

電気料金の評価について

平成29年10月13日
中部電力株式会社

1. 平成26年料金改定の概要	P2
2. 原価算定期間3ヶ年における収支実績	P3
3. 規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因	P4~8
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】費用整理見直しの影響	P6
【参考】固定費配分時の需要補正による影響	P7
【参考】各年度の部門別収支実績	P8
4. 料金原価・実績比較	P10~19
前提諸元など	P10
概観	P11
各費目の内訳	P12
実績が原価を上回った費目：人件費	P14~15
実績が原価を上回った費目：修繕費	P16
実績が原価を上回った費目：購入電力料	P17
実績が原価を上回った費目：その他経費	P18
kWh当たり単価	P19
5. 経営効率化	P20~29
目標の達成状況	P20
経営効率化推進体制	P21
主な効率化事例の紹介	P22~29
6. 利益の使途、収支見通しおよび電気料金の評価	P30
【参考】部門別収支等のホームページ公表箇所	P31

1 | 平成26年料金改定の概要

- 当社は、平成25年10月29日に経済産業大臣宛てに、原価算定期間を平成26年度から28年度の3ヶ年とする平均4.95%の規制部門料金の値上げ認可を申請させていただきました。（自由化部門は平均8.44%）
- 電気料金審査専門委員会および公聴会、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、平成26年4月18日に経済産業大臣より、規制部門で平均3.77%の値上げを認可いただき、同年5月1日から値上げを実施させていただいております。（自由化部門は平均7.21%）

◆原価算定の前提諸元

	原価前提
販売電力量（億kWh）	1,262
原油価格（\$ / b）	105.5
為替レート（円 / \$）	99
原子力利用率（%）	12.4
事業報酬率（%）	2.9
経費対象人員（人）	17,975

※販売電力量は、自社消費分を除く。

※低圧部門の販売電力量は407億kWh（うち、特定小売に相当する販売電力量は306億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、申請時点の直近3ヶ月の貿易統計価格（平成25年6～8月平均値）を参照。

※原子力発電所の再稼働については、浜岡4号機は平成28年1月、3号機は平成29年1月から発電電力量を想定。5号機については、原価算定期間中（平成26～28年度）の発電電力量は想定せず。

※端数処理の関係で、合計が一致しないことがある。

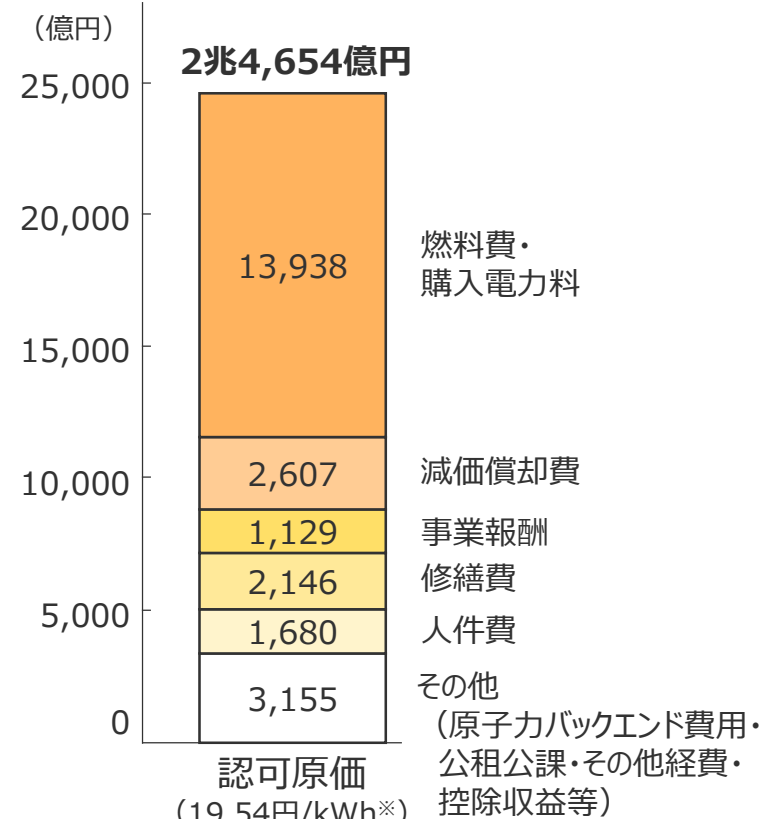
（以降のページも同様）

◆原価の内訳

（単位：億円）

	認可原価
人件費	1,680
燃料費	12,251
修繕費	2,146
資本費	3,735
減価償却費	2,607
事業報酬	1,129
購入電力料	1,687
公租公課	1,483
原子力バックエンド費用	173
その他経費	2,108
控除収益	▲529
総原価①	24,733
接続供給託送収益②	▲79
小売対象原価③=①+②	24,654

経営効率化額	▲1,915
（再掲）査定額	▲282



2 | 原価算定期間3ヶ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、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、規制部門の電気事業利益は286億円、自由化部門の電気事業利益は933億円となりました。
- 原子力発電所の再稼働遅延による需給関係費（燃料費・購入電力料）の増加影響はあるものの、料金値上げ時に反映した経営効率化（1,915億円）の達成とさらなる深掘りを目指し、燃料費の削減や資機材・役務調達コストの削減などにグループ丸となって取り組んできたことや、燃料価格下落に伴う燃料費調整制度のタイムラグ影響などから、規制部門、自由化部門の電気事業損益はともに黒字となりました。

(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	8,208	13,849	22,058
電気事業費用 ②	7,922	12,916	20,838
電気事業損益 ③ = ① - ②	286	933	1,219
利益率 ④ = ③ / ① (参考：3ヶ年単純平均利益率)	3.5% (3.2%)	6.7% (6.9%)	5.5% (5.7%)

(単位：億kWh)

販売電力量	340	884	1,224
-------	-----	-----	-------

※いずれも数値は平成26～28年度の3ヶ年平均値。以降のページも年度記載がない場合は同様。

※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、財務収益を加算したもの。

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したもの。

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、燃料費調整制度のタイムラグ影響が相対的に大きく影響したことに加え、省令改正に伴い費用整理を見直したことで、規制部門に配分される費用が増加した影響などによるものです。
- 上記のような主な要因が無かったと仮定いたしますと、規制部門と自由化部門の利益率の乖離は縮小します。

◆主な乖離要因の影響試算

(単位：億円)

	規制部門(A)	自由化部門(B)	合計(A+B)
燃 調 タイム ラグ の 影 響 ①	182	403	586
費 用 整 理 見 直 し の 影 響 ②	▲63	63	—
固定費配分時の需要補正による影響 ③	▲15	15	—
料金値上げ実施遅れの影響※ ④	▲13	—	▲13

※ 平成26年に料金値上げを実施させていただいた際、自由化部門は4月1日から実施した一方、規制部門は5月1日から実施したことによる影響。

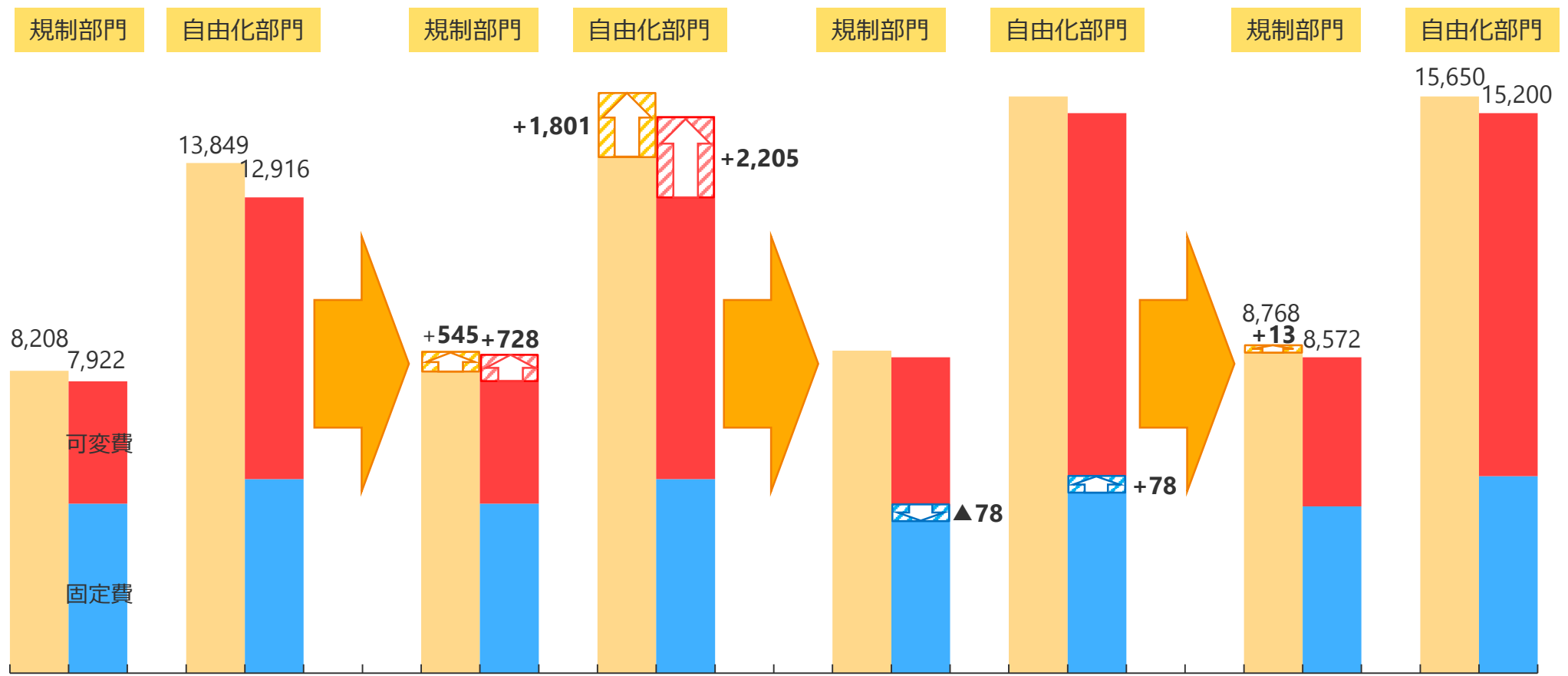
電気事業損益 (実績)	286 (3.5%)	933 (6.7%)	1,219 (5.5%)
-------------	---------------	---------------	-----------------

() は電気事業損益率

電気事業損益 (①～④の影響が無かったと仮定)	195 (2.2%)	450 (2.9%)	645 (2.6%)
----------------------------	---------------	---------------	---------------

【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）

<実績> <燃調タイムラグの影響> <費用整理見直しの影響・固定費配分時の需要補正による影響> <料金値上げ実施遅れの影響>
 (単位：億円)



	規制部門		自由化部門		規制部門		自由化部門		規制部門		自由化部門	
	収益	費用	収益	費用	収益	費用	収益	費用	収益	費用	収益	費用
利益	286	933	103	529	181	450	195	450	195	450	195	450
利益率	3.5%	6.7%	1.2%	3.4%	2.1%	2.9%	2.2%	2.9%	2.2%	2.9%	2.2%	2.9%

※可変費：販売電力量や需給バランスに応じて変動する費用（燃料費など）
 固定費：販売電力量等にかかわらず発生する費用（修繕費など）

【参考】費用整理見直しの影響

- 平成28年度からの小売全面自由化に係る電気事業法および関係省令の改正に伴い、一般送配電事業とそれ以外の費用整理が見直されました。
- 従来、一般販売費（＝費用比で電圧別に按分）に整理していた契約管理・受付業務の一部が需要家費（＝口数比で電圧別に按分）で整理されることとなったため、当社においては、原価に比べ実績で低圧に配賦される費用が増加することとなり、28年度以降の規制部門の収支を押し下げる要因となっております。

＜費用整理見直しのイメージ＞

	27年度までの整理		28年度以降の整理			
需要家費 (口数比按分)	送配電 高圧以上	送配電 低圧	送配電 高圧以上	送配電 低圧		
一般販売費 (費用比按分)	非送配電 高圧以上		非送配電 高圧以上	非送配電 低圧		
			送配電 高圧以上	送配電 低圧		
			非送配電 高圧以上	非送配電 低圧		
合計	780		780			
(低圧再掲)	(470)		(690)			

費用整理見直しにより、低圧に配分される費用が470億円から690億円となり、220億円増加（原価ベース）。うち、28年度の規制部門に与える影響は190億円程度。
（4ページの金額は3ヶ年平均のため $190 \div 3 = 63$ 億円）

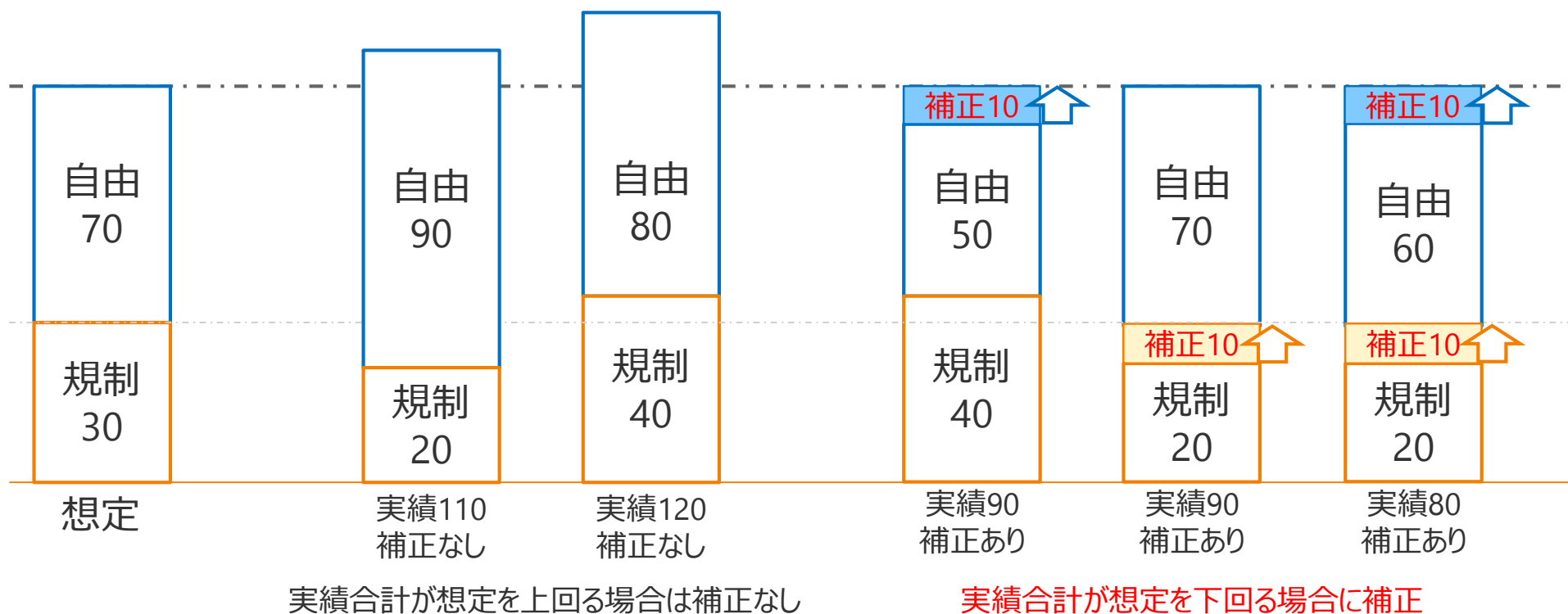
（単位：億円、金額は概算）

電圧別に費用配分を行う際、省令に基づき、需要家費は口数比に応じて配分、一般販売費は費用比に応じて配分を行う。

【参考】固定費配分時の需要補正による影響

- 送配電非関連固定費用を規制部門と自由化部門に配分する際、みなし小売電気事業者部門別収支計算規則に基づき、費用配分比率の諸元となる需要を、以下の通り補正しております。
- 当社の場合、自由化部門よりも規制部門の補正量が多かったため、補正を行わない場合と比較して、規制部門により多くの費用が配分される結果となりました。

＜費用配分比率に用いる需要の補正イメージ＞



(省令要旨)

送配電非関連費用の配分に使用する諸元（最大電力、尖頭時責任電力、発受電量）に関し、当該事業年度における規制・自由の合計の実績が、原価算定期間中の合計値を下回る場合は、次に掲げる方法により修正する。

1. 自由化部門が想定を下回り、規制部門が想定と同値又は上回る場合は、自由化部門に合計の差分を加算
2. 自由化部門が想定と同値又は上回り、規制部門が想定を下回る場合は、規制部門に合計の差分を加算
3. 自由化部門が想定を下回り、規制部門が想定を下回る場合は、合計の差分を自由化部門の差分と規制部門の差分の比で按分しそれぞれの需要に加算 (= 想定値に戻す)

【参考】各年度の部門別収支実績

- 平成26年度から28年度において、燃料価格下落に伴う燃料費調整制度のタイムラグ影響により、電気料金のうち可変費の占める割合が高い自由化部門の収支が向上したこと等から、規制部門に比べ自由化部門の利益率が高い結果となりました。

<平成26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	10,161	15,160	25,322
電気事業費用 ②	10,061	14,761	24,822
電気事業損益 ③ = ① - ②	100	398	499
利益率 ④ = ③ / ①	1.0%	2.6%	2.0%

タイムラグ影響

+100 程度

<平成27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	9,041	13,233	22,275
電気事業費用 ②	8,324	11,684	20,008
電気事業損益 ③ = ① - ②	717	1,548	2,266
利益率 ④ = ③ / ①	7.9%	11.7%	10.2%

タイムラグ影響

+1,600 程度

<平成28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	5,422	13,154	18,577
電気事業費用 ②	5,382	12,301	17,684
電気事業損益 ③ = ① - ②	40	852	892
利益率 ④ = ③ / ①	0.7%	6.5%	4.8%

タイムラグ影響

+60 程度

(空白)

4 | 料金原価・実績比較（前提諸元など）

● 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（▲38億kWh、▲3%）、原油価格は大幅に下落（▲43.3 \$ / bbl、▲41%）、為替レートは円安（+14円 / \$、+14%）、原子力発電は3ヶ年を通じて非稼働となりました。

◆原価算定の前提諸元

	原価①	実績②	差異②-①
販売電力量（億kWh）	1,262	1,224	▲38
原油価格（\$ / bbl）	105.5	62.2	▲43.3
為替レート（円 / \$）	99	113	14
原子力利用率（%）	12.4	-	▲12.4
経費対象人員（人）	17,975	17,519	▲456

◆主な変動要因

◆需給バランス

		原価①	実績②	差異②-①
発受電電力量		1,377	1,328	▲48
自社発電	水力	89	90	1
	火力	1,142	1,144	2
	石炭	287	301	15
	石油	13	3	▲11
	LNG	842	840	▲3
	原子力	39	-	▲39
	新工ネ	1	1	▲0
その他	他社からの購入	136	156	19
	他社への販売等	▲32	▲62	▲30

◆経営効率化

	原価①	実績②	差異②-①
経営効率化額（査定額含む）	1,915	2,354	439

原油CIF価格の下落（▲41%）

為替レートの円安化（+14%）

省エネ等の影響による販売電力量の減少（▲3%）

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

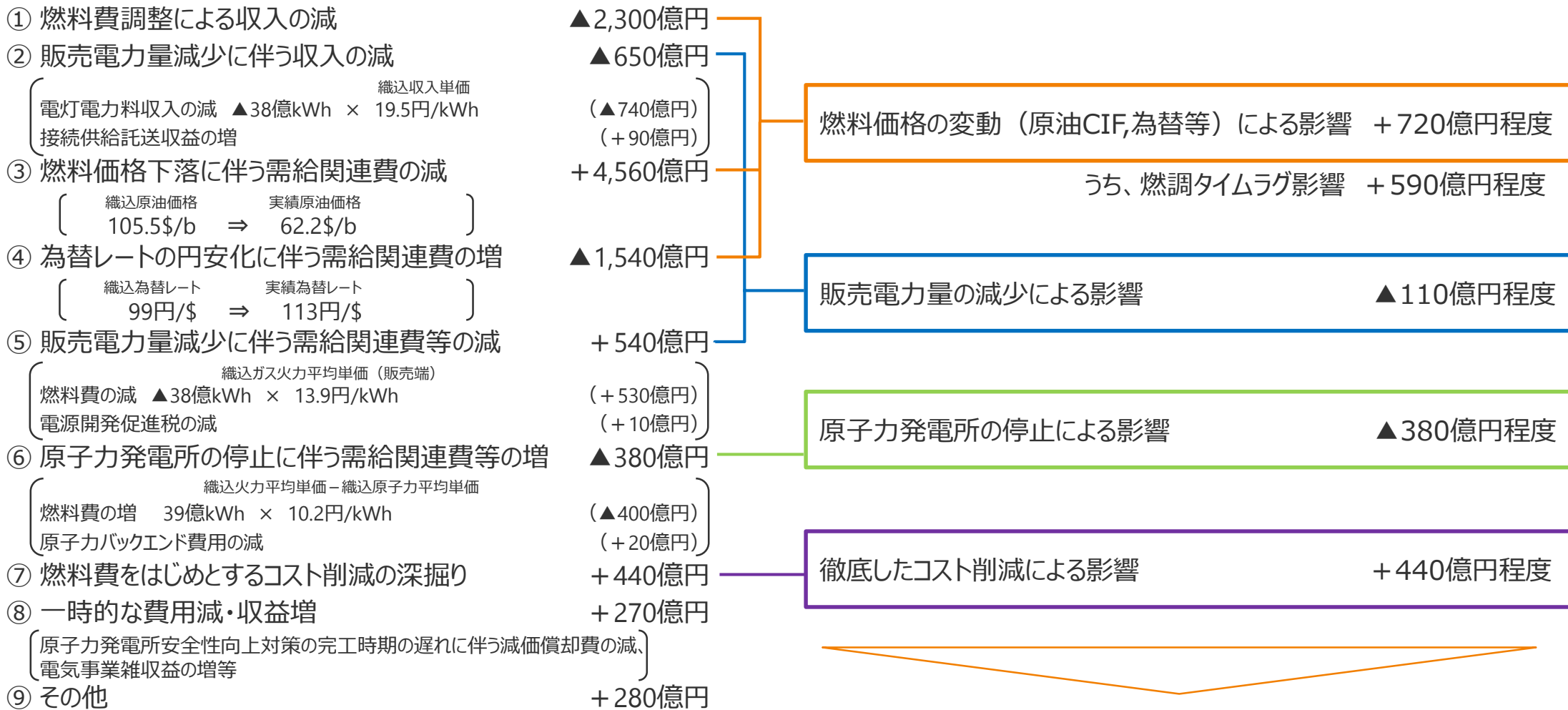
要員のスリム化による経費人員の抑制

経済性に優れる電源（石炭・高効率LNG）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、販売電力量の減少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、先述の通り、電気事業損益は1,219億円の黒字となりました。

◆主な乖離要因



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よる燃料費増加影響はあったものの、徹底したコスト削減に加え、燃料費調整制度のタイムラグ影響による一時的な収支向上により、黒字を確保

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、燃料価格の低下による燃料費の減少や、全社を挙げたコスト削減に努めたこと等により、規制部門・自由化部門合計で2,825億円減少しました。

(単位：億円)

	規制部門			自由化部門			規制部門 + 自由化部門			主な差異要因 (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	879	904	26	801	851	51	1,680	1,756	77	給与水準の差による増
燃料費	3,774	2,744	▲1,030	8,477	6,377	▲2,099	12,251	9,121	▲3,129	燃料価格の低下に加え、コスト削減の深掘りによる減
修繕費	1,163	1,149	▲14	983	1,001	19	2,146	2,151	5	PCB含有機器に係る費用の会計上の引当による増
減価償却費	1,087	992	▲94	1,520	1,438	▲81	2,607	2,431	▲175	原子力発電所安全性向上対策の完工時期の遅れに伴う減
購入電力料	536	528	▲8	1,150	1,165	15	1,687	1,693	7	再エネ電源からの受電量増
公租公課	498	459	▲39	820	806	▲13	1,318	1,266	▲52	燃料費調整に伴う収入減による事業税の減
原子力バック インド費用	55	47	▲7	118	106	▲12	173	153	▲19	原子力非稼働による減
その他経費	982	1,127	145	1,120	1,435	315	2,102	2,562	461	原油の評価損計上による諸費の増
電気事業 営業費用合計	8,974	7,954	▲1,020	14,989	13,184	▲1,805	23,963	21,138	▲2,825	

※修繕費と購入電力料の原価実績差異が、全系ではプラスの一方、規制部門ではマイナスとなったが、これは、全面自由化に伴う規制範囲の縮小により、規制部門の需要実績が原価上の想定を下回り、需要に応じて配分される規制部門の費用も同様の傾向となったことによる。

実績が原価を上回った費用

(空白)

4 | 料金原価・実績比較（上回った費目：人件費①）

- 人件費については、社員の年収水準引き下げ、保養所の全廃などの経営効率化に取り組んできています。
- 一方で、経営全般にわたり経営効率化の深掘りが進んだため、また、電力の安全・安定供給に必要な人財確保や従業員のモチベーション維持のため、効率化成果の一部を従業員の処遇へ反映したことにより、人件費の実績は原価を77億円上回りました。

（単位：億円）

	規制部門 + 自由化部門			主な差異要因
	原価①	実績②	差異② - ①	
役員給与	3	4	2	役員報酬水準の差による増
給料手当※	1,182	1,279	98	給与水準の差による増
退職給与金	148	112	▲36	年金資産の運用結果による減
厚生費	229	249	21	給料手当の増による法定厚生費の増
その他	118	110	▲7	嘱託員賞与の削減による雑給の減
人件費合計	1,680	1,756	77	

※給料手当には給料手当振替額（貸方）を含む。

4 | 料金原価・実績比較（上回った費目：人件費②）

- 人件費については、社員の年収水準引き下げ、保養所の全廃、業務の集中化・委託化による要員のスリム化など、人件費全体の低減に向けた様々な取り組みを進めてきています。主な取り組みは以下のとおりです。

項目	主な取り組み内容
社員年収水準	・年収水準の引き下げ 震災前比▲15%程度
福利厚生	・保養所の全廃等による厚生費の削減 ・社宅・独身寮の運営委託費の削減
業務運営の効率化	・採用数の削減 ・フレックスタイム勤務制の導入範囲拡大 ・業務の集中化、委託化
委託検針費	・委託単価・手数料等の引き下げ ・スマートメーター導入による委託検針員数の削減

4 | 料金原価・実績比較（上回った費目：修繕費）

- 修繕費については、料金改定時の想定原価と比較して、実績費用は全社合計で5億円増加いたしました。

<修繕費>

（単位：億円）

	規制部門 + 自由化部門		
	原価①	実績②	差異②-①
電源部門	881	849	▲32
水力	86	112	26
火力	610	573	▲36
原子力	184	161	▲23
新エネルギー	1	2	2

	規制部門 + 自由化部門		
	原価①	実績②	差異②-①
流通・その他部門	1,265	1,301	37
送電	95	105	11
変電	128	136	8
配電	997	1,002	5
業務	45	57	12
修繕費合計	2,146	2,151	5

<主な差異要因>

○電源部門

- ・火力発電ユニットの廃止および長期計画停止ユニットの追加による減
- ・原子力稼働時期遅延による点検費用の減

○流通・その他部門

- ・PCB含有機器に係る費用の会計上の引当による増

4 | 料金原価・実績比較（上回った費目：購入電力料）

- 購入電力料については、料金改定時の想定原価と比較して、再生可能エネルギーにかかる購入電力量が増加したことなどから、7億円増加しました。

<購入電力料>

（単位：億円）

	規制部門 + 自由化部門			主な差異要因
	原価①	実績②	差異② - ①	
購入電力料	1,687	1,693	7	
うち 再エネ	634	691	57	FIT電源（主に太陽光）からの購入量が想定を上回ったことによる購入電力料の増 原価：70億kWh ⇒ 実績：84億kWh

4 | 料金原価・実績比較（上回った費目：その他経費）

● その他経費については、料金改定時の想定原価と比較して、徹底した効率化に努めたものの、諸費および委託費の増加などにより、461億円の増加となりました。

（単位：億円）

その他経費	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	161	173	13
消耗品費	88	74	▲13
補償費	20	23	3
賃借料	202	193	▲8
託送料（接続供給託送料含）	65	88	23
事業者間精算費	8	8	0
委託費	881	1,035	154
損害保険料	15	12	▲2
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	124	124	-
普及開発関係費	13	63	50
養成費	19	19	0
研究費	85	72	▲13
諸費	139	357	218
うち 寄付金	-	1.7	1.7
うち 団体費	9	23	14
貸倒損	11	8	▲2
固定資産除却費	277	309	33
共有設備費等分担額	13	9	▲3
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）	▲6	▲2	3
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲11	▲8	3
電力費振替勘定（貸方）	▲2	▲0	1
その他経費合計	2,102	2,562	461

<実績が原価を上回った項目の主な差異要因>

- 託送料
域外販売電力量の増に伴う接続供給託送料の増
- 委託費
電力システム改革等の事業環境変化に対応するための委託費の増
- 普及開発関係費
小売サービスに関わる、各種媒体を用いた広報活動に係る費用の増
- 諸費
原油の評価損計上による増
- 固定資産除却費
計画外の火力発電所廃止に伴う固定資産除却費の増

<参考：控除収益>

（単位：億円）

控除収益	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	▲288	▲675	▲387
託送収益	▲23	▲26	▲4
電気事業雑収益	▲216	▲259	▲43
その他	▲1	▲11	▲10
控除収益合計	▲529	▲973	▲444

4 | 料金原価・実績比較 (kWh当たり単価)

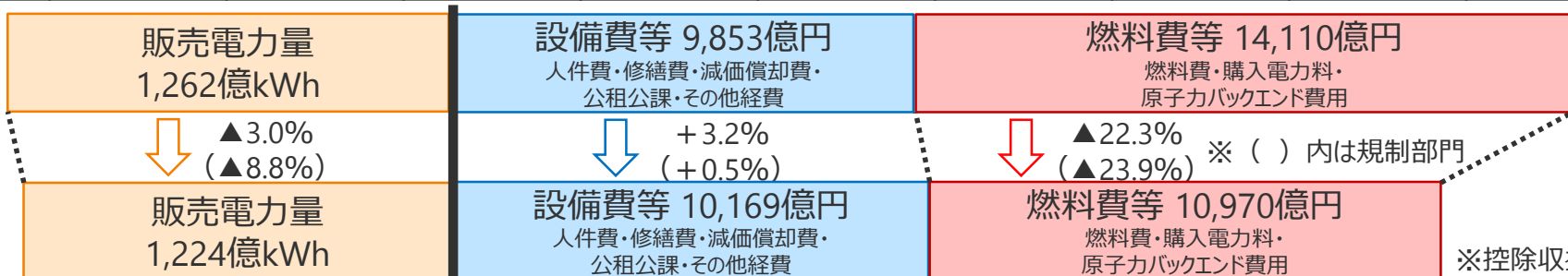
- 原価および実績費用を販売電力量当たり単価で比較した場合、燃料費等は、主に燃料価格が下落したことにより、実績が原価を下回りました (▲2.22円/kWh)。
- 設備費等は、その他経費の増加等により金額ベースで実績が原価を320億円程度上回ったことに加え、販売電力量が減少したことから、単価ベースでは実績が原価を0.50円/kWh上回りました。
- この結果、全体としては実績が原価を下回りました。

(単位：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
設備費等	12.35	13.62	1.27	5.90	6.26	0.36	7.81	8.31	0.50
人件費	2.35	2.66	0.30	0.90	0.96	0.06	1.33	1.43	0.10
修繕費	3.12	3.38	0.26	1.11	1.13	0.03	1.70	1.76	0.06
減価償却費	2.91	2.92	0.01	1.71	1.63	▲ 0.08	2.07	1.99	▲ 0.08
公租公課	1.33	1.35	0.02	0.92	0.91	▲ 0.01	1.04	1.03	▲ 0.01
その他経費	2.63	3.31	0.68	1.26	1.62	0.36	1.67	2.09	0.43
燃料費等	11.69	9.76	▲ 1.94	10.97	8.65	▲ 2.31	11.18	8.96	▲ 2.22
燃料費	10.11	8.06	▲ 2.05	9.54	7.21	▲ 2.32	9.71	7.45	▲ 2.26
購入電力料	1.44	1.55	0.12	1.29	1.32	0.02	1.34	1.38	0.05
原子力バックエンド費用	0.15	0.14	▲ 0.01	0.13	0.12	▲ 0.01	0.14	0.13	▲ 0.01
合計	24.04	23.37	▲ 0.67	16.87	14.91	▲ 1.95	18.99	17.27	▲ 1.72

【原価】18.99円/kWh
 設備費等：7.81円/kWh
 燃料費等：11.18円/kWh

【実績】17.27円/kWh
 設備費等：8.31円/kWh
 燃料費等：8.96円/kWh



※控除収益等は除く

5 | 経営効率化（目標の達成状況：平成26～28年度平均）

- 電気料金の認可原価※に反映した効率化（1,915億円/年）にとどまらず、一つ一つの業務や支出に対してさらなる効率化の取り組みを行った結果、燃料費・購入電力料の削減などにより、439億円の深掘りをし、総額で2,354億円の費用削減となりました。

（単位：億円）

項目	主な取り組み内容	認可原価に反映した効率化額 ①	実績 ②	②－①
燃料費・ 購入電力料	・上越火力発電所運転開始による熱効率向上 ・安価な燃料調達による燃料費の削減 ・安価な石炭火力発電所の稼働増 ・卸電力取引所の活用 等	765	1,186	421
設備投資 関連費用	・競争発注の拡大等による調達価格の削減 ・新技術の採用による投資額の削減 等	99	138	39
修繕費	・競争発注の拡大等による調達価格の削減 ・新技術の採用、仕様の見直し、設備の効率的運用による削減 等	357	358	1
人件費	・役員報酬の削減 ・社員年収水準の引き下げ ・保養所の全廃等による厚生費の削減 等	462	415	▲47
その他	・競争発注の拡大等による調達価格の削減 ・研究開発・システム開発などの内容・規模の見直し 等	231	256	25
小計（①）		1,915	2,354	439
緊急避難的な支出抑制・繰延べ（②）		－	－	－
合計（①＋②）		1,915	2,354	439

※ 認可原価には、平成20年の値下げ以降に実施した効率化の成果と新たな効率化の取り組みを合わせた1,915億円の経営効率化を反映しています。

5 | 経営効率化（経営効率化推進体制）

- 当社は、事業分野ごとの権限と責任を明確化し、これまで以上に、変化に柔軟かつ迅速に対応できる自律的な事業体制の構築を目指し、平成28年4月から、カンパニー制を導入しております。
- 経営層は、各カンパニー（発電、電力ネットワーク、販売）が効率化を織り込んで策定した事業計画について、定期的に進捗確認（モニタリング）を行うことで、各カンパニーが自律的に効率化を進めることを促しています。
- 自律的な効率化推進の一例として、電力ネットワークカンパニーにおいては、カンパニー内に生産性向上検討会を立ち上げ、外部有識者の視点も取り入れた効率化推進の仕組みを導入しております。上層部が積極的に関与できる体制をとるとともに、外部有識者も招聘することで、これまで以上に一歩踏み込んだ効率化や改革の推進を図っております。

全社大の取り組み

モニタリング委員会

各カンパニーが策定した事業計画についての進捗確認等のため、経営層と各カンパニーがコミュニケーションを行う場。

開催頻度：四半期ごと

構成員：社長（委員長）、副社長、各カンパニー社長ほか

経営効率化推進会議

各カンパニーに属さない管理間接部門（総労経資等）における効率化の進捗確認および効率化施策の部門間共有等について議論を行う場。

開催頻度：半期ごと

構成員：グループ経営戦略本部長（議長）、本店各室部長

電力ネットワークカンパニーの取り組み

生産性向上検討会

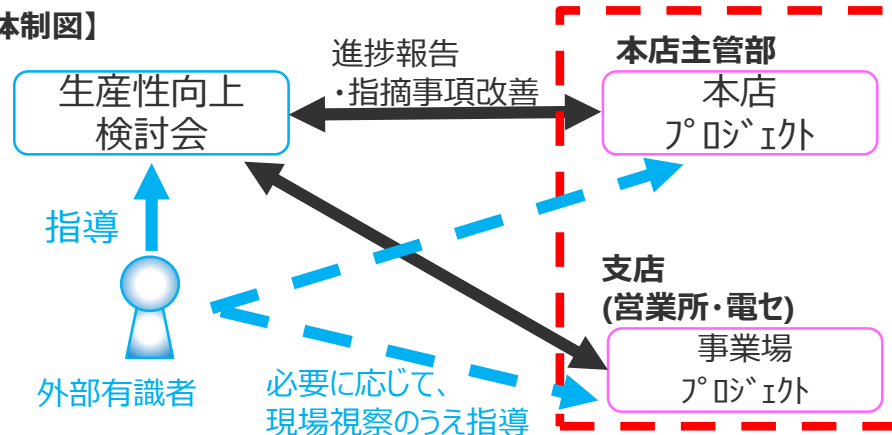
各生産性向上プロジェクトの進捗報告や、外部有識者による指導を実施する場。

開催頻度：4～5か月に1回程度※

構成員：カンパニー社長・副社長、各部門長(推進責任者)ほか

※その他、各プロジェクトにおける具体的な生産性向上検討の場にも外部有識者・アドバイザーにお越しいただき、指導いただく（8～10回/月程度）。

【体制図】



◆発電所の稼働率向上

- 当社は、ベース電源となる火力発電所の稼働率向上に向けて、定期点検工期の短縮および計画外補修停止※の削減等に取り組んでいます。

【定期点検工事の短縮】

平成28年度は定期点検を実施した20機において、従来の工程と比較して延べ約7%短縮

<取り組み事例>

- 排熱回収ボイラーの配管改修工事における、作業工程および水圧試験工程見直しによる短縮
- ガスタービン取替工事および計算機取替工事における先行工事の実績反映による工程効率化ならびに試験実施項目の厳選による工程短縮
- ガスタービン点検における分解範囲の縮小およびガスタービン動翼着脱工程の作業効率化による工程短縮

【計画外補修停止の削減】

平成28年の発生件数は過去3ヶ年平均件数に対し約35%減少

<取り組み事例>

- 計画外補修停止のリスクを洗い出し、事前対応を行うことでリスクを低減
- 各発電所に蓄積されたノウハウを活用することで、固有の弱点部位や懸案事項を明確化し、効率的かつ効果的な点検修理を重点実施
- 不具合に対するリスク評価プロセスを確立し、リスクに応じて補修タイミングを判断することで、極力、運転中や計画停止中に補修を実施

※ 計画外補修停止とは、突発的に発生した設備不具合等の補修作業のため、発電設備を計画外停止させることをいう

5 | 経営効率化（主な効率化事例の紹介②）

◆ LNGコンバインドサイクル発電設備の熱効率等の向上

- 当社は、既存のLNGコンバインドサイクル発電設備の効率向上による燃料費の削減にも取り組んでいます。
- さらなる熱効率向上と夏季の出力回復ならびに点検インターバルの延長につなげるため、以下の工事を計画・実施しています。
 - ・川越火力発電所3号系列のガスタービン新型機種へ取替（完了）
 - ・上越火力発電所のガスタービン高温部品を最新型へ取替（実施中）
 - ・新名古屋火力発電所7号系列のガスタービン新型機種へ取替（平成29年度から実施）
- また、新型機種のガスタービンの性能を活用し、太陽光発電の増加などに伴う大きな需要変動にも対応できるよう、LNGコンバインドサイクル発電設備のさらなる起動時間短縮や出力変化率の向上などの実現に向けた取り組みを進めています。



ガスタービンの発電所構内輸送



ガスタービンの据付

5 | 経営効率化（主な効率化事例の紹介③）

◆ 燃料調達効率化に向けた基本的なスタンス

- 当社は、燃料調達における安定性、経済性、需給変動に迅速かつ適切に対応できる柔軟性のさらなる向上を図るため、生産から発電に至る燃料バリューチェーンの強化を進めるとともに、調達の分散化・多様化を図るなど、さまざまな取り組みを行ってきました。
- 燃料輸送事業および石炭トレーディング事業は平成27年10月、燃料事業（上流・調達）は28年7月にJERAに移管し、燃料調達価格のさらなる削減に取り組んでいます。

【具体的な取り組み】

○ LNG 調達力の強化（平成28年7月にJERAへ移管）

〔供給地域の分散化と価格体系の多様化〕

- 従来、中東地域に偏っていたLNG調達源の分散化や、原油価格連動に偏っていた価格体系の多様化に取り組みました。
- その手段のひとつとして、他社に先駆けて米国からのLNG導入を目指し、米国フリーポートLNGプロジェクトに参画し、平成30年からの輸入開始に向け、着実に準備を進めてきました。

〔長期契約の価格更改〕

- 平成28年度は、長期契約の価格更改において、販売競争力に資する価格水準で合意ができたことにより、燃料調達価格のさらなる削減を実現しました。

○ LNG 輸送船の確保（平成27年10月にJERAへ移管）

- 燃料バリューチェーンの強化に向け、LNG輸送のためのLNG船の確保に取り組み、豪州および米国のプロジェクト向けに当社専用船として8隻を確保しました（建造中のものを含む）。
- また、従来型と比較して燃費や輸送効率が大幅に改善された新型船を採用するなど、輸送費の削減にも取り組みました。

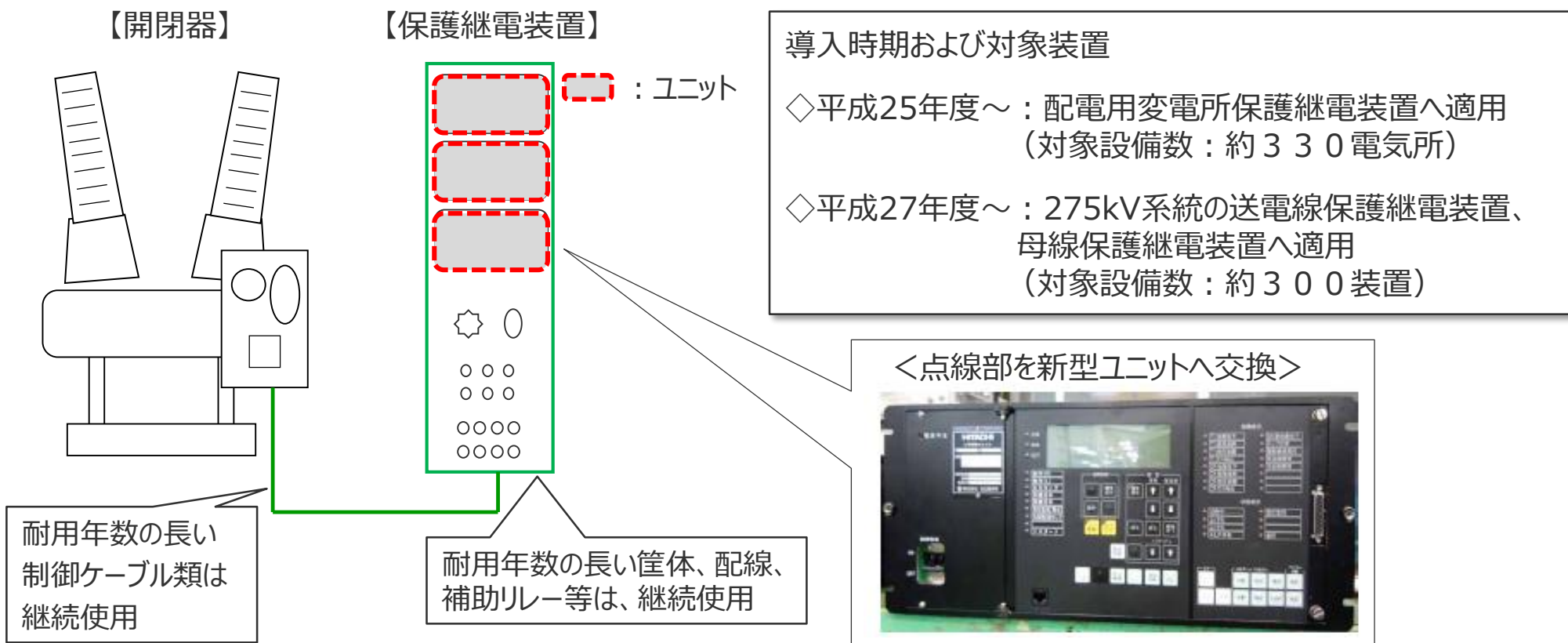
○ 石炭調達力の強化（平成27年10月にJERAへ移管）

- 市場商品化が進む国際石炭市場において、仏国電力会社EDFの子会社であるEDF Trading社との提携のもと、中電エネルギートレーディング(株)を設立し、平成20年より、同社と共同で石炭を調達してきました。
- 共同調達にあたっては、石炭トレーディングを実施することにより、石炭調達力の強化に取り組み、経済的な石炭の調達を実現しました。
- なお、平成24年には、トレーディングの実施拠点をアジアの石炭トレーディングの中心地であるシンガポールに移転しました。

5 | 経営効率化（主な効率化事例の紹介④）

◆保護継電装置におけるユニット交換工法の採用

- 変電所や開閉所には、送電線や母線の事故を検出する目的で、保護継電装置と呼ばれる装置を数多く設置しています。
- 従来、この保護継電装置の劣化取替は、装置（盤）単位で取替えを実施していましたが、ユニット単位で取替える「ユニット交換工法」を採用することで、工事期間の短縮と取替費用の削減に取り組んでいます。
- また、「ユニット交換工法」は、電子部品など耐用年数の短いものは取替え、制御ケーブル類や筐体など耐用年数の長いものは継続して使用するため、資源の有効活用や環境負荷低減につながります。



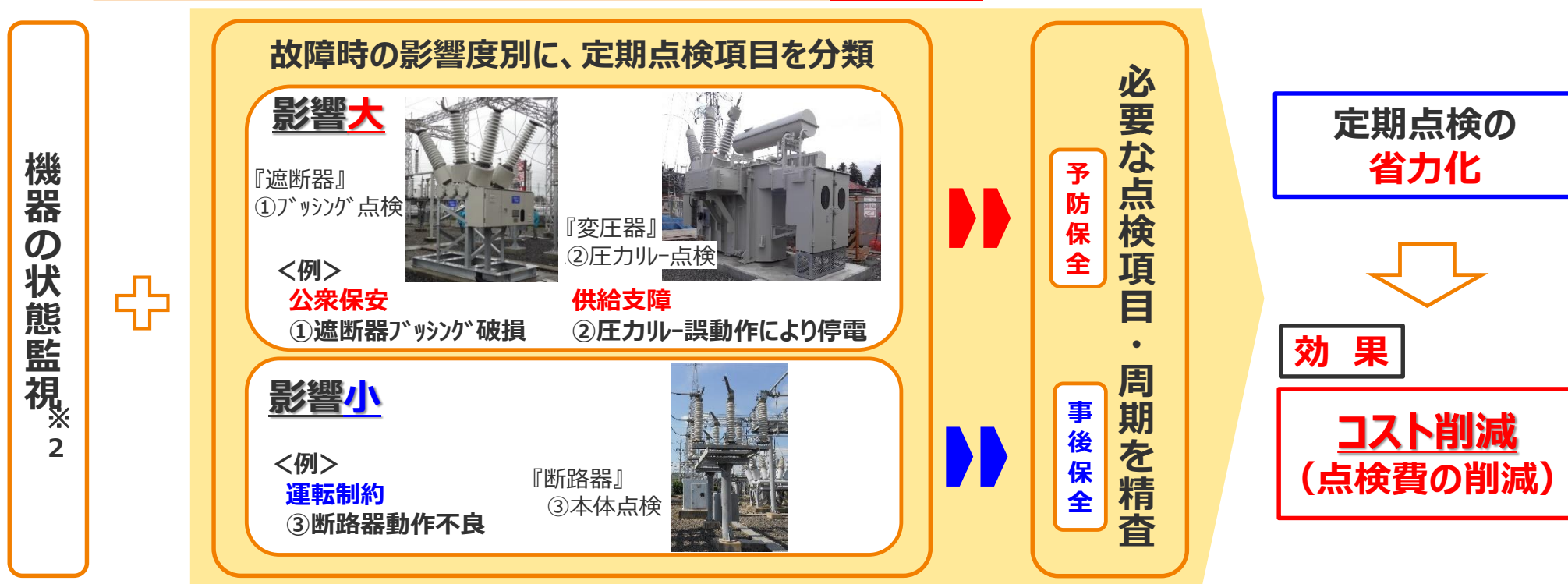
5 | 経営効率化（主な効率化事例の紹介⑤）

◆【点検周期の見直し】変電機器の定期点検内容（項目・周期）の見直し

- 予防保全の観点から定期点検を実施している配電用変電所の変電機器について、過去の障害実績や故障進展フローから、定期点検の項目を故障時の影響「大・小」※1で分類し必要な点検項目と周期を精査することにより、コスト削減を図ります。

※1 影響「大」は供給支障や公衆保安に問題があるもの、影響「小」は運転制約となるものなどに分類しています。

◇（配電用変電所）定期点検の項目・周期を見直し、コスト削減



※2 状態監視：巡視・機器動作試験・活線温度測定・変圧器の異常診断（油中ガス分析）等

5 | 経営効率化（主な効率化事例の紹介⑥）

◆業務運営の効率化

- 当社は、受付センター、水力センター等の設置により、業務の集中化や外部委託化を進めるとともに、組織の統廃合によって、業務運営の効率化を進めています。

項目	年度	取り組み内容
受付センターの業務拡大 (現：カスタマーセンター)	平成26年度～	・平成14年度に受付センターを設置し、営業所の電話受付業務を集中化および委託化 ・平成26年度に受付センターの24時間稼働を開始し、営業所の受付宿直を廃止
水力センターの設置	平成27年度～	・平成27年度に三重水力センター、平成28年度に愛知水力センターを設置し、水力発電に係る業務の集中化により組織・要員を効率化 (平成30年度までに全社展開を予定)
バックオフィスセンターの設置	平成28年度	・電力の小売全面自由化およびスマートメーター導入のために増加したお客さま案内や、登録業務といった事務作業を集中化および委託化
サービスステーションの再編 [32箇所→27箇所]	平成28年度	・お客さま対応工事や、停電対応等を実施する事業所であるサービスステーションを再編し、組織・要員を効率化

5 | 経営効率化（主な効率化事例の紹介⑦）

◆ 3rdパーティーによる修理の採用

- 従来の購入に加え、修理についても3rdパーティー間の競争発注を導入し、調達価格の削減につなげています。

【具体例】 海外製ガスタービン高温部品の修理

従来の方法

国内メーカー（取次店）での修理

海外製ガスタービン高温部品については、取次店である国内メーカーにて修理

⇒価格の高止まり

具体的な取組

- ・海外での実績調査（修理実績等）
- ・契約条件・価格交渉

・3rdパーティーによる修理の採用・競争化

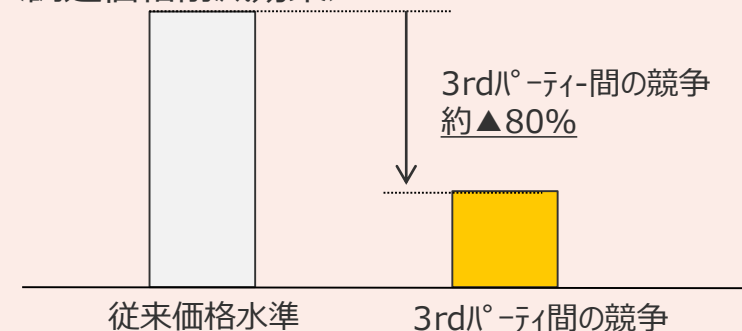
⇒調達価格の削減

取組後の方法

3rdパーティーによる修理

海外3rdパーティーの導入
ならびに海外3rdパーティー間の競争

<調達価格削減効果>



5 | 経営効率化（主な効率化事例の紹介⑧）

◆グループ会社（トーエネック）において調達している工事用材料の競争化

- 配電外線工事向け工事用材料について、当社において新規取引先の公募や仕様の見直し等により競争環境の整備を進め、トーエネックは可能なものから順次競争化を進めることで、▲10%以上の削減を実現しました。
- 平成29年度以降も引き続き、さらなる競争発注拡大と調達価格削減を目指すとともに、検討の対象を他の工事用材料にも広げていきます。

【トーエネック配電外線工事向け工事用材料の削減実績】 (億円)

年度	調達規模 (A)	契約額(B)	削減額 (C : B-A)	削減率 (C/A)
平成26	118	105.4	▲12.6	▲10.7%
平成27	116.2	103.5	▲12.7	▲10.9%
平成28	114.4	101.4	▲13.0	▲11.3%

【競争発注比率実績】 (億円)

左記のうち競争による契約額(D)	競争比率(D/B)
53	50%
57	55%
55	54%

◆具体的な取り組み内容

- 新規サプライヤー発掘による競争発注拡大
ジャンパースリーブカバー（125mm²）等
- 仕様の標準化
支線バンド 等

- 現行料金の原価算定期間（平成26～28年度）においては、先述の通り、浜岡原子力発電所の全号機停止に伴い燃料費が増加する中、グループをあげた最大限の効率化に努めたこと、また、燃料費と燃料費調整額のタイムラグ影響による利益が発生したことなどから、規制部門と自由化部門の当期純損益は、ともに黒字を確保いたしました（規制部門：186億円、自由化部門：625億円）。
- なお、純利益については、安定供給のための投資や配当などに充当したうえで、財務基盤の改善に活用してまいります。
- 29年度の当期純損益（個別決算）について、550億円程度の利益を見込んでおりますが、平成28年度の部門別収支実績などを踏まえて、規制部門の収支見通しを算定した結果、規制部門の当期純損益は、100億円程度の損失の見込みとなります。
- 浜岡原子力発電所の全号機停止や、競争の激化および省エネの進展などによる販売電力量の減少など、厳しい経営環境が続いておりますが、今後もあらゆる分野における効率化への取り組みを徹底し、現行の電気料金水準の維持に努めてまいります。

【参考】部門別収支等のホームページ公表箇所

- 部門別収支の算定結果および電気料金の原価と実績の比較に係る情報等については、当社のホームページ上で、お客さまにわかりやすい場所に掲載しております。

＜当社ホームページのトップ画面の一部＞



HOME

文字サイズ 小 中 大

サイト内検索 検索

サイトマップ

English > よくあるご質問・お問い合わせ

個人のお客さま | 法人のお客さま | エネルギー・環境・原子力 | キッズ・展示館 | IR・企業情報

個人のお客さま

家庭向けWEB会員サービス **カテエネ**

担当の中部電力窓口

個人のお客さまトップページ

家庭向け手続き・窓口

ご契約・料金のしくみ

家庭向け料金メニュー

電気を買いたい(東京電力エリア)

スマートメーターについて

省エネ・電気の安心情報

ガスのご契約について

電気料金の原価と実績の比較など

引越しの電気手続きをしたい

電気料金のしくみを知りたい

料金メニューや単価を知りたい

電気料金の試算をしたい

支払方法を変更したい

停電情報

雷情報

電力需給状況のお知らせ

＜電気料金の原価と実績の比較などの画面＞

「電力小売の全面自由化」について 電気料金の原価と実績の比較など

当社は、2014年5月に電気料金の値上げを実施させていただきました。この電気料金の評価に関する情報として、一般需要部門（自由化部門）の損失を特定需要部門（規制部門）（注1）が負担していないかチェックすることを目的とした「部門別収支」の算定結果および「電気料金の原価と実績の比較」などについて公表しています。

（注1）2016年4月から開始した電力の小売全面自由化以降における特定需要部門は、特定小売供給約款にて電気をご利用いただいているお客さまが対象となります。

約款については、以下のホームページをご参照ください。

▶ [（参考）各種要綱・約款（特定小売供給約款）](#)

1. 2016年度部門別収支について