

認可料金の概要について

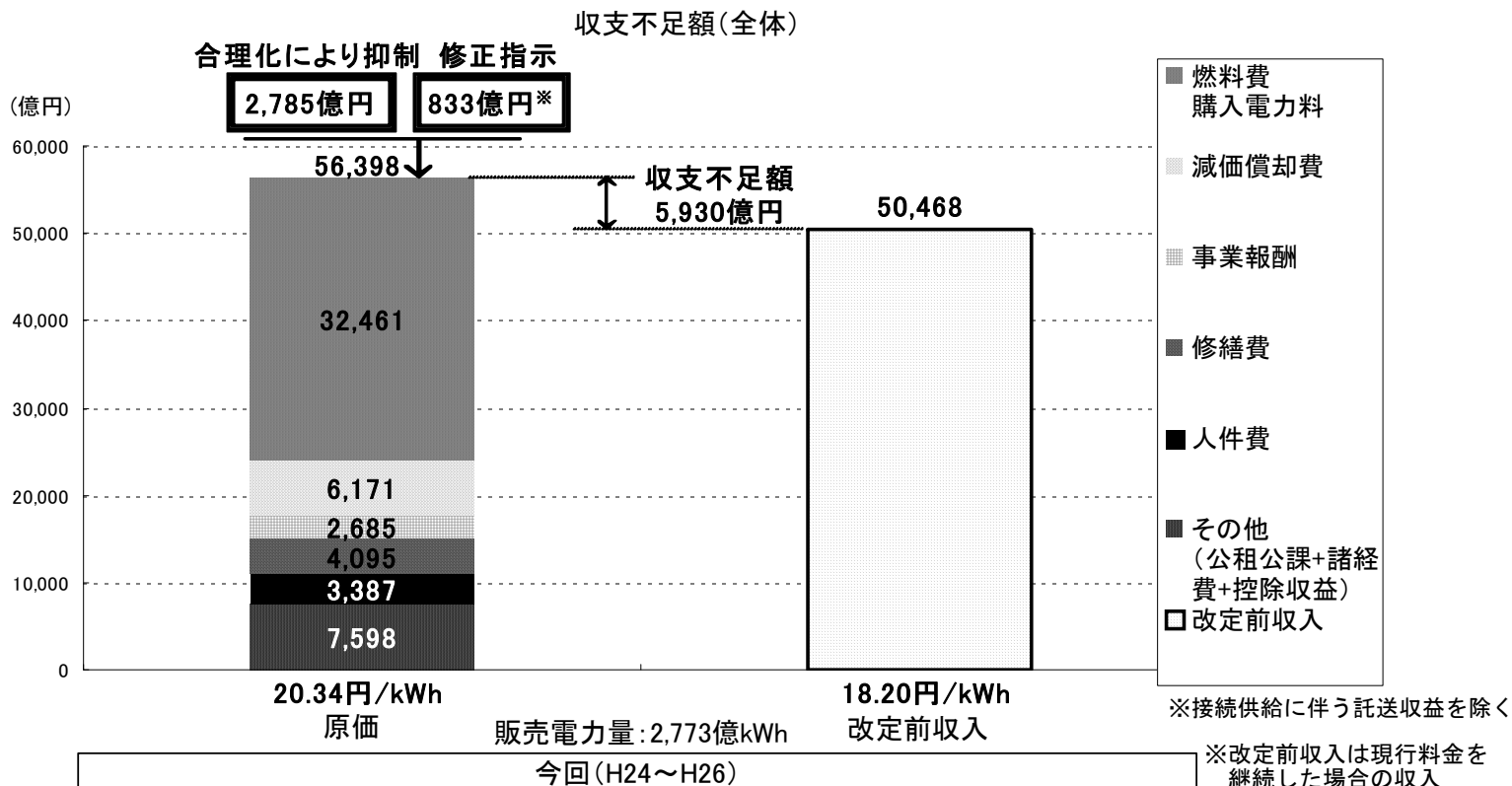
平成24年7月
東京電力株式会社

1. 料金改定の概要	P2~3	【参考】 普及開発関係費・諸費・研究費 ①~②	P26~27
料金改定の概要	P2	【参考】 安定化維持費用	P28
【参考】 今回の申請から認可までの プロセス(イメージ)	P3	【参考】 賠償対応費用	P29
2. 原価算定の概要	P4~11	4. 規制・自由別比較	P30~33
前回改定時との比較	P4	規制部門の原価・収入	P30
申請原価との比較①~⑤	P5~9	自由化部門の原価・収入	P31
【参考】 需給バランスなどの原価諸元	P10	モデル料金の推移	P32
【参考】 合理化額の内訳	P11	【参考】 ご家庭の平均モデルにおける料金の推移	P33
3. 原価算定の内訳	P12~29	5. 今回の改定におけるご家庭向け 料金の考え方 ...	P34
人件費	P12	6. 新たな料金メニュー (ピークシフトプラン)	P35
【参考】 全産業・他公益企業との 人件費水準比較	P13	7. 主なご家庭など向けの選択約款 ...	P36~37
燃料費・購入電力料等	P14	既存の料金メニュー	P36
【参考】 燃料費・購入電力料等の推移	P15	その他の見直し	P37
【参考】 購入・販売電力料における 原子力発電	P16	8. お客さまへのお知らせ・ご説明 ...	P38~43
修繕費	P17	規制部門	P38
【参考】 スマートメーター関連費用	P18	【参考】 お客さまへのピークシフト プランのご案内	P39
減価償却費	P19	【参考】 電気料金の節約につながる情報発信	P40
【参考】 緊急設置電源費用	P20	【参考】 「節電&節約ナビ」のイメージ.....	P41
【参考】 福島第一5・6号機・福島第二 の減価償却費	P21	自由化部門	P42
事業報酬	P22	【参考】 自由化部門の電気料金の見直し について	P43
【参考】 設備投資額の推移	P23	【補足】	P44~57
公租公課	P24		
その他経費・控除収益	P25		

1. 料金改定の概要

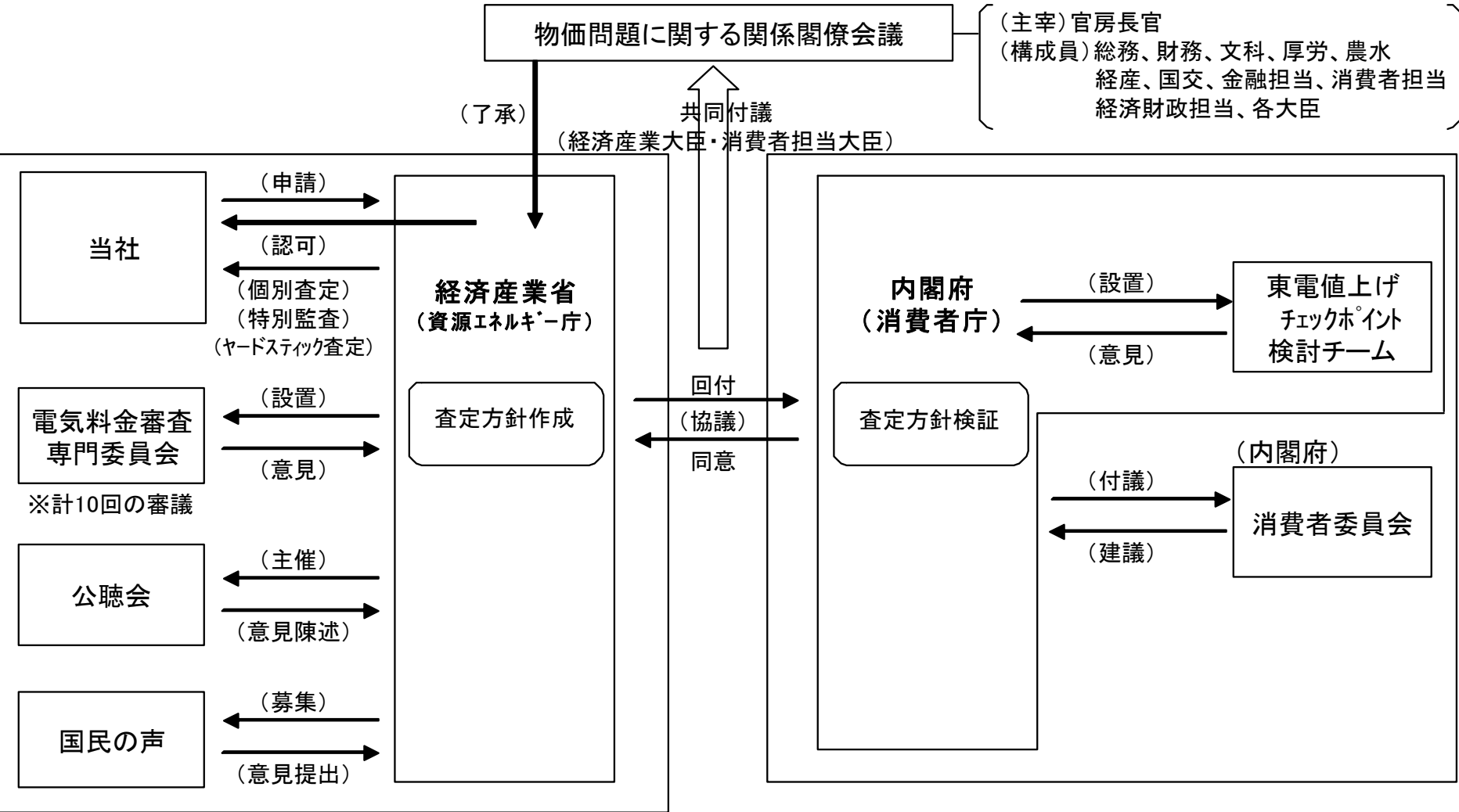
- 当社は、本年5月11日に経済産業大臣宛てに、平均10.28%の規制部門料金の値上げ認可申請をさせていただきました。（自由化部門料金の値上げ幅は平均16.39%）
- その後、公聴会等の従来からの認可プロセスに加え、新たに経済産業省のもとに設置された「電気料金審査専門委員会」での計10回にわたる査定方針等の審議、さらに消費者庁でのチェックポイントにもとづく検証等を経て、7月20日に経済産業省より申請原価に対する修正指示をいただきました。
- この指示内容を全て反映した結果、7月25日に同大臣より、平成24年9月1日より、規制部門で平均8.46%の値上げをお願いさせていただく旨の認可をしていただきました。（自由化部門は14.90%）

※総原価額は5兆6,398億円となり、現行料金を継続した場合の収入見込み5兆468億円に対して、5,930億円の不足。
（いずれも数値は年平均値）



【参考】 今回の申請から認可までのプロセス（イメージ）

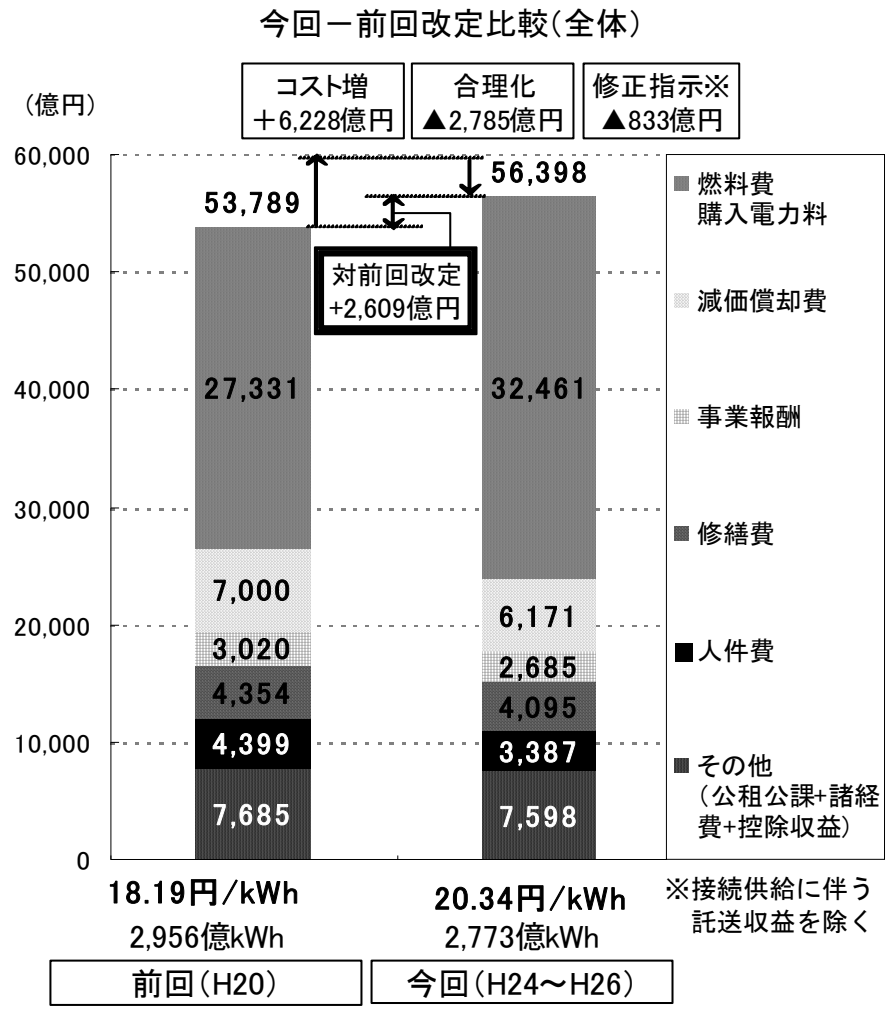
● 今回、申請以降、認可をいただくまでの間に経たプロセスのイメージは以下のとおりです。



2. 原価算定の概要（前回改定時との比較）

●原価算定期間である平成24～26年度の年平均総原価は、前回改定（平成20年度）と比較して、総合特別事業計画における合理化（2,785億円）や申請原価に対する修正指示の反映により、人件費、資本費などを削減するものの、原子力発電所の稼働低下に伴う燃料費、購入電力料や緊急設置電源に係る費用などの増分(6,228億円)を吸収しきれず、2,609億円の増加となります。

	(億円)		
	前回 (H20) A	今回 (H24~H26) B	差異 B-A
人件費	4,399	3,387	▲1,012
燃料費	20,038	24,585	4,548
火力燃料費	19,722	24,475	4,753
核燃料費	315	110	▲205
修繕費	4,354	4,095	▲259
資本費	10,019	8,855	▲1,164
減価償却費	7,000	6,171	▲829
事業報酬	3,020	2,685	▲335
購入電力料	7,293	7,876	583
公租公課	3,493	3,013	▲480
原子力バックエンド費用	1,059	667	▲391
その他経費	5,747	6,431	684
委託費	1,767	2,282	516
一般負担金	0	567	567
上記以外	3,980	3,581	▲399
控除収益	▲2,241	▲2,128	113
総原価①	54,162	56,783	2,621
接続供給託送収益②	▲373	▲385	▲12
小売対象原価③=①+②	53,789	56,398	2,609 ※
改定前収入④	53,789	50,468	▲3,320
差引過不足⑤=③-④	—	5,930	—



※6,228億円のコスト増を合理化(2,785億円)および修正指示(833億円)の反映により2,609億円の増加に抑制

2. 原価算定の概要（申請原価との比較 ①）

- 今回の様々なプロセスを経た、厳格な審査にもとづく修正指示内容を反映した原価額は、年平均5兆6,398億円となり、申請原価と比較して、833億円※の減額となっております。

※査定総額841億円のうち、接続供給に伴う託送収益を除きます。

(億円)

審査に基づく修正指示の内訳

	(億円)
人件費	▲101
燃料費	▲118
購入・販売電力料	▲55
設備投資関連費用 〔減価償却費、事業報酬〕 〔固定資産除却費〕	▲154
事業報酬率	▲93
修繕費	▲51
公租公課	▲35
原子力バックエンド費用	▲1
その他経費・控除収益	▲112
福島第一安定化費用、賠償対応費用 (消耗品費、委託費、諸費)	▲51
スマートメーター関連費用 〔修繕費、減価償却費、事業報酬〕 〔消耗品費、賃借料〕 〔諸費、固定資産除却費〕	▲65
ヤードスティック査定(比較査定)	▲6
合計	▲841

	申請 原価 A	修正 原価 B	差異 (査定額) B-A
人件費	3,488	3,387	▲101
燃料費	24,704	24,585	▲118
火力燃料費	24,593	24,475	▲118
核燃料費	110	110	0
修繕費	4,205	4,095	▲110
資本費	9,096	8,855	▲240
減価償却費	6,281	6,171	▲110
事業報酬	2,815	2,685	▲130
購入電力料	7,943	7,876	▲67
公租公課	3,048	3,013	▲35
原子力バックエンド費用	668	667	▲1
その他経費	6,569	6,431	▲138
委託費	2,328	2,282	▲46
一般負担金	567	567	0
上記以外	3,674	3,581	▲93
控除収益	▲2,097	▲2,128	▲31
総原価①	57,624	56,783	▲841
接続供給託送収益②	▲393	▲385	7
小売対象原価③=①+②	57,231	56,398	▲833
改定前収入④	50,468	50,468	0
差引過不足⑤=③-④	6,763	5,930	-

2. 原価算定の概要（申請原価との比較 ②）

- 原価算定の審査は、以下の基本方針にもとづき実施されました。

【査定にあたっての基本方針（要旨）】

1. 申請された料金が「能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたものであること」等の電気事業法の要件に合致しているかを審査。
2. 広告宣伝費（公益目的を除く）、寄付金、団体費（合理的な理由があり公表する場合を除く）、交際費等については、原価算入を認めない。
3. 既存契約及び法令に基づき算定される費用は、事実関係や算定方法の妥当性を確認。
4. 今後契約を締結するもの、契約交渉を行うもので随意契約を行う取引については、コスト削減が困難な費用を除き、コスト削減額が原則10%に満たない場合には、未達分を減額。
さらに、子会社・関連会社に対しても東電並の経営合理化を求めため、今後の随意契約取引に係る費用のうち一般管理費等のコスト削減可能な部分について、出資比率に応じ10%の追加的コスト削減を行うことを前提に原価を査定。
5. 審査要領にメルクマール等の査定方針が記載されている費用項目についてはこれに基づき査定。
6. 電気の安定供給や、原子力損害賠償の迅速かつ適切な実施の確保に支障を来さないことを前提に、消費者目線や他の公的資金投入企業の事例を踏まえ、徹底的な合理化を図る。等

【上記4. に係る修正指示と査定額】

[] 内は査定額（億円）

	主な修正指示	具体的な修正内容・金額	
随意契約、 子会社・ 関連会社取引	<ul style="list-style-type: none"> ● 随意契約を行う取引に係る費用について、原則10%コスト削減を前提に未達分をカット。 ● 子会社・関連会社に対しても、一般管理費等のコスト削減可能な部分について、出資比率に応じ10%の追加的コスト削減。 	[104.0]	<ul style="list-style-type: none"> ● 修繕費 [23.9] ● 原電追加分 [35.8]

※上記の金額は、次頁以降の査定額の内数。

2. 原価算定の概要（申請原価との比較 ③）

- 主な修正指示内容と査定額(申請時と修正後との原価の差分)は以下のとおりです。

【主な修正指示と査定額】

[] 内は査定額（億円）

	主な修正指示	具体的な修正内容・金額	
人件費	<ul style="list-style-type: none"> ● 管理職の年収を震災前と比べ3割超引き下げ、3年間の全社員の平均年収で見ても、近年の公的資金投入企業のいずれをも上回る削減率とする。 ● 健康保険料の企業負担割合を法定負担割合である50%とする。 	[100.8]	<ul style="list-style-type: none"> ● 管理職年収引き下げ ▲3割超 [27.6] ● 健保企業負担率 60%→50% [20.7]
燃料費	<ul style="list-style-type: none"> ● 発電効率等を踏まえ、より一層の効率化配分を徹底することにより、石油系火力発電所の燃料使用量を抑制。 ● 価格の更新時期を迎えるLNGプロジェクトについて、交渉努力を先取りする形で直近実績レベルまで原価を減額。 	[118.5]	<ul style="list-style-type: none"> ● 効率化配分の徹底による燃料消費抑制 [93.3] ● LNG契約更改分の購入価格抑制 [21.0]
購入・販売電力料	<ul style="list-style-type: none"> ● 日本原子力発電からの購入電力料に含まれる人件費等について、東京電力のコスト削減努力並に原価から削減。 	[54.6]	<ul style="list-style-type: none"> ● 随意契約、子会社・関連会社取引 [7.0] ● 原電追加分 [35.8]
設備投資関連費用	<ul style="list-style-type: none"> ● 特別監査※において、先行投資及び不使用設備等に係る原価をカット。 	[154.2]	<ul style="list-style-type: none"> ● 特別監査 <ul style="list-style-type: none"> ・ 減価償却費 [74.5] ・ 事業報酬 [22.8]

※特別監査 … 行政監査官による、固定資産、修繕費等に係る原価算入の妥当性を確認するための立入検査を約2週間にわたり実施(電気事業法107条)。

2. 原価算定の概要（申請原価との比較 ④）

[] 内は査定額（億円）

	主な査定指示の内容	具体的な修正内容・金額	
事業報酬率	<ul style="list-style-type: none"> ● β 値は0.82(平成23年3月11日から申請日前日の平成24年5月10日までの期間)を採用。 ※ β 値…株価指数に対する個々の企業の感応度で、企業の相対的リスクの大きさを表します。 	[92.6]	<ul style="list-style-type: none"> ● 報酬率引下げ [92.6] 申請：3.0% ($\beta=0.9$) 修正：2.9% ($\beta=0.82$)
修繕費	<ul style="list-style-type: none"> ● 送電線などの先行投資等に係るものについては、特別監査の結果を踏まえ減額。 	[51.0]	<ul style="list-style-type: none"> ● 特別監査 [25.6] ● 随意契約、子会社・関連会社取引 [23.9]
公租公課	<ul style="list-style-type: none"> ● 特別監査の反映等に伴う固定資産税のカット。 ● 総原価の減少に伴う事業税の減額。 	[34.7]	<ul style="list-style-type: none"> ● 固定資産税 [21.9] ● 事業税 [10.1]
原子力バックエンド費用	<ul style="list-style-type: none"> ● 再処理等積立金の積立については、広告宣伝費、寄付金、団体費等を原価から削減。 	[0.7]	<ul style="list-style-type: none"> ● 積立金に含まれる広報関係費等 [0.4]
その他経費控除収益	<ul style="list-style-type: none"> ● 電気事業雑収益について、直近(23年度)の実績をベースに、減額について合理的な説明ができたもの以外を原価から削減。 	[111.9]	<ul style="list-style-type: none"> ● 電気事業雑収益 [43.8] ● 随意契約、子会社・関連会社取引 [13.1]

2. 原価算定の概要（申請原価との比較 ⑤）

[] 内は査定額（億円）

	主な査定指示の内容	具体的な修正内容・金額	
福島第一 安定化維持費用 賠償対応費用	<p><u>安定化維持費用</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ガレキの分別処理業務等の委託のうち、使用済燃料プールからの燃料取り出し作業と共通する費用等、厳に安定化維持費用であると認められない項目をカット。 <p><u>賠償対応費用</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 被害者に対する賠償支払い業務の迅速化のみに用いられる賠償対応費用であると認められない費用のカット。 	[51.4]	<ul style="list-style-type: none"> 安定化維持費用 [15.2] 賠償対応費用 [36.2]
スマートメーター 関連費用	<ul style="list-style-type: none"> スマートメーターの25年度導入開始分の入札中止表明に伴う減額。 スマートメーター単価を現行電子式計器と同等と査定。 自営の光ファイバー網の活用を前提とした積算を見直し、通信方式の如何に関わらず必要と考えられる額のみ計上を認める。 	[64.6]	<ul style="list-style-type: none"> 導入延期 [35.3] 計器単価切り下げ（約1万円/台） [19.8] 通信方式 [7.6]
ヤード スティック査定	<ul style="list-style-type: none"> 一般経費（電源部門）の対象経費（委託費、補償費等）の3%を減額。 	[5.9]	<ul style="list-style-type: none"> 電源3%カット [5.9]

合計 840.8億円
(833.3億円)

※（ ）内は、接続供給に伴う託送収益に係る査定額相当を除いた金額

【参考】需給バランスなどの原価諸元

- 販売電力量は、震災以降の節電効果等による需要低迷を見込んで想定しております(対前回改定比 ▲6%)。
- 供給力は、柏崎刈羽原子力発電所の再稼働を一部見込みますが、大幅な原子力発電量減(構成比: 前回22%→今回7%)による不足分を主に火力発電の稼働増により代替(同: 前回72%→今回86%)する予定です。
- この結果、燃料費、購入電力料等が大幅なコスト増(+5,008億円)となることは避けられず、収支を大きく圧迫する要因となります。
※購入電力料等は電力量に応じて変動する費用に限ります。

	前回 (H20) A	今回 (H24~H26) B	差異 B-A
販売電力量(億kWh)	2,956	2,773	▲184
原油価格(\$/バレル)	93.1	117.1	24.0
為替レート(円/\$)	107	78.5	▲29
原子力利用率(%)	43.1	18.8	▲24.3
事業報酬率(%)	3.0	2.9	▲0.1
平均経費人員(人)	37,317	36,283	▲1,034

(注)

※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ヶ月の貿易統計価格(H24/1~H24/3平均値)を参照しております。

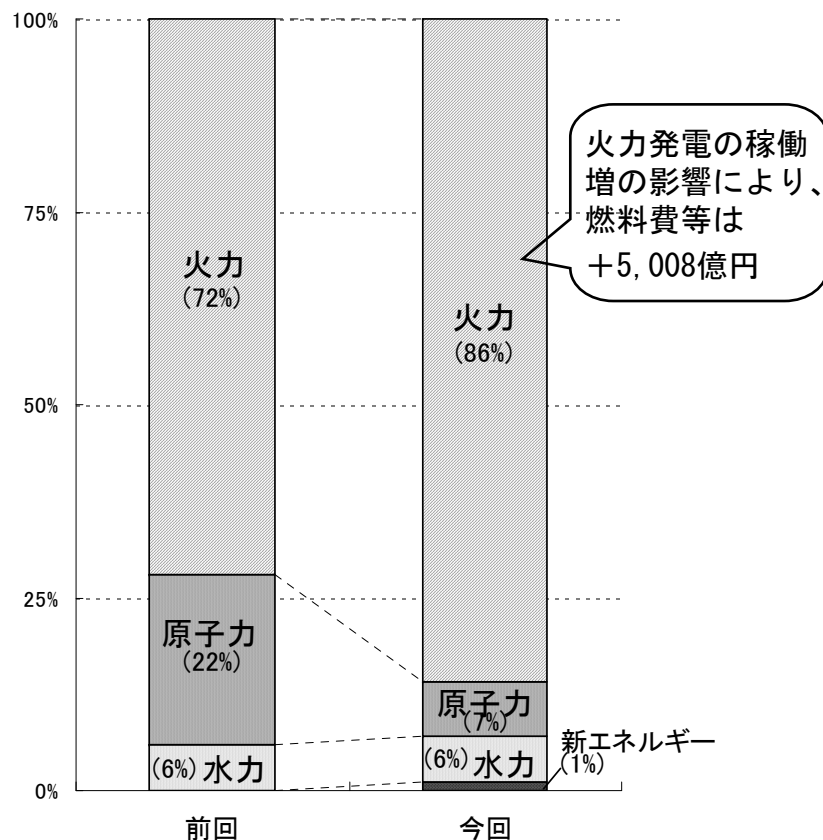
※柏崎刈羽原子力発電所の稼働については、今後、安全・安心を確保しつつ、地元のご理解を頂くことが大前提ですが、今回の申請における3年間の原価算定期間においては、25年4月から順次再稼働がなされるものと仮定しております。

具体的には、柏崎刈羽1・5・6・7号機は25年度から順次、同3・4号機は26年度から順次、稼働がなされるものと仮定しております。

<原子力利用率> H24: 0% H25: 22% H26: 35%

(注) 今回の原子力利用率の算定においては、福島第一1~4号機を除いております。

【発電量の構成比】



【参考】合理化額の内訳

- 総合特別事業計画における平成24～26年度のコスト削減額は、年平均で3,054億円を見込みます。
- この削減額のうち、原価における平成24～26年度の合理化額は、年金制度見直しによる一時的な影響等原価に含まれない削減を除いた2,785億円です。
- これは昨年 of 緊急特別事業計画の時点（約2,200億円）から、約600億円の深掘りとなります。
- 申請原価に対する修正指示の内容を踏まえ、今後更なる合理化に取り組んでまいります。

＜合理化額総額＞

(億円)

	H24	H25	H26	H24～H26	主な内容
資材・役務調達	459	492	502	484	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、外部取引先との取引構造・発注方法の見直し等
買電・燃料調達	425	235	173	277	経済性に優れる電源の活用、燃料価格（単価）の低減、電力購入料金の削減等
その他経費	910	958	977	948	寄付金の廃止、厚生施設の削減、普及開発関係費の削減、テーマ研究の中止等
人件費	909	969	1,196	1,024	人員削減、給与・賞与の削減、福利厚生制度の見直し等
設備投資関連費用	11	64	77	50	中長期にわたる投資計画の抜本的な見直し
合計 (①+②)	2,713	2,718	2,924	2,785	

＜緊急特別事業計画における合理化額＞

	H24	H25	H26	H24～H26
アクションプラン ①	2,003	2,157	2,464	2,208

※緊急特別事業計画に基づく「改革推進のアクションプラン」（昨年12月9日公表）におけるコスト削減額のうち、原価外項目を除いた額。

＜総合特別事業計画で追加した合理化額＞

	H24	H25	H26	H24～H26
資材・役務調達	214	182	119	172
買電・燃料調達	357	167	123	216
その他経費	4	54	59	39
人件費	126	94	83	101
設備投資関連費用	11	64	77	50
追加削減額 ②	711	561	460	577

※自由化部門の先行値上げにおいて反映した合理化額(1,934億円)は、左記アクションプランにおけるH24年度値(2,003億円)に該当します。ただし、燃料調達に係る合理化相当(68億円)を合理化額としてではなく燃料費等の減として反映したため、両者の数値は一致しません。

3. 原価算定の内訳（人件費）

- 総合特別事業計画に掲げた人員・賃金削減計画に加え、申請原価に対する修正指示の反映（▲101億円）により、前回改定に比べ1,000億円程度削減（社員年収削減（管理職：約▲30%，一般職：約▲20%）、年金水準の低減、健康保険料会社負担割合引下げ（73%→50%）など）いたします。
- 役員給与については全額カットしております。
- 福利厚生費についても、厚生・体育施設の全廃止、利子補給水準の見直し等を反映しております。

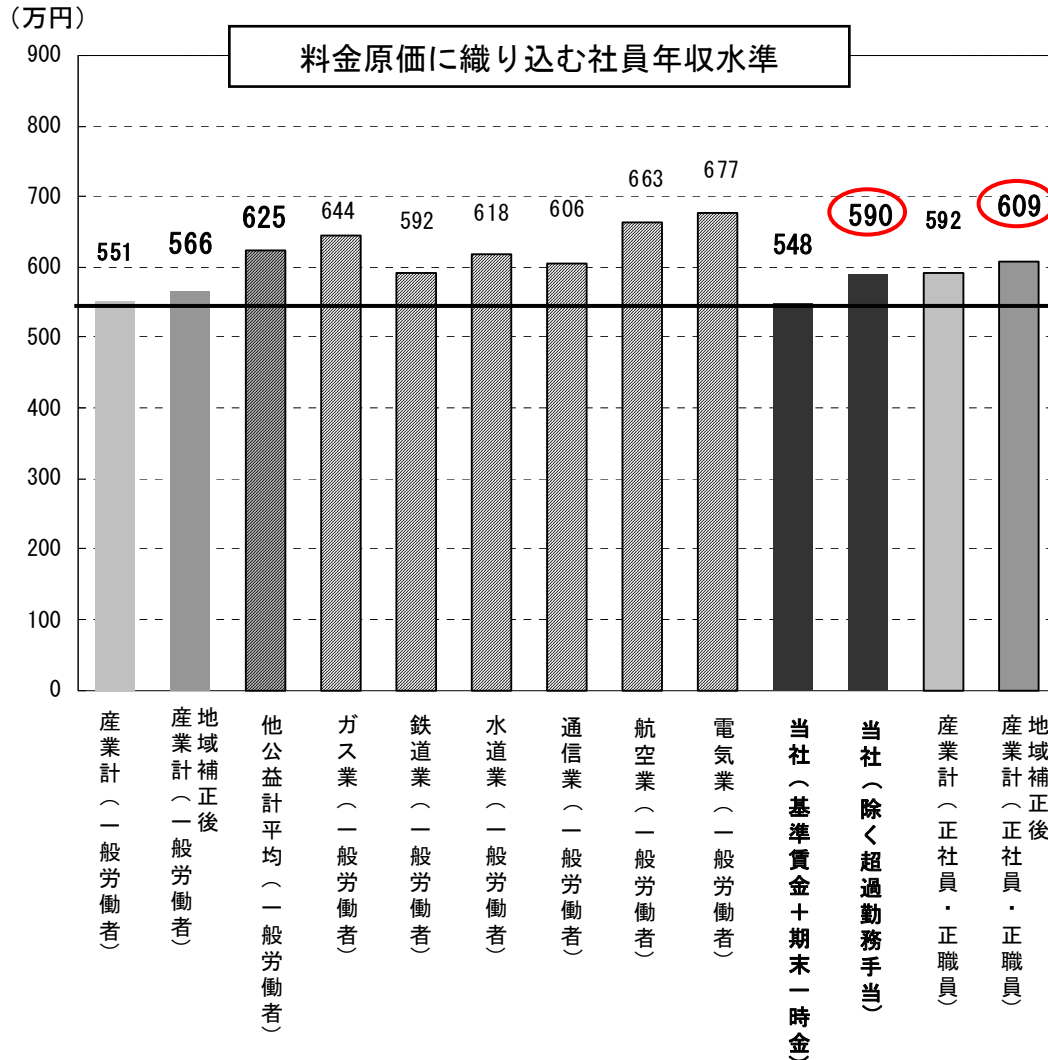
（億円，人）

	前 回	今 回	差 異	備 考
役 員 給 与	8	0	▲8	原価から全額カット
給 料 手 当	3,008	2,401	▲607	
基 準 賃 金	1,991	1,762	▲229	年収削減幅▲23.68%（管理職▲31.34%，一般職▲22.03%）
基 準 外 賃 金	370	367	▲3	平日・休日時間外手当割増率を法定下限水準まで引下げ
諸 給 与 金	777	343	▲434	（平日：30%→25%，休日：40%→35%）
控 除 口 等	▲130	▲71	59	
給料手当振替額	▲22	▲16	6	
退 職 給 与 金	576	322	▲254	現役・OB共に確定給付企業年金の給付利率の下限保証引下げ および終身年金30%減額による経常費用減を反映
厚 生 費	542	436	▲106	
法 定 厚 生 費	402	339	▲63	健康保険料の会社負担割合73%→50%
一 般 厚 生 費	140	96	▲44	厚生・体育施設の廃止，リフレッシュ財形の廃止，財形年金貯蓄の利子補給廃止，総合預金奨励金・持株奨励金は原価から全額カット，東電病院運営費全額カット
委 託 検 針 費	185	162	▲23	委託検針員コスト減反映
委 託 集 金 費	49	34	▲15	委託集金員コスト減反映
雑 給	52	48	▲4	顧問制度廃止
人 件 費 計	4,399	3,387	▲1,012	
経 費 対 象 人 員	37,317	36,283	▲1,034	25年度末に社員数36,000人体制（23年度期初比約▲3,600人）

※社員数は、建設人員、附帯事業人員等を含むことなどから経費対象人員と異なる値となります。

【参考】全産業・他公益企業との人件費水準比較

- 申請原価に対する修正指示(管理職▲30%超など)を反映した社員1人あたりの年収水準548万円(削減幅▲23.68%)は、近年の公的資金投入企業を上回る削減幅であり、超過勤務手当を除く社員1人あたり年収水準590万円も産業計の609万円(正社員・正職員計,地域補正後)を下回り、「一般電気事業供給約款料金審査要領」(以下「審査要領」)に照らし、適切な水準に抑制しております。



＜審査要領(抜粋)＞

- 人件費(基準賃金及び賞与等)については、「賃金構造基本統計調査」における常用労働者1,000人以上の企業平均値を基本に、ガス事業、鉄道事業等類似の公益企業の平均値とも比較しつつ査定を行う。その際、地域間の賃金水準の差についても考慮する。
- 役員給与や福利厚生費についても、同様の考え方を適用する。

※出典：厚生労働省 賃金構造基本統計調査(23年度)
 経済産業省 東京電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針(24年7月)

- ※従業員1,000人以上の企業を対象
- ※他公益平均はガス・鉄道・水道・通信・航空の単純平均
- ※一般労働者には正社員・正職員以外も含まれます
- ※当社の超過勤務手当には時間外手当、当直手当、特別労働手当、特定勤務手当が含まれます
- ※地域補正後の数値は経済産業省の資料より抜粋

3. 原価算定の内訳（燃料費・購入電力料等）

- 原子力発電所の低稼働に伴う火力発電所の稼働増影響等により、前回改定に比べ5,008億円程度の増加となります（申請原価に対する修正指示（▲122億円）を反映後）。

（億円、億kWh、円/kWh）

	前回			今回			差異		
	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価
自 社 計	20,663	2,732	7.56	24,872	2,550	9.75	4,210	▲182	2.19
水 力	0	122	0.00	0	111	0.00	0	▲11	0.00
火 力	19,722	1,958	10.07	24,475	2,199	11.13	4,753	242	1.06
石油系	8,124	511	15.89	6,019	377	15.95	▲2,105	▲134	0.06
ガス系	11,272	1,349	8.36	17,764	1,665	10.67	6,492	316	2.31
石炭系	325	98	3.33	691	157	4.39	366	60	1.06
原子力	941	653	1.44	397	239	1.66	▲543	▲414	0.22
新工ネ	0	0	0.00	0	1	0.00	0	0	0.00
他 社 計	2,993	535	5.59	3,791	488	7.76	798	▲47	2.17
水 力	95	71	1.32	67	61	1.10	▲27	▲10	▲0.22
火 力	2,911	405	7.19	3,499	431	8.13	588	26	0.94
原子力	▲12	59	▲0.21	▲18	▲28	0.65	▲6	▲87	0.86
新工ネ	0	0	0.00	243	24	9.93	243	24	9.93
合 計	23,656	3,268	7.24	28,664	3,038	9.43	5,008	▲230	2.19
	金額	販売電力量	単価	金額	販売電力量	単価	金額	販売電力量	単価
合 計	23,656	2,956	8.00	28,664	2,773	10.34	5,008	▲184	2.34

※燃料費に加え、原子力バックエンド費用、地帯間・他社購入販売電力料を含みます（いずれも電力量に応じて変動する費用に限ります）
 ※販売電力量は自社分を除きます。

【参考】燃料費・購入電力料等の推移

- 今回の原価算定期間を3年間とし、平成24～26年度の平均値を採用することで、燃料費の増額を抑制しております。

(億円, 億kWh, 円/kWh)

	今回 (H24～H26平均)			H24			H25			H26		
	金額	発受電 電力量	単価	金額	発受電 電力量	単価	金額	発受電 電力量	単価	金額	発受電 電力量	単価
自 社 計	24,872	2,550	9.75	27,675	2,494	11.10	24,707	2,568	9.62	22,235	2,588	8.59
水 力	0	111	0.00	0	124	0.00	0	107	0.00	0	102	0.00
火 力	24,475	2,199	11.13	27,659	2,369	11.67	24,254	2,182	11.12	21,512	2,047	10.51
石油系	6,019	377	15.95	8,465	536	15.80	6,638	418	15.90	2,955	179	16.53
ガス系	17,764	1,665	10.67	18,800	1,741	10.80	16,792	1,578	10.64	17,701	1,675	10.57
石炭系	691	157	4.39	394	92	4.26	824	186	4.42	857	194	4.43
原子力	397	239	1.66	16	0	0.00	454	279	1.63	723	438	1.65
新 工 ネ	0	1	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00	0	1	0.00
他 社 計	3,791	488	7.76	4,038	518	7.79	3,766	472	7.98	3,569	475	7.51
水 力	67	61	1.10	63	69	0.92	64	58	1.11	74	56	1.32
火 力	3,499	431	8.13	3,744	426	8.79	3,497	435	8.03	3,257	431	7.56
原子力	▲18	▲28	0.65	0	0	0.00	▲35	▲45	0.77	▲19	▲38	0.50
新 工 ネ	243	24	9.93	231	23	10.03	240	24	9.88	257	26	9.90
合 計	28,664	3,038	9.43	31,713	3,012	10.53	28,474	3,041	9.36	25,804	3,063	8.43
	金額	販売電力量	単価	金額	販売電力量	単価	金額	販売電力量	単価	金額	販売電力量	単価
合 計	28,664	2,773	10.34	31,713	2,720	11.66	28,474	2,781	10.24	25,804	2,817	9.16

※燃料費に加え、原子力バックエンド費用、地帯間・他社購入販売電力料を含みます(いずれも電力量に応じて変動する費用に限ります)。

※販売電力量は自社分を除きます。

【参考】購入・販売電力料における原子力発電

- 原子力発電からの購入・販売契約では、対象ユニットの運転開始から運転終了までの長期間にわたり、発生電力の受給を行うこと、ならびに受電会社は受電権利割合に応じた費用負担をすることとしております。
- 今回、購入・販売電力料ともに、長期の契約関係にもとづき、原価算定期間中の運転を見込んでいないユニットについても、各年度に必要と見込まれる維持運営費や安全対策等の固定費(電力量にかかわらず必要な費用)を受電権利割合に応じて原価に算入させていただいております。
※24年度は電気事業法にもとづき経済産業省へ届出済みの現行契約値、25・26年度については契約更改見込値。(いずれも修正指示を反映後)

(単位:百万kWh;百万円)

	前 回		今 回		差 異	
	電力量	金額	電力量	金額	電力量	金額
購入電力料 (原子力)	10,662	100,011	0	96,543	▲ 10,662	▲ 3,468
販売電力料 (原子力)	3,855	36,545	2,744	32,618	▲ 1,111	▲ 3,927

※上記金額は、固定費(電力量にかかわらず必要な費用)と可変費(電力量に応じて変動する費用)双方の要素を含みます。

※一方、P14・15における他社原子力の金額は可変費のみを掲載しております。

- 他社原子力発電からの購入 (東北電力(株)・日本原子力発電(株))
 - ・H24～26年度の稼働はない前提。
 - ※H27年度からは、総合特別事業計画上、一定の稼働率を仮定
- 当社原子力発電の東北電力への販売 (柏崎刈羽1号機、福島第二3・4号機)
 - ・柏崎刈羽1号機：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に、H25年度からの再稼働を仮定
 - ・福島第二3・4号機：10ヶ年未定 (H24～33年度)

3. 原価算定の内訳（修繕費）

- 安定供給を前提としつつ、設備健全性を見極めながら工事や点検を厳選することで得られる削減効果の深掘りや、関係会社取引における競争的発注方法の拡大などによる合理化に加え、申請原価に対する修正指示の反映(▲110億円)により、前回改定に比べ260億円程度削減しております。
- なお、スマートメーター導入等の新規増要因はあるものの、審査要領においてメルクマール(比較基準)事例として挙げられた過去の修繕費率と比較しても、適切な水準に抑制しております。

(億円)

		前回	今回	差異
水	力	100	149	49
火	力	990	900	▲90
原	子 力	875	704	▲170
新	工 ネ	0	2	2
送	電	297	305	8
変	電	255	187	▲68
配 電	一般修繕費	718	547	▲171
	取替修繕費	1,042	1,238	195
	配 電 計	1,761	1,785	24
業	務	77	63	▲14
合	計	4,354	4,095	▲259

※スマートメーター関連の増：77億円

<審査要領(抜粋)>

- 事業者各社一律に設定するのではなく、各社ごとに、過去実績を元にした基準（帳簿原価に占める修繕費の割合である修繕費率等）等をメルクマールとして設定する。
- 査定時には、効率化努力と併せて、今後想定される投資の増加に対する事業者の取組を個別に考慮する。

(億円)

		今回	直近5ヶ年
平均修繕費(A)		4,095	4,115
平均帳簿原価(B)		301,204	285,737
比率(A)/(B)		1.36%	1.44%

【主なコスト削減施策】

- 関係会社との取引における発注方法の工夫
 - ・競争発注の拡大や市場価格を意識したベンチマークの実施
- 外部取引先との取引構造・発注方法の見直し
 - ・代理店取引からメーカー直接取引への見直しや、分離発注など
- 工事や点検の中止・実施時期の見直し

【参考】スマートメーター関連費用

- スマートメーターに係る費用については、従来型計器（機械式・電子式計器）からの増分費用として、修繕費で年平均約80億円を見込んでおります。
- また、設備投資（通信設備等）に関わる減価償却費、システム開発・リース代等の諸経費を含めると、年平均約150億円の原価増影響となります（申請原価に対する修正指示（▲65億円）を反映後）。

スマートメーター関連費用の原価算入内訳

（単位：億円）

原価織込項目		H24	H25	H26	合計	3ヶ年平均	
スマートメーター 設置（修繕費）	計器（通信ユニットを含む増分）	0	0	230	230	77	
上記以外	消耗品費	0	26	0	27	9	77
	修繕費（その他）	0	1	1	2	1	
	減価償却費	1	2	6	9	3	
	（再掲）光ケーブル	0	0	0	0	0	
	（再掲）その他	1	2	6	9	3	
	事業報酬	0	0	1	1	0	
	賃借料	1	14	16	31	10	
	委託費	44	38	9	91	30	
	研究費	16	5	3	24	8	
	通信運搬費・雑費・普及開発費・養成費	1	0	4	5	2	
	除却費	2	1	0	2	1	
人件費※	4	17	16	38	13		
合 計		69	105	287	461	154	

※当該業務に従事する社員にかかる人件費

3. 原価算定の内訳（減価償却費）

- 緊急設置電源の増設、大型新規電源（広野6号、常陸那珂2号）運転開始等の増加要因はあるものの、償却進行の影響や申請原価に対する修正指示の反映（▲110億円）等により、前回改定に比べ830億円程度削減しております。
- なお、審査要領を踏まえ、申請の段階から、長期計画停止火力（横須賀5～8号、鹿島3,4号等）に係る減価償却費については全額カットしておりますが、一方で、原子力発電所の低稼働もあり、火力緊急電源の設置を進めたため、火力部門の減価償却費は全体で若干の増加となっております。

【前回改定との比較】

	前回	今回	差異
水 力	439	369	▲ 70
火 力	1,434	1,448	14
原子力	990	867	▲ 123
新エネ	—	9	9
送 電	1,832	1,574	▲ 258
変 電	777	632	▲ 145
配 電	1,404	1,162	▲ 242
業 務	124	110	▲ 14
合 計	7,000	6,171	▲ 829

※長期計画停止火力はカットしております（▲10億円）

CC(コンバインドサイクル)化とは、ガスタービン発電設備に対して廃熱回収ボイラー、蒸気タービンおよび発電機などを追加設置するもので、熱効率向上や環境負荷低減に寄与します。

【緊急設置電源の運転開始】

発電所名	種類	出力(MW)	使用開始	竣工額	減価償却費					
					H24	H25	H26	3年計	3年平均	
姉崎	DE	6	23年4月	2	0	0	長期停止	1	0	
横須賀	3号	GT	76	23年8月	7	除却		0	0	
	5,6号	GT	254	23年6月	28	6	除却	6	2	
袖ヶ浦	GE	112	23年7月	17	除却			0	0	
大井	1号	GT	128	23年8月	93	35	除却		35	12
	2号	GT	81	23年9月	100	15	12	長期停止	27	9
川崎	GT	128	23年8月	74	28	除却		28	9	
千葉	3号1軸	GT	334	23年8月	272	39	33	28	100	33
	3号1軸(CC化)	CC	500	26年4月	479	0	16	60	75	25
	3号2軸	GT	334	23年9月	231	34	29	24	87	29
	3号2軸(CC化)	CC	500	26年6月	274	0	3	34	37	12
	3号3軸	GT	334	24年7月	285	28	34	29	91	30
鹿島	3号3軸(CC化)	CC	500	26年7月	271	0	3	34	37	12
	7号1軸	GT	268	24年7月	159	16	19	17	51	17
	7号1軸(CC化)	CC	416	26年5月	367	0	12	46	58	19
	7号2軸	GT	268	24年7月	298	30	36	31	96	32
	7号2軸(CC化)	CC	416	26年7月	268	0	3	34	37	12
	7号3軸	GT	268	24年7月	235	23	28	24	76	25
	7号3軸(CC化)	CC	416	26年6月	288	0	6	35	41	14
合計					3,748	254	233	396	883	294

(注) DE:ディーゼル・エンジン GE:ガス・エンジン GT:ガスタービン CC:コンバインド・サイクル

※緊急設置電源の横須賀5,6号系列はGT火力であり、長期計画停止中の横須賀5,6号機(重原油)とは異なる設備です。

【参考】緊急設置電源費用

- 原子力発電所の低稼働の影響を受け、需給逼迫への対応として、敷地や送電余力のある箇所等に設置した緊急電源による原価増影響は総額で490億円程度(償却290・報酬60・賃借60・除却50億円等)となっております。

発電所名	種類	出力 (MW)	使用開始	竣工額	減価償却費					レート ベース ②	事業 報酬 ③=②*3%	固定資産 除却費 ④	賃借料					原価計 (年平均) ⑥=①+③+④+⑤	
					H24	H25	H26	3年計	3年平均 ①				H24	H25	H26	3年計	3年平均 ⑤		
							長期 停止												
姉崎	DE	6	23年 4月	2	0	0	長期 停止	1	0	1	0		0	0	0	0	0	0	0
横須賀	3号	GT	76	23年 8月	7	除却		0	0	0	0	5	119	18	0	137	46	57	
	5, 6号	GT	254	23年 6月	28	6	除却	6	2	1	0	4							
袖ヶ浦	GE	112	23年 7月	17	除却			0	0	0	0	6	39	4	0	43	14	21	
大井	1号	GT	128	23年 8月	93	35	除却		35	12	8	0	14	0	0	0	0	0	26
	2号	GT	81	23年 9月	100	15	12	長期 停止	27	9	50	1		0	0	0	0	0	11
川崎	GT	128	23年 8月	74	28	除却		28	9	7	0	14	0	0	0	0	0	0	23
千葉	3号1軸	GT	334	23年 8月	272	39	33	28	100	33	191	6		0	0	0	0	0	39
	3号1軸 (CC化)	CC	500	26年 4月	479	0	16	60	75	25	214	6		0	0	0	0	0	32
	3号2軸	GT	334	23年 9月	231	34	29	24	87	29	163	5		0	0	0	0	0	34
	3号2軸 (CC化)	CC	500	26年 6月	274	0	3	34	37	12	109	3		0	0	0	0	0	16
	3号3軸	GT	334	24年 7月	285	28	34	29	91	30	227	7		0	0	0	0	0	37
	3号3軸 (CC化)	CC	500	26年 7月	271	0	3	34	37	12	100	3		0	0	0	0	0	15
常陸那珂	DE	106	23年 7月	94	除却			0	0	0	0	10	2	0	0	2	1	11	
鹿島	7号1軸	GT	268	24年 7月	159	16	19	17	51	17	126	4		0	0	0	0	0	21
	7号1軸 (CC化)	CC	416	26年 5月	367	0	12	46	58	19	157	5		0	0	0	0	0	24
	7号2軸	GT	268	24年 7月	298	30	36	31	96	32	237	7		0	0	0	0	0	39
	7号2軸 (CC化)	CC	416	26年 7月	268	0	3	34	37	12	105	3		0	0	0	0	0	15
	7号3軸	GT	268	24年 7月	235	23	28	24	76	25	187	6		0	0	0	0	0	31
	7号3軸 (CC化)	CC	416	26年 6月	288	0	6	35	41	14	122	4		0	0	0	0	0	17
合計				3,842	254	233	396	883	294	2,004	60	53	160	21	0	182	61	468	

(注) DE:ディーゼル・エンジン GE:ガス・エンジン GT:ガスタービン CC:コンバインド・サイクル

※このほか、固定資産税18億円、委託費4億円

※緊急設置電源の横須賀5, 6号系列はGT火力であり、
長期計画停止中の横須賀5, 6号機(重原油)とは異なる設備です。

【参考】福島第一5・6号機・福島第二の減価償却費

●福島第一5・6号機及び福島第二の減価償却費(414億円)等の営業費については、主に以下の点から、申請の段階から料金原価に算入させていただきました。なお、当該部分についての修正指示はいたっておりません。

- ・福島第一5・6号機及び福島第二は、原子力発電所としての主要設備の損傷は認められておらず、廃止を決定した福島第一1～4号機とは状況が異なります。
- ・法的にも、原子力災害特別措置法及び炉規制法上の義務に基づく安全確保のための改良工事の途上にあり、原価算定期間において低稼働とならざるを得ない一定の正当な理由を有すると考えております。
- ・また、設備の原状回復に係る費用は特別損失として計上済みであり、これらは原価に不算入としている一方、改良投資や震災とは無関係に機能維持のために必要となる費用は、会計上、既に経常費用として整理しております。

【福島第一5・6・第二の減価償却費】

(億円)

	24年度	25年度	26年度	24～26 平均
福島第一5・6	277	279	258	271
既設分	125	107	91	108
竣工分	153	174	169	166
除却分	▲ 2	▲ 2	▲ 3	▲ 2
福島第二	142	146	142	143
既設分	95	81	68	81
竣工分	49	68	76	64
除却分	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 2
合計	418	425	399	414
既設分	220	187	159	189
竣工分	202	242	245	230
除却分	▲ 4	▲ 4	▲ 5	▲ 4

【福島第一5・6・第二の会計上・料金上の扱い】

	企業会計上の扱い		料金原価上の扱い	
	福島第一 1～4号機	福島第一5・6号機 福島第二	福島第一 1～4号機	福島第一5・6号機 福島第二
既存設備等の減価償却費	廃止のため特別損失として計上	経常費用	特別損失で処理済みのため原価不算入	原価に算入
設備復旧に係る費用	特別損失に計上	特別損失に計上	特別損失で処理済みのため原価不算入	特別損失で処理済みのため原価不算入
運転維持費	経常費用	経常費用	原価に算入	原価に算入

事業報酬については、減価償却費と同様、本来は原価に算入すべきところ、福島第一・第二の今後10年間の扱いが未定であることに加え、これら設備の「利益」を原価算入しているとの誤解を招きかねないこと、今後の私どもの努力分として自主的に控除すべきと考えたことなどから、申請時から原価不算入とさせていただきます。

3. 原価算定の内訳（事業報酬）

- 「事業報酬」とは、多額の資産を有する電力会社がこれに伴う資本の調達・維持に要する資本コストに相当するもので、経済産業省令（一般電気事業供給約款料金算定規則）により、事業資産価値（レートベース）に一定の事業報酬率を乗じて算定されます。
- 今回、償却進行に伴う帳簿価額の減少および申請原価に対する修正指示の反映（▲130億円）等により、前回改定に比べ330億円程度削減しております。
- なお、審査要領を踏まえ、申請の段階から、長期計画停止火力（横須賀5～8号、鹿島3,4号等）は全額カット（レートベース：▲56億円、事業報酬：▲2億円）、また福島第一5,6号機および福島第二についても自主的にカット（レートベース：▲3,407億円、事業報酬：▲102億円）しております。
- 上記の事業報酬率は、修正指示にもとづき、電気事業の経営リスク指標（ β 値）を、震災発生日から申請日前日までの期間で算定のうえ、前回改定から0.1%低い2.9%としております。

※詳しくはP49・50をご参照下さい。

（単位：億円）

	レートベース (X)			事業報酬 (Y) = (X) × 報酬率※				
	前回	今回	差異	前回	今回	差異		
特定固定資産	82,155	69,804	▲12,351	2,465	2,024	▲440		
建設中の資産	3,086	4,751	1,664	93	138	45		
核燃料資産	9,214	7,108	▲2,106	276	206	▲70		
特定投資	504	2,254	1,750	15	65	50		
運転資本	営業費 1.5 か月分	4,957	5,503	546	149	160	11	
	貯蔵品	燃料貯蔵品 1.5 か月分	2,465	3,059	594	74	89	15
		一般貯蔵品 1.5 か月分	115	104	▲11	3	3	▲0
		計	2,580	3,163	583	77	92	14
	計	7,537	8,667	1,130	226	251	25	
繰延資産	0	0	0	0	0	0		
小計	102,496	92,583	▲9,913	3,075	2,685	▲390		
原変・別途	▲1,846	0	1,846	▲55	0	55		
合計	100,650	92,583	▲8,067	3,020	2,685	▲335		

※事業報酬率は、前回は3.0%、今回は2.9%を適用

【参考】設備投資額の推移

- 電源設備投資額は、需給逼迫に伴う緊急設置電源に係る投資や原子力発電所における防潮堤設置等の津波対策および耐震対策の影響等により、前回改定に比べて1,700億円程度増加しております。
 - 一方、流通設備投資額は、経年劣化による改良投資(鉄塔建替等)の増加はありますが、大型の拡充投資を減少させたことから、前回改定時と概ね同水準に留めております。
- ※なお、これら設備投資額についても、一部査定対象(認可申請時より▲47億円)となっており、これに伴い減価償却費や事業報酬等を減額しております。

【設備投資額の内訳】

(億円)

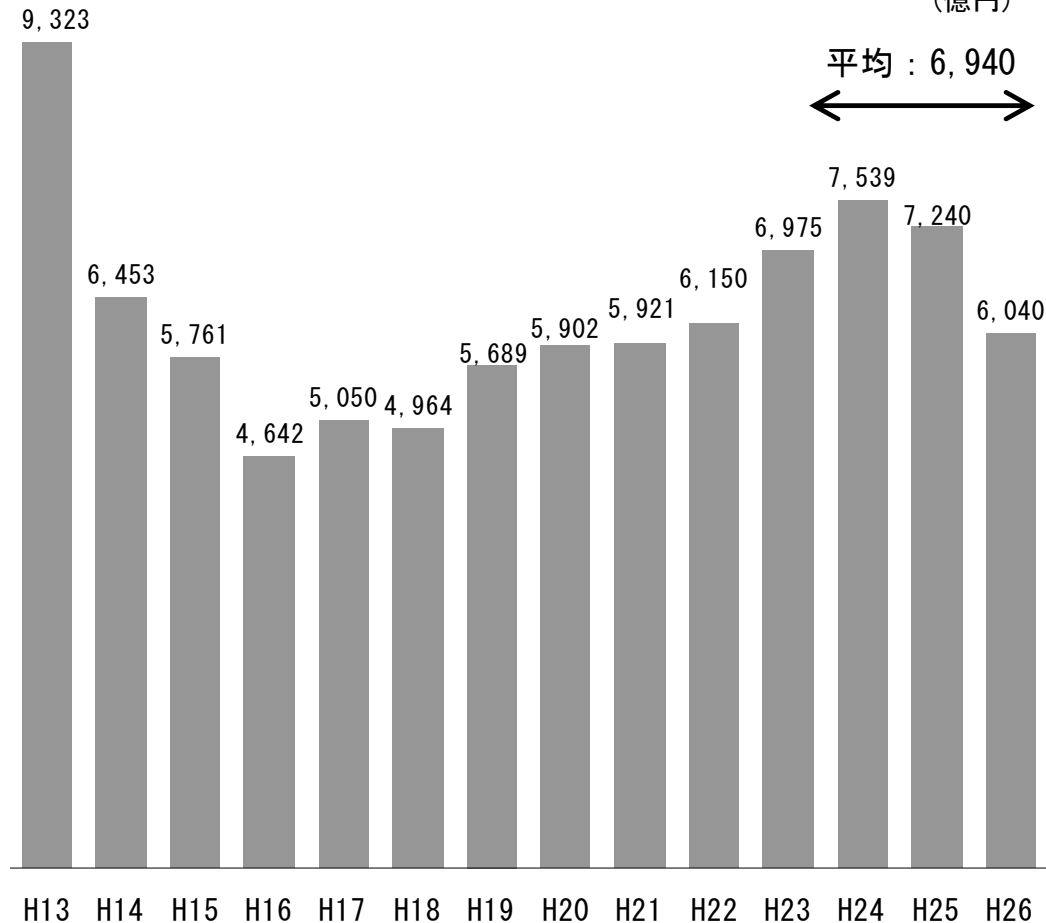
		前回	今回	差異
拡 充	水 力	27	68	41
	火 力	418	1,614	1,196
	原子力	300	74	▲ 226
	新工ネ	12	18	6
	送 電	1,013	628	▲ 385
	変 電	121	147	26
	配 電	686	523	▲ 163
	業 務	55	3	▲ 52
	計	2,632	3,075	443
改 良	水 力	88	153	65
	火 力	403	452	49
	原子力	478	1,050	572
	新工ネ	0	0	0
	送 電	406	664	258
	変 電	273	476	203
	配 電	642	696	54
	業 務	144	105	▲ 39
	計	2,434	3,595	1,161
電源計		1,726	3,428	1,702
流通計		3,340	3,242	▲ 98
原子燃料		960	269	▲ 691
総計		6,026	6,940	914

※業務は流通計に含みます。

※今回値はH24～H26平均値

【設備投資額の推移】

(億円)



3. 原価算定の内訳（公租公課）

- 公租公課は、各税法等（河川法・法人税法・地方税法等）にもとづき、投資額・販売電力量・原子力発電所稼働状況等の各計画諸元をもとに算定した結果、前回改定に比べて480億円程度減額しております（申請原価に対する修正指示（▲35億円）を反映後）。

※法人税等については、繰越欠損金による税額の減少（税制改正により、控除対象は平成24年度以降80%に留まり、残る20%は課税対象となります。）を反映しております。

（億円）

	前 回	今 回	差 異	備 考
水利使用料	41	40	▲0	
雑 税	101	82	▲19	
核燃料税	39	22	▲17	原子力利用率の低下による減
使用済核燃料税	6	6	0	
市町村民税・道府県民税	4	4	0	
事業所税	6	6	0	
不動産取得税	3	6	3	
都市計画税	21	18	▲3	
印紙税その他	22	20	▲2	
固定資産税	1,159	1,085	▲74	償却の進行等による減
電源開発促進税	1,159	1,091	▲68	需要減による減
事業税	655	659	4	
法人税等	379	56	▲322	
合 計	3,493	3,013	▲480	

3. 原価算定の内訳（その他経費・控除収益）

- 諸経費は、総合特別事業計画に掲げた合理化額の反映に加え、審査要領を踏まえた原価からのカット、および申請原価に対する修正指示の反映(▲182億円)を個別に実施しております。
- 一方で、原子力損害賠償に係る一般負担金や賠償対応費用、安定化維持費用により、トータルでは増加となっております。

		前回	今回	差異
そ の 他 経 費	廃棄物処理費	138	145	6
	消耗品費	191	201	10
	補償費	129	59	▲70
	賃借料	1,485	1,454	▲31
	託送料	200	200	0
	事業者間精算費	30	33	3
	委託費	1,767	2,282	516
	損害保険料	52	41	▲11
	原子力損害賠償支援機構一般負担金	—	567	567
	普及開発関係費	210	25	▲185
	養成費	60	32	▲28
	研究費	348	170	▲177
	諸費	321	229	▲92
	電気料貸倒損	25	24	▲1
	固定資産除却費	770	942	173
	共有設備費等分担額	26	32	6
	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)	▲4	▲7	▲4
	附帯事業営業費用分担関連費〃(貸方)	▲10	▲7	3
	電力費振替勘定(貸方)	▲8	▲1	6
株式交付費	0	8	8	
社債発行費	17	—	▲17	
小計	5,747	6,431	684	

※その他経費は原子力バックエンド費用、控除収益は地帯間・他社販売電力料を除きます。

		(億円)		
		前回	今回	差異
控 除 収 益	託送収益(接続除き)	▲29	▲30	▲1
	事業者間精算収益	▲5	▲3	2
	電気事業雑収益	▲500	▲517	▲18
	預金利息	▲0	—	0
	小計	▲534	▲551	▲17

合計(その他経費+控除収益)	5,214	5,880	667
----------------	-------	-------	-----

【主な差異要因】

- ◇一般負担金(+567)
※原子力損害賠償支援機構法第38条に基づき機構に納付
- ◇委託費(+516)
賠償対応費用：+216、安定化維持費用：+201
使用済燃料中間貯蔵：+93 等
- ◇固定資産除却費(+173)
緊急設置電源除却：+53
五井火力除却：+36 等
- ◇消耗品費(+10)
安定化維持費用：+55 等
- ◇株式交付費(+8)
支援機構による株式引受に係る費用：+8
- ◇廃棄物処理費(+6)
広野6号・常陸那珂2号増設による石炭灰運搬費用：+16 等

【参考】普及開発関係費・諸費・研究費 ①

- 諸経費のうち、審査要領にて原価算入の可否について記載のある項目の扱いは以下のとおりです。

【審査要領の記載内容】

(1) 普及開発関係費

- インターネットやパンフレット等を利用した電気料金メニューの周知、需要家にとって電気の安全に関わる周知、電気予報等需給逼迫時の需要抑制要請といった公益的な目的から行う情報提供については、原価に算入することを認める。
- オール電化関連の費用については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮すれば、原価への算入を認めない。
- PR館等の費用については、販売促進に係る応分の費用については、原価への算入を認めない。
- ただし、原価への算入を認めないとする費用であっても、合理的な理由がある場合には、算定の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。

(億円)

		前回	今回	差引	備考
普及開発関係費	①メディア等におけるイメージ広告や販売拡大目的の広告宣伝費	64	0	▲64	原価から全額カット (東京電力自然学校運営費、尾瀬広報業務委託、Switch!カード関連、電気の史料館等)
	②オール電化関連費用	29	0	▲29	原価から全額カット (エコキュート・エコアイス普及奨励金等)
	③PR館等の費用のうち単純な販売促進に係る部分	21	0	▲21	
	④インターネットやパンフレット等を利用した電気料金メニューの周知	6	3	▲3	
	⑤お客さまの電気安全に関わる周知	8	6	▲2	お客さま電気設備安全確保関連 等
	⑥でんき予報等需給逼迫時の需要抑制要請	0	0	0	
	⑦発電所立地に係る理解促進に資する情報提供	60	5	▲54	原子力情報誌の購入費用(お客さま配布用・公共施設配布用)、地域訪問用広報誌の作成費用 等
	⑧④～⑦以外の公益的な目的から行う情報提供	23	12	▲10	福島第一原子力発電所の作業状況報告・賠償関連等に係る広報関連費用 等
	⑨随意契約、子会社・関連会社取引に係る査定	-	▲1	▲1	
	合計(①～⑨)	210	25	▲185	修正指示反映後

【参考】普及開発関係費・諸費・研究費 ②

【審査要領の記載内容】

(2) 寄付金 (3) 団体費

- 電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮すれば、原価への算入を認めない。
- ただし、合理的な理由がある場合には、算定の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。

(4) 研究費

- 研究費における一括分担金のように、事業者間で販売電力収入等一定の比率により各社の負担額が定まるものについては、個別の研究内容を確認できず査定が行えない場合には、原価算入を認めない。

※その他電気の供給にとって優先度が低いものや、規制料金として回収することが社会通念上不適切なもの(交際費、政治献金、書画骨董等)については、原価算入を認めない。

(億円)

		前回	今回	差異	備考
諸費 (寄付金)		20	0	▲20	原価から全額カット
諸費 (諸会費)		13	0	▲13	原価から全額カット
諸費 (事業団体費)	電気事業連合会	21	0	▲21	原価から全額カット
	海外電力調査会	2	2	0	海外電気事業の調査研究等
	海外再処理委員会	3	2	▲1	使用済燃料輸送契約等の交渉・調整
	日本原子力技術協会	3	3	0	原子力の技術整備・安全確保
	電力系統利用協議会	2	2	0	ネットワーク利用公平性確保
	その他	3	0	▲3	原価から全額カット
	合計	33	9	▲24	
研究費 (電力中央研究所分担金)		99	71	▲28	研究内容を精査のうえ算入(修正指示反映後)

※前回改定(20億円)の寄付金の内訳は、自治体・地域社会の活動：10億円，学術・研究・教育：5億円，環境保全：2億円，芸術文化：1億円，国際交流・協力：1億円，災害援助他：1億円となっております。

【参考】安定化維持費用

- 福島第一原子力発電所1～4号機の作業員の放射線管理、線量低減対策に加え、敷地境界の放射線量低減を推進していくための費用の増加が避けられない見通しです（申請原価に対する修正指示（▲15億円）を反映後）。
- これらの対策を着実に実施することで、放射性物質の抑制・管理、原子炉プールの冷却機能等の維持に努めていきたいと考えております。

【安定化維持費用の内訳】

		(億円)
		H24～26 平均
委託費		201
	放射線管理業務委託費	106
	滞留水処理装置の運転委託費	57
	上記以外の委託費	38
修繕費		215
	滞留水処理装置の点検・保守費用	166
	上記以外の修繕費	49
消耗品費等：保護衣・防護具等の購入費用等		56
合計		472

※特別損失に計上される費用については、料金原価に算入しておりません。

【放射線管理業務の内訳】

- 構内放射性物質濃度・放射線量測定業務
- 個人線量管理業務
- 水質管理・気体管理等環境管理業務
- 放射性廃棄物・産業廃棄物管理業務
- 放射性保護衣・防護具管理業務
- 放射線計測器管理・点検・修理・貸出業務
- 出入管理・搬出入管理業務
- 環境影響評価業務 等

【滞留水処理業務の内訳】

- 浄化装置運転業務
- セシウム吸着設備保守・管理業務
- 廃スラッジ貯蔵施設保守・管理業務
- 淡水化装置保守・管理業務 等

【参考】賠償対応費用

- 原子力事業者として、原子力損害の被害者の方々の目線に立った「親身・親切」な賠償を実現することが不可欠であり、その対応に伴う影響として、委託費を中心に260億円程度の高増が避けられない見通しです(申請原価に対する修正指示(▲36億円)を反映後)。
 - 主な内訳は、補償運営センターやコールセンターにおける受付業務委託費用、および業務運営に係る専門家等のコンサルティング費用などです。
- ※被害者の方々にお支払いする賠償額自体については料金原価に算入しておりません。

<費用の見通し>

(億円)

	H24	H25	H26	H24-26 平均
委託費 ※	357	194	98	216
賃借料	22	15	14	17
通信運搬費	16	11	5	11
その他	22	16	10	16
合計	416	236	126	259

※受付業務関連 … 121億円程度(H24-26平均)
 コンサルティング関連 … 87億円程度(H24-26平均)

<賠償対応業務体制>

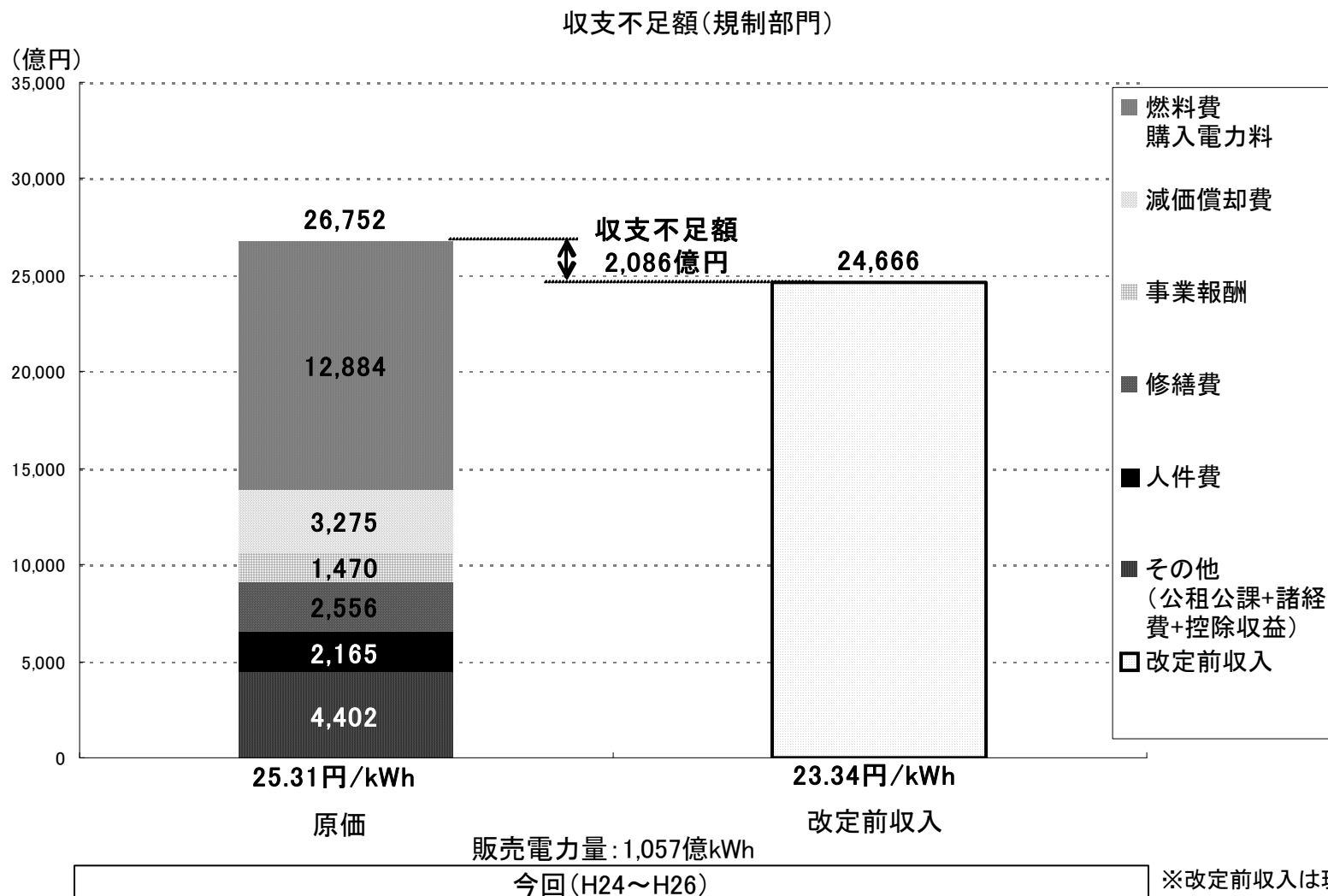
①本部 (全体の 支援・ 管理)	②補償相談センター(コールセンター) 拠点：東京	(電話での受付・ご説明)
	③補償運営センター 拠点：東京	(請求書等の発送・受領 確認・支払手続き)
	④補償相談センター 拠点：東北から静岡(14箇所)	(説明会・相談窓口 個別訪問 請求書等の配布・受付)

<福島原子力補償相談室の要員数(4月20日現在)>

	要員数(カッコ内は社員数(再掲))	
①本部	約 200人	(約 200人)
②補償相談センター(コールセンター)	約 3,700人	(約 100人)
③補償運営センター	約 7,400人	(約 1,500人)
④補償相談センター(拠点)	約 1,900人	(約 1,800人)
合計	約 13,100人	(約 3,600人)

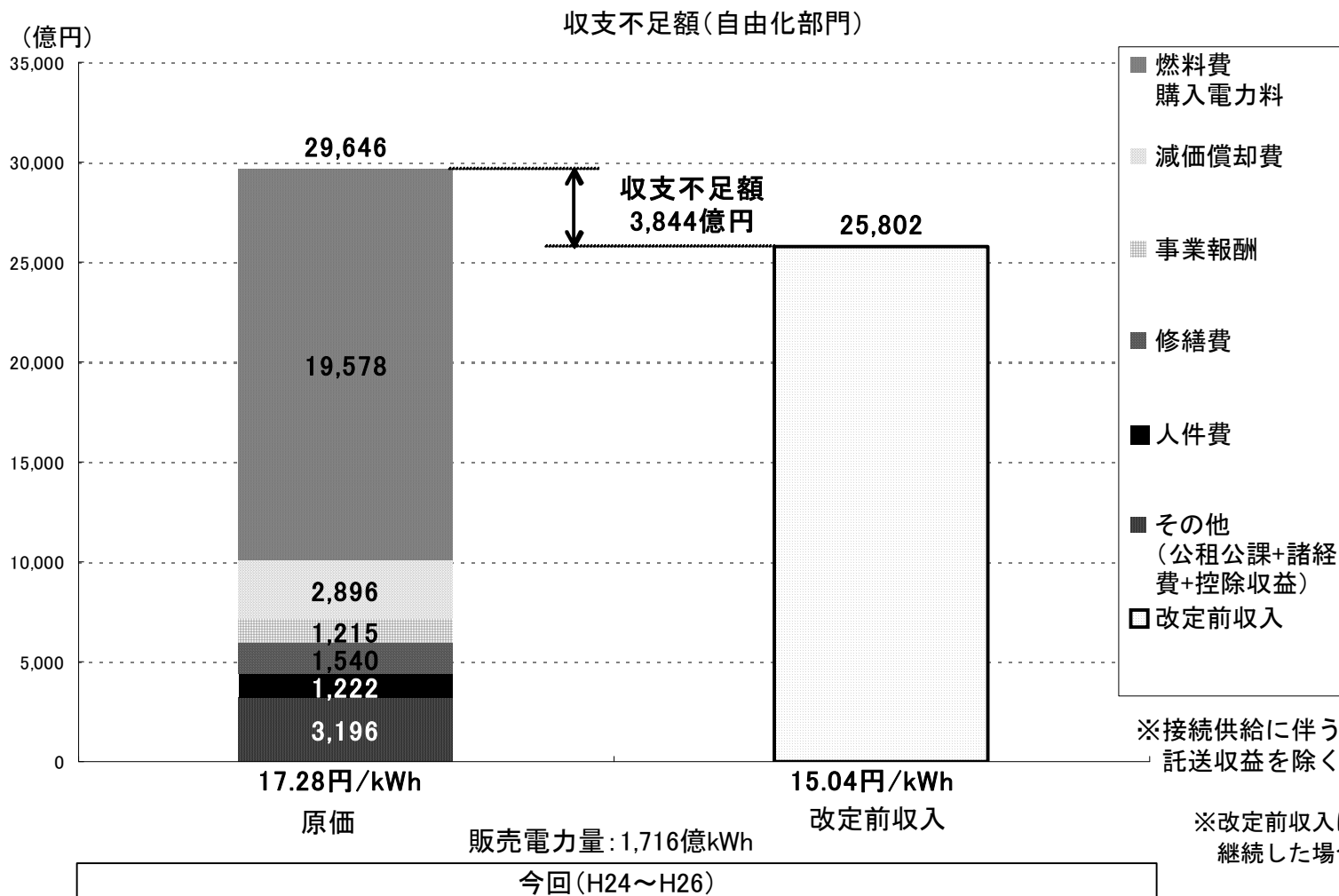
4. 規制・自由別比較（規制部門の原価・収入）

- 原価算定期間に見込まれる規制部門の原価額を算定した結果、現行料金を継続した場合には、年平均2,086億円不足となります。この結果、お客さまには誠にご迷惑をおかけいたしますが、規制部門平均で1.97円/kWh(税抜き)の値上げをお願いさせていただきます。

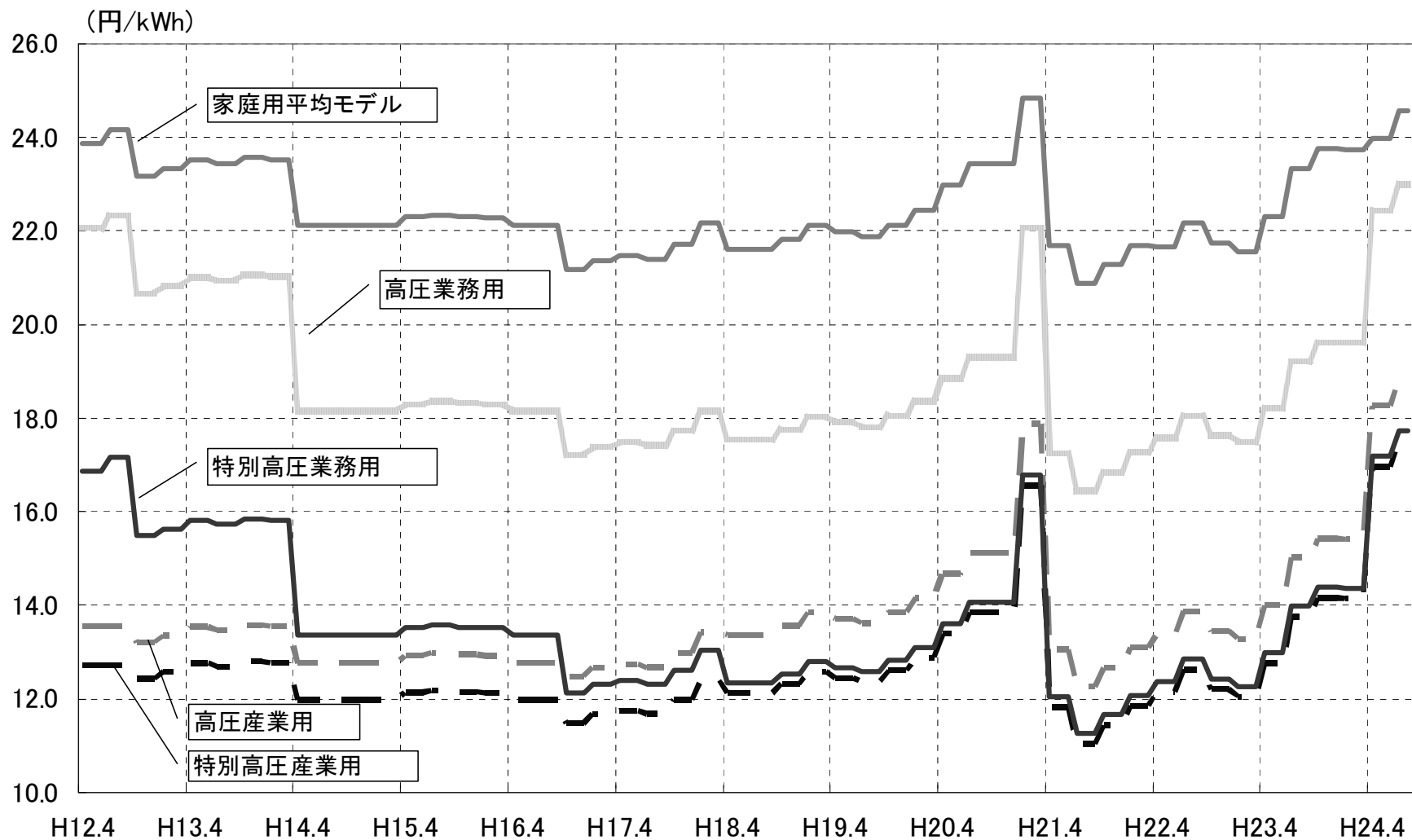


4. 規制・自由別比較（自由化部門の原価・収入）

- 原価算定期間に見込まれる自由化部門の原価額を算定した結果、現行料金を継続した場合には、年平均3,844億円不足となります。この結果、お客さまには誠にご迷惑をおかけいたしますが、自由化部門平均で2.24円/kWh(税抜き)の値上げをお願いさせていただきます。



4. 規制・自由別比較（モデル料金の推移）



※消費税等相当額を含みます。

※太陽光発電促進付加金および再生可能エネルギー発電促進賦課金は含みません。

【参考】ご家庭の平均モデルにおける料金の推移

- 今回の規制部門の料金改定では、ご家庭の平均モデルの電気料金は5.1%の値上がりとなり、月額7,332円(値上げ幅は359円)となる見込みです。誠にご迷惑をおかけいたしますが、何卒ご理解を賜りたいと存じます。
- なお、月間10kWh程度の節電を実施していただいた場合、月額料金は7,079円程度と試算されます。

(円/月, 円/\$, \$/b)

	H12改定	H14改定	H16改定	H18改定	H20改定	今回	【参考】 10kWh/月の 節電を する場合
旧料金	7,048	6,764	6,479	6,532	6,797	6,973	
新料金	6,721	6,418	6,142	6,269	6,797	7,332	7,079
改定率	▲ 4.6%	▲ 5.1%	▲ 5.2%	▲ 4.0%	0.0%	5.1%	—
為替 レート	107	122	109	117	107	78.5	78.5
原油CIF 価格	26.6	22.5	34.8	57.3	93.1	117.1	117.1

※契約種別：従量電灯B、契約電流：30A、使用電力量：290kWh/月の場合

※消費税等相当額および口座振替割引額を含みます。

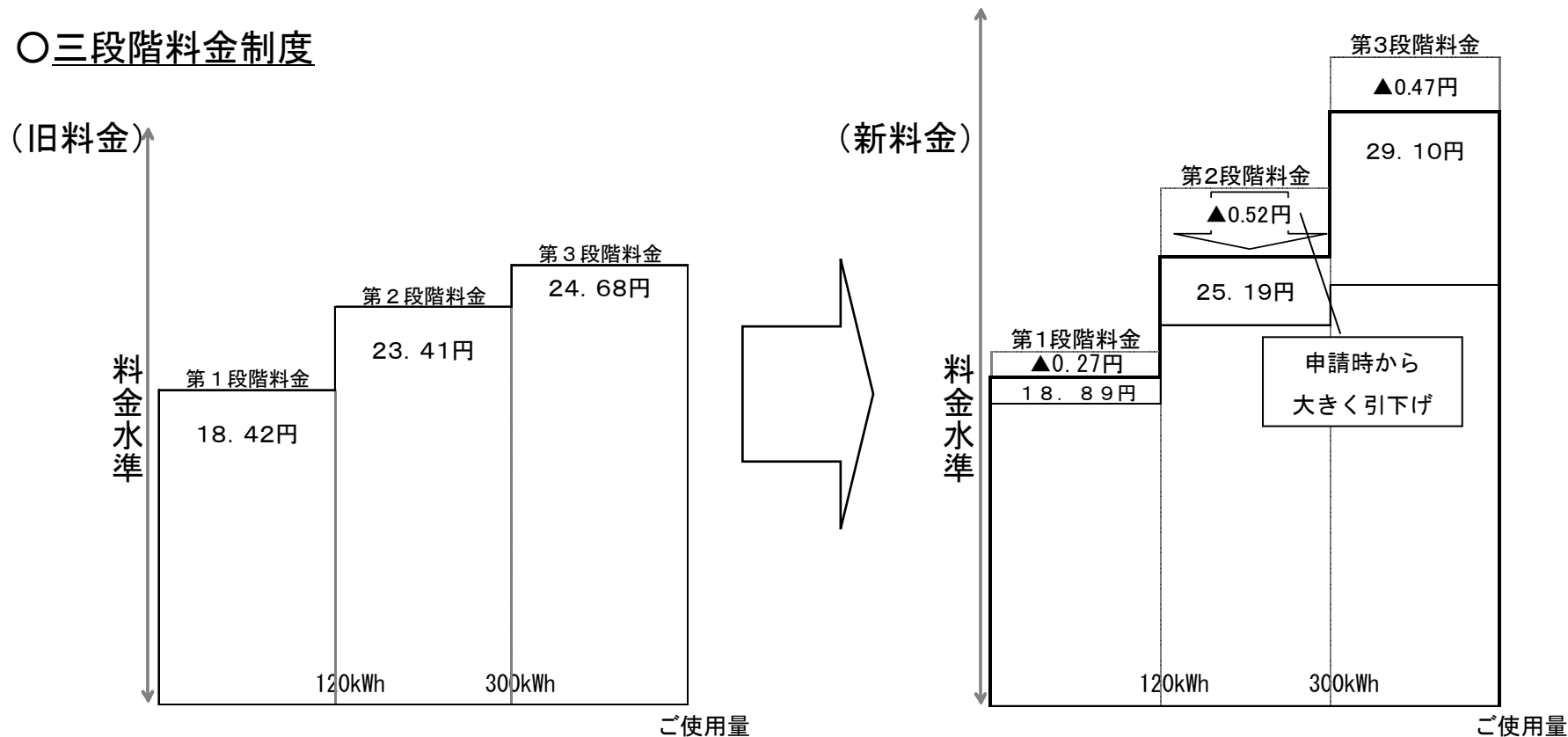
※旧料金は、改定前料金で旧約款ベースの燃料費調整額を含めたものです(今回の旧料金には、H24年6月分の燃料費調整額を含みます)。

※旧料金、新料金ともに、太陽光発電促進付加金を含みます。なお、実際にお客さまにお支払いいただく料金には、上記に加え、再生可能エネルギー発電促進賦課金(0.22円/kWh)および新料金による燃料費調整額が加算されます。

5. 今回の改定におけるご家庭向け料金の考え方

- 一般のご家庭向け電気料金については、現在、ご使用量の増加に伴い料金単価が上昇するいわゆる3段階料金制を採用させていただいており、ご家庭に必要な不可欠な電気のご使用量に相当する料金(第1段階)を相対的に低水準に留めております。
- 今回の値上げに当たっては、第1段階の値上げ幅を軽微に留めることで、照明や冷蔵庫など生活に必要な不可欠な電気のご使用への影響を軽減することとしましたが、加えて、経済産業省の査定方針に基づき、平均的なご使用量に応じた第2段階料金について、申請時からの引下げ幅を大きくすることで、より多くのお客さまのご負担軽減に繋がるよう見直いたしました。

○三段階料金制度



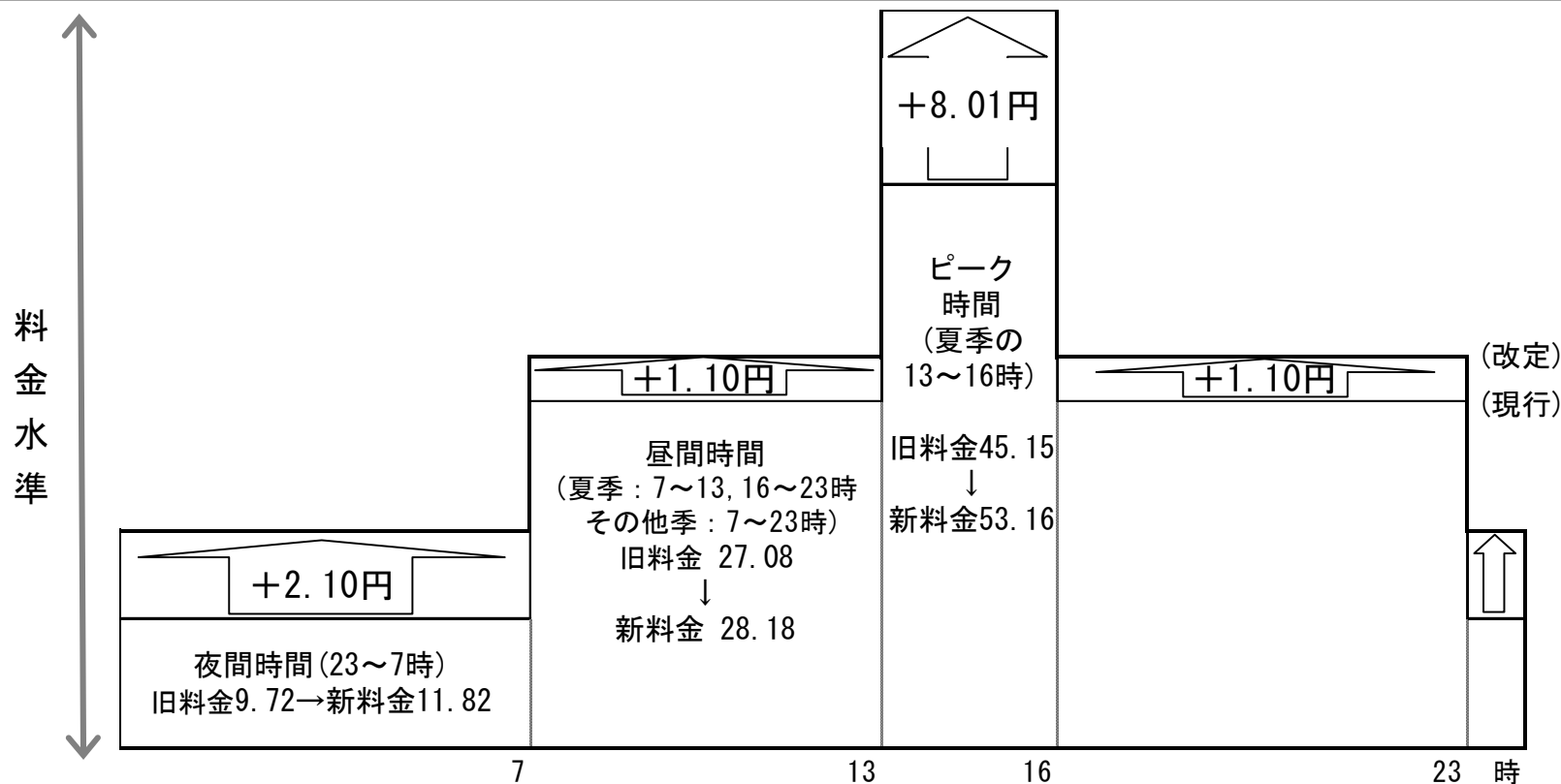
※旧料金は燃料費調整額(0.55円)を含みます。

※消費税等相当額を含みます。

※今回、基本料金は変更いたしません。

6. 新たな料金メニュー（ピークシフトプラン）

- ピーク時間（夏季の13時～16時）に割高な料金を設定し、ピーク時の節電インセンティブとさせていただくとともに、あわせて、夜間時間の料金を安く設定し、電気のご使用をピーク時間から昼間時間・夜間時間に、または昼間時間から夜間時間に移行していただくことにより、電気料金の低減が可能となる料金メニューとして、ピーク抑制型季節別時間帯別電灯（ピークシフトプラン）を6月1日より設定しております。
- 今回の見直しにおいては、ピーク時の節電インセンティブを維持しつつ、より多くのお客さまにご加入いただきやすくなるよう、昼間時間料金の値上げ幅を相対的に軽微に留めました。



※旧料金は燃料費調整額(0.55円)を含みます。

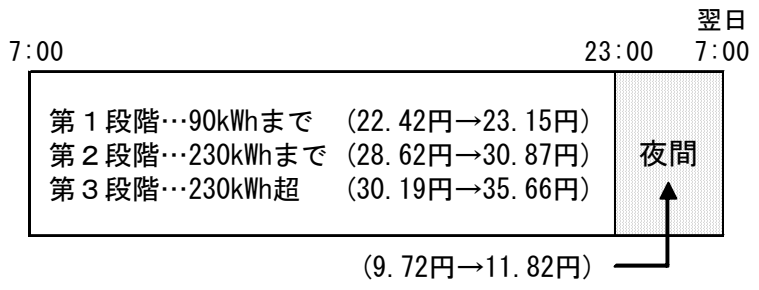
※消費税等相当額を含みます。

7. 主なご家庭など向けの選択約款（既存の料金メニュー）

● 今回の値上げに当たっても、昼夜間の料金格差を維持・継続することで、引き続きピーク需要を抑制していただくなど、節電にご協力いただける方々にメリットのあるメニューをご提供させていただきます。

※その他、お支払い方式による割引メニュー（口座振替割引、一括前払契約）などの料金メニューを提供させていただきます。

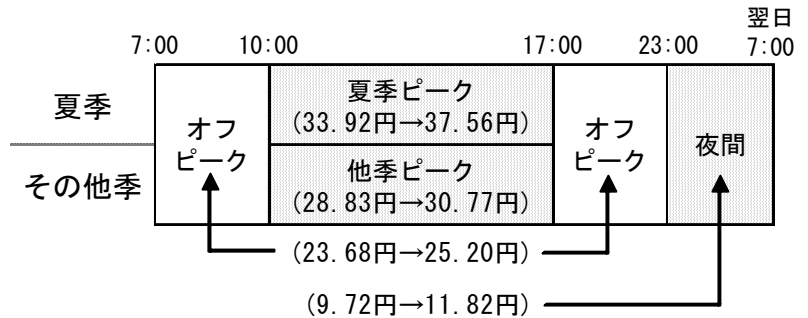
○おトクなナイト8（時間帯別電灯[夜間8時間型]） （夜間の料金を安くさせていただくメニュー）



※メニューのご利用にあたっては、エコキュート、電気温水器などの夜間蓄熱式機器の設置は不要です。

○電化上手（季節別時間帯別電灯）

（夜間の料金を安くさせていただき、同時にピーク需要の抑制をお願いするメニュー）



※メニューのご利用にあたっては、エコキュート、電気温水器などの夜間蓄熱式機器の設置が必要です。(P37参照)

○おまとめプラン（低圧高負荷契約）（中小企業のお客さま向け）

電灯・動力設備をあわせて（合計15kW以上*）
ご使用いただくお客さまで、年間を通じて負荷率を向上していただくことにより、電気料金が割安になるメニュー。
*お客さまの選択肢を拡大するため、適用範囲を現行の30kW以上から引き下げます。

夏季	夏季料金 (15.60円→17.90円)
その他季	その他季料金 (14.39円→16.28円)

※旧料金は燃料費調整額(0.55円)を含みます。
※消費税等相当額を含みます。
※今回、基本料金は変更いたしません。

(注)夏季は7月1日～9月30日、その他季は10月1日～6月30日

7. 主なご家庭など向けの選択約款（その他の見直し）

<おトクなナイト10（時間帯別電灯〔夜間10時間型〕）>

- 新たに選択約款メニューとしてピークシフトプランを設定したことを踏まえ、メニュー全体としての制度を簡明化する観点から、料金改定実施日に合わせて新規加入を停止する予定としておりました。
- しかしながら、経済産業省の査定方針を踏まえ、お客さまの多様な選択肢を確保できるよう、引き続き新規加入をお受けすることといたしました。

<第2深夜電力（5時間通電機器割引）、電化厨房住宅契約>

- 機器の普及実態等を踏まえ、料金改定実施日に合わせて新規加入を停止する予定としておりました。
- しかしながら、お客さま等への十分な周知期間を設ける観点から、平成25年3月31日をもって新規加入を停止することといたしました。なお、既にご加入済みのお客さまにつきましては、経過措置として引き続きご利用いただけます。

<電化上手（季節別時間帯別電灯）>

- 夜間蓄熱式機器保有要件とオール電化割引については、経済産業省の査定方針を踏まえ、今後スマートメーターの本格導入に伴い新たな料金メニューをきめ細かく設定していく中で、より広くピークシフトが可能となるよう、メニューのラインアップ全体として検討してまいります。

8. お客さまへのお知らせ・ご説明(規制部門)

▶ 継続して実施する内容

様々なご説明ツールを活用した丁寧な情報提供	<ul style="list-style-type: none"> ・ 検針に合わせて配布するチラシにより、広くお客さまへお知らせ ・ 当社ホームページを通じてより詳細でタイムリーな情報をご提供
各種団体さまへのご説明	<ul style="list-style-type: none"> ・ 5月11日以降、申請内容等についてご説明訪問をさせていただいた各種団体さまなど約9,000箇所(窓口数)へ個別にご説明
お会いする機会等を通じた丁寧なご説明	<ul style="list-style-type: none"> ・ お電話をいただいたお客さまや、出向作業時においてお会いするお客さまに対し、丁寧なご説明を実施

▶ 新たに実施する内容

お問い合わせの体制強化	<ul style="list-style-type: none"> ・ 「電気料金お問い合わせダイヤル」を新規に開設し、お客さまからのお問い合わせに対応する体制を強化
メニューのご提案	<ul style="list-style-type: none"> ・ 料金メニューのお問い合わせに対して、お客さまのご使用状況にもとづく最適メニューのご提案を行うとともに、試算表をご送付
ホームページの充実	<ul style="list-style-type: none"> ・ 料金シミュレーションに従量電灯等と低圧電力の合計料金とおまとめプランとの比較ができる機能を7月末に追加 ・ 今後、料金の試算による最適な料金メニューをご紹介するコンテンツを掲載
ピークシフトプラン おまとめプランの 個別のご案内	<ul style="list-style-type: none"> ・ 9月3日から(1ヶ月)の検針に合わせて、ピークシフトプランやおまとめプランでメリットが生じる可能性が高いお客さまへ試算をおすすめするご案内を配布(ご契約50A以上でご使用量が月平均600kWh以上のお客さま)

【参考】お客さまへのピークシフトプランのご案内

● お客さまへのご案内

おすすめのお客さま

- ✓ 夏（7～9月）の電気使用のピーク時（13～16時）のご使用量を節電やその他の時間帯へのシフトなどの工夫で減らしていただけるお客さま
- ✓ ご契約が50A以上でご使用量が600kWh/月以上のお客さま

お客さまへのお知らせ方法

- ✓ 業界団体や商店会等のお客さまへの訪問活動を通じ、リーフレット等を活用しご提案
- ✓ テレビ出演等の機会を捉え、メニューの特徴や料金試算をご案内
- ✓ 検針時を活用し、メリットがでる可能性があるお客さまへお知らせを配布
 - ・ ご契約が50A以上でご使用量が600kWh/月以上のお客さま
- ✓ 「電気料金お問い合わせダイヤル」へのお客さまからのお問い合わせ時に、料金試算を実施

● ご案内の流れ（イメージ）

認知していただく

- 業界団体などへの訪問活動を通じたメニュー紹介
- マス媒体や業界誌等でのPR
- 検針時を活用したお知らせ

ご理解いただく

- リーフレットの内容をご確認いただく
- カスタマーセンターへのお問い合わせ
- ホームページ確認

ご検討いただく

- 電気料金お問い合わせダイヤル等での料金試算

【参考】電気料金の節約につながる情報発信

- 値上げによる家計のご負担を少しでも減らせる節電&節約手法をご紹介します。

■当社ホームページにおいて「節電&節約ナビ」を掲載

○節約目標額に応じた節電手法が一目でわかります。

【節電&節約パック】

- ・ 値上げ額に相当する節電手法が簡単に分かるパッケージをご紹介します。

【詳しいナビゲーション】

- ・ 各機器毎の様々な節電&節約手法をお客さまの生活スタイルにあわせてチェックすることで、節電効果（節約金額）を概算でご覧いただくことができます。

○家電を買い換えた場合の効果のご紹介

【簡単篇】

- ・ ご家庭において消費電力の多い、エアコン、冷蔵庫、照明、テレビの買換効果の一例を掲載いたします。

【詳細カスタマイズ篇（社外サイトを活用）】

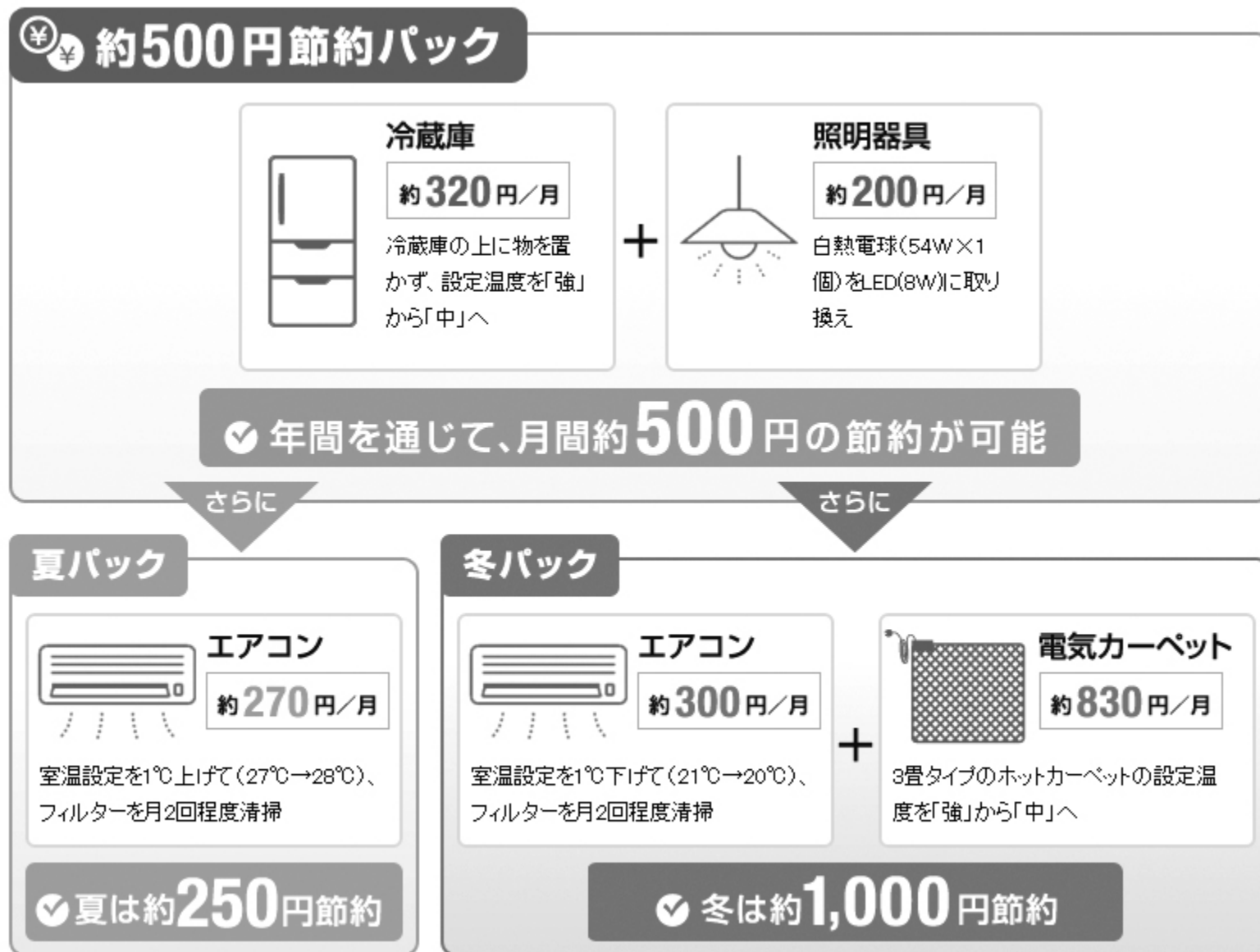
- ・ 機器買換による節約効果をメーカー、機種毎に比較できる環境省の「しんきゅうさん」サイトへのリンクを実施（環境省ご了解済み）いたします。

■社外メディアとの連携

○当社ホームページ以外にも、社外メディアのご協力を仰ぎながら、一人でも多くのお客さまに情報をお伝えしてまいります。

【参考】「節電&節約ナビ」のイメージ

■【節電&節約パック】のイメージ（節約金額は、本資料の電気料金での試算）



8. お客様へのお知らせ方法・ご説明（自由化部門）

- 認可日以降、自由化部門の全てのお客様に、訪問・書面の郵送・電話等により、今回の見直し内容についてお知らせし、見直し後の料金への変更についてご意向を確認させていただきます。

※ 見直し後の料金へご変更いただいてもご契約期間の変更はございません。

※ 4月からの値上げ以前の料金でご契約いただいておりますが、ご契約期間満了が9月以降のお客様につきましては、引き続き、ご契約期間満了まで現在のご契約を継続させていただきます。

特別高圧、高圧（契約電力500kW以上）のお客様

- 弊社担当者をご訪問させていただき、個別にお知らせしたうえで、ご契約締結のご意向をお伺いさせていただきます。

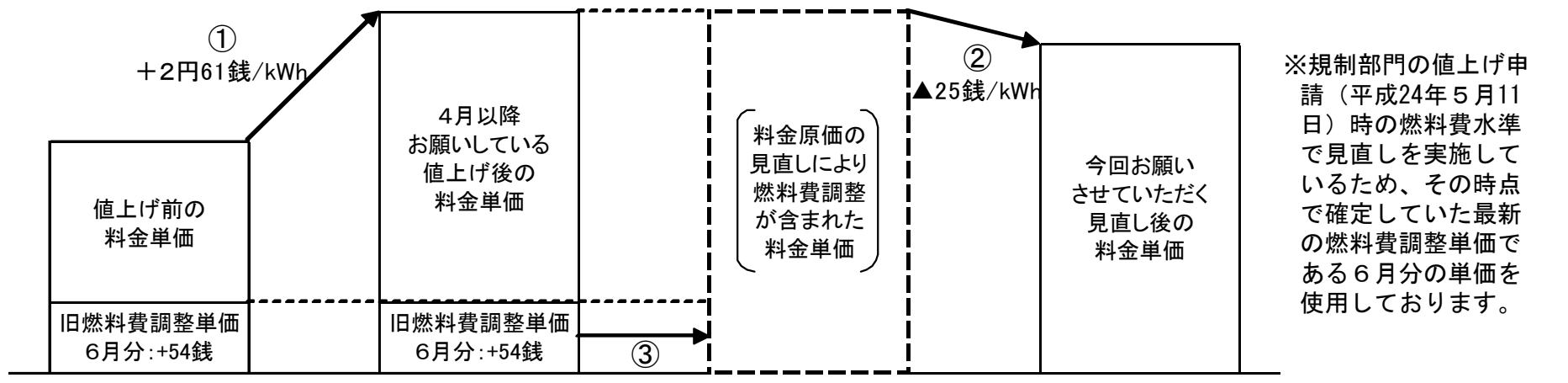
高圧（契約電力500kW未満）のお客様

- 準備が整い次第（8月中旬目途）、順次、今回の見直しの概要およびご契約のお願いについて、書面にて、毎月の電気料金等請求書のご郵送先へお送りさせていただきます。あわせて、弊社よりお電話等でご契約締結のご意向をお伺いさせていただきます。
- ご意向を確認させていただくまでの間におきましても、4月からの値上げ料金をお支払いいただいているお客様に今回の見直し内容をすみやかに反映させていただくため、平成24年9月1日から見直し後の料金にてご請求させていただきます。
- お客様のご意向を確認させていただいた結果、4月からの値上げ料金の継続をご希望の際は、その料金により改めて電気料金をご請求させていただきます。

【参考】自由化部門の電気料金の見直しについて

●自由化部門につきましては、本年4月より、順次、電気料金の値上げ（高圧のお客さま+2.61円/kWh（下図①）、特別高圧のお客さま+2.58円/kWh）をお願いしておりますが、このたび規制部門で認可をいただいた料金原価を反映し、見直しを行った結果、4月よりお願いしている値上げ後の単価（6月分燃料費調整単価※を含む（下図③））から、25銭（下図②）を差し引いた単価を見直し後の電力量料金単価とさせていただきます。

【高圧のお客さまの場合】



【差額相当分の割引について】

平成24年8月31日以前より4月からの値上げ料金でご契約いただいているお客さまにつきましては、今回の見直しによる差額相当分（▲25銭/kWh）に加え、早期にご契約いただいていることを踏まえた割引単価により、平成24年10月分の電気料金にて割引額としてお返しいたします。

$$\boxed{\text{差額相当割引額(円)}} = \boxed{\text{平成24年8月31日までの値上げ後の料金単価適用分のご使用電力量(kWh)}} \times \boxed{\text{割引単価 26銭/kWh}}$$

※割引額は別途ハガキにてお知らせいたします。

以下、補足資料

【補足】 随意契約から競争入札への拡大方針

- 今回、随意契約を行う取引に係る費用については、原則10%コスト削減未達分を一律カットとの方針にもとづく修正指示をいただいたところですが、当社随意契約の9割は、「①既設設備の修理・改造」「②不具合改修等の緊急対応」「③対応可能な取引先が1社」の場合です。
- 他社においては中長期の取り組みにより競争拡大しておりますが、総合特別事業計画に記載のとおり、仕様の汎用化やメーカー技術に対応できる新規取引先の育成等、技術的な課題に取り組み、随意契約3年3割削減を必ず実現してまいります。
- その際、原子力損害賠償支援機構等によるモニタリングなど、外部からの視点のもとで、取引を厳格にチェックする仕組みを強化するとともに、取引の透明性に資する、随意契約事由の妥当性の検証(競争分野の拡大)や情報公開の拡大について鋭意検討を進めてまいります。
- さらに、競争入札比率を「5年間で6割以上」とする目標についても、更なる前倒しに向け取り組んでまいります。

随意契約となるケース	理由（詳細）	競争入札の拡大に向けて
①既設設備の修理・改造 (55.6%)	<ul style="list-style-type: none"> ●修理・改造事業者や改修部品を変更した場合に、既存の設備との互換性が損なわれる ●かつ、施工・点検ノウハウならびに工事力を有する代替的なエンジニアリング事業者がない 	<ul style="list-style-type: none"> ●主要設備との整合性を損なわない範囲で、周辺設備の仕様の汎用化などを図り、競争発注 ●施工・点検ノウハウや工事力の観点から、現行エンジニアリング事業者に代替する取引先を開拓・育成し、競争発注
②不具合改修などの緊急対応 (28.0%)	<ul style="list-style-type: none"> ●予見することのできない不具合の改修に対応するため、入札手続きを実施すると、求められる改修期間内に必要な対策を実施できない ●かつ、24時間体制により緊急対応できるサプライヤーがない 	<ul style="list-style-type: none"> ●緊急対応にならないように、設備診断技術を向上し、入札手続きの期間を確保して、競争発注 ●24時間体制による緊急対応が可能な新規取引先を開拓・育成し、競争発注
③対応可能な取引先が1社 (7.3%)	<ul style="list-style-type: none"> ●特許権等の排他的権利の保護の必要性や技術的な理由、あるいは代替しうる取引先の撤退などにより、対応可能な取引先が1社 	<ul style="list-style-type: none"> ●仕様の簡素化・汎用化や、国内外における新規取引先を開拓・育成することで、対応取引先数を拡大し、競争発注

※（ ）内数値は、全体の随意契約に占める割合

【補足】有識者会議で議論された主な項目の結果

(億円)

	前回 (H20改定) a	H24	H25	H26	H24-H26 合計	H24-H26 平均 b	対前回 b-a	備考
人件費 〔基準賃金 + 賞与〕	2,640 (100.0)	1,935 (73.3)	2,021 (76.6)	1,987 (75.3)	5,943	1,981 (75.0)	▲659	<有識者会議で紹介されたメルクマール(比較基準)事例> ・全産業平均(1000人以上) : 551万円/年 ・ガス・鉄道・水道・通信・航空平均(1000人以上) : 625万円/年 ※賃金構造基本統計調査 →(当社前回) 707万円/年 (=2,640億円/37,317人) →(当社今回) 548万円/年 (=1,981億円/36,146人)
修繕費	4,354 (100.0)	3,864 (88.7)	4,211 (96.7)	4,212 (96.7)	12,286	4,095 (94.1)	▲259	<有識者会議で紹介されたメルクマール(比較基準)事例> ・修繕費率(=修繕費/帳簿原価) …直近5ヶ年の場合(H18~22年度) : 1.44% →(当社前回) 1.53% (=4,354億円/284,739億円) →(当社今回) 1.36% (=4,095億円/301,204億円) ※301,204億円×1.44%=4,337億円
普及開発関係費	210 (100.0)	25 (12.1)	25 (12.0)	24 (11.6)	75	25 (11.9)	▲185	・福島第一原子力発電所の作業状況報告・賠償関連等に係る 広報関連費用(8) ・お客さまの電気安全に関わる周知に係る費用(6) ・発電所立地に係る理解促進に資する情報提供費用(5) ・契約の案内、電気料金メニューの紹介等に係る費用(3) ・その他(公益的目的活動)(4) ・随意契約・関係会社取引に係る査定(▲1) ※オール電化推進活動費用、企業イメージ向上に資する広告 宣伝活動費用等は原価からカットしております(3)
諸費 <寄付金>	20 (100.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0	0 (0.0)	▲20	・全額原価からカットしております
諸費 <事業団体費> <諸会費>	47 (100.0)	9 (19.6)	9 (19.6)	9 (19.6)	28	9 (19.6)	▲38	・日本原子力技術協会(3)、海外電力調査会(2)、 海外再処理委員会(2)、電力系統利用協議会(2)の4件名 を原価に織込 ※電気事業連合会への拠出金(18)等を原価からカットして おります
研究費 <電中研分担金>	99 (100.0)	63 (64.2)	74 (75.2)	76 (76.8)	213	71 (72.1)	▲28	・研究内容を精査のうえ算入しております

※上記表の下端()は、H20改定を100とした場合の比率

【補足】燃料費調整の前提諸元 ①

- 燃料費調整の前提諸元についても発電構成や燃料価格の変更に合わせ見直しを実施しております。
- 火力発電比率の上昇に伴い、基準単価(kWhあたり原油換算消費数量)は16%程度拡大することから、燃料価格の変動に伴う燃料費調整の感応度は、現行に比べ相対的に大きくなります。

		前回	今回	差引	
基準燃料価格		円/kl	42,700	44,200	+1,500
換算 係数	α	-	0.2782	0.1970	▲0.0812
	β	-	0.3996	0.4435	+0.0439
	γ	-	0.2239	0.2512	+0.0273
基準単価(税抜・平均)		円/kWh	0.177	0.206	+0.029

※基準単価は実際には電圧により異なります。(今回(税込) → 低圧:0.222円 高圧:0.214円 特高:0.211円)

①基準燃料価格 (44,200円/kl)

- ・ 基準燃料価格とは、料金設定の前提である原油・LNG・石炭の燃料価格の加重平均値で、燃料費調整における価格変動の基準値(今回は本年1～3月の貿易統計実績値)となるものです。
- ・ 具体的には、当社火力における各燃料の熱量構成比に原油換算比を加味した係数(α , β , γ)を算定し、これを各燃料価格に乗じて加重平均して算出します。

$$\begin{array}{l}
 \text{〔算定式〕} \quad 57,802\text{円/kl} \times 0.1970 + 67,548\text{円/t} \times 0.4435 + 11,452\text{円/t} \times 0.2512 = 44,200\text{円/kl} \\
 \text{原油価格} \quad \alpha \quad \text{LNG価格} \quad \beta \quad \text{石炭価格} \quad \gamma \quad \text{基準燃料価格}
 \end{array}$$

②基準単価 (0.206円/kWh)

- ・ 基準単価とは、原油換算価格1,000円/klの燃料価格変動があった場合に発生する電力量1kWhあたりの変動額です。
- ・ 具体的にはまず、火力発電の燃料消費数量(原油換算kl)に、1,000円/klを乗じることにより、原油換算価格1,000円/kl上昇の影響額を算定します。
- ・ これを総販売電力量(kWh)で除することにより、1,000円/klの変動に伴う1kWhあたりの燃料価格変動分の調整額を算定します。この値が基準単価となります。

$$\begin{array}{l}
 \text{〔算定式〕} \quad 57,066\text{千kl} \times 1,000\text{円/kl} \div 2,773\text{億kWh} = 0.206\text{円/kWh} \\
 \text{燃料消費数量(原油換算)} \quad \text{総販売電力量} \quad \text{基準単価}
 \end{array}$$

【補足】燃料費調整の前提諸元 ②

③平均燃料価格

- ・平均燃料価格とは、毎月の原油・LNG・石炭の貿易統計価格の加重平均値(上述の α ・ β ・ γ で加重)です。したがって毎月変動いたします。
- ・具体的には、原油・LNG・石炭の実績貿易統計価格(3～5ヶ月前の平均)に α ・ β ・ γ をそれぞれ乗じて合計し算定します。
- ・至近3ヶ月の平均燃料価格と基準燃料価格との差分が毎月の燃料価格変動幅であり、これに基準単価を乗じることにより、1kWhあたりの燃料価格変動分の調整額が算定されます。

④毎月の燃料費調整

- ・毎月変動する平均燃料価格と基準燃料価格との差に基準単価を乗じて燃料費調整単価を算出します。

$$\begin{array}{c}
 \text{〔算定式〕} \\
 \left(\begin{array}{c} \text{XX,XXX円/kI} \\ \text{毎月の平均燃料価格} \end{array} - \begin{array}{c} 44,200円/kI \\ \text{基準燃料価格} \end{array} \right) \div 1,000円/kI \times \begin{array}{c} 0.206円/kWh \\ \text{基準単価} \end{array} = \text{毎月の燃料費調整単価}
 \end{array}$$

- ・この燃料費調整単価にお客さまのご使用量を乗じていただいた金額が毎月の燃料費調整額となります。

(注) 換算係数(α , β , γ)の算定方法

	熱量構成比 ①	原油換算係数※ ②	換算係数 ③=①×②
原油	0.1970	1.0000	0.1970
LNG	0.6340	0.6996	0.4435
石炭	0.1690	1.4864	0.2512
合計	1.0000	—	—

※原油換算係数 LNG : 1l当たりの原油発熱量 ÷ 1kg当たりのLNG発熱量
 石炭 : 1l当たりの原油発熱量 ÷ 1kg当たりの石炭発熱量

… α
 … β
 … γ

・燃料費の申請原価に対する修正指示反映に伴い、燃料費調整の諸元も置き換えが発生。

(参考) 申請時の諸元

α : 0.1989

β : 0.4425

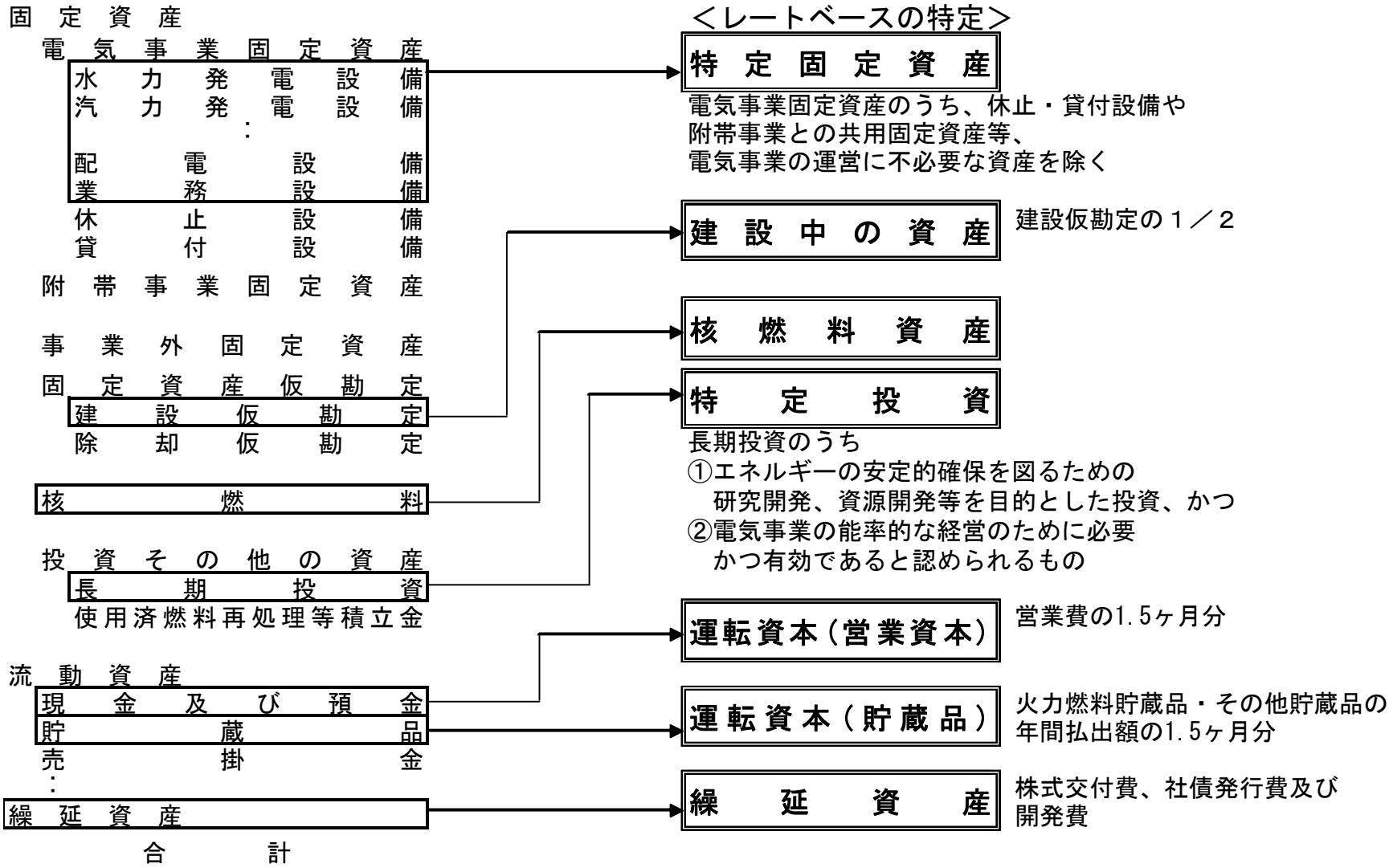
γ : 0.2506

基準燃料価格 : 44,300円/kI

基準単価 : 0.206円/kWh

【補足】事業報酬（レートベース）

- 事業報酬は、多額の資産を有する電力会社がこれに伴う資本の調達・維持に必要とするものです。
- 料金上は、「レートベース×事業報酬率」にて算定いたします。
- レートベースとは会社全体の資産のうち、電気事業の運営上必要な資産価額を特定したものです。



【補足】事業報酬（事業報酬率）

- 料金算定省令および審査要領を踏まえ、自己資本報酬率ならびに他人資本報酬率を実績にもとづき算定し、30：70で加重平均することにより算出しております。
- 審査要領では、自己資本報酬率の設定に当たっては、「東日本大震災後の状況を勘案しつつ、過大な利益が生じないようにする一方で、資金調達に支障が生じないように、公正報酬といった観点から、適正な事業経営リスクを見極めた上で設定する」と記載されております。
- 今回、修正指示にもとづき、電気事業の経営リスクを表す指標である β 値については、震災発生日から申請日前日までの期間で算定を行い、その結果、仕上がりの事業報酬率は前回改定から0.1%低い2.9%としております。

【事業報酬率の算定方法】

	資本構成	報酬率
自己資本報酬率（A）	30%	5.89%
他人資本報酬率（B）	70%	1.61%
事業報酬率	100%	2.9%

(参考) H20改定
5.42%
1.93%
3.0%

- 自己資本報酬率
 - ・観測期間；7年間（H16～H22）
 - ・ β 値；0.82（H23.3.11～H24.5.10）
- 他人資本報酬率
 - ・観測期間；1年間
 - ・10社の平均有利子負債利率

(A) 自己資本報酬率（H16～H22の7ヶ年平均値）

（%）

	ウエイト	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H16～H22
公社債利回り	18%	1.40	1.34	1.82	1.68	1.58	1.35	1.03	—
自己資本利益率	82%	7.20	8.00	7.99	8.44	4.70	4.77	6.95	—
自己資本報酬率	100%	6.16	6.80	6.88	7.22	4.14	4.15	5.88	5.89

(B) 他人資本報酬率

	H22
平均有利子負債利率（10社）	1.61%

β 値…

（株価指数に対する個々の企業の感応度で、企業の相対的リスクの大きさを表します。）

料金上は、自己資本報酬率算定の際、自己資本利益率のウェイト付けに適用いたします。

【補足】ヤードスティック査定

- ヤードスティック査定は、電気料金の内外・内々価格差が大きかったことや、電気事業が地域独占的な事業であり、事業者間の直接的な競争が起こらない状況において、間接的な競争環境を制度的に創出することを企図して、経営効率化のインセンティブを働かせるための手法として、平成7年の料金制度見直しの際に導入された査定方法です。
- 具体的には、審査要領の規定にもとづき、個別査定を行った後の料金原価（一般経費が対象）について、原価単価（費用/販売電力量：円/kWh）水準及び変化率の指標を用いて各社の効率化度合いを比較し、それに応じて格差付け査定を行うものです。

① 比較に用いる指標と評価対象

比較指標	原価単価の水準 [円/kWh] を比較	現在の料金水準 (= 累積的な効率化) を評価
	原価単価の変化率 [%] を比較	前回改定からの効率化を評価
評価対象 費用区分	一般経費 (電源部門・非電源部門別)	一般経費(人件費、諸経費など)を査定 ※燃料費や義務的経費は対象外

※比較に際しては、事業者の電源構成や需要構成等の差異を踏まえ、行政において地域特性による補正を実施。

② 査定による原価の減額(効率化努力目標額)

- ・ 指標の相対評価をもとに事業者を3グループ化 (Ⅰ・Ⅱ・Ⅲ)
- ・ グループごとに、査定による原価の減額率に差異を設定 ※Ⅰ：0%、Ⅱ：▲1.5%、Ⅲ：▲3.0%

<今回の査定額>

(億円)

	電源部門	非電源部門	合計
グループ・査定率	Ⅲ (▲3.0%)	Ⅰ (0%)	
査定対象額	196	0	196
査定額(効率化努力目標額)	6	0	6

※査定対象額は個別査定を経たものを除きます。

【補足】個別原価計算フロー ①

※料金算定規則にもとづく手順
 ※数値はH24～H26の年平均値

(億円)

総原価 56,783 = 営業費 (56,226) + 事業報酬 (2,685) - 控除収益 (2,128)										
9部門整理	水力発電費 889	火力発電費 27,841	原子力発電費 4,438	新エネ等発電費 15	送電費 3,194	変電費 1,470	配電費 4,880	販売費 1,289	一般管理費 4,966	整理を保留した原価 7,802
ABC手法による 一般管理費配分		+294	+775	+926	+19	+813	+425	+1,228	+487	
8部門整理	水力発電費 1,182	火力発電費 28,616	原子力発電費 5,363	新エネ等発電費 33	送電費 4,007	変電費 1,895	配電費 6,108	販売費 1,776		
										融通契約等により販売・購入した料金の整理
	+694	+4,653	+651	+314	▲1					
ABC手法による 機能別配分	水力非AS 1,813	火力非AS 33,012	総原子力 6,014	総新エネ 347	総送電 4,006	受電用変電 1,160	配電用変電 735	低圧配電 1,320	一般販売 602	非NW給電 7
	AS(アンシラー) 320							高圧配電 3,736	NW給電 159	
								需要家 2,059		

送電・高圧配電関連費

送電・高圧配電非関連費

＜固定費＞	10,052	＜可変費＞	65	＜需要家＞		＜固定費＞	13,459	＜可変費＞	29,054
AS ①	320	総送電 ③	49	⑤		水力非AS ⑥	1,731	水力非AS ⑧	83
総送電 ①	3,957	受電用変電 ③	4	2,059		火力非AS ⑥	4,849	火力非AS ⑧	28,163
受電用変電 ①	1,156	配電用変電 ④	1			総原子力 ⑥	5,520	総原子力 ⑧	493
配電用変電 ②	734	高圧配電 ④	9			総新エネ ⑥	35	総新エネ ⑧	312
高圧配電 ②	3,727	NW給電 ③	1			低圧配電 ⑦	1,316	低圧配電 ⑨	3
NW給電 ①	158					非NW給電 ⑥	7	非NW給電 ⑧	0

※ASは全額固定費

ネットワーク関連・
非関連コスト及び
固定費・可変費・
需要家費の整理

【補足】個別原価計算フロー ②

		送電・高圧配電関連費					送電・高圧配電非関連費				保留原価	
		① (固定)	② (固定)	③ (可変)	④ (可変)	⑤ (需要家)	⑥ (固定)	⑦ (固定)	⑧ (可変)	⑨ (可変)		
需要種別々 配分	低圧	2,473	3,084	20	6	1,965	5,738	1,316	11,326	3	518	304
	高圧	1,931	1,377	19	5	82	6,405		17,725		487	398
	特高	1,187		15		13					388	
		↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	
		2:1:1比	2:1比	kWh比	kWh比	口数比※ ¹	2:1:1比	低圧直課	kWh比※ ²	低圧直課	原価比配分等	
配分比率	低圧	44.24%	69.13%	37.30%	51.58%	99.14%	47.25%	100.00%	38.98%	100.00%		
	高圧	34.53%	30.87%	35.01%	48.42%	0.85%	52.75%		61.02%			
	特高	21.23%		27.69%		0.01%						

※1…需要家費の配分にあたっては、事業者ルールにより、一部口数比ではなく各需要種別に直課を実施

※2…事業者ルールにより電源種別別に比率設定

(億kWh,円/kWh)

	送電・高圧配電関連費			送電・高圧配電非関連費			合計		
	原価	需要	単価	原価	需要	単価	原価	需要	単価
低圧	8,065	1,057	7.63	18,687	1,057	17.68	26,752	1,057	25.31
高圧	3,900	1,022	3.81	24,528	1,716	14.30	30,031	1,716	17.28
特別高圧	1,603	820	1.95				(29,646)		
合計	13,568	2,899	4.68	43,215	2,773	15.59	56,783 (56,398)	2,773	20.34

※()内は接続供給託送収益(新電力への供給に係る原価相当)を除いた原価。

【補足】自由化部門の料金

- 今回認可を受領した原価による自由化部門の値上げ率は平均14.90% (本年1月17日に公表した際は約17% (16.7%)) です。
 - この結果に基づき、4月以降値上げを実施させていただいたお客さまに対して、認可料金実施までの差額相当※を、原則として10月分の電気料金にて割引額としてお返しいたします。
- ※原則、一律引下げ単価(25銭/kWh)に、早期にご契約いただいていることを踏まえた利息相当額(1銭/kWh)を加算した26銭/kWh相当。

	自由化部門先行	今回
算定方法	簡便方式 < 1年 (H24年度のみ) >	原価洗替え < 3年 (H24~H26年度) >
内容	・ 燃料費・購入電力料等(可変費)とコストダウンのみ反映	・ 全ての原価について再計算
燃料費等	・ 原子力稼働なき前提で算定 (H24年度: 30,521億円)	・ 一部原子力再稼働(利用率18.8%)を反映 (H24~26年度 年平均: 28,664億円)
コストダウン	・ アクションプランの合理化額を反映 (H24年度: 1,934億円)	・ 人件費・その他経費を中心に、アクションプランに加え、追加コストダウンを反映 (H24~H26年度 年平均: 2,785億円)
その他	(他の増加要因は反映せず)	・ 上記以外に、緊急設置電源(490億円), 安定化維持費用(472億円), 賠償対応費用(259億円), 一般負担金(567億円)などの増加要因を反映 ・ 申請原価に対する修正指示(▲833億円)を反映
(規制部門との関係)	(なし)	(総原価を算定の上、規制・自由両部門に、料金算定省令に則り配分)

	自由化部門先行	今回	差引
原子力稼働率	0.0%	18.8%	18.8%
合理化反映	1,934億円	2,785億円	851億円
平均値上げ幅 (税込)	2.60円/kWh	2.35円/kWh	▲0.25円/kWh
平均値上げ率	約17% (16.7%)	14.90%	

【補足】 諸条件が変化した場合の原価への影響（年間）

- 主な諸条件が変化した場合における年間の原価変動影響は以下のとおりです。

【原価変動影響】

	影響額	備考
原子炉1基稼働 ※柏崎刈羽原子力発電所 には7基設置	約780億円 のコスト減	<ul style="list-style-type: none"> ・ 出力110万kW相当の原子力発電設備が稼働した場合の影響額（年間稼働率85%の前提）。 ・ 代替単価（9.5円/kWh）は、H24～H26の自社原子力単価（1.66円/kWh）と自社火力平均燃料費単価（11.13円/kWh）の差分に基づき算定しております。
為替10円/\$円安	約2,930億円 のコスト増	<ul style="list-style-type: none"> ・ H24～H26の為替レートが78.5円/\$から88.5円/\$に10円変動した場合における火力燃料費の影響額です。
原油価格10\$/バレル上昇	約1,870億円 のコスト増	<ul style="list-style-type: none"> ・ H24～H26の原油価格が117.1\$/バレルから127.1\$/バレルに10\$変動した場合における火力燃料費の影響額です。
給与2割カット	約540億円 のコスト減	<ul style="list-style-type: none"> ・ 社員給与が2割カットされた場合の影響額です。
修繕費1割カット	約450億円 のコスト減	<ul style="list-style-type: none"> ・ 修繕費が1割カットされた場合の影響額です。

（参考）

為替・原油価格影響額は、火力ウェイトが今回値（86%）の場合のものです。

仮に前回改定並みのウェイト（72%）とした場合には、為替10円/\$円安の影響額は約2,450億円、原油価格10\$/バレル上昇の影響額は約1,570億円となります。

【補足】 主なご契約種別の値上げ影響（既存の料金メニュー）

■ご家庭のお客さま	新料金 (月額)	旧料金 (月額)	値上げ額 (月額)	値上げ率 ※ [] は申請時
[平均モデル] 従量電灯B (30A, 290kWh)	7,332円	6,973円	359円	+5.1% [+6.9%]
電化上手 (6kVA, 660kWh)	13,353円	12,175円	1,178円	+9.7% [+11.6%]
■商店などのお客さま				
従量電灯C (12kVA, 960kWh)	29,287円	25,993円	3,294円	+12.7% [+14.4%]
低圧電力 (8kW, 470kWh)	15,372円	14,235円	1,137円	+8.0% [+9.9%]
おまとめプラン(低圧高負荷) (40kW, 9,000kWh)	198,969円	180,926円	18,043円	+10.0% [+12.5%]

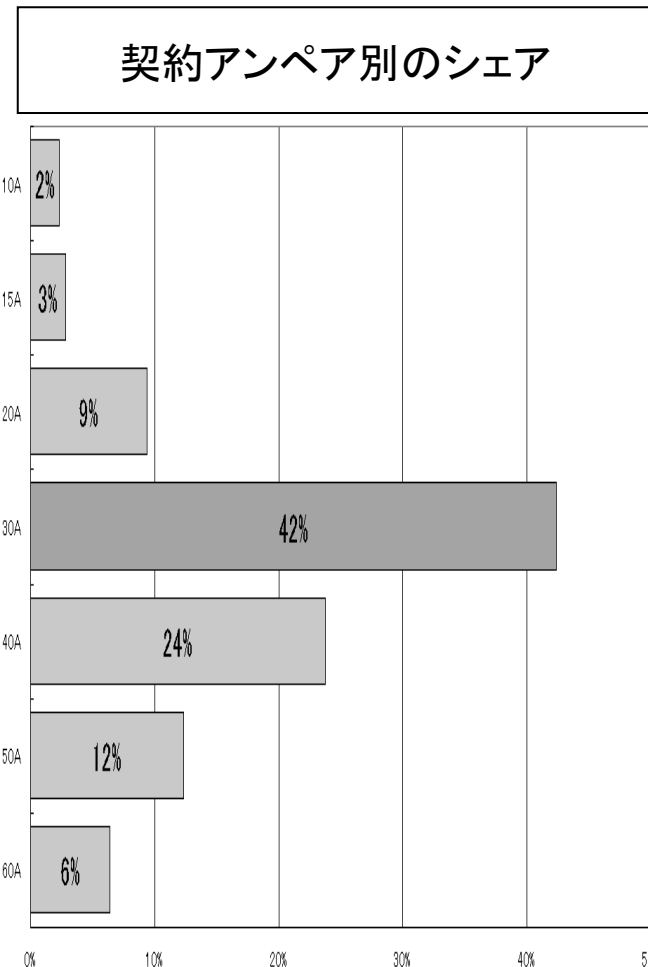
※旧料金は、H24年6月分の燃料費調整額(+55銭/kWh)を含みます。

※消費税等相当額および太陽光発電促進付加金を含みます。

※値上げ実施後に実際にお客さまにお支払いいただく料金には、上記新料金に加えて、再生可能エネルギー発電促進賦課金(0.22円/kWh)および新料金による燃料費調整額が加算されます。

■従量電灯B(ご契約アンペアごとの平均使用量の場合)

契約アンペア	平均使用量	新料金(月額)	旧料金(月額)	値上げ額(月額)	値上げ率 ※ [] は申請時
10A	60kWh	1,356円	1,328円	28円	2.1% [3.4%]
15A	110kWh	2,440円	2,389円	51円	2.1% [3.4%]
20A	160kWh	3,776円	3,649円	127円	3.5% [5.0%]
30A	230kWh	5,816円	5,565円	251円	4.5% [6.1%]
40A	350kWh	9,316円	8,718円	598円	6.9% [8.6%]
50A	450kWh	12,505円	11,465円	1,040円	9.1% [10.8%]
60A	540kWh	15,402円	13,964円	1,438円	10.3% [12.0%]



※旧料金は、H24年6月分の燃料費調整額(+55銭/kWh)を含みます。

※消費税等相当額および太陽光発電促進付加金を含みます。

※値上げ実施後に実際にお客さまにお支払いいただく料金には、上記新料金に加えて、再生可能エネルギー発電促進賦課金(0.22円/kWh)および新料金による燃料費調整額が加算されます。