

第 3 1 回 公共料金等専門調査会 ～ 原価算定期間終了後の事後評価 ～

平成 2 9 年 3 月 2 3 日（木）



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

1. 電力会社ごとの評価

- (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及び乖離要因
- (3) 経営効率化の取組状況
- (4) まとめ案

2. 総評

(参考) 電気事業利益率等の状況

1 . 電力会社ごとの評価 （東北電力）

1. (1) 料金原価と実績費用の比較 サマリー

- 実績と料金原価の比較において、規制部門では実績が若干上回っているが、自由化部門では実績が下回っており、規制部門・自由化部門合計では実績が下回っている。
(規制 + 16億円、自由化 98億円、規制・自由合計 82億円)
- 支出抑制・繰延べにより修繕費が減少し (315億円)、為替レートが円安で推移した影響等により、燃料費が増加している (+190億円)。また、料金原価時に織り込んでいなかった被災代替資産等の特別償却費が増加したこと等により減価償却費が増加している。 (+140億円)

平成25年度～27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			差異理由
	原価	実績	差異	原価	実績	差異	原価	実績	差異	
人件費	699	718	19	518	528	10	1,217	1,247	30	給与手当水準の差や出向者給与の原価不算入分の差 等
燃料費	1,882	1,980	98	3,156	3,246	90	5,037	5,227	190	為替レートが円安で推移したことによる差 等
修繕費	1,036	897	139	837	660	177	1,872	1,557	315	効率化の推進による差 等
減価償却費	982	1,039	57	1,066	1,148	82	2,048	2,188	140	特別償却費の計上による差 等
購入電力料	1,351	1,347	4	2,236	2,183	53	3,587	3,530	57	他社電源の再稼働遅れによる受電減による差等
公租公課	375	372	3	476	460	16	850	833	17	需要減による電源開発促進税の差 等
原子力 バックエンド費用	19	30	11	32	49	17	51	80	29	解体引当金の制度変更による差 等
その他経費	843	815	28	854	799	55	1,697	1,614	83	緊急的な支出抑制・繰延べを行ったことによる委託費の減による差 等
電気事業営業費用合計	7,185	7,201	16	9,175	9,077	98	16,361	16,279	82	

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。 (出所：第23回料金審査専門会合資料より抜粋)

1. (1) 料金原価と実績費用の比較 人件費

- 人件費の細目毎の原価と実績の比較では、役員給与・給料手当・厚生費・その他が増加している。
- 一人当たり給与水準で原価織り込みの水準を実績が上回ったこと、原価不算入の出向者給与が実際には発生していること等により、給与手当が増加（ + 150億円 ）。
- 国内外の株価が上昇したこと等により、年金資産の運用実績が原価時の期待運用収益を上回った影響等により退職給与金が大幅に減少（ - 151億円 ）。

人件費 - 原価と実績の比較（ 3 事業年度平均）

（単位：億円）

		原価	実績	差異 -	備 考
	役員給与	3	5	2	役員報酬水準の差，原価不算入分の差， 等
	給料手当	818	968	150	給与手当水準の差，出向者の原価不算入分の差 等
	退職給与金	159	8	151	年金資産の運用結果による差 等
	厚生費	167	192	25	法定厚生費の差 等
	その他	69	71	2	委託検針費の増による差 等
人件費		1,217	1,247	30	

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

（出所：第23回料金審査専門会合資料より抜粋）

1. (1) 料金原価と実績費用の比較 燃料費

- 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 29億kWh, 39億kWh)
- 原油価格は下落している (31.4\$/b)ものの、為替レートは大幅な円安となっている (+29.8円/\$)おり、全体としての燃料価格は増加傾向にある。
- 自社で稼働を想定していた原子力発電所が、3事業年度を通じて非稼働であり発電量が減少して (23億kWh)おり、他社で稼働を想定していた原子力発電所が非稼働であったことからの受電ができなかったこと等により、他社購入等その他が減少 (21億kWh)している一方、火力の焚き増し (+8億kWh)により不足分を補っていることから、燃料費で実績が原価を上回っている。

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)

	原価	実績	差異 -
販売電力量 (億kWh)	792	763	29
為替レート (円 / \$)	80.2	110.0	29.8
原油価格 (\$ / b)	114.4	83.0	31.4
原子力利用率 (%)	8.1	-	8.1

料金原価と実績での需給バランス (3事業年度平均) (億kWh)

	原価	実績	差異 -
発受電電力量	877	838	39
水力	91	88	3
火力	575	583	8
石炭	222	237	15
石油	59	47	12
L N G	293	299	6
原子力	23	-	23
その他(他社購入・販売等)	188	167	21

1. (1) 料金原価と実績費用の比較 減価償却費

- 減価償却費では、料金原価を実績が上回っている。(+140億円)
- 減価償却費の細目では、新仙台火力発電所 3 - 1 号の早期運転開始による影響等により普通償却費が増加 (+34億円) したことに加え、料金原価時に織り込んでいなかった被災代替資産 (原町火力発電所の発電設備等) ・エネルギー環境負荷低減推進設備 (新仙台火力発電所 3 - 1 号のガスタービン設備等) 等の償却により特別償却費が増加 (+106億円) している。

減価償却費 - 原価と実績の比較 (3 事業年度平均)

(単位 : 億円)

		原価	実績	差異 -
	普通償却費 (試運転償却費を含む)	2,048	2,081	34
	特別償却費	—	106	106
	被災代替資産等	—	62	62
	エネルギー環境負荷低減推進設備	—	25	25
	生産性向上設備	—	19	19
	減価償却費	2,048	2,188	140

注 : 各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

1. (1) 料金原価と実績費用の比較 原子力バックエンド費用

- 原子力バックエンド費用は、実績が料金原価を上回っている。(+ 29億円)
- 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増加している。(+ 33億円)
- また、原子力発電所の稼働率の低下により、使用済燃料再処理等費、特定放射性廃棄物処分費がそれぞれ減少している。(それぞれ 1億円、 2億円)

原子力バックエンド費用-原価と実績との比較 (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	5	38	33	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	41	40	1	原子力発電所の停止による減 等
	特定放射性廃棄物処分費	4	2	2	"
原子力バックエンド費用合計		51	80	29	

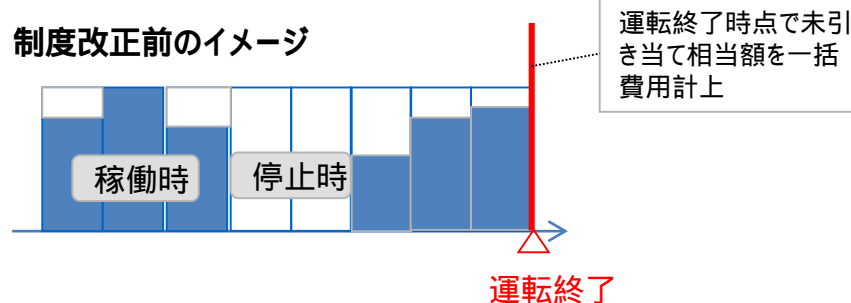
注: 各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

(出所: 第23回料金審査専門会合資料、事務局ヒアリングにて作成)

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

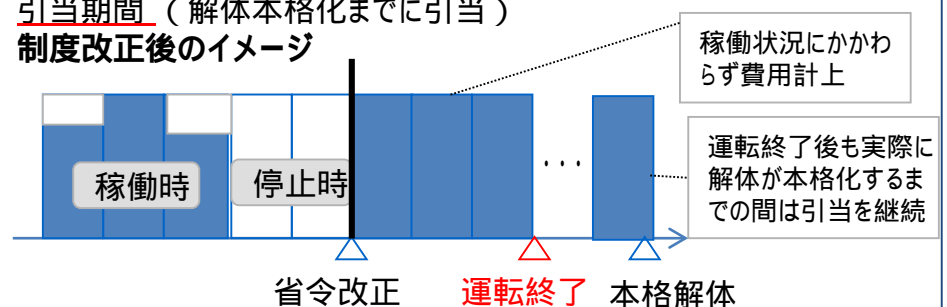
制度改正前のイメージ



・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



1. (2) 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

- Ⅰ 電気事業利益率は、規制部門では6.2%、自由化部門では5.1%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）が増加する一方で、緊急避難的な繰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。また、燃料費調整制度によるタイムラグの利益増の影響が生じている。
- Ⅰ これらの乖離要因を補正すると利益率は、規制部門で1.7%・自由化部門で0.9%となり、差異は縮小する。

規制部門と自由化部門の電気事業利益の実績（3事業年度平均）

（単位：億円、億kWh）

	規制部門 [A]	自由化部門 [B]	合計 [A]+[B]
電気事業収益	7,004	8,332	15,336
電気事業費用	6,571	7,910	14,482
電気事業利益または損失 = -	432	421	854
電気事業利益率 = /	6.2%	5.1%	5.6%
（参考）販売電力量	279	483	763

規制部門と自由化部門の利益率と主な乖離要因の補正

（単位：億円）

		規制部門 [A]	自由化部門 [B]
補正前 電気事業利益 （電気事業利益率）		432 (6.2%)	421 (5.1%)
主な乖離要因	原子力停止に伴う燃料費負担増の影響	79	131
	燃調タイムラグ影響	94	169
	緊急的な支出抑制・繰延べ等の影響	300	307
	合計	315	345
補正後電気事業利益 - （電気事業利益率）		117 (1.7%)	76 (0.9%)

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

（出所：第23回料金審査専門会合資料及び事務局ヒアリングにて作成）

1. (3) 経営効率化の取組状況

- Ⅰ 恒常的な効率化に関して、実績が計画値を40億円上回っている。
- Ⅰ 一時的な繰延べが、修繕費・その他経費を中心に457億円行われている。

経営効率化（目標の達成状況（平成25～27年度 3事業年度平均）） （単位：億円）

恒 久 的 な 効 率 化	項 目	主な効率化内容	(A)効率化 計画	(B)効率化 実績	深掘額 (B - A)
	人件費	- 給料手当の削減 - 退職給付制度，福利厚生制度の見直し - 採用数抑制による人員効率化	403	270	133
	燃料費・ 購入電力料	- 燃料価格の下落傾向を捉えた効果的なLNGスポット調達 - 亜瀝青炭の受け入れ拡大 - 高効率火力発電設備の稼働増 - 購入電力料の料金引下げ交渉	316	544	228
	設備投資 関連費用	- 新技術の採用や工事範囲の精査による工事仕様・工法の合理化 - 機器の劣化状況調査等に基づく最適な工事実施時期の見極め - 競争発注の拡大	95	43	52
	修繕費	- 設備の劣化状況を見極めた工事範囲の精査 - 工事・点検周期の見直し，工事仕様の合理化 - 競争発注の拡大	135	148	13
	その他経費	- 内容・仕様の見直し - 競争発注の拡大	184	174	10
	小 計	上記のほか，効率化計画には公租公課査定分として6億円を含む	1,139	1,179	40
緊急的な支出抑制・繰延べ（注1）				457	
コスト削減額 合計（ + ）				1,636	

注 1：緊急的な支出抑制・繰延べの主な内訳は，修繕費約297億円，その他経費約160億円

注 2：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

1. (4) まとめ案 (1 / 3)

(1) 料金原価と実績費用の比較

- － 個別費目で、実績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。
- － その結果、合理的な理由無く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
 - 減価償却費
 - 原子力バックエンド費用

1. (4) まとめ案 (2 / 3)

(2) 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

- － 平成25～27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6.2%、自由化部門5.1%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 : 1.7となっており、電力量に応じて発生する可変費は自由化部門への配分割合が高くなっている。また、料金原価上稼働を想定していた原子力発電所が、原価算定期間中に非稼働であったため、火力電源の焚き増しにより、燃料費の可変費が増加している。加えて、燃料費調整によるタイムラグ損益は、販売電力量の多い自由化部門に相対的に大きな影響を及ぼしている。
- － 規制部門は、低圧のみに必要な配電設備等の各種固定費用が発生することもあるが、主として固定費削減に影響する支出抑制の効果は、規制部門・自由化部門においてほぼ同額となっている。
- － 原子力発電所の停止、火力の焚き増し等に伴う需給関係費の負担増の影響（利益を減らす効果）や燃料費調整のタイムラグ損益（利益を増やす効果）は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。以上より、補正後の利益率は、規制部門1.7%、自由化部門0.9%となっており差異は縮小する。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。

1. (4) まとめ案 (3 / 3)

(3) 経営効率化への取組状況

- － 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であり、火力の焚き増し等により収支が厳しい状況の中において、経営効率化は、料金改定時の1,139億円（ 3事業年度平均 ）に対し、恒常的な効率化額実績1,179億円（ 3事業年度平均 ）となり、料金原価策定時よりも40億円深掘りが行われていることを確認した。
- － また、上記の恒常的な効率化に加え、一時的な繰延べが（ 3事業年度平均：457億円 ）行われていることを確認した。現在、これらの一時的な繰延べについても、恒常的な効率化に繋げる取組が行われていることも確認した。
- － 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。

1 . 電力会社ごとの評価 （四国電力）

1. (1) 料金原価と実績費用の比較 サマリー

- 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 + 63億円、自由化 + 98億円、規制・自由合計 + 162億円)
- 支出抑制・繰延べにより修繕費が減少し (112億円)、平成25年7月から稼働を想定していた原子力発電所の再稼働遅延(注)に伴い燃料費、購入電力料が増加している (+ 297億円)。

注：平成28年9月より再稼働

平成25年度～27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			差異理由
	原価	実績	差異	原価	実績	差異	原価	実績	差異	
人件費	286	299	13	193	197	5	478	497	18	出向者人件費（自社負担分）の原価不算入分の差、給与手当の差 等
燃料費	538	572	33	742	773	31	1,280	1,345	65	原子力の停止に伴う火力焼き増しによる増
修繕費	380	313	66	252	207	45	633	520	112	実施時期の見直し・工事内容の精査や工事・点検の繰延べ、修繕工事の未実施による減 等
減価償却費	283	285	2	271	273	2	554	558	4	原子力設備の安全対策工事に伴う増
購入電力料	274	376	102	368	498	130	642	874	232	原子力の停止に伴う購入電力量の増 等
公租公課	138	135	2	148	141	6	287	277	8	
原子力バックエンド費用	37	29	7	51	39	11	88	69	18	
その他経費	450	438	10	408	399	7	857	838	18	
電気事業営業費用合計	2,387	2451	63	2,433	2531	98	4,820	4,982	162	

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。 (出所：第23回料金審査専門会合資料より抜粋)

1. (1) 料金原価と実績費用の比較 人件費

- 人件費の細目毎の原価と実績の比較では、給料手当・厚生費が増加している。
- 一人当たり給与水準で原価織り込みの水準を実績が上回ったこと、原価不算入の出向者給与が実際には発生していること等により、給与手当が増加（ + 47億円 ）。
- 国内外の株価が上昇したこと等により、年金資産の運用実績が原価時の期待運用収益を上回った影響等により退職給与金が大幅に減少（ - 29億円 ）。

人件費 - 原価と実績の比較（ 3 事業年度平均 ）

（単位：億円）

		原価	実績	差異 -	備 考
人件費	役員給与	3	3	0	
	給料手当	331	378	47	出向者人件費（自社負担分）の原価不算入分の差、給与手当の差 等
	退職給与金	42	12	29	年金資産の超過運用益 等
	厚生費	73	75	2	
	その他	29	27	2	
	人件費	478	497	18	

1. (1) 料金原価と実績費用の比較 燃料費・購入電力料

- 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 11億kWh, 15億kWh)
- 原油価格は下落している (31\$/b) もの、為替レートは大幅な円安となっている (+30円/\$) ことから、全体としての燃料価格は上昇傾向にある。
- 平成25年7月より稼働を想定していた原子力発電所が、3事業年度を通じて非稼働であり発電量が減少した (60億kWh) ため、代わりに火力発電所の焚き増し (+18億kWh) と他社購入等による受電増 (+25億kWh) により不足分を補っていることから、燃料費・購入電力料で実績が原価を上回っている。

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)

	原価	実績	差異 -
販売電力量 (億kWh)	275	264	11
為替レート (円 / \$)	80	110	30
原油価格 (\$ / b)	114	83	31
原子力利用率 (%)	33.8	-	33.8

料金原価と実績での需給バランス (3事業年度平均) (億kWh)

	原価	実績	差異 -
発受電電力量	305	290	15
水力	22	23	1
火力	149	167	18
石炭	75	84	9
石油	39	43	3
L N G	35	40	6
原子力	60	-	60
新エネ	0.03	0.03	0
その他(他社購入・販売等)	75	100	25

1. (1) 料金原価と実績費用の比較 減価償却費

- 減価償却費では、実績が原価を上回っている（+4億円）
- 安全対策工事の実施に伴い、原子力設備に係る償却費が増加している（+13億円）。

減価償却費 - 原価と実績の比較（3事業年度平均） （単位：億円）

	原価	実績	差異 -
水力	40	39	0
火力	90	89	1
原子力	132	145	13
送変配電	254	252	1
その他	38	32	5
合計	554	558	4

1. (2) 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

- 電気事業利益率は、規制部門では2.1%、自由化部門では 0.4%となっている。
- 原子力発電所の全機停止により燃料費（可変費）が増加する一方で、緊急避難的な繰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。また、燃料費調整制度によるタイムラグ利益増の影響が相対的に自由化部門に大きく生じている。
- これらの乖離要因を補正すると利益率は、規制部門で2.1%・自由化部門で1.7%となり、差異は縮小。

規制部門と自由化部門の電気事業利益の実績（3事業年度平均）

（単位：億円、億kWh）

	規制部門 [A]	自由化部門 [B]	合計 [A]+[B]
電気事業収益	2,488	2,471	4,959
電気事業費用	2,436	2,482	4,918
電気事業利益または損失 = -	52	10	41
電気事業利益率 = /	2.1%	0.4%	0.8%
（参考）販売電力量	109	155	264

規制部門と自由化部門の利益率と主な乖離要因の補正

（単位：億円）

		規制部門 [A]	自由化部門 [B]
補正前 電気事業利益 （電気事業利益率）		52 （2.1%）	10 （0.4%）
主な乖離要因	原子力発電所の停止等に伴う需給関連費の増	114	155
	燃調タイムラグ影響	26	36
	コスト削減等による影響	87	67
	合計	0	51
補正後電気事業利益 （電気事業利益率）		52 （2.1%）	41 （1.7%）

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

1. (3) 経営効率化の取組状況

- 恒常的な経営効率化の実績については、料金原価時の想定との比較では、人件費、設備投資関連費で計画値を下回り、全体では14億円の未達となった（想定412億円、実績398億円）。
- 修繕費、減価償却費に関して、一時的な繰延べに取組んだ。（39億円）

経営効率化（目標の達成状況（平成25～27年度 3事業年度平均））

（単位：億円）

	主な削減内容[実績額]	コスト削減額		
		計画	実績	差異 -
人件費	・給与・賞与の減額、人員削減 [89] ・福利厚生制度の見直し [8]	136	97	39
燃料費 購入電力料	・燃料調達コストの低減 [50] ・購入電力料の削減 [17] ・卸取引所の活用 [1]	41	68	27
修繕費	□調達価格の低減、工事実施時期の見直し・工事内容の精査 [91]	88	91	3
設備投資関連費	□調達価格の低減、工事実施時期の見直し・工事内容の精査 [7]	26	7	19
その他	・委託費の減[28] ・普及開発関係費の削減 [18] ・諸費の削減 [10] ・研究費の削減 [12]	121	135	14
小計		412	398	14
緊急避難的な繰延べ	・修繕費の減[37] ・減価償却費の減[2]	-	39	39
合計		412	437	25

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

（出所：第23回料金審査専門会合資料及び事務局ヒアリングにて作成）20

1. (4) まとめ案 (1 / 3)

(1) 料金原価と実績費用の比較

- － 個別費目で、実績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。
- － その結果、合理的な理由無く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
 - ・ 減価償却費
 - ・ 購入電力料

1. (4) まとめ案 (2 / 3)

(2) 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

- 平成25～27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2.1%、自由化部門0.4%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1：1.4となっており、電力量に応じて発生する可変費は自由化部門への配分割合が高くなっている。また、料金原価上稼働を想定していた原子力発電所が、原価算定期間中に非稼働であったため、火力電源の焚き増し・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。加えて、燃料費調整によるタイムラグ損益は、販売電力量の多い自由化部門に相対的に大きな影響を及ぼしている。
- 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、火力の焚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）や燃料費調整のタイムラグ損益（利益を増やす効果）は、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。以上より、補正後の利益率は、規制部門が+2.1%、自由化部門+1.7%と差異は縮小する。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。

1. (4) まとめ案 (3 / 3)

(3) 経営効率化への取組状況

- － 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であり、火力電源の焚き増し・他社からの受電増等により収支が厳しい状況の中において、経営効率化は、料金改定時の412億円（3事業年度平均）に対し、恒常的な効率化額実績は398億円（3事業年度平均）と未達となっていた。費目では人件費、設備投資関連費で実績が計画値を下回った。
- － また、上記の恒常的な効率化に加え、一時的な繰延べ（3事業年度平均：39億円）が行われていることを確認した。現在、これらの一時的な繰延べについても、恒常的な効率化に繋げる取組が行われていることも確認した。
- － 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。

1 . 電力会社ごとの評価 (九州電力)

1. (1) 料金原価と実績費用の比較 サマリー

- 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 + 418億円、自由化 + 769億円、規制・自由合計 + 1,187億円)
- 支出抑制・繰延べにより修繕費、減価償却費、その他経費が減少し (988億円)、平成25年7月から順次稼働を想定していた原子力発電所の再稼働遅延(注)に伴い燃料費、購入電力料が増加している (+ 2,175億円)。

注：川内原子力発電所1号が平成27年8月より再稼働

平成25年度～27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			差異理由
	原価	実績	差異	原価	実績	差異	原価	実績	差異	
人件費	694	754	60	390	438	48	1,084	1,192	109	人員数の差、給料手当の差
燃料費	2,011	2,575	564	2,702	3,416	714	4,714	5,992	1,279	原子力再稼働遅延に伴う差
修繕費	1,128	753	374	783	493	290	1,911	1,247	664	修繕工事の一時的な繰延べに伴う差
減価償却費	922	879	43	841	801	40	1,762	1,680	82	設備投資の抑制に伴う差
購入電力料	570	960	391	745	1,250	505	1,315	2,210	896	原子力再稼働遅延に伴う差
公租公課	438	419	18	455	433	21	893	852	40	原子力再稼働遅延に伴う核燃料税の差
原子力 バックエンド費用	117	87	29	155	115	39	272	203	68	原子力再稼働遅延に伴う差
その他経費	1,112	978	133	897	788	108	2,009	1,767	242	システム開発の一時的な繰延べによる委託費の差
電気事業営業費用合計	6,991	7,408	418	6,969	7,737	769	13,959	15,146	1,187	

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

(出所：第23回料金審査専門会合資料より抜粋)

1. (1) 料金原価と実績費用の比較 人件費

- 人件費の細目毎の原価と実績の比較では、給料手当・厚生費が増加している。
- 一人当たり給与水準で原価織り込みの水準を実績が上回ったこと、原価不算入の出向者給与が実際には発生していること等により、給与手当が増加（ + 167億円 ）。
- 国内外の株価が上昇したこと等により、年金資産の運用実績が原価時の期待運用収益を上回った影響等により退職給与金が大幅に減少（ - 84億円 ）。

人件費 - 原価と実績の比較（ 3 事業年度平均 ）

（単位：億円）

		原価	実績	差異 -	備 考
人件費	役員給与	3	3	0	—
	給料手当 (注1)	721	888	167	・人員数の差 ・時間外手当の増 ・年収水準の差 等
	退職給与金	110	26	84	・期待運用収益の差 ・数理計算上の差異償却の差 等
	厚生費	150	177	27	・法定厚生費の増 等
	その他	99	97	2	・委託検針・集金費の減 等
	人件費	1,084	1,193	109	—

注1：給料手当には、給料手当振替額（貸方）を含む。

注2：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

1. (1) 料金原価と実績費用の比較 燃料費・購入電力料

- 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 36億kWh, 48億kWh)
- 原油価格は下落している (23\$/b) もの、為替レートは大幅な円安となっている (+31 円/\$) ことから、全体としての燃料価格は上昇傾向にある。
- 平成25年7月より稼働を想定していた原子力発電所の再稼働が遅延し発電量が減少した (224億kWh)ため、代わりに火力発電所の焚き増し (+105億kWh)と他社購入等による受電増等 (+67億kWh)により不足分を補っていることから、燃料費・購入電力料で実績が原価を上回っている。

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)

	原価	実績	差異 -
販売電力量 (億kWh)	853	816	36
為替レート (円 / \$)	79	110	31
原油価格 (\$ / b)	105.9	83.0	23
原子力利用率 (%)	55	6	49

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)

	原価	実績	差異 -
発受電電力量	930	882	48
水力	39	42	3
火力	458	563	105
石炭	165	173	8
石油	75	102	28
L N G	219	288	70
原子力	252	29	224
その他(他社購入・販売等)	180	247	67

1. (2) 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

- 電気事業利益率は、規制部門では0.1%、自由化部門では 8.2%となっている。
- 原子力発電所の再稼働遅延により燃料費（可変費）が増加する一方で、緊急避難的な繰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。また、販売電力量が特に自由化部門で落ち込んだ影響、燃料費調整制度によるタイムラグ利益増の影響が生じている。
- これらの乖離要因を補正すると利益率は、規制部門で2.0%・自由化部門で1.6%となり、差異は縮小。

規制部門と自由化部門の電気事業利益の実績（3事業年度平均）

（単位：億円、億kWh）

	規制部門 [A]	自由化部門 [B]	合計 [A]+[B]
電気事業収益	7,566	7,227	14,794
電気事業費用	7,555	7,818	15,373
電気事業利益または損失 = -	10	590	579
電気事業利益率 = /	0.1%	8.2%	3.9%
（参考）販売電力量	338	479	816

規制部門と自由化部門の利益率と主な乖離要因の補正

（単位：億円）

		規制部門 [A]	自由化部門 [B]
補正前 電気事業利益 （電気事業利益率）		10 （0.1%）	590 （8.2%）
主な乖離要因	再稼働遅延の影響（需給関係費）	770	1,090
	燃調タイムラグ影響	80	130
	コスト削減深掘りの影響	600	490
	販売電力量減少の影響	60	240
	合計	150	710
補正後電気事業利益 - （電気事業利益率）		160 （2.0%）	120 （1.6%）

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

1. (3) 経営効率化の取組状況

- Ⅰ 恒常的な効率化に関して、実績が計画値を55億円上回っている。
- Ⅰ 一時的な繰延べが、修繕費、諸経費等を中心に607億円行われている。

経営効率化（目標の達成状況（平成25～27年度 3事業年度平均））

（単位：億円）

	主な取組内容	コスト削減額		
		計画	実績	深掘額 ＝－
人件費	・年収水準の引下げ ・確定拠出年金導入など退職金・年金制度の見直し	479	393	86
修繕費	・仕様見直しなど資機材調達の効率化 ・点検周期や工事の実施時期等の見直し	324	351	27
燃料費 購入電力料	・受入品位緩和など燃料調達コストの低減 ・電力取引市場の活用拡大による燃料費抑制	176	265	89
設備投資関連費用	・工事の実施時期や内容等の見直し	246	264	18
その他（諸経費等）	・委託費の効率化 ・賃借料の効率化	212	219	7
小 計	-	1,437	1,491	55
短期限定のコスト削減 （繰延べ等）	・工事の一時的な繰延べ ・業務委託の一時的な中止・規模縮小	-	607 (注1)	607
合 計	-	1,437	2,098	662

注1：九州電力の資料上は、一時的な繰延べ額に、原子力発電所再稼働遅延に伴う影響額817億円を含む、1,424億円にて記載。

注2：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

1. (4) まとめ案 (1 / 3)

(1) 料金原価と実績費用の比較

- － 個別費目で、実績が料金原価を上回っている以下の3つの費目について、増減要因を確認した。
- － その結果、合理的な理由無く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

1. (4) まとめ案 (2 / 3)

(2) 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

- 平成25～27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0.1%、自由化部門8.2%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1：1.4となっており、電力量に応じて発生する可変費は自由化部門への配分割合が高くなっている。また、料金原価上稼働を想定していた原子力発電所が、原価算定期間中にほとんどの期間において稼働していないため、火力電源の焚き増し・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。
- 販売電力量は、規制部門・自由化部門とも減少している。規制部門では節電等の影響による減少がある一方で、自由化部門では景気悪化による電力使用量の減少に加え、離脱等の影響があり、自由化部門の販売電力量の減少幅が大きくなっている。
- 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、火力の焚き増し・他社からの受電増等に伴う需給関係費の負担増の影響（利益を減らす効果）や燃料費調整のタイムラグ損益（利益を増やす効果）は、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おり、販売電力量の減少の影響（利益を減らす効果）は、販売電力量の原価時の想定からの減少幅が大きい自由化部門に大きく影響を及ぼしている。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。以上より、補正後の利益率は、規制部門2.0%、自由化部門が1.6%と差異は縮小する。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。

1. (4) まとめ案 (3 / 3)

(3) 経営効率化への取組状況

- － 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ほとんどの期間稼働しておらず、火力電源の焚き増し・他社からの受電増等により収支が厳しい状況の中において、経営効率化は、料金改定時の1,437億円（3事業年度平均）に対し、恒常的な効率化額実績は1,491億円（3事業年度平均）となり、料金原価策定時よりも55億円深掘りが行われていることを確認した。
- － また、上記の恒常的な効率化に加え、一時的な繰延べが607億円（3事業年度平均）（注）行われていることを確認した。現在、これらの一時的な繰延べについても、恒常的な効率化に繋げる取組が行われていることも確認した。
- － 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。

注 原子力発電所再稼働遅延に伴う影響額817億円を除く。

2 . 総評

2．総評（１／２）

- Ⅰ 燃料価格や為替レート的大幅な変動、原子力発電再稼働の遅延等の諸事情を踏まえると、個別費目が合理的な理由なく料金原価を上回る実績となっているものは無く、今回事後評価の対象となった事業者について、現行の認可料金に関する値下げ認可申請の必要があるとは認められなかった。
- Ⅰ 他方で、厳しい経営環境下において適切な人材を確保する必要性等からやむを得ない事情は認められるが、全ての会社において人件費における給与実績が料金原価を上回っていた。各企業における経営事情もあるものの、事業者においては、当該費目に限らず、料金審査時の査定内容を十分に踏まえて事業運営に取り組むことが求められる。
- Ⅰ 経営効率化努力の主要な取組として修繕費の削減が見られ、これらは原価に織り込まれた費用について、供給信頼度を害することが無いようにリスクマップでの評価に基づき実施されている。安全対策、供給信頼度維持に不可欠な投資は適切に実施すべきであって、そのために必要な費用は適正なコストとして電気料金の原価に含まれているところであり、当然のことながら修繕費の緊急繰延べの判断は、技術的知見や代替措置の効果・費用等も踏まえつつ、引き続き慎重にリスク評価を行って対応すべきである。

2 . 総評（ 2 / 2 ）

- Ⅰ 効率化努力としては、単なる一時的な収支改善効果を伴う取組を超え、将来的な原価削減、さらには電気料金抑制につながる構造的、恒常的なコスト改善努力を追及すべきである。今回の評価においても、各社の様々な取組が紹介されたところであるが、事業者間で直接的な競争関係にないネットワーク部門での各社の努力については、相互に情報共有し、参考となる取組について、自社の特徴を踏まえた改良なども行いつつ積極的に取り込むことが重要である。また、自由化部門での競争は電気供給コスト全体の効率化に資するものであり、事業者においては全面自由化された小売市場において創意工夫を凝らした競争に取組むことが求められる。
- Ⅰ 今後の原子力再稼働の見通しが定まらないとの事業者の見解も見られ、また、現行の原価は一定の原子力稼働率を前提に算出されているものではあるが、直近の収益状況は、原価算定期間中の経営効率化努力もあって改善傾向にあるところ。事業者においては、原子力再稼働時には火力燃料費等の負担が現状よりも軽減されるであろうことを踏まえ、そのコスト低減効果を一時的な支出繰延べの削減、需要家への還元などに適切に充てるよう検討すべきである。
- Ⅰ 以上に鑑み、事業者には、引き続き経営効率化努力に真摯に取り組むこと、経過措置料金の適正性に関して需要家への分かりやすい説明、情報提供を行うことが求められる。

**（参考）電気事業利益率等の状況
（中部電力を除くみなし小売電気事業者 9 社）**

(参考) 事後評価について

- 「電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議」報告書においては、料金設定後、原価算定期間内においては、決算発表時等に決算実績、収支見通し、利益の使途、効率化の進捗等について評価を行うとともに、部門別収支を公表すること、原価算定期間終了後は、 に加えて原価と実績の比較等について規制・自由化部門に分けて評価を実施し、必要に応じて料金変更認可申請命令の発動の要否を検討することが提言されている。
- 上記 について、規制部門の料金設定について、構造的要因として、利益率が必要以上に高いものとなっていないかを事後評価として確認するため、客観的な基準を「電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等」において設定すべくパブリックコメントを実施し、平成25年3月19日付けで改定した。()

電気事業法等の一部を改正する法律（平成26年法律第72号）の施行に伴い、同内容は、「電気事業法等の一部を改正する法律附則に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等」に含まれている。

従来の事後評価（平成21年8月見直し）

毎年実施する評価

- < 事業者による評価 >
年度決算発表時等において料金の妥当性に関する十分な説明を実施。
- < 行政における評価 >
決算情報等に基づき、規制部門で営業赤字が生じている場合には、その要因や解消の見通し等について評価し、その結果を公表。
部門別収支は、自由化部門が赤字の場合のみ公表。

長期間（3年）料金改定がない場合の評価

把握情報等を基に、一般電気事業者の説明の合理性（料金改定の予定がない場合の理由等）を中心に評価した内容について行政が公表。

有識者会議を受けた見直し後の事後評価

原価算定期間内における評価

- ・事業者が、決算発表時等に、決算実績、収支見通し、利益の使途、効率化の進捗状況等を説明。
- ・部門別収支については、行政及び事業者が常に公表。

原価算定期間終了後における評価

- < 事業者による評価 >
・原価と実績値の比較、これまでの利益の使途、収支見通し等について、規制部門と自由化部門に分けて評価。
- < 行政における評価 >
・経営状況に照らして必要以上の内部留保の積み増しや株主配当が確認されるような場合には、報告徴収を実施の上、料金変更認可申請命令の発動の要否について検討。

(参考) 料金変更認可申請命令に係る基準

- 対象となる事業者について、原価算定期間終了後の事後評価において、以下のステップで得られた情報に基づき、第2弾改正法附則第16条第3項に基づく変更認可申請命令の発動の要否を検討することとなっている。

<ステップ1> 電気事業利益率による基準

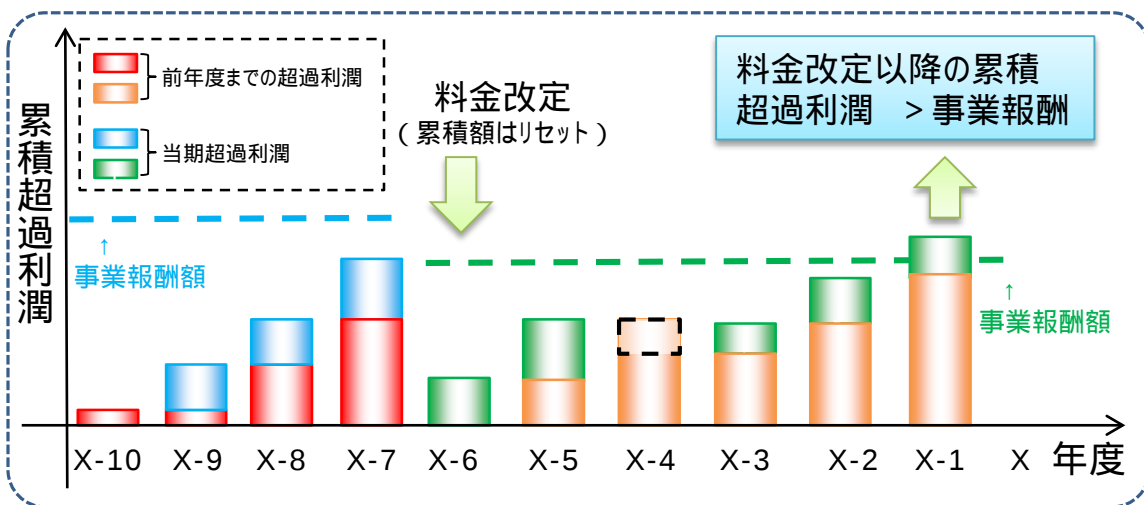
規制部門の電気事業利益率（電気事業利益 / 電気事業収益）の直近3カ年度平均値が、電力会社10社の過去10カ年度平均値を上回っているかどうかを確認。

該当会社の規制部門における電気事業利益率（直近3カ年度平均）
電力会社10社の規制部門における電気事業利益率（過去10カ年度平均）

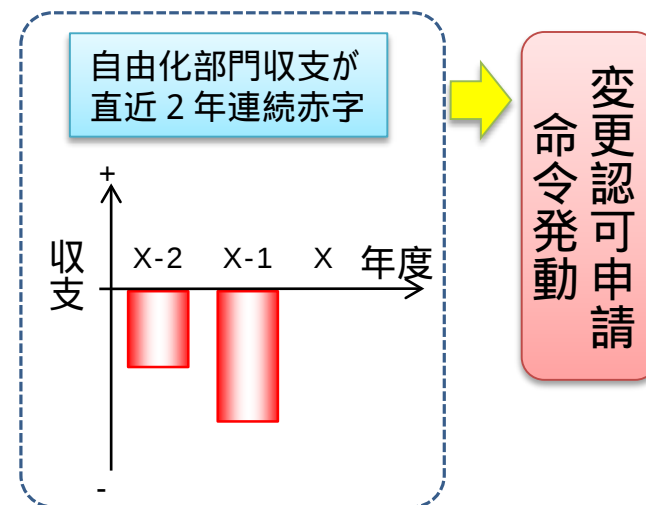
○ > の場合 → ステップ2へ

<ステップ2> 規制部門の累積超過利潤による基準又は自由化部門の収支による基準

前回料金改定以降の超過利潤（＝当期純利益 - 事業報酬）の累積額が事業報酬の額を超えているかどうか、又は自由化部門の収支が直近2年度間連続で赤字であるかどうかを確認。



又は



(参考) 料金変更認可申請命令に係る基準の適用結果

- Ⅰ 原価算定期間終了後も料金改定を行っていないみなし小売電気事業者（中部電力を除く 9 社）について、第2弾改正法附則第16条第3項に基づく電気料金変更認可申請命令の対象となるか否かを検討した。
- Ⅰ 東北電力、東京電力エナジーパートナー(以下、「東京電力EP」という。)を除く上記7社については、
＜ステップ1＞電気事業利益率による基準に該当せず、変更認可申請命令の対象とならないことが確認された。

＜ステップ1＞ 電気事業利益率による基準

(評価結果)

各電力会社の電気事業利益率の直近3年度平均値（平成25年度～平成27年度）は北海道電力 2.1%、東北電力 6.2%、東京電力EP5.0%、北陸電力1.0%、関西電力1.1%、中国電力1.2%、四国電力2.1%、九州電力0.3%、沖縄電力2.91%であることを確認した。

電力10社の過去10年度平均値（平成18年度～平成27年度）の電気事業利益率は2.93%であるため、東北電力と東京電力EPを除く7社については、電気事業利益率が電力10社平均を下回っていることを確認した。

直近3年度の規制部門の電気事業利益率及び電力10社の過去10年度の電気事業利益率

	北海道	東北	東京EP 1	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10社 10年平均
平成25年度	12.2%	5.9%	4.2%	0.9%	1.1%	0.8%	1.1%	2.4%	2.8%	
平成26年度	2.2%	5.9%	4.0%	1.7%	2.7%	4.1%	3.8%	2.8%	3.5%	
平成27年度	3.7%	6.9%	6.9%	0.4%	7.1%	0.3%	1.3%	6.2%	2.5%	
3年度平均 2	2.1%	6.2%	5.0%	1.0%	1.1%	1.2%	2.1%	0.3%	2.91%	2.93%

1 各年度の数値は、東京電力株式会社の利益率。（平成28年4月1日より分社化）

2 各年度の%の単純平均

（出典：各事業者からの部門別収支計算書より当委員会事務局が作成）

（参考）料金変更認可申請命令に係る基準の適用結果

Ⅰ <ステップ1> 電気事業利益率による基準に該当した東北電力、東京電力EPについても、<ステップ2> 規制部門の累積超過利潤による基準、自由化部門の収支による基準のいずれにも該当せず、変更認可申請命令の対象とならないことが確認された。

<ステップ2> 規制部門の累積超過利潤による基準又は自由化部門の収支による基準

（評価結果）

規制部門の累積超過利潤は、東北電力で28,095百万円、東京電力EPで 131,099百万円であり、両社において一定水準額を下回っていることを確認した。

また、直近2事業年度の自由化部門の電気事業損益は、東北電力で平成26年度が47,951百万円、平成27年度が80,815百万円、東京電力EPで平成26年度が141,736百万円、平成27年度210,041百万円であり、両社において直近2事業年度連続して赤字とはなっていないことを確認した。

規制部門の累積超過利潤と一定水準額

（単位：百万円）

	東北	東京EP
平成27年度末超過利潤累積額	+28,095	131,099
一定水準額	+41,879	+147,033
一定水準額を上回っているか。 （ > か）	No	No

（出典：当委員会事務局での東北電力、東京電力EPへのヒアリングに基づき作成）

直近2事業年度の自由化部門の電気事業損益

（単位：百万円）

	東北	東京EP
平成26年度	+47,951	+141,736
平成27年度	+80,815	+210,041
2年連続で赤字となっているか。 （ < 0 かつ < 0 か）	No	No

（出典：各事業者からの部門別収支計算書より当委員会事務局が作成）