

[減価償却費、レートベースについて]

⑭ 減価償却については、原価算入の対象となる資産の範囲・種別が明確で合理的なものになっているか。

- 減価償却費は、設備投資により形成された発電所等の設備が運転開始することに伴い、当該資産の価値である簿価の一定割合が会計上費用化されるものであるが、電気事業の運営にとって真に必要な資産に係るものに限って料金原価への算入が認められる。
- 東北電力は「長期計画停止電源、スポーツ施設・保養所等の厚生施設、病院等の資産は保有していないので、こうした資産に係る減価償却費について、原価算入を行っていない」とのことであり、四国電力は「長期計画停止火力、売却予定資産、販売促進に係るPR施設等に係る減価償却費について、原価算入を行っていない」とのことである。
- 査定方針案においては、「固定資産関連が、電気事業の運営にとって真に必要なものであるかについて、先行投資、不使用設備、予備品／予備設備、建設中の資産^(※)等を中心に行われた特別監査（立入検査）の結果を確認したところ、送電線異電圧、送電線空回線及び空管路、発電所・送電設備等における長期間不使用の土地・建物・機械装置、社宅の空室分、予備品及び予備設備、その他（無償貸与設備、スポーツ施設、PR施設等）については、レートベースから除くべきである。上記の考え方にに基づき、査定を行った資産に関わる減価償却費等の営業費用についても、有識者会議報告に従い、料金原価への算入を認めるべきでない」としている。

(※) 設備の新設や改良のための設備投資額は、電気事業固定資産として竣工するまでの期間、建設仮勘定として整理されるが、「建設中の資産」とは、建設仮勘定の平均帳簿価額（資産除去債務相当資産を除く）から建設中利子相当額及び工事費負担金相当額を控除した額に50%を乗じた額。なお、建設仮勘定のうち建設準備口（建設工事の実施が確定する前に建設準備のために要する金額）については、特別監査において査定することとしている。

(査定方針案該当箇所：P62、P63)

⑮ 原価算定期間内に稼働が見込まれない原子力発電設備をレートベースに含める理由が説明されているか。また、建設中の資産について、レートベース算入・不算入の根拠が説明されているか。

- 東北電力は「東通1号機（平成27年7月稼働想定）については再稼働を見込んでいるが、原価算定期間中の稼働を見込まない女川1・2・3号機については、復旧工事に加え、新規制基準を踏まえた耐震裕度工事など再稼働を目指して準備を進めているところであり、電気事業に必要な資産としてレートベースに織り込んでいる」とのことである。
- 四国電力は「伊方発電所3号機（平成25年7月稼働想定）については再稼働を見込んでいるが、原価算定期間中の稼働を見込まない伊方発電所1・2号機については、新規制基準を踏まえた更なる安全対策を着実に進めているところであり、今後も重要な電源と考えていることから、電気事業に必要な資産としてレートベースに算入している」とのことである。
- 査定方針案においては、「審査要領上、「長期停止発電設備については、原価算定期間内に緊急時の即時対応性を有すること及び改良工事中などの将来の稼働の確実性等を踏まえてレートベースに算入する。」となっている。東北電力及び四国電力においては、これらの原子力発電所について、高経年化対策等に加え、更なる安全性向上対策等の実施を計画し、再稼働に向けた準備を進めているところであり、原価算定期間以降には稼働するものと想定していることから、レートベース及び減価償却費を算入することは妥当である」としている。

- また、建設中の資産^(※)については、「建設中の資産については、工事計画の認可などにより実施することが確定する建設工事のために要する金額の2分の1のみがレートベースに算入されていることを確認した」としている。

(※) 設備の新設や改良のための設備投資額は、電気事業固定資産として竣工するまでの期間、建設仮勘定として整理されるが、「建設中の資産」とは、建設仮勘定の平均帳簿価額（資産除去債務相当資産を除く）から建設中利子相当額及び工事費負担金相当額を控除した額に50%を乗じた額。なお、建設仮勘定のうち建設準備口（建設工事の実施が確定する前に建設準備のために要する金額）については、特別監査において査定することとしている。

(査定方針案該当箇所：P63、P66)

[燃料費、購入電力料等]

⑯ 火力発電所の稼働増に対し、電源構成（原油、LNG、石炭等）の発電単価を踏まえた燃料費の抑制策を講じようとしているか。

- 東北電力は「自他社ともに発電燃料単価の安い火力機を高稼働にするメリットオーダーの考え方にもとづき、安価な石炭火力をベースに、LNG火力は熱効率が高いコンバインドサイクルを極力高稼働とし、残りの部分を従来型のLNG火力と石油火力に配分している」、四国電力は「供給電力量は、発電所の補修計画や燃料制約等を考慮したうえで、想定した電力需要（電力量）に対して、最も経済的な電源の組合せとなるように需給計画を策定している」とのことである。
- 査定方針案においては、「東北電力、四国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に、LNG火力は熱効率が高いコンバインドサイクルを極力高稼働とし、残りの部分を従来型のLNG火力と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」としている。

(査定方針案該当箇所：P31)

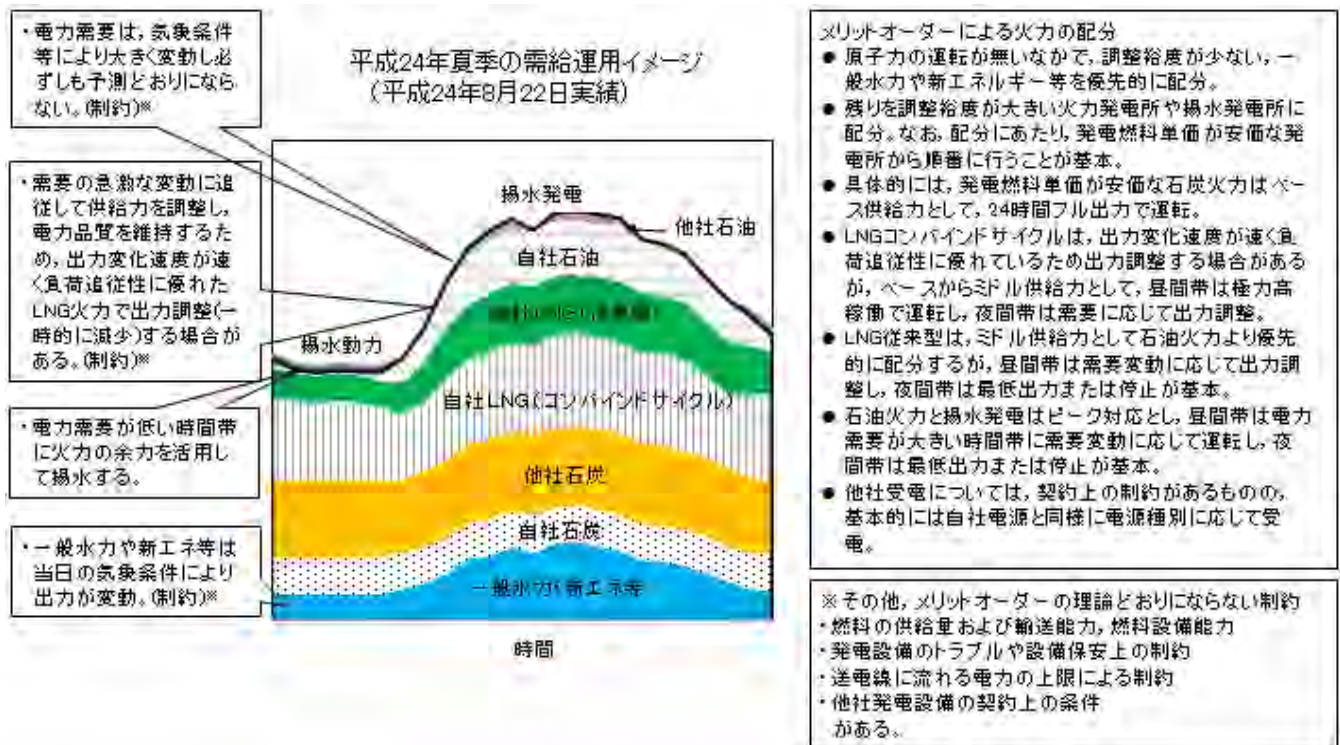
【東北電力】（自他社火力の運転中利用率）

(第22回電気料金審査専門委員会資料5-2)

燃料別		運転中利用率※1 [%]	発電燃料単価 [円/kWh]	
自 社	石炭	A	95	4.1
		B	95	4.0
	LNG	C	75	9.1
		D	79 / 63※2	10.0 / 12.2※2
		E	71 / 51※2	10.4 / 13.2※2
		F	78	13.2
	石油	F	33 / 26※2	16.0 / 17.5※2
		G	36	16.3
他 社	石炭	H	44	16.5
		I	92	4.5
		J	90	4.6
		K	89	4.9
		L	87	6.0
	M	87	5.2	
	石油	N	63	5.0
	O	15	20.8	

※1. 運転中利用率，発電燃料単価は，ともにH25～H27年度の3カ年平均値。

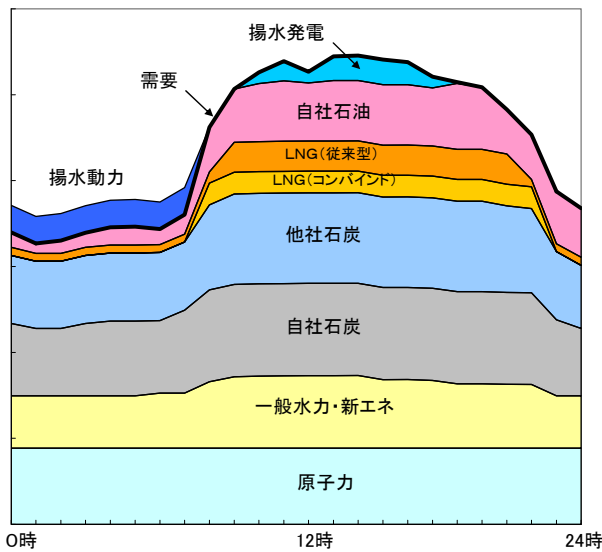
※2. 左/右は，それぞれコンバインドサイクル/従来型の値。



【四国電力】経済性（メリットオーダーのイメージ）

(第22回電気料金審査専門委員会資料6-2)

1日の需給運用イメージ(H25年8月)



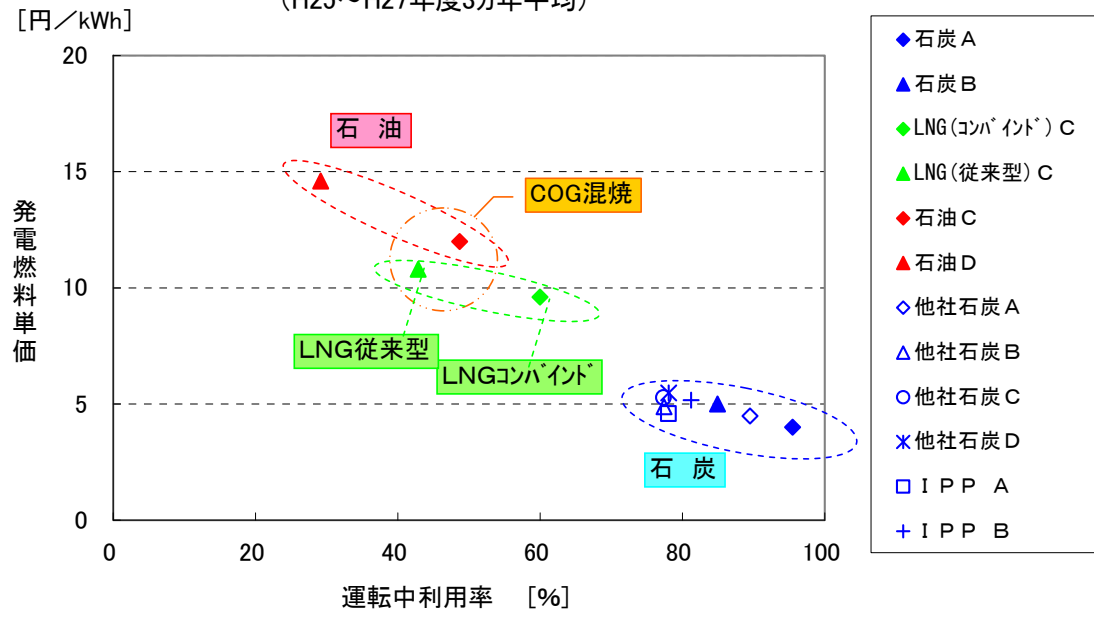
電源種別		発電燃料単価※1 [円/kWh]	1日の運用の状況	
			昼間帯	夜間帯
ピーク	揚水発電	19.0~	ピーク時に運転 〔需要変動に応じ 出力調整〕	—
	自社石油	12.0~14.6	ほぼフル 〔需要変動に応じ 出力調整〕	最低出力※2 〔需要変動に応じ 出力調整〕
ミドル	自社LNG	従来型	フル出力	最低出力※2 〔需要変動に応じ 出力調整〕
		コンバインド	フル出力	停止
ベース	他社火力(石炭)	4.5~5.5	フル受電	ほぼフル※3
	自社石炭	4.0~5.0	フル出力	ほぼフル※3 〔需要変動に応じ 出力調整〕

※1 H25~H27年度の3カ年平均

※2 起動・停止に時間がかかることから発電単価は高いが昼間の供給力確保のため電力需要が減少する夜間にも停止できない場合がある。

※3 夜間休日等の軽負荷時に石炭を抑制する断面もある

火力発電所の運転中利用率と発電燃料単価の関係
(H25～H27年度3ヵ年平均)



- ⑰ 今回の原価算定期間において、燃料調達の長期契約の満了件数及び契約更改等によるコスト削減の定量的な見込みはどのようになっているか。また、LNGの調達に関し、中途解約の違約金について、どのように設定されているか明らかにされているか。
- ⑱ 燃料費の低廉化について、具体的な取組方針が、必要な情報とともに説明されているか。また、これらの取組による燃料費削減期待額を織り込んで、あらかじめ燃料費を削減できないか。

○ 東北電力、四国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。この結果、東北電力は原子力利用率の低下に伴う火力燃料使用量の増により、火力燃料費が平成20年原価に比べて1,248億円増の5,056億円（うち石油系998億円、ガス系3,169億円、石炭系890億円）、核燃料費が同96億円減の12億円、新エネルギー（地熱蒸気料）が同7億円減の60億円を、四国電力は火力燃料が138億円増の1,231億円（うち石油系573億円、ガス系335億円、石炭系323億円）、核燃料費が同34億円減の52億円を原価に算入している。

【東北電力】	前回 [H20]	今回申請 [H25～H27]	今回－前回 (億円)
燃 料 費	3,982	5,128	1,146
火力燃料費	3,808	5,056	1,248
石油系	1,404	998	▲406
ガス系	1,761	3,169	1,407
石炭系	643	890	247
核燃料費	108	12	▲96
新エネルギー (地熱蒸気料)	67	60	▲7

【四国電力】	前回 [H20]	今回申請 [H25～H27]	今回－前回 (億円)
燃 料 費	1,179	1,282	104
火力燃料費	1,093	1,231	138
石油系	629	573	▲56
ガス系	178	335	156
石炭系	286	323	37
核燃料費	86	52	▲34

○ 燃料費について、査定方針案においては、以下のとおりとしている。

(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、東北電力・四国電力ともに、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

- ・東北電力は、LNG価格体系の多様化に向けて、米国シェールガスや東アフリカのモザンビークLNGプロジェクトなどの新しい案件について検討を進めていること、新規契約協議を進めている豪州ウィートストーンLNGプロジェクトにおいて、東京電力との共同調達スキームを確立すべく、関係者間で協議を進めていることなどを明らかにしている。

- ・四国電力は、現在マレーシアからの長期契約1本のみであるが、今後、坂出發電所2号機のLNGコンバインドサイクル化等にあたり追加調達が必要となった場合には、安定性と経済性の両立に留意し、調達価格の低減に努めていくことを表明している。

③原価算定期間中における長期契約の価格改定対象数量

- ・東北電力については、長期契約7プロジェクト（約310万トン／年）のうち、原価算定期間中に4プロジェクト（約107万トン／年）が価格改定を迎える。
- ・四国電力については、マレーシアからの長期契約1本（年間基本数量36万トン）のみであるが、契約期間（H22/4～H37/3）中の定期的な価格見直し条項はない。
- ・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、24年10月～12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、東北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て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。さらに今年5月には、米国政府から日本向けのシェールガスの輸出許可が得られたところ。
- ・今回の申請原価において、東北電力は、改定後価格について、自社が今後取引を開始する合意済の契約のうち最も安い価格として申請原価に織り込んでおり、四国電力は、「マレーシアから日本向けの平均的な価格」であるとして、24年10月～12月の実績平均で織り込んでいるところ。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べきである。また、四国電力は、自ら価格交渉を行わず、他社の契約交渉の結果が自らの調達価格に反映されることが契約上明らかになっていることから、他社において将来の経営効率化努力が行われることを踏まえた原価算定を行うべきである。
- ・具体的には、東北電力については、関西電力・九州電力の査定方針と同様、25年度および26年度については、資源エネルギー庁が平成25年3月に行った電気事業法第106条に基づく報告徴収の結果を踏まえ、申請会社以外の一般電気事業者も含め、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べきである。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、四国電力のLNG長期契約については、マレーシアから日本向けの平均価格で購入するとしているところ、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、東北電力は、直近24年10～12月のJLC並みで織り込んでいるが、JLCは我が国の長期契約・スポット契約全体のLNG輸入価格の平均であり、スポット調達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、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べきである。また、四国電力は、25年度及び26年度分の増量オプション（単年度；6万トン）を原価に織り込んでいるところ、26年度分については、申請後に行役を行っていることも踏まえ、既契約扱いとはせず、スポット購入価格として査定を行うのが適当である。

(イ) 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。さらに、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・拡大を実施し、当該コスト削減効果も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10月～12月の自社の各国別購入価格等を基に算定されていることを確認した。
- ・原価への織り込みについては、関西電力・九州電力の査定方針と同様、各国別の全日本通関CIF価格を、原価算定期間における自社の調達予定数量で加重平均した価格を上限として算入を認めるべきである。
- ・東北電力については、一部の価格について、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原価を減額することが適当であるが、東北電力から、熱量の高い石炭の購入に伴い、原価算定上の石炭の消費数量が減少していること等の定量的なデータの提出があったことから、内容を精査した上で、一部の価格については織り込み熱量に応じて補正を認めることが適当である。
- ・四国電力については、直近24年10月～12月の自社の購入実績は、全日本通関CIF価格を上回っているが、全日本通関CIF価格並みまで自主カットを行い、申請原価に織り込まれていることを確認した。

(ウ) 石油

- ・東北電力は、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おり、四国電力は、脱硫装置を設置しているユニットにおいて、供給安定性と経済性に優れる高硫黄C重油を中心に使用していることを確認した。
- ・また、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。
- ・今回の申請原価において、東北電力は、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24年10月～12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。他方、輸入重油、軽油等については、過去の料金改定において、必ずしも同様の考え方がとられていないこと等を踏まえ、先に電気料金値上げ申請が行われた東京電力、関西電力及び九州電力と同様、直近24年10～12月の購入価格を算定する際に参照する指標価格等を適用し算定することが適当である。四国電力については、原油等について、直近24年10～12月の購入価格を算定する際に参照する指標価格等を適用し算定されていることを確認した。
- ・また、国産重油については、両社とも、直近24年10～12月における元売り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仕切価格等を基に算定されていることを確認したが、既に決定価格が発表されていることから、原価への織り込みについても、決定価格に置き換えることが適当である。

(3) 原料以外の諸経費について

- ・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、東北電力・四国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、原価を減額すべきである。

(査定方針案該当箇所：P32～P37)

- ⑱ 他の電力会社及び電気事業者に支払う購入電力料、販売電力料及び再処理積立金について、その内容は明らかにされているか。特に、
- ・購入電力料の契約相手方の広告宣伝費、寄付金、団体費等は合理的理由があるものに限られているか、そのほか、契約相手方にコスト削減努力を求め、定量的なコスト削減を織り込んでいるか。
 - ・東北電力の日本原電からの購入電力料については、人件費等の費用について、東北電力並の削減努力を反映しているか。
 - ・四国電力は、融通送電分について、消費者の理解が得られるよう、他社への販売電力料の見込みを明確かつ合理的に説明しているか、また、発受電電力量や費用構成との関係を分かりやすく説明しているか。

○ 購入電力料について、東北電力は原子力発電所の停止等に伴い、受電電力量合計は減少している一方、自家発電や新エネルギーからの購入増加および燃料価格の上昇等により、平成20年原価に比べて、514億円増の3,644億円を、四国電力は契約更改に伴う単価の低下等により、88億円減の654億円を原価に算入している。

購入電力料の算定概要（東北電力、第23回電気料金審査専門委員会資料6-1）

(億 kWh, 億円, 円/kWh)

	今回改定 (25~27年度平均)			前回改定 (20年度)			差引(今回-前回)			備考 (料金の増減理由等)	
	電力量	料金	単価	電力量	料金	単価	電力量	料金	単価		
地帯間購入電力料 (他電力会社からの購入)	108 [84]	1,392 [1,106]	12.93 [13.09]	122 [84]	1,221 [853]	9.97 [10.18]	▲ 15 [1]	171 [252]	2.96 [2.91]	受電電力量の減等 燃料価格の上昇による増 ※[]は系統運用電力の再掲	
他社購入電力料 (電力会社以外からの購入)	卸電気事業者 (電源開発・日本原電)	24	315	13.17	30	281	9.22	▲ 7	34	3.95	H21/7 電発磯子新2号からの受電開始による増
	卸供給事業者 (共同火力等)	189	1,521	8.05	188	1,436	7.63	1	86	0.41	燃料価格の上昇等に伴う増
	自家発電等 (自家発電・取引所取引等)	16	260	16.37	6	78	12.43	10	182	3.94	自家発電からの購入電力量の増 取引所取引織込みによる増
	新エネルギー	20	156	7.95	11	114	10.00	8	42	▲ 2.05	再エネ導入量の増
	計	248	2,252	9.06	236	1,909	8.08	12	343	0.98	受電電力量の減等 燃料価格の上昇による増
購入電力料計	356 <272>	3,644 <2,538>	10.23 <9.34>	359 <275>	3,130 <2,277>	8.73 <8.28>	▲ 3 <▲ 3>	514 <261>	1.50 <1.06>	※< >は系統運用電力除き	

- (注) 1. 系統運用電力とは、隣接電力との間で、設備を効率的に運用することを目的に同時同量、同じ価格で電気のやりとりを行う契約
2. 四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

購入電力料の算定概要（四国電力、第23回電気料金審査専門委員会資料7-1）

（億円、億kWh、円/kWh）

	今回改定(H25~27) A			前回改定(H20) B			差引C=A-B			備考 (主な差異理由)	
	金額	電力量	単価	金額	電力量	単価	金額	電力量	単価		
地帯間購入電力料 (他の電力会社からの購入)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
他社購入電力料 (電力会社以外からの購入)	卸電気事業者 (電源開発株)	356	48	7.35	488	54	9.02	▲133	▲6	▲1.67	・契約更改に伴う単価の低下
	卸供給事業者 (IPP・公営等)	230	29	7.87	224	30	7.43	6	▲1	0.44	
	自家発・取引所取引	21	2	11.40	1	0	7.22	21	2	4.18	・取引所取引を今回から織込み
	新エネルギー	48	7	7.25	30	3	11.34	18	4	▲4.09	・再エネ買取制度の影響※
	計	654	86	7.61	743	87	8.54	▲88	▲1	▲0.93	
購入電力料計	654	86	7.61	743	87	8.54	▲88	▲1	▲0.93		

注) 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※ 太陽光余剰買取制度(H21/11~)や再エネ全量買取制度(H24/7~)の導入等により購入量は増加したが、再エネ購入に係る費用の一部を電気料金とは別に、再生可能エネルギー発電促進賦課金で回収することなどから、実質的な購入単価が低下。

- 東北電力は「購入電力料における原子力発電については、平成20年原価に比べて96億円減の383億円を原価に算入している。なお、購入電力料におけるコスト削減額は固定費用の削減や今後の交渉努力を先取りしたコスト削減分などで年平均50億円の効率化を織り込んでおり、日本原子力発電の費用についても、人件費や修繕費、委託費等で、可能な限りの削減努力を効率化として織り込んでいる」とのことである。

原子力発電の購入電力原価内訳（対前回改定比較）

（東北電力、第23回電気料金審査専門委員会資料6-1）

（億円）

費用項目	今回改定	前回改定	差引	備考(増減説明等)
人件費	22	26	▲4	人件費単価の削減
修繕費	56	149	▲93	停止時点検費用、修繕範囲の縮小による減
委託費	25	38	▲13	調査関連委託業務の削減
普及開発関係費	0	1	▲1	発電所PR関連費の削減
諸費	3	4	▲1	雑費の削減
除却費	11	9	2	安全対策関連費の増
再処理関係費	50	49	1	柏崎刈羽の再処理対象数量の増
一般負担金	43	-	43	原子力損害賠償支援機構法に基づき今回申請から計上
減価償却費	80	72	8	安全対策工事等改良工事による増
事業報酬	22	19	3	レートベースの増
核燃料費	12	27	▲15	発電計画の差異による減
送電料金	4	10	▲6	〃
その他	54	75	▲21	〃
効率化額(再掲)	(▲12)	-	-	-
合計	383	479	▲96	-

(注) 1. 四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

○ 再処理積立金については、「原子力発電における使用済み燃料の再処理等のための積立金の積立及び管理に関する法律」に基づき、原子力発電所から発生する使用済み燃料の再処理等の費用に充てるため積み立てが義務づけられている費用であるが、原子力利用率の低下に伴い、東北電力は平成20年原価に比べて73億円減の42億円を、四国電力は同34億円減の63億円を原価に算入している。

なお、東北電力は「日本原電に支払う役務料金には、事業運営に必要な費用として寄付金・交際費・諸会費・広告宣伝費が含まれているが、今回の料金原価における積立金は、審査要領に準拠し、寄付金・交際費を全額カットするとともに諸会費・広告宣伝費については、費用の優先度を考慮し、精査した上で算定している」とのことである。

使用済燃料再処理等費の算定概要（東北電力、第23回電気料金審査専門委員会資料6-2）

(百万円)

		今回				前回 (B)	今回-前回 (A-B)
		25年度	26年度	27年度	25~27年度 平均(A)		
制度措置分 (日本原燃分)	積立金(将来分)	-	-	3,191	1,064	7,429	▲6,365
	積立金(過去分)	2,691	2,691	2,691	2,691	2,691	-
	小計	2,691	2,691	5,882	3,755	10,120	▲6,365
海外分	再処理等費	1	-	-	0	-	0
その他 (輸送費)	発電所構内の輸送	70	82	109	87	336	▲249
	六ヶ所再処理工場への輸送	348	412	221	327	1,035	▲708
	海外再処理工場への輸送	16	11	9	12	8	4
	小計	434	505	339	426	1,379	▲953
合計		3,126	3,196	6,221	4,181	11,499	▲7,317

使用済燃料再処理等費の算定概要（四国電力、第23回電気料金審査専門委員会資料7-2）

(百万円)

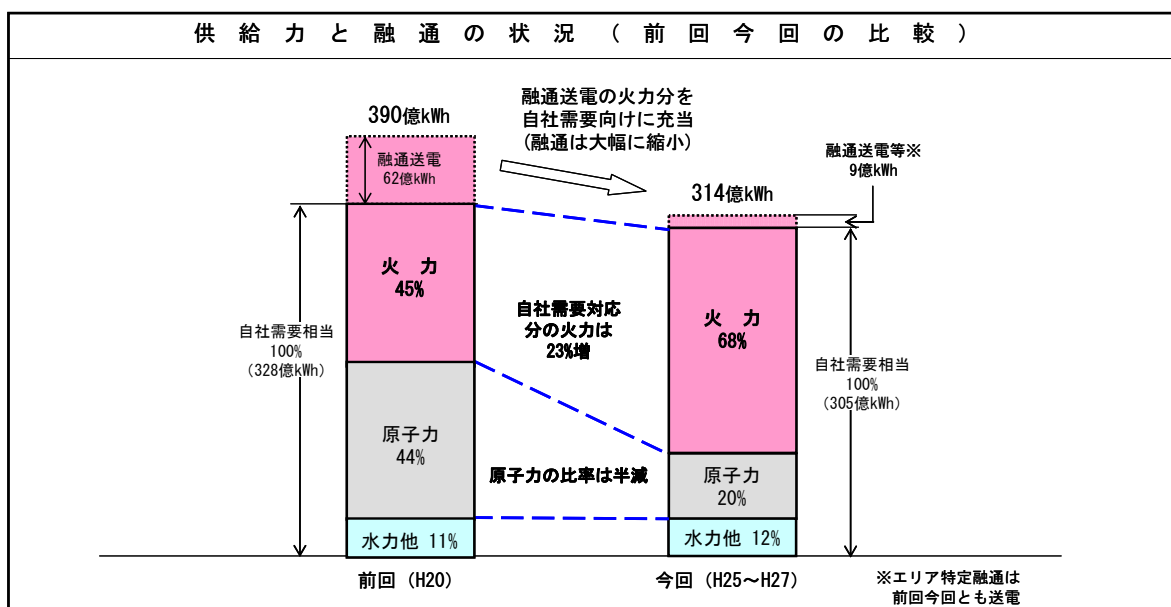
		今回				前回 (H20)	差引
		H25	H26	H27	H25~H27 平均		
制度措置分 (日本原燃分)	積立金(将来分)	2,505	2,499	3,240	2,748	5,800	▲3,052
	積立金(過去分)	3,239	3,239	3,239	3,239	3,239	0
	小計	5,743	5,738	6,479	5,986	9,038	▲3,052
海外分		0	0	0	0	25	▲25
その他 (輸送費)	発電所構内の輸送	0	64	81	48	122	▲74
	六ヶ所再処理工場への輸送	163	331	187	227	501	▲274
	海外再処理工場への輸送	0	0	0	0	8	▲8
	保険料・補償料	0	8	8	5	6	▲1
	小計	163	403	276	281	638	▲357
合計		5,906	6,141	6,755	6,267	9,701	▲3,434

○ 四国電力は、第24回電気料金審査専門委員会において、「融通送電の電力量について、原子力停止に伴い火力の供給力を自社需要に充当させざるを得ない状況であり、伊方3号機の再稼働を織り込んだとしても、年間を通じ安定した供給余力が保持できないことから、自社需要に準ずるものとして送電するエリア特定融通以外の融通送電は難しい」旨の説明をしている。

一方で、日々の需給運用のなかで生じる供給余力については、第23回電気料金審査専門委員会において、「取引所を積極的に活用することとし、具体的には、今回の原価算定期間の原子力利用率(33.8%)とほぼ同程度であった平成23年度(37.7%)における売り約定量77百万kWhを上回る109百万kWhの約定量を盛り込んだ」との説明を行っている。

また、費用構成との関係については、第24回電気料金審査専門委員会において、「融通送電に伴う収入が、控除収益として総原価を低減させることになるものの、今回は、融通送電分を自社需要に充当することで必要供給力を確保していることから、これに係わる原価分は小売料金で回収せざるを得ない」旨の説明を行っている。

供給力と融通の状況(第24回電気料金審査専門委員会資料4-3)



融通の種類と料金の考え方(第24回電気料金審査専門委員会資料4-3)

	融通電力量の構成比 前回(H20)	概要
①エリア特定融通 (料金届出対象)	約1割	【経緯】送電システムの制約等により、四国から供給することが合理的であるため、従来より他電力会社の供給区域内の特定エリアに向け、継続的に送電を続けているもの。 ・融通料金は、自社需要に準ずる需要とみなし、全電源平均コストに基づき、受電会社と協議・決定。
②長期融通 (料金届出対象)	約6割	【経緯】当社では平成12年に石炭火力70万kWを開発。将来の需要増やスケールメリットによる経済性も睨んで、大容量機を導入し、運用初期の供給余力を活用した融通送電を行い、融通料金で固定費を回収することで、設備の有効利用と四国内の原価低減に寄与していたもの。 ・受電会社との間で、10年間送電することを約し、計画的に融通送電。 ・融通料金は、対象電源を特定し当該電源の燃料費と設備等のコストに基づき、受電会社と協議・決定。 ・契約期間満了により既に契約が消滅*。
③短期融通 (料金届出対象外)	約3割	【経緯】他電力会社の原子力トラブルに伴う定検延長リスクやLNG供給不安に伴う受電ニーズに対して、当社の供給余力(石油火力および石炭火力)により送電したもの。 ・当社火力の余力を活用し、短期間(数ヶ月~数年程度)、他電力会社に送電する融通。 ・融通料金は、当社火力の燃料費と設備等のコストに基づき、受電会社と協議・決定。

* 契約終了後は、他の火力と合わせた余力を短期融通として活用していた。

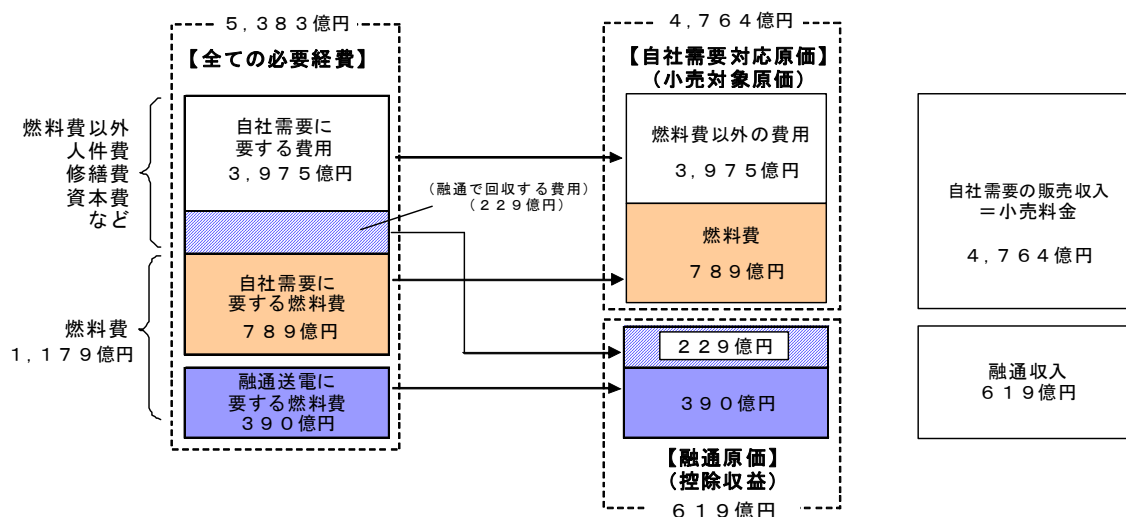
⇒ 上記融通のうち、①は今回・前回ともに織込み、②、③は前回のみ織込み

卸電力取引による約定量の織り込みについて（第23回電気料金審査専門委員会資料4-2）

	実績				至近3ヵ年平均 (百万kWh)	今回改定 (百万kWh)
	21年度 (H21/12~22/3)	22年度	23年度	24年度 (H24/4~24/11)		
販売実績	18	136	77	96	109	109
購入実績	101	16	38	124	93	93
(参考) 原子力利用率	79.6%	90.9%	37.7%	0%	51.8%	33.8%

前回料金改定時の原価における総原価と融通原価について
（第24回電気料金審査専門委員会資料4-3）

◇ 前回原価における総原価と融通原価（＝融通収入）



- 査定方針案においては、「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、契約相手先から東北電力及び四国電力に対し、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、東北電力には広告宣伝費、団体費等が料金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料金原価から除くべきである」とするとともに、「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べきである」としている。

○ また、東北電力が東京電力及び日本原子力発電株式会社（以下、「日本原電」という。）に支払う原子力発電による購入電力については、「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（20年改定）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べきである。

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%減額すべきである。

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るべきではない。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べきである。

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べきである」としている。

- また、四国電力の査定方針案においては、「原価算定期間中における供給予備率を確認したところ、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もなお、総体的に見て高い水準であることが確認された。また、四国電力は、発電における規模の経済を発揮させるために大規模な発電所を建設し、需要が追いついてくるまでは外販しつつ、固定費の回収に努めてきたところであるが、今回の申請では、限界費用が安価な電源を域内の供給に振り向けており、他の電力会社に対する電気の販売は限定的となっている。しかしながら、他の電力会社等に継続的に販売することは困難であっても、卸電力取引所取引を最大限活用することは可能と考えられることから、「平成26年度の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、稼働中ユニット毎の限界費用を算定したうえで、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は、料金原価から減額すべきである。なお、四国電力は供給バランス上停止させている電源を保有しているが、これらの電源は起動までに約24時間を要し、変動する市場価格に応じて柔軟に電気を投入することはできないことから、試算の対象には含めない」としている。
- 使用済燃料再処理等費については、査定方針案において、「原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律」及び前提計画に基づいて算定されていることを確認した。また、その他（輸送費）については、既契約等に基づいて算定されていることを確認した、ただし、「制度措置分（日本原燃分）については、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（原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律に基づくもの）であり、日本原燃から東北電力及び四国電力に対し、料金に含まれている広告宣伝費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、広告宣伝費が料金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料金原価から除くべきである」としている。

（査定方針案該当箇所：P48、P50、P51、P97）

⑳ 原価算定上、原子力発電所が再稼働することを織り込んだ理由と再稼働しない時の電気料金への影響を明確に説明しているか。

- 東北電力は「原子力発電所の再稼働に向けては、新規規制基準を踏まえて必要な安全対策工事を確実に実施することに加え、地元の理解獲得が不可欠と考えており、そのために一定の期間が必要と認識している。その上で、地点毎の状況を踏まえて、料金原価算定上の前提として東通1号機と柏崎刈羽1号機（東京電力より半量受電）の電力量を織り込んでいる。また、原子力発電所の稼働を織り込まない場合、火力燃料費負担の増加などにより、年平均で約400億円程度の原価影響がある（改定率では3%程度）」とのことである。
- 四国電力は「現在停止中の伊方発電所については、新安全基準への早期対応が可能と考えられる3号機について、原価算定上、平成25年7月からの再稼働を織り込んでいる。これは、新安全基準が平成25年7月に施行され、原子力規制委員会において、事業者の評価・確認結果に対する確認が速やかに行われることを前提としている。また、伊方発電所の再稼働を全く織り込まない場合、今回申請原価から更に650億円程度のコスト増となり、収入不足額はほぼ倍増する」とのことである。

② バックエンド費用について、その内容及び電気料金との関係が分かりやすく明確に情報提供されているか。

- バックエンド費用については、①「原子力発電における使用済み燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律」に基づき、原子力発電所から発生する使用済み燃料の再処理等の費用に充てるため積み立てが義務づけられている費用、②「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」に基づき、使用済み燃料の再処理を行った後に生ずる特定放射性廃棄物の最終処分に必要な費用を拠出することが義務づけられている費用、③「原子力発電施設解体引当金に関する省令」に基づき、原子力発電施設の解体等の必要な費用を引き当てるのが義務づけられている費用等からなる。原子力発電所の設備利用率の低下に伴い、東北電力は平成20年原価に比べて148億円減の51億円を、四国電力は同82億円減の89億円を原価に算入している。
- また、原子力バックエンド費用について、両電力会社が電気料金審査専門委員会で説明した詳細資料については、両電力会社及び経済産業省のホームページでも公表している。

原子力バックエンド費用の算定概要（東北電力、第23回電気料金審査専門委員会資料6-2）

(億円)

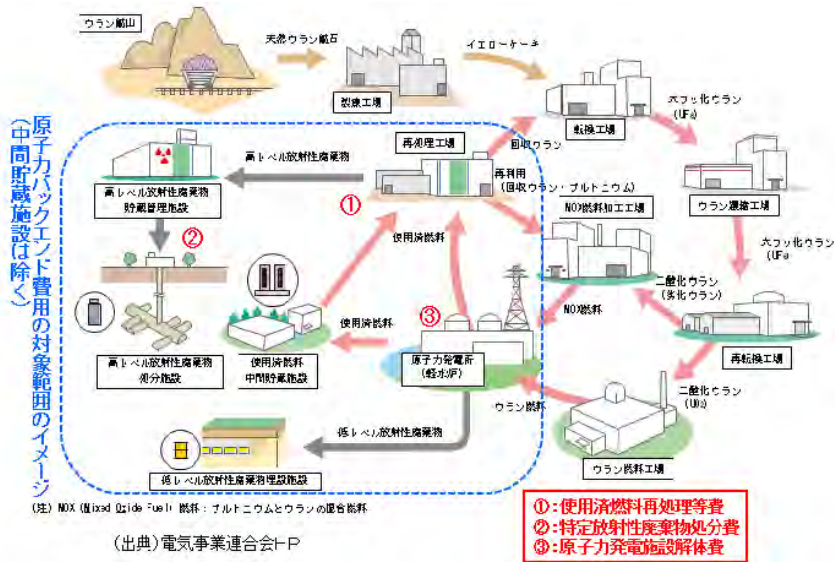
	今回 (H25~H27) A	前回 (H20) B	差 A-B	備 考
①使用済燃料再処理等費	42	115	▲73	
使用済燃料再処理等発電費	15	88	▲73	原子力発電電力量の減
使用済燃料再処理等既発電費	27	27	—	平成16年度までの発電に対応する分
②特定放射性廃棄物処分費	4	37	▲32	
当期発電分	2	29	▲27	原子力発電電力量の減
平成11年末までの発電分	2	8	▲5	平成25年度で拠出が終了することによる減
③原子力発電施設解体費	5	47	▲42	原子力発電電力量の減
合 計	51	199	▲148	

原子力バックエンド費用の算定概要（四国電力、第23回電気料金審査専門委員会資料7-2）

(百万円)

	今 回 (H25~H27)	前 回 (H20)	差 引	備 考
使 用 済 燃 料 再 処 理 等 費	6,267	9,701	▲3,434	
使用済燃料再処理等発電費	3,029	6,463	▲3,434	利用率の減(前回82.0%→今回33.8%)
使用済燃料再処理等既発電費	3,239	3,239	0	
特 定 放 射 性 廃 棄 物 処 分 費	1,155	3,857	▲2,702	
当 期 発 電 対 応 分	675	2,117	▲1,442	利用率の減(前回82.0%→今回33.8%)
平 成 1 1 年 末 迄 の 発 電 対 応 分	479	1,740	▲1,261	平成25年度拠出終了による減
原 子 力 発 電 施 設 解 体 費	1,429	3,462	▲2,033	利用率の減(前回82.0%→今回33.8%)
合 計	8,851	17,020	▲8,170	

<原子力バックエンド費用の概要>



[規制部門と自由化部門の関係について]

- ② 原価の部門間の配分について、規制部門と自由化部門を比較した妥当性が検証でき、定量的で平易な説明を行っているか。
- ③ 規制部門と自由化部門の損益構造が、バランスのとれたものとなっているか。

- 査定方針案においては、原価の部門間の配分について、「個別原価計算においては、算定規則に基づき各費用の配分計算が適切に行われていることを確認した。また、事業者が独自に設定した基準についても、計器等の費用を口数比ではなく直接各需要に整理している等、より実態に即した費用配分となっている。総原価の90%超（東北電力：約93%、四国電力：92%）が固有費及び直課により配分されていることは妥当であると考えられる。
- 固定費の各需要種別への配分方法は「2：1：1法※」等が算定規則により規定されているが、その際、低圧需要の最大電力は、サンプル調査（東北電力は約1,100件、四国電力は395件のデータを取得）に基づく推計値が用いられており、過大推計されていないことが確認された。
※最大電力に2、夏期・冬期尖頭時責任電力に1、発受電量に1の割合で合成された値により固定費を配分する方法。
- また、総原価に対する事業報酬の割合については、前回改定時以降の燃料費の増加等に伴う収益構造が改善され、東北電力は、規制部門が6.3%、自由化部門が5.3%、四国電力は、規制部門が6.1%、自由化部門が5.4%、となっており、それぞれの部門における固定費の割合を適切に反映したものであることが確認された。
- なお、今回改定以降の収益構造の変化については、事後評価において部門別収支が毎年公表され、原価算定期間終了後には原価と実績の部門別評価を実施することとなっているが、経済産業省は、平成24年2月に新たに設定された料金認可申請命令の発動基準に基づき、収益構造のゆがみが著しく、また、構造的なものと認められる場合には、事業者がこれに応じない場合には、料金認可申請命令の発動を検討すべきである」としている。

(査定方針案該当箇所：P125)

[需要の推計、見込みと実績の乖離について]

④ ピーク需要の推計は、合理的な根拠に基づき適切に行われているか。また、ピーク需要比については、景気拡張期、後退期をどのように織り込んでいるか明らかにされているか。

- 査定方針案においては、ピーク電力需要の推計について、「低圧需要の最大電力は、サンプル調査（東北電力は約1,100件、四国電力は395件のデータを取得）に基づく推計値が用いられており、過大推計されていないことが確認された」としている。
- また、今般の認可申請に当たっては、東北電力は「実測データに加え、低圧需要の最大電力について負荷実態調査結果を基に適切に算出している。また、景気拡張期や後退期の織込みについて、東日本大震災からの復興需要の動きや、お客さまの新增設計画等を需要想定に見込んでおり、第22回電気料金審査専門委員会の資料において明らかにしている」とし、四国電力は「最大電力の想定は、月間の電力量想定値を基に、『電気の使われ方（負荷率）』や『節電影響』を加味して想定しており、低圧需要の最大電力（20時に発生）は、負荷実態調査に基づく推計値を用いている。また、景気拡張期や後退期の織り込みについては、需要想定にあたって、実績傾向や個別企業への聴き取り調査によっており、経済指標見通しを用いていない。これは、例えば、産業用電力では、全国の鉱工業生産指数（I I P）の動きと乖離があるためである」としている。

（査定方針案該当箇所：P125）

⑤ 過去の原価算定期間内における販売電力量（特に、供給約款に係る部分）及び原価項目について、見込み値及び実績値並びにその乖離を公表しているか。また、今後についても、同様に公表するか。

- 電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議の報告書（平成24年3月）の提言を受け、これまで自由化部門が赤字の場合のみ公表されていた部門別収支を毎年度公表するよう「電気料金情報公開ガイドライン」が改正された。平成23年度の部門別収支の公表に当たっては、ホームページ上で、過去の原価算定期間における原価項目の実績値を公表している。なお、今般の改定における原価算定期間の見込み値については、第27回電気料金審査専門委員会において両社より資料が提示されている。
- また、今後の対応について、東北電力は「今後も、必要な情報開示とわかりやすい説明に努めてまいりたい」とのことであり、四国電力は「今後も、的確な情報開示をタイムリーに実施していく」とのことである。