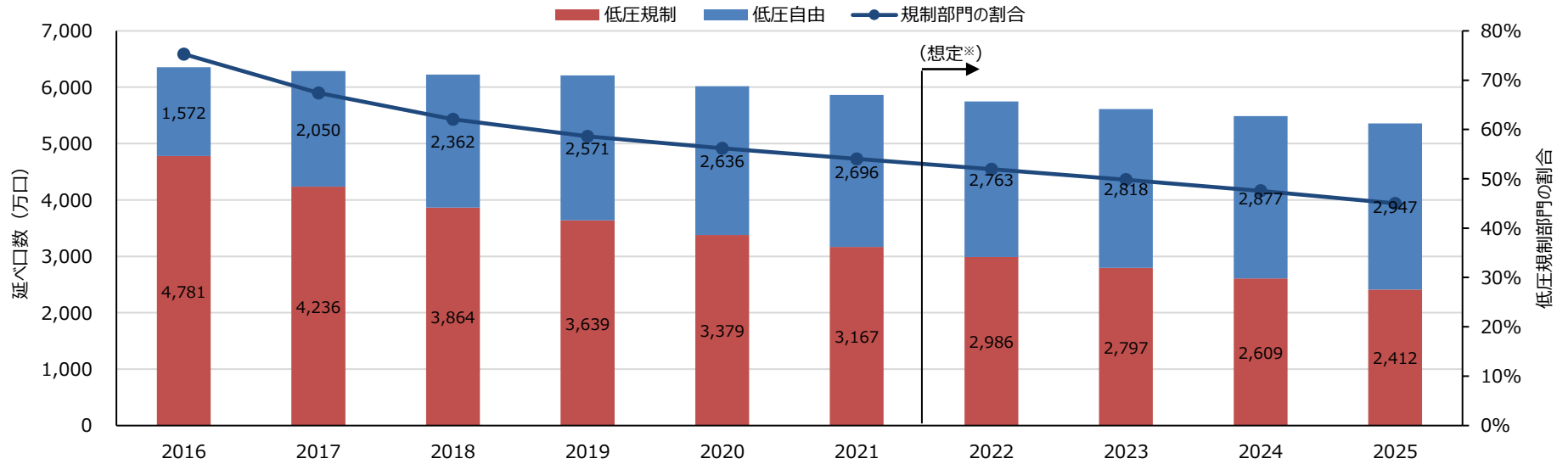
## 需要電力量と低圧規制部門の割合（中国電力）



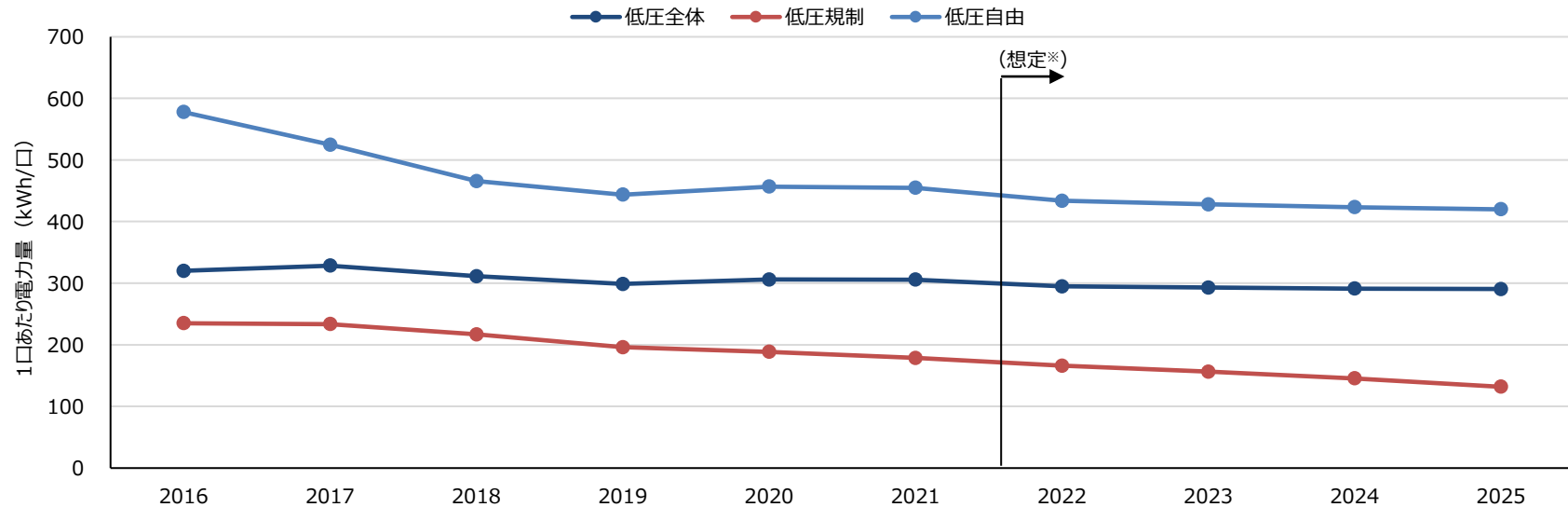
※2 2022年7月までは実績値。

# 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

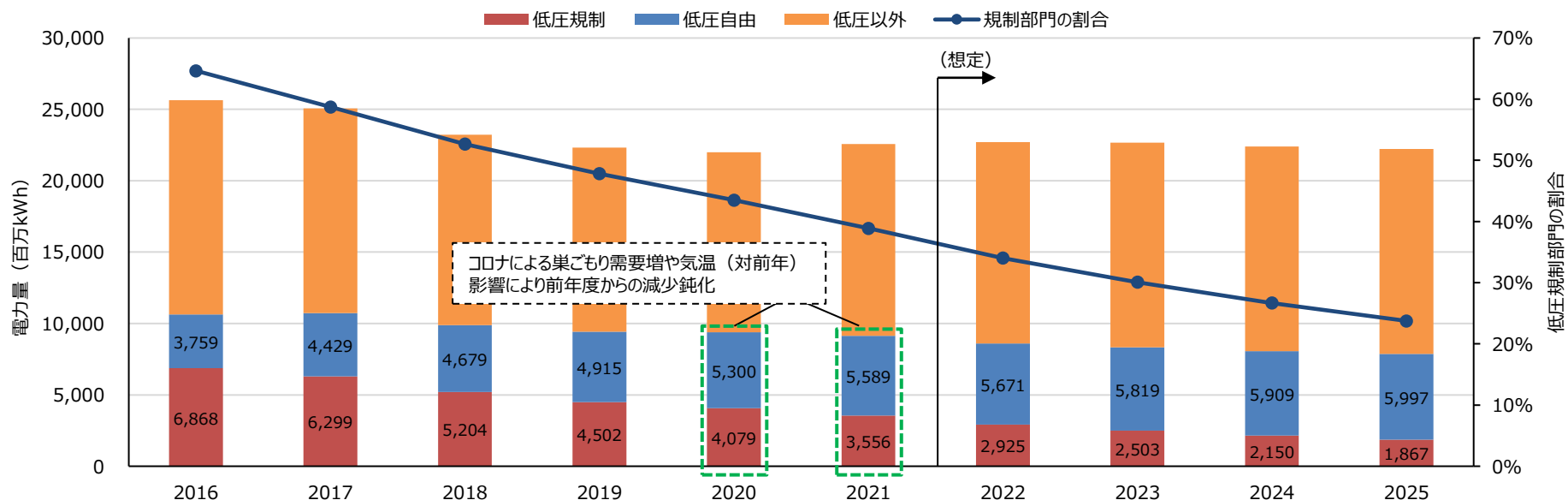
年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
低圧需要合計（百万kWh）	10,627	10,728	9,883	9,417	9,380	9,145	8,596	8,322	8,059	7,864	
うち規制部門（百万kWh）	6,868	6,299	5,203	4,502	4,079	3,556	2,925	2,503	2,150	1,867	
対前年度変動（%）	-	▲ 8.3	▲ 17.4	▲ 13.5	▲ 9.4	▲ 12.8	▲ 17.7	▲ 14.4	▲ 14.1	▲ 13.2	
主な内訳	他社離脱（戻り含む）	-	▲ 3.6	▲ 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。

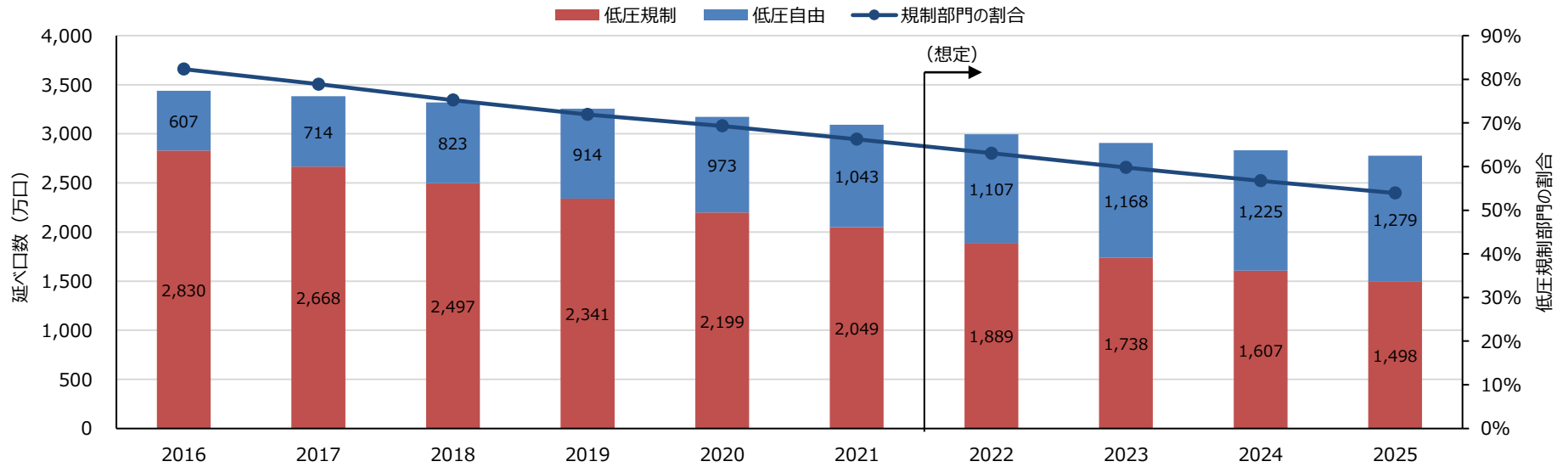
※2 コロナ禍における巣ごもり需要の増加による影響を含む。

## 需要電力量と低圧規制部門の割合（四国電力）

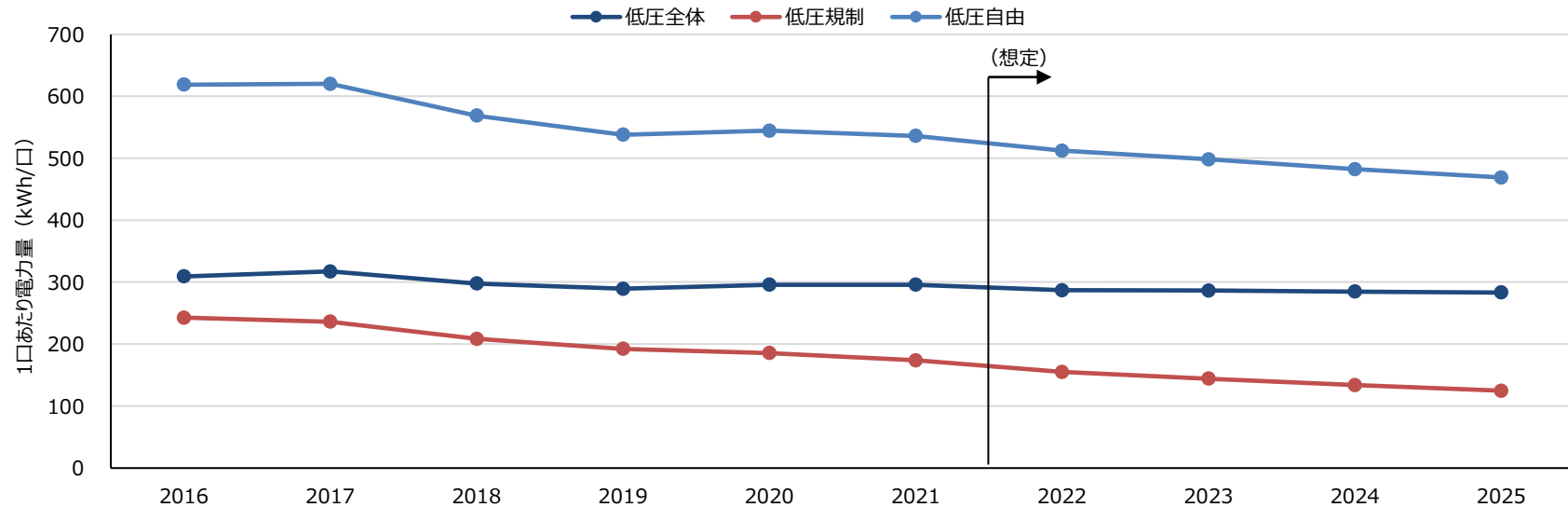


# 需要想定の詳細（四国電力）②

## 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

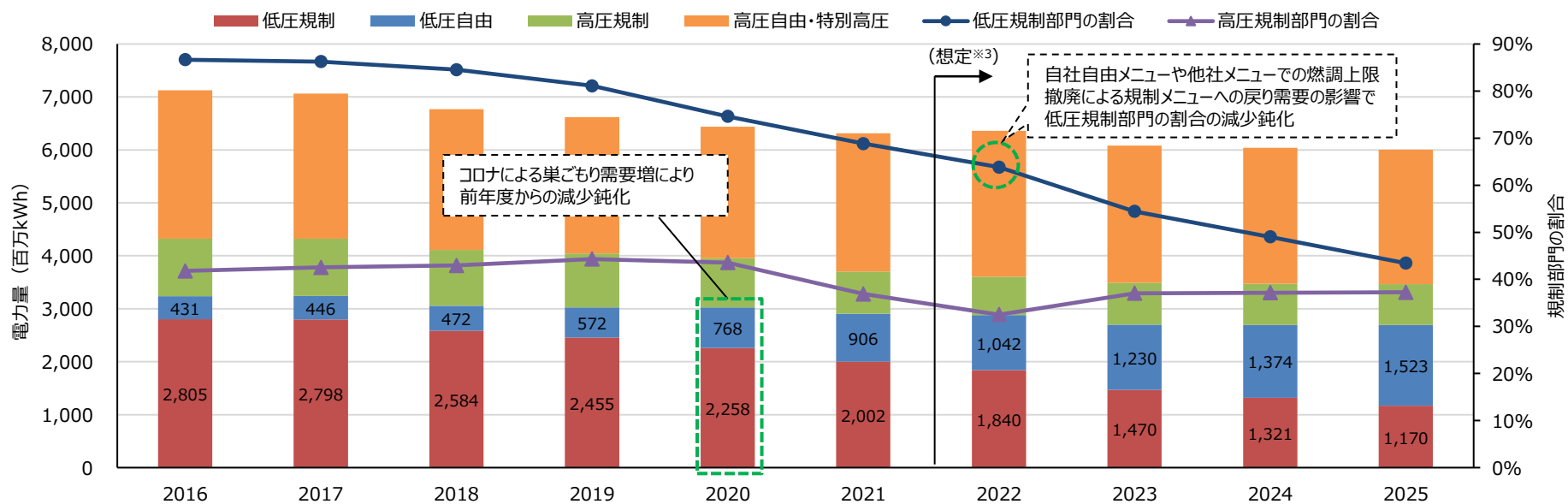
年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
低圧需要合計（百万kWh）	3,236	3,244	3,056	3,027	3,026	2,908	2,882	2,700	2,695	2,693	
うち規制部門（百万kWh）	2,805	2,798	2,584	2,455	2,258	2,002	1,840	1,470	1,321	1,170	
対前年度変動（%）	-	▲ 0.2	▲ 7.6	▲ 5.0	▲ 8.0	▲ 11.3	▲ 8.1	▲ 20.1	▲ 10.1	▲ 11.4	
主な内訳	他社離脱（戻り含む）	-	0.0	▲ 0.4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

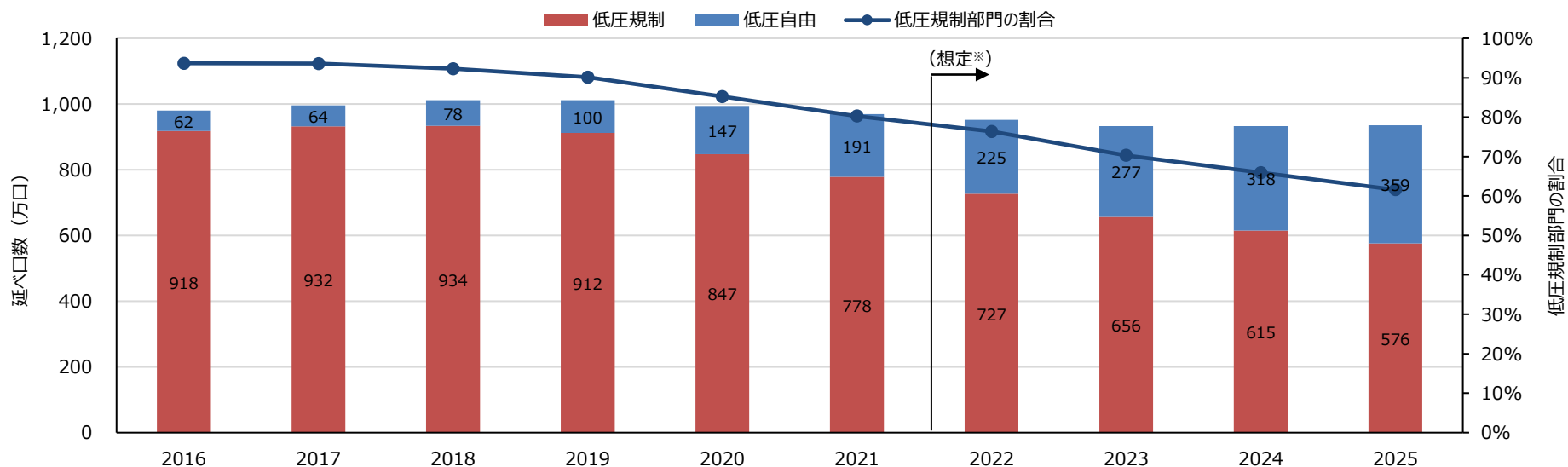
## 需要電力量と規制部門の割合（沖縄電力）



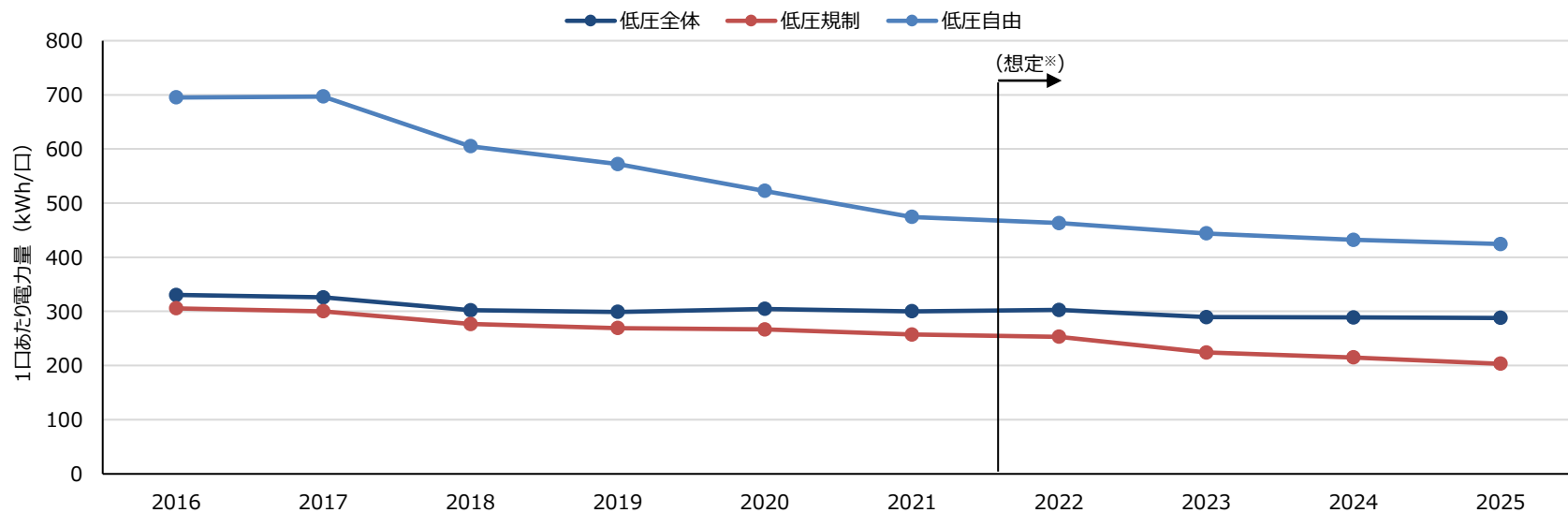
※3 2022年11月までは実績値。

# 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）



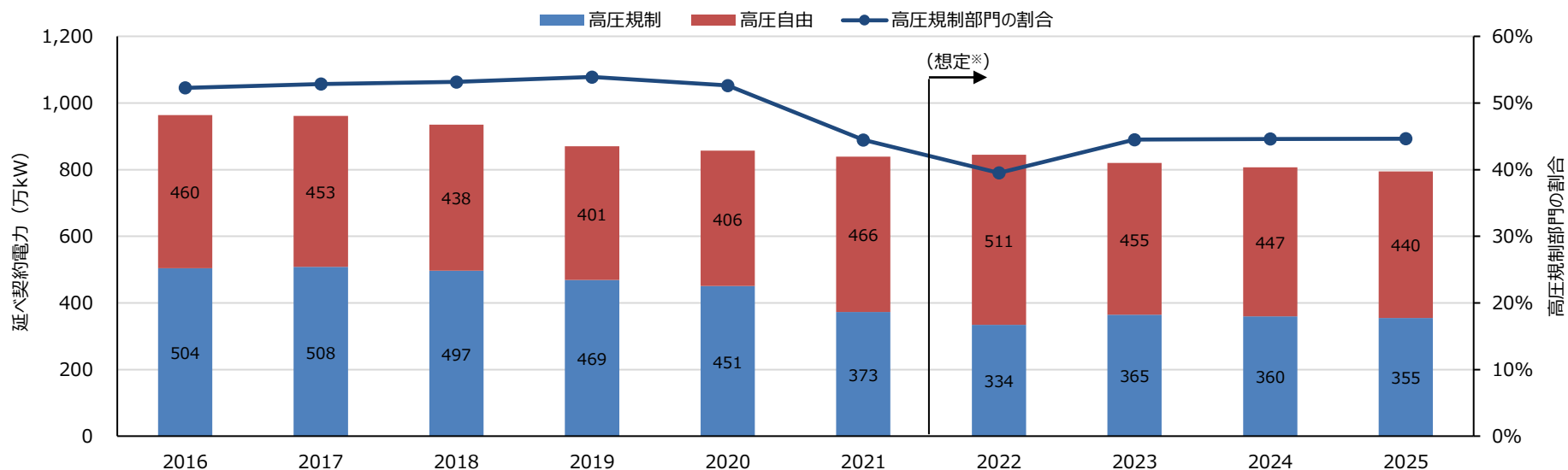
## 1口あたりの電力量 (kWh/口)（沖縄電力）



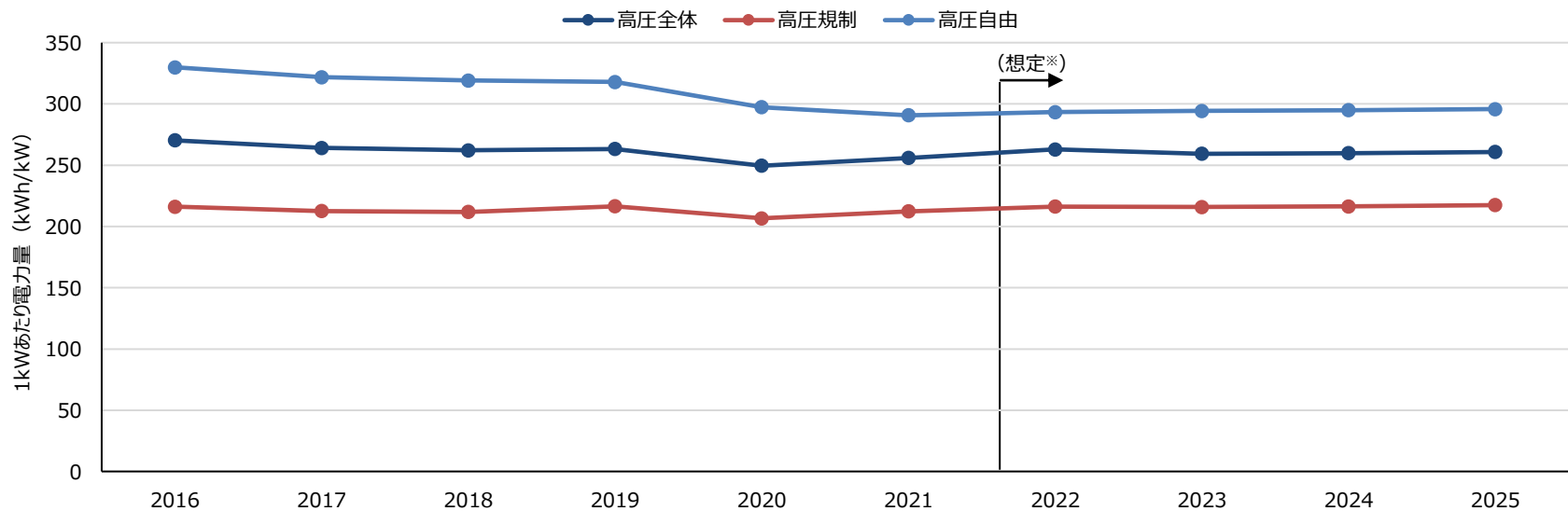
※ 2022年11月までは実績値。

# 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>なし</li> </ul>
東北電力	910	916	902	<ul style="list-style-type: none"> <li>女川原発2号機の再稼働を追加織込（+38.7億kWh）</li> <li>市場調達量を削減（▲38.7億kWh）</li> <li>卸電力市場売買量の変動（販売▲1億kWh、購入▲6億kWh）</li> <li>自社火力発電量の増加（+4億kWh）</li> </ul>
東京電力EP	2,252	2,351	2,369	<ul style="list-style-type: none"> <li>柏崎刈羽原発7・6号機の再稼働を追加織込（+119億kWh）</li> <li>供給計画における調達先未定分の減少（▲119億kWh）</li> <li>火力の作業計画の変更（+3億kWh）</li> <li>水力の作業計画の変更（▲3億kWh）</li> <li>卸電力市場販売量の増加（+1億kWh）</li> <li>揚水発電計画の変動（発電+1億kWh、動力+2億kWh）</li> <li>火力発電量の増加（+2億kWh）</li> </ul>
北陸電力	275	271	270	<ul style="list-style-type: none"> <li>志賀原発2号機の再稼働を追加織込（+9億kWh）</li> <li>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）</li> <li>火力の変動（+1億kWh）</li> <li>水力の作業計画の変更（▲1億kWh）</li> </ul> <p>（※左記の供給電力量は、自家消費分（2億kWh）を含まない値。）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>卸電力市場売買量の変動（販売▲4億kWh、購入+10億kWh）</li> <li>自社火力発電量の減少（▲14億kWh）</li> </ul>

※1 供給電力量は送電端。

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

北海道電力と東京電力EPの供給計画については、「2023年度供給計画の案（2023年1月時点）」による。

## 各事業者の「供給力」の考え方②

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

事業者	補正後の原価に係る供給電力量（億kWh）※1			供給計画から当初申請への変更点※2
	2023年度	2024年度	2025年度	当初申請から「補正後の供給力」への変更点※2
中国電力	500	495	493	<ul style="list-style-type: none"> <li>島根原発2号機の再稼働織込（+43.3億kWh）</li> <li>上記見直しに伴う火力発電の稼働見直し等（▲43.3億kWh）</li> </ul> <hr/> <ul style="list-style-type: none"> <li>卸電力市場売買量の変動（販売▲7億kWh、購入+16億kWh）</li> <li>火力発電量の変動（自社+0.3億kWh、他社▲0.6億kWh）</li> <li>揚水発電計画の変動（発電▲0.6億kWh、動力▲0.9億kWh）</li> </ul>
四国電力	239	236	235	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul> <hr/> <ul style="list-style-type: none"> <li>卸電力市場売買量の変動（販売▲7億kWh、購入+6億kWh）</li> <li>火力発電量の減少（自社▲7億kWh、他社▲6億kWh）</li> </ul>
沖縄電力	68	69	69	<ul style="list-style-type: none"> <li>なし</li> </ul> <hr/> <ul style="list-style-type: none"> <li>なし</li> </ul>

※1 供給電力量は送電端。

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

# 「供給計画」における供給力の算定方法

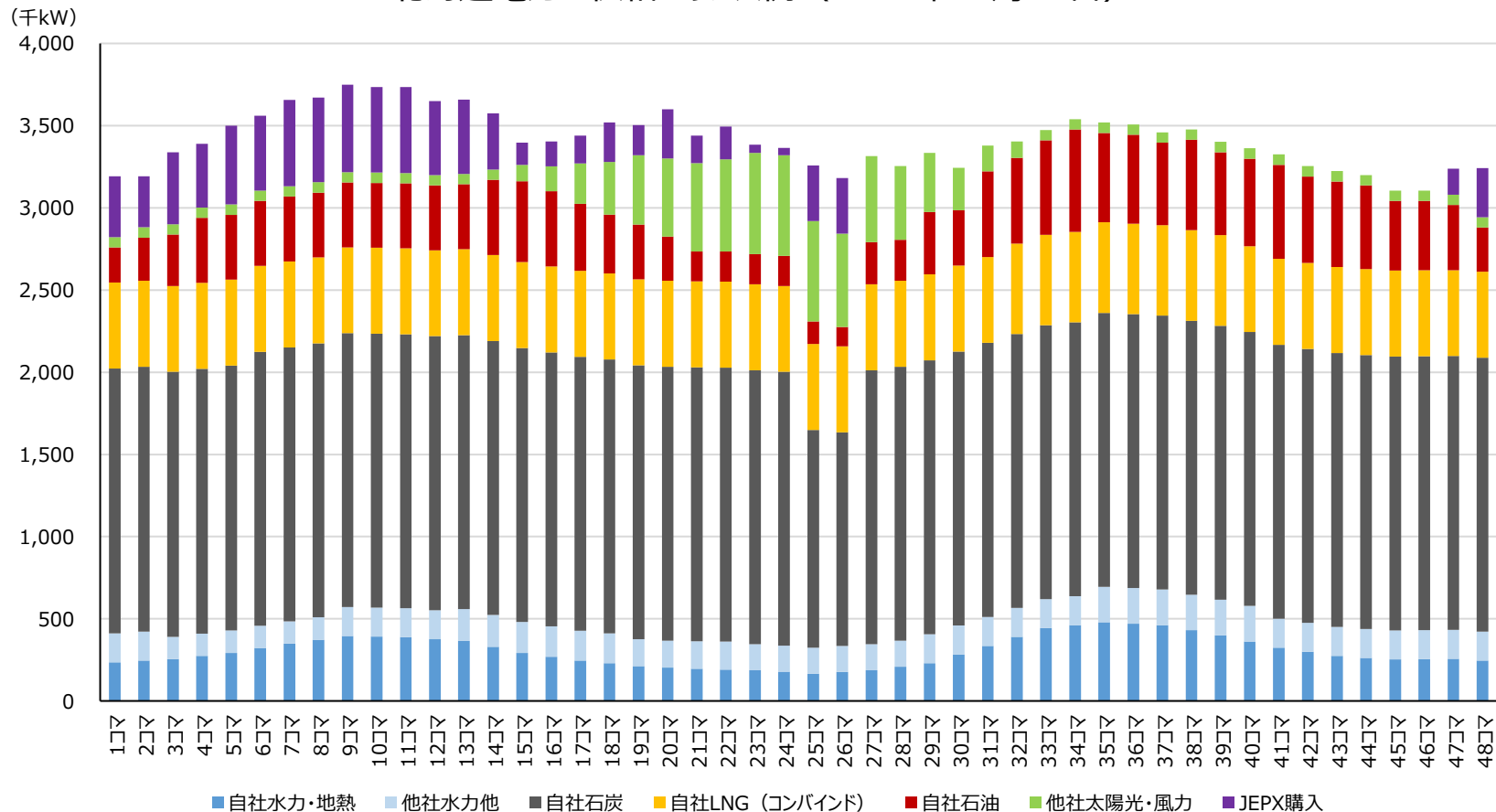
- 各事業者によれば、「供給計画」における供給力の算定方法は、以下のとおり。

事業者	供給力の算定方法	
	基本的な考え方	留意事項
北海道電力	<ul style="list-style-type: none"> <li>水力は過去実績等から算定。</li> <li>火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>他社水力は事業者ヒア結果等を考慮。</li> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>
東北電力	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子力はベースロード運用。</li> <li>水力は過去実績等から算定。</li> <li>新エネ（地熱）は出力想定等から算定。</li> <li>火力はメリットオーダー運用。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>他社水力は事業者ヒア結果等を考慮。</li> <li>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。</li> </ul>
東京電力EP	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子力はベースロード運用。</li> <li>新エネ（太陽光、風力）は過去実績等から算定。</li> <li>水力は過去実績等から算定。</li> <li>火力はメリットオーダー運用。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>水力は事業者計画等を考慮。</li> <li>火力は契約や事業者補修計画等を踏まえて算定。</li> </ul>
北陸電力	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子力はベースロード運用。</li> <li>新エネ（太陽光）は過去実績等から算定。</li> <li>水力は過去実績等から算定。</li> <li>火力はメリットオーダー運用。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>他社水力は事業者供給計画を考慮。</li> <li>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。</li> <li>LNG調達契約の影響によりLNG機は利用率が低下。</li> </ul>
中国電力	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子力はベースロード運用。</li> <li>新エネ（太陽光）は過去実績等から算定。</li> <li>水力は過去実績等から算定。</li> <li>火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>他社水力は事業者ヒア結果等を考慮。</li> <li>他社新エネ（太陽光、風力）は過去実績や設備量から算定。</li> <li>他社火力は契約の範囲内で運用。</li> <li>LNG調達契約の影響によりLNG機は利用率が低下。</li> </ul>
四国電力	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子力はベースロード運用。</li> <li>新エネは過去実績等から算定。</li> <li>水力は過去実績等から算定。</li> <li>火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>他社火力は契約に基づく受電利用率制約を考慮。</li> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>
沖縄電力	<ul style="list-style-type: none"> <li>火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>再エネは過去実績等から算定。</li> <li>他社火力は契約の範囲内で運用。</li> <li>LNG機はLNG調達量に見合う利用率で運用。</li> </ul>

# 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。

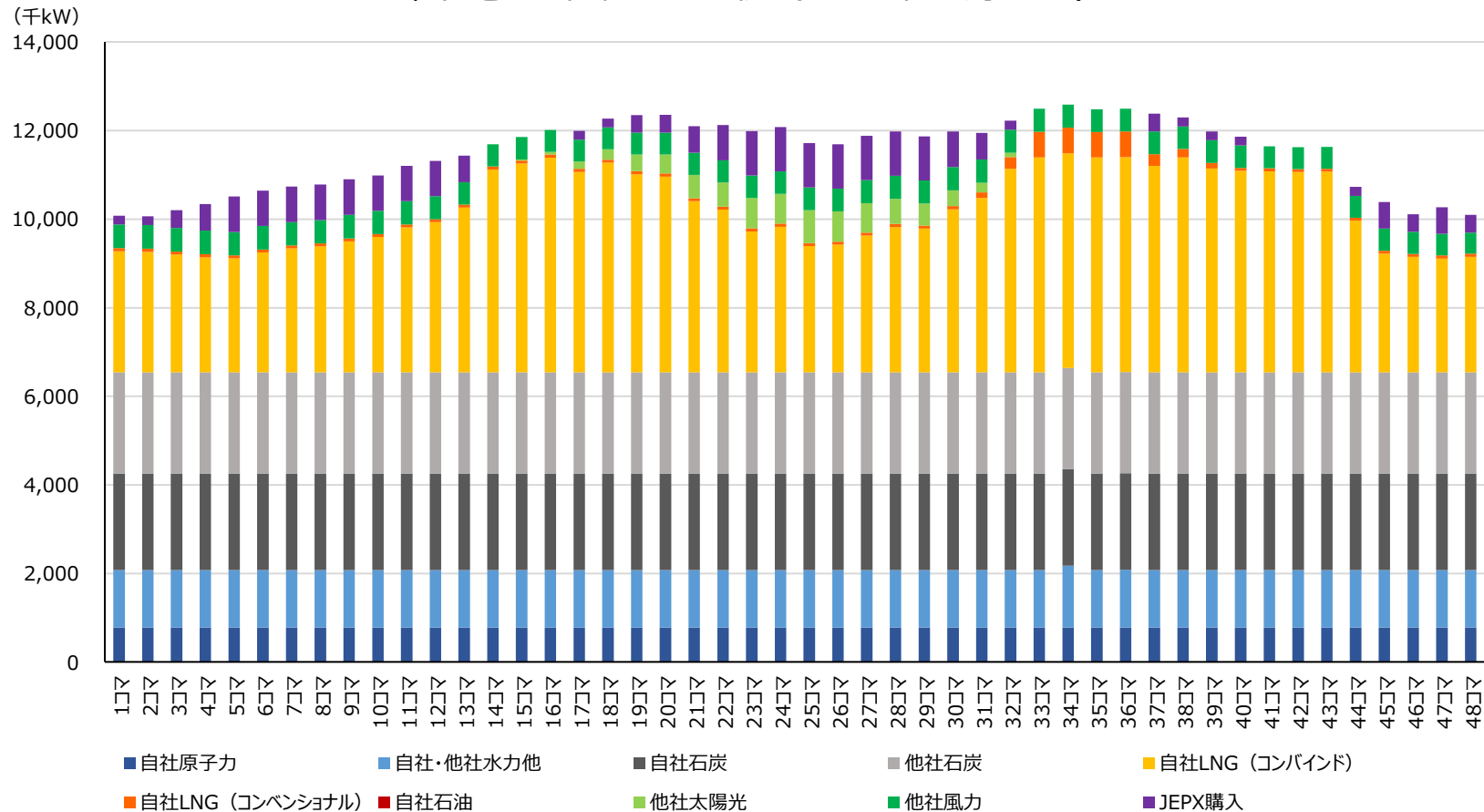
北海道電力の供給バランス例（2025年12月15日）



# 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。

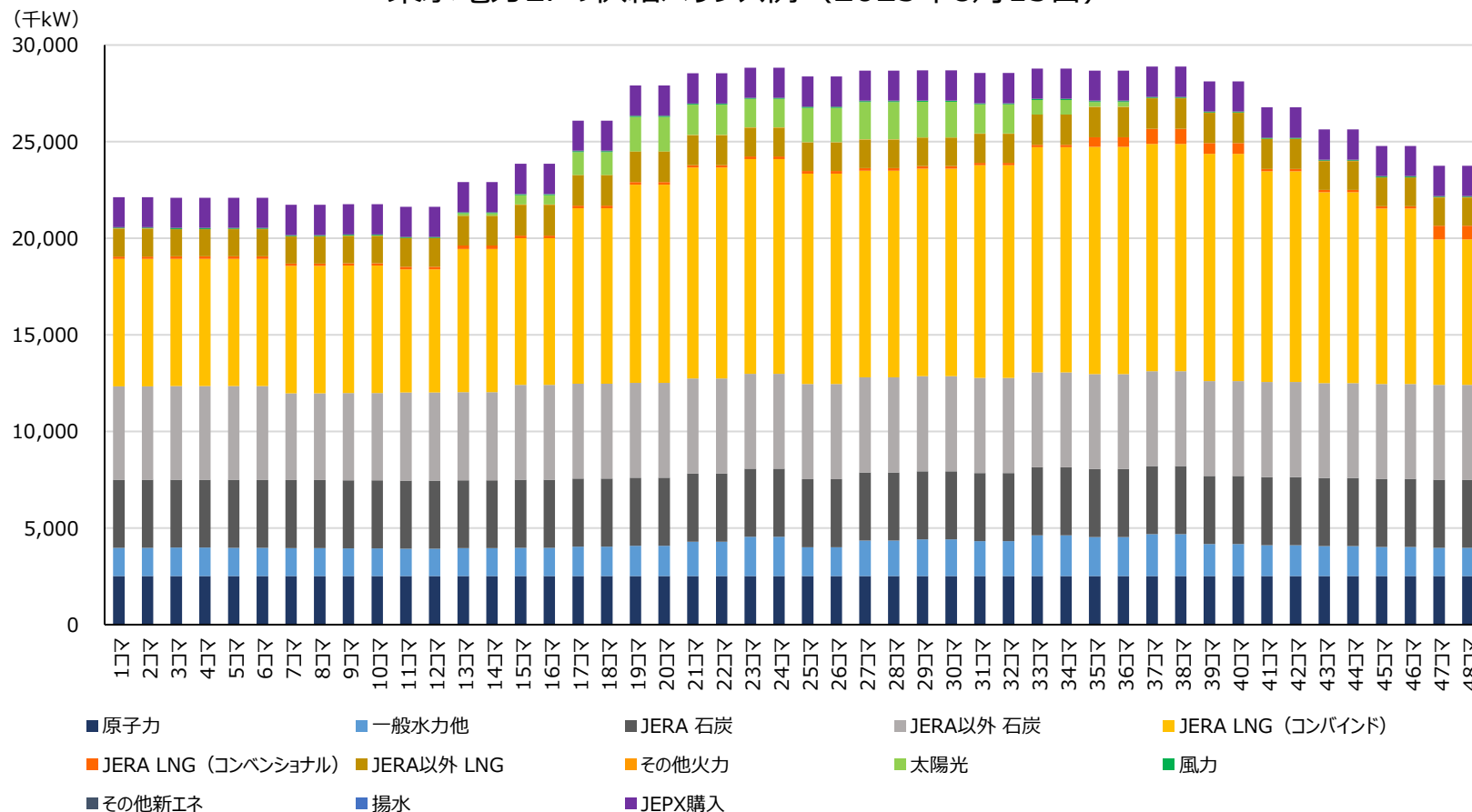
東北電力の供給バランス例（2025年12月15日）



# 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。

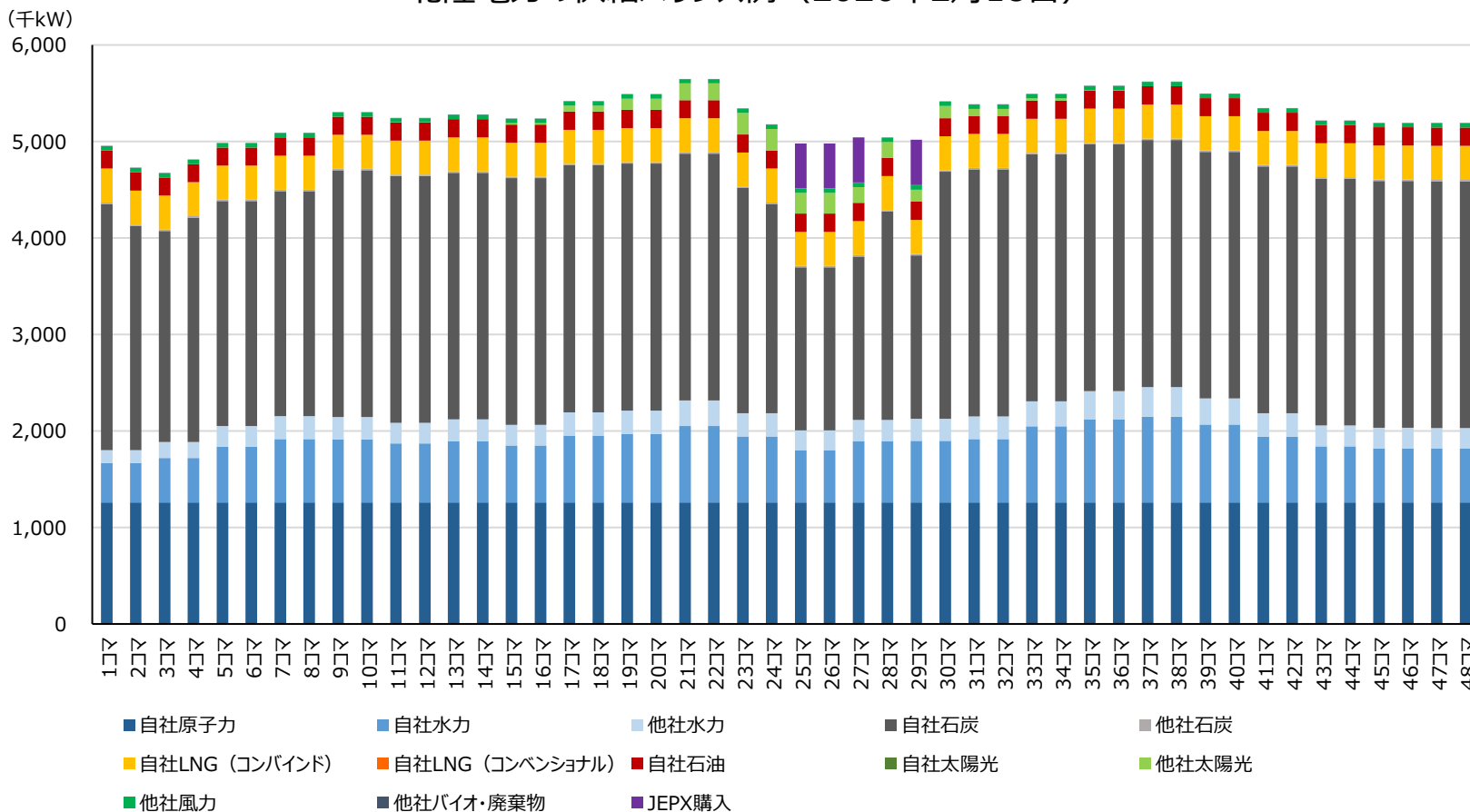
東京電力EPの供給バランス例（2025年8月15日）



# 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）

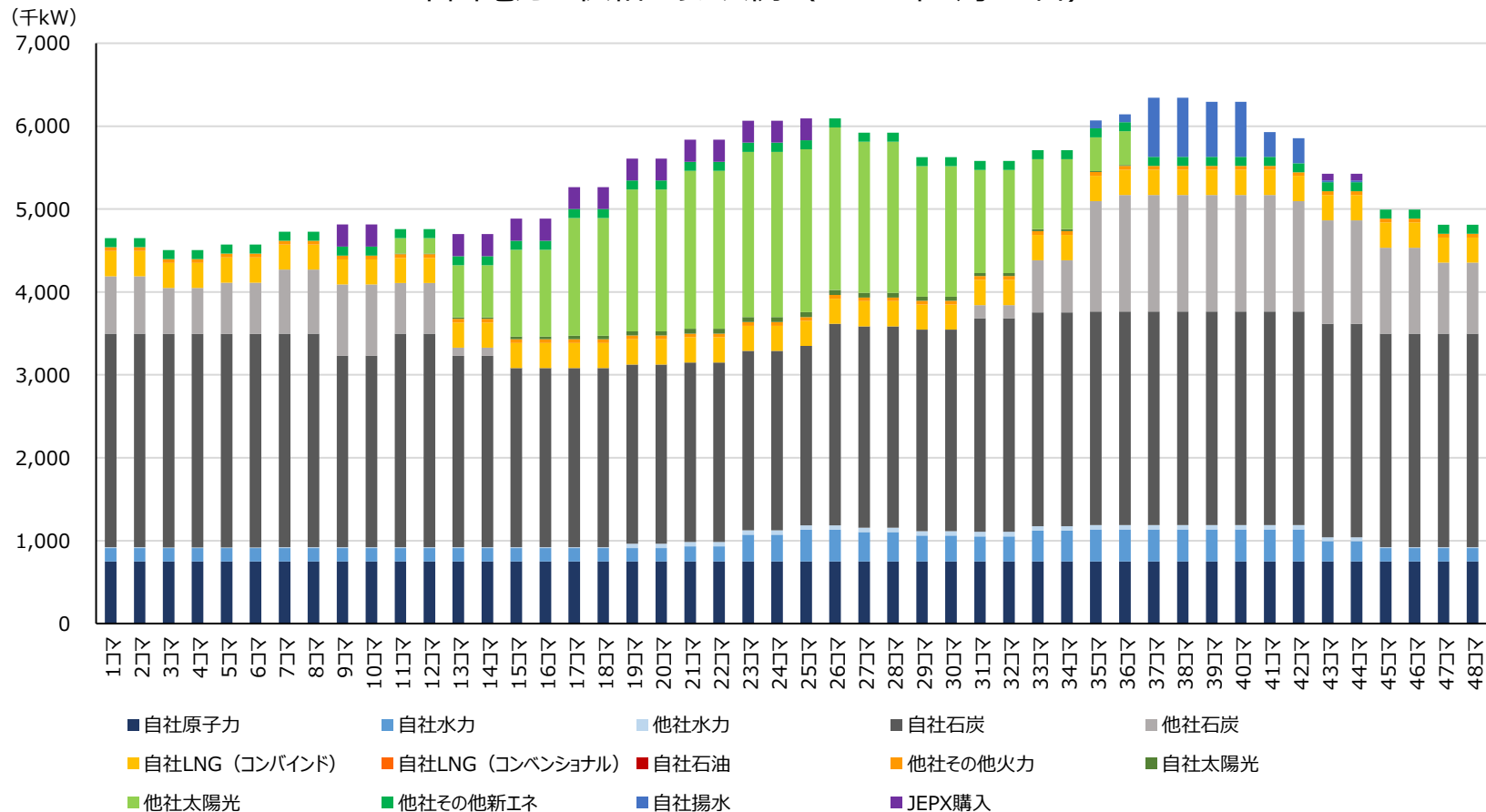




# 各事業者における供給力の内訳（中国電力）

- 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。

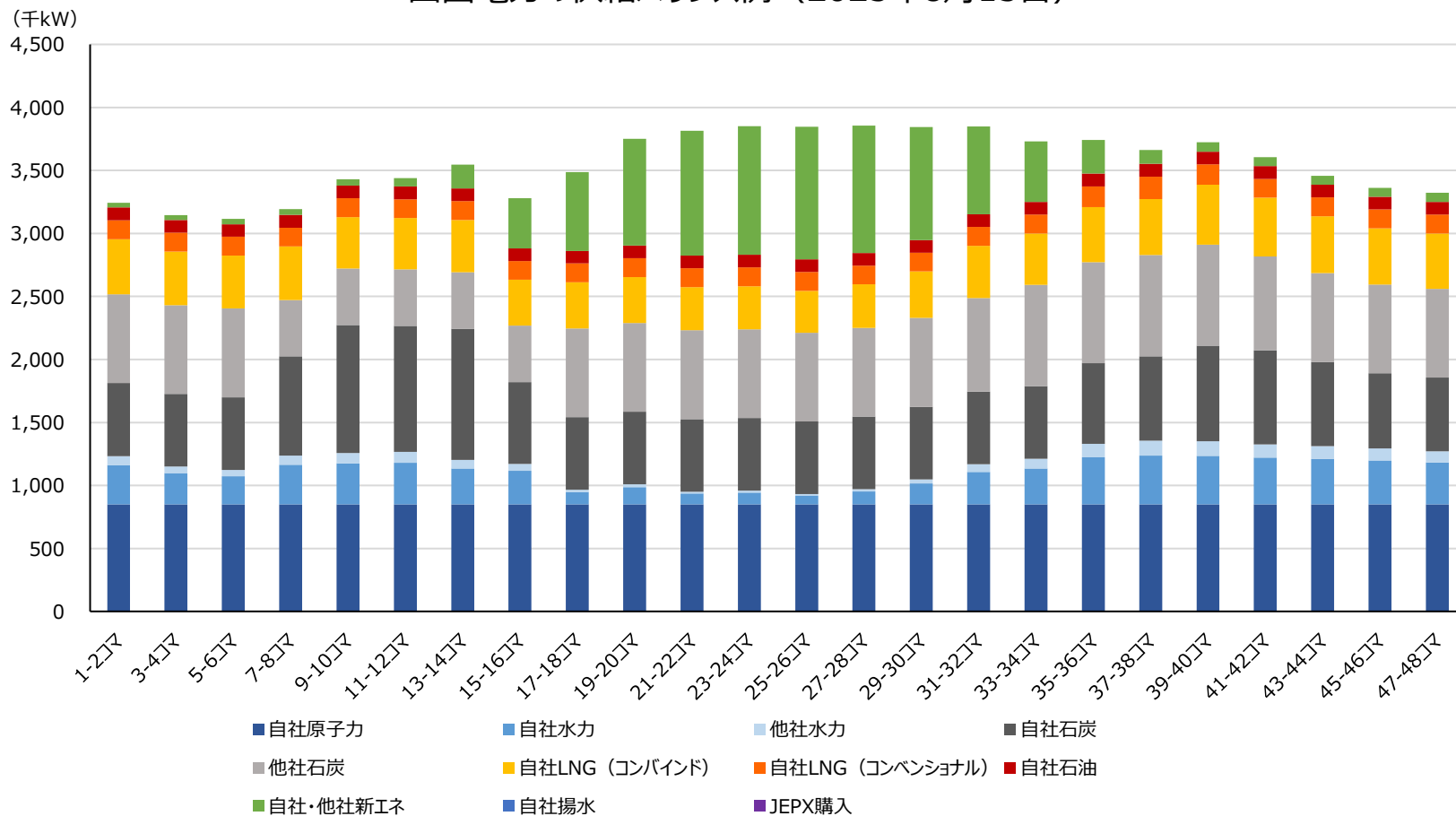
中国電力の供給バランス例（2025年8月15日）



# 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。

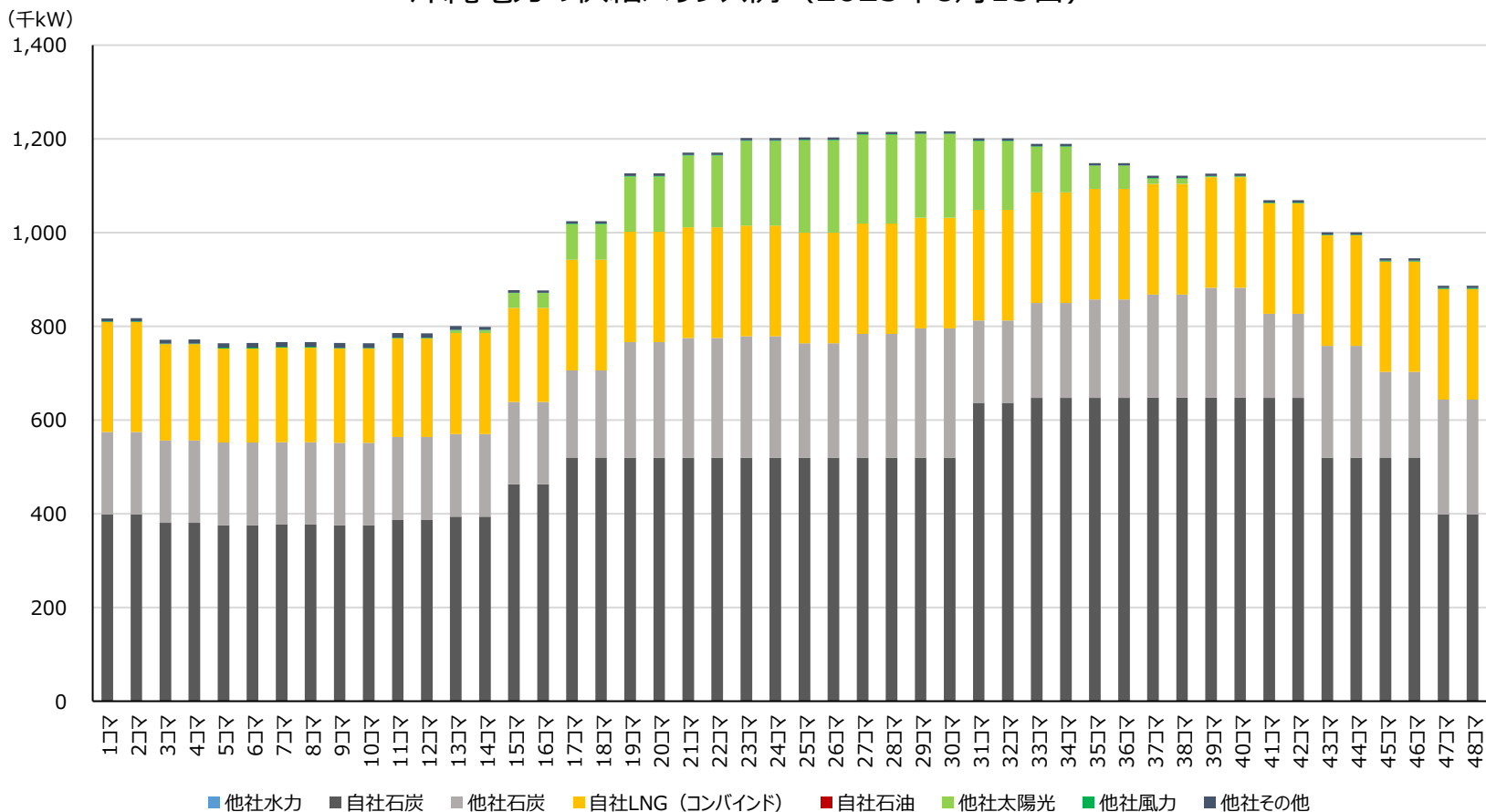
四国電力の供給バランス例（2025年8月15日）



# 各事業者における供給力の内訳（沖縄電力）

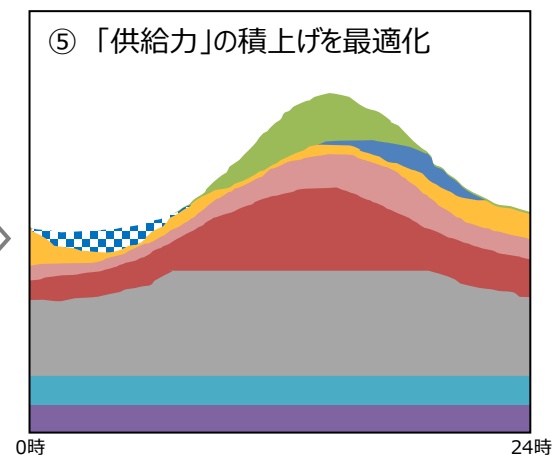
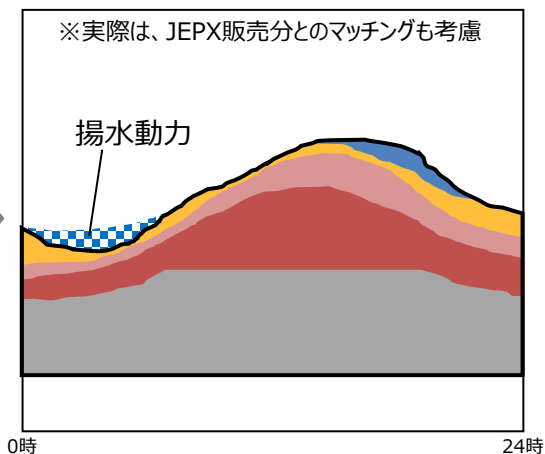
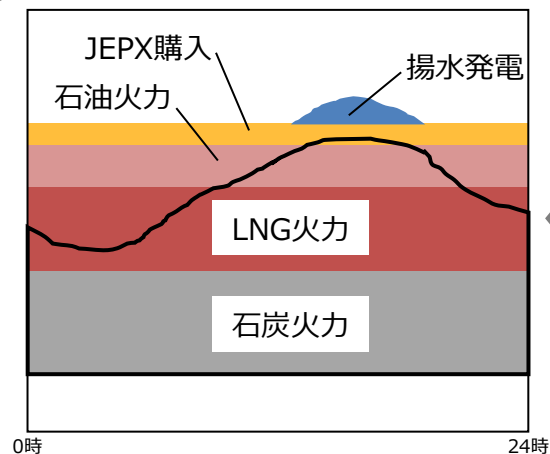
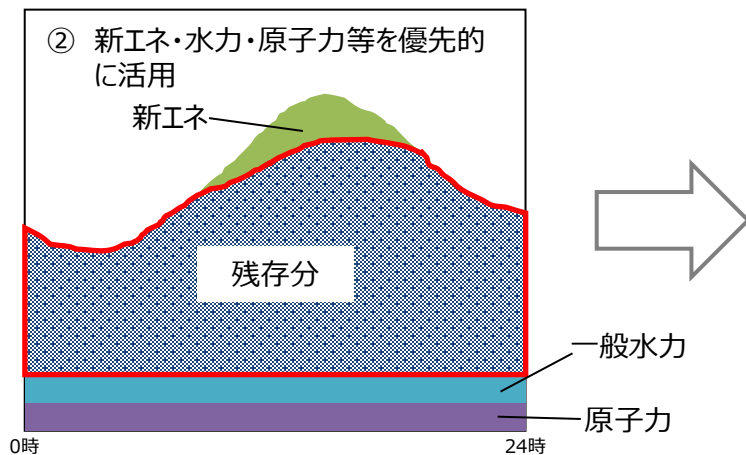
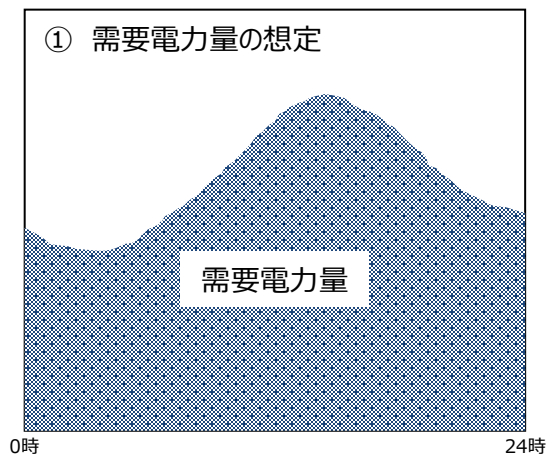
- 沖縄電力における一日の供給バランスの例は、以下のとおり。
- 2023～25年度の需給バランスについて、需要電力量と供給電力量の一致が確認され、合理的でない供給力の積上げは確認されなかった。

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

### ⑧ ヤードスティック査定の結果

### ⑨ 調達改善に向けたフォローアップの実施

# 経営効率化の概要・関係法令における規定

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

## 電気事業法等の一部を改正する法律（改正法）附則

### （みなし小売電気事業者の特定小売供給約款）

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

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

- 一 料金が能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたものであること。
- 二～四 （略）

## みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

### 第2章 「原価等の算定」に関する審査

#### 第1節 基本的考え方

1・2 （略）

3. 資材調達や工事・委託事業等に係る費用であって、申請後に契約を締結し、又は契約締結に係る交渉を行うものについては、削減を求めることが困難であるものを除き、これまでの入札の実施等による効率化努力の実績や他の事業者の効率化努力との比較を行いつつ査定を行う。

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

5・6 （略）

## 【6-2. 経営効率化】

① 経営効率化の概要

② これまでの効率化の取組

③ 今回申請で織り込んだ効率化の取組

④ 事業者間比較（横比較）

⑤ 効率化係数の設定

⑥ 効率化係数に関する各論

⑦ ヤードスティック査定の考え方

⑧ ヤードスティック査定の結果

⑨ 調達改善に向けたフォローアップの実施



# これまでの効率化の取組①

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

事業者	2021年度実績	主な取組	前回認可※1 における織り込み
北海道電力	▲912億円※2 (効率化織込前の前回申請原価から)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 修繕工事内容、工法、実施時期の見直し (▲138億円)</li> <li>・ 給料手当の削減 (▲94億円)</li> </ul>	▲650億円
	うち、資材・役務調達等の効率化：▲260億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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)</li> </ul>	▲173億円
東北電力	▲1,752億円※2 (2013年改定から)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 市況を捉えた燃料調達等による燃料費低減の取り組み</li> <li>・ 電源構成の最適化による火力発電設備の競争力強化</li> </ul>	▲1,139億円
	うち、資材・役務調達等の効率化：▲733億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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</li> </ul>	▲181億円
東京電力EP	▲5,066億円※3 (2010年度比)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 人員削減、年収の削減等による人件費の削減 (▲2,156億円)</li> <li>・ 経済性に優れた電源の活用等による購入電力料の削減 (▲668億円)</li> </ul>	▲2,852億円
	うち、資材・役務調達等の効率化：▲2,156億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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)</li> <li>・ 工事・点検の中止・実施時期の見直し (▲919億円)</li> </ul>	▲551億円
北陸電力	▲366億円 (2008年改定原価対比)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 経済性に優れた電源（水力・LNG火力）活用</li> <li>・ 販売活動費や研究開発費等の諸経費全般の削減</li> </ul>	—
	うち、資材・役務調達等の効率化：▲63億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 競争入札等による資材調達価格の低減</li> </ul>	—

※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)	<ul style="list-style-type: none"> <li>石炭・LNGの受入品位の拡大</li> <li>設計・施工方法の合理化</li> </ul>	—
	うち、資材・役務調達等の効率化： ▲24億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>競争発注の拡大等による資機材・役務調達の効率化</li> </ul>	—
四国電力	▲743億円※2 (効率化織込前の前回申請原価から)	<ul style="list-style-type: none"> <li>組織・業務運営の見直しなどによる人員の減</li> <li>卸電力取引所の活用</li> </ul>	▲412億円
	うち、資材・役務調達等の効率化： ▲175億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>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</li> </ul>	▲111億円
沖縄電力	▲48億円※2 (2017年度から)	<ul style="list-style-type: none"> <li>LNG・石炭機の運用効率化等による燃料費低減</li> <li>定期点検内容を精査し工期短縮（修繕コスト削減）</li> </ul>	—
	うち、資材・役務調達等の効率化： ▲3億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>設計・仕様・工法・発注方法等の見直しによる効率化</li> </ul>	—

※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

### 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

※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。

※送配電を含む。また、四捨五入のため、合計値の端数が合わない場合がある。

## 【6-2. 経営効率化】

① 経営効率化の概要

② これまでの効率化の取組

③ **今回申請で織り込んだ効率化の取組**

④ 事業者間比較（横比較）

⑤ 効率化係数の設定

⑥ 効率化係数に関する各論

⑦ ヤードスティック査定の考え方

⑧ ヤードスティック査定の結果

⑨ 調達改善に向けたフォローアップの実施

# 今回申請で織り込んだ効率化の取組①

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

事業者	申請原価 (2023~25年度平均)	効率化額	主な取組
北海道電力	6,792億円	▲230億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ LNGにおける安定的な長期契約の拡大（▲62億円）</li> <li>・ 他社購入電力料における調達価格低減努力（▲47億円）</li> </ul>
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲29億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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）</li> </ul>
東北電力	17,779億円	▲311億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 電源競争力強化の取り組みによる熱効率の向上</li> <li>・ 低品位炭の調達拡大など燃料調達の取り組み</li> <li>・ 人員数の削減、退職給与金の削減</li> </ul>
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲60億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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</li> </ul>
東京電力EP	53,563億円	▲2,642億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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）</li> <li>・ 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）</li> </ul>
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲92億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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）</li> </ul>
北陸電力	5,737億円	▲132億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ AI技術を活用した最適な設備・需給運用</li> <li>・ 人件費（役員報酬、給料手当等）の更なる削減</li> </ul>
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲54億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 上流購買の推進による更なる資材調達価格の低減</li> </ul>

※申請原価と効率化額については、送配電関連費を含まない。

## 今回申請で織り込んだ効率化の取組②

事業者	申請原価 (2023～25年度平均)	効率化額	主な取組
中国電力	11,018億円	▲635億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>三隅発電所2号機運転開始に伴う燃料費削減</li> <li>安定・安価な燃料調達に資する継続的な取り組み</li> <li>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</li> </ul>
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲77億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>競争発注の継続的推進等による調達コストの低減</li> </ul>
四国電力	4,836億円	▲220億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>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</li> <li>DXの推進に向けた取り組み</li> <li>労働生産性向上による従業員数の減</li> </ul>
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲21.5億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>資材調達力の強化による調達・取引価格の低減</li> </ul>
沖縄電力	1,732億円	▲136億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>吉の浦火力（LNG）運開による発電効率の向上</li> <li>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</li> </ul>
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲27億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>工法・発注方法等の見直しによる効率化</li> </ul>

※申請原価と効率化額については、送配電関連費を含まない。

# 今回申請で織り込んだ効率化の取組③

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

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

※1：対象費用のうち設備投資に係る費用は、設備投資額から3%を削減後、減価償却費等を算定し原価への織り込み額に計上しているため、対象費用に3%を乗じた額にはならない。

※2：原子力安全対策工事及び災害対応等を除く。

※3：対象費用のうち設備投資に係る費用は、設備投資額から16%を削減後、減価償却費等を算定し原価への織り込み額に計上しているため、対象費用に16%を乗じた額にはならない。

※4：対象費用のうち設備投資に係る費用は、設備投資額から6.0%を削減後、減価償却費等を算定し原価への織り込み額に計上しているため、対象費用に6.0%を乗じた額にはならない。



# 今回申請で織り込んだ効率化の取組④

事業者	申請原価への効率化の織り込み	削減額・削減率の算定方法	対象費用 (削減前)	競争入札 比率 (2021年度)	子会社・関係会社への効率化の反映	
					効率化額 削減率	算定方法
中国電力	▲77億円 (▲7%)	過去の効率化実績を踏まえ、資機材・役務調達コストの低減目標を180億円と設定した上で、物価上昇影響が相当規模見込まれることから、物価上昇の影響等を考慮して算定	1,100億円 (修繕費、委託費等)	35% <sup>※1</sup>	▲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% <sup>※2</sup>	▲2.8億円 (▲2.6%) (▲27億円の内数)	修繕費設計値×労務費比率実績×子会社等取引比率×労務費低減率 委託費設計費×労務費比率実績×子会社等取引比率×労務費低減率

※1：契約金額50億円超過を除く。 ※2：発電部門に限る。

## 【6-2. 経営効率化】

- ① 経営効率化の概要
- ② これまでの効率化の取組
- ③ 今回申請で織り込んだ効率化の取組
- ④ 事業者間比較（横比較）**
- ⑤ 効率化係数の設定
- ⑥ 効率化係数に関する各論
- ⑦ ヤードスティック査定の考え方
- ⑧ ヤードスティック査定の結果
- ⑨ 調達改善に向けたフォローアップの実施

## 横比較の考え方①

- 電気料金を構成する各費目は、以下のとおり、大きく3種類に分類することが出来る。
  - ①変動的な費目（例：燃料費）
  - ②固定的な費目のうち、法令・契約・外部要因等による制約を受ける費目（例：公租公課）
  - ③固定的な費目のうち、②を除いた費目（例：委託費、研究費）
- その上で、**①については**、燃料費や他社購入電源費などが該当するが、市場価格やそれを踏まえた調達状況などに大きく影響を受けるため、**他律的な要素が強い費目**である。また、**費目の定義が明確**であるため、**個別に必要性・効率性などを確認**することが可能である。
- 次に、**②については**、公租公課などが該当するが、**法令等に基づき費用計上**を行うものであるため、**他律的な要素が強い費目**である。また、**費目の定義が明確**であり、基本的に、**個別に必要性・効率性などを確認**することが可能である。
- 一方、**③については**、委託費や研究費などが該当するが、**事業者によって費目の定義が異なる場合がある**（※）とともに、一定程度、**自律的に効率化努力を織り込むことが可能**であるといった特徴がある。また、今回の料金改定申請は、燃料価格の高騰等に伴うものであるが、**③の費目は燃料価格等に直接影響を受けない**ため、各事業者における**効率化努力の推移**（外部要因を概ね除いた形で）**推定する際の尺度**として有効である。

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

# 【参考】電気料金を構成する各費目の分類

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

## 横比較の考え方②

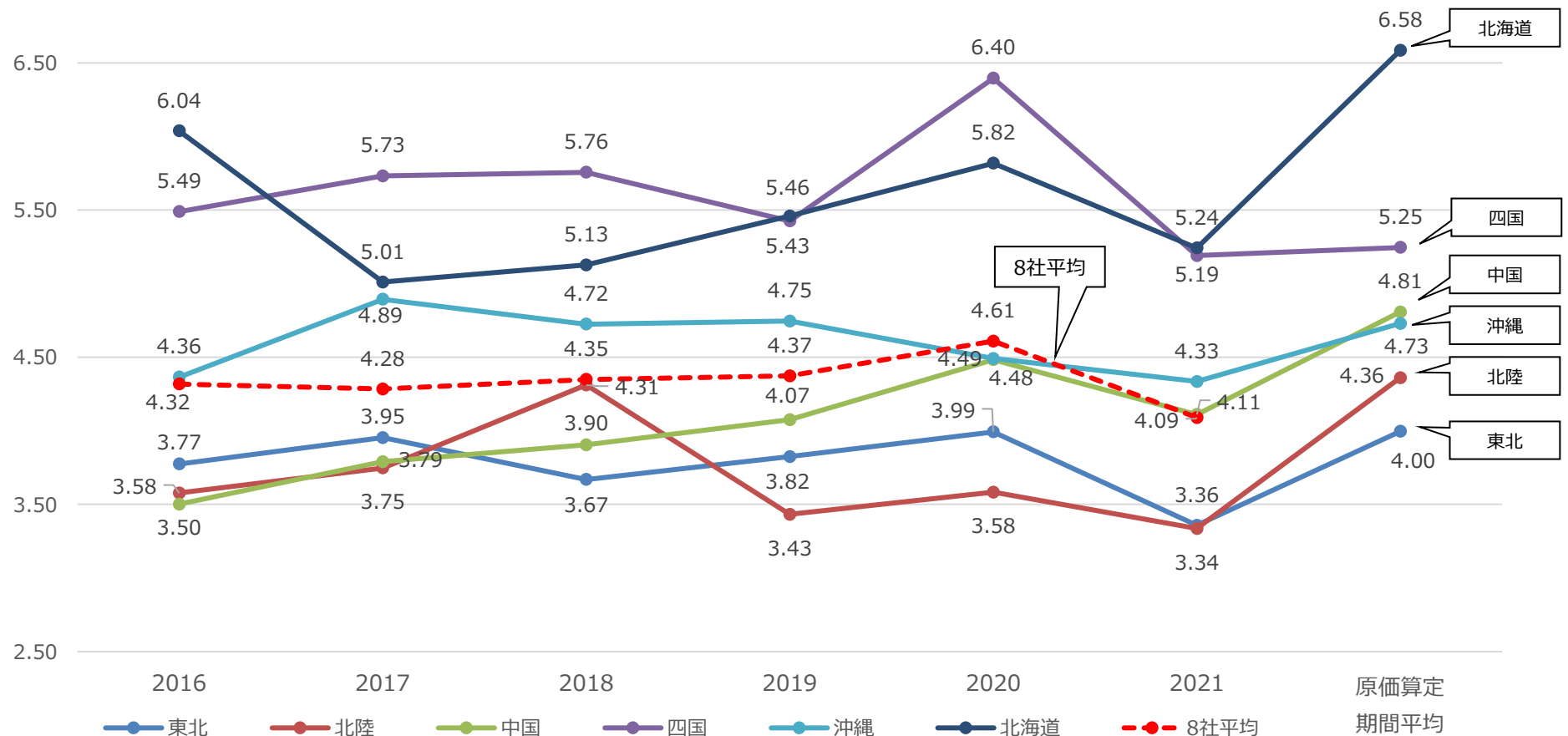
- 前述の分類③の費目について、効率性を検証するにあたり、コストドライバーが必ずしも明確でない場合（例：委託費・研究費・諸費）が存在する。さらに、費目間の関連（例：研究事業を、委託費と研究費のどちらに計上するか）もあるため、費目ごとではなく、分類③の費目の総額を用いて比較することが考えられる。
- これを踏まえ、分類③の費目の総額について、
  1. 発電部門（発電費）と販売部門（販売費）に分けた上で、
  2. 発電部門に係る費用は発電電力量で、販売部門に係る費用は販売電力量で除する、といった方法によって、横比較を行った。これにより、発販分離といった事業形態の違いに依らず、横比較が可能となる。
- また、上記の横比較にあたって、過去実績の採録期間として、2016～21年度の数値を用いた。これは、2016年度に小売全面自由化が行われ、現在と同様の競争環境になったことを踏まえ、2016年度以降を採録期間とすることで、経時的な変化を適切に分析することが可能になると考えられるためである。
- なお、事業者から、分類③の費目に、送配電部門からの受託業務に伴う費用などが含まれている場合がある旨の説明があったことから、それらの費用を除いた数値で、横比較を行った。

# 発電部門に関する横比較の結果

- **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）



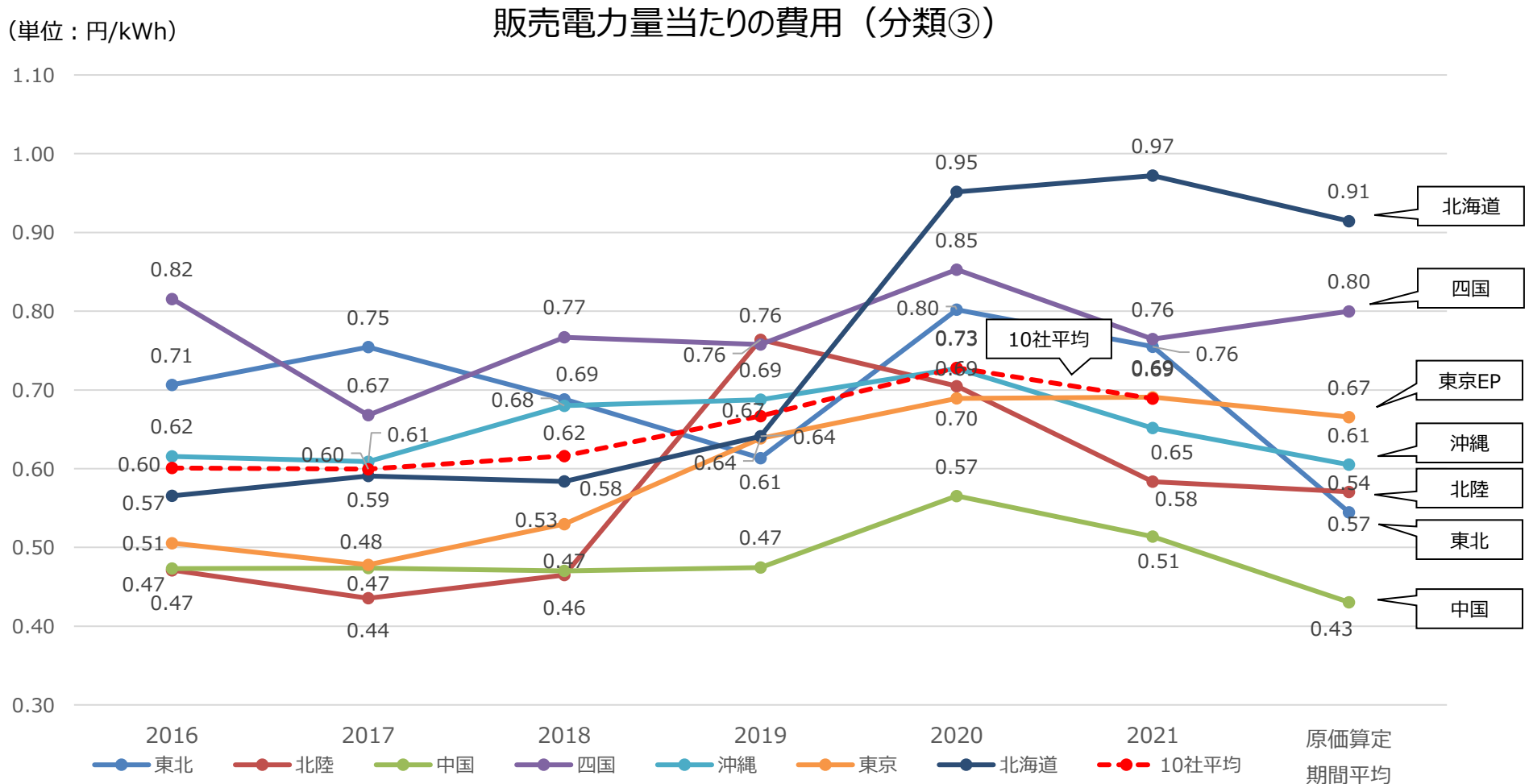
※送配電部門からの受託業務に伴う費用（分社化後）を各事業者から聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。

※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り、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り、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。

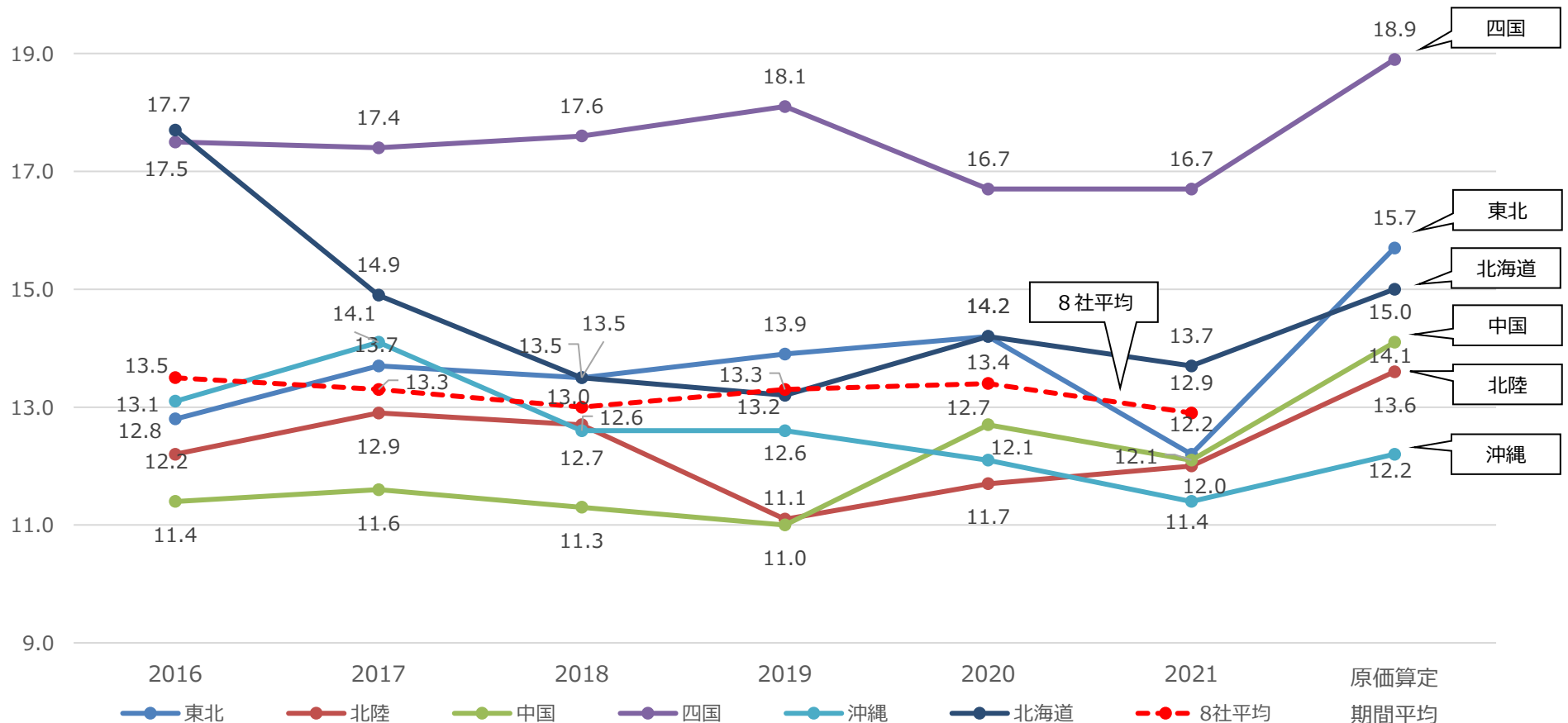


# 【参考】発電部門に関する横比較の結果（認可出力ベース）

- 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)

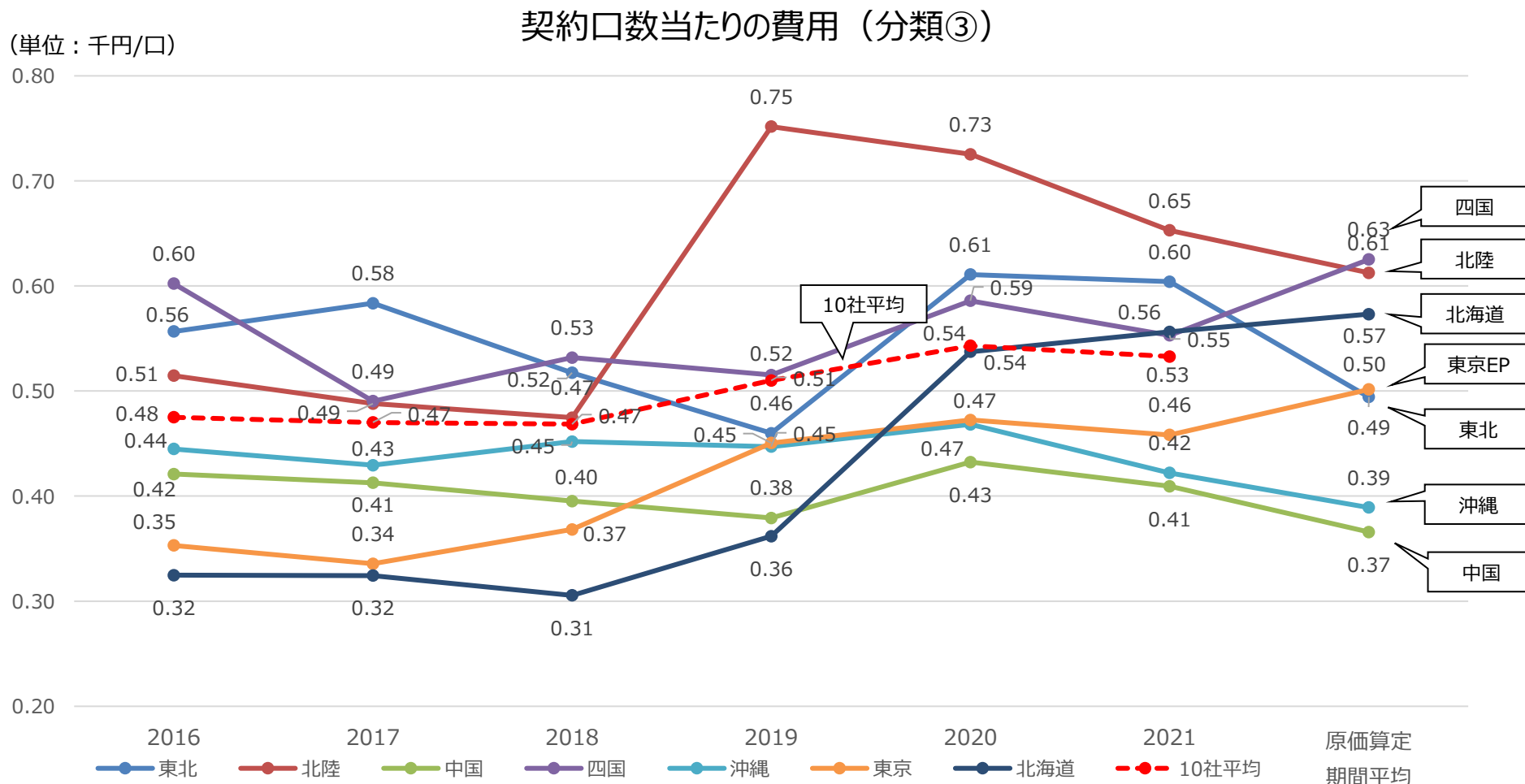
認可出力当たりの費用（分類③）



※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）

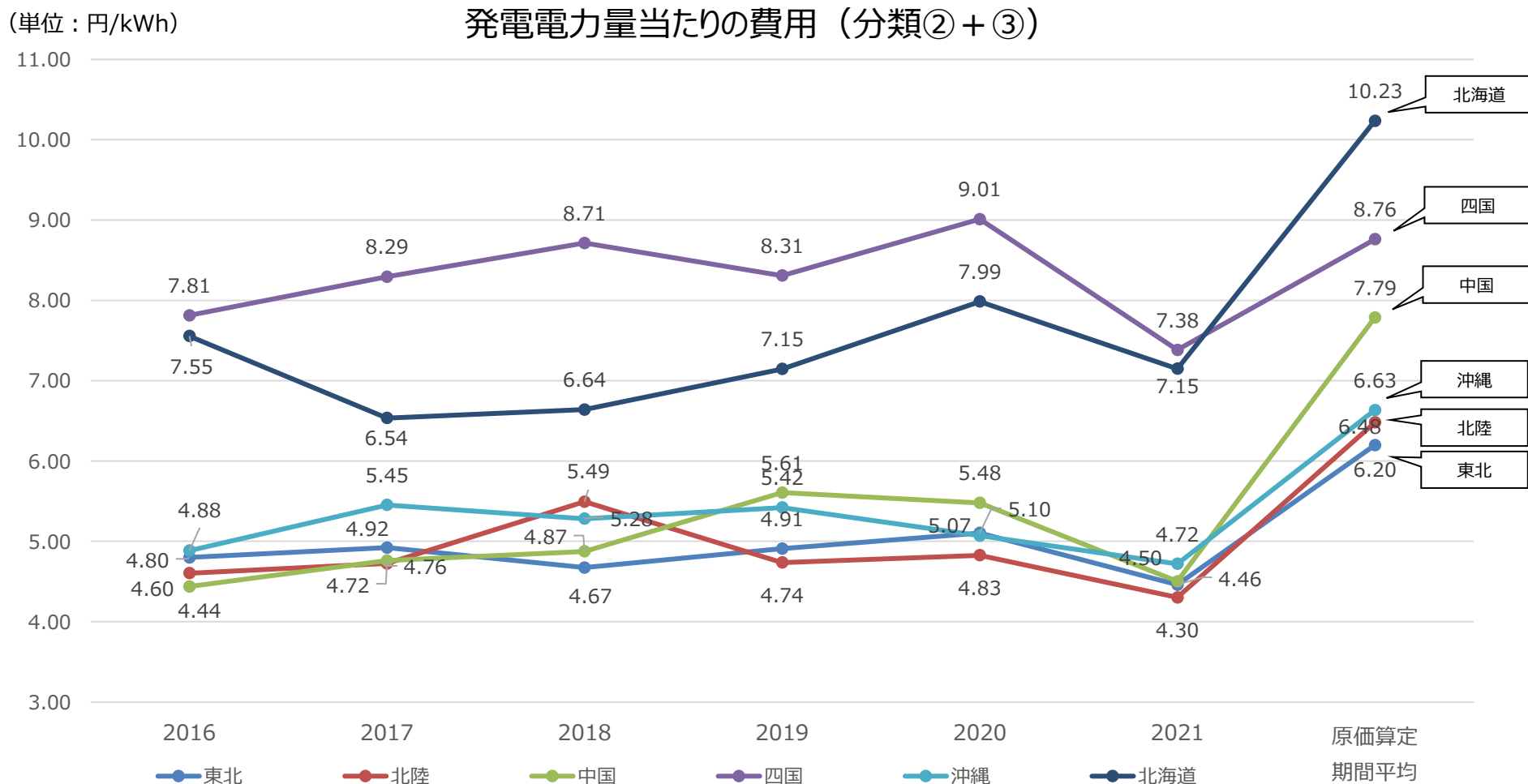
- 販売部門に係る分類③の費目のうち、送配電部門からの受託業務に伴う費用を除いた上で、各事業者の「契約口数当たりの費用」の経年変化を試算した結果は、以下のとおり。



※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）

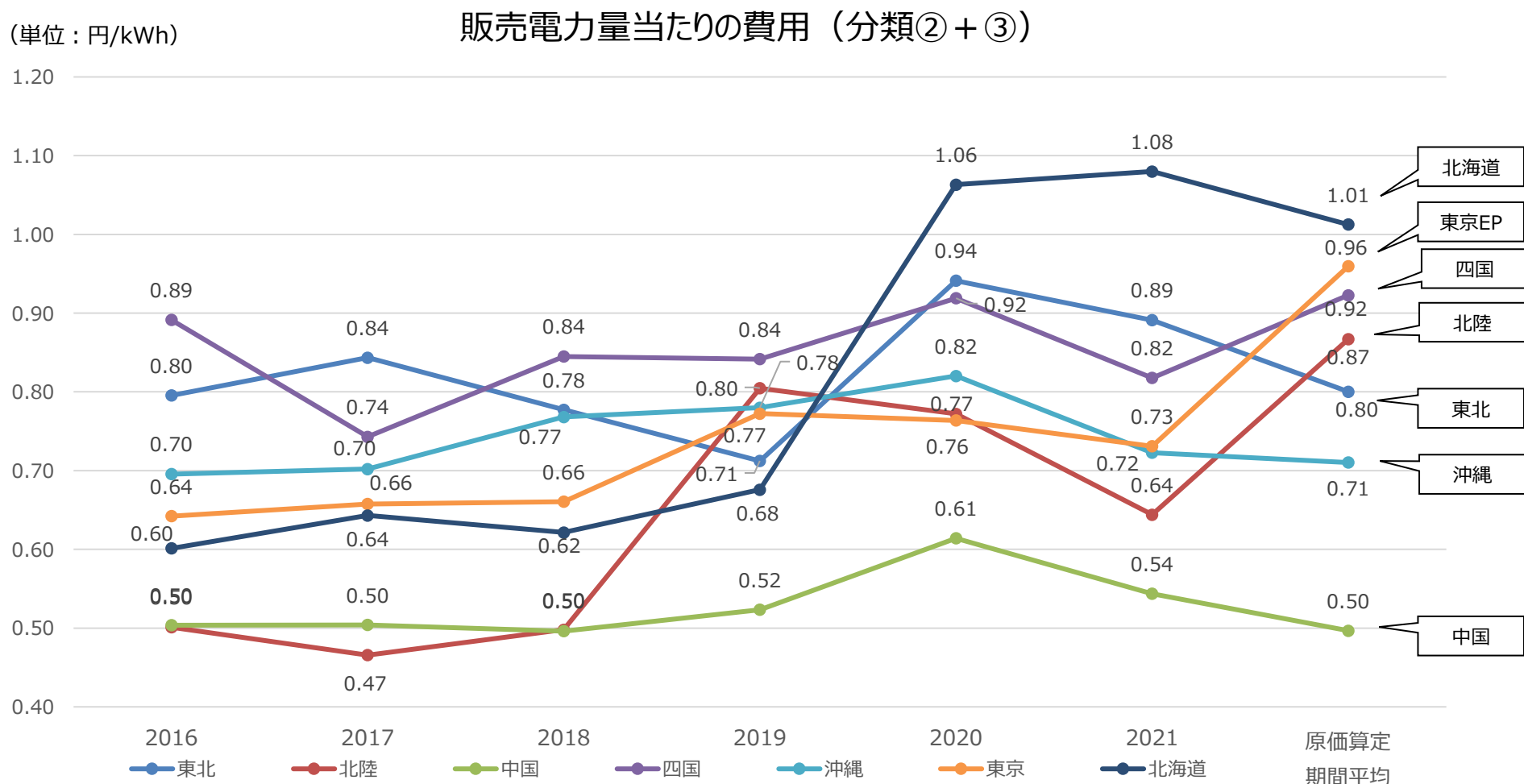
- 発電部門に係る分類②及び③の費目のうち、送配電部門からの受託業務に伴う費用を除いた上で、各事業者の「発電電力量当たりの費用」の経年変化を試算した結果は、以下のとおり。



※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の。

## 【参考】料金原価に占める分類①～③の費用の割合

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

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

※ 直近の燃料価格などを踏まえた補正後の数値。送配電関連費を除く。

## 【6-2. 経営効率化】

①経営効率化の概要

②これまでの効率化の取組

③今回申請で織り込んだ効率化の取組

④事業者間比較（横比較）

**⑤効率化係数の設定**

⑥効率化係数に関する各論

⑦ヤードスティック査定の考え方

⑧ヤードスティック査定の結果

⑨調達改善に向けたフォローアップの実施

# 効率化係数の設定の考え方




- 前述のとおり、効率化係数は、「効率化の深掘りの余地」を推定し、査定に用いる係数である。
- 効率化係数の設定にあたっては、まず、以下の視点を踏まえることが考えられる。
  - ① 自社の過去水準と比較して、妥当な水準であるか。
  - ② コスト効率の良い他事業者（ベンチマーク）と比較して、妥当な水準であるか。
- その上で、ベンチマークに満足すること無く、継続的な効率化を促していくことも重要である。
- 上記の視点を踏まえ、以下の考え方にに基づき、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あたっては、事業者間で、料金原価への効率化の織り込みの考え方などが異なっているため、公平性・透明性を担保する観点から、各事業者の過去の実績値を用いることで、恣意性を排除することとした。

## 【参考】効率化係数の設定方法（イメージ）

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

↓  
継続的な  
効率化

**ベンチマーク**  
発電：1～4位の平均  
販売：1～5位の平均

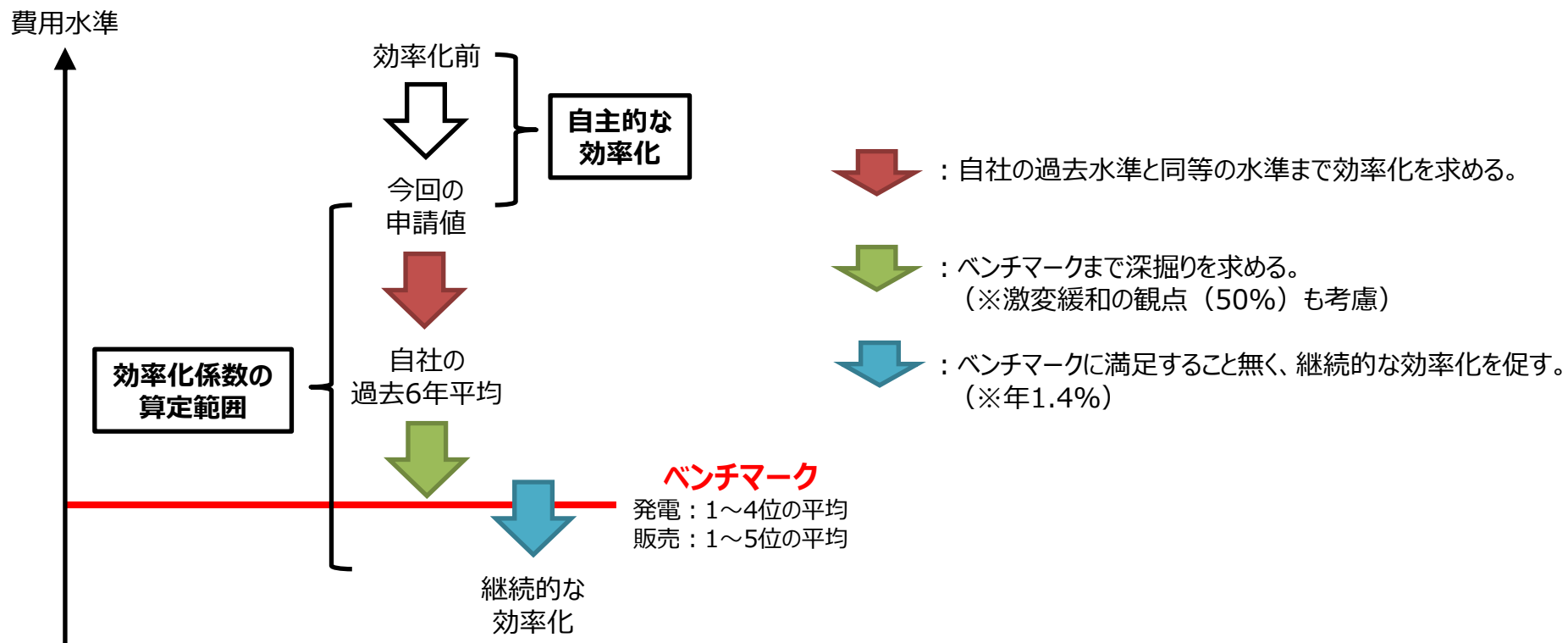
-  : 自社の過去水準と同等の水準まで効率化を求める。
-  : ベンチマークまで深掘りを求める。（※激変緩和の観点（50%）も考慮）
-  : ベンチマークに満足すること無く、継続的な効率化を促す。（※年1.4%）



# 【参考】各事業者が申請時に織り込んだ効率化の取扱い

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

## 効率化係数の設定方法（イメージ）



# 効率化係数の算定結果（発電部門）

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

		北海道	東北	東京	北陸	中国	四国	沖縄
今回申請【円/kWh】		6.58	4.00	－	4.36	4.81	5.25	4.73
過去6年平均【円/kWh】		5.45	3.76	－	3.66	3.98	5.67	4.59
ベンチマーク【円/kWh】 (1～4社平均)		3.72	3.72	－	3.72	3.72	3.72	3.72
効率化係数の算定	①過去水準との比較	17.2%	5.9%	－	14.7%	17.3%	－	2.9%
	②ベンチマークとの比較	26.3%	1.0%	－	－	5.3%	29.1%	18.4%
		激変緩和（50%分）	13.1%	0.5%	－	－	2.7%	14.5%
	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%
<b>効率化係数（3年平均）</b>		<b>23.0%</b>	<b>7.0%</b>	<b>13.7%*</b>	<b>12.6%</b>	<b>16.1%</b>	<b>12.5%</b>	<b>10.9%</b>

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

# 効率化係数の算定結果（販売部門）

- 販売部門における効率化係数の算定結果は以下のとおり。

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

## 【6-2. 経営効率化】

①経営効率化の概要

②これまでの効率化の取組

③今回申請で織り込んだ効率化の取組

④事業者間比較（横比較）

⑤効率化係数の設定

**⑥効率化係数に関する各論**

⑦ヤードスティック査定の考え方

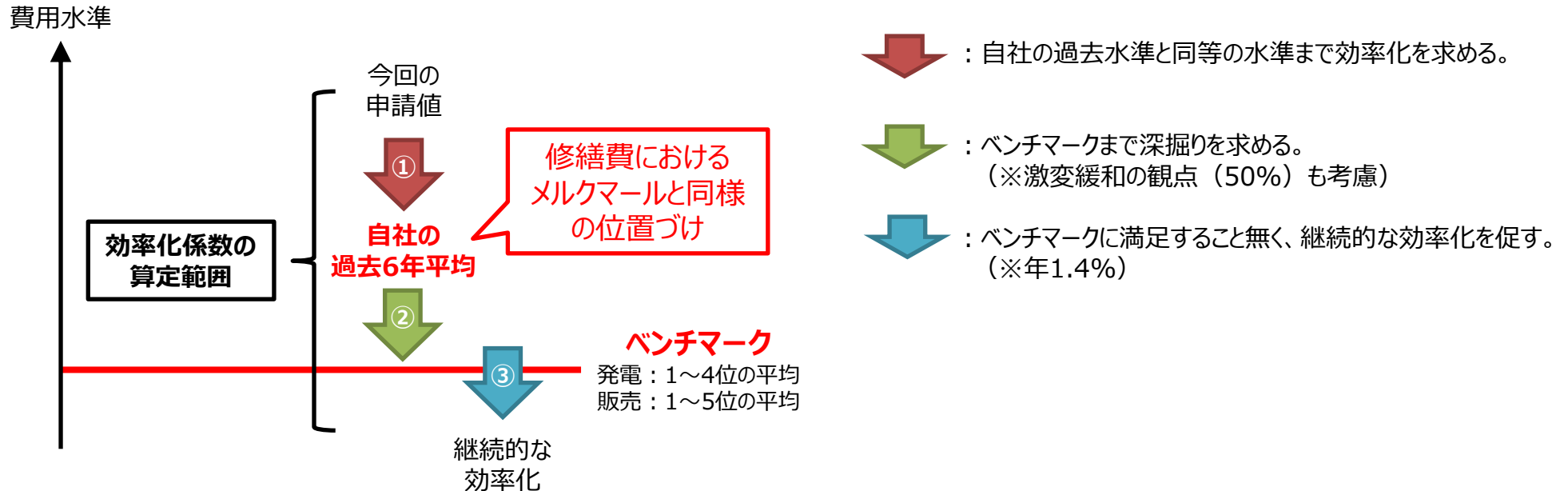
⑧ヤードスティック査定の結果

⑨調達改善に向けたフォローアップの実施

# 修繕費のメルクマール査定と効率化係数との関係①

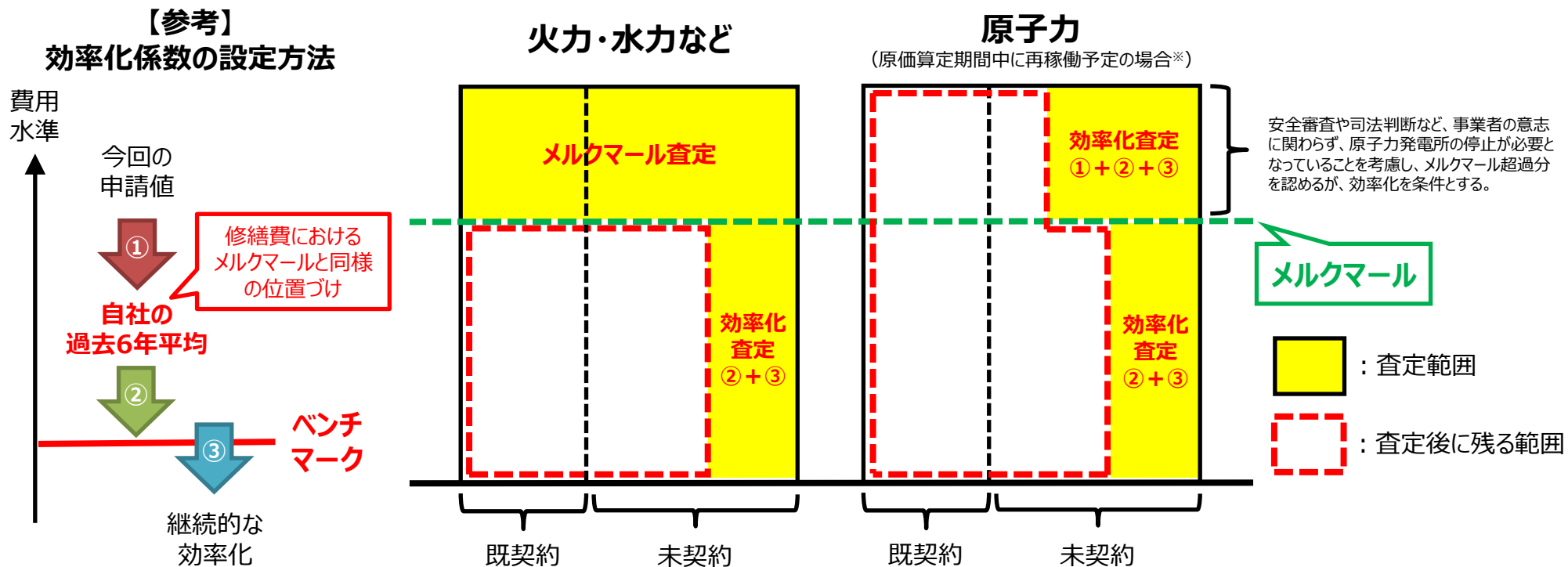
- 修繕費の審査では、過去実績を基にした基準をメルクマールとして設定し、メルクマールの算定期間は直近5年間を基本とすることとされている。
- 上記のメルクマールの考え方について、効率化係数の設定方法との比較を行った場合、「自社の過去6年平均」は、修繕費のメルクマールと同様の位置づけと考えられる。
- そのため、修繕費に対して、下図の①～③の全ての要素を織り込んだ効率化を一律求めた場合、特に①について、メルクマール査定との重複が生じる可能性がある。

## 効率化係数の設定方法（イメージ）



# 修繕費のメルクマール査定と効率化係数との関係②

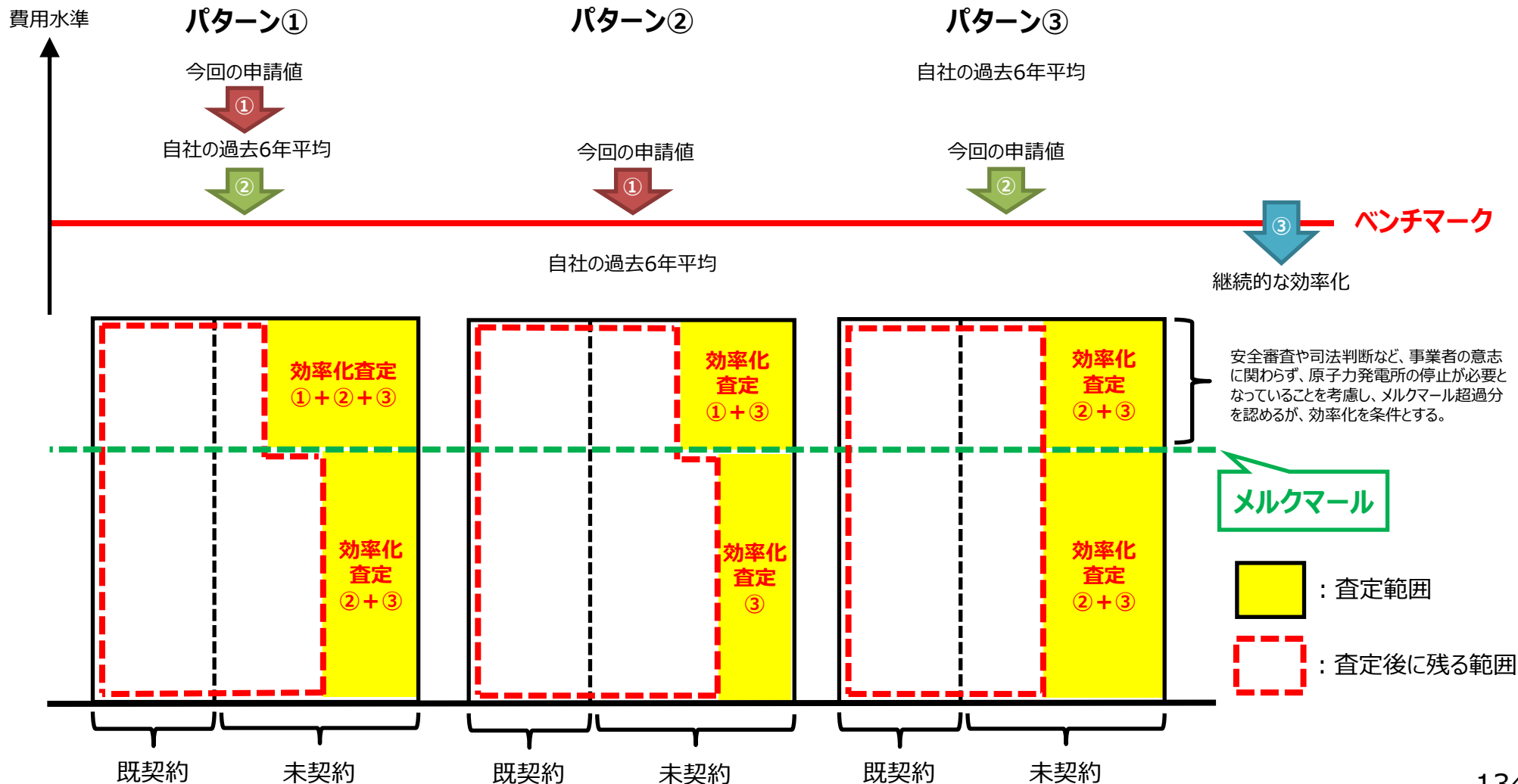
- 前ページの検討を踏まえ、修繕費については、メルクマール超過分については厳格に査定しつつ、メルクマールの範囲内に収まる範囲については、メルクマールが自社の過去水準であるため、下図のとおり、自社の過去水準からの深掘りが必要な部分（下図の例では②・③）に絞って効率化を求めることとする。



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

# 修繕費のメルクマール査定と効率化係数との関係③

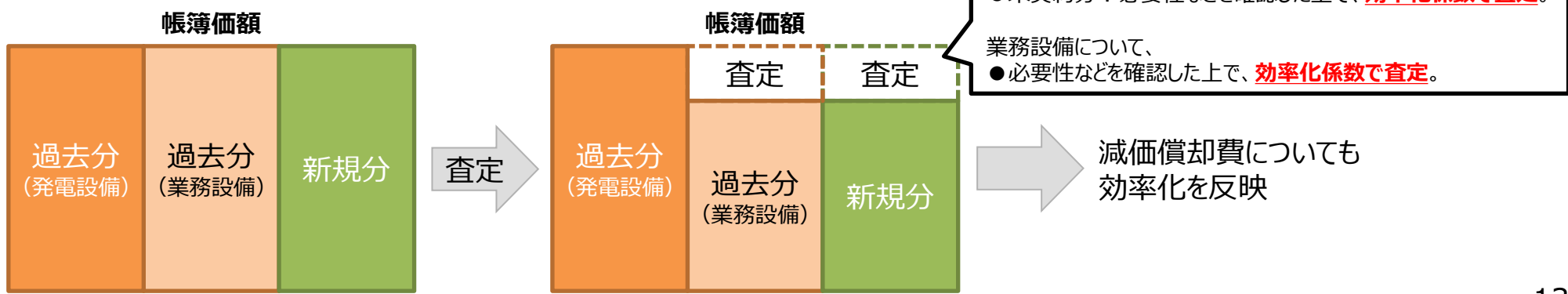
- 各事業者で、「今回の申請値」及び「自社の過去6年平均」の費用水準はそれぞれ異なるところ、主に下図の3パターン関し、原子力発電所の修繕費に係るメルクマールと効率化係数との関係を整理すると以下のとおり。



# 業務設備に係る減価償却費への効率化係数の適用①

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

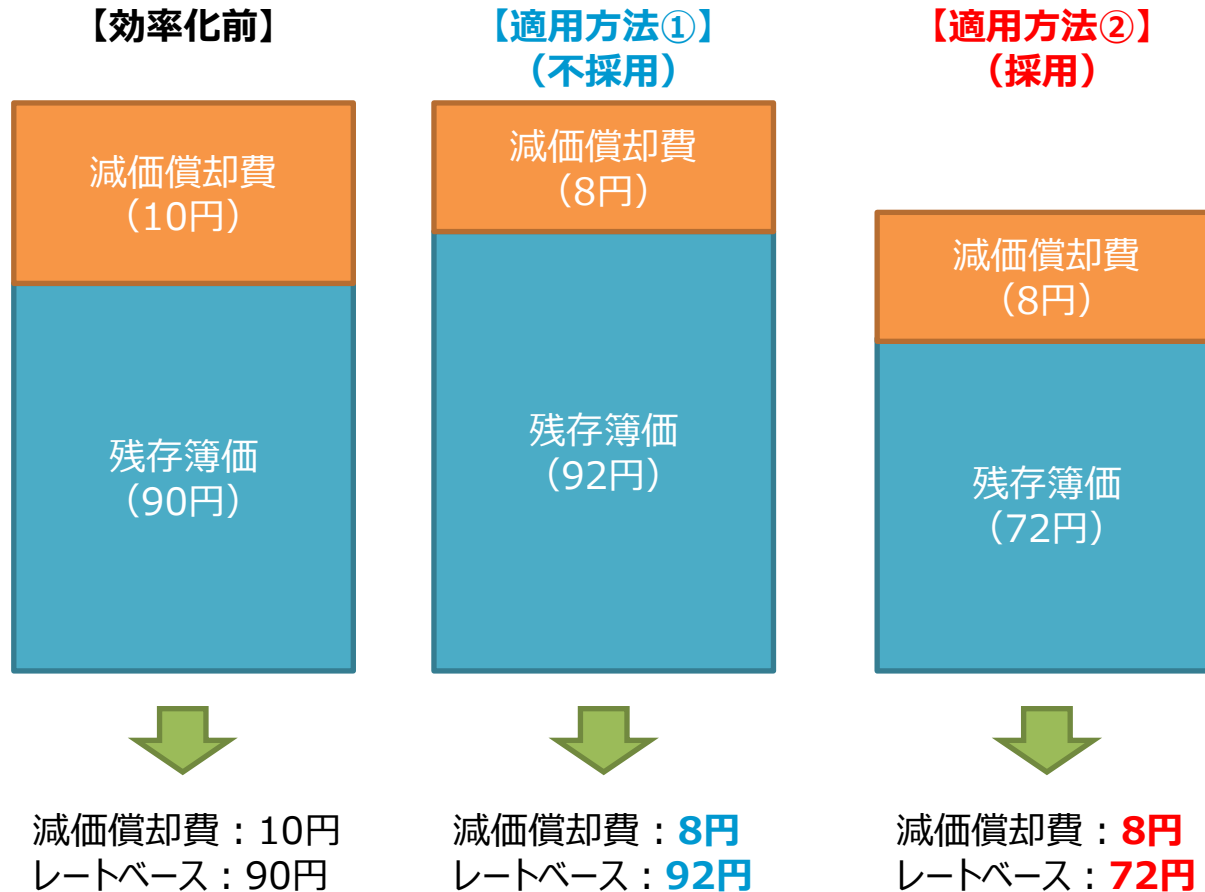
## 「効率化係数」と減価償却費との関係





## 業務設備に係る減価償却費への効率化係数の適用②

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

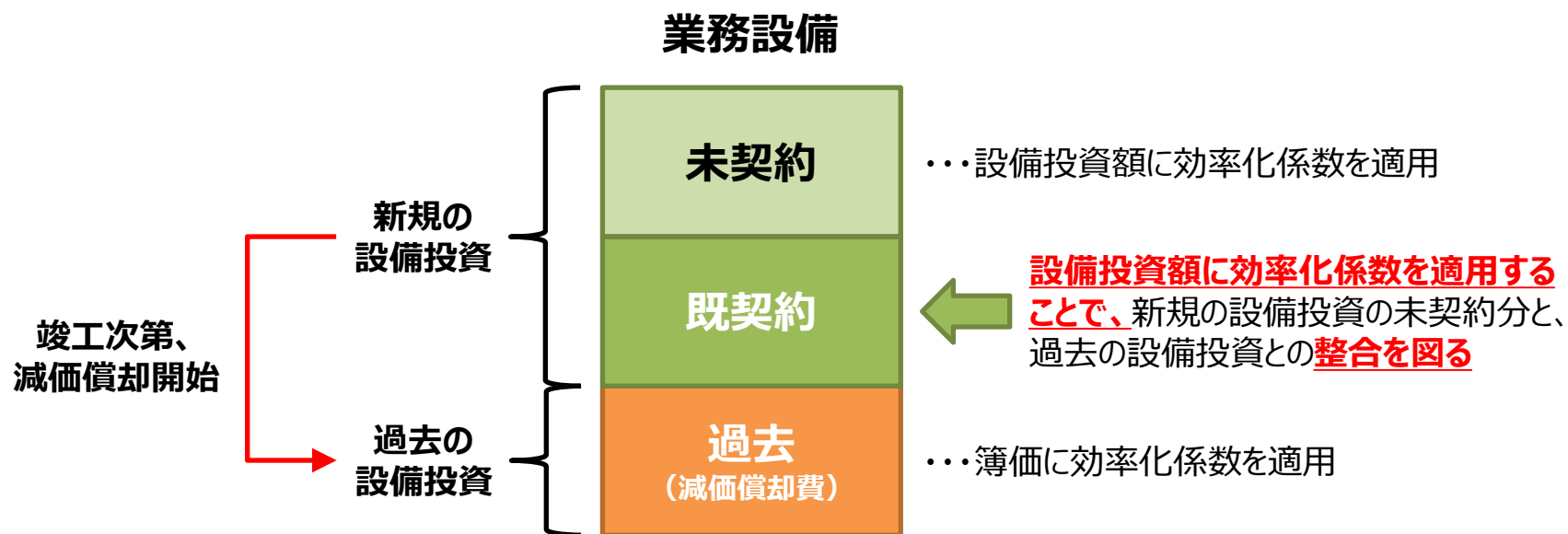


### 【本事例の前提】

- 竣工後1年経過
- 竣工時の簿価 : 100円
- 減価償却期間 : 10年
- 効率化係数 : 20%

## 業務設備に係る減価償却費への効率化係数の適用③

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



## 【6-2. 経営効率化】

- ① 経営効率化の概要
- ② これまでの効率化の取組
- ③ 今回申請で織り込んだ効率化の取組
- ④ 事業者間比較（横比較）
- ⑤ 効率化係数の設定
- ⑥ 効率化係数に関する各論
- ⑦ ヤードスティック査定の考え方**
- ⑧ ヤードスティック査定の結果
- ⑨ 調達改善に向けたフォローアップの実施

# ヤードスティック査定（比較査定）の概要

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

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

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

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

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

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

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

# 関係法令における規定（ヤードスティック査定）①

## みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

### 第1章 総則

#### 1. 基本方針

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

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

### 第2章「原価等の算定」に関する審査

#### 第2節 営業費

##### 1.～4. 略

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

##### (1)～(5) 略

##### 6. 略

#### 第6節 比較査定

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

### 第3章 効率化努力目標額の算定等

#### 第1節 比較指標

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

# 関係法令における規定（ヤードスティック査定）②

## みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

### 2. 比較指標

#### (1) 申請事業者

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

##### ① 単価の水準

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

（※）地域補正係数を乗じるのは、一般経費の非電源部門のみ。

##### ② 単価の変化率

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

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

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

#### (2) 申請事業者と比較される事業者（以下「比較事業者」という。）

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

##### ① 単価の水準

申請事業者が申請する特定小売供給約款料金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、最も直近の時点を全ての申請事業者及び比較事業者において共通の起算日として適用し、単価の変化率を算定するものとする。

### 第2節 点数評価の方法及び分類方法

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

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

# 関係法令における規定（ヤードスティック査定）④

## みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

### 第3節 効率化努力目標額の算定

1. グループごとの効率化努力目標額の算定の考え方は、次のとおりとする。

グループⅠ：0円とする。

グループⅡ：一層の効率化努力を促す観点から査定率を1.5%として、効率化努力目標額を設定する。

グループⅢ：一層の効率化努力を促す観点から査定率を3.0%として、効率化努力目標額を設定する。

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

### 第4節 効率化努力目標額の取扱い

1. 前節により算定された部門ごとの効率化努力目標額を査定額として申請事業者に対して指摘するものとする。
2. この指摘を踏まえた申請事業者の補正については、前節より算定された効率化努力目標額を算定規則第6条第1項第1号から第6号又は第20条第1号から第9号までに定める部門毎の一般経費に占める各営業費項目の割合に応じそれぞれ配分した額を、申請原価の各営業費項目から差し引くことによって行われているか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※ <sup>1</sup>	1.21	<最大値> <b>1.77</b>	1.19	1.33	1.39	<最小値> <b>1.11</b>	1.19	1.59	1.12	1.29
評価値※ <sup>2</sup>	0.56	0.00	0.58	0.44	0.38	0.66	0.58	0.18	0.65	0.48
評価点※ <sup>3</sup>	85	0	88	67	58	100	88	27	98	73

※<sup>1</sup> 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。

※<sup>2</sup> 評価値 = 直近単価の最大値 - 自社の直近単価

※<sup>3</sup> 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> <b>1.4691</b>	<最小値> <b>1.000</b>	<b>1.000</b>	<b>1.000</b>
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）は仮の値。

※2 変化率 = 直近単価 / 前回単価

※3 評価値 = 変化率の最大値 - 自社の変化率

※4 評価点 = 評価値 / (変化率の最大値 - 変化率の最小値) × 100

## <評価>

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

# 【参考】過去のヤードスティック査定の結果

(単位：億円)

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

※東京電力：2012年7月認可

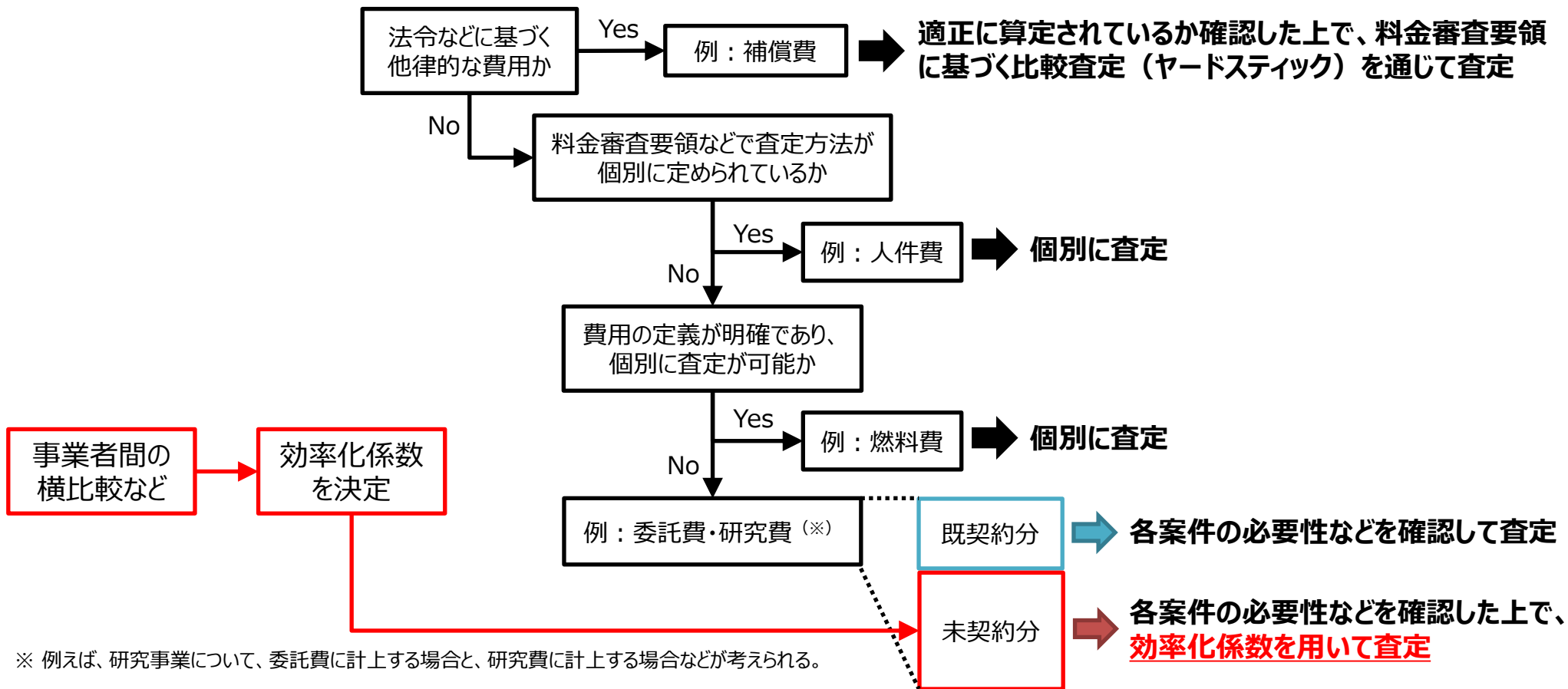
関西電力・九州電力：2013年4月認可

北海道電力・東北電力・四国電力：2013年8月認可

中部電力：2014年4月認可

# ヤードスティック査定（YS査定）と効率化係数による査定との関係①

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



## 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ メルクマール査定との重複を避けつつ査定。</li> <li>・ -</li> <li>・ 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。</li> <li>・ ただし、業務設備については、既設の設備、設備投資の既契約・未契約のいずれも効率化係数を適用。</li> <li>・ 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。</li> <li>・ ただし、固定資産除却損は、効率化係数及びYS査定の対象外。</li> </ul>
委託費	○	×		
普及開発関係費	○	×		
養成費	○	×		
研究費	○	×		
減価償却費	○	×		
固定資産除却費（固定資産除却損は除く）	○	×		
廃棄物処理費	×	○	①	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 料金審査要領に基づき、YS査定を適用。</li> </ul>
補償費	×	○	②	
賃借料	×	○		
損害保険料	×	○		
貸倒損	×	○		
電力費振替勘定（貸方）	×	○		
共有設備費等分担額、同（貸方）	×	○		
建設分担関連費振替額（貸方）	×	○	③	
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	×	○		

※対象経費：○、対象外：×

※効率化係数について、既契約分（業務設備に係る設備投資を除く）及び送配電部門からの受託業務に係る費用は、適用対象外。

※効率化係数の対象費目において、YS査定対象の費目と同種の費用が含まれている場合、当該費用については、YS査定対象とする。

# ヤードスティック査定（YS査定）と効率化係数による査定との関係③

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

※対象経費：○、対象外：×

※効率化係数について、既契約分（業務設備に係る設備投資を除く）及び送配電部門からの受託業務に係る費用は、適用対象外。

※効率化係数の対象費目において、YS査定対象の費目と同種の費用が含まれている場合、当該費用については、YS査定対象とする。

## 【6-2. 経営効率化】

①経営効率化の概要

②これまでの効率化の取組

③今回申請で織り込んだ効率化の取組

④事業者間比較（横比較）

⑤効率化係数の設定

⑥効率化係数に関する各論

⑦ヤードスティック査定の考え方

**⑧ヤードスティック査定の結果**

⑨調達改善に向けたフォローアップの実施

# ヤードスティック査定の結果①（電源部門）

- 一般経費（電源部門）を事業者間※で相対比較した結果は以下のとおり。

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

※東京電力EPは、発電部門が無いため比較対象外。

（単位：円/kWh、点）

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



## ヤードスティック査定の結果②（非電源部門）

- 一般経費（非電源部門）を事業者間※で相対比較した結果は以下のとおり。

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

（単位：円/kWh、点）

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

## 【6-2. 経営効率化】

- ① 経営効率化の概要
- ② これまでの効率化の取組
- ③ 今回申請で織り込んだ効率化の取組
- ④ 事業者間比較（横比較）
- ⑤ 効率化係数の設定
- ⑥ 効率化係数に関する各論
- ⑦ ヤードスティック査定の考え方
- ⑧ ヤードスティック査定の結果
- ⑨ 調達改善に向けたフォローアップの実施

# 調達改善に向けたフォローアップの実施

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

## 現状の事後評価

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

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



## 新たに追加するフォローアップ

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

1. はじめに
2. 特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ
3. 規制料金の改定申請の概要
4. 規制料金の審査の概要
5. 査定方針の概要
- 6. 査定方針の各論**
  - 6-1. 需要想定・供給力
  - 6-2. 経営効率化
  - 6-3. 燃料費**
  - 6-4. 購入・販売電力料
  - 6-5. 原子力バックエンド費用
  - 6-6. 人員計画・人件費
  - 6-7. 修繕費
  - 6-8. 設備投資（減価償却費・固定資産除却費）
  - 6-9. 事業報酬
  - 6-10. その他経費
  - 6-11. 公租公課
  - 6-12. 控除収益
  - 6-13. 費用の配賦
  - 6-14. レートメイク・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。

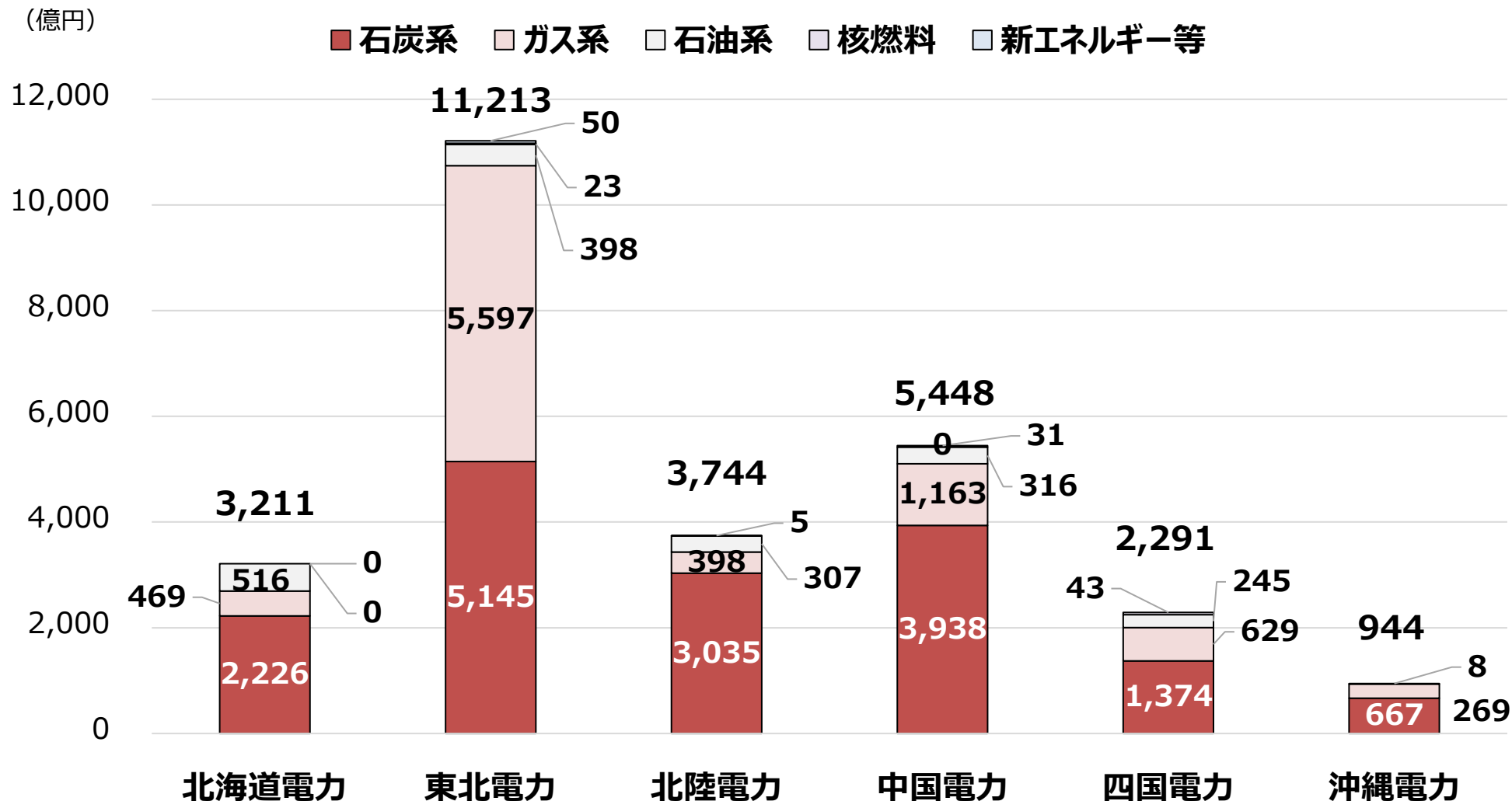
(億円 (各社の燃料費に占める割合))

	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
<b>燃料費</b>	3,211(100%)	11,213(100%)	3,744(100%)	5,448(100%)	2,291(100%)	944(100%)
<b>火力燃料費</b>	3,211(100%)	11,140(99%)	3,739(99.9%)	5,417(99%)	2,248(98%)	944(100%)
<b>石炭系</b>	2,226(69%)	5,145(46%)	3,035(81%)	3,938(72%)	1,374(60%)	667(71%)
<b>ガス系</b>	469(15%)	5,597(50%)	398(11%)	1,163(21%)	629(27%)	269(28%)
<b>石油系</b>	516(16%)	398(4%)	307(8%)	316(6%)	245(11%)	8(1%)
<b>核燃料費</b>	-	23(0.2%)	5(0.1%)	31(1%)	43(2%)	-
<b>新エネルギー等 燃料費<sup>1</sup></b>	-	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（燃料費）

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

## みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

### 第二章 認可料金の算定

#### 第一節 原価等の算定

##### （営業費の算定）

#### 第三条

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

## みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

### 第2章 「原価等の算定」に関する審査

#### 第2節 営業費

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



## 【6-3. 燃料費】

①燃料費の概要

②火力燃料の調達数量

③火力燃料の調達単価（石炭）

④火力燃料の調達単価（LNG）

⑤火力燃料の調達単価（石油）

⑥核燃料費、新エネルギー等燃料費

## 審査における論点①（各燃料の調達数量）

### ● 数量（各燃料共通）

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

## 審査の結果①（各燃料の調達数量）

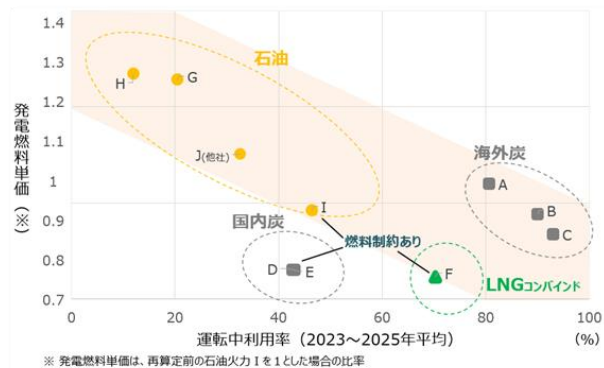
### ● 数量（各燃料共通）

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

# 審査の結果①（各燃料の調達数量・北海道電力）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、D・E（国内炭）、F（LNGコンバインド）、I（石油）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **D・E（国内炭）**については、北海道電力が、**非効率石炭火力フェードアウトへの対応を考慮し、2026年度末に廃止する予定**であり、それに伴い国内炭事業者も採掘・運搬体制を段階的に縮小していることから、運転中利用率の更なる引き上げは困難。
  - **F（LNGコンバインド）**については、**中長期契約による燃料調達を想定**しているため、運転中利用率の更なる引き上げは困難。
  - **I（石油）**では**特注の高粘度重油<sup>1</sup>**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）<sup>2</sup>



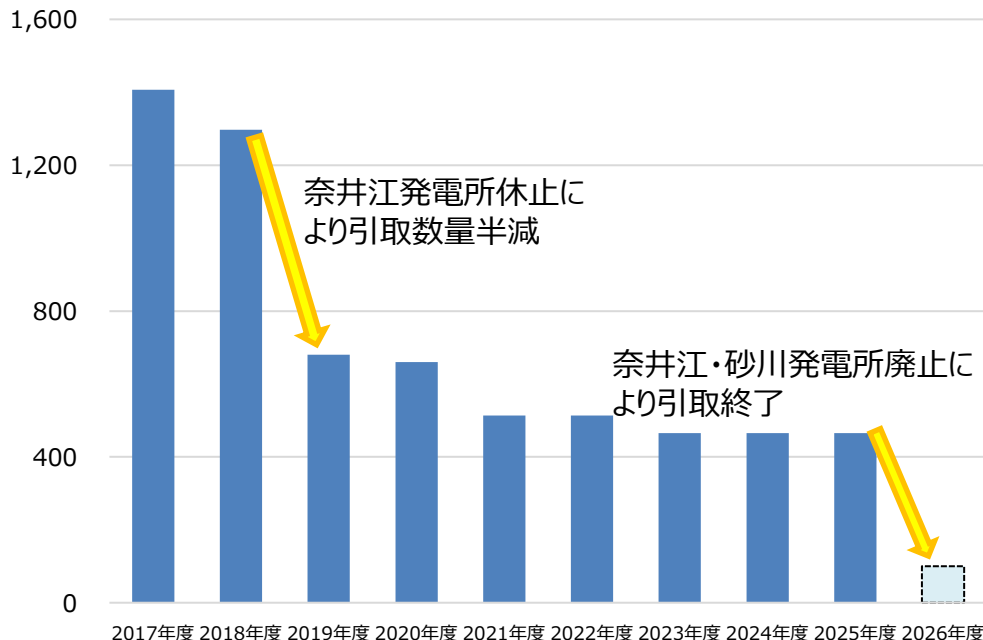
1. Iは当初ベネズエラ産オリマルジョン（天然オリノコを原料に水と界面活性剤を加えた燃料）を燃料とし発電することを想定し建設されたが、ベネズエラにおけるオリマルジョンの生産が停止されたため、現在はその代替燃料として、石油元売りに特注の高粘度重油を製造してもらい、それをを用いて発電している。
2. 事業者作成資料を抜粋。

## 5. 国内炭の調達量拡大余地（山内座長からのご質問）

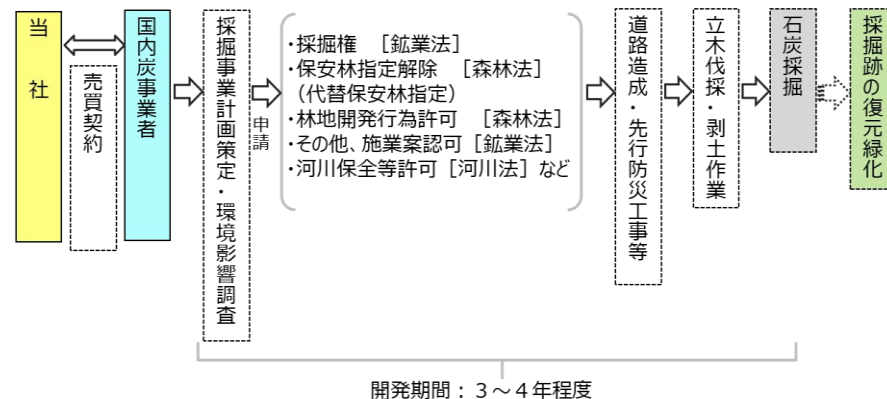
- 当社は、他燃料の市況価格の変動に係わらず、半世紀以上にわたり引取を継続し、国内炭を活用してきました。
- しかしながら、国内炭火力発電所については、設備の経年化が進行していることや、カーボンニュートラルの実現に向けた非効率石炭火力フェードアウトへの対応を考慮し、2026年度末に廃止することとしており、それに伴い国内炭の引取を終了する計画としています。
- 国内炭事業者は採掘・運搬体制を段階的に縮小しており、急な数量変更に応じる余力に乏しく、また新鉱区開発には少なくとも3～4年程度を要することから、短期間での調達量拡大は難しい状況です。

### 国内炭引取数量の推移

(単位：千トン)



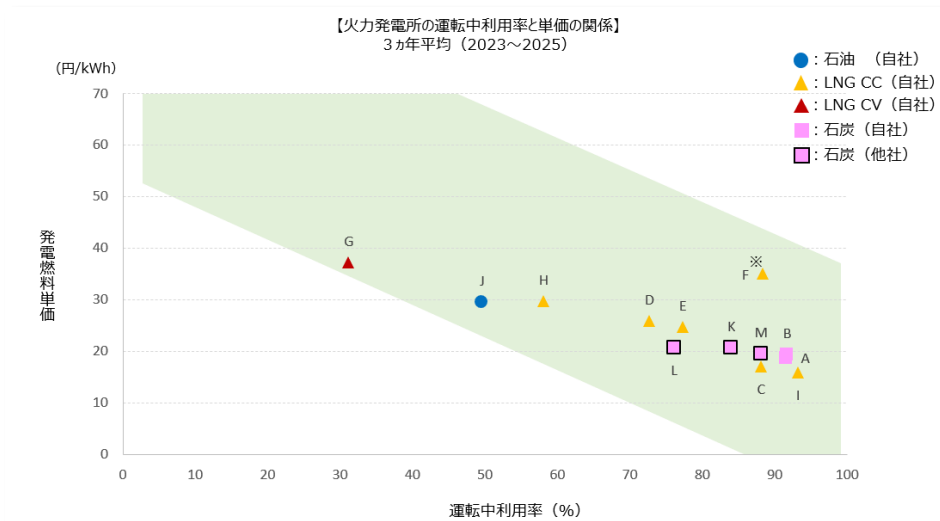
### 国内炭開発スケジュール



# 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、メリットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、F（LNGコンバインド）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **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）<sup>1</sup>



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。

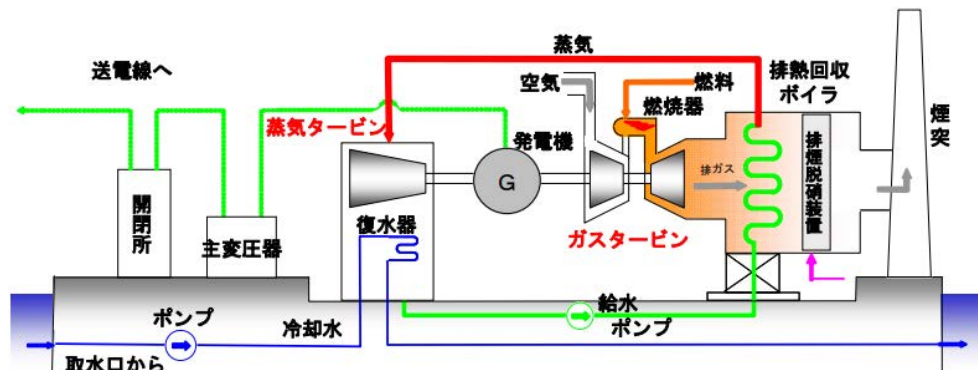
設備制約：

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〕

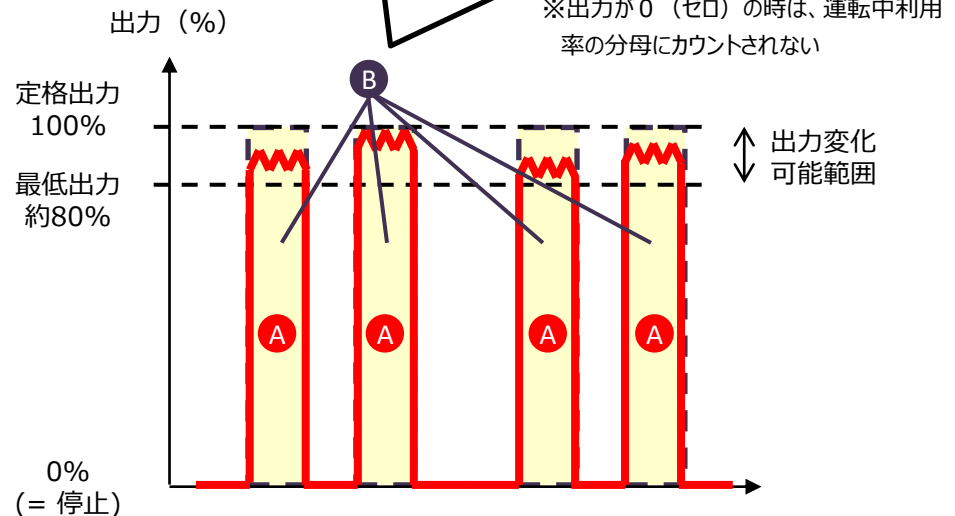
定格出力	10.9万kW (当社火力電源の総出力の約1%に相当)
設備構成	5.45万kW×2軸（コンバインドユニット）

## 〔設備構成の概略〕



## 〔負荷調整のイメージ〕

最低出力が高いため負荷調整は発停止により行う  
⇒運転中利用率※【= A ÷ B】は、出力変化可能範囲（100～80%）の間に限定され、下げることは困難

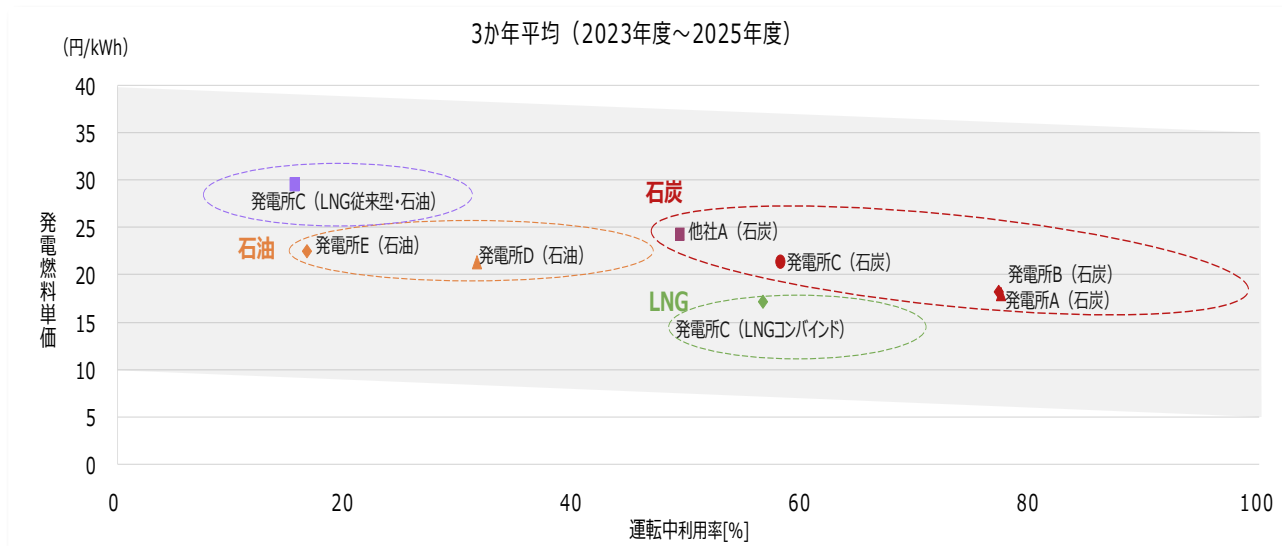


- Ⓐ : 赤線の出力量で発生する発電量
- Ⓑ : 定格出力で発電した場合の発電量（黄色塗り部）

# 審査の結果①（各燃料の調達数量・北陸電力）

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

発電燃料単価と運転中利用率の関係（北陸電力）<sup>1</sup>



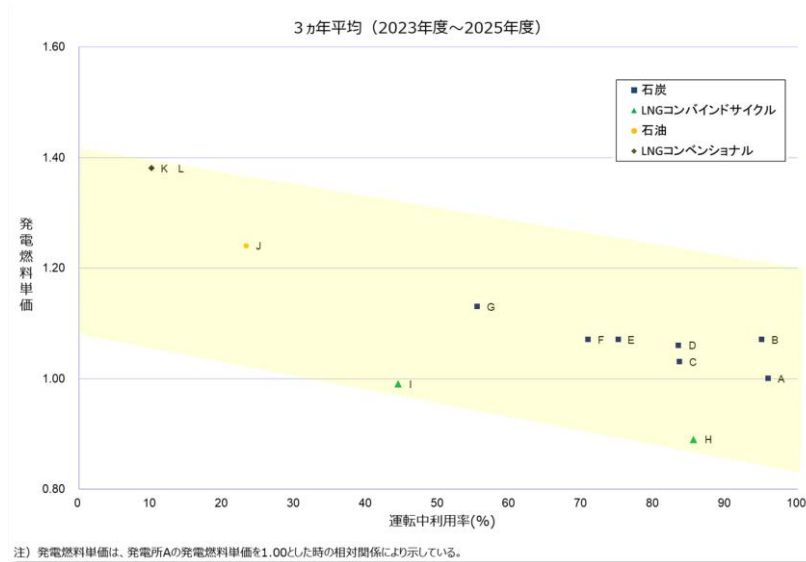
1. 事業者作成資料を抜粋。



# 審査の結果①（各燃料の調達数量・中国電力）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、H・I（LNGコンバインド）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **H・I（LNGコンバインド）**については、**稼働率をさらに上げようとする、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）<sup>1</sup>

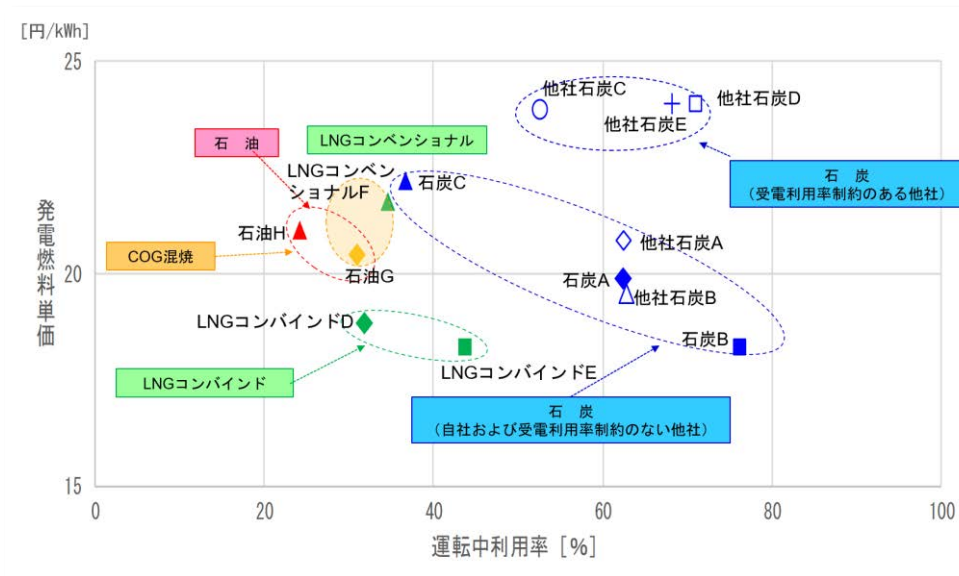


1. 事業者作成資料を抜粋。

# 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いて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、他社石炭C・D・Eについては、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメ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）<sup>1</sup>



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、設備利用率に上下限値を設定した。**

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

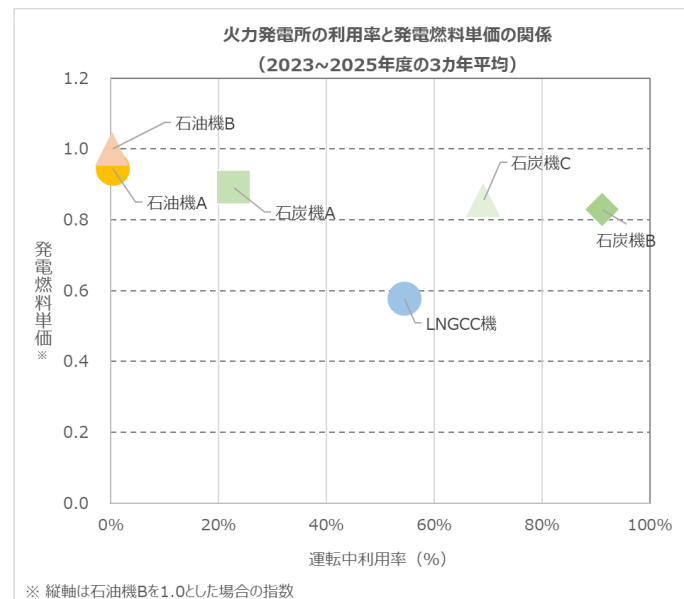
他社火力からの受電については、二部料金制としたうえで設備利用率は、基準利用率から±10%程度を調整可能とすることを念頭※に上記のとおり相互協議し設備利用率を設定している。受電開始以降も契約更新等の機会を捉えて、当社から設備利用率の変動幅拡大（＝下限利用率の引き下げ）に関する見直し協議をお願いしているものの、発電事業者からは、昨今の燃料調達の困難さや流動性の少なさを踏まえると、安定供給と経済的調達の為には従来以上に燃料調達の予見性を高める必要があるとの主張を受けており、以前にも増して設備利用率の見直し協議が困難となっている。

※「新しい火力電源入札の運用に係る指針」（2012年9月18日策定）においては「入札実施会社の電源運用ポートフォリオの中で今後必要となる運転条件（ベース型・ミドル型・ピーク型・予備力型）には一定の制約があると考えられることから、こうした状況を踏まえ、火力入札の募集規模は、運転条件別に指定することを基本とする」旨を規定したうえで、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、原則として、メルットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、LNGCC機については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメ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）<sup>1</sup>



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
<b>申請調達単価<sup>1</sup> (円/t)</b>	55,373	54,275	55,110	55,356	55,584	49,741 (石油石炭税等免税)
<b>ベース</b>	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 のうち小さいもの	R4/11月～R5/1月の 全日本通関価格	
<b>調達国比率</b>	自社実績ベース				全日本通関ベース	
<b>ロシア産の 代替先</b>	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	
<b>品位の違いによる 価格補正</b>	なし	インドネシア産のみに 瀝青炭と亜瀝青炭 <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> で 別価格を設定
<b>輸入船の航海日数 の違いによる 価格補正</b>	なし	なし	○	なし	なし	なし

単価設定の考え方

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の。

2. 一般に、発電用に用いられる石炭には瀝青炭と亜瀝青炭の2種が存在し、瀝青炭の方が単位重量当たりの発熱量が大きく高品位とされる。

# 石炭（海外炭）の調達単価 概要（2/3）

- 価格設定のベースとなる考え方

- 中国電力は調達国別に、R4/11月～R5/1月の全日本通関価格と、同期間の自社調達価格（加重平均値）のうち、小さい方を織り込んでいる一方、北海道電力・東北電力・北陸電力・四国電力・沖縄電力は、R4/11月～R5/1月の全日本通関価格を調達国別に織り込んでいる。

- 上記ベースに対する価格補正

- 調達国比率について、北海道電力・東北電力・北陸電力・中国電力は、自社の過去実績の比率に基づいて織り込んでいる一方、四国電力・沖縄電力は、R4/11月～R5/1月の全日本通関の比率を織り込んでいる。

- ただし、前4社はいずれも今後、ロシア産を他国産へ代替することを想定。その際、代替先として、北海道電力は豪州産・アメリカ産・カナダ産、東北電力は豪州産・インドネシア産（瀝青炭）、北陸電力・中国電力は豪州産をそれぞれ想定（東北電力・北陸電力・中国電力は代替先がロシア産より単価が高いため、原価は増加している一方で、北海道電力は代替先がロシア産より単価が低いため、原価は減少）。

# 石炭（海外炭）の調達単価 概要（3/3）

- 上記ベースに対する価格補正（続き）

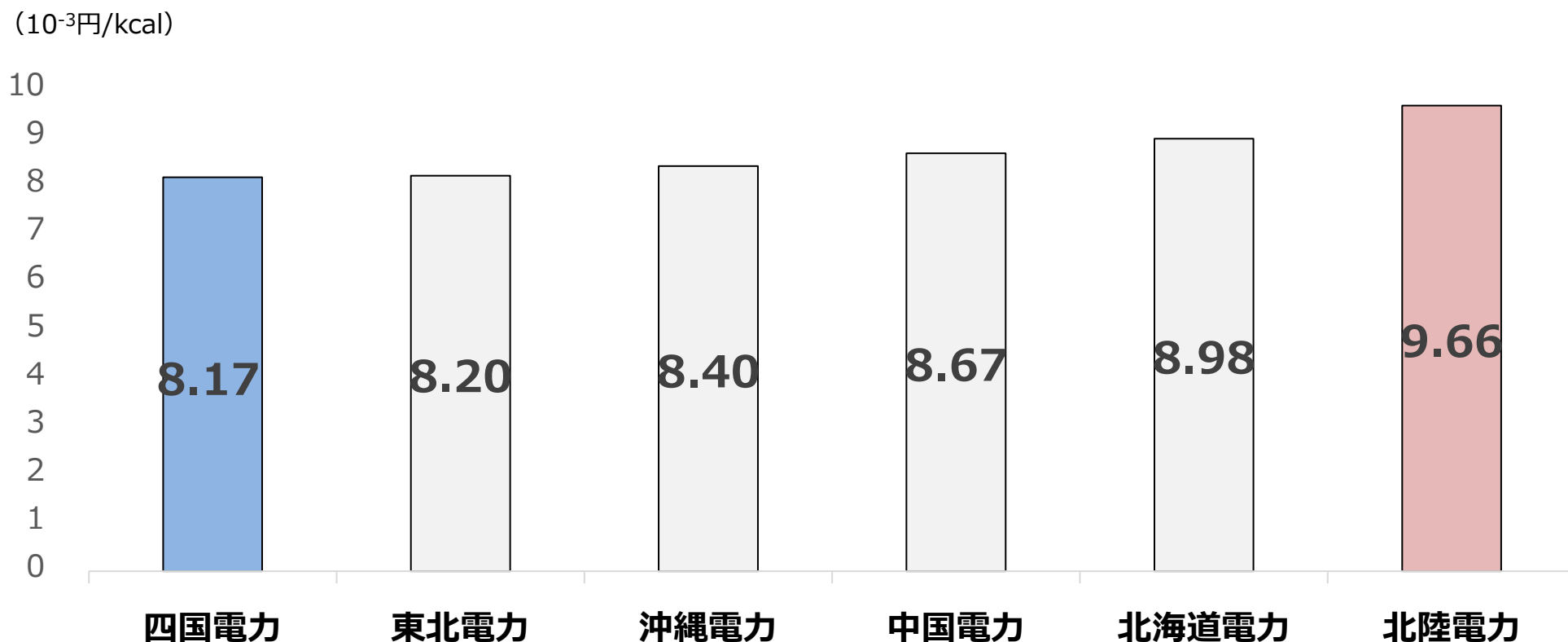
- 東北電力・北陸電力・沖縄電力は石炭の品位の違いによる価格補正を織り込んでいる。
  - 東北電力はインドネシア産のみについて、瀝青炭・亜瀝青炭を区別して費用を算定（同社はインドネシア産の瀝青炭の調達割合が相対的に大きいため、原価は増加）。
  - 北陸電力は全日本の輸入一般炭と自社輸入炭の単位重量当たりの発生熱量の違いに基づき、価格を補正（後者の熱量の方が大きいと算定して、原価は増加）。
  - 沖縄電力は全ての石炭について、瀝青炭・亜瀝青炭を区別して費用を算定（同社は亜瀝青炭の調達割合が相対的に大きいため、原価は減少）。
- 北陸電力は全日本の輸入一般炭と自社輸入炭の輸送船の航海日数の違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



## 【参考】単位発生熱量当たりの単価の比較

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

石炭の発生熱量当たりCIF単価の比較（R4/11月～R5/1月実績）



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

# 審査における論点②（石炭（海外炭）の調達単価）（1/4）

## ● 単価（海外炭）

### － 全般

- 過去の石炭燃料費の単価査定においては、各社の申請単価について重量当たり費用ベースで審査を行ってきた。
- 今回の申請においても、各社は、重量当たり費用をベースとして、“調達国別単価”、“調達国比率”、“品位”、“輸入船の航海日数”といった、調達費用に影響を与える各要素について、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べきではないか。

##### ・ 輸入船の航海日数の違いによる価格補正

- － 一部事業者が輸入船の航海日数の違いの推計に基づき単価を補正しているが、運搬コストは事業者の立地以外にも、調達国や調達数量、専用船の有無など様々な要素に基づき事業者ごとに異なると見込まれ、各事業者の運搬コストの違いを正確に推計することは困難であることを踏まえ、そのような補正は認めないべきではないか。

## 審査における論点②（石炭（海外炭）の調達単価）（4/4）

- 単価（海外炭）（続き）

- 【案2】発生熱量当たり費用ベースの査定を採用した場合

- 効率化努力をどのように織り込んでいるか。他の電気事業者の取組状況を踏まえた効率化努力を求めるべきではないか。

## 審査の結果②（石炭（海外炭）の調達単価）

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

# 石炭（国内炭）の調達単価 概要

- 国内炭

- 契約価格、もしくは見積価格を基に織り込んでいる。

国内炭の調達単価と調達予定数量（原価算定期間・3年平均、北海道電力のみ）

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

## 審査の結果③（石炭（国内炭）の調達単価）

- 単価（国内炭）

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



## 【6-3. 燃料費】

①燃料費の概要

②火力燃料の調達数量

③火力燃料の調達単価（石炭）

④火力燃料の調達単価（LNG）

⑤火力燃料の調達単価（石油）

⑥核燃料費、新エネルギー等燃料費

# LNGの調達単価 概要 (1/2)

## 各社のLNGの申請調達単価と単価設定の考え方

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

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

## LNGの調達単価 概要 (2/2)

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

## 審査における論点④（LNGの調達単価）（1/3）

### ● 中長期契約（価格体系合意済・未合意共通）

- **論点1.** 中長期契約分について、以下のような事例において、基本契約数量に対し、個別の契約状況を勘案しつつ、買主が行使オプションを持つ上方弾力性を最大限加えた数量を織り込むこととしてはどうか。
  - 東北電力・中国電力の中長期契約先の一つで、売主よりガスパイプライン事故を理由に不可抗力が宣言されている。
  - このプロジェクトの調達予定数量について、東北電力・中国電力は、基本契約数量に、買主が行使オプションを持つ上方弾力性の全量を加えた数量よりも小さい数量を織り込んでいる。
  - 不可抗力宣言は、買主の調達努力が及ばない事情であることを踏まえて、不可抗力宣言の影響が発生すると見込んでいる期間においては一定の下方修正を認める一方で、上記期間を終えた後は、他のプロジェクトと同様に、基本契約数量に対し、買主が行使オプションを持つ上方弾力性を最大限加えた数量を織り込むべきではないか。

## 審査における論点④（LNGの調達単価）（2/3）

### ● 中長期契約（価格体系合意済）

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

## 審査における論点④（LNGの調達単価）（3/3）

### ● 中長期契約（価格体系合意済）（続き）

#### － 論点3.

- 東北電力は、中長期契約先の一つで、LNG船の共同運用会社と取り決めた配船計画を理由に、原価算定期間に織り込むことが可能な最大数量を織り込んでいない。
- 本件について、配船計画が当事者間で契約等の文書により正式に取り決められていないことを踏まえ、LNG船の配船を工夫し、原価算定期間に最大数量を織り込むべきではないか。

### ● 中長期契約（価格体系未合意）

#### － 論点4.

- 他の電気事業者の取組状況を踏まえた効率化努力を求めるため、他の電気事業者との比較を通じた査定を行うべきではないか。
- 具体的には、旧一般電気事業者及びJERAに対する報告徴収を通じて得られる情報に基づき、旧一般電気事業者及びJERAのR4/11月～R5/1月の燃料価格を基にトップランナー査定を行うべきではないか。

## 審査の結果④（LNGの調達単価）（1/4）

### ● 全般

- 中長期契約とスポット調達は、価格体系や契約に要するリードタイムをはじめ、大きく性格が異なるものであることに加えて、採録期間であるR4/11月～R5/1月においても、スポット価格は高く、スポット価格と中長期契約価格には有意な差がある。
- こうした状況を踏まえ、過去の査定どおり、単価に関し、中長期契約（価格体系合意済）・中長期契約（価格体系未合意）・スポット契約の3類型に分けて査定することとする。

### ● 中長期契約（価格体系合意済）

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

## 審査の結果④（LNGの調達単価）（2/4）

### ● 中長期契約（価格体系合意済）（続き）

- 先述のとおり、スポット価格の方が高い状況に鑑みれば、必要なLNG調達量を可能な限り中長期契約で賄うべく、以下のような事例において、基本契約数量に対し個別の契約状況を勘案しつつ、買主が行使オプションを持つ上方弾力性を最大限加えた数量を織り込むべきである。
  - 東北電力・中国電力の中長期契約先の一つで、売主よりガスパイプライン事故を理由に不可抗力が宣言されている。
  - このプロジェクトの調達予定数量について、東北電力・中国電力は、基本契約数量に、買主が行使オプションを持つ上方弾力性の全量を加えた数量よりも小さい数量を織り込んでいる。
  - 不可抗力宣言は、買主の調達努力が及ばない事情であることを踏まえて、不可抗力宣言の影響が発生すると見込んでいる期間においては一定の下方修正を認める一方で、上記期間を終えた後は、他プロジェクトと同様に、基本契約数量に対し、買主が行使オプションを持つ上方弾力性を最大限加えた数量を織り込むことを求め、査定を行う。



## 審査の結果④（LNGの調達単価）（3/4）

### ● 中長期契約（価格体系合意済）（続き）

- 東北電力は、中長期契約先の一つで、LNG船の共同運用会社と取り決めた配船計画を理由に、原価算定期間に織り込むことが可能な最大数量を織り込んでいない。
- 本件について、配船計画が当事者間で契約等の文書により正式に取り決められていないことを踏まえ、LNG船の配船を工夫し、原価算定期間に最大数量を織り込むよう求め、査定を行う。

### ● 中長期契約（価格体系未合意）

- 他の電気事業者の取組状況を踏まえた効率化努力を求めため、他の電気事業者との比較を通じた査定を行うべきである。
- 具体的には、旧一般電気事業者及びJERAに対する報告徴収を通じて得られる情報に基づき、旧一般電気事業者及びJERAのR4/11月～R5/1月の燃料価格を基にトップランナー査定を行うこととする。
- 価格体系合意済分と同様、基本契約数量に対し、個別の契約状況を勘案しつつ、買主が行使オプションを持つ上方弾力性を最大限加えた数量を織り込むよう求め、査定を行う。

## 審査の結果④（LNGの調達単価）（4/4）

- スポット契約

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

## 【6-3. 燃料費】

①燃料費の概要

②火力燃料の調達数量

③火力燃料の調達単価（石炭）

④火力燃料の調達単価（LNG）

⑤火力燃料の調達単価（石油）

⑥核燃料費、新エネルギー等燃料費

# 石油の調達単価 概要

## ● 重油（主燃用C重油）

### － 国産重油

- 北海道電力・東北電力・北陸電力・中国電力・四国電力はR4/11月～R5/1月の元売と大口需要家の間のいわゆるチャンピオン交渉における決定価格等に基づいて織り込み。

### － 輸入重油

- 北海道電力・東北電力は契約価格、もしくは過去の受入実績に基づいて織り込み。

## ● 原油

- － （※原価算定期間に調達予定の申請事業者無し。）

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

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

## 審査における論点⑤（石油の調達単価）

- 単価

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

## 審査の結果⑤（石油の調達単価）

### ● 国産C重油

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

### ● 輸入C重油

- 北海道電力・東北電力においては、契約価格、もしくは過去の受入実績に基づき算出していることを確認した。

## 【6-3. 燃料費】

①燃料費の概要

②火力燃料の調達数量

③火力燃料の調達単価（石炭）

④火力燃料の調達単価（LNG）

⑤火力燃料の調達単価（石油）

⑥核燃料費、新エネルギー等燃料費

# 核燃料費 概要

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

(億円, 億kWh, 円/kWh)

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

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



# 新エネルギー等燃料費 概要

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

(億円, 億kWh, 円/kWh)

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

## 審査における論点⑥（核燃料費・新エネルギー等燃料費）

- **核燃料費**

- 前提計画に基づき、原価算定期間中に原子炉に装荷された核燃料の取得原価のうち、当期の燃焼相当分が、核燃料減損額として、法令等に基づき適切に計上されているか。

- **新エネルギー等燃料費**

- 適切な数量・単価を設定しているか。更なる効率化努力を織り込む余地はないか。

## 審査の結果⑥（核燃料費・新エネルギー等燃料費）

- **核燃料費**

- 東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力の4社について、原子力運転発計画に基づき、原価算定期間中の燃焼相当分に比例する形で、核燃料減損額が計上されていることを確認した。

- **新エネルギー等燃料費**

- 東北電力の蒸気料について、蒸気供給会社による見積り、もしくは過去実績値に基づき算出していることを確認した。

1. はじめに
2. 特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ
3. 規制料金の改定申請の概要
4. 規制料金の審査の概要
5. 査定方針の概要
- 6. 査定方針の各論**
  - 6-1. 需要想定・供給力
  - 6-2. 経営効率化
  - 6-3. 燃料費
  - 6-4. 購入・販売電力料**
  - 6-5. 原子力バックエンド費用
  - 6-6. 人員計画・人件費
  - 6-7. 修繕費
  - 6-8. 設備投資（減価償却費・固定資産除却費）
  - 6-9. 事業報酬
  - 6-10. その他経費
  - 6-11. 公租公課
  - 6-12. 控除収益
  - 6-13. 費用の配賦
  - 6-14. レートメイク・約款

7. 参考資料

## 【6-4. 購入・販売電力料】

### ①購入・販売電力料の概要

### ②相対取引（購入・販売）

### ③取引所取引（購入・販売）

### ④FIT買取（購入）

### ⑤容量市場（購入・販売）

### ⑥調整力（販売）

### ⑦非化石価値取引市場（購入）

# 関係法令における規定（購入・販売電力料）

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

## みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（営業費の算定）

第三条

2 八 他社購入電源費及び非化石証書購入費 供給計画等を基に算定した額

（控除収益の算定）

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

2 控除収益項目の額は、別表第一第一表により分類し、実績値及び供給計画等を基に算定した額とする。

## みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

### 第2節 営業費

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

# 購入・販売電力料（全体） 申請概要①

単位：百万円

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

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

# 購入・販売電力料（全体） 申請概要②

単位：百万円

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

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



# 購入・販売電力料 (全体) 申請概要③

単位：百万円

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

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

# 購入・販売電力料（全体） 申請概要④

単位：百万円

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

※今回申請は、原価算定期間（2023～2025）の平均。現行原価比の差引対象は、沖縄電力は現行（2008）。

※その他に含まれる主なものは次の通り。【購入】小売事業者からの購入契約（燃種特定不可）（沖縄電力）

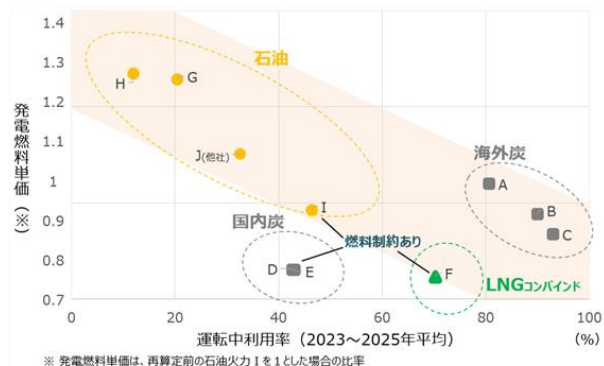
※水力の計上先について：沖縄電力は規模に関わらず全て水力に計上。

※非化石証書購入費について、12/26料金制度専門会合では30百万円と記載したが、正しくは32百万円であった。

# メルिटオーダーの確認（北海道電力）（再掲）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メルिटオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、D・E（国内炭）、F（LNGコンバインド）、I（石油）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメルिट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<sup>1</sup>**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）<sup>2</sup>

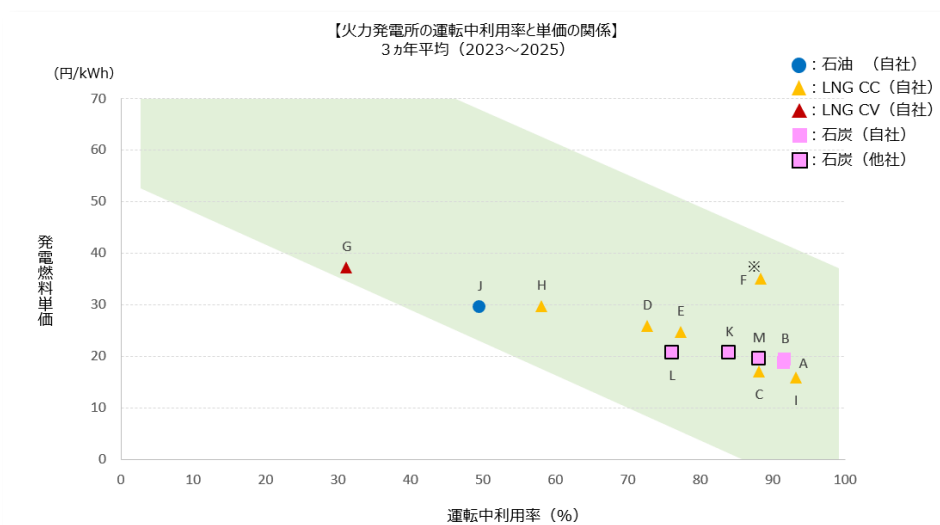


1. Iは当初ベネズエラ産オリマルジョン（天然オリノコを原料に水と界面活性剤を加えた燃料）を燃料とし発電することを想定し建設されたが、ベネズエラにおけるオリマルジョンの生産が停止されたため、現在はその代替燃料として、石油元売りに特注の高粘度重油を製造してもらい、それをを用いて発電している。
2. 事業者作成資料を抜粋。

# メリットオーダーの確認（東北電力）（再掲）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、F（LNGコンバインド）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **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）<sup>1</sup>

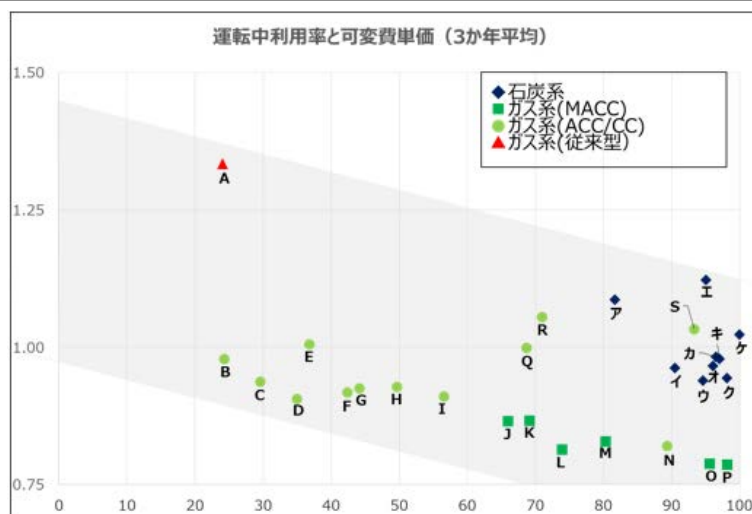


1. 事業者作成資料を抜粋。

# メルिटオーダーの確認（東京電力EP）

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

発電燃料単価と運転中利用率の関係（東京電力EP）<sup>1</sup>

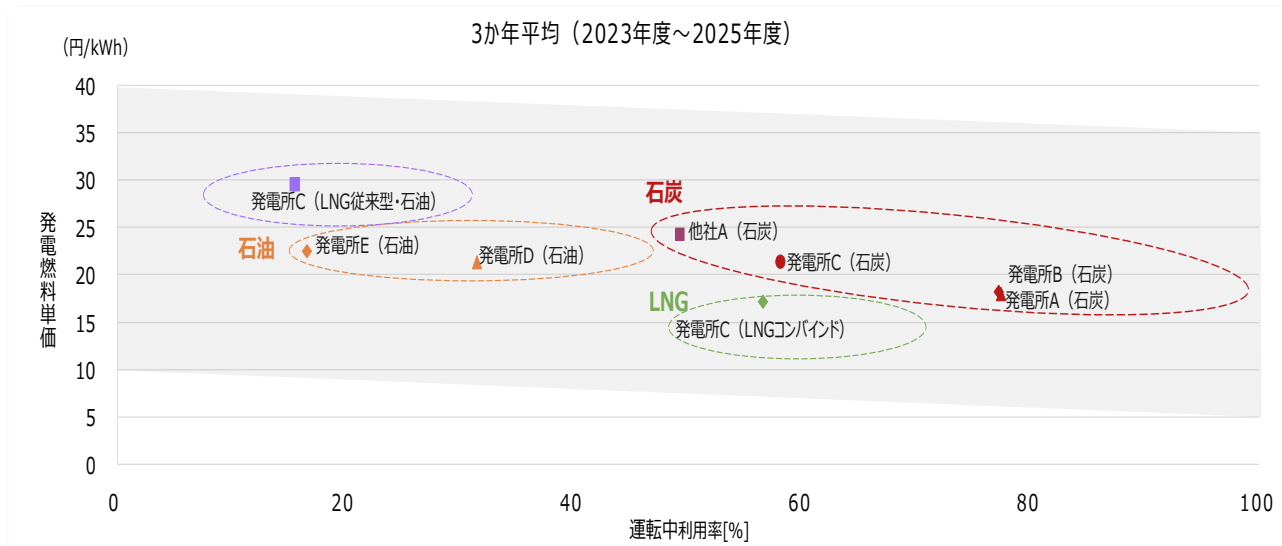


1. 事業者作成資料を抜粋。

# メルिटオーダーの確認（北陸電力）（再掲）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メルिटオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、C（LNGコンバインド）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメルिट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）<sup>1</sup>

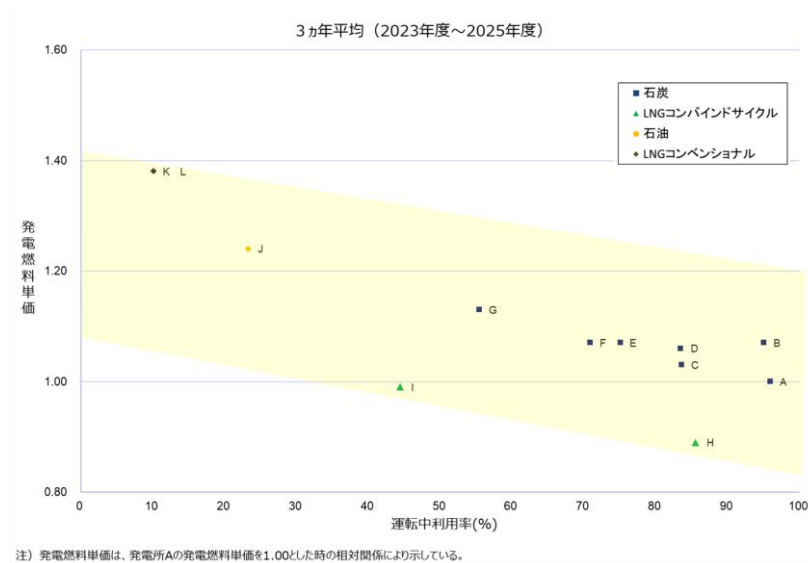


1. 事業者作成資料を抜粋。

# メリットオーダーの確認（中国電力）（再掲）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、H・I（LNGコンバインド）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **H・I（LNGコンバインド）**については、**稼働率をさらに上げようとする、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）<sup>1</sup>

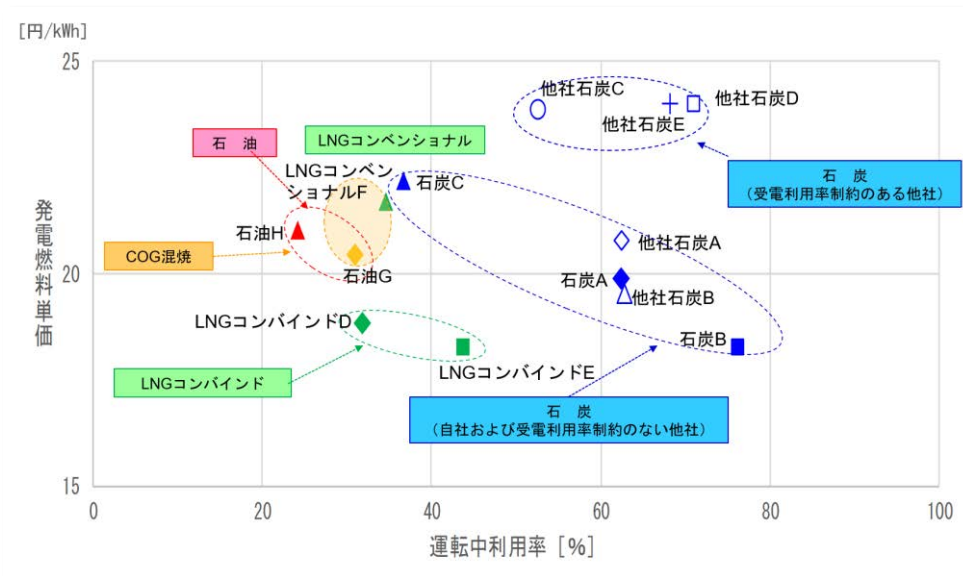


1. 事業者作成資料を抜粋。

# メルिटオーダーの確認（四国電力）（再掲）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メルिटオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、他社石炭C・D・Eについては、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメルिट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）<sup>1</sup>



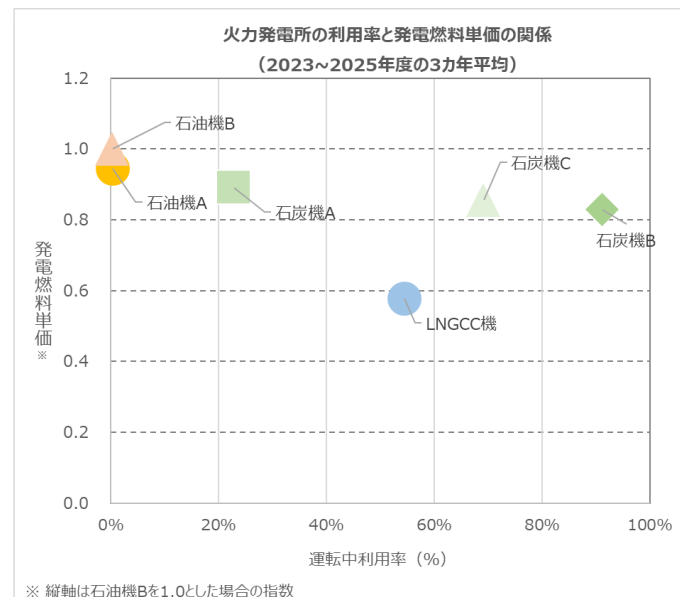
1. 事業者作成資料を抜粋。



# メルिटオーダーの確認（沖縄電力）（再掲）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メルिटオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、LNGCC機については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメルिट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）<sup>1</sup>



1. 事業者作成資料を抜粋。

## 【6-4. 購入・販売電力料】

①購入・販売電力料の概要

②相対取引（購入・販売）

③取引所取引（購入・販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入・販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

# 購入・販売電力料（全体） 量・単価比較

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

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

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

※1 購入>相対は、購入電力料>その他（DR分）も含む。販売>相対卸+常時BUは、販売電力料>その他（原子力広域融通等）を含む。

※2 取引所取引は、経済差替による焚き減らし（購入）、余剰販売による炊き増し（販売）に係る燃料費増減分を除外した数字。

※3 購入>相対は、購入電力料>その他（小売事業者からの購入契約（燃種特定不可））分を含む。

## 審査における論点①（購入電力料と販売電力料の関係）

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

## 審査の結果①（購入電力料と販売電力料の関係）

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

## 審査における論点②（相対取引（購入）に係る効率化努力）

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

※ 市場価格がある商品・サービスの単価、既存資産の減価償却費、公租公課など

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

# 【参考】過去の査定方針（2014年・中部電力）

## 3. 購入・販売電力料

### （4）その他の検討結果

#### ② 効率化努力

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

#### 基本的な考え方

（3）資材調達や工事・委託事業等に係る費用であって、**申請後に契約を締結し、又は契約締結に係る交渉を行うものについては、削減を求めることが困難であるものを除き、これまでの入札の実施等による効率化努力の実績や他の事業者の効率化努力との比較を行いつつ査定を行う。**

これまでの関西電力、九州電力、東北電力、四国電力及び北海道電力（以下、「関西電力等」という。）の査定においては、調達発注価格を決める際の主要な構成要素の一つである委託人件費について東京電力のものと比較し、コスト削減前の東京電力と概ね同様の水準であることを確認した上で、東京電力が「東京電力に関する経営・財務調査委員会」等の第三者による確認を受け10%の調達価格削減を織り込んだ例を勘案し、**各費用項目の性格に応じ、コスト削減を求めることが困難である費用（※1）を除き、コスト削減額が原則10%に満たない場合には、未達分を減額査定したところ**である。その際各電力が震災後に行った取組のうち、原価織り込み前に削減したものについては、未達分から除外して算定したところである。

今回の中部電力の申請についても、この方針に沿って査定を行うことが適当である。**中部電力は申請原価上、設備投資及び修繕費等（※2）の資機材・役務調達のうち、今後契約を締結するものについて、①東日本大震災前の価格水準から10%の調達価格を削減することと、②子会社・関係会社との契約取引に係る費用のうち一般管理費等のコスト削減可能な部分についても、出資比率に応じ10%の調達価格を削減することを基本方針とし、これらを合わせた平均10.31%（うち子会社・関係会社取引分 0.31%）を設備投資及び修繕費等への効率化として織り込んでいる（コスト削減を求めることが困難な費用を除く）。**この効率化の水準は東京電力及び関西電力等の査定水準と同等である

※1 コスト削減が困難な費用の例・・・市場価格がある商品・サービスの単価、既存資産の減価償却費、公租公課等

※2 設備投資、修繕費、固定資産除却費、廃棄物処理費、委託費、普及開発関係費、研究費、養成費等。

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

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

## 審査の結果②（相対取引（購入）に係る効率化努力）

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

※ 市場価格がある商品・サービスの単価、既存資産の減価償却費、公租公課など

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



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

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

## 【参考】委員からの指摘事項

- （略）分社化された事業者の場合には、別のやり方をする可能性はあるのかもしれないのだけれども、同じやり方をするのも当然あり得るのだと思います。その分社化した会社は、今回の5社には入っていないので、今議論する意味はないのですが、今後出てきたときにも、内外無差別が貫徹していて、本当にコンペティティブな状況になっているのであれば、別のやり方をするのはあり得ると思いますが、そうでなければ、資本関係が一定程度あり、密接な取引になっていて、コストベースで取引しているときには、今までと全く同じやり方をするのも重要な選択肢だし、むしろそちらのほうが自然だと思います。（略）（第29回会合 松村委員）
- 他社購入電力に関して、出資しているところについては固定費削減の努力はちゃんとされているかどうかというのは、私はちょっと理解しかねるし、賛成しかねます。まず第一に、出資の比率にもよるんですけども、それなりの比率、連結決算の対象になるぐらいの大きな出資をしているようなところであれば、本来は自社の電源と同様にコストを積み上げるというのが原則だと思います。もしそうしなければ、高く買い過ぎる、コストベースでなく高く買い過ぎるということをしたとして、料金はつり上げられるんだけど、一方で出資に応じて他社で発生した収益というのは回収できるということになってしまうので、そのようなことをするのはとてもアンフェアだと思います。原則はコストの積み上げですが、ただ一方で、他社なのでコストについて教えていただくというのができない、先方あるいは購入側のほうが拒否してできないということであればやむを得ないので、電源の構成だけ明らかにした上でトップランナーの方式でコストを積み上げ、それが適正な価格だというふうに査定すれば簡単にできると思います。例えば託送部門で、鉄塔というのを他社から購入してくるのだから、買って来た金額というのはそのまま認めますと。コスト削減の努力ちょっとしているかどうかをちらっと見るとか、そういう程度ではなくて、ヤードステックとトップランナーというのを組合せて厳しく査定しているということを考えれば、他社から購入しているのだから少しか見ますというのはかなり変だと思います。出資関係がなくてもそういうことをしているのに、なおさら出資しているところであればかなり変だと思います。もちろん託送とこちらでは公共性の程度が違うということで違うやり方をする。だから、ある意味でコストの積み上げというのを原則として認めるということは当然入っているわけで、違うというのは分かりますが、コストの積み上げができないということであれば、それをやるしかないのではないかと思います。それぞれの電源ごとに、LNG火力だったら燃料費も含めてトップのところはこれぐらいのコスト、石炭ならこれぐらいのコストというのを積み上げるということをして査定するというやり方だってあり得ると思います。他社の購入だからというので甘くなるのではないかということは、一番大きな事業者のところでも甚大な影響が出てくるという可能性があるので、これについては慎重に考えていただければと思います。（第30回会合 松村委員）

## 審査の結果③（相対取引（購入）に係る効率化努力）

### （発販分離した小売会社におけるグループ内取引の考え方）（1/2）

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

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

【①相対購入価格が市場価格と比較して適正な水準か】

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

【②相対購入価格が他事業者の相対購入契約と比較して適正な水準か】

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

（具体的なイメージ）

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

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

⇒東電EPに対して、A社の比率である90%までの効率化を求める

## 審査における論点④（相対取引（購入のうちの原子力分）全体の考え方）

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

# 相対取引（購入のうちの原子力分） 申請概要

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

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

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

## 審査の結果④（相対取引（購入のうちの原子力分）全体の考え方）

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



## 【参考】過去の査定方針（2013年 東北電力）

### （3）原子力発電による購入電力及び販売電力

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

- ①発電電力量の全量を受電会社に供給することとしているなど当該原子力発電所は契約の相手方との共同開発であると認められる。
- ②このため、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務があると考えられる。

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

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

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

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

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



# 相対取引（購入のうちの原子力分）【東北電力】

東北電力の原子力発電の購入電力料原価内訳（対前回改定比較）

単位：億円

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

## 1. 日本原電

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

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

## 2. 東京電力EP

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

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

## 審査の結果④－1

### (相対取引（購入のうちの原子力分））【東北電力】

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

# 相対取引（購入のうちの原子力分）【東京電力EP】（1/2）

東京電力EPの原子力発電の購入電力料原価内訳（対前回改定比較）

単位：億円

費用項目	前回	今回申請	差引	備 考（増減説明等）
人 件 費	62	376	314	東電HD原子力の追加による増 など（以下費目も同様）
修 繕 費	246	562	316	再稼動前検査費用、定期検査費用 など
委 託 費	100	616	516	使用済み燃料中間貯蔵委託、発電所周辺防護区域警備業務委託 など
普 及 開 発 関 係 費	2	2	▲0	発電所PR関係費用
諸 費	10	99	90	通信運搬費、旅費、雑費 など
除 却 費	24	79	56	経年劣化機器リプレイスに伴う既存施設除却費用 など
再 処 理 関 係 費	19	255	236	再処理等拠出金費、特定放射性廃棄物処分費
一 般 負 担 金	60	513	453	原子力損害賠償・廃炉等支援機構一般負担金
減 価 償 却 費	267	881	615	新規制基準適合の為、追加設置した設備機器の工事費 など
事 業 報 酬	56	401	345	
核 燃 料 費	-	57	57	再稼動にともなう核燃料減損額
送 電 料 金	-	-	-	
そ の 他	117	1,119	1,002	原子力発電施設解体費、廃棄物処理費、公租公課 など
合 計	962	4,961	3,999	

## 1. 東京電力HD

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

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

# 相対取引（購入のうちの原子力分）【東京電力EP】（2/2）

## 2. 日本原子力発電

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

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

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

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

## 3. 東北電力

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

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

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

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

## 審査の結果④－２

### (相対取引 (購入のうちの原子力分) )【東京電力EP】

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

# 相対取引（購入のうちの原子力分）【北陸電力】

北陸電力の原子力発電の購入電力料原価内訳（対前回改定比較）

単位：億円

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

## 1. 日本原子力発電

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

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

## 2. 日本原子力発電

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

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

## 審査の結果④－3

### (相対取引（購入のうちの原子力分））【北陸電力】

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

## 審査における論点⑤ 相対取引（購入）における寄付金などの取扱い

- 料金審査要領の「基本的な考え方」では、「普及開発関係費（公益的な目的から行う情報提供に係るものを除く。）、寄付金及び団体費は原価算入を認めない。ただし、合理的な理由がある場合には、算定の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。」とされている。
- 過去の査定方針では、こうした考え方について、他社からの購入電力料にも適用している。具体的には、「電気事業法第22条第1項の規定に基づき一般電気事業者等※が届け出た料金その他の供給条件に係る購入電力料等についても適用する」こととされている。  
※旧一般電気事業法に基づく、①一般電気事業者、②卸電気事業者（電源開発、日本原子力発電）、③卸供給事業者（共同火力、公営水力等）。
- 現在では、上記の卸供給条件に関する規定は存在せず、制度的にも実態としても、各事業者が購入電力料の内訳を費目ごとに確認することは困難である。一方で、①関係会社や、②共同プロジェクトと認められる原子力発電所からの購入については、購入電力料の内訳を把握し、上記の「基本的な考え方」に沿って、合理的な理由がない寄付金や団体費等が原価に算入されることが無いよう、確認する必要がある。
- 今回の申請において、寄付金や団体費等を料金原価に織り込んでいる場合、原価への算入は認められるか。



## 審査の結果⑤ 相対取引（購入）における寄付金などの取扱い

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

# 【参考】相対取引（購入）における普及開発関係費

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

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

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

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

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。

※「現行原価」：東北電力は2013年料金改定時、東京電力EPは2012年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。 ※「直近実績」：2021年度実績値。

## 【参考】相対取引（購入）における団体費（1/2）

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

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

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

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

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。

※「現行原価」：北海道電力は2013年料金改定時、東京電力EPは2012年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。 ※「直近実績」：2021年度実績値。

## 【参考】相対取引（購入）における団体費（2/2）

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

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

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

## 審査における論点⑥（相対取引額からの容量市場収入の控除）

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

# 【参考】容量市場に関する既存契約見直し指針（抜粋）

## 2. 基本的な考え方

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

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

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

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

## 審査の結果⑥（相対取引額からの容量市場収入の控除）（1/3）

（相対購入）

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

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

## 審査の結果⑥（相対取引額からの容量市場収入の控除）（2/3）

### （相対販売）

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



## 審査の結果⑥（相対取引額からの容量市場収入の控除）（3/3）

（相対購入）

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

（相対販売）

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

# 相対取引（販売）概要（1/2）

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

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

※数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均（補正後）

# 相対取引（販売）概要（2/2）

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

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

※数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均（補正後）

## 審査における論点⑦（相対取引（販売）価格とスポット市場価格の関係）

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

## 審査の結果⑦（相対取引（販売）価格とスポット市場価格の関係）

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

単位：百万円

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

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

## 【6-4. 購入・販売電力料】

①購入・販売電力料の概要

②相対取引（購入・販売）

③取引所取引（購入・販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入・販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

# 取引所取引（購入・販売）概要（1/2）

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

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

※1 経済差替（購入）、余剰販売（販売）以外に、各社は以下の数字も織り込み。

【東北電力】間接オークション（売買両建て）・電発火力（スポット値差による精算）の購入【東京電力EP】間接オークション（売買両建て）

# 取引所取引（購入・販売）概要（2/2）

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

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

※1 経済差替による焚き減らし（購入）、余剰販売による炊き増し（販売）に係る燃料費増減分を除外した数字。

※2 経済差替（購入）、余剰販売（販売）以外に、各社は以下の数字も織り込み。

【北陸電力】間接オークション（売買両建て）・供給力不足時の調達（購入）【四国電力】間接オークション（売買両建て）



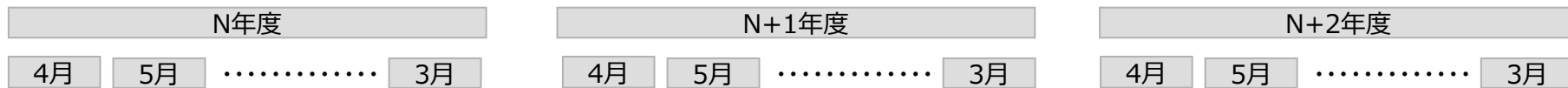
## 審査における論点①（取引所取引（購入・販売））

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

## 審査の結果①（取引所取引（購入・販売））

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

# 【参考】取引所取引におけるマッチングの考え方



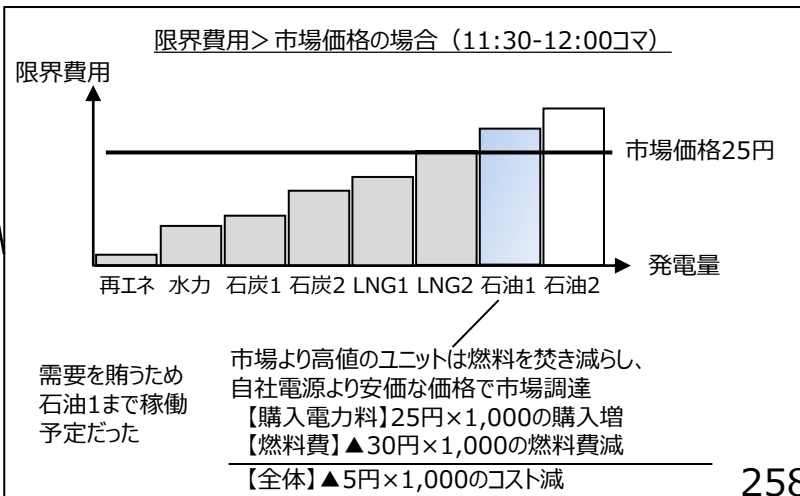
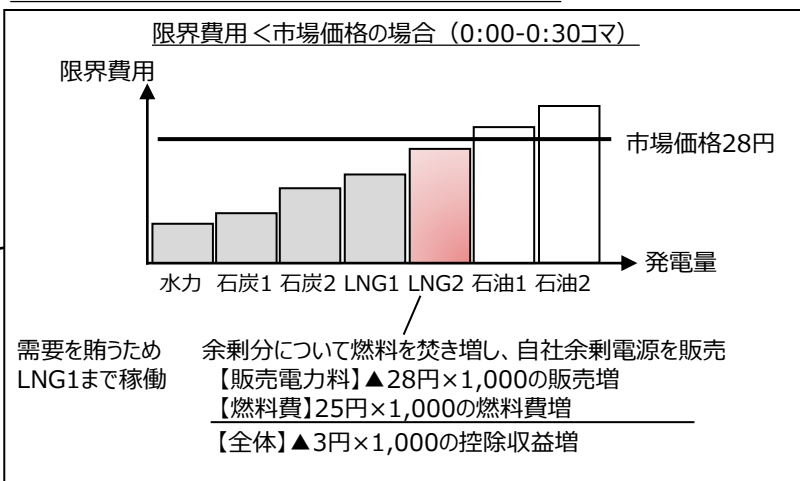
各月代表日を抽出  
(平日1日・休日1日)

## ①代表日について、コマ別に需給バランス作成※1

需給バランスのイメージ (灰色は、需要を賅うために稼働予定のユニット)

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

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



## ③一か月分の市場売買料金を算出

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

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

※1 マッチング対象日について、中国・四国は365日×原価算定期間3年分で行っている。

※2 マッチング単位について、東電EPはコマ別ではなく月単位で行っている。

## 【6-4. 購入・販売電力料】

①購入・販売電力料の概要

②相対取引（購入・販売）

③取引所取引（購入・販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入・販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

# FIT買取費用（購入）概要（1/2）

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

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

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

※数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均。

# FIT買取費用（購入）概要（2/2）

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

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

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

※数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均。

# FIT買取費用（購入）量の考え方（1/2）

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

**太陽光**      **北海道電力**      **東北電力**      **東京電力EP**      **北陸電力**      **中国電力**      **四国電力**      **沖縄電力**

**設備容量**      2022年8月      2022年10月      原価算定期間想定値  
21年7月～22年6月の実績値を  
もとにした想定値      2021年11月      2022年6月  
を基準にした想定値      2021年11月  
(未運開分を含む)      原価算定期間想定値  
21年8月時点に20年9月～21  
年8月の平均減少率を反映した  
数値から非FIT・卒FITを除外

×

**利用率**      2019年9月  
～2022年8月      2018年4月  
～2021年9月      2021年7月  
～2022年6月      2018年4月  
～2021年3月  
事業用      2012年4月  
～2022年6月  
電圧区分、全量/余剰  
買取別      2016年4月  
～2021年3月      2016年4月  
～2021年3月

もしくは

**過去実績等**      (不使用)      (不使用)      (不使用)      2020年4月  
～2021年3月  
住宅用(余剰売電)      (不使用)      (不使用)      (不使用)

**水力**      **北海道電力**      **東北電力**      **東京電力EP**      **北陸電力**      **中国電力**      **四国電力**      **沖縄電力**

**設備容量**      (不使用)      (不使用)      (不使用)      (不使用)      (不使用)      (不使用)      (不使用)

×

**利用率**      (不使用)      (不使用)      (不使用)      (不使用)      (不使用)      (不使用)      (不使用)

もしくは

**過去実績等**      2019年9月  
～2022年8月      (大規模)事業者から  
提供された計画値  
(小規模)2011年10月  
～2021年9月      2019年9月  
～2022年8月      (大規模)事業者から  
提供された計画値  
(小規模)2011年4月  
～2021年3月      (大規模)事業者から  
提供された計画値  
(小規模)1992年4月※  
～2022年3月  
※運用開始以降  
(設備ごとに異なる)      2018年11月  
～2021年10月      2021年4月  
～2022年3月

# FIT買取費用（購入）量の考え方（2/2）

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

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

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



# FIT買取費用（購入）価格の考え方

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

## 太陽光

### 北海道電力

### 東北電力

### 東京電力EP

### 北陸電力

### 中国電力

### 四国電力

### 沖縄電力

#### スポット 市場価格

2022年3月～  
2023年2月  
北海道エリアプライス  
(先物補正)

2022年3月～  
2023年2月  
東北エリアプライス  
(先物補正)

2022年3月～  
2023年2月  
東京エリアプライス  
(先物補正)

2022年3月～  
2023年2月  
北陸エリアプライス  
(先物補正)

2022年3月～  
2023年2月  
中国エリアプライス  
(先物補正)

2022年3月～  
2023年2月  
四国エリアプライス  
(先物補正)

2022年3月～  
2023年2月  
システムプライス  
(先物補正)

#### 補正

太陽光実績カーブ  
(2021年10月～  
2022年9月実績)  
加重平均

8～16時  
平均値

太陽光実績カーブ  
(2021年7月～  
2022年6月実績)  
加重平均

太陽光実績カーブ  
(2021年度実績)  
加重平均

8～16時  
平均値

太陽光実績カーブ  
(2019年11月～  
2021年10月実績)  
加重平均

変動電源（太陽光・  
風力）実績カーブ  
(2022年3月～  
2023年2月)  
加重平均

#### 算出単位

コマ別

月平均

コマ別

コマ別

年平均

コマ別

コマ別

## 水力・風力 バイオマス

### 北海道電力

### 東北電力

### 東京電力EP

### 北陸電力

### 中国電力

### 四国電力

### ※バイオマスはなし 沖縄電力

#### スポット 市場価格

2022年3月～  
2023年2月  
北海道エリアプライス  
(先物補正)

2022年3月～  
2023年2月  
東北エリアプライス  
(先物補正)

2022年3月～  
2023年2月  
東京エリアプライス  
(先物補正)

2022年3月～  
2023年2月  
北陸エリアプライス  
(先物補正)

2022年3月～  
2023年2月  
中国エリアプライス  
(先物補正)

2022年3月～  
2023年2月  
四国エリアプライス  
(先物補正)

2022年3月～  
2023年2月  
システムプライス  
(先物補正)

#### 補正

補正なし

補正なし

補正なし

補正なし

補正なし

補正なし

変動電源（太陽光・  
風力）実績カーブ  
もしくは非変動電源  
(水力) 実績カーブ  
(2022年3月～  
2023年2月)  
加重平均

#### 算出単位

月平均

月平均

コマ別

月平均

年平均

月平均

コマ別

264

# 審査における論点①（FIT買取費用（購入）の考え方）

（量について）

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

（算定に用いるデータの粒度について）

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

（太陽光発電の算定に用いる価格データの考え方について）

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

# 審査の結果①（FIT買取費用（購入）の考え方）

（量について）

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

（算定に用いるデータの粒度について）

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

（太陽光発電の算定に用いる価格データの考え方について）

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

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

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

※回避可能費用の激変緩和措置の運用に関するQ & A Q40参照 ([https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/kaitori/dl/fit\\_2017/faq\\_kaihi.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fit_2017/faq_kaihi.pdf))

## 【6-4. 購入・販売電力料】

①購入・販売電力料の概要

②相対取引（購入・販売）

③取引所取引（購入・販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入・販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

# 容量市場における支出と収入 申請概要

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

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

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

## 審査における論点①（容量拠出金及び容量確保契約金額の取扱い）

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

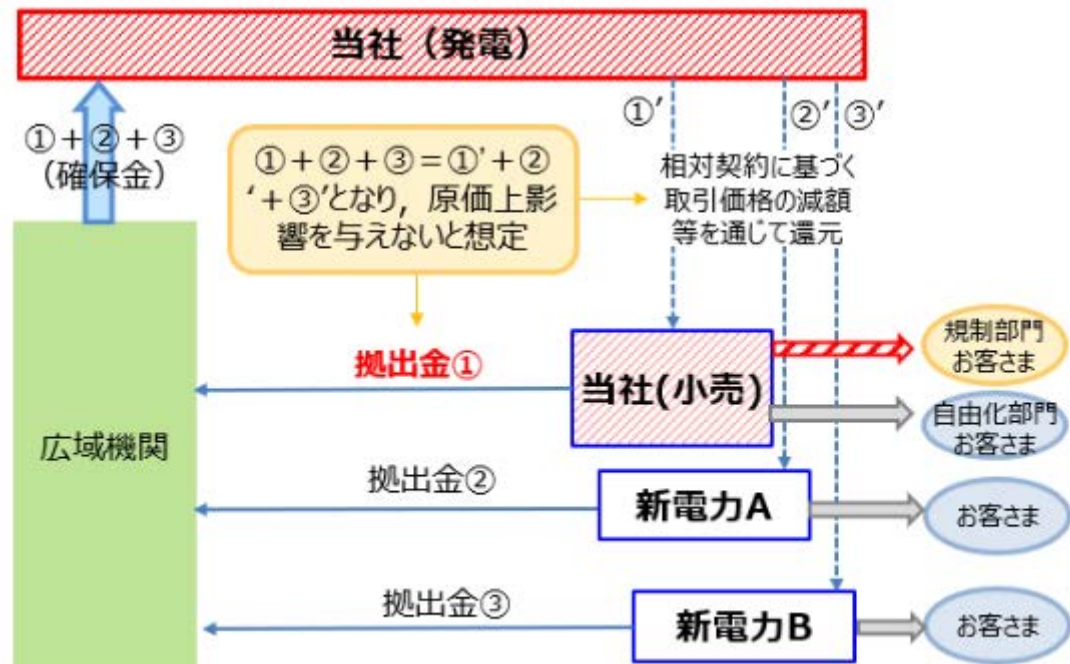


# 【参考】東北電力の考え方（容量市場）

## 3-2.容量市場

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

### <容量市場のお金の流れ（イメージ）>



### ● 容量市場に関する既存契約見直し指針 2. 基本的な考え方 より

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

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

## 審査の結果①（容量拠出金及び容量確保契約金額の取扱い）

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

【参考】 第30回料金制度専門会合における委員からの指摘概要

- 今までのガイドラインで書いてないというのは確かにそうだが、コストとしてかかるものは、**その後ガイドラインができた後に出てきたものであったとしても、コストに入るといえる意味で当たり前**のことであって、それによって売却収入が得られるとすれば、それも他市場収益ということになるので、それを考慮するのは当然。（松村委員）
- 容量市場については本来ニュートラルなはずという東北電力の考え方は、一見もつとも見えるが、私は**ほかの電力と同じ考え方にすべきだ**と思う。なぜなら、まず容量市場がニュートラルになるのは、その結果として最も極端なケースでは、例えばスポットの価格がその分下がるということになり、トータルの負担が変わらないというニュートラルリティだということになる。東北電力の将来の卸市場の価格は、本当にそれが織り込まれているのか。そういうことも織り込まないで高い価格を漫然とつける、あるいは相対市場で売る価格も漫然と横置きをし、ここについてはそこに織り込まれているはずだから入れないというのは、論理的にインコンシステントだと思う。（松村委員）
- 容量市場については、ガイドラインとの市場ができたタイミングの問題があって入っていないのだろうが、私は法律の専門家ではないが、法律の精神、ガイドラインの精神からすると、当然収入も費用もきちっと織り込んだ上で、それが理論的に相殺されるように実際も相殺されれば、それはそれで構わない。**費用も収入も入れた上で原価を計算するのが我々やるべきことではないか**と思った。（圓尾委員）



## 審査における論点②（容量拠出金の算定方法）

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

### （参考）容量拠出金の算定方法

広域機関によれば、以下の手順で算定することとされている。

- ① エリア別の容量拠出金総額の算定
- ② 一般送配電事業者の負担額と請求額の算定
- ③ 小売電気事業者の負担総額の算定
- ④ 各小売電気事業者への請求額の算定

エリア毎の小売電気事業者の容量拠出金の負担総額を12等分し、小売各社の配分比率<sup>(※)</sup>に応じて毎月の請求額を算定する。

※小売各社の毎月の配分比率は、前年度の年間(夏季/冬季)のピーク時の電力(kW)を基礎とし、実需給年の各月の小売電気事業者のシェア変動を加味する。年間ピークとは「7月～9月/12～2月の各月における最大需要発生時(1時間)における電力使用量を合計したものの(kW)の当該期間における比率」を指し、それぞれ容量拠出金1～6回目/7～12回目の請求額算定の基礎となる。

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

[https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2020/files/youryou\\_kentoukai\\_26\\_04.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2020/files/youryou_kentoukai_26_04.pdf)

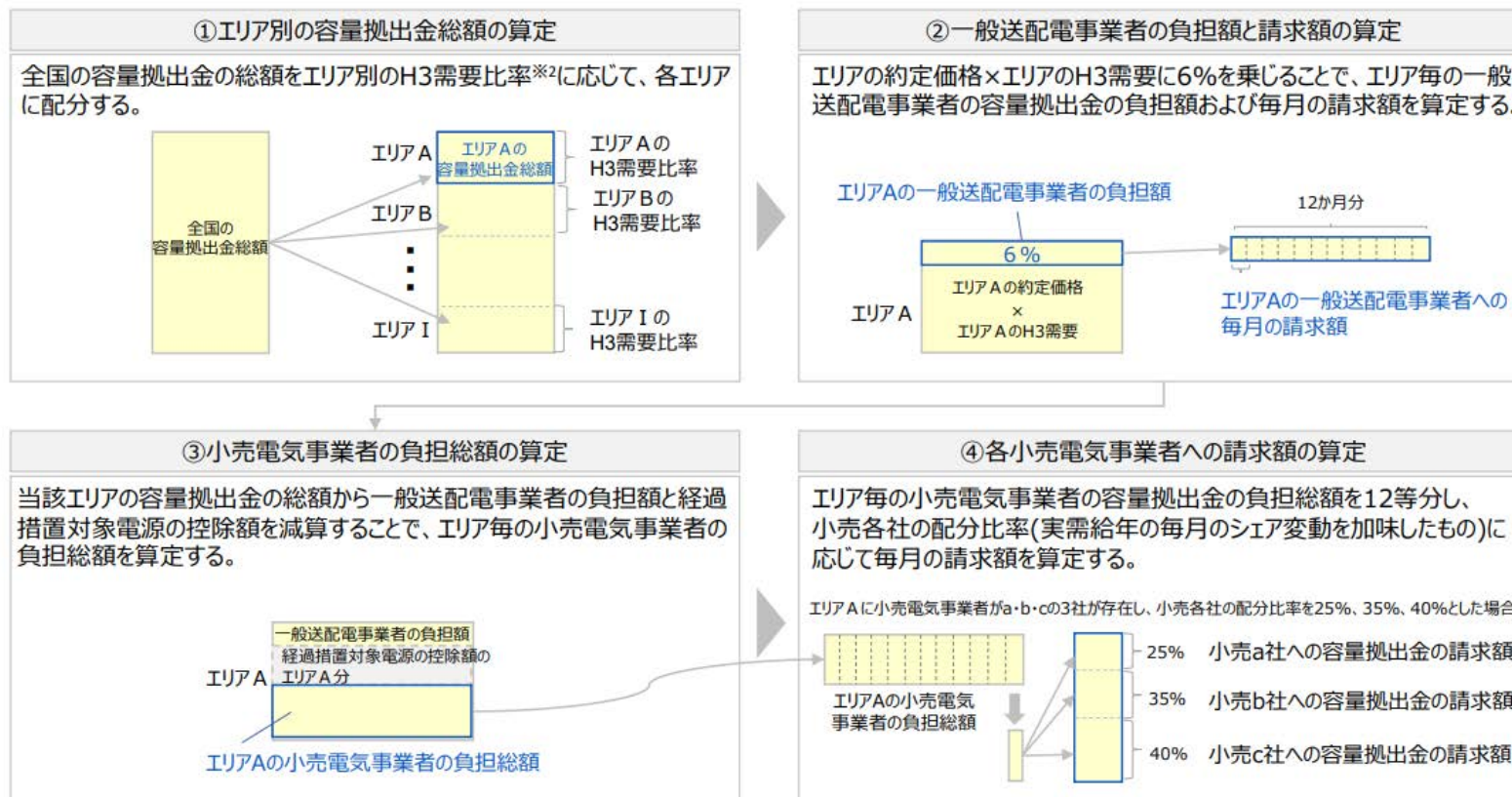
# 【参考】容量拠出金の算定方法（1/2）

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

## 2. 容量拠出金の算定方法（容量市場の説明会資料より） （請求額の算定方法）

6

- 市場が分断されない場合※<sup>1</sup>における容量拠出金の請求額は、以下の手順で算定します。



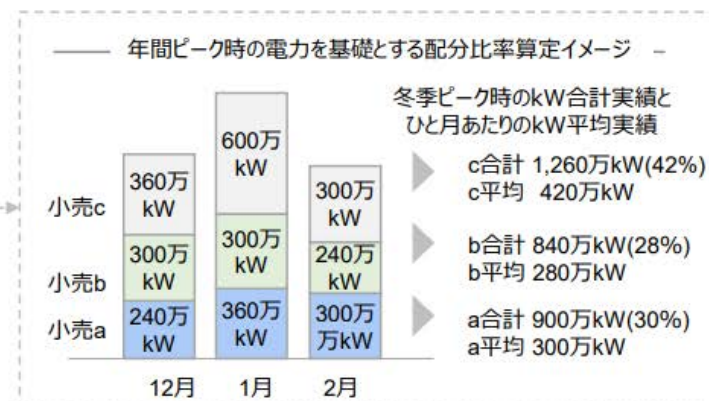
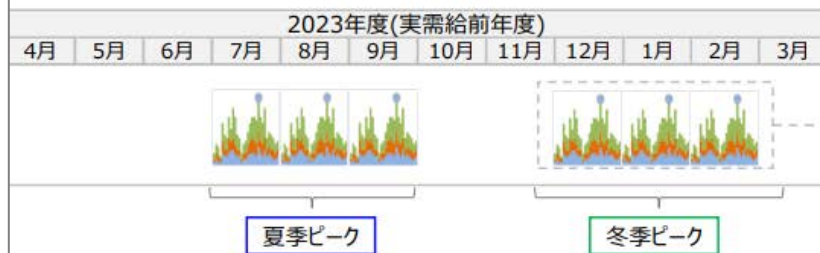
# 【参考】容量拠出金の算定方法（2/2）

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

11

- 小売各社の毎月の配分比率は、前年度の年間(夏季/冬季)のピーク時の電力(kW)を基礎とし、実需給年の各月の小売電気事業者のシェア変動を加味します。当該配分比率に基づき小売各社の毎月の請求額を本機関が決定します。
- ※ 年間ピークとは「7月～9月/12～2月の各月における最大需要発生時(1時間)における電力使用量を合計したものの(kW)の当該期間における比率」を指し、それぞれ容量拠出金1～6回目/7～12回目の請求額算定の基礎となります。

小売電気事業者に対する容量拠出金の配分比率・請求額算定の考え方





## 審査の結果②（容量拠出金の算定方法）

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

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

- 中国電力においては、概ね広域機関が示している算定方法に即して算定を行っているものの、配分比率の算定に際して、実需給年度のデータを用いているが、他社と同様、実需給前年度の比率を用いて算定することとし、原価織り込み額を下回る部分について料金原価から減額する。
- 四国電力においては、エリア別の総負担額にエリアにおける自社の配分比率を乗じるのではなく、全国大の総負担額に全国における自社の配分比率を乗じることで算定しているが、これは、双方の試算を行った上で、原価の小さい方法を選択したことを確認したため、再計算は求めないこととする。
- 北陸電力においては、容量拠出金が実際に請求されるタイミングに合わせて3ヶ月遅れで織り込んでいるが、この点について合理的な理由が確認されなかったため、他社と同じく、オークション対象の実需給年度分の総額を織り込むべきであり、原価織り込み額を上回る部分について料金原価に織り込むこととする。（※容量確保契約金額についても同様の査定を行うことで、トータルでは料金原価が圧縮されることとなる。詳細は後述。）

## 審査における論点③（容量確保契約金額の算定方法）

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

## 審査の結果③（容量確保契約金額の算定方法）

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

## 【6-4. 購入・販売電力料】

①購入・販売電力料の概要

②相対取引（購入・販売）

③取引所取引（購入・販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入・販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

# 申請概要（調整力公募・需給調整市場）

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

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

（単位：億円）

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

※1 調整力公募の結果が出ていなかったため、織り込んでいない。



## 審査における論点①（託送料金との整合性）（1/3）

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

※調整力公募：2023年度の公募結果に基づく実績値あり（※ただし、申請時点では結果が出ていなかった）。

ブラックスタート機能公募：2025年度までの公募結果に基づく実績値あり。

三次調整力②：2022年度まで実績値あり。

三次調整力①：2022年度のみ実績値あり。

一次調整力・二次調整力①②：2024年度から開始されるため、実績なし。

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

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

# 審査における論点①（託送料金との整合性）（2/3）

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

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

【小売料金】需給調整関連収入織り込み額

（単位：億円）

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

【託送料金】需給調整コスト織り込み額（査定後の金額）

（単位：億円）

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

## 審査における論点①（託送料金との整合性）（3/3）

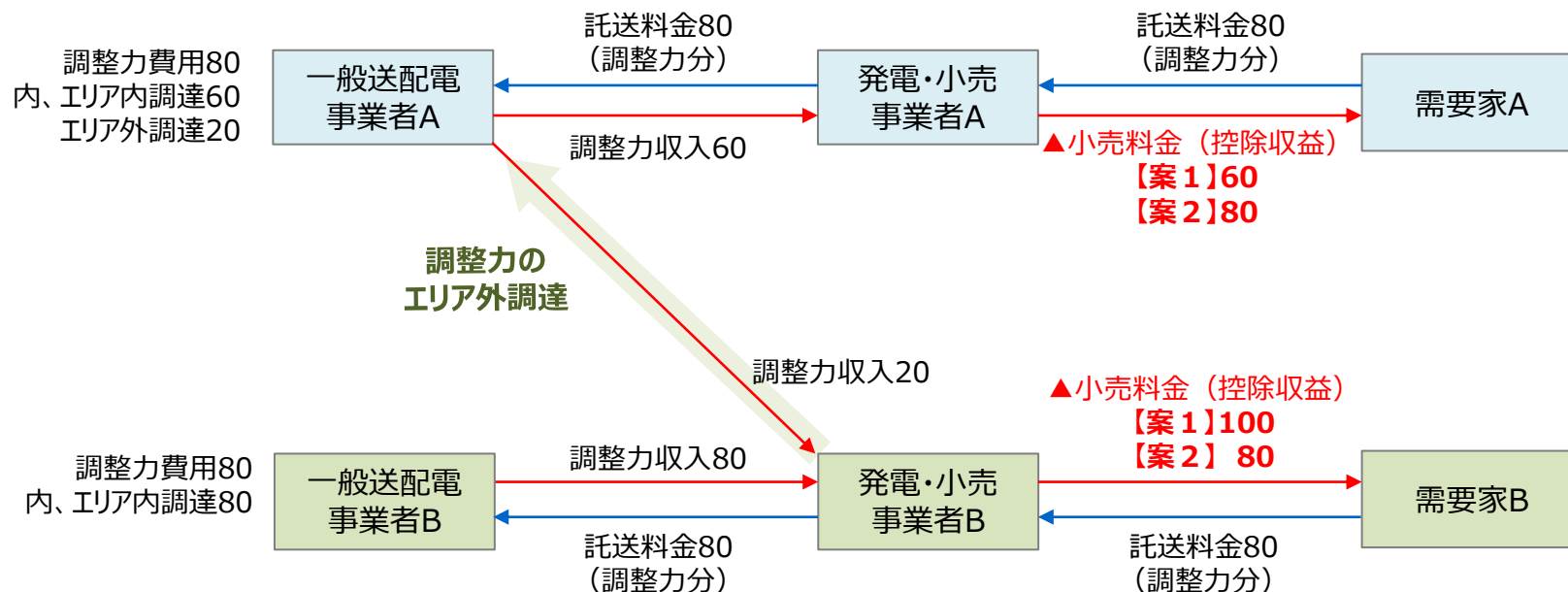
- 現状、電源Ⅰの大宗は旧一般電気事業者が供出しており、当面の間、旧一般電気事業者以外の事業者の参入は限定的と考えられることから、**全国大で見れば、旧一般電気事業者の調整力収入の合計が、託送料金に織り込まれる一般送配電事業者の調整力費用の合計と整合的な金額となる必要がある**と考えられる。
- 他方、需給調整市場においては、一般送配電事業者による調整力の広域調達が行われるため、**エリアごとにみると、調整力収入と調整力費用の入り繰りがあり得る**（実際に、既に開始されている三次調整力①の取引においては、エリア外からも調達が行われている。）。
- この点について、**【案1】エリア間の入り繰り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

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

# 【参考】エリア間の入り繰りのイメージ

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

## Aエリア ～一般送配電事業者による調整力のエリア外調達があるエリア～



## Bエリア ～発電事業者による調整力のエリア外提供があるエリア～

### 小売料金からの控除額と負担関係

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

## 審査における論点②（調整力ΔkW収入の取扱い）

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

$\Delta kW \text{価格} \leq \text{当該電源等の逸失利益（機会費用）} + \text{一定額}$

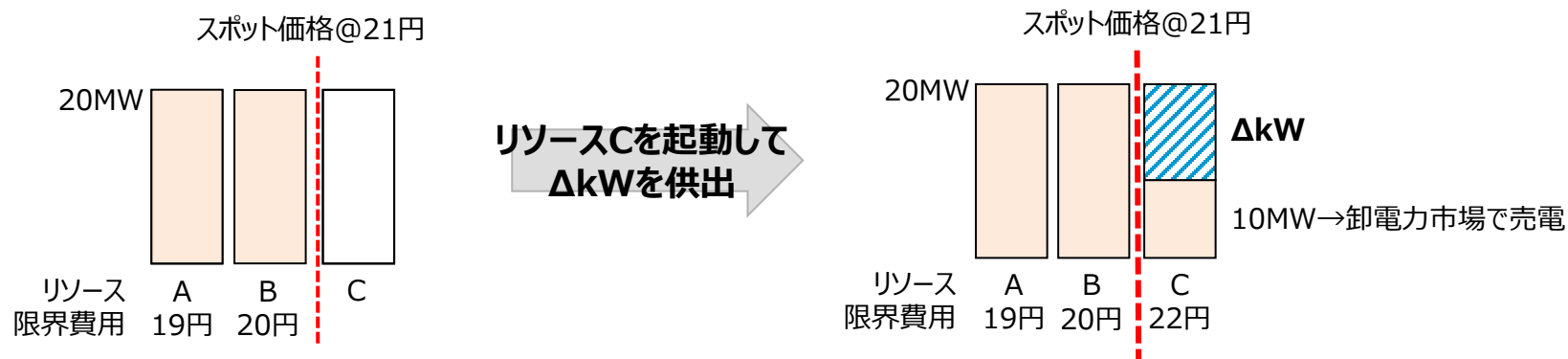
$\text{一定額} = \text{当該電源等の固定費回収のための合理的な額}$

（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 × 一定割合）

- ΔkWを構成する各要素について、原価算定上、以下のように取り扱うこととしてはどうか。
  - **固定費回収のための合理的な額**
    - － **控除収益としての織り込みが必要**である。
  - **機会費用（起動費を含む）** ※スポット市場価格より限界費用が高い電源を追加並列する場合
    - － 収入に見合う費用も同額発生することとなり、収支はニュートラルとなる。各事業者の申請上、当該費用を原価に織り込んでいないことから、**控除収益としての織り込みは不要**である。
  - **逸失利益** ※スポット市場価格より限界費用が低い電源の出力を下げる場合
    - － 卸電力市場等で本来得られたであろう利益であり、**ΔkWを供出する場合と、ΔkWを供出せずに卸電力市場に全量供出する場合で、得られる利益はニュートラル**となる。
    - － このため、取引所取引におけるマッチングにおいて、**全ての電源を市場で取引する前提で算定している場合**には、**控除収益としての織り込みは不要**である。
    - － 一方で、取引所取引におけるマッチングにおいて、**需給調整市場への供出電源を含めていない場合**には、**控除収益としての織り込みが必要**である。この場合、**取引所取引におけるマッチングに需給調整市場への供出電源を含めて算定した結果と申請額とを比較して査定を行う。**

# 【参考】機会費用の取扱い

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



## 【リソースCを $\Delta kW$ 供出する際に生じる収支】

### 機会費用

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

収支合計：10千円 + 210千円 - 220千円 = 0円

### 起動費

- ・起動費  
300千円
- ・ $\Delta kW$ 収入（起動費）  
300千円

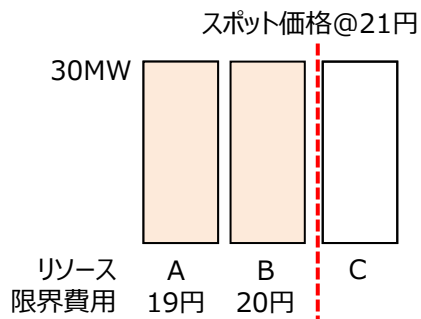
収支合計：30千円 - 30千円 = 0円

機会費用（起動費含む）については、収支がニュートラルである。

# 【参考】逸失利益の取扱い

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

取引所取引におけるマッチング結果  
( $\Delta kW$ を供出しない場合)

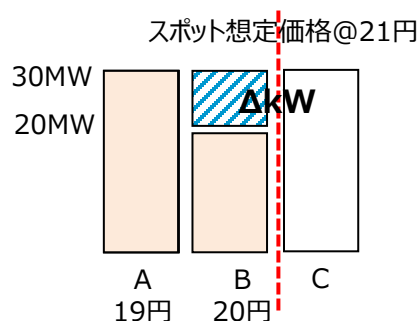


収入（スポット市場）：@21×60MWh=1,260千円  
費用（燃料費）：@19×30MWh+@20×30MWh=1,170千円

収支合計：1,260千円 - 1,170千円 = **90千円**



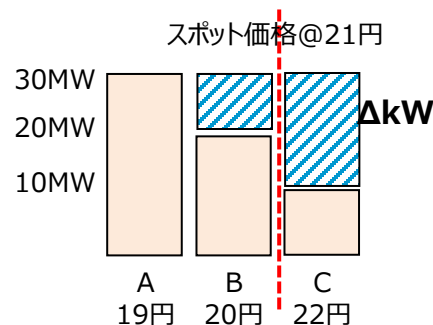
一次調整力～三次調整力①（週間断面における $\Delta kW$ 供出）



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

収支合計：10千円 + 1,050千円 - 970千円 = **90千円**

三次調整力②（持ち替えによる $\Delta kW$ 供出）



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

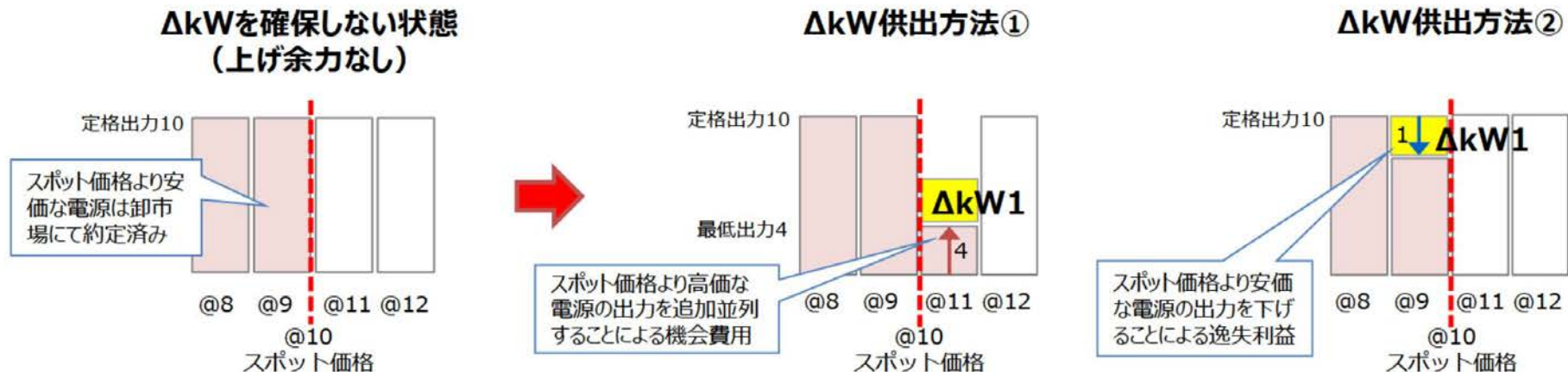
収支合計：20千円 + 1,260千円 - 1,190千円 = **90千円**



# 【参考】 $\Delta kW$ 市場の入札価格における逸失利益の考え方

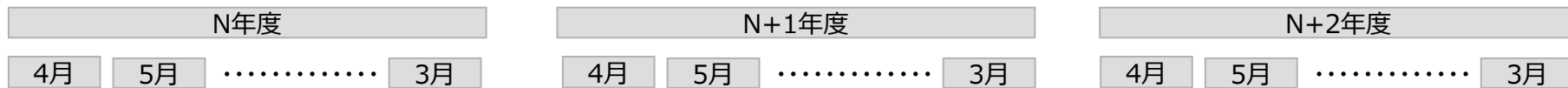
- 第45回制度設計専門会合において、調整力 $\Delta kW$ 市場に供出する電源の $\Delta kW$ 確保の考え方を以下のように示した。
  - ① **卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し $\Delta kW$ を確保する場合**  
→この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その起動費や最低出力までの発電量について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の機会費用が発生
  - ② **卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げても $\Delta kW$ を確保する場合**  
→この場合、 $\Delta kW$ で落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益が発生
- 以上を逸失利益（機会費用）の基本的な考え方とし、監視において限界費用や予想した卸電力市場価格等の根拠資料の提出を求め、 $\Delta kW$ 価格が合理的でない場合は、修正を求めるなどの対応をすることとしてはどうか。

## 調整力 $\Delta kW$ 市場に供出する電源の $\Delta kW$ 確保の考え方





# 【参考】取引所取引におけるマッチングの考え方（再掲）



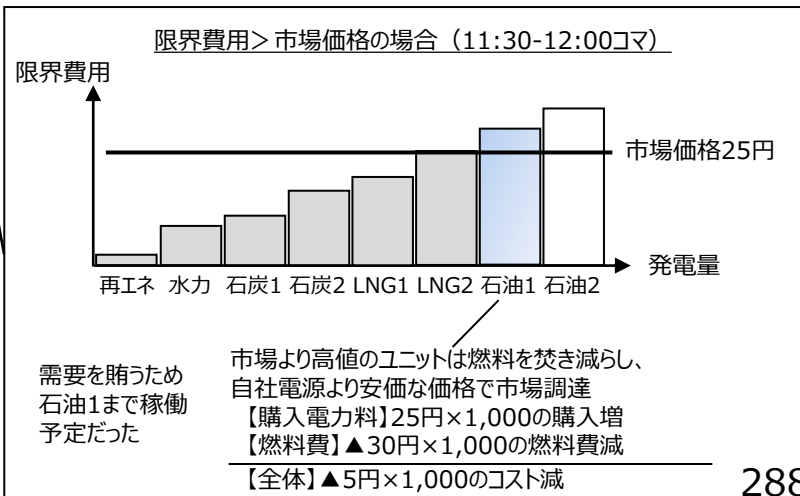
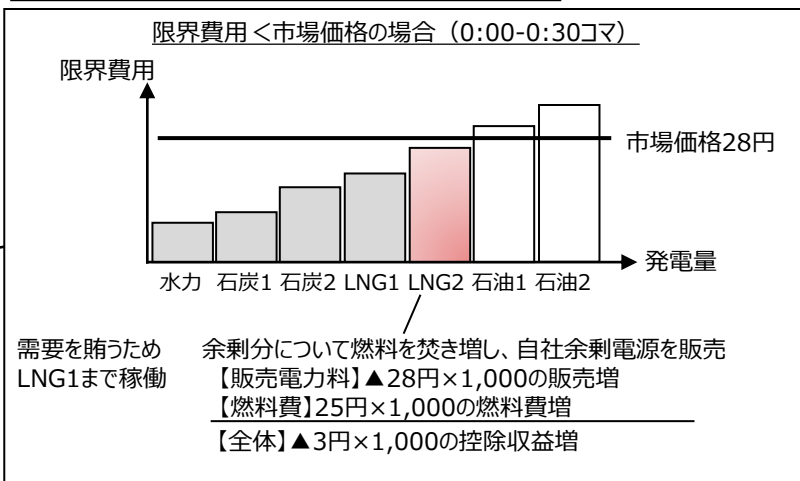
各月代表日を抽出  
(平日1日・休日1日)

## ①代表日について、コマ別に需給バランス作成※1

需給バランスのイメージ（灰色は、需要を賅うために稼働予定のユニット）

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

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



## ③一か月分の市場売買料金を算出

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

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

※1 マッチング対象日について、中国・四国は365日×原価算定期間3年分で行っている。

※2 マッチング単位について、東電EPはコマ別ではなく月単位で行っている。

# 審査における論点③（三次調整力②ΔkW収入）（1/2）

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

## 各事業者の調整力収入（需給調整市場）織り込み額

（単位：億円）

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

## 三次調整力②の織り込みに関する各社の考え方

北海道電力： 電源固定費から他市場における収益を控除した金額で算定。

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

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

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

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

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

## 審査における論点③（三次調整力②ΔkW収入）（2/2）

- 一般送配電事業者による三次調整力②の調達費用については、三次調整力②に係る制度の見直しが行われた際、2022年1月～12月における費用（実績値及び制度見直し後の試算値）が公表されている。
- 2023年度以降における一般送配電事業者による三次調整力②の調達費用について、現時点で適切に見積もることは困難であるため、原価算定上、上記の試算に用いた発電・小売事業者による見積り額（2022年における年間調達費用）を、2023～2025年度の各年度の調達費用として用いることとしてはどうか※。
- ※ 当該試算においてはエリア間の入り繰りも考慮されているため、三次調整力②についてはエリア間の入り繰りを考慮する。
- その際、一次調整力～三次調整力①と同様に、固定費回収のための合理的な額については、控除収益としての織り込みが必要、機会費用（起動費含む）及び逸失利益については控除収益としての織り込みは不要、とすることとしてはどうか。
- その上で、固定費回収のための合理的な額については、2024年度以降、容量市場からの収入分は控除することとしてはどうか。

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

# 【参考】一般送配電事業者による三次調整力②調達費用

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

第81回 制度設計専門会合  
資料5より抜粋

## （参考）制度見直しによる影響

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

### 制度見直しによる三次調整力②の調達費用への影響試算 (2022年1月～12月 (TSOIエリアごと) )

(億円)

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

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

## 審査における論点④（調整力kWh収入の取扱い）（1/2）

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

上げ調整のkWh価格 ≤ 当該電源等の**限界費用** + **一定額**

下げ調整のkWh価格 ≥ 当該電源等の**限界費用** - **一定額**

**一定額** = 当該電源等の**固定費回収のための合理的な額**

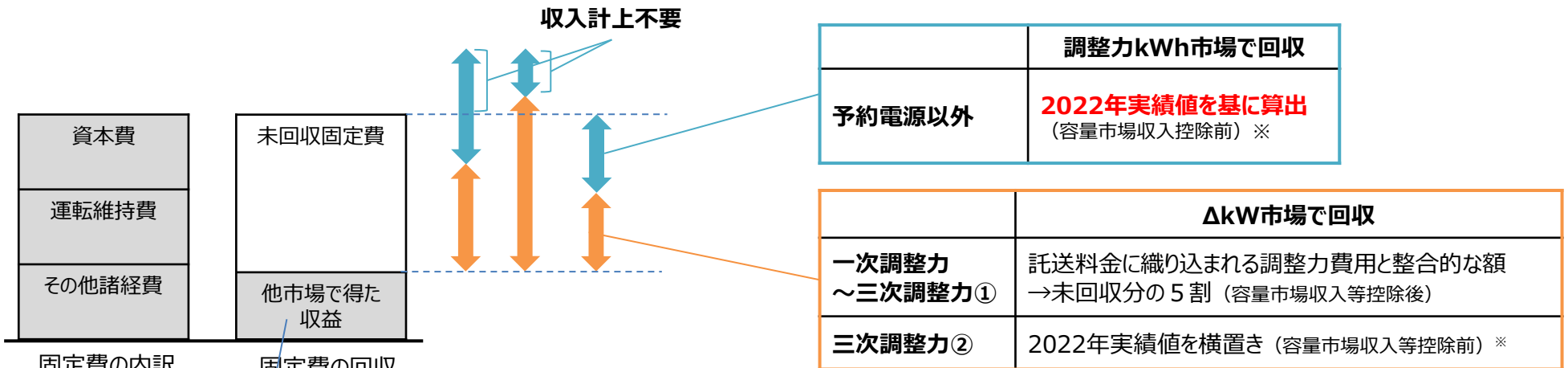
（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 × 一定割合）

- 調整力kWhを構成する各要素について、原価算定上、以下のように取り扱うことかどうか。
  - **固定費回収のための合理的な額**
    - **控除収益としての織り込みが必要**である。
  - **限界費用**
    - 収入に見合う費用（燃料費）も同額発生することとなり、収支はニュートラルとなる。各社の申請上、当該費用を原価に織り込んでいないため、**控除収益としての織り込みは不要**である。

# 審査における論点④（調整力kWh収入の取扱い）（2/2）

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

## 小売料金における未回収固定費の整理



※容量市場収入等は別途控除する。

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



# 審査における論点⑤（調整力公募・ブラックスタート機能公募）

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

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

## 2023年度 調整力公募結果

(単位：億円)

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

## 2023-25年度 ブラックスタート機能公募結果

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

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

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

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

# 審査の結果（調整力公募・需給調整市場）

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

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



## 【6-4. 購入・販売電力料】

- ①購入・販売電力料の概要
- ②相対取引（購入・販売）
- ③取引所取引（購入・販売）
- ④FIT買取（購入）
- ⑤容量市場（購入・販売）
- ⑥調整力（販売）
- ⑦**非化石価値取引市場（購入）**

# 非化石証書購入費の申請概要

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

※沖縄電力は中間目標義務の対象外

## 原価織り込みの考え方と申請額

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

# 審査における論点

## (購入数量)

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

## (購入価格)

- 市場取引、相対取引それぞれの取引価格の見積もりは合理的か。

## 審査の結果①（2023年度の中間目標値）

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

# 【参考】第十次中間とりまとめの概要

## ● 中間目標の第二フェーズの基本的方向性

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

## ● 第二フェーズの期間と評価方法

- 期間は2023年度～2025年度の3カ年とし、年度毎の中間目標に対する達成状況を評価する単年度評価を採用した。

## ● 第二フェーズにおける具体的な目標値の設定方法

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

## ● 最低価格

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

## ● 証書購入費用と料金の在り方

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

## ● その他

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

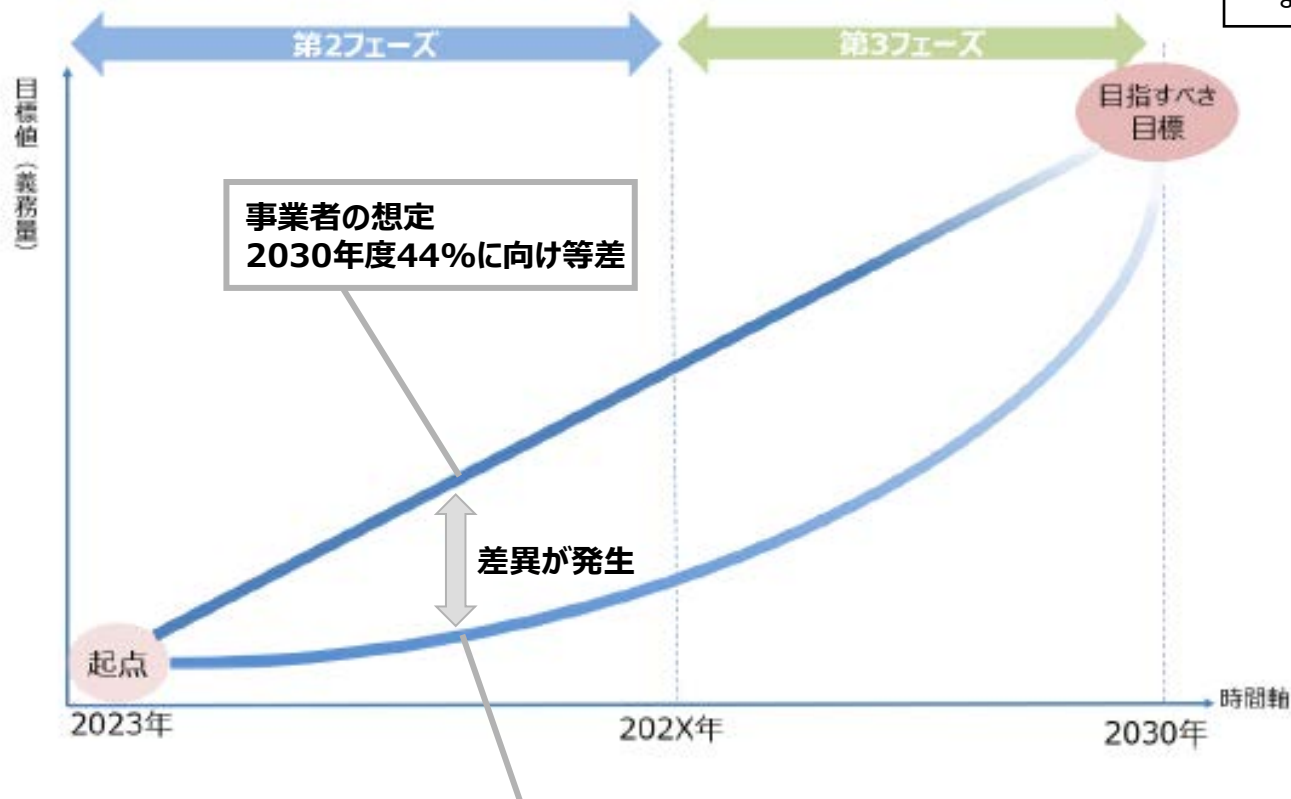
## 審査の結果②（2024年度・2025年度の中間目標値）

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

# 【参考】中間目標値に関する事業者の想定と制度設計の差異イメージ

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

「第十次取りまとめ」  
より抜粋・一部加筆



## 制度設計

(第二フェーズの目標を考える上での基本的方向性)

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

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

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

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

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

# 【参考】中間目標値の算定プロセス

直近の供給計画より、非化石証書の供給量と需要量を想定する。  
**非化石電源供給量からFIT想定量を差し引いて非FIT証書量を算出する。**  
 需給バランスより、外部調達比率を設定する。

(参考図 1-16 2023 年度における非 FIT 証書の需給量の試算値<sup>1)</sup>)

証書供給量 (推計)	単位：億kWh		
証書供給想定量 <sup>※1</sup> (A)	より内部取引量 (推計) 反映後 (B) <sup>※2</sup>	FIT 想定量 (C) <sup>※3</sup>	証書供出量 (D=B-C)
約2,894	約2,438	約1,250	<b>約1,188</b>

<sup>※1</sup> 直近の2022年度供給計画取組のみに基づく。  
<sup>※2</sup> 内部取引量の考え方は別添を参照。  
<sup>※3</sup> 2021年度買取実績と20年度の買取実績の増減率を基に、23年度の発電実績として推計。

2022年度の需要想定量と外部購入率	単位：億kWh					
2022供計の 2023年度 需要想定量 <sup>※4</sup>	外部調達比率に応じた購入必要量					
	13.0%	12.0%	11.0%	10.0%	9.0%	8.0%
約8,522	1,108	1,023	937	852	767	682

<sup>※4</sup> 直近の2022年度供給計画取組のみに基づいて、21年度の販売電力量における5億kWh以上のシェア(97%)を乗じた値。

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

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

証書の需給バランス検証		単位：億kWh	
	外部調達 比率	調達量	証書供出量
			1,188
	13.0%	1,108	1.07
	12.7%	1,080	1.10
	<b>12.0%</b>	<b>1,023</b>	<b>1.16</b>
	11.6%	990	1.20
	11.0%	937	1.27
	10.0%	852	1.39
	9.0%	767	1.55
	8.0%	682	1.74

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

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

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

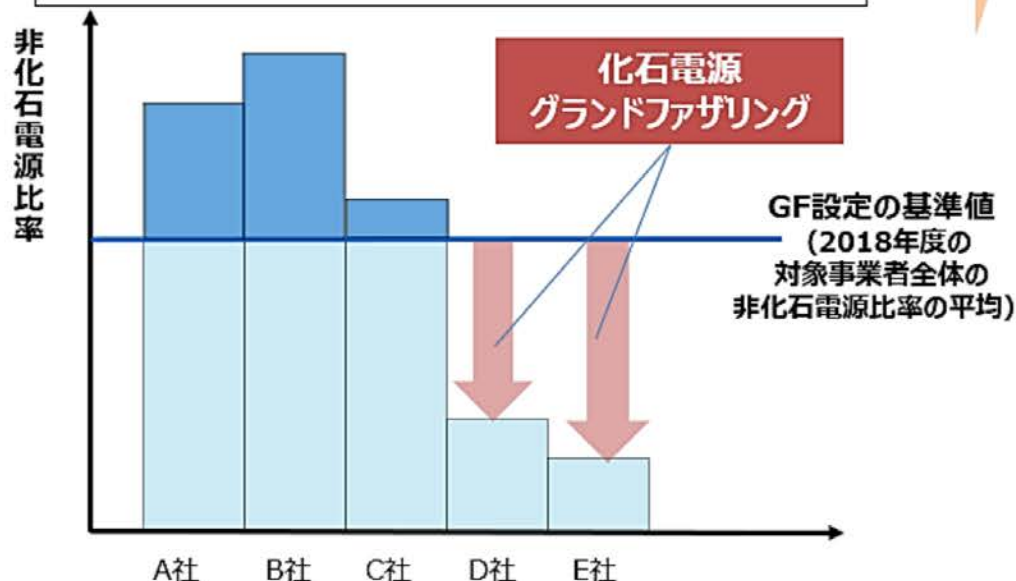


# 【参考】グランドファザリング（激変緩和措置）

（参考図 1-15 化石電源 GF の具体的考え方<sup>12</sup>）

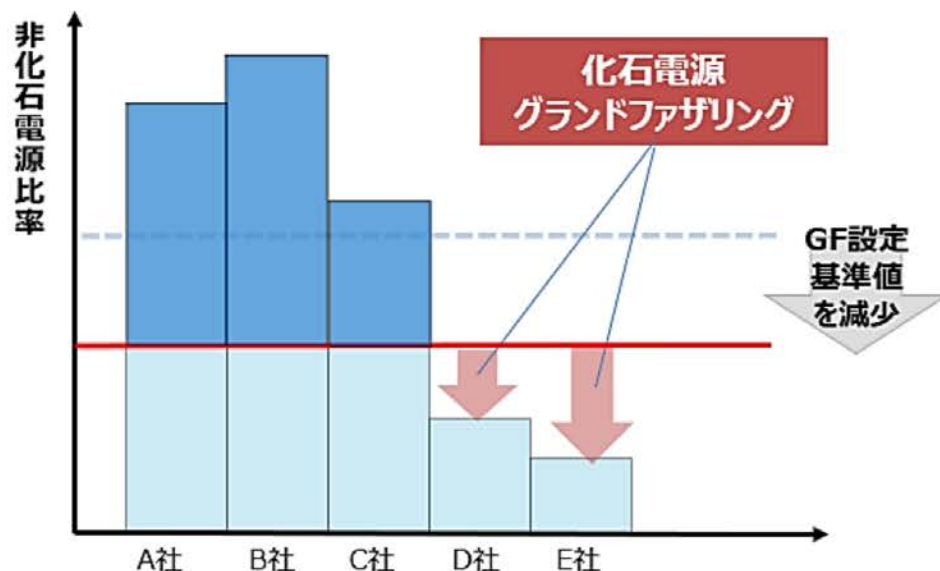
## 第一フェーズでのGFの設定の考え方

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



## GFを漸減させる方法・影響

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



## 審査の結果③（内部取引可能量の織り込み方）

- 多くの事業者（北海道、東北、北陸、中国、四国）は、内部取引可能量を控除した上で外部からの調達費用を算定していることを確認した。
- 一方で、**東京電力EP**は、申請時点において、第2フェーズ（2023～2025年度）における制度設計が未定であったとの理由から、**内部取引可能量※を織り込んでおらず、非化石証書購入量の全量を外部から調達する費用として料金原価に織り込んでいる。**  
※内部取引可能量とは、激変緩和措置の基準年における当該事業者の非化石電源比率の範囲内で、グループ内の発電事業者からの相対取引や社内取引で非化石証書入手することを認められた量を指す。
- この点について、**東京電力EPにおいても、他社と同様、内部取引可能量を適切に織り込むこととし、料金原価から減額する。**

## 審査の結果④（調達先と購入価格）

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