

燃料費について②

2023年4月4日（火）

第40回 料金制度専門会合

事務局提出資料



本日御議論いただきたい点について

- 燃料費については、第31回会合で、5事業者（東北・北陸・中国・四国・沖縄）の申請概要をお示しするとともに、検討を深めていくべき論点について御議論いただいた。
- その後、燃料費については、第37回・第38回会合における御議論を踏まえ、各事業者において、採録期間を直近の3か月（2022年11月～2023年1月）として再算定することとなったところ。
- 本資料では、各事業者（追加で申請のあった北海道電力を含み、燃料費が織り込まれていない東京電力EPは除く。）で再算定を行った結果の概要と、前回の御議論も踏まえた上での主な論点をお示ししている。
- 本日は、お示している論点について、及び、今後検討を深めていくべき論点としてどのようなものが考えられるかについて、御議論いただきたい。

【参考】これまでにいただいた主な御指摘事項（1/2）

- 燃料調達コストは、実際には資源価格と海上物流費とに分けられると理解。スポットでの燃料調達の場合、船賃込みのCIFベースで価格を決めている場合もあると承知はしているが、定期傭船契約をするなどして配船を電力会社がしている場合もあると理解。実際の資源価格と用船料（物流費）を分解して説明いただきたい。その中で、傭船料を適切に管理していることを確認したい。（川合委員）
- 電力会社毎に、石炭やLNG等を得ている港湾側の制約（岸壁・棧橋や水深）で着岸できる船のサイズによる制約があると承知している。着岸できる船のサイズがCape SizeかPana Maxかで、一単位あたりの運送料に差異が生じられると思われるところ、各社の火力発電所毎の岸壁・棧橋により調達コストにどの程度の差が出るのか承知したい（なお、船会社によっては、水深の深い港で一部貨物を陸揚げし、喫水線を下げた後水深の浅い港で更に貨物を下ろすなどの工夫をしていると理解しているが、こうした工夫でコストを下げている場合にはその説明をしてほしい）。（川合委員）
- Global CoalやPlattsが公開しているスポット価格でIndexが決まり、それが基準となって電力会社の石炭の長期契約の価格も決まっていると理解をしているが、このスポット価格の形成に日本の電力会社はどこまで影響を及ぼしているのか説明されたい。スポット取引でも実額での取引のみがIndexに使われ、Index準拠のスポット取引の価格は参照されないとすると、実額での取引に加わらない限り価格形成に参加できないことになるが、実態を承知したい。（川合委員）
- 燃料費については、燃調制度の枠内で、燃料費の値上がり分や値下がり分は、自動的に電力料金にほぼ反映されるため、転嫁が可能な範囲であれば、燃料費の値上りを抑制したり、調達コストの引き下げのための一層の努力のためのインセンティブが働きにくい構造となっていないか。制度的な問題であるため、この会合で議論するのが適切かという問題はあるが、調達コストを抑えるためのインセンティブが働く制度設計も検討するべきではないか。（川合委員）
- 燃料費について、大きな影響を及ぼしている要因に為替があるが、過去1年で、1ドル113円から150円強の範囲で大きく変動している。その中で、申請の直近の3ヶ月の平均値で考えるのが適正なのか検討が必要ではないか。燃料費調整制度で飲み込める可能性はあるが、3ヶ月平均で考えるのが適切か検討するべきではないか。（川合委員）

- 仮にすべての電力事業者がA国から石炭を輸入していて、それを原価算定期間の、例えば2023年4月から一斉にB国に切り替えたとします。仮に石炭の輸入は電力事業者だけだとします。B国の石炭の価格の方が高く、したがって燃料価格は高くなることが予想され、原価の織り込み石炭価格はすべてB国の石炭価格になったとします。
実際にB国からの輸入が始まると、全日本平均の輸入価格がA国とB国の価格差だけ上がります。そうすると燃調制度によって期ずれはあるものの電気料金が上がります。しかし、料金原価はすでにB国の価格ベースで織り込まれているので、発電台が高く、更に実際に輸入国の切り替えが起こると燃調制度によってさらに上がることになり、料金の面で差益が生じることとなります。したがって、仮に個別の業者の申請で2023年4月から一斉にB国に切り替えるとされており、それが合理的であったとしても、B国からの輸入価格を原価に認めるのは問題があると思います。
一方、仮に輸入量ベースで半分の事業者はすでにB国のみから輸入し、半分の事業者がA国のみから輸入し、後者が2023年4月からB国に切り替えるのに、B国の高い価格の原価の織り込みを認めないと、燃調で取り返せるのは半分だけで、残りの半分は被ることになりかねません。そこで切り替えを反映した費用増を全く認めないのも問題があります。この場合、例えば、各事業者が現在のA国比率が全日本平均の比率よりも高い場合には、実際にはA国からの輸入を全廃するのだけれど、原価上は、A国からの調達率を全日本平均の比率まで下げると想定して査定することはあり得ると思います。実際には全日本平均までではなくゼロまで下げるわけですが、全日本平均までを原価に入れ、実際にはすべて切り替える差分は燃調で取り返すことができるため、取り漏れも過回収もなくなると思います。（松村委員）
- 輸入船の航海日数の違いによる価格補正については、原則として認めるべきでないと思う。それは所与のものとして、他の部分でカバーすべくコスト削減努力をするのが事業者にとって需要家への努めと思う。ただし、その解決策としてロシア産の石炭等を購入していたところ、ウクライナ問題によって代替を余儀なくされたのは企業努力を超えており、これに限って認めても良いのではないかと（圓尾委員）
- 調達国比率については、より単価の低い国からの調達を増やすインセンティブを持たせるためにも、全日本通関を用いるべきではないか。ロシアからの代替分についても同様と考える。LNGについても同様。（圓尾委員）
- 申請調達単価が、カロリーベースで見た時に、各社いくらになるのか教えてほしい。（圓尾委員）

委員から頂いた御意見・御指摘への対応状況（燃料費）

料金制度専門会合	委員	御意見・御指摘	対応状況
第28回【再掲】	安念委員	・ 内外無差別な卸売の進展に伴う、購入・販売電力料、燃料費等に係る法令上の位置づけの確認	・ 御回答済（第29回）
第29回【再掲】	松村委員	・ 発電部門が分社化された事業者における、購入・販売電力料、燃料費等の取扱いの整理	・ 次回以降に御回答
第28回	川合委員	・ 中長期的な燃料の調達計画	・ 御回答済（第31回）
	川合委員	・ 燃料費高騰における純粋な燃料費と為替要因の割合	・ 御回答済（第31回）
	川合委員	・ 今回の値上げ申請で想定している為替相場	・ 御回答済（第31回）
第31回	川合委員	・ 燃料調達コストの資源価格と傭船料への分解、及び傭船料の管理状況の確認	・ 次回以降に御回答
	川合委員	・ 港湾の仕様により着岸可能な船のサイズに制約がある場合の運送料の違いとその場合のコスト削減努力の確認	・ 次回以降に御回答
	川合委員	・ 石炭のスポット価格形成に対する日本の電力会社の影響度合いの確認	・ 次回以降に御回答
	川合委員	・ 燃料費調整制度における調達コスト削減インセンティブ付与の検討	・ 次回以降に御回答
	川合委員	・ 申請価格を申請直近3ヶ月間の為替ベースで織り込む現制度の適切性の検討	・ 御回答済（第37回）
	圓尾委員	・ 単位発生熱量当たりの調達単価の確認	・ 次回以降に御回答

今回の
購入・販売電力料
で議論予定

本日、事業者
(北海道電力)より
ご説明

本日、事業者
(東京電力EP以外の
6社)よりご説明

本日、事務局より
ご説明
(本資料6ページ)

本日、事務局より
ご説明
(本資料15ページ)

燃料費調整制度における調達コスト削減インセンティブ（御指摘への回答）

（御指摘事項）

- 燃料費調整制度における調達コスト削減インセンティブ付与の検討

燃料費については、燃調制度の枠内で、燃料費の値上がり分や値下がり分は、自動的に電力料金にほぼ反映されるため、転嫁が可能な範囲であれば、燃料費の値上がりを抑制したり、調達コストの引き下げのための一層の努力のためのインセンティブが働きにくい構造となっていないか。制度的な問題であるため、この会合で議論するのが適切かという問題はあるが、調達コストを抑えるためのインセンティブが働く制度設計も検討するべきではないか。

（事務局からの御回答）

- 電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書（平成24年3月）では、燃料費調整制度は、**「全日本平均の燃料価格に基づき自動調整されるものであり、調達コストを抑え実績がこれを下回った場合には内部留保が可能であることから一定のインセンティブがある」**とされています。
- その上で、料金審査要領においては、燃料費について、「…共同調達の実施等（中略）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**」こととされており、こうした観点から、**各事業者が織り込んでいる価格・数量が適切か、各事業者に更なる効率化努力を求め**るべきか等、引き続き、御議論いただきたい。
- 燃料費調整制度については、みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（省令）に規定されており、今回の料金審査では、現行制度に基づいて御議論いただきたい。

燃料費（全体） 再算定結果概要（1/2）

- 各事業者における再算定の結果、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。全ての事業者において、当初申請時より減額となった。

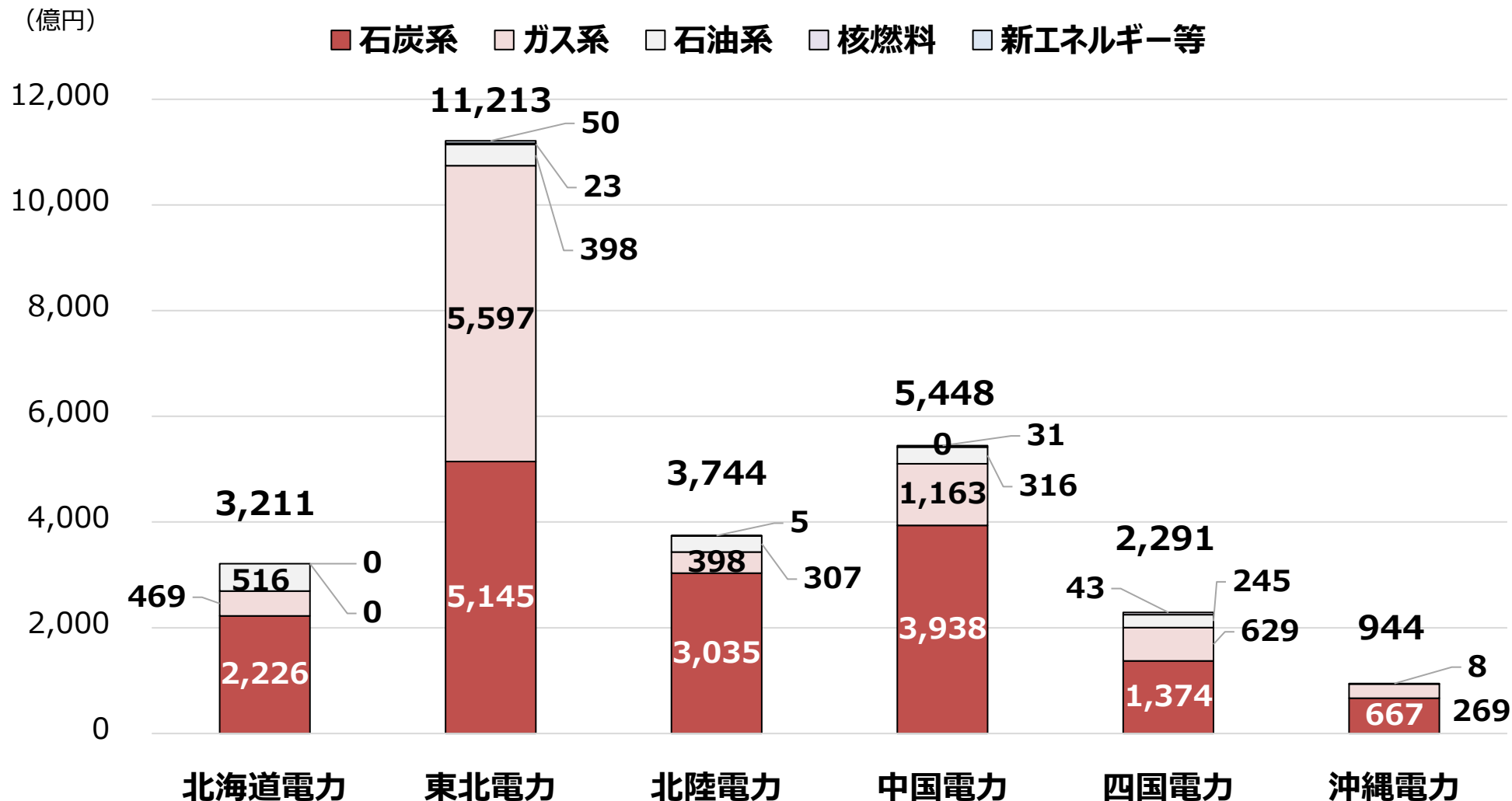
（億円（各事業者の燃料費に対して占める割合））

	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%) (当初申請時比 ▲371(▲10%))	11,213(100%) (当初申請時比 ▲86(1%))	3,744(100%) (当初申請時比 ▲247(▲6%))	5,448(100%) (当初申請時比 ▲20(▲0.4%))	2,291(100%) (当初申請時比 ▲155(▲7%))	944(100%) (当初申請時比 ▲27(▲3%))
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（全体） 再算定結果概要（2/2）

燃料費の内訳（原価算定期間・3年平均）



火力燃料の全日本通関価格と為替レートの今回申請と前回改定の比較

- 再算定時の直近3ヶ月の石炭・LNG・原油の全日本通関価格平均（円建て）は、以下のとおり。

		(参考) R4/11月申請5社の申請直近の全日本通関価格	(参考) R5/1月申請北海道電力の申請直近の全日本通関価格	再算定時の直近の全日本通関価格
		R4/7~R4/9平均	R4/9~R4/11平均	R4/11~R5/1平均
石炭	(円/トン)	51,875	56,336	53,189
LNG	(円/トン)	142,803	152,007	132,509
原油	(円/ℓ)	97,466	95,549	82,572
為替レート (TTM)	(円/\$)	137.1	143.8	138.8

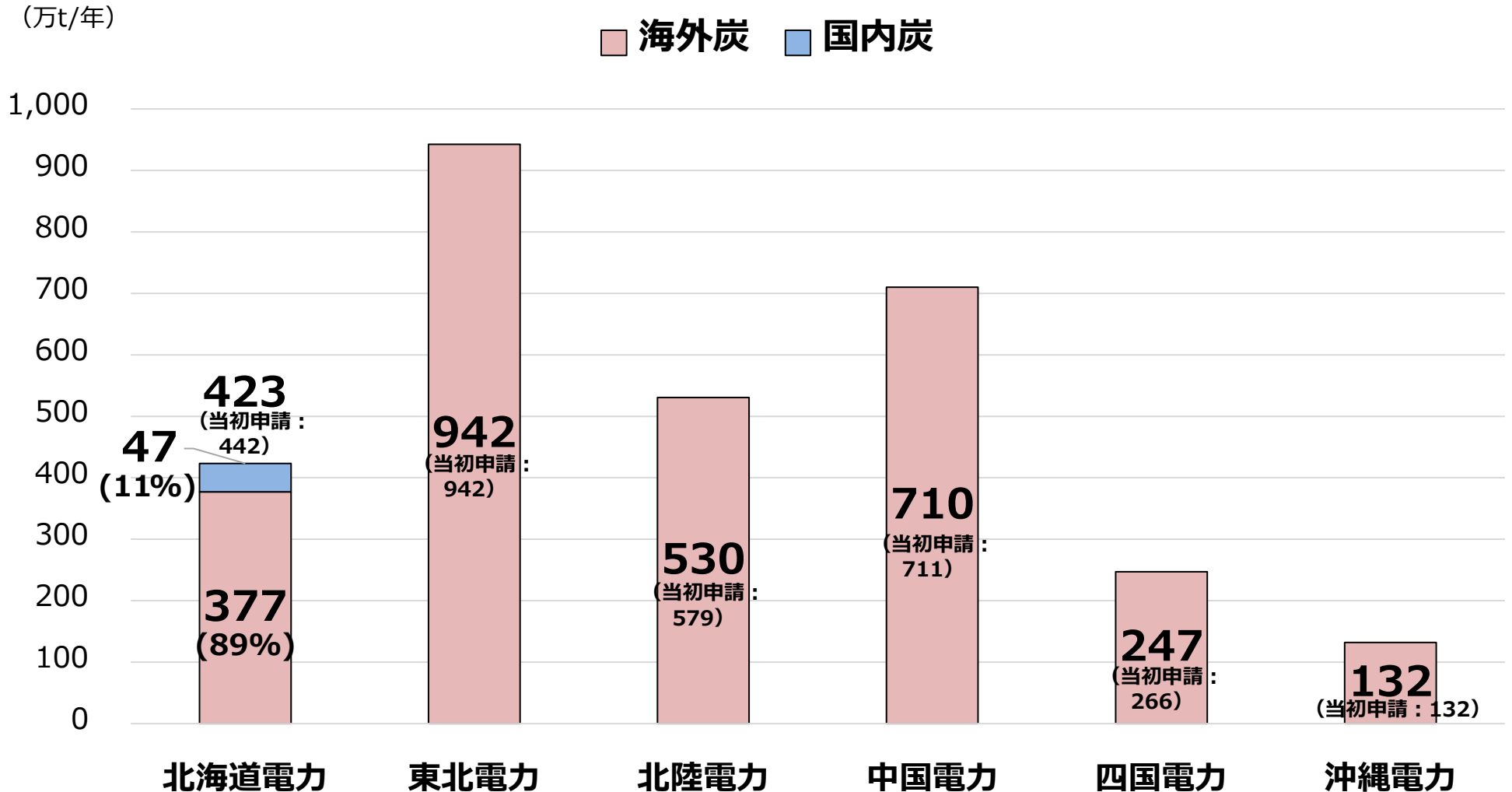
※各事業者の申請時の統計値（一部速報値を含む）を記載。

※石炭・LNG・原油の通関価格は、当該期間内の各月の値を加重平均し算出。

※為替レートは当該期間内の各月の値を単純平均し算出。

石炭の調達数量 再算定結果概要

石炭調達予定数量の各社比較（原価算定期間・3年平均）



石炭の調達単価 再算定結果概要 (1/4)

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 (当初申請 : 58,037)	54,275 (当初申請 : 53,041)	55,110 (当初申請 : 53,873)	55,356 (当初申請 : 53,497)	55,584 (当初申請 : 54,286)	49,741 (当初申請 : 48,525) (石油石炭税等免税)
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。

石炭の調達単価 再算定結果概要 (2/4)

- 各社は下記のとおり、当初申請時の考え方を踏襲しつつ、燃料価格の採録期間のみ直近のR4/11月～R5/1月へ変更し、再算定している。
 - 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）。

石炭の調達単価 再算定結果概要 (3/4)

- 各社は下記のとおり、当初申請時の考え方を踏襲しつつ、燃料価格の採録期間のみ直近のR4/11月～R5/1月へ変更し、再算定している。（続き）
 - 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）。

石炭の調達単価 再算定結果概要 (4/4)

- 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。

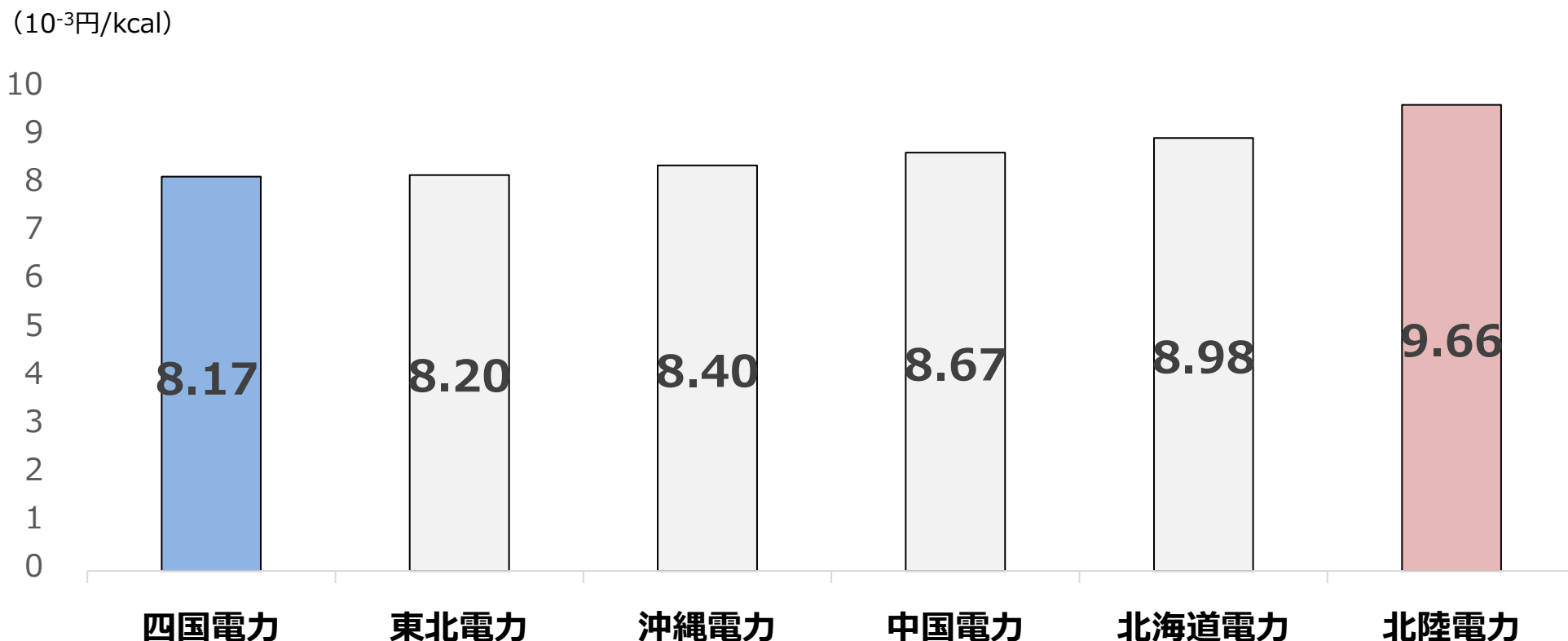
国内炭の調達単価と調達予定数量 (原価算定期間・3年平均、北海道電力のみ)

	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

単位発生熱量当たりの単価の比較（御指摘への回答）

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

石炭の発生熱量当たりCIF単価の各社比較（R4/11月～R5/1月実績）



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

石炭燃料費単価の審査に係る主な論点（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こととしてはどうか。については、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こととしてはどうか。

石炭燃料費単価の審査に係る主な論点（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こととしてはどうか。

- 仮にすべての電力事業者がA国から石炭を輸入していて、それを原価算定期間の、例えば2023年4月から一斉にB国に切り替えたとします。仮に石炭の輸入は電力事業者だけだとします。B国の石炭の価格の方が高く、したがって燃料価格は高くなることが予想され、原価の織り込み石炭価格はすべてB国の石炭価格になったとします。
実際にB国からの輸入が始まると、全日本平均の輸入価格がA国とB国の価格差だけ上がります。そうすると燃調制度によって期ずれはあるものの電気料金が上がります。しかし、料金原価はすでにB国の価格ベースで織り込まれているので、発射台が高く、更に実際に輸入国の切り替えが起こると燃調制度によってさらに上がることになり、料金の面で差益が生じることとなります。したがって、仮に個別の業者の申請で2023年4月から一斉にB国に切り替えるとされており、それが合理的であったとしても、B国からの輸入価格を原価に認めるのは問題があると思います。
一方、仮に輸入量ベースで半分の事業者はすでにB国のみから輸入し、半分の事業者がA国のみから輸入し、後者が2023年4月からB国に切り替えるのに、B国の高い価格の原価の織り込みを認めないと、燃調で取り返せるのは半分だけで、残りの半分は被ることになりかねません。そこで切り替えを反映した費用増を全く認めないのも問題があります。この場合、例えば、各事業者が現在のA国比率が全日本平均の比率よりも高い場合には、実際にはA国からの輸入を全廃するのだけれど、原価上は、A国からの調達率を全日本平均の比率まで下げると想定して査定することはあり得ると思います。実際には全日本平均までではなくゼロまで下げるわけですが、全日本平均までを原価に入れ、実際にはすべて切り替える差分は燃調で取り返すことができるため、取り漏れも過回収もなくなると思います。（松村委員）
- 輸入船の航海日数の違いによる価格補正については、原則として認めるべきでないと思う。それは所与のものとして、他の部分でカバーすべくコスト削減努力をするのが事業者にとって需要家への努めと思う。ただし、その解決策としてロシア産の石炭等を購入していたところ、ウクライナ問題によって代替を余儀なくされたのは企業努力を超えており、これに限って認めても良いのではないかと（圓尾委員）
- 調達国比率については、より単価の低い国からの調達を増やすインセンティブを持たせるためにも、全日本通関を用いるべきではないか。ロシアからの代替分についても同様と考える。LNGについても同様。（圓尾委員）
- 申請調達単価が、カロリーベースで見た時に、各社いくらになるのか教えてほしい。（圓尾委員）

石炭燃料費単価の審査に係る主な論点（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こととしてどうか。

- 仮にすべての電力事業者がA国から石炭を輸入していて、それを原価算定期間の、例えば2023年4月から一斉にB国に切り替えたとします。仮に石炭の輸入は電力事業者だけだとします。B国の石炭の価格の方が高く、したがって燃料価格は高くなることが予想され、原価の織り込み石炭価格はすべてB国の石炭価格になったとします。
実際にB国からの輸入が始まると、全日本平均の輸入価格がA国とB国の価格差だけ上がります。そうすると燃調制度によって期ずれはあるものの電気料金が上がります。しかし、料金原価はすでにB国の価格ベースで織り込まれているので、発電台が高く、更に実際に輸入国の切り替えが起こると燃調制度によってさらに上がることになり、料金の面で差益が生じることとなります。したがって、仮に個別の業者の申請で2023年4月から一斉にB国に切り替えるとされており、それが合理的であったとしても、B国からの輸入価格を原価に認めるのは問題があると思います。
一方、仮に輸入量ベースで半分の事業者はすでにB国のみから輸入し、半分の事業者がA国のみから輸入し、後者が2023年4月からB国に切り替えるのに、B国の高い価格の原価の織り込みを認めないと、燃調で取り返せるのは半分だけで、残りの半分は被ることになりかねません。そこで切り替えを反映した費用増を全く認めないのも問題があります。この場合、例えば、各事業者が現在のA国比率が全日本平均の比率よりも高い場合には、実際にはA国からの輸入を全廃するのだけれど、原価上は、A国からの調達率を全日本平均の比率まで下げると想定して査定することはあり得ると思います。実際には全日本平均までではなくゼロまで下げるわけですが、全日本平均までを原価に入れ、実際にはすべて切り替える差分は燃調で取り返すことができるため、取り漏れも過回収もなくなると思います。（松村委員）
- 輸入船の航海日数の違いによる価格補正については、原則として認めるべきでないと思う。それは所与のものとして、他の部分でカバーすべくコスト削減努力をするのが事業者にとって需要家への努めと思う。ただし、その解決策としてロシア産の石炭等を購入していたところ、ウクライナ問題によって代替を余儀なくされたのは企業努力を超えており、これに限って認めても良いのではないかと（圓尾委員）
- 調達国比率については、より単価の低い国からの調達を増やすインセンティブを持たせるためにも、全日本通関を用いるべきではないか。ロシアからの代替分についても同様と考える。LNGについても同様。（圓尾委員）
- 申請調達単価が、カロリーベースで見た時に、各社いくらになるのか教えてほしい。（圓尾委員）

石炭燃料費単価の審査に係る主な論点（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

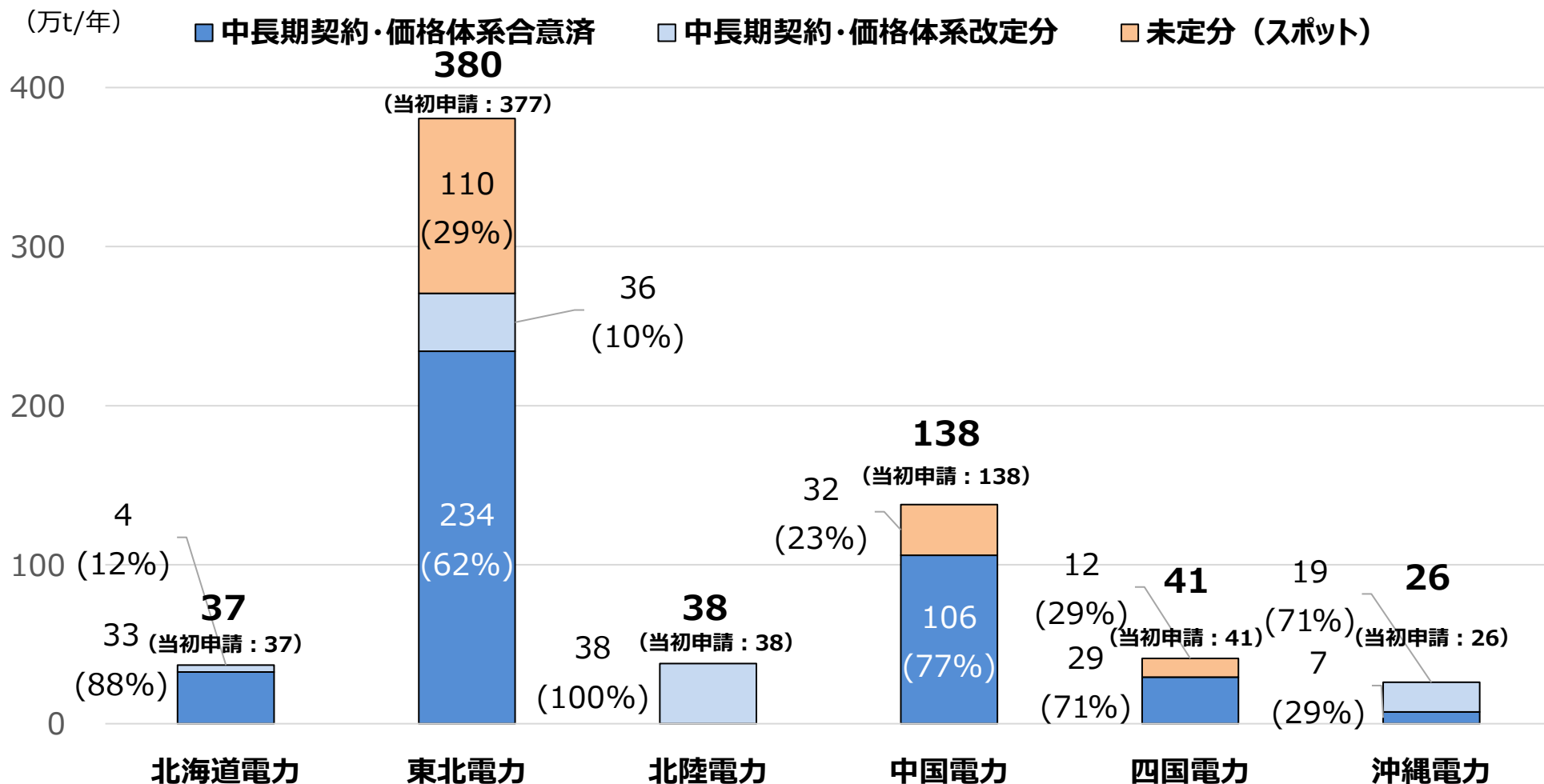
- 効率化努力をどのように織り込んでいるか。他の電気事業者の取組状況を踏まえた効率化努力を求めるべきではないか。

- 単価（国内炭）

- 単価について、契約等に基づき、適切な値を織り込んでいるか。

LNGの調達数量 再算定結果概要

LNG調達予定数量の各社比較（原価算定期間・3年平均）



LNGの調達単価 再算定結果概要 (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)	中長期契約	価格体系合意済	136,643 (当初申請: 157,197)	125,427 (当初申請: 120,784)	(該当なし)	91,600 (当初申請: 98,143)	135,460 (当初申請: 145,754)	110,978 (当初申請: 128,826) (石油石炭税等免税)
		価格体系改定予定	105,088 (当初申請: 120,629)	120,889 (当初申請: 116,982)	126,344 (当初申請: 132,602)	(該当なし)	(該当なし)	98,071 (当初申請: 114,034) (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 (当初申請: 267,985)	(該当なし)	231,780 (当初申請: 258,141)	135,460 (当初申請: 145,754)	(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 再算定結果概要 (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）

LNG燃料費単価の審査に係る主な論点（1/2）

● 単価

－ 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、査定を行うこととしてはどうか。

※次頁では当該方法を踏襲する場合の論点を記載。

LNG燃料費単価の審査に係る主な論点（2/2）

● 単価（続き）

－ 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か。
- 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、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。

－ 中長期契約（価格体系未合意）

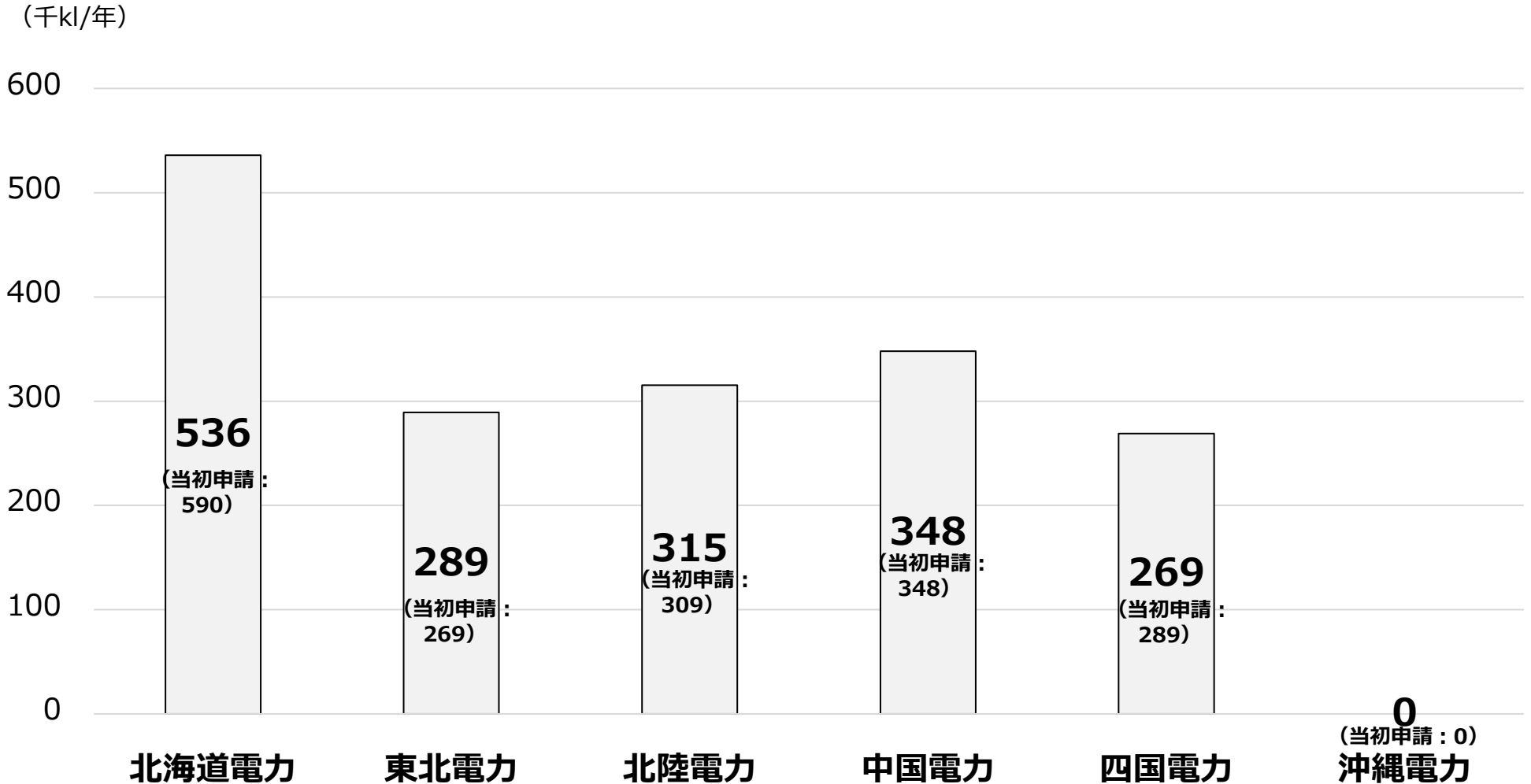
- 原価算定期間に契約更改等が実施される長期プロジェクトについては、各社に最大限の効率化努力を求める観点から、他の電気事業者との比較を通じた査定を行うこととしてはどうか。 ついては、旧一般電気事業者及びJERAの調達価格を把握するため、電気事業法に基づく報告徴収を行うこととしてはどうか。
- 価格体系合意済分と同様、基本契約数量に対し、個別の契約状況を勘案しつつ、買主が行使オプションを持つ上方弾力性を最大限加えた数量を織り込むこととしてはどうか。

－ スポット契約

- 過去の査定と同様に、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原価織り込み価格とすることとしてはどうか。 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こととしてはどうか。

石油の調達数量 再算定結果概要

主燃用重油調達予定数量の各社比較（原価算定期間・3年平均）



(注) 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。

石油の調達単価 再算定結果概要

- 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。

石油燃料費単価の審査に係る主な論点

- 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。

核燃料費 再算定結果概要

- 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 再算定結果概要

- 東北電力が地熱発電所で調達する蒸気のコストを、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	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

核燃料費・新エネルギー等燃料費の審査に係る主な論点

● 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。