

**第13回 電気料金審査専門会合
事務局提出資料
～原価算定期間終了後の事後評価～**

平成28年4月5日(火)



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

目次

原価算定期間終了後の追加検証（東京電力）

- 1．料金原価と実績費用の比較
- 2．規制部門と自由化部門の利益率の比較
- 3．経営効率化の取り組み
- 4．まとめ案

原価算定期間終了後の追加検証 (東京電力)

1 . 料金原価と実績費用の比較 (1) 原価と実績の費目毎の比較

- Ⅰ 規制部門・自由化部門とも実績が料金原価を上回っている。(規制部門+1,324億円、自由化部門+1,487億円、規制・自由合計+2,811億円)
- Ⅱ 経営効率化による修繕費、諸経費の低減により実績が原価を下回っている (1,133億円) もの、平成25年4月から順次稼働を想定していた柏崎刈羽原子力発電所の停止・燃料価格の上昇等に伴い燃料費、購入電力料の実績が原価を上回っている (+3,968億円)。

平成24年度～26年度の費目毎の料金原価と実績の比較 (3事業年度平均)

(単位 : 億円)

	規制部門			自由化部門			規制部門 + 自由化部門合計			差異理由 (規制部門+自由化部門)
	料金原価	実績	差異	料金原価	実績	差異	料金原価	実績	差異	
人件費	2,165	2,216	51	1,222	1,306	85	3,387	3,523	136	処遇制度の改編による増加等
燃料費	9,591	11,195	1,605	14,995	16,653	1,659	24,585	27,849	3,264	原子力発電所の停止に伴う火力焚き増しによる増加等
修繕費	2,556	2,125	430	1,540	1,176	363	4,095	3,302	793	工事・点検の中止・実施時期見直しによる減少等
減価償却費	3,275	3,238	37	2,896	2,837	58	6,171	6,075	95	設備投資額削減による減少等
購入電力料	3,293	3,634	342	4,583	4,945	362	7,876	8,579	704	自家発電電の増加等
公租公課	1,383	1,366	17	1,574	1,510	63	2,957	2,877	79	販売電力量の減による電源開発促進税の減少等
原子力バック エンド費用	261	280	19	406	401	5	667	681	14	解体引当金に係る会計制度変更による増加等
諸経費	3,622	3,411	210	2,800	2,670	130	6,422	6,082	340	コスト削減による減少等
電気事業 営業費用合計	26,146	27,469	1,324	30,016	31,502	1,487	56,161	58,971	2,811	

注 : 各数値は、億円未満を切り捨てているため、合計が合わない場合がある。(出所 : 第12回電気料金審査専門会合資料より抜粋)

1 . 料金原価と実績費用の比較（2） 人件費 - 処遇制度の改編

- 1 東京電力は、新・総合特別事業計画を策定し平成26年1月15日に経済産業大臣の認定を受けている。当事業計画では、10年間のコスト削減目標4.8兆円を超過達成した場合には、超過達成分の一部を原資として、震災後削減している従業員の処遇を一部改善する施策を導入している。
- 1 結果的に、平成24年～26年度において、コスト削減目標の超過達成を実現していることから、これを原資として処遇制度の改編が行われたため、人件費が増加している。（改編前：管理職 30%、一般職 20% 改編後：管理職・一般職 14%）

基準は、東日本大震災前の中越沖地震後の給与水準

5 . 東電の事業運営に関する計画

（2）経営の合理化のための方策

人事改革（希望退職・組織フラット化・コスト削減を促進する処遇改革）

併せて、新・総特における1.4兆円のコスト削減深掘りの挑戦に向けたインセンティブとして、新・総特のコスト削減計画を超過達成した場合、超過分の一定割合を半期毎に個人業績に応じ処遇に反映する「処遇制度の改編」を実施する。超過達成が続くことになれば、2014年度下半期には上記福島対応以外の社員についても年収14%カット、2016年度には全社員について年収5%カット水準まで復元していくことになる。これにより、総人件費を震災前から2割削減しつつ、一層のコスト競争力強化と人材流出抑止・組織活性化の両立を図る。

（出所：新・総合特別事業計画より事務局にて抜粋）

1 . 料金原価と実績費用の比較 (2) 燃料費・購入電力料 - 前提諸元等

- Ⅰ 販売電力量、発受電電力量は、料金改定時の想定よりも減少している。(それぞれ 134億kWh, 158億kWh)
- Ⅰ 原油価格は小幅ながら下落している (8.6\$/b) もの、為替レートは大幅な円安となっている (+19.1円/\$) ことから、全体としての燃料価格は上昇傾向にある。
- Ⅰ 稼働を想定していた柏崎刈羽原子力発電所が、3事業年度を通じて非稼働であり発電量が減少した (239億kWh) ため、代わりに火力発電所の焚き増し (+25億kWh) と他社購入等による受電増 (+61億kWh) により不足分を補っている。

平成24年度～26年度の料金原価と実績の算定にあたっての前提諸元 (3事業年度平均)

	単位	料金原価	実績	差異 -
販売電力量	(億kWh)	2,773	2,639	134
為替レート	(円/\$)	78.5	97.6	19.1
原油価格	(\$/b)	117.1	108.5	8.6
原子力利用率	(%)	18.8	-	18.8

平成24年度～26年度の料金原価と実績での需給バランス (3事業年度平均)

(単位 : 億kWh)

	料金原価	実績	差異 -
水力	111	106	5
火力	2,199	2,224	25
石炭	157	183	26
石油	377	294	83
LNG	1,665	1,747	82
原子力	239	-	239
その他 (他社購入・販売等)	459	520	61
発受電電力量	3,008	2,851	158

注1 : 発受電電力量と販売電力量との差は、送配電損失等。

注2 : 各数値は、億円未満を切り捨てているため、合計が合わない場合がある。

(出所 : 第12回電気料金審査専門会合資料より抜粋)

1 . 料金原価と実績費用の比較（2） 原子力バックエンド費用

- Ⅰ 解体引当金にかかる会計制度が、平成25年10月1日より発電量に応じて費用計上する方法から定額法での費用計上する方法に変更となったことにより、原子力発電施設解体費が58億円増加している。
- Ⅱ 原子力発電所の停止に伴い、発電量に応じて発生するバックエンド費用が一部減少している（43億円）ものの、これを上回る解体費の増加があることから、全体として原子力バックエンド費用が14億円増加している。

原子力バックエンド費用（3事業年度平均）

（単位：億円）

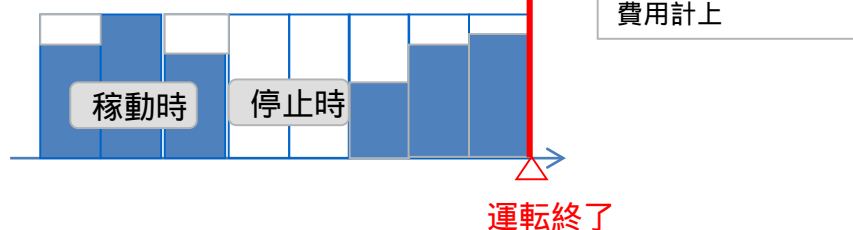
	費目	料金原価	実績	差異	備考
	原子力発電施設解体費	53	110	58	解体引当金にかかる会計制度変更による増
	使用済燃料再処理等費用他	615	571	43	原子力発電所の停止による減
原子力バックエンド費用合計		667	681	14	

注：各数値は、億円未満を切り捨てているため、合計が合わない場合がある。（出所：第12回電気料金審査専門会合資料より抜粋）

原子力発電施設解体引当金に関する省令の改正（出所：廃炉に係る会計制度検証ワーキンググループ第3回資料に基づき事務局作成）

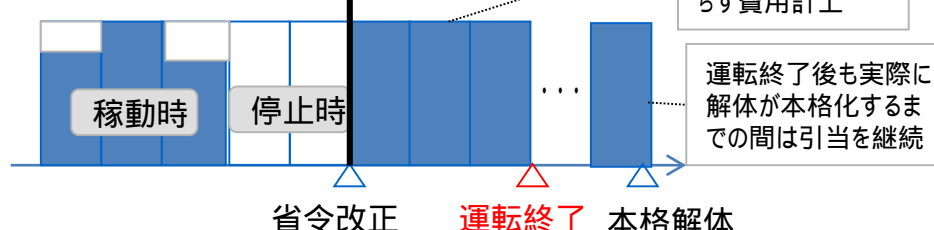
・改正前：生産高比例法（運転期間40年、平均設備利用率76%を前提として想定総発電電力量を設定）で稼働実績に応じて廃炉費用を積み立て

制度改正前のイメージ



・改正後：定額法へ変更（稼働状況に左右されない着実な引当、各期の引当額平準化）
運転期間40年に安全貯蔵期間10年を加えた期間を原則的な引当期間（解体本格化までに引当）

制度改正後のイメージ



2 . 規制部門と自由化部門の利益率の比較

- Ⅰ 電気事業利益率は、規制部門では + 1.7% となっている一方、自由化部門では 1.6% となっている。
- Ⅰ 原子力発電所の全機停止により燃料費（可変費）が増加する一方、緊急避難的な繰り延べを含む徹底したコスト削減（主として固定費）が行われている。結果、kWhの相対的に大きい自由化部門で燃料費増のマイナス影響が大きく生じている一方、規制部門においてよりコスト削減に成功しプラスの影響が大きく生じている。

平成24年度～26年度の当期純損益及び利益率
（3事業年度平均）

（単位：億円・%）

	規制部門 A	自由化部門 B	規制部門 + 自由化部門合計 C=A+B
収益	27,787	30,378	58,166
費用	27,307	30,859	58,167
当期純損益 = -	480	480	0
利益率 = /	1.7%	1.6%	0.0%

注：各数値は、億円未満を切り捨てているため、合計が合わない場合がある。

（出所：第12回電気料金審査専門会合資料より抜粋）

3 . 経営効率化の取り組み

- Ⅰ 料金原価時の想定(2,785億円)と比較し、実績(6,975億円)として+4,190億円(約2.5倍)の規模の経営効率化を実施している。
- Ⅰ 特に、修繕費(+1,007億円)、燃料費・購入電力料(+1,772億円)、その他費用(+1,095億円)で想定を大きく上回る効率化(深掘)を実施している。

平成24年度～26年度の料金原価(想定)と実績における経営効率化額(3事業年度平均) (単位:億円)

	主な削減内容	コスト削減額		
		計画(想定)	実績	深掘額 = -
人件費	<ul style="list-style-type: none"> Ⅰ 人員削減、給与・賞与の削減 Ⅰ 退職給付制度の見直し Ⅰ 福利厚生制度の見直し 	1,024	1,159	135
修繕費	<ul style="list-style-type: none"> Ⅰ 工事・点検の中止・実施時期の見直し Ⅰ 関係会社取引における競争的発注方法の拡大・工事効率の向上、外部取引先との取引構造・発注方法の見直し 	312	1,319	1,007
燃料費 購入電力料	<ul style="list-style-type: none"> Ⅰ 燃料価格(単価)の低減 Ⅰ 経済性に優れる電源の活用、卸電力取引所の活用 Ⅰ 電力購入料金の削減 	277	2,049	1,772
減価償却費	<ul style="list-style-type: none"> Ⅰ 設備投資削減による償却費減、中長期にわたる投資計画の抜本的な見直し 	87	268	181
その他	<ul style="list-style-type: none"> Ⅰ 除却費の削減 Ⅰ 委託費の削減 Ⅰ 賃借料の削減 Ⅰ 普及開発関係費の削減 Ⅰ 研究費の削減 Ⅰ 研修の縮小、消耗品費の削減、その他諸経費の削減 	1,085	2,180	1,095
合計		2,785	6,975	4,190

注: 億円未満は切り捨てているため、合計が合わない場合がある。(出所: 第12回電気料金審査専門会合資料より抜粋)

4 . まとめ案 (1 / 3)

(1) 料金原価と実績費用の比較

- 個別費目が、料金原価を上回っている以下の4つの費目について、増減要因を確認した。結果、合理的な理由無く料金原価を上回る実績となっているものは無いことを確認した。
 - 人件費
 - 燃料費
 - 購入電力料
 - 原子力バックエンド費用

4 . まとめ案 (2 / 3)

(2) 規制部門と自由化部門の利益率の比較

- 平成24年～26年度の原価算定期間における規制部門と自由化部門の利益率については、規制部門1.7%、自由化部門 1.6%と差異が生じている。
- 同期間の販売電力量は、規制部門と自由化部門で約 1 : 1.6となっており、電気料金のうち電力量に応じて発生する可変費の割合が自由化部門は高くなっている。また、料金原価上稼働を想定していた原子力発電所が、原価算定期間中に実際には一切稼働していないため、火力電源の焼き増し・他社からの受電増により、燃料費・購入電力料の可変費が増加している。
- 規制部門は、低圧のみに必要な配電設備等の各種費用が発生することから、自由化部門と比較して電気料金に占める固定費の割合が高くなっている。また、経営効率化等によるコストの削減効果は、可変費・固定費ともに生じているが、特に固定費でコスト削減が進んでいる。
- 原子力発電所の停止、火力の焼き増し等に伴う燃料費の負担増の影響（利益を減らす効果）が、可変費比率の相対的に高い自由化部門に大きく影響を及ぼしている一方、経営効率化等によるコストの削減効果（利益を増やす効果）が固定費比率の相対的に高い規制部門で大きく影響を及ぼしていることから、利益率は、規制部門がプラス・自由化部門がマイナスとなっている。結果として、規制部門と自由化部門の利益率の乖離は、合理的な要因に基づくものであることを確認した。

4 . まとめ案 (3 / 3)

(3) 経営効率化への取り組み

- 稼働を想定していた原子力発電所が、原価算定期間を通じて非稼働となり、火力電源の焚き増し等により収支が非常に厳しい状況の中で、平成26年1月に経済産業大臣の認定を受けた新・総合事業計画に基づき10年間で約4.8兆円のコスト削減施策が講じられた。結果として経営効率化は、料金改定時（3年平均：2,785億円）と比較して、実績（3年平均：6,975億円）が約2.5倍となっており、料金原価策定時よりも深掘りが行われていることを確認した。
- コスト削減対象の選定にあたっては、安定供給を前提として、リスクの発生可能性及びリスク発現時の社会的影響度の2つの観点をベースとしたリスクマップを活用し、投資・修繕等の案件を評価し、相対的にリスクの低い案件について、投資の繰り延べを行うなど、リスクに応じた不要不急の案件を中心にコスト削減が進められていることを確認した。