

電気料金の評価について

平成29年2月15日
九州電力株式会社

1	平成25年度料金改定の概要	P 1
2	原価算定期間3か年における収支実績	P 2
	原価算定期間3か年における収支実績	P 2
3	規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因	P 3～5
	規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因	P 3
	【参考1】規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因（イメージ）	P 4
	【参考2】各年度の収支実績	P 5
4	料金原価・実績比較	P 6～17
	前提諸元等	P 6
	概観	P 7
	各項目の内訳	P 8～9
	実績が原価を上回った費目：人件費	P 10～11
	実績が原価を上回った費目：燃料費・購入電力料	P 12～14
	kWh当たり単価	P 15
5	経営効率化	P 16～20
	効率化実績の内訳	P 16
	【参考3】経営効率化の取組み	P 17～22
6	電気料金の評価	P 23
	【参考4】部門別収支のホームページ公表箇所	P 24

※ 資料内の図表中の数値は、端数処理の関係で合計が合わない場合があります。

1 平成25年度料金改定の概要

- 当社は、平成24年11月27日に経済産業大臣宛てに、原価算定期間を平成25年度から27年度の3か年とする平均8.51%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14.22%）
- 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基づく検証等を経て、平成25年4月2日に同大臣より、規制部門で平均6.23%の値上げを認可いただき、同年5月1日から実施させていただいております。（自由化部門は11.94%）

<前提諸元>

		H25~H27年度
販売電力量	億kWh	853
原油価格	\$/b	105.9
為替レート	円/\$	79
原子力利用率	%	55
事業報酬率	%	2.9
経費対象人員 (シニア社員含む)	人	12,007

○販売電力量の内訳は、規制部門が350億kWh、自由化部門が502億kWh。

○原油価格・為替レートは、申請時期の直近3か月の貿易統計価格(H24年7~9月平均値)を参照。

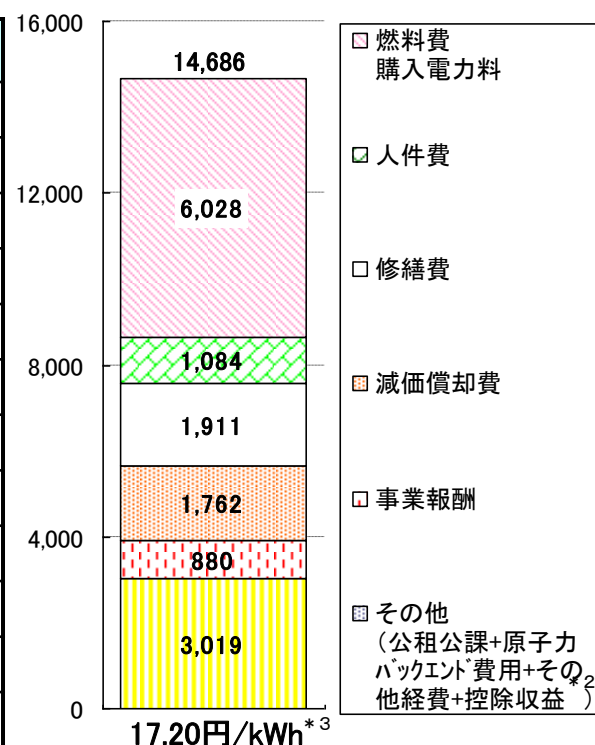
○原子力発電所の再稼働については、川内1、2号機はH25年7月から、玄海3、4号機は同年12月から順次、稼働がなされるものと仮定。(原子力利用率の算定は玄海1号機を含む)

<原価の内訳>

		(億円)
		H25~H27年度
人件費		1,084
燃料費		4,714
修繕費		1,911
資本費	減価償却費	1,762
	事業報酬	880
小計		2,643
購入電力料		1,315
公租公課		1,006
原子力バックエンド費用		272
その他経費	諸経費	2,015
		1,587
計		14,960
控除収益		▲274
総原価 ^{*1}		14,686

経営効率化額	▲1,437
(再掲)査定額	▲307

(億円)



*1 総原価は効率化額反映後の値

*2 接続供給に伴う託送収益は除く

*3 原価単価

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

$$= (14,686 \text{億円} - 23 \text{億円}) \div 853 \text{億kWh}$$

=17.20円/kWh

※いずれも数値は3か年平均値

- 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10億円、自由化部門の電気事業損失は▲590億円となりました。
- 原子力発電所の再稼働遅延により需給関係費（燃料費・購入電力料）が増加するなか、料金値上げ時に織り込んだ経営効率化に加え、一時的な工事の繰延べや業務の中止などの短期限定のコスト削減にも可能な限り取り組んだことなどから、規制部門においては赤字を回避（利益率0.1%）することができました。一方、自由化部門においては、需給関係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、大幅な赤字（利益率▲8.2%）となり、規制部門・自由化部門合計でも赤字となりました。

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
電気事業収益 ①	7,566	7,227	14,794
電気事業費用 ②	7,555	7,818	15,373
電気事業損益 ③=①-②	10	▲ 590	▲ 579
利益率 ④=③/① (3か年単純平均)	0.1% (0.3%)	▲ 8.2% (▲ 7.7%)	▲ 3.9% (▲ 3.6%)

(億kWh)

販売電力量	338	479	816
-------	-----	-----	-----

注1：いずれも数値は3か年平均値。次ページ以降も、年度の記載がない場合は同様。

注2：電気事業収益は、電気事業営業収益から販売電力料（地帯間・他社）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販売電力料（地帯間・他社）相当額を控除、電気事業財務費用を加算したもの。

- 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、販売電力量の減少が大きいことに加え、電気料金のうち可変費の占める割合が高いため、原子力発電所の再稼働遅延に伴う需給関係費負担の増加などが相対的に大きく影響する一方、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、修繕費などのコスト削減が相対的に大きく影響したこと等によるものです。
- 上記の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します。

<主な乖離要因の影響試算>

(億円)

	規制部門	自由化部門	合計
販売電力量減少の影響 ①	▲60	▲240	▲300
再稼働遅延の影響（需給関係費） ②	▲770	▲1,090	▲1,860
燃料費調整期ずれの影響 ③	80	130	210
コスト削減深掘りの影響（修繕費等） ④	600	490	1,090

電気事業損益	10 (0.1%)	▲590 (▲8.2%)	▲579 (▲3.9%)
--------	--------------	-----------------	-----------------

電気事業損益（①～④補正後）	160 (2.0%)	120 (1.6%)	
----------------	---------------	---------------	--

※（ ）は電気事業損益率

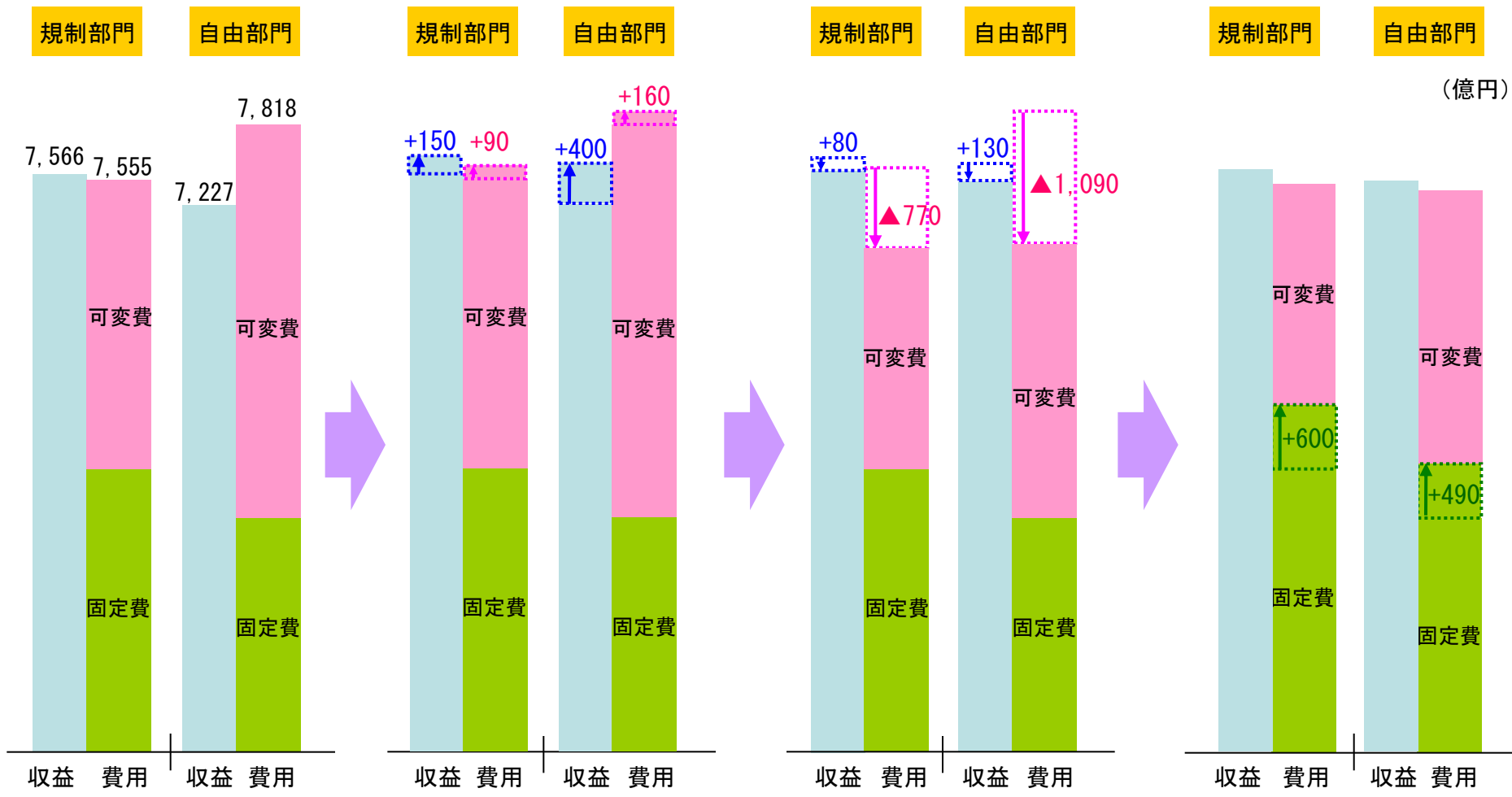
【参考1】規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因（イメージ）

《補正前》

《販売電力量減少の影響①》

《再稼働遅延等の影響②③》

《コスト削減深掘りの影響④》



(億円)

〔 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) 〕

- 平成25・26年度において規制部門と自由化部門の利益率が大きく乖離した要因は、原子力発電所の再稼働遅延に伴う需給関係費負担の増加や修繕費などのコスト削減深掘りがより大きく影響したこと等によるものです。

< H25年度 >

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
電気事業収益 ①	7,937	7,409	15,347
電気事業費用 ②	8,131	8,694	16,825
電気事業損益 ③=①-②	▲ 193	▲ 1,284	▲ 1,478
利益率 ④=③/①	▲ 2.4%	▲ 17.3%	▲ 9.6%

< H26年度 >

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
電気事業収益 ①	7,670	7,563	15,233
電気事業費用 ②	7,883	8,368	16,252
電気事業損益 ③=①-②	▲ 213	▲ 805	▲ 1,019
利益率 ④=③/①	▲ 2.8%	▲ 10.6%	▲ 6.7%

< H27年度 >

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
電気事業収益 ①	7,091	6,710	13,801
電気事業費用 ②	6,651	6,391	13,043
電気事業損益 ③=①-②	440	318	758
利益率 ④=③/①	6.2%	4.7%	5.5%

※ 算定結果は、毎年ホームページに公表

4 料金原価・実績比較（前提諸元等）

- 主な前提諸元について、料金値上げ時の想定と比較して、販売電力量は減少（▲36億kWh、▲4%）、原油価格は大幅に下落（▲23\$/b、▲22%）、為替レートは大幅な円安（+31円/\$、+39%）、原子力利用率は大幅に低下（▲49%）しました。
- 経営効率化については、一時的な工事の繰延べなど短期限定の取組みを含むコスト削減を徹底し、計画からの深掘額は1,479億円となりました。

<前提諸元>

	原価①	実績②	差異②-①
販売電力量（億kWh）	853	816	▲36
原油価格（\$/b）	105.9	83.0	▲23
為替レート（円/\$）	79	110	31
原子力利用率（%）	55	6	▲49

<主な変動要因>

原油価格の下落（▲22%）

為替レートの円安化（+39%）

節電や生産水準の低下による
販売電力量の減少（▲4%）

原子力発電所の再稼働遅延

徹底したコスト削減への
最大限の取組み

経済性に優れる電源（石炭・LNG火力、IPP）の活用など
需給運用面での効率化

一時的な工事の繰延べや業務の
中止などの短期限定の効率化

仕様の見直しや資材調達の効率化
深掘りなどの恒常的な効率化

<需給バランス>

（億kWh）

	原価①	実績②	差異②-①
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
LNG	219	288	70
原子力	252	29	▲224
その他	180	247	67

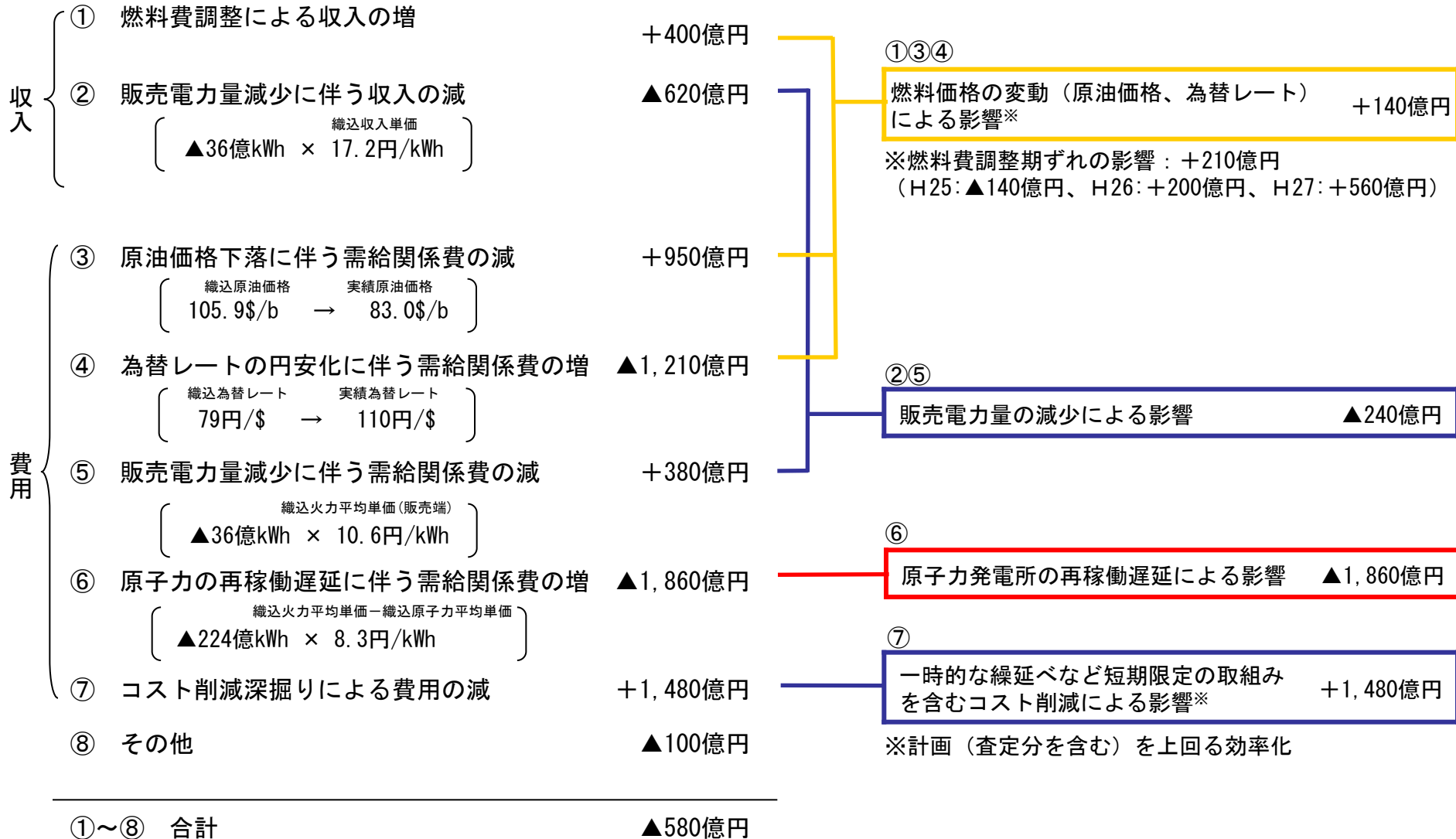
（億円）

	原価①	実績②	差異②-①
経営効率化額※	1,437	2,916	1,479

※ 詳細はP16～22参照

○ 燃料価格の変動や販売電力量の減少、原子力発電所の再稼働遅延などにより、料金値上げ時の想定原価に対して、実績費用および収入が乖離した結果、収支は大幅な赤字（▲580億円）となりました。

<主な乖離要因>



4 料金原価・実績比較（各項目の内訳①）

- 実績費用については、料金値上げ時の想定原価と比較して、徹底したコスト削減に取り組んだことにより修繕費や減価償却費などは減少しましたが、原子力発電所の再稼働遅延や燃料価格の変動に伴い需給関係費が大幅に増加し、規制部門・自由化部門合計で1,187億円（規制部門：418億円、自由化部門：769億円）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			主な差異理由 (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	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 【P9参照】	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	

※ 60 : 実績が原価を上回った費目（P10~14参照）

○ その他経費については、料金値上げ時の想定原価と比較して、託送料・諸費等が増加しましたが、委託費等の徹底したコスト削減に取り組んだことにより、合計では減少（▲242億円）いたしました。

<その他経費（再掲）>

（億円）

<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
廃棄物処理費	115	112	▲ 2
消耗品費	60	48	▲ 12
補償費	25	20	▲ 4
賃借料	285	262	▲ 22
託送料	25	45	20
事業者間精算費	9	8	▲ 0
委託費	840	729	▲ 110
損害保険料	18	9	▲ 9
原賠・廃炉等支援機構一般負担金	169	169	0
普及開発関係費	19	15	▲ 4
養成費	15	6	▲ 8
研究費	53	36	▲ 17
諸費	175	188	14
うち寄付金	0.4	1.2	0.8
うち団体費	6	14	8
電気料貸倒損	5	3	▲ 2
固定資産除却費	209	121	▲ 88
共有設備費等分担額	3	2	▲ 0
共有設備費等分担額(貸方)	▲ 5	▲ 6	▲ 1
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 3	▲ 3	▲ 1
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 8	▲ 2	5
電力費振替勘定(貸方)	▲ 1	▲ 1	▲ 0
その他経費 計	2,009	1,767	▲ 242

	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	▲ 95	▲ 154	▲ 60
託送収益	▲ 3	▲ 2	▲ 0
電気事業雑収益	▲ 122	▲ 135	▲ 14
その他	▲ 55	▲ 53	1
控除収益計	▲ 274	▲ 346	▲ 73

【実績が原価を上回った項目の主な差異要因】

◇託送料 [+20億円]

・卸電力取引所の活用増などによる他エリアからの電力購入の増

◇諸費 [+14億円]

・寄付金 [+0.8億円]：地方公共団体や公益法人等への支出
(一部料金原価に未算入)

・団体費 [+8億円]：各種事業団体等への支出
(一部料金原価に未算入)

○ 人件費については、年収水準や退職給付水準の引下げなどに努めましたが、出向者等の原価織込みと実績の人員数の差、時間外手当の増加などにより、109億円増加いたしました。

＜人件費＞

(億円)

	原価①	実績②	差異②－①	備考
役員給与	3	3	0	—
給料手当 (給料手当振替額(貸方)含む)	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
人件費合計	1,084	1,193	109	—

※ 原価算定上は、電気事業本体に関係が深い出向者等に限定して算入

- 人的経費削減の取組みとして、年収水準の削減に加え、退職金・年金制度や福利厚生の見直しなど、人件費全体での費用抑制に努めました。
- 一方、原価織込み人員数と実績の差異、原子力の新規規制基準対応や再エネ連系工事対応などによる時間外手当の増加、長期金利の下落による退職給与金の割引率見直し等、自助努力の及ばない費用の増加等に伴い、実績が原価を上回りました。

<人的経費削減の取組み>

項目	主な取組み内容
役員報酬の減額	<ul style="list-style-type: none"> ・ 会長・社長▲70%程度、社内取締役平均▲60%程度の減額（年間報酬額の減額率）[H25.4~]
年収水準の引下げ	<ul style="list-style-type: none"> ・ 基準賃金の引下げ（課長以上の管理職平均▲7%、一般社員平均▲5%）[H25.4~] ・ 賞与の支給見送り[H25~H27]
退職給付水準の引下げ	<ul style="list-style-type: none"> ・ 確定拠出年金の導入[H25.7~] ・ 退職金・年金制度の再構築[H27.4~]
福利厚生の見直し	<ul style="list-style-type: none"> ・ 当社保有の保養所の全廃 ・ 健康保険料の会社負担割合の引下げ
採用数の抑制	<ul style="list-style-type: none"> ・ 震災前3か年平均（375名）に比べ▲50%程度抑制（H26:198名、H27:206名、H28:205名）
委託検針・集金費の削減	<ul style="list-style-type: none"> ・ 委託単価・手数料等の引下げ[H25.4~]

- 燃料費・購入電力料については、料金値上げ時の想定原価と比較して、原子力発電所の再稼働遅延や燃料価格の変動などにより、火力燃料費（+1,463億円）および購入電力料（+896億円）が、大幅に増加いたしました。

＜燃料費・購入電力料＞

（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	4,714	5,992	1,279	—
火力燃料費	4,482	5,944	1,463	—
石炭	679	685	6	・計画を上回る稼働率の向上、補修期間の短縮
石油	1,243	1,739	497	・原子力発電所の再稼働遅延による焚き増し
LNG	2,560	3,519	960	・原子力発電所の再稼働遅延による焚き増し
核燃料費	204	19	▲184	・原子力発電所の再稼働遅延による減
その他	28	28	▲0	—
購入電力料	1,315	2,210	896	—
他社火力	1,000	1,444	445	・原子力発電所の再稼働遅延による購入増
取引所取引	31	260	230	・電力取引市場の積極的な活用による増
その他	284	505	222	・再エネ買取量の増
合計	6,028	8,203	2,175	—

○ 燃料費・購入電力料については、原子力発電所の再稼働遅延に伴う火力発電の焚き増しおよび為替レートの円安化により、大幅に費用が増加しました。一方で、燃料調達面や需給運用・電力取引面において効率化を徹底し、可能な限り費用の抑制に努めました。

<燃料調達面での効率化の取組み>

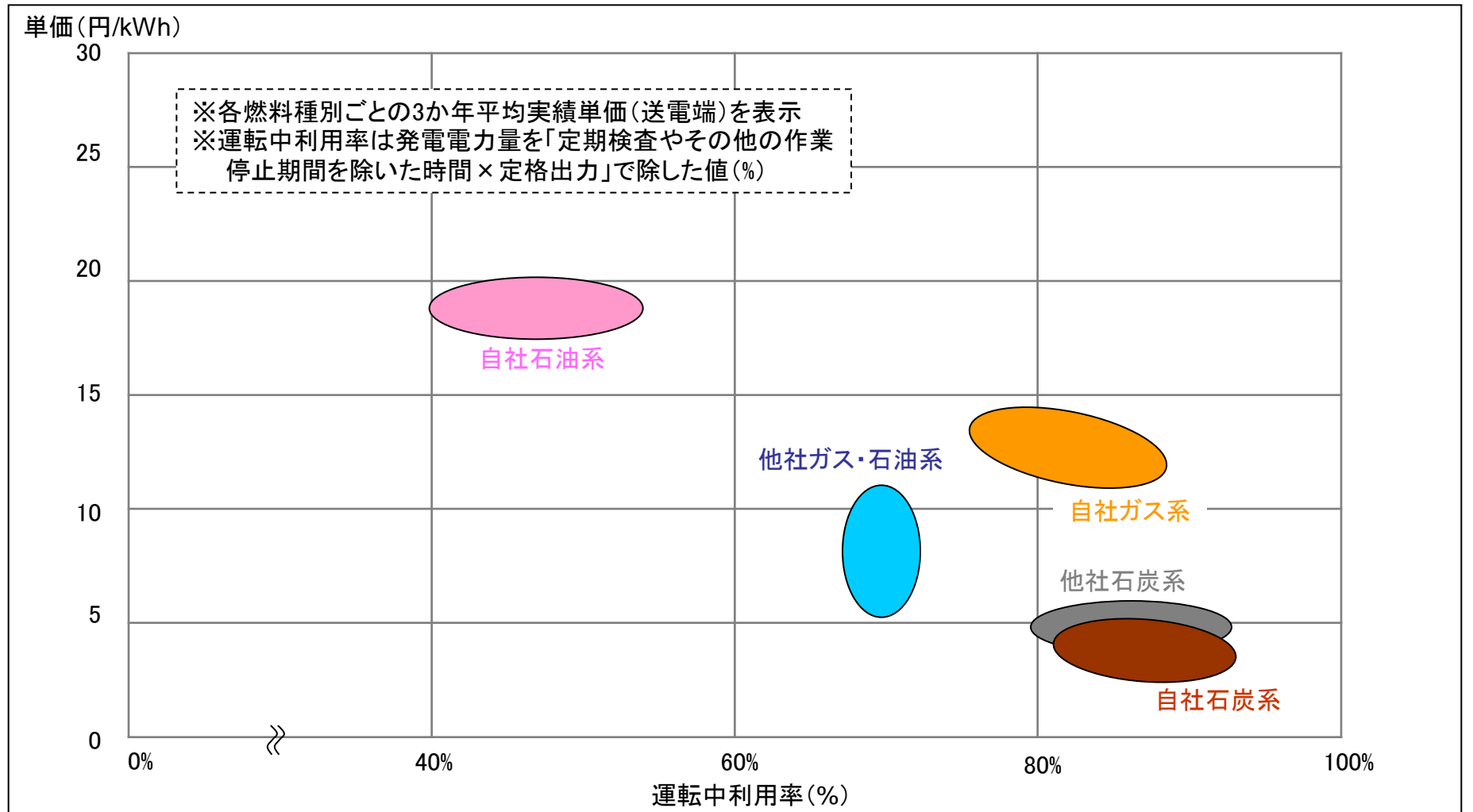
	主な取組み内容
石 炭	<ul style="list-style-type: none"> ・ 契約更新時における石炭価格の引下げや競争見積・輸送船大型化等による輸送費引下げ ・ 市況軟化局面を捉えた市況連動契約の拡大や安価な亜瀝青炭・標準品位炭の受入拡大
石 油	<ul style="list-style-type: none"> ・ 重原油の価格差を考慮した重原油調達比率の最適化や重原油の受入品位緩和等によるコスト低減 ・ 調達柔軟性の向上（発注頻度の細分化、貯油レベルの適正化）により、需給運用の最適化に貢献
L N G	<ul style="list-style-type: none"> ・ 市況軟化局面を捉えた複数隻の一括調達等によるコスト低減 ・ 調達価格の変動抑制効果や経済性を踏まえ、新たな指標（天然ガス価格・スポット指標等）を用いた価格決定方式の導入
その他	<ul style="list-style-type: none"> ・ 競争見積の拡大によるコスト低減 ・ 価格上昇リスクに対応する価格固定化スキームの拡大（市況連動契約分が対象）

<需給運用・電力取引面での効率化の取組み>

	主な取組み内容
需給運用	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電力取引市場からの電力調達を積極的に活用することでL N G・石油火力発電や揚水発電を抑制するなど、きめ細かく最も経済的な需給運用を実施 ・ 日々の天候に応じた太陽光の出力予測や需要想定の精度向上に努め、石油火力ユニット並入台数を最適化（低出力運転を回避）し、燃料消費量等の効率性を向上
補 修	<ul style="list-style-type: none"> ・ 経済性に優れた石炭・L N G火力の補修について、休日・夜間を活用して実施するなど、時期の見直しを含めて補修期間の縮減に努め、石油火力および揚水発電を抑制

- 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、契約等による制約を考慮したうえで、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います。

<当社メリットオーダーの実績（H25～H27年度）>



4 料金原価・実績比較 (kWh当たり単価)

- 販売電力量当たり原価と実績費用を比較すると、実績が原価を上回っています。(+2.18円/kWh)
- これは、修繕工事の一時的な繰延べなど短期限定の取組みを含むコスト削減を徹底したこと等により設備費等は減少(▲0.73円/kWh)しましたが、原子力発電所の再稼働遅延に伴う火力発電の焚き増し等により燃料費等が増加(+2.91円/kWh)したことによるものです。

(円/kWh)

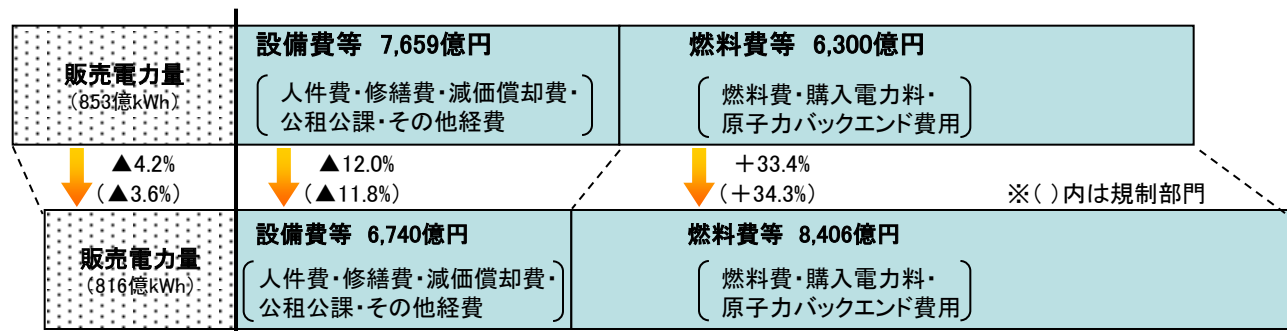
	規制部門			自由化部門			規制部門+自由化部門		
	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①
人件費	1.98	2.23	0.25	0.78	0.92	0.14	1.27	1.46	0.19
修繕費	3.22	2.23	▲ 0.99	1.56	1.03	▲ 0.53	2.24	1.53	▲ 0.71
減価償却費	2.63	2.60	▲ 0.03	1.67	1.67	0.00	2.07	2.06	▲ 0.01
公租公課	1.25	1.24	▲ 0.01	0.90	0.90	0.00	1.05	1.04	▲ 0.00
その他経費	3.18	2.90	▲ 0.28	1.78	1.65	▲ 0.14	2.36	2.16	▲ 0.19
設備費等	12.26	11.21	▲ 1.05	6.70	6.17	▲ 0.53	8.98	8.26	▲ 0.73
燃料費	5.74	7.63	1.88	5.38	7.14	1.76	5.53	7.34	1.81
購入電力料	1.63	2.84	1.22	1.48	2.61	1.13	1.54	2.71	1.17
原子力バックエンド費用	0.33	0.26	▲ 0.07	0.31	0.24	▲ 0.07	0.32	0.25	▲ 0.07
燃料費等	7.70	10.73	3.03	7.17	9.99	2.82	7.39	10.30	2.91
合計	19.96	21.94	1.98	13.87	16.16	2.29	16.37	18.55	2.18

【原価】

16.37円/kWh
 { 設備費等 : 8.98円/kWh
 燃料費等 : 7.39円/kWh

【実績】

18.55円/kWh
 { 設備費等 : 8.26円/kWh
 燃料費等 : 10.30円/kWh



※控除収益等は除く

- 料金値上げ時に計画した効率化目標額（1,437億円）に対し、恒常的な効率化の着実な実施と更なる深掘りに取り組むとともに、原子力発電所の再稼働遅延などによる収支悪化影響を緩和するため、一時的な工事の繰延べや業務の中止など短期限定のコスト削減にも取り組み、2,916億円の効率化（計画から1,479億円の深掘り）を実施いたしました。

（億円）

	主な取組み内容	計画 ①	実績 ②	差異 ②－①
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	—	1,424	1,424
合 計	—	1,437	2,916	1,479

注1：燃料費、購入電力料の効率化額（実績）は、需給バランスが料金原価の想定と大きく異なるため、一定の前提を置いて算定。

注2：短期限定のコスト削減（繰延べ等）の主な内訳は、修繕費 [637億円]、諸経費等 [433億円]、燃料費・購入電力料 [313億円] であり、原子力発電所の再稼働遅延に伴う影響を含む。

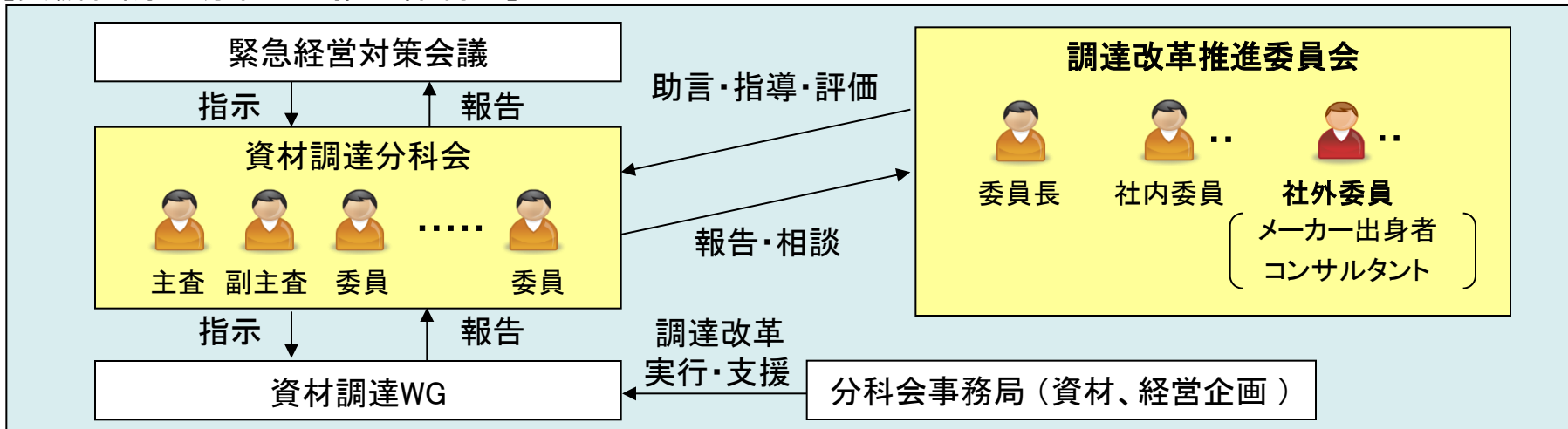
〔調達機能強化に向けた取組み〕

- 社外専門家を委員にお迎えしている「調達改革推進委員会」からの意見・助言などの外部知見を活用しながら、更なるコスト低減に向けて、調達機能の強化に取り組んでいます。

〔調達改革推進委員会の概要〕

構成	委員長	佐藤 尚文	【代表取締役副社長】
	社外委員	江幡 誠 氏	【株式会社日立製作所 嘱託】 【株式会社三菱東京UFJ銀行 取締役 監査等委員】
		徳田 勇治 氏	【トヨタ自動車九州株式会社 常勤監査役】
		阿部 幸裕 氏	【株式会社日本ビジネスクリエイト 代表取締役社長】
	社内委員	伊崎 数博	【代表取締役副社長 発電本部長】
		山崎 尚	【常務執行役員 電力輸送本部長】
		小倉 良夫	【上席執行役員 事業推進本部長】
		小野 利喜	【上席執行役員 配電本部長】

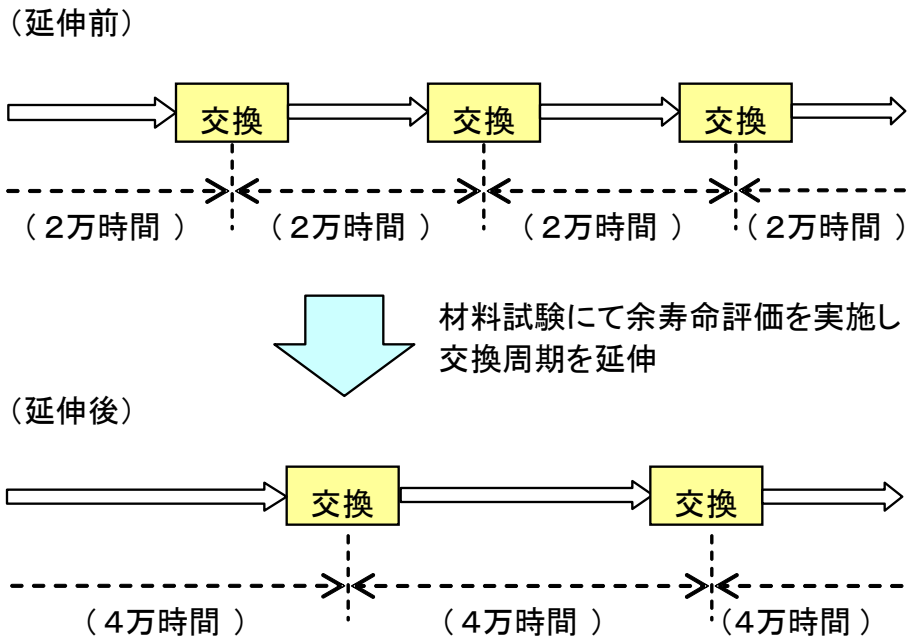
〔資機材調達効率化の推進体制図〕



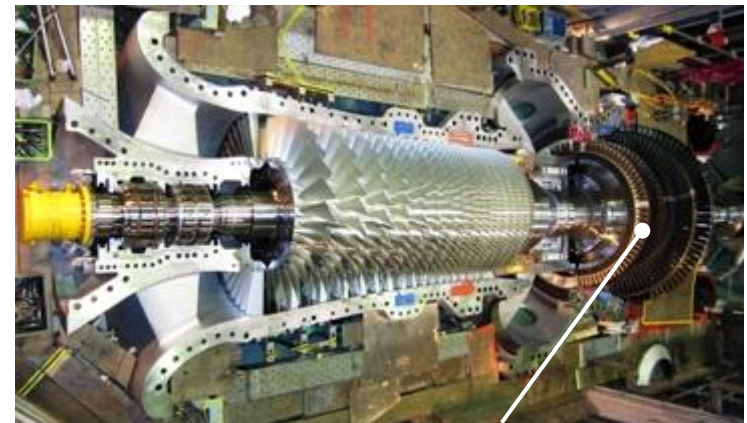
〔事例①〕ガスタービン高温部品の交換周期の延伸

- ガスタービン高温部品の一部(羽根など)は、1,000℃以上の高温ガスにさらされ、経年劣化が進行するため、定期的に交換を行っています。交換周期に到達した部品の材料試験を行い、余寿命評価を行った上で、部品の交換周期の延伸を行っています。

〔ガスタービン高温部品の交換周期延伸のイメージ〕



〔LNGコンバインドサイクル発電用ガスタービン〕

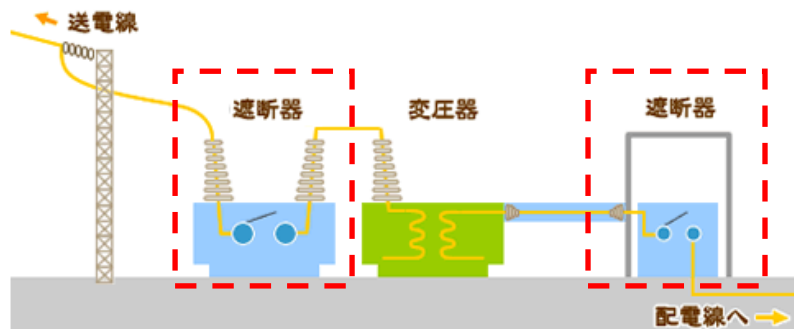


ガスタービンの羽根
(高温部品の一例)

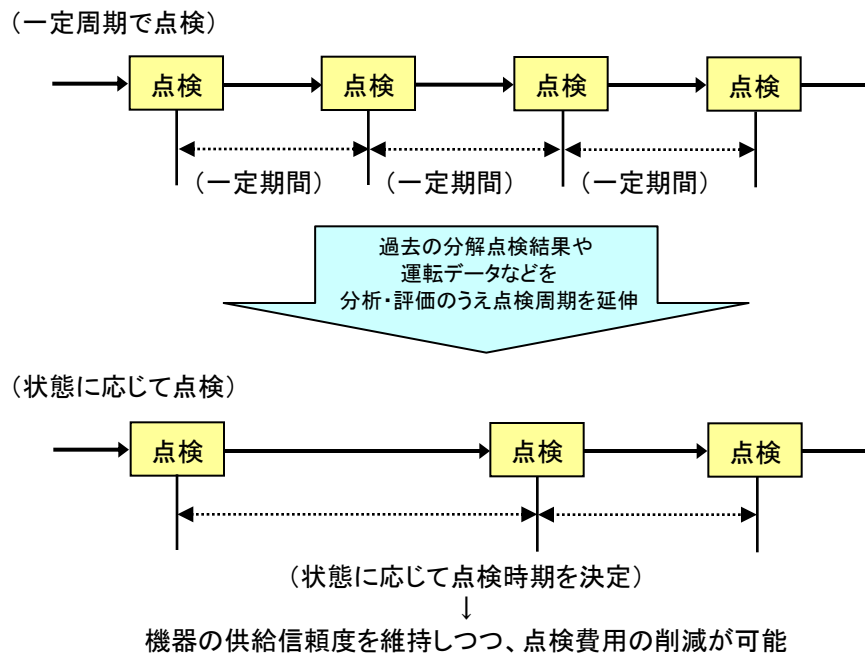
〔事例②〕 流通設備の点検周期の延伸

- 変電所に設置している遮断器※については、これまで定期的に分解点検を実施していましたが、過去の分解点検結果や運転データなどを分析・評価し、電気事故発生時に流れた事故電流の大きさなどから遮断器の内部状態(損耗等)を推測することで機器の状態に応じて点検を実施するよう、点検周期の延伸を行いました。
- さらに、変電所に設置している他機器についても、過去の分解点検データなどを分析・評価し、点検周期の延伸を行っています。

※ 送電線等の電力系統に電気を送電・停電するための開閉(入・切)や落雷など電力系統に事故が発生したときに流れる事故電流を遮断するための装置



〔点検周期延伸のイメージ〕



〔繰延べ事例①〕火力発電設備の法定点検の一時的な繰延べ

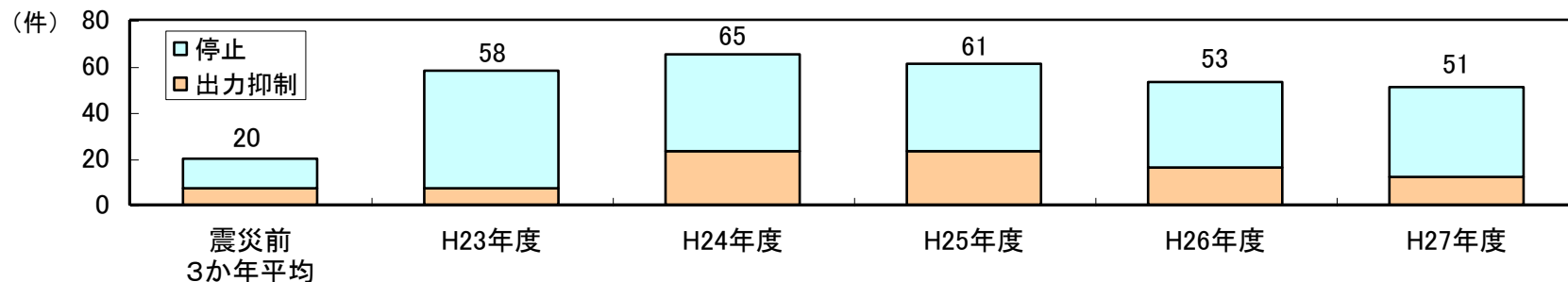
- 火力発電設備は、定期的な点検(検査)が法律により義務付けられていますが、原子力発電所の再稼働遅延に伴い、供給力不足を回避するため、震災特例による法定点検の一時的な繰延べを行いました。
- 法定点検の繰延べに伴うトラブル停止リスクについては、需要の低い週末等を利用した昼夜を問わない臨時作業(軽微な不具合の応急補修・点検)の実施やパトロールによる監視強化など補完措置を講じ、未然防止に努めています。

〔法定点検を繰り延べた火力ユニットの例〕

▼ : 法定点検実施 -----▶ : 通常の法定期限までの期間
 ▽ : 繰延べ前法定期限 ◻▶ : 震災特例による法定期限を延伸した期間

発電所・号機			H23年度	H24年度	H25年度	H26年度	H27年度
石炭	苓北1号	70 H7年12月(21年)	▼		▽ ◻▶		
	苓北2号	70 H15年6月(13年)		▼		▽ ◻▶	
	松浦1号	70 H1年6月(27年)		▼		▽ ◻▶	▼
LNG	新小倉3号	60 S53年9月(38年)	▼		▽ ◻▶	▽ ◻▶	▼
	新小倉4号	60 S54年6月(37年)	▼		▽ ◻▶	▽ ◻▶	▼
	新小倉5号	60 S58年7月(33年)		▼		▽ ◻▶	▼

〔臨時作業による停止・出力抑制件数 (トラブル未然防止の取組み) 〕



〔繰延べ事例②〕送電鉄塔防錆塗装の一時的な繰延べ

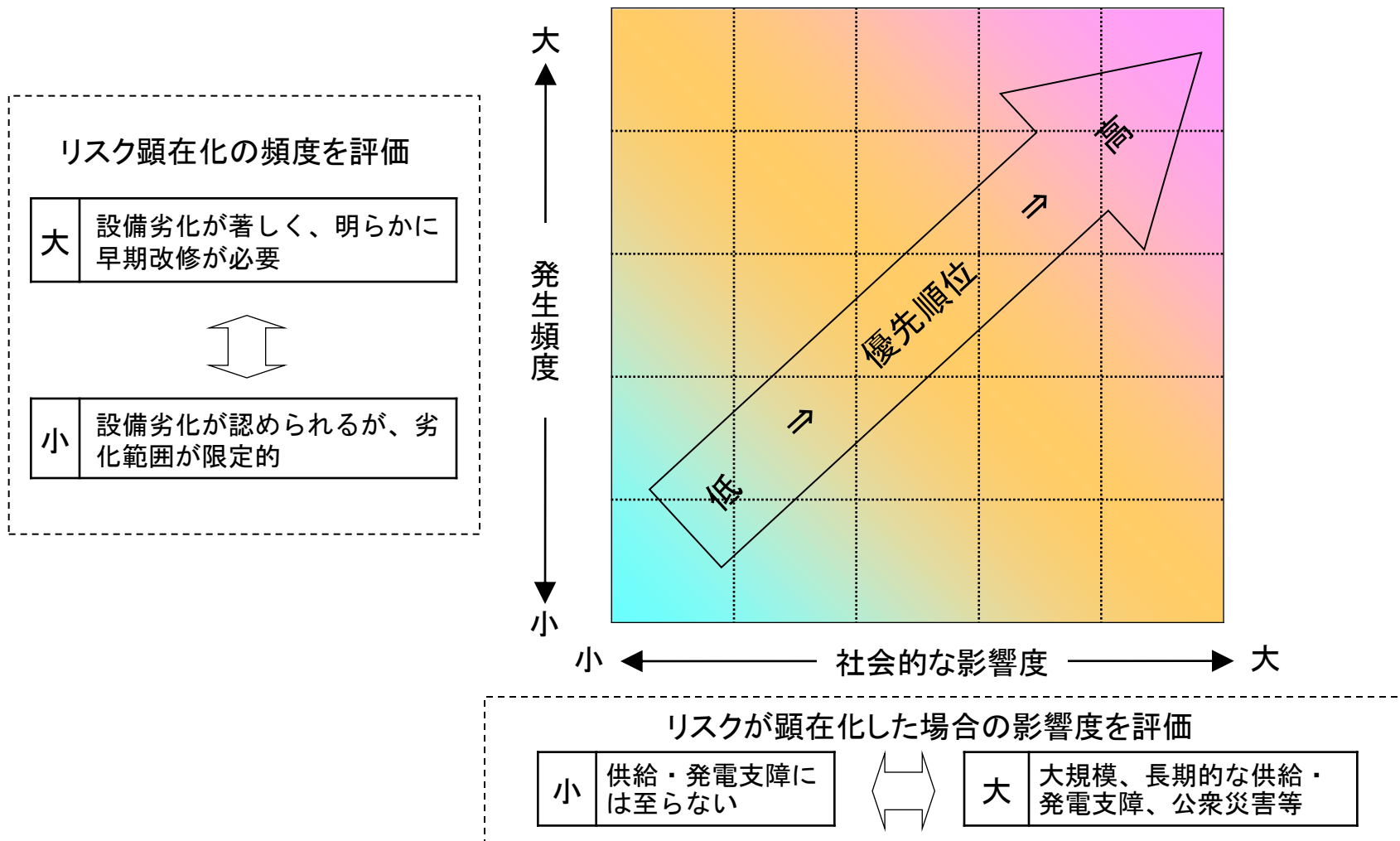
- 送電鉄塔は、経年劣化に伴い、製造時に施した防錆塗装(亜鉛メッキ)が消失し、腐食により最終的には所定の強度を保持できなくなることから、定期的に設備巡視を行い、下図に示す劣化度判定表を参考にしながら腐食度合いを見極め、適正な時期(下表①)に塗装を行うことで、設備を維持しています。
- これら防錆塗装が必要になっている鉄塔について、相対的に腐食の進行度合いが低いものや、部分的な材料取替により対処可能なものは、一時的な繰延べ(下表②)を実施しています。
- この繰延べにより、電力の安定供給への影響はすぐには生じませんが、腐食が進行し、防錆塗装による対策では間に合わず、鉄塔建替などの対策が必要となる可能性があることから、今後は適正な時期までに防錆塗装を実施していく必要があります。

〔劣化度判定表〕

		腐食小	← 腐食進展度 →			腐食大
腐食度合い	断面					
	表面					
鉄塔状況写真						-
備考		<p style="text-align: center;">適正な防錆塗装の時期① →</p> <p style="text-align: center;">防錆塗装の限界② →</p>				

〔リスクマップの活用〕

- 修繕工事等の計画策定にあたっては、リスクマップ等を用いることにより、設備の劣化状況や不具合発生時の影響度の観点から、優先順位を評価しています。
- 個々の設備実態・運用を踏まえ緊急避難的に繰り延べた工事についても、次年度計画策定時にリスクマップ等を用いて優先順位を再評価しています。



- 料金値上げ時の前提とした原価算定期間（平成25～27年度）においては、先述のとおり、原子力発電所の再稼働遅延に伴う需給関係費の増加などがありました。一時的な工事の繰延べなど短期限定のコスト削減を含む効率化に徹底して取り組んだことなどにより、規制部門については何とか黒字を確保（利益率0.1%、電気事業損益+10億円）いたしました。（規制・自由合計では大幅赤字）
- 平成28年度については、玄海原子力発電所3、4号機の再稼働遅延や、燃料費調整制度に伴う一時的な収支改善効果の大幅な減少などがありますが、引き続き、安全確保・法令遵守・安定供給を前提に徹底した経営効率化に努めてまいります。

【参考】平成28年度第3四半期決算（個別）

経常利益：886億円
四半期純利益：756億円

平成28年度業績予想（個別）

経常利益：550億円
当期純利益：450億円

- 電気料金については、現行料金の前提である玄海原子力発電所3、4号機の再稼働遅延や販売電力量の大幅な減少、原子力安全対策に係る費用の増加、さらには東日本大震災以降の財務基盤の著しい毀損など、厳しい経営環境が続いておりますが、引き続き、経営効率化に徹底して取り組み、現行水準の維持に努めてまいります。

【参考】自己資本比率の推移

	H22年度末（A）	H27年度末（B）	差異（B－A）
当 社	24.9% (9,675億円)	8.9% (3,851億円)	▲16.0% (▲5,823億円)
電力会社10社	22.9%	17.6%	▲5.3%

注：当社の（ ）は純資産残高。電力会社10社の自己資本比率は単純平均値。

- 部門別収支の算定結果および実績費用と料金原価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、お客さまに分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>



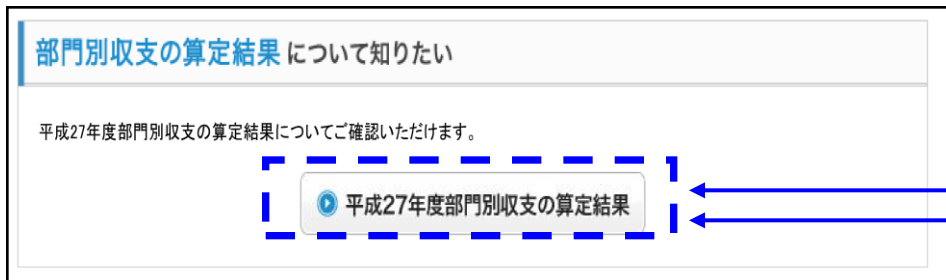
<「個人のお客さま」の画面>



<「法人のお客さま」の画面>



<「料金の仕組みを知りたい」の画面>



平成27年度部門別収支の算定結果