

# 電気料金の評価について

平成 2 9 年 2 月  
四国電力株式会社

# 目 次

1. 平成25年料金改定の概要	・・・ P 2
2. 原価算定期間3カ年における収支実績	・・・ P 3
3. 規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因	・・・ P 4
【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）	・・・ P 5
【参考】各年度の収支実績（電気事業利益ベース）	・・・ P 6
4. 料金原価・実績比較（前提諸元等）	・・・ P 7
4. 料金原価・実績比較（概観）	・・・ P 8
4. 料金原価・実績比較（各費目の内訳）	・・・ P 9～10
4. 料金原価・実績比較（実績が原価を上回った費目：人件費）	・・・ P 11
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）	・・・ P 12～13
4. 料金原価・実績比較（実績が原価を上回った費目：減価償却費）	・・・ P 14
4. 料金原価・実績比較（kWhあたり単価）	・・・ P 15
5. 経営効率化	・・・ P 16
5. 経営効率化（削減内容の内訳）	・・・ P 17
5. 経営効率化（主な効率化事例）	・・・ P 18～25
6. 電気料金の評価	・・・ P 26
【参考】部門別収支等のホームページ公表箇所について	・・・ P 27

# 1. 平成25年料金改定の概要

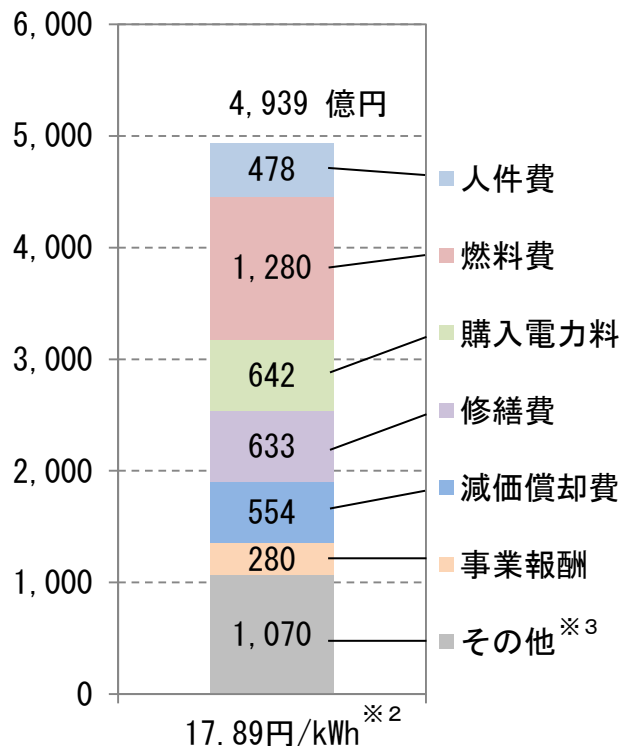
- 当社は、平成25年2月20日に経済産業大臣に、原価算定期間を平成25年度から27年度の3カ年とする平均10.94%の規制部門料金の値上げ認可申請を行いました。（自由化部門は17.50%）
- 公聴会、電気料金審査専門委員会、消費者庁でのチェックポイントにもとづく検証等を経て、同年8月6日に同大臣より、規制部門で平均7.80%の値上げ認可をいただき、同年9月1日より実施しております。（自由化部門は14.72%）

## <原価の内訳> (億円)

	認可原価 (H25~H27)
人件費	478
燃料費	1,280
火力燃料費	1,228
核燃料費	52
購入電力料	642
修繕費	633
資本費	834
減価償却費	554
事業報酬	280
公租公課	336
原子力バックエンド費用	88
その他経費	857
控除収益	▲212
販売電力料	▲120
その他控除収益	▲92
総原価	※1 4,939

注 端数処理の関係で合計が合わない場合がある。  
(以降、同様)

※1 総原価は、効率化額（▲281億円）および  
査定額（▲131億円）反映後。  
接続供給に伴う託送収益（14億円）を含む。



※2 原価単価  
= (総原価 - 接続供給に伴う託送収益) ÷ 販売電力量  
= (4,939億円 - 14億円) ÷ 275億kWh  
= 17.89円/kWh

※3 その他は、公租公課、原子力バックエンド費用、  
その他経費、控除収益の合計。

## <前提諸元>

	(H25~H27)
販売電力量 (億kWh)	275
原油価格 (\$/バレル)	114
為替レート (円/ドル)	80
原子力利用率 (%)	33.8
事業報酬率 (%)	2.9
経費対象人員 (人)	6,184

- ・ 販売電力量の内訳は、規制部門が112億kWh、自由化部門が163億kWh。
- ・ 原油価格・為替レートは、申請時期の直近3ヶ月の貿易統計価格（平成24年10月～12月の平均値）を参照。
- ・ 原子力利用率は、伊方3号機が平成25年7月に再稼働した場合の値。
- ・ 事業報酬率は、一般電気事業供給約款料金算定規則等に基づき算定。

## 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、規制部門及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52億円の黒字（利益率2.1%）、自由化部門においては▲10億円の赤字（利益率▲0.4%）となり、規制部門・自由化部門合計では、41億円の黒字（利益率0.9%）となりました（いずれも、電気事業利益ベース）。

### <電気事業利益または損失>

(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	2,488	2,471	4,959
電気事業費用 ②	2,436	2,482	4,918
電気事業利益または損失 ③=①-②	52	▲10	41
電気事業利益率 ④=③/①	2.1%	▲0.4%	0.8%
(参考) 販売電力量	109	155	264

※ 数値は3カ年平均。

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。

電気事業利益率は、3カ年の加重平均（単純平均した場合は、規制：2.1%、自由：▲0.4%、合計：0.9%）。

### 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、原子力停止に伴う需給関連費の増加影響が相対的に大きく表れた一方で、効率化によるコスト削減影響が相対的に小さく表れたためです。
- 上記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。

<電気事業利益または損失>

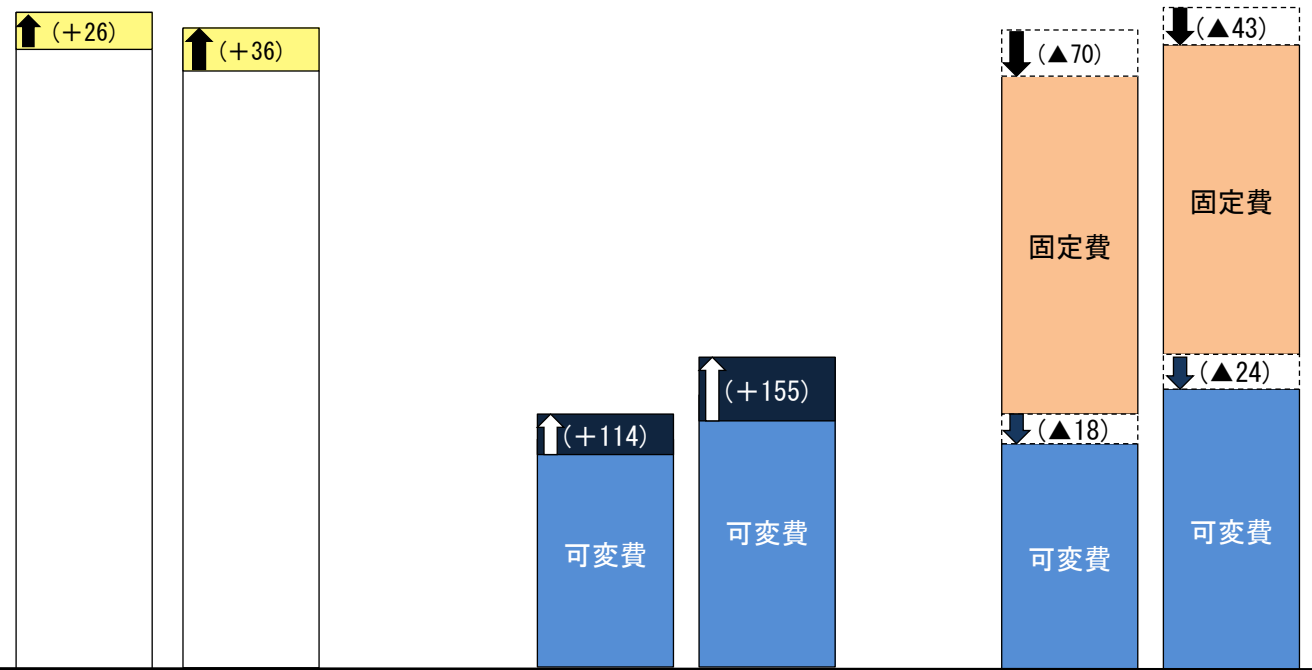
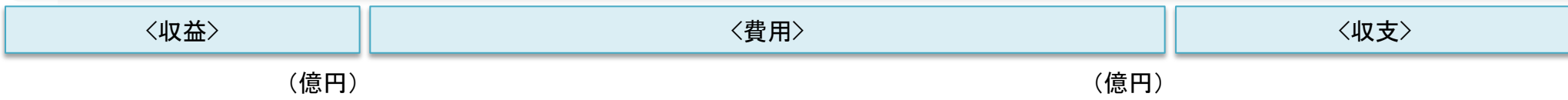
(億円)

		規制部門 [A]	自由化部門 [B]	合計 [A]+[B]
電気事業利益 ① (電気事業利益率)		52 (2.1%)	▲10 (▲0.4%)	41 (0.8%)
主な乖離要因	原子力発電所の停止等に伴う需給関連費の増	▲114	▲155	▲270
	コスト削減等による影響	+87	+67	+155
	燃料費調整制度のタイムラグ影響	+26	+36	+62
	合計 ②	▲0	▲51	▲52
補正後電気事業利益 ①-② (電気事業利益率)		52 (2.1%)	41 (1.7%)	94 (1.9%)

※ 数値は3カ年平均。

需給関連費は、燃料費と購入電力料の合計。(以降、同様)

# 【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）



**規制部門** 109億kWh  
**自由化部門** 155億kWh  
 販売電力量

**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**

〈電気事業利益率への影響〉

+1.1%    +1.5%

燃料費調整制度のタイムラグ影響  
 +62億円



▲4.6%    ▲6.3%

原子力停止等に伴う需給関連費負担増  
 ▲270億円



+3.5%    +2.7%

コスト削減等による影響  
 +155億円



**②乖離要因合計**    ▲0.0%    ▲2.1%

**①-②補正後**    2.1%    1.7%

**①補正前**    2.1%    ▲0.4%

# 【参考】各年度の収支実績（電気事業利益ベース）

- 利益率の乖離要因としては、P 4 記載の要因に加え、
  - ・平成25年度については、想定需要に比べ自由化部門の需要が大きく減少したことなどから、規制部門と自由化部門の利益率が大きく乖離しました。
  - ・平成26年度から平成27年度にかけては、燃料価格が上昇から大幅な下落に転じたことなどから、自由化部門の利益率が規制部門より大きくなりました。

＜平成25年度＞ ※ 燃料費調整のタイムラグ影響は▲33億円 （億円）

	規制部門[A]	自由化部門[B]	合計[A]+[B]
電気事業収益 ①	2,576	2,491	5,068
電気事業費用 ②	2,548	2,640	5,189
電気事業損益 ③=①-②	28	▲149	▲121
電気事業利益率 ④=③/①	1.1%	▲6.0%	▲2.4%

＜平成26年度＞ ※ 燃料費調整のタイムラグ影響は+96億円 （億円）

	規制部門[A]	自由化部門[B]	合計[A]+[B]
電気事業収益 ①	2,557	2,574	5,132
電気事業費用 ②	2,459	2,512	4,972
電気事業損益 ③=①-②	97	61	159
電気事業利益率 ④=③/①	3.8%	2.4%	3.1%

＜平成27年度＞ ※ 燃料費調整のタイムラグ影響は+125億円 （億円）

	規制部門[A]	自由化部門[B]	合計[A]+[B]
電気事業収益 ①	2,330	2,349	4,679
電気事業費用 ②	2,299	2,292	4,592
電気事業損益 ③=①-②	30	56	87
電気事業利益率 ④=③/①	1.3%	2.4%	1.9%

## 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（▲11億kWh、▲4.1%）、為替レートは大幅な円安（+30円/\$、+37.5%）、原油価格は大幅に下落（▲31\$/b、▲27.2%）、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)	275	264	▲11
為替レート (円/\$)	80	110	+30
原油価格 (\$/b)	114	83	▲31
原子力利用率 (%)	33.8	-	▲33.8
経費対象人員 (人)	6,184	5,972	▲212

### <主な変動要因>

為替レートの円安化（+37.5%）

原油C I F価格の下落（▲27.2%）

節電や産業用の生産水準低下による販売電力量の減少（▲4.1%）

原子力発電所の停止（▲33.8%）

### <需給バランス>

(億kWh)

	原価①	実績②	差異②-①	
発電電力量	305	290	▲15	
自社発電	水力	22	23	+1
	火力	149	167	+18
	石炭	75	84	+9
	石油	39	43	+3
	ガス他	35	40	+6
	原子力	60	-	▲60
新エネ	0.03	0.03	0	
その他（他社購入・販売等）	75	100	+25	

徹底したコスト削減への最大限の取り組み

転籍制度の拡大等による人員削減

経済性に優れる電源（石炭、LNG、購入電力等）の活用により、石油火力による焚き増しを抑制

### <経営効率化>

(億円)

	原価①	実績②	差異②-①
経営効率化額	412	437	25

※ 経営効率化額の原価①には、査定額（131億円）を含む。



## 4. 料金原価・実績比較（概観）

○ 燃料価格の低下による影響（燃料費調整制度の時期ズレを含む）や販売電力量の減少、原子力発電所の停止、コスト削減等による影響により各々増減し、電気事業利益ベースで41億円（P3参照）の黒字となりました。

### <主な乖離要因>

① 燃料費調整による収入の増	+ 75 億円	燃料価格の低下による影響 （一時的な需給関連収支の好転） + 125 億円 ※ 燃料費調整のタイムラグ影響（+60億）
② 販売電力量減少に伴う収入の減	▲ 160 億円	
③ C I F 価格下落に伴う需給関連費の減	+ 550 億円	販売電力量の減少等による影響 （恒常的な需給関連収支の悪化） ▲ 50 億円
④ 為替レートの円安化に伴う需給関連費の増	▲ 500 億円	
⑤ 販売電力量の減少等に伴う需給関連費の減	+ 110 億円	原子力発電所の停止等による影響 （一時的な需給関連収支の悪化） ▲ 270 億円
⑥ 原子力発電所の停止等に伴う需給関連費の増	▲ 270 億円	
⑦ 料金査定額を上回る効率化の深掘り	+ 25 億円	コスト削減等による影響 + 155 億円
⑧ 原子力発電所の停止に伴う修繕工事の未実施等（効率化対象外）	+ 130 億円	
⑨ その他	+ 80 億円	

プラス（+）表記は収支好転

マイナス（▲）表記は収支悪化

⑦については、申請原価に織り込んだ効率化額と査定額の合計を、効率化実績が上回った額を記載している。

⑧については、自助努力によらない情勢変化に伴う費用減のため、効率化の対象外としている。

## 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、修繕費を中心に徹底したコスト削減に努めたものの、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たことなどから、料金改定時の想定原価と比較して、規制部門・自由化部門合計で162億円（規制部門：63億円、自由化部門：98億円）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
	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	286	299	13	193	197	5	478	497	18	出向者人件費（自社負担分）の原価不算入分の差、給与手当の差等
燃料費	538	572	33	742	773	31	1,280	1,345	65	原子力の停止に伴う火力焚き増しによる増
修繕費	380	313	▲66	252	207	▲45	633	520	▲112	実施時期の見直し・工事内容の精査や工事・点検の繰延べ、修繕工事の未実施による減等
減価償却費	283	285	2	271	273	2	554	558	4	原子力設備の安全対策工事に伴う増
購入電力料※	274	376	102	368	498	130	642	874	232	原子力の停止に伴う購入電力量の増等
公租公課	138	135	▲2	148	141	▲6	287	277	▲8	
原子力バックエンド費用	37	29	▲7	51	39	▲11	88	69	▲18	
諸経費	450	438	▲10	408	399	▲7	857	838	▲18	
電気事業 営業費用合計	2,387	2451	63	2,433	2531	98	4,820	4,982	162	

※ 再エネ交付金相当額を除く（以降、同様）。

## 4. 料金原価・実績比較（各費目の内訳②）

○ 諸経費については、徹底したコスト削減に努めたことにより、料金改定時の想定原価と比較して、▲18億円減少いたしました。

### <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	60	80	21
消耗品費	24	20	▲ 4
補償費	8	8	0
賃借料	90	85	▲ 4
託送料	77	69	▲ 7
事業者間精算費	16	21	5
委託費	322	297	▲24
損害保険料	10	5	▲ 4
原子力損害賠償資金補助法一般負担金	—	0	0
原賠・廃炉等支援機構一般負担金	65	65	0
普及開発関係費	4	13	9
養成費	11	8	▲ 2
研究費	30	34	4
諸費	70	74	3
うち寄付金	—	0.2	0.2
うち団体費	3	8	5
電気料貸倒損	2	1	▲ 0
固定資産除却費	73	57	▲16
共有設備費等分担額	3	2	0
共有設備費等分担額（貸方）	▲ 3	▲ 2	0
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 1	▲ 0	0
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 2	▲ 1	0
電力費振替勘定（貸方）	▲ 2	▲ 2	0
諸経費計	857	838	▲18

### <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	▲119	▲161	▲41
託送収益	▲ 36	▲ 34	1
電気事業雑収益	▲ 42	▲ 43	▲ 0
その他	▲ 25	▲ 23	1
控除収益計	▲223	▲262	▲39

### <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（原子力発電所の旧蒸気発生器等）の処理・処分に係る費用の引当による増

#### 【事業者間精算費】

- ・域外からの購入増

#### 【普及開発関係費】

- ・節電・省エネに向けた活動費など料金原価不算入分の支出

#### 【研究費】

- ・設備の信頼性確保や運用管理の高度化、再エネ大量導入への対策に資する研究など一部料金原価不算入分の支出

#### 【諸費】

- ・各種事業団体の団体費など一部料金原価不算入分の支出

## 4. 料金原価・実績比較（実績が原価を上回った費目：人件費）

○ 当社は、人事制度見直しに伴う転籍拡大などによる経費対象人員の削減に努め、3カ年平均で▲210人程度減少しましたが、出向者人件費（自社負担分）の原価不算入分の差などにより、人件費は18億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 <sup>※</sup>	331	378	+47	出向者人件費（自社負担分）の原価不算入分の差、給与手当の差 等
退職給与金	42	12	▲29	年金資産の超過運用益 等
厚生費	73	75	+2	
その他	29	27	▲2	
人件費合計	478	497	+18	

※ 給料手当には給料手当振替額（貸方）を含む。

### <参考>

(人)

	原価①	実績				差異②-①
		H25	H26	H27	3カ年平均②	
経費対象人員	6,184	6,132	6,003	5,782	5,972	▲212

## 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）

- 燃料費・購入電力料については、経済性に優れる電源の活用等に努めたものの、原子力発電所停止の影響により、料金改定時の想定原価と比較して、火力燃料費（+116億円）および購入電力料（+232億円）が大幅に増加いたしました。

### <燃料費・購入電力料>

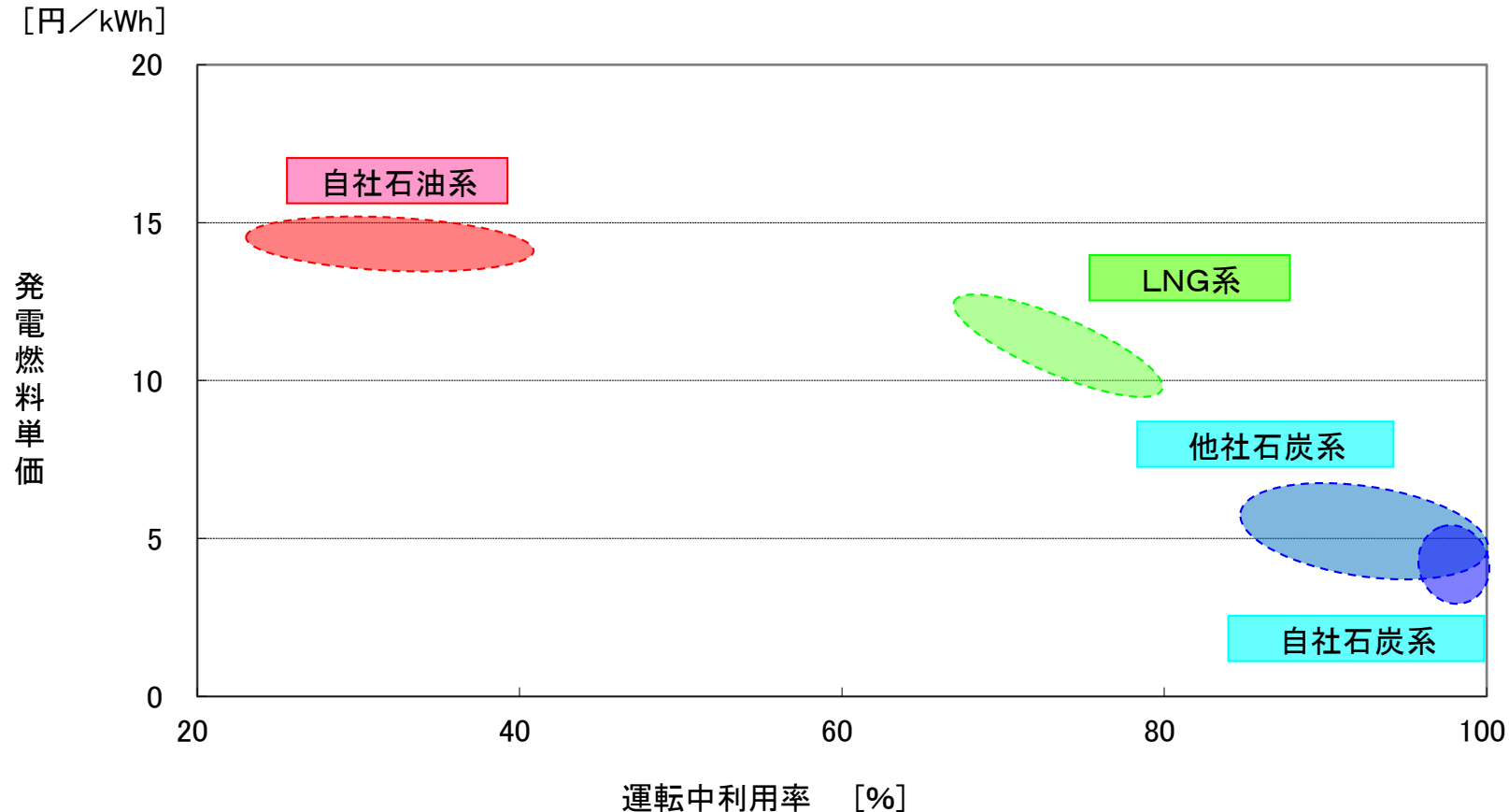
(億円)

	原価①	実績②	差異②-①	備考
燃料費	1,280	1,345	65	
火力燃料費	1,228	1,345	116	
石炭	321	349	28	原子力発電所停止による増（織込：75億kWh→実績：84億kWh）
石油	569	600	30	〃（織込：39億kWh→実績：43億kWh）
ガス他	337	395	57	〃（織込：35億kWh→実績：40億kWh）
核燃料費	52	—	▲52	〃 減（織込：60億kWh→実績：0kWh）
購入電力料	642	874	232	
相対	589	768	180	原子力発電所停止に伴う受電増（織込：79億kWh→実績：100億kWh）
再エネ	43	90	47	買取電力量の増（織込：7億kWh→実績：15億kWh）
取引所	10	14	4	卸電力取引所の積極的な活用による増（織込：0.9億kWh→実績：1.1億kWh）

## 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）

- 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（平成25～27年度）>



## 4. 料金原価・実績比較（実績が原価を上回った費目：減価償却費）

○ 減価償却費については、安全対策工事の実施に伴い、原子力設備に係る償却費が増加したことから、原価に対して4億円増加いたしました。

<減価償却費>

(億円)

	原価①	実績②	差異②-①
水力	40	39	▲0
火力	90	89	▲1
原子力	132	145	13
送変配電	254	252	▲1
その他	38	32	▲5
合計	554	558	4

## 4. 料金原価・実績比較 (kWhあたり単価)

- 想定原価および実績費用を販売電力量あたり単価で比較した場合、設備費等については、販売電力量の減少を上回るコスト削減を実現したことにより減少 (▲0.01円/kWh) しましたが、原子力発電所の停止に伴う火力発電の焚き増し等により燃料費等が増加 (+1.36円/kWh) したため、合計では実績が想定原価を上回っております (+1.36円/kWh)。

(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	2.55	2.75	0.20	1.18	1.27	0.09	1.74	1.88	0.14
修繕費	3.40	2.88	▲0.51	1.55	1.33	▲0.21	2.30	1.97	▲0.33
減価償却費	2.53	2.62	0.09	1.66	1.76	0.10	2.01	2.12	0.10
公租公課	1.24	1.25	0.01	0.91	0.91	0.01	1.04	1.05	0.01
諸経費	4.01	4.03	0.02	2.50	2.57	0.08	3.11	3.17	0.06
設備費等	13.73	13.54	▲0.19	7.79	7.85	0.07	10.21	10.20	▲0.01
燃料費	4.80	5.26	0.45	4.54	4.98	0.43	4.65	5.09	0.44
購入電力料	2.45	3.46	1.01	2.25	3.21	0.95	2.33	3.31	0.98
原子力バックエンド費用	0.33	0.28	▲0.06	0.31	0.26	▲0.06	0.32	0.26	▲0.06
燃料費等	7.58	8.99	1.41	7.11	8.44	1.33	7.30	8.67	1.36
合計	21.31	22.53	1.22	14.90	16.30	1.40	17.51	18.86	1.36

※ 控除収益は除く。

【原価】 17.51円/kWh

{ 設備費等 : 10.21円/kWh  
燃料費等 : 7.30円/kWh

【実績】 18.86円/kWh

{ 設備費等 : 10.20円/kWh  
燃料費等 : 8.67円/kWh

(億円、億kWh)

	営業費用計	設備費等	燃料費等	販売電力量
原 価	4,820	2,809	2,010	275
実 績	4,982	2,693	2,289	264
増減率 (規制部門)	+3.4% (+2.7%)	▲4.1% (▲4.2%)	+13.9% (+15.1%)	▲4.1% (▲2.9%)



## 5. 経営効率化

○ コスト削減実績については、徹底したコスト削減に努めたことにより、料金改定申請時に計画した効率化目標額（281億円）および料金認可時における査定額（131億円）の合計（412億円）を上回る437億円のコスト削減を達成いたしました。

	主な削減内容[実績額]	コスト削減額		
		①計画	②実績	差異②-①
人件費	<ul style="list-style-type: none"> <li>・給与・賞与の減額、人員削減 [89]</li> <li>・福利厚生制度の見直し [8]</li> </ul>	136	97	▲39
燃料費 購入電力料	<ul style="list-style-type: none"> <li>・燃料調達コストの低減 [50]</li> <li>・購入電力料の削減 [17]</li> <li>・卸取引所の活用 [1]</li> </ul>	41	68	27
修繕費	<ul style="list-style-type: none"> <li>・調達価格の低減、工事実施時期の見直し・工事内容の精査 [91]</li> </ul>	88	91	3
設備投資関連費	<ul style="list-style-type: none"> <li>・調達価格の低減、工事実施時期の見直し・工事内容の精査 [7]</li> </ul>	26	7	▲19
その他	<ul style="list-style-type: none"> <li>・委託費の減 [28]</li> <li>・普及開発関係費の削減 [18]</li> <li>・諸費の削減 [10]</li> <li>・研究費の削減 [12]</li> </ul>	121	135	14
小計		412	398	▲14
緊急避難的な繰延べ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・修繕費の減 [37]</li> <li>・減価償却費の減 [2]</li> </ul>	—	39	39
合計		412	437	25

※ ①計画には、査定額（合計131億円）を含む。

## 5. 経営効率化（削減内容の内訳）

	主な削減内容	具体的な取り組み
人件費	・ 給与・賞与の減額、人員削減	・ 給与・賞与の減額 ・ 定時採用の削減、人事制度見直しに伴う転籍拡大 等
	・ 福利厚生制度の見直し	・ カフェテリアプラン、文化体育活動支援などの見直し 等
燃料費 購入電力料	・ 燃料調達コストの低減	・ 割安な燃料（低品位炭・高硫黄C重油等）の積極活用 ・ 燃料の価格低減に向けた取り組み（競争購入、新規銘柄の試験燃焼等） ・ 輸送経費や国内諸経費削減への取り組み 等
	・ 購入電力料の削減 ・ 卸取引所の活用	・ 他社電源からの購入における基本料金の削減交渉 ・ 卸取引所の活用
修繕費・ 減価償却費	・ 調達価格の低減、工事実施時期の見直し・工事内容の精査	・ 点検頻度の見直しによるメンテナンス費用の削減 ・ 新たな工法の考案による工事コストの削減 ・ 他電力会社等との共同調達による調達価格の低減 ・ 各種調達施策の活用、発注先の見直し 等
	・ 緊急避難的な繰延べ	・ 安定供給に支障をきたさない範囲での工事先送りや支出繰り延べ
その他	・ 委託費の減	・ 調達価格の低減、実施時期の見直し・内容の精査
	・ 普及開発関係費の削減	・ 新聞、TV、ラジオでの広報活動の厳選実施 等
	・ 諸費の削減	・ 寄付金、諸会費、団体費等の削減
	・ 研究費の削減	・ 研究内容の厳選による研究費の削減
	・ その他	・ 不動産賃借料の低減・借入物件契約数の減 等

# 5. 経営効率化（主な効率化事例①）

## 【事例】燃料調達コストの低減

- 当社では、安定的かつ低廉な電力供給を行えるよう、燃料の安定確保と調達価格の低減に努めるとともに、設備更新による発電効率の向上にも取り組んでおります。
- 原価算定期間内においても、安価な低品位炭の利用拡大など、これまでの取り組みを深掘りするとともに、更なる安価・安定調達を目指して検討を進め、平成28年4月には、業界で初めて海外（産炭地）に石炭の現地調達会社を設立いたしました。

### 割安な燃料の積極活用

当社では、石油火力において脱硫装置を設置し高硫黄C重油を活用するといった従来の取組みに加え、石炭火力における亜瀝青炭等の低品位炭の利用拡大など、割安に調達可能な燃料を積極活用し、燃料費の低減に努めております。

### 燃料の価格低減に向けた取り組み

また、原油や石炭の新しい銘柄の試験燃焼にも積極的に取り組むことで調達対象を広げるとともに、安定調達に配慮しつつ競争購入を拡大し、契約条件の改善に取り組むなど、各燃料の調達価格の低減にも努めております。

加えて、安価かつ品質の確かな石炭の安定調達と、新たな収益機会の創出を目指し、平成28年4月には石炭の現地調達会社をオーストラリアに設立いたしました。

### 輸送経費や国内諸経費削減への取り組み

さらに、石炭輸送において大型専航船を軸に中期・短期契約を効果的に組み合わせるとともに、国内での各燃料の中継・保管などにかかる経費、輸入にかかる諸手数料などの削減にも努めております。

### ◇ 燃料費における効率化の取り組み

項目	取 り 組 み 内 容
石 油	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 安価な高硫黄C重油の活用</li> <li>・ 新規原油銘柄の試験燃焼</li> </ul>
石 炭	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 安価な低品位炭の利用拡大</li> <li>・ 新規銘柄の試験燃焼</li> <li>・ 銘柄を特定しないスペック指定での購入</li> <li>・ 契約更改時の条件見直し</li> <li>・ 海外における現地調達会社の設立</li> </ul>
L N G	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 追加受入の実施 (石油抑制・高効率機利用拡大)</li> </ul>
輸送経費・国内諸経費	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 大型専航船（石炭）の継続利用</li> <li>・ 基地・中継経費の削減</li> <li>・ 手数料の削減</li> <li>・ 海外炭の共同輸送の実施</li> </ul>

## 5. 経営効率化（主な効率化事例②）

### 【事例】高効率水車（ランナ）採用による出力増強

- 当社では、水力発電所の既設水車の設備更新の機会を捉え、高効率水車を採用することで発電効率の向上および出力増強を行うことで、火力発電所の燃料費抑制に取り組んでおります。
- 原価算定期間内においても、4カ所の発電所で合計約4,400kWの出力増強を行っております。

#### 取り組み内容

長年の運転で劣化が進んだ水車の取替にあたっては、最新の流動解析技術により設計した高効率水車を採用し、出力増強および発電電力量の増加を図っております。

原価算定期間の3カ年においては、4カ所の発電所で合計約4,400kWの出力増強を行っております。

今後も、このような設備更新等の機会を捉えた出力増強に積極的に取り組み、貴重な純国産の再生可能エネルギーである水力の有効活用に取り組んでまいります。

#### ◇高効率水車採用の一例

[平山発電所に当社初の中間羽根付水車※を採用]



項目	導入効果
最大出力	2,900kWの出力増加
発電電力量	5%増加（年間）

※水流のロスを低減するために、流動解析によって羽根形状を最適化し、羽根(長翼)の間に短い羽根(短翼)を設置した高効率水車

#### ◇出力増強実績

年度	発電所名	最大出力[kW]		
		更新前	更新後	出力増分
25	柳谷	23,000	23,800	800
26	平山	41,500	44,400	2,900
	新改	8,700	9,300	600
27	出合	9,500	9,600	100
合計		82,700	87,100	4,400

# 5. 経営効率化（主な効率化事例③）

## 【事例】 ハーフラップ包み込み鉄塔建替工法の考案

○ 更なる効率化に向けた新たな取り組みとして、既設鉄塔用地内で鉄塔建替が可能な新たな工法を当社独自で考案し、追加の用地取得や別位置での建替等に係る費用増を回避することで工事コストの削減を図っております。

### 背景

既設鉄塔と同じ場所での鉄塔建替には、既設鉄塔を新設鉄塔で包み込む工法を採用していますが、既設鉄塔用地が非常に狭隘な場合は、適用が困難でした。

用地の状況によっては、既設鉄塔と新設鉄塔が半分重なった状態とすることで、用地内で鉄塔建替が可能となります場合があります。

### 改善内容

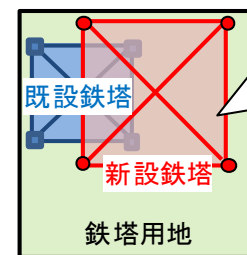
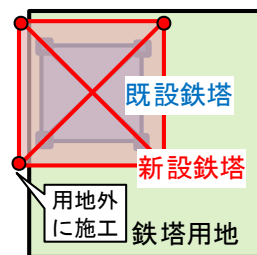
これを実現するため、

- ・ 新設鉄塔と既設鉄塔の部材が干渉しないよう、当社独自で三次元モデル解析ソフトを開発
  - ・ 既設鉄塔に影響を与えることなく、既設鉄塔の基礎間に新設鉄塔の基礎が建設できるよう小口径鋼管杭を採用
- などの工夫を重ね、「ハーフラップ包み込み工法」を開発し、追加の用地取得や別位置での建替を回避することで、工事コストの削減を図りました。

### ◇ハーフラップ包み込み工法（イメージ図）

（従来：包み込み）

（今回：ハーフラップ）

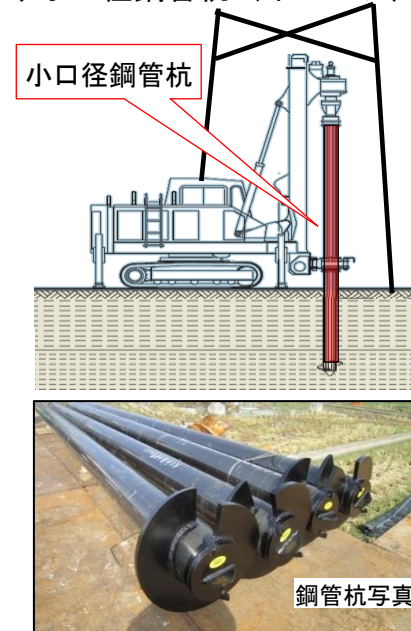


新設鉄塔を、既設鉄塔と半分重なった状態とすることで、鉄塔用地内での建替が可能となり、追加用地取得や別位置での建替を回避し、工事コストを削減

### ◇新設鉄塔組立状況



### ◇小口径鋼管杭（イメージ図）



鋼管杭写真

# 5. 経営効率化（主な効率化事例④）

## 【事例】低圧電線を銅電線からアルミ電線に変更

○ 更なる効率化に向けた新たな取り組みとして、アルミ電線は銅電線に比べて低コストであることから、高圧電線へのアルミ電線全面採用に続き、低圧電線にもアルミ電線を全面採用し、工事コストの低減に取り組んでおります。

### 背景

低圧電線は、電線が腐食する原因のひとつである塩害に強いなどの観点から、ほとんどの地域で銅電線を使用しておりましたが、近年の銅価格の高騰に伴い、工事コストの増加が課題となっておりました。

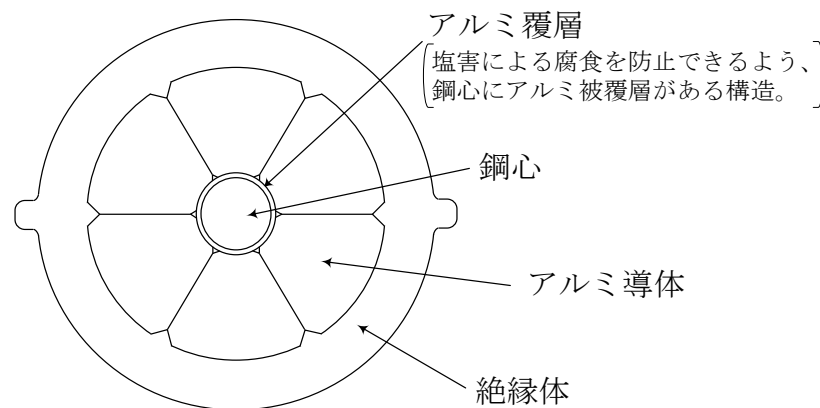
### 改善内容

上記課題を解決するため、塩害地域にも対応可能な新たな仕様の低圧アルミ電線を導入いたしました。

また併せて、低圧アルミ電線の支持において繰り返し使用可能な工法・材料も新規導入いたしました。

このように、従来の銅電線に替えて安定的に低価格なアルミ電線を全面採用することにより、設備の信頼度を維持しつつ工事コストの低減を図っております。

### ◇新規導入する低圧アルミ電線の概要



### ◇工法・材料等の検証を実施

[アルミ電線の支持工法検証]



[新規導入した電線支持材料※]



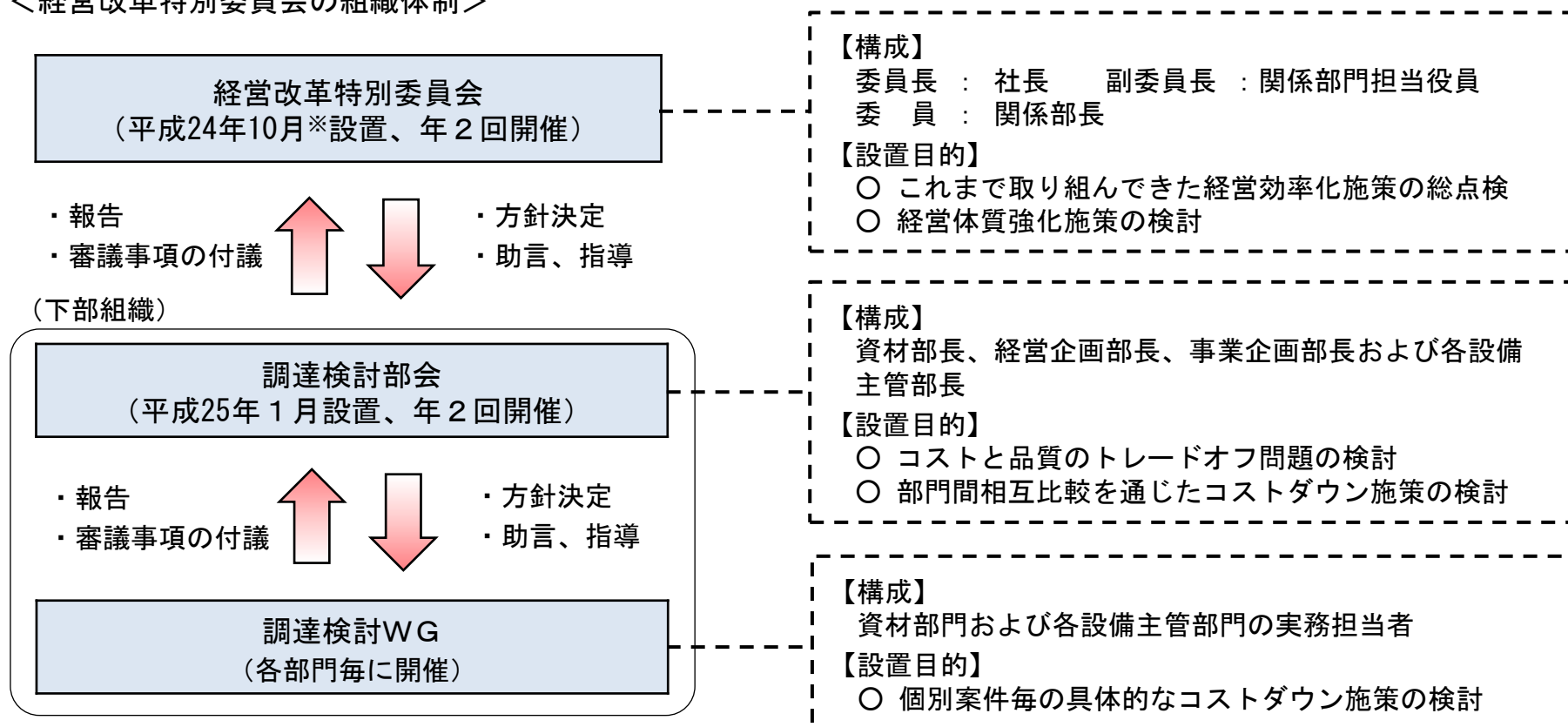
※繰り返し使用可能な材料を、低圧電線にも導入しました。

# 5. 経営効率化（主な効率化事例⑤）

## 【事例】経営改革特別委員会の設置

- 当社は、社長を委員長とする「経営改革特別委員会」の下、一層の経営体質の強化を図る観点から、コスト削減等を重点課題として掲げ、これまで取り組んできた経営効率化施策を総点検するとともに、課題解決に向けて取り組みを加速しています。
- また、「経営改革特別委員会」の下部組織として「調達検討部会」を設置し、資材部門と各設備主管部門が一体となって、調達価格の低減に向けた検討に取り組んでおります。

### <経営改革特別委員会の組織体制>

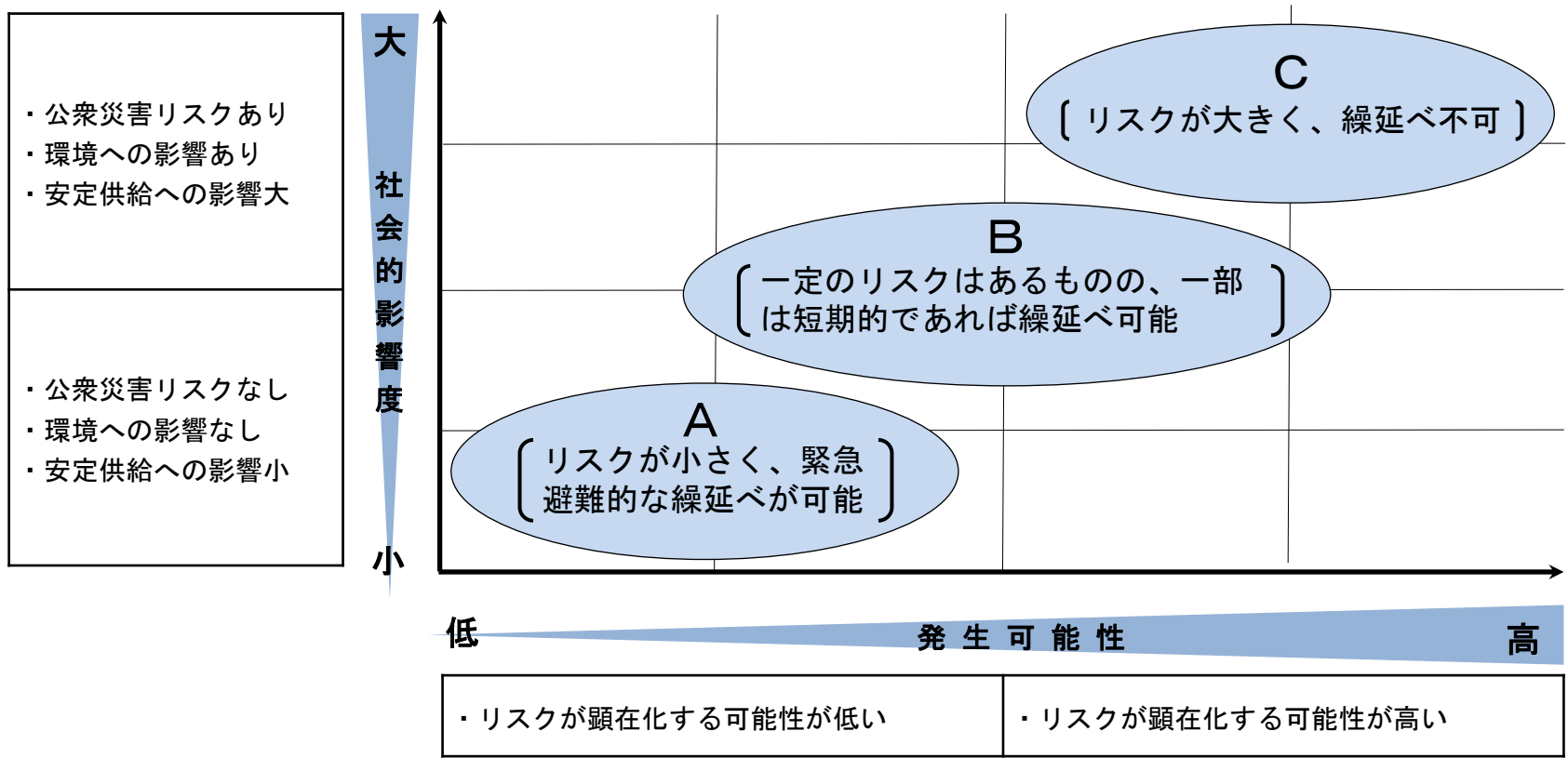


※ 平成25年10月までは「経営効率化特別委員会」として開催。

# 5. 経営効率化（緊急避難的な繰延べにおけるリスクマップの活用）

○ 工事・点検等を繰延べした場合のリスクについて、リスクマップにより「発生時の社会的影響度」および「発生可能性」の観点から評価したうえで、工事・点検等の一部を緊急避難的に繰延べし、コスト削減を図っております。

## リスクマップの概要



## 工事・点検等の緊急避難的繰延べ実施の考え方

○ 収支状況を踏まえ、リスクが小さい順（A⇒Bの一部）に緊急避難的繰延べを実施する。



## 5. 経営効率化（主な効率化事例⑥）：緊急避難的な繰延べの例）

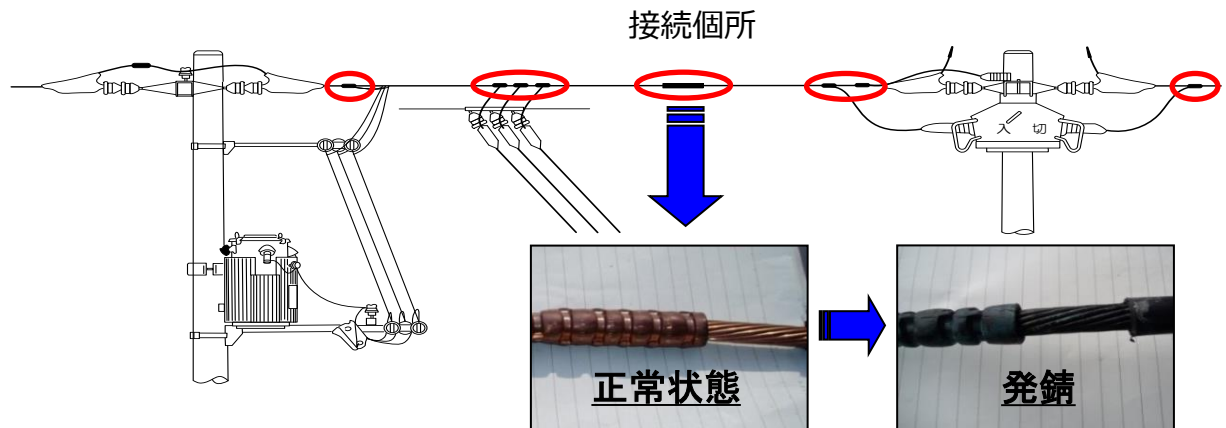
### 【事例】電線張替工事の繰延べについて（リスクB）

- 銅電線の張替個所を優先順位付けのうえ厳選することで、緊急避難的に繰延べを図っております。

#### 背景

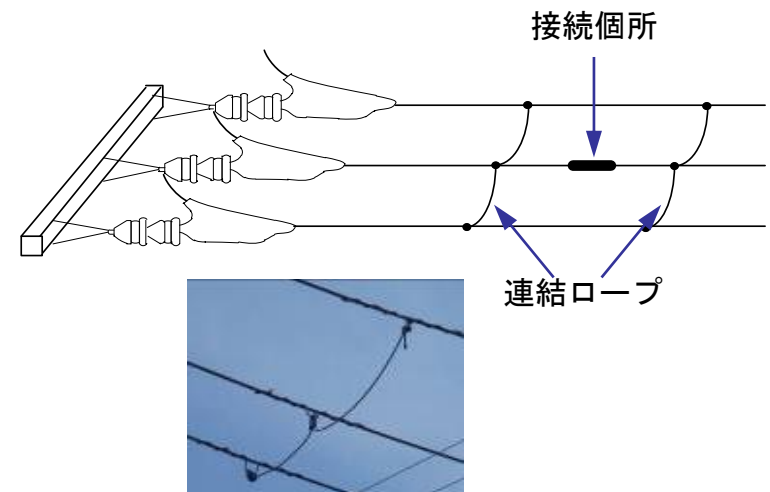
銅電線については、電線接続個所の絶縁カバー内部に滞留した雨水によって発錆し、応力腐食による断線事例が発生したことから、接続個所を点検のうえ発錆している場合はアルミ電線へ張替する計画としております。

この張替個所を優先順位付けし、優先順位が比較的低いと判断できる個所については、必要な対策を講じたうえで緊急避難的に張替工事を繰延べいたしました。



#### 実施内容

市街地や変電所近傍など、停電影響の大きい個所を優先的に張替することとし、停電影響の比較的小さなその他エリアについては、供給信頼度面でのリスクは残るものの、必要に応じて、電線に連結ロープを取付（電線の落下防止）することにより対策を講じたうえで、電線張替工事を繰延べいたしました。



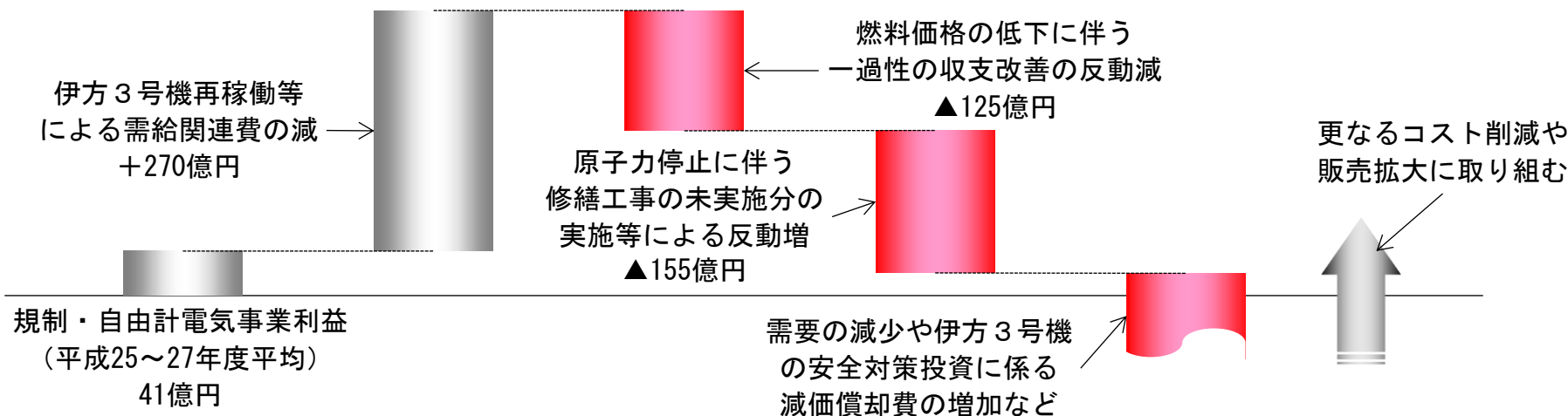
## 【事例】 その他の緊急避難的な繰延べの例

事 例	内 容
建物修繕の一部繰延べ （ リスク A ）	建物修繕において、発電所本館等の外壁塗装や屋上防水などについて巡視点検や詳細な現地調査の結果を踏まえて劣化程度・範囲を精査し、漏水による供給支障リスクなどが小さいことを判断したうえで、実施時期を繰延べいたしました。
変電関連設備の老朽修繕 の一部繰延べ （ リスク A ）	変電所構内設備の修繕において、ケーブルダクトや照明など、老朽の進展が供給支障に直結しにくい設備は、取替や補修を繰延べいたしました。
低圧引込線張替の一部繰延べ （ リスク B ）	経年に伴い絶縁強度が低下している低圧引込線の張替において、道路横断していない個所など、絶縁破壊による短絡時の影響が低い個所を中心に、張替工事を繰延べいたしました。

# 6. 電気料金の評価

- 現行料金の原価算定期間（平成25～27年度）においては、先述のとおり、料金原価の前提に織込んでいた伊方3号機再稼働の遅延に伴う需給関連費の増加影響等があったものの、徹底したコスト削減に加えて、燃料価格の低下による一過性の収支改善や3号機再稼働遅延に伴う修繕工事の未実施等の影響により、黒字を確保（規制部門：電気事業利益率2.1%、電気事業利益52億円）することができました。
  - 一方、平成28年8月に伊方3号機が再稼働しましたが、
    - ・ 燃料価格の低下などに伴う一過性の収支改善効果がなくなることに加え、
    - ・ 節電・離脱等の影響により電力需要が減少していること、
    - ・ 伊方3号機の安全対策投資に係る減価償却費や、電力システム改革に伴う業務システム改修などの委託費が増加することなどから、
 更なるコスト削減や販売拡大に取り組むものの、大幅な収支改善が見込める状況にはありません。
- 〔【参考】平成28年度第3四半期決算（単独） 経常利益：86億円 純利益：63億円〕
- 料金改定については、こうした先行きの収支見通しに加え、伊方3号機再稼働は現行料金原価の前提に織り込んでいること等を総合的に勘案したうえで判断してまいります。

## <今後の収支変動要因（イメージ）>



- 部門別収支算定結果や料金原価・実績比較などの電気料金の事後評価に関する情報については、お客さまのアクセスを容易にするため、できるだけ分かりやすい場所に掲載しております。

The image shows a screenshot of the Shikoku Electric Power Company (Shikoku Denryoku Kaisha) website. The main page features a navigation menu with categories like 'HOME', '電気料金のご案内' (Electricity Rate Information), '暮らしのサポート' (Living Support), 'ビジネスサポート' (Business Support), and 'エネルギー・環境' (Energy & Environment). A yellow arrow points from the '電気料金のご案内' button to a detailed view of the '個人のお客さま' (Individual Customers) section. In this section, a callout box highlights the link '> 電気料金の原価と実績について (平成27年度)' (About electricity costs and performance (Heisei 27 fiscal year)). Below this, a list of notices includes '電気料金の原価と実績について (平成27年度)'. At the bottom, there is a grid of service tiles, including 'ご家庭（個人）向け料金メニュー一覧' (List of rate plans for households) and '電気料金の計算・お支払い' (Calculation and payment of electricity bills).