

電気料金の評価について

2017年2月15日

東京電力エナジーパートナー株式会社

1. 2012年料金改定の概要	P2
2. 直近3カ年(2013~2015年度)における収支実績	P3
3. 規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因	P4~P6
規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因	P4
【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)	P5
【参考】各年度の収支実績	P6
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	P10
実績が原価を上回った費目:人件費①~②	P11~P12
実績が原価を上回った費目:燃料費・購入電力料等①~③	P13~P15
実績が原価を上回った費目:諸経費	P16
kWh当たり単価	P17
5. 経営効率化	P18~P23
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
深掘り内容の内訳①~②	P20~P21
具体的な取り組み事例①~②	P22~P23
緊急避難的な支出抑制、繰り延べ①~②	P24~P25
6. 電気料金の評価	P26

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旨の認可をいただき、同年9月1日より実施をさせていただいております。(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>

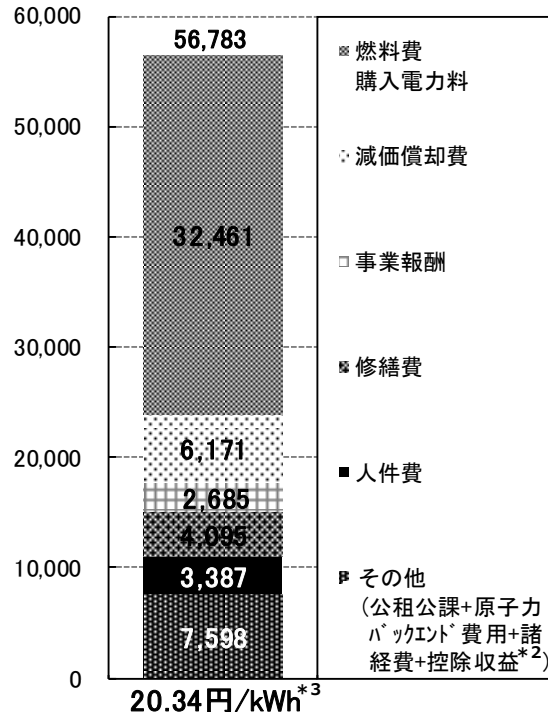
2012年度:0% 2013年度:22% 2014年度:35%
※原子力利用率の算定においては、福島第一1~4号機を除く。(同5・6号機は含む)

<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

2. 直近3力年(2013~2015年度)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、みなし小売電気事業者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、電気事業利益については、規制部門においては1,351億円、自由化部門においては1,106億円となりました。
- 原子力発電所停止等の収支悪化要因があったものの、子会社・関連会社との取引価格の削減、外部専門家の活用による調達改革など、引き続き全社を挙げてコスト削減に努めた結果、規制部門・自由化部門ともに黒字(規制部門利益率5.0%、自由化部門利益率3.7%)となりました。

(いずれも数値は3力年平均値。次ページ以降も同様。)

<電気事業利益または損失>

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
電気事業収益 ①	27,291	29,759	57,051
電気事業費用 ②	25,940	28,652	54,593
電気事業損益 ③ = ① - ②	1,351	1,106	2,457
利益率 ④ = ③ / ①	5.0%	3.7%	4.3%

※ 電気事業収益は、電気事業営業収益から地帯間販売電力料、他社販売電力料を控除、財務収益を加算。

電気事業費用は、電気事業営業費用から地帯間販売電力料、他社販売電力料に相当する金額を控除、電気事業財務費用を加算。

※ 2013~2015各年度における利益率の単純平均値は、規制部門5.0%、自由化部門4.0%。

(億kWh)

販売電力量	1,015	1,550	2,565
-------	-------	-------	-------

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の占める割合が高いため、燃料費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縮小するものと試算されます。

(参考) 可変費…燃料費等、販売電力量に応じて発生する費用
 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)	
	燃料費影響 ^{※1} ①	コスト削減 深掘り ^{※2} の影響 ②	合計 ① + ②	2013-2015 年度	2013-2015 年度 (① + ②補正後)
規制部門	▲ 440 (▲ 1.6%)	+2,016 (+7.4%)	+1,576 (+5.8%)	1,351 (5.0%)	▲ 225 (▲ 0.8%)
自由化部門	▲ 684 (▲ 2.3%)	+1,934 (+6.5%)	+1,249 (+4.2%)	1,106 (3.7%)	▲ 143 (▲ 0.5%)

※1 燃料費影響は、原子力停止影響(▲2,250億円程度)と燃料費調整のタイムラグ影響(1,130億円程度)の合計

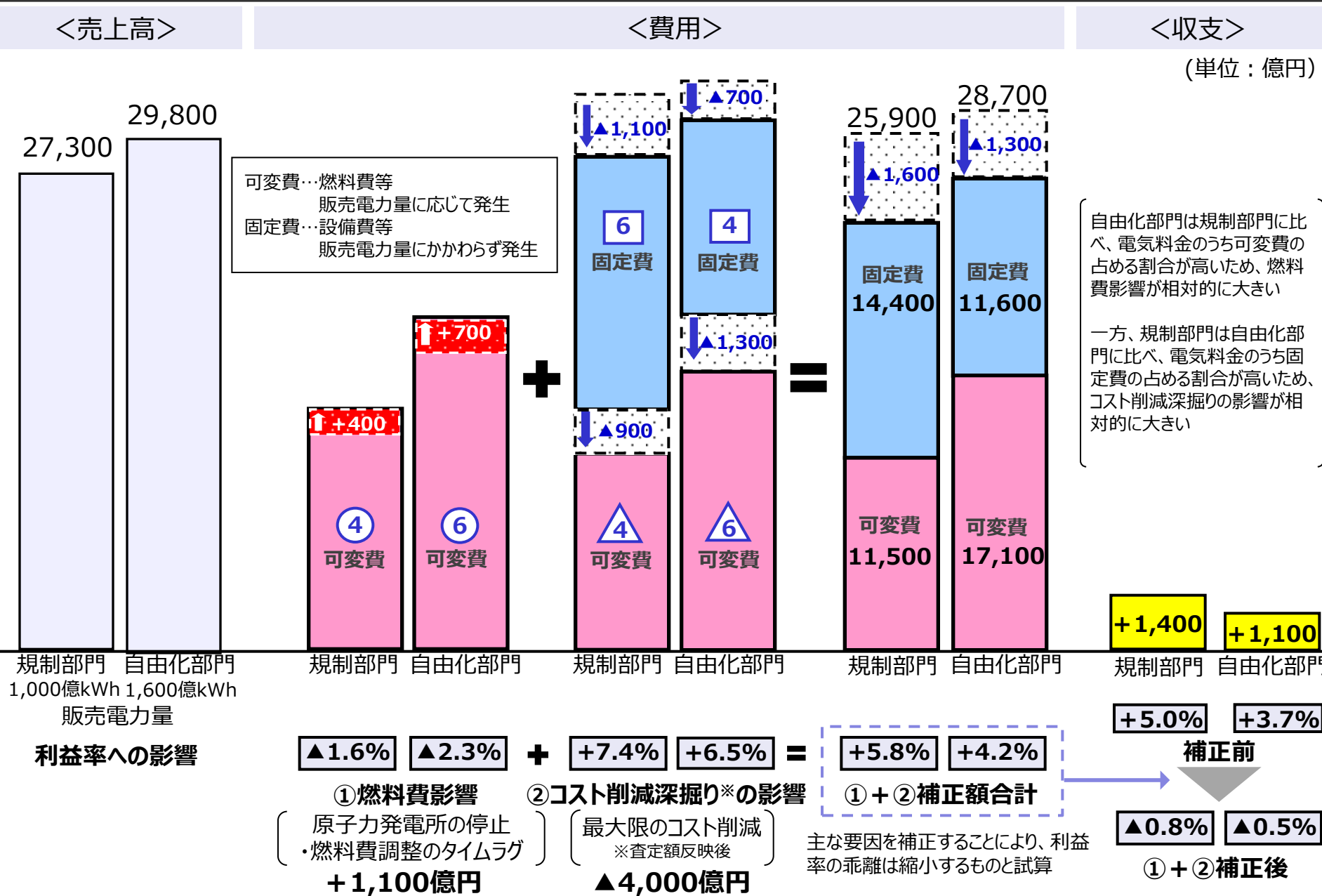
※2 コスト削減深掘りは、査定額(841億円)反映後

規制部門－自由化部門の利益率の乖離

1.3%

▲ 0.3%

【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)



【参考】各年度の収支実績

- 2013年度については、原子力発電所停止に伴う燃料費の増加影響が自由化部門に相対的に大きく表れた一方、コスト削減に伴う固定費削減影響が規制部門に相対的に大きく表れたことにより、規制部門と自由化部門の利益率が大きく乖離しました。
- 2014年度から2015年度にかけては、燃料価格が大幅に下落したことから、燃料費の減少影響が相対的に大きく表れる自由化部門の利益率が規制部門に比べ大きくなりました。

<2013年度>

(単位：億円)

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

タイムラグ影響

▲ 1,340 程度

<2014年度>

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
電気事業収益 ①	28,275	31,743	60,018
電気事業費用 ②	27,148	30,326	57,474
電気事業損益 ③ = ① - ②	1,126	1,417	2,544
利益率 ④ = ③ / ①	4.0%	4.5%	4.2%

タイムラグ影響

1,080 程度

<2015年度>

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
電気事業収益 ①	25,077	26,367	51,444
電気事業費用 ②	23,356	24,267	47,623
電気事業損益 ③ = ① - ②	1,721	2,100	3,821
利益率 ④ = ③ / ①	6.9%	8.0%	7.4%

タイムラグ影響

3,650 程度

(空白)

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（▲207億kWh, ▲7.5%）、為替レートは大幅な円安（+31.5円/\$, +40.1%）、原油CIF価格は大幅な下落（▲34.1\$/b, ▲29.1%）、原子力発電は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	2,565	▲207
為替レート（円/\$）	78.5	110.0	31.5
原油価格（\$/b）	117.1	83.0	▲34.1
原子力利用率（%）	18.8	-	▲18.8
平均経費人員（人）	36,283	34,133	▲2,150

<需給バランス>

	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①
発電電力量	3,008	2,770	▲238
水力	111	107	▲4
火力	2,199	2,119	▲81
石炭	157	237	80
石油	377	180	▲198
LNG	1,665	1,702	37
原子力	239	-	▲239
その他（他社購入・販売等）	459	545	86

<経営効率化>

	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①
経営効率化額	3,626 [※]	7,576	3,950

※査定額(841億円)を含む

<主な変動要因>

為替レートの円安化（+40.1%）

原油CIF価格の下落（▲29.1%）

節電や生産水準の低下による
販売電力量の減少（▲7.5%）

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

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、電気事業損益ベースで2,457億円の黒字となりました。

<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	+2,650億円	①③④ 燃料価格の変動(為替レート, 原油CIF)による影響 +1,080億円
② 販売電力量減少に伴う収入の減 〔織込収入単価〕 ▲207億kWh × 20.3円/kWh	▲4,200億円	
③ 原油CIF価格下落に伴う燃料費の減 〔織込原油価格 実績原油価格〕 117.1\$/b → 83.0\$/b	+5,060億円	
④ 為替レートの円安化に伴う燃料費の増 〔織込為替レート 実績為替レート〕 78.5円/\$ → 110.0円/\$	▲6,630億円	
⑤ 販売電力量減少に伴う燃料費の減 〔織込石油火力単価(販売端)〕 ▲207億kWh × 17.2円/kWh	+3,560億円	
⑥ 柏崎刈羽原子力の停止に伴う燃料費の増 〔織込火力平均単価 - 織込原子力平均単価〕 239億kWh × 9.4円/kWh	▲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 ※査定額(841億円)反映後 (再掲) 緊急避難的な支出抑制、繰り延べ	+3,950億円 (+1,230億円)	⑦ 徹底したコスト削減による影響 +3,950億円
⑧ その他 〔常時BUの増加による他社販売電力料の増等〕	+320億円	

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）

- 実績費用については、料金改定時の想定原価と比較して、原子力発電所停止等の費用増加要因があったものの、全社を挙げたコスト削減に努めたことにより、修繕費・減価償却費が減少したことなどから、規制部門・自由化部門合計で527億円減少（規制部門：76億円増加、自由化部門：603億円減少）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	2,263	99	1,222	1,337	115	3,387	3,601	214	処遇制度の改編による増等
燃料費	9,591	9,650	59	14,995	14,288	▲ 706	24,585	23,939	▲ 646	燃料価格上昇影響を上回る需要減影響等 ※ 規制部門は、燃料価格上昇影響が需要減影響を上回ったことによる増
修繕費	2,556	2,183	▲ 372	1,540	1,254	▲ 285	4,095	3,438	▲ 657	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	3,248	▲ 26	2,896	2,862	▲ 33	6,171	6,111	▲ 59	設備投資削減による減等
購入電力料	3,293	3,554	262	4,583	4,805	223	7,876	8,360	484	自家発火力からの受電増等
公租公課	1,383	1,354	▲ 29	1,574	1,506	▲ 68	2,957	2,860	▲ 96	販売電力量の減少による電源開発促進税の減等
原子力バックアップ費用	261	268	8	406	379	▲ 27	667	648	▲ 19	原子力発電所停止による減等 ※ 規制部門は、会計制度変更に伴う増影響が上記の減影響を上回ったことによる増
諸経費	3,622	3,697	75	2,800	2,977	177	6,422	6,674	252	賠償対応費用、安定化維持費用の増等
電気事業 営業費用合計	26,146	26,221	76	30,016	29,412	▲ 603	56,161	55,634	▲ 527	

※ : 実績が原価を上回った費目

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、人件費は増加（+214億円）いたしました。

年収の削減：2011年度6月より、一般職▲20%・管理職▲25%水準（2012年度より料金査定を踏まえ管理職▲30%）
 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）
 2015年度より、一般職・管理職共に▲10%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>

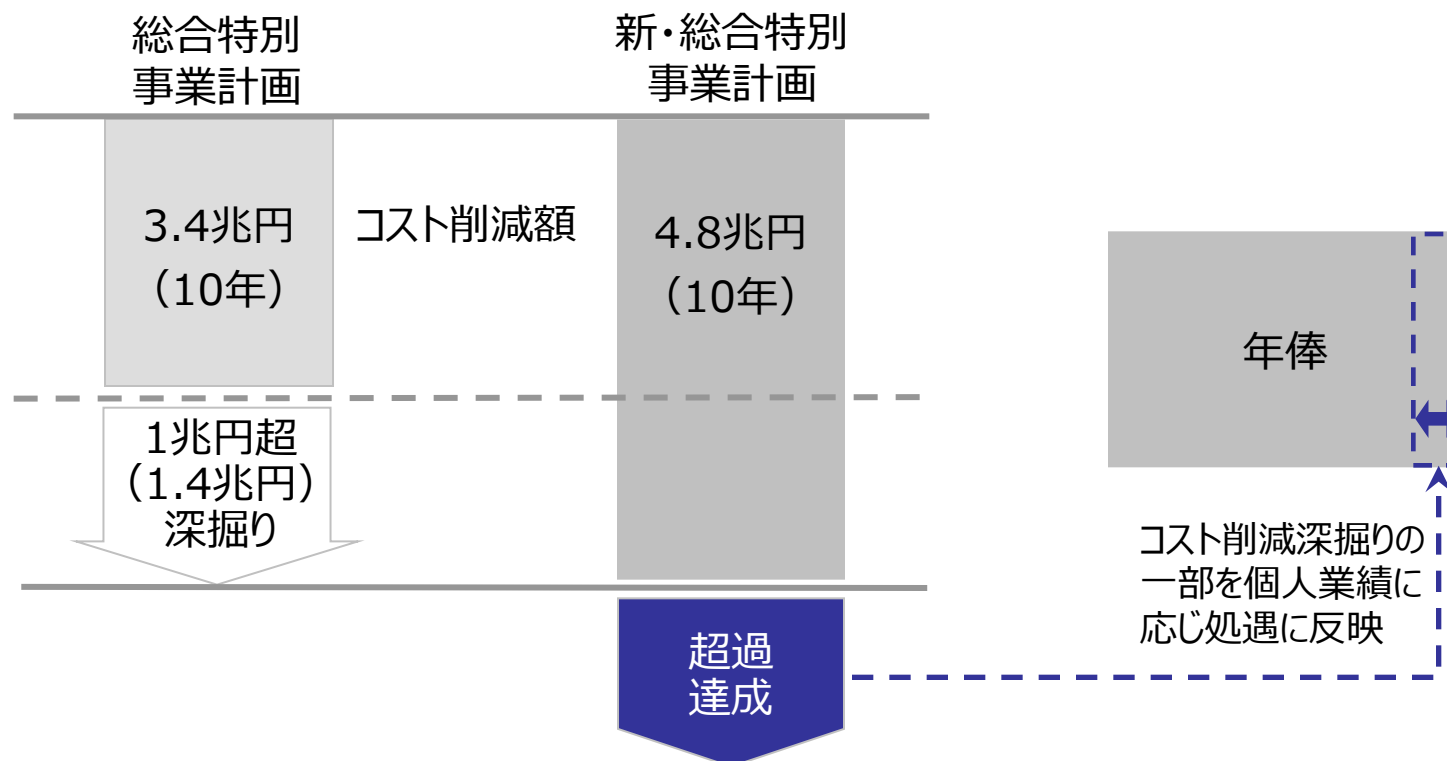
（億円）

	規制部門+自由化部門			備考
	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	
役員給与	-	3	3	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	2,526	141	処遇制度の改編による増 等
退職給与金	322	379	57	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	442	7	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	249	6	雑給の増 等
人件費合計	3,387	3,601	214	

※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)。

【「処遇制度の改編」実施イメージ】



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） 13

- 燃料費については、料金改定時の想定原価と比較して、原子力発電所停止等の費用増加要因があったものの、需要減や経済性に優れる電源の活用に努めたこと等により減少（▲646億円）いたしました。
- 一方、購入電力料については、経済性に優れる電源の活用に努めたものの、自家発火力からの受電増等により増加（+484億円）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)

	規制部門+自由化部門			備考
	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	
燃料費	24,585	23,939	▲646	
火力燃料費	24,475	23,939	▲536	
石炭	690	865	176	計画を上回る稼働率向上、試運転の前倒し
石油	5,987	3,067	▲2,920	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	19,981	2,217	計画を上回る稼働率向上、試運転の前倒し
その他	35	25	▲10	
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	8,360	484	
うち 自家発火力	576	1,133	557	安価な自家発火力からの受電増
うち スポット取引等	56	140	85	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	648	▲18	
うち 原子力発電施設解体費	53	163	111	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	485	▲129	原子力発電所の停止による減
合計	33,129	32,948	▲181	

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） 14

- 燃料費・購入電力料の費用抑制に向けた具体的な取り組みは以下のとおりです。

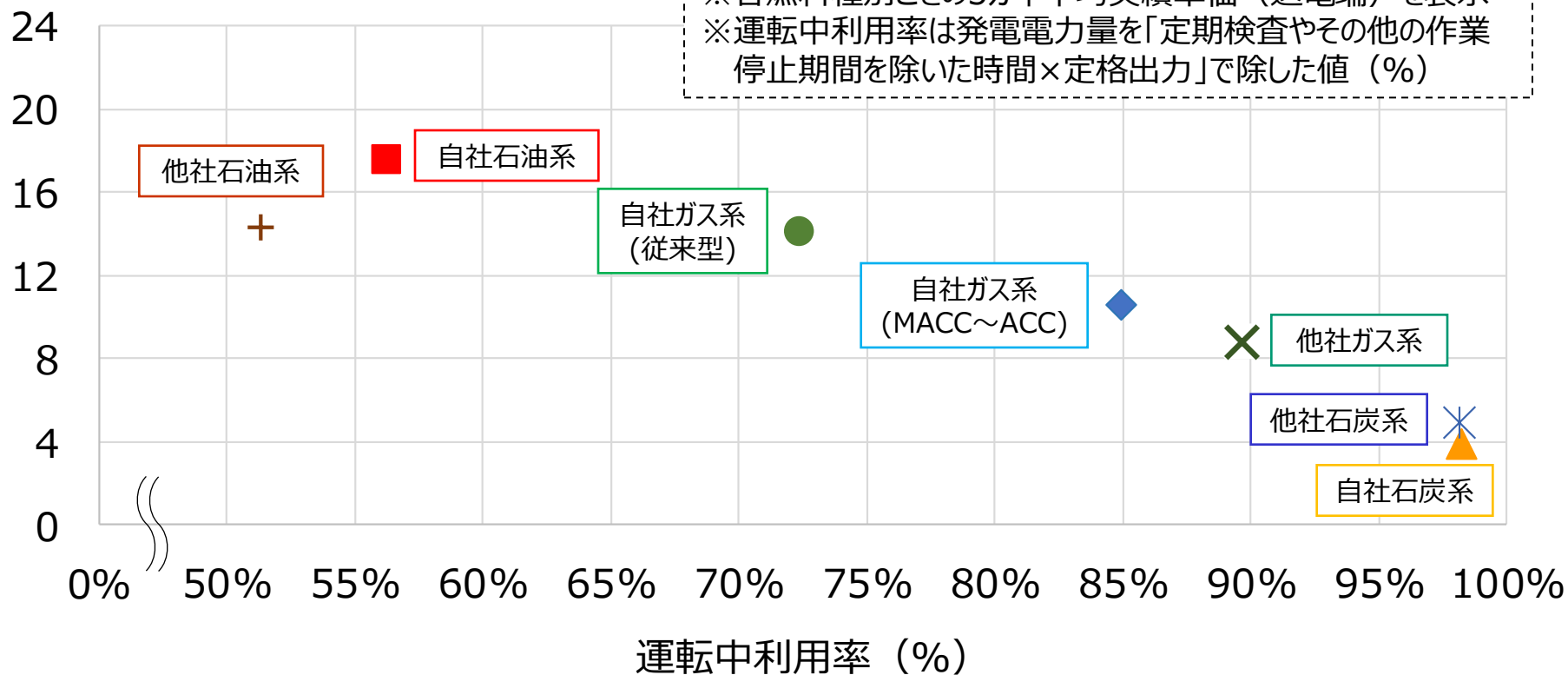
	具体的な取り組み
石炭	<ul style="list-style-type: none">○計画を上回る稼働率向上、試運転の前倒し …点検方法見直しによる定期点検工期短縮や、広野6号・常陸那珂2号について、当初の計画を更に精査し、工程の組み替え、夜間・休日を活用した作業時間の拡大等を実施することで、1カ月程度試運転開始の前倒しを実現したこと等により、石炭火力発電量を計画値の157億kWh/年から237億kWh/年へ増加
石油	<ul style="list-style-type: none">○経済性に優れる電源の活用による焚き減らし …石炭火力の稼働率向上・試運転の前倒し、安価な自家発火力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180億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1,702億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) 15

- 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 (2013~2015年度) >

単価 (円/kWh)



4. 料金原価・実績比較 (実績が原価を上回った費目: 諸経費)

■ 諸経費については、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ものの、トータルでは増加(+252億円)いたしました。

<諸経費> (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	166	21
消耗品費	201	174	▲27
補償費	59	40	▲18
賃借料	1,454	1,309	▲144
託送料	200	1,98	▲2
事業者間精算費	33	41	8
委託費	2,282	2,596	314
損害保険料	41	36	▲4
原子力損害賠償資金補助法一般負担金	-	0	0
原子力損害賠償資金補助法特別負担金	-	-	-
原賠・廃炉等支援機構一般負担金	567	567	0
原賠・廃炉等支援機構特別負担金	-	-	-
普及開発関係費	25	31	6
養成費	32	24	▲8
研究費	170	146	▲24
諸費	229	599	371
うち寄付金	0	0.8	0.8
うち団体費	9	40	31
電気料貸倒損	24	27	3
固定資産除却費	942	707	▲235
共有設備費等分担額	32	27	▲5
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
附带事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲7	▲6	0
再工ネ特措法納付金	-	-	-
電力費振替勘定(貸方)	▲1	▲3	▲2
諸経費計	6,422	6,674	252

<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	▲2,031	▲455
託送収益	▲30	▲38	▲8
電気事業雑収益	▲517	▲564	▲47
その他	▲3	▲3	▲1
控除収益計	▲2,128	▲2,637	▲510

【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 [+21億円]
 - ・火力廃棄物の処理・処分に係る費用の会計上の引当による増等
- ◇事業者間精算費 [+8億円]
 - ・振替電力量の増等
- ◇委託費 [+314億円]
 - ・賠償対応費用、安定化維持費用の増
- ◇普及開発関係費 [+6億円]
 - ・小売全面自由化に向けた、新メニューの販売促進活動に係る費用の増
- ◇諸費 [+371億円]
 - ・廃棄物処分用地の建設分担金に係る費用 [+203億円]
 - ・ソフトウェア開発費用の増 [+60億円]
 - ・寄付金 [+0.8億円] : 少額電気料金の消却費(料金原価に未算入)等
 - ・団体費 [+31億円] : 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 (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、設備費等・燃料費等いずれも実績が原価を上回っておりますが(+1.43円/kWh)、これはコスト削減による設備費等の減少割合(▲1.5%)および燃料費等の減少割合(▲0.5%)を上回る販売電力量の減少(▲7.5%)によるものです。

(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	2.23	0.18	0.71	0.86	0.15	1.22	1.40	0.18
修繕費	2.42	2.15	▲0.27	0.90	0.81	▲0.09	1.48	1.34	▲0.14
減価償却費	3.10	3.20	0.10	1.69	1.85	0.16	2.23	2.38	0.15
公租公課	1.31	1.33	0.02	0.92	0.97	0.05	1.07	1.12	0.05
諸経費	3.43	3.64	0.21	1.63	1.92	0.29	2.32	2.60	0.28
設備費等	12.30	12.56	0.26	5.85	6.41	0.56	8.31	8.84	0.53
燃料費	9.07	9.51	0.44	8.74	9.22	0.48	8.87	9.33	0.46
購入電力料	3.12	3.50	0.38	2.67	3.10	0.43	2.84	3.26	0.42
原子力発電コスト費用	0.25	0.26	0.01	0.24	0.24	0.00	0.24	0.25	0.01
燃料費等	12.44	13.27	0.83	11.65	12.56	0.91	11.95	12.84	0.89
合計	24.74	25.83	1.09	17.49	18.97	1.48	20.26	21.69	1.43

【原価】

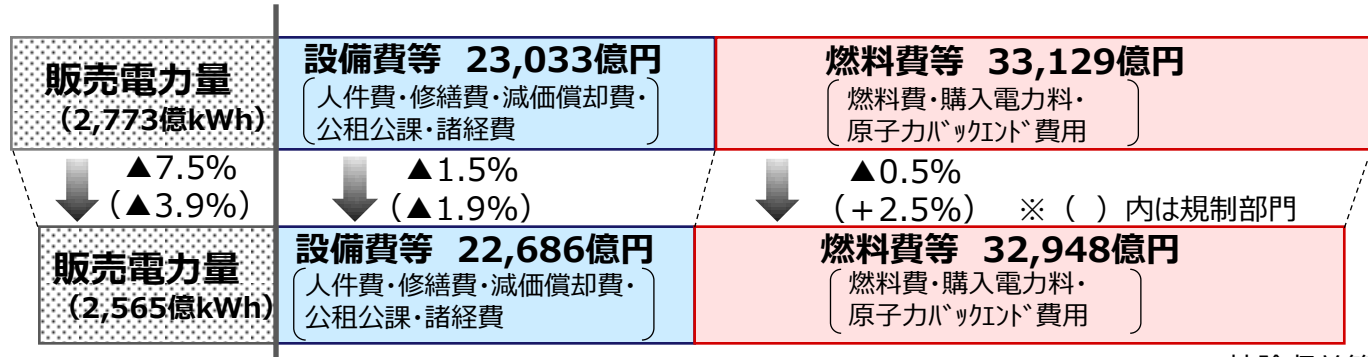
20.26円/kWh

設備費等： 8.31円/kWh
燃料費等： 11.95円/kWh

【実績】

21.69円/kWh

設備費等： 8.84円/kWh
燃料費等： 12.84円/kWh



※控除収益等は除く

- 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、生産性倍増委員会(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

2013～2015年度 3カ年平均3,950億円 [査定額(841億円)反映後]

- 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
生産性倍増
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、料金改定時の効率化目標額3,626億円（査定額841億円含む）を上回る7,576億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 (A)	2013-2015 実績平均 (B)	深掘額 (B) - (A)
人件費	<ul style="list-style-type: none"> ● 人員削減、年収の削減 ● 退職給付制度の見直し ● 福利厚生制度の見直し 	1,125	1,353	228
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 	422	987	565
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 	450	2,334	1,884
設備投資関連費用	<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 	327	256	▲71
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 ● 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 	1,302	1,412	110
小計 (a)		3,626	6,342	2,716
緊急避難的な支出抑制、繰り延べ (b)		0	1,233	1,233
合計 (a) + (b)		3,626 [※]	7,576	3,950

※査定額(841億円)を含む

	項目	主な削減額深掘りの内容
人件費	人員削減、 年収の削減	<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"> ● さらに一步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%）
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り延べ <ul style="list-style-type: none"> ✓ 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り延べ 等
	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
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
	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
	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

	項目	主な削減額深掘りの内容
設備投資関連費用	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	【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り延べ <ul style="list-style-type: none"> ✓ 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り延べ ✓ 配電機材におけるリユースの拡大 等
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り延べ <ul style="list-style-type: none"> ✓ 減価償却費に記載した工事等の関連除却
	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・繰り延べ 【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
	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
	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
	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 ● 事務用用品費・図書費等のさらなる削減

事例

ちょうきょうねびら

超狭根開き鉄塔の開発

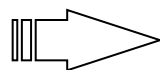
施策概要

近年の市街地化進展等により敷地面積が狭隘な場所で鉄塔を建設・建替する場合、従来は鋼管単柱を適用していた。

高価な鋼管単柱に代わり、一般的な鉄塔（山形鋼を使用）をスリム化した超狭根開き鉄塔を開発、約▲**20百万円/基**のコスト削減を実現。

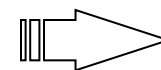
施策実施前

敷地面積が狭隘な場合は鋼管単柱へ建替。



施策実施後

超狭根開き鉄塔を開発・適用することで鉄塔の材料費や組立費のコストを削減。



事例

火力定期検査の現場改善

施策概要

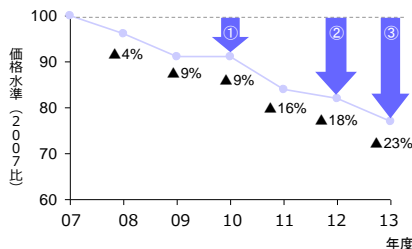
現行の価格水準に止まらず、更に持続的なコスト削減を目指すため、当社と子会社・関連会社が本社・第一線職場一体となっておりとあらゆる修繕費削減施策を検討し、外注費や材料費を削減する活動を強力に推進。

- 例) 元請け会社・協力会社各社からも第一線職場が保有する改善アイデアを募集
- 例) 元請施工管理者は日々の作業実績管理を行い、作業終了後の振り返りの機会を設けて作業員から改善アイデアを引き出し

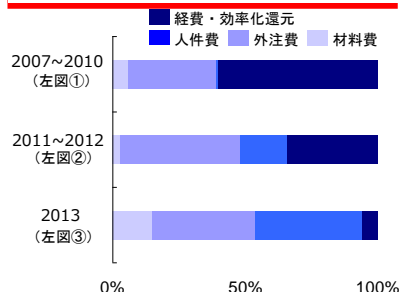
施策実施前

火力発電所の定期検査工事の契約価格は2007年度から約▲23%低減。その原資は発注先（子会社・関連会社）の経費節減、効率化還元等、震災以降の社員給与抑制に伴う人件費減等が大きく、低減余力に限界。

定期検査工事の価格水準推移



発注先における価格低減の原資内訳



施策実施後

各社より合計200項目もの「改善・効率化提案」を収集。一部の発電所での実効性評価を踏まえ62項目を抽出して試験的に適用。合わせて他の発電所への展開・適用を引き続き検討。

【採用例】作業区画の仕様変更



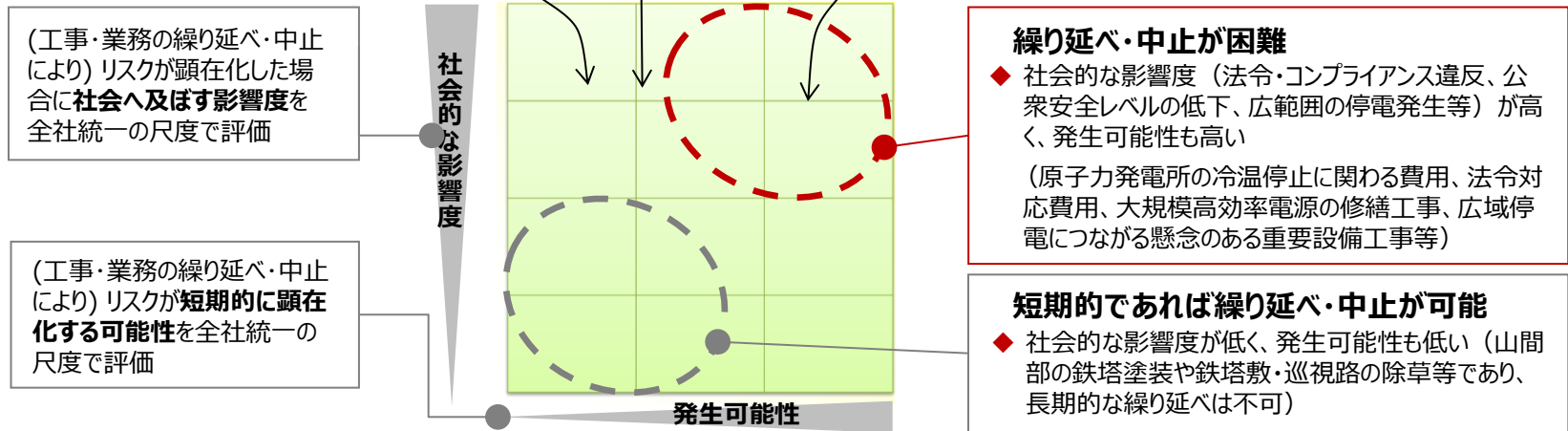
- タービン周辺作業区画について、金属のパーテーションからカラーコーンへ変更
- パーテーションの組立・撤去作業を効率化

5. 経営効率化（緊急避難的な支出抑制、繰り延べ①）

- 下記「リスクマップ」を活用し、各工事・業務を繰り延べ・中止した場合のリスクを評価・優先順位付けを行い、緊急避難的な削減余地を抽出しております。
- その中で、社会的な影響度が高く、その発生の可能性が高い見込みの対策については繰り延べ・中止困難と判断し、着実に実施しております。一方、短期的であれば公衆安全・供給支障にならないと判断した点検・工事などについては繰り延べとしましたが、それらのリスク発現状況に関する検証と、恒久的なコスト削減の継続検討をしております。

＜リスクマップの概要＞

供給工事、設備改良・修繕工事、点検等を約2,000分野に分類。
そのリスクを個々に評価し、リスクマップにプロット



＜緊急避難的な支出抑制、繰り延べの内訳＞

(億円)

	コスト削減額	主な削減内容
修繕費	493	低圧電動機の点検インターバルの延伸 送電鉄塔塗装の繰り延べ 柱上変圧器取替の繰り延べ 等
購入電力料	178	共同火力等の固定費（修繕・増改良工事の繰り延べ）削減
設備投資関連費用	101	コンクリート柱取替判定基準の見直しによる取替対象の厳選 等
その他	461	設備投資関連費用に記載した工事等の関連除却 システム開発委託の厳選 テーマ研究の繰り延べ 等
合計	1,233	

事例1) 低圧電動機の点検インターバルの延伸

- 火力発電所において、常用・予備の2台を設置している補機類（ポンプ・ファン等）について、従来、メーカーの推奨する点検インターバルに基づき分解点検を行ってきたものを、運転実績やこれまでの診断データ等を詳細に分析・評価した結果、延伸可能と判断できる設備について点検インターバルを延伸。

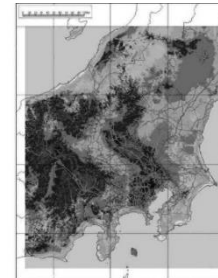
（補機の分解点検）



事例2) 送電鉄塔塗装の繰り延べ

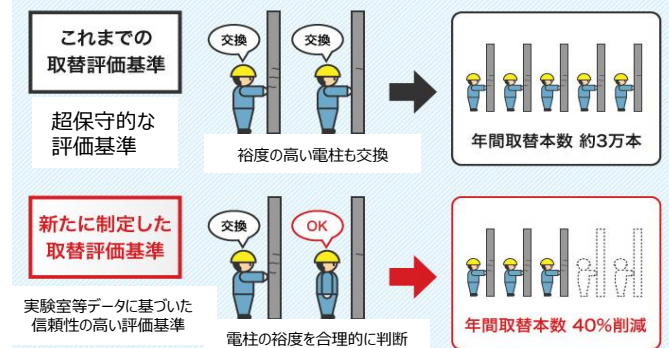
- 蓄積した点検・腐食データを詳細に分析・評価し、地域毎の余寿命を推定することで、錆の進行が比較的遅い地域（山間部等）の鉄塔について塗装を繰り延べ。

（亜鉛腐食速度マップと鉄塔劣化診断）



事例3) コンクリート柱取替判定基準の見直しによる取替対象の厳選

- フィールド試験、ラボでの評価試験、現場調査の3つをベースに「（コンクリート柱の）ひび割れの幅をはじめ、ひび周辺の剥落状態、コンクリート柱の種類・タイプによる特性」などに基づいた合理的な調査・管理（取替評価）基準を制定。これにより、コンクリート柱の最適な取替時期を判断（厳選）することが可能となった。



- 直近3カ年(2013～2015年度)においては、先述のとおり、原子力発電停止等の費用増加要因があったものの、引き続き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黒字を確保(利益率5.0%、電気事業利益+1,351億円)いたしました。
- 2016年度についても、全社大での黒字達成を見込んでおりますが、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】2016年度第3四半期決算(連結)

経常利益:3,061億円

四半期純利益:3,082億円

2016年度業績予想(連結)

経常利益:2,910億円※

※ 特別負担金は織り込んでいない

当期純利益:未定

- 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、現在、従来の当社供給エリア内では、多数の新規参入事業者による活発な競争が行われております。当社といたしましても、魅力的な料金プランやガス販売を始めとする各種サービスなどを通じてお客さまに新たな価値を提供できる企業をめざしてまいります。