平成25年4月2日

各　位

会社名　　九州電力株式会社
代表者名　代表取締役社長　瓜生　道明
(コード番号：9508 東証一部・大証一部・福証)
問合せ先　経営企画本部 グループ長　川畑　健二
ＴＥＬ．（０９２)７６１－３０３１

# 電気料金値上げの認可について

当社は、原子力発電所の停止に伴う火力発電の燃料費等の大幅な増加により、急速に悪化している財務状況を踏まえ、昨年11月、経営合理化の徹底を前提に規制部門のお客さまの電気料金につきまして、平均8.51%の値上げを申請いたしました。

その後、国による審査や公聴会等を経て、本日、経済産業大臣より認可をいただき、５月１日から平均6.23%の値上げを実施させていただくことになりました。

また、自由化部門のお客さまの電気料金につきましては、４月からの値上げを順次お願いしているところですが、今回の認可を踏まえ、これまでお知らせしておりました値上げ率を平均14.22%から平均11.94%に見直しさせていただきます。

お客さまには、大変厳しい経済情勢の折、多大なご負担をお願いすることにつきまして、誠に心苦しく、深くお詫び申し上げます。

当社といたしましては、電気料金認可に至るまでにいただきましたお客さまからのご意見・ご指摘を真摯に受け止め、更なる経営合理化を推進してまいります。また、引き続き、お客さまとの対話を重ね、お客さまサービスの一層の向上に取り組んでいく所存でございます。

今後とも、安心して電気をお使いいただけるよう安定供給に全力で努めてまいりますので、何とぞご理解を賜りますようお願い申し上げます。

以　上

印刷の都合上、白紙としております。

# 電気料金値上げ認可の概要について

平 成 2 5 年 4 月
九州電力株式会社

１　料金値上げの概要・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・Ｐ１
２　原価算定の概要・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・Ｐ２～４
３　認可原価と申請原価との比較・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・Ｐ５～10
４　規制・自由化別比較・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P11～12
５　主なご契約種別の値上げ影響・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P13～16
６　ご家庭向け電気料金の設定の考え方・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P17
７　新たな料金メニュー（ピークシフト電灯）・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P18
８　ご家庭向けの選択約款の変更点・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P19～20
９　料金のお支払い制度の変更・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P21
10　自由化部門お客さまの電気料金値上げ内容の見直し・・・・・・・・・・・・・・・・・・P22
11　お客さまへのお知らせ・ご説明・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P23～26
12　原価の内訳・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P27～39

【補足資料】・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P40～44

※ 資料内の図表中の数値は、四捨五入の関係で合計が合わない場合があります。

# 1　料金値上げの概要

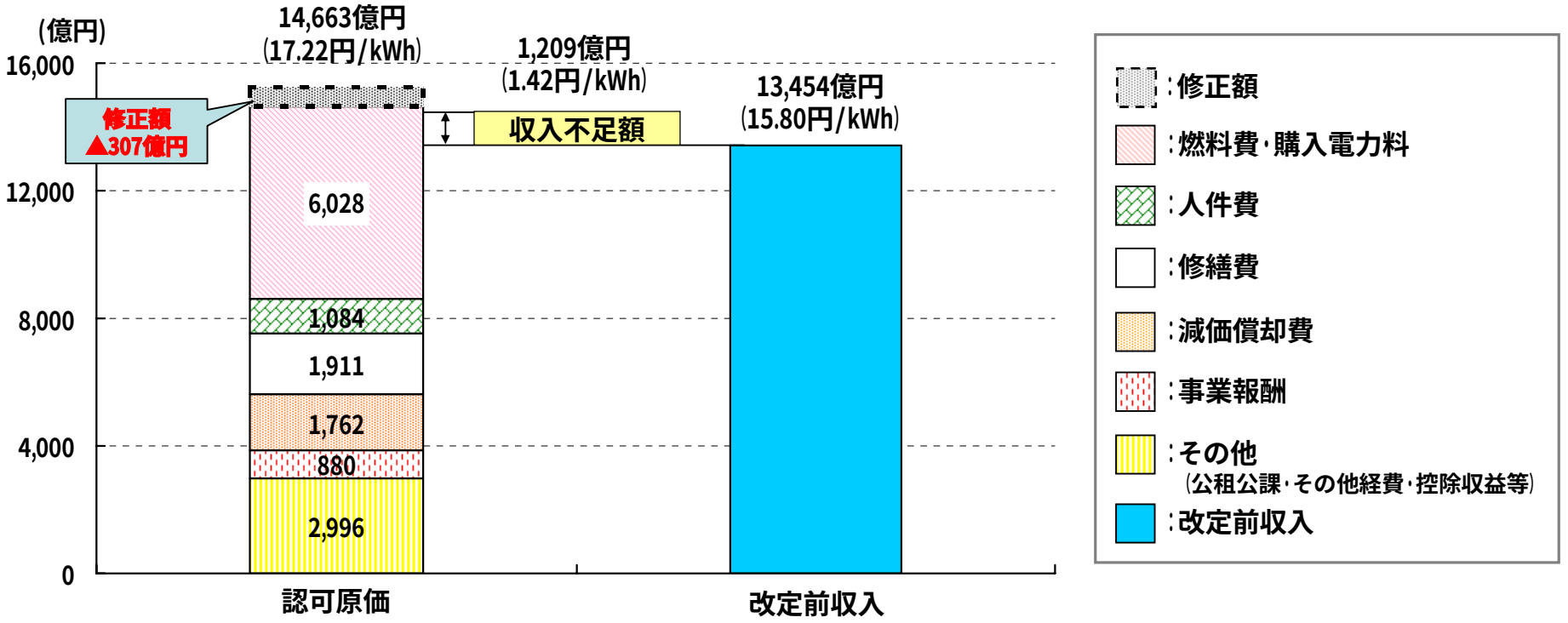


○　当社は、平成24年11月27日に規制部門で8.51%の値上げ認可申請をさせていただいておりました。（自由化部門は14.22%（規制・自由化合計で11.26%））

○　その後、経済産業省の「電気料金審査専門委員会」及び新たに消費者委員会の下に設置された「家庭用電気料金値上げ認可申請に関する調査会」での審議、経済産業省と消費者庁との協議、「物価問題に関する関係閣僚会議」を経て、平成25年3月29日に当社の申請に係る「査定方針」が示され、経済産業省から申請原価に対する修正指示をいただきました。

○　4月2日、この指示内容を反映した料金原価を経済産業大臣へ再申請し、同日、平成25年5月1日から、規制部門で6.23%の値上げをお願いさせていただく旨の認可をいただきました。（自由化部門は11.94%（規制・自由化合計で8.98%））

（認可原価と改定前収入の差）



# 2　原価算定の概要（前回原価（H20改定時）との比較）

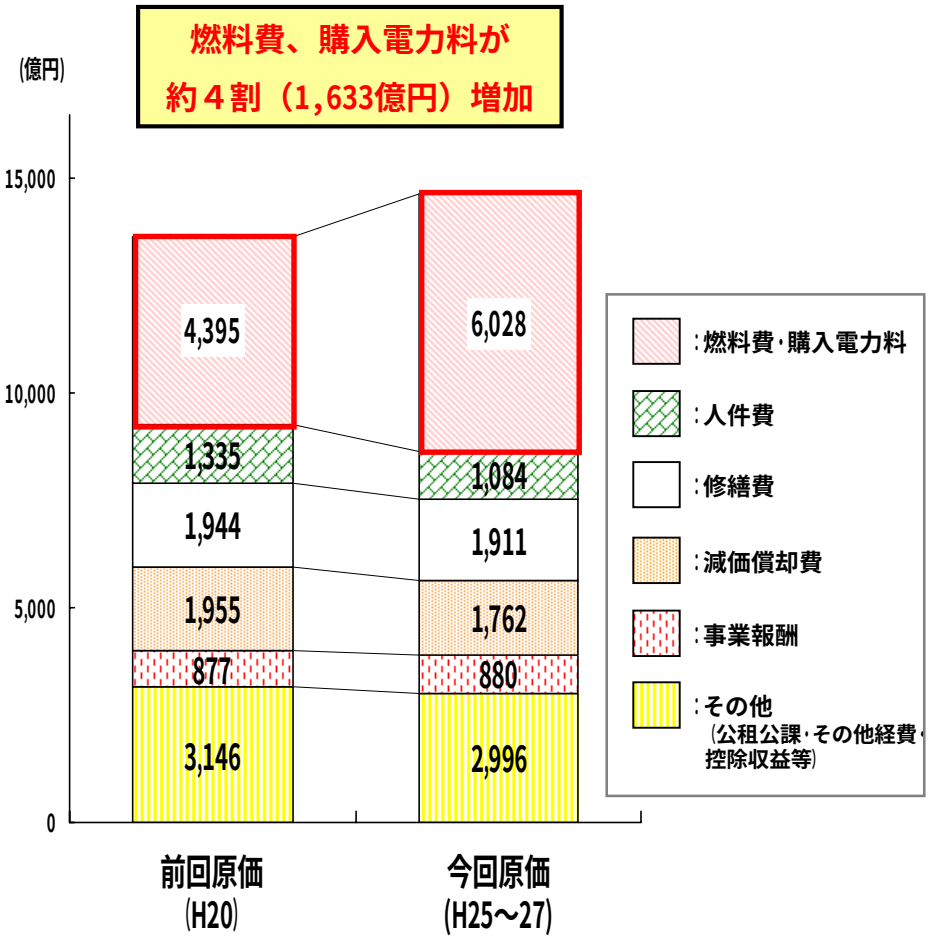


○　原価算定期間である平成25～27年度の年平均総原価は、▲1,130億円の効率化努力や申請原価に対する修正指示(▲307億円)を反映するものの、原子力発電所の再稼働遅延に伴う燃料費・購入電力料の大幅な増加を補うことができず、前回改定時（平成20年度）と比較して、合計で1,010億円（約７％）の増加となっております。

※費目別については「12 原価の内訳」(P27～)を参照

(億円)

| | | | 前回:A (H20) | 今回:B (H25～27) | 差:B-A |
|---|---|---|---|---|---|
| 営業費用 | 人件費 | | 1,335 | 1,084 | ▲250 |
| | 燃料費 | | 3,162 | 4,714 | 1,552 |
| | 修繕費 | | 1,944 | 1,911 | ▲33 |
| | 資本費 | 減価償却費 | 1,955 | 1,762 | ▲193 |
| | | 事業報酬 | 877 | 880 | 3 |
| | | 小計 | 2,833 | 2,643 | ▲190 |
| | 購入電力料 | | 1,233 | 1,315 | 81 |
| | 公租公課 | | 1,041 | 1,006 | ▲35 |
| | 原子力ﾊﾞｯｸｴﾝﾄﾞ費用 | | 390 | 272 | ▲118 |
| | その他経費 | | 1,980 | 2,015 | 35 |
| | | 諸経費 | 1,682 | 1,587 | ▲96 |
| | 計 | | 13,918 | 14,960 | 1,042 |
| 控除収益 | | | ▲244 | ▲274 | ▲29 |
| 総原価① | | | 13,674 | 14,686 | 1,012 |
| 接続供給託送収益② | | | ▲20 | ▲23 | ▲3 |
| 小売対象原価③=①+② | | | 13,653 | 14,663 | 1,010 |
| 改定前収入 | | | 13,653 | 13,454 | ▲199 |
| 差引過不足 | | | — | 1,209 | — |



# 【参考】原価算定の前提諸元



○ 販売電力量については、節電にご協力いただいた昨年夏の需給実績等を踏まえ、前回改定時と比較して26億kWh減の年平均853億kWhとしております。

○ 原油価格及び為替レートについては、燃料費調整の参照期間との整合を考慮し、申請時の直近３か月(平成24年７～９月)の貿易統計値を適用した結果、原油価格は13$/bの上昇、為替は28円/$の円高となっております。

○ 原子力利用率は、平成25年７月以降、川内・玄海原子力発電所が順次再稼働するものとし、55%と織り込みました。具体的には、川内１・２号機が平成25年７月、玄海４号機が平成25年12月、玄海３号機が平成26年１月に再稼働するものと想定しております。

〔主要諸元の推移〕

| | | 前回:A (H20) | 今回:B (H25～27) | 差:B-A |
|---|---|---|---|---|
| 販売電力量 | 億kWh | 879 | 853 | ▲26 |
| 原油価格 | $/b | 93.0 | 105.9 | 12.9 |
| 為替レート | 円/$ | 107 | 79 | ▲28 |
| 原子力利用率 | % | 83 | 55 | ▲28 |
| 事業報酬率 | % | 3.0 | 2.9 | ▲0.1 |
| 経費対象人員（シニア社員含む） | 人 | 12,234 | 12,007 | ▲227 |

| 【参考】年度毎の推移 | | |
|---|---|---|
| H25 | H26 | H27 |
| 848 | 852 | 858 |
| 105.9 | | |
| 79 | | |
| 36 | 62 | 66 |
| 2.9 | | |
| 12,123 | 12,014 | 11,883 |

# 【参考】経営効率化の概要



○ 今回の申請原価は、前回原価から燃料費の増加等による2,450億円（＋18%）のコスト増に対し、▲1,130億円（▲8%）の効率化努力を反映しております。

○ 申請原価に対する修正指示の内容を踏まえ、今後更なるコスト削減に努めてまいります。

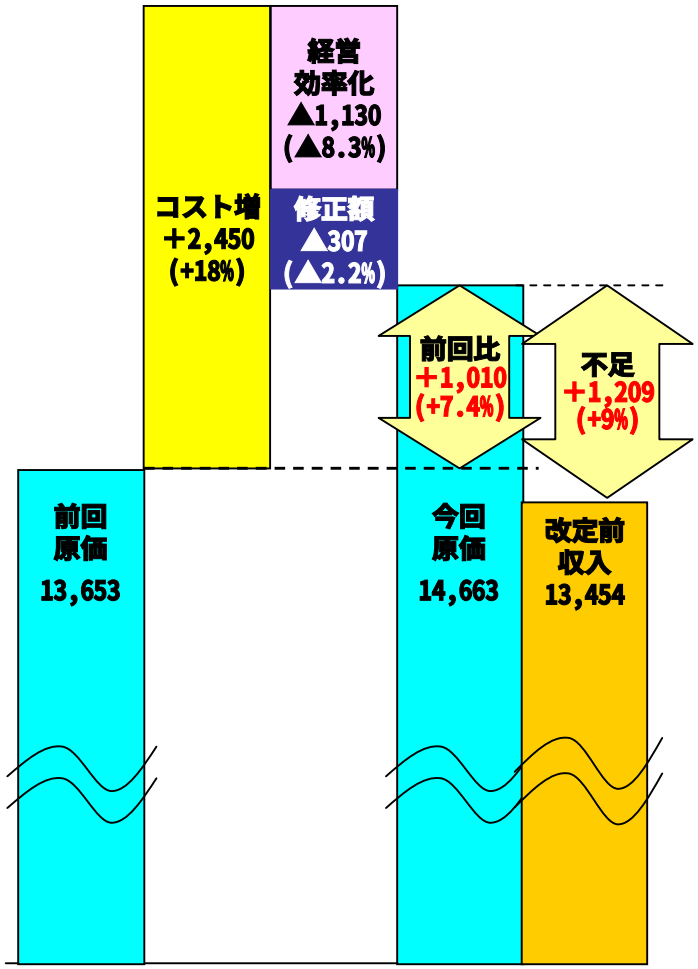
〔効率化反映額の内訳〕

| 項　目 | H25～27平均 | 主な取組み内容 |
|---|---|---|
| 人的経費 | ▲400億円 | ・役員報酬の削減<br>・年収水準の引き下げ、福利厚生の見直し<br>・採用の抑制 |
| 需給関係費(燃料費など) | ▲40億円 | ・調達方法の多様化等による燃料費低減 |
| 修繕費 | ▲290億円 | ・点検周期の延伸化<br>・修繕工事の中止・繰延べ・規模縮小 |
| 減価償却費(設備投資) | ▲220億円 | ・設計基準、仕様の見直し<br>・工事中止・繰延べ・規模縮小 |
| その他経費(諸経費など) | ▲180億円 | ・業務委託範囲・内容の見直し<br>・普及開発関係費、団体費、研究費等の中止・繰延べ・規模縮小 |
| 合　計 | ▲1,130億円 | ― |

| | | |
|---|---|---|
| （再掲）資機材調達※ | ▲230億円 | ・競争発注の導入拡大(H23:14%→H27:30%) |

※ 修繕費、廃棄物処理費、委託費、普及開発関係費、養成費、固定資産除却費、減価償却費(設備投資)の7費目を対象に、平均7%の競争導入効果を反映

〔料金原価の算定イメージ〕



# 3　認可原価と申請原価との比較



○　「査定方針」に基づく修正指示を反映させた結果、原価額は１兆4,663億円となり、申請原価と比べ307億円の減となりました。修正額の内訳は以下のとおりとなっております。

## 修正額の内訳

（億円）

| | |
|---|---|
| 人件費 | ▲82 |
| 燃料費 | ▲104 |
| 購入・販売電力料 | ▲35 |
| 設備投資関連費用(減価償却費・事業報酬・固定資産除却費) | ▲20 |
| 修繕費 | ▲30 |
| 公租公課 | ▲4 |
| 原子力バックエンド費用 | ▲3 |
| その他経費・控除収益 | ▲29 |
| ヤードスティック査定(比較査定) | 0 |
| 合計 | ▲307 |

【再掲】

| | |
|---|---|
| 経営効率化 | ▲55 |
| スマートメーター関連費用 | ▲7 |

▲19
▲37
▲1
▲29
0
1

（億円）

| | | 申請原価 A | 認可原価 B | 差（修正額） B-A |
|---|---|---|---|---|
| 営業費用 | 人件費 | 1,167 | 1,084 | ▲82 |
| | 燃料費 | 4,818 | 4,714 | ▲104 |
| | 修繕費 | 1,941 | 1,911 | ▲30 |
| | 資本費 減価償却費 | 1,773 | 1,762 | ▲11 |
| | 資本費 事業報酬 | 889 | 880 | ▲8 |
| | 資本費 小計 | 2,662 | 2,643 | ▲19 |
| | 購入電力料 | 1,351 | 1,315 | ▲37 |
| | 公租公課 | 1,010 | 1,006 | ▲4 |
| | 原子力ﾊﾞｯｸｴﾝﾄﾞ費用 | 274 | 272 | ▲3 |
| | その他経費 | 2,046 | 2,015 | ▲30 |
| | 諸経費 | 1,615 | 1,587 | ▲28 |
| | 計 | 15,268 | 14,960 | ▲309 |
| 控除収益 | | ▲275 | ▲274 | 1 |
| 総原価 ① | | 14,993 | 14,686 | ▲307 |
| 接続供給託送収益 ② | | ▲24 | ▲23 | 1 |
| 小売対象原価 ③=①+② | | 14,970 | 14,663 | ▲307 |
| 改定前収入 | | 13,454 | 13,454 | 0 |
| 差引過不足 | | 1,516 | 1,209 | — |

# 【参考】「査定方針」の基本的な考え方①



○　申請原価に対する査定は、以下の基本的な考え方に基づき実施されました。

〔査定方針の基本的な考え方（要旨）〕

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。

①　広告宣伝費（公益的目的のものを除く）、寄付金、団体費（合理的理由があり、支出内容を公表する場合を除く）、交際費等は原価算入を認めない。

②　既存契約及び法令に基づき算定される費用については、事実関係や算定方法の妥当性を確認。

③　今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについて、コスト削減額が原則10%に満たない場合には、コスト削減を求めることが困難である費用※を除き、未達分を減額。その際、震災後に行った経営効率化の取組みのうち、原価織込み前に削減したものについては、未達分から除外して算定。

※ 市場価格がある商品・サービスの単価、既存資産の減価償却費、公租公課 等

④　子会社・関係会社に対しても、本社並の経営合理化を求めるため、今後の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減額。

⑤　人件費、修繕費、事業報酬等　「一般電気事業供給約款料金審査要領」（以下、「審査要領」）にメルクマール※など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。

※ 基準となる指標

⑥　「その他経費」については、「審査要領」に従い、比較査定（ヤードスティック査定）を行う。

# 【参考】「査定方針」の基本的な考え方②



〔経営効率化の織込みについて〕

① 電力会社は、料金改定の有無にかかわらず、外部の知見も活用し不断のコスト削減努力を行うべきであり、値上げにあたっては、客観的な第三者による効率化目標の設定が料金に対する信頼を得る上で重要。

② 東京電力は、原子力損害賠償支援機構法に基づく賠償支払いに対する支援を受ける前提として、「東京電力経営・財務調査委員会」及び原子力損害賠償支援機構による徹底的なデュー・デリジェンス※を実施。その結果、料金認可申請において10%の経営効率化目標を設定し、原価に織込み。

※ 経営、財務、資産などの状況を詳細に調査すること

③ 今回、７%の効率化目標を設定し原価を圧縮していることは評価できるが、第三者による徹底的な調査を経たものではないことなどから、７%の目標をそのまま受け入れることは困難。効率化前のコスト水準が東京電力と同等であれば、東京電力において第三者による調査の結果設定された効率化目標数値である10%を適用することが合理的。

④ 調達発注価格を決める際の主要な構成要素の一つである委託人件費について、関西電力及び九州電力と東京電力のものとを比較した結果、コスト削減前のコスト水準は３社でほぼ同等であったと考えられることから、効率化目標数値10%を適用し減額。

【参考】経営効率化に関する修正指示及び修正額

(億円)

| 項　目 | 主な修正指示 | 修正額及び修正内容 | |
|---|---|---|---|
| 経営効率化 | ・今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについて、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<br>・子会社・関係会社に対しても、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減額 | 54.7 | ・効率化深掘り [42.3]<br>・子会社・関係会社取引 [12.4] |
| スマートメーター関連費用 | ・年度毎に単価削減を織り込み、原価算定期間最終年度(H27)には計量及び通信両ユニットをあわせた単価で1.4万円/台程度の織込みとする | 7.0 | ・計器単価削減 [6.8] |

※ 金額は、次項以降の項目ごとの修正額の内数

# 【参考】主な修正内容①



○　項目ごとの主な修正内容及び修正額は以下のとおりとなっております。

(億円)

| 項　目 | 主な修正指示 | 修正額及び主な修正内容 | |
|---|---|---|---|
| 人件費 | ・取締役の増員分(３名)は認めない<br>・役員報酬は、国家公務員指定職(平均1,800万円/人・年)と同水準とする<br>・一般的な企業(賃金構造基本統計調査：1,000人以上・正社員)と類似の公益企業(ガス・水道・鉄道)の平均値(年齢・勤続年数・学歴について申請会社との相違を補正した平均)との単純平均に地域間の賃金水準の差を反映し、１人当たりの年間給与水準を598万円とする<br>・健康保険料の事業主負担割合は、近年における単一・連合及び類似の公益企業の低減傾向をもとに、原価算定期間内に年々引下げ、27年度末には53%台の負担割合とする<br>・相談役・顧問への報酬及びこれに関連する人件費は認めない | 82.3 | ・取締役３名カット、役員報酬引下げ [3.4]<br>・年収水準引下げ 650万円→598万円 [72.3]<br>・健保負担割合引下げ [2.9]<br>・相談役・顧問報酬等カット [1.1] |
| 燃料費 | ・価格更改を迎えるLNG長期契約の改定後価格について、平成25～26年度はトップランナー価格、平成27年度は（将来の）シェールガスの輸出開始を見込んだ価格低減効果を反映した価格とする<br>・石炭は、国別の調達量を踏まえつつ、全日本通関CIFを上限とする | 104.3 | ・LNG契約更改分の価格見直し [92.6]<br>・石炭価格の見直し [11.6] |
| 購入・販売電力料 | ・今後契約を締結するものは、既契約分などコスト削減が不可能なものを除き、効率化努力の基本的考え方(▲10%)に基づき原価から減額 | 35.3 | ・経営効率化 [20.8]<br>・FIT移行分の反映 [12.2] |

# 【参考】主な修正内容②



（億円）

| 項　目 | 主な修正指示 | 修正額及び主な修正内容 | |
|---|---|---|---|
| 設備投資関連費用 | ・特別監査（立入検査）の結果を踏まえ、先行投資及び不使用設備等に係る原価を減額する | 20.3 | ・特別監査　[15.7]<br>・経営効率化　[2.4] |
| 修繕費 | ・特別監査（立入検査）の結果を踏まえ、先行投資及び不使用設備等に係る原価を減額する | 29.8 | ・特別監査　[8.9]<br>・経営効率化　[20.9]<br>（うちｽﾏｰﾄﾒｰﾀｰ[6.8]） |
| 公租公課 | ・特別監査の反映等、前提諸元の査定に伴う減額を反映 | 3.7 | ・固定資産税　[2.1]<br>・事業税　[1.5] |
| 原子力ﾊﾞｯｸｴﾝﾄﾞ費用 | ・日本原燃への支払額に含まれる広告宣伝費・寄付金・団体費は原価から除く | 2.5 | ・使用済燃料再処理等費　[2.5] |
| その他経費控除収益 | ・普及開発関係費について、販売促進的な側面が強い節電や省エネ推進を目的とした費用や企業イメージ的な調査等優先度が低い費用を原価から除く<br>・委託費について、人件費の削減を送電設備等保全業務委託等の人件費に反映することによって原価から減額する<br>・電中研分担金・自社研究費のうち、費用の優先度の低い販売促進的な側面が強い研究、実質的に団体費に類似する研究等を原価から除く | 29.1 | ・普及開発関係費　[8.3]<br>・委託費　[9.4]<br>・研究費　[4.8] |

**合　計　307.4億円**
**（306.7億円）**

※（　）内は、接続供給に伴う託送収益に係る修正額相当を除いた金額

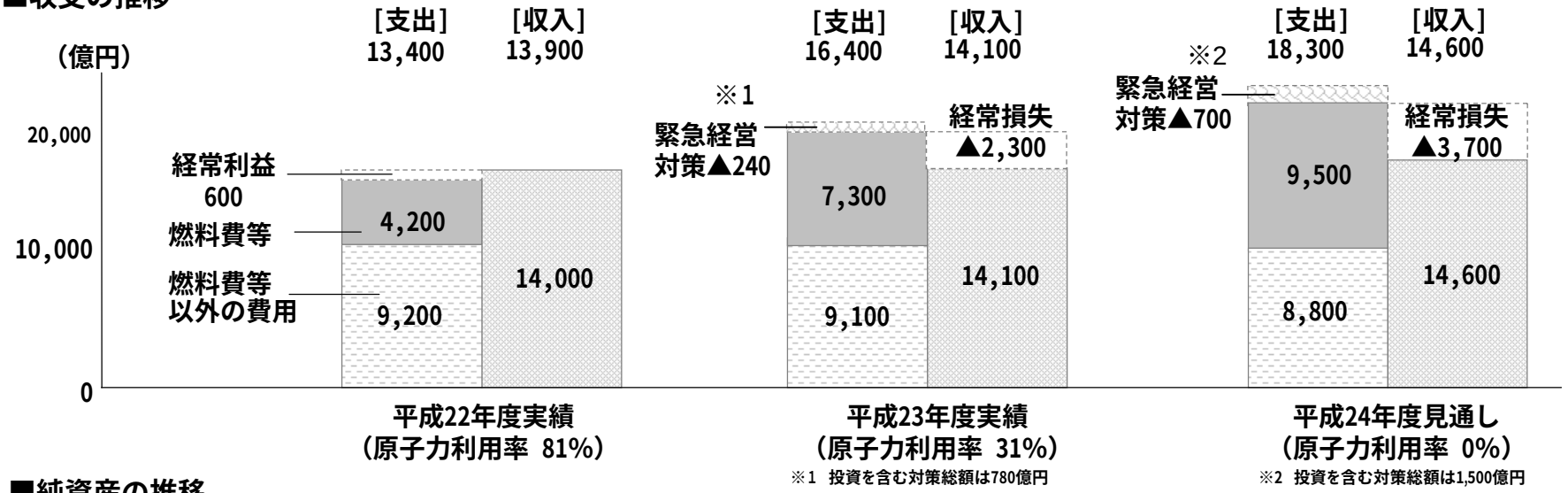
# 【参考】当社の効率化と燃料費等の増による収支・財務状況



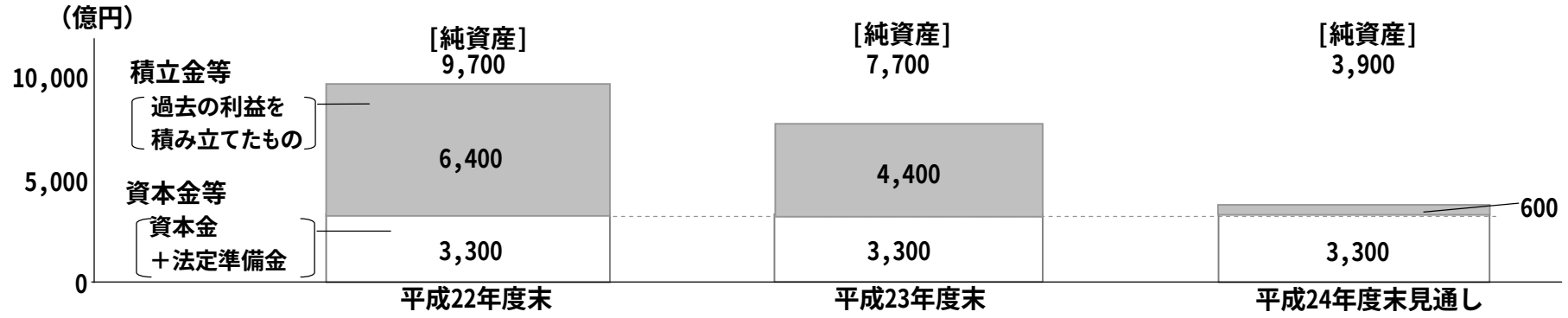
○ 原子力発電所停止に伴う燃料費等の費用増大により財務体質が急激に悪化しており、現行の電気料金水準を維持したままでは、純資産が資本金等を下回り、資金調達にも支障をきたすおそれがあります。

○ 当社としては、緊急経営対策によるコスト削減と純資産の取崩しにより、可能な限り現行料金を維持してまいりましたが、もはやこれ以上の対応は困難と判断し、今回料金値上げを実施させていただくことになりました。

■収支の推移




■純資産の推移



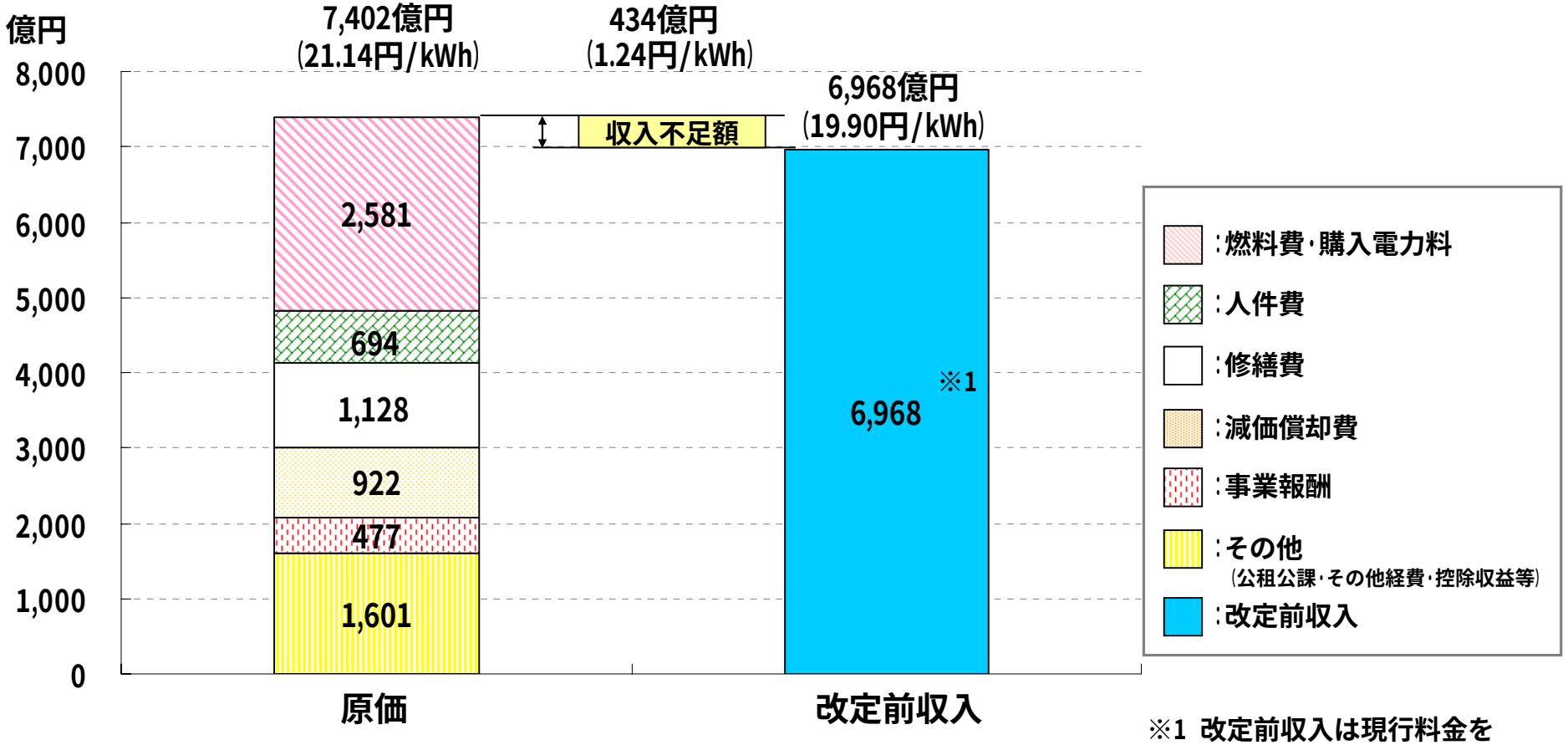
# 4　規制・自由化別比較（規制部門の原価・収入）



○　原価算定期間における規制部門の原価は、３か年平均で7,402億円となります。

○　一方で、当該期間に現行の電気料金を継続した場合の収入は、6,968億円となる見込みであり、434億円の収入不足が発生することとなります。

○　このため、規制部門では、平均で1.24円／kWh（6.23%）の値上げをお願いいたします。




販売電力量：350億kWh※2

※1　改定前収入は現行料金を継続した場合の収入。

※2　自社分を除きます。

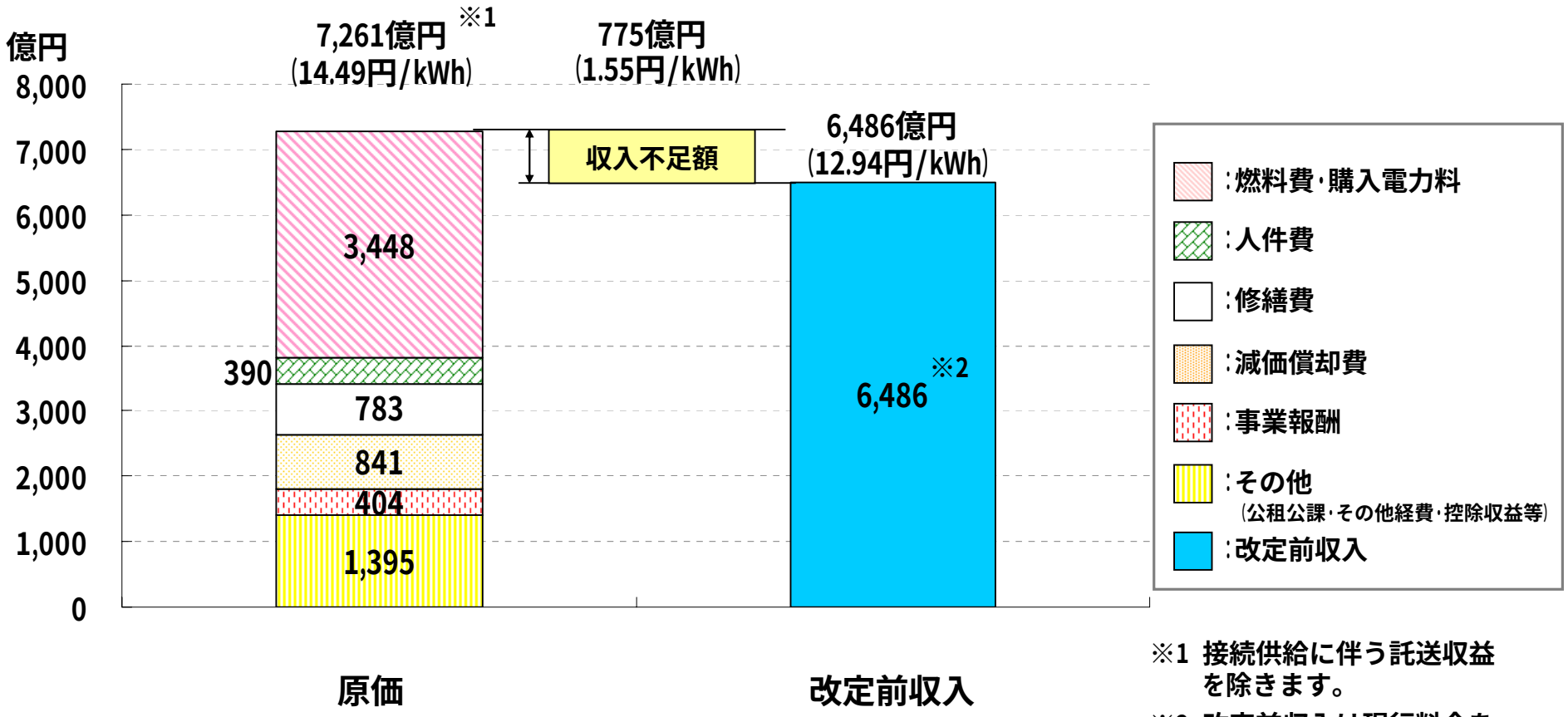
# 4　規制・自由化別比較（自由化部門の原価・収入）



○　原価算定期間における自由化部門の原価は、３か年平均で7,261億円となります。

○　一方で、当該期間に現行の電気料金を継続した場合の収入は、6,486億円となる見込みであり、775億円の収入不足が発生することとなります。

○　このため、自由化部門では、平均で1.55円／kWh（11.94%）の値上げをお願いいたします。




販売電力量：501億kWh ※3

※1　接続供給に伴う託送収益を除きます。

※2　改定前収入は現行料金を継続した場合の収入。

※3　自社分を除きます。

# 5　主なご契約種別の値上げ影響



○　主なご契約種別の値上げ影響は、下表の算定条件の場合、以下のとおりとなります。

| | 契約種別 | 算定条件 | | 新料金 | 旧料金 | 値上げ額 | 値上げ率 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 契約 | 使用量 | | | | |
| ご家庭のお客さま | 従量電灯B | 30A | 300kWh/月 | 6,888円 | 6,664円 | 224円 | 3.4% |
| | 季時別電灯 | 6kVA<br>（エコキュート 2kW） | 610kWh/月<br>（デイ 140kWh/月<br>リビング 165kWh/月<br>ナイト 305kWh/月） | 11,919円 | 10,894円 | 1,025円 | 9.4% |
| 店舗などのお客さま | 従量電灯C | 10kVA | 1,000kWh/月 | 26,582円 | 24,489円 | 2,093円 | 8.5% |
| | 低圧電力 | 8kW<br>（力率　90%） | 560kWh/月 | 15,778円 | 14,747円 | 1,031円 | 7.0% |

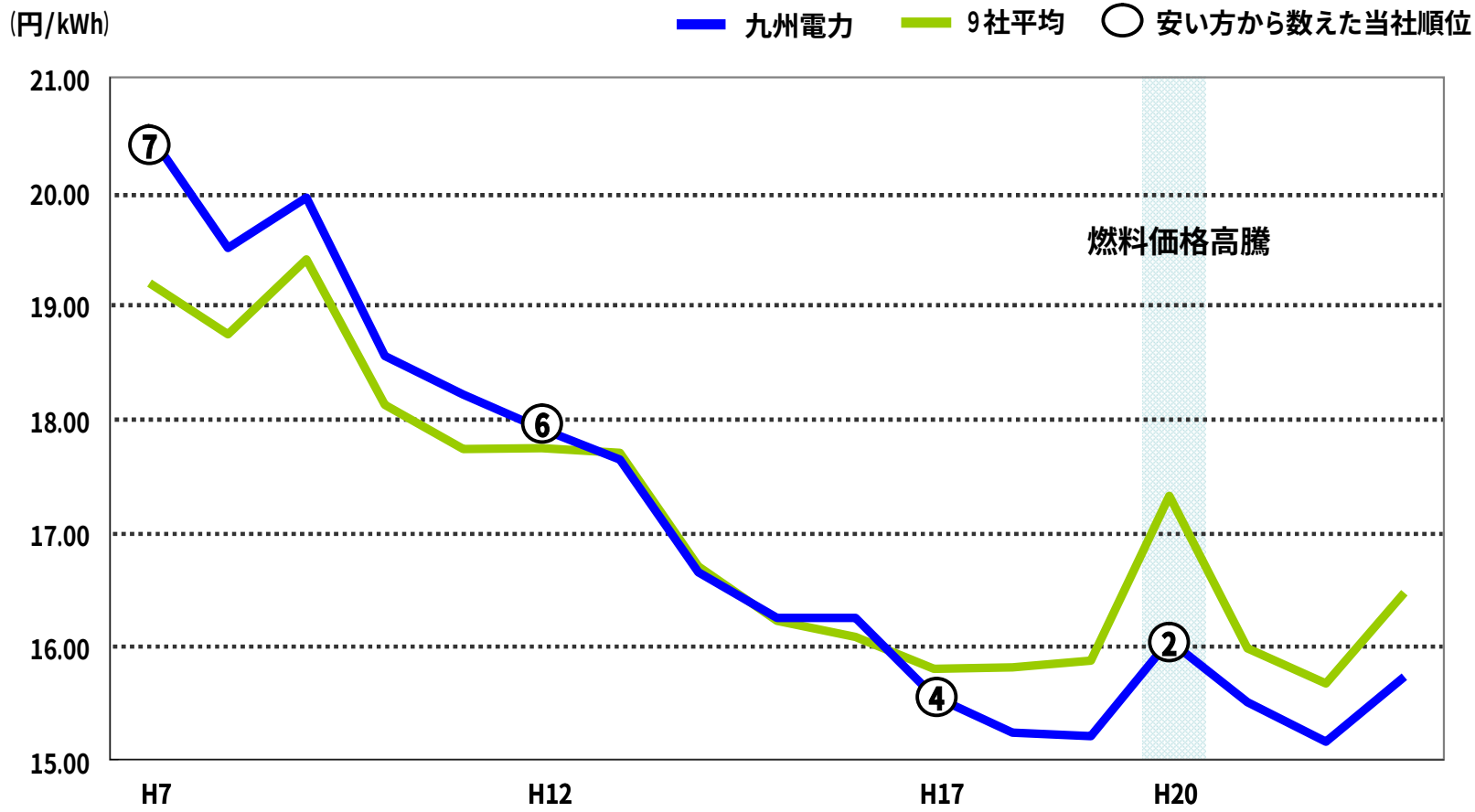
※ 新料金及び旧料金は、消費税等相当額及び口座振替割引額を含み、平成25年5月分から変更となった再生可能エネルギー発電促進賦課金(0.35円/kWh)及び太陽光発電促進付加金(0.09円/kWh）を含みます。
※ 実際のお支払額には、各月の燃料費調整が反映されます。
※ 季時別電灯及び低圧電力はその他季料金で算定しています。

# 【参考】当社の電気料金（販売単価）の推移



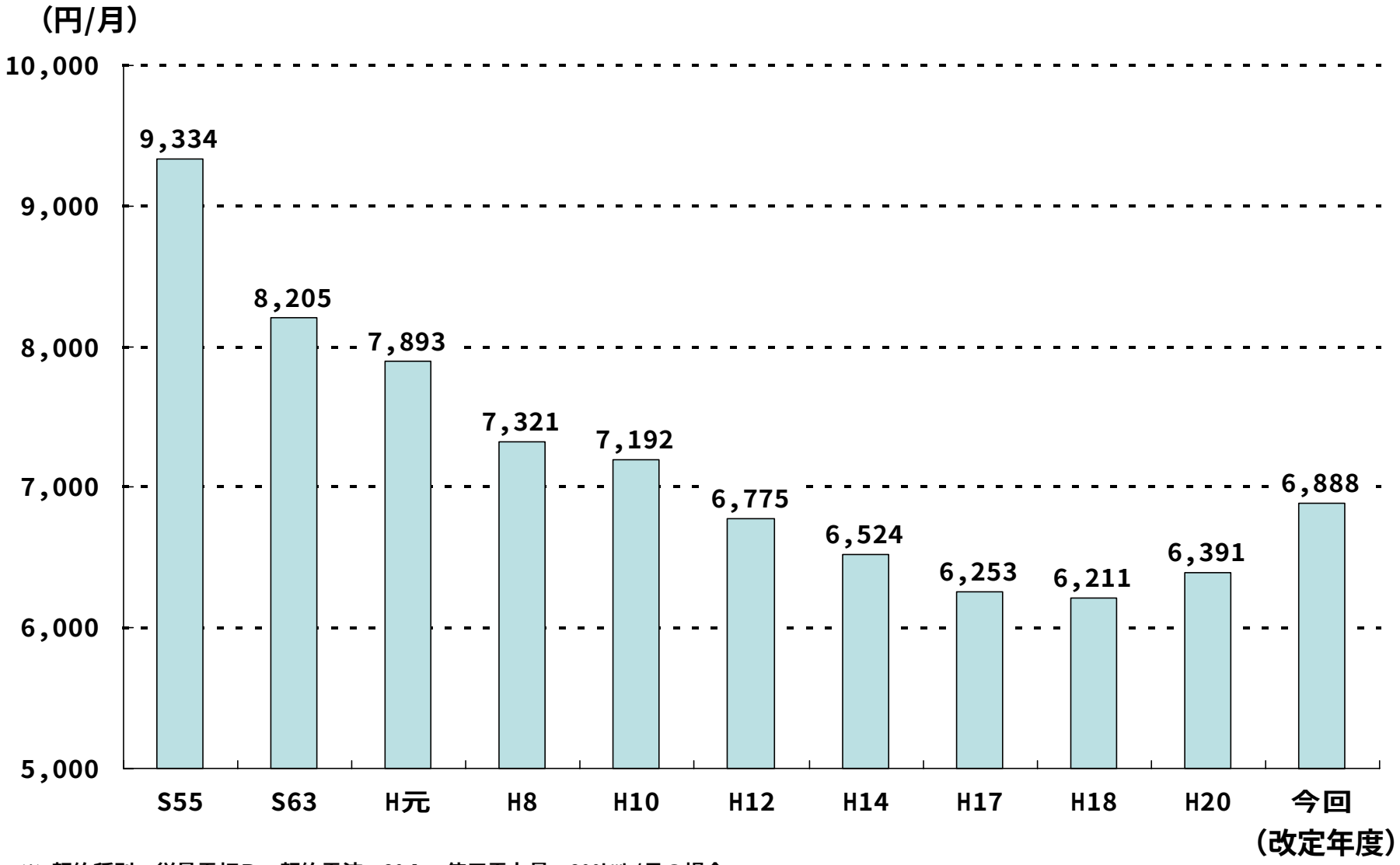
○　平成７年度時点で電力９社中(沖縄除く)３番目に高かった当社の電気料金は、経営合理化の取組みによって７回の値下げを実施し、平成20年度以降は９社中２番目に安い料金となっております。

■当社の電気料金（販売単価）の推移



# 【参考】ご家庭の電気料金の推移





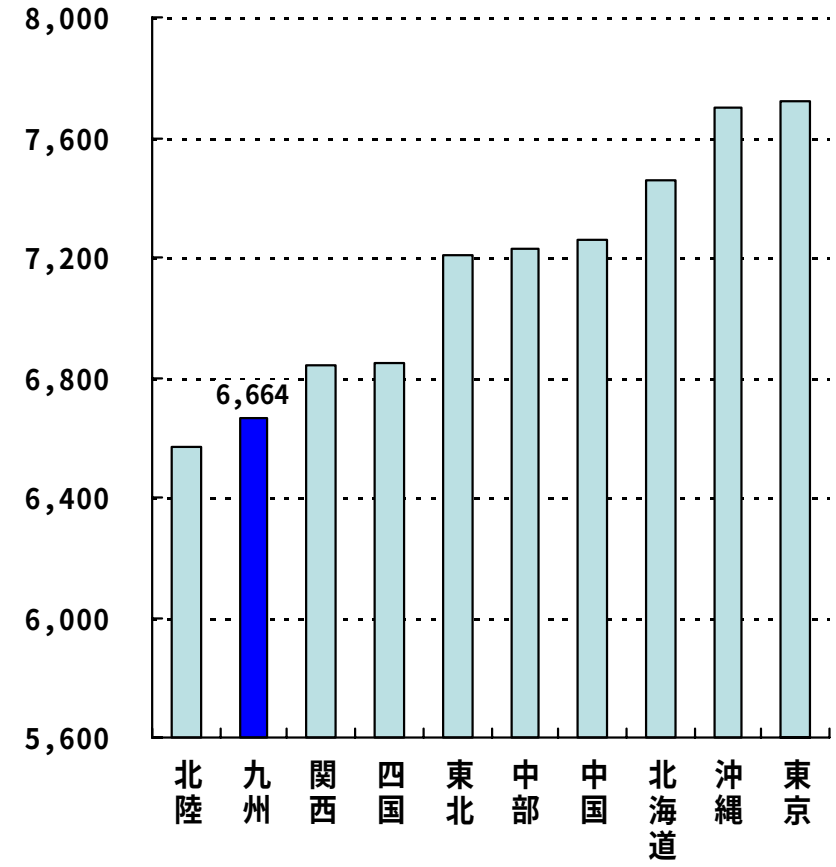

※ 契約種別：従量電灯Ｂ、契約電流：30Ａ、使用電力量：300kWh/月の場合
※ 昭和63年以前は電気税（５％）を、平成元年以降は消費税等相当額（Ｈ８まで３％、H10以降５％）を含んでいます。
※ 平成14年以降は口座振替割引額を含んでいます。
※ 今回の料金には、平成25年5月分から変更となった再生可能エネルギー発電促進賦課金(0.35円/kWh）及び太陽光発電促進付加金(0.09円/kWh）を含みます。

# 【参考】従量電灯における電力各社の料金比較

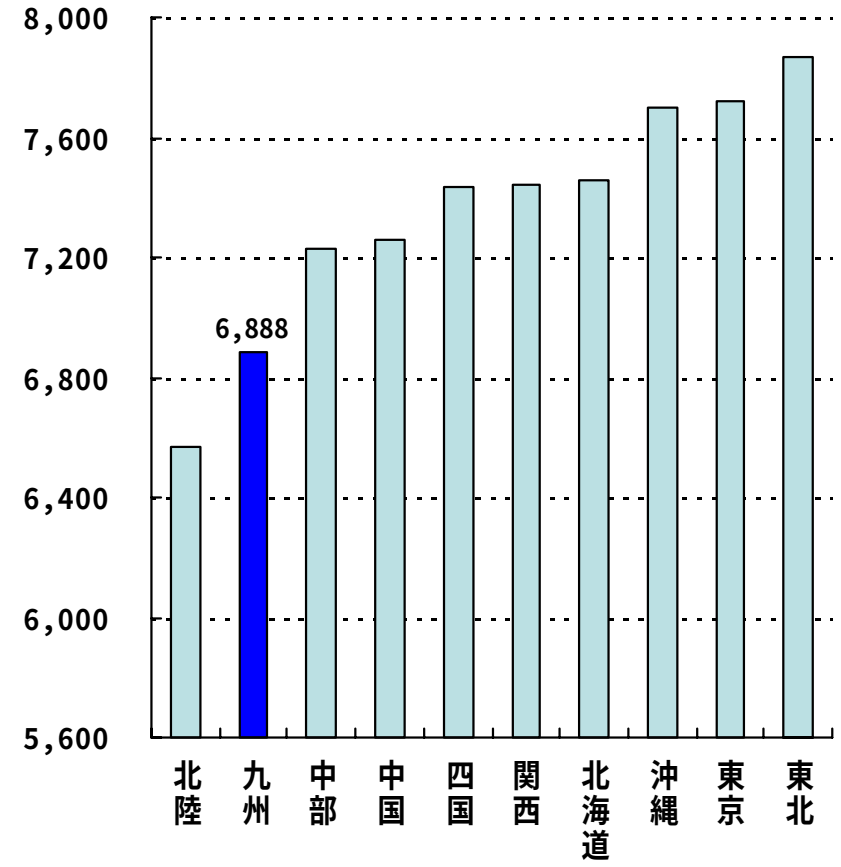


○　契約電流が30Ａ、使用電力量が300kWh/月の場合、各社の電気料金は以下のとおりとなります。

旧料金（25年4月以前）




新料金（25年5月以降）




※ 平成24年7～9月の貿易統計価格に基づく燃料費調整額を含みます。
※ 新料金は、九州は認可料金、東北・関西・四国は申請料金で算定。
※ 旧料金及び新料金には、消費税等相当額、平成25年5月分から変更となった再生可能エネルギー発電促進賦課金及び太陽光発電促進付加金を含みます。
※ 東京・中部・北陸・関西・中国・四国・九州の料金については、口座振替割引を含みます。

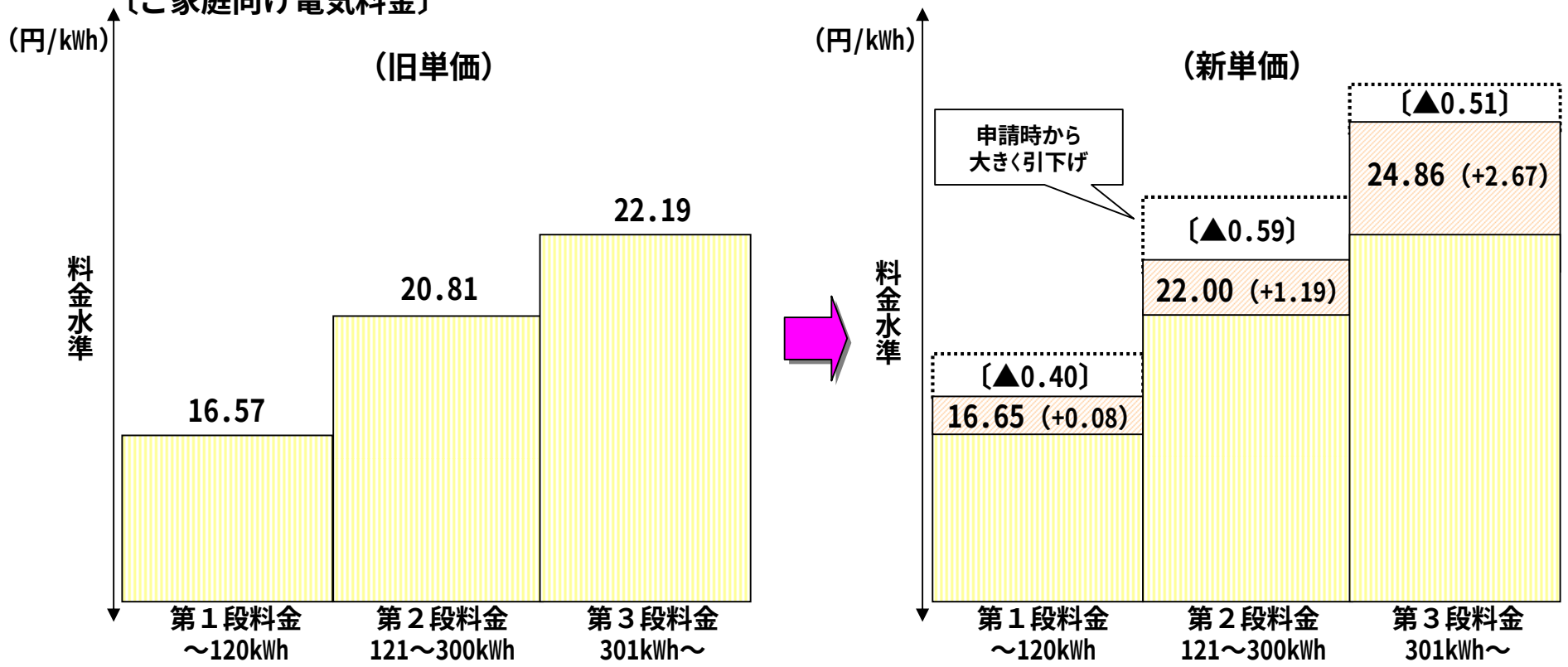
# 6　ご家庭向け電気料金の設定の考え方



○　今回の電気料金値上げは主として燃料費の増加によるものであることから、燃料費の増加と直接関係する電力量料金を値上げすることといたします。（基本料金は据え置きます）

○　ご家庭向け電気料金は、ご使用量の増加にともない料金単価が上昇する３段階料金を設定しており、今回の値上げでは、毎日の生活に必要不可欠な照明や冷蔵庫などの電気ご使用量に相当する第１段料金の値上げ幅をおさえ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しいたしました。

〔ご家庭向け電気料金〕




※ 旧単価と新単価を同じ条件で比較するため、旧単価には申請時の燃料費調整単価（0.47円/kWh）を含みます。
※ 消費税等相当額を含みます。

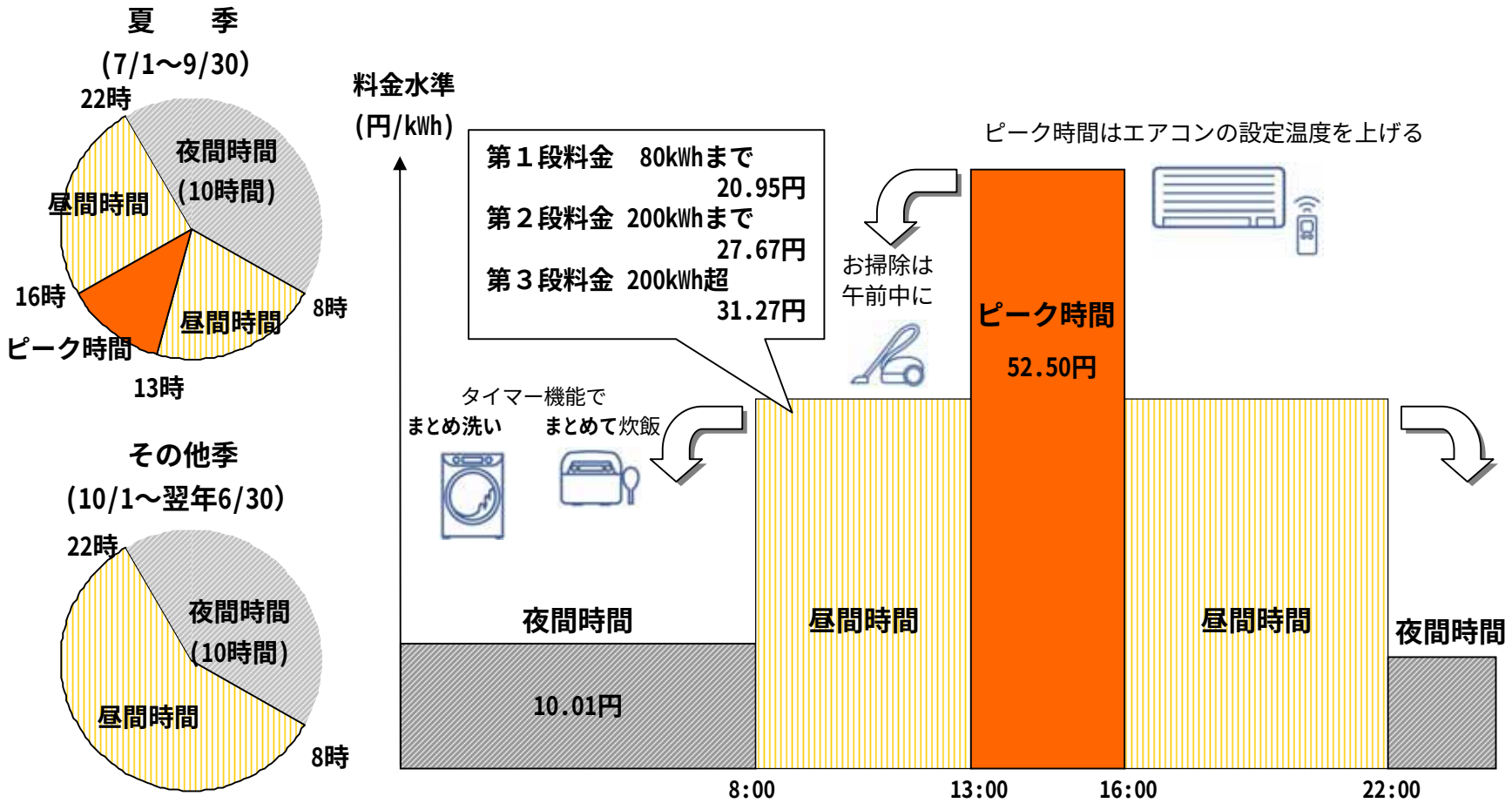
※ （ ）内は旧単価からの値上げ額
※ 〔 〕内は申請単価からの引下げ幅

# 7　新たな料金メニュー（ピークシフト電灯）



○　ピーク時間［夏季（７～９月）の13時～16時］・昼間時間を割高に、夜間時間を割安にした、ピークシフト電灯を設定いたします。

○　ピーク時間の節電や、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で、電気料金の節約が可能となる料金メニューです。



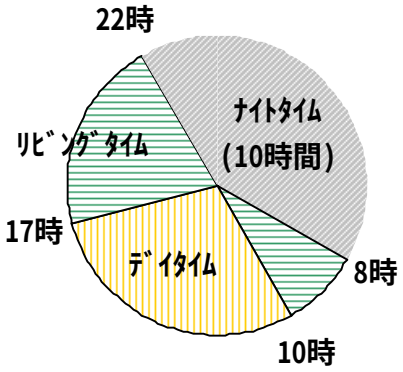

※　消費税等相当額を含みます。

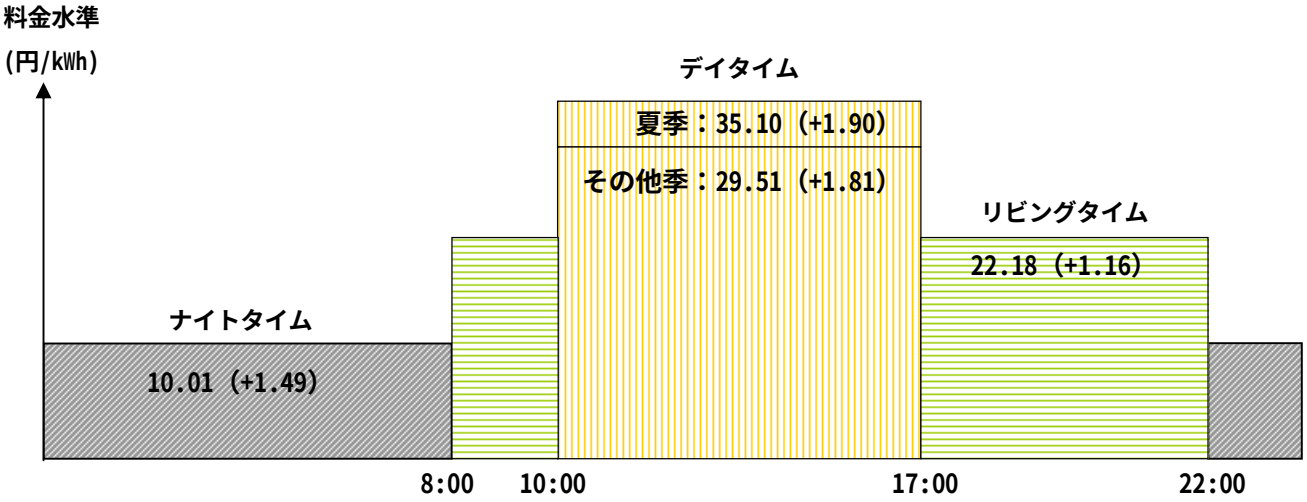
# 8　ご家庭向けの選択約款の変更点



〔季時別電灯〕

季時別電灯は、夜間蓄熱型機器保有を加入要件とすることで、負荷平準化を設備的に担保するメニューとして設定していましたが、今回、より幅広いお客さまが負荷平準化によって電気料金を節約いただけるよう、夜間蓄熱型機器をお持ちでないお客さまもご加入いただけるよう制度を変更します。




※ 旧単価と新単価を同じ条件で比較するため、旧単価には申請時の燃料費調整単価（0.47円/kWh）を含みます。

※ 消費税等相当額を含みます。

※（　）内は旧単価からの値上げ額

〔第２深夜電力（５時間供給）・季時別電灯、時間帯別電灯の５時間通電機器割引〕

○　５時間通電型電気温水器の販売停止等にともない、加入件数が年々減少していることから、新規加入を停止します。

○　新規加入の停止は、お客さまへの周知期間を考慮し、平成26年４月１日といたします。なお、ご加入済みのお客さまは引き続きご利用いただけます。

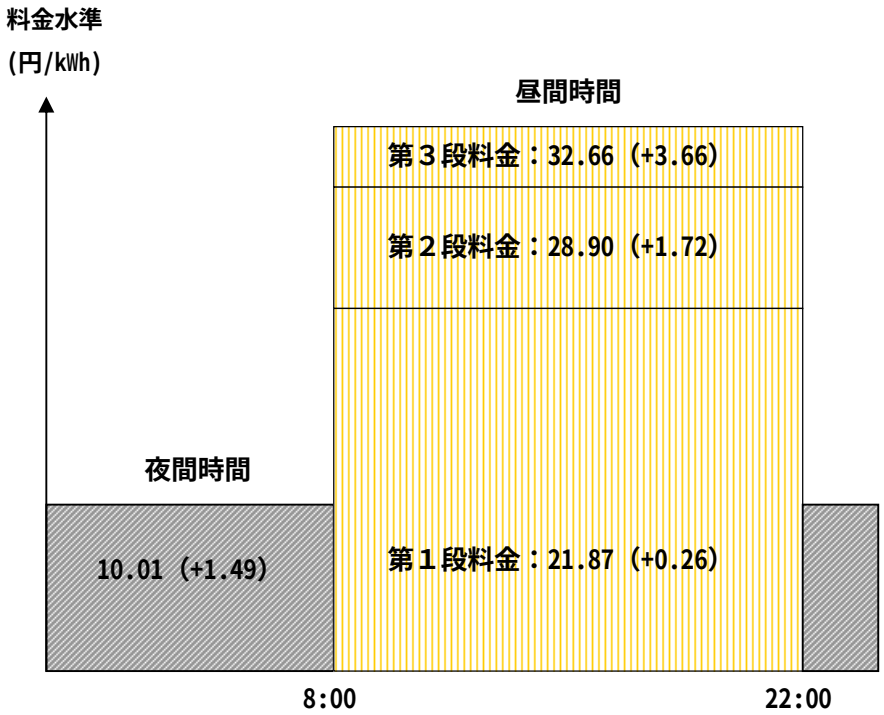
# 【参考】その他の選択約款（従来からのメニュー）



○　当社は従来から季節別・時間帯別の料金格差を設定することにより、昼間から夜間への負荷移行を行なっていただいた場合にメリットが発生する料金メニューを設定してまいりました。

〔時間帯別電灯〕

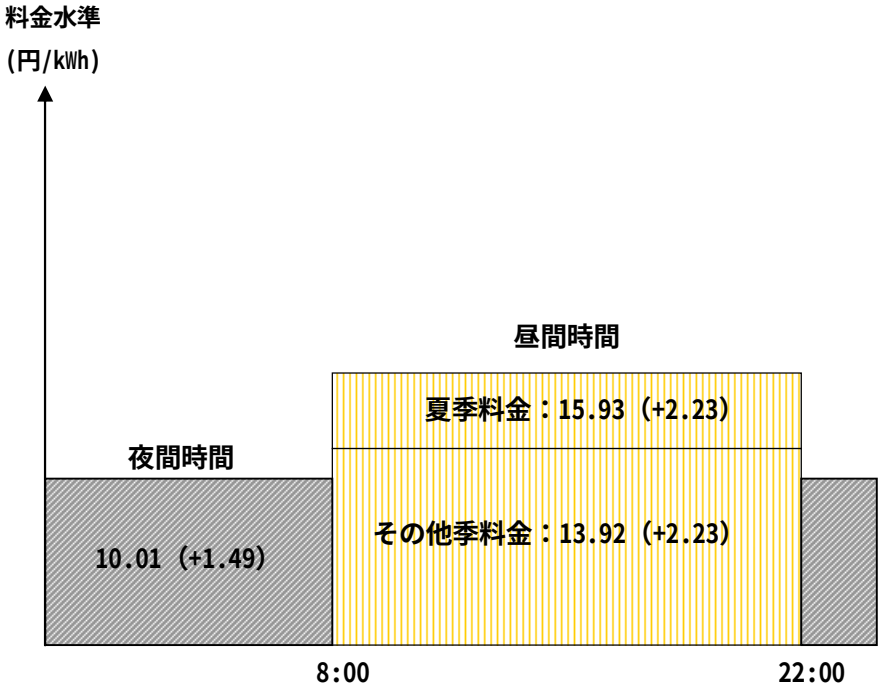
従量電灯と比べて昼間は割高、夜間は割安な電力量料金を設定し、電気の使用を昼間から夜間へ移行していただくことで電気料金の節約が可能な料金メニューです。




※（　）内は旧単価からの値上げ額

〔低圧季時別電力〕

季節別・時間帯別に電力量料金を設定し、電気の使用を昼間から夜間へ移行していただくことで電気料金の低減が可能な、動力をご使用されるお客さまがご加入できる料金メニューです。




※（　）内は旧単価からの値上げ額

※ 旧単価と新単価を同じ条件で比較するため、旧単価には申請時の燃料費調整単価（0.47円/kWh）を含みます。
※ 消費税等相当額を含みます。

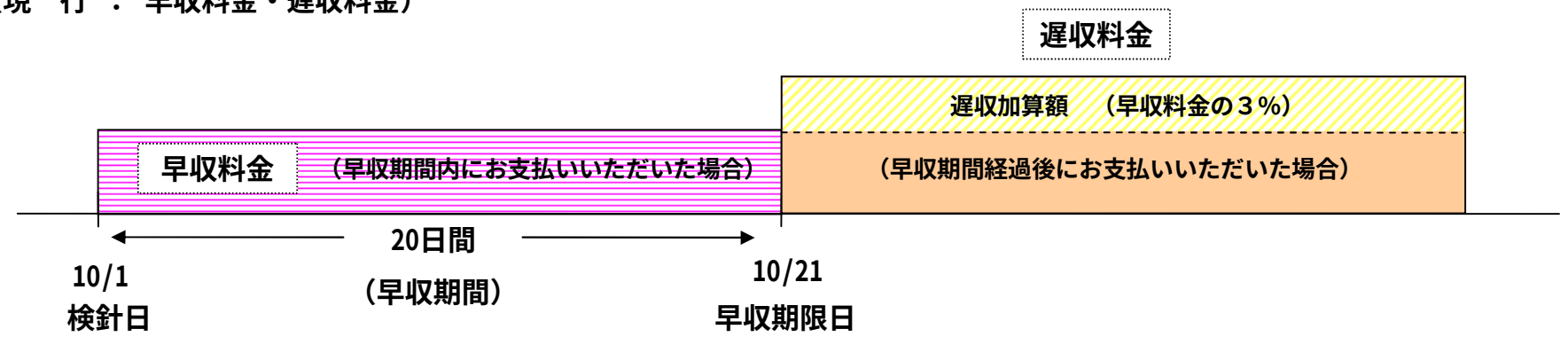
# 9　料金のお支払い制度の変更



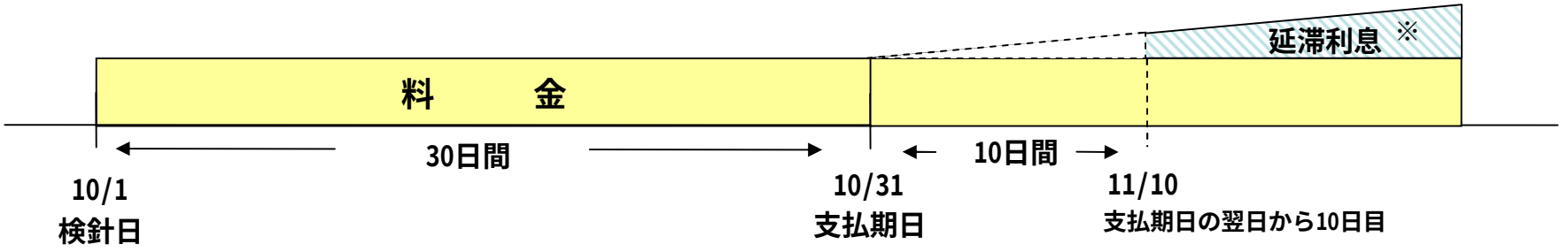
○　規制部門のお客さまにつきまして、現行の早収料金・遅収料金の取扱いを、平成26年10月分の電気料金から、延滞利息による取扱いに変更いたします。

〔制度変更のイメージ〕

（現　行　：　早収料金・遅収料金）




（変更後　：　延滞利息）




※　延滞利息は１日につき約0.03%（年利10%）

※　支払期日の翌日から起算して10日以内にお支払いいただいた場合は、延滞利息は適用しません

※ 自由化部門のお客さまにつきましては、平成17年から、延滞利息による取扱いに変更しております。

# 10　自由化部門お客さまの電気料金値上げ内容の見直し



○　自由化部門につきましては、規制部門における経済産業大臣の認可の内容を踏まえ、電気料金の値上げ内容を見直すこととし、その結果、値上げ率は平均14.22%〔1.84円/kWh（税抜）〕から平均11.94%〔1.55円/kWh（税抜）〕となります。

○　自由化部門のお客さまには、平成25年４月１日以降、ご契約期間に応じて、見直し後の電気料金を適用させていただきます。

○　見直しの具体的内容は以下のとおりです。

■ 先般お知らせした電力量料金値上げ単価を見直します

受電電圧（特別高圧および高圧）に応じて、次のとおり電力量料金値上げ単価を見直します。

| | 区　分 | 見直し前（A） | 見直し後（B） | 見直し額（B－A） |
|---|---|---|---|---|
| 電力量料金値上げ単価（税込） | 特別高圧 | 1.62円/kWh | 1.31円/kWh | ▲0.31円/kWh |
| | 高　圧 | 1.65円/kWh | 1.34円/kWh | ▲0.31円/kWh |

※　「見直し前」の電力量料金値上げ単価は、弊社が平成24年11月27日に公表した単価です。

※　特別高圧と高圧では、発電所から送電した電力に対して、送電線・配電線で失われる電力が占める割合（送配電ロス率）が異なることから、単価差が生じています。

・契約継続割引は先般お知らせのとおり廃止をお願いいたします

弊社とご契約いただいてから１年経過以降、契約継続年数に応じて、自動的に電気料金を割引するメニューである「契約継続割引」は、先般お知らせのとおり、平成25年４月１日以降、ご契約期間に応じて、廃止させていただきます。

# 11　お客さまへのお知らせ・ご説明（規制部門）



○　お客さま（ご契約数：約850万口）へは、新聞広告や当社ホームページ、検針時の配付チラシを活用したお知らせをさせていただくとともに、各種団体さまへのご説明や日常業務におけるお客さまとの接点を活用したご説明を実施。

■新聞広告や当社ホームページ、検針時におけるお知らせ

・新聞広告により広くお知らせさせていただくとともに、当社ホームページを通じ、認可に関する詳細な情報をタイムリーにご提供

・検針時にチラシを配付し、個々のお客さまに対してお知らせ

■各種団体のお客さまへのご説明

・消費者団体さま、自治体さま、経済団体さまなどに対して個別に訪問のうえ、丁寧なご説明を実施〔約7,000件・約２万名のお客さまにご説明（申請から認可まで）〕

■日常業務の中でお客さまとお会いする機会を捉えた丁寧なご説明

・お客さまからの電話でのお問合せ・ご意見については、お客さま問合せ窓口となる営業所体制を強化し、丁寧なご説明を実施

・また、配電工事など現場での作業の際にお会いするお客さまに対してもチラシを活用し、丁寧なご説明を実施

○　お客さまへのご説明は、値上げの内容に加えて、お客さまの電気料金ご負担軽減策も情報提供。

# 【参考】電気料金の節約につながる情報発信



○　値上げによるお客さまのご負担を軽減するために、ご家庭へ、節電・節約手法例や新しい電気料金メニュー等を記載したチラシを検針時に配付。

○　また、ホームページでは、次のような「節電・節約手法」や「電気料金シミュレーション」などについて分かりやすくご紹介。

九州電力ホームページ：http://www.kyuden.co.jp/

〔節電・節約手法のご紹介〕

・値上げによるお客さまのご負担を軽減していただくための節約手法について、分かりやすくご紹介



# 【参考】電気料金の節約につながる情報発信



〔電気料金シミュレーション〕

- 「電気料金値上げ影響額シミュレーション」により、値上げ影響額をご紹介

電気料金影響額シミュレーションはこちら

- また、「ご契約メニュー比較シミュレーション」により、お客さまにメニュー毎の試算結果をご紹介

ご契約メニュー比較シミュレーションはこちら




※ご契約内容と電気のご使用状況を入力

| ご契約メニュー | 年間電気料金 | 差額 |
|---|---|---|
| 季時別電灯 | 114,722円 | -6,162円 |
| ピークシフト電灯 | 119,826円 | -1,058円 |
| 時間帯別電灯 | 120,865円 | -19円 |
| 従量電灯B（現在） | 120,884円 | ― |
| 高負荷率型電灯 | 216,847円 | +95,963円 |

※メニュー毎の試算結果をご紹介

〔アンペア（ご契約容量）ガイド〕

- 節電の取組みなどによるご契約容量の見直し（節約）をご紹介

アンペア（ご契約容量）ガイドはこちら




※ご契約容量及び同時に使われる電化製品の容量、台数を入力

| 年間にご使用される最大容量（ｼﾐｭﾚｰｼｮﾝ結果） | 現在のご契約容量（ｱﾝﾍﾟｱ） |
|---|---|
| 30A(ｱﾝﾍﾟｱ) | 40A(ｱﾝﾍﾟｱ) |

※ご契約容量見直しの目安をご紹介

# 11　お客さまへのお知らせ・ご説明（自由化部門）



○　自由化部門のお客さまへは、電気料金値上げの見直し内容を掲載した封書の郵送、電話や訪問等を通じて、公表時からの変更点をご説明させていただく等、引き続き、丁寧な対応を心がけてまいります。

○　また、お客さまからのご要望に応じ、使用電力量の低減に向けた省エネアイテムの紹介や、お客さまのご使用状況を踏まえながら、料金低減に繋がるメニューのご提案もさせていただきます。

## ■ お客さまへのご説明

・契約電力500kW以上のお客さま（約0．3万口）

原則として、全てのお客さまをご訪問させていただき、電気料金値上げの見直し内容や影響額等を丁寧にご説明させていただきます。

・契約電力500kW未満のお客さま（約7．1万口）

封書の郵送、電話や訪問等を通じて、電気料金値上げの見直し内容や影響額等を丁寧にご説明させていただきます。

## ■ ホームページによる省エネ方法等のご紹介

・業態別に省エネの方法や効果を掲載しています。

# 12　原価の内訳（人件費）



○　賃金・賞与等の減額、健康保険料の会社負担率の引き下げ、役員報酬の減額や福利厚生制度の見直し等の効率化に加え、申請原価に対する修正指示の反映(▲82億円)により、前回原価と比べ250億円の減となっております。

(億円)

| | 前回:A (H20) | 今回:B (H25～27) | 差:B-A | 主な増減要因 |
|---|---|---|---|---|
| 役員給与 | 8 | 3 | ▲5 | 報酬の減額 |
| 給料手当 | 1,058 | 728 | ▲330 | 年収の減額 |
| 給料手当振替額 | ▲8 | ▲6 | 2 | |
| 退職給与金 | ▲42 | 110 | 152 | 数理計算上の差異償却費の増 |
| 厚生費 | 191 | 150 | ▲41 | 福利厚生の見直し |
| 委託検針費 | 70 | 63 | ▲7 | 検針単価の減額 |
| 委託集金費 | 46 | 31 | ▲15 | 集金単価の減額 |
| 雑給 | 12 | 6 | ▲6 | 嘱託報酬の減額 |
| 人件費計 | 1,335 | 1,084 | ▲250 | ― |

(人)

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 【参考】経費対象人員 | 12,234 | 12,007 | ▲227 | 業務委託の拡大 |

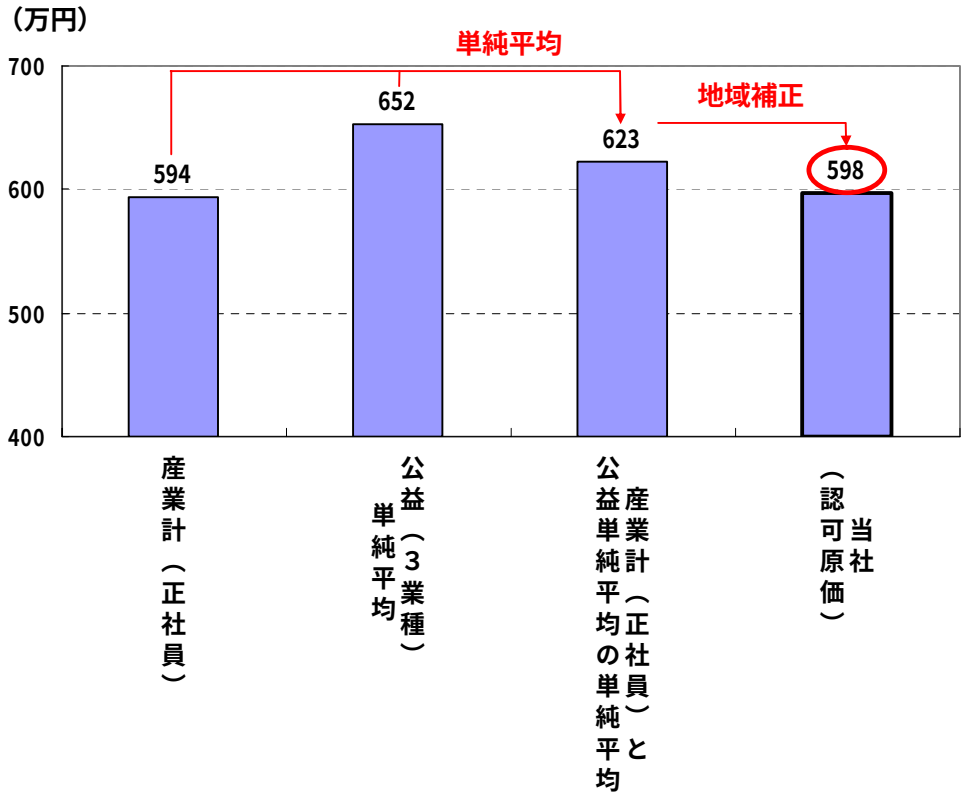
※　経費対象人員にはシニア社員を含む

# 【参考】年収水準



○ 当社の年収水準（基準賃金、時間外手当を除く基準外手当、賞与、その他諸給与金）は、申請原価に対する修正指示を踏まえ、賃金構造基本統計調査における従業員1,000人以上企業の「常用労働者（正社員）の年収（594万円）」と「公益企業（ガス、水道、鉄道）の年収（年齢、勤続年数、学歴による補正後）の単純平均（652万円）」との単純平均（623万円）を地域補正した額（598万円）としております。

〔認可原価における年収水準〕




【審査要領】
「賃金構造基本統計調査」における常用雇用者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。

※ 出典：厚生労働省「賃金構造基本統計調査」
同調査における所定内給与額は、超過労働給与額（時間外手当、当直手当、特別労働手当等）を除いた額

※ 従業員1,000人以上の企業を対象

※ 年齢、勤続年数、学歴による補正は、統計値を当社従業員の年齢、勤続年数、学歴毎の在籍人数で加重平均して算定

※ 地域補正は、人事院報告における地域別民間給与の全国と九州・沖縄の比率（96%）にて実施

# 12　原価の内訳（燃料費）



○　電源の最経済運用を前提として、調達方法の多様化や輸送費の削減などの価格低減策に加え、申請原価に対する修正指示を反映(▲104億円)するものの、原子力発電電力量の減少に伴う代替火力の稼働増による大幅な増加は避けられず、前回原価と比べ1,552億円の増加となっております。

(億円)

| | | 前回:A (H20) | 今回:B (H25～27) | 差:B-A | 主な増減要因 |
|---|---|---|---|---|---|
| 火力 | 石炭 | 638 | 679 | 42 | 原子力発電所の長期停止による稼働増<br>（原子力利用率：83→55%） |
| | 石油 | 602 | 1,243 | 640 | |
| | LNG | 1,677 | 2,560 | 882 | |
| | 小計 | 2,917 | 4,482 | 1,564 | ― |
| 原子力 | | 223 | 204 | ▲19 | 原子力発電所の長期停止による減 |
| 新エネ等 | | 22 | 28 | 7 | |
| 燃料費計 | | 3,162 | 4,714 | 1,552 | ― |

【参考】発電電力量

(億kWh)

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 火力 | 石炭 | 164 | 165 | 1 |
| | 石油 | 33 | 75 | 42 |
| | LNG | 166 | 219 | 53 |
| | 小計 | 363 | 458 | 95 |
| 原子力 | | 382 | 252 | ▲130 |
| 新エネ等 | | 15 | 14 | ▲1 |

# 12　原価の内訳（修繕費）



○　安全・法令遵守に関するもの及び点検結果に基づき安定供給の維持に必要な最低限の対策を織り込んでおり、設備の経年劣化等の増加要因はあるものの、今後の効率化努力に加え、申請原価に対する修正指示の反映（▲30億円）により、前回原価と比べ33億円の減となっております。

○　なお、修繕費率※は2.15%となり、「審査要領」及び「査定方針」に記載のメルクマール（過去５か年の修繕費率）の範囲内となっております。　※ 帳簿原価に対する修繕費の比率

(億円)

| | | 前回:A (H20) | 今回:B (H25～27) | 差: B-A |
|---|---|---|---|---|
| 水力 | | 83 | 66 | ▲17 |
| 火力 | | 403 | 447 | 44 |
| 原子力 | | 525 | 532 | 7 |
| 新エネ等 | | — | 37 | 37 |
| 送電 | | 114 | 132 | 18 |
| 変電 | | 83 | 67 | ▲16 |
| 配電 | 一般修繕費 | 251 | 216 | ▲35 |
| | 取替修繕費 | 435 | 374 | ▲60 |
| | 小計 | 686 | 590 | ▲95 |
| 業務 | | 50 | 40 | ▲11 |
| 修繕費計 | | 1,944 | 1,911 | ▲33 |

【主な修繕計画】

| 設　備 | 修繕計画 |
|---|---|
| 電　源 | ○発電設備の定期検査<br>○ボイラー、タービン、発電機等の経年劣化対策<br>○原子力発電所の安全性、信頼性向上対策 |
| 流　通 | ○鉄塔・電線・ケーブルの点検・補修、防錆塗装<br>○変圧器・遮断器など変電機器の点検・補修<br>○電力量計失効替 |
| 業　務 | ○通信機器の保守・点検<br>○建物劣化補修 |

【審査要領】

事業者各社一律に設定するのではなく、各社ごとに、過去実績をもとにした基準(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。

(億円)

| | 今　回 | 過去５か年※ |
|---|---|---|
| 平均修繕費:C | 1,911 | 1,856 |
| 平均帳簿原価:D | 88,801 | 83,604 |
| 比　率　C/D | 2.15% | 2.22% |

※ 過去５か年はH19～H23年度実績の平均

# 12　原価の内訳（減価償却費）



○　原子力発電所の安全対策の実施などの増加要因はあるものの、償却の進展などに加え、申請原価に対する修正指示の反映(▲11億円)により、前回原価と比べ193億円の減となっております。

(億円)

| | 前回:A (H20) | 今回:B (H25～27) | 差:B-A | 主な増減要因 |
|---|---|---|---|---|
| 水　　力 | 207 | 192 | ▲16 | 償却の進展 |
| 火　　力 | 368 | 197 | ▲171 | 償却の進展 |
| 原　子　力 | 355 | 340 | ▲16 | 償却の進展 |
| 新 エ ネ 等 | ― | 27 | 27 | 設備区分の新設 |
| 送　　電 | 418 | 410 | ▲ 8 | 償却の進展 |
| 変　　電 | 229 | 196 | ▲33 | 償却の進展 |
| 配　　電 | 264 | 244 | ▲20 | 償却の進展 |
| 業　　務 | 114 | 158 | 44 | 総合制御所計算機取替工事等の増 |
| 減価償却費計 | 1,955 | 1,762 | ▲193 | ― |

# 12　原価の内訳（事業報酬）



○　レートベース(電気事業に必要な資産の価値)については、償却の進展に加え、申請原価に対する修正指示の反映※1による減はあるものの、積立金の取り崩し※2などにより、前回原価と比べ1,107億円の増加となっております。

○　事業報酬率については、 経済産業省令「一般電気事業供給約款料金算定規則」（以下、「算定規則」）及び「審査要領」等を踏まえ、前回（3.0%)から0.1%低い2.9%となっております。

○　この結果、事業報酬（レートベース×事業報酬率）は、前回と同水準の880億円となっております。

※1 事業報酬 ▲８億円

※2 前回原価では積立金相当額を控除

（億円）

| | 前回:A (H20) | 今回:B (H25～27) | 差:B-A | 主な増減要因 |
|---|---|---|---|---|
| 電気事業固定資産 | 25,634 | 23,767 | ▲1,866 | 償却の進展 |
| 核燃料資産 | 2,568 | 2,633 | 65 | 原子力発電所停止による増 |
| 建設中の資産 | 932 | 1,181 | 249 | 新大分3号系列第4軸増設工事による増 |
| 特定投資 | 157 | 738 | 581 | 日本原燃への増資、上流権益への投資 |
| 運転資本　営業費 | 1,176 | 1,340 | 164 | 総原価見直しによる増 |
| 運転資本　貯蔵品 | 496 | 696 | 201 | 燃料貯蔵品の増 |
| 運転資本　小計 | 1,672 | 2,037 | 365 | ― |
| 原変・別途積立金 | ▲1,713 | 0 | 1,713 | 積立金取り崩しによる増 |
| ①レートベース計 | 29,250 | 30,357 | 1,107 | ― |
| 事業報酬(①×報酬率※) | 877 | 880 | 3 | ― |

※ 前回は3.0%、今回は2.9%を適用

# 【参考】事業報酬の概要（レートベース方式）



○ 事業報酬とは、設備投資のための資金調達によって発生する支払利息や配当金などの、いわゆる資本コストに相当するもので、一般的な利益とは異なる必要不可欠なコストです。

○ 事業報酬は、電気事業に必要な真実かつ有効な資産（レートベース）に対し、電気事業に必要な資金を調達することができる程度の率（事業報酬率）を乗じて算定しております。

○ 過去には、支払利息や配当金等を積み上げて事業報酬を算定しておりましたが、積み上げ方式では、各社毎の資本構成の差異等によって原価水準に差が出ることや、資金調達コスト低減のインセンティブが乏しいことから、昭和35年に現在のレートベース方式に変更されております。

○ レートベース方式のもと、効率化の成果を設備投資や有利子負債の削減等に活用し、資金調達コストの低減や財務体質の強化を図ることで、電気料金の中長期的な安定化・低廉化に努めてまいります。

**事業報酬**（880億円） ＝ **レートベース**（30,357億円） × **事業報酬率**（2.9%）

## 電気事業の能率的な経営のために必要かつ有効と認められる資産

（億円）

| | | レートベース |
|---|---|---|
| 電気事業固定資産 | | 23,767 |
| 建設中の資産 | | 1,181 |
| 核燃料資産 | | 2,633 |
| 特定投資 | | 738 |
| 運転資本 | 営業費 | 1,340 |
| | 貯蔵品 | 696 |
| | 小計 | 2,037 |
| レートベース計 | | 30,357 |

## 電気事業が合理的な発展を遂げるため必要な資金を調達することができる程度の率

報酬率[2.9%]

＝

①自己資本報酬率[6.21%]×30%※1

＋

②他人資本報酬率[1.49%]×70%

算定規則に基づく比率

①公社債利回り×(1－β)+全産業自己資本利益率×β※2
②全ての一般電気事業者の有利子負債利子率の加重平均

※1 他の公益事業の状況を参照しつつ、電気事業として望ましい自己資本比率として30%と設定（平成７年 第30回料金制度部会）

※2 株価指数に対する個別銘柄の感応度(市場が１%変動した時の変動率)で、その銘柄のリスク度合いを示す指標

# 12　原価の内訳（購入・販売電力料）



○　購入電力料については、申請原価に対する修正指示を反映(▲37億円)するものの、原子力発電電力量の減少に伴う追加調達分の増加や、再生可能エネルギーの固定価格買取制度の導入による購入量の増加などにより、前回原価と比べ81億円の増加となっております。

○　販売電力料については、卸電力取引所活性化へ向けた取引量の増加などを織り込むことにより、前回原価と比べ11億円の増加となり、原価の低減に寄与しております。

（億円）

| | 前回:A (H20) | 今回:B (H25～27) | 差:B-A | 主な増減要因 |
|---|---|---|---|---|
| 水力 | 157 | 133 | ▲24 | ― |
| 火力 | 938 | 1,032 | 94 | 追加調達分の単価の上昇 |
| 新エネ等 | 138 | 150 | 12 | 固定価格買取制度開始による購入量の増 |
| 購入電力料計 | 1,233 | 1,315 | 81 | ― |
| 販売電力料 | 84 | 95 | 11 | 新電力向け販売電力量の増 |

【参考】購入・販売電力量　（億kWh）

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 購入 | 水力 | 19 | 17 | ▲2 |
| | 火力 | 139 | 134 | ▲5 |
| | 新エネ等 | 13 | 22 | 9 |
| 販売 | | 8 | 9 | 1 |

# 12　原価の内訳（公租公課）



○　償却の進展に伴う固定資産税の減や税制改正に伴う法人税の減、販売電力量の減少に伴う電源開発促進税の減などに加え、申請原価に対する各費目への修正結果を反映(▲４億円)し、前回原価と比べ35億円の減となっております。

（億円）

| | 前回:A (H20) | 今回:B (H25～27) | 差:B-A | 主な増減要因 |
|---|---|---|---|---|
| 水利使用料 | 17 | 17 | 0 | ― |
| 固定資産税 | 337 | 322 | ▲14 | 償却の進展 |
| 雑税※ | 51 | 53 | 2 | 使用済核燃料税の増 |
| 電源開発促進税 | 335 | 324 | ▲10 | 課税対象電力量の減（▲27億kWh） |
| 事業税 | 169 | 176 | 7 | 課税対象収入（総原価）の増 |
| 法人税 | 134 | 113 | ▲20 | 法人税率の変更（30.0→25.5%） |
| 公租公課計 | 1,041 | 1,006 | ▲35 | ― |

※ 住民税、事業所税、核燃料税、使用済核燃料税、印紙税等

# 12　原価の内訳（原子力バックエンド費用）



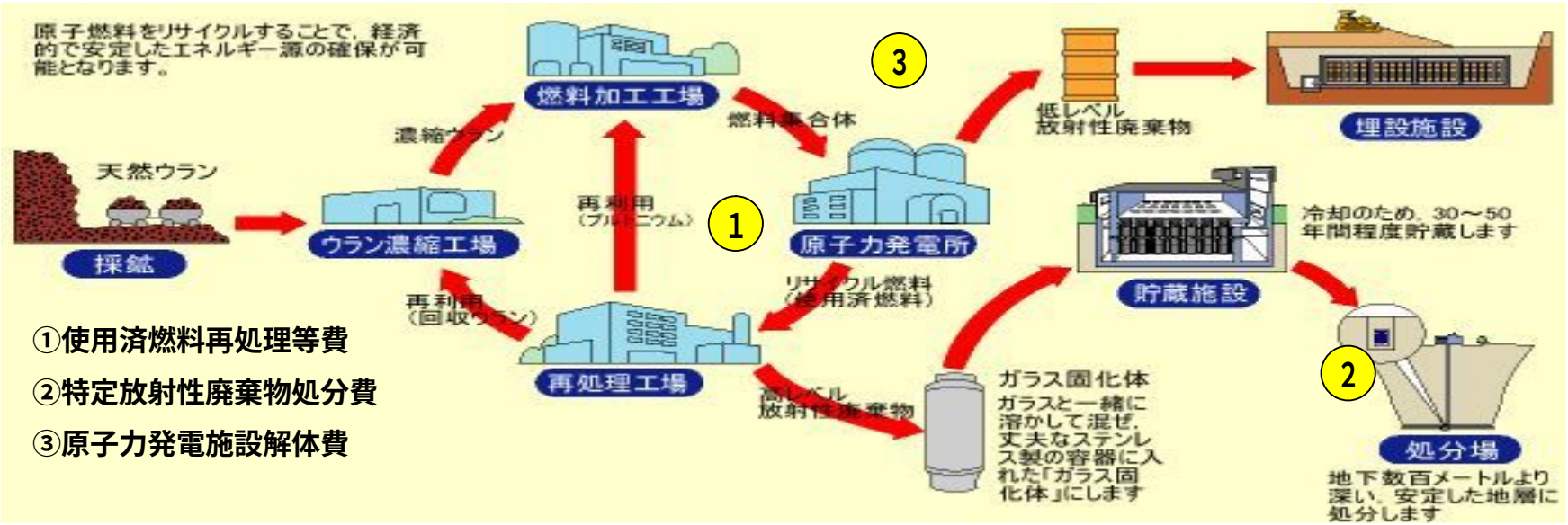
○　原子力発電所の稼働減などに加え、申請原価に対する修正指示の反映(▲３億円)により、前回原価と比べ118億円の減となっております。

(億円)

| | 前回:A (H20) | 今回:B (H25～27) | 差:B-A | 主な増減要因 |
|---|---|---|---|---|
| 使用済燃料再処理等費 | 225 | 182 | ▲43 | 発電電力量の減(382→252億kWh) |
| 特定放射性廃棄物処分費 | 88 | 38 | ▲50 | 発電電力量の減(368→229億kWh※1)<br>過去分※2の拠出終了(H25年度)による減 |
| 原子力発電施設解体費 | 77 | 52 | ▲25 | 発電電力量の減(382→252億kWh) |
| バックエンド費用計 | 390 | 272 | ▲118 | ― |

※1　暦年ベース(H25.1～H27.12の３か年平均)
※2　平成11年末までの発電分

【参考】原子燃料サイクルの概要



# 12　原価の内訳（その他経費・控除収益）



○　「審査要領」を踏まえた普及開発関係費や研究費等の減額に加え、申請原価に対する修正指示を反映(▲30億円)するものの、原子力損害賠償支援機構への一般負担金などの増加要因もあり、前回原価と比べ16億円の増加となっております。

（億円）

| | 前回:A (H20) | 今回:B (H25～27) | 差:B-A |
|---|---|---|---|
| 廃棄物処理費 | 99 | 115 | 16 |
| 消耗品費 | 66 | 60 | ▲6 |
| 補償費 | 20 | 25 | 5 |
| 賃借料 | 365 | 285 | ▲81 |
| 託送料 | 27 | 25 | ▲2 |
| 事業者間精算費 | 7 | 9 | 3 |
| 委託費 | 745 | 840 | 95 |
| 損害保険料 | 16 | 18 | 3 |
| 原賠機構負担金 | ― | 169 | 169 |
| 普及開発関係費 | 96 | 19 | ▲77 |
| 養成費 | 16 | 15 | ▲1 |
| 研究費 | 67 | 53 | ▲14 |
| 諸費 | 208 | 175 | ▲33 |
| その他※ | 248 | 206 | ▲42 |
| その他経費計 | 1,980 | 2,015 | 35 |

※ 電気料貸倒損、固定資産除却費等

| | 前回:A (H20) | 今回:B (H25～27) | 差:B-A |
|---|---|---|---|
| 遅収加算料金 | ▲22 | ▲12 | 10 |
| 託送収益 | ▲1 | ▲3 | ▲1 |
| 事業者間精算収益 | ▲34 | ▲43 | ▲9 |
| 電気事業雑収益 | ▲102 | ▲122 | ▲20 |
| 預金利息 | ▲1 | ▲0.2 | 0.8 |
| 控除収益計※ | ▲160 | ▲179 | ▲19 |

※ 地帯間販売電力料、他社販売電力料を除く

| | | | |
|---|---|---|---|
| その他経費＋控除収益 | 1,820 | 1,836 | 16 |

○主な増減要因

原子力損害賠償支援機構一般負担金 ＋169
委託費 ＋95 （発変電･送電設備保全業務委託の増 ＋89 など）
賃借料 ▲81 （ﾘｰｽ会計変更※による機械賃借料の減 ▲60 など）
普及開発関係費 ▲77 （販促･広報関係費の減 ▲77）
諸費 ▲33 （通信運搬費 ▲8、雑費 ▲10、寄付金 ▲9 など）

※ 新リース会計基準の適用により、H20.4以降の新規契約分から、賃貸借処理が認められていたリース資産を資産計上することに変更

# 【参考】普及開発関係費・諸費・研究費



○　「審査要領」に算入可否が示されている普及開発関係費や寄付金、団体費、研究費については、算入項目の精査に加え、申請原価に対する修正指示の反映により、前回原価と比べ111億円の減となっております。

（億円）

| 項　目 | 前回:A (H20) | 今回:B (H25～27) | 差:B-A | 備　考 |
|---|---|---|---|---|
| 普及開発関係費 | 96 | 19 | ▲77 | — |
| イメージ広告･販促関連 | 23 | 0 | ▲23 | ･全額不算入 |
| オール電化関連 | 24 | 0 | ▲24 | ･全額不算入 |
| ＰＲ館(販促関連) | 6 | 0 | ▲6 | ･全額不算入 |
| 電気料金メニュー | 11 | 1 | ▲10 | ･料金メニューの周知 |
| 電気安全関連 | 3 | 1 | ▲2 | ･台風災害等による停電関係広報、公衆感電事故防止　等 |
| 需要抑制要請関連 | 0 | 0.4 | 0.4 | ･需要抑制･節電要請 |
| 電力設備･ｴﾈﾙｷﾞｰに関する理解促進活動関連 | 23 | 12 | ▲11 | ･展示館運営費　等 |
| その他の情報提供関連(公益的目的) | 6 | 4 | ▲2 | ･お客さまとの対話活動、施設見学者対応　等 |
| 寄付金 | 9 | 0.4 | ▲9 | ･大牟田市特定呼吸器疾病患者救済事業 |
| 団体費 | 17 | 6 | ▲11 | ･下記以外は全額不算入 |
| 海外電力調査会 | 1 | 1 | 0 | ･海外電気事業の調査･研究等 |
| 海外再処理委員会 | 0.7 | 0.7 | 0 | ･海外再処理契約及び関連輸送契約等の協議･履行補助等 |
| 原子力安全推進協会 | 0.9 | 3.6 | 2.7 | ･事業者の原子力安全性向上活動の評価･支援 |
| 電力系統利用協議会 | 0.6 | 0.6 | 0 | ･ネットワーク利用公平性確保 |
| 世界原子力発電事業者協会東京センター | 0.2 | 0.2 | 0 | ･原子力の安全及び信頼性の向上 |
| 研究費 | 67 | 53 | ▲14 | — |
| 自社研究費 | 28 | 27 | ▲1 | ･研究内容を精査し、電力の安定供給やコスト削減、環境保全などに資する項目に限定して算入 |
| 分担金 (電中研他) | 39 | 27 | ▲13 | |
| 合　　計 | 189 | 78 | ▲111 | — |

# 【参考】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制度です。

○ 具体的には、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/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。

〔ヤードスティック査定の概要〕

| | |
|---|---|
| 比較対象 | ・一般経費（人件費＋その他経費の一部※ ）<br>※　託送料、事業者間精算費、原子力損害賠償支援機構一般負担金等は対象外 |
| 比較指標 | ・「単価の水準（円/kWh）」及び「前回改定からの単価の変化率（%）」<br>※　電源部門・非電源部門別に区分して比較 |
| 評価・査定方法 | ・比較指標を相対評価し、比例法によって点数化<br>※　比較に際しては、行政において地域特性等による補正を実施<br>・点数に応じ３グループ（Ⅰ・Ⅱ・Ⅲ）に分類の上、グループごとの査定率により効率化努力目標額を算出<br>※　査定率…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 | Ⅰ（０%） | Ⅰ（０%） | ― |
| 査定額（効率化努力目標額） | 0 | 0 | 0 |

# 【補足資料】

# 【補足】基準燃料価格及び基準単価の見直し①



○　発電構成や燃料価格の変更にあわせ基準燃料価格及び基準単価の見直しを実施しております。
○　火力発電の燃料消費数量の増加に伴い、基準単価は現行よりも大きくなっております。
○　なお、基準単価は、平均燃料価格が1,000円/kℓ変動した場合の1kWhあたりの調整単価であり、価格の変動に伴う燃料費調整の調整幅は、現行より大きくなります。

| | | | 旧料金 | 新料金 | 差引 |
|---|---|---|---|---|---|
| 基準燃料価格 | | 円/kℓ | 26,500 | 33,500 | 7,000 |
| 換算係数 | α | ― | 0.0848 | 0.1490 | 0.0642 |
| | β | ― | 0.2323 | 0.2575 | 0.0252 |
| | γ | ― | 0.8667 | 0.7179 | ▲0.1488 |
| 基準単価(税抜・平均) | | 円/kWh | 0.130 | 0.157 | 0.027 |

※　実際の基準単価は電圧により異なります。（新料金（税込） → 低圧：0.171円、高圧：0.162円、特高：0.159円）

①基準燃料価格（33,500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（平成２４年７～９月の貿易統計価格）の加重平均値で、燃料費調整における価格変動の基準値となるものです。
・具体的には、各燃料の熱量構成比に原油換算係数を加味した係数（α，β，γ）を算定し、以下のとおり算定します。

〔算定式〕

| 52,519円/kℓ | × | 0.1490 | ＋ | 71,841円/t | × | 0.2575 | ＋ | 10,039円/t | × | 0.7179 | ＝ | 33,500円/kℓ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 原油価格 | | α | | ＬＮＧ価格 | | β | | 石炭価格 | | γ | | 基準燃料価格 |

②基準単価（0.157円/kWh）

・基準単価は、平均燃料価格が1,000円/kℓ変動した場合のkWhあたりの調整単価です。
・具体的に、当社の火力発電の燃料消費数量（原油換算kℓ）をもとに、以下のとおり算定します。

〔算定式〕

| 40,004千kℓ | × | 1,000円/kℓ | ÷ | 255,450百万kWh | ＝ | 0.157円/kWh |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 燃料消費数量（原油換算） | | | | 総販売電力量 | | 基準単価 |

# 【補足】基準燃料価格及び基準単価の見直し②



[参考１] 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以下のとおり燃料費調整単価を算定します。

〔算定式〕

| （ | **,***円/kℓ | － | 33,500円/kℓ | ）÷ | 1,000円/kℓ | × | 0.157円/kWh | ＝ | 毎月の燃料費調整単価 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 毎月の平均燃料価格 | | 基準燃料価格 | | | | 基準単価 | | |

・この燃料費調整単価にお客さまのご使用量に乗じた金額が毎月の燃料費調整額となります。

[参考２] 平均燃料価格

・平均燃料価格は、毎月の原油・ＬＮＧ・石炭の貿易統計価格の加重平均値（下記のα・β・γで加重）です。

・具体的には、調整を行なう月の３～５か月前の原油・ＬＮＧ・石炭の貿易統計価格の平均にα・β・γをそれぞれに乗じて合計して算定します。

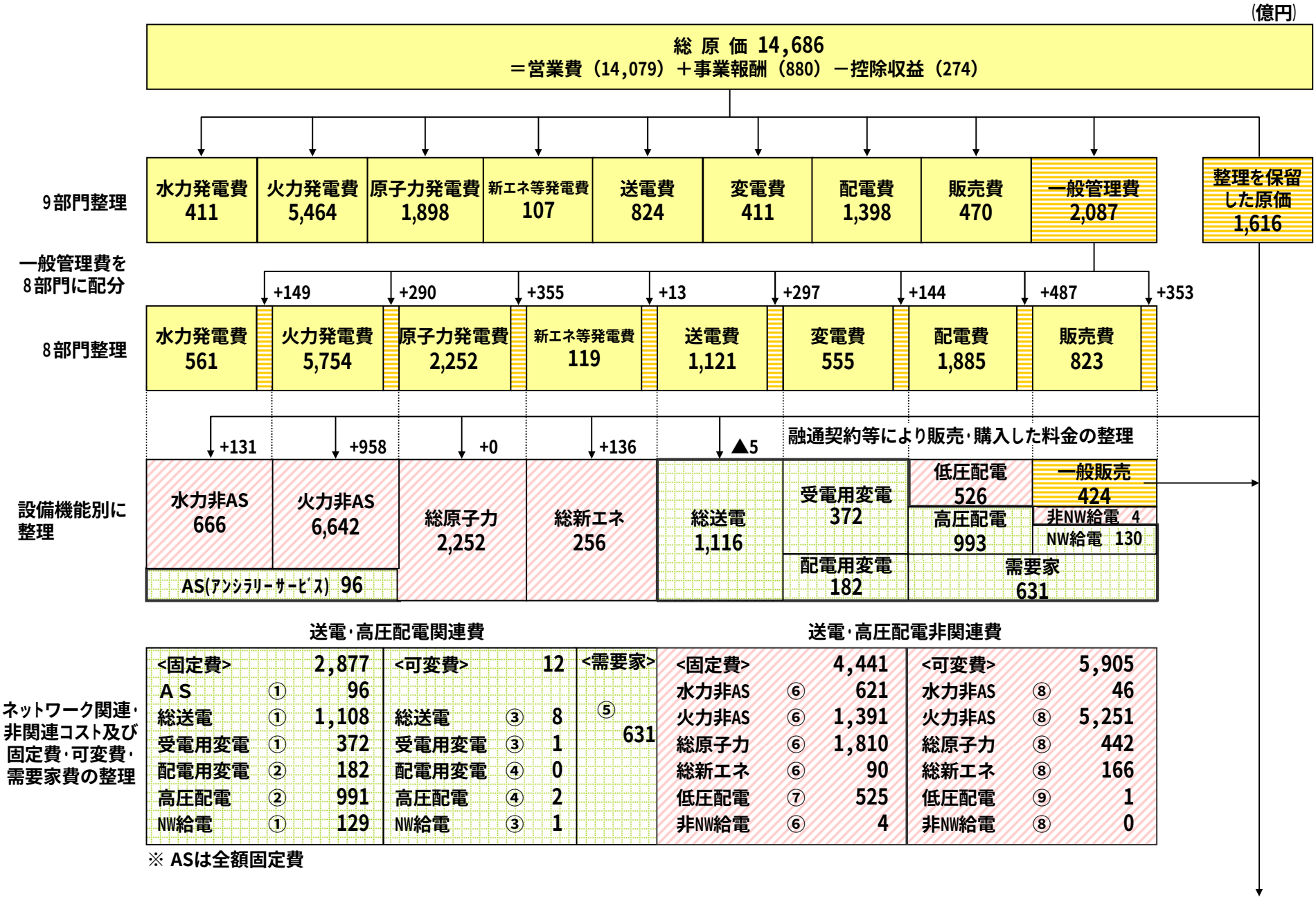
[参考３] 換算係数（α，β，γ）の算定方法

| | 熱量構成比 ① | 原油換算係数※ ② | 換算係数 ③＝①×② | |
|---|---|---|---|---|
| 原油 | 0.1490 | 1.0000 | 0.1490 | ・・・α |
| ＬＮＧ | 0.3680 | 0.6996 | 0.2575 | ・・・β |
| 石炭 | 0.4830 | 1.4864 | 0.7179 | ・・・γ |
| 合計 | 1.0000 | － | － | |

※ 原油換算係数　ＬＮＧ：1ℓあたりの原油発熱量（38.2MJ）　÷　1kgあたりのＬＮＧ発熱量（54.6MJ）
石　炭：1ℓあたりの原油発熱量（38.2MJ）　÷　1kgあたりの石炭発熱量（25.7MJ）

# 【補足】個別原価算定フロー①





# 【補足】個別原価算定フロー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） | （億円） | |
| 需要種別別配分 低圧 | 767 | 827 | 4 | 1 | 619 | 1,776 | 525 | 2,519 | 1 | 152 | 212 |
| 高圧 | 637 | 346 | 3 | 1 | 10 | 2,140 | | 3,386 | | 127 | 243 |
| 特高 | 300 | | 2 | | 2 | | | | | 86 | |
| | ↑ | ↑ | ↑ | ↑ | ↑ | ↑ | ↑ | ↑ | ↑ | ↑ | |
| | 2:1:1比 | 2:1比 | kWh比 | kWh比 | 口数比※1 | 2:2:1比 | 低圧直課 | kWh比※2 | 低圧直課 | 原価比配分等 | |
| 配分比率 低圧 | 45.01% | 70.53% | 42.46% | 55.12% | 99.13% | 45.34% | 100.00% | 42.71% | 100.00% | | |
| 高圧 | 37.39% | 29.47% | 34.57% | 44.88% | 0.86% | 54.66% | ― | 57.29% | ― | | |
| 特高 | 17.59% | ― | 22.97% | ― | 0.01% | | | | | | |

※1 需要家費のうち、需要家設備関連費用については、事業者設定基準により、設備の差異、費用の発生原因等を勘案して配分しています。
※2 事業者設置基準により電源種別別に比率を設定しています。

（億円、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※3 | 単価 | 原価 | 需要※3 | 単価 | 原価※4 | 需要※3 | 単価※5 |
| 低圧 | 2,370 | 350 | 6.77 | 5.032 | 350 | 14.37 | 7,402 | 350 | 21.14 |
| 高圧 | 1,124 | 302 | 3.73 | 5,769 | 501 | 11.51 | 7,284 (7,261) | 501 | 14.49 |
| 特高 | 390 | 205 | 1.91 | | | | | | |
| 合計 | 3,885 | 857 | 4.54 | 10.801 | 851 | 12.69 | 14,686 (14,663) | 851 | 17.22 |

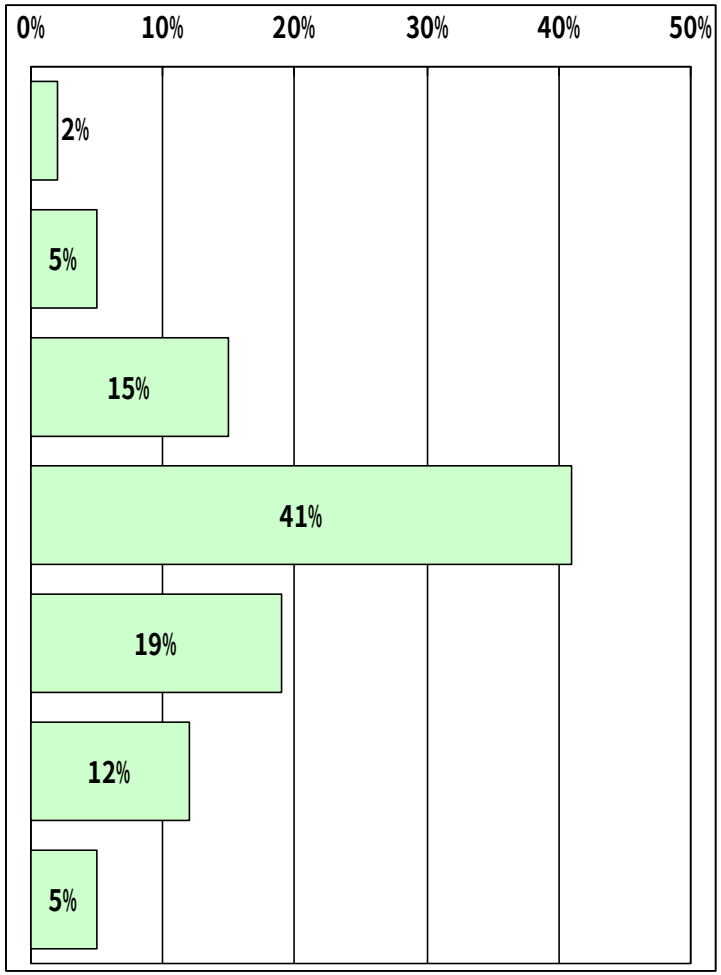
※3 自社分を除きます。　※4（ ）は接続供給に伴う託送収益を除いた原価。　※5 小売料金単価。

# 【補足】従量電灯Ｂのご契約アンペアごとの値上げ影響



| 契約アンペア | 平均使用量 | 新料金 | 旧料金 | 値上げ額 | 値上げ率 |
|---|---|---|---|---|---|
| 10A | 50kWh/月 | 1,084円 | 1,080円 | 4円 | 0.4% |
| 15A | 110kWh/月 | 2,251円 | 2,242円 | 9円 | 0.4% |
| 20A | 160kWh/月 | 3,462円 | 3,405円 | 57円 | 1.7% |
| 30A | 230kWh/月 | 5,316円 | 5,175円 | 141円 | 2.7% |
| 40A | 340kWh/月 | 8,182円 | 7,852円 | 330円 | 4.2% |
| 50A | 430kWh/月 | 10,742円 | 10,171円 | 571円 | 5.6% |
| 60A | 550kWh/月 | 14,062円 | 13,171円 | 891円 | 6.8% |

○ ご契約アンペア別のシェア




※ 端数の影響により合計は100%となりません。

※ 平均使用量及びご契約アンペア別のシェアは平成23年度実績に基づくものです。
※ 新料金及び旧料金は、消費税等相当額及び口座振替割引額を含み、平成25年5月分から変更となった再生可能エネルギー発電促進賦課金(0.35円/kWh)及び太陽光発電促進付加金(0.09円/kWh）を含みます。
※ 実際のお支払額には、各月の燃料費調整が反映されます。