

燃料費について

2023年1月11日（水）

第31回 料金制度専門会合

事務局提出資料



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

本日御議論いただきたい点について

- 本日は、個別原価のうち、燃料費について御議論いただきたい。
- 本資料では、燃料費について、事務局が各事業者から聞き取った申請内容を「申請概要」としてまとめてお示した上で、今後検討を深めていくべき審査に係る論点の例を「主な論点」としてお示している。
- 具体的には、申請の全体像をお示した上で、①石炭燃料費、②LNG燃料費、③石油燃料費、④核燃料費、新エネルギー等燃料費について、順に概要と主な論点をお示している。
- 本日は、本資料で例示している「主な論点」に加えて、本専門会合のみならず、専門委員による審査チームや事務局における審査も含めて、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、幅広く御議論いただきたい。

料金算定規則及び料金審査要領における規定

- 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。

燃料費（全体） 申請概要（1/2）

- 各事業者の申請における、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。

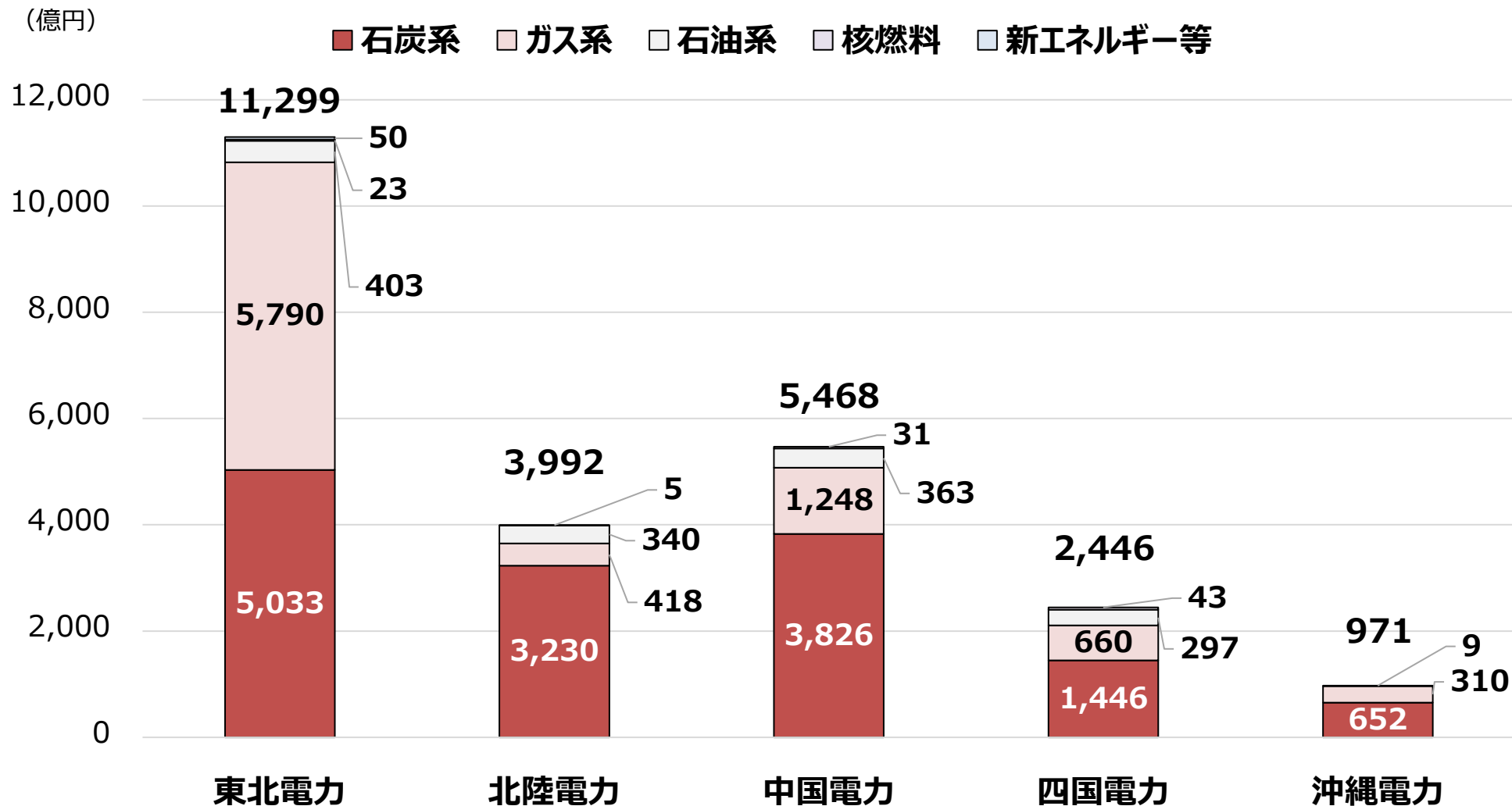
（億円（各社の燃料費に対し占める割合））

	東北電力	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
燃料費	11,299(100%)	3,992(100%)	5,468(100%)	2,446(100%)	971(100%)
火力燃料費	11,226(99%)	3,987(99.9%)	5,437(99%)	2,403(98%)	971(100%)
石炭系	5,033(45%)	3,230(81%)	3,826(70%)	1,446(59%)	652(67%)
ガス系	5,790(51%)	418(10%)	1,248(23%)	660(27%)	310(32%)
石油系	403(4%)	340(9%)	363(7%)	297(12%)	9(1%)
核燃料費	23(0.2%)	5(0.1%)	31(0.6%)	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） 申請概要（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

- 石炭・LNG・原油の全日本通関価格（円建て）は、全社において前回の料金改定時から大幅に上昇。また、為替レートも、全社において前回改定時よりも円安方向へ変化。

		直近の 全日本通関 価格	前回改定時の 全日本通関価格				
			東北電力	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
			R4/7～R4/9 平均	H24/10～ H24/12平均	H19/7～ H19/9平均	H20/1～ H20/3平均	H24/10～ H24/12平均
石炭	(円/トン)	51,875	9,800	8,462	8,873	9,800	8,873
LNG	(円/トン)	142,803	64,566	-	58,282	64,566	-
原油	(円/kℓ)	97,466	57,651	53,137	62,735	57,651	62,735
為替レート (TTM)	(円/\$)	137.1	80.2	119.1	107.3	80.2	107.3

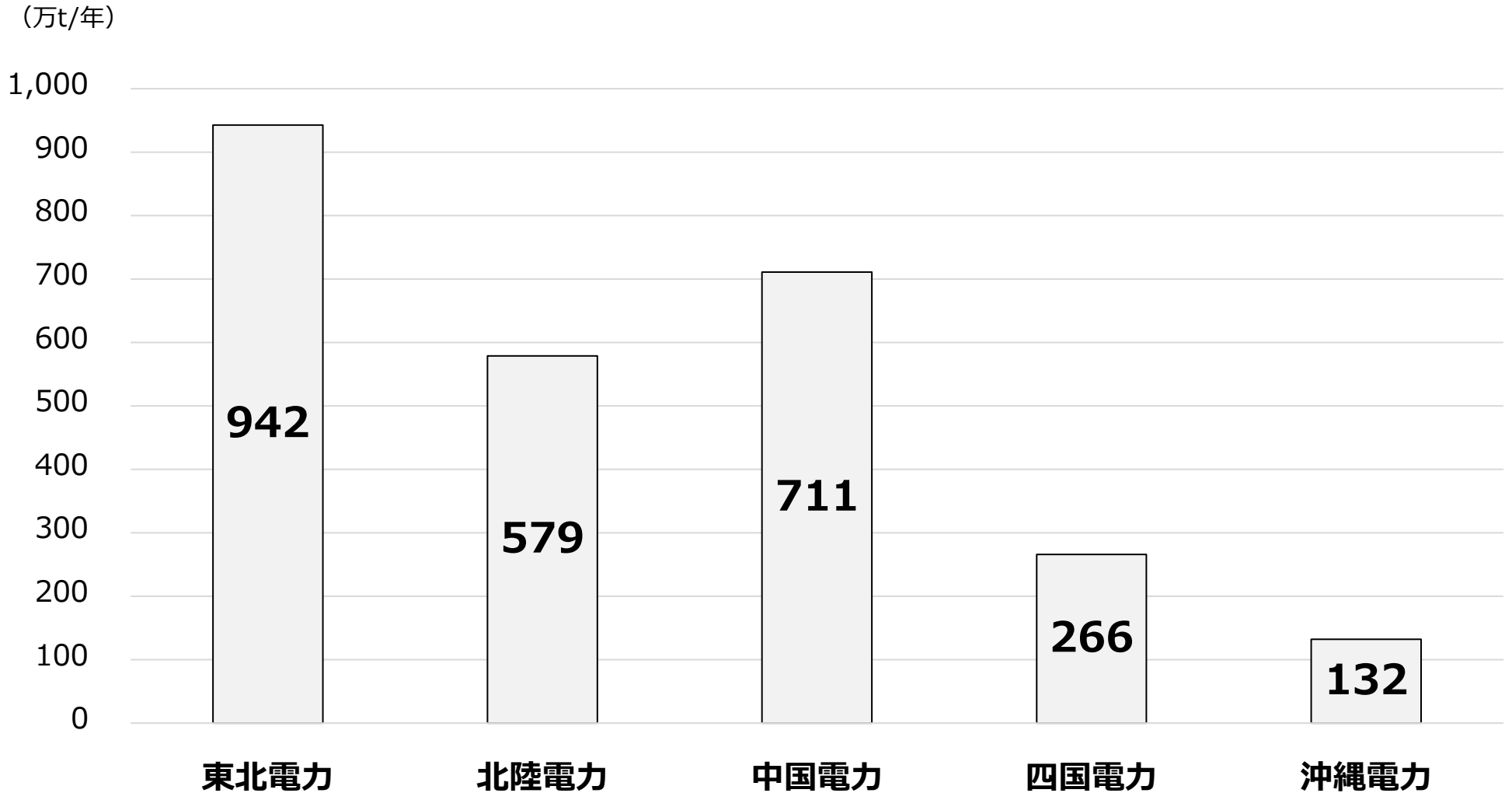
※各社申請時の統計値（一部速報値を含む）を記載。北陸電力・沖縄電力は前回改定時にはLNGの調達実績がなかったため、未記載。

※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 申請概要

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 申請概要 (1/2)

各社の申請調達単価と単価設定の考え方

		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)		53,041	53,873	53,497	54,286	48,525 (ただし石油石炭税等免税)
単価設定の考え方	ベース	R4/7～9月の 全日本通関価格		R4/7～9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	R4/7～9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 ・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	インドネシア産のみに 瀝青炭と亜瀝青炭で 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		全石炭に対し 瀝青炭と亜瀝青炭で 別価格を設定
	+ 輸入船の航海日数 の違いによる 価格補正	なし	○	なし		なし

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

石炭の調達単価 申請概要 (2/2)

● 価格設定のベースとなる考え方

- 中国電力は調達国別に、R4/7～9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、東北電力・北陸電力・四国電力・沖縄電力はR4/7～9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、東北電力・北陸電力・中国電力は自社の過去実績の比率を織り込んでいる一方、四国電力・沖縄電力はR4/7～9月の全日本通関の比率を織り込んでいる。
 - ただし、前3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、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（いずれもロシア産より単価が高いため、原価は増加）。
- 東北電力・北陸電力・沖縄電力は石炭の品位の違いによる価格補正を織り込んでいる。
 - 東北電力はインドネシア産のみについて、瀝青炭・亜瀝青炭を区別して費用を算定（同社はインドネシア産の瀝青炭の調達割合が相対的に大きいため、原価は増加）。
 - 北陸電力は全日本の輸入一般炭と自社輸入炭の単位重量当たりの発生熱量の違いに基づき、価格を補正（後者の熱量の方が大きいと算定して、原価は増加）。
 - 沖縄電力は全ての石炭について、瀝青炭・亜瀝青炭を区別して費用を算定（同社は亜瀝青炭の調達割合が相対的に大きいため、原価は減少）。
- 北陸電力は全日本の輸入一般炭と自社輸入炭の輸送船の航海日数の違いによる価格補正を織り込んでいる（後者の日数の方が多いと算定して、原価は増加）。

【参考】直近の輸入国・品位別の全日本通関石炭輸入額・数量・平均単価

R4/7～9月における輸入国・品位別の
一般炭輸入額・数量・平均単価¹

凡例 一般炭全体の数値
(内、瀝青炭/亜瀝青炭の数値)²

輸入国	輸入額 (億円)	⊕	輸入量 (万トン)	⊖	平均輸入単価 (円/トン)
全日本通関合計	16,158 (14,948/1,211)		3,115 (2,794/321)		51,868 (53,496/37,708)
オーストラリア	11,928 (11,676/253)		2,217 (2,166/51)		53,803 (53,911/49,255)
インドネシア	1,514 (792/723)		334 (141/194)		45,296 (56,301/37,307)
ロシア	1,182 (1,135/47)		228 (217/11)		51,906 (52,382/42,610)
カナダ	983 (876/107)		194 (172/22)		50,677 (51,021/48,017)
アメリカ合衆国	298 (222/76)		94 (53/42)		31,625 (42,164/18,282)
南アフリカ共和国	203 (203/-)		35 (35/-)		57,349 (57,349/-)
その他	50 (44/5)		13 (11/1)		39,314 (38,734/44,843)

1. 財務省貿易統計を基に作成。

2. 上記統計における一般炭の品目コード2701.12-099、2701.19-010、2701.19-090の内、瀝青炭は2701.12-099、亜瀝青炭は2701.19-010、2701.19-090の統計値からそれぞれ平均価格を算出。

石炭燃料費の審査に係る主な論点（1/2）

● 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。
 - 過去実績の平均を基に設定する際、適切な平均値算出方法（加重平均の利用等）を用いているか。また、平均をとる際の参照期間は適切か。

● 単価

– 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、調達コストは増加することとなるが、代替調達先及び調達単価の想定は合理的か。より単価の低い国からの代替調達の実施等、効率化努力を求めるべきではないか。

石炭燃料費の審査に係る主な論点（2/2）

● 単価（続き）

－ 品位の違いによる価格補正

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

－ 輸入船の航海日数の違いによる価格補正

- 一部事業者が**輸入船の航海日数の違いの推計**に基づき単価を補正しているが、運搬コストは事業者の立地以外にも、調達国や調達数量、専用船の有無など様々な要素に基づき事業者ごとに異なると見込まれるところ、そのような**補正は合理的か**。

【参考】石炭燃料費・数量（各燃料共通）に関する過去の査定方針

（１）メリットオーダーの確認

（ア）電源別の供給電力量の配分

中部電力は、申請原価の前提となる電源別の供給電力量を、以下の手順により算定していることを確認した。

1. ベース供給力（自社原子力・一般水力）及び調整裕度の少ない電源（他社火力・I P P・自家発・新エネ・取引所取引）の電力量を算定
2. 揚水発電量及び動力量を算定
3. 自社火力の電力量を算定

電源別の供給電力量のうち、一般水力については、可能発電電力量から溢水電力量を控除して算定される。中部電力は、今回の申請においては、平成21年度以降の溢水電力量の増加を理由に、21～23年度の3ヶ年の水力停止率をもとに溢水電力量を想定している。21年度以降の溢水電力量の増加の一因として、中部電力は、①近年、短時間の集中豪雨が発生するケースが増加しており、出水に伴う発電機停止による溢水電力量実績が増加していること、②水車発電機保守の効率化に伴う過去の作業停止量の一時的減少の反動、が考えられるとしている。

しかしながら、①については、異常気象が継続するかどうかは定かではないこと、②については、これまで水車発電機の保守効率化に取り組んできたことは評価できるものの、過去の料金改定や供給計画策定時において、至近10ヶ年の水力停止率をもとに溢水電力量を算定してきたことが確認されたことから、今回、観測期間を変更する特段の事情はないと考えられるため、申請原価においても、至近10ヶ年（15～24年度）の水力停止率の実績をもとに溢水電力量を想定することが適当である。この結果をもとに、自社火力の発電電力量の分担及び燃料消費数量を再算定すべきである。

（イ）火力発電における発電所別の発電電力量の配分

申請における自社火力の発電所別の発電電力量は、発電所の定期検査や補修停止等を考慮したうえで、メリットオーダーに基づき算定されていることを確認した。具体的には、発電燃料単価の安い石炭火力をベース供給力とし、次に熱効率が高いコンバインドサイクル型L N G火力を優先的に配分したうえで、残りを従来型のL N G火力、石油火力の順にて賄うことを基本としていることを確認した。他社火力については、契約に基づき、自社火力と同様に経済性を考慮して計画していることを確認した。

【参考】石炭燃料費・単価に関する過去の査定方針（H26年・中部電力）

（2）各燃料の購入実績及び原価織込価格に関する検討

（イ）石炭

石炭の各年度の購入価格は、輸入国別に、直近25年6～8月の中部電力の購入実績または全日本通関石炭価格のいずれか安い価格を原価織込価格としており、先行他電力の査定基準である「各国別の全日本通関石炭価格を、原価算定期間における自社の国別調達予定数量で加重平均した価格」を下回っていることを確認した。

中部電力は、石炭の調達にあたり、供給の分散化及び経済性の向上を目指し、近距離ソースであるインドネシア炭比率の向上や亜
瀝青炭の導入などに取り組んでいること、フランス電力公社（EDF）の燃料調達部門であるEDFトレーディング社との業務提携による調達力の強化等を進めていることを表明している。

【参考】石炭燃料費・単価に関する過去の査定方針（H27年・関西電力）

2-2. 火力燃料費単価

各燃料の数量変動分の原価織込に係る費用は、以下のとおり、前回認可単価を基本とした単価に数量を乗じて算定した費用から算定している。

（中略）

石炭については、平成24年7月～9月における国別の全日本通関C I F 価格等を基に算定している。

昨今、原油価格が大幅に下落している点に留意し、まず、燃料費調整制度を通じて、事業者の効率化努力の及ばない市況及び為替レートの変動については、月々の電気料金に適切に反映されることとなることを確認した。（ただし、燃料価格の変動が燃料費調整制度を通じて電気料金に反映されるまでに3～5ヶ月程度を要するなど、タイムラグが生じることに留意する必要がある。）

その上で、今般の申請が短期間で再値上げ申請であり、需要家の負担を抑制する観点から、最大限の効率化が求められる中、前回認可単価を織り込んでいること等に鑑みれば、燃料調達価格について、市況・為替レートの変動幅に見合った自動補正を超えた、もう一段のコスト削減努力を求めることとする。

具体的には、市況が大きく変化する中で、新たな効率化努力の可能性が生じていることも考慮しつつ、各種燃料の追加調達単価について、調達単価が最も低価格なものの価格（いわゆるトップランナー価格）を原価織込価格とする。

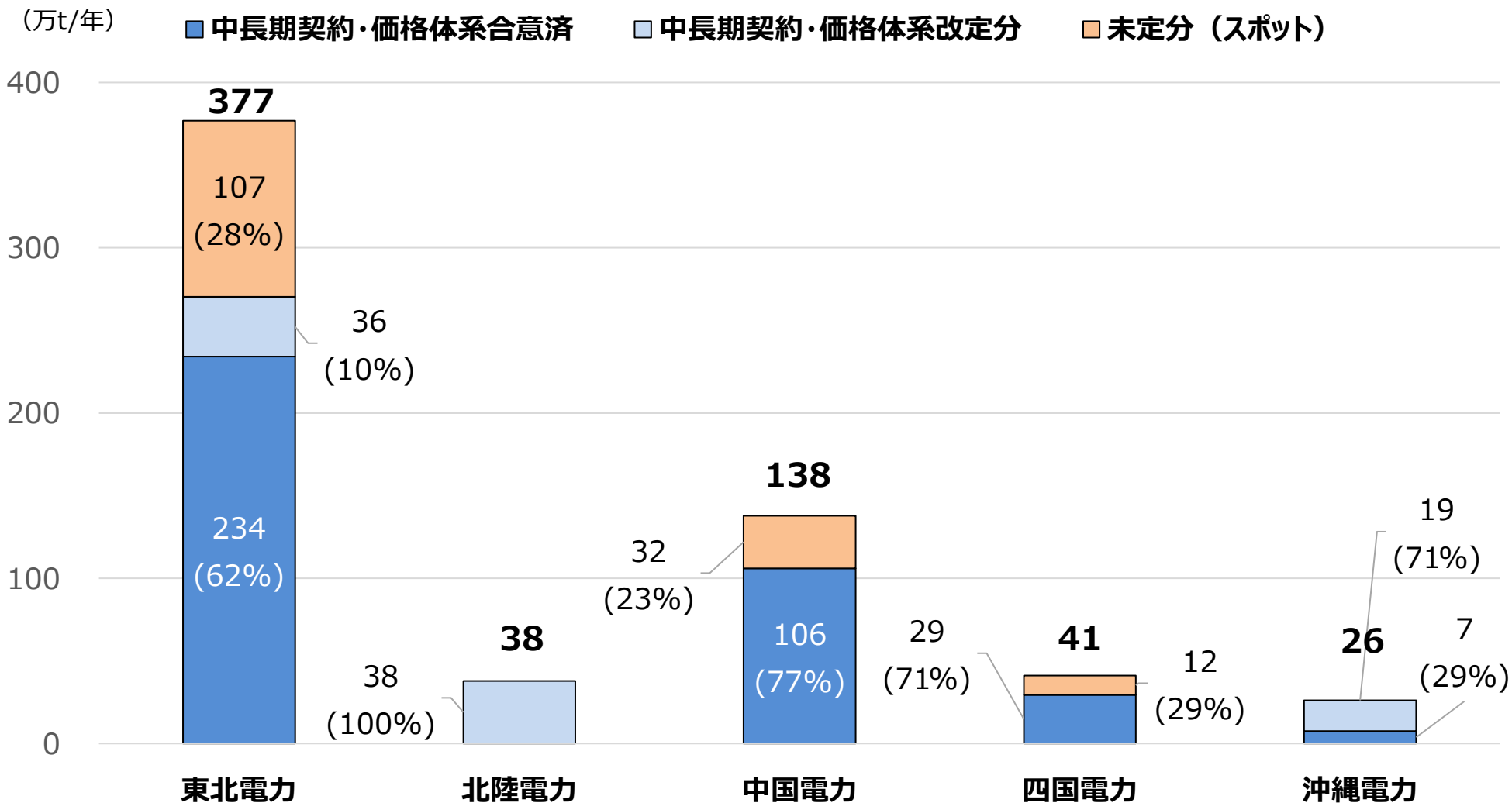
なお、トップランナー価格の選定に当たっては、各電力会社の調達努力を阻害しないよう、申請会社以外の一般電気事業者のものから行うことが適当である。その際、前提条件が明らかに異なる価格を選定することにより燃料費調整制度を通じた還元と重複することがないよう、留意することとする。

原価織込価格の算定に当たっては、正確性を確保する観点から、非公表を条件に、一般電気事業者に対し、電気事業法第106条に基づく報告徴収を行った。その結果をもとに算定された費用を上回る部分について料金原価から減額する。

また、関西電力は、燃料上流事業への参画拡大や共同調達の拡大等を行うとしているが、原価算定期間内に留まらず、将来的な燃料費削減につながるような戦略的な取組を行い、最大限、経済性を追求することが求められる。

LNGの調達数量 申請概要

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 申請概要 (1/2)

各社の申請調達単価と単価設定の考え方

			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	120,784	(該当なし)	98,143	145,754	128,826 <small>(ただし石油石炭税等免税)</small>
		価格体系改定予定	116,982	132,602	(該当なし)	(該当なし)	114,034 <small>(ただし石油石炭税等免税)</small>
	未定分 (スポット調達予定)	267,985	(該当なし)	258,141	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	(該当なし)	契約価格体系ベース	R4/7~9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	現行価格体系の据え置き	R4/7~9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)	R4/7~9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)	R4/7~9月のJKM実績並み	R4/7~9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 申請概要 (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R4/7～9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、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、3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も、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R4/7～9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R4/7～9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。（沖縄電力は該当なし）

【参考】直近の輸入国別の全日本通関LNG輸入額・数量・平均単価

R4/7～9月における輸入国別のLNG輸入額・数量・平均単価¹

輸入国	輸入額 (億円)	⊕	輸入量 (万トン)	⊖	平均輸入単価 (円/トン)
全日本通関合計	25,365		1,776		142,799
オーストラリア	10,821		738		146,630
マレーシア	4,279		328		130,371
ロシア	1,826		159		114,555
アメリカ合衆国	1,653		119		139,163
パプアニューギニア	1,424		96		148,621
アラブ首長国連邦	1,349		48		280,851
カタール	1,153		70		165,740
その他	2,859		218		175,029

1. 財務省貿易統計を基に作成。

LNG燃料費の審査に係る主な論点（1/2）

● 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。
 - 過去実績の平均を基に設定する際、適切な平均値算出方法（加重平均の利用等）を用いているか。また、平均をとる際の参照期間は適切か。

● 単価

– 全般

- 単価について、従前の査定では中長期契約（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類型ごとに価格を審査してきたが、今回もこの方法を踏襲することで良いか。
- ※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）

- 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、契約に基づき適切な数量を計上しているか。
- 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。

– 中長期契約（価格体系未合意）

- 中長期契約分の内、原価算定期間で契約更改を行うもの、又は新規に契約するものについて、適切な数量を計上しているか。
- 当該分の単価について、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。

– スポット契約

- **スポット契約での調達予定分**について、適切な**数量**を計上しているか。
- 当該分の単価について、**①全日本通関価格のうちスポット相当分の推計値、②JKM価格**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。**

【参考】LNG燃料費・単価に関する過去の査定方針（H26年・中部電力）

(2) 各燃料の購入実績及び原価織込価格に関する検討

(ア) LNG

①至近の各社調達実績と全日本通関価格との比較

LNG長期契約の調達価格については、契約時期等の現行契約の価格フォーミュラと調達数量を確認したところ、至近の実績では、平均すれば、全日本通関LNG価格（JLC）よりも割高な価格での調達となっている。

②調達コスト削減に向けた取り組みの実施状況

中部電力は、安価で安定、そして柔軟な燃料調達を図るため、エネルギー生産・開発を担う上流開発に参画するとともに、国境を越えて燃料の共同調達に取り組んでいくことを表明しており、具体的な取組として、米国フリーポートプロジェクトへの参画、豪州イクシスプロジェクト等のLNG関連の上流権益の取得、韓国ガス公社（KOGAS）とのLNGの共同調達の実施、インドガス公社（GAIL）とのLNGの共同調達の可能性や在庫調整などについての協議開始などをあげている。

③原価算定期間中における価格改定対象数量

中部電力は、原価算定期間中の年間調達予定数量約1,346万tのうち、約1,243万tを長期契約等により確保しており、このうち、約370万t分が、原価算定期間内に価格改定を迎える。また、未定分約103万tについてはスポット契約にて調達する前提で原価に織り込んでいる。

なお、LNG長期契約における調達義務に関し、不可抗力による引取不能は免責されるが、不可抗力以外であれば、契約未達数量はテイクオアペイ（引き取らない場合にも支払義務あり）と定められていることを確認した。また、契約中の途中解約については、不可抗力が長期間継続する場合や債務不履行等の特別な場合を除き不可となっていることを確認した。

④LNG購入価格の算定

LNGの購入価格は、原油価格を指標とした価格フォーミュラにより決定されるが、申請原価は、25年6～8月の購入価格を算定する際に参照する全日本通関原油価格（JCC）等を、プロジェクト毎の価格フォーミュラに適用し算定していることを確認した。

原価算定期間内に価格改定を迎える長期契約の改定後価格について、中部電力から提出された基本契約書においては、価格改定協議の指標として、価格改定協議期間中及び価格改定対象期間の日本向け長期LNG契約に対して「競争力」を持つこと等を定めていることを確認した。

北米におけるシェールガス産出に伴い国際的な天然ガスの需給構造が変化していく中で、今回の原価算定期間以降に輸入されるものではあるが、関西電力や東京電力など我が国企業が、これまでの通例であった石油価格リンクではなく、天然ガス価格にリンクしたLNG調達契約を結ぶといった新たな動きが見られる。さらに、昨年5月以降、複数の米国シェールガスのプロジェクトについて、米国政府から日本向けの輸出許可が得られている。

今回の申請原価において、中部電力は、原価算定期間内に価格改定がある契約のうち、平成26年度に改定を迎えるものについてはJLCを適用し、平成27年度に改定を迎えるものについてはJLCから一定の価格低減を見込み原価に織り込んでいるが、上記のようなLNG調達をとりまく環境の変化を踏まえ、将来の効率化努力を先取りした調達価格を織り込んだ原価算定を行うことが適当である。

具体的には、先行他電力の査定と同様、26年度については、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のうち、合意済みの更改価格等が現時点で最も低価格なものの価格（いわゆるトップランナー価格）を原価織り込み価格とする。なお、トップランナー価格の選定に当たっては、各電力会社の調達努力を阻害しないよう、申請会社以外の一般電気事業者のものから行うことが適当である。加えて、27年度以降については、契約更改交渉までに十分に交渉のリードタイムがあり、また、米国からシェールガスが非FTA締結国に輸出開始が見込まれる時期でもあることから、天然ガス連動価格を一部反映した原価織り込み価格とすることが適当である。また、四国電力と同様、マレーシアから日本向けの平均価格で購入している契約については、マレーシアから日本向けの長期プロジェクト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が適当である。

スポット購入価格については、直近25年6～8月のJKM（日本・韓国向けLNGスポット価格指標）実績にて織り込んでいるが、先行他電力の査定と同様、一般電気事業者全体の平均調達価格を原価織り込み価格とすることが適当である。

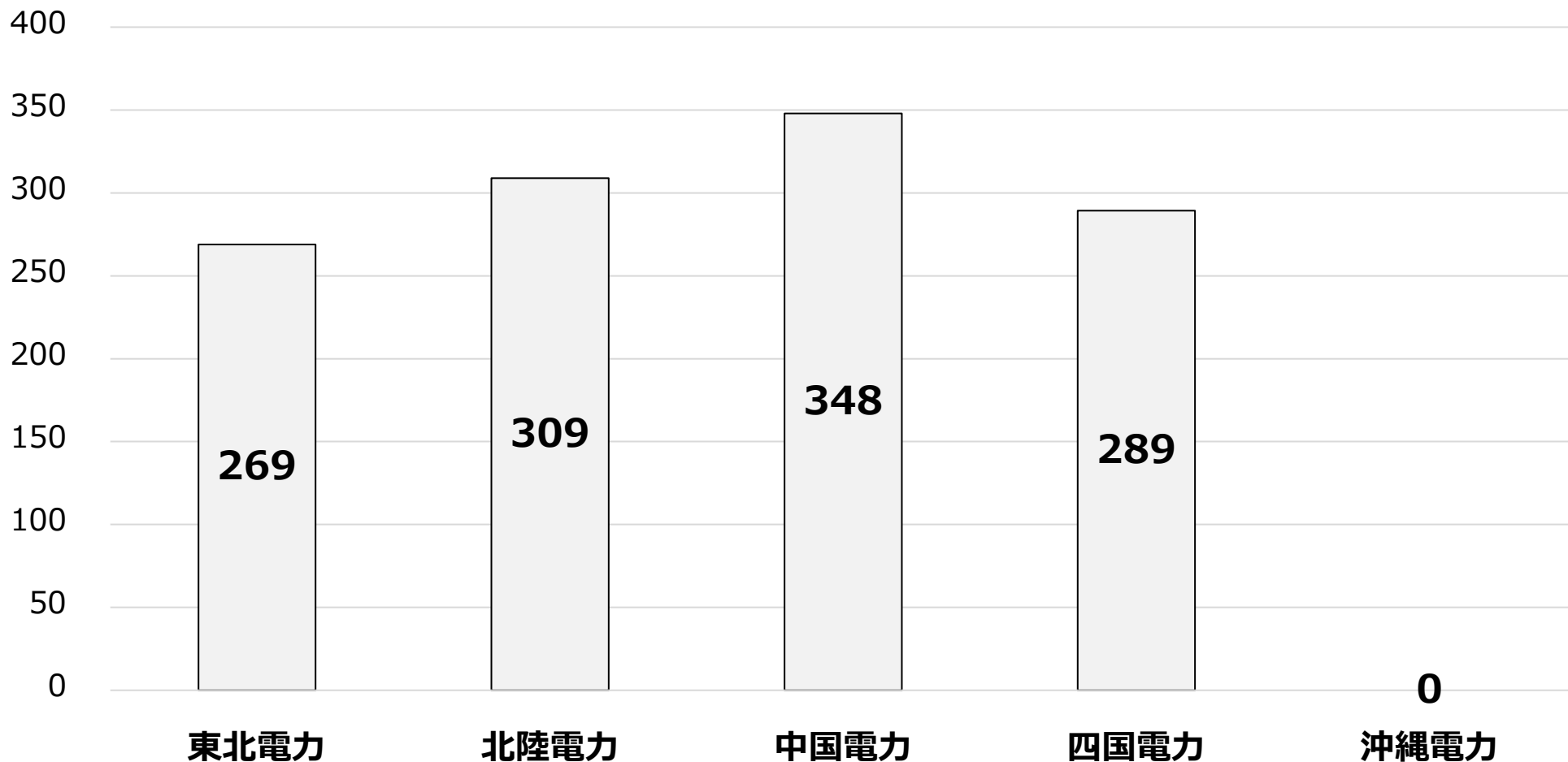
なお、織り込み額の具体的な算定に当たっては、正確性を確保する観点から、非公表を条件に、一般電気事業者に対し、LNG調達契約について、電気事業法第106条に基づく報告徴収を行った。

（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（平成26年4月経済産業省）

石油の調達数量 申請概要

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）

(千kl/年)



(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 申請概要

● 重油（主燃用C重油）

－ 国産重油

- 東北電力・北陸電力・中国電力・四国電力はR4/7～9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

- 東北電力はR4/7～9月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。）

	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)	141,259	107,754	102,541	99,095	—
平均硫黄含有率	0.20%	1.88%	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。

石油燃料費の審査に係る主な論点

● 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。
 - 過去実績の平均を基に設定する際、適切な平均値算出方法（加重平均の利用等）を用いているか。また、平均をとる際の参照期間は適切か。

● 単価

- どのように効率化努力を織り込んでいるか。更なる効率化努力を織り込む余地はないか。

【参考】石油燃料費・単価に関する過去の査定方針（H26年・中部電力）

（２）各燃料の購入実績及び原価織込価格に関する検討

（ウ）石油

中部電力は、発電所の環境規制への対応のために主に低硫黄の重原油を使用していることを確認した。

今回の申請原価において、中部電力は、原油等の原価算定にあたり、全日本通関原油価格（JCC）と比べ季節による価格変動が大きい低硫黄原油の価格を平準化し原価に反映するため、ディファレンシャル方式を使用している。具体的には、直近25年6～8月のJCCに、当該油種価格とJCCの1年間の価格差（平均）を反映させ算出している。原油については、過去の料金改定においても、同様の考え方により、JCCとの格差を基に算定されていることを確認したため、ディファレンシャル方式による原価算定を認めることが適当である。

【参考】石油燃料費・単価に関する過去の査定方針（H27年・関西電力）

2-2. 火力燃料費単価

各燃料の数量変動分の原価織込に係る費用は、以下のとおり、前回認可単価を基本とした単価に数量を乗じて算定した費用から算定している。

石油系において、重油については、平成24年7月～9月における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を基に算定している。原油については、平成24年7月～9月の調達分の価格を算定する際に用いた指標銘柄の市場価格等を基に算定している。

（中略）

昨今、原油価格が大幅に下落している点に留意し、まず、燃料費調整制度を通じて、事業者の効率化努力の及ばない市況及び為替レートの変動については、月々の電気料金に適切に反映されることとなることを確認した。（ただし、燃料価格の変動が燃料費調整制度を通じて電気料金に反映されるまでに3～5ヶ月程度を要するなど、タイムラグが生じることに留意する必要がある。）

その上で、今般の申請が短期間で再値上げ申請であり、需要家の負担を抑制する観点から、最大限の効率化が求められる中、前回認可単価を織り込んでいること等に鑑みれば、燃料調達価格について、市況・為替レートの変動幅に見合った自動補正を超えた、もう一段のコスト削減努力を求めることとする。

具体的には、市況が大きく変化する中で、新たな効率化努力の可能性が生じていることも考慮しつつ、各種燃料の追加調達単価について、調達単価が最も低価格なものの価格（いわゆるトップランナー価格）を原価織込価格とする。

なお、トップランナー価格の選定に当たっては、各電力会社の調達努力を阻害しないよう、申請会社以外の一般電気事業者のものから行うことが適当である。その際、前提条件が明らかに異なる価格を選定することにより燃料費調整制度を通じた還元と重複することがないよう、留意することとする。

原価織込価格の算定に当たっては、正確性を確保する観点から、非公表を条件に、一般電気事業者に対し、電気事業法第106条に基づく報告徴収を行った。その結果をもとに算定された費用を上回る部分について料金原価から減額する。

また、関西電力は、燃料上流事業への参画拡大や共同調達の拡大等を行うとしているが、原価算定期間内に留まらず、将来的な燃料費削減につながるような戦略的な取組を行い、最大限、経済性を追求することが求められる。

核燃料費 申請概要

- 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)

	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 申請概要

- 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)

	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	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。

【参考】核燃料費に関する過去の査定方針（H26年・中部電力）

【核燃料費】

中部電力から提出された「料金算定の前提となる需給関係資料」（以下「前提計画」という。）においては、安全を確保しつつ地元の理解を前提として、原価算定期間において、浜岡原子力発電所3号機が平成29年1月、同4号機が平成28年1月から再稼働されることを仮定している。

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ことを確認した。