審査における論点②（石炭（海外炭）の調達単価）（4/4）

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

審査の結果②（石炭（海外炭）の調達単価）

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

石炭（国内炭）の調達単価　概要

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

国内炭の調達単価と調達予定数量（原価算定期間・3年平均、北海道電力のみ）

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

審査の結果③（石炭（国内炭）の調達単価）

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

【６－３．燃料費】

①燃料費の概要

②火力燃料の調達数量

③火力燃料の調達単価（石炭）

④火力燃料の調達単価（LNG）

⑤火力燃料の調達単価（石油）

⑥核燃料費、新エネルギー等燃料費

LNGの調達単価　概要（1/2）

各社のLNGの申請調達単価と単価設定の考え方

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

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

LNGの調達単価　概要（2/2）

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

審査における論点④（LNGの調達単価）（1/3）

- **中長期契約（価格体系合意済・未合意共通）**
  - **論点1.** 中長期契約分について、以下のような事例において、**基本契約数量に対し、個別の契約状況を勘案しつつ、買主が行使オプションを持つ上方弾力性を最大限加えた数量を織り込むこととしてはどうか**。
    - **東北電力・中国電力**の中長期契約先の一つにて、**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、**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にて、**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**。
    - こちらについては、配船計画が当事者間にて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、採録期間である11～1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、単価について、従前の査定どおり、**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類型ごとに分けて、査定を行うこととする**。
- **中長期契約（価格体系合意済）**
  - 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にて、**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、**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）**
  - **東北電力**は、中長期契約先の一つにて、**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**。
  - こちらについては、配船計画が当事者間にて契約等の文書により正式に取り決められていないことを踏まえ、**LNG船の配船を工夫し、原価算定期間に最大数量を織り込むよう求め、査定を行う**。
- **中長期契約（価格体系未合意）**
  - 他の電気事業者の取組状況を踏まえた効率化努力を求めるため、**他の電気事業者との比較を通じた査定を行うべきである**。
  - 具体的には、**旧一般電気事業者及びJERAに対する報告徴収を通じて得られる情報に基づき、旧一般電気事業者及びJERAのR4/11月～R5/1月の燃料価格を基にトップランナー査定を行うこととする**。
  - 価格体系合意済分と同様、**基本契約数量に対し、個別の契約状況を勘案しつつ、買主が行使オプションを持つ上方弾力性を最大限加えた数量を織り込むよう求め、査定を行う**。

審査の結果④（LNGの調達単価）（4/4）

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

【６－３．燃料費】

①燃料費の概要

②火力燃料の調達数量

③火力燃料の調達単価（石炭）

④火力燃料の調達単価（LNG）

⑤火力燃料の調達単価（石油）

⑥核燃料費、新エネルギー等燃料費

石油の調達単価　概要

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

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

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

審査における論点⑤（石油の調達単価）

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

審査の結果⑤（石油の調達単価）

- **国産C重油**
  - 北海道電力、東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力の5社においては、**自社が原価算定期間にて調達予定のC重油の硫黄含有率に合わせ、R5/11～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・東北電力の輸入C重油について、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て各年度の減損価額（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、原子力発電所の稼働計画に基づき、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．査定方針案の概要

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

7．参考資料

【６－４．購入･販売電力料】

①購入･販売電力料の概要

②相対取引（購入･販売）

③取引所取引（購入･販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入･販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

料金算定規則および料金審査要領における規定

- 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。

【参考】料金算定規則（抜粋）

(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。

【参考】料金審査要領（抜粋）

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

購入・販売電力料（全体）　申請概要①

単位：百万円

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

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

購入・販売電力料（全体）　申請概要②

単位：百万円

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

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

購入・販売電力料（全体）　申請概要③

単位：百万円

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

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

購入・販売電力料（全体）　申請概要④

単位：百万円

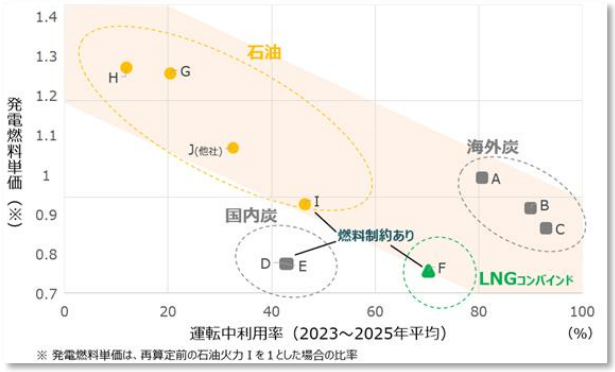
購入・販売電力料				沖縄電力			
				補正前	補正後		補正前後の差
						現行原価比	
購入電力料	相対	水力	FIT	193	150	150	▲43
			FIT以外	-	-	▲37	-
		火力		39,264	40,004	26,460	740
		原子力		-	-	-	-
		新エネ	FIT	9,598	6,200	6,200	▲3,397
			FIT以外	347	347	▲9	0
	取引所取引			-	-	-	-
	容量拠出金			-	-	-	-
	非化石証書購入費			32	32	32	0
	その他			1,228	1,023	1,023	▲205
	合計			**50,662**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

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

メリットオーダーの確認（北海道電力）（再掲）

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

発電燃料単価と運転中利用率の関係（北海道電力）[2]

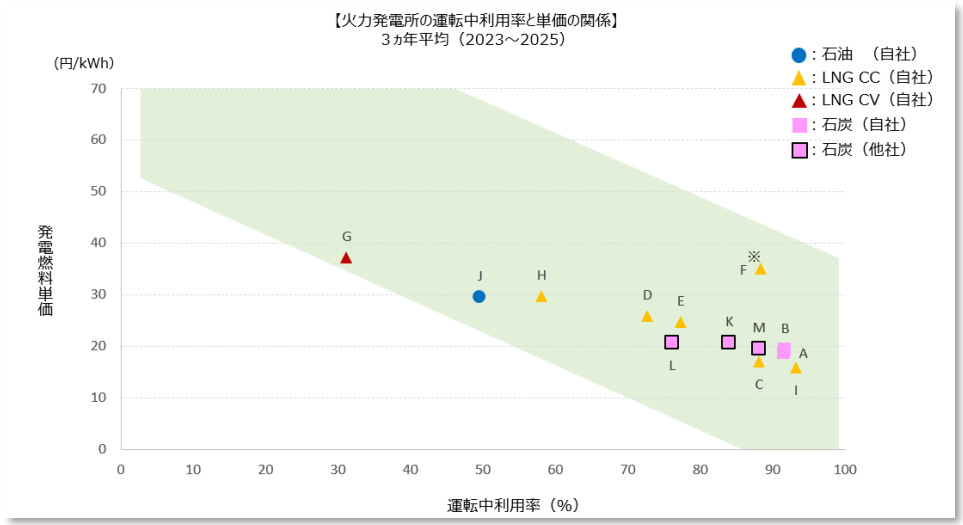


1. Iは当初ベネズエラ産オリマルジョン（天然オリノコを原料に水と界面活性剤を加えた燃料）を燃料とし発電することを想定し建設されたが、ベネズエラにおけるオリマルジョンの生産が停止されたため、現在はその代替燃料として、石油元売りに特注の高粘度重油を製造してもらい、それを用いて発電している。
2. 事業者作成資料を抜粋。

メリットオーダーの確認（東北電力）（再掲）

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

発電燃料単価と運転中利用率の関係（東北電力）[1]

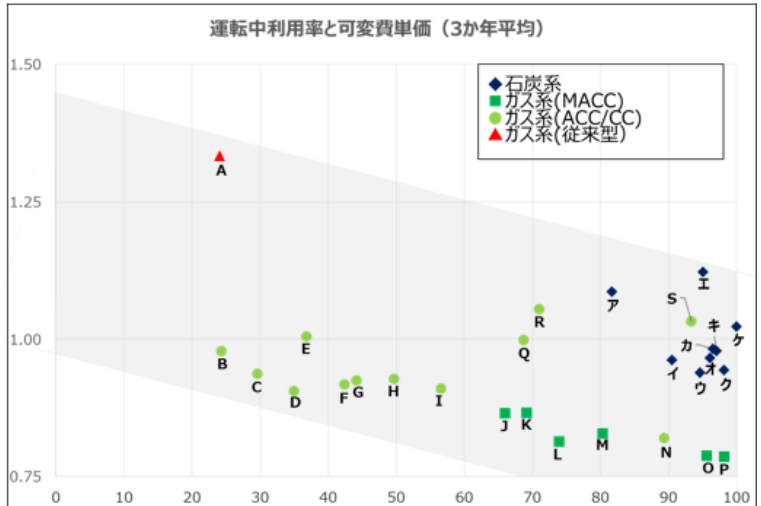


1. 事業者作成資料を抜粋。

メリットオーダーの確認（東京電力EP）

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

発電燃料単価と運転中利用率の関係（東京電力EP）[1]

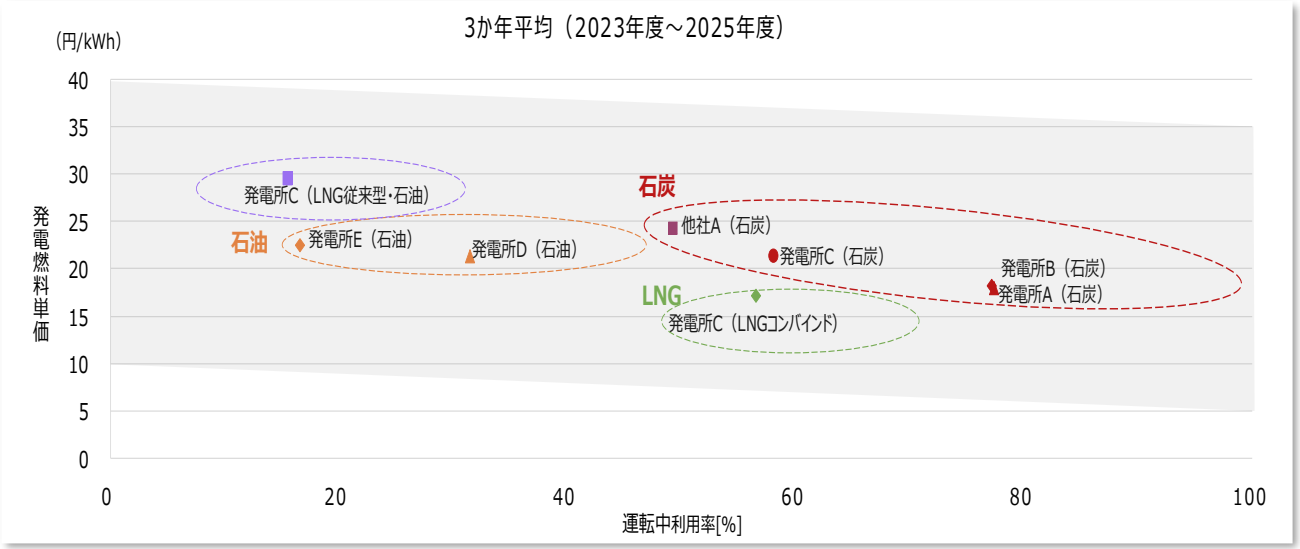


1. 事業者作成資料を抜粋。

メリットオーダーの確認（北陸電力）（再掲）

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

発電燃料単価と運転中利用率の関係（北陸電力）[1]

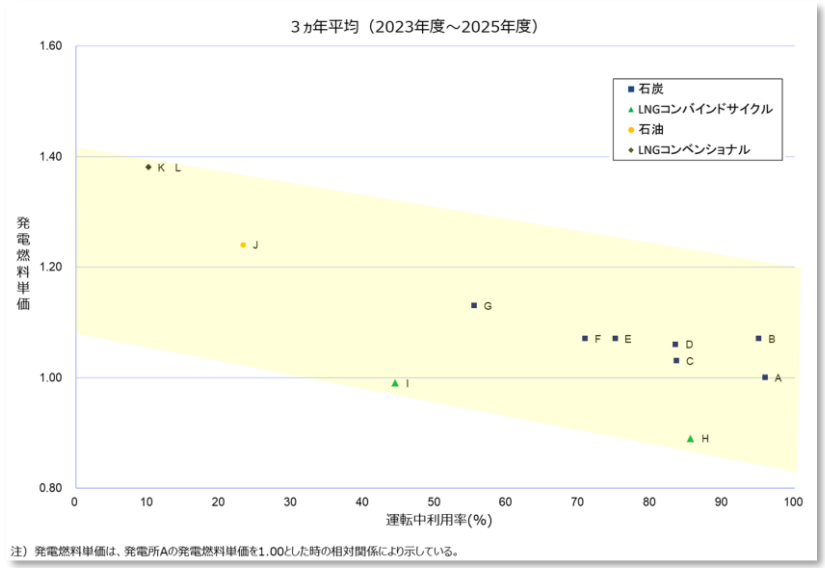


1. 事業者作成資料を抜粋。

メリットオーダーの確認（中国電力）（再掲）

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

発電燃料単価と運転中利用率の関係（中国電力）[1]

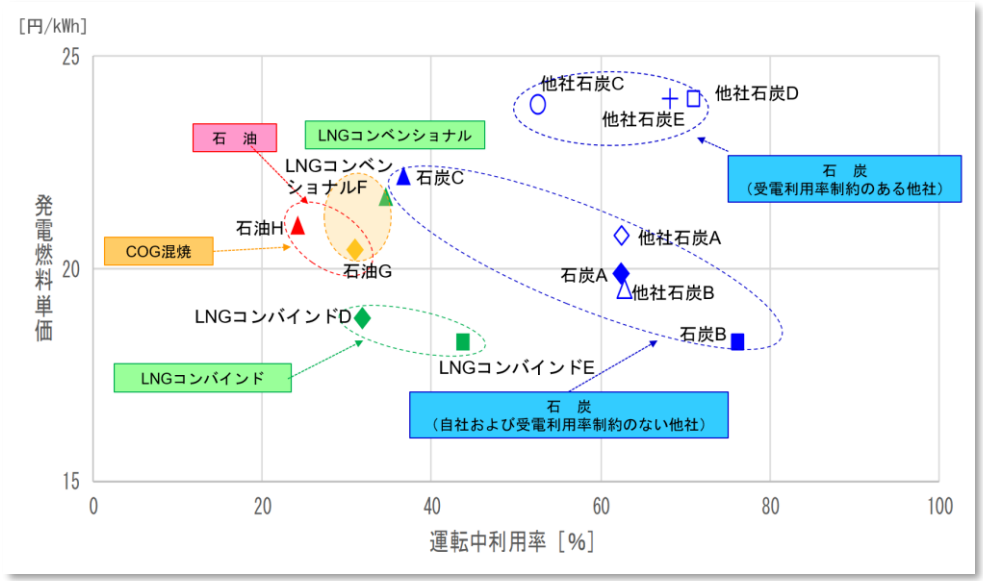


1. 事業者作成資料を抜粋。

メリットオーダーの確認（四国電力）（再掲）

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

発電燃料単価と運転中利用率の関係（四国電力）[1]

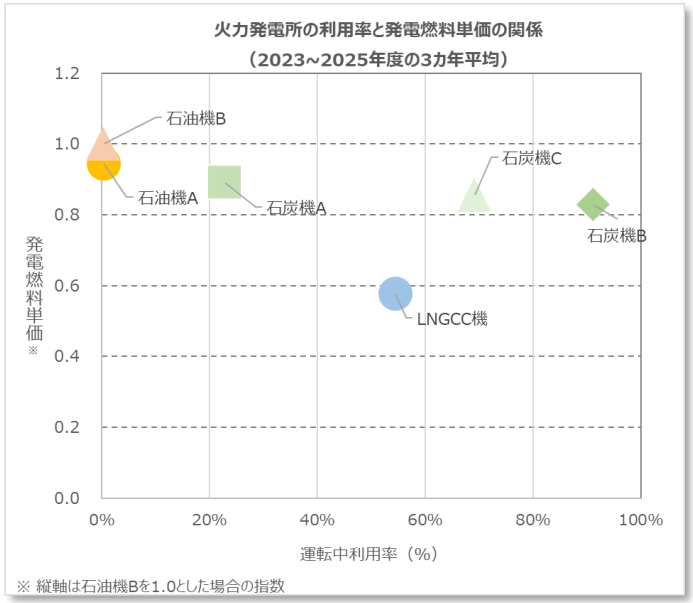


1. 事業者作成資料を抜粋。

メリットオーダーの確認（沖縄電力）（再掲）

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

発電燃料単価と運転中利用率の関係（沖縄電力）[1]



1. 事業者作成資料を抜粋。

【６－４．購入･販売電力料】

①購入･販売電力料の概要

②相対取引（購入･販売）

③取引所取引（購入･販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入･販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

購入・販売電力料（全体）　量・単価比較

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

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

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

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

審査における論点①（購入電力料と販売電力料の関係）

- すべての事業者において、現行原価に比べると、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）にかかる効率化努力について）

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

  ※ 市場価格がある商品・サービスの単価、既存資産の減価償却費、公租公課など
- 加えて、同じく、審査要領における「基本的な考え方」に基づき、**申請事業者の関係会社との取引に関しては、**一般管理費等について、削減を求めることが困難であるものを除き、**出資比率等を勘案し、申請事業者に求める効率化努力の水準と比較しつつ査定**を実施している。
- 今般の審査においても、**過去の審査における考え方を踏襲するべきか**。その際、効率化努力を求める水準についても、過去の査定方針に倣って、別途、**経営効率化のパートにおいて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）にかかる効率化努力について）

- 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）にかかる効率化努力について（発販分離した小売会社におけるグループ内取引の考え方））

- 発販分離した小売事業者におけるグループ内の発電事業者からの購入電力料に関して、委員からは、**内外無差別が貫徹していて、本当に競争的な状況になっているのであれば、一体会社と別のやり方をすることはあり得る**が、そうではなく、**資本関係が一定程度あり、密接な取引になっていて、コストベースで取引しているときには、今までと全く同じやり方をする方が自然**、との御指摘があった。
- こうした御指摘を踏まえて、**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】委員からの御指摘事項

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

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

審査の結果③（相対取引（購入）にかかる効率化努力について（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、とのご指摘があった一方で、**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、とのご指摘もあった。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**、との御指摘もあった。
- こうした御指摘を踏まえれば、**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社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）にかかる効率化努力について（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を行い、他社の方が効率的な場合には、その差分について東電EPに効率化を求めるべきである。
- 具体的には、**スポット市場価格で調達した場合の費用に対する、原価上の相対購入電力料の比率**について、**東電EPより当該比率の低い（調達が効率的である）事業者の水準まで効率化努力を求める（トップランナー査定を行う）こととし、申請との差分を料金原価から減額する**。

(具体的なイメージ)

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

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

⇒東電EPに対して、A社の比率である90%までの効率化を求める

審査における論点④（相対取引（購入のうちの原子力分）全体の考え方）

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

相対取引（購入のうちの原子力分）　申請概要

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

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

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

審査の結果④（相対取引（購入のうちの原子力分）　全体の考え方）

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

（参考）過去の査定方針（2013年　東北電力）

（３）原子力発電による購入電力及び販売電力

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

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

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

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

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

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

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

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

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

相対取引（購入のうちの原子力分）　東北電力について

東北電力の原子力発電の購入電力料原価内訳（対前回改定比較）

単位：億円

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

1．日本原電

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

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

2．東京電力EP

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

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

審査の結果④－１
（相対取引（購入のうちの原子力分）　東北電力について）

- **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について（１/２）

東京電力EPの原子力発電の購入電力料原価内訳（対前回改定比較）

単位：億円

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

１．東京電力HD

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

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

相対取引（購入のうちの原子力分）　東京電力EPについて（２/２）

２．日本原子力発電

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

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

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

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

３．東北電力

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

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

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

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

審査の結果④－２
（相対取引（購入のうちの原子力分）　東京電力EPについて）

- **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）　北陸電力について

北陸電力の原子力発電の購入電力料原価内訳（対前回改定比較）　　単位：億円

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

１．日本原子力発電

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

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

2．日本原子力発電

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

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

審査の結果④－３
（相対取引（購入のうちの原子力分）　北陸電力について）

- **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**、との御指摘があった。
- こうした御指摘を踏まえて、**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

- 審査要領の「基本的な考え方」においては、「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、**各社が織り込んでいる寄付金や団体費等の原価への算入は認められるか**。

審査の結果⑤　相対取引（購入）における寄付金などの取扱い

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

【参考】相対取引（購入）における普及開発関係費

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

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

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

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

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

【参考】相対取引（購入）における団体費（１／２）

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

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

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

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

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

【参考】相対取引（購入）における団体費（２／２）

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

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

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

審査における論点⑥（相対取引額からの容量市場収入の控除）

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

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

【参考】容量市場に関する既存契約見直し指針（抜粋）

２．基本的な考え方

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

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

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

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

審査の結果⑥（相対取引額からの容量市場収入の控除）（１/３）

（相対購入）

- 指針の趣旨に照らせば、個々の契約について見直し協議を事業者間で進め、その状況を料金原価に反映することが望ましい。一方で、先述のとおり、2024年度以降の契約については未締結となっているものも多い。こうした中、**すでに見直しに合意した契約についてのみ控除することとした場合には、控除額が本来あるべき額よりも小さくなり、購入電力料を過大に織り込むことになるおそれ**がある。
- 他方で、**買い手である申請事業者にとって**は、**相対購入契約に紐づく電源が容量市場で落札されたかどうかは必ずしも明らかではないなど、見直し協議を終えていない契約について、正確に控除額を算定することは困難**。
- 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

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

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

※数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均（補正後）

相対取引（販売）概要

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

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

※数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均（補正後）

審査における論点⑦（相対取引（販売）価格とスポット市場価格の関係）

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

審査の結果⑦（相対取引（販売）価格とスポット市場価格の関係）

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

単位：百万円

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力
①相対販売料収入	32,328	222,262	460,286	53,257	90,208	56,455
②スポット市場で販売した場合の収益	32,068	151,328	423,338	64,466	66,238	54,438
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、ここでスポット市場価格との比較結果をお示ししていない。

【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

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		
			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
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	燃料費（2022年9-11月CIF）	燃料費（2022年11-1月CIF）	－	燃料費（2022年7-9月実績CIF） LNGはスポット調達価格相当	燃料費（2022年11-2023年1月実績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、各社以下の数字も織り込んでいる。
【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

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

※1 経済差替による焚き減らし（購入）、余剰販売による炊き増し（販売）に係る燃料費増減分を除外した数字。
※2 経済差替（購入）、余剰販売（販売）以外に、各社以下の数字も織り込んでいる。
【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（次項参照）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において貿易統計価格（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3社（東北電力、東京電力EP、中国電力）においては、LNGの限界費用を再調達単価に見直している**ことから、**各社の考え方に問題はないことを確認**した。

【参考】取引所取引におけるマッチングの考え方

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

各月代表日を抽出
（平日1日・休日1日）

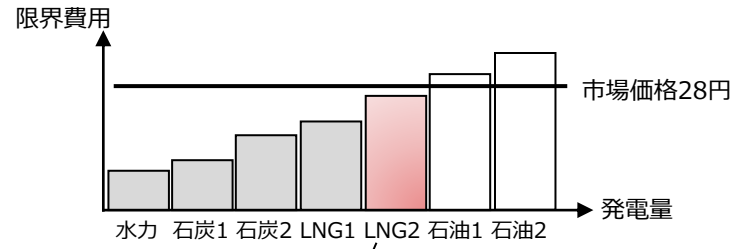
①代表日について、コマ別に需給バランス作成※1

需給バランスのイメージ（灰色は、需要を賄うために稼働予定のユニット）

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

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

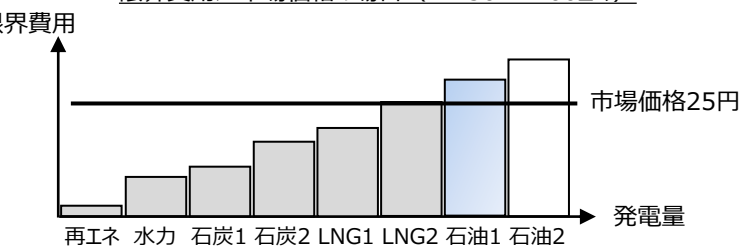
限界費用＜市場価格の場合（0:00-0:30コマ）



需要を賄うため
LNG1まで稼働

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

限界費用＞市場価格の場合（11:30-12:00コマ）



需要を賄うため
石油1まで稼働
予定だった

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

③一か月分の市場売買料金を算出

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

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

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

【６－４．購入･販売電力料】

①購入･販売電力料の概要

②相対取引（購入･販売）

③取引所取引（購入･販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入･販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

FIT買取費用（購入）概要（1/2）

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

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

※今回申請は、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って下落している。

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			

※今回申請は、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、すべての事業者において、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	（未採用）	（未採用）	（未採用）	2020年4月 ～2021年3月 住宅用（余剰売電）	（未採用）	（未採用）	（未採用）

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

FIT買取費用（購入）量の考え方（2/2）

- 考え方は事業者ごとに異なるものの、すべての事業者において、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	（未採用）	2022年10月	（未採用）	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）	（未採用）
×							
利用率		2018年4月～2021年9月		2003年11月※～2021年10月 ※運用開始以降（設備ごとに異なる）	2003年7月※～2022年6月 ※運用開始以降（設備ごとに異なる）	2018年11月～2021年10月	
もしくは							
過去実績等	2019年9月～2022年8月	（未採用）	2019年9月～2022年8月	（未採用）	（未採用）	（未採用）	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	（未採用）	（未採用）	（未採用）	（未採用）	（未採用）	（未採用）	（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、事業者ごとに異なる。

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

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

審査における論点①（FIT買取費用（購入）の考え方）

（量について）

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

（算定に用いるデータの粒度について）

- 詳細な算定方法に関しては、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って異なることから、**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、各社において、**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、すべての事業者にコマ別の算定まで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**および**中国電力**においては、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、両社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と認められる**ため、コマ別の実績に基づく加重平均値による算出は求めないこととする。

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

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

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

【６－４．購入･販売電力料】

①購入･販売電力料の概要

②相対取引（購入･販売）

③取引所取引（購入･販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入･販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

容量市場における支出と収入　申請概要

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

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

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

審査における論点①（容量拠出金およ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年度および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、容量拠出金およ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社が、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ない中、「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、容量拠出金およ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。

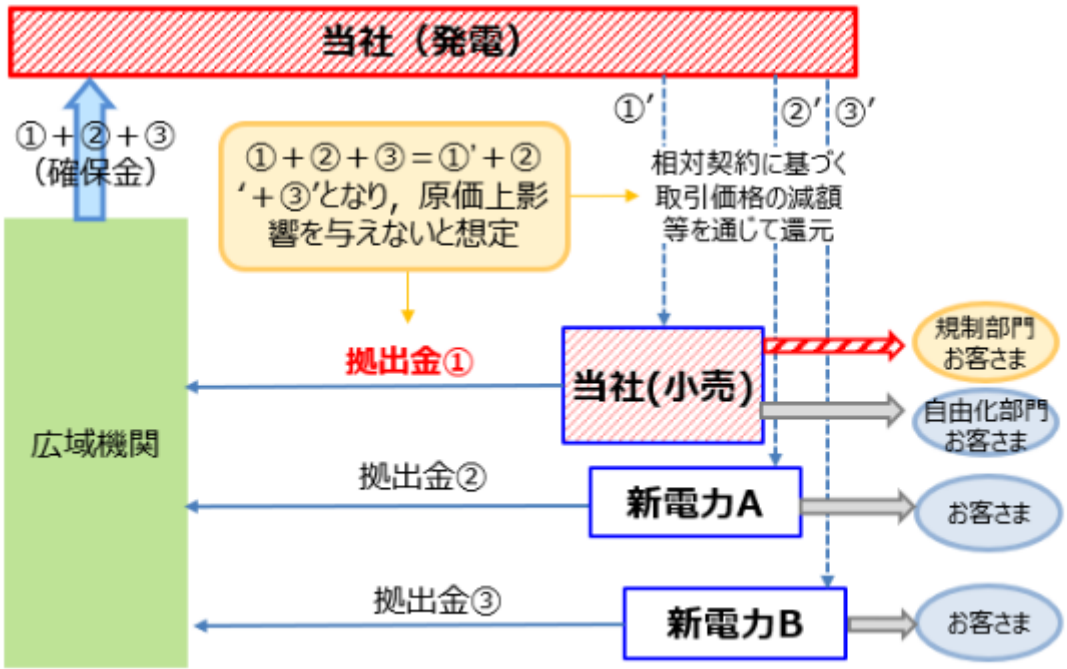
【参考】東北電力の考え方（容量市場）

3-2.容量市場

0

- 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。

東北電力提出資料より

審査の結果①（容量拠出金およ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、料金算定規則に明示的に規定されていない費用・収入であるものの、**容量拠出金**は、すべ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。**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にも、**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**が容量市場の支出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、容量拠出金および容量確保契約金額の扱いを明確化すべきである**。

【参考】 第30回料金制度専門会合における委員からの御指摘概要

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

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

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

審査における論点②（容量拠出金の算定方法）

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

（参考）容量拠出金の算定方法

広域機関によれば、以下の手順で算定することとされている。

①エリア別の容量拠出金総額の算定

②一般送配電事業者の負担額と請求額の算定

③小売電気事業者の負担総額の算定

④各小売電気事業者への請求額の算定

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

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

（出所）：第26回 容量市場の在り方等に関する検討会（2020.6.25） 資料4「（参考）容量拠出金の具体的な計算方法」
https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2020/files/youryou_kentoukai_26_04.pdf

【参考】容量拠出金の算定方法（1/2）

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

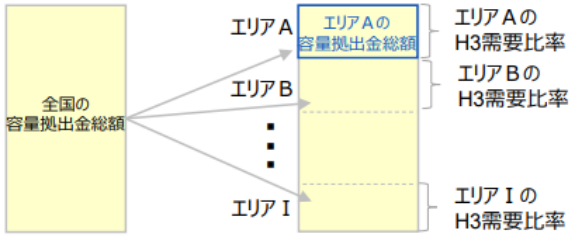
2．容量拠出金の算定方法（容量市場の説明会資料より）
（請求額の算定方法）

6

■ 市場が分断されない場合※1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。

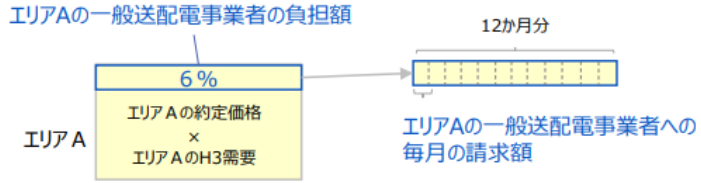
①エリア別の容量拠出金総額の算定

全国の容量拠出金の総額をエリア別のH3需要比率※2に応じて、各エリアに配分する。



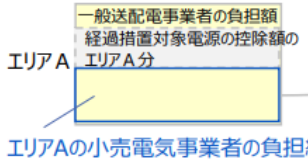
②一般送配電事業者の負担額と請求額の算定

エリアの約定価格×エリアのH3需要に6%を乗じることで、エリア毎の一般送配電事業者の容量拠出金の負担額および毎月の請求額を算定する。



③小売電気事業者の負担総額の算定

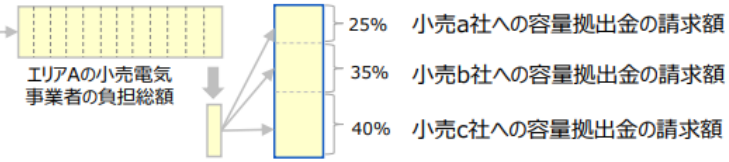
当該エリアの容量拠出金の総額から一般送配電事業者の負担額と経過措置対象電源の控除額を減算することで、エリア毎の小売電気事業者の負担総額を算定する。



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(実需給年の毎月のシェア変動を加味したもの)に応じて毎月の請求額を算定する。

エリアAに小売電気事業者がa・b・cの3社が存在し、小売各社の配分比率を25%、35%、40%とした場合



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

【参考】容量拠出金の算定方法（2/2）

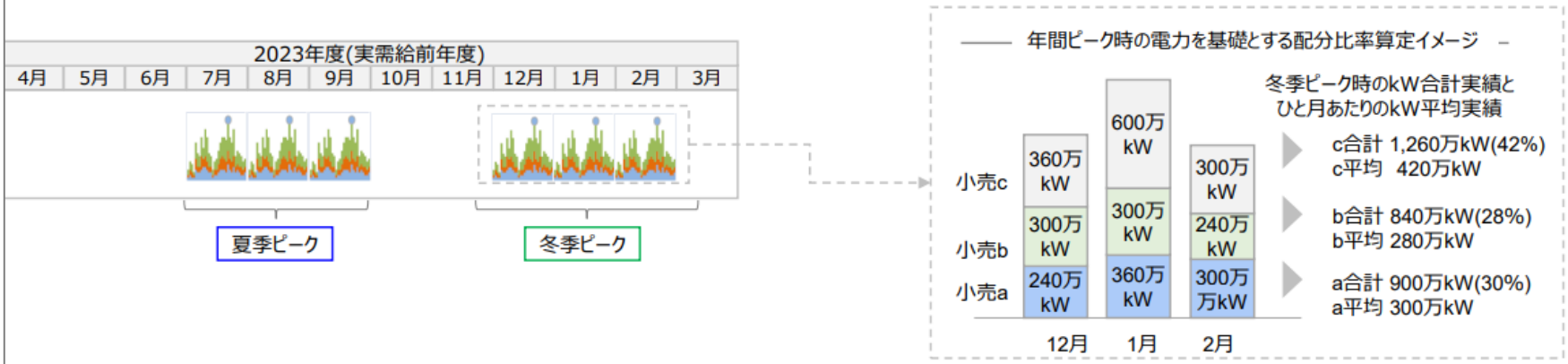
2．容量拠出金の算定方法（容量市場の説明会資料より）
（小売各社の毎月の配分比率・請求額算定について（1/2））

11

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

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

小売電気事業者に対する容量拠出金の配分比率・請求額算定の考え方



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

審査の結果②（容量拠出金の算定方法）

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

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

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

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

- **北陸電力**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ことから、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ことから、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社の料金織り込み額は以下の通り。

※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ない。

（単位：億円）

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

※1　調整力公募の結果が出ていなかったため、織り込んでいない。

審査における論点①（託送料金との整合性）

- 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、まだ取引実績のな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：23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：25年度までの公募結果に基づく実績値あり。
三次調整力②：22年度まで実績値あり。
三次調整力①：22年度のみ実績値あり。
一次調整力・二次調整力①②：2024年度～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、**各社とも、後年度にいく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、24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）

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

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

【小売料金】需給調整関連収入織り込み額　（単位：億円）

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

【託送料金】需給調整コスト織り込み額（査定後の金額）　（単位：億円）

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

審査における論点①（託送料金との整合性）

- 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**。

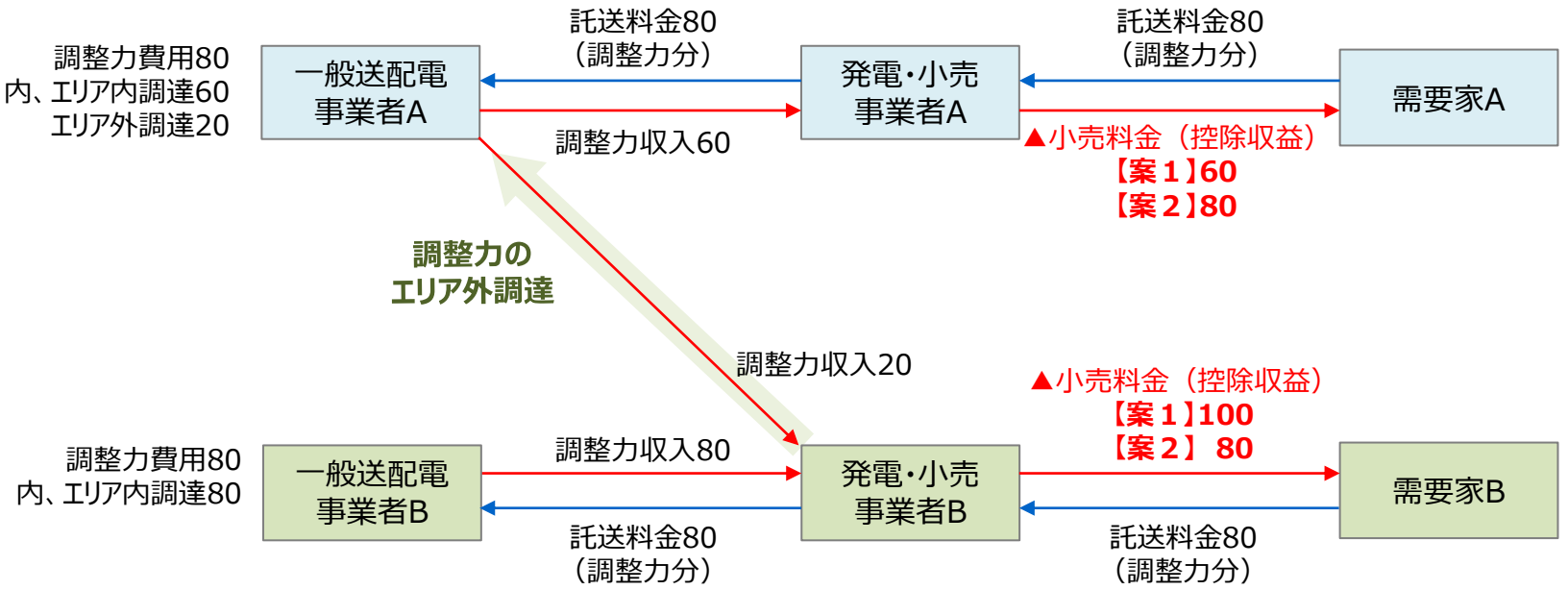
※　一次調整力～二次調整力については、取引が開始されておらず、現時点で、エリア外からの調達量を適切に織り込むことが困難。また、三次調整力①の取引については、2022年4月から取引が開始されているが、調達不足や価格高騰の課題が生じており、エリア外からの取引実績を用いることには課題がある。

※　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、同社分を適用する。

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

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

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

➢ **固定費回収のための合理的な額**

– **控除収益としての織り込みが必要**。

➢ **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。各社の申請上、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**。

➢ **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

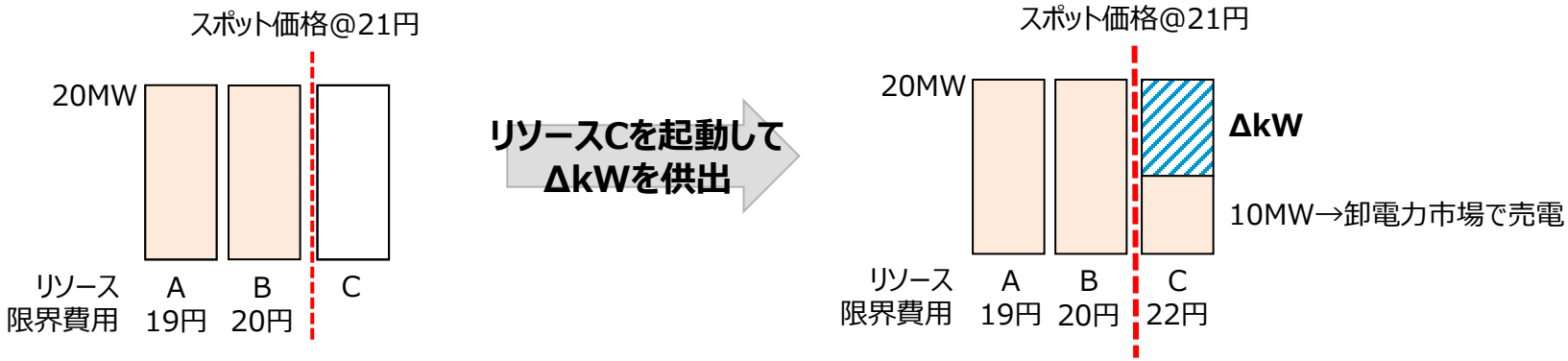
– 卸電力市場等で本来得られたであろう利益であり、**ΔkWを供出する場合と、ΔkWを供出せずに卸電力市場に全量供出する場合で、得られる利益はニュートラル**となる。

– 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**。

– 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**。この場合、**取引所取引におけるマッチングに需給調整市場への供出電源を含めて算定した結果と申請額とを比較して査定を行う**。

【参考】機会費用の取扱い

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



【リソースCをΔkW供出する際に生じる収支】

機会費用

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

収支合計：10千円＋210千円－220千円＝０円

起動費

・起動費
　300千円
・ΔkW収入（起動費）
　300千円

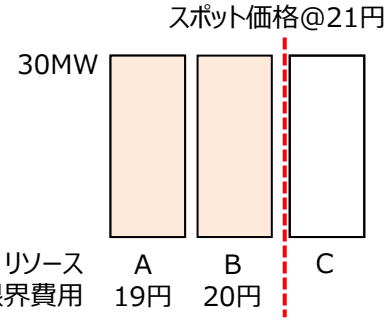
収支合計：30千円－30千円＝0円

機会費用（起動費含む）については、収支がニュートラルである。

【参考】逸失利益の取扱い

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

取引所取引におけるマッチング結果
（ΔkWを供出しない場合）

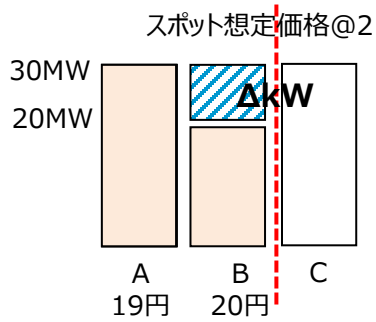


収入（スポット市場）：@21×60MWh=1,260千円
費用（燃料費）： @19×30MWh+@20×30MWh=1,170千円

収支合計：1,260千円－1,170千円＝90千円

ΔkW供出

一次調整力～三次調整力①　（週間断面におけるΔkW供出）

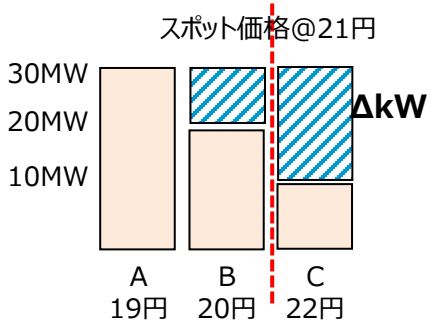


収入（ΔkW）：逸失利益　（@21－@20）×10MWh=10千円
収入（スポット市場）：@21×50MWh=1,050千円
費用（燃料費）：@19×30MWh+@20×20MWh=970千円

収支合計：10千円＋1,050千円－970千円＝90千円

ΔkW供出

三次調整力②　（持ち替えによるΔkW供出）



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

収支合計：20千円＋1,260千円－1,190千円＝90千円

【参考】ΔkW市場の入札価格における逸失利益の考え方

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

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

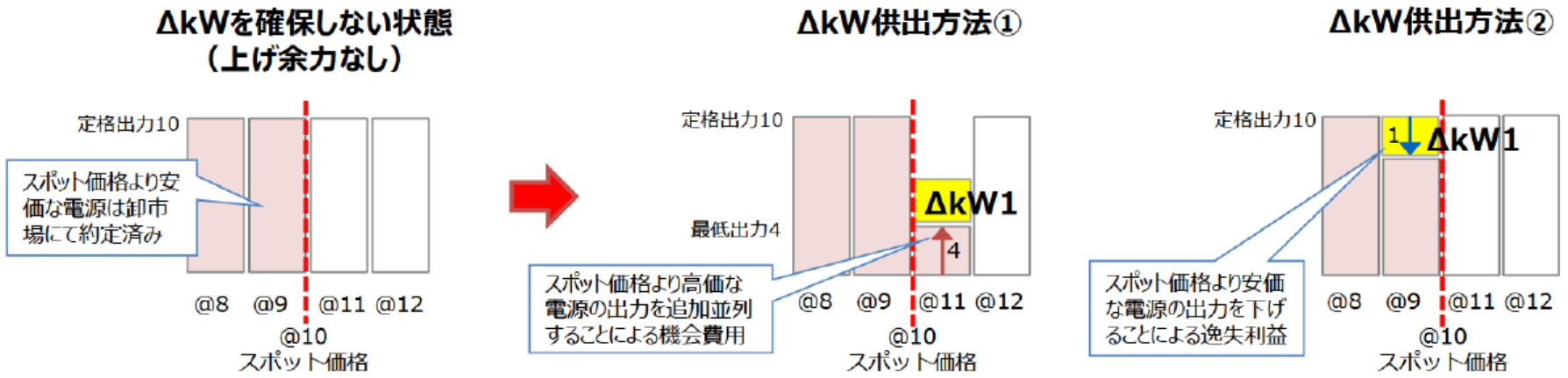
  →この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その起動費や最低出力までの発電量について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の機会費用が発生

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

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

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

<u>調整力ΔkW市場に供出する電源のΔkW確保の考え方</u>



【参考】取引所取引におけるマッチングの考え方

N年度：4月 5月 …… 3月　／　N+1年度：4月 5月 …… 3月　／　N+2年度：4月 5月 …… 3月

各月代表日を抽出
（平日1日・休日1日）

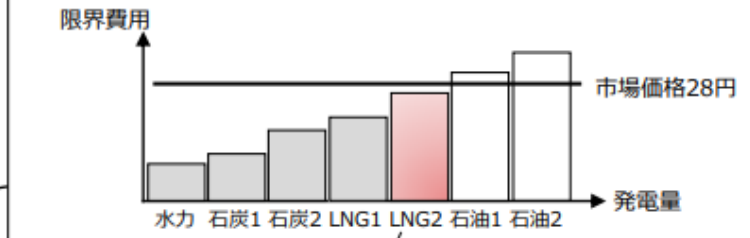
①代表日について、コマ別に需給バランス作成※1

需給バランスのイメージ（灰色は、需要を賄うために稼働予定のユニット）

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

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

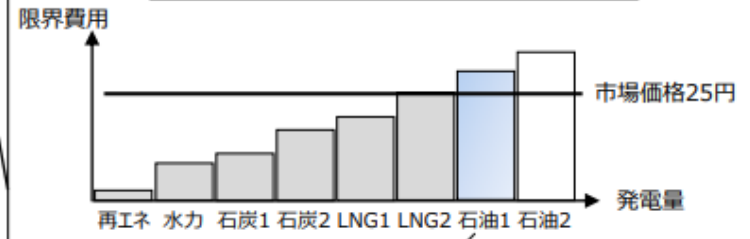
限界費用＜市場価格の場合（0:00-0:30コマ）



需要を賄うためLNG1まで稼働

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

限界費用＞市場価格の場合（11:30-12:00コマ）



需要を賄うため石油1まで稼働予定だった

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

③一か月分の市場売買料金を算出

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

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

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

審査における論点③（三次調整力②ΔkW収入）

- **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かかる費用を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にかかる収入は、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**。

各社の調整力収入（需給調整市場）織り込み額

（単位：億円）

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

三次調整力②の織り込みに関する各社の考え方

北海道電力：　電源固定費から他市場における収益を控除した金額で算定。

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

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

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

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

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）

- 一般送配電事業者による三次調整力②の調達費用に関しては、三次調整力②にかか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）およ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。

2023年1月30日　第81回
制度設計専門会合 資料5

（参考）制度見直しによる影響

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

制度見直しによる三次調整力②の調達費用への影響試算

（2022年１月～12月（TSOエリアごと））

（億円）

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

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

審査における論点④（調整力kWh収入の取扱い）

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

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

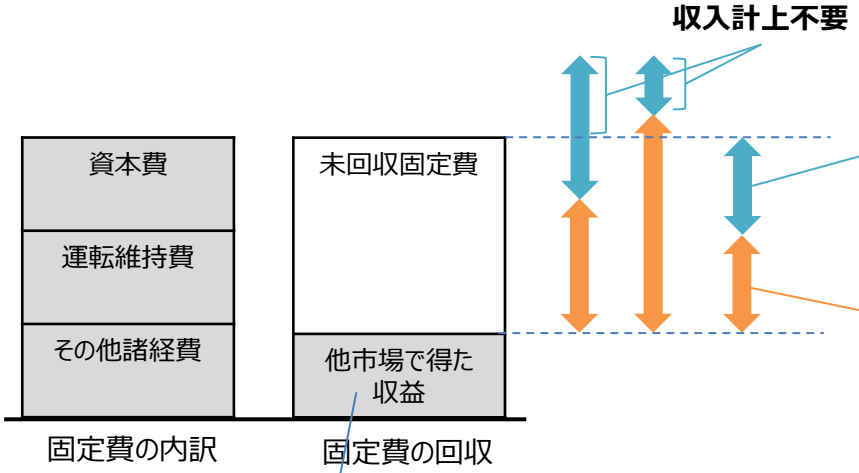
- 調整力kWhを構成する各要素について、原価算定上、以下のように取り扱うことでどうか。

  - **固定費回収のための合理的な額**
    - **控除収益としての織り込みが必要**。
  - **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ことから、**控除収益としての織り込みは不要**。

審査における論点④（調整力kWh収入の取扱い）

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

小売料金における未回収固定費の整理



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

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

※容量市場収入等は別途控除する。

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

審査における論点⑤（調整力公募、ブラックスタート機能公募）

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

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

2023年度 調整力公募結果

（単位：億円）

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

2023-25年度 ブラックスタート機能公募結果

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

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

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

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

審査の結果

- **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て足らざる部分について料金原価から減額する**。
  - ➢ 調整力**ΔkW**収入
    - 一次調整力～三次調整力①に係る**固定費回収のための合理的な額について、託送料金に織り込まれる一般送配電事業者の調整力費用と整合的な金額**とする。
    - 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、**確定済みの落札結果を織り込む**こととし、**足らざる部分について料金原価から減額する**。

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

審査における論点

（購入数量）

- 非化石証書の購入量及び調達先の内訳（市場取引、相対取引）の見積りは合理的か。
- 特に、エネルギー供給構造高度化法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。審査要領における規定や過去の査定実績がない中、原価算定期間（2023～2025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）

- 各社の申請時点においては、2023～2025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、**2023～2025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、この際、**当初申請値よりも中間目標値が高くなることも想定されるが、これは制度に基づくものであるため、認めることとする**。

【参考】第十次中間とりまとめの概要

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

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

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

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

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

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

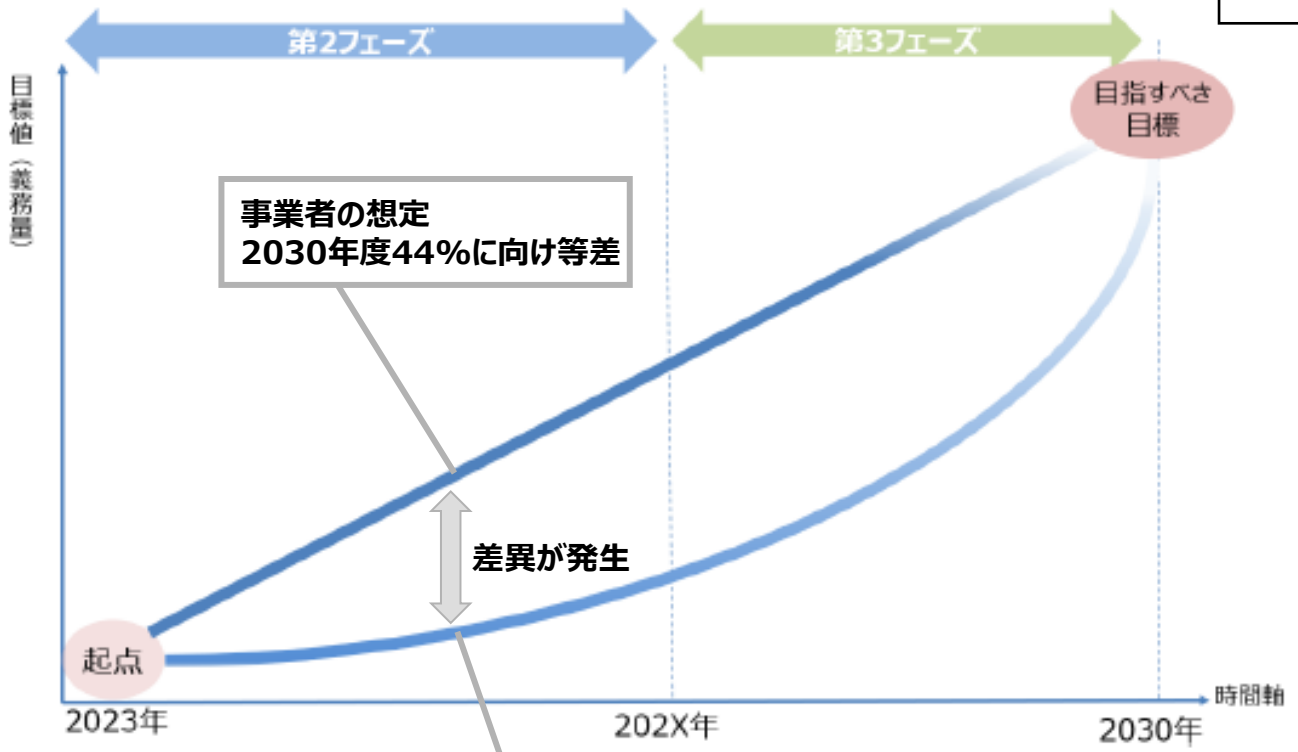
審査の結果②（2024、2025年度の中間目標値）

- 2023～2025年度の３年間を通して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、東北電力を除くすべての事業者は、**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

「第十次取りまとめ」より抜粋、
事務局で一部加筆

（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）



制度設計

（第二フェーズの目標を考える上での基本的方向性）

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

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

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

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

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

【参考】中間目標値の算定プロセス

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

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

証書供給量（推計）　　単位：億kWh

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

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

2022年度の需要想定量と外部購入率　　単位：億kWh

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

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

需給バランスより、外部調達比率を設定する。

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

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

証書の需給バランス検証　　単位：億kWh

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

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

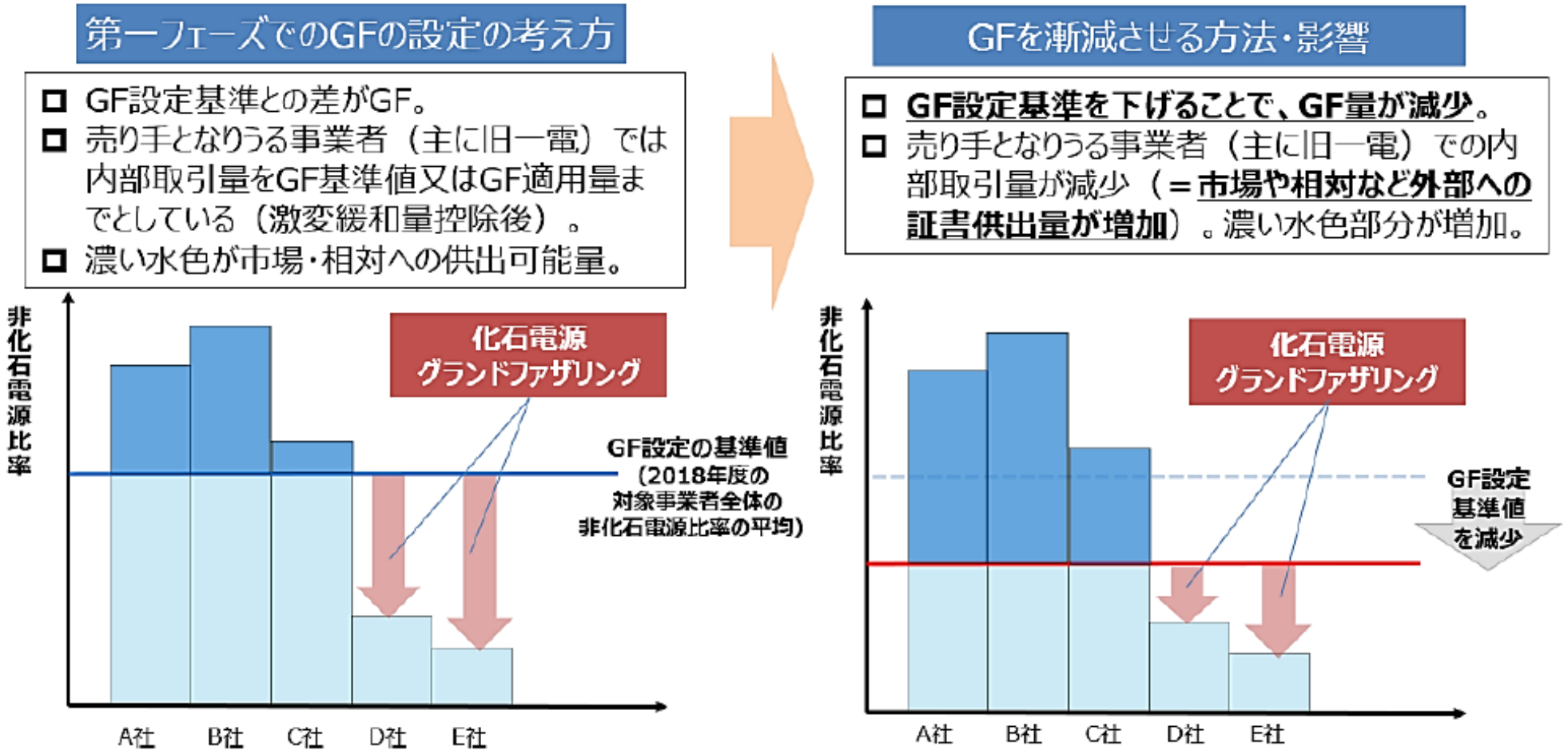
（参考図 1-19　2023 年度の中間目標値における数値のイメージ（試算）GF 対象外の場合）

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

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

【参考】グランドファザリング（激変緩和措置）

（参考図 1-15　化石電源グランドファザリングの具体的考え方[11]）



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

審査の結果③（内部取引可能量の織り込み方）

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

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

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

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

審査の結果④（調達先と購入価格）

- 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。
- 証書の**取引価格**については、いずれの事業者も、**市場取引については最低価格**で、**相対取引については既存契約価格**で、それぞれ見積もっていることを**確認**した。

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針案の概要

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

7．参考資料

【６－５．原子力バックエンド費用】

①原子力バックエンド費用の概要

②使用済燃料再処理等拠出金発電費

③特定放射性廃棄物処分費

④原子力発電施設解体費

⑤審査における論点

⑥審査の結果

原子力バックエンド費用の概要

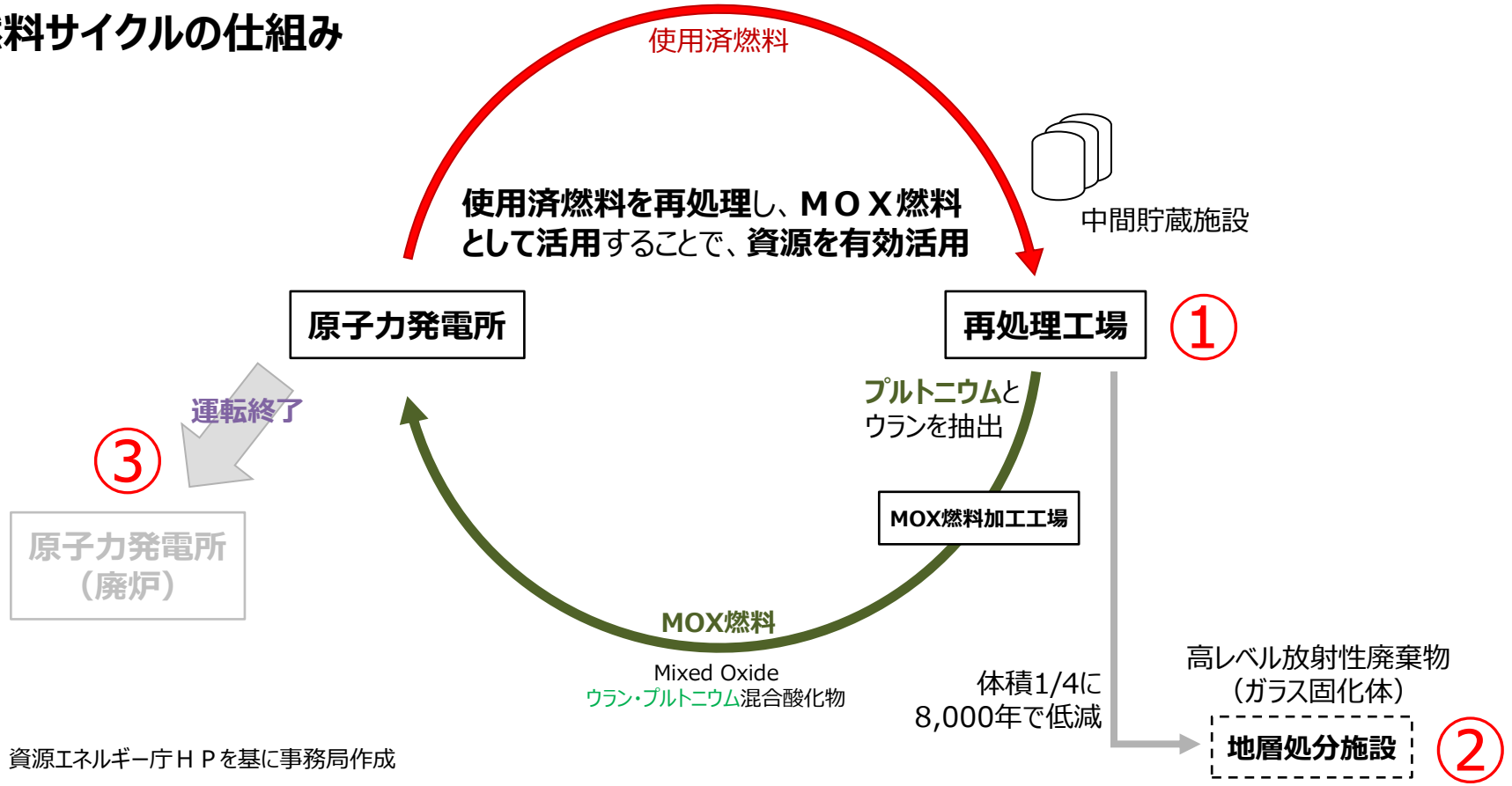
- 原子力バックエンド費用は、下記の3費目をまとめた総称である。

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

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

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

核燃料サイクルの仕組み



※出典：資源エネルギー庁ＨＰを基に事務局作成

【参考】料金原価算定上の原子力発電所の運転計画

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

関係法令における規定（原子力バックエンド費用）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

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

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

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

【６－５．原子力バックエンド費用】

①原子力バックエンド費用の概要

②使用済燃料再処理等拠出金発電費

③特定放射性廃棄物処分費

④原子力発電施設解体費

⑤審査における論点

⑥審査の結果

費目の概要（使用済燃料再処理等拠出金発電費）

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

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

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

拠出金の算定方法（使用済燃料再処理等拠出金発電費）

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

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

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

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

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

申請概要①（使用済燃料再処理等拠出金発電費）

- 各事業者の申請内容は以下のとおり。

（単位：百万円）

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

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

申請概要②（使用済燃料再処理等拠出金発電費）

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

【６－５．原子力バックエンド費用】

①原子力バックエンド費用の概要

②使用済燃料再処理等拠出金発電費

③特定放射性廃棄物処分費

④原子力発電施設解体費

⑤審査における論点

⑥審査の結果

費目の概要（特定放射性廃棄物処分費）

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

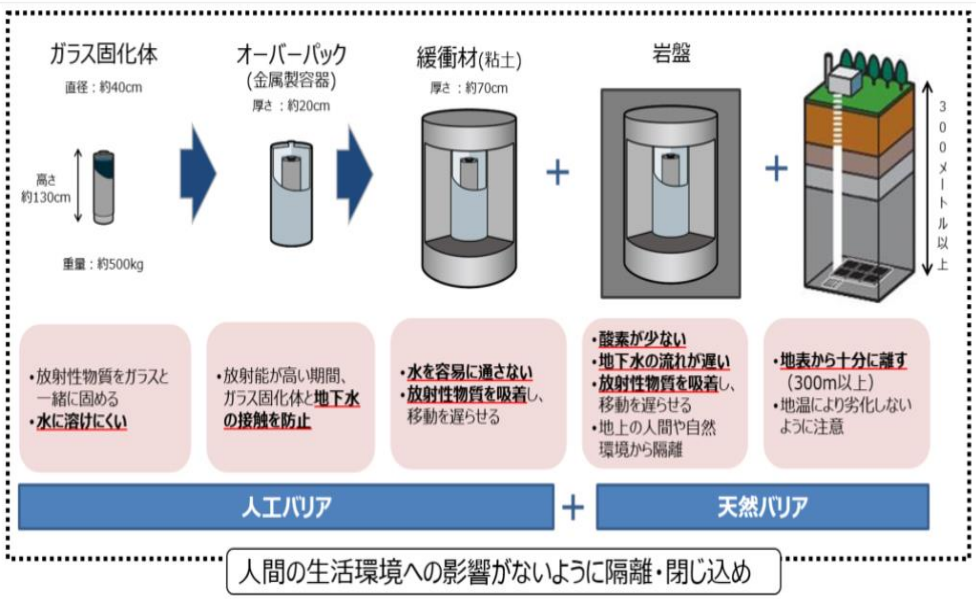
※ 高レベル放射性廃棄物（ガラス固化体）とは、使用済燃料の再処理の際に生じる放射性レベルの高い廃液を高温のガラスと溶かし合わせて固体化したもの。

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

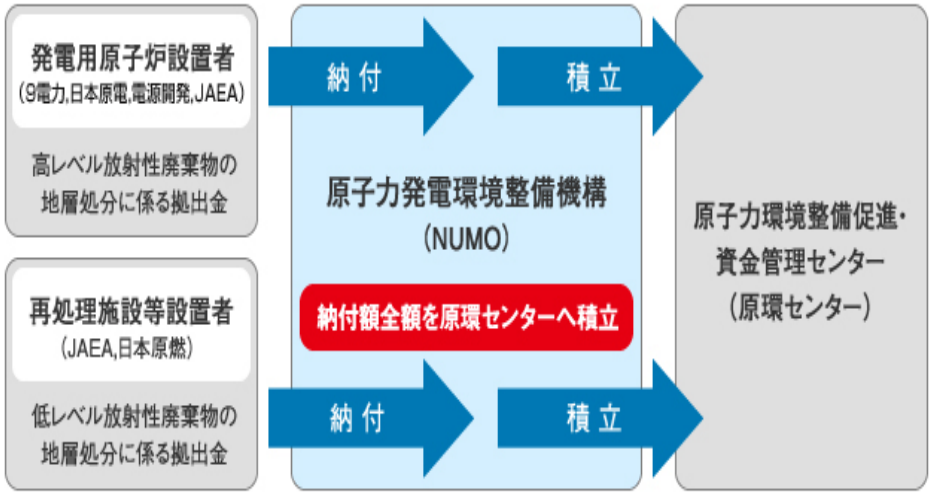
（拠出金）
第十一条　**発電用原子炉設置者は、使用済燃料の再処理**（その発電用原子炉の運転に伴って生じた使用済燃料に係るものに限る。）**を行った後に生ずる第一種特定放射性廃棄物**及びその輸入した第一種特定放射性廃棄物（第二条第八項第二号に掲げるものに限る。）**の第一種最終処分業務**（第五十六条第一項第一号に掲げる機構の業務をいう。以下同じ。）**に必要な費用に充てるため、毎年、一の機構に対し、拠出金を納付しなければならない。**
2　前項の**拠出金の額は、**当該機構ごとの**第一種特定放射性廃棄物の単位数量当たりの第一種最終処分業務に必要な金額に、**使用済燃料の再処理（当該発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

【参考】高レベル放射性廃棄物の最終処分の概要

ガラス固化体の地層処分イメージ図



地層処分に係る拠出金の納付イメージ図



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

拠出金の算定方法（特定放射性廃棄物処分費）

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

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

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

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

申請概要（特定放射性廃棄物処分費）

- 各事業者の申請内容は以下のとおり。

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

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

【６－５．原子力バックエンド費用】

①原子力バックエンド費用の概要

②使用済燃料再処理等拠出金発電費

③特定放射性廃棄物処分費

④原子力発電施設解体費

⑤審査における論点

⑥審査の結果

費目の概要（原子力発電施設解体費）

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

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

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

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

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

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

引当金の算定方法（原子力発電施設解体費）

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

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

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

申請概要（原子力発電施設解体費）

- 各事業者の申請内容は以下のとおり。

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

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

【参考】引当金算定に用いられた総見積額

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

※太字下線数字は、経済産業大臣の承認を受けた総見積額

【６－５．原子力バックエンド費用】

①原子力バックエンド費用の概要

②使用済燃料再処理等拠出金発電費

③特定放射性廃棄物処分費

④原子力発電施設解体費

⑤審査における論点

⑥審査の結果

審査における論点（原子力バックエンド費用）

【使用済燃料再処理等拠出金発電費】

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

【特定放射性廃棄物処分費】

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

【原子力発電施設解体費】

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

【参考】四国電力の算定方法

【特定放射性廃棄物処分費】

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

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

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

【原子力発電施設解体費】

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

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

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

【６－５．原子力バックエンド費用】

①原子力バックエンド費用の概要

②使用済燃料再処理等拠出金発電費

③特定放射性廃棄物処分費

④原子力発電施設解体費

⑤審査における論点

⑥審査の結果

審査の結果（原子力バックエンド費用）

【使用済燃料再処理等拠出金発電費】

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

【特定放射性廃棄物処分費】

- **四国電力の将来の単価を見込んだ料金原価の算定方法については認めない**。
- 算定に用いている拠出金単価に関し、**2022年の拠出金単価に改定されたことに伴い、**申請において2021年の拠出金単価を用いている場合は、**2022年の拠出金単価を用いて算定し料金原価に反映する**（東北・中国・四国）。

【原子力発電施設解体費】

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

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針案の概要

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

7．参考資料

【６－６．人員計画･人件費】

①人員計画･人件費の概要

②人員計画

③人件費

人員計画・人件費の概要

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

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

関係法令における規定（人員計画･人件費）①

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）（抜粋）

（営業費の算定）

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

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

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

二～十一　（略）

関係法令における規定（人員計画・人件費）②

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）（抜粋）

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

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

【６－６．人員計画･人件費】

①人員計画･人件費の概要

②人員計画

③人件費

過去の料金改定に織り込んだ人員計画に係る効率化の達成状況

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

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

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

各事業者の申請概要（人員計画）①

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

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

各事業者の申請概要（人員計画）②

	人員計画に関する事業者の説明
北陸電力	✓ 2008年度以降の数年間は、過去の退職者数増加や水力・LNG火力の開発等があり、安定供給の確保の観点から退職者数を上回る採用数があった。 ✓ 近年は、本店組織の統廃合等による業務効率化や採用抑制等により、**2020年度の分社化以降、2022年度までに98人の人員削減**を行う。 ✓ 原価算定期間は、採用抑制等により2020年度末（2,943人）と比べて**2025年度末は2,834人（▲109人）まで削減することを織り込み**。
中国電力	✓ 2008年度以降、採用抑制や早期退職の実施等により、分社化するまでに989人を削減した。 ✓ 近年は、工事受付業務の集中処理化等による業務効率化や採用抑制等により、分社化以降、**2022年度末までに260人の人員削減**を行う（2020年4月1日人員比）。 ✓ 原価算定期間は、退職者数と採用数の差により毎年度100人程度削減し、2020年度末（3,639人）と比べて**2025年度末は3,489人（▲150人）まで削減することを織り込み**。
四国電力	✓ 営業拠点の再構築やITツールの積極活用・働き方改革推進等により、組織業務運営体制のスリム化や徹底した効率化・生産性の向上を図るとともに、高年齢層を対象とした進路選択制の導入による新陳代謝の促進、定年退職者がピークを迎える中で採用人数を抑制するなどの取り組みを行ってきた。この結果、**2020年度の分社化以降、2022年度末までに▲123人（▲5%）の人員削減**を行う。 ✓ 原価算定期間は、更なる業務効率化・高度化により、2020年度末（2,483人）と比べて**2025年度末は▲316人（▲13%）の2,167人まで削減することを織り込み**。
沖縄電力	✓ **2008年以降**、組織・事業所の再編及び業務の集中化・委託化等の業務効率化に取り組んだが、吉の浦火力発電所の運転開始等に伴い、**2021年度末までに63人増加**（送配電部門を含む全体の人員数）。 ✓ 原価算定期間は、業務の集中化・委託化等の効率化により、2020年度末（778人）と比べて**2025年度末は773人（▲5人）まで削減することを織り込み**。

【参考１】人員数の推移①（総人員数）

- 過去の料金値上げ（2012～15年）と異なり、高年齢者雇用安定法に基づく**従業員の再雇用及び**労働契約法に基づく**無期労働契約が増加**している。
- **正社員と同等の勤務形態にある再雇用者・無期雇用者**を、**雑給人員として整理している北陸・沖縄（※東電EPは無期雇用者のみ雑給人員に整理）**について、**当該雑給人員を補正した人員数の推移**は、以下のとおり。

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

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

【参考１】人員数の推移②（総人員数）

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

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

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

【参考１】人員数の推移③（経費対象人員数、再雇用者等の人員数）

（２）経費対象人員数（再雇用者等を除く）の推移

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

※ 2020年度及び2021年度は各年度末実績。2022年度は実績見込み。

（３）再雇用者等の人員数の推移

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

※ 2020年度及び2021年度は各年度末実績、2022年度は実績見込み。

【参考１】人員数の推移④（退職者数、採用者数）

（４）退職者数の推移

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

※2020年度及び2021年度は各年度末実績。2022年度は実績見込み。

（５）採用者数の推移

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

※2020年度及び2021年度は各年度末実績。2022年度は実績見込み。

【参考１】人員数の推移⑤（販売部門人員、発電部門人員）

（６）販売部門人員数の推移（年度末人員）

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

（７）発電部門人員の推移（年度末人員）

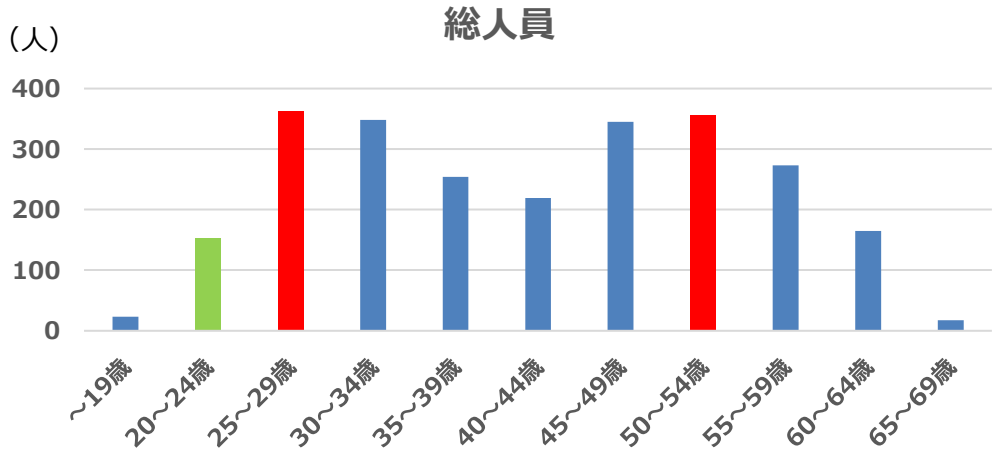
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025平均	
								2020比
北海道	1,328	1,304	1,311	1,322	1,308	1,313	1,314	▲ 14
東北	2,609	2,579	2,657	2,694	2,685	2,718	2,699	＋90
北陸	1,642	1,622	1,609	1,566	1,504	1,558	1,543	▲ 99
中国	1,635	1,662	1,631	1,594	1,557	1,513	1,555	▲ 80
四国	1,257	1,231	1,194	1,169	1,132	1,096	1,132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

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

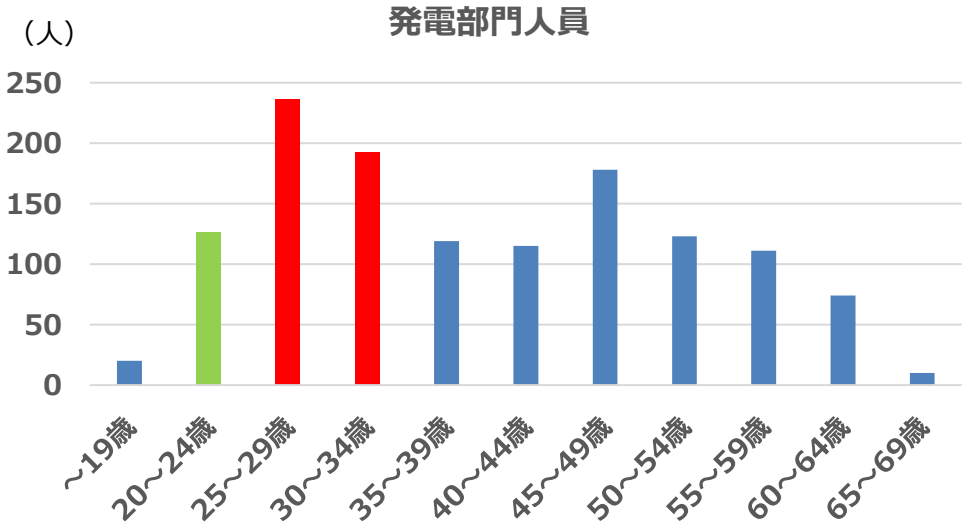
【参考２】従業員の人員構成①（総論）

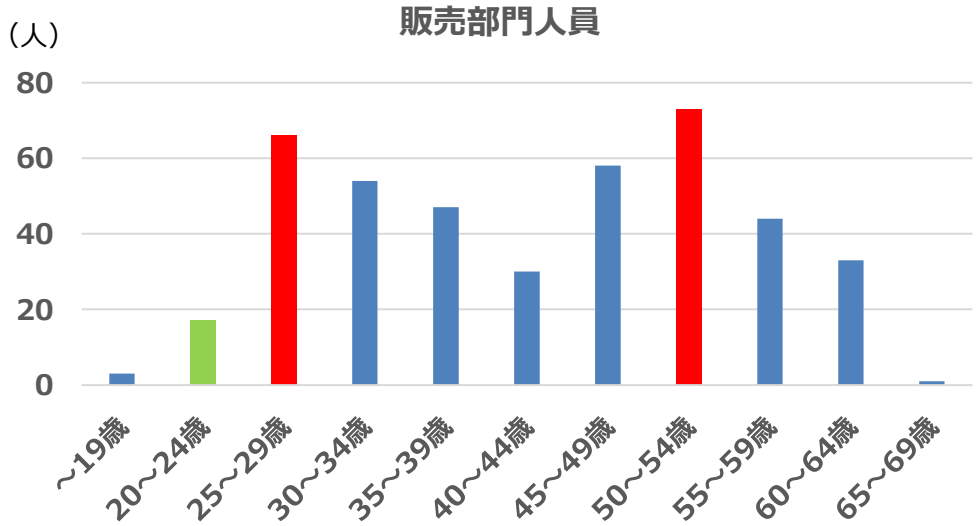
- 7事業者の従業員の総人員、発電部門及び販売部門の人員構成を、次ページ以降に整理した。
- **７事業者とも40歳代・50歳代の従業員の構成比率が高く、今後10年程度で概ね3割程度の従業員が定年退職を迎える**見込みである。（最も低い沖縄は2割、最も高い東北・中国・四国は3割5分程度）
- 一方、**20歳代の従業員の構成比率は1割台が多く、最も高い北海道が2割、最も低い東電EPは東日本大震災以降、採用を一時停止していたこともあり１割に満たない**状況である。

【参考２】従業員の人員構成②（北海道電力）



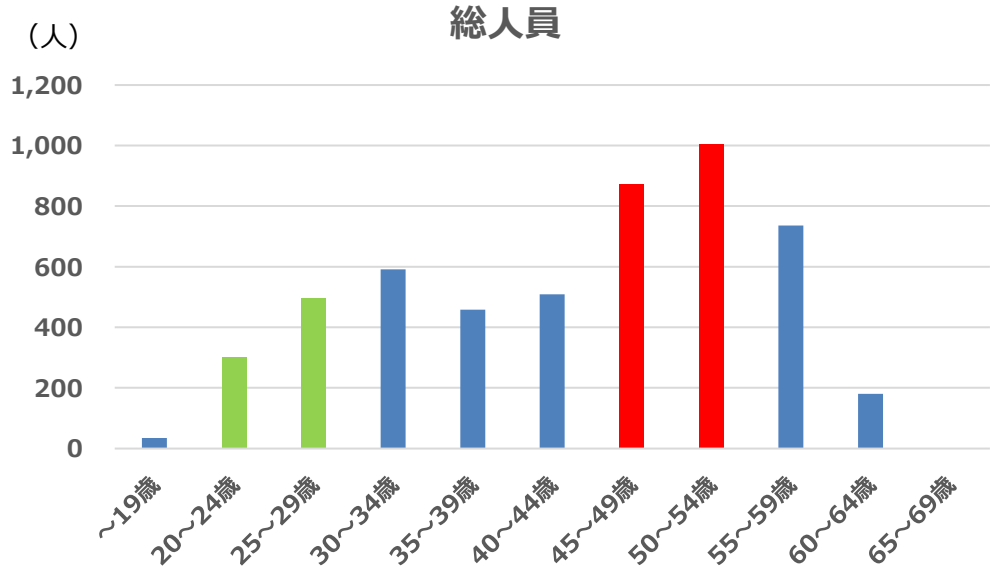
年齢	経費対象人員等							
	人員（人）	割合（%）	発電部門	割合（%）	販売部門	割合（%）	一般管理部門	割合（%）
~19歳	23	1%	20	2%	3	1%	0	0%
20~24歳	153	6%	126	10%	17	4%	10	1%
25~29歳	362	14%	236	18%	66	15%	60	8%
30~34歳	348	14%	192	15%	54	13%	102	13%
35~39歳	254	10%	119	9%	47	11%	88	11%
40~44歳	219	9%	115	9%	30	7%	74	9%
45~49歳	345	14%	178	14%	58	14%	109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



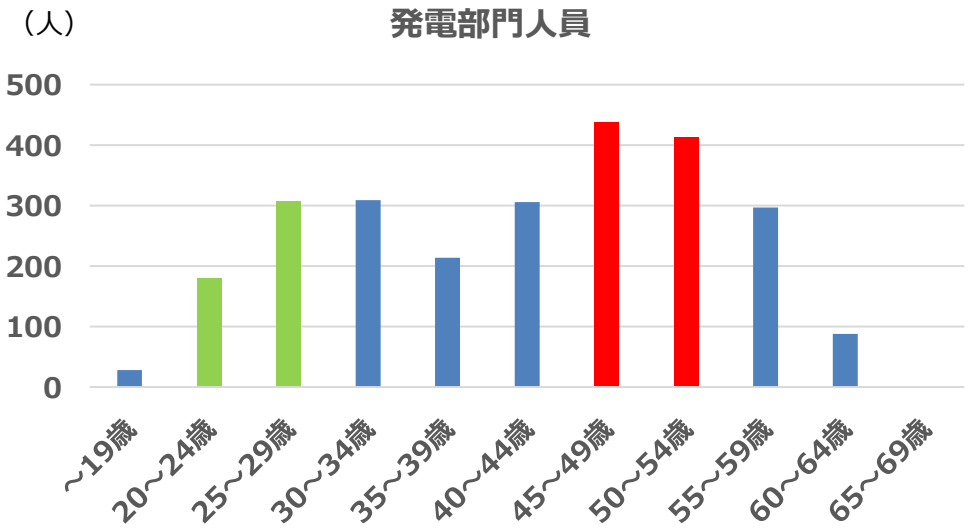


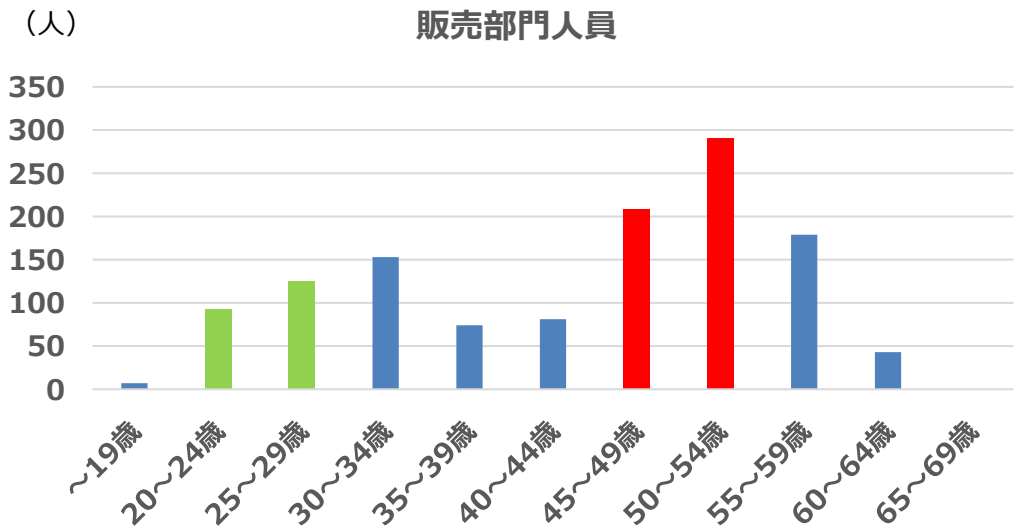
※グラフ及び表のうち、赤色は人員構成が多い年齢層、緑色は20歳代の年齢層　※2021年度末実績

【参考２】従業員の人員構成③（東北電力）



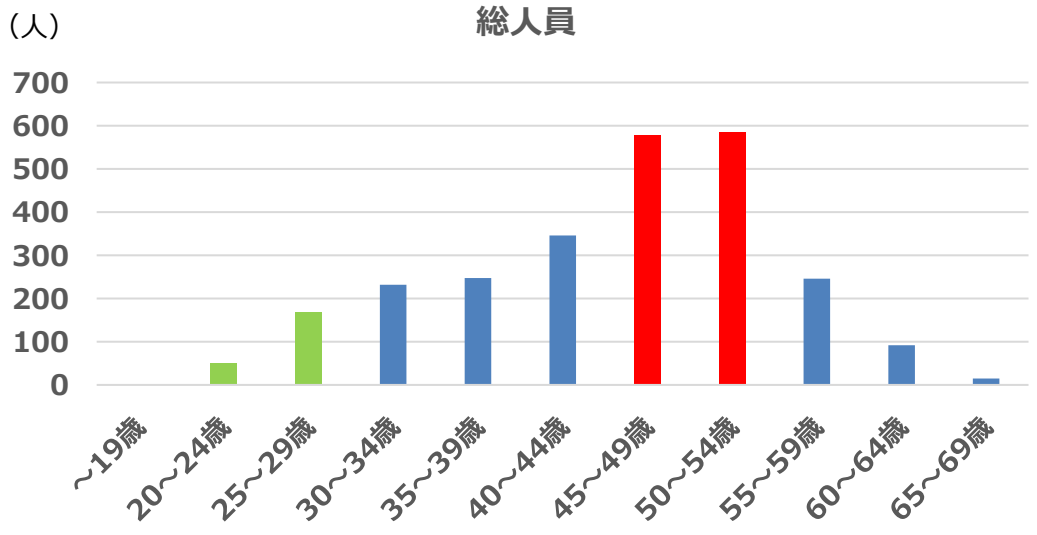
年齢	経費対象人員等							
	人員（人）	割合（%）	発電部門	割合（%）	販売部門	割合（%）	一般管理部門	割合（%）
~19歳	35	1%	28	1%	7	1%	0	0%
20~24歳	303	6%	179	7%	93	7%	31	2%
25~29歳	496	10%	307	12%	125	10%	64	5%
30~34歳	591	11%	309	12%	153	12%	129	10%
35~39歳	458	9%	214	8%	74	6%	170	13%
40~44歳	509	10%	306	12%	81	6%	122	9%
45~49歳	872	17%	438	17%	209	17%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

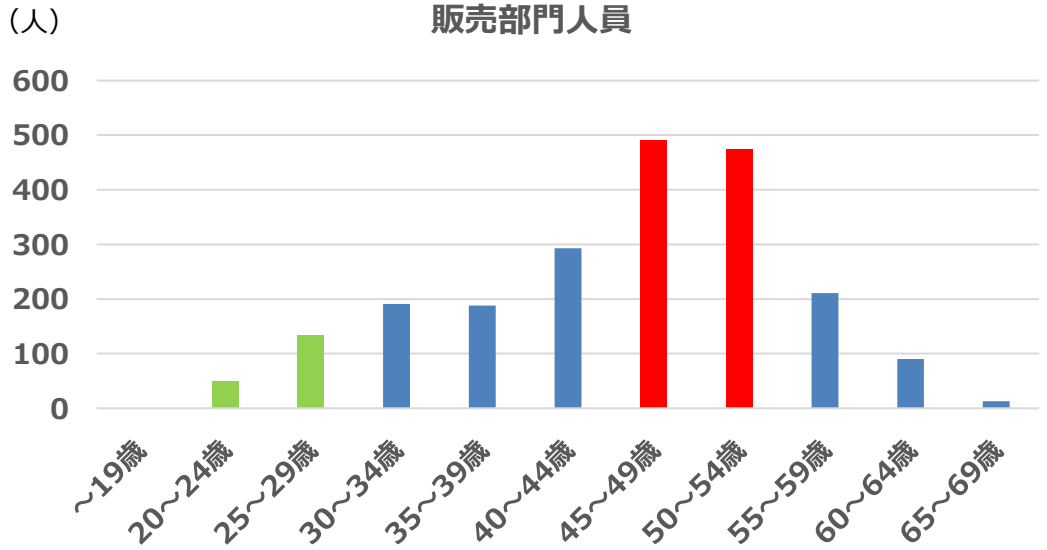




※グラフ及び表のうち、赤色は人員構成が多い年齢層、緑色は20歳代の年齢層　※2021年度末実績

【参考２】従業員の人員構成④（東京電力EP）

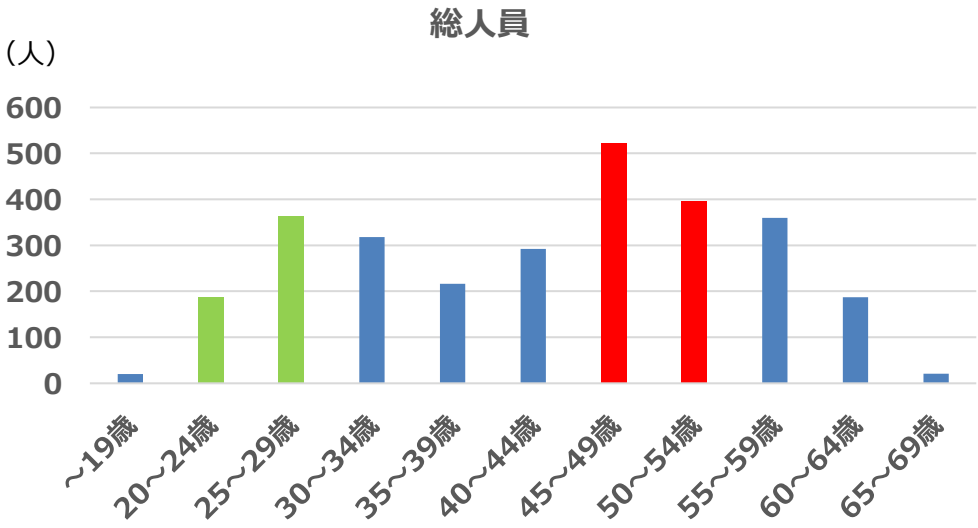




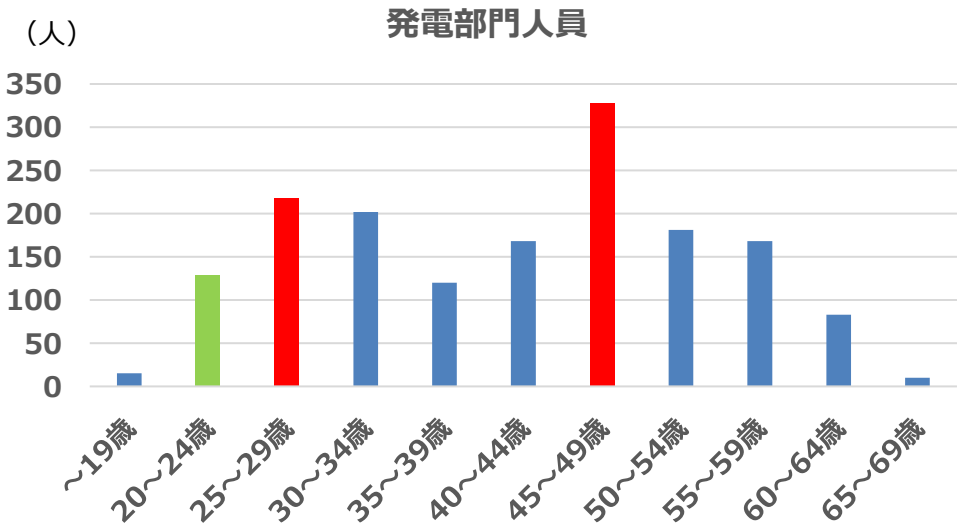
年齢	経費対象人員等					
	人員（人）	割合（%）	販売部門	割合（%）	一般管理部門	割合（%）
~19歳	0	0%	0	0%	0	0%
20~24歳	51	2%	49	2%	2	0%
25~29歳	168	7%	134	6%	34	8%
30~34歳	232	9%	191	9%	41	10%
35~39歳	248	10%	188	9%	60	14%
40~44歳	346	14%	293	14%	53	12%
45~49歳	577	23%	491	23%	86	20%
50~54歳	584	23%	474	22%	110	26%
55~59歳	246	10%	211	10%	35	8%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

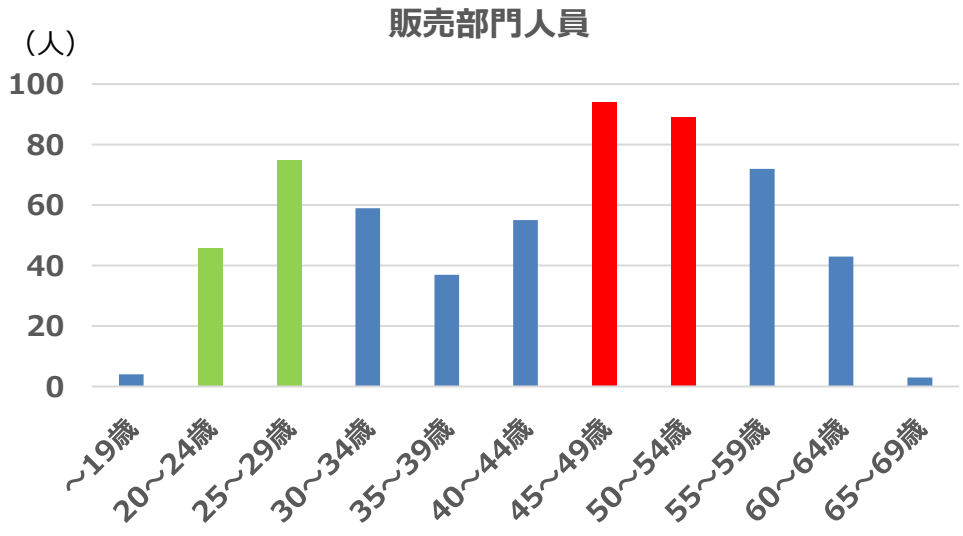
※グラフ及び表のうち、赤色は人員構成が多い年齢層、緑色は20歳代の年齢層　※2021年度末実績

【参考２】従業員の人員構成⑤（北陸電力）



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





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