

電気料金の評価について

2016年3月22日
東京電力株式会社

1. 2012年料金改定の概要	P2
2. 原価算定期間3カ年における収支実績	P4～P5
原価算定期間3カ年における収支実績	P4
【参考】各年度の収支実績	P5
3. 規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因	P6～P7
規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因	P6
【参考】規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因(イメージ)	P7
4. 料金原価・実績比較	P8～P17
前提諸元等	P8
概観	P9
各費目の内訳①～②	P10～P11
実績が原価を上回った費目：人件費①～②	P12～P13
実績が原価を上回った費目：燃料費・購入電力料等①～③	P14～P16
kWh当たり単価	P17
5. 経営効率化	P18～P21
料金改定時の計画とその後の深化	P18
計画からの深掘り	P19
深掘内容の内訳①～②	P20～P21
6. 電気料金の評価	P22

1. 2012年料金改定の概要

- 当社は、2012年5月11日に経済産業大臣宛てに、原価算定期間を2012年度から2014年度の3カ年とする平均10.28%の規制部門料金の値上げ認可申請をさせていただきました。(自由化部門は16.39%)
- 公聴会、電気料金審査専門委員会、消費者庁でのチェックポイントにもとづく検証等を経て、同年7月25日に同大臣より、規制部門で平均8.46%の値上げをお願いさせていただき、同年9月1日より実施をさせていただきます。(自由化部門は14.90%)

<前提諸元>

	2012~2014年度
販売電力量 (億kWh)	2,773
為替レート (円/\$)	78.5
原油価格 (\$/b)	117.1
原子力利用率 (%)	18.8
事業報酬率 (%)	2.9
平均経費人員 (人)	36,283

- 販売電力量の内訳は、規制部門が1,057億kWh、自由化部門が1,716億kWh。
- 燃料費の算定諸元となる原油価格・為替レートは、燃料費調整との整合を踏まえ、申請時期の直近3カ月の貿易統計価格(2012/1~2012/3平均値)を参照。
- 柏崎刈羽原子力発電所の稼働については、安全・安心を確保しつつ、地元のご理解をいただくことを大前提とし2013年4月から順次再稼働がなされるものと仮定。具体的には、柏崎刈羽1・5・6・7号機は2013年度から順次、同3・4号機は2014年度から順次、稼働がなされるものと仮定。

<織込んでいた原子力利用率>

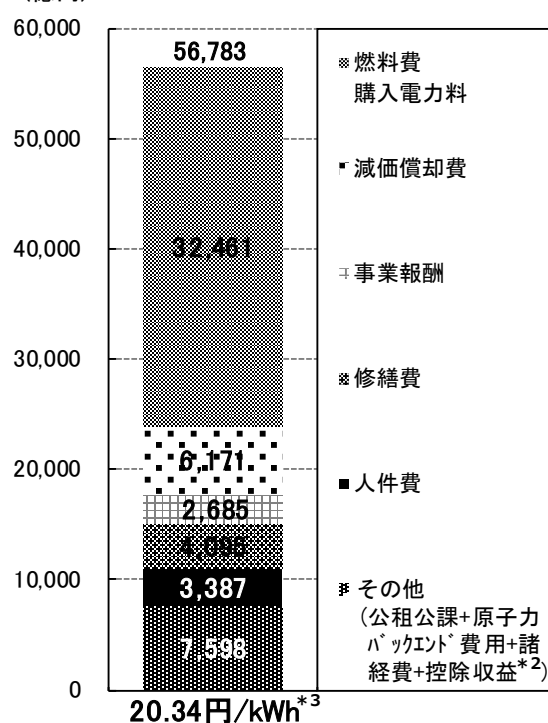
2012年度:0% 2013年度:22% 2014年度:35%
 ※原子力利用率の算定においては、福島第一1~4号機を除く。(同5・6号機は含む)

<原価の内訳>

		(億円)
		2012~2014年度
人件費		3,387
燃料費		24,585
火力燃料費		24,475
核燃料費		110
修繕費		4,095
資本費		8,855
減価償却費		6,171
事業報酬		2,685
購入電力料		7,876
公租公課		3,013
原子力バックエンド費用		667
諸経費		6,431
委託費		2,282
一般負担金		567
上記以外		3,581
控除収益		▲2,128
総原価	*1	56,783

経営効率化額	▲2,785
査定額	▲841

(億円)



*1 総原価は効率化額および査定額反映後の値

*2 接続供給に伴う託送収益は除く

*3 原価単価

$$= (\text{総原価} - \text{接続供給に伴う託送収益}) \div \text{販売電力量}$$

$$= (56,783 \text{億円} - 385 \text{億円}) \div 2,773 \text{億kWh}$$

$$= \mathbf{20.34 \text{円/kWh}}$$

※いずれも数値は3カ年平均値

(空白)

2. 原価算定期間3カ年における収支実績

- 経済産業省令(一般電気事業部門別収支計算規則)に則り、規制部門および自由化部門の収支を算定した結果、規制部門においては480億円の当期純利益、自由化部門においては▲480億円の当期純損失となりました。
- 原子力発電所の全機停止により燃料費が増加するなか、緊急避難的な繰り延べを含む徹底したコスト削減に努めたことなどから、規制部門においては黒字(利益率1.7%)となりましたが、自由化部門においては、燃料費の負担増が規制部門に比べて収支に大きく影響したことなどにより赤字(利益率▲1.6%)となりました。
- なお、規制部門・自由化部門合計ではほぼ収支中立となりました。

(いずれも数値は3カ年平均値。次ページ以降も同様。)

<当期純利益または純損失>

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
収益 ①	27,787	30,378	58,166
費用 ②	27,307	30,859	58,167
当期純損益 ③ = ① - ②	480	▲ 480	▲ 0
利益率 ④ = ③ / ①	1.7%	▲ 1.6%	▲ 0.0%

※算定結果については、毎年ホームページにて公表

(億kWh)

販売電力量	1,039	1,600	2,639
-------	-------	-------	-------

<2012年度>

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
収益 ①	26,564	28,226	54,791
費用 ②	27,438	30,865	58,304
当期純損益 ③ = ① - ②	▲ 873	▲ 2,639	▲ 3,513
利益率 ④ = ③ / ①	▲ 3.3%	▲ 9.4%	▲ 6.4%

<2013年度>

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
収益 ①	28,523	31,166	59,690
費用 ②	27,318	31,364	58,682
当期純損益 ③ = ① - ②	1,205	▲ 197	1,007
利益率 ④ = ③ / ①	4.2%	▲ 0.6%	1.7%

<2014年度>

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
収益 ①	28,275	31,743	60,018
費用 ②	27,166	30,348	57,514
当期純損益 ③ = ① - ②	1,109	1,395	2,504
利益率 ④ = ③ / ①	3.9%	4.4%	4.2%

3. 規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因

- 規制部門と自由化部門の利益率が乖離した要因としては、自由化部門は規制部門に比べ、電気料金のうち可変費*1の占める割合が高いため、原子力停止に伴う燃料費の増加影響が相対的に大きく表れた一方、規制部門は自由化部門に比べ、電気料金のうち固定費*2の占める割合が高いため、コスト削減に伴う影響が相対的に大きく表れたものです。
- 上記にお示した主な要因を補正することにより、規制部門と自由化部門の利益率の乖離は大きく縮小するものと試算されます。

*1 可変費…燃料費等、販売電力量に応じて発生する費用

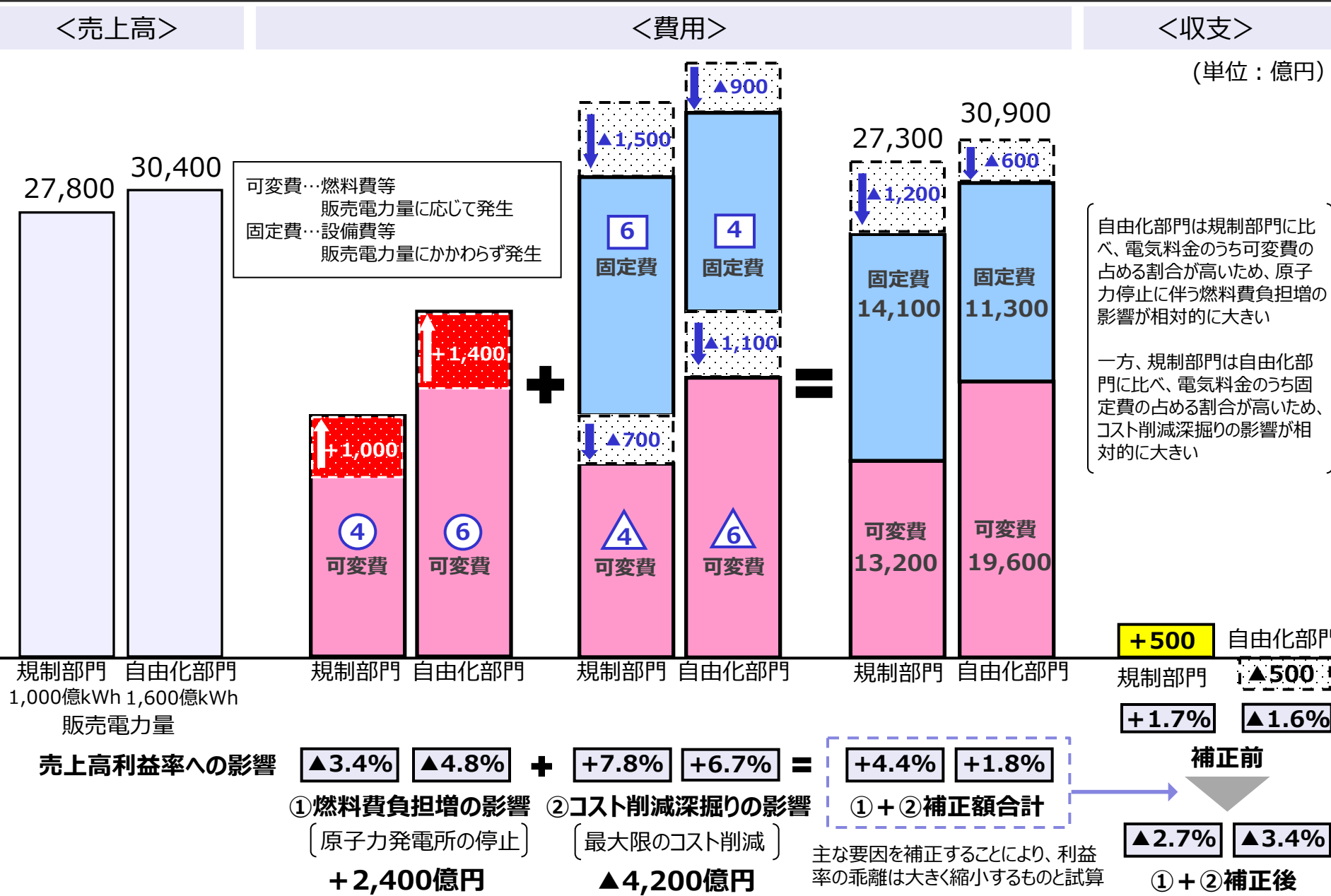
*2 固定費…設備費等、販売電力量にかかわらず発生する費用

<主な乖離要因の影響試算>

				(億円)	
	燃料費負担 増の影響 ①	コスト削減 深掘りの影響 ②	合計 ① + ②	2012-2014 年度	2012-2014 年度 (① + ②補正後)
規制部門	▲ 954 (▲ 3.4%)	+2,170 (+7.8%)	+1,216 (+4.4%)	480 (1.7%)	▲ 736 (▲ 2.7%)
自由化部門	▲ 1,467 (▲ 4.8%)	+2,020 (+6.7%)	+553 (+1.8%)	▲ 480 (▲ 1.6%)	▲ 1,033 (▲ 3.4%)

※乖離要因については、毎年ホームページにて公表

【参考】規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因（イメージ）



4. 料金原価・実績比較（前提諸元等）

- 主な前提諸元について、料金改定時の想定と比較して、販売電力量は減少（▲134億kWh、▲4.8%）、為替レートは大幅な円安（+19.1円/\$、+24.3%）、原油力発電は3カ年を通じて非稼働となりました。

<前提諸元>

	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①
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
平均経費人員（人）	36,283	35,393	▲890

<需給バランス>

	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①
発電電力量	3,008	2,851	▲158
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

<経営効率化>

	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①
経営効率化額	2,785	6,975	4,190

<主な変動要因>

為替レートの円安化（+24.3%）

原油C I F 価格の下落（▲7.3%）

節電や生産水準の低下による
販売電力量の減少（▲4.8%）

原子力発電所の停止

徹底したコスト削減への
最大限の取り組み

徹底した業務効率化による
人員削減・希望退職の実施等

経済性に優れる電源（石炭・LNG
火力、IPP・自家発）の活用による
石油火力の焚き減らし

※経営効率化については、P18～P21に記載

4. 料金原価・実績比較（概観）

■ 燃料価格の変動や原子力発電所の停止による影響等により、料金改定時の想定原価に対して、実績費用および収入は各々乖離しましたが、先述のとおり、当期純損益ベースでほぼ収支中立となりました。

<主な乖離要因>

プラス表記（+）は収支好転
 マイナス表記（▲）は収支悪化
 ※10億円丸め

① 燃料費調整による収入の増	+3,470億円	①③④ 燃料価格の変動(為替レート, 原油CIF)による影響 ▲40億円
② 販売電力量減少に伴う収入の減 <small>〔 ▲134億kWh × $\frac{\text{織込収入単価}}{20.3\text{円/kWh}}$ 〕</small>	▲2,720億円	
③ 原油CIF価格下落に伴う燃料費の減 <small>〔 $\frac{\text{織込原油価格}}{117.1\\$/b} \rightarrow \frac{\text{実績原油価格}}{108.5\\$/b}$ 〕</small>	+1,420億円	
④ 為替レートの円安化に伴う燃料費の増 <small>〔 $\frac{\text{織込為替レート}}{78.5\text{円}/\\$} \rightarrow \frac{\text{実績為替レート}}{97.6\text{円}/\\$}$ 〕</small>	▲4,930億円	
⑤ 販売電力量減少に伴う燃料費の減 <small>〔 ▲134億kWh × $\frac{\text{織込火力平均単価(販売端)}}{12.1\text{円/kWh}}$ 〕</small>	+1,620億円	②⑤ 販売電力量の減少による影響 ▲1,100億円
⑥ 柏崎刈羽原子力の停止に伴う燃料費の増 <small>〔 ▲239億kWh × $\frac{\text{織込火力平均単価} - \text{織込原子力平均単価}}{9.4\text{円/kWh}}$ 〕</small>	▲2,250億円	⑥ 原子力発電所の停止による影響 ▲2,250億円
⑦ コスト削減深掘りによる費用の減	+4,190億円	⑦⑧ 査定を上回る徹底したコスト削減による影響 +3,350億円
⑧ 料金査定による影響	▲840億円	
⑨ その他	+40億円	

販売電力量の減少に伴う収支悪化および原子力発電所の停止に伴う燃料費増加を、徹底したコスト削減への取り組みにより挽回

4. 料金原価・実績比較（各費目の内訳①）

- 実績費用については、料金改定時の想定原価と比較して、徹底したコスト削減に努めたことにより修繕費や減価償却費などは減少したものの、燃料価格の変動や原子力発電所の停止に伴い燃料費や購入電力料が大幅に増加し、規制部門・自由化部門合計で2,811億円（規制部門：1,324億円、自由化部門：1,487億円）増加いたしました。

(億円)

	規制部門			自由化部門			規制部門+自由化部門			差異理由 (規制部門+自由化部門)
	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	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・実施時期の 見直しによる減等
減価償却費	3,275	3,238	▲ 37	2,896	2,837	▲ 58	6,171	6,075	▲ 95	設備投資削減による減等
購入電力料	3,293	3,634	342	4,583	4,945	362	7,876	8,579	704	自家発火力からの受電増等
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 促進税の減等
原子力バック インド費用	261	280	19	406	401	▲ 5	667	681	14	解体引当金に係る会計制度変 更による増等
諸経費 【P11参照】	3,622	3,411	▲ 210	2,800	2,670	▲ 130	6,422	6,082	▲ 340	徹底したコスト削減による減等
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	

※ : 実績が原価を上回った費目 (P12~P16参照)

4. 料金原価・実績比較（各費目の内訳②）

- 諸経費については、料金改定時の想定原価と比較して、諸費・委託費等が増加したものの、徹底したコスト削減に努めたことにより、トータルでは減少(▲340億円)いたしました。

<諸経費（再掲）> (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	145	127	▲18
消耗品費	201	165	▲36
補償費	59	62	3
賃借料	1,454	1,391	▲62
託送料	200	194	▲6
事業者間精算費	33	32	▲1
委託費	2,282	2,308	26
損害保険料	41	37	▲3
原賠・廃炉等支援機構一般負担金	567	507	▲60
原賠・廃炉等支援機構特別負担金	-	-	-
普及開発関係費	25	22	▲3
養成費	32	21	▲11
研究費	170	147	▲23
諸費	229	355	127
うち寄付金	-	0.7	0.7
うち団体費	9	26	18
電気料貸倒損	24	23	▲1
固定資産除却費	942	681	▲261
共有設備費等分担額	32	27	▲4
共有設備費等分担額(貸方)	▲0	▲0	▲0
建設分担関連費振替額(貸方)	▲7	▲11	▲4
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲7	▲6	1
再工ネ特措法納付金	-	-	-
電力費振替勘定(貸方)	▲1	▲5	▲4
諸経費計	6,422	6,082	▲340

<参考：控除収益> (億円)

	規制部門+自由化部門		
	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①
地帯間・他社販売電力料	▲1,577	▲1,923	▲346
託送収益	▲30	▲39	▲9
電気事業雑収益	▲517	▲563	▲46
その他	▲3	▲3	▲0
控除収益計	▲2,128	▲2,529	▲402

【実績が原価を上回った項目の主な差異要因】

◇補償費 [+3億円]

- ・資産売却（社宅等）に伴い発生した一過性の損失補償

◇委託費 [+26億円]

- ・賠償対応費用の増

◇諸費 [+127億円]

- ・炭素クレジット償却額の増 [+42億円]
…炭素クレジットについては、取得時に無形固定資産として資産計上し、使用時に諸費として費用計上
- ・セキュリティ強化に向けたWindows8PC導入による費用の増 [+11億円]
- ・寄付金 [+0.7億円]：少額電気料金の消却費（料金原価に未算入）等
- ・団体費 [+18億円]：各種事業団体への支出（一部料金原価に未算入）

4. 料金原価・実績比較（実績が原価を上回った費目：人件費①）

- 当社は、料金査定を踏まえた年収削減や1,000人を超える希望退職などの方策により、効率化の深掘りに努めてまいりました。
- 一方で、新・総合特別事業計画（2014年1月15日主務大臣認定）に基づく、コスト削減計画の超過達成分の一部を原資とする「処遇制度の改編」を実施したことにより、人件費は136億円増加いたしました。

給与・賞与の削減：2011年度6月より、一般職▲20%・管理職▲25%水準

（年収削減） 2012年度より、一般職▲20%・管理職▲30%水準（料金査定を踏まえた対応）

2014年度下期より、一般職・管理職共に▲14%水準（処遇制度の改編）

人員削減：総合特別事業計画における2013年度末までの削減目標（単体▲3,600人、連結▲7,400人）を達成後、1,000人超の希望退職（2014年度）等を通じ、同計画における10年間の人員削減目標を7年前倒しで達成

<人件費>

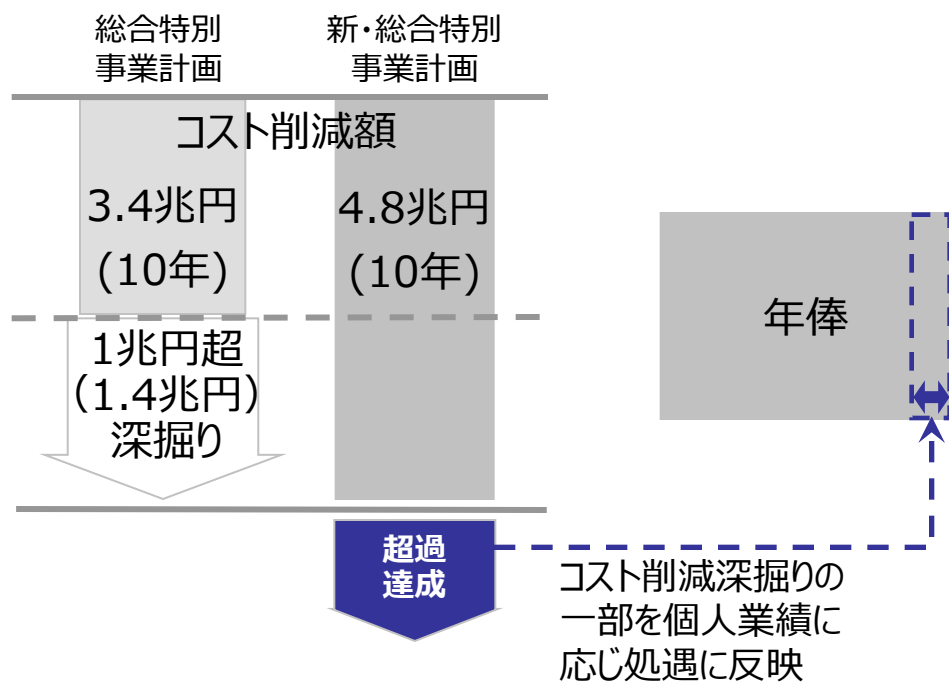
（億円）

	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	備考
役員給与	-	2	2	社外取締役のみで構成される報酬委員会において役員報酬を決定し支出したため
給料手当	2,385	2,488	103	処遇制度の改編による増 等
退職給与金	322	324	2	数理計算上の差異償却が発生したことによる増 等
厚生費	436	448	13	処遇制度の改編による給料手当の増に伴う法定厚生費の増 等
その他	244	259	16	雑給人員（他企業からの出向受入者等）の増 等
人件費合計	3,387	3,523	136	

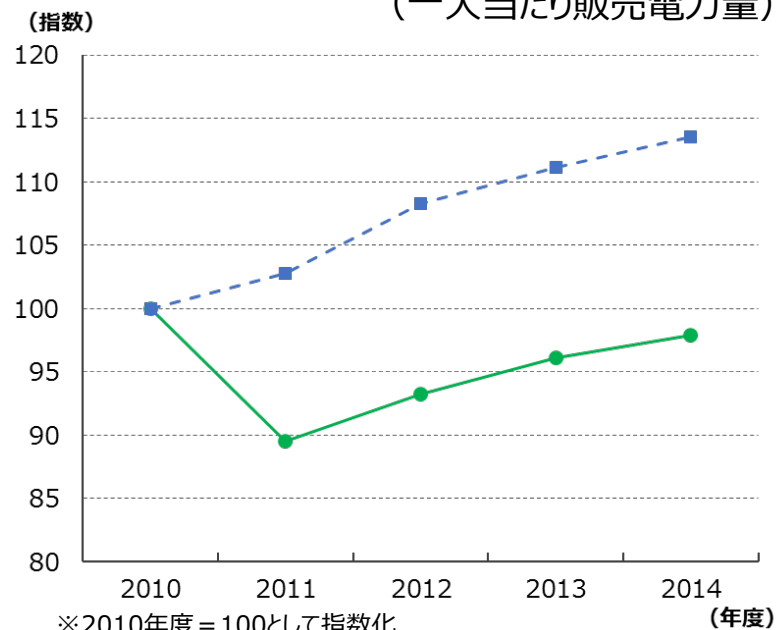
※給料手当には給料手当振替額（貸方）を含む

- 当社は、かねてより、年収削減の長期化、限られた人員での業務継続および将来への不安等から、将来の経営を担う若手を含め、有能な人材の流出が高水準で継続するなど、人材面の劣化が加速し、事業運営へ影響を及ぼすことが懸念されておりました。
- こうしたなか、事故責任の貫徹と企業価値向上に向け社員が意欲を持てる企業に早期転換すべく、新・総合特別事業計画の「人事改革」の一環として、同計画によるコスト削減の超過達成分の一部を個人業績に応じ処遇に反映するしくみを導入いたしました(処遇制度の改編)。
- なお、当社の労働生産性(一人当たり販売電力量)は、希望退職をはじめとした人員削減により、概ね震災前水準まで回復し、特に電気供給に直接携わる人員の労働生産性は、震災前より一貫して向上しております。

【「処遇制度の改編」実施イメージ】



【労働生産性の推移】 労働生産性指数の年度推移 (一人当たり販売電力量)



※2010年度 = 100として指数化
 ※折れ線(破線)は、電気供給に直接携わる人員数(廃炉・賠償等業務除き)によるもの

4. 料金原価・実績比較（実績が原価を上回った費目：燃料費・購入電力料等①） 14

- 燃料費・購入電力料等については、料金改定時の想定原価と比較して、経済性に優れる電源の活用等に努めたものの、燃料価格の変動や原子力発電所停止の影響により、火力燃料費（+3,374億円）および購入電力料（+704億円）が、大幅に増加いたしました。

<燃料費・購入電力料・原子力バックエンド費用>

（億円）

	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	備考
燃料費	24,585	27,849	3,264	
火力燃料費	24,475	27,849	3,374	
石炭	690	699	10	計画を上回る稼働率向上、試運転の前倒し
石油	5,987	5,059	▲927	経済性に優れる電源の活用による焚き減らし
L N G	17,764	22,067	4,303	計画を上回る稼働率向上、試運転の前倒し
その他	35	22	▲12	
核燃料費	110	-	▲110	原子力発電所の停止による減
購入電力料	7,876	8,579	704	
うち 自家発火力	576	1,207	632	安価な自家発火力からの受電増
うち スポット取引等	56	243	187	卸電力取引所の積極的な活用による増
原子力バックエンド費用	667	681	14	
うち 原子力発電施設解体費	53	110	58	解体引当金に係る会計制度変更による増
うち 使用済燃料再処理等費等	615	571	▲43	原子力発電所の停止による減
合計	33,129	37,111	3,982	

4. 料金原価・実績比較（実績が原価を上回った費目：燃料費・購入電力料等②） 15

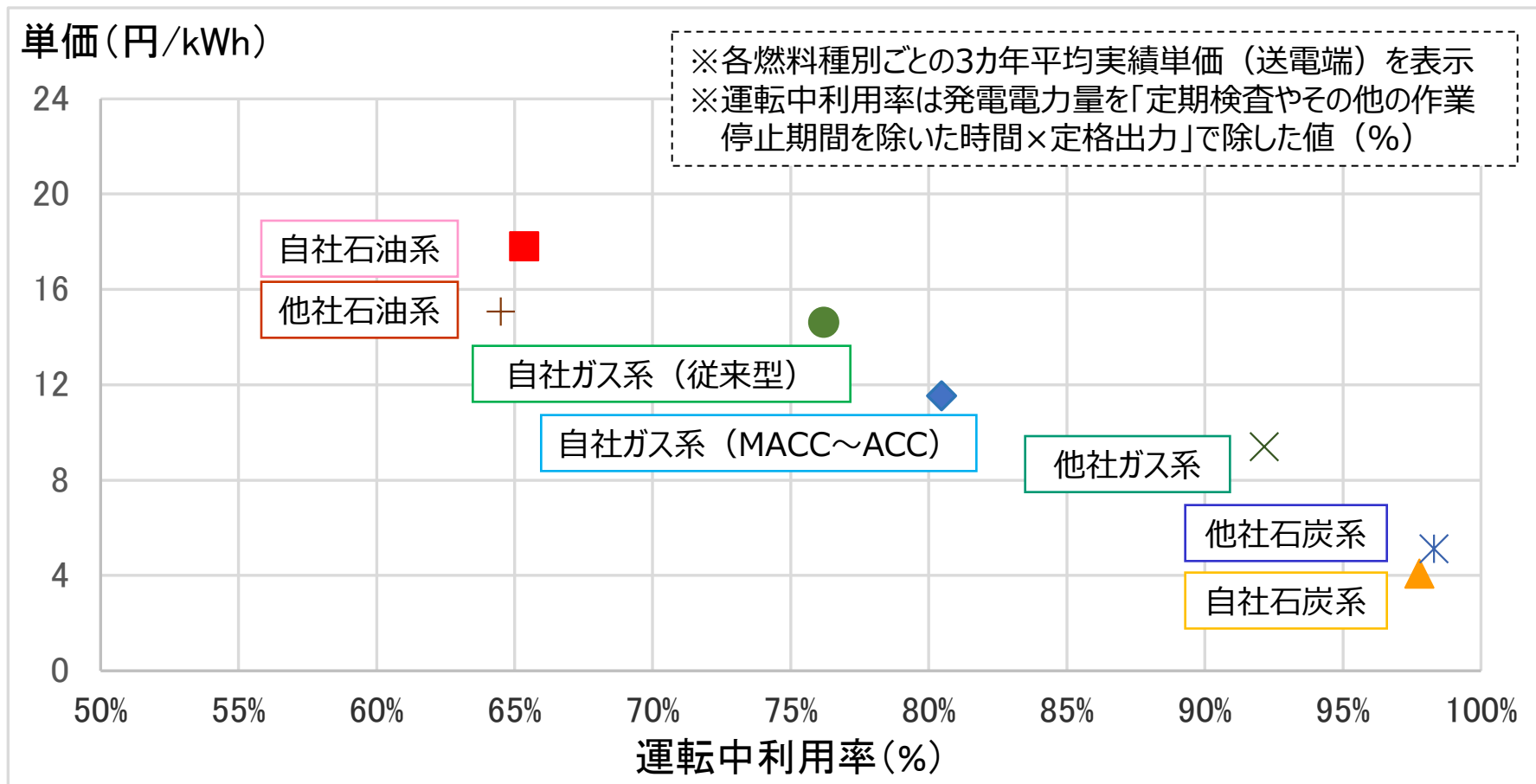
- 燃料費・購入電力料については、原子力発電所の停止に伴う火力発電の焚き増しおよび為替レートの円安化の要因により、大幅に費用が増加いたしました。が、経済性に優れる電源の活用などにより、可能な限り費用の抑制に努めました。

	具体的な取り組み
石炭	<ul style="list-style-type: none"> ○計画を上回る稼働率向上、試運転の前倒し …点検方法見直しによる定期点検工期短縮や、広野6号・常陸那珂2号について、当初の計画を更に精査し、工程の組み替え、夜間・休日を活用した作業時間の拡大等を実施することで、1カ月程度試運転開始の前倒しを実現したこと等により、石炭火力発電量を計画値の157億kWh/年から183億kWh/年へ増加
石油	<ul style="list-style-type: none"> ○経済性に優れる電源の活用による焚き減らし …石炭火力の稼働率向上・試運転の前倒し、安価な自家発火力からの受電増等により、石油火力発電量を計画値の377億kWh/年から294億kWh/年へ減少
L N G	<ul style="list-style-type: none"> ○計画を上回る稼働率向上、試運転の前倒し …千葉火力・鹿島火力のコンバインドサイクル化工事について、メーカー等との協力により、夜間作業も交えることで、1カ月程度試運転開始の前倒しを実現したこと等により、L N G火力発電量を計画値の1,665億kWh/年から1,747億kWh/年へ増加
自家発火力 スポット取引	<ul style="list-style-type: none"> ○安価な自家発火力からの受電増 ○卸電力取引所の積極的な活用による増 …割高な自社電源を焚き減らすため、安価な他社電源・卸電力取引所からの購入量を増加

4. 料金原価・実績比較 (実績が原価を上回った費目:燃料費・購入電力料等③) 16

- 火力発電単価の安い順に高稼働とするメリットオーダーの考えに基づき需給運用を行うことで、石油系火力の燃料数量の抑制に努めました。
- 具体的には、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っております。

<当社メリットオーダーの実績 (2012～2014年度) >



4. 料金原価・実績比較 (kWh当たり単価)

- 原価および実績費用を販売電力量当たり単価で比較した場合、実績が原価を上回っておりますが(+2.09円/kWh)、これは原子力発電所の停止に伴う火力発電の焚き増し等による燃料費等の増加(+2.11円/kWh)によるものです。
- 一方、設備費等については、販売電力量にかかわらず発生いたしますが、販売電力量の減少割合を上回るコスト削減を実現したことにより、単価は減少(▲0.03円/kWh)いたしました。

(円/kWh)

	規制部門			自由化部門			規制部門+自由化部門		
	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	2.05	2.13	0.08	0.71	0.82	0.11	1.22	1.34	0.12
修繕費	2.42	2.05	▲ 0.37	0.90	0.74	▲ 0.16	1.48	1.25	▲ 0.23
減価償却費	3.10	3.12	0.02	1.69	1.77	0.08	2.23	2.30	0.07
公租公課	1.31	1.32	0.01	0.92	0.94	0.02	1.07	1.09	0.02
諸経費	3.43	3.28	▲ 0.15	1.63	1.67	0.04	2.32	2.31	▲ 0.01
設備費等	12.30	11.89	▲ 0.41	5.85	5.94	0.09	8.31	8.28	▲ 0.03
燃料費	9.07	10.78	1.71	8.74	10.41	1.67	8.87	10.55	1.68
購入電力料	3.12	3.50	0.38	2.67	3.09	0.42	2.84	3.25	0.41
原子力バックアップ費用	0.25	0.27	0.02	0.24	0.25	0.01	0.24	0.26	0.02
燃料費等	12.44	14.54	2.11	11.65	13.75	2.10	11.95	14.06	2.11
合計	24.74	26.44	1.70	17.49	19.69	2.20	20.26	22.35	2.09

【原価】

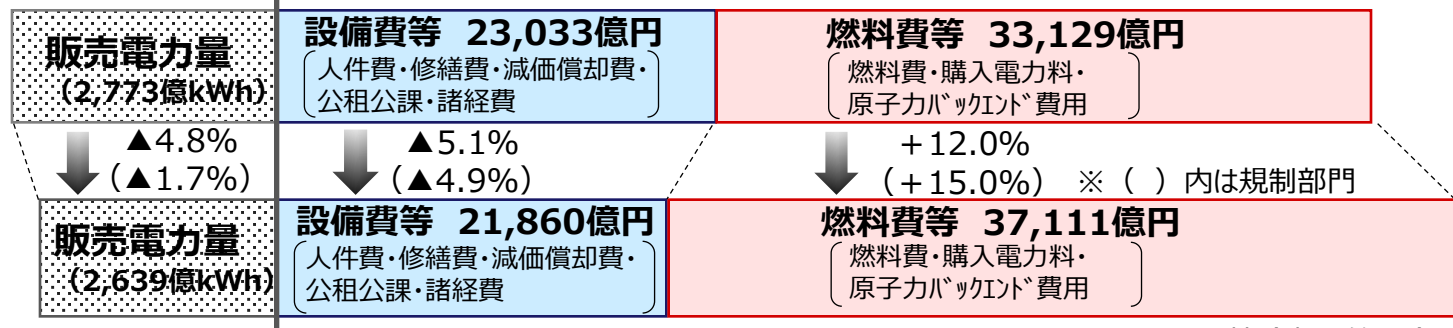
20.26円/kWh

〔設備費等： 8.31円/kWh
燃料費等： 11.95円/kWh〕

【実績】

22.35円/kWh

〔設備費等： 8.28円/kWh
燃料費等： 14.06円/kWh〕



※控除収益等は除く

5. 経営効率化（料金改定時の計画とその後の深化）

- 経営・財務調査委員会及び原子力損害賠償支援機構(当時)において、合理化余地の徹底的な洗い出しを実施した上で策定された総合特別事業計画(2012年5月9日主務大臣認定)を、料金原価の前提としております。
- 新・総合特別事業計画(2014年1月15日主務大臣認定)では、料金改定における査定や柏崎刈羽原子力発電所の再稼働が見通せないことにより、収支目標を達成できないおそれが生じたことから、緊急避難的なコストカットを含めたコスト削減額のさらなる深掘りを実行いたしました。
- さらに電力システム改革の進展を踏まえた競争力を確保するため、生産性倍增委員会(2014年9月4日設置)によりさらなる生産性向上に取り組んでおります。

<主な内容>

- コンサルティングファーム、監査法人、弁護士事務所からなる200人規模の体制でのデューデリジェンス実施。
- 2兆5,455億円(10年合計※)の追加コスト削減、3,600人の単体要員削減、厚生施設の全廃も含めた7,074億円の資産売却を計画。
- 年収の一律削減措置(管理職▲25%・一般職▲20%)の継続、終身年金の減額(▲30%)を実行。

- 中長期的設備投資削減、取引構造の抜本的見直し、人事制度運用見直しにより、経営・財務調査委員会報告に基づき作成した緊急特別事業計画に追加して6,565億円(10年合計※)のコスト削減を実施。
- 委員会設置会社への移行、社内カンパニー制導入など、意識改革実行のためのガバナンス改革。

料金改定時の計画からのさらなるコスト削減額深掘り (2012~2014年度 3カ年平均4,190億円)

- 料金査定対応、柏崎刈羽原子力発電所再稼働の遅れに対応した緊急コストカット等により、総合特別事業計画に追加して1兆4,194億円(10年合計※)のコスト削減を実施。
- 1,000人規模の希望退職実施、料金査定を踏まえたさらなる年収カット(管理職▲30%・一般職▲20%)の継続、役職定年・福島専任化の実施。
- 外部専門家を活用した調達改革、管理会計導入によるコスト意識改革。

- 人・モノ・金の効率性を高めることを目指し、コスト削減余地・生産性向上余地を外部専門家も活用して徹底的に検証。安定供給や安全への影響を見極めた上で、構造的なコスト削減・生産性向上へとつなげていく。
- コスト削減の取り組みをとりまとめた「合理化レポート」を極力オープンにすることとし、オブザーバーとして資源エネルギー庁にも参画していただく。また、その進捗については、モニタリング・フォローアップを確実に実施。

※コスト削減施策の10年合計額は算定対象とする期間がそれぞれ異なっております

2011年10月3日
東京電力に関する
経営・財務調査
委員会

コスト削減施策
2兆5,455億円

2012年5月9日
総合特別事業計画
→料金改定の前提

コスト削減施策
3兆3,650億円

2014年1月15日
新・総合特別
事業計画

コスト削減施策
4兆8,215億円

2014年9月4日
生産性倍增
委員会

コスト削減の徹底
さらなる生産性向上

5. 経営効率化（計画からの深掘り）

- 当社は、外部専門家の活用による調達改革、リスク限度の精緻化・見直し等まで踏み込んだ緊急コストカットなど、徹底したコスト削減に努めたことにより、料金改定時に計画した効率化目標額(2,785億円)及び料金認可における査定額(841億円)を上回る6,975億円のコスト削減を達成いたしました。

(億円)

	主な削減内容	コスト削減額		
		計画	実績	深掘額
人件費	<ul style="list-style-type: none"> ● 人員削減、給与・賞与の削減 ● 退職給付制度の見直し ● 福利厚生制度の見直し 	1,024	1,159	135
修繕費	<ul style="list-style-type: none"> ● 工事・点検の中止・実施時期の見直し ● 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"> ● 燃料価格(単価)の低減 ● 経済性に優れる電源の活用、卸電力取引所の活用 ● 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"> ● 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"> ● 除却費の削減 ● 委託費の削減 ● 賃借料の削減 ● 普及開発関係費の削減 ● 研究費の削減 ● 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

5. 経営効率化（深掘内容の内訳①）

(億円)

	項目	主な削減額深掘りの内容	深掘額
人件費	人員削減、 給与・賞与の削減	<p>【計画の深掘】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● グループの体制見直しや業務の抜本的な簡素化・合理化等を通じた徹底した業務効率化を図り、新規採用抑制等により人員を削減するとともに、実施を前倒し（単体で約3,600人） <p>【追加施策】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● さらに一歩踏み込んだ経営合理化策としての、2014年度に50歳以上の社員を対象とした1,000人超規模の希望退職実施 ● さらなる年収削減の実施（管理職▲25%⇒▲30%） 	135
修繕費	工事・点検の中止・実施時期の見直し	<p>【追加施策】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● リスク再評価による緊急避難的な繰延べ ✓ 保全高度化等による火力部品の取替工事延伸 ✓ 詳細な劣化評価による鉄塔塗装工事の繰延べ 	903
	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	<p>【計画の深掘】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 関係会社と協働した深掘り検討による火力定期検査・修繕工事単価の低減 ● 仕様見直し等による変圧器単価の低減 ● 発注方式の見直しによる配電工量制工事の単価低減 	104
燃料費 購入電力料	燃料価格（単価）の低減	<p>【追加施策】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● LNG短中期契約におけるさらなる燃料価格の低減 	381
	経済性に優れる電源の活用、卸電力取引所の活用	<p>【追加施策】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● LNG・石炭火力の計画を上回る稼働率向上、試運転前倒し <p>【計画の深掘】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 安価なIPP・自家発火力からの受電増 	1,152
	電力購入料金の削減	<p>【計画の深掘】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 共同火力等のさらなる固定費削減 	239
減価償却費	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	<p>【追加施策】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● リスク再評価による緊急避難的な繰延べ ✓ 保全高度化等による火力部品の取替工事延伸およびコンクリート柱計画取替の厳選 ✓ 詳細な劣化評価によるアルミ送電線計画取替の繰延べ ✓ 配電機材におけるリユースの拡大 	181

5. 経営効率化（深掘内容の内訳②）

21

（億円）

	項目	主な削減額深掘りの内容	深掘額
その他	除却費の削減	【追加施策】 <ul style="list-style-type: none"> ● リスク再評価による緊急避難的な繰延べ ✓減価償却費に記載した工事等の関連除却 	592
	委託費の削減	【追加施策】 <ul style="list-style-type: none"> ● システム開発費のさらなる精査・繰延べ 【計画の深掘】 <ul style="list-style-type: none"> ● 独身寮管理、給食提供、清掃業務等の仕様変更等による単価低減 ● 関係会社と協働した深掘り検討によるさらなる単価低減 	254
	賃借料の削減	【計画の深掘】 <ul style="list-style-type: none"> ● 競争発注の拡大等によるデータセンター賃借料の低減 ● 粘り強い交渉による不動産賃借料のさらなる低減 	94
	普及開発関係費の削減	【計画の深掘】 <ul style="list-style-type: none"> ● 新聞、TV、ラジオでの広報活動のさらなる厳選 ● 配布チラシ制作のさらなる精査・削減 	9
	研究費の削減	【計画の深掘】 <ul style="list-style-type: none"> ● 負担割合の協議による電力中央研究所分担金の削減 ● 研究内容の厳選による研究費の削減 	72
	研修の縮小、消耗品費の削減、 その他諸経費の削減	【計画の深掘】 <ul style="list-style-type: none"> ● OJTの積極的活用による社員研修のさらなる厳選 ● 事務用品費・図書費等のさらなる削減 	74
合計			4,190

- 料金改定時の前提とした原価算定期間(2012～2014年度)においては、先述のとおり、原子力発電所停止に伴う燃料費の増加影響等があったものの、徹底したコスト削減に努めたことにより、規制部門については何とか黒字を確保(利益率1.7%、当期純利益+480億円)いたしました。
- 2015年度については、全社大での黒字達成が見込まれますが、これは主に燃料費調整制度による一過性のタイムラグによる影響が大きいと考えており、継続して徹底したコスト削減には努めているものの、柏崎刈羽原子力発電所停止の継続や販売電力量の減少といった厳しい経営環境は変わっておりません。

【参考】2015年度第3四半期決算(単独)

経常利益:4,004億円 うち、燃料費調整制度のタイムラグ影響:2,540億円程度※

四半期純利益:2,983億円

※一定の前提条件における試算値

なお、2015年度収支見通しは未定としております。

- 料金改定については、柏崎刈羽原子力発電所の稼働状況や、費用全般の動向、需給見通し等を総合的に勘案したうえで判断してまいります。
- なお、4月から低圧分野まで自由化範囲が拡大されることに伴い、従来の当社供給エリア内においても、多数の新規参入事業者が料金プランを公表するなど活発な競争が行われておりますが、当社といたしましても、魅力的な料金プランや各種サービスなどを通じてお客さまに新たな価値をご提供できる企業をめざし、競争に挑戦してまいります。