

第30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29年3月17日（金）



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

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

(参考) 電気事業利益率等の状況

電力会社ごとの評価 (北海道電力)

(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下回っている。
(規制△119億円、自由化△133億円、規制・自由合計△253億円)
- 平成25年12月から順次稼働を想定(注)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、購入電力料、その他経費が増加し(+61億円)、修繕費、減価償却費、原子力バックエンド費用が減少している(△240億円)。

注：再値上げ時では平成27年11月を想定

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 ①	実績 ②	差異 ②-①	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	
人件費	300	295	△3	206	202	△3	505	498	△7	退職給与金の減等
燃料費	897	880	△16	999	972	△26	1,896	1,853	△42	販売電力量の減、燃料価格の低下による減、原子力発電所長期停止による増等
修繕費	576	466	△109	386	288	△98	962	754	△207	発電設備の定期点検費用減等
減価償却費	479	475	△3	407	399	△7	886	875	△10	原子力発電所長期停止による工事減等
購入電力料	368	386	18	411	422	11	779	809	30	卸供給事業者からの火力受電増等
公租公課	192	182	△9	176	162	△13	368	344	△23	収入減による事業税の減等
原子力バックエンド費用	34	23	△10	38	25	△12	72	48	△23	原子力発電所長期停止による費用減等
その他経費	576	591	15	387	403	16	964	995	31	賃借料の増等
電気事業営業費用合計	3,423	3,302	△119	3,009	2,875	△133	6,432	6,178	△253	

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22回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 ①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△21億kWh, △26億kWh)
- 為替レートは円安となっている(+23円/\$)ものの、原油価格は下落しており(△29.6円/\$) いることから、全体としての燃料価格は下落傾向にある。
- 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(△49億kWh)ため、代わりに他社購入による受電増等(+6億kWh)により不足分の一部を補っていることから、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①	実績②	差異②-①
販売電力量 (億kWh)	317	296	△21
為替レート (円/\$)	87	110	23
原油価格 (\$/b)	112.6	83.0	△29.6
原子力利用率 (%)	27	-	△27

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①	実績②	差異②-①
発受電電力量	357	331	△26
水力	34	36	2
火力	213	228	15
石炭	136	149	13
石油	77	79	2
LNG	-	-	-
原子力	49	-	△49
新エネ	-	-	-
その他(他社購入・販売等)	61	67	6

(1) 料金原価と実績費用の比較 ②その他経費

- その他経費では、実績が料金原価を上回っている（+31億円）
- 原子力発電所の非稼働に伴う緊急設置電源の継続設置等により、賃借料が増加している。（+20億円）
- その他、制度改正対応（原子力安全対策、電力システム改革）等により、委託費、諸費が増加している。（それぞれ+15億円、+15億円）

その他経費-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		
	原価①	実績②	差異②-①
廃棄物処理費	73	79	6
消耗品費	25	21	△3
補償費	20	20	0
賃借料	90	110	20
託送料	58	64	7
事業者間精算費	0	0	0
委託費	393	407	15
損害保険料	6	5	△1
原子力損害賠償資金補助法負担金	-	0	0
原賠・廃炉等支援機構負担金	65	65	-
普及開発関係費	4	10	6
養成費	8	5	△2
研究費	18	14	△3
諸費	89	105	16
電気料貸倒損	6	10	4
固定資産除却費	109	72	△36
再エネ特措法納付金	-	-	-
その他	△0	△0	△0
その他経費計	964	995	31

実績が原価を上回った費目の主な差異要因

- 廃棄物処理費（+6億円） 原子力発電所長期停止に伴う火力廃棄物処理費の増
- 賃借料（+20億円） 原子力発電所長期停止に伴う緊急設置電源の継続設置による増
- 託送料（+7億円） 卸電力取引の増
- 委託費（+15億円） 原子力安全対策費用の増
- 普及開発関係費（+6億円） 需要抑制関連費用の増
- 諸費（+16億円） 電力システム改革対応によるシステム開発費用の増
- 電気料貸倒損（+4億円） 貸倒引当の増

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22回料金審査専門会合資料より抜粋）

<緊急設置電源のイメージ（北海道電力HPより）>



苫小牧発電所2号機～83号機
出力：7.4万kW



南早来発電所1号機～72号機
出力：7.4万kW

(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△1.9%、自由化部門では△8.5%となっている。
- 年度途中で料金改定を行った影響により冬季の販売電力量が相対的に大きい規制部門で利益率が高くなり、自由化部門で利益率が低くなっている。また、規制部門では料金改定のタイミングで一度に料金値上げを行っているのに対し、自由化部門では、料金改定後の年度契約更改のタイミングで料金値上げを実施していることから、利益率は規制部門で高くなり、自由化部門で低くなっている。
- 原子力発電所の全機停止により受給関係費（可変費）が増加する一方で、一時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。
- これらの乖離要因を補正すると利益率は、規制部門で4.7%・自由化部門で5.4%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 ①	3,316	2,695	6,011
電気事業費用 ②	3,380	2,925	6,306
電気事業利益または損失 ③ = ① - ②	△ 64	△ 230	△ 294
電気事業利益率 ④ = ③ / ①	△1.9%	△8.5%	△4.9%
（参考）販売電力量	137	159	296

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22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）

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 ① （電気事業利益率）		△64 （△1.9%）	△230 （△8.5%）
主な乖離要因	泊原子力発電所停止に伴う需給関係費の増	△190	△209
	燃調タイムラグ影響	63	50
	経営効率化深掘り（費用減）	21	11
	年度の途中で改定を行ったことなどによる収益減	△117	△238
	合計 ②	△223	△386
補正後電気事業利益 ① - ② （電気事業利益率）		159 （4.7%）	156 （5.4%）

(3) 経営効率化の取組状況

- 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、需給関係費、設備投資関連費で計画値を下回り、全体では10億円の未達となった（想定610億円、実績600億円）。
- 修繕費、その他費用に関して、一時的な繰延べに取組んだ。

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	コスト削減額		
		計画(想定) ①	実績 ②	深掘額 ③ = ① - ②
人件費	<ul style="list-style-type: none"> ● 役員報酬の削減 ● 給与手当の削減 ● 厚生費の削減 	161	150	△11
需給関係費	<ul style="list-style-type: none"> ● 燃料費の削減 ● 購入電力料の削減 ● 卸電力取引所の活用 	162	156	△6
修繕費	<ul style="list-style-type: none"> ● 資機材調達コストの低減 ● 工事内容・工法、工事実施時期の見直し 	(30) 118	(64) 119	(34) 1
設備投資関連費用	<ul style="list-style-type: none"> ● 資機材調達コストの低減 ● 工事内容・工法、工事実施時期の見直し 	38	37	△1
その他費用	<ul style="list-style-type: none"> ● 普及開発関係費の削減 ● 資機材調達コストの低減 	(10) 131	(18) 138	(8) 7
合計		(40) 610	(82) 600	(注2)(42) △10

注1：修繕費およびその他費用の上段（ ）内に記載の数値は、予算策定段階において計画した効率化（支出抑制・繰延べ）を別掲している。

注2：予算策定段階での計画削減分（効率化計画には未反映）を実施したことによる増。

注3：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22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）

(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2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。
 - 購入電力料
 - その他経費

(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△1.9%、自由化部門△8.5%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 : 1.16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、原価算定期間中において非稼働であったため、他社からの受電増により可変費である購入電力料が増加している。
- 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。北海道電力では、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。
- 年度途中で料金改定を行ったため、直ちに新たな料金が適用される規制部門と、年度初めの契約が多く、契約更改のタイミングまで料金引き上げを待たなければならない需要家の多い自由化部門とでその効果の現れ方が異なっている。特に、規制部門では冬季の販売電力量が相対的に大きくなることもあり、規制部門の利益率が高く、自由化部門との大きな乖離が生じた要因となっている。
- 原子力発電所の停止に伴う他社購入の増加等による需給関係費の負担増の影響が、可変費比率の高い自由化部門に相対的に大きく影響を及ぼしており、また年度途中に行った料金改定の効果が自由化部門に現れるまでに時間的遅れが見られた。一方、燃料費調整のタイムラグ損益（利益を増やす効果）は、主に冬季に発生が多かったこともあり、冬季に販売電力量が多かった規制部門により影響を及ぼしており、また、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効果が多く現れている。以上より、これらの要因の補正後の利益率は、規制部門4.7%・自由化部門5.4%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。

(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、他社購入の増加等により収支が厳しく、2度の値上げが行われる状況の中において、経営効率化は、料金改定時の610億円（3事業年度平均）に対し、恒常的な効率化額の実績が600億円（3事業年度平均）であり、△10億円の未達となっている。特に、費用項目で見ると人件費、需給関係費等で計画値を達成できていなかった。
- 一時的な繰延べとしては、82億円（3事業年度平均）となっていた。現在、これらの一時的な繰延べ額についても、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。

電力会社ごとの評価 (関西電力)

(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 + 454億円、自由化 + 496億円、規制・自由合計 + 949億円)
- 支出抑制・繰延べ等により修繕費が減少し (△761億円)、稼働を想定していた原子力発電所の再稼働遅延に伴い燃料費、購入電力料が増加している (+1,431億円)。

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 ①	実績 ②	差異 ② - ①	原価 ①	実績 ②	差異 ② - ①	原価 ①	実績 ②	差異 ② - ①	
人件費	1,011	1,099	88	811	870	59	1,822	1,969	147	一人当たり年間給与水準の差異
燃料費	3,683	4,023	341	5,959	6,163	205	9,642	10,187	545	原子力利用率の低下等による燃料消費数量増
修繕費	1,474	1,078	△ 396	1,115	750	△ 365	2,589	1,828	△ 761	調達価格の削減や工事の繰延べ等による減
減価償却費	1,419	1,423	4	1,523	1,499	△ 23	2,942	2,922	△ 19	調達価格の削減等による減
購入電力料	1,525	1,905	381	2,281	2,787	506	3,806	4,692	886	原子力利用率の低下等による購入電力量の増
公租公課	685	671	△ 14	854	811	△ 43	1,539	1,482	△ 57	電源開発促進税等の減
原子力 バックエンド費用	157	166	10	254	252	△ 1	411	419	8	解体引当金に係る会計制度変更による増
その他経費	1,903	1,943	41	1,613	1,770	158	3,515	3,713	199	廃棄物処理費の増
電気事業営業費用合計	11,857	12,311	454	14,410	14,905	496	26,267	27,216	949	

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22回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 ①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・退職給与金・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などから、給与手当が増加（+107億円）しており、人件費全体の増加分の大半を占めている。

人件費－原価と実績の比較（3事業年度平均）

（単位：億円）

		原価 ①	実績 ②	差異 ②－①	備 考
人件費	役員給与	3.6	3.7	0.1	一人当たり役員給与水準の差異
	給料手当	1,328	1,435	107	一人当たり給与水準の差異
	退職給与金	175	195	20	数理計算上の差異償却発生の差異
	厚生費	259	288	30	給与水準の差異等に伴う法定厚生費への影響
	その他	57	46	△ 11	委託手数料の引き下げ
人件費		1,822	1,969	147	

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22回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△107億kWh, △122億kWh)
- 原油価格は下落している(△22.9\$/b)ものの、為替レートは大幅な円安となっている(+30.6円/\$)ことから、全体としての燃料価格は上昇傾向にある。
- 原子力発電所の稼働率が想定よりも低かったことにより発電量が減少した(△182億kWh)ため、代わりに火力発電所の焚き増し(+13億kWh)と他社購入等による受電増(+45億kWh)等により不足分を補っており、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①	実績②	差異②-①
販売電力量 (億kWh)	1,446	1,340	△107
為替レート (円/\$)	78.9	109.5	30.6
原油価格 (\$/b)	105.9	83.0	△22.9
原子力利用率 (%)	25.2	4.0	△21.2

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①	実績②	差異②-①
発受電電力量	1,575	1,454	△122
水力	136	139	3
火力	901	914	13
石炭	120	131	12
石油	252	206	△46
LNG	529	577	48
原子力	216	34	△182
新エネ	1	a	△a
その他(他社購入・販売等)	322	367	45

(1) 料金原価と実績費用の比較 ③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。(＋8億円)
- 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。(＋20億円)
- 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△8億円、△3億円)

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 ①	実績 ②	差異 ②-①	備考
原子力発電施設解体費	66	85	20	会計制度見直しに伴う引当方式の変更による増
使用済燃料再処理等費	305	297	△8	原子力利用率の低下による減
特定放射性廃棄物処分費	40	36	△4	〃
原子力バックエンド費用合計	411	419	8	

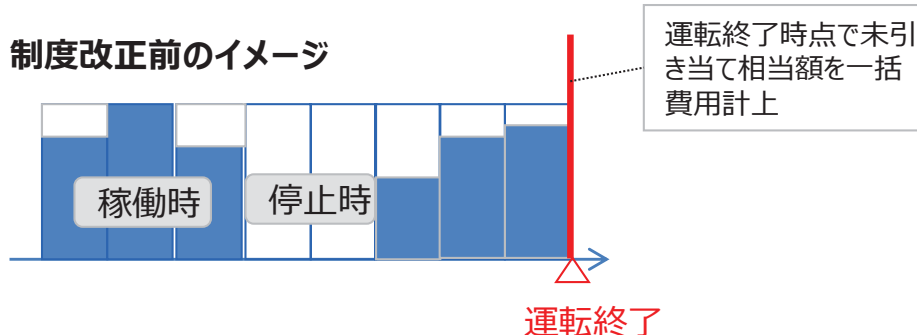
注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

(出所：第22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)

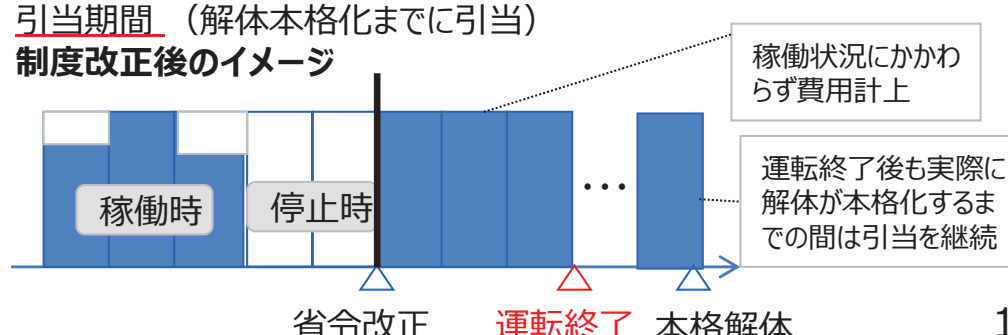
・改正前：**生産高比例法** (運転期間40年、平均設備利用率76%を前提として想定総発電電力量を設定) で稼働実績に応じて廃炉費用を積み立て

制度改正前のイメージ



・改正後：①**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)
②**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) 料金原価と実績費用の比較 ④ その他経費

- その他経費では、実績が料金原価を上回っている。(＋199億円)
- 原子力に係る廃棄物処分の引当金計上等により、廃棄物処理費の実績が原価を上回っている。(＋223億円)

その他経費-原価と実績の比較

(単位：億円)

	規制部門＋自由化部門		
	原価 ①	実績 ②	差異 ②－①
廃棄物処理費	209	432	223
消耗品費	105	81	△ 24
補償費	49	52	4
賃借料	662	597	△ 64
託送料	136	153	18
事業者間精算費	8	10	3
委託費	1,245	1,329	84
損害保険料	20	18	△ 2
原賠・廃炉等支援機構負担金	315	315	0
普及開発関係費	27	47	20
養成費	19	15	△ 3
研究費	104	85	△ 18
諸費	286	335	50
電気料貸倒損	15	9	△ 5
固定資産除却費	322	229	△ 93
共有設備等分担額	9	8	△ 1
共有設備等分担額（貸方）	△ 3	△ 2	0
建設分担関連費振替額（貸方）	△ 4	△ 2	1
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△ 7	△ 4	3
電力費振替勘定（貸方）	△ 6	△ 3	2
原子力廃止関連仮勘定償却費	2	2	0
その他経費計	3,515	3,713	199

<実績が原価を上回った項目の主な差異要因>

- 廃棄物処理費
 - ・大型廃棄物（原子力）の処理・処分に係る費用の会計上の引当等
（技術的知見の蓄積により処理・処分の成立性について見通しが得られたため）
- 委託費
 - ・原子力安全対策関連委託の増
- 普及開発関係費
 - ・全面自由化に向けた新たな料金メニューやサービスの周知（料金原価に未算入）等

（出所：第22回料金審査専門会合資料、事務局ヒアリングにて作成）

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

(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0.9%、自由化部門では△3.8%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、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の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△0.5%・自由化部門で0.4%となって逆転し、その乖離幅も縮小する。

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 ①	12,536	14,369	26,905
電気事業費用 ②	12,424	14,919	27,344
電気事業利益または損失 ③ = ① - ②	112	△550	△438
電気事業利益率 ④ = ③ / ①	0.9%	△3.8%	△1.6%
（参考）販売電力量	516	825	1,341

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 ① （電気事業利益率）		112 (0.9%)	△550 (△3.8%)
主な 乖離 要因	原子力発電所再稼働遅延に伴う需給関係費の増	△571	△875
	燃調タイムラグ影響	190	300
	経営効率化深掘り（費用減）	588	659
	販売電力量減による収入の減	△28	△701
	合計 ②	179	△617
補正後電気事業利益 ① - ② （電気事業利益率）		△67 (△0.5%)	67 (0.4%)

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22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）

(3) 経営効率化の取組状況

- 恒常的な効率化に関して、実績が計画値を262億円上回っている。
- 一時的な繰延べが、修繕費・その他経費を中心に964億円行われている。

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）

費目	主な取組内容	目標額 A	効率化 実績 B	差引
				B - A
①恒久的な効率化	人件費	456	413	△43
	需給関連費用	630	670	40
	設備投資関連費用	100	110	9
	修繕費	345	568	223
	諸経費等	495	528	33
	小計	2,027	2,289	262
②緊急的な支出抑制・繰延べ（注1）			964	
コスト削減額 合計（①+②）			3,253	

注1：緊急的な支出抑制・繰延べ（964億円）の費目別内訳は、修繕費495億円、設備投資関連費用138億円、その他経費等333億円

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。

（出所：第22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） 19

(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5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
 - 原子力バックエンド費用
 - その他経費