

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

7. 参考資料

【6-3. 燃料費】

①燃料費の概要

②火力燃料の調達数量

③火力燃料の調達単価（石炭）

④火力燃料の調達単価（LNG）

⑤火力燃料の調達単価（石油）

⑥核燃料費、新エネルギー等燃料費

燃料費の概要（1/2）

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

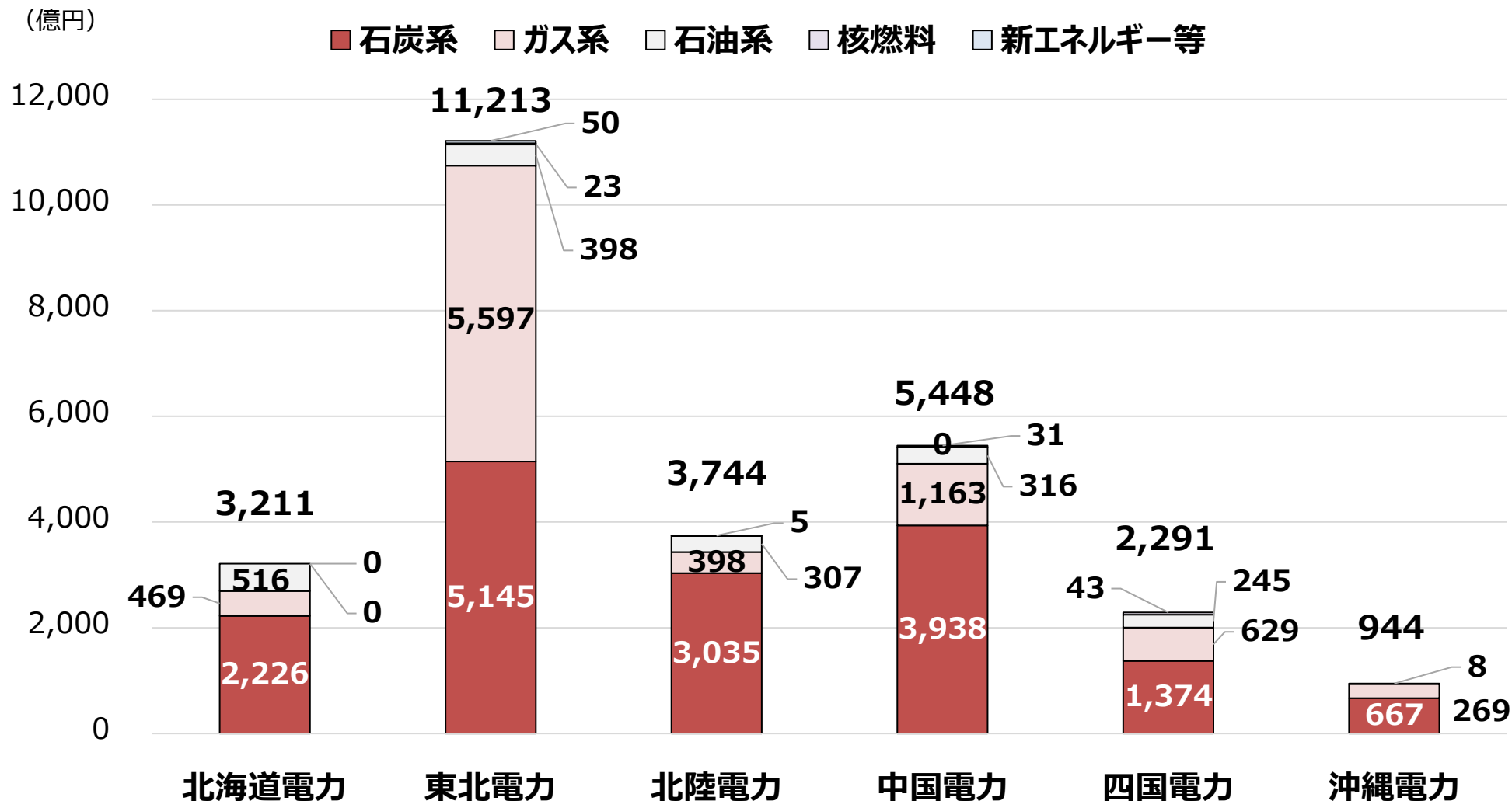
（億円（各社の燃料費に対し占める割合））

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

1. 地熱発電所で蒸気会社より購入する蒸気料が含まれる。

燃料費の概要 (2/2)

燃料費の内訳 (原価算定期間・3年平均)



関連法令における規定（料金算定規則及び料金審査要領）

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

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）（抜粋）

第二章 認可料金の算定

第一節 原価等の算定

（営業費の算定）

第三条

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

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）（抜粋）

第2章 「原価等の算定」に関する審査

第2節 営業費

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

【6-3. 燃料費】

①燃料費の概要

②火力燃料の調達数量

③火力燃料の調達単価（石炭）

④火力燃料の調達単価（LNG）

⑤火力燃料の調達単価（石油）

⑥核燃料費、新エネルギー等燃料費

審査における論点①（各燃料の調達数量）

● 数量（各燃料共通）

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

審査の結果①（各燃料の調達数量）

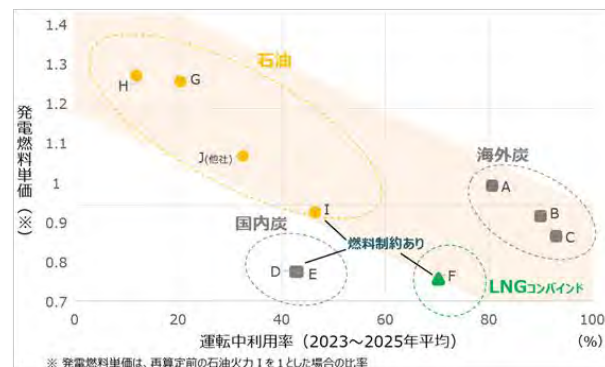
● 数量（各燃料共通）

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

審査の結果①（各燃料の調達数量・北海道電力）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づ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



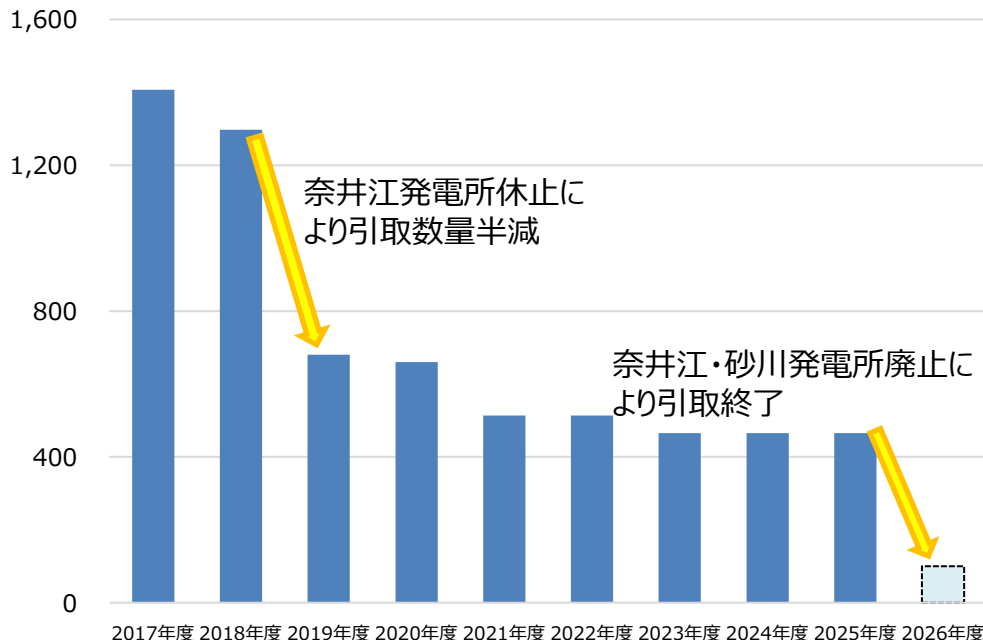
1. Iは当初ベネズエラ産オリマルジョン（天然オリノコを原料に水と界面活性剤を加えた燃料）を燃料とし発電することを想定し建設されたが、ベネズエラにおけるオリマルジョンの生産が停止されたため、現在はその代替燃料として、石油元売りに特注の高粘度重油を製造してもらい、それをを用いて発電している。
2. 事業者作成資料を抜粋。

5. 国内炭の調達量拡大余地（山内座長からのご質問）

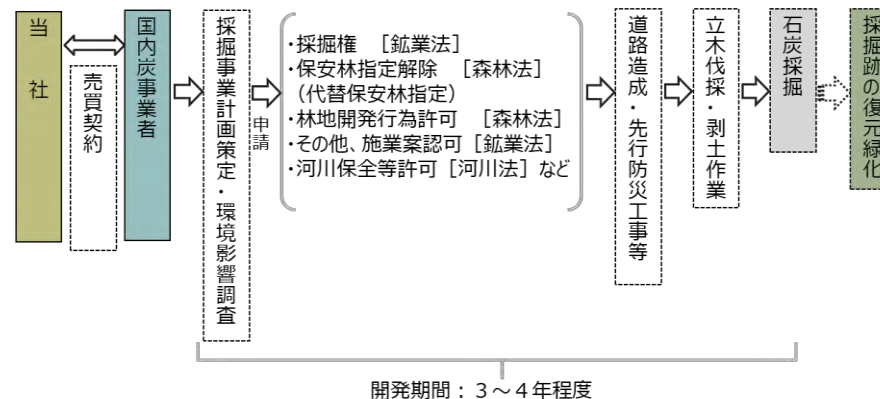
- 当社は、他燃料の市況価格の変動に係わらず、半世紀以上にわたり引取を継続し、国内炭を活用してきました。
- しかしながら、国内炭火力発電所については、設備の経年化が進行していることや、カーボンニュートラルの実現に向けた非効率石炭火力フェードアウトへの対応を考慮し、2026年度末に廃止することとしており、それに伴い国内炭の引取を終了する計画としています。
- 国内炭事業者は採掘・運搬体制を段階的に縮小しており、急な数量変更に応じる余力に乏しく、また新鉱区開発には少なくとも3～4年程度を要することから、短期間での調達量拡大は難しい状況です。

国内炭引取数量の推移

(単位：千トン)



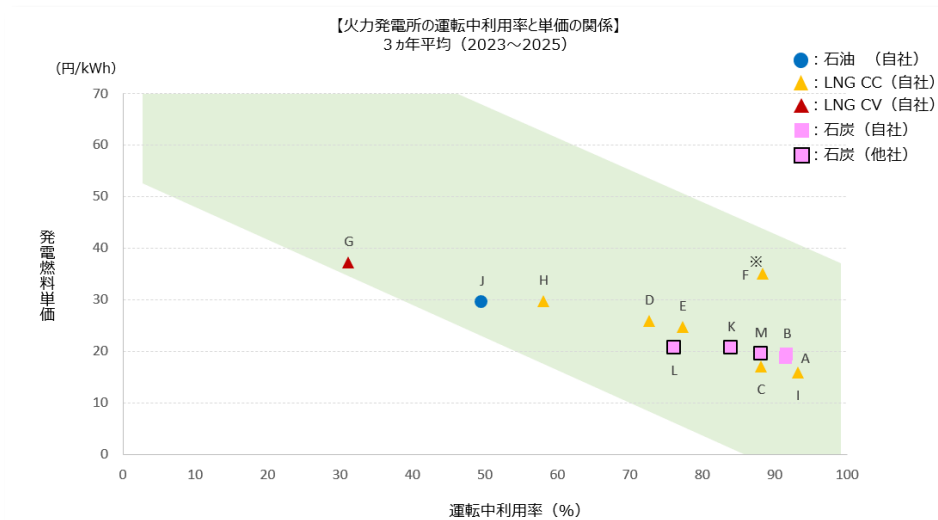
国内炭開発スケジュール



審査の結果①（各燃料の調達数量・東北電力）

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

発電燃料単価と運転中利用率の関係（東北電力）¹



1. 事業者作成資料を抜粋。

F火力（LNGコンバインド）の運転中利用率について

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

<最低出力が高い理由>

環境規制の遵守：

低出力では排ガス中の窒素酸化物濃度が高くなり公害防止協定値を超過するため。

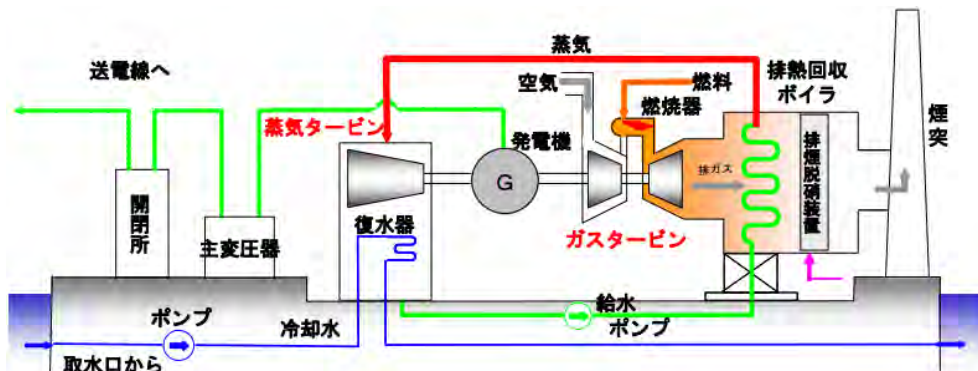
設備制約：

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

〔設備概要〕

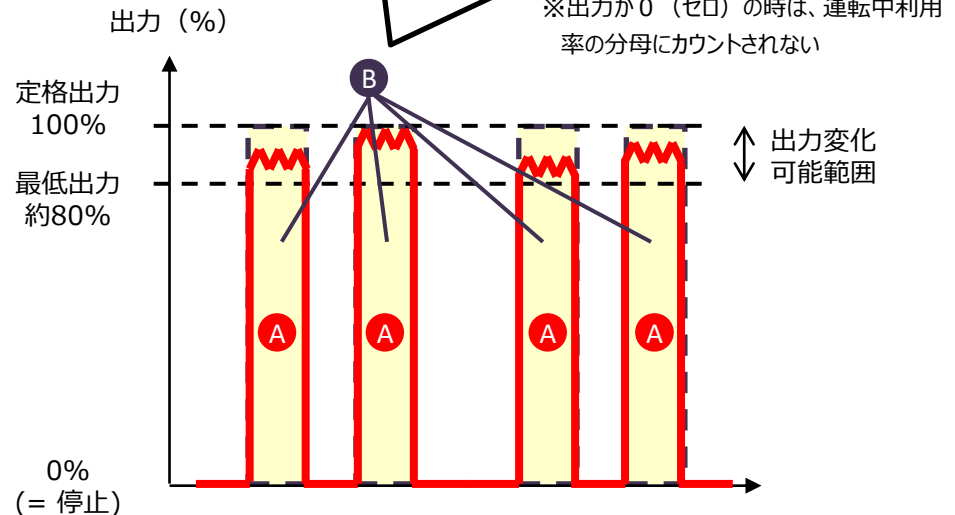
定格出力	10.9万kW (当社火力電源の総出力の約1%に相当)
設備構成	5.45万kW×2軸（コンバインドユニット）

〔設備構成の概略〕



〔負荷調整のイメージ〕

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



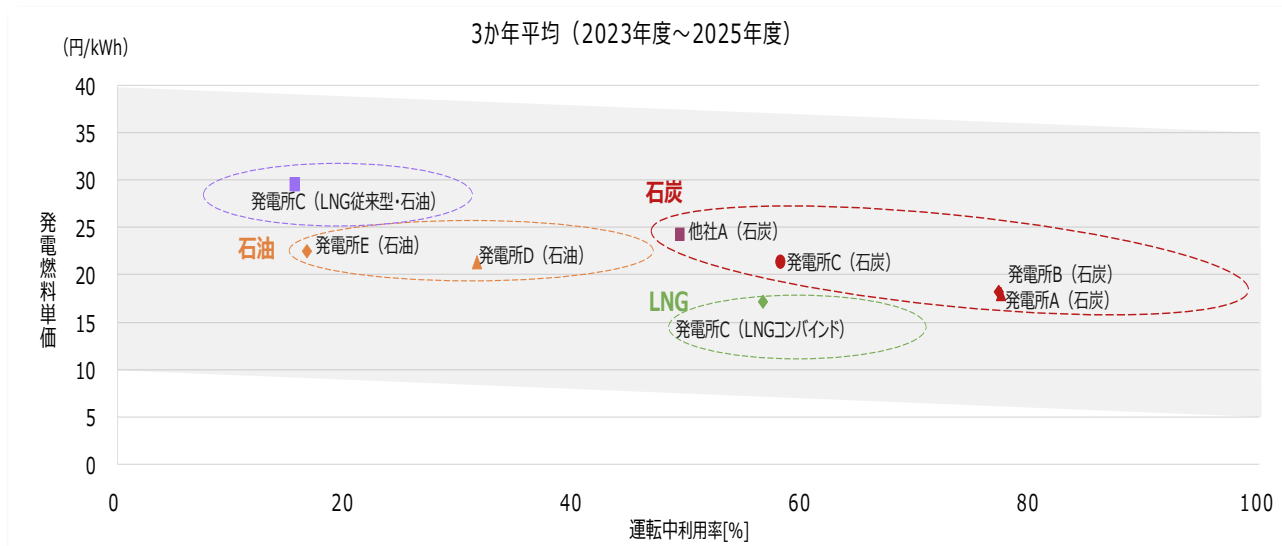
Ⓐ : 赤線の出力量で発生する発電量

Ⓑ : 定格出力で発電した場合の発電量（黄色塗り部）

審査の結果①（各燃料の調達数量・北陸電力）

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

発電燃料単価と運転中利用率の関係（北陸電力）¹

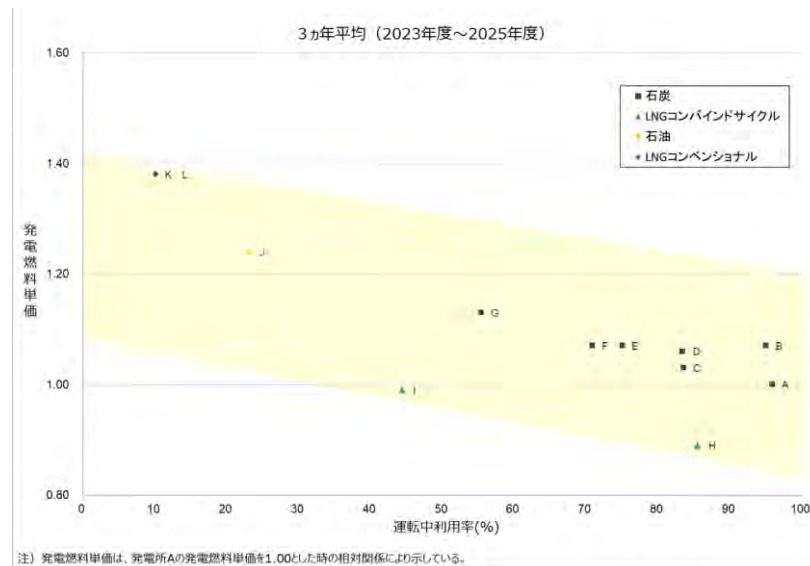


1. 事業者作成資料を抜粋。

審査の結果①（各燃料の調達数量・中国電力）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づ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

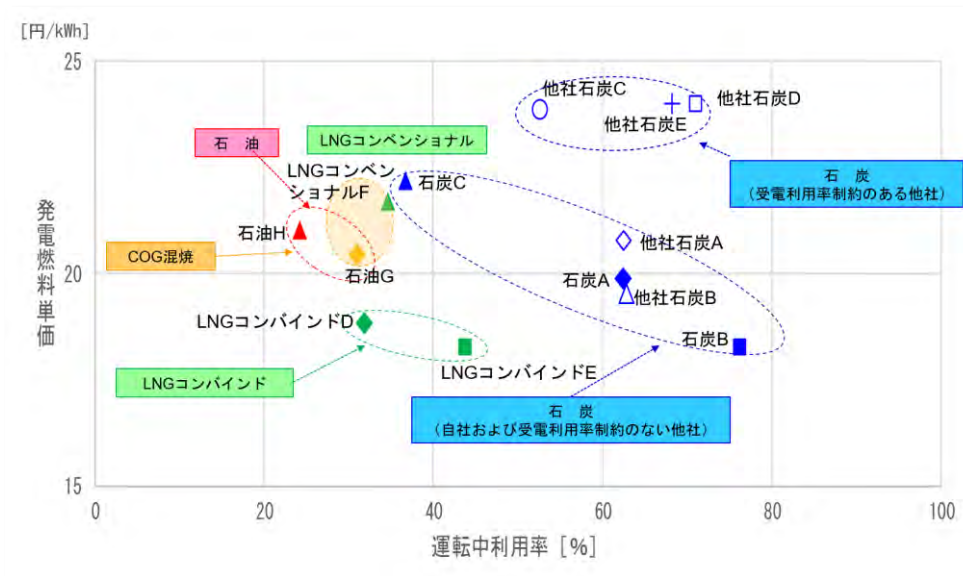


1. 事業者作成資料を抜粋。

審査の結果①（各燃料の調達数量・四国電力）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づ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。
 - 他社石炭C・D・Eについて、契約により、受電電力量に（上）下限が設定されているため、運転中利用率の更なる引き下げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（四国電力）¹



1. 事業者作成資料を抜粋。

<設備利用率の制約（上限・下限）設定の経緯>

■ 受電会社（=当社）

受電メリットを確保するために

- ・最大限の受電単価低減
- ・需給状況や市況に合わせた柔軟な運用

を指向

利益相反

■ 発電事業者

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

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

相互協議

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

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

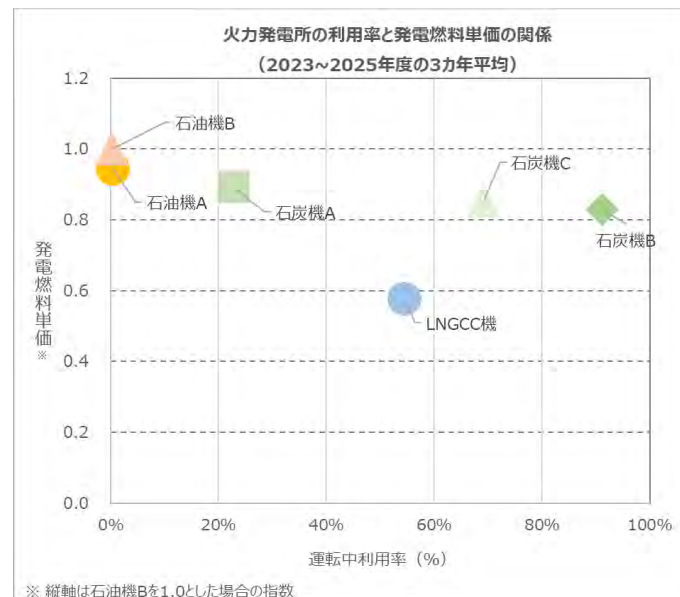
他社火力からの受電については、二部料金制としたうえで設備利用率は、基準利用率から±10%程度を調整可能とすることを念頭※に上記のとおり相互協議し設備利用率を設定している。受電開始以降も契約更新等の機会を捉えて、当社から設備利用率の変動幅拡大（＝下限利用率の引き下げ）に関する見直し協議をお願いしているものの、発電事業者からは、昨今の燃料調達の困難さや流動性の少なさを踏まえると、安定供給と経済的調達の為には従来以上に燃料調達の予見性を高める必要があるとの主張を受けており、以前にも増して設備利用率の見直し協議が困難となっている。

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

審査の結果①（各燃料の調達数量・沖縄電力）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則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。

【6-3. 燃料費】

①燃料費の概要

②火力燃料の調達数量

③火力燃料の調達単価（石炭）

④火力燃料の調達単価（LNG）

⑤火力燃料の調達単価（石油）

⑥核燃料費、新エネルギー等燃料費

石炭（海外炭）の調達単価 概要（1/3）

各社の海外炭の申請調達単価と単価設定の考え方

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

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

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

石炭（海外炭）の調達単価 概要（2/3）

● 価格設定のベースとなる考え方

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

● 上記ベースに対する価格補正

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

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

石炭（海外炭）の調達単価 概要（3/3）

- 上記ベースに対する価格補正（続き）

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

審査における論点②（石炭（海外炭）の調達単価）（1/4）

● 単価（海外炭）

－ 全般

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

審査における論点②（石炭（海外炭）の調達単価）（2/4）

● 単価（海外炭）（続き）

－ 【案1】重量当たり費用ベースの査定を採用した場合

● 調達国別単価・調達国比率

- － 調達国別単価について、効率化努力をどのように織り込んでいるか。他の電気事業者等の取組状況を踏まえた効率化努力を求めるべきではないか。
- － 調達国比率について、効率化努力をどのように織り込んでいるか。より単価の低い国からの調達の拡大等、他の電気事業者等の取組状況を踏まえた効率化努力を求めるべきではないか。
- － ロシアからの石炭輸入の代替を想定している事業者に関して、調達国比率の織り込みの考え方は合理的か。
 - ✓ ロシア産石炭比率を代替する際に発生するコストを原価に織り込む必要性はある一方で、国内の全事業者がロシア産石炭を他国産石炭に代替すると想定すれば、全日本平均比率相当の代替コストは燃料費調整制度を通じて回収することが可能と考えられることから、全日本平均比率との差分相当の代替コストだけ織り込むことを認めるべきではないか。

審査における論点②（石炭（海外炭）の調達単価）（3/4）

● 単価（海外炭）（続き）

－ 【案1】重量当たり費用ベースの査定を採用した場合（続き）

・ 品位の違いによる価格補正

- － 一部事業者が品位（瀝青炭・亜瀝青炭）の違いや、単位重量当たりの発生熱量の違いに基づき単価を補正しているが、そのような補正は合理的か。
- － 仮に単位重量当たりの発生熱量の違いを考慮するのであれば、低品位炭の受入拡大等、単位熱量当たりの価格がより低い石炭の調達に向けた効率化努力を求めるべきではないか。

・ 輸入船の航海日数の違いによる価格補正

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

審査における論点②（石炭（海外炭）の調達単価）（4/4）

- 単価（海外炭）（続き）

- 【案2】発生熱量当たり費用ベースの査定を採用した場合

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

審査の結果②（石炭（海外炭）の調達単価）

- 今回の申請において、各事業者は、重量当たり費用をベースとして、調達国比率、品位、輸入船の航海日数といった、調達費用に影響を与える要素についてそれぞれ補正を行い、原価に織り込んでいる。
- 各事業者はこうした要素について、言わば所与のものと捉えて補正を織り込んでいる一方で、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(円/ガ)	中長期契約	価格体系合意済	136,643	125,427	(該当なし)	91,600	135,460	110,978 (石油石炭税等免税)
		価格体系改定予定	105,088	120,889	126,344	(該当なし)	(該当なし)	98,071 (石油石炭税等免税)
		未定分 (スポット調達予定)	(該当なし)	226,431	(該当なし)	231,780	135,460	(該当なし)
単価設定の考え方	中長期契約	価格体系合意済	契約価格体系ベース	契約価格体系ベース	(該当なし)	契約価格体系ベース	R4/11月～R5/1月の全日本通関価格(調達国比率は全日本ベース)	契約価格体系ベース
		価格体系改定予定	売主からの最新提示価格体系	現行価格体系の据え置き	R4/11月～R5/1月の全日本通関価格(調達国比率は自社実績ベース)	(該当なし)	(該当なし)	現行価格体系の据え置き
		未定分 (スポット調達予定)	(該当なし)	R4/11月～R5/1月の全日本通関統計より独自推計したスポット価格	(該当なし)	R4/11月～R5/1月のJKM実績並み	R4/11月～R5/1月の全日本通関価格(調達国比率は全日本ベース)	(該当なし)

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

LNGの調達単価 概要 (2/2)

- 北陸電力・四国電力では、契約形態（中長期契約・スポット契約）や原価算定期間の価格体系の合意有無に依らず、全調達量に対し一律でR4/11月～R5/1月の全日本通関CIF価格にて織り込んでいる。
 - 調達国比率については、北陸電力は自社の過去実績に基づいて、四国電力は 全日本通関に基づいて織り込んでいる。
- 他方、北海道電力・東北電力・中国電力・沖縄電力では、契約形態や原価算定期間の価格体系の合意有無に応じ、別々の価格を織り込んでいる。
 - 中長期契約分の内、原価算定期間で価格体系合意済分については、4社全てが合意済の価格フォーミュラに基づいて価格を織り込み。
 - 中長期契約分の内、原価算定期間で価格体系改定予定分については、北海道電力が売主から提示された最新の価格体系に基づいて織り込み、東北電力・沖縄電力が現行価格体系に基づいて織り込み。（中国電力は該当なし）
 - スポット契約分については、東北電力はR4/11月～R5/1月の全日本通関統計実績からスポット契約平均調達価格を独自に推計し、織り込み。中国電力はR4/11月～R5/1月のJKM（日本・韓国向けLNGスポット価格）実績に基づいて織り込み。（北海道電力・沖縄電力は該当なし）

審査における論点④（LNGの調達単価）（1/3）

● 中長期契約（価格体系合意済・未合意共通）

- **論点1.** 中長期契約分について、以下のような事例において、基本契約数量に対し、個別の契約状況を勘案しつつ、買主が行使オプションを持つ上方弾力性を最大限加えた数量を織り込むこととしてはどうか。
 - 東北電力・中国電力の中長期契約先の一つにて、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。