

個別の原価等の論点

(燃料費、購入・販売電力料)

平成27年2月2日
資源エネルギー庁

1. 燃料費	P 2
2. 購入・販売電力料	P 22

1. 燃料費

1. (1) 申請の概要①

- (ア) 燃料費は、石炭、LNG、重原油等の火力燃料費、核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、単価を乗じて算定されている。
- (イ) 電源構成変分認可制度に基づく申請であることから、燃料消費数量の変更に起因する変動額の反映を算定する。具体的には、原子力発電所の再稼働時期の遅れに伴い、火力燃料費は、原価算定期間の残存期間である平成27年度で1兆602億円となり、前回認可時の想定に比べ、+1,579億円。核燃料費については、原子力発電の稼働減に伴い42億円となり、▲159億円。

一般電気事業供給約款料金算定規則

(変動額認可料金の算定)

第19条の2

一 燃料費の変動額(社会的経済的事情の変動による法第19条第1項の認可を受けた供給約款で設定した料金を算定した際に第3条第2項第2号の規定により供給計画等を基に算定した数量の変更に起因する変動額(以下「外生的燃料費等変動相当額」という。)に限る。以下この条及び第19条の22において同じ。)

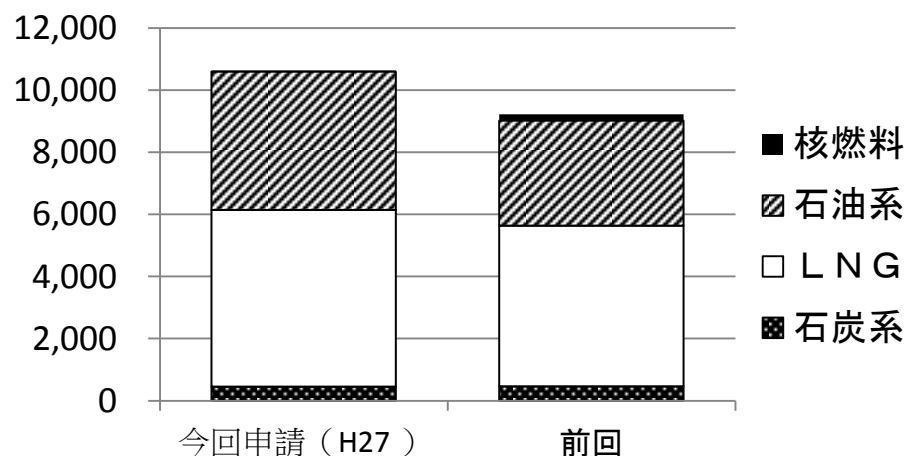
【関西電力】

(億円)

	今回申請 [H27]	前回 [H25-H27] ※3力年平均	差引
燃料費	10,644	9,224	+1,420
火力燃料費	10,602	9,023	+1,579
石油系	4,452	3,379	+1,073
LNG	5,688	5,173	+516
石炭系	462	472	▲10
核燃料費	42	201	▲159

◆燃料費の内訳

(億円)



※ 四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある
(以下、本資料において同様)

1. (1)申請の概要② (燃料費算定の内訳)

(単位:億円、億kWh、円/kWh)

	今回申請(H27)			前回(H25-27)								
				H25			H26			H27		
	燃料費	発電電力量	単価	燃料費	発電電力量	単価	燃料費	発電電力量	単価	燃料費	発電電力量	単価
燃料費	10,644	1,043	10.21	9,354	1,138	8.22	9,420	1,150	8.19	8,898	1,176	7.56
火力燃料費	10,602	986	10.75	9,185	870	10.56	9,227	857	10.77	8,658	850	10.19
石油系	4,452	302	14.72	4,000	270	14.80	3,374	226	14.93	2,762	184	15.03
LNG	5,688	566	10.05	4,743	485	9.78	5,400	515	10.48	5,374	532	10.10
石炭系	462	118	3.92	441	115	3.85	452	116	3.92	522	134	3.90
核燃料費	42	56	0.75	169	268	0.63	194	293	0.66	240	327	0.73

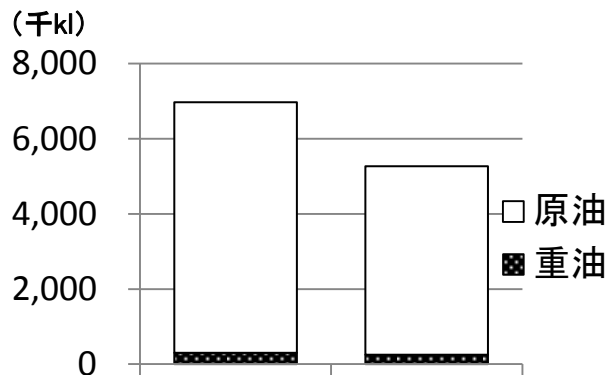
1. (1) 申請の概要③ (火力燃料費に係る消費計画)

○前回認可原価と比較して、原子力発電所の再稼働時期の遅れに伴う火力発電電力量の増加により、火力燃料消費量は増加。

	今回申請 (H27)①	前回				差引 (①－②)
		H25	H26	H27	3カ年平均②	
石油系(千kl)	6,770	6,085	5,106	4,160	5,117	+1,653
重油(千kl)	304	302	253	198	251	+53
原油(千kl)	6,667	5,963	5,004	4,085	5,017	+1,650
LNG(千t)	7,823	7,213	7,216	7,391	7,273	+550
石炭系(千t)	3,853	3,751	3,777	4,355	3,961	▲108
石炭(千t)	3,808	3,706	3,732	4,310	3,916	▲108
ペレット(千t)	60	60	60	60	60	0

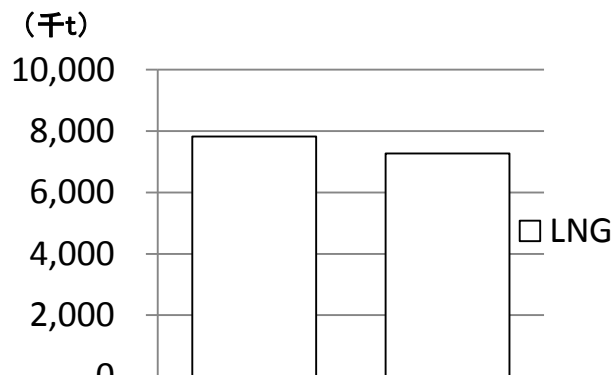
※石油系は重油換算数量、石炭系は石炭換算数量で表記

◆消費計画(石油系)

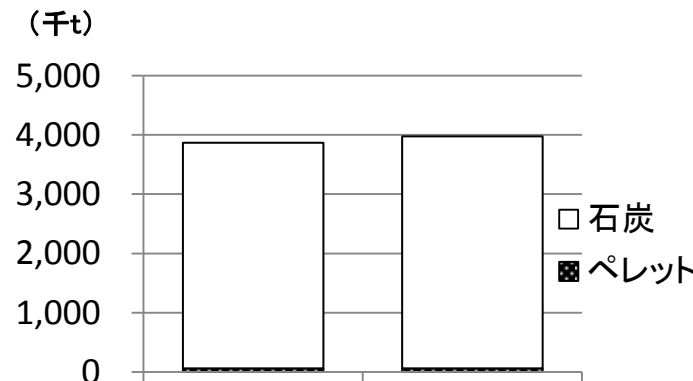


※原油・重油間の数量換算は行っていない

◆消費計画(LNG)



◆消費計画(石炭系)



各燃料の数量変動分の原価織込に係る費用は、前回改定時(平成25年4月2日認可)の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。なお、石油系及び石炭系については購入費用から消費費用を算定しているが、LNGについては消費費用を直接算定している。単価に係る考え方については以下のとおり。

○石油系

・重油 → H24/7～9月の国産重油の市場価格※等を基に算定し織込

※LSC重油(S分0.3%), HSC重油(S分3%)のチャンピオン価格をもとにS分別の価格を算定

・原油 → H24/7～9月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※を基に算定したFOB価格に船代等を加え織込

※低硫黄原油であるミナス原油、ブレント原油等の価格

○LNG

・一部数量に天然ガス価格リンクを反映した前回認可消費単価を基に織込

※前回認可時に各プロジェクト毎の査定後単価等を非公表としているため前回認可消費単価から算定

○石炭系

・石炭 → H24/7～9月における国別の全日本通関CIF価格等を基に算定し織込

・木質ペレット → 前回改定時の契約価格を基に算定し織込

1. (1) 申請の概要⑤ (火力燃料費の原価織込価格と調達予定数量【石油系】)

7

【石油系】

◆原油織込価格(CIF)

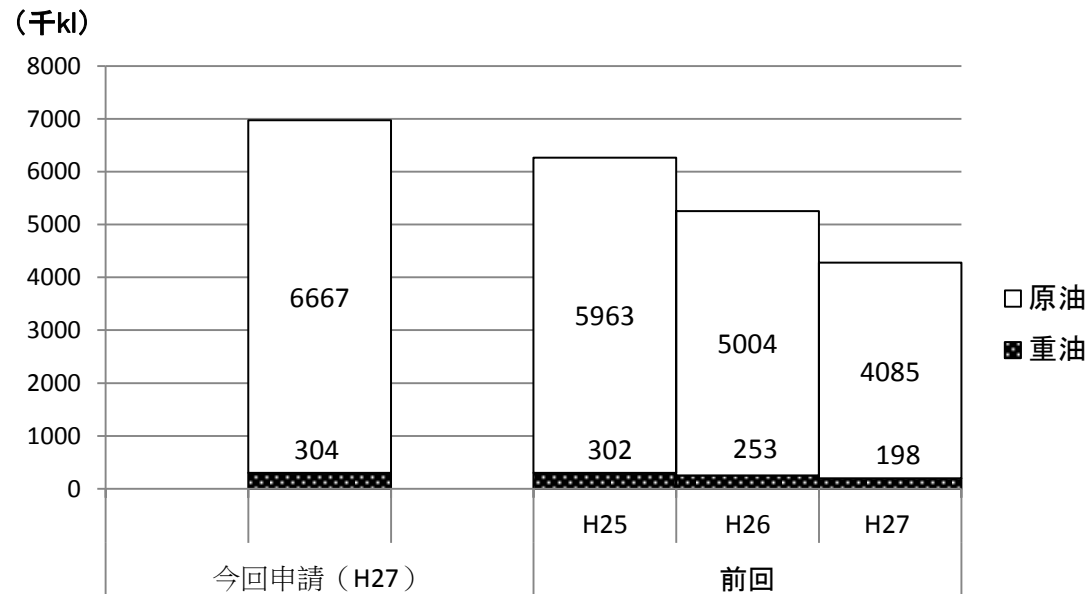
	今回申請 (追加調達分)	前回		全日本通関CIF価格 H24/7～H24/9の 実績平均
	H27	H27	H25～27 3力年平均	
原油価格 (円/kl)	56,829	56,959	56,910	52,519

◆国産重油の市場価格(チャンピオン価格)

※CIF価格に加えて石油石炭税や諸経費を含む価格

	今回申請 (追加調達分)	前回(H27)
低硫黄重油(S分0.3%)(円/k)	65,710	65,710
高硫黄重油(S分3%)(円/k)	57,550	57,550

◆調達予定数量



※原油・重油間の数量換算は行っていない

1. (1)申請の概要⑥（火力燃料費の原価織込価格と消費予定数量【LNG】）

8

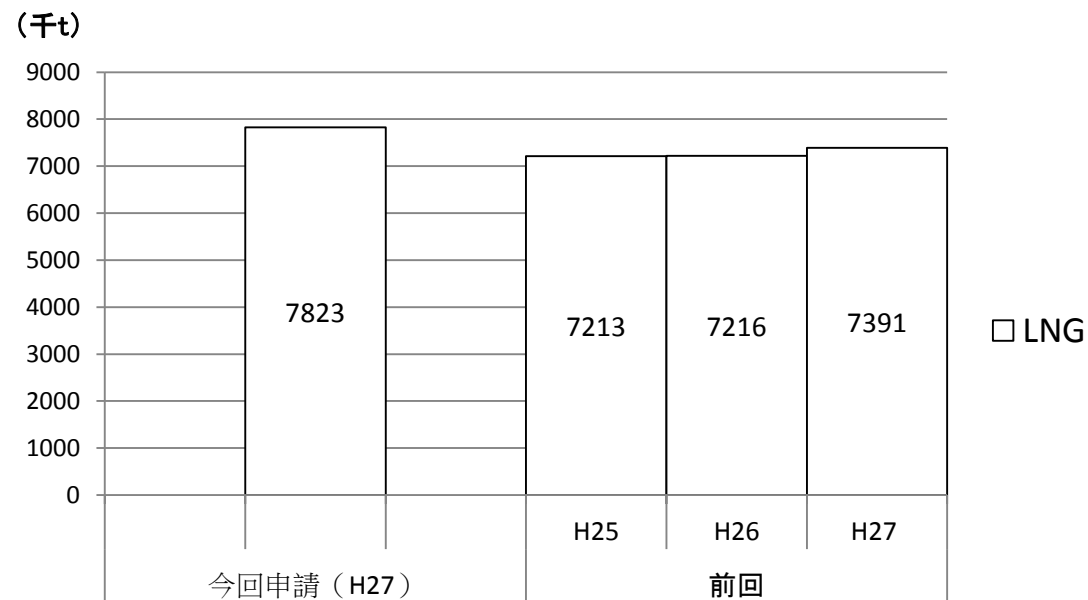
【LNG】

◆織込消費単価

※CIF価格に加えて石油石炭税や諸経費を含む消費単価

	今回申請	前回		(参考) 全日本通関CIF価格 H24/7～H24/9の 実績平均
	H27	H27	H25～27 3力年平均	
LNG (円/kl)	72,714	72,714	71,119	71,841

◆消費予定数量



1. (1) 申請の概要⑦ (火力燃料費の原価織込価格と調達予定数量【石炭】)

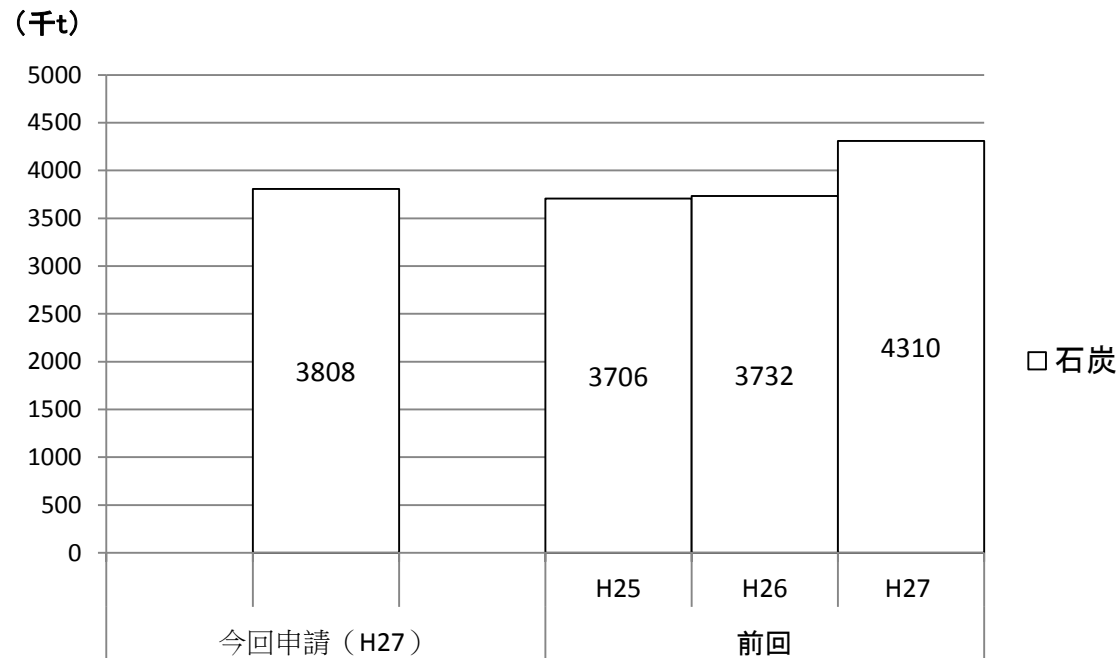
9

【石炭】

◆織込価格(CIF)

	今回申請 (調達減少分)	前回		全日本通関CIF価格 H24/7～H24/9の 実績平均
	H27	H27	H25～27 3力年平均	
石炭価格 (円/t)	10,217	10,171	10,177	10,039

◆調達予定数量



1. (1)申請の概要⑧ (核燃料費の概要)

- (ア)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ついて、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。
- (イ)原子力発電の稼働減に伴い、前回改定に比べ▲159億円の減少。

◆原子力発電所の運転計画について

		前回改定		今回申請
高浜	3号機	平成25年7月		平成27年11月
	4号機	平成25年7月		平成27年11月
大飯	3号機	稼働中		稼働を見込まず
	4号機	稼働中		稼働を見込まず

(単位:億円, 億kWh, 円/kWh)

			今回申請(H27)			前回(H25～27)			差引		
			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	高浜	3号機	18	26	0.70	51	61	0.83	▲ 33	▲ 35	▲ 0.13
		4号機	21	30	0.70	41	59	0.69	▲ 20	▲ 29	0.01
	大飯	3号機	0	0	—	54	88	0.62	▲ 54	▲ 88	—
		4号機	0	0	—	51	88	0.59	▲ 51	▲ 88	—
	小計		39	56	0.70	197	296	0.67	▲ 158	▲ 239	0.03
核燃料減損修正損			3	—	—	3	—	—	0	—	—
濃縮関連費			—	—	—	—	—	—	—	—	—
合 計			42	56	0.75	201	296	0.68	▲ 159	▲ 239	▲ 0.07

(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。

1. (2) 燃料費の審査に当たっての論点①

【総論】燃料費等の増分の厳格な査定

- 電源構成変分認可の直接の対象となる費目については、申請にある変動額の算定が合理的なものかどうか、単価・数量ともに詳細に確認することとし、真に必要となる増分費用についてのみ料金回収を許容すべきではないか。なお、査定にあたっては、燃料費等の削減を可能とする最大限の効率化を求める方法を追求すべきではないか。
- 需要家の負担を抑制する観点から、原価算定期間内に直ちに効果が現れない取組であっても、中長期的に燃料費等を削減するための取組の内容の妥当性も、あわせて確認すべきではないか。

【火力燃料費】

(1) メリットオーダーの確認

- 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。

(2) 火力燃料の数量について

- 社会的経済的事情の変動に基づき電源構成が変動した分のみが反映されているかどうか。

(3) 火力燃料の購入価格について

- 火力燃料(石油、LNG、石炭)の織込価格は「能率的な経営の下での適正な原価」としての原価の適正性を満たすものと言えるか。
- 購入に当たり、どのような効率化努力が行われているか。その努力は、国内外の電気事業者等と比較して十分なものと言えるか。
- 既存契約についても、契約の見直し等、効率化を行う余地はないか。

(4) 原料以外の諸経費について

- 契約先や契約形態の見直し、契約内容の見直し等、どのような効率化努力が行われているか。更なる効率化努力を織り込む余地はないか。

【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、原子力発電所の稼働減に伴う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。

(参考)一般電気事業供給約款料金審査要領(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、燃料においては共同調達の実施等、購入電力料においては卸電力取引所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条の2又は第19条の22の規定に基づき、変更しようとする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。

(火力燃料費)

【北海道電力の再値上げ】(平成26年10月15日認可)

(1) メリットオーダーの確認

① 電源別の供給電力量の配分

北海道電力の燃料計画について、需給運用に係る制約を考慮した上で、燃料単価の低い発電所から順に運転することを基本に計画を策定していることを確認した。

i) 水力発電

電源別の供給電力量のうち、自社水力発電については、一般水力と揚水式からなり、それぞれ発電電力量を算定している。一般水力については可能発電電力量から作業停止計画による減少分を控除して算定される。

北海道電力は、今回の申請において、前回認可時の想定に比べ、一般水力については前回計画以降に発生した機器の故障による作業停止計画の追加により、発電電力量の減少を想定している。また、揚水式については、原子力発電所の発電再開時期の見直しに伴い、発電電力量の減少を想定している。

しかしながら、原価算定期間より前に修繕が可能だったのではないかと指摘を踏まえ、前回認可からの作業停止計画の追加による発電電力量の減少については、原価上は、電源構成変分認可制度に基づく社会的経済的事情の変動によるものとは位置付けられないため、認めない。

また、一般水力の可能発電電力量については、過去30ヵ年(昭和58(1983)年度～平成24(2012)年度)の河川からの流入実績を用いて算定していることを確認したが、既に平成25(2013)年度の流入実績が確定しており、これを織り込むことにより可能発電電力量が増加することから、原価への織り込みについても、至近実績に置き換えることが適当である。

これらの結果をもとに、自社火力の発電電力量の分担及び燃料消費数量の再算定を行い、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。

ii) 再生可能エネルギー

再生可能エネルギー(以下「再エネ」という。)については、北海道電力において、既存系統による調整が可能な範囲内で、直近実績を踏まえて織り込んでいることを確認した。

しかし、平成26年度分については、他社の太陽光・風力共に前回認可時の想定よりも電力量が減少している。これは、申込事業者事由による受給開始時期の遅れや計画の中止を理由とするもの(太陽光)、直近の実績置き換えにより想定量が減少するもの(風力)等を理由とするものである。特に、太陽光については、電圧別に見た場合、低圧及び高圧の発電量は増加しているにもかかわらず、特別高圧の発電量が大きく減少したことが、全体の発電量減少につながっている。

今般の値上げにおいて、再エネを最大限織り込むことにより、燃料費を削減し、値上げ幅を極力圧縮することが求められている点に鑑みれば、他社受電分についても、少なくとも前回認可時の計画に基づく発電量は維持する必要がある、前回認可時の想定から減少した分(ただし、各年度毎の電源別発電量の減少分に限る)については、原価上は、電源構成変分認可制度に基づく社会的経済的事情の変動によるものとは位置付けられないため、認めない。

また、太陽光の発電電力量の算定に当たっては過去実績の平均受電率を用いているが、過去の傾向がより適切に反映されるようにすることが適当である。

これに伴い、自社火力の発電電力量の分担及び燃料消費数量の再算定を行い、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。

② 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上で、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、自社火力発電所については海外炭をベースからミドル電源、国内炭及び石油をピーク電源として計画を想定しており、当該想定を基に各火力燃料の前回認可からの数量変動を見込んでいる。

しかしながら、定期検査工期等について、最大限の努力を行い期間を短縮すべきであり、当該短縮に伴いより安価な電源の活用が見込まれる分については、料金原価から減額する。

なお、織り込み額の実際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。

(2)各燃料の原価織込価格に関する検討

① 各燃料の原価織込価格

各燃料の原価織込価格は前回認可単価を基本として算定されており、特に前回認可調達分については以下のとおりの単価の考え方をを用いている。

海外炭については、各年度の購入価格は平成24年12月～平成25年2月の自社の各国別購入価格等を基に算定している。なお、平成27年度については亜瀝青炭活用による効率化を反映している。

国内炭については、長期契約分は前回時契約価格、スポット契約分は平成24年度契約価格を基に算定している。

国産重油については、平成24年度第3四半期及び第4四半期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。

輸入重油については、平成24年12月～平成25年2月の自社の実績平均購入価格を基に算定している。

追加調達分についても、原則前回認可単価を用いているが、国内炭については平成25年度の契約価格を新たに適用している。これは、増産に要する不可避の追加コスト(増員、追加重機リース料等)を反映したものであり、妥当であることを確認した。

ここで、電源構成変分認可制度における燃料費単価の考え方は以下のとおりである。

「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)において、「原価算定期間内において事業者の自助努力の及ばない電源構成の変動があった場合に、総原価を洗い替えることなく、当該部分の将来の原価の変動のみを料金に反映させる料金改定を認める」と記載されており、そこにおいて重視されているのは、「原価の適正性」であると考えられる。したがって、追加調達分について、電気事業法第19条の「能率的な経営の下での適正な原価」としての原価の適正性を保つためには、その構成要素たる数量及び単価双方を査定対象としなければ不十分である。

原子力の想定発電量を単に火力発電量で置き換えるだけでは、文字通り機械的な計算で済んでしまうことから、自動変動(転嫁)ではなく、電気事業法第19条の認可にかからしめ、公聴会等を経る通常の査定プロセスと同様とした制度趣旨を没却する。

燃料費の単価変動の大きさに鑑みれば、燃料費の追加調達分については、実際の調達時点が認可時の想定よりもずれる(新規調達分が生じる)ことから、前回認可単価を維持する必然性に乏しい。また、本来、先行他社の最新の査定方針内容(例:LNGについて、シェールガスの影響を反映した原価織り込み価格とすること等)については、前回認可時の燃料費そのものにも反映すべきとの考えも可能であるが、少なくとも追加調達分については反映を行うべきと整理される。

電源構成変分認可制度による値上げが、実質的に短期間内の再値上げであることも踏まえると、需要家の負担抑制の観点から、燃料費における更なる経営効率化を求める社会的要請に配慮する必要がある。

したがって、電源構成変分認可制度において燃料費単価も見直し対象となり、この趣旨についてあらためて明確化する観点から一般電気事業供給約款料金審査要領に明記することとする。

② 海外炭及び重油の追加調達価格の算定

以上を踏まえ、海外炭及び重油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。

なお、織り込み額の実際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。

(3) 中長期的な取組

北海道電力では、既設火力発電所の経年化への対応、燃料種の多様化、電源の分散化を図り、将来的な電源の安定供給を確実なものとするため、LNG火力として石狩湾新港発電所の導入を計画しており、平成31年2月の1号機の運転開始予定に向け、今後、LNGの調達を行っていくことを確認した。当該LNGの調達に当たっては、他事業者との連携も含め最大限のコスト削減を行うことが求められる。

あわせて、1号機の建設に当たっては機器や工事の発注において競争発注を行ったところであるが、2号機以降については「新しい火力電源入札の運用に係る指針」に基づく火力電源入札制度を活用するなど、一層の努力が求められる。

(4) 燃料費調整制度の対象数量

燃料費調整制度の前提となる対象数量については、電源構成変分認可制度により、残存原価算定期間における燃料消費数量と整合的に考えることが適当である。

【関西電力の前回値上げ】(平成25年4月2日認可)**(1) メリットオーダーの確認**

関西電力、九州電力の燃料計画について、最も経済性のある石炭をベースとして、次に経済性のあるLNGを優先的に消費、残りの所要量を石油の順にて賄うことを基本としていることを確認した。

また、LNG火力のコンバインドサイクル化により、発電効率を高め、石油系火力の燃料数量の抑制を図っていることを確認した。

(2) 火力燃料費**① LNG****(ア) 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、契約時期の影響等に左右されるが、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、関西電力は、全日本通関LNG価格(JLC)よりも割安な価格、九州電力はJLCよりも割高な価格での調達となっている。

また、全電力会社から、事務局を通じて、平成23年度以降に価格改定交渉が妥結したプロジェクトのうち、平成25年度～27年度に輸入されるものの合意価格について聴取したところ、直近のJLC価格と比べ、低いものも一部見受けられるが、概ね高いものが多かった。

(イ) 調達コスト削減に向けた取組の実施状況

関西電力においては、プルーフプロジェクトへの参画による競争力のある売買条件の獲得、調達ソースの多様化、長期専用船の導入による需給に応じた効率輸送の実現等の取組を行い、その結果を今回の料金原価に織り込んでいることを確認した。また、今回の料金原価には織り込まれていないが、中長期的な取組として、LNGの指標価格を天然ガス価格とした新規契約の締結による価格指標の多様化、在来型と比べて安価な非在来型ガス由来のLNG購入等の取組を行っていることを確認した。

九州電力においては、LNGマスター売買契約先の拡大、自社船の最大活用による輸送コストの削減等を行い、その結果を今回の料金原価に織り込むとともに、中長期的な取組として、ウィートストンプロジェクト上流権益の確保、他社との新規共同調達プロジェクトの立ち上げに向けた取組等を行っていることを確認した。

(ウ) 原価算定期間中における長期契約の価格改定対象数量

関西電力については、長期契約9プロジェクト11契約(約591万トン／年)のうち、原価算定期間中に5プロジェクト7契約(約176万トン／年)が価格改定を迎える。九州電力については、6プロジェクト7契約(約245万トン／年)のうち、原価算定期間中に4プロジェクト5契約(約129万トン／年)が価格改定を迎える。

また、スポット調達分として、関西電力は約136万トン／年、九州電力は約50万トン／年を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。

(エ) LNG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、24年7月～9月の購入価格を算定する際に参照する全日本通関原油CIF価格を、プロジェクト毎の価格フォーミュラを適用し算定され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、両電力会社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およ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。

また、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ところである。

審査専門委員会に参考人として招聘した天然ガス問題の専門家からは、LNG取引について、当面、我が国のLNG輸入価格は原油価格によって左右される構造が継続する見込みであるものの、石油リンクなのか、天然ガス価格リンクなのかとの世界的なせめぎ合いが起きており、価格決定方式に関し、日本やアジアでも新しい、より競争力のある調達に向けた交渉が今は行われつつあるとの指摘があったところである。

今回の申請原価においては、改定後価格について、関西電力は24年7月～9月のJLC価格並み、九州電力は現行価格据え置き又は値上げで申請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査定を行う。

具体的には、25年度および26年度については、申請会社以外の一般電気事業者も含め、原価算定期間内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。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、天然ガス価格リンクを一部反映した原価織り込み価格とする。

なお、JLCが変動した場合、燃料費調整制度により電気料金の調整が行われることとなるが、JLCは我が国全体のLNG輸入価格の平均であり、他の電力会社の既契約分も含めた輸入価格の加重平均によって算定されるものであることから、個々の契約がJLCに与える影響は確定的ではない。このため、上記の想定に基づき特定の契約に係る原価織り込み価格を査定する場合に、JLCが下落する見通しであるとして、料金単価の調整を踏まえ査定額を修正することまでは要しないと考えることが適当である。

また、スポット購入価格については、関西電力、九州電力ともに、それぞれ直近24年7～9月の自社の実績値として、関西電力が73,800円/t、九州電力が67,761円/tを原価に織り込んでいるが、スポット調達には調達のタイミング等によって価格が大きく変動する面があることから、各社の実績値ではなく、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。

② 石油

関西電力、九州電力ともに、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から、中東産原油が8割以上を占める全日本通関原油価格と比べると、購入価格が割高となっている。

一方で、供給安定性の確保と価格低減の同時達成の観点から、原油の調達先の分散化、価格指標の多様化等を図っていることを確認した。

重原油の各年度の購入価格は、直近24年7月～9月の自社の購入価格を基に算定されている。原油については、当該購入期間に参照する産油国の政府公式販売価格等を適用し算定されており、重油については、当該期間における元売りと大口需要家間のいわゆるチャンピオン交渉の結果に基づく決定価格等を適用し算定されていることを確認した。

③ 石炭

発電効率向上や設備コスト抑制のため、主に豪州から熱量の高い石炭を調達していることから、全日本の通関価格と比較すると購入価格が割高となっているが、経済性のある石炭調達の観点から、両社とも、調達国や契約交渉時期の分散化等の取組を行っていることを確認した。関西電力と九州電力が実施する米国炭の共同調達によるコスト削減効果も織り込んでいることを確認した。

また、九州電力は、発電所設備仕様を踏まえつつ、豪州炭との混炭による低品位炭(亜瀝青炭)の導入を実施し、当該コスト削減効果を織り込んでいることを確認した。

石炭の各年度の購入価格は、直近24年7月～9月の自社の各国別購入価格等を基に算定されているが、一部の購入価格について、各国別の全日本通関CIF価格を上回るものがあることから、個社の国別の調達数量の差異を踏まえつつ、全日本通関CIFを上限として原価算入を認める。

(3)火力燃料費以外の諸経費

火力燃料の調達に係る諸経費のうち、子会社・関係会社取引において、関西電力・九州電力が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、原価を減額する。

(核燃料費)

【北海道電力の再値上げ】(平成26年10月15日認可)

- ・ 北海道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、泊発電所1号機が平成28年1月、同2号機が平成28年3月、同3号機が平成27年11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。

【関西電力の前回値上げ】(平成25年4月2日認可)

- ・ 関西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、稼働中の大飯原子力発電所3、4号機に加え、高浜原子力発電所3、4号機が、平成25年7月から再稼働されることを仮定している。
- ・ また、料金算定上の仮定の前提として、関西電力は高浜3・4号機において、九州電力は玄海3号機において、プルサーマルを実施する計画としており、原価算定期間中に、一部MOX燃料を装荷することを仮定している。
- ・ 核燃料費については、各電力会社の前提計画に基づき、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。

2. 購入・販売電力料

2. (1) 申請の概要①

- (ア) 購入電力料は、他の一般電気事業者から購入する電気に係る費用である地帯間購入電源費・送電費、卸電気事業者(電源開発株式会社や日本原子力発電株式会社(以下「日本原電」という。))、公営電気事業者、IPP等から購入する電気に係る費用である他社購入電源費・送電費に分類される。
- (イ) 販売電力料は、他の一般電気事業者に販売する電気に係る収益である地帯間販売電源料・送電料、新電力(常時バックアップ)等に販売する電気に係る収益である他社販売電源料・送電料に分類される。
- (ウ) 個別件名毎に、契約や前提計画等に基づき、単価(基本・従量料金)及び電力量が算定されている。

一般電気事業供給約款料金算定規則

(営業費の算定)

第三条

2 八 地帯間購入電源費、地帯間購入送電費、他社購入電源費(太陽光発電促進付加金相当額を除く。)及び他社購入送電費 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、……地帯間販売電源料、地帯間販売送電料、他社販売電源料、他社販売送電料……の合計額を算定し、……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。

(変動額認可料金の算定)

第十九条の二

四 地帯間購入電源費の変動額(外生的燃料費等変動相当額に限る。以下この条及び第十九条の二十二において同じ。)

五 他社購入電源費の変動額(外生的燃料費等変動相当額に限る。以下この条及び第十九条の二十二において同じ。)

六 地帯間販売電源料の変動額(外生的燃料費等変動相当額に限る。以下この条及び第十九条の二十二において同じ。)

七 他社販売電源料の変動額(外生的燃料費等変動相当額に限る。以下この条及び第十九条の二十二において同じ。)

(注) 外生的燃料費等変動相当額とは、第十九条の二第一項第一号の規定により、「社会的経済的事情の変動による法第十九条第一項の認可を受けた供給約款で設定した料金を算定した際に第三条第二項第二号の規定により供給計画等を基に算定した数量の変更に起因する変動額」と定義。

2. (1) 申請の概要②

24

(単位: 百万kWh、百万円、円/kWh)

		今回申請(H27)			前回(H25～H27)			差引			備 考
		電力量	料金計	単価	電力量	料金計	単価	電力量	料金計	単価	
購入電力料	水 力	1,781	13,017	7.31	1,796	13,122	7.30	▲15	▲106	0.01	○地帯間購入電源費の主な要因 ・RPS証書購入の減 ▲12億円 ・受電電力量の減 ▲10億円 ○他社購入電源費の主な要因 ・他社からの短期調達、卸電力取引所取引の増 2,024億円 ・新エネルギー購入の増 262億円
	火 力	38,454	438,451	11.40	27,183	248,711	9.15	11,271	189,740	2.25	
	(再掲)入札案件	10,868	100,999	9.29	11,578	107,291	9.27	▲710	▲6,292	0.02	
	原子力	—	44,318	—	—	43,521	—	—	797	—	
	新エネ	3,994	41,610	10.42	1,821	16,689	9.16	2,173	24,922	1.26	
	合 計	44,229	537,396	12.15	30,800	322,043	10.46	13,429	215,353	1.69	
販売電力料	水力	17	326	19.53	12	183	15.96	5	143	3.57	○地帯間販売電源料の主な要因 ・料金改定に伴う販売単価の増 1億円 ○他社販売電源料の主な要因 ・常時バックアップの増 191億円
	火力	81	1,588	19.53	55	891	15.95	26	697	3.58	
	原子力	34	664	19.53	24	373	15.96	10	291	3.57	
	新エネ	0	0	19.10	0	0	15.29	0	0	3.81	
	常時バックアップ	2,231	30,231	13.55	990	11,137	11.25	1,241	19,093	2.30	
	合 計	2,363	32,808	13.88	1,081	12,584	11.65	1,282	20,224	2.23	

(注) 購入電力料は電源費、販売電力料は電源料のみを計上(送電費・送電料は含まない)。

(参考)電力システム改革専門委員会における方向性との関係

●卸電力取引所取引(売り入札)に係る原価織り込みについて

	電力システム改革専門委員会資料【H24.11】(各社の「卸電力市場活性化に向けた取組み」(抜粋))	料金認可申請に当たっての原価への織り込み (注)電気料金審査専門小委員会資料で確認
関西電力	・将来の取組み…震災前と同程度まで需給状況が回復すれば、年間100億kWhを超える売り入札が可能。	・「これまでの電気料金審査専門小委員会の査定方針」に基づいて、売り・買い入札に係る約定量、約定額を想定し、原価に織り込み
(参考)北海道電力	・将来の取組み…需給ひっ迫の解消及び予備力確保や電源、燃料面に問題がない状況を前提に、20億kWh／年以上の売り入札を目指す。	・「中部電力の査定方針」に基づいて、売り・買い入札に係る約定量、約定額を想定し、原価に織り込み
(参考)中部電力	・短期的な施策等…予備力を確保したうえで、余力については限界費用ベースの価格で積極的にスポット市場投入を実施。ブロック商品導入の際は、投入量のさらなる増加に努める	・「過去実績」を基に、平成26年以降の販売は、段階的に増加していくものと想定して原価に織り込み
(参考)北海道電力	・将来の取組み…需給ひっ迫の解消及び予備力確保や電源、燃料面に問題がない状況を前提に、20億kWh／年以上の売り入札を目指す。	・「過去実績」で原価に織り込み
(参考)東北電力	・中長期的な取組み…震災前の安定的な需給状況に戻ることを等前提に、震災前の2倍(30億kWh程度)以上の売り入札量を目指す。	・平成25年度は、「過去実績」で原価に織り込み ・さらに、原子力発電所の供給電力量の織り込みに応じて、平成26年度は1.5倍程度、平成27年度は2倍程度(ともに平成25年度比)で原価に織り込み
(参考)四国電力	・当面の追加対応等…当面の追加対応と需給安定化後の取り組み等を含めて20億kWh／年を超える玉出しが可能。	・「過去実績」で原価に織り込み
(参考)関西電力	・将来の取組み…震災前と同程度まで需給状況が回復すれば、年間100億kWhを超える売り入札が可能。	・「過去実績」で原価に織り込み
(参考)九州電力	・将来の取組み…供給力が震災以前の水準まで回復し、燃料面及び設備面の問題がない場合、年間50億kWh程度入札可能。	・「H25年度下期以降、努力目標である年間50億kWh程度の売り入札を前提に、入札量の3.7%が約定するものと想定(年間1.8億kWh)」で原価に織り込み

●常時バックアップの料金見直し・量の拡大に係る原価織り込みについて

	電力システム改革専門委員会報告書【H25.2】(抜粋)
	① 基本料金によるコスト回収率を従来より高めつつ、高負荷率で利用する場合に従来料金を下回るよう、従量料金の引き下げを行う。【料金見直し】 ② 新電力が新たに需要拡大する場合に、その量に応じて一定割合(3割程度)の常時バックアップが確保されるような配慮を一般電気事業者が行う。【量の拡大】
関西電力	・「料金の見直し」及び「量の拡大」とも原価に織り込み (注)電気料金審査専門小委員会資料で確認(以下同じ))
(参考)北海道電力	・「料金の見直し」及び「量の拡大」とも原価に織り込み
(参考)中部電力	・「料金の見直し」及び「量の拡大」とも原価に織り込み
(参考)北海道電力	・「料金の見直し」は原価に織り込み、「量の拡大」は原価に織り込んでいない
(参考)東北電力	・「料金の見直し」は原価に織り込み、「量の拡大」は原価に織り込んでいない
(参考)四国電力	・「料金の見直し」及び「量の拡大」とも原価に織り込み
(参考)関西電力	・「料金の見直し」は原価に織り込み、「量の拡大」は過去実績
(参考)九州電力	・「料金の見直し」及び「量の拡大」とも、原価に織り込んでいない

2. (2) 購入・販売電力料の審査に当たっての論点①

一般電気事業供給約款料金審査要領(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、燃料においては共同調達の実施等、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。

2. (2) 購入・販売電力料の審査に当たっての論点②

- (ア) 自社電源も含めて経済性(メリットオーダー)を前提に、他社から購入する電力量を算定しているか。その際、効率化努力や価格低減努力をどのように織り込んでいるか。
- (イ) 電力システム改革専門委員会(平成25年7月1日から「電力システム改革専門小委員会」に名称変更)において、卸電力市場の活性化に向けた自主的取り組みとして表明した内容(卸電力市場の更なる活用等)や常時バックアップ料金の見直し・量の拡大をどのように織り込んでいるか。
- (ウ) 卸電力取引所の活用については、これまでの電気料金審査専門小委員会の査定方針において、売り・買い入札に係る約定量、約定額及び利益額を想定し、当該利益額と申請時に織り込まれている利益額を比較して上回る部分については、料金原価から減額した。当該査定方針を踏まえ、どのように織り込んでいるか。

(参考) 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案(抜粋)

■ 卸電力取引所の活用に係る査定方法イメージ図①

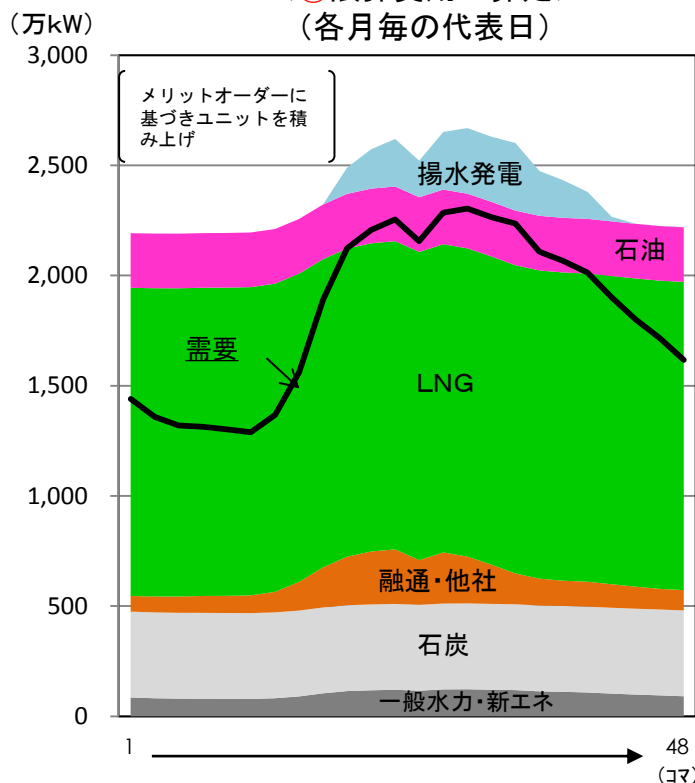
卸電力取引所の活用に係る査定方針案(抜粋)

(前略) 電気の安定供給に必要な「原則8%」の予備力を確保した上で、卸電力取引所の更なる活用が可能と考えられることから、「原価算定期間における各月毎の代表日のメリットオーダーに基づいた需給バランスを作成^①し、稼働中及びバランス停止中^(注)のユニット毎の限界費用を売りと買いそれぞれについて算定^②した上で、過去実績の約定価格(365日×48コマ)^③とコマ毎にマッチングさせた場合の売り・買い入札に係る約定量^④、約定額及び利益額」を想定し、当該利益額と料金原価に織り込まれている利益額を比較して上回る部分については、料金原価から減額すべきである。(後略)

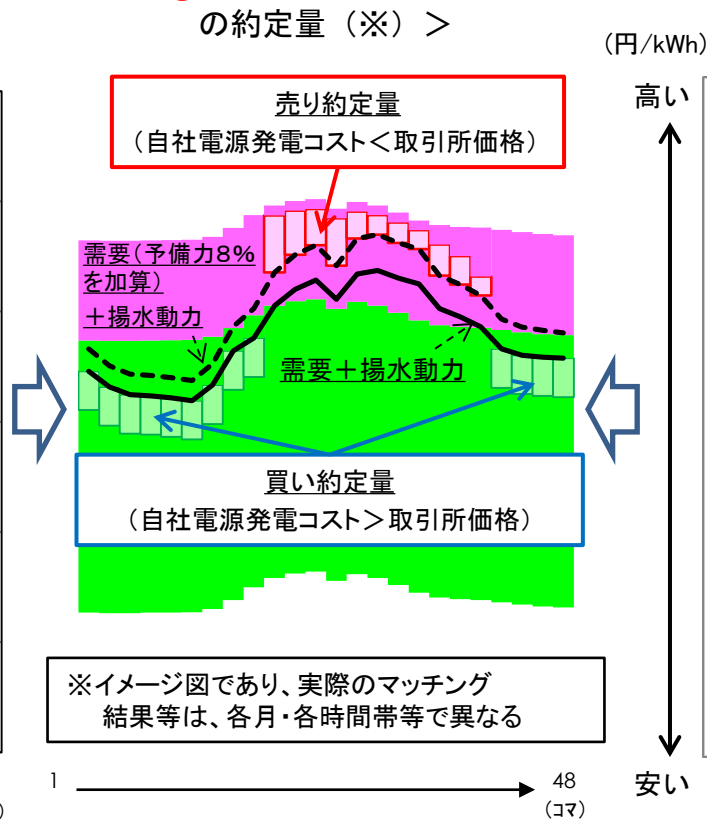
<①需給バランス(概念図)の作成>

<②限界費用の算定>

(各月毎の代表日)

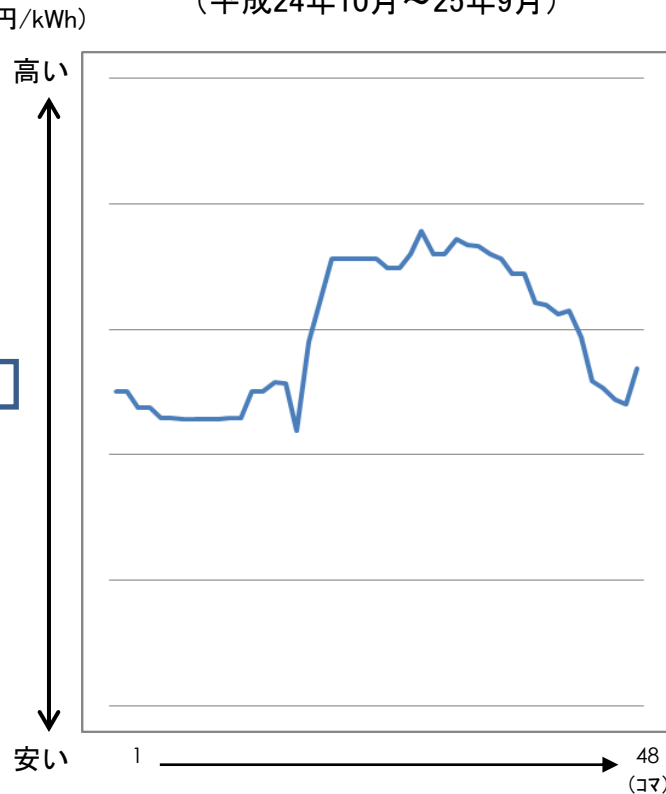


<④マッチングさせた場合の約定量(※)>



<③過去の約定価格>

(平成24年10月～25年9月)

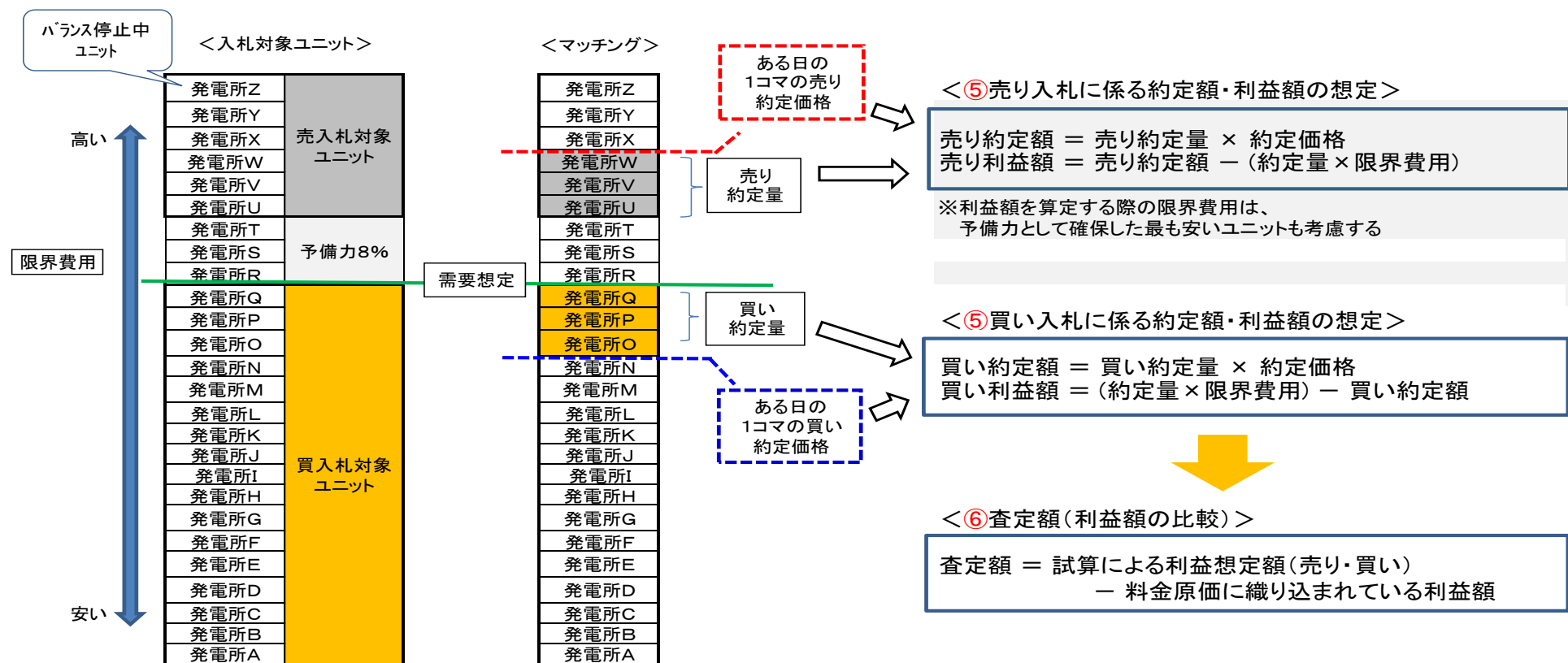


(参考) 中部電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針案(抜粋)

■ 卸電力取引所の活用に係る査定方法イメージ図②

卸電力取引所の活用に係る査定方針案(抜粋)

(前略) 電気の安定供給に必要な「原則8%」の予備力を確保した上で、卸電力取引所の更なる活用が可能と考えられることから、「原価算定期間における各月毎の代表日のメリットオーダーに基づいた需給バランスを作成し、稼働中及びバランス停止中^(注)のユニット毎の限界費用を売り買いそれぞれについて算定した上で、過去実績の約定価格(365日×48コマ)とコマ毎にマッチングさせた場合の売り・買い入札に係る約定量、約定額及び利益額」を想定^⑤し、当該利益額と料金原価に織り込まれている利益額を比較^⑥して上回る部分については、料金原価から減額すべきである。(後略)



(参考)電気料金審査専門小委員会等(北海道電力・関西電力)における検討結果①

【北海道電力の再値上げ】(平成26年10月15日認可)

1. メリットオーダー及び価格低減努力の確認

他社から購入する電力量については、メリットオーダーとなるよう適正に配分されているかを確認したところ、以下のとおりである。

- 他社原子力については原価には織り込まれていないが、他社水力については気象条件に依存するため、過去の実績などから算定して織り込まれている。
- 他社火力(石油)については、自社火力(石油)と同等の燃料単価であり、発電機の出力行変化速度などの運用特性も同等であることから、自社火力(石油)と同程度の運転中利用率となるよう織り込まれている。
- IPPについては、契約上、年間の基準利用率の変動範囲が設けられていない一方で、当該利用率を協議することも可能となっているが、契約先との協議が整わなかったため、入札の前提である70%を基準利用率として織り込まれている。
- 卸電力取引所取引については、直近の査定方針(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)に基づいて、売り・買いに係る約定量を想定して織り込まれている。
- なお、今回の申請においては、電源構成変分認可制度に基づく申請であるため、「燃料消費数量」の変更に伴う購入・販売電力料の変動のみを基本として算定している。

2. 卸電力市場の活性化に向けた自主的取組を反映した料金原価への織込み等の確認

① 卸電力取引所の活用について

- 今回の申請においては、直近の査定方針に基づいて、売り・買いに係る約定量及び約定額を想定している。しかしながら、試算の前提条件のうち、電気の安定供給に必要な予備力を「最大電源ユニット相当」とするなど相違している点があるため、当該相違点について確認した結果、不合理とは考えられない点を除き、直近の査定方針と同様の前提条件とし、これにより再算定した結果の利益額と料金原価に織り込まれている利益額を比較して上回る部分について料金原価から減額すべきである。

(参考)電気料金審査専門小委員会等(北海道電力・関西電力)における検討結果②

- なお、試算の前提条件である予備力については、「最大電源ユニット相当」ではなく「需要予測の8%」とした上で、最大電源ユニット相当が計画外停止した場合における求償リスク(全国融通の受電に伴う費用)を過去の実績に基づいて想定し、これを考慮すべきである。

(参考)直近の査定方針における前提条件

- 電気の安定供給に必要な「需要予測の8%」の予備力を確保した上で、「原価算定期間における各月毎の代表日のメリットオーダーに基づいた需給バランスを作成し、稼働中及びバランス停止中(注)のユニット毎の限界費用を売りと買いそれぞれについて算定した上で、過去実績の約定価格(365日×48コマ)とコマ毎にマッチングさせた場合の売り・買い入札に係る約定量、約定額及び利益額を想定し、当該利益額と料金原価に織り込まれている利益額を比較して上回る部分について料金原価から減額する。また、取引量増加に伴う市場の厚みを考慮した上で、需給バランスとマッチングさせる過去実績の約定価格を約定見込み量に応じて補正するとともに、過去実績の約定価格が大きく上昇又は下落(コマ毎の平均から 2σ (シグマ)程度)している場合にも補正を行う。さらに、利益額を算定する際の限界費用は予備力として確保した最も安いユニットも考慮することとし、スポット市場のみならず、先渡し市場の更なる活用も考慮してバランス停止ユニットも試算の対象に含める。

(注)バランス停止ユニットとは、各代表日において必要な供給予備力を確保した上で、緊急時以外の稼働を予定していない発電設備

② 常時バックアップ料金の見直し・量の拡大の確認

- 常時バックアップ料金の見直しについては、電力システム改革専門委員会(平成25年7月1日から「電力システム改革専門小委員会」に名称変更)における方向性を踏まえ、基本料金を引き上げ、従量料金を引き下げる形で算定し、量の拡大についても、前回認可時と同様、前提計画における離脱需要を踏まえ、料金原価に織り込まれていることを確認した。

(参考)電気料金審査専門小委員会等(北海道電力・関西電力)における検討結果③

3. その他の検討結果

① 更なる効率化努力

i) 他社火力

- ・ 電力量に係る算定においては直近の受電計画を反映しているが、単価に係る算定においては前回認可時の単価で算定している。他方で、他社火力ではあるものの、北海道電力株式会社の100%子会社であるとともに、親会社が調達する燃料(重油)と同等の調達単価で料金原価には織り込まれている。このため、親会社が調達する燃料の追加調達単価について、更なる効率化努力(トップランナー価格での原価織り込み価格)が求められたことに伴い、他社火力にも同様の効率化努力を求め、これを料金原価から減額すべきである。

ii) 自家発火力(供給力対策)

- ・ 電力量に係る算定においては直近の実績を反映しているが、単価に係る算定においては前回認可時の単価で算定している。このため、電力量の増加分については、前回認可時の単価に、更なる効率化努力(一定水準の単価削減努力)を求め、これを料金原価から減額すべきである。

② 補償費

- ・ 汚染負荷量賦課金に係る算定において、電力量が増加したことに伴う増分費用が織り込まれているが、電源構成変分認可制度上、自社火力の電力量が増加したことに伴う増分費用は認めていないこと等から、これを料金原価から除くべきである。

【関西電力の前回値上げ】(平成25年4月2日認可)**1. メリットオーダー及び価格低減努力の確認**

他社から購入する電力量については、メリットオーダーとなるよう配分されているかを確認したところ、以下のとおり。

- 他社原子力については原価には織り込まれていないが、他社水力については気象条件に依存するため、過去の実績などから算定して織り込まれている。
- 他社火力(石炭・ガス・石油)については、契約等による制約を考慮し、運転単価(可変費)の安い電源がより高稼働となるよう織り込まれている。
- IPPについては、年間の基準利用率が決まっており、契約に基づく変動範囲内で、経済性を考慮して最大限受電するよう織り込まれている。なお、契約更改を迎える契約については、現在協議中であるため、供給力としての蓋然性が高い契約のみ、継続して受電できるものとして織り込まれている。
- スポット取引(購入)については、原価算定期間中の原子力利用率(34.5%)を踏まえ、同程度である平成23年度(37.6%)に近似するものとし、平成23年度実績に基づいて織り込まれている(原価への織込みは今回申請が初めて)。
- 価格低減努力については、固定費用の削減交渉、効率化余地のある費用に関する費用低減交渉及び寄付金等の自主カットを行い、3ヶ年平均で▲98億円が織り込まれている。

(参考)電気料金審査専門小委員会等(北海道電力・関西電力)における検討結果⑤

2. 卸電力市場の活性化に向けた自主的取り組みを反映した原価への織り込み等の確認

① 自主的取り組みを反映した原価への織込みの確認

- 卸電力市場の見方について、原価算定期間における原子力の再稼動時期も考慮した結果、関西電力は「3ヶ年とも需給がひっ迫」、九州電力は「平成25年度下期以降需給が改善」との前提となっているが、電力システム改革専門委員会で表明した自主的取り組みの内容を踏まえ、「ユニット毎の限界費用で入札を行ったと仮定した場合の約定量」を加味した購入及び販売額を想定し、当該想定と原価に織り込まれている購入及び販売額を比較して足らざる部分については、原価から減額すべきである。

② 常時バックアップ料金の見直し・量の拡大の確認

- 常時バックアップ料金の見直しについては、電力システム改革専門委員会における方向性を踏まえ、基本料金を引き上げ、従量料金を引き下げる形で算定しているものの、量の拡大については、直近の管内の状況を踏まえ、需要離脱は増加しないと想定し、至近実績を基に原価に織り込んでいることを確認した。

(参考)電気料金審査専門小委員会等(北海道電力・関西電力)における検討結果⑥

3. 原子力発電による購入電力及び販売電力の確認

- ・ 関西電力が北陸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(20年改定)に比べて128億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、関西電力が契約している発電所は、発電設備としては健全な状態にあり、北陸電力及び日本原電においては、発電再開に向けた準備を実施中である。なお、敦賀発電所についても、発電設備としては健全な状態にあり、日本原電において、津波対策や耐震強化に係る改良工事を実施中であり、原子力規制委員会の有識者会合において、敦賀発電所敷地内破砕帯の評価が行われているところであるが、現時点で、原子力規制委員会としての最終的な結論は出されていない。
- ・ 他方で、関西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、関西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、原価から減額すべきである。
- ・ とりわけ、日本原電については、関西電力の関連会社であり、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、関西電力のコスト削減努力並に原価から減額し、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、関西電力のコスト削減努力に照らし、10%減額すべきである。

(参考)電気料金審査専門小委員会等(北海道電力・関西電力)における検討結果⑦

なお、北陸電力(志賀2号機)の修繕費のうち、定期検査費用の一部については、原価算定期間に発生する見込みがないと考えられることから、原価から除くべきである。

4. その他の検討結果

① 広告宣伝費、寄付金、団体費等

- 購入電力料のうち、コスト積み上げベースで料金が算定され、国がその内容を確認することが可能なもの(電気事業法第22条(卸供給の供給条件)に基づく届出を受けているもの)については、契約相手先から関西電力及び九州電力に対し、料金に含まれている寄付金等の額などを示した書類での回答があり、その書類を確認したところ、広告宣伝費、寄付金、団体費等が原価に算入されているが、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき原価から除くべきである。

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原価から減額すべきである。

③ 事業報酬額、法人税等

- 購入電力料のうち、コスト積み上げベースで料金が算定され、国がその内容を確認することが可能なもの(電気事業法第22条(卸供給の供給条件)に基づく届出を受けているもの)については、卸供給料金算定規則に基づいて算定しているが、今後契約を締結するものについては、関西電力及び九州電力に対し自社に適用される事業報酬率での交渉を行うことを前提に、当該報酬率を上回る分を原価から減額すべきである。
また、法人税等についても、税制改正により想定される法人税率等を上回る分については原価から減額すべきである。