別紙

関西電力株式会社及び九州電力株式会社の
供給約款変更認可申請に係る
査定方針
（案）

平　成　２　５　年　３　月

経　　済　　産　　業　　省

目 次

はじめに ・・Ｐ2
基本的な考え方 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・Ｐ6
１．人件費 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・Ｐ８
２．燃料費 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・Ｐ２１
３．購入・販売電力料 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・Ｐ３１
４．設備投資関連費用 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・Ｐ４０
５．事業報酬率 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・Ｐ４９
６．修繕費 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・Ｐ５４
７．公租公課 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・Ｐ５８
８．原子力バックエンド費用 ・・・・・・・・・・・・・・・・・Ｐ６０
９．その他経費・控除収益 ・・・・・・・・・・・・・・・・Ｐ６５
１０．スマートメーター関連費用 ・・・・・・・・・・・・・・Ｐ８４
１１．ヤードスティック査定・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・Ｐ８７
１２．費用の配賦・レートメーク ・・・・・・・・・・・・・・・・・Ｐ９０
１３．情報提供等・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・Ｐ９８

（参考）

（１）電気料金審査専門委員会委員等名簿 ・・・・・・・・・・・・・・P99
（２）公聴会（大阪会場・福岡会場）の概要 ・・・・・・・・・・・・・・P101
（３）関西電力及び九州電力の家庭用電気料金値上げ認可申請に関するチェックポイント（消費者庁）・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P119
（４）消費者庁からの意見への対応について・・・・・・・・・・・・・・・・P125

～はじめに～

－審査の経緯－

（1）平成 24 年 11 月 26 日付けで、関西電力株式会社（以下、「関西電力」という。）及び、平成 24 年 11 月 27 日付けで、九州電力株式会社（以下、「九州電力」という。）から電気事業法第 19 条第 1 項の規定に基づき、供給約款変更認可申請（以下、「料金認可申請」という。）が提出された。

（2）経済産業省においては、電気料金認可プロセスに外部専門家の知見を取り入れ、専門的かつ中立的・客観的な観点から料金査定方針等の検討を行うために、「総合資源エネルギー調査会総合部会電気料金審査専門委員会」（以下、「委員会」という。）を東京電力の料金認可申請時に設置した。平成 24 年 5 月 15 日の第 1 回会合以降、計 10 回に亘り審議を行い、同年 7 月 5 日に同委員会としての査定方針案をとりまとめた。（委員長：安念潤司　中央大学法科大学院教授、委員長代理：山内弘隆　一橋大学大学院商学研究科教授）7 月 20 日には「物価問題に関する関係閣僚会議」（内閣官房長官主宰）を開催し、経済産業省の査定方針を了承し、7 月 25 日には認可を行った。

（3）委員会は平成 24 年 11 月 29 日に再開し、第 11 回委員会（再開後第 1 回）以降、関西電力及び、九州電力から経済産業省に提出された料金認可申請について審議し、平成 25 年 3 月 6 日まで 10 回開催した。また、複数の事業者からの料金認可申請を審査するに当たり、消費生活に関する専門家を含む3名の委員を新たに追加した。さらに、審議の透明性を高めるため、委員会の審議は、議事内容、配布資料を含め、全て公開形式で開催するとともに、会議のインターネット中継を行った。加えて、全 10 回について、消費者団体、中小企業団体、消費者庁からオブザーバーとしての参加を得て、活発にご議論を頂いた。

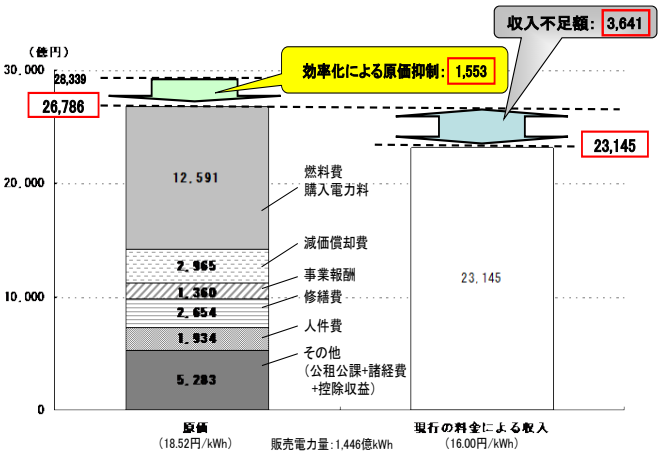
【関西電力株式会社の供給約款変更認可申請の概要】

関西電力の申請原価

（億円）

	今回申請（H25～27）A	前回（H20）B	差引 C=A−B
人件費	1,934	2,373	▲ 439
燃料費	9,321	5,148	4,173
火力燃料費	9,120	4,685	4,436
核燃料費	201	463	▲ 262
修繕費	2,654	2,639	15
資本費	4,325	4,504	▲ 179
減価償却費	2,965	3,108	▲ 144
事業報酬	1,360	1,396	▲ 36
購入電力料	3,269	4,303	▲ 1,034
公租公課	1,761	1,785	▲ 23
原子力バックエンド費用	455	805	▲ 350
その他経費	3,195	2,555	640
総原価①	26,915	24,111	2,804
接続供給託送収益②	▲ 129	▲ 169	40
小売り対象原価③=①+②	26,786	23,942	2,844
改定前収入④	23,145	24,047	▲ 902
差引過不足⑤=③−④	3,641	▲ 105	3,747

原価と「現行の料金による収入」の比較（H25～H27年度平均）



※現行の料金による収入は、現行の料金を継続した場合の収入（消費税等相当額は含まない）
※接続供給に伴う託送収益を除く

※四捨五入の関係で、合計等が一致しないことがある

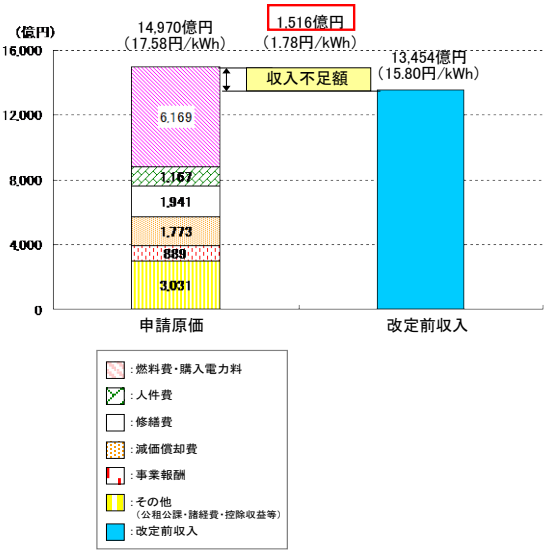
【九州電力株式会社の供給約款変更認可申請の概要】

九州電力の申請原価

（億円）

	今回申請（H25～27）A	前回（H20）B	差引 C=A−B
人件費	1,167	1,335	▲ 168
燃料費	4,818	3,162	1,656
火力燃料費	4,586	2,917	1,669
核燃料費	203	222	▲ 19
修繕費	1,941	1,944	▲ 3
資本費	2,662	2,833	▲ 171
減価償却費	1,773	1,955	▲ 144
事業報酬	889	878	11
購入電力料	1,351	1,233	118
公租公課	1,010	1,041	▲ 31
原子力バックエンド費用	274	390	▲ 116
その他経費	1,770	1,736	34
総原価①	14,993	13,674	1,319
接続供給託送収益②	▲ 23	▲ 21	▲ 2
小売り対象原価③=①+②	14,970	13,653	1,317
改定前収入④	13,454	13,653	▲ 199
差引過不足⑤=③−④	1,516	−	−

申請原価と改定前収入の差



（4）また、広く一般の意見を聴取するため、第 11 回委員会においては、自治体、消費者団体、中小企業団体関係者を招き、意見を聴取した。平成 25 年 1 月 28 日には関西電力の値上げに係る公聴会が大阪にて、1 月 31 日及び 2 月 1 日には九州電力の値上げに係る公聴会が福岡にて開催され、電気料金の審査に、より意見を反映させるという趣旨から、3 日間で委員延べ 13 名が参加し、陳述に関するコメントがなされるとともに、第 17 回委員会においては公聴会に寄せられた意見が事務局から報告された。また、第 18 回委員会においては、「国民の声」に寄せられた生の意見を公表するなど、随時議論に反映してき

た。さらに、第17回委員会には、消費者庁からチェックポイントが提出され、それも踏まえながら、以降の審議が行われた。

（5）経済産業省は申請後より継続的に関西電力及び九州電力に対しヒアリングを実施するとともに、平成 24 年 12 月 10 日（月）から 14 日（金）まで関西電力に、平成 24 年 12 月 17 日（月）から 12 月 21 日（金）まで九州電力に対し、電気事業法第 107 条の規定に基づく立入検査である「特別監査」を実施し、帳簿等を直接確認した。

（6） 平成 25 年 1 月 10 日の第 14 回委員会以降、委員が 3 人 1 組となって、担当分野につき査定方針案の検討を行った。委員は、経済産業省が関西電力及び九州電力から提出を受けた契約書のコピーを含む資料を確認し、必要に応じて両電力会社に対し資料の追加提出を要請し、提出のあった資料を確認した。さらに、委員は経済産業省へのヒアリング時に上記「特別監査」の実施状況も確認した。委員から経済産業省に対するヒアリング時間は、延べ 102 回、約 125 時間に及んだ。

（7）こうした確認作業に基づき、委員は経済産業省に対し、担当分野の査定方針に係る資料の作成を指示し、経済産業省はヒアリング時の委員の指摘や追加コメントを踏まえ資料を作成・修正し、委員による資料の確認を受けた。その結果が第 19 回委員会において「査定方針案のたたき台」として提出・議論され、第 21 回（※）(3 月 6 日)で委員会としての査定方針案が取りまとめられ、同日、経済産業大臣に提出された。

※ 第 20 回は東北電力、四国電力の申請に係る概要説明

（8）なお、委員会が査定方針案をとりまとめるにあたっては、東京電力からの料金値上げ審査時と同様に、電気事業法及び同法に基づく規則、一般電気事業供給約款審査要領（以下「審査要領」という）、「電気料金制度・運用に係る有識者会議報告書」等予め定められたルールに則って、査定方針案を中立的・客観的かつ専門的な見地から検討した。

（9）経済産業省は委員会でとりまとめられた査定方針案をもって消費者庁と協議を行った。3 月 27 日に、経済産業大臣と消費者担当大臣との間で協議が整ったことを受け、以下のとおり、経済産業省としての査定方針（案）を策定し、「物価問題に関する関係閣僚会議（注）」に付議するものである。

物価問題に関する関係閣僚会議 長期及び短期にわたる物価安定対策に関する重要問題について協議することを目的とする。会議は内閣官房長官が主宰し、会議の庶務は消費者庁において処理する。

【構成員】 総務大臣、財務大臣、文部科学大臣、厚生労働大臣、農林水産大臣、経済産業大臣、国土交通大臣、内閣府特命担当大臣（金融）、内閣府特命担当大臣（消費者）、内閣府特命担当大臣（経済財政政策）及び内閣官房長官とする。

※「閣僚会議の開催について」：平成 5 年 8 月 24 日（平成 24 年 12 月 7 日最終改正） 閣議口頭了解

～基本的な考え方～

電気事業法第 19 条第 1 項に基づく電気料金値上げ等の申請に対しては、一般電気事業供給約款料金算定規則等の電気事業法関連規定及び「電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書」（平成２４年３月）を踏まえた審査要領等、他の一般電気事業者にも適用され得るルールに照らし、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する。

具体的には、以下の基本的考え方に基づき、全費用項目を査定することとする。

（1）値上げ認可時に原価として認めることが適当ではない費用として、広告宣伝費（普及開発関係費、ただし公益的な目的から行う情報提供を除く）、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）は原価算入を認めない。また、従来規制料金として回収することが社会通念上不適切とされてきたもの（交際費、政治献金、書画骨董等）についても、原価算入を認めない。

これは、関西電力及び九州電力から申請された料金原価に含まれる費用のうち、国が原価の内訳を把握すべきもの（届出料金に基づく卸供給に係る購入電力料等）についても適用する。

（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する。

（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は、以下の方針に基づき減額する。

関西電力及び九州電力は、資材調達や工事・委託事業等に関し、今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについて、入札の実施の有無にかかわらず約 7%の調達価格削減を織り込んで申請しているが、「東京電力に関する経営・財務調査委員会」等の第三者による確認を受け 10%の調達価格削減を織り込んだ東京電力の例を勘案し、各費用項目の性格に応じ、コスト削減を求めることが困難である費用（※）を除き、コスト削減額が原則 10%に満たない場合には、未達分を減額する。その際、両社が震災後に行った経営効

率化の取組のうち、原価織り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する。（詳細は次項の「経営効率化の織り込みについて」）

※ コスト削減が困難な費用の例・・・ 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）更に、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する。

（5）人件費、修繕費、事業報酬等、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、これに基づき原価から査定を行う。

（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。

経営効率化の織り込みについて

（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である。

（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した。その結果、料金認可申請においては、震災後 10%の経営効率化目標を設定し、原価に織り込んだところである。

（3）今回、関西電力及び九州電力が、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、自らの調査に基づく削減幅であり、第三者による徹底的な調査を経たものではない。また、関西電力からは、分野によっては過去 15%の削減を行った事例もあるとの説明があった。このため、7%の目標をそのまま受け入れることは困難である。関西電力及び九州電力の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、関西電力及び九州電力にも適用することが合理的である。

（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、東京電力のものと比較した場合、消費者物価指数等により地域補

正した金額は、コスト削減前の東京電力・関西電力・九州電力では概ね同様の水準であることが確認された。このことから類推するに、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。このため、効率化目標数値 10%を適用し、減額を行う。

関西電力

＜基本的な考え方(3)についての査定結果＞

1.　今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについて、入札を実施するか否かにかかわらず、震災後に行った経営効率化の取組も加味し、原則 10%のコスト削減を前提に未達分を料金原価から減額する。

・・・82．47億円(3年平均)

＜基本的な考え方(4)についての査定結果＞

2.　加えて、子会社・関連会社取引については、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料金原価を減額する。

・・・27．97億円(3年平均)

計　　110．44億円料金原価から減額する

九州電力

＜基本的な考え方(3)についての査定結果＞

1.　今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについて、入札を実施するか否かにかかわらず、震災後に行った経営効率化の取組も加味し、原則 10%のコスト削減を前提に未達分を料金原価から減額する。

・・・42．32億円(3年平均)

＜基本的な考え方(4)についての査定結果＞

2.　加えて、子会社・関連会社取引については、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料金原価を減額する。

・・・12．36億円(3年平均)

計　　54．68億円料金原価から減額する

1. 人件費

＜申請額　関西電力：1,934 億円（H25～27 平均）、九州電力：1,167 億円（H25～27 平均）＞

【人件費の概要】

人件費は、電気事業を運営する従業員、検針員等の人員を雇用等するための費用であり、役員給与、給料手当、給料手当振替額（貸方）、退職給与金、厚生費、委託検針費、委託集金費及び雑給の 8 営業費項目で構成されている。

1. 役員給与：役員に対して支給される給与。ただし、従業員の職務を兼務する役員に対して当該職務に関して支給される給与を除く。
2. 給料手当：従業員に対する給与。
3. 給料手当（控除口（貸方））：組合活動、欠勤、懲戒休業等による給料の不払分。
4. 給料手当振替額（貸方）：「給料手当」に計上する金額のうち、建設工事等に従事した者の給料手当を各該当科目へ振り替えた金額。
5. 退職給与金：従業員に対する退職に係る支払額。
6. 厚生費（法定厚生費）：健康保険料、労災保険料、厚生年金保険料、雇用保険料、労災補償費、健康診断費等の額。
7. 厚生費（一般厚生費）：保険費、厚生施設費、文化体育費、慶弔費、団体生命保険料等の額。
8. 委託検針費：従業員以外の者に検針を委託する場合の個人支給の手当及びこれに準ずるもの。
9. 委託集金費：従業員以外の者に検針を集金する場合の個人支給の手当及びこれに準ずるもの。
10. 雑給：従業員以外の者（役員を除く）に対する給与・厚生費及び退職金。

【関西電力の申請概要】

（億円）

	今回申請（H25～H27）A	前回（H20）B	差　引 C＝A－B	備考
役員給与	8	10	▲2	・役員給与を一部自主カット
給料手当	1,434	1,772	▲338	
基準賃金	958	1,123	▲165	・社員年収をメルクマール水準（664万円）まで引下げ
基準外賃金	157	192	▲35	
諸給与金	458	541	▲83	
控除口	▲139	▲84	▲55	・出向者にかかる会社負担分を一部自主カット
給料手当振替額	▲28	▲30	2	
退職給与金	188	227	▲39	・数理計算上の差異の発生による減
厚生費	275	307	▲32	
法定厚生費	218	245	▲27	・健康保険料の会社負担割合を56%に引下げ
一般厚生費	57	61	▲4	・保養所の全廃等を反映
委託検針費	32	49	▲17	・委託検針人の減少を反映
委託集金費	5	19	▲14	・委託集金人の減少を反映
雑給	22	17	5	・定年退職後の再雇用者の増加を反映
人件費計	1,934	2,373	▲439	
経費対象人員	22,060人	21,737人	323人	・定期採用抑制（H24実:602名、H25予:561名、H26予：390名、H27予:390名）

【九州電力の申請概要】

（億円、人）

	前回：A（H20）	今回申請：B（H25～27）	差：B−A	主な増減要因
役員給与	8	7	▲1	報酬の減額
給料手当	1，058	792	▲266	年収の減額
給料手当振替額	▲8	▲7	1	
退職給与金	▲42	111	153	数理計算上の差異償却費の増
厚生費	191	163	▲28	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	7	▲5	嘱託報酬の減
人件費計	1，335	1，167	▲168	―

【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含む

（1）人員計画

① 関西電力の人員計画

これまで制御所の廃止、営業所の統廃合、電力所の再編や早期退職施策の実施及び新規採用の抑制により人員削減に取り組んでいる。

（在籍人員：平成 11 年度末 25,979 人→平成 23 年度末 22,116 人）

原価算定期間においても、新規採用の抑制等により経費対象人員の削減に努め平成 23 年度末の 21,779 人から平成 27 年度末は 21,555 人（▲224 人）まで抑制する計画である。

他の一般電気事業者と生産性を比較すると、1人当たりの契約口数、1人当たりの販売電力量、1人当たりの売上高は 10 社平均より高い水準である。

② 九州電力の人員計画

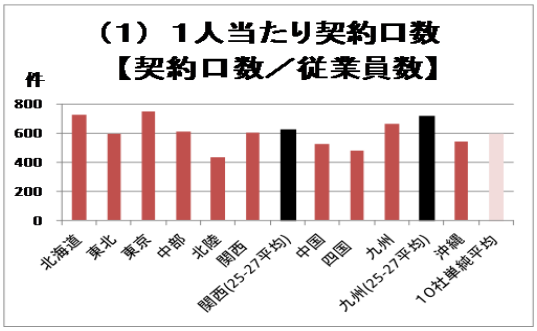
これまで営業所の集中化、総務・人事労務・経理・資材業務の集中化や早期退職施策の実施及び新規採用の抑制により人員削減に取り組んでいる。

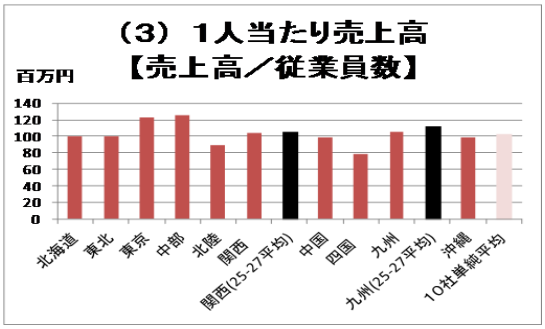
（在籍人員：平成 9 年度末 14,609 人→平成 23 年度末 12,831 人）

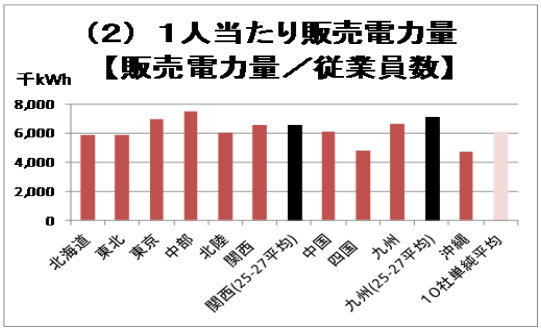
原価算定期間においても、新規採用の抑制等により経費対象人員の削減に努め平成 23 年度末 12,500 人から平成 27 年度末 11,789 人（▲711 人）まで抑制する計画である。

他の一般電気事業者と生産性を比較すると、1人当たりの契約口数、1人当たりの販売電力量、1人当たりの売上高は 10 社平均より高い水準である。

■ 他の一般電気事業者との生産性の比較（平成 23 年度）







出典：電気事業便覧（平成 24 年版）及び有価証券報告書（平成 23 年度）

（2）役員数

関西電力は平成 20 年の料金改定時より取締役（非常勤）を 3 名減員している。

一方、九州電力は平成 24 年 6 月に取締役（常勤）を 3 名増員しているが、平成 23 年度の財務収支が赤字決算であり、かつ、電気料金値上げも想定された局面であったことを勘案すると、料金原価上、この増員を認めることは適当ではない。

（3）役員報酬の水準

審査要領において、基準賃金及び賞与等と同様の考え方を適用することが定められているが、賃金構造基本統計調査のような基本となる統計が必ずしも存在しない。

人事院による「民間企業における役員報酬（給与）調査」における調査結果を勘案して、国家公務員のトップである事務次官の給与水準が設定されていることを踏まえると、電力会社の役員（社内取締役及び社内監査役）報酬についても国家公務員の指定職の給与水準（給与改定特例法による減額後の事務次官、外局の長官及び内部部局の長等の平均）と同レベルとすることが適当である。

■ 関西電力と九州電力の役員数、役員報酬

単位：人

	関西電力						九州電力					
	24年申請			20年改定			24年申請			20年改定		
	社内	社外	計	社内	社外	計	社内	社外	計	社内	社外	計
取締役（常勤）	14	－	14	14	－	14	16	－	16	13	－	13
取締役（非常勤）	（※1）	3	3	3	3	6	－	1	1		1	1
監査役（常勤）	3	－	3	3	－	3	3	－	3	3	－	3
監査役（非常勤）	－	4	4	－	4	4	－	3	3	－	3	3
申請原価（百万円）	752			1,009			664			834		
1人あたり平均（百万円）	41	8	－	47	9	－	33	8	－	50	8	－

（※1）関西は専ら社外団体に従事する者1名を除く。　（※2）九州は平成24年6月に取締役（常勤）を3名増員。

■ 平成 24 年度民間企業における役員報酬（給与）調査※人事院資料

平成２４年民間企業における役員報酬（給与）調査

第２８表　平成２３年における役員（比較対象役員）の年間報酬額

単位：千円

区　　分	年間報酬額
企　業　規　模　計	32,067
3,000人以上	44,917
1，000人以上3,000人未満	32,144
500人以上1,000人未満	24,889

※年間報酬額には、平成２３年中に支給された賞与を含む。

※集計

①本調査における役員は、平成23年1月から12月までの全期間を通じて常勤の役員として専任取締役（社長、副社長、専務取締役、常務取締役等）、部長等兼任の取締役、監査役等の役職に在任した者を対象とした。

②このうち、「比較対象役員」を役員数5人以上の企業における「社長を補佐し、会社の業務全般を統括している役員」、かつ、「各社1人」と定義して集計した。

③比較対象役員の年間報酬額の算出に際しては、母集団に復元して行った。

（注）比較対象役員の調査実人員は524人で、その具体的な役職名は、「会長」(5.1%)、「副会長」(0.2%)、「副社長」(41.8%)、「専務取締役」(37.0%)、「常務取締役」(13.0%)、「取締役」(2.7%)、「その他（相談役等）」(0.2%)であった。

■ 国家公務員指定職の年収概算

	給与改定特例法による減額前	給与改定特例法による減額後 ※2
指定職俸給表8号俸（事務次官等）※1	2,265万円	2,044万円
指定職俸給表6号俸（外局の長官等）※1	1,995万円	1,800万円
指定職俸給表4号俸（内部部局の長等）※1	1,724万円	1,556万円
単純平均	1,994万円	1,800万円

※1　人事院規則9－42　別表に定めるところによる
※2　平成24年4月1日から平成26年3月31日までの間適用
※3　上記の概算は経済産業省によるもの

（4）従業員1人当たりの年間給与水準（基準賃金、基準外賃金（超過労働給与除く）及び諸給与金）

①給与水準の査定の基本的な考え方

一般電気事業者が競争市場にある企業と異なり地域独占の下で競争リスクがないことを勘案し、一般的な企業の平均値を基本とする。

他方、電気事業は、事業規模が極めて大きいことから、小規模・零細企業の平均値を基本とすることは、現実にそぐわない面があることや、公益事業としての側面を考慮し、同種同等の観点から規模や事業内容の類似性を持つ企業との比較も加味するとともに、地域間の賃金水準の差を考慮する。

なお、実際に従業員に支給される給与の水準は労使間の交渉により決定されるものである。

また、どのような賃金体系を採用するかについても、従業員のモチベーションの維持・向上を図る責務を持つ事業者の自主性に委ねられるべきものである。

②一般的な企業の平均値

様々な企業を対象とした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）の賃金の平均値（594 万円）とすることが適当である。

③類似の公益企業との比較

公益企業の対象業種は、大規模なネットワーク設備を有するという事業の類似性や、料金規制及び競争実態を勘案し、ガス・水道・鉄道の 3 業種とすることが適当である。その際、これら企業との同種同等比較を行う観点から、年齢、勤続年数、学歴について申請会社との相違を補正すべきである。

その上で、これら3業種それぞれの水準との比較を行う観点から、3 業種の単純平

均（※）を算出し、これと上記の一般的な企業の平均値との単純平均とすることが妥当である。

※賃金構造基本統計調査におけるガス、水道、鉄道の人員数は、鉄道のウェイトが8割を超えており、加重平均を行うことは各業種との比較を行う視点では適当ではないと考えられる。

④地域補正

関西電力は同社従業員が勤務している都府県別の従業員数を賃金構造基本統計調査（1,000 人以上・一般労働者）の当該都府県の平均年収を乗じて加重平均し、九州電力は人事院資料（平成 24 年地域別の民間給与との較差）で示されている九州・沖縄地域民間給与の全国比を乗じている。

購買力の元となる給与水準の決定には、地域の物価水準が大きな影響を与えると考えられるが、両電力会社の申請方式と消費者物価指数を見比べたところ、それぞれの間に大きな乖離が見られず、かつ、両社の申請の水準は消費者物価指数で補正した場合と比較して低い水準となっていることから、それぞれの補正方式については妥当なものと考えられる。

■ 地域補正の係数

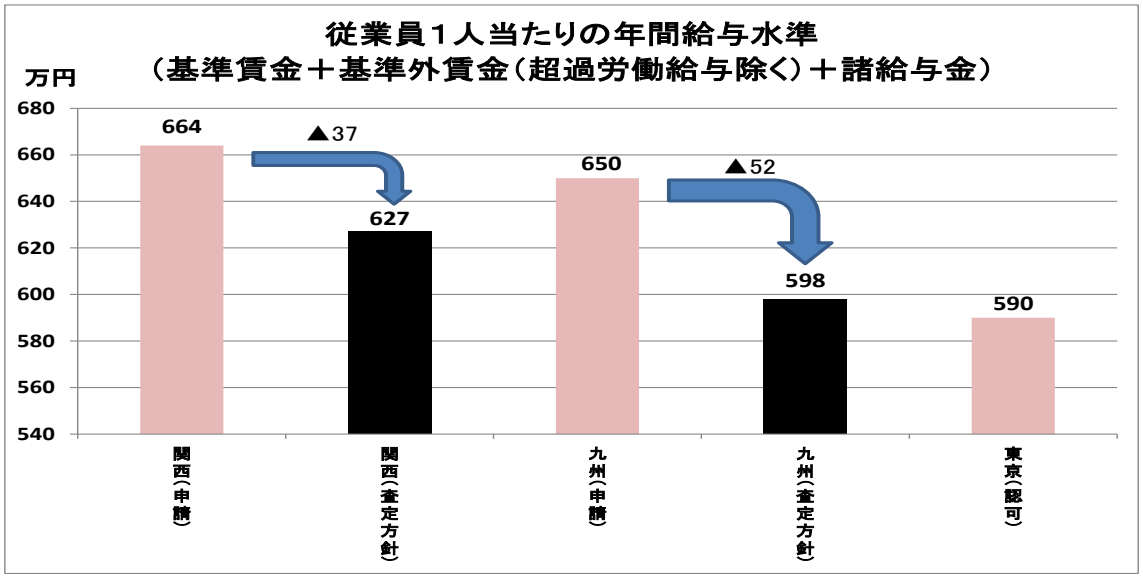
	関西電力	九州電力
申請方式	1.001089	0.96
消費者物価指数地域差指数 ※	1.018	0.971

※消費者物価指数の全国平均に対する地方指数は、平成 22 年以降の集約が行われていないため、平成 21 年の指数（総務省調査）をベースに、公表されている消費者物価指数の伸び率を反映し、平成 23 年の地域差指数を算定すると、近畿は 101.8、九州は 97.1 になる。

■ 賃金構造基本統計調査の常用労働者 1,000 人以上企業の統計値＞

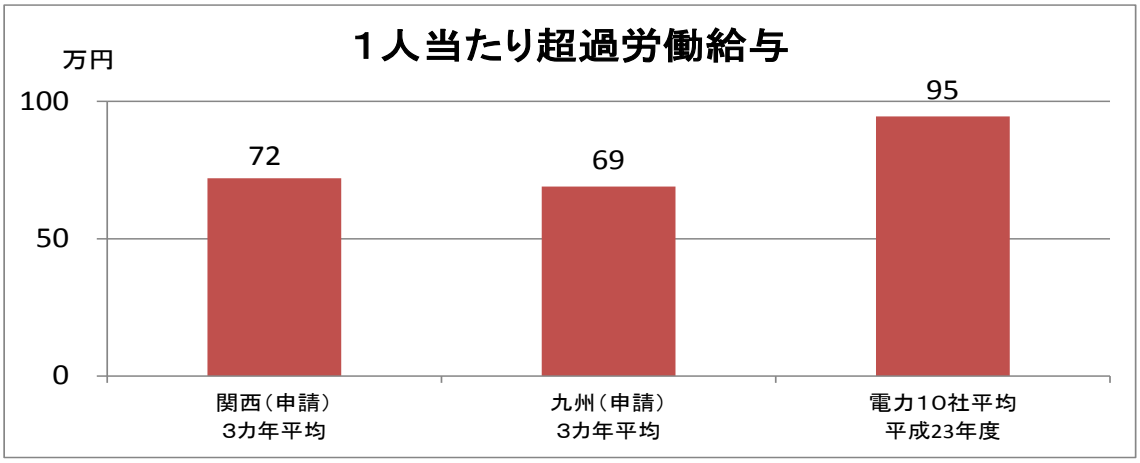
		全産業（正社員）	電気	ガス	水道	鉄道	通信	航空
年間給与 万円	H23	592	677	644	618	592	606	663
	H24	594	657	672	577	586	590	717
労働者数 十人	H23	515,859	11,201	1,768	4,180	13,411	3,605	1,611
	H24	650,086	12,508	1,584	2,997	18,881	6,438	2,143

■　従業員１人当たりの年間給与水準



（5）基準外賃金（超過労働給与）

超過労働給与については、事業の性質や景気によって左右され、全産業との比較は適当ではなく一般電気事業者との比較を行った。その結果、関西電力及び九州電力共に1人当たりの水準が一般電気事業者の平均値を下回っていることを確認した。



（6）出向者給与等（控除口）

関西電力及び九州電力が給与等を負担している出向者については、電気事業本体に関係が深いものに限って原価算入されていることを確認した。ただし、関西電力の「ヒートポンプ・蓄熱センター」への出向者 2 名については、販売促進的な側面が強いことから原価から削除する。また、九州電力の「原子力安全推進協会（旧日本原子力技術協会）」への出向者 6 名については、原価上、団体費と二重計上となっていることから原価から削除する。

■ 関西電力

- 原価算入している出向者数:535 名
- 子会社 14 団体(382 名):堺LNG、かんでんCSフォーラム、関電オフィスワーク、関電サービス等
- 関連会社 5 団体(90 名):日豪ウラン資源開発等
- その他団体(63 名):海外電力調査会、原子力発電訓練センター、石炭資源開発、原子力損害賠償支援機構、電力系統利用協議会、原子力発電環境整備機構等

■ 九州電力

- 原価算入している出向者数:397 名
- 関係グループ会社(344 名):九電産業、西日本技術開発、西日本プラント工業、西技工業、九建等
- エネルギー関係団体等(53 名):海外電力調査会、石炭資源開発、電力系統利用協議会、原子力発電環境整備機構、新エネルギー産業技術総合開発機構等

■ 出向先及び出向者数

＜関西電力:44社・団体＞

出　向　先	人数(人)
エネルギー総合工学研究所	2
原子力損害賠償支援機構	1
新エネルギー導入促進協議会	1
ダム水源地環境整備センター	1
火力原子力発電技術協会	1
海外電力調査会	5
㈱エネゲート	8
㈱かんでんCSフォーラム	11
㈱かんでんエルハート	23
㈱かんでんエンジニアリング	16
㈱クリーンコールパワー研究所	1
㈱環境総合テクノス	8
㈱関電オフィスワーク	74
㈱関電パワーテック	6
㈱原子力エンジニアリング	10
㈱原子力安全システム研究所	46
㈱原子力発電訓練センター	9
㈱日本ネットワークサポート	4
関電オーストラリア社	6
関電サービス㈱	41
関電システムソリューションズ㈱	58
関電プラント㈱	13
京都府庁	1
原子力環境整備促進・資金管理センター	3
原子力発電環境整備機構	8
原燃輸送㈱	5
国際原子力機関	1
国際超電導産業技術研究センター	1
堺LNG㈱	66
省エネルギーセンター	3
新エネルギー・産業技術総合開発機構	4
新エネルギー財団	1
石炭資源開発㈱	3
電気安全環境研究所	1
電力系統利用協議会	4
電力研究国際協力機構	1
電力中央研究所	1
道路管理センター	1
日豪ウラン資源開発㈱	3
日本環境安全事業㈱	1
日本原子力研究開発機構	3
日本原子力発電㈱	16
日本原燃㈱	57
和歌山共同火力㈱	6
合　　計	535

＜九州電力:32社・団体＞

出　向　先	人数(人)
光洋電器工業(株)	2
(株)九電工	20
九州林産(株)	4
九電ﾃｸﾉｼｽﾃﾑｽﾞ(株)	28
九電産業(株)	38
西日本空輸(株)	2
西日本ﾌﾟﾗﾝﾄ工業(株)	20
九州高圧ｺﾝｸﾘｰﾄ工業(株)	4
(株)ｷｭｰﾍﾝ	2
(株)ｷｭｰﾃﾞﾝ・ｴｺｿﾙ	16
西日本技術開発(株)	98
戸畑共同火力(株)	2
太分共同火力(株)	2
北九州ｴﾙ・ｴﾇ・ｼﾞｰ(株)	5
日豪ｳﾗﾝ資源開発(株)	1
大分ｴﾙ・ｴﾇ・ｼﾞｰ(株)	14
(株)九建	1
西技工業(株)	10
西九州共同港湾(株)	1
長島ｳｲﾝﾄﾞﾋﾙ(株)	1
石炭資源開発(株)	3
日本原燃(株)	26
(社)海外電力調査会	5
(独)新ｴﾈﾙｷﾞｰ・産業技術総合開発機構	2
原子力発電環境整備機構	6
一般(社)電力系統利用協議会	4
一般(財)九州電気保安協会	5
ﾆｼﾑ電子工業(株)	46
九電ﾋﾞｼﾞﾈｽｿﾘｭｰｼｮﾝｽﾞ(株)	8
(株)九電ｼｪｱｰﾄﾞﾋﾞｼﾞﾈｽ	10
(株)九電ｵﾌｨｽﾊﾟｰﾄﾅｰ	9
九州電力健康保険組合	2
合　　計	397

（7）地方議員兼務者の給与

関西電力は地方議員を兼務している従業員について、7 日以内の議員活動分に対する給与を原価に算入していたが、電気の供給に直接関係ない人件費であるため原価算入を認めない。

（8）退職給与金

常用労働者 1,000 人以上の企業平均値を基本とする等の基準をできる限り統一的に適用するとの考え方に基づき、人事院調査のデータ値及び中労委のデータ値における 1,000 人以上企業等の退職給付水準と比較し、これらのデータ値の平均値に基づく費用を上限として原価算入を認める。

■ 退職給付水準

単位：千円

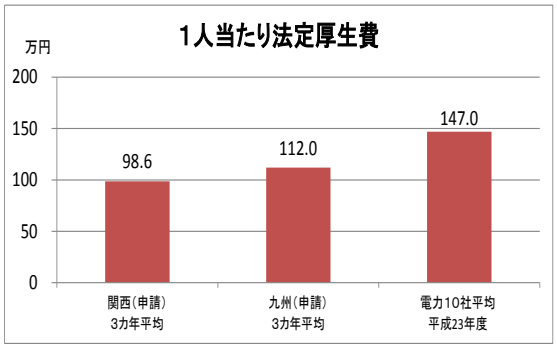
	退職一時金（千円）	年金（千円）	退職金（千円）
関西電力　標準者	23,418	5,544	28,962
九州電力　標準者	11,630	14,280	25,910
人事院調査	9,344	17,182	26,526
中央労働委員会調査	10,792	12,641	23,433

※関西の標準者は高卒、定年、主任クラス、勤続41年。年金は確定拠出年金（実受給額はこれを下回る可能性有）
※九州の標準者は高卒、定年、係長クラス、勤続41．5年。年金は確定給付年金一時金換算額、確定拠出年金の拠出合計額
※人事院調査は「民間の企業年金及び退職金等の調査結果」（H23） 1000人以上の勤続42年を対象
※中央労働委員会調査は「賃金事情等総合調査」（H23）
資本金5億円以上かつ労働者1，000人以上の企業から中央労働委員会が独自に選定した退職年金制度併用企業の高卒、事務・技術、男子、定年

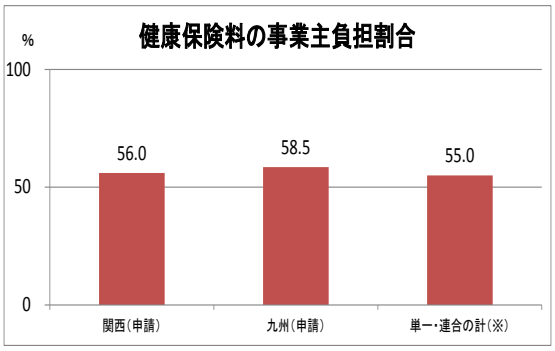
（9）法定厚生費

健康保険料、雇用保険料、介護保険料、厚生年金保険料、児童手当拠出金及び労災保険料は、標準月額報酬・標準賞与額（算定基礎）、社会保険料率により機械的に算定されていることを確認した。

また、健康保険料の事業主負担割合については、健康保険組合の現勢（平成 24 年 3 月末現在）によれば、単一・連合の計の負担割合は 55%となっているが、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踏まえ、原価算定期間（平成 25 年度～27 年度）内は年々引き下げて、27 年度末には 53%台の負担割合とする。



※ 平成23年度有価証券報告書及び電気事業便覧



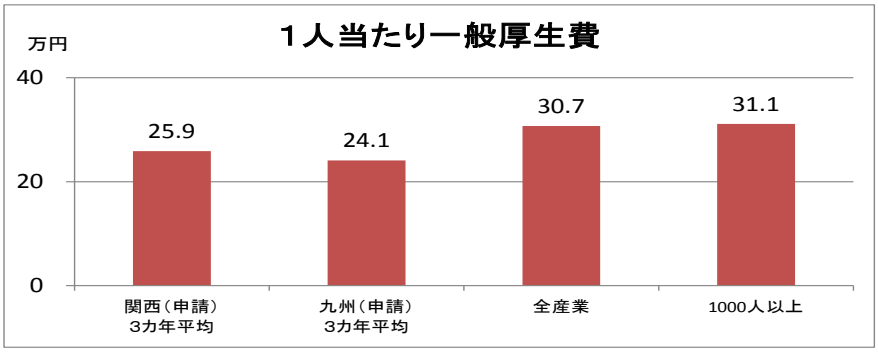
※健康保険組合連合会「健康保険組合の現勢」平成24年3月末現在
※単一・連合とは、一つの会社又はその関連企業を母体として設立している組合。

（10）一般厚生費

常用労働者 1,000 人以上の企業平均値を基本とする等の基準をできる限り統一的に適用するとの考え方に基づき、経団連「2011 年度福利厚生費調査結果報告」の 1,000 人以上企業の平均値と比較した。この結果、関西電力及び九州電力の申請はこの平均値より低い水準にあることを確認した。この範囲においては、どのような福利厚生施策に重点を置くかは従業員のモチベーションの維持、向上を図る責務を持つ事業者の自主性に委ねられるべきものである。

ただし、持ち株奨励金については、電気料金の値上げを行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価への算入を認めない。

また、厚生施設、体育施設及び文化体育にかかる費用は一部を除き、原価に算入されていないことを確認した。その一部は、発電所敷地内に存在するグランド等にかかる費用であるが、体育施設として取り扱い、電気料金の値上げを行う状況下における費用の優先度を考慮し、原価算入を認めない。



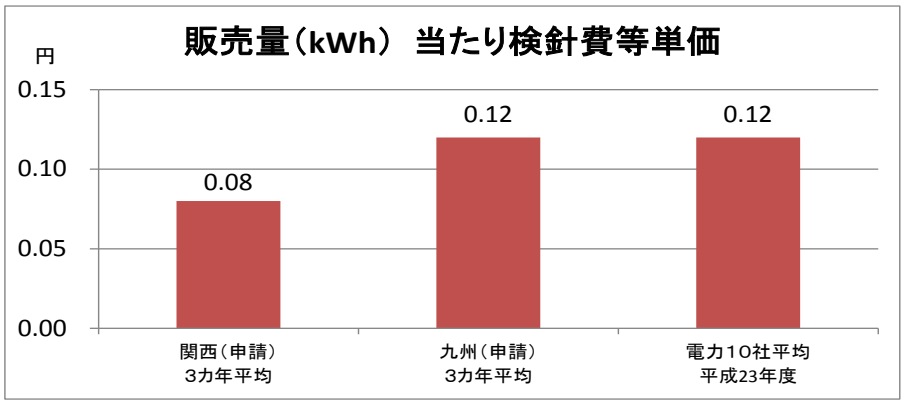
※ 2011年度福利厚生費調査結果報告（日本経済団体連合会）

（11）委託検針費、委託集金費、雑給

これらの費用は、業務の形態に応じ賃金水準が定まるため、全産業との比較は適当ではなく、他の一般電気事業者との比較が適当である。このため、一般電気事業者の販売量（kWh）あたりの平均単価と比較した結果、関西電力及び九州電力共に同程度以下の水準であることを確認した。

ただし、関西電力の顧問 14 名及び九州電力の相談役・顧問 3 名については、業務内

容が明確にされておらず、会社を代表する権限や責任を有していないことから、相談役・顧問への報酬及びこれに関連する人件費等の費用については原価に算入することを認めない。



※ 平成23年有価証券報告書等

関西電力

＜査定結果＞

1. 役員給与（社内取締役及び社内監査役の1人当たり年間報酬額の水準）

人事院による「民間企業における役員報酬（給与）調査」の調査結果を勘案して事務次官の給与水準が設定されていることを踏まえ、国家公務員の指定職の給与水準（給与改定特例法による減額後の事務次官、外局の長官及び内部部局の長等の平均）を上回る分を料金原価から減額する。

・・・3．91億円（3年平均）

2. 給料手当（従業員1人当たりの年間給与水準）等

一般的な企業の平均値（※1）と、類似の事業形態にある公益業種（ガス、水道、鉄道）それぞれの平均年収（※2）を申請事業者の年齢、勤続年数、学歴で補正した平均値の単純平均に地域間の賃金水準の差を反映した。この結果、1人当たりの年間給与水準664万円から627万円の差分を料金原価から減額する。

※1 平成24年賃金構造基本統計調査における常用労働者1，000人以上企業の正社員

※2 平成24年賃金構造基本統計調査における常用労働者1，000人以上企業のガス業、水道業、鉄道業

・・・89．75億円（3年平均）

3. 給料手当（出向者給与）等

ヒートポンプ・蓄熱センターへの出向者については、販売促進的な側面が強いことから当該給与負担分を料金原価として認めない。

・・・0．24億円（3年平均）

4．給料手当（地方議員兼務者の給与）

7日間以内の議員活動に対する給与は、電気の供給に直接関係ないことから料金原価として認めない。

・・・0．17億円（3年平均）

5．退職給与金

常用労働者1，000人以上の企業平均値を基本とし、人事院調査のデータ値及び中央労働委員会のデータ値における1，000人以上企業等の退職給付水準と比較した結果、これらのデータ値の平均値を上回る分を料金原価から減額する。

・・・12．15億円（3年平均）

6．法定厚生費（健康保険料の事業主負担割合）

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踏まえ、単一・連合の計（※）の負担割合 55%から原価算定期間（平成 25 年度～27 年度）内に年々引き下げて、27 年度末には 53%台の負担割合とし、申請負担割合との差分を料金原価から減額する。

※健康保険組合の現勢（平成 24 年 3 月末現在）

・・・2．06億円（3年平均）

7．一般厚生費（持ち株奨励金）

電気料金の値上げを行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価として認めない。

・・・1．36億円（3年平均）

8．一般厚生費（体育施設）

電気料金の値上げを行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価として認めない。

・・・0．40億円（3年平均）

9．雑給（顧問の報酬等）等

顧問の業務内容が明確ではなく、会社を代表する権限や責任を有していないことから、顧問への報酬及びこれに関連する人件費は料金原価として認めない。

・・・1．68億円（3年平均）

計　　111．72億円を料金原価から減額する

九州電力

＜査定結果＞

1. 役員給与（社内取締役の役員数）

平成24年6月に社内取締役を3名増員しているが、平成 23 年度の財務収支が赤字決算であり、電気料金の値上げも想定された局面であったことを勘案し、増加分の役員報酬は料金原価として認めない。

・・・1．02億円（3年平均）

2. 役員給与（社内取締役及び社内監査役の1人当たり年間報酬額の水準）

人事院による「民間企業における役員報酬（給与）調査」の調査結果を勘案して事務次官の給与水準が設定されていることを踏まえ、国家公務員の指定職の給与水準（給与改定特例法による減額後の事務次官、外局の長官及び内部部局の長等の平均）を上回る分を料金原価から減額する。

・・・2．4億円（3年平均）

3. 給料手当（従業員1人当たりの年間給与水準）等

一般的な企業の平均値（※1）と、類似の事業形態にある公益業種（ガス、水道、鉄道）それぞれの平均年収（※2）を申請事業者の年齢、勤続年数、学歴で補正した平均値の単純平均に地域間の賃金水準の差を反映した。この結果、1人当たりの年間給与水準650万円から598万円の差分を料金原価から減額する。

※1　平成24年賃金構造基本統計調査における常用労働者1，000人以上企業の正社員

※2　平成24年賃金構造基本統計調査における常用労働者1，000人以上企業のガス業、水道業、鉄道業

・・・72．32億円（3年平均）

4. 給料手当（出向者給与）等

原子力安全推進協会（旧日本原子力技術協会）への出向者については、原価上、団体費と二重計上となっていることから、料金原価として認めない。

・・・0．92億円（3年平均）

5. 退職給与金

常用労働者1，000人以上の企業平均値を基本とし、人事院調査のデータ値及び中央労働委員会のデータ値における1，000人以上企業等の退職給付水準と比較した結果、これらのデータ値の平均値を上回る分を料金原価から減額する。

・・・1．01億円（3年平均）

6. 法定厚生費（健康保険料の事業者負担割合）

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踏まえ、単一・連合の計（※）の負担割合 55%から原価算定期間（平成 25 年度～27 年度）内に年々引き下げて、27 年度末には 53%台の負担割合とし、申請負担割合との差分を料金原価から減額する。

※健康保険組合の現勢（平成 24 年 3 月末現在）

・・・2．91億円（3年平均）

7. 一般厚生費（持ち株奨励金）

電気料金の値上げを行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価として認めない。

・・・0．62億円（3年平均）

8. 雑給（顧問の報酬等）等

相談役・顧問の業務内容が明確ではなく、会社を代表する権限や責任を有していないことから、相談役・顧問への報酬及びこれに関連する人件費は料金原価として認めない。

・・・1．13億円（3年平均）

計　　82．33億円料金原価から減額する

2. 燃料費

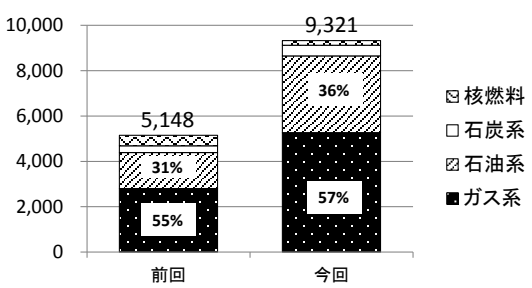
＜申請額　関西電力：9,321 億円（H25～27 平均）、九州電力：4,818 億円（H25～27 平均）＞

【燃料費の概要】

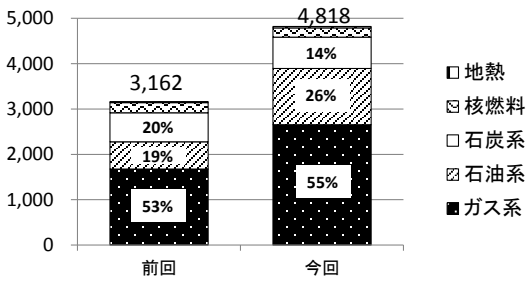
燃料費は、石炭、LNG、原重油等の火力燃料費、核燃料費及び新エネルギー等燃料費の合計額であり、供給計画等を基に算定した数量に、時価等を基に単価を乗じて算定される。

火力発電の稼働増等により、25～27 年度の 3 カ年平均で、関西電力は 4,173 億円、九州電力は 1,656 億円の燃料費の増となっている。

【関西電力】	前回 [H20]	今回申請 [H25～H27]	今回-前回（億円）
燃料費	**5,148**	**9,321**	**4,173**
火力燃料費	4,685	9,120	4,436
石油系	1,583	3,379	1,796
ガス系	2,808	5,268	2,460
石炭系	295	474	179
核燃料費	463	201	▲263



【九州電力】	前回 [H20]	今回申請 [H25～H27]	今回-前回
燃料費	**3,162**	**4,818**	**1,656**
火力燃料費	2,917	4,586	1,669
石油系	602	1,243	641
ガス系	1,677	2,652	975
石炭系	638	691	53
核燃料費	223	204	▲19
新ｴﾈﾙｷﾞｰ（地熱蒸気料）	22	28	6



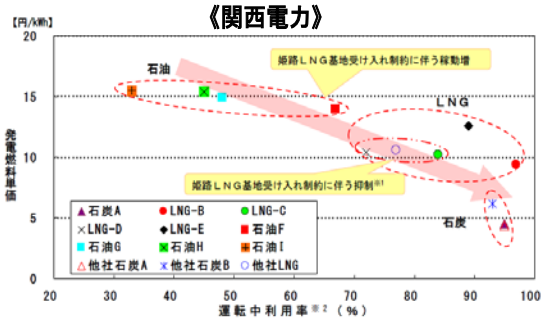
（1）メリットオーダーの確認

関西電力、九州電力の燃料計画について、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うことを基本としていることを確認した。

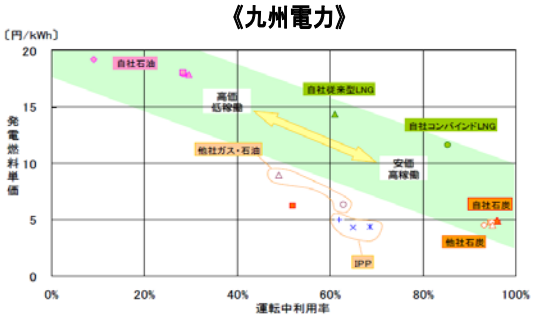
また、LNG 火力のコンバインドサイクル化により、発電効率を高め、石油系火力の燃料数量の抑制を図っていることを確認した。

■　火力発電所の稼働率と単価の関係

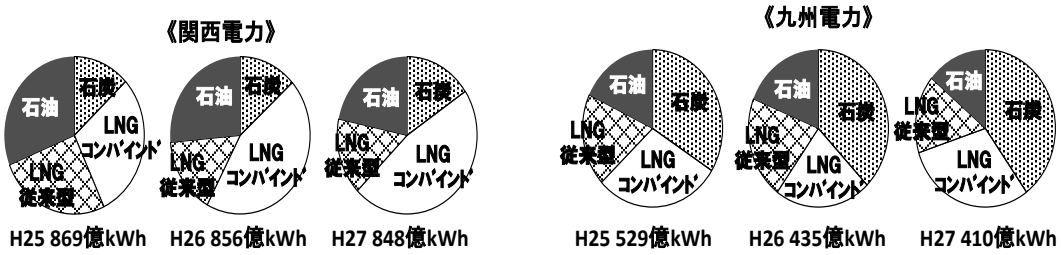
《関西電力》



《九州電力》



■　燃料別の自社火力発電電力量（発電端）割合



（2）火力燃料費

①　LNG

（ア）　至近の各社調達実績と全日本通関価格との比較

LNG長期契約の調達価格については、契約時期の影響等に左右されるが、現行契約の価格フォーミュラと調達数量を確認したところ、至近の実績では、平均すれば、関西電力は、全日本通関 LNG 価格（JLC）よりも割安な価格、九州電力は JLC よりも割高な価格での調達となっている。

また、全電力会社から、事務局を通じて、平成 23 年度以降に価格改定交渉が妥結したプロジェクトのうち、平成 25 年度～27 年度に輸入されるものの合意価格について聴取したところ、直近の JLC 価格と比べ、低いものも一部見受けられるが、概ね高いものが多かった。

（イ）　調達コスト削減に向けた取組の実施状況

関西電力においては、プルートプロジェクトへの参画による競争力のある売買条件の獲得、調達ソースの多様化、長期専用船の導入による需給に応じた効率輸送の実現等の取組を行い、その結果を今回の料金原価に織り込んでいることを確認した。また、今回の料金原価には織り込まれていないが、中長期的な取組として、LNGの指標価格を天然ガス価格とした新規契約の締結による価格指標の多様化、在来型と比べて安価な非在来型ガス由来のLNG購入等の取組を行っていることを確認した。

九州電力においては、LNGマスター売買契約先の拡大、自社船の最大活用による輸送コストの削減等を行い、その結果を今回の料金原価に織り込むとともに、中長期的な取組として、ウィートストンプロジェクト上流権益の確保、他社との新規共同調達プロジェクトの立ち上げに向けた取組等を行っていることを確認した。

（ウ）　原価算定期間中における長期契約の価格改定対象数量

関西電力については、長期契約 9 プロジェクト 11 契約（約 591 万トン／年）のうち、原価算定期間中に 5 プロジェクト 7 契約（約 176 万トン／年）が価格改定を迎える。九州電力については、6 プロジェクト 7 契約（約 245 万トン／年）のうち、原価算定期間中に 4 プ

ロジェクト 5 契約（約 129 万トン／年）が価格改定を迎える。

また、スポット調達分として、関西電力は約 136 万トン／年、九州電力は約 50 万トン／年を原価に織り込んでいる。

なお、LNG長期契約における、調達義務に関し、不可抗力による引取不能は免責されるが、不可抗力以外であれば、契約未達数量はテイクオアペイ（引き取らない場合にも支払義務あり）と定められていることを確認した。また、契約中の途中解約については、不可抗力が長期間継続する場合や債務不履行等の特別な場合を除き、不可となっていることを確認した。

（エ） LNG購入価格の算定

LNG の購入価格は、原油価格を指標とした価格フォーミュラにより決定されるが、申請原価は、24 年 7 月～9 月の購入価格を算定する際に参照する全日本通関原油 CIF 価格を、プロジェクト毎の価格フォーミュラを適用し算定されていることを確認した。

原価算定期間内に価格改定を迎える長期契約の改定後価格について、両電力会社から提出された基本契約書においては、価格改定協議の指標として、価格改定協議期間中および価格改定対象期間の日本向け長期 LNG 契約に対して「競争力」を持つこと等を定めていることを確認した。

また、北米におけるシェールガス産出に伴い国際的な天然ガスの需給構造が変化していく中で、今回の原価算定期間以降に輸入されるものではあるが、関西電力や東京電力など我が国企業が、これまでの通例であった石油価格リンクではなく、天然ガス価格にリンクしたLNG調達契約を結ぶといった新たな動きが見られるところである。

審査専門委員会に参考人として招聘した天然ガス問題の専門家からは、LNG 取引について、当面、我が国の LNG 輸入価格は原油価格によって左右される構造が継続する見込みであるものの、石油リンクなのか、天然ガス価格リンクなのかとの世界的なせめぎ合いが起きており、価格決定方式に関し、日本やアジアでも新しい、より競争力のある調達に向けた交渉が今は行われつつあるとの指摘があったところである。

今回の申請原価においては、改定後価格について、関西電力は24年7月～9月の JLC 価格並み、九州電力は現行価格据え置き又は値上げで申請原価に織り込んでいるが、上記のような LNG 調達をとりまく環境の変化を踏まえ、将来の効率化努力を先取りした調達価格を織り込んだ原価査定を行う。

具体的には、25 年度および 26 年度については、申請会社以外の一般電気事業者も含め、原価算定期間内に契約更改等が実施される長期プロジェクトのうち、合意済の更改価格等が現時点で最も低価格なものの価格（いわゆるトップランナー価格）を原価織り込み価格とする。加えて、27 年度以降については、契約更改交渉までに十分に交渉のリードタイムがあり、また、米国からシェールガスが非FTA締結国に輸出開始が見込まれる時期でもあることから、天然ガス価格リンクを一部反映した原価織り込み価格

とする。

なお、JLC が変動した場合、燃料費調整制度により電気料金の調整が行われることとなるが、JLC は我が国全体の LNG 輸入価格の平均であり、他の電力会社の既契約分も含めた輸入価格の加重平均によって算定されるものであることから、個々の契約が JLC に与える影響は確定的ではない。このため、上記の想定に基づき特定の契約に係る原価織り込み価格を査定する場合に、JLC が下落する見通しであるとして、料金単価の調整を踏まえ査定額を修正することまでは要しないと考えることが適当である。

また、スポット購入価格については、関西電力、九州電力ともに、それぞれ直近 24 年 7～9 月の自社の実績値として、関西電力が 73,800 円／t、九州電力が 67,761 円／tを原価に織り込んでいるが、スポット調達は調達のタイミング等によって価格が大きく変動する面があることから、各社の実績値ではなく、一般電気事業者全体の平均調達価格を原価織り込み価格とする。

② 石油

関西電力、九州電力ともに、発電所の環境規制への対応のために、主に低硫黄の重原油を使用していることから、中東産原油が8割以上を占める全日本通関原油価格と比べると、購入価格が割高となっている。

一方で、供給安定性の確保と価格低減の同時達成の観点から、原油の調達先の分散化、価格指標の多様化等を図っていることを確認した。

重原油の各年度の購入価格は、直近 24 年 7 月～9 月の自社の購入価格を基に算定されている。原油については、当該購入期間に参照する産油国の政府公式販売価格等を適用し算定されており、重油については、当該期間における元売りと大口需要家間のいわゆるチャンピオン交渉の結果に基づく決定価格等を適用し算定されていることを確認した。

③ 石炭

発電効率向上や設備コスト抑制のため、主に豪州から熱量の高い石炭を調達していることから、全日本の通関価格と比較すると購入価格が割高となっているが、経済性のある石炭調達の観点から、両社とも、調達国や契約交渉時期の分散化等の取組を行っていることを確認した。関西電力と九州電力が実施する米国炭の共同調達によるコスト削減効果も織り込んでいることを確認した。

また、九州電力は、発電所設備仕様を踏まえつつ、豪州炭との混炭による低品位炭（亜瀝青炭）の導入を実施し、当該コスト削減効果を織り込んでいることを確認した。

石炭の各年度の購入価格は、直近 24 年 7 月～9 月の自社の各国別購入価格等を基に算定されているが、一部の購入価格について、各国別の全日本通関CIF価格を上回るものがあることから、個社の国別の調達数量の差異を踏まえつつ、全日本通関CI

Fを上限として原価算入を認める。

（3）火力燃料費以外の諸経費

火力燃料の調達に係る諸経費のうち、子会社・関係会社取引において、関西電力・九州電力が今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき、原価を減額する。

（4） 核燃料費

関西電力から提出された「料金算定の前提となる需給関係資料」（以下「前提計画」という。）においては、安全を確保しつつ地元の理解を前提として、稼働中の大飯原子力発電所 3、4 号機に加え、高浜原子力発電所 3、4 号機が、平成 25 年 7 月から再稼働されることを仮定している。

九州電力から提出された前提計画においては、安全を確保しつつ地元の理解を前提として、原価算定期間において、玄海原子力発電所 3 号機が平成 26 年 1 月、同 4 号が平成 25 年 12 月、川内原子力発電所1・2号機が平成 25 年 7 月からそれぞれ再稼働されることを仮定している。

また、料金算定上の仮定の前提として、関西電力は高浜3・4号機において、九州電力は玄海3号機において、プルサーマルを実施する計画としており、原価算定期間中に、一部MOX燃料を装荷することを仮定している。

核燃料費については、各電力会社の前提計画に基づき、原価算定期間中に原子炉に装荷された核燃料の取得原価のうち、当期の燃焼相当分が、核燃料減損額として、法令等に基づき適切に計上されていることを確認した。

■ 関西電力のメリットオーダー

（以下、第 16 回委員会　資料 7－1　関西電力説明資料より抜粋）

➢ 原子力・火力発電所 設備利用率（実績・計画）

・実績は補修期間の長さや発電機トラブルなどにより、計画は補修期間の長さやＬＮＧ基地の取扱枠に伴う制約などにより、安価な発電所の利用率が低下することもあるが、基本的にはメリットオーダーとなるよう運用している。

		実　績				推実	計　画　（算定期間）		
		H20	H21	H22	H23	H24	H25	H26	H27
原子力	美浜発電所	77%	74%	83%	27%	0%	0%	0%	0%
	高浜発電所	71%	86%	82%	49%	0%	37%	42%	42%
	大飯発電所	72%	71%	74%	33%	35%	38%	41%	49%
火力	石炭Ａ	92%	58%	79%	79%	88%	73%	73%	84%
	ＬＮＧ－Ｂ	52%	55%	62%	72%	86%	76%	79%	77%
	ＬＮＧ－Ｃ	60%	62%	57%	76%	81%	61%	75%	58%
	ＬＮＧ－Ｄ	30%	41%	38%	70%	73%	67%	53%	56%
	ＬＮＧ－Ｅ	57%	41%	39%	71%	73%	78%	72%	76%
	石油Ｆ	22%	21%	16%	49%	61%	72%	58%	43%
	石油Ｇ	30%	12%	13%	36%	52%	51%	43%	33%
	石油Ｈ	23%	7%	8%	30%	45%	44%	38%	35%
	石油Ｉ	14%	6%	5%	27%	41%	35%	28%	23%

※設備利用率は、発電電力量を「定格出力×対象期間」で除した値。

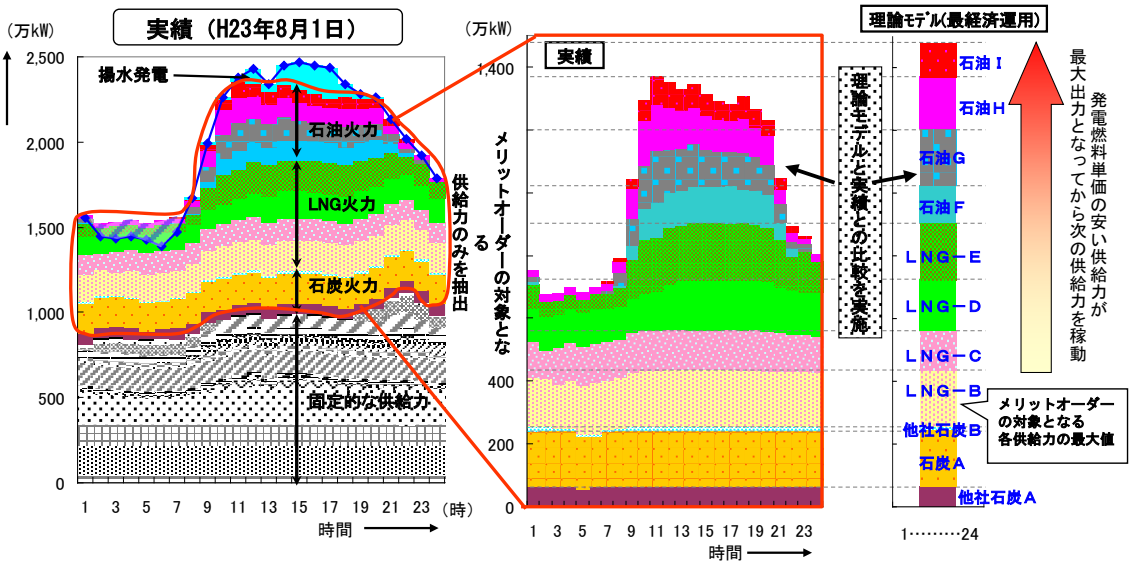
※設備の新設・廃止に伴う対象期間について、新設は初並列日から対象期間として算定。廃止は廃止日より対象期間から除外。

※火力設備については、長期計画停止中の多奈川第二発電所、宮津エネルギー研究所ならびに関空島内への非常電源設備である、関西国際空港エネルギーセンターを除く。

➢ 需給運用実績のメリットオーダー検証例（H23 年 8 月 1 日）①

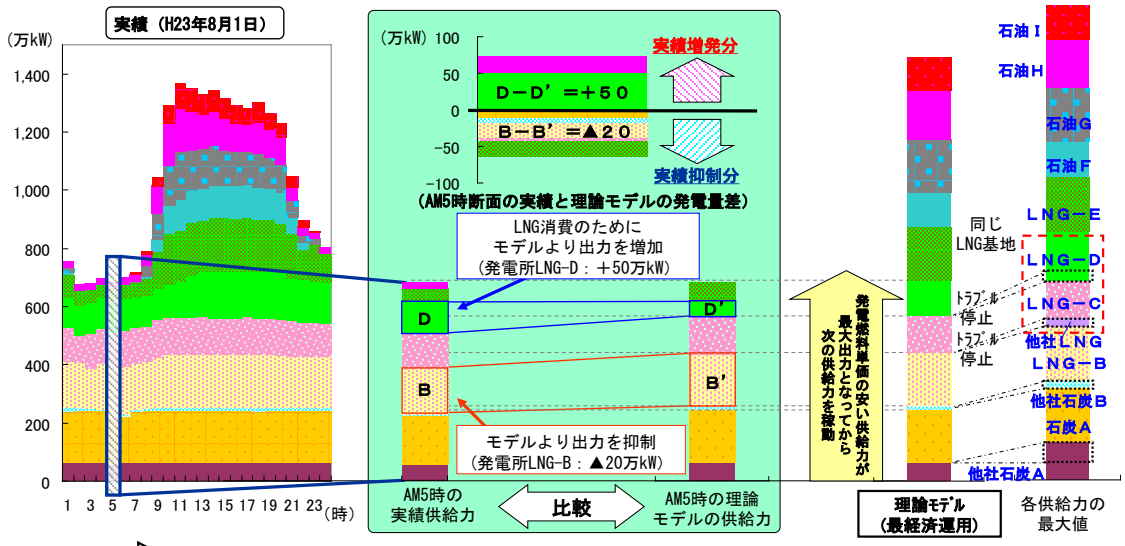
・実績の運用とメリットオーダーの対象となる供給力を安価な順に稼動させた場合（理論モデル）との比較を行い、その差異について検証を行った。

（参考）理論モデル（最経済運用）の考え方
①需要（１時間単位）については、予め分かっているものと仮定　　②当日実施予定の「定期点検」等については所与のものと想定
③供給力の積み上げは、メリットオーダーの対象となる供給力について、発電燃料単価の安い供給力が最大出力となってから次の供給力を稼動。



➢ 需給運用実績のメリットオーダー検証例（平成 23 年 8 月 1 日AM5 時断面）②

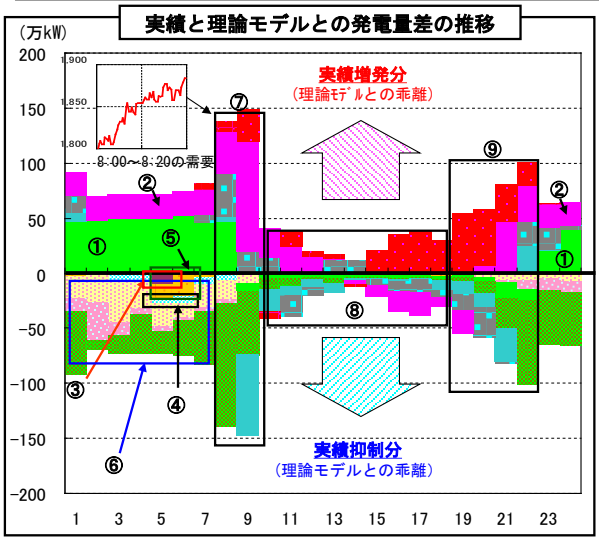
・一例として５時断面の実績と理論モデルを比較すると、ＬＮＧ-Ｄの出力が、安価なＬＮＧ-Ｂより増加。
・これは、発電機のトラブル（他社ＬＮＧ、ＬＮＧ-Ｄ）により燃料消費が進まず、ＬＮＧ基地（ＬＮＧ－Ｃ・Ｄ、他社ＬＮＧが使用）のタンクの貯液レベルが上限を超える恐れがあるため、この基地の燃料を使用する発電所であるＬＮＧ-Ｄの残りユニットを優先稼動したことによるもの。



⇨ このような比較を２４時間分行った結果を次ページに示す。

➢ 需給運用実績のメリットオーダー検証例（H23 年 8 月 1 日）③

・発電や調達の計画や実績は、その時点での制約等を踏まえてメリットオーダーとなるよう実施しているが、経済性のみを考慮した場合（理論モデル）と比較すると損失が発生する。
・しかしながら、燃料運用に係る制約、設備に起因する制約、電気の品質維持に係る制約を考慮することは、需給運用上必要であると考えているが、中長期的には最新鋭機へのリプレースやＬＮＧタンクの増設を含めてこのような制約要因の解消に向けて努力していきたい。
・なお、火力発電所の運用計画・実績や作業予定を公開することは、日々の限界費用が類推されることとなり、今後の電力購入や電力販売、また燃料調達の価格決定に影響を及ぼす可能性があるため、ご容赦いただきたい。



＜メリットオーダーに制約を与える要因＞

（燃料運用に係る制約）
①発電機のトラブルにより燃料消費が進まず、ＬＮＧ基地のタンクの貯液レベルが上限を超える恐れがあるため、この基地の燃料を使用する発電所であるLNG-Dを優先稼動した。

（設備に起因する制約）
②石油Ｈは、複数発電機を必要な時間帯に合わせて同時に起動することができないため、1台を夜間連続運転として必要な供給力を確保した。
③、④、⑤他社石炭Ａ･石炭Ａは、機器の健全性を確認するため弁テストを、他社石炭Ｂはボイラ性能を維持するため付着物（クリンカ）を除去する作業を、運転中に出力を抑制して定期的に実施。

（電気の品質維持に係る制約）
⑥深夜帯の需要変動に対応するため、ＬＮＧ－Ｂ・Ｃ・Ｅの出力を部分的に抑制することにより調整力を確保
⑦需要が急増する時間帯のため、ＬＮＧ－Ｅの出力を抑制運転しつつ、稼動台数を多くすることにより調整力を確保
⑧需要の安定期であるが、瞬間的な需要変動に対応するため石油Ｆ･Ｇ･Ｈを部分出力にすることにより調整力を確保
⑨需要が減少する時間帯のため、ＬＮＧ－Ｅの出力を部分的に抑制にすることにより調整力を確保

■ 九州電力のメリットオーダー

（以下、第 16 回委員会　資料 7－2　九州電力説明資料より抜粋）

➢ 火力発電所、原子力発電所の設備利用率（実績、計画）

○ 石炭火力は、経済性に最も優れていることから、ベース電源として最大限活用。

○ ＬＮＧ火力・石油火力については、震災直後は、ＬＮＧ火力は準ベース電源相当、石油火力はミドル電源として活用してきたが、今回の原価算定期間においては、原子力４基再稼働を前提とし、最経済の運用となるように計画。

〔火力発電・原子力発電の設備利用率〕

（%）

			実績				推実	原価算定期間		
			H20	H21	H22	H23	H24	H25	H26	H27
火力発電設備	石炭	Ａ発電所	69	96	71	97	77	96	68	93
		Ｂ発電所	86	80	84	83	83	91	78	78
		Ｃ発電所	33	24	41	38	29	36	36	36
		計	74	77	74	80	73	84	69	76
	ＬＮＧ	Ｄ発電所	50	53	58	77	82	75	66	62
		Ｅ発電所	33	32	38	68	85	65	52	41
		計	43	44	49	73	83	71	59	53
	石油	Ｆ発電所	6	3	13	31	62	30	22	17
		Ｇ発電所	5	5	14	36	61	31	21	20
		Ｈ発電所	3	2	7	25	46	32	28	15
		Ｉ発電所	1	1	0	0	23	14	10	3
		計	4	3	10	27	53	29	22	16
原子力発電設備		玄海原子力発電所	90	82	80	33	0	17	56	63
		川内原子力発電所	75	91	84	27	0	72	73	73
		計	85	85	81	31	0	36	62	66

（注）・A、B発電所（石炭）は、定期点検の実施時期（ボイラー１回／２年、タービン１回／４年）に応じて、各年度の設備利用率は変動。
・C発電所（石炭）は、加圧流動床ボイラーを採用しており、ボイラーチューブの磨耗を抑制するため、１日の中での運転パターンや年間の運転時間に制限がある。
・I発電所（石油）は、平成23年度末までに廃止予定（H21.10～停止中）であったが、原子力の停止を受けて平成24年６月より発電再開。

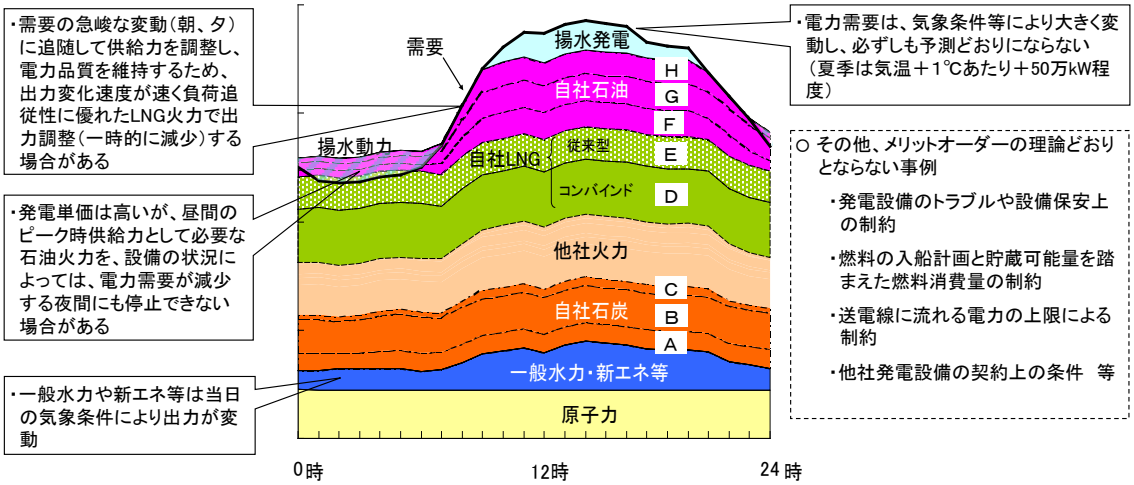
➢ メリットオーダーを踏まえた需給状況（実運用における制約等）

○ 当社は、電力の安定供給と高品質を効率的に達成するため、時々刻々変動する電力需要に対して、メリットオーダーに基づき、発電設備を適切に組み合わせた需給運用を行うこととしている。

○ しかしながら、日々の運用においては、電力需要が必ずしも予測どおりにはならないことに加え、発電設備の技術的制約やトラブル、さらには燃料消費面など多くの制約により、一時的にメリットオーダーの理論どおりにはならない場合がある。

○ 今後とも、電力需要想定の精度向上、貯蔵可能量を踏まえた燃料の適切な調達・消費、電力取引市場の積極的な活用などによりメリットオーダーの理論値どおりの運用に近づけるよう、引き続き努める。

１日の需給運用イメージ
［平成23年度　最大電力発生日実績（９月１日）］



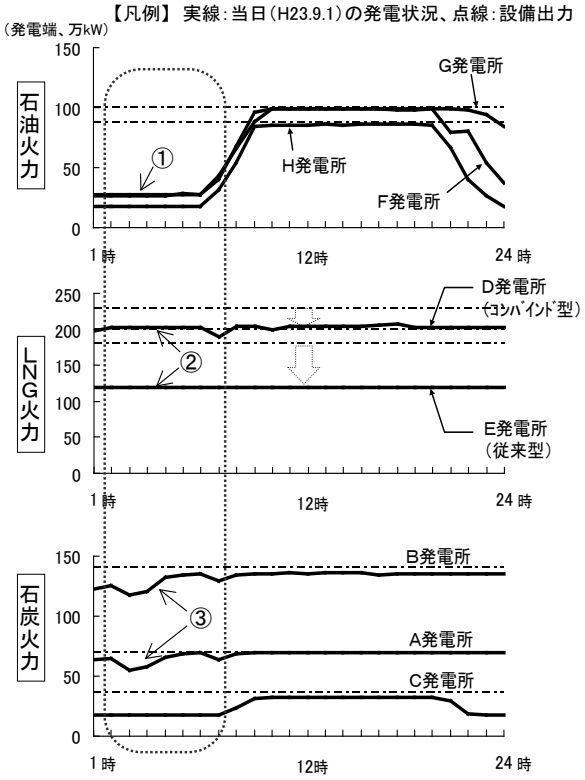
➢　平成 23 年 9 月 1 日おけるメリットオーダー対象電源(自社火力発電所)の発電状況

○ 電力需要が減少する夜間帯においては、「石炭火力フル出力」「ＬＮＧ火力で需給調整」「石油火力は停止」がメリットオーダーの理想であるが、実際の運用では、以下のとおり、メリットオーダーどおりにならない場合がある。

【石油火力】
- 高経年の発電所が多いことから、設備にストレスを与える夜間停止は実施せず、最低出力で運転。
…（右図①）

【ＬＮＧ火力】
- Ｅ発電所のトラブル停止（8/23～、３ユニットのうち１ユニット）に伴い、次回ＬＮＧ入船時に基地全体の貯蔵可能量を超えるおそれがあったため、運転中のＬＮＧ火力をフル出力で運転。（Ｄ発電所の一部は補修停止中）
…（右図②）

【石炭火力】
- 上記①、②に伴い、石炭火力で需給調整した結果、一時的に理想運転からの乖離（一時的に出力減少）が発生。
…（右図③）



関西電力

＜査定結果＞

1.　全一般電気事業者（LNGの調達がない会社を除く）に対する電気事業法第106条に基づく報告徴収の結果、原価算定期間中に価格の更新時期を迎えるLNGのプロジェクトについて、25年度および26年度については、申請会社以外の一般電気事業者も含め、原価算定期間内に契約更改等が実施される長期プロジェクトのうち、合意済みの更改価格等が現時点で最も低価格なものの価格（いわゆるトップランナー価格）を原価織り込み価格とする。加えて、27年度以降については、契約更改交渉までに十分に交渉のリードタイムがあり、また、米国からシェールガスが非FTA締結国に輸出開始が見込まれる時期でもあることから、天然ガス価格リンクを一部反映した原価織り込み価格とする。スポット購入価格については、一般電気事業者全体の平均調達価格を原価織り込み価格とする。

・・・94．79億円（3年平均）

2.　石炭のCIF価格について、個社の国別の調達数量の差異を踏まえつつ、全日本通関CIF価格を上限として原価算入を認める。

・・・2．45億円（3年平均）

3.　火力燃料の調達に係る諸経費のうち、子会社・関係会社取引において、関西電力・九州電力が今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき、原価を減額する。

・・・0．05億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の27．97億円の内数）

計　　97．29億円料金原価から減額する

（うち、0．05億円は「基本的な考え方（3）」による減額の内数）

九州電力

＜査定結果＞

1.　全一般電気事業者（LNGの調達がない会社を除く）に対する電気事業法第106条に基づく報告徴収の結果、原価算定期間中に価格の更新時期を迎えるLNGのプロジェクトについて、25年度および26年度については、申請会社以外の一般電気事業者も含め、原価算定期間内に契約更改等が実施される長期プロジェクトのうち、合意済みの更改価格等が現時点で最も低価格なものの価格（いわゆるトップランナー価格）を原価織り込み価格とする。加えて、27年度以降については、契約更改交渉までに十分に交渉のリードタイムがあり、また、米国からシェールガスが非FTA締結国に輸出開始が見込まれる時期でもあることから、天然ガス価格リンクを一部反映した原価織り込み価格とする。スポット購入価格については、一般電気事業者全体の平均調達価格を原価織り込み価格とする。

・・・92．60億円（3年平均）

2.　石炭のCIF価格について、個社の国別の調達数量の差異を踏まえつつ、全日本通関CIF価格を上限として原価算入を認める。

・・・11．60億円（3年平均）

3.　火力燃料の調達に係る諸経費のうち、子会社・関係会社取引において、関西電力・九州電力が今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき、原価を減額する。

・・・0．07億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の12．36億円の内数）

計　　104．27億円料金原価から減額する

（うち、0．07億円は、「基本的な考え方（3）」による減額の内数）

3. 購入・販売電力料

＜申請額　関西電力：3,142 億円（H25～27 平均）、九州電力：1,256 億円（H25～27 平均）＞

【購入・販売電力料の概要】

購入電力料は、他の一般電気事業者から購入する電気に係る費用である地帯間購入電源費・送電費、卸電気事業者（電源開発や日本原子力発電）、公営電気事業者、IPP等から購入する電気に係る費用である他社購入電源費・送電費に分類される。

販売電力料は、他の一般電気事業者に販売する電気に係る収益である地帯間販売電源料・送電料、共同火力、新電力（常時バックアップ）等に販売する電気に係る収益である他社販売電源料・送電料に分類される。

【関西電力の申請概要】

（単位：百万kWh、百万円、円/kWh）

		前　回			今回申請			差　異			備　考	
		電力量	料金計	単価	電力量	料金計	単価	電力量	料金計	単価		
購入電力料	水 力	2,270	21,139	9.31	1,796	13,594	7.57	▲474	▲7,545	▲1.74	○地帯間購入電力料の主な要因	
	火 力	36,260	349,811	9.65	27,183	249,882	9.19	▲9,077	▲99,930	▲0.46	・融通契約満了に伴う減	▲523億円
	(再掲)入札案件	12,487	111,635	8.94	11,578	107,291	9.27	▲909	▲4,345	0.33	・受電電力量の減（他社原子力等）	▲175億円
	原子力	5,276	59,375	11.25	0	46,582	－	▲5,276	▲12,793	－	○他社購入電力料の主な要因	
	新エネ	0	0	－	1,821	16,883	9.27	1,821	16,883	9.27	・IPPの契約終了、契約見直しに伴う減	▲269億円
	合 計	43,806	430,325	9.82	30,800	326,940	10.61	▲13,006	▲103,385	0.79	・受電電力量の減少（自家発・他社原子力等）	▲179億円
販売電力料	水力	168	1,734	10.32	12	212	17.68	▲156	▲1,521	7.36	・新規契約や取引所取引に伴う増加	172億円
	火力	545	5,942	10.90	55	1,034	18.80	▲490	▲4,908	7.90	・燃料価格上昇による単価増	32億円
	原子力	777	7,944	10.22	24	432	18.02	▲753	▲7,511	7.80	○地帯間販売電力料の主な要因	
	新エネ	0	0	－	0	0	－	0	0	－	・送電電力量の減	▲136億円
	常時バックアップ	1,891	17,685	9.35	990	10,979	11.09	▲901	▲6,705	1.74	○他社販売電力料の主な要因	
	合 計	3,381	33,304	9.85	1,081	12,658	11.71	▲2,300	▲20,646	1.86	・常時バックアップの減（契約電力減、電力量減）	▲70億円

【九州電力の申請概要】

（単位：百万kWh、百万円、円/kWh）

		前　回			今回申請			差　異			備　考	
		電力量	料金計	単価	電力量	料金計	単価	電力量	料金計	単価		
購入電力料	水 力	1,858	15,715	8.46	1,709	14,101	8.25	▲150	▲1,615	▲0.21	○他社購入電力料の主な要因	
	火 力	13,930	93,795	6.73	13,417	104,484	7.79	▲513	10,689	1.06	・IPPの契約終了による減	▲75億円
	(再掲)入札案件	2,765	22,884	8.28	1,885	15,388	8.16	▲880	▲7,496	▲0.12	・電発、共同火力の燃料価格の増	170億円
	原子力	0	0	－	0	0	－	0	0	－	・電発固定費の減（償却完了等）	▲50億円
	新エネ	1,340	13,829	10.32	2,224	16,552	7.44	884	2,724	▲2.88	・取引所取引と相対取引の増	46億円
	合 計	17,128	123,339	7.20	17,350	135,137	7.79	222	11,798	0.59		
販売電力料	水力	0	0	－	0	0	－	0	0	－	○地帯間販売電力料の主な要因	
	火力	708	7,564	10.69	458	6,210	13.57	▲250	▲1,354	2.88	・環境価値売却量の増（新エネ）	13億円
	原子力	0	0	－	0	0	－	0	0	－	○他社販売電力料の主な要因	
	常時バックアップ	50	531	10.53	156	1,839	11.79	106	1,307	1.26	・補給電力量の減	▲17億円
	新エネ	57	307	5.38	267	1,533	5.75	210	1,227	0.37	・常時バックアップの増（契約電力増、電力量増）	13億円
	合 計	815	8,402	10.31	880	9,582	10.88	65	1,180	0.57		

（1）メリットオーダー及び価格低減努力の確認

他社から購入する電力量については、メリットオーダーとなるよう配分されているかを確認したところ、以下のとおり。

他社原子力については原価には織り込まれていないが、他社水力については気象条件に依存するため、過去の実績などから算定して織り込まれている。

他社火力（石炭・ガス・石油）については、契約等による制約を考慮し、運転単価（可変費）の安い電源がより高稼働となるよう織り込まれている。

IPPについては、年間の基準利用率が決まっており、契約に基づく変動範囲内で、経済性を考慮して最大限受電するよう織り込まれている。なお、契約更改を迎える契約については、現在協議中であるため、供給力としての蓋然性が高い契約のみ、継続して受電できるものとして織り込まれている。

■ 関西電力

スポット取引（購入）については、原価算定期間中の原子力利用率（34.5%）を踏まえ、同程度である平成23年度（37.6%）に近似するものとし、平成23年度実績に基づいて織り込まれている（原価への織込みは今回申請が初めて）。

価格低減努力については、固定費用の削減交渉、効率化余地のある費用に関する費用低減交渉及び寄付金等の自主カットを行い、3ヶ年平均で▲98億円が織り込まれている。

■ 九州電力

スポット取引（購入）については、平成25年度上期までは足元の厳しい需給状況が継続するものの、それ以降は原子力の再稼動に伴い、需給状況が改善するものと想定して織り込まれている。

価格低減努力については、固定費用の削減交渉、人件費、消耗品費、諸費等の削減交渉及び寄付金等の自主カットを行い、3ヶ年平均で▲36億円が織り込まれている。

（2）卸電力市場の活性化に向けた自主的取組を反映した原価への織込み等の確認

① 自主的取組を反映した原価への織込みの確認

卸電力市場の見方について、原価算定期間における原子力の再稼動時期も考慮した結果、関西電力は「3ヶ年とも需給がひっ迫」、九州電力は「平成25年度下期以降需給が改善」との前提となっているが、電力システム改革専門委員会で表明した自主的取組の内容を踏まえ、「ユニット毎の限界費用で入札を行ったと仮定した場合の約定量」を加味した購入及び販売額を想定し、当該想定と原価に織り込まれている購入及び販売額を比較して足らざる部分については、原価から減額する。

ただし、九州電力の販売においては、自主的取組の内容である年間 50 億 kWh 程度の売り入札を前提に販売額を想定しており、上記で想定した販売額と比較しても、十分な織り込みと言える。

②常時バックアップ料金の見直し・量の拡大

■ 関西電力

常時バックアップ料金の見直しについては、電力システム改革専門委員会における方向性を踏まえ、基本料金を引き上げ、従量料金を引き下げる形で算定しているものの、量の拡大については、直近の管内の状況を踏まえ、需要離脱は増加しないと想定し、至近実績を基に原価に織り込んでいることを確認した。

■ 九州電力

常時バックアップ料金の見直し・量の拡大については、平成 24 年 11 月の申請時点において、平成 25 年 2 月からの実施に向けた準備を進めているところであり、新電力との協議が未了であったため、原価には反映されていないが、本年 2 月から適用している新料金で再計算すると販売電力料の減額（原価増）となるため、申請は妥当である。

（3）原子力発電による購入電力及び販売電力

関西電力が北陸電力及び日本原子力発電株式会社（以下、「日本原電」という。）に支払う原子力発電による購入電力料については、受電量に応じて支払う電力量料金と受電量にかかわらず支払う基本料金の組み合わせで設定されている。今回申請では、原価算定期間における受電量をゼロと見込んでおり、核燃料費等受電量に応じて支払う電力量料金は原価に算入されていないことなどから、原子力発電に係る購入電力料全体で前回（20 年改定）に比べて 128 億円の減となっている。他方で、今回申請においては、停止中の原子力発電所に係る維持管理や安全対策工事などに必要と見込まれる費用が原価算入されているが、これらの費用については、購入の相手方との契約書原本等を確認した結果、以下の理由から、原価に算入することを認めることが適当である。

① 発電電力量の全量を受電会社に供給することとしているなど当該原子力発電所は契約の相手方との共同開発であると認められる。

② このため、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務があると考えられる。

また、関西電力が契約している発電所は、発電設備としては健全な状態にあり、北陸電力及び日本原電においては、発電再開に向けた準備を実施中である。なお、敦賀発電所についても、発電設備としては健全な状態にあり、日本原電において、津波対策や耐震強化に係る改良工事を実施中であり、原子力規制委員会の有識者会合において、敦

賀発電所敷地内破砕帯の評価が行われているところであるが、現時点で、原子力規制委員会としての最終的な結論は出されていない。

他方で、関西電力は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、関西電力自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分では足らざる部分については、原価から減額する。

とりわけ、日本原電については、関西電力の関連会社であり、役員における人的関係等を考慮すれば、日本原電からの購入電力料に含まれる人件費については、関西電力のコスト削減努力並に原価から減額し、その他の一般管理費等のコスト削減可能な経費についても、関西電力のコスト削減努力に照らし、10%減額する。

特に、人件費については、日本原電の現行の常勤役員一人当たり報酬額2800万円を関西電力同様、国家公務員指定職と同水準（1800万円）とするとともに、関西電力の役員と兼務している非常勤役員への報酬については原価算入を認めない。また、一人当たり従業員給与については、現行780万円であるところ、関西電力の査定後の水準である627万円まで原価を削減する。

なお、北陸電力（志賀2号機）の修繕費のうち、定期検査費用の一部については、原価算定期間に発生する見込みがないと考えられることから、原価から除くこととする。

（4）その他

① 広告宣伝費、寄付金、団体費等

購入電力料のうち、コスト積み上げベースで料金が算定され、国がその内容を確認することが可能なもの（電気事業法第22条（卸供給の供給条件）に基づく届出を受けているもの）については、契約相手先から関西電力及び九州電力に対し、料金に含まれている寄付金等の額などを示した書類での回答があり、その書類を確認したところ、広告宣伝費、寄付金、団体費等が原価に算入されているが、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき原価からこととする。

② 効率化努力

購入電力料、販売電力料とも、原価算定期間内に契約期限を迎えないものについては、契約内容を確認し、適正に算定されていることを確認した。

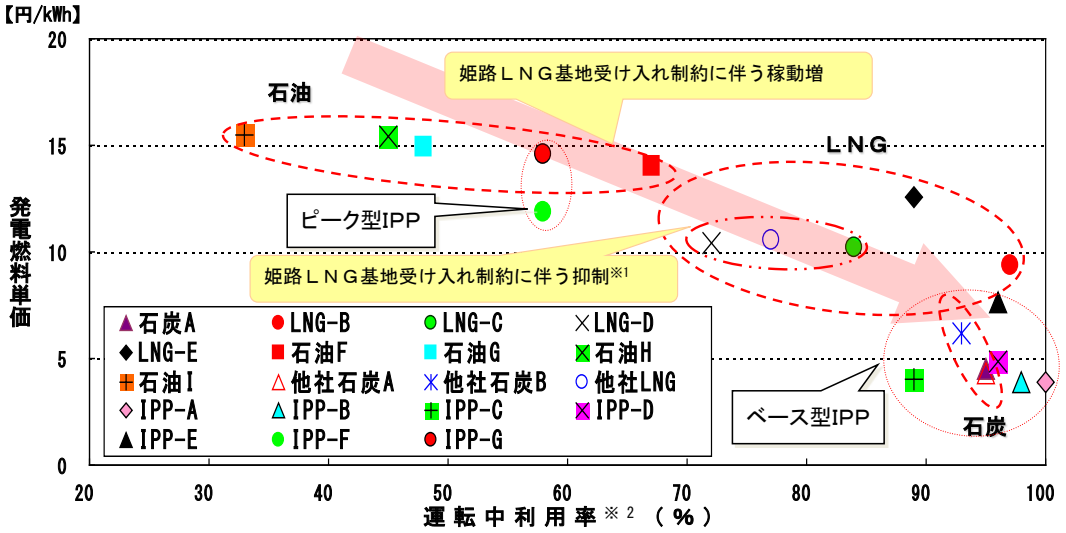
今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき原価から減額する。

③ 事業報酬額、法人税等

購入電力料のうち、コスト積み上げベースで料金が算定され、国がその内容を確認することが可能なもの（電気事業法第 22 条（卸供給の供給条件）に基づく届出を受けて

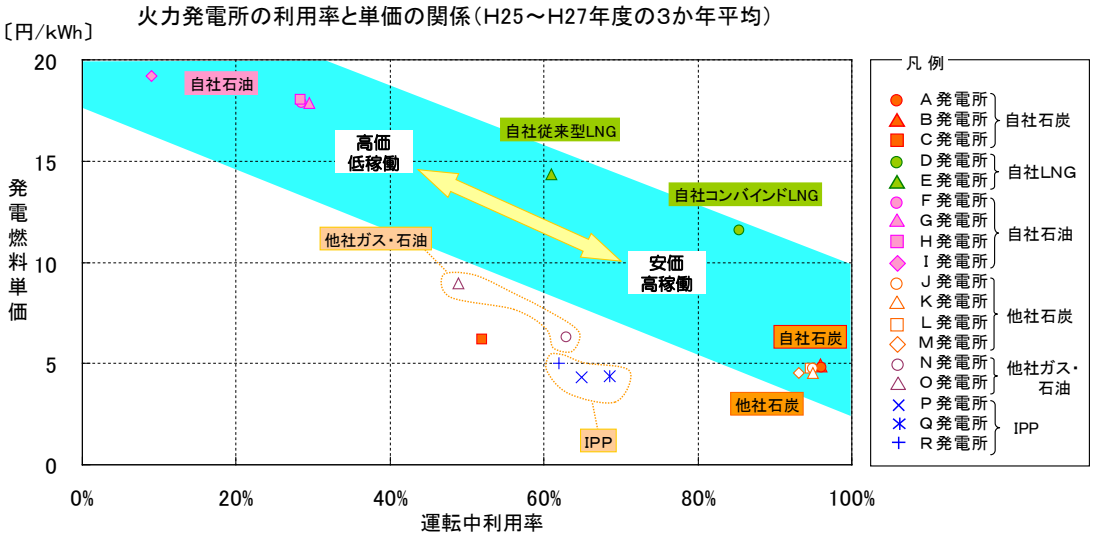
いるもの）については、卸供給料金算定規則に基づいて算定しているが、今後契約を締結するものについては、関西電力及び九州電力に対し自社に適用される事業報酬率での交渉を行うことを前提に、当該報酬率を上回る分を原価から減額する。また、法人税等についても、税制改正により想定される法人税率等を上回る分については原価から減額する。

■ 関西電力のメリットオーダー



※1 姫路ＬＮＧ基地の取扱枠：390万ｔ（ＬＮＧ取扱枠に関する行政との取り決め）
※2 発電電力量を「補修による停止期間を除いた時間×発電出力（コンバインドサイクル等は大気気温による出力低下を考慮）」で除した値（%）

■ 九州電力のメリットオーダー



■　日本原電・関西電力の基本契約について

1．日本原電敦賀発電所1号機

昭和 44 年 11 月 1 日付（平成 17 年 2 月 23 日付・平成 21 年 9 月 3 日付一部改定）にて、日本原電、中部電力、北陸電力及び関西電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 原電敦賀の発生電力及び電力量のうち、運転維持に必要な電力及び電力量を除いた全量を受電三社へ供給する。
- 受電三社が受電する割合は、中部 4、北陸 1、関西 5 とする。
- 営業運転開始予定期日は、昭和 45 年 3 月 31 日とする。
- 原電敦賀の長期間停止の場合又はその利用率がはなはだしく低い場合には、基本料金の負担について別途四社で協議する。
- 定めのない事項については、別途四社で協議する。

2．日本原電　敦賀発電所 2 号機

昭和 54 年 2 月 9 日付（昭和 57 年 9 月 17 日付一部改定）にて、日本原電、中部電力、北陸電力及び関西電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 原電の敦賀発電所 2 号機の発生電力及び電力量から運転維持に必要な電力及び電力量を除いた全量を中部、北陸及び関西へ供給する。
- 中部、北陸及び関西は、受給電力及び電力量のそれぞれ 33%、34%、33%を受電する。
- 電力受給開始日は営業運転開始の日とし、昭和 61 年 3 月末を目途とする。
- 受給地点、受給電力及び電力量、受給方法、料金等については、別途協議して定める。

■　北陸電力・関西電力との基本契約について

3．北陸電力、志賀原子力発電所 2 号機

平成 8 年 3 月 15 日付にて、北陸電力、中部電力及び関西電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 北陸が広域運営の本旨に則り、志賀 2 号機の建設及びこれに関連する系統の整備を行いその供給余力を中部及び関西に融通送電することにより、北陸の設備の有効活用を図るとともに、中部及び関西の需給安定に資することを目的とする。
- 中部及び関西は、志賀 2 号機より発生する電力のうち、運転開始以降 10 年間、さらに運転開始後 11 年目以降の 5 年間についても、中部、関西合わせて最大 60 万 kW を受給し、中部 4、関西 5 の比率により配分する。
- 定めのない事項もしくはより難い事項が生じたときは、誠意をもって 3 社協議する。
- 予期せぬ事由により、電力の受給が相当期間中断された場合や受給開始後に原価の大幅な変動が生じた場合の融通料金の取扱いについては、相応の負担を原則としてその都度 3 社協議のうえ決定する。

■ 原子力発電の購入電力料原価内訳（対前回改定費率）

（億円）

費用項目	前　回	今回申請	差　異	備　　考
人件費	19	22	3	安全対策強化に伴う発電所人員数、退職給付費用の増加
修繕費	108	82	▲26	停止時定検費用、大規模工事の減少
委託費	12	7	▲6	調査関係委託業務の減少
普及開発関係費	―	―	―	
諸費	71	97	26	長期定検に伴う費用増、緊急安全対策関連費の増加
除却費	9	―	▲9	除却費用の減少（前回：大規模取替分の除却費用計上）
再処理関係費	42	14	▲28	発電計画の差異による再処理等引当金の減少
一般負担金	―	29	29	原子力損害賠償支援機構法に基づき今回申請から計上
減価償却費	157	135	▲21	償却進行に伴う減少
事業報酬	47	41	▲5	償却進行に伴う報酬対象資産（簿価）の減少
核燃料費	47	―	▲47	今回申請については、発電停止を前提として算定
送電料金	8	―	▲8	〃
その他	73	55	▲18	発電計画の差異等による減少
効率化額	―	▲17	▲17	
合計	594	466	▲128	

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

関西電力

＜査定結果＞

1. 卸電力市場の活性化に向けた自主的取り組みを反映した原価への織込みについて、電力システム改革専門委員会で表明した自主的取り組みの内容を踏まえ、「ユニット毎の限界費用で入札を行ったと仮定した場合の約定量」を加味した購入及び販売額を想定し、当該想定と原価に織り込まれている購入及び販売額を比較して足らざる部分について原価から減額する。

・・・0．04億円（3年平均）

2. 原子力発電による購入電力について、関西電力は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、関西電力自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分では足らざる部分については、原価から減額する。とりわけ、日本原電については、関西電力の関連会社であり、役員における人的関係等を考慮すれば、日本原電からの購入電力料に含まれる人件費については、関西電力のコスト削減努力並に原価から減額し、その他の一般管理費等のコスト削減可能な経費についても、関西電力のコスト削減努力に照らし、10％減額する。特に、人件費については、日本原電の現行の常勤役員一人当たり報酬額2800万円を関西電力同様、国家公務員指定職と同水準（1800万円）とするとともに、関西電力の役員と兼務している非常勤役員への報酬については原価算入を認めない。また、一人当たり従業員給与については、現行780万円であるところ、関西電力の査定後の水準である627万円まで原価を削減する。なお、査定方針案も踏まえ、さらに関西電力が日本

原電と交渉した結果、平成 25 年度の受給契約において、工事の一部を平成 26 年度以降に繰り延べること等により、査定方針案で示された金額からさらに原価を減額する。

・・・25．72億円（3年平均）

・・・（うち、日本原電分25．07億円（3年平均））

（「基本的な考え方（3）」82．47億円及び「基本的な考え方（4）」27．97億円の内数」）

3．今後契約を締結するもの（原子力発電による購入電力を除く）については、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき原価から減額する。

・・・10．40億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」82．47億円の内数」）

・・・0．50億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」27．97億円の内数」）

4．北陸電力（志賀2号機）の修繕費のうち、定期検査費用の一部については、原価算定期間に発生する見込みがないと考えられること等から、原価から減額する。

・・・4．90億円（3年平均）

5．購入電力料のうち、コスト積み上げベースで料金が算定され、国がその内容を確認することが可能なもの（電気事業法第22条（卸供給の供給条件）に基づく届出を受けているもの）については、卸供給料金算定規則に基づいて算定しているが、今後契約を締結するもの（原子力発電による購入電力を除く）については、関西電力に対し自社に適用される事業報酬率での交渉を行うことを前提に、当該報酬率を上回る分を原価から減額する。また、法人税等についても、税制改正により想定される法人税率等を上回る分については原価から減額する。

・・・2．18億円（3年平均）

6．料金認可申請以降に受給契約を締結したもののうち、査定後原価を下回ると確認できたもの等を修正したものを原価に反映する。

・・・1．85億円（3年平均）

7．人件費等が減額されたことに伴い、これらを基に算定している料金原価への変動を反映する。

・・・1．58億円（3年平均）

計　　47．17億円料金原価から減額する

（うち、36．62億円は、「基本的な考え方（3）、（4）」による減額の内数）

九州電力

＜査定結果＞

1. 卸電力市場の活性化に向けた自主的取り組みを反映した原価への織込みについて、電力システム改革専門委員会で表明した自主的取り組みの内容を踏まえ、「ユニット毎の限界費用で入札を行ったと仮定した場合の約定量」を加味した購入及び販売額を想定し、当該想定と原価に織り込まれている購入及び販売額を比較して足らざる部分について原価から減額する。

・・・0．04億円（3年平均）

2. 購入電力料のうち、コスト積み上げベースで料金が算定され、国がその内容を確認することが可能なもの（電気事業法第22条（卸供給の供給条件）に基づく届出を受けているもの）について、広告宣伝費、寄付金、団体費等が原価に算入されているものは、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき原価から除く。

・・・0．08億円（3年平均）

3. 今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき原価から減額する。

・・・20．34億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」42．32億円の内数）

・・・0．44億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」12．36億円の内数）

4. 購入電力料のうち、コスト積み上げベースで料金が算定され、国がその内容を確認することが可能なもの（電気事業法第22条（卸供給の供給条件）に基づく届出を受けているもの）については、卸供給料金算定規則に基づいて算定しているが、今後契約を締結するものについては、九州電力に対し自社に適用される事業報酬率での交渉を行うことを前提に、当該報酬率を上回る分を原価から減額する。また、法人税等についても、税制改正により想定される法人税率等を上回る分については原価から減額する。

・・・0．62億円（3年平均）

5. 料金認可申請以降に受給契約を締結したもののうち査定後原価を下回ると確認できたもの、購入電力料に係る料金単価の算定誤り等を修正したものを原価に反映する。

・・・12．16億円（3年平均）

6. 人件費等が減額されたことに伴い、これらを基に算定している料金原価への変動を反映する。

・・・1．62億円（3年平均）

計　　35．29億円料金原価から減額する

（うち、20．78億円は、「基本的な考え方（3）、（4）」による減額の内数）

4. 設備投資関連費用

＜申請額　関西電力:減価償却費:2,965 億円、事業報酬:1,360 億円、固定資産除却費;324 億円(H25～27 平均)＞
＜申請額　九州電力:減価償却費:1,773 億円、事業報酬:889 億円、固定資産除却費:210 億円(H25～27 平均)＞

【レートベースの内訳】

事業報酬は設備投資等の資金を調達するために要するコストであり、銀行等からの借入金や社債に対する支払利息や発行株式に対する配当金等を賄うもの。具体的には、真実かつ有効な電気事業資産(レートベース)に適正な報酬率を乗じるというレートベース方式で算定される。

レートベースとは、特定固定資産・建設中の資産・核燃料資産・特定投資・運転資本及び繰延償却資産の合計額をいう。

関西電力

(億円)

		前　回 (H20) A	今回申請額 (H25-27) B	差　引 C=B－A
特定固定資産		38,962	35,293	▲3,669
建設中資産		1,992	1,466	▲525
核燃料資産		4,828	5,152	324
特定投資		301	1,146	846
運転資本	営業資本	2,112	2,576	464
	貯蔵品	655	1,266	611
	計	2,766	3,841	1,075
繰延償却資産		－	－	－
小　　計		48,849	46,899	▲1,950
原価変動調整積立金・別途積立金		▲2,320	－	2,320
合　　計		46,529	46,899	370

九州電力

(億円)

		前　回 (H20) A	今回申請額 (H25-27) B	差　引 C=B－A
特定固定資産		25,634	23,964	▲1,670
建設中資産		932	1,197	265
核燃料資産		2,568	2,658	90
特定投資		157	739	582
運転資本	営業資本	1,176	1,376	200
	貯蔵品	496	713	217
	計	1,672	2,089	417
繰延償却資産		－	－	－
小　　計		30,963	30,647	▲ 316
原価変動調整積立金・別途積立金		▲1,713	－	1,713
合　　計		29,250	30,647	1,397

(1)前提計画

需要想定に基づく供給予備力及び設備の効率性を勘案し、供給設備の拡充工事や改良工事などの工事計画、点検補修などの修繕計画を策定し、その計画に基づき設備関係の料金原価を算定している。25 年度から 27 年度の設備投資については、原子力発電所の更なる安全性向上対策(津波・浸水対策等)などにより、関西電力では 3 ヶ年平均 3,699 億円、九州電力においては 3 ヶ年平均 2,571 億円が見込まれている。

なお、九州電力の予備率が需給運用上求められる予備率を上回っていることが確認されたが、原子力発電所の再稼働の見通しが申請時点の仮定に基づくものであることも勘案すれば、直ちに問題であるとは言えないものと考えられる。

(2)レートベース、減価償却費

① 固定資産関連の特別監査に基づく査定

固定資産関連が、電気事業の運営にとって真に必要不可欠なものであるかについて、先行投資、不使用設備、予備品／予備設備、建設中の資産(※)等を中心に行われた

特別監査（立入検査）の結果を確認したところ、以下の項目についてはレートベースから除くべきである。

（特定固定資産）
・送電線異電圧
・送電線空回線及び空管路
・発電所・送電設備等における長期間不使用の土地、建物、機械装置
・社宅の空室分
・予備品及び予備設備
・その他（無償貸与設備、スポーツ施設、PR 施設等）
（建設中の資産）
・交際費、寄付金、団体費

（※）設備の新設や改良のための設備投資額は、電気事業固定資産として竣工するまでの期間、建設仮勘定として整理されるが、「建設中の資産」とは、建設仮勘定の平均帳簿価額（資産除去債務相当資産を除く）から建設中利子相当額及び工事費負担金相当額を控除した額に50％を乗じた額。なお、建設仮勘定のうち建設準備口（建設工事の実施が確定する前に建設準備のために要した金額）については、特別監査において査定することとしている。

上記の考え方に基づき、査定を行った資産に関わる減価償却費等の営業費用についても、有識者会議報告に従い、原価算入を認めるべきでない。

関西電力については、長期計画停止火力発電所（宮津エネルギー研究所及び多奈川第二発電所）が、原価から除外されていることを確認した。

建設中の資産については、工事計画の認可などにより実施することが確定した建設工事のために要した金額の 2 分の 1 のみがレートベースに算入されていることを確認した。

また、レートベースの前提である設備投資に関し、今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき減額すべきであり、その結果を特定固定資産及び建設中の資産並びにこれらに係る減価償却費に反映するべきである。

② 特定投資

特定投資については、資源開発、研究開発などエネルギーの安定的確保を図るためのものについて認められている。今回計上されている費用のうち、関西電力のカナダオイルサンドについては、購入計画等の具体的な活用計画がないことからレートベースから全額除くべきである。

また、九州電力の燃料調達関係プロジェクトについて、為替レートの一部を実績ベースで算定しているが、前提諸元による為替レートとの差額分については減額する。

その他の費用については、特定投資の趣旨に合致していると認められる。

関西電力

（億円）

	前　回 （H20） A	今回申請額 （H25-27） B	差　引 C=B－A
石炭資源開発	8	7	▲1
日本原燃	270	999	729
日本原子力研究開発機構	23	23	±0
原子力損害賠償支援機構	0	12	12
原子燃料サイクル事業	0	105	105
カナダオイルサンド	0.1	0.1	±0
合 計（レートベース）	301	1,146	846

九州電力

（億円）

	前　回 （H20） A	今回申請額 （H25-27） B	差　引 C=B－A
石炭資源開発	5	5	0
日本原燃	140	530	390
日本原子力研究開発機構	12	12	0
原子力損害賠償支援機構	0	7	7
燃料調達関係プロジェクト	0	186	186
合 計（レートベース）	157	739	582

③核燃料資産

（ｉ）加工中等核燃料資産について

25 年度～27 年度に新たに取得する核燃料資産（加工中等核燃料資産）については、原子力発電所の稼働状況を踏まえ、新規契約の締結見送り、引取量の減量・繰り延べにより、可能な限り至近の調達量を削減して織り込んでいることを確認した。

ウラン精鉱の購入価格について、両社とも市況価格が今後上昇すると見込んでいるが、震災以降、ウラン精鉱の価格がほぼ横ばいで推移していることを勘案し、直近実績レベルまで減額する。

ウラン濃縮代については、日本原燃株式会社（以下、「日本原燃」という。）の最新の工事計画に基づいた算定に補正し、原価に反映すべきである。

成型加工に関する契約等で未締結なものが確認されたが、これらのうち、原価算定期間に実施される可能性が低いものについては原価算入を認めるべきではない。

（ⅱ）再処理の前払い金について

日本原燃に対する再処理の前払金については、日本原燃が行う再処理事業は巨大な設備産業であり、建設に当たっては多額の資金調達を必要とする一方、これらの資金は、再処理料金の支払い開始前の建設工事等の段階で必要となることから、日本原燃による市中金融機関からの借入や出資等と併せて、原子力発電所を所有する事業者各社が再処理料金の前払いを実施したものである。

本前払金は、料金原価に算入される再処理費用を前払いするものであり、費用性資産としての性格を有している。また、本前払金により、日本原燃の金利相当部分が減少し、再処理費用が減額されることとなっている。以上から、本前払金は資産価値を有するため、レートベースに算入することは妥当であると考えられる。

④運転資本

営業資本（減価償却費、公租公課を除いた費目に 12 分の 1.5 を乗じて得た額）及び貯蔵品（火力燃料貯蔵品等の年間払出額に、原則として 12 分の 1.5 を乗じて得た額）につ

いては、算定規則等に基づき算定されていることを確認した。

一方、人件費など算定の前提となった個別の原価項目において減額査定が行われた場合には、これに応じて減額することが適当である。

⑤原価算定期間中に再稼働を見込まない原子力発電所の取り扱い

関西電力では、高浜原子力発電所 3、4 号機については原価算定期間中に再稼働を見込んでいる（平成 25 年 7 月稼働想定）が、美浜原子力発電所 1～3 号機、高浜原子力発電所 1、2 号機及び大飯原子力発電所 1、2 号機については、原価算定期間中の再稼働を見込んでいない。

九州電力では、川内原子力発電所 1、2 号機（平成 25 年 7 月稼働想定）及び玄海原子力発電所 3、4 号機（平成 25 年 12 月及び平成 26 年 1 月稼働想定）については再稼働を見込んでいるが、玄海原子力発電所 1、2 号機については、原価算定期間中に再稼働を見込んでいない。

審査要領上、「長期停止発電設備については、原価算定期間内に緊急時の即時対応性を有すること及び改良工事中などの将来の稼働の確実性等を踏まえてレートベースに算入する。」となっている。

関西電力及び九州電力においては、これらの原子力発電所については、高経年化対策等に加え、更なる安全性向上対策等の実施を計画し、再稼働に向けた準備を進めているところであり、原価算定期間以降には稼働するものと想定していることから、レートベース及び減価償却費を算入することは妥当である。

（2）固定資産除却費

除却損については、算定規則に基づき、減価償却後の残存簿価が除却されていることを確認した。

除却費用に関し、今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき減額する。

関西電力

＜査定結果＞

−減価償却費−

1.　特別監査

特別監査において、先行投資及び不使用設備（社宅・空送電線等）等に係る減価償却費を料金原価から減額する。

・・・17．42億円（3年平均）

2. 今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについては、基本的な考え方に示された考え方に基づき、コスト削減額が原則10%に満たない場合の未達分を料金原価から減額する。

・・・2. 18億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の82. 47億円の内数）

3. 関西電力の子会社・関連会社に対しても、関西電力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料金原価から減額する。

・・・0. 15億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の27. 97億円の内数）

4. スマートメーター

スマートメーターの織り込み単価については、指名競争入札を前提としていること、通信ユニットについて、導入規模に鑑みれば今後漸次かつ大幅にコストダウンが期待されることを踏まえ、年度毎に単価の削減を織り込み、原価算定期間最終年度には、計量及び通信両ユニットをあわせた単価で、約 1.4 万円／台程度の織り込みとする。

・・・0. 30億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の82. 47億円の内数）

計　20. 05億円を料金原価から減額する

（うち2. 63億円は、「基本的な考え方（3）、（4）」による減額の内数）

−固定資産除却費−

1. 今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについては、基本的な考え方に示された考え方に基づき、コスト削減額が原則10%に満たない場合の未達分を料金原価から減額する。

・・・1. 45億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の82. 47億円の内数）

2. 関西電力の子会社・関連会社に対しても、関西電力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料金原価から減額する。

・・・0. 03億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の27. 97億円の内数）

計　1. 48億円を料金原価から減額する

（うち、1. 48億円全額が、「基本的な考え方（3）、（4）」による減額の内数）

－事業報酬（レートベース）－

※査定額は事業報酬率 2.9%で算定

1.　特別監査

特別監査において、先行投資及び不使用設備（社宅・空送電線等）等に係る特定固定資産等を料金原価から減額する。

・・・11．16億円（3年平均）

2. 核燃料資産

ウラン精鉱の購入価格について、震災以降、ウラン精鉱の価格がほぼ横ばいで推移していることを勘案し、直近実績レベルまで減額する。また、成型加工に関する契約等で未契約なものが確認されたが、これらのうち原価算定期間内に実施される可能性が低いものについては原価算入を認めない。

・・・0．13億円（3年平均）

3. 特定投資

カナダオイルサンドについて、購入計画等の具体的な活用計画がないため、全額、料金原価から減額する。

・・・0．002億円（3年平均）

4. 今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについては、基本的な考え方に示された考え方に基づき、コスト削減額が原則10%に満たない場合の未達分を料金原価から減額する。

・・・0．60億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の82．47億円の内数）

5. 関西電力の子会社・関連会社に対しても、関西電力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料金原価から減額する。

・・・0．05億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の27．97億円の内数）

6. スマートメーター

スマートメーターの織り込み単価については、指名競争入札を前提としていること、通信ユニットについて、導入規模に鑑みれば今後漸次かつ大幅にコストダウンが期待されることを踏まえ、年度毎に単価の削減を織り込み、原価算定期間最終年度には、計量及び通信両ユニットをあわせた単価で、約 1.4 万円／台程度の織り込みとする。

・・・0．06億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の82．47億円の内数）

7. 運転資本

営業費用及び燃料費の査定による運転資本の反映分を料金原価から減額する。

・・・1．88億円（3年平均）

計　13．88億円を料金原価から減額する

（うち、0．71億円は、「基本的な考え方（3）、（4）」による減額の内数）

九州電力

＜査定結果＞

-減価償却費-

1.　特別監査

特別監査において、先行投資及び不使用設備（社宅、空送電線等）等に係る減価償却費を料金原価から減額する。

・・・9．84億円（3年平均）

2. 今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについては、基本的な考え方に示された考え方に基づき、コスト削減額が原則10%に満たない場合の未達分を料金原価から減額する。

・・・0．71億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の42．32億円の内数）

3. 九州電力の子会社・関連会社に対しても、九州電力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料金原価から減額する。

・・・0．16億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の12．36億円の内数）

4. スマートメーター

スマートメーターの織り込み単価については、指名競争入札を前提としていること、通信ユニットについて、導入規模に鑑みれば今後漸次かつ大幅にコストダウンが期待されることを踏まえ、年度毎に単価の削減を織り込み、原価算定期間最終年度には、計量及び通信両ユニットをあわせた単価で、約 1.4 万円／台程度の織り込みとする。

・・・0．13億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の42．32億円の内数）

計　10．84億円を料金原価から減額する

（うち、1．00億円は、「基本的な考え方（3）、（4）」による減額の内数）

－固定資産除却費－

1．今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについては、基本的な考え方に示された考え方に基づき、コスト削減額が原則10％に満たない場合の未達分を料金原価から減額する。

・・・0．80億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の42．36億円の内数）

2．九州電力の子会社・関連会社に対しても、九州電力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料金原価から減額する。

・・・0．30億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の12．36億円の内数）

計　1．10億円を料金原価から減額する

（うち、1．10億円全額が、「基本的な考え方（3）、（4）」による減額の内数）

－事業報酬（レートベース）－

※査定額は事業報酬率 2.9%で算定

1．　特別監査

特別監査において、先行投資及び不使用設備（社宅・空送電線等）等に係る特定固定資産等を料金原価から減額する。

・・・5．82億円（3年平均）

2．核燃料資産

ウラン精鉱の購入価格について、震災以降、ウラン精鉱の価格がほぼ横ばいで推移していることを勘案し、直近実績レベルまで減額する。また、成型加工に関する契約等で未契約なものが確認されたが、これらのうち原価算定期間内に実施される可能性が低いものについては原価算入を認めない。

・・・0．72億円（3年平均）

3．特定投資

燃料調達関係プロジェクトについて、為替レートの一部を実績ベースで算定しているため、前提諸元による為替レートとの差額分について、料金原価から減額する。

・・・0．02億円（3年平均）

4．今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについては、基本的な考え方に示された考え方に基づき、コスト削減額が原則10％に満たない場合の未達分を料金原価から減額する。

・・・0．26億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の42．32億円の内数）

5．九州電力の子会社・関連会社に対しても、九州電力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料金原価から減額する。

・・・0．05億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の12．36億円の内数）

6．スマートメーター

スマートメーターの織り込み単価については、指名競争入札を前提としていること、通信ユニットについて、導入規模に鑑みれば今後漸次かつ大幅にコストダウンが期待されることを踏まえ、年度毎に単価の削減を織り込み、原価算定期間最終年度には、計量及び通信両ユニットをあわせた単価で、約 1.4 万円／台程度の織り込みとする。

・・・0．03億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の42．32億円の内数）

7．運転資本

営業費用及び燃料費の査定による運転資本の反映分を料金原価から減額する。

・・・1．51億円（3年平均）

計　8．40億円を料金原価から減額する

（うち、0．34億円は、「基本的な考え方（3）、（4）」による減額の内数）

5. 事業報酬率

＜事業報酬率　関西電力:2.9%(申請)、九州電力:2.9%(申請)＞

＜事業報酬　関西電力:(再掲)1,360 億円(H25～27 平均)、九州電力:(再掲)889 億円(H25～27 平均)＞

【事業報酬の概要】

■　電気事業法の目的

電気事業法は、その法目的において、「電気事業の運営を適正かつ合理的ならしめることによって、電気の使用者の利益を保護し、及び電気事業の健全な発達を図る」(電気事業法第1条)ことを目的としている。

■　総括原価方式による電気料金規制

公共料金にかかる規制は、国民生活上の必需財について、

①その財の安定的な供給の維持・確保を図るために、その供給に要する費用の回収を確実にする一方で、

②当該供給事業者が過度の利益を得ることを防止することにより使用者の利益を保護する、

という両面の観点から行われている。

電気事業についても、独占の弊害や、過当競争による二重投資の弊害を防止し、需要家に対して電気を安定的かつ低廉に供給するため、一般電気事業者に独占的な供給を認めつつ、供給義務と料金規制を課しており、「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」(電気事業法第 19 条第 2 項第 1 号)であることを求めている。

■　適正な利潤(事業報酬)

事業を継続的に実施するには、かかる費用を適切に回収するのみならず、資金を円滑に調達する必要があり、この資金調達に要するコストが「資本コスト」である。「資本コスト」は、銀行等からの借入金や社債発行による「他人資本コスト」と株式の発行による「自己資本コスト」で構成される。電気事業においては、発電、送電、変電、配電等の設備の形成にあたって巨額の資金を要することになるが、電気事業者は、この資金(資本)を調達するためのコストを何らかの形で電気料金から回収できなければ、資金調達に支障が生じ、事業を継続することができなくなるリスクがある。

企業は、①銀行等からの借り入れや社債の発行による調達(他人資本)、②株式の発行等による調達(自己資本)のいずれかの手段により資金調達を行うが、銀行もしくは社債等の債権者にとっては負債利子率、株主にとっては自己資本利益率(自己資本コスト)以上の投資収益率が見込まれれば、企業は継続的かつ円滑に資金調達を実施すること

が可能となるため、電気事業法においては、これらの投資収益率（資本コスト）に相当する額を「適正な利潤」（事業報酬）として電気料金による回収を認めている。

かつては、支払利息、配当金額及び利益準備金を積み上げ、料金原価に算入していたが、各社ごと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、電気事業者における資金調達コスト低減のインセンティブが乏しいことを考慮し、1960 年に現在の事業報酬制度を導入した。実際、関西電力では 2000 年、九州電力では 1997 年の支払い利息と配当金等の合計は事業報酬を上回っている。

1958 年の電気料金制度調査会報告書において、「真実かつ有効な資産の価値に対し公正な報酬が与えられるべき」とされているが、現在の審査要領においても同様の考え方が採用されている（レートベース対象の投資について、「電気事業の能率的な経営のために必要かつ有効であると認められるか否かについて審査すること」と確認的に規定）。

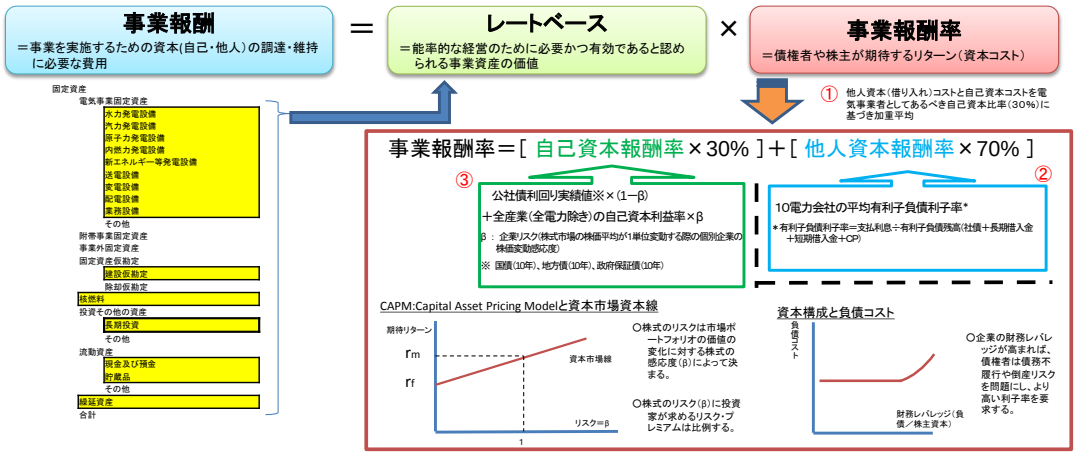
【事業報酬率の概要】

一般的に、電気事業に債権者や株主が期待するリターンを適切に算定する観点から、①他人資本（借入）コストと自己資本コストを電気事業者としてあるべき自己資本比率に基づき加重平均し、②他人資本コストは電気事業者平均の有利子負債利子率の実績を、③自己資本コストは株式市場における電気事業のリスク（β）を踏まえた期待収益率を採用することとしているが、具体的な数字については、認可申請のタイミングで適正性について検証することとなる。

※ 一般電気事業供給約款料金算定規則（省令）においては、①は自己資本報酬率と他人資本報酬率を3：7とすること、②は全電力会社の平均有利子負債利子率、③は全産業（全電力除き）の自己資本利益率を上限、公社債利回りの実績値を下限として算定した率とされている。

この報酬率は電気事業者に共通の方法により設定されるため、各電気事業者においては、これよりも低いコストで資金調達した場合には利益として、内部留保が可能となる効率化インセンティブが働く効果がある。

なお、一般的には他人資本報酬率に比べ自己資本報酬率が高いが、株式投資のプレミアム（リスク）を反映した結果であり、また、自己資本報酬率を低く設定することは、株主の期待リターンを低下させることになり、株式の発行が困難となるリスクがある。この結果、社債や融資等負債の比率が高まる（財務レバレッジが高まる）と、自己資本比率の低下を招き、電気事業者の事業リスク及び財務リスクが高まることから、金利が上昇するおそれがある。



■ 事業報酬率の算定（申請ベース）

料金算定規則及び審査要領を踏まえ、自己資本報酬率及び他人資本報酬率を実績に基づき算定し、30:70 で加重平均することにより算定している。

関西電力及び九州電力の申請においては、震災後から決算発表日（値上げ検討表明日）までのβ値（0.89）により算定した事業報酬率（2.9%）となっている。

【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%	6.28%
他人資本報酬率（Ｂ）	70%	1.49%
事業報酬率	100%	**2.9%**

○自己資本報酬率
・観測期間：7年間（H16～H22）
・β値：0.89（関西電力：H23.3.11～H24.10.29）
（九州電力：H23.3.11～H24.10.30）
○他人資本報酬率
・観測期間：1年間
・各事業者の平均有利子負債利子率

(A)自己資本報酬率（16～22年度の7カ年平均値）　（%）

	ｳｴｲﾄ	16FY	17FY	18FY	19FY	20FY	21FY	22FY	16～22FY
公社債利回り	0.11	1.55	1.43	1.85	1.69	1.55	1.41	1.18	―
自己資本利益率	0.89	7.20	8.00	7.99	8.44	4.70	4.77	6.95	―
自己資本報酬率	1.00	6.58	7.28	7.31	7.70	4.35	4.40	6.32	6.28

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。

(B)他人資本報酬率

	23FY
平均有利子負債利子率	1.49%

（1） 事業報酬率

事業報酬率は、審査要領上、電気事業をめぐる経営リスクが、他の一般的な事業会社の経営リスクと比較してどのような位置にあるかという点（β値）を勘案し決定され、審査要領にも示されているように、東日本大震災後の状況も勘案し事業報酬率を設定する必要がある。

東京電力の料金値上げ審査のおける査定方針においては、震災以降、電気事業の経

営リスクは格段に高まり、震災前後で経営リスクに断絶があると考えられることから、本来は例えば 2 年程度の一定の長期間を採るべきと考えられるが、平成 23 年 3 月 11 日から申請日前日（平成 24 年 5 月 10 日）までの期間をβ値の採録期間としたところである。

今回の関西電力及び九州電力の申請では、申請日前日のβ値までを反映することは実態上困難であることから、値上げ検討表明日（決算発表日）までのβ値を用いて事業報酬率の算定を行っている。

この点、β値の採録期間を震災後から値上げ検討表明日ではなく、東京電力による申請の査定方針と同様、震災後から申請日前日までとすることも方策として考えられるが、値上げ検討表明日、申請日のいずれも事業者による恣意性を排除できないこと、電気事業の事業リスクを反映させるためには、2年程度の一定の長期間を採るべきことから、平成 23 年 3 月 11 日から委員会での査定方針案のとりまとめ日までとすることが妥当である。なお、3月6日までのβ値は 0.91 であり、これにより計算される事業報酬率は 2.9%となり、申請における事業報酬率（2.9%）は妥当である。

なお、β値の算定において、東京電力は、潜在的賠償債務が存在する特殊事情があることから、算定対象から除くべきではないかとの意見があったが、一般的な電気事業のリスクを前提に資本コストを設定することにより個別事業者の効率化努力を促す現行のレートベース方式の趣旨からすると、β値の算定にあたり電気事業を巡る経営リスクを勘案する際には、極力、電気事業全体の状況を反映した算出方法を用いる必要があることから、従来どおり9電力会社平均のβ値を採用することが適当である。

※震災後から直近までとった東京電力のβ値が、他の電力会社と比較して最も高いわけではない。

また、事業報酬の算定は、3割の自己資本比率を前提として計算されているところ、配当や支払利息等の実際の資金調達コストを上回る額が事業報酬として認められているのではないかとの指摘があったが、3割の自己資本比率は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設定されたものである。また、関西電力、九州電力いずれも平成23年度以降、大幅な赤字により自己資本が大きく毀損しており、財務体質悪化の中で資金調達環境が悪化している。こうした中、現行レートベース方式の下で資金調達コストの低減に努め、内部留保の充実を通じて将来の資金調達コストを低減させていくことは、中長期的な電気料金の安定性の観点から、需要家にとってもメリットがあるものと考えられる。

■ 事業報酬率の算定（β値）

- 関西電力及び九州電力の申請は震災後から値上げ検討表明日（決算発表日）までのβ値（0.89）を採用。
- 東京電力の査定時は、震災後から申請日前日までのβ値（0.82）を採用。

● 電気料金審査専門委員会での査定方針案のとりまとめ日（H25.3.6）までのβ値は、0.91 であり、これにより計算される事業報酬率は、2.9%となる。

電力会社名	東京電力		関西電力				九州電力				震災後から直近まで（H23.3.11～H25.3.6）	
	申請日前日（査定）		値上げ検討表明日（申請）		申請日前日		値上げ検討表明日（申請）		申請日前日			
	β値	相関係数	β値	相関係数	β値	相関係数	β値	相関係数	β値	相関係数	β値	相関係数
北海道	0.66	0.43	0.81	0.41	0.85	0.42	0.81	0.41	0.85	0.42	0.85	0.40
東北	1.42	0.56	1.38	0.51	1.41	0.51	1.38	0.51	1.41	0.51	1.32	0.48
東京	1.44	0.27	1.32	0.27	1.31	0.27	1.32	0.27	1.31	0.27	1.31	0.27
中部	0.61	0.35	0.70	0.35	0.72	0.35	0.70	0.35	0.73	0.35	0.73	0.36
北陸	0.65	0.42	0.75	0.36	0.76	0.37	0.75	0.36	0.77	0.37	0.76	0.37
関西	0.71	0.39	0.77	0.34	0.81	0.35	0.77	0.34	0.81	0.35	0.83	0.35
中国	0.62	0.41	0.75	0.41	0.78	0.42	0.75	0.41	0.78	0.41	0.78	0.41
四国	0.55	0.37	0.70	0.35	0.75	0.36	0.70	0.35	0.76	0.36	0.79	0.36
九州	0.74	0.44	0.83	0.39	0.87	0.39	0.83	0.39	0.87	0.39	0.86	0.38
9社平均（沖縄除く）	0.82	0.41	0.89	0.38	0.92	0.38	0.89	0.38	0.92	0.38	0.91	0.37

（資源エネルギー庁作成　出典：Yahoo!Japan ファイナンス）

●このβ値は、東証株価指数（TOPIX）や日経平均株価などの株価指数の値動きに対して各社の株価がどれくらいの相関で動いているかを示す指数のこと。（市場全体の株式が1%上昇する場合の当該株式の平均上昇率（感応度））

関西電力・九州電力

＜査定結果＞

1.　平成23年3月11日から委員会での査定方針案とりまとめ日（平成25年3月6日）までのβ値は 0.91 であり、これにより計算される事業報酬率は 2.9%となり、関西電力及び九州電力が申請において用いた事業報酬率 2.9%と同率であることを確認した。

6. 修繕費

＜申請額　関西電力:2,654 億円(H25～27 平均)、九州電力:1,941 億円(H25～27 平均)＞

【修繕費の概要】

修繕費は、固定資産の通常の機能を維持するため、部品の取替え、損傷部分の補修、点検等に要する費用である。

＜関西電力＞　（単位:億円）

		前 回	今 回	差 異	備　考
水　力		118	169	50	オーバーホール台数の増等
火　力		392	592	201	定期検査・定期修繕の増、ガスタービン高温部品修繕の増等
原子力		961	644	▲ 317	定期検査の減、効率化反映による減等
新エネ		－	0	0	設備区分の新設(太陽光)
送　電		116	147	31	経年劣化対策による増等
変　電		140	128	▲ 12	効率化反映による減、遮断器の点検周期の見直しによる減等
配電	一般修繕費	289	324	35	経年劣化対策による増等
	取替修繕費	538	616	78	スマートメーター導入による増等
	小　計	827	940	113	
業　務		85	35	▲ 50	効率化反映による減、通信関係修繕の減等
合　計		2,639	2,654	15	

	今　回	直近3か年
修繕費率	1.85%	1.98%

※直近3か年はH21～23年度実績平均

＜九州電力＞　（単位:億円）

		前 回	今 回	差 異	備　考
水　力		83	66	▲ 17	遮断器の点検周期の見直し、効率化反映による減等
火　力		403	453	50	定期点検の増、経年劣化対策による増等
原子力		525	539	14	安全性、信頼性向上対策による増等
新エネ等		－	38	38	設備区分の新設(地熱等)
送　電		114	134	20	経年劣化対策による増等
変　電		83	68	▲ 15	遮断器の点検周期の見直し、効率化反映による減等
配電	一般修繕費	251	218	▲ 33	機器修理台数の減、効率化反映による減等
	取替修繕費	435	385	▲ 50	スマートメーター導入による増、効率化反映による減等
	小　計	686	603	▲ 83	
業　務		50	40	▲ 10	通信機器の点検周期の見直し、効率化反映による減等
合　計		1,944	1,941	▲ 3	

	今　回	直近5か年
修繕費率	2.19%	2.22%

※直近5か年はH19～23年度実績平均

(1)修繕費率

修繕費率の算定については、一定の長期間である直近5ヶ年の実績を基本として算出することが妥当である。

■　関西電力

メルクマールとした修繕費率は、直近5ヶ年で 1.91%(平成 19～23 年度実績)であり、修繕費申請額の帳簿原価に対する比率は 1.85%であることから、メルクマールの範囲内になっていることを確認した。

■　九州電力

メルクマールとした修繕費率は、直近5ヶ年で2.22%(平成19～23年度実績)であり、修繕費申請額の帳簿原価に対する比率は 2.19%であることから、メルクマールの範囲内になっていることを確認した。

(2)特別監査に基づく査定等

レートベースに関連する修繕費は、電気事業の運営にとって真に必要不可欠なものであるかについて、先行投資、不使用設備、予備品／予備設備等を中心に行った特別監査

（立入検査）の結果を確認し、以下の項目については、レートベース、減価償却費との整合性を踏まえ、修繕費も原価から除くこととする。

・送電線異電圧
・送電線空回線及び空管路
・発電所・送電設備等における長期間不使用の土地、建物、機械装置
・社宅の空室分
・予備品及び予備設備
・その他（無償貸与設備、スポーツ施設、PR施設等）

（3）災害復旧修繕費

災害復旧修繕費については、偶発的に発生するものであるが、3 年の原価算定期間の間には、過去の例を踏まえ、ほぼ確実に発生することが見込まれることから、原価算入は妥当である。なお、その算出にあたっては、災害の発生規模が年によって大きく変動することを踏まえ、より長期の期間である過去 10 年間の実績を基本に、当該 10 年間において損害額が最大の年及び最小の年の実績を除いた 8 年間の実績の平均値により算出すべきである。（申請は関西電力が過去 10 年間の実績平均値、九州電力が過去 5 年間の実績平均値）。

関西電力の災害復旧修繕費については、過去 10 年間（平成 14～23 年度）の実績から最大値、最小値を除いた平均値に減額する。なお、九州電力については、過去5年間（平成 19～23 年度）の実績から算出しているが、過去 10 年間の実績から最大値、最小値を除いた平均値を下回っている。

（4）経営効率化

今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき原価から減額する。

■ 災害復旧修繕費の発生推移及び最大値、最小値を除いた平均値

（単位：億円）

	14年度	15年度	16年度	17年度	18年度	19年度	20年度	21年度	22年度	23年度	平均値
関西電力	0	1	21	3	0	0	2	6	0	17	3.5
九州電力	3	6	59	44	42	17	2	2	0	3	14.9

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

（単位：億円）

	今回申請額	備　　考
関西電力	4.9	過去10年間（14～23年度）の実績から算出
九州電力	4.8	過去5年間（19～23年度）の実績から算出

関西電力

＜査定結果＞

1. レートベースに関連する修繕費は、電気事業の運営にとって真に必要不可欠なものであるかについて、特別監査（立入検査）の結果を確認し、レートベース、減価償却費との整合性を踏まえ、以下の項目を料金原価から減額する。

   特別監査分

   ・送電線異電圧・・・・・0．70億円

   ・送電線空回線及び空管路・・・・・0．37億円

   ・発電所・送電設備等における長期間不使用の土地、建物、機械装置・・・・・2．81億円

   ・社宅の空き室分・・・・・0．45億円

   ・予備品及び予備設備・・・・・5．80億円

   ・その他・・・・・0．19億円

   ・・・10．32億円（3年平均）

2. 災害復旧修繕費については、過去 10 年間の実績から最大値、最小値を除いた平均値を上回る分を料金原価から減額する。

   ・・・1．28億円（3年平均）

3. スマートメーターの織り込み単価については、指名競争入札を前提としていること、通信ユニットについて、導入規模に鑑みれば今後漸次かつ大幅にコストダウンが期待されることを踏まえ、年度毎に単価の削減を織り込み、原価算定期間最終年度には、計量及び通信両ユニットをあわせた単価で、約 1.4 万円／台程度の織り込みとする。

   ・・・22．83億円（3年平均）

   （「基本的な考え方（3）」の82．47億円の内数）

4. 今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額する。

   ・・・18．13億円（3年平均）

   （「基本的な考え方（3）」の82．47億円の内数）

5. 関西電力の子会社・関連会社に対しても、関西電力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料金原価から減額する。

   ・・・5．48億円（3年平均）

   （「基本的な考え方（4）」の27．97億円の内数）

計　　58．04億円料金原価から減額する

（うち、46．44億円は、「基本的な考え方（3）、（4）」による減額の内数）

九州電力

＜査定結果＞

1. レートベースに関連する修繕費は、電気事業の運営にとって真に必要不可欠なものであるかについて、特別監査（立入検査）の結果を確認し、レートベース、減価償却費との整合性を踏まえ、以下の項目を料金原価から減額する。

   特別監査分

   ・送電線異電圧・・・・・0．07億円

   ・送電線空回線及び空管路・・・・・0．35億円

   ・発電所・送電設備等における長期間不使用の土地、建物、機械装置・・・1．72億円

   ・社宅の空き室分・・・・・0．47億円

   ・予備品及び予備設備・・・・・5．72億円

   ・その他・・・・・0．58億円

   ・・・8．91億円（3年平均）

2. スマートメーターの織り込み単価については、指名競争入札を前提としていること、通信ユニットについて、導入規模に鑑みれば今後漸次かつ大幅にコストダウンが期待されることを踏まえ、年度毎に単価の削減を織り込み、原価算定期間最終年度には、計量及び通信両ユニットをあわせた単価で、約 1.4 万円／台程度の織り込みとする。

   ・・・6．79億円（3年平均）

   （「基本的な考え方（3）」の42．32億円の内数）

3. 今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額する。

   ・・・7．78億円（3年平均）

   （「基本的な考え方（3）」の42．32億円の内数）

4. 九州電力の子会社・関連会社に対しても、九州電力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から減額する。

   ・・・6．35億円（3年平均）

   （「基本的な考え方（4）」の12．36億円の内数）

計　　29．83億円料金原価から減額する

（うち、20．92億円は、「基本的な考え方（3）、（4）」による減額の内数）

7. 公租公課

＜申請額　関西電力：1,761 億円（H25～27 平均）、九州電力：1,010 億円（H25～27 平均）＞

【公租公課の概要】

公租公課は、各税法等（河川法、法人税法、地方税法、電源開発促進税法等）に基づき、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する。

（単位：億円）

		関西電力			九州電力			備考
		前　回（20年原価）	今　回（25-27平均）	今回－前回	前　回（20年原価）	今　回（25-27平均）	今回－前回	
1	水利使用料	44	44	0	17	17	0	河川法に基づき、水力発電所毎の出力に単価を乗じて算定
2	固定資産税	538	524	▲ 14	337	324	▲ 13	地方税法に基づき、土地、家屋、償却資産を課税客体として課税
3	雑税	85	106	20	51	53	3	核燃料税、都市計画税、県市町村民税、印紙税等
4	電源開発促進税	582	559	▲ 23	335	324	▲ 10	電源開発促進税法に基づき、課税対象電力量に0.375円/kWhを乗じて算定
5	事業税	278	315	37	169	177	9	地方税法に基づき、収入金額に税率を乗じて算定（収入金課税方式）
6	法人税等	258	214	▲ 43	134	113	▲ 20	法人税法及び地方税法に基づき、配当原資相当分に対し課税
	合　計	1,785	1,761	▲ 23	1,041	1,010	▲ 31	

（1）法人税

原価算定における法人税は、資本コストの一環として算定されるものであって、実際に支払われる法人税とは異なるものであることから、配当所要原資に対する課税分の原価算入を認めることが適当である。算定規則に基づき、一株あたりの配当金を 9 電力会社で最も低い 50 円として算定した額を計上していることは妥当と考えられる。

なお、法人税等については、算定規則上、配当金額及び利益準備金を基に法人税法及び地方税法により算定することとされているが、これは配当金額及び利益準備金を法人税等の算定にあたっての課税所得とみなした上で法人税等の額を計算することを規定しているものと考えられ、さらに当該企業における原価算定期間中の税務上の所得調整額を予測した上で当該計算に反映させることを想定した規定ではないと考えられることから、税法上の繰越欠損金の存在を法人税等の算定にあたって反映させる必要はないものと考える。

（2）法人税以外の税

算定規則及び各税法に基づき算定されていることを確認した。特別監査の反映等による前提諸元の査定に伴う税額の減を適切に反映すべきである。

関西電力

＜査定結果＞

1.　特別監査の反映等による前提諸元の査定に伴う税額の減を反映する。

・・・6．89億円（3年平均）

2.　電気事業者に課される事業税は、売上に対して課される収入金課税方式のため、総原価の減少に伴い事業税も減額する。

・・・5．60億円（3年平均）

計　　12．49億円料金原価から減額する

（うち、0．15億円は、「基本的な考え方（3）」による減額の内数）

九州電力

＜査定結果＞

1.　特別監査の反映等による前提諸元の査定に伴う税額の減を反映する。

・・・2．29億円（3年平均）

2.　電気事業者に課される事業税は、売上に対して課される収入金課税方式のため、総原価の減少に伴い事業税も減額する。

・・・1．46億円（3年平均）

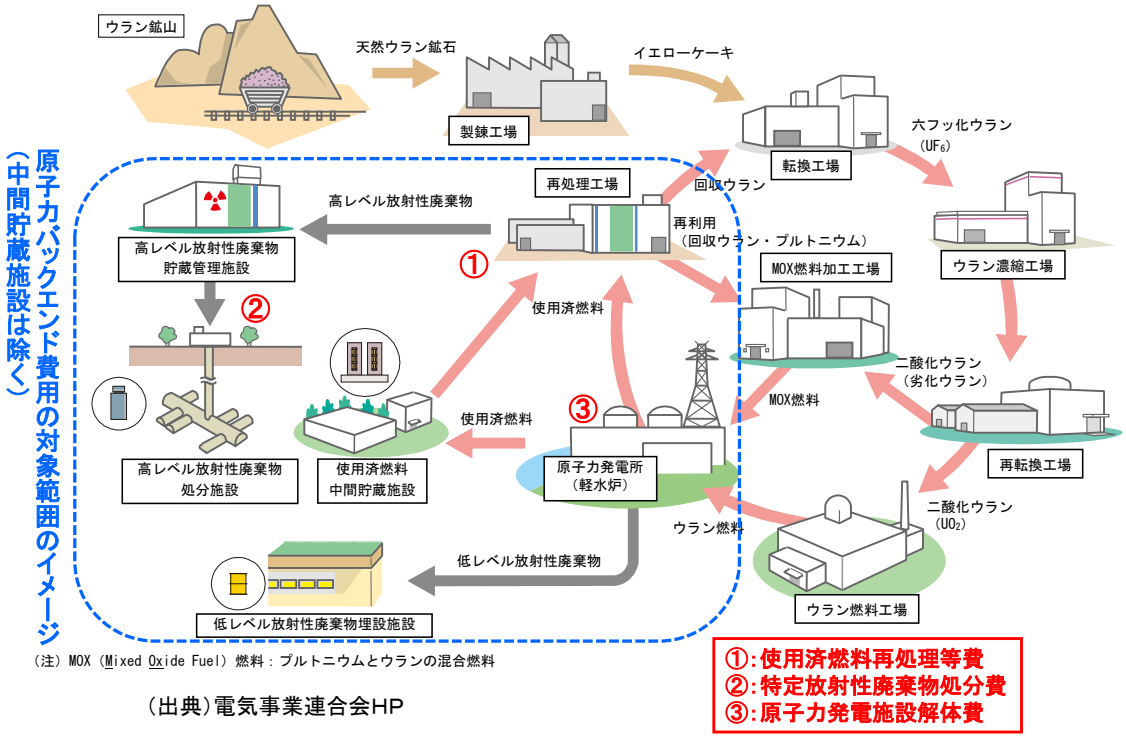
計　　3．74億円料金原価から減額する

（うち、0．07億円は、「基本的な考え方（3）」による減額の内数）

8. 原子力バックエンド費用

＜申請額　関西電力:455 億円(H25～27 平均)、九州電力:274 億円(H25～27 平均)＞

【原子力バックエンド費用の概要】



(注) MOX (Mixed Oxide Fuel) 燃料：プルトニウムとウランの混合燃料

(出典)電気事業連合会HP

(1)使用済燃料再処理等発電費・使用済燃料再処理等既発電費

使用済燃料再処理等発電費・既発電費は、「原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律」(以下「法」という。)に基づき、原子力発電所から発生する使用済燃料の再処理等の費用に充てるため積み立てが義務づけられている費用のほか、使用済燃料の輸送費等の当期費用を計上している。

【参考:積立金の算定等】

使用済燃料再処理等積立金は、法に基づき、電気事業者が使用済燃料の発生等に応じて積み立てるものであり、再処理等に要する費用として、再処理事業者である日本原燃に支払うこととなっている。なお、積立金の額は、事業者からの届け出を基礎とし、経済産業省で算定している。将来発電分に係る積立金の額は、再処理等の実施主体である日本原燃の事業実施計画等を踏まえ、積立単価に、当該年度積立対象となる使用済燃料の発生数量(六ヶ所再処理分)を乗じ、これに利息相当分を加えて、毎年度の金額を算出している。過去発電分に係る積立金の額は、平成 17 年度から 15 年間で積立て。

（関西電力）

（単位：百万円）

		前　回	今回申請	差　異	備　　考
制度措置分（日本原燃分）	積立金（将来分）	24,952	11,493	▲ 13,459	使用済燃料の発生量の減少による減額
	積立金（過去分）	20,738	20,738	0	
	計	45,690	32,231	▲ 13,459	
その他（輸送費）	発電所構内の輸送	759	108	▲ 651	輸送量の減少による減額
	六ヶ所工場への輸送	1,615	1,161	▲ 454	同上
	海外工場への輸送	188	165	▲ 23	
	保険料・補償料	0	1	1	
	計	2,562	1,436	▲ 1,126	
合　計		48,252	33,668	▲ 14,584	

（注）制度措置分とは、使用済燃料に係る再処理等の計画があるものをいう。

（九州電力）

（単位：百万円）

		前　回	今回申請	差　異	備　　考
制度措置分（日本原燃分）	積立金（将来分）	13,718	10,158	▲ 3,559	使用済燃料の発生量の減少による減額
	積立金（過去分）	7,581	7,581	0	
	計	21,299	17,740	▲ 3,559	
その他（輸送費）	発電所構内の輸送	450	94	▲ 356	輸送量の減少による減額
	六ヶ所工場への輸送	649	578	▲ 71	同上
	海外工場への輸送	54	0	▲ 54	
	保険料・補償料	3	1	▲ 2	
	計	1,156	673	▲ 483	
合　計		22,455	18,413	▲ 4,042	

（注）制度措置分とは、使用済燃料に係る再処理等の計画があるものをいう。

①算定方法の確認

「原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律」及び前提計画に基づいて算定されていることを確認した。また、その他（輸送費）については、既契約等に基づいて算定されていることを確認した。

②広告宣伝費、寄付金、団体費等

制度措置分（日本原燃分）については、コスト積み上げベースで料金が算定され、国がその内容を確認することが可能なもの（原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律に基づくもの）であり、日本原燃から関西電力及び九州電力に対し、料金に含まれている寄付金等の額などを示した書類での回答があり、その書類を確認したところ、広告宣伝費、寄付金、団体費等が原価に算入されているが、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき原価から除くこととする

③経営効率化

使用済燃料再処理等発電費のうちの「その他（輸送費）」については、今後契約を締結するものについて、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき原価から減額する。

（2）特定放射性廃棄物処分費

特定放射性廃棄物処分費は、「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」（以下

「法」という。)に基づき、原子力発電所から発生する使用済燃料の再処理等を行った後に生ずる特定放射性廃棄物の最終処分に必要な費用を拠出することが義務づけられている費用である。

【参考:拠出金の算定方法】

拠出金の額は、法に基づき、高レベル放射性廃棄物の単位数量当たりの最終処分業務に必要な金額(拠出金単価)に、使用済燃料の再処理を行った後に生ずる廃棄物の量及び過去分の量(1/15)を乗じて得た金額とされている。

(関西電力)　(単位:百万円)

	前　回	今回申請	差　異	備　　考
拠出金(将来分)	8,503	3,513	▲4,990	原子力発電所の稼働減による減額
(発電電力量:暦年GWh)	61,745	29,043	▲32,702	
(拠出金対象本数:本)	210.4	99.6	▲110.8	
(拠出金単価:千円/本)	40,413	35,270	▲5,143	
拠出金(過去分)	8,454	2,459	▲5,995	過去分の平成25年度拠出終了による減額
(拠出金対象本数:本)	209.2	69.7	▲139.5	
(拠出金単価:千円/本)	40,413	35,270	▲5,143	
合　　計	16,957	5,972	▲10,985	

(九州電力)　(単位:百万円)

	前　回	今回申請	差　異	備　　考
拠出金(将来分)	5,064	2,750	▲2,314	原子力発電所の稼働減による減額
(発電電力量:暦年GWh)	36,781	22,895	▲13,886	
(拠出金対象本数:本)	125.3	78.0	▲47.3	
(拠出金単価:千円/本)	40,413	35,270	▲5,143	
拠出金(過去分)	3,750	1,091	▲2,659	過去分の平成25年度拠出終了による減額
(拠出金対象本数:本)	92.8	30.9	▲61.9	
(拠出金単価:千円/本)	40,413	35,270	▲5,143	
合　　計	8,814	3,841	▲4,973	

①算定方法の確認

「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」及び前提計画に基づいて算定されていることを確認した。

(3)原子力発電施設解体費

原子力発電施設解体費は、 電気事業法第35条(償却等)の規定を実施するための「原子力発電施設解体引当金に関する省令」に基づき、原子力発電施設の解体及び解体廃棄物の処理処分に必要な費用を引当することが義務づけられている費用である。

【参考:引当金の算定方法】

引当額は、総見積額(解体費用及び廃棄物処理処分費用)に、運転開始から終了に至るまでに生み出す想定総発電電力量に対して、当該年度に発生した発電電力量に応じて、引き当てる。

（関西電力）　（単位：百万円）

		前　回	今回申請	差　異	備　　考
美浜発電所	1 号 機	906	0	▲906	再稼働時期未定
	2 号 機	808	0	▲808	再稼働時期未定
	3 号 機	1,404	0	▲1,404	再稼働時期未定
高浜発電所	1 号 機	1,254	0	▲1,254	再稼働時期未定
	2 号 機	1,185	0	▲1,185	再稼働時期未定
	3 号 機	1,367	1,344	▲23	平成25年7月運転開始見込み
	4 号 機	1,389	1,303	▲86	平成25年7月運転開始見込み
大飯発電所	1 号 機	1,688	0	▲1,688	再稼働時期未定
	2 号 機	1,919	0	▲1,919	再稼働時期未定
	3 号 機	1,803	1,591	▲212	運転中
	4 号 機	1,535	1,599	64	運転中
合　計		15,256	5,836	▲9,420	

（九州電力）　（単位：百万円）

		前　回	今回申請	差　異	備　　考
玄海発電所	1号 機	1,113	0	▲1,113	再稼働時期未定
	2号 機	837	0	▲837	再稼働時期未定
	3号 機	1,441	1,245	▲196	平成26年1月運転開始見込み
	4号 機	1,687	1,291	▲396	平成25年12月運転開始見込み
川内発電所	1号 機	1,305	1,389	84	平成25年7月運転開始見込み
	2号 機	1,329	1,247	▲82	平成25年7月運転開始見込み
合　計		7,712	5,172	▲2,540	

①算定方法の確認

「原子力発電施設解体引当金に関する省令」及び前提計画に基づいて算定されていることを確認した。

関西電力

＜査定結果＞

1. 使用済燃料再処理等発電費のうち、コスト積み上げベースで料金が算定され、国がその内容を確認することが可能なもの（原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律に基づくもの）については、広告宣伝費、寄付金、団体費等が原価に算入されているが、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から除く。

・・・0．28億円（3年平均）

2. 使用済燃料再処理等発電費のうちの「その他（輸送費）」については、今後契約を締結するものについて、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額する。

・・・0．73億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の82．47億円の内数）

計　　1．01億円料金原価から減額する

（うち、0．73億円は、「基本的な考え方（3）」による減額の内数）

九州電力

＜査定結果＞

1. 使用済燃料再処理等発電費のうち、コスト積み上げベースで料金が算定され、国がその内容を確認することが可能なもの（原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律に基づくもの）については、広告宣伝費、寄付金、団体費等が原価に算入されているが、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から除く。

・・・0．25億円（3年平均）

2. 使用済燃料再処理等発電費のうちの「その他（輸送費）」については、今後契約を締結するものについて、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額する。

・・・0．29億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の42．32億円の内数）

3. 使用済燃料発生量の諸元である原子力発電電力量の算定誤り等を修正することによって原価から減額する。

・・・1．97億円（3年平均）

計　　2．52億円料金原価から減額する

（うち、0．29億円は、「基本的な考え方（3）」による減額の内数）

9. その他経費・控除収益

＜申請額　関西電力:2,998 億円(H25～27 平均)、九州電力:1,655 億円(H25～27 平均)＞

【その他経費の概要】

その他経費は、設備の運転又は点検、警備、業務のシステム化を他に委託する費用である委託費や事務所建物等の賃料(借地借家料)、鉄塔等の設置に要する土地等の使用料(道路占用料、線下補償料等)等に係る費用である賃借料など 21 項目に分類される。

控除収益は、自社電源線等の設備を他社が使用することによって発生する収益である託送収益(接続供給託送収益を除く。)や支払期日を超えて支払われる電気料金に係る延滞利息等の収益である電気事業雑収益など 5 項目に分類される。

(関西電力の概要)

		前回	今回	差異
その他経費	廃棄物処理費	85	212	127
	消耗品費	107	107	0
	補償費	50	49	▲1
	賃借料	718	677	▲41
	託送料	162	139	▲23
	事業者間精算費	7	8	1
	委託費	1,018	1,264	246
	損害保険料	17	21	4
	原子力損害賠償支援機構一般負担金	—	315	315
	普及開発関係費	226	89	▲137
	養成費	20	19	▲1
	研究費	152	112	▲39
	諸費	415	287	▲127
	電気料貸倒損	14	16	2
	共有設備費等分担額	8	10	1
	共有設備費等分担額(貸方)	▲3	▲3	0
	建設分担関連費振替額(貸	▲4	▲4	▲0
	附帯事業営業費用分担関連費〃(貸方)	▲5	▲7	▲3
	電力費振替勘定(貸方)	▲2	▲6	▲4
	株式交付費	—	—	0
	社債発行費	8	8	▲0
	小計	2,993	3,312	319

※その他経費は原子力バックエンド費用・固定資産除却費、
控除収益は地帯間・他社販売電力料を除く。

(億円)

		前回	今回	差異
控除収益	遅収加算料金	▲32	—	32
	託送収益(接続除き)	▲10	▲18	▲7
	事業者間精算収益	▲17	▲7	9
	電気事業雑収益	▲270	▲288	▲18
	預金利息	▲5	▲0	4
	小計	▲334	▲314	20

合計(その他経費＋控除収益)	2,659	2,998	339

【主な差異要因】
- ◇一般負担金(＋315)
  - ※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(＋246)
  - シビアアクシデント等対応費用：＋139　等
- ◇廃棄物処理費(＋127)
  - 発電電力量の増加(舞鶴発電所2号機運開影響含む)に伴う灰処理等費用：＋71　等
- ◇普及開発関係費(▲137)
  - イメージ広告費用：▲32，オール電化関連費用：▲103　等
- ◇諸費(▲127)
  - 寄付金：▲36，雑費：▲122，諸会費、事業団体費：▲8　等

(九州電力の概要)

		前回	今回	差異
その他経費	廃棄物処理費	99	116	17
	消耗品費	66	61	▲5
	補償費	20	25	5
	賃借料	365	286	▲79
	託送料	27	26	▲1
	事業者間精算費	7	9	3
	委託費	745	849	104
	損害保険料	16	18	3
	原子力損害賠償支援機構一般負担金	—	169	169
	普及開発関係費	96	28	▲69
	養成費	16	15	▲1
	研究費	67	58	▲9
	諸費	208	177	▲31
	電気料貸倒損	7	5	▲1
	共有設備費等分担額	4	3	▲1
	共有設備費等分担額(貸方)	▲6	▲5	0
	建設分担関連費振替額(貸	▲5	▲3	2
	附帯事業営業費用分担関連費〃(貸方)	▲7	▲8	▲0
	電力費振替勘定(貸方)	▲1	▲1	0
	株式交付費	0	0	▲0
	社債発行費	6	6	0
	小計	1,729	1,835	106

※その他経費は原子力バックエンド費用・固定資産除却費、
控除収益は地帯間・他社販売電力料を除く。

(億円)

		前回	今回	差異
控除収益	遅収加算料金	▲22	▲12	10
	託送収益(接続除き)	▲1	▲3	▲2
	事業者間精算収益	▲34	▲44	▲10
	電気事業雑収益	▲102	▲120	▲18
	預金利息	▲1	▲1	—
	小計	▲160	▲180	▲20

合計(その他経費＋控除収益)	1,569	1,655	86

【主な差異要因】
- ◇一般負担金(＋169)
  - ※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(＋104)
  - 発変電・送電設備保全業務委託の増：＋94　等
- ◇賃借料(▲79)
  - リース会計変更による機械賃借料の減：▲60
  - 借地借家料の減：▲24　等
- ◇普及開発関係費(▲68)
  - 販促・広報関係費の減：▲68
- ◇諸費(▲31)
  - 寄付金：▲9，通信運搬費：▲8，雑費：▲8　等

【その他経費（具体的な内訳の例）】

◆ 廃棄物処理費 ： 火力や原子力発電等によって発生する廃棄物の処理にかかる費用。火力の灰処理費、排水処理費、排煙処理費、雑廃棄物処理費、原子力の放射性廃棄物処理費、雑廃棄物処理費等。

◆ 消耗品費 ： 潤滑油脂費、被服費、図書費、光熱費・水道料、発電用消耗品費、自動車等燃料費等。

◆ 補償費 ： 契約、協定、覚書等による補償義務に基づいて定期的または臨時的に支払う費用等。かんがい補償、汚染負荷量賦課金、損害賠償費用等。

◆ 賃借料 ： 事務所建物等の賃料である借地借家料、鉄塔等の設置に要する土地等の使用料（道路占用料、線下補償料等）、その他車輌、タンク、事務機器等のリース料（機械賃借料、雑賃借料）等。

◆ 託送料・事業者間精算費 ： 自社及び自社の供給区域内の新電力が、他社の送電設備等を利用することによって発生する費用。

◆ 委託費 ： 設備の運転又は点検・維持、警備、業務のシステム化、コールセンター等の運営、電気料金収納にかかる各種手数料等を他に委託する費用。

◆ 損害保険料 ： 原子力損害の賠償に関する法律の規定による保険料、原子力損害賠償補償契約に関する法律の規定による補償料、電力設備の火災保険、運送保険等の損害保険契約に基づいて支払う保険料。

◆ 原子力損害賠償支援機構一般負担金 ： 原子力損害賠償支援機構法の規定により原子力事業者が共同で納付する負担金。

◆ 普及開発関係費 ： 広報活動、新規需要開発、電気使用合理化等に要する費用。テレビ・ラジオ放送費、PR 館や展示館等の運営費、発電所見学会開催 費、お客様周知用チラシ（料金改定等）やパンフレット印刷費等。

◆ 養成費 ： 電気技術の能力向上を目的とする研修費や社員の基礎的能力の向上を目的とする研修費等。

◆ 研究費 ： 自社研究の費用、委託研究の費用、共同研究のための分担金、その他研究のために要する費用。

◆ 諸費 ： 通信運搬費、旅費、寄付金（反対給付を期待しないで任意に支出した金額）、団体費（諸会費及び事業団体費等）、雑費（会議費、諸手数料、公共施設等分担金、受益者負担金等）、雑損（貯蔵品の棚卸損や評価損等）。

◆ 電気料貸倒損 ： 電灯電力収入で回収できない費用。

◆ 共有設備費等分担額・同（貸方） ： ダムや燃料設備、共同溝等の共有設備の維持、運転等の管理を分担する費用。

◆ 建設分担関連費振替額（貸方） ： 電気事業及び附帯事業の建設に間接に関連した費用（人件費、旅費等）の建設仮勘定への振替額。

◆ 附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方） ： 附帯事業の営業に間接に関連した費用（人件費、修繕費、減価償却費等）の振替額。

◆ 電力費振替勘定（貸方） ： 建設工事や附帯事業に使用する電力料金を一括控除し、建設仮勘定や附帯事業営業費用へ振り替えるもの。

◆ 株式交付費 ： 新株発行の際に発生する登録免許税、金融機関及び証券会社の取扱手数料等。

◆ 社債発行費 ： 金融機関及び証券会社の取扱手数料等。

【控除収益の概要

◆ 遅収加算料金 ： 電気料金を早収期間内経過後に支払われた場合に発生する収益。

◆ 託送収益・事業者間精算収益 ： 他社及び他の一般電気事業者の供給区域内の新電力が、自社の送電線等の設備を使用することによって発生する収益。

◆ 電気事業雑収益 ： 自家用発電機設置者から系統全体の周波数安定・維持に係る費用を徴収して得た収益であるアンシラリーサービス料金、需要家からの要請による引込線等の移設工事をして得た収益である諸工料、電柱に他社の通信線等を共架して得た収益である共架料、臨時需要に応じるために供給設備の工事をして得た収益である臨時工事費等がある。

◆ 預金利息 ： 預金残高に対して発生する利息による収益。

（1）廃棄物処理費、消耗品費、託送料、委託費、普及開発関係費、養成費、研究費

上記調達費用に関し、今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき原価から減額する。

（2）消耗品費

潤滑油脂費など過去実績等を踏まえ個別の積み上げで算定しているが、積算の考え方が統一されていないことが確認された。このような項目については、実勢をより反映している直近（平成 23 年度）実績をベースに、増額について合理的な説明ができない部分については原価から減額する。

図書費については、業務上必要性が認められないものや過大となっているものは原価から除くこととする。

（3）補償費

法令、締結済の契約、覚書等に基づき適正に算定されていることを確認した。

（4）賃借料

■　共通事項

道路占用料、水面使用料、線路使用料、電柱敷地料、線下補償料は法令及び契約等に基づく義務的借料であるため、過去の支払実績、料率改定動向調査、協定書等により適正に算定されていることを確認した。

借地借家料のうち、合理的な理由なく入居率が 90%（※）を下回る社宅・寮についての下回る部分は、電気事業の運営上必要不可欠とは言えない費用であることから原価から減額する。また、周辺物件の平均的賃料水準を上回る部分についても原価から減額する。

※「住宅・土地統計調査（総務省）の空き家率の算出　平成 20 年度」を参考とした。

顧問等にかかる費用（執務スペース、社用車）については、人件費における顧問等の給与は原価算入を認めるべきではないとの考え方を踏まえ、原価から除くこととする。

その他の借地借家料については、契約済のリース契約等により適正に算定されていること、機械賃借料については、契約済のリース契約や新リース会計基準適用による減少額の反映等適正に算定されていることを確認した。

■　関西電力

借地借家料のうち、ショールームのような販売促進にかかる施設や料理教室のような電気事業に供しない施設にかかるものについては原価から除くこととする。

■　九州電力

借地借家料のうち、社宅・寮の賃料については、平成 25 年度は減額交渉を反映したものになっているが、平成 26、27 年度も平成 25 年度の減額交渉を反映したものとする。

（5）託送料

既契約及び前提計画等に基づいて適正に算定されていることを確認した。

託送料のうち、コスト積み上げベースで料金が算定され、国がその内容を確認することが可能なもの（電気事業法第 24 条の 4（卸電気事業者の振替供給）に基づく届出を受けているもの）について、今後契約を締結するものについては、関西電力及び九州電力に対し自社が適用される事業報酬率での交渉を行うことを前提に、当該報酬率を上回る分を原価から減額する。また、法人税等についても、税制改正により想定される法人税率等を上回る分については原価から減額する。

（6）事業者間精算費

「一般電気事業者間における振替供給に係る費用の算定に関する省令」及び前提計画等に基づいて算定されていることを確認した。

（7）委託費

■　関西電力

販売促進にかかる費用や普及開発関係費に類似する費用については、料金値上げの際における費用の優先度を考慮し、原価から除くこととする。

■　九州電力

委託会社との協議により、平成 25 年度に単価削減できたものについては、平成 26、27 年度も平成 25 年度の単価削減を反映したものとする。

（8）損害保険料

①原子力関係

「原子力損害の賠償に関する法律」及び「原子力損害賠償補償契約に関する法律」に基づき適正に算定されていることを確認した。

②原子力以外

既存契約等に基づき適正に算定されていることを確認した。

（9）原子力損害賠償支援機構一般負担金

「原子力損害賠償支援機構法」及び関係法令に基づいて、今後負担することになると想定される金額が適正に織り込まれていることを確認した。

（10）普及開発関係費

審査要領において、原価への算入を認めないこととされている販売促進を目的とした広告宣伝費、オール電化関連費用、PR館の販売促進関連費用については、原価算入されていないことを確認した。

他方で、節電や省エネ推進を目的としたものであっても、PR・コンサルティング活動は販売促進的側面が強いと考えられることから、原価から除くこととする。

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のみ原価算入を認めるが、ホームページやパンフレット・チラシ等を利用したものなど、厳に必要なもののみ原価算入を認める。

台風災害等による停電関係広報のように、上記以外の媒体を使用せざるを得ないものについては原価算入を認める。

特定の電子ツールを用いたり、特定の需要家に限定した専用サイトを利用した情報提供、または企業イメージ的な調査・広報誌や他の取組と重複していると考えられる費用については、料金値上げの際における費用の優先度が低いと考えられるため原価から除く

こととする。

普及開発関係費のうち、団体費的な性格を持つ費用（研究会や懇談会等の活動費用等）については、原価から除くこととする。

PR館に付随する水族館等管理費や喫茶・売店運営費等の電気事業に供しない施設に係る費用については原価から除くこととする。

原子力広報についても、イメージ広告に近い情報発信等については原価から除くこととする。

（11）養成費

個別の積み上げで算定しているものの、単価表において単価が予め決まっているものを除き、積算の考え方が統一されていない項目（研修旅費など）については、実勢をより反映している直近（23 年度）の実績をベースに、増額について合理的な説明ができないものは原価から減額する。

（12）研究費

一般財団法人　電力中央研究所（以下、「電中研」という。）などの分担金及び自社研究のうち、以下に該当するものについては原価から除くこととする。

ｉ）　料金値上げの際における費用の優先度が低い研究

ⅱ）　海外の会議や団体に参加し、情報収集を行う研究であって実質的に団体費に類似するもの

ⅲ）　重複している研究

※なお、研究成果については、広く社会に普及するよう、既に公表されている内容をより充実させる。

電中研の分担金については、本来、電力会社本体で行うことも考えられる業務を集中的に行うため各社が費用を分担するものであり、分担金に含まれる人件費については、関西電力及び九州電力のコスト削減努力並に原価から減額し、その他の一般管理費等のコスト削減可能な経費についても、関西電力及び九州電力のコスト削減努力に照らし、10%減額する。

（13）諸費

①寄付金

九州電力の大牟田市特定呼吸器疾病救済事業への寄付金については、火力発電所の操業に起因した過去のSOx（硫黄酸化物）排出に伴う補償的な意味を有しているなど合理的な理由があると考えられることから原価への算入を認めるが、これ以外の

寄付金については、審査要領のとおり、原価へ算入されていないことを確認した。（関西電力は今回の申請では計上なし）

②団体費

海外電力調査会、海外再処理委員会、原子力安全推進協会、電力系統利用協議会、世界原子力発電事業者協会東京センターについては、事業目的など合理的な理由があると考えられることから、原価への算入を認めるが、これ以外の団体費については、審査要領のとおり、原価へ算入されていないことを確認した。

③その他

通信運搬費など過去実績等を踏まえ個別の積み上げで算定しているが、積算の考え方が統一されていないことが確認された。このような項目については、実勢をより反映している直近（平成23年度）実績をベースに、増額について合理的な説明ができない部分については原価から減額する。

（14）電気料貸倒損

人件費等が減額されたことに伴い、これらを基に算定している料金原価への変動を反映する。

（15）共用設備費等分担額・同（貸方）

既存の協定書または実施計画書に基づき適正に算定されていることを確認した。

（16）建設分担関連費振替額（貸方）

個別原価の査定による電気事業工事資金の減額を反映する。

（17）附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）

附帯事業営業費用に平成21～23年度実績を乗じて算定されていることを確認した。

（18）電力費振替勘定（貸方）

人件費等が減額されたことに伴い、これらを基に算定している料金原価への変動を反映する。

（19）株式交付費

過去の支払実績等により適正に算定されていることを確認した。（関西電力は今回の申請では計上なし）

（20）社債発行費

過去の支払実績、実施計画等により適正に算定されていることを確認した。

（21）遅収加算料金

九州電力は、平成 26 年 10 月分の電気料金から延滞利息制度に移行することとしており、それまでの間に発生する遅収加算料金について、過去の発生実績等に基づき適正に算定されていることを確認した（関西電力は今回の申請では計上なし）。

（22）託送収益

既契約及び前提計画等に基づいて適正に算定されていることを確認した。

（23）事業者間精算収益

「一般電気事業者間における振替供給に係る費用の算定に関する省令」及び前提計画等に基づいて算定されていることを確認した。

（24）電気事業雑収益

■ 関西電力

アンシラリーサービス料金に係る算定の一部において、収入の伸びと考えられる要因に相関させて収入を想定しているが、当該要因の伸びと収入の伸びとの相関性がないと考えられるものは、収入そのものの伸びで再算定して足らざる部分については、原価から減額する。

■ 九州電力

アンシラリーサービス料金、諸工料、共架料に係る算定の一部において、収入の伸びと考えられる要因に相関させて収入を想定しているが、当該要因の伸びと収入の伸びとの相関性がない等と考えられるものは、収入そのものの伸び等で再算定して足らざる部分については、原価から減額する。また、臨時工事費、諸工料に係る算定の一部において、単価請負工事を前提に想定しているが、当該単価を現時点で見直して回収不足が発生しないよう、見直し後の単価で再算定して足らざる部分については、原価から減額する。

（25）預金利息

過去の実績等に基づいて適正に算定されていることを確認した。

■ 事業団体費の内訳

団体名称	主な参加企業	主な事業内容	原価算入の理由	年間負担額（百万円）	
				関西電力	九州電力
海外電力調査会	設立：1958年 一般電気事業者（10社） 電源開発、日本原子力発電	海外の電気事業に関する調査研究、主要各国の調査・分析、電気事業に関する海外の関係機関や団体との交流・協力、海外に対する日本の電気事業の情報提供を実施。	個々の電力会社では実施できない海外電気事業の調査研究等や海外の関係機関・団体との交流・協力等を実施しており、福島第一原子力発電所の事故以来、海外電力との協力関係構築や情報発信の重要性は一層増している。	155	103
海外再処理委員会	設立：1977年 一般電気事業者（9社）※1 電源開発、日本原子力発電	電力会社が英仏事業者に委託した再処理及び輸送等に係わる、電力会社共通の業務（契約協議等）を実施。	英仏事業者への委託業務について常設の事務局を設置し、効率性の観点から電力会社に代わって一元的・恒常的に実施している。	190	69
原子力安全推進協議会	設立：2012年 （日本原子力技術者協会から改組） 一般電気事業者（9社）※1 電源開発、日本原子力発電、その他メーカー	日本の原子力安全レベルを世界最高水準に引き上げることを目的に、事業者の意向に左右されない独立性の仕組み・体制を構築し、事業者に対して、安全性向上対策や原子力施設の評価と提言・勧告等を実施。	原子力事業者から独立した立場と強い指導力のもと、原子力発電所の安全性を一層向上させるための活動を実施している。	623	363
電力系統利用協議会	設立：2004年 一般電気事業者（10社）、電源開発、その他発電事業者	電気事業法第93条第１項に定める送配電等業務の円滑な実施に向け、NW（ﾈｯﾄﾜｰｸ）業務の実施に関する基本的な指針の策定、NW業務の円滑な実施に必要な事業者に対する指導・勧告、NW業務についての事業者からの苦情の処理及び紛争の解決を実施。	ネットワーク利用の公平性確保に関して、電気事業法に規定された唯一の送配電業務支援機関である。	102	60
世界原子力発電事業者協会東京センター（ＷＡＮＯ）	設立：1989年 一般電気事業者（9社）※1、電源開発、その他発電事業者	チェルノブイリ原子力発電所事故を契機に設立され、世界の原子力発電所の安全性・信頼性向上を目的に、ピアレビュー（相互評価活動）、技術支援、運転経験情報交換等を実施。	原子力発電所の安全性・信頼性を継続的に向上させるため、海外の知見、運転経験を広く収集し発電所運営に役立てるとともに、ピアレビューへの参画・受入れなどを通じて、更なる改善に役立てている。	28	17

※1 沖縄電力を除く

関西電力

＜査定結果＞

−廃棄物処理費−

1. 今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額する。

・・・1．39億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の82．47億円の内数）

2. 関西電力の子会社・関連会社に対しても、関西電力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料金原価から減額する。

・・・0．46億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の27．97億円の内数）

−消耗品費−

3. 図書費のうち、業務上必要性が認められないもの等を料金原価から除く。

・・・1．94億円（3年平均）

−賃借料−

4. 社宅・寮において合理的な理由なく入居率が90%を下回る分及び周辺の物件の平均的賃料水準を上回る分のように電気事業の運営上必要不可欠とは言えない借地借家料を料金原価から減額する。

・・・10．85億円（3年平均）

5. 顧問に係る費用を料金原価から除く。

・・・0．25億円（3年平均）

6. 販売促進に係る施設及び電気事業に供しない施設の借地借家料を料金原価から除く。

・・・3．38億円（3年平均）

−託送料−

7. 今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額する。

・・・1．07億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の82．47億円の内数）

8. 託送料のうち、コスト積み上げベースで料金が算定され、国がその内容を確認することが可能なもの（電気事業法第24条の4（卸電気事業者の振替供給）に基づく届出を受けているもの）について、今後契約を締結するものについては、関西電力に対し自社が適用される事業報酬率での交渉を行うことを前提に、当該報酬率を上回る分を料金原価から減額する。また、法人税等についても、税制改正により想定される法人税率等を上回る分については料金原価から減額する。

・・・0．86億円（3年平均）

9. 託送料に伴う控除収益を織り込むこと等によって料金原価から減額する。

・・・0．66億円（3年平均）

−委託費−

10. 費用の優先度の低い販売促進的な側面が強い費用を料金原価から除く。

・・・7．76億円（3年平均）

11. 今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額する。

・・・8. 57億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の82. 47億円の内数）

12. 関西電力の子会社・関連会社に対しても、関西電力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料金原価から減額する。

・・・3. 32億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の27. 97億円の内数）

−普及開発関係費−

13. 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料金原価から除く。

・・・54. 01億円（3年平均）

14. 団体費的な性格を持つ研究会等の活動費用等を料金原価から除く。

・・・2. 28億円（3年平均）

15. PR館に付随する水族館等管理費や喫茶・売店運営費等の電気事業に供しない施設に係る費用を料金原価から除く。

・・・2. 46億円（3年平均）

16. 原子力広報のうちイメージ広告に近い情報発信等の費用を料金原価から除く。

・・・2. 26億円（3年平均）

17. 電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用を料金原価から除く。

・・・0. 10億円（3年平均）

18. 今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額する。

・・・0. 21億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の82. 47億円の内数）

19. 関西電力の子会社・関連会社に対しても、関西電力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料金原価から減額する。

・・・0. 06億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の27. 97億円の内数）

−養成費−

20. 今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から削減する。

・・・0. 03億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の82. 47億円の内数）

21. 関西電力の子会社・関連会社に対しても、関西電力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料金原価から減額する。

・・・0. 01億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の27. 97億円の内数）

−研究費−

22. 電中研の分担金及び自社研究費において、費用の優先度の低い販売促進的な側面が強い研究を料金原価から除く。

・・・2. 22億円（3年平均）

23. 電中研の分担金において、海外の会議や団体に参加し、情報収集を行う研究であって実質的に団体費に類似する研究を料金原価から除く。

・・・0. 09億円（3年平均）

24. 電中研の分担金において、重複している研究を料金原価から除く。

・・・0. 02億円（3年平均）

25. 今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額する。

・・・3. 31億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の82. 47億円の内数）

26. 関西電力の子会社・関連会社に対しても、関西電力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料金原価から減額する。

・・・0. 39億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の27. 97億円の内数）

27. 電中研の分担金は、本来、電力会社本体で行うことも考えられる業務を集中的に行うため各社が費用負担するものであることから、分担金に含まれる人件費について、関西電力のコスト削減努力並に料金原価から減額し、一般管理費等のコスト削減可能な部分について、関西電

力のコスト削減努力に照らし、10%を追加的に料金原価から減額する。

・・・2．82億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の27．97億円の内数）

－諸費－

28．電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用を料金原価から除く。

・・・0．66億円（3年平均）

－電気料貸倒損－

29．人件費等が減額されたことに伴い、これらを基に算定している料金原価への変動を反映する。

・・・0．36億円（3年平均）

－建設分担関連費振替額（貸方）－

30．電気事業工事資金の減額を反映する。

・・・▲0．03億円（3年平均）

－電力費振替勘定（貸方）－

31．人件費等が減額されたことに伴い、これらを基に算定している料金原価への変動を反映する。

・・・▲0．07億円（3年平均）

－託送収益－

32．人件費等が減額されたことに伴い、これらを基に算定している料金原価への変動を反映する。

・・・▲0．67億円（3年平均）

－事業者間精算収益－

33．人件費等が減額されたことに伴い、これらを基に算定している料金原価への変動を反映する。

・・・▲0．29億円（3年平均）

－電気事業雑収益－

34．アンシラリーサービス料金に係る算定の一部において、収入の伸びと考えられる要因に相関させて収入を想定しているが、当該要因の伸びと収入の伸びとの相関性がないと考えられるものは、収入そのものの伸びで再算定して足らざる部分については、料金原価から減額する。

・・・0．82億円（3年平均）

35．人件費等が減額されたことに伴い、これらを基に算定している料金原価への変動を反映する。

・・・▲0．29億円（3年平均）

－預金利息－

36．人件費等が減額されたことに伴い、これらを基に算定している料金原価への変動を反映する。

・・・▲0．01億円（3年平均）

計　　111．23億円料金原価から減額する

（うち、21．63億円は、「基本的な考え方（3）、（4）」による減額の内数）

九州電力

＜査定結果＞

－廃棄物処理費－

1．今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき、料金原価から減額する。

・・・0．49億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の42．32億円の内数）

2．九州電力の子会社・関連会社に対しても、九州電力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料金原価から減額する。

・・・0．36億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の12．36億円の内数）

－消耗品費－

3．図書費のうち、業務上必要性が認められないもの等を料金原価から除く。

・・・0．98億円（3年平均）

－賃借料－

4．社宅・寮において合理的な理由なく入居率が90％を下回る分及び周辺の物件の平均的賃料水準を上回る分のように電気事業の運営上必要不可欠とは言えない借地借家料を料金原価

から減額する。

・・・1．42億円（3年平均）

5．相談役・顧問に係る費用を料金原価から除く。

・・・0．09億円（3年平均）

6．平成25年度の賃料の減額を平成26年度以降も反映することによって料金原価から削減する。

・・・0．27億円（3年平均）

－託送料－

7．今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額する。

・・・0．65億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の42．32億円の内数）

8．託送料のうち、コスト積み上げベースで料金が算定され、国がその内容を確認することが可能なもの（電気事業法第24条の4（卸電気事業者の振替供給）に基づく届出を受けているもの）について、今後契約を締結するものについては、九州電力に対し自社が適用される事業報酬率での交渉を行うことを前提に、当該報酬率を上回る分を料金原価から減額する。また、法人税等についても、税制改正により想定される法人税率等を上回る分については料金原価から減額する。

・・・0．31億円（3年平均）

9．託送料に伴う控除収益を織り込むこと等によって料金原価から減額する。

・・・0．02億円（3年平均）

－委託費－

10．用地管理等業務委託に係る平成25年度の契約単価の低減を平成26年度以降も反映、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及び原子力設備運転業務委託に係る積算誤りを修正することによって料金原価から減額する。

・・・4．99億円（3年平均）

11．今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額する。

・・・2．31億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の42．32億円の内数）

12．九州電力の子会社・関連会社に対しても、九州電力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料金原価から減額する。

・・・2．13億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の12．36億円の内数）

−普及開発関係費−

13．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料金原価から除く。

・・・5．19億円（3年平均）

14．団体費的な性格を持つ研究会等の活動費用等を料金原価から除く。

・・・0．14億円（3年平均）

15．PR館に付随する水族館等管理費等の電気事業に供しない施設に係る費用を料金原価から除く。

・・・0．95億円（3年平均）

16．原子力広報のうちイメージ広告に近い情報発信等の費用を料金原価から除く。

・・・1．61億円（3年平均）

17．電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用を料金原価から除く。

・・・0．32億円（3年平均）

18．今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額する。

・・・0．08億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の42．32億円の内数）

19．九州電力の子会社・関連会社に対しても、九州電力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料金原価から減額する。

・・・0．04億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の12．36億円の内数）

−養成費−

20．今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額する。

・・・0．01億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の42．32億円の内数）

21．九州電力の子会社・関連会社に対しても、九州電力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料金原価から減額する。

・・・0．002億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の12．36億円の内数）

−研究費−

22．電中研の分担金及び自社研究費において、費用の優先度の低い販売促進的な側面が強い研究を料金原価から除く。

・・・0．73億円（3年平均）

23．電中研の分担金において、海外の会議や団体に参加し、情報収集を行う研究であって実質的に団体費に類似する研究を料金原価から除く。

・・・0．05億円（3年平均）

24．今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額する。

・・・1．59億円（3年平均）

（「基本的な考え方（3）」の42．32億円の内数）

25．九州電力の子会社・関連会社に対しても、九州電力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料金原価から減額する。

・・・0．02億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の12．36億円の内数）

26．電中研の分担金は、本来、電力会社本体で行うことも考えられる業務を集中的に行うため各社が費用負担するものであることから、分担金に含まれる人件費について、九州電力のコスト削減努力並に料金原価から削減し、一般管理費等のコスト削減可能な部分について、九州電力のコスト削減努力に照らし、10%を追加的に料金原価から減額する。

・・・2．42億円（3年平均）

（「基本的な考え方（4）」の12．36億円の内数）

−諸費−

27．電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用を料金原価から除く。

・・・1．87億円（3年平均）

−電気料貸倒損−

28. 人件費等が減額されたことに伴い、これらを基に算定している料金原価への変動を反映する。

・・・0. 16億円（3年平均）

−建設分担関連費振替額（貸方）−

29. 電気事業工事資金の減額を反映する。

・・・▲0. 01億円（3年平均）

−電力費振替勘定（貸方）−

30. 人件費等が減額されたことに伴い、これらを基に算定している料金原価への変動を反映する。

・・・▲0. 02億円（3年平均）

−遅収加算料金−

31. 人件費等が減額されたことに伴い、これらを基に算定している料金原価への変動を反映する。

・・・▲0. 25億円（3年平均）

−託送収益−

32. 人件費等が減額されたことに伴い、これらを基に算定している料金原価への変動を反映する。

・・・▲0. 05億円（3年平均）

−事業者間精算収益−

33. 人件費等が減額されたことに伴い、これらを基に算定している料金原価への変動を反映する。

・・・▲1. 33億円（3年平均）

−電気事業雑収益−

34. アンシラリーサービス料金、諸工料、共架料に係る算定の一部において、収入の伸びと考えられる要因に相関させて収入を想定しているが、当該要因の伸びと収入の伸びとの相関性がない等と考えられるものは、収入そのものの伸び等で再算定して足らざる部分については、料金原価から減額する。また、臨時工事費、諸工料に係る算定の一部において、単価請負工事を前提に想定しているが、当該単価を現時点で見直して回収不足が発生しないよう、見直し後

の単価で再算定して足らざる部分については、料金原価から減額する。さらに、算定誤り等を修正することによって料金原価から減額する。

・・・1．71億円（3年平均）

35．人件費等が減額されたことに伴い、これらを基に算定している料金原価への変動を反映する。

・・・▲0．19億円（3年平均）

－預金利息－

36．人件費等が減額されたことに伴い、これらを基に算定している料金原価への変動を反映する。

・・・▲0．004億円（3年平均）

計　　29．07億円料金原価から減額する

（うち、10．10億円は、「基本的な考え方（3）、（4）」による減額の内数）

10. スマートメーター関連費用

（修繕費、減価償却費、その他経費の内数の合計）

＜申請額　関西電力：161 億円（H25～27 平均）、九州電力：61 億円（H25～27 平均）＞

【費用の概要】

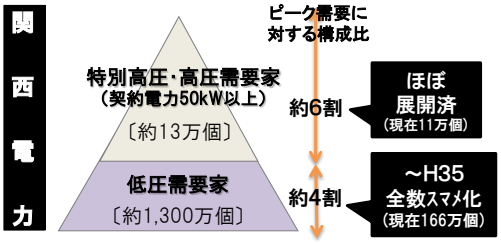
メーターの取替修繕費については、従来型計器（機械式・電子式計器）を導入した場合と比較して、関西電力：115 億円、九州電力：36 億円の増（年平均）。

これに通信設備の工事やシステム開発、運用費、検針通信料等を含めると、スマートメーター関連費用の総額は、関西電力： 161 億円、九州電力：61 億円（年平均）。

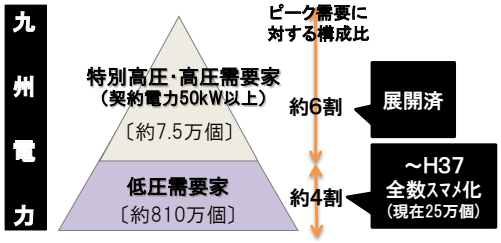
原価算入内訳	関西電力					九州電力					備考
	H25	H26	H27	合計	平均	H25	H26	H27	合計	平均	
修繕費（ｽﾏｰﾄﾒｰﾀｰ導入費用）	**102**	**124**	**120**	**346**	**115**	**38**	**35**	**35**	**108**	**36**	・ｽﾏｰﾄﾒｰﾀｰ導入に伴う取替修繕費の増分 【関西】H25:120万台、H26:165万台、H27:168万台 【九州】H25:30万台、H26:31万台、H27:31万台
減価償却費	6	8	10	23	8	4	7	8	19	6	・ｽﾏｰﾄﾒｰﾀｰの新設分に伴う台数増加相当分に関する償却費、通信設備の新設に関わる償却費
修繕費（その他）	3	3	5	11	4	0	0.1	0.1	0.2	0.1	・通信設備に関わる費用等
委託費	**15**	**14**	**8**	**37**	**12**	1	7	4	13	4	・遠隔検針導入に伴うｼｽﾃﾑｿﾌﾄ開発等に関わる業務委託等
諸費（通信運搬費、雑費等）	**8**	**11**	**13**	**33**	**11**	**6**	**12**	**16**	**33**	**11**	・遠隔検針導入に伴う通信ｻｰﾋﾞｽ利用料、回線賃借に伴う工事費等
賃借料	1	2	2	5	2	2	2	1	4	2	・新計量ｼｽﾃﾑｻｰﾊﾞ等ﾊｰﾄﾞｳｪｱの賃借料・ｿﾌﾄｳｪｱの保守費用等
研究費	5	4	8	17	6	0.4	0.3	0.2	0.9	0.3	・ｽﾏｰﾄﾒｰﾀｰ、遠隔検針等の開発に関わる研究費
消耗品費・養成費	0.5	0.5	0.2	1.2	0.4	0	0.1	0	0.1	0	・ｽﾏｰﾄﾒｰﾀｰ用検針用機器等の消耗品費
人件費	3	4	3	10	3	2	2	2	6	2	・計器・通信設備開発、通信設備構築・保守に携わる人員の総額人件費
合計	144	170	169	483	161	52	65	67	184	61	－

※単位：億円。表示単位未満の四捨五入の関係で積上と合計は必ずしも一致しない。

【関西電力・九州電力のスマートメーター導入計画】（第14回電気料金審査専門委員会）



	H24	H25	H26	H27	H28	H30	H35
特別高圧・高圧	8割強	約9割	9割強	ほぼ全数	全数	全数	全数
低圧	1割強	約2割	約3割	約4割	約5割	7割弱	全数
総需要に対する割合	約6割	6割強	約7割	7割強	**約8割**	9割弱	**全数**



	H24	H25	H26	H27	H28	H30	H35	H37
特別高圧・高圧	全数	全数	全数	全数	全数	全数	全数	全数
低圧	α	α	1割弱	約1割	約2割	約4割	9割弱	全数
総需要に対する割合	6割弱	約6割	約6割	6割強	**7割弱**	**8割弱**	ほぼ全数	**全数**

※α：数%程度

（1）ユニット式計器のコスト

関西電力及び九州電力が導入を進めているスマートメーターは、計量部と通信部が異なるユニットから構成されるものであるが、その単価は東京電力の料金原価に織り込まれるスマートメーター単価（1台約1万円）よりも高いものとなっているが、ユニット式計器については、取替時に要する費用が主に工費に限られるため、長期的なコストでみれば一体型メーターと遜色がないと考えられる。

（2）スマートメーターの単価

関西電力及び九州電力のスマートメーターは、計量ユニット等については両者共通の仕様となっているものの、通信については両者で異なる方式を採用する予定となっている。これが両社のメーター価格差の主な理由である。九州電力は直接無線方式を採用する方が通信ユニット単価が高いものの、ネットワーク関係費用が不要となることでトータルコストを抑えることが可能と考えられ、両社の通信ユニットコストの差異は妥当であると考えられる。

ただし、計量及び通信両ユニットの織り込み単価については、両者とも指名競争入札を前提としていることから、競争発注効果を踏まえた単価とする。

その上で、計量ユニットについては、単純な計測のみをおこなっていること、電子式計器が普及していることに鑑みれば、今後の価格低下が限定的と考えるのは妥当であるが 、計量部の織り込み単価については、両社で同一とする。 また、通信ユニットについては、従来から、研究開発が継続していることや、電力会社が行う一般的な調達と異なり、従来と比べものにならない導入規模であることを踏まえれば、今後、漸次かつ大幅にコストダウンが期待される。これを踏まえ、年度毎に単価の削減を織り込み、原価算定期間最終年度には、計量及び通信両ユニットをあわせた単価で、約 1.4 万円／台程度の織り込みとする。

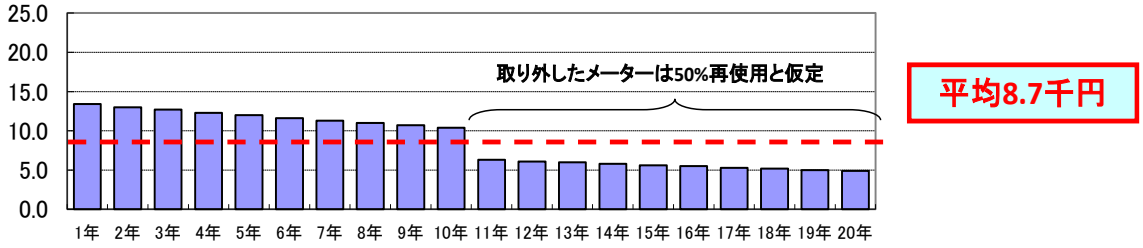
■ 法定取替時に必要な1台当たりの工事費（資材費＋工費他）の比較

スマートメーターのライフサイクルコストについて、東京電力の査定単価をもとに試算した一体型メーターと、関西電力・九州電力が導入を進めるユニット式計器を、事務局において、計算条件を揃えて比較した（※）。

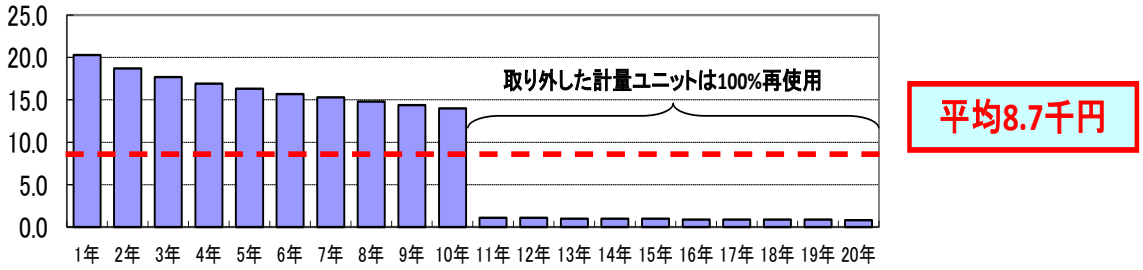
※ 関西電力・九州電力のメーターのコストについては、両電力会社から提出されたデータをもとに、開閉器を全数設置したと仮定。

その結果、査定方針案に従って査定を行った単価を適用した場合、当該ユニット式計器については、取替時に要する費用が主に工費に限られるため、長期的なコストでみれば一体型メーターと遜色がないと考えられる。

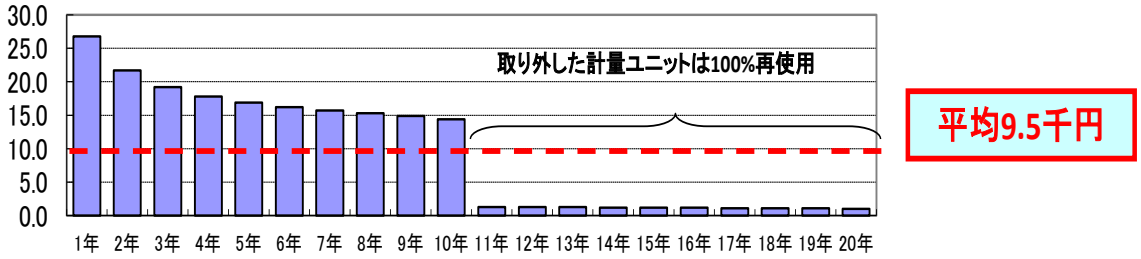
【一体型メーター】



【関西電力】



【九州電力】



関西電力

＜査定結果＞

1.　スマートメーターの織り込み単価については、指名競争入札を前提としていること、通信ユニットについて、導入規模に鑑みれば今後漸次かつ大幅にコストダウンが期待されることを踏まえ、年度毎に単価の削減を織り込み、原価算定期間最終年度には、計量及び通信両ユニットをあわせた単価で、約 1.4 万円／台程度の織り込みとし、差分を料金原価から減額する。

・・・23．21億円（3年平均）

2.　メーター本体以外の経費について、今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額する。

・・・1．32億円（3年平均）

3.　また、関西電力の子会社・関連会社に対しても、関西電力並み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料金原価から減額する。

・・・0．13億円（3年平均）

計　　24．66億円料金原価から減額する

（修繕費、減価償却費、事業報酬、公租公課、その他経費の減額の内数の合計）

九州電力

＜査定結果＞

1.　スマートメーターの織り込み単価については、指名競争入札を前提としていること、通信ユニットについて、導入規模に鑑みれば今後漸次かつ大幅にコストダウンが期待されることを踏まえ、年度毎に単価の削減を織り込み、原価算定期間最終年度には、計量及び通信両ユニットをあわせた単価で、約 1.4 万円／台程度の織り込みとし、差分を料金原価から減額する。

・・・6．95億円（3年平均）

2.　メーター本体以外の経費について、今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額する。

・・・0．06億円（3年平均）

3.　九州電力の子会社・関連会社に対しても、九州電力並み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料金原価から減額する。

・・・0．02億円（3年平均）

計　　7．02億円料金原価から減額する

（修繕費、減価償却費、事業報酬、公租公課、その他経費の減額の内数の合計）

１１．ヤードスティック査定

電気料金を認可するにあたっては、原価に関し、電気事業法第１９条第２項第１号に基づき、「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」が求められる。審査要領では、営業費については、「原価等の項目ごとに、申請事業者が適切な効率化努力を行った場合における経営を前提として算定した額であるか否かにつき審査するものとする」とされている。

（1）目的等

比較査定は地域独占状態にある電力会社に効率化努力を促すための競争環境を創出させることを企図とした制度である。

（2）比較方法

各社の効率化への取組みを原価算定期間中の単価水準（一般経費の単価水準（円／kWh））及び単価変化率（一般経費の単価水準の前回改定（届出）からの変化率（%））を総合的に勘案して、相対的に評価し、効率化努力目標額として相応しい額を設定する。

（3）効率化努力目標額の設定

効率化努力目標額は、個別査定の結果、原価項目ごとの合理性・妥当性を検証済みであることを踏まえ、電力各社の一層の効率化を期待し、これに相応しい額を次のとおり設定。

グループⅠ	原価算定期間における効率化への取組みが相対的に大きい会社 →　効率化努力目標額は設定しない。
グループⅡ	原価算定期間における効率化への取組が平均的水準にある会社 →　対象原価の１．５%相当を目標額に設定。
グループⅢ	原価算定期間における効率化への取組みが相対的に小さい会社 →　対象原価の３．０%相当を目標額に設定

（参考）比較対象となる原価

営業費のうち義務的経費、資本費及び燃料費を除いた以下の経費

・人件費（役員給与、給料手当、給料手当振替額（貸方）、退職給与金、厚生費、委託検針費、委託集金費、雑給）

・廃棄物処理費、消耗品費、補償費、賃借料、委託費、損害保険料、普及開発関係費、養成費、研究費、諸費（排出クレジットの自社使用に係る償却額を除く）、電気料貸倒損、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額（貸方）、建設分担関連費振替額

（貸方）、附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）、電力費振替勘定（貸方）

（4）比較査定

①比較対象となる一般経費を「電源部門」と「非電源部門」の2部門に分けてそれぞれ算定を行う。

②比較査定は、原価算定期間中の販売電力量1kWh当たりの電力の供給に必要な経費額を用いる。

③料金の低廉性と効率化の努力の双方を評価するため、単価の水準・変化率を総合的に評価する。

具体的には、審査要領に基づき算定する。

関西電力

＜査定結果＞

個別査定終了後の原価を用い、一般経費（電源部門）及び一般経費（非電源部門）ごとに電力会社間の効率化度合いを比較した結果、関西電力は一般経費（電源部門）がグループⅡ、一般経費（非電源部門）がグループⅠとなった。

このため、一般経費（電源部門）の対象経費の1．5%を査定。比較査定の対象となる一般経費（電源部門）の対象原価額は、廃棄物処理費、補償費、賃借料、委託費、諸費（排出クレジット自社償却額を除く）、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額（貸方）、附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）の32．33億円。

○効率化度合いと比較した結果

	電源部門	非電源部門
関西電力	グループⅡ （1．5%査定）	グループⅠ （査定なし）

○一般経費（電源部門）の対象原価及び査定額

	対象原価	査定額
廃棄物処理費	6．37百万円	0．10百万円
補償費	10．83百万円	0．16百万円
賃借料	1，170．44百万円	17．56百万円
委託費	511．98百万円	7．68百万円
損害保険料	0．45百万円	0．01百万円
諸費（排出クレジット自社償	697．56百万円	10．46百万円

却額除く）		
共有設備費等分担額	910．85百円	13．66百万円
共有設備費等分担額（貸方）	▲42．33百万円	▲0．64百万円
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲32．95百万円	▲0．49百万円
合　計	32．33億円	0．48億円

計　　0．48億円料金原価から減額する

九州電力

＜査定結果＞

個別査定終了後の原価を用い、一般経費（電源部門）及び一般経費（非電源部門）ごとに電力会社間の効率化度合いを比較した結果、九州電力は一般経費（電源部門）及び一般経費（非電源部門）共にグループＩとなった。このため、ヤードスティック査定による査定は生じない。

○効率化度合いと比較した結果

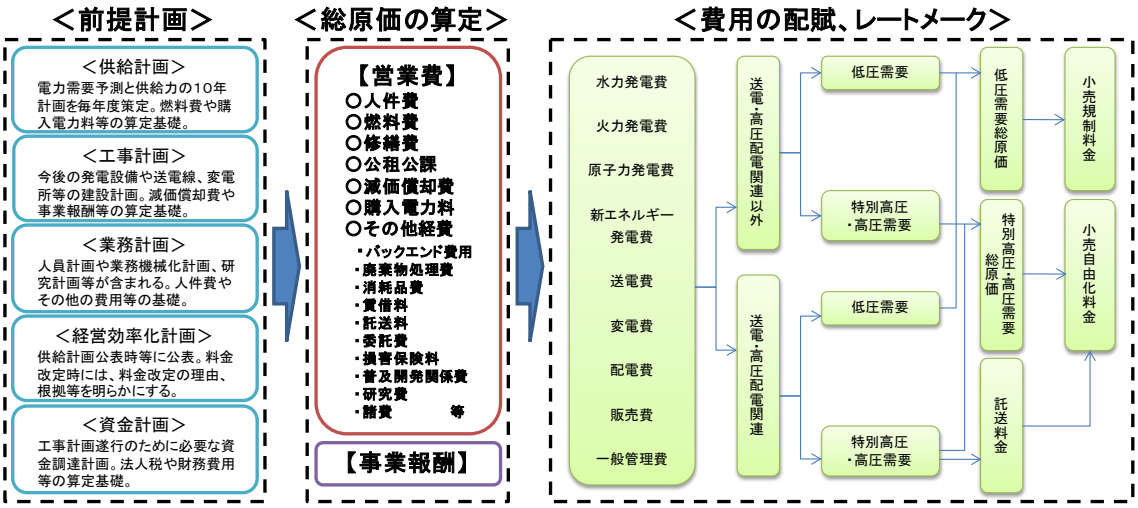
	電源部門	非電源部門
九州電力	グループＩ （査定なし）	グループＩ （査定なし）

12. 費用の配賦・レートメーク

【費用の配賦・レートメークの概要】

算定された総原価は、一般電気事業供給約款料金算定規則に基づき、自由化部門と規制部門の費用に配分され、配分された費用の合計額と料金収入が一致するように、規制料金の各メニューが設定される。

具体的には、総原価を各発電費（水力、火力、原子力、新エネ）、送電費、変電費、配電費、販売費、一般管理費の9部門への整理した後、送電・高圧配電関連費用とそれ以外の費用に整理し、低圧需要関係費用のみ集計した上で、小売規制料金を決定（レートメーク）する。



（1）個別原価計算

個別原価計算においては、算定規則に基づき各費用の配分計算が適切に行われていることを確認した。また、事業者が独自に設定した基準についても、計器等の費用を口数比ではなく直接各需要に整理している等、より実態に即した費用配分となっている。総原価の 90%超（関西電力：約 94%、九州電力：92%）が固有費及び直課により配分されていることは妥当であると考えられる。

固定費の各需要種別への配分方法は「2：1：1法※」等が算定規則により規定されているが、その際、低圧需要の最大電力は、サンプル調査（関西電力、九州電力共にスマートメーターを活用して約 2 万件データを取得）に基づく推計値が用いられており、過大推計されていないことが確認された。

※　最大電力に 2、夏期・冬期尖頭時責任電力に1、発受電量に1の割合で合成された値により固定費を配分する方法。

また、総原価に対する事業報酬の割合については、前回改定時以降の燃料費の増加等に伴う収益構造が改善され、関西電力は、規制部門が 5.6%、自由化部門が 4.7%、九州

電力は、規制部門が 6.4%、自由化部門が 5.5%、となっており、それぞれの部門における固定費の割合を適切に反映したものであることが確認された。

なお、今回改定以降の収益構造の変化については、事後評価において部門別収支が毎年公表され、原価算定期間終了後には原価と実績の部門別評価を実施することとなっているが、経済産業省は、平成 24 年 2 月に新たに設定された料金認可申請命令の発動基準に基づき、収益構造のゆがみが著しく、また、構造的なものと認められる場合には、事業者に料金改定を促すとともに、事業者がこれに応じない場合には、料金認可申請命令の発動を検討する。

■ 固有費及び直課比率

（関西電力）

（単位：億円）

		水力	火力	原子力	新エネ等	送電	変電	配電	販売	合計
固 有		664 (77.6%)	10,918 (95.9%)	2,877 (82.9%)	4 (62.7%)	1,495 (77.9%)	833 (76.7%)	2,253 (78.3%)	833 (59.1%)	19,876 (86.4%)
一般管理等	直 課	125 (14.6%)	242 (2.1%)	443 (12.8%)	2 (33.4%)	308 (16.0%)	160 (14.7%)	308 (10.7%)	127 (9.0%)	1,715 (7.5%)
	帰 属	48 (5.6%)	111 (1.0%)	83 (2.4%)	0 (0.1%)	75 (3.9%)	67 (6.2%)	216 (7.5%)	343 (24.3%)	942 (4.1%)
	配 賦	18 (2.1%)	119 (1.0%)	66 (1.9%)	0 (3.8%)	42 (2.2%)	26 (2.4%)	100 (3.5%)	106 (7.5%)	478 (2.1%)
		191 (22.4%)	472 (4.1%)	592 (17.1%)	2 (37.3%)	424 (22.1%)	253 (23.3%)	624 (21.7%)	576 (40.9%)	3,135 (13.6%)
合 計		855 (100.0%)	11,390 (100.0%)	3,469 (100.0%)	6 (100.0%)	1,919 (100.0%)	1,087 (100.0%)	2,877 (100.0%)	1,409 (100.0%)	23,011 (100.0%)

94%

（九州電力）

区分		水力	火力	原子力	新エネ	送電	変電	配電	販売	合計
固有費		419 (73. 8%)	5, 591 (95. 0%)	1, 931 (84. 7%)	108 (89. 5%)	838 (73. 9%)	421 (74. 5%)	1, 441 (74. 7%)	505 (58. 7%)	11, 254 (84. 4%)
一般管理費ＡＢＣ	直課	100 (17. 6%)	129 (2. 2%)	219 (9. 6%)	7 (5. 5%)	198 (17. 5%)	78 (13. 8%)	224 (11. 6%)	81 (9. 4%)	1, 036 (7. 8%)
	帰属	30 (5. 3%)	79 (1. 3%)	64 (2. 8%)	3 (2. 8%)	60 (5. 3%)	45 (8. 0%)	191 (9. 9%)	220 (25. 6%)	693 (5. 2%)
	配賦	19 (3. 3%)	85 (1. 5%)	65 (2. 8%)	3 (2. 3%)	38 (3. 4%)	21 (3. 7%)	74 (3. 8%)	54 (6. 3%)	358 (2. 7%)
合計		568 (100. 0%)	5, 884 (100. 0%)	2, 279 (100. 0%)	121 (100. 0%)	1, 134 (100. 0%)	565 (100. 0%)	1, 931 (100. 0%)	860 (100. 0%)	13, 340 (100. 0%)

92%

■ 夏期尖頭時責任電力の推計

固定費の配分方法（2：1：1法）における最大電力と夏期尖頭時責任電力の算出方法は次のとおりである。

① 夏期ピークにおける各需要種別の合計需要を、サンプル調査を基に各時間に展開。

② 低圧需要の合計が最も大きい時間（20 時）を低圧の最大電力とする。

③ 各需要種別の合計が最も大きい時間の低圧需要を「夏期尖頭時責任電力」とする

（冬期も同様に推計）。

＜各需要種別の時間帯需要の推計＞ 夏期尖頭時責任電力 最大電力

※表はH25夏の送電・高圧配電非関連需要の例示

（関西電力）

（単位:千kW）

時間	低圧需要	特別高圧・高圧需要	合　計
1	8,714	8,902	17,616
2	7,688	8,692	16,380
3	7,321	8,681	16,002
4	7,324	8,571	15,895
5	7,108	8,512	15,620
6	6,412	8,768	15,180
7	6,543	9,515	16,058
8	7,311	10,925	18,236
9	7,881	13,823	21,704
10	8,313	15,989	24,302
11	8,655	16,820	25,475
12	9,217	16,897	26,114
13	9,706	15,747	25,453
14	9,961	16,695	26,656
15	10,125	16,802	26,927
16	10,415	16,475	26,890
17	10,894	16,029	26,923
18	11,536	14,352	25,888
19	12,557	12,764	25,321
20	13,715	11,519	25,234
21	13,367	10,641	24,008
22	12,868	10,013	22,881
23	12,050	9,839	21,889
24	10,785	9,516	20,301
計	230,466	296,487	526,953
尖頭	10,125	16,802	26,927
個別	13,715	16,897	30,612

（九州電力）

（単位：千kW）

時間	需要種別毎日負荷						
	夏期						
	低圧需要			特別高圧・高圧需要			合　計
	電　灯	低圧電力		高圧電力	特高電力		
1	4,368	467	4,835	2,975	2,497	5,472	10,307
2	4,008	575	4,583	2,760	2,493	5,253	9,836
3	3,970	562	4,532	2,679	2,460	5,139	9,671
4	4,104	611	4,715	2,551	2,470	5,021	9,736
5	4,107	635	4,742	2,652	2,479	5,131	9,873
6	4,115	497	4,612	2,824	2,466	5,290	9,902
7	4,090	640	4,730	3,023	2,487	5,510	10,240
8	4,203	969	5,172	3,557	2,454	6,011	11,183
9	4,247	1,274	5,521	4,857	2,434	7,291	12,812
10	4,226	1,475	5,701	5,973	2,557	8,530	14,231
11	4,228	1,595	5,823	6,374	2,577	8,951	14,774
12	4,450	1,772	6,222	6,426	2,595	9,021	15,243
13	4,830	1,700	6,530	6,066	2,459	8,525	15,055
14	4,740	1,775	6,515	6,365	2,480	8,845	15,360
15	4,764	1,788	6,552	6,379	2,490	8,869	15,421
16	4,783	1,774	6,557	6,278	2,512	8,790	15,347
17	4,990	1,824	6,814	6,077	2,514	8,591	15,405
18	5,451	1,613	7,064	5,504	2,446	7,950	15,014
19	5,961	1,396	7,357	5,124	2,382	7,506	14,863
20	6,542	1,140	7,682	4,825	2,322	7,147	14,829
21	6,666	966	7,632	4,390	2,298	6,688	14,320
22	6,374	804	7,178	3,886	2,366	6,252	13,430
23	5,928	588	6,516	3,609	2,468	6,077	12,593
24	5,208	572	5,780	3,206	2,543	5,749	11,529
合計	116,353	27,012	143,365	108,360	59,249	167,609	310,974

■ 規制部門と自由化部門の原価配分比較（固定費、可変費、需要家費）

（単位：億円、円/kWh）

関西電力	固定費		可変費		需要家費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	6,340	11.80	4,883	9.09	1,101	2.05	12,324	22.93
自由化部門	6,605	7.16	7,941	8.71	46	0.05	14,463	15.91
合計	12,945	8.86	12,824	8.85	1,146	0.77	26,786	18.52

九州電力	固定費		可変費		需要家費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	4,057	11.59	2,863	8.18	642	1.83	7,561	21.59
自由化部門	3,560	7.07	3,860	7.70	12	0.02	7,409	14.78
合計	7,616	8.92	6,723	7.89	654	0.76	14,970	17.58

（参考）

東京電力	固定費		可変費		需要家費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	13,030	12.33	12,121	11.47	2,050	1.94	27,201	25.74
自由化部門	11,279	6.39	19,048	11.06	96	0.05	30,030	17.50
合計	24,310	8.61	31,169	11.22	2,145	0.74	57,231	20.64

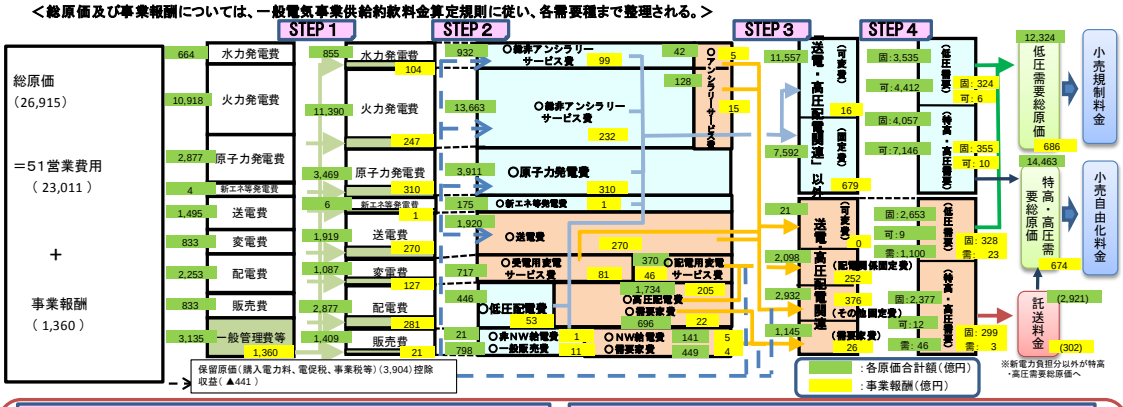
■ 事業利益率の推移

		関西電力		九州電力	
		規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門
原価	H20年度改訂時の総原価に対する事業報酬の割合	6.3	5.4	6.7	6.1
実績	H20年度の事業利益率	▲ 0.2	▲ 4.0	4.8	2.3
実績	H21年度の事業利益率	6.3	6.4	5.2	4.0
実績	H22年度の事業利益率	8.8	8.2	7.1	3.3
実績	H23年度の事業利益率	▲ 8.8	▲ 15.5	▲ 11.4	▲ 21.0
原価	今回申請の総原価に対する事業報酬の割合	5.6	4.7	6.4	5.5

※総原価に対する事業報酬の割合は、申請時における想定値。
事業利益率は、電気事業収益に対する電気事業利益の割合（実績値）。

■ 事業報酬の個別原価計算フロー(平成 24 年度関西電力料金改定申請ベース)

＜総原価及び事業報酬については、一般電気事業供給約款料金算定規則に従い、各需要種まで整理される。＞



STEP 1　８部門への整理

① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理(規則第6条第1項第8号)

② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分(規則第6条第2項)。

STEP 2　送電等関連／非関連コストの整理

① アンシラリーサービス(瞬時瞬時の需給調整)費用の抽出(規則第6条第4項)

＝ 周波数制御機能を有する水力発電設備及び火力発電設備の資産額 × 認可出力のうち調整出力の割合(規則第6条第4項)

② 変電費、配電費、販売費の費目を細分化(規則第6条第5項)。

変電費:受電用設備と配電用設備の帳簿原価比等による整理

配電費:低圧配電用設備、高圧配電用設備、需要家用設備(メーター、引込線等)の帳簿原価比等による整理

販売費:給電、一般販売、需要家(検針、集金等)にかかる建物の床面積比等による整理

STEP 3　固定費、可変費への整理

① 事業報酬については、火力発電費のうち環境対策費に係るものは可変費に整理(環境対策設備の帳簿原価比による整理)(規則第8条2項第三号)

STEP 4　需要種別への整理

① 送電等非関連コストの固定費は、全てが低圧需要に整理される低圧配電費を除き、最大電力、ピーク需要、電力量に基づく配分比率(低圧: 43％、特高・高圧: 57％)により各需要に整理。一般販売費についてはそれまでに算定した各需要の原価比により整理。(規則第9条、第10条)。

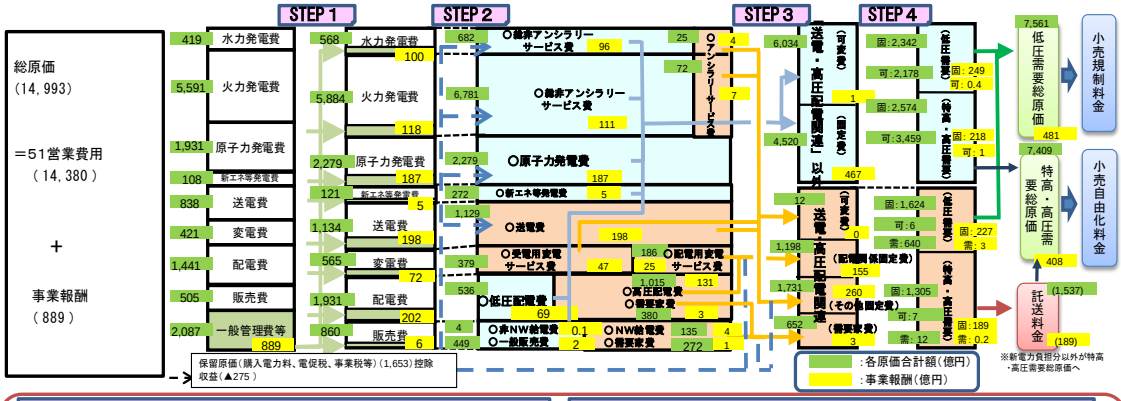
② 送電等関連コストの固定費のうち、「配電用変電サービス費」と「高圧配電費」については、延契約電力及び電力量に基づく配分比率(低圧: 68％、高圧: 32％)により、それ以外は新電力への離脱需要やピーク需要も考慮した配分比率(低圧: 42％、高圧: 34％、特高: 24％)により各需要に整理。需要家費は口数比等(低圧96％、高圧3.4%、特高: 0.6%)により整理。(規則第9条、第10条)

③ いずれも可変費は発受電量比(低圧: 37％、特高・高圧: 63％)により整理。

	事業報酬計(百万円)				総原価(百万円)	総原価に対する事業報酬の割合
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門(低圧)	65,395	865	2,331	68,592	1,232,368	5.6%
自由化部門(特高・高圧)	65,702	1,401	311	67,414	1,446,261	4.7%
合計	131,097	2,266	2,642	136,006	2,678,628	5.1%

■ 事業報酬の個別原価計算フロー(平成 24 年度九州電力料金改定申請ベース)

＜総原価及び事業報酬については、一般電気事業供給約款料金算定規則に従い、各需要種まで整理される。＞



STEP 1　８部門への整理

① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理(規則第6条第1項第8号)

② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分(規則第6条第2項)。

STEP 2　送電等関連／非関連コストの整理

① アンシラリーサービス(瞬時瞬時の需給調整)費用の抽出(規則第6条第4項)

＝ 周波数制御機能を有する水力発電設備及び火力発電設備の資産額 × 認可出力のうち調整出力の割合(規則第6条第4項)

② 変電費、配電費、販売費の費目を細分化(規則第6条第5項)。

変電費:受電用設備と配電用設備の簿価比等による整理

配電費:低圧配電用設備、高圧配電用設備、需要家用設備(メーター、引込線等)の取得価額比等による整理

販売費:給電、一般販売、需要家(検針、集金等)にかかる建物の床面積比等による整理

STEP 3　固定費、可変費への整理

① 事業報酬については、火力発電費のうち環境対策費に係るものは可変費に整理(環境対策設備の簿価比による整理)(規則第8条2項第三号)

STEP 4　需要種別への整理

① 送電等非関連コストの固定費は、全てが低圧需要に整理される低圧配電費を除き、最大電力、ピーク需要、電力量に基づく配分比率(低圧: 45％、特高・高圧: 55％)により各需要に整理。一般販売費についてはそれまでに算定した各需要の原価比により整理。(規則第9条、第10条)。

② 送電等関連コストの固定費のうち、「配電用変電サービス費」と「高圧配電費」については、延契約電力及び電力量に基づく配分比率(低圧: 71％、高圧: 29％)により、それ以外は新電力への離脱需要やピーク需要も考慮した配分比率(低圧: 45％、高圧: 37％、特高: 18％)により各需要に整理。需要家費は口数比等(低圧:98％、高圧 :1.58%、特高: 0.33％)により整理。(規則第9条、第10条)

③ いずれも可変費は発受電量比(低圧: 42％、特高・高圧:58%)により整理。

	事業報酬計(百万円)				総原価(百万円)	総原価に対する事業報酬の割合
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門(低圧)	47, 653	82	319	48, 054	756, 114	6. 4%
自由化部門(特高・高圧)	40, 686	110	25	40, 821	740, 861	5. 5%
合計	88, 339	192	344	88, 875	1, 496, 975	5. 9%

（2）レートメーク

①基本料金及び従量料金の設定について

今回の料金改定においては、人件費を始めとした費用の削減が図られる一方、修繕費や一般負担金等の増加、需要の減少により、販売電力量当たりの固定費は、ほぼ同水準であることが確認された。そのため、基本料金を据え置くことは妥当であると考えられる。

（関西電力）

	平成20年改定		今回改定	
	原価（百万円）	単価（円/kWh）	原価（百万円）	単価（円/kWh）
固定費	692,112	12.3	634,007	11.8
可変費	366,248	6.5	488,290	9.1
需要家費	106,272	1.9	110,071	2.1
合計	1,164,632	20.7	1,232,368	22.9
販売電力量（百万kWh）	56,150		53,742	

（九州電力）

	平成20年改定		今回改定	
	原価（百万円）	単価（円/kWh）	原価（百万円）	単価（円/kWh）
固定費	405,841	11.6	405,678	11.6
可変費	224,826	6.4	286,273	8.2
需要家費	69,187	2.0	64,164	1.8
合計	699,854	20.0	756,114	21.6
販売電力量（百万kWh）	35,012		35,015	

②3 段階料金について

3 段階料金制度においては、1 段階料金はナショナルミニマムの観点から低廉な水準に、2 段階料金は平均的な電気使用の観点から平均的な料金に、3 段階は省エネの観点から割高な料金に設定されているが、今回の関西電力、九州電力の申請では、1・2 段格差率を縮小し、2・3 段格差率を拡大している。これは、①1 段階の値上げ幅を抑制することは生活に必要不可欠な電気の使用への影響を軽減すること、②3 段階の値上げ幅を拡大することは需要対策の効果があることから、妥当と考えられる。

＜関西電力＞

改定年度	S49	S51	S55	S63	H1	H8	H10	H12	H14	H17	H18	H20	今回申請
第1段	13.60	15.70	21.19	19.40	19.17	18.65	18.48	18.05	17.77	18.17	18.13	19.05	20.59
第2段	16.40	19.90	28.19	25.70	25.39	24.70	24.48	23.91	23.20	23.38	23.32	24.21	27.08
第3段	17.80	22.40	33.09	28.85	27.91	27.03	26.79	26.16	24.92	24.89	24.65	25.55	30.62
1・2段格差	0.83	0.79	0.75	0.75	0.76	0.76	0.75	0.75	0.77	0.78	0.78	0.79	0.76
2・3段格差	1.09	1.13	1.17	1.12	1.10	1.09	1.09	1.09	1.07	1.06	1.06	1.06	1.13

＜九州電力＞

改定年度	S49	S51	S55	S63	H1	H8	H10	H12	H14	H17	H18	H20	今回申請
第1段	12.30	14.80	21.10	19.05	18.73	17.45	16.75	15.65	15.45	14.80	14.77	16.10	17.05
第2段	15.70	19.60	28.35	25.30	24.90	23.10	22.15	20.70	20.00	19.00	18.80	20.34	22.59
第3段	17.20	21.65	32.80	28.60	27.40	25.40	24.30	22.65	21.65	20.38	20.12	21.72	25.37
1・2段格差	0.78	0.76	0.74	0.75	0.75	0.76	0.76	0.76	0.77	0.78	0.79	0.79	0.75
2・3段格差	1.10	1.10	1.16	1.13	1.10	1.10	1.10	1.09	1.08	1.07	1.07	1.07	1.12

③選択約款について

選択約款の設定については、電気事業法上「設備の効率的な使用その他の効率的な事業運営に資すると見込まれる場合」に設定でき、供給約款及び選択約款による収入と総原価等が一致することが求められている。

関西電力、九州電力の選択約款料金の単価については、ベースとなる供給約款、夜間の平均発電費用、過去の需要の実績等を基に設定されており、当該料金単価の設定によって供給約款単価が割高に設定されるといった事実は確認されなかった。

ｉ）ピーク対応料金メニューの設定

関西電力においては、昨夏に「季時別電灯 PS」として導入され、現時点で、約7，000件の需要家と契約されている。一方、九州電力は、今回の料金値上げに併せて、関西電力と同様の新たなピーク対応料金メニューを導入することを表明している。

ⅱ） 季節別時間帯別電灯における機器要件（夜間蓄熱要件、オール電化割引）

当該選択約款の適用を受けるためには、夜間蓄熱式機器やオフピーク蓄熱式電気温水器などを使用することが条件となっている。また、関西電力においては、当該選択約款の適用を受け、かつ需要場所におけるすべての熱源を電気でまかなう条件を満たした場合には、オール電化住宅割引（はぴｅプラン）が適用される。

一方で、両者共に、需要家の選択肢を多様化する観点から、当該機器要件については廃止、オール電化割引については新規停止することを表明している。

両社によるこれらの対応については、デマンドレスポンスの観点からは極めて意義深く、需要家が複数の選択肢から自らのライフタイルに応じてメニューを選択することで、積極的に節電や省エネ行動を起こすことが期待される。なお、原価算定期間において、これらのメニューが想定以上の効果を発揮する場合、料金が引き下がるのではないかとの指摘もあったが、一定の仮定をおいて試算した結果、むしろ値上げとなることが確認されたことから、更なる需要削減の効果は織り込む必要はないと考えられる。

ⅲ） 早収・遅収料金の廃止について

関西電力、九州電力ともに、これまでは支払時期に応じて早収料金又は遅収料金を設定していたが、当該制度が一般の商慣習になじまないとの需要家サイドの声を受け、延滞利息制度に移行することとしているもの。引き続き、需要家の声に真摯に耳を傾け、お客様の立場に立った見直しを不断に行うことが求められる。

ⅳ） 5 時間通電機器割引の扱いについて

九州電力によると、5 時間通電機器自体が減少しており、利用する需要家が頭打

ちとなっていることから新規加入を停止するとのことであるが、 既に 5 時間通電機器割引の適用を受けている需要家に配慮するため、需要家への十分な周知期間を設けることは適当である。

オール電化割引や 5 時間通電機器割引については、新規加入の停止に当たっては、既に当該割引の適用を受けている需要家や、当該選択約款を前提として機器投資を検討している需要家等に配慮するとともに、需要家等への十分な周知期間が必要であることを踏まえた対応とすることが適当である。

なお、需要家の選択肢を多様化することで、震災以降大きく変化した電力需給をめぐる環境に対応する観点からは、需要家間の公平性を確保しつつ、既存契約者への一定期間後の割引の見直しを含め、料金メニュー全般について、スマートメーターの導入後抜本的に見直すことが期待される。その際、スマートメーターの導入を待たずとも、可能なメニューについては早期に導入することが重要である。

関西電力・九州電力

＜査定結果＞

1. 今回の査定によるメリットを、より多くの家庭が享受できるよう、2段階料金の引き下げ幅をより大きくすべきである。具体的には、2段階と3段階の格差率について、関西電力の申請は1:1.13 となっているところ1:1.14に、九州電力の申請は1:1.12となっているところを1:1.13とする。

13. 情報提供等

（1）認可が行われた場合には、消費者をはじめとする関係する方々全てに対し、丁寧な周知・説明を求める。

（2）消費者への十分な周知を図るため、電気料金の値上げの実施時期については、5 月 1 日とする。

参考資料（1）

総合資源エネルギー調査会総合部会
電気料金審査専門委員会
委員等名簿

（敬称略）

（委員）

	秋池　玲子	ボストン コンサルティング グループ パートナー＆マネージング・ディレクター
委員長	安念　潤司	中央大学法科大学院　教授
	梶川　融	太陽ASG有限責任監査法人 総括代表社員(CEO)
	辰巳　菊子	公益社団法人 日本消費生活アドバイザー・コンサルタント協会　常任顧問
	永田　高士	公認会計士
	八田　達夫	学習院大学　特別客員教授
	松村　敏弘	東京大学社会科学研究所　教授
	南　賢一	西村あさひ法律事務所　パートナー弁護士
委員長代理	山内　弘隆	一橋大学大学院商学研究科　教授

（オブザーバー）

河野　康子	全国消費者団体連絡会　事務局長
飯田　秀男	全大阪消費者団体連絡会　事務局長
陶山　惠子	北九州市消費者団体連絡会議
間部　彰成	日本商工会議所　産業政策第二部長
長谷川　秀司	消費者庁消費生活情報課長

【参考:委員分担表】

分野	関係費目	担当委員
人件費	役員給与、給料手当、給料手当振替額(貸方)、退職給与金、厚生費、委託検針費、委託集金費、雑給	永田、南、山内
修繕費	修繕費	秋池、梶川、八田
燃料費	燃料費	安念、辰巳、松村
購入・販売電力料	地帯間購入電源費・送電費、他社購入電源費・送電費、地帯間販売電源料・送電料、他社販売電源料・送電料	秋池、梶川、八田
原子力バックエンド費用・公租公課	使用済燃料再処理等発電費、使用済燃料再処理等既発電費、特定放射性廃棄物処分費、原子力発電施設解体費、水利使用料、固定資産税、雑税、電源開発促進税、事業税、法人税等	永田、南、山内
設備投資関係費用	減価償却費、固定資産除却費、事業報酬(レートベース)	永田、南、山内

分野	関係費目	担当委員
事業報酬	事業報酬(事業報酬率)	永田、南、山内
その他経費(効率化関係)	廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、養成費	秋池、梶川、八田
その他経費・控除収益	補償費、託送料、事業者間精算費、損害保険料、原子力損害賠償支援機構一般負担金、普及開発関係費、研究費、諸費、電気料貸倒損、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額(貸方)、建設分担関連費振替額(貸方)、附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)、電力費振替勘定(貸方)、株式交付費、株式交付費償却、社債発行費、社債発行費償却、開発費、開発費償却、遅収加算料金、託送収益、事業者間精算収益、電気事業雑収益、預金利息	安念、辰巳、松村
スマートメーター関連費用	修繕費、減価償却費等	安念、辰巳、松村
費用配賦・レートメーク		安念、辰巳、松村

(敬称略)

参考資料（2）

公聴会における主な意見（大阪会場）

１．　日時：平成２５年１月２８日（月）９：００～１７：３０
２．　場所：大阪合同庁舎１号館　第１別館大会議室
３．　意見陳述人の主な意見

〇意見陳述１番：角田 禮子 氏
・ 高浜原発３．４号機が来年再稼働することが前提の値上げだが、再稼働しなければ今回の倍の値上げと言われているにもかかわらず丁寧な説明がない。
・ 中小企業は不景気で仕事がない、手間賃は大手に叩かれて儲けが薄いところに電気料金値上げとトリプルパンチで極めて深刻な状態。
・ 燃料費や人件費など「原価」が適切なのかどうか分かりづらいため、もっと審査を利用者に分かりやすくして頂きたい。

〇意見陳述２番：大谷 恒夫 氏
・ オール電化により使用電力料は大幅に増加し、省エネに貢献していない。また、オール電化機器に対する夜間料金は、原子力発電のために導入された夜間料金の割引制度であり、原子力発電所に多くを期待できなくなった今、オール電化家庭を優遇する理由は何か。
・ オール電化の導入を抑えるため、夜間時間帯の料金を大幅に割引する制度から割増する制度に変更すべき。
・ オール電化機器が省エネに貢献するものではないことを、関電の経費負担によってＰＲする。
・ オール電化機器により見込んでいる火力燃料費の増加分は値上げ原資から除外する。

〇意見陳述３番：原 強 氏
・ 料金審査の透明性が保たれるよう関係機関の取組を要請したい。
・ 経済産業省には、関西電力に必要な情報の開示を求め、厳正な審査の実施に加え、審査内容を広く公表してもらいたい。
・ 事業報酬算定にあたってのレートベース方式が算定されていることの妥当性について検討していただきたい。積み上げ方式をとった場合との違いについて比較検討して欲しい。
・ バックエンド費用の積算について、必要な資金をトータルに考えたとき、どのように原価に算入すべきか、経済産業省としても検討していただきたい。
・ 関西電力の事業経営は原子力発電に依拠するところが極めて大きく、原子力発電に依存しない経営への戦略転換を図るべき。国が負担すべき部分、消費者が負担すべき部分、株主や金融機関の負担すべき部分について全体像を示すべき。

〇意見陳述４番：沖野 純子 氏
・ 福島の事故は深刻であり、１６万人が避難。日本列島には活断層が縦横に走っており、原発に頼っていくことは困難な状況。
・ 一方で、デフレ経済の下での値上げは影響が大きく、暮らしが大変になる。

・　原発政策を進めてきた関電の役員たちの高額な給料を下げるべきだが、職員のリストラや賃金カットは行うべきではない。
・　内部留保を取り崩したり資産を売ったり、安い火力燃料費を買う努力をして、値上げはしないで欲しい。

〇意見陳述５番：東瀬　幸枝　氏
・　日本はエネルギー資源に乏しく、原子力を稼働するしかない。
・　政府は国民の生活と、国の将来を左右するエネルギー政策を、福島第一原子力発電所の事故と切り離して、冷静によく判断してもらいたい。
・　国内の原子力発電所を政府は、安全が確認されたものから、国民の理解を得て一日も早く再稼働させるよう指導し進めるべきである。

〇意見陳述６番：塔筋　浩司　氏
・　弊社は明治３５年以降、織物会社を営んでおり、近年は途上国の追い上げにより、事業存続自体が危惧される中、今回、関西電力から電気料金年間約１０００万円の値上げ依頼があったが、現在の業界状況下で出来るわけがない。
・　同様に苦しみ、悩んでいる中小企業は数多くあると感じ、値上げについては、関電の再考、中小企業に対する政府の援助をお願いしたい。

〇意見陳述７番：速水　二郎　氏
・　意見表明に制限を加えたのは失当。今回の値上げは原発事故による突発事態が原因。
・　また、自由化部門が６割を占めており、申請内容以外の消費者が納得できる政策や方法も考えるべき。
・　燃料費の増大は、調達の無責任さや政府の外交努力の怠りも大きい。
・　今後の調達手法等々の見通しの公開なしに申請を認めるべきではない。

〇意見陳述８番：坂東　通信　氏
・　元関電社員として、従業員の賃金カットは避けるべき。
・　経営陣は責任をとって辞任すべきであり、高額な年俸を遡って返納すべき。
・　経営層の責任と現場従業員の責任を同じく論じるのは誤り。
・　各種賃金比較をされているが無意味。電力の現場で働く労働価値を正しく評価していない。
・　労使関係のもと賃金の総体を決めてきた。電力で働く社会的価値が低くて当然という風潮は誤り。事故を誘発する恐れもある。

〇意見陳述９番：藤川　隆広　氏
・　７月から原子力発電の稼働を前提に値上がりのお願いをすることは国民の理解がまだ得られないのではないか。
・　自由化部門については、公聴会も開かれず、既に「値上げのお願い」が一方的に送付されている。
・　今回の値上げ申請が決定事項のように通告され、全く納得できない。

・　株主配当を公表し、株主に負担を求めるべき。

〇意見陳述１０番：岡野 早苗 氏
・　以下の３点から今回の値上げ申請について、賛成できない。
　①　子力発電の再稼動のリスクと電気料金の関係について不透明である。
　②　再生可能エネルギーの開発と料金との関係が不明。
　③　天然ガス火力発電等の発電方法の多元化の検討結果が情報公開されていない。
・　また、公開情報はわかりやすいものとはいえない。わかりやすい情報提供を願う。
・　電気料金値上げにとどまらず、消費者・生活者の視点がエネルギー政策に反映されるよう、徹底した情報公開と国民参加の場を充実させるべき。

〇意見陳述１１番：藤永 延代 氏
・　「火力発電は高くつく」という印象を振りまき、原発再稼働を誘導しているのではないか。説明資料も不十分。
・　電源開発促進税は経費か。預かり金的なものではないか。
・　役員報酬の詳細は公表すべき。

〇意見陳述１２番：玉山 ともよ 氏
・　総括原価方式を改めるべき。
・　顧問給与を原価に含めることは適当ではない。その費用は 22 億円に上ると報道されているが事実か。
・　１kWh も発電していない日本原電の基本料を電気料金の中に含めることは非常識である。しかも、役員の中に八木誠氏がいて高額報酬を得ている。報酬額について明らかにするべきではないか。
・　経営責任を明らかにし、給料カットや報酬カットを値上げ前に実行してほしい。
・　関西電力社員でありながら市議会議員を務める人がいると聞いている。彼らの報酬が費用として電気料金の中に示されていないことを示すべき。
・　ウラン燃料調達価格が高すぎる。ウラン価格は低迷している。大飯原発２基しか稼働していないのに調達に多額の費用をかけ、負担をユーザーに押しつけることは許されない。

〇意見陳述１３番：工藤 芳郎 氏
・　料金値上げ申請は、原子力の稼働停止や化石燃料の依存によるものであり、電力会社の過失はなく、エネルギー・原子力に関する政策責任は政府にある。
・　電力各社は燃料費の確保にあたっては、官民一体となった取組が必要。
・　電力会社は公益事業としての社会的使命を掲げ、それを実施するための料金値上げであることを明言すべき。
・　電力各社の燃料確保について総合商社等の協力を指導すること。
・　エネルギー政策の早期確立を行うこと。
・　人件費については、一般企業の平均賃金との比較は論外であり、その他の公益企業やマスコミ業界との比較を求められる。
・　防災対策実現のための修繕費等の確保は重視しなければならない。
・　マスコミ等の無責任な批判もあり、電力事業と国民の信頼関係が破壊されようと

している現状を打開するため、政府の権威ある見解を求める。

〇意見陳述１４番：松崎 保実 氏

- 関電資産のうち、６０％を占める原発関連資産が電気料金の基礎をなしており、その是非について疑問がある。総括原価方式を見直し、原発の費用を原価に入れるべきではない。
- 原発停止に伴い、火力燃料費が増加するのはわかるが、電気料金に転嫁しない別の方法があるのではないか。例えば電力債の発行による燃料費増の吸収や、内部留保資金や使用済み核燃料再処理費用を一時的に取り崩す方法などが考えられる。経済活動に打撃を与える料金値上げを回避すべき。
- ５千万を超える役員の人件費は異常。上級社員の給与は大幅にカットすべきと考えるが、昼夜、現場第一線で頑張っている一般社員の給与を削減することは良くない。国民のライフラインを守っている人たちには感謝し、それなりの処遇が必要。
- 総括原価方式を見直すべきであり、続けるのであれば、原発の費用を原価に入れるべきではない。

〇意見陳述１５番：福井 高宏 氏

- 人件費を含めてコスト削減がまだ必要。
- 親会社が赤字の現状では出資会社も含めて削減が必要。
- 原発が稼働できないから赤字になるとして、料金値上げで赤字をお客様から穴埋めしているように思う。我々の中小企業の会社であれば、赤字が出そうであれば「賃金削減・人員削減・無駄排除」は当たり前で、値上げはできないことを前提の改善となる。同様な努力が必要であり、理不尽な値上げには反対。

〇意見陳述１６番：藤原 高志 氏

- 当社の稼働エネルギーはほとんど電気に頼っているが、それは国の進めるオール電化政策に誘導されてのもの。いくら値上げがされても関電以外の選択肢がなく、費用の増加は必死。また、当社のお客様は病院、施設に限られており価格への転嫁も容易でない。
- 値上げの説明に来社した関電職員に「火力発電に使用する燃料を不当に高く買っているのは事実か」と聞くと、事実を認めた上で、「原子力発電継続を前提としているためスポット買いとなるので仕方ない」とのことであった。今すぐに原発停止を決めて安い燃料を買うべき。
- 安定供給を前提に、価格交渉をサボっていると指摘がある。一般企業と同じ経営努力を行う必要があるのではないか。
- 福島原発の事故では少なくない国土の一部が長期にわたり使用できない状態となったが、日本人としてこの事実を重く受け止めるべき。原発は安全でなく、再開を断念することを訴えたい。

〇意見陳述１７番：畑 健次郎 氏

- 私たち法人の運営するケアホームの利用者は障害者市民で、その多くは低所得者である。

・　今日の事態を招いた主要因は、原子力発電の危険性を軽視し、代替エネルギーの開発を怠り、福島の事故後も原子力発電に固執する企業姿勢にある。
・　報道によると、東電の申請には含まれていなかった顧問に係る人件費も組み込まれているとされている。
・　こうしたツケを弱い立場の消費者に転嫁するのは乱暴。
・　将来にツケをたらい回しにする原発政策に決別し、未来に向けた工程表を提示し、より一層の企業努力を示した上で申請するのであれば、消費者としても受け止めなければならないと思っている。

〇意見陳述１８番：畑　章夫　氏
・　日本原電に対して全く発電していないのに 340 億 7900 万円も支払っているのに、赤字について説明されても納得いかない。日本原電との契約を根本的に見直すべき。
・　関電は関係会社との資材調達が 4 割を超えており、指名発注が 85%にもなるが、これでは適正な価格で取引されているか非常に疑問。値上げをするのであれば、関電不動産との賃貸契約、売買契約の実態についても明らかにし、世論に問うべき。厚生施設などを管理運営している関電プラントや関電アメニティーなど取引実態も明らかにし、適正かどうか問うべき。
・　原子力関係の設備投資を５３０億円増額するとしているが、原子力からの撤退の方針に転換すれば、増加するであろう原子力の安全対策は不要になり、日本原電、北陸電力に支払う予定の費用も４６６億円不要になるなど、その他原子力関連の支出を抑えれば値上げ幅は 30%に圧縮できる。
・　顧問の数について過去の株主総会で若干名との回答であったが、報道では１４名であった。さらに顧問料として２２億円原価算入されるのは納得できない。

〇意見陳述１９番：青松　美子　氏
・　値上げは家計に重い負担を強いるものであり、現在の電力制度のもとでは関電以外からは買えない状況。競争のない地域独占と総括原価方式のもとで、関電の高コスト体質が指摘されているとおり、関電の「経営効率化」は十分ではない。
・　電力需要抑制を強力に推進する経営姿勢・方策が十分に示されていない。需要抑制・節電の取組によって発電経費をさらに削減できる。
・　関電の経営悪化は原子力へ過度に依存してきた結果であり、原発は不安定電源となっている。原発依存の経営リスクや今後の安定供給と電源構成のあり方について十分に説明がなされていない。
・　今回の値上げは公益企業として経営努力と経営責任・説明責任が不十分なままコストを消費者に転嫁したものであり、容認できない。
・　国において総括原価方式の廃止と発送電分離を含む電力システムの改革を求めたい。

〇意見陳述２０番：丸尾　牧　氏
・　大飯原発の稼働停止すること。
・　電力供給の無い日本原電への費用負担をやめること。
・　活断層の疑いのある原発の耐震化工事を見直すこと。

・　人件費をさらに削減すること。
・　修繕工事や資材調達等の一般競争入札を原則化すること。
・　家庭向け料金値上げ幅において第１・２段階の値上げ幅の圧縮し、第３段階の値上げ幅を上げるべき。
・　高浜原子力が稼働する見込みで料金改定の申請がされているが不適切ではないか。稼働しない場合の料金改定も検討するべき。

〇意見陳述２１番：右近　祐子　氏
・　日本においても消費者基本法において安全である権利、情報を知らされる権利、選択ができる権利、意見が反映される権利が盛り込まれており、今般の値上げ申請においてはこの権利を十分に満たす必要がある。
・　消費者は自分が買う商品が安全であり、安心であることを望んでいる。その上で、原子力発電は製造工程で使用済み核燃料や放射性廃棄物が発生していることを認識しなければならない。
・　１月２２日に関西の消費者団体と関電との意見交換会が開催され、関電からは原発事故が起こったとしても十分冷却できる設備を整えていると問題ないとの答弁があったが、疑問である。
・　関西電力は原発の代替として使用している火力発電の燃料の増加が値上げの理由としているが、原子力発電は火力発電にはない、使用済み燃料の処分方法や廃炉の費用等も考慮すると価格は高くなるのではないか。

〇意見陳述２２番：大森　隆　氏
・　料金算定の前提となる供給計画の需要見通しでは節電効果の反映が不十分。過大な需要を見込むことで料金改定率が高くなっている可能性があるのではないか。
・　7 月に高浜３，４号基の再稼働を想定しているが、新しい審査基準が検討途中で内容が不明であるにも関わらず、再稼働を織り込むことは不適当。
・　再稼働しない場合、料金改定率がより高くなると思われるが、その分は関電のさらなる経営努力、節電に寄与する料金メニュー提案、低所得者・福祉関係施設等の減免などで低減することを求める。

〇意見陳述２３番：飯田　秀男　氏
・　今回の値上げ申請は、通常の経済状況に起因するものではないという前提のもとで政治的判断が必要ではないか。
・　役員の給与と職員の給与の妥当性は別に考えるべき。
・　顧問への平均１０００万円の手当について妥当性が納得できない。
・　１３６０億円の事業報酬における、４００億円弱の利用方法について説明しなければならないのではないか。

〇意見陳述２４番：村上　聖子　氏
・　今回の値上げ申請は、燃料費の高騰ではなく、原発依存を進めた独占企業の利益第一主義の結果であり、経営陣の失敗によるものである。赤字のツケは消費者ではなく、自ら最大限努力して解決すべき。
・　具体的には、

① 八木社長は責任を取って辞める。
② 電力は公共性があり独占企業なので、経営者は大臣並み、他の職員は公務員並にする。
③ 原発を止め自然エネルギーへ転換。
④ オール電化を止め、節電キャンペーンを継続し、電力消費を抑える。
⑤ 政治家・自治体への献金・給与支払い等を止める。

〇意見陳述２５番：小野島 はるみ 氏

・ 関電から値上げ申請に対する説明資料が届いたが値上げ理由が不透明。その結果、消費者に対してなるかも不明であった。
・ 関電は燃料費増加を理由に１２％の値上げを求めているが、消費者も不景気の中で生活費を切り詰めている。このような状況の中で、値上げを求める経営姿勢について納得できない。
・ 高卒の社員については元々賃金の水準が低いため、安易に削減することはするべきではない。
・ 今後、自然エネルギーの普及のためにも技術開発に人材を当ててほしい。
・ 規制部門と自由化部門において、使用電力量の比率と収入の比率に差がある。自由化部門に対して安く売って、規制部門に負担を強いているのではないか。

〇意見陳述２６番：有地 淑羽 氏

・ 関電の現在の料金体系は、使用時間の工夫や設備投資によって安い電気を利用することも可能ですが、年金のみで暮らす高齢者は省エネ家電に買い換える余力もなく安い電気を使用する情報からも遠い状況。
・ 自由化部門では様々な料金体系があり、消費者は大口の利用者が安く利用しているのではないかと疑いを持つ。値段の交渉が公にされず個別で決まっていることも疑問。
・ バックエンド費用の積み立て方式も法律で決まっているとはいえ、本当にこれでよいか疑問。稼働率ではなく原発の数と放射性廃棄物の量に対して積み上げていくのが合理的ではないかと思う。太陽光発電促進付加金は、HP や毎月の検針票に書かれているので消費者もわかるが、原子力バックエンドについては情報がないため、わかりやすく公開していくことで原子力発電への理解が深まると思う、
・ 廃炉費用は現在の積み立て予定価格で本当に足りるのか疑問。
・ 電源開発促進税にかかる費用が以前は書かれていたので復活してほしい。
・ 原子力発電には、燃料となるウラン生産から廃棄物処理、事故時の保険等々のコストを入れた電気料金を社会的責任において利用者は情報を得ながら負担すべき。トータルでは自然エネルギーの方が安価で安心できるエネルギーではないか。

公聴会における主な意見（福岡会場：１日目）

1. 日時：平成２５年１月３１日（木）９：００～１７：３０
2. 場所：福岡合同庁舎新館　共用大会議室
3. 意見陳述人の主な意見

〇意見陳述１番：吉田 恵子 氏

・ ＭＯＸ燃料はウラン燃料の１０倍の値段。より危険にするために、どうしてお金を払わなければならないのか。
・ 関電は廃炉の可能性が高い敦賀原発が稼働ゼロでも巨額の維持費を日本原電に払う契約になっているとのことだが、稼働しなければ維持費がかかり、稼働すれば使用済み燃料が増える。原発は廃炉と決めなければ、電気料金を値上げしても、問題を先送りすることになる。原発は被爆労働なしにはありえず、他人を被爆させてできた電気で安楽な暮らしをすることは許されない。
・ 核廃棄物のより安全な管理方法を研究し実施することで、将来の負担軽減をはかるべきです。二酸化炭素の排出がより少ない効率の良いガスタービンコンバインドサイクル発電に変えて調整しながら、再生可能なクリーンエネルギー発電への転換をすべき。
・ 寄付金が１０数億円、役員報酬が一人あたり３２００万円と報道があったが、それらの費用を電気料金から出すべきではない。
・ 使用済核燃料再処理の目途が立っていないのに再稼働するのは納得できない。事故が起こればさらに増える。安全に近づけるために研究を行うなど対応が必要。その上での電気料金値上げと思う。再処理の目途が立っていないのに、再稼働すべきでない。

〇意見陳述２番：舩越 秀之 氏

・ 高額な役員報酬をまず下げることが必要。
・ 九州電力本体、子会社等を含めた土地等の資産を売却することが必要。
・ 原油等の価格の上昇とあるが、石油に頼らないシェールオイルがアメリカで急成長しており、原油価格は、将来的に下落すると思慮する。また、再生可能エネルギーをなぜ積極的に推進しなかったのも問題。
・ 役員給与・社員給与の見直しはどれくらいか。保有する役員車の処分を行い、公共交通機関の利用を行うべきではないか。顧問等の給与はいかほどか。また、寄付金はどうか。

〇意見陳述３番：鳥田 貴浩 氏

・ 原発事故による発電を見直し、安全な日常を守る義務を考える必要ある。
・ 原価として電気料金の中には九電各地に存在する社員の給料、電気ビル、保養施設、その維持費、プロリーグ並の費用をかけたラグビー部の費用等々が１０％含まれると報道があったが、これは問題である。
・ 九州では九州電力一社のみで競合他社がなく電力市場での競争が起きないことが総括原価方式と相まって直接原価としては認めることが難しいものまでも原

価として含んでしまうような、不透明な経営の温床にもなっている。電力市場の開放によって、経営の透明性につながり、消費者もより情報を知ることができる。
・ 原発に依存してきた企業体質を脱却することが大事。電気料金値上げの前に企業努力をすべき。

〇意見陳述４番：瀬口 昌幸 氏
・ 私は障害者で、基礎年金と生活保護で暮らしていますが、今の生活が一杯一杯で、電気料金が上がれば、今年の夏はエアコンを使うことを控えなければならない。そうなると命に拘わりかねない。電気料金値上げは絶対やめてほしい。
・ 値上げのパンフレットによると、原発停止による火力の焚き増しや購入電力料の増加とあるが、報道では、石炭等もっと安く購入することが可能とのこと。また、自然エネルギーを活用すれば、料金は安くなると思う。

〇意見陳述５番：田中 靖枝 氏
・ 人件費を削減したとあるが、年毎の変化を見ると減っていない。
・ 独占状態と総括原価方式を崩すことが肝要。再稼働しないと値上げするというのは脅し。避難計画ができていない現状で社会的責任を放棄する姿勢。原子炉や燃料についての質問も企業秘密として隠蔽。また、国民の８割が原発廃止を求めている。
・ 九電は１００％安全とは言えない原発を動かしたいという経営体質になっているのを見直すべき。

〇意見陳述６番：遠藤 百合香 氏
・ 計画停電など、消費者を不安にするのはやめてほしい。
・ 今回の値上げは、福島事故のとばっちりで、経営陣は責任を取る必要ないと思っているように見える。
・ これだけの赤字企業に賞与があることが信じられない。
・ 値上げの最大の要因は火力発電の燃料費との主張だが、東電がアメリカでのLNG購入費に比べて９倍もの高値で購入したと報道もあり、調達に問題あるのではないかと思う。しかも、この購入にあたり東電と三菱商事は子会社を通じ大儲けをしたとの報道あり。九州電力の燃料費の価格や仕入れ方法は適正なのか。調達の透明性、安価で購入できるよう調達努力をすべき。
・ 原発の安全神話は崩壊している。これを機に、全原発を廃炉にすれば、稼働をしていないのに支払う無駄な費用を抑えられる。

〇意見陳述７番：谷口 照美 氏
＜欠席により、文書による意見陳述＞
・ 生活保護世帯では、冬季加算額（2,670円／月。飯塚市）では灯油が２缶も買えない。夏は加算がないので、エアコンを使うしかないが、電気代が高くて使えず食事代を減らすしかないのが現状で有り、死活問題となる。値上げしないでいただきたい。

〇意見陳述８番：真子 武彦 氏

・ 申請通り認可されれば市民生活や経済への影響が大きい。特に私たち低所得者、その中でも生活保護世帯にとっては命に関わる問題。
・ 電気料金に、株主配当や高額な役員報酬に加え、立地自治体などへの寄付金、原発促進費、使用済核燃料費用等が含まれており、総括原価方式で電気料金に転嫁する不当なもの。経営努力を行っていない。
・ 危険な原子力発電から再生可能エネルギーなどへの転換を含めて九電に経営努力を求める。

〇意見陳述９番：毛利 倫 氏

・ 今回の電気料金値上げ申請は、九電が、危険極まりない原発に電力供給を大きく依存してきた結果として生じたものであり、その九電の誤った企業経営のつけを利用者に安易に押しつけることは極めて問題である。
・ 福島第一原発の事故を何ら総括せず、再稼働を前提にした今回の申請は、多くの国民世論に反し、原発の維持コストを国民に転嫁し、原発依存の誤った経営体制を存続させるためのもの。また、原子力規制委員会の安全性の方針が出ていない中で、九州電力の原子力稼働率を審査することはできない。今回の値上げを容認することは、原発再稼働と原発依存そのものを容認するものであり、許されない。

〇意見陳述１０番：柳 明夫 氏

・ 今回の大幅な値上げは、増税や社会保険の負担増に苦しむ家計や中小企業の経営を脅かし、地域経済に悪影響を与える。
・ 九州電力は、燃料の中心となるＬＮＧは調達価格が他の電力会社の平均よりも高い。安く調達する企業努力も不明。高いＬＮＧに依存すべきでない。
・ 「もうけ」として９００億円近い事業報酬も原価に含まれているが、事業報酬は資産価値の高い原発や核燃料廃棄物が多いほど高くなるので、原発依存度４割の九電には有利。
・ 高額な役員報酬及び雑給で支払われている高額な顧問料にも納得できない。
・ 大口の需要家には安い電気を供給し、規制部門から高い利益を得ているのは問題。
・ 事故を起こせば大きな損害をもたらす原発は不要。料金値上げにも再稼働にも反対。

〇意見陳述１１番：杉野 ちせ子 氏

・ ＭＯＸ燃料の使用費用を電気料金に上乗せするのは、九州電力がプルサーマルを導入するときの約束に反している。プルサーマルは経済性があり、電気料金の値上げに結びつくことはないと説明していたので、少なくとも、佐賀県・議会・県民の了解を取ってからにすべき。
・ 寄付金・団体費・研究費のうち、原子力の推進に関係するものは見直すべき。
・ 原子力にかかるコストは、発電コスト以外にも多くの費用がかかり、経済性はない。
・ 使用済燃料の管理や処分のメドが立たないまま再稼働すべきでない。
・ 総括原価方式では、経営責任や企業努力が問われず電気料金が高騰する原因になっている。日本の電気料金は震災前から先進国で一番高い。

・　一般負担金を料金で負担することになっているが、これでは事故を起こした電力会社と株主の経営責任を問わないことになる。
・　安全で安定した安価な電力を供給するために自由化すべき。

〇意見陳述１２番：溝口 宏敏 氏
・　今回の値上げは、原発再稼働＝電気料金が安くなるという宣伝とともに、再稼働を狙う意図である。
・　ＬＮＧの高騰について、衆・経済産業委員会で、吉井英勝議員が、「商社が高く東電に売って、そのツケが消費者に転嫁されている」と指摘した際に、当時の枝野大臣はこの制度を変えたいと答弁していたが、全く変わっていない。
・　九州電力は原発による電気は安いと説明しているが、これはまやかしである。
・　職員の給与は削減しなくてもよいが、役員給与を引き下げるべき。持ち株配当の対処もすべき。
・　送電線を九州電力の独占から外すべき。

〇意見陳述１３番：工藤 芳郎 氏
・　料金値上げ申請は、原子力の稼働停止や化石燃料への依存によるものであるが、原子力の稼働停止は、東日本大震災による影響であり電力会社の過失はない。
・　電力各社は燃料費の確保にあたっては、我が国エネルギー政策全体の問題であり、官民一体となった取組が必要。
・　電力会社は公益事業としての社会的使命を掲げ、それを実施するための料金値上げであることを明言すべき。
・　九州電力は地域社会での役割を積極的に理解して、地域の方々へアピールすべき。
・　電力会社は、値上げの背景・理由、料金決定のしくみ、総原価の内容、電力会社としての地域経済に果たす役割・使命について、しっかりと説明をしていく必要がある。
・　政府には、電気事業法に基づき、厳正に査定してもらいたい。

〇意見陳述１４番：於保 泰正 氏
・　九州電力は、原発停止によって、値上げをせざるを得ない電源構成にしてきた経営責任がある。また、十分に情報公開がなされないのであれば政府は審議をストップすべき。
・　顧問と相談役は何をしているのか具体的に開示してほしい。
・　原発停止中も人件費は不変である。原発が動いてないのであれば、原発にかかる費用はかからないと思うが、多くの費用がかかっている。
・　また、使用済核燃料の処理、原発の廃炉処理など今の積立額で足りるのか。将来世代への負担の付け回しではないか。積立金を過小に見積もったのは経産省の責任。
・　ＭＯＸ燃料の再処理の場所が決まっていないのに、使用するのは問題ではないか。

〇意見陳述１５番：荒木 龍昇 氏
・　料金原価の中身が不透明。独占企業として競争のない中、広告宣伝費や寄付金などは必要ない。

・　地域独占であるため需要家は電力会社を選ぶことができない。
・　玄海原発から、九州の中核都市である福岡がわずか５０ｋｍしか離れていないのは問題である。津波以外にもテロや人為的な事故もありえる。事故の可能性がゼロでない限り見直すべき。
・　原発事故の究明がなされていない中、原発再稼働を前提にしていることも問題。原発コストは事故等負担を組み込めば相当高額になることも認識しておらず問題。経営努力が足りない中で一般家庭に負担が求められているのは納得できない。

〇意見陳述１６番：陶山　惠子　氏
・　購入先を選べない公共性の高い電気料金の値上げについては消費者の納得と妥当性が必要。原発再稼働を前提とした料金値上げにも反対。
・　九州電力の供給予備率は、他社が 8～10%の中で平成 27 年度 23.4%と過大。この高い予備率がコストの非常に高い揚水発電の必要性の根拠であり、電気料金単価を引き上げているのではないか。節電意識の高まりやスマートメーターの導入も進むと考えると、高い予備率は不要。2013 年から 3 年間の発電予備率を適正化する必要がある。
・　人件費メルクマールが設定されたが、人件費に勤続年数などの「補正」をどうするか、その置き方が課題。妥当性・納得性の高いものとしてほしい。役員報酬は、経営責任からも従業員人件費削減と対比させて納得性あるものにすべき。健康保険料は、５８％から５０％に下げるべき。また、休職中の従業員に係る費用の原価不算入も検討すべき。
・　玄海３号機のＭＯＸ燃料は、燃料費も輸送費もウラン燃料の 2 倍以上で経済合理性はなく、今回値上げから除外すべき。
・　バックエンドについて、フランス等の海外に依存しており、自給率を高める観点と矛盾。
・　自由化部門と規制部門の料金について、費用分配の仕組みを消費者にもわかりやすく説明してほしい。
・　ピークシフトを進めるためにも、節電意欲を呼び起こし、消費者の声を反映して実行力をもった新たな料金メニューの作成に期待。
・　十分な説明の場を設ける等、説明責任を果たすことが必要。また値上げ後にもフォローアップの場を設けてほしい。
・　原子力規制委員会の安全基準を基に、安全性を審査することになるが、それと矛盾した九州電力の原子力再稼働の織り込みになっているのではないか。
・　今後のエネルギー政策及び発送電分離は、発送電分離は消費者からの意見を聞きながら進めてほしい。

〇意見陳述１７番：中村　伸一　氏
・　原発の単価をいくらで見積もっているのか教えてほしい。
・　福島第一原発事故で、原子力発電がもたらした惨事を考慮して、新しい電源構成に向かうべき。
・　福島第一原発事故でどれほどの損害があり、今後、原子力バックフィットへの投資が必要になると思うが、仮に九電は同様の損害があった場合に本当に大丈夫なのか。

〇意見陳述１８番：佐藤 敦子 氏

・ マンションを大規模修繕工事でＬＥＤに交換したが、値上げが行われると打撃が大きい。
・ 海外と比較して、日本の電気料金は高すぎる。
・ 九州電力や国が安価な燃料調達努力を行わずに値上げするというのは納得できない。国と九電が力を合わせて努力すべきで、再稼働しなければ値上げするという脅しに思える。
・ 原発から出るプルトニウムが核兵器の材料となる。核発電の再稼働や、燃料費の負担増を理由にした値上げを国民に強いるべきでない。

〇意見陳述１９番：宇田 純子 氏

・ 夏のピーク料金を上げるメニューを出しているが、夏にエアコンなどの使用を抑えると熱中症など、健康に影響がある。
・ 節電を頑張った需要家に対して、節電の成果を公表してほしい。
・ 産業別の九州のエネルギー消費量の内訳を出して、節電の負担をすべきところを明確にしてほしい。
・ 原発のコストが本当にどれほどかかるのか、安全対策の費用がどれだけ必要なのか教えてほしい。
・ 原発の作業員の給与水準も一般職員の給与とどう異なるか教えてほしい。

〇意見陳述２０番：田口 常幸 氏

・ 国民に必要な情報が説明されていない。現在の提供資料では理解できない。情報が一方的で顧客の声に耳を傾ける姿勢が見られない。
・ 玄海原発は場所や設備の問題など、安全上、多くの問題を抱えている。
・ 原価算定期間に稼働が見込まれない原発や、廃炉にする玄海原発１、２号基の費用及び、安全対策の費用がかかっているのが納得できない。

〇意見陳述２１番：樋口 充喜 氏

・ 原子力政策で、そもそも４０年経過した時にどうする予定だったのか、時期が来たときのことを考えていない。いつまで原発政策を続けるのか。
・ 九州経済界のトップとして、まず九州の経済を１割底上げしてから電気料金を上げるという考え方もあるのではないか。電気料金を上げるにあたって、地域経済に配慮すべき。
・ 原子力の安全性を証明できるのであれば、当事者がそこに住むべき。

〇意見陳述２２番：荒川 謙一 氏

・ 九電は節電をお願いしているが、今まで夏のピークでも電気が足りなくなったことはなく、本当に電気が足りないのか疑問。原発停止で電気が足りなくなるのが稼働の理由でなく、原発を稼働して稼ぎたいということではないか。
・ 原発を無くす代わりに値上げを行うということであれば納得する需要家もいると思う。
・ ＬＮＧ輸入価格について、原油価格とリンクする価格で購入しており、調達努力

が見えない。
・ 国の安全審査基準による緊急安全対策を終える前に、再稼働をする計画はおかしいと思う。特に玄海原発の安全対策は可燃ケーブルの交換、非常用緊急冷却ポンプの移設など、事実上不可能。

〇意見陳述２３番：門馬 睦男 氏
・ 公聴会等で出た意見を踏まえて値上げを取り下げるつもりが無いのであれば、九州電力が公聴会に参加して意見を聞く意味がない。
・ 審査を行う経済産業省は、九州電力の内部留保がどれほどか把握をしておくべき。
・ 人件費は、公務員の賃金を参考にすべき。
・ 原発工事の重層下請けや暴力団介在によりピンハネが行われているという噂があるが、対策はしっかりとすべきである。また、燃料調達価格にも不振がある。
・ 値上げを行うのであれば、人事を刷新してから出直すべき。

〇意見陳述２４番：松枝 正幸 氏
・ 値上げの前に、燃料費が安くなるように企業努力を行うべき。天然ガスの調達先を見直せば、当面赤字でも燃料費が大きく下がって値上げなしでもカバーが可能。
・ 原価算定上の原子力運転計画を白紙撤回すべき。福島事故にみられる健康・住民生活への懸念、使用済核燃料プールが福島事故にみられる健康・住民生活、巨額の安全コストの統括原価方式による料金転嫁、原発事故費用等の問題から、再稼働は許されない。
・ 総括原価方式は他の民間企業と事なりコスト削減の努力をしないでも、コストを全て電気料金に転嫁できる仕組みとなっており、これまでも多くの問題点があった。総括原価方式での値上げは認められない
・ 役員報酬を３５％削減して３２００万円は高すぎる。

〇意見陳述２５番：山崎 倉俊 氏
・ 福島の事故によって１６万人が避難生活を送り、活断層の存在も明らかになる中、再稼働は絶対に容認できない。値上げと再稼働をセットで出しているのは遺憾である。
・ 格差と貧困が広がっている状況で、格差をさらに深刻にする公共料金の引き上げはやめてほしい。
・ 韓国の料金が安いという話があるので、コストの比較を示してほしい。
・ 個々の費用の内容把握が困難。第三者機関での経営監査を行った上でないと値上げの議論を受け入れられない。

〇意見陳述２６番：中村 高明 氏
・ 中小企業家同友会全国協議会の九州・沖縄ブロックでアンケートを取ったところ、多くの方が厳しい意見があった。
・ リーマンショックから立ち直ろうとする矢先の値上げは大きな負荷であるが、電気を九電から買うしかないため、九電には、徹底した経営努力を行い、やむを得ず値上げする場合は最小限にすることを求めたい。
・ 国に対しては、発送電分離などの電力自由化推進、料金値上げに関する監督機関

の設置を求めたい。

・　日本の将来のために、東西の周波数を統一すべきと考える。

以上

公聴会における主な意見（福岡会場：２日目）

1. 日時：平成２５年２月１日（金）９：３０～１２：３０
2. 場所：福岡合同庁舎新館　共用大会議室
3. 意見陳述人の主な意見

〇意見陳述１番：三輪 幸子 氏

・ 原発停止により燃料費の増加によって値上げということだが、値上げの理由となっているコスト計算の内訳と説明が不明瞭。
・ 再稼働ができなかった場合は、修繕費をストップするという発言は、消費者への脅しに聞こえる。
・ 広告宣伝費や、特定の政党への寄付について、詳細を教えてほしい。
・ 社員の年収を削減すべきでなく、削減すべきは高額な役員報酬である。やらせで責任を取ったはずの顧問に対して高額な報酬が支払われていることも問題。
・ 安全性が確立されていない原発再稼働を織り込んだ値上げは納得できない。
・ 「原子力発電所の再稼働の遅延がもたらす大幅な赤字」との前置きは、再稼動したい経済界と九電側の一方的な言い分であり、市民への圧力。
・ コスト削減やエネルギー転換などの企業努力を蔑ろにして消費者だけに負担を押し付けることは認めがたい。福島の事故を受けて原発の危険性を真摯に受け止め、原発に頼らない発電方法を探究して欲しい。
・ 「値上げを撤回する気持ちは無い」という昨日の公聴会での社長の発言は、公共料金を扱う企業としての自覚が無い。
・ 原子力はコストが安いわけではない。未来へツケ回しをすることはすべきでない。
・ 公聴会の内容を公開し、さらに広い国民から意見を募集し、値上げは撤廃してほしい。

〇意見陳述２番：入江 亮 氏

・ 値上げの理由となっている原発停止による燃料費の増加は、そもそも原発比率が高すぎたこと、設備投資を失敗したことが理由である。経営の失敗を、電力会社を選べない消費者に転嫁することは納得できない。
・ 九州電力及び株主は経営責任を果たすため、債務超過・経営破綻を受け入れるべき。

〇意見陳述３番：脇 義重 氏

・ 九州電力で原発事故が起こった場合、東電と同様の賠償が発生すると、総資産を売却しても足りないのではないかと思う。
・ 経営改善策が施されていない（①原発存続・再稼動を前提とした資産的・営業的な計算が今回の値上げ申請書に織り込まれている。②立地周辺への地元対策費、原子力事業の広報費などの是正がされていない、何にどれほどつかわれたのか。③発送電分離、スマートグリッドへの対応をしっかりとすべき。）
・ 値上げ申請は一回では留まらない。低額燃料確保の説明がない（①円高基調で値上げを許可したら円安時に値上げ申請が繰り返す、②より安価な燃料輸入確保の

経営努力への言及なし）。
・ 電化製品の普及など電力利用を消費者に奨める一方で利用者に転嫁している。赤字の解消方法は利用料金値上げ以外にあるはずであり、株主配当ではなく、消費者に還元すべき。
・ 公聴会は地方でも開催すべき。

〇意見陳述４番：田中 裕子 氏
・ 原発について学習するほど、問題の深さに恐れを抱くようになった。
・ 大切な「いのち」の対極にあるのが原発だと福島の事故で思い知らされた。原発再稼動を前提とした電気料金値上げは絶対に許容できない。九電は不断の経営努力をされているふうには見えない。電力会社はもっと市民の生活に寄り添うべき。原発の無い社会にすべき。

〇意見陳述５番：田原 幸子 氏
・ 福島事故を単なる事故に終わらせるだけでなく、これを機に原発の無い社会へすべき。
・ 九州電力は、消費者に対してわかりやすい説明をすべき。原子力に関係するお金の流れもよくわからない。今回の値上げに関する情報がどこまで出ているのかもわからない。
・ 再生可能エネルギー固定価格買取制度によりさらに消費者の電気料金負担が増える。
・ 原発再稼動を前提とした電気料金値上げは絶対に許容できない。最大限の経営努力をしてほしい。

〇意見陳述６番：勝連 裕子 氏
・ エネルギー選択の自由を認めて欲しい。先進諸国ではスマートグリッドや再生可能エネルギー分野での新技術の開発・普及で雇用増、輸出を実現している。日本と九州のエネルギーの潜在力は高いのに資源を輸入に頼り、自国の優秀な人材・技術を活用せず、エネルギー安全保障を理由に原発に依存しようとしているのは信じられない。
・ 放射線による汚染で大きな被害を受けている人がいることを認識すべき。こうした被害が進むと今後、福祉関連予算が増加し、国家の破綻にもつながりかねない。
・ 核燃料サイクルは百害あって一理なしであり、その予算を原発廃止・環境汚染対策予算に回すべき。
・ 総括原価方式では値上げに納得できない。電力の自由化も進めるべき。
・ 天然ガスや褐炭ガス化によるコンバインド発電でコジェネやスマートグリッドを取り入れれば送電ロスも少ない。最終的には再生可能エネルギーと蓄電技術を組み合わせて安定したシステムを完成させれば国産のエネルギーを実現できるのではないか。
・ 今後も続く被曝労働についても考えてほしい。

〇意見陳述７番：植田 圭史朗 氏
・ 値上げの理由が燃料費の増加が原因としているので、燃料調達単価が適正である

かを知りたい。
・ 値上げの前に、経営を圧迫している燃料費コスト対策を先に実行すべき。また、燃料費調達価格、契約内容の変更、原油・石炭の比率を高めるための環境対応、原発利用率が低下した場合の対策の有無、ＬＮＧ購入相手国との仲裁交渉努力、為替差損の負担、など教えてほしい。
・ 原子力発電コストは安いと言われているが、フロントエンド、バックエンド、事故リスク、廃棄物費用等のトータルで本当に安くなるのか疑問。

〇意見陳述８番：柿坂 政臣 氏
・ 料金値上げに反対。少なくとも、大幅に圧縮すべき。
・ 原発だけが永久的なエネルギーでないので、情報開示の下、地域からの知見を借りて再生可能エネルギーの導入を進めるべき。
・ 有識者会議の指摘にもあるような諸点（原価の厳格な査定、行政による事後チェック、あるべき適正な費用のみの回収、他社供給力や需要側の取組の活用）を徹底すべき。①値上げ認可時には厳格な査定、値下げ届出や事後評価においても的確なチェック、②あるべき適切な費用のみの回収、③自らの供給力のみでなく、他社分や需要側の取組も活用した安定供給確保。
・ 利益保証されている総括原価方式は見直すべき。
・ 自由化部門でなく、規制部門から大きな利益を出しているのは問題である。

〇意見陳述９番：河内 俊英 氏
・ 社員の給与は全体の費用の中では微々たるものであり、下げることは適正ではない。経営責任を取るという意味で役員報酬や株主配当の削減にウェイトの重きを置くべき。
・ 設備投資の見直しの方針について具体的な説明をすべき。新エネルギーへの設備投資であれば納得できる。
・ 再稼働できない場合は再値上げというのは脅しである。
・ 新型火力や自然エネルギーなどの新たな電源確保の計画や、省エネ・節電を促すビジネス活用の予算計画となっているか。そのような努力をすべき。
・ 値上げの根拠となっている不足金額の積算根拠が不透明。資産の売却・内部留保も含めて処分したという努力が見られない。
・ プルサーマルは通常の値段より高いが、なぜそれを続けるのか理解できない。
・ 原発のランニングコストは安いと言うが、バックエンド費用も含めてどうなのか。積み立て不足が多いのであれば廃炉にした方が安く済む。

〇意見陳述１０番：平井 収 氏
＜欠席＞

以上

参考資料（3）

関西電力及び九州電力の家庭用電気料金値上げ認可申請に関するチェックポイント

平成25年2月1日
消　費　者　庁

電気料金は、消費者にとって生活の基礎をなす必需的なものであり、さらには、地域独占的に供給されており、事業者の選択肢がなく、その料金の値上げは、国民生活に大きな影響を与えるものである。このため、電気事業者が、徹底した経営効率化の努力を行うとともに、料金の水準及び内容並びに提供されるサービスについて十分な情報提供及び明確な説明を行い、電気料金の値上げについて、消費者の理解がより得られるようにすることが重要である。そして、提供されるサービスが、可能な限り低廉であり、かつ、中長期的にも安定供給が確保されるものとして、消費者の権利に即し消費者の利益により適ったものになることが求められている。

消費者庁では、今般の関西電力及び九州電力の値上げ認可申請に当たっても、こうした観点から、以下のとおりチェックポイントを作成した。なお、東京電力の値上げ認可申請時に活用したチェックポイントは、公的資金が投入されている等の事情を反映して作成したものであるが、以下のチェックポイントは、そのような事情を除いた観点から作成した。

※１　今後の検証過程で変更を加えることがあり得る。また、原価に算入されない項目にも、言及していることに留意。

※２　事業者によっては、申請内容に該当しない項目もあり得る。

【人件費等について】

［給与等］

① 役員給与（一人当たり）、社員の給料手当（一人当たり）について、それぞれの立場に応じて、地域特性等の事情も踏まえて削減されているか（最大限の効率化が求められる状況下で、役員数を増やした理由について、分かりや

すく明確に説明しているか。)。

特に、役員給与(一人当たり)については、国家公務員の指定職職員の給与、上場会社の平均役員給与等の水準を参考に減額しているか。

また、一人当たり社員の給料手当水準の算定について、公益企業業種の単純な平均を用いるのではなく、各公益企業業種の人員規模も比較・加重しているか。

② 役員給与及び社員の給料手当の水準の算出・比較に関し、補正(地域、年齢、勤続年数)方法の選択は合理的なものとなっているか。さらに、その補正方法に用いる統計調査・計算方法は、両電力会社で同じものか。

[厚生費等]

③ 厚生費等は、必要最低限の額が計上されているか。

○法定厚生費:健康保険料の事業主負担について、申請内容(関西電力:56%、九州電力:58.5%)を下回る、50%を目指した可能な限りの削減をしているか。

○一般厚生費:

・厚生施設費・文化体育費の削減が行われているか。行われていない場合には、その理由を明確かつ合理的に説明しているか。

・カフェテリアについて、余暇・レジャー等の支出の廃止・縮減が行われているか。行われていない場合には、その理由を明確かつ合理的に説明しているか。

・その他各種奨励金・拠出金等(例えば、自社株の取得を目的とするもの 等)について、廃止・縮減が行われているか。行われていない場合には、その理由を明確かつ合理的に説明しているか。

○出向者への給与、顧問料等について、原価算入に値するものに限定されているか。

【調達等について】

④ 競争入札比率については、申請内容(30%)を超えて、60%を目指した水準となっているか。また、各年の競争入札比率の導入目標を設定しているか。競争入札以外の方法による調達のうち、関連会社とそれ以外の会社とが占める割合を公表しているか。

⑤ 随意契約を含む調達費用の削減率について、各電力会社のこれまでの取組のみならず、今後の効率化努力も踏まえつつ、10%程度を目標としているか。また、その削減対象となる分野を、可能な限り拡大しているか。

⑥ 競争入札比率の拡大及び随意契約費用の削減等、調達の見直しについて、第三者の視点をもって、その進捗を継続的に検証できるような仕組を検討しているか。

⑦ 広告宣伝費及び交際費の大幅な削減、兼職職員への人件費等の支払の廃止・縮減が行われているか。また、警護等で必要な場合を除く幹部送迎用社用車の廃止・縮減を行っているか。これらの対応が行われていない場合には、その理由を明確かつ合理的に説明しているか。

⑧ 寄付金、団体費、交際費等は、廃止・縮減されているか。

⑨ 電力中央研究所への分担金は、その内容が真に必要なものに限られているか。（各研究テーマとそれぞれの予算額、再委託を行う場合はその比率。）

⑩ 子会社・関連会社の役員の報酬・賞与・退職慰労金について、その削減が各電力会社本体における措置に準じたものとなっているか。

⑪ 子会社・関連会社の役員を兼務している者は、その報酬を辞退又は削減しているか。

⑫ コスト削減努力を明確かつ定量的に原価の削減に反映しているか。（例えば、スマートメーターの調達改善努力、導入による業務効率化等による人件費・修繕費等の削減 等）

【事業報酬について】

⑬ 安定供給、財務状況等を踏まえ、事業報酬率は適正なものとなっているか。

【減価償却費、レートベースについて】

⑭ 減価償却については、対象となる資産の範囲・種別が明確で合理的なものになっているか。

⑮ 原価算定期間内に稼働が見込まれない原発設備をレートベースに含める理由は何か。また、建設中の資産について、レートベース算入・不算入の根拠が説明されているか。

【燃料費、購入電力料等】

⑯ 火力発電所の稼動増に対し、電源構成（原油、ＬＮＧ、石炭等）の発電単価を踏まえた燃料費の抑制策を講じようとしているか。

⑰ 今回の原価算定期間において、燃料調達の長期契約の満了件数及び契約更改等によるコスト削減の定量的な見込みはどのようになっているか。また、ＬＮＧの調達に関し、中途解約の違約金について、どのように設定されているか明らかにされているか。

⑱ 燃料費の低廉化について、具体的な取組方針が、必要な情報とともに説明されているか。また、これらの取組による燃料費削減期待額を織り込んで、予め燃料費を削減できないか。

⑲ 他の電力会社及び電気事業者に支払う購入電力料及び再処理積立金について、その内容は明らかにされているか。また、広告宣伝費、寄付金、団体費等は削減されているか。契約相手方に対して、電力会社は削減努力を求め、定量的な削減を織り込んでいるか。

⑳ 原価算定上、平成 25 年 7 月から原子力発電所が再稼動することを織り込んだ理由と再稼動しない時の電気料金への影響を明確に説明しているか。

㉑ バックエンド費用について、その内容及び電気料金との関係が分かりやすく明確に情報提供されているか。

【規制部門と自由化部門の関係について】

㉒ 原価の部門間の配分について、規制部門と自由化部門を比較した妥当性が検証でき、定量的で平易な説明を行っているか。

㉓ 規制部門と自由化部門の損益構造が、バランスのとれたものとなっているか。

【需要の推計、見込みと実績の乖離について】

㉔ ピーク需要の推計は、合理的な根拠に基づき適切に行われているか。また、ピーク需要比については、景気拡張期、後退期をどのように織り込んでいるか明らかにされているか。

㉕ 過去の原価算定期間内における販売電力量（特に、供給約款に係る部分）及び原価項目について、見込み値及び実績値並びにその乖離を公表しているか。また、今後についても、同様に公表するか。

【新料金体系への移行に向けた情報提供等について】

㉖ プランの変更について、各消費者が試算できるよう、工夫しているか。各消費者の使用実績を基にした各プランの値上がり幅を周知しているか。

㉗ 省エネ、節電のインセンティブが高まる料金メニュー等が設定されているか。

㉘ 対象となる消費者に応じた適切な方法で、新料金体系及び原価項目（公租公課も含む）の増減要因等を、事前に周知・説明することにしているか。

㉙ また、消費者への負担に加えて、取引先、株主等各ステークホルダーの負担についても定量的なデータを明示する等分かりやすく周知・説明することとしているか。

㉚ （料金改定が認可される場合・料金改定後も）消費者からの問合せ・苦情に対して、丁寧な説明（適当な場合には業務への反映）等消費者対応に万全を期しているか。

【資産売却等】

㉛ 保有する不動産や子会社等の株式、子会社等が所有する資産の売却について、積極的に行っているか。その進捗の公表を行っているか。

㉜ 電力会社本体が行う附帯事業について、電力事業に負担となるような事業については、必要な見直しがなされているか。

【電灯需要の伸び予測、最大電力量想定及び節電予測について】

㉝ 次のような観点も踏まえて、最大電力量の根拠として、特に節電を行うことによる影響をどのように見込んでいるのかについて、明確かつ合理的に説明されているか。

（１）需給逼迫への対策として行われた節電要請の継続や他の代替エネルギー自給の流れ、値上げによる負担増回避のための節電等が需要の伸びに与える影響。

（２）節電予測について、両電力会社が行ったアンケート結果の評価。

（３）定着する節電量の想定。（一定量とするか、一定率とするか。）

㉞ 供給予備力はどのような根拠で算出されるのか明らかにされているか。また、仮に、予備力を上回る電気供給を行わなければならなくなった場合、その対応はどのようなものか明らかにされているか。

【適切な審査等】

㉟ 消費者への情報提供の内容に関し、消費者等からの意見を踏まえた継続的な改善をしていくことにしているか。

㊱ 公聴会終了後の審査プロセスにおいても、一層の情報公開を行うことにしているか。例えば、査定方針案の公表を計画しているか。

㊲ （料金改定が認可される場合）改定された料金の実施時期は、改定に関する消費者の理解の浸透状況を踏まえたものとなっているか。

【今後、中長期的に取り組むべき事項】

㊳ 消費者が電気料金を理解するに当たって、電力事業、核燃料サイクル政策を含めたエネルギー政策の今後の在り方についての理解も必要であるが、十分な説明と情報提供をすることにしているか。

以上

参考資料（4）

消費者庁からの意見への対応について

平成２５年３月

経済産業省

Ⅰ．全体的な評価

○人件費、調達等に関して、基本的には「チェックポイント」が、査定方針案に的確に反映されたものと評価できる。このため、今般の査定方針案に適用された考え方や基準は、今後の料金査定を公平かつ効率的なものとする新たな指針になると考えられる。

また、今回の公聴会の運営、審査プロセスの透明性等についても評価できる。

○他方、Ⅱ．に掲げる個別の項目については、更なる改善を求めたい。

○新料金体系への移行に向けた情報提供については、電力会社が消費者及び消費者団体（行政・事業者と消費者をつなぐ役割が期待される。（以下「消費者団体等」という。）に直接説明する等、単なる情報公開ではなく、個々の消費者に届くような積極的かつ丁寧な周知が必要であり、このために十分な周知期間をとるべきである。

○また、電力会社は、ホームページにＦＡＱを掲載すること等を通じ、公聴会等で示された消費者の主な疑問に対して、明解かつ丁寧に答えていくべきである。

１．電気料金の認可プロセスについては、平成２４年３月にとりまとめた「電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議」報告書や、消費者委員会・消費者庁の提言内容を踏まえ、東京電力の料金審査プロセスを改善したが、関西電力及び九州電力の申請に係る審査に当たっては、東京電力の際の経験も踏まえて、更なる見直しを行った。具体的には、電気料金審査専門委員の委員として、消費者問題の専門家に参加いただくとともに、電気料金審査専門委員会の審議についてインターネット中継を行った。また、公聴会については、東京電力の際よりも募集期間を長期化し、消費者団体等を通じ約１，２００団体に周知依頼を行うとともに、電気料金審査専門委員会の委員の参加も得た。

２．電気料金審査専門委員会の審査においては、消費者庁より示された「関西電力及び九州電力の家庭用電気料金値上げ認可申請に関するチェックポイント」も踏まえた形で議論が行われ、電気料金審査専門委員会査定方針案（以下、「査定方針案」という。）に反映した。

３．新料金体系への移行に向けた情報提供については、これまでも関西電力及び九州電力において、消費者団体等への説明会、個別訪問、ホームページ上での情報提供等を行ってきたところであるが、引き続き丁寧な周知・説明を求めてまいりたい。また、新料金体系の実施時期は、十分な周知期間を確保する観点から、５月１日とする。

Ⅱ．今般の値上げの認可申請に際し検証した事項

１．人件費等について

○厚生費については、

・健康保険料の事業主負担について、査定方針案では55%を上限としているが、法定負担割合の50%を目指した削減とすべきである。

・自社持株奨励金として従業員拠出金に対して５％の奨励金を支出している点については、原価算定算入には適さない。

・カフェテリアプラン等に加え、その他各種奨励金等一般厚生費における各項目の削減状況も明確化すべきである。

これらの項目については、消費者の納得性に鑑みて、必要最低限の額を計上すべきである。

１．「一般電気事業供給約款料金審査要領」（平成24年3月全面改定。以下、「審査要領」という。）において、「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。」と定められている。

２．健康保険料については、健康保険法第１６１条において、「被保険者及び被保険者を使用する事業主は、それぞれ保険料額の二分の一を負担する」と定められているが、同法第１６２条では、「健康保険組合は、前条第１項の規定にかかわらず、規約で定めるところにより、事業主の負担すべき一般保険料額又は介護保険料額の負担の割合を増加することができる」と定められている。査定方針案では、健康保険料の事業主負担割合については、審査要領における基準に基づき、「健康保険組合の現勢（平成２４年３月末現在）」において、７００人以上の被保険者を必要とする「単一組合」に「連合組合」を加えた「単一・連合の計」（全組合の８１．６％）の平均事業主負担割合（５５％）を上限として原価算入を認めることが適当であるとされているが、他の公益企業の例も参照しつつ、事業主負担割合が原価算定期間中に53%台に低減するものとして、原価算入することとする。

３．一般厚生費については、労働安全衛生法や次世代育成支援対策推進法といった法令等に定められた企業としての責務を果たすもののほか、各種奨励金やカフェテリアプラン等従業員の福利厚生、モチベーションの維持・向上を図るものも含まれているが、関西電力・九州電力ともに、これまで各種奨励金等の廃止・整理、体育・保養施設の廃止等を行ってきた結果、今回の申請における従業員一人あたりの一般厚生費は、前回平成20年料金改定原価に比べ、それぞれ２８．１万円から２５．９万円（関西電力）、３２．８万円から２４．１万円（九州電力）に減額されている。この結果、審査要領に基づき、日本経済団体連合会「２０１１年度福利厚生費調査結果報告」の１，０００人以上企業の平均値（３１．１万円）と比較した両電力会社の一人あたりの一般厚生費の水準は妥当であると考えられる。ただし、持ち株奨励金については、電気料金の値上げを行う状況下における費用の優先度を考慮し、原価算入を認めないこととする。

（参考）関西電力及び九州電力による厚生費効率化の状況

（関西電力）「第２回家庭用電気料金の値上げ認可申請に関する調査会」資料５－１より

一般厚生費の効率化

10

・当社は従来から一般厚生費の不断の効率化に取り組んでおり、既に部分自由化前（平成11年度）と比べ、約７４億円削減。さらに今回申請にあたり保養所の全廃などを実施し、一人あたりの一般厚生費は25.9万円と、全産業平均（30.7万円）、1000人以上平均（31.1万円）よりも低い水準。

一般厚生費の削減　（H11→今回申請）

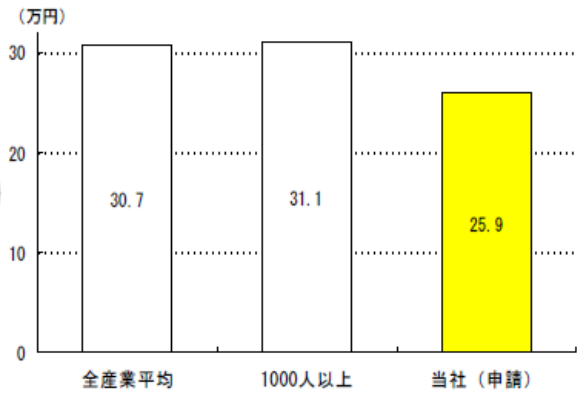
①一般厚生費の削減（H11→H23年度）

［費用削減項目］	（金 額）
財形施策の削減	▲64億円
保養所の廃止（12→2箇所）・文化体育費の削減およびカフェテリアプランへの仕組替え	▲10億円
社宅・寮運営費の削減	▲2億円
［費用増加項目］	
メンタルヘルス対策、労働災害防止施策の拡充	＋2億円
H11→H23 増減合計	▲74億円

②一般厚生費の削減（今回申請）

［費用削減項目］	（金 額）
保養所の全廃（2→0箇所）、飲食施設の全廃（1→0箇所）、体育施設の廃止（6→1箇所）	▲4億円

［一般厚生費（一人あたり）の水準］



※「日本経団連 福利厚生費調査結果報告（H22年度）」より算出

（関西電力）第１３回電気料金審査専門委員会資料８－３より

5. 厚生費の概要

15

・法定厚生費は、給料手当の引下げに伴う削減や、健康保険料における会社負担比率を６６．２％から５６％（単一・連合の計、H23.3末）に引き下げることで、前回（Ｈ２０改定）に比べ、約２８億円の減少。

・一般厚生費は、保養所の全廃などを織り込むことで、前回（Ｈ２０改定）に比べ、約４億円の減少。

（単位：百万円）

	前回（H20）①	今回（H25～H27平均）②	差引 ③=②-①	備　考
法定厚生費	24,526	21,752	▲ 2,774	給料手当の削減に伴う減少（法定厚生費全般）
健康保険料	8,708	7,327	▲ 1,381	会社負担比率の引下げ（現行：66.2%→56%）
雇用保険料	1,590	1,232	▲ 359	
厚生年金保険料	12,795	11,906	▲ 889	
介護保険料	445	549	104	介護保険料率の増加（前回：3.95‰→今回：5.5‰）
期末社会保険料引当・充当	36	▲ 147	▲ 182	
その他法定厚生費	951	884	▲ 67	
一般厚生費	6,133	5,705	▲ 428	
厚生施設費	2,338	1,898	▲ 440	保養所全廃等
文化体育費	36	35	▲ 1	体育・文化部活動実績の減少
保健費	638	777	139	安全衛生対策費用の増加
慶弔費	307	265	▲ 42	弔慰金支払実績の減少
持株会奨励金	130	136	7	持株会拠出口数の増加
持家財形貯蓄利子補給	665	475	▲ 190	貯蓄残高の減少
カフェテリアプラン	1,471	1,555	84	カフェテリアポイント使用実績の増加
その他一般厚生費	548	564	16	遺児育英年金支払実績の増加
厚生費　計	30,659	27,457	▲ 3,202	

（九州電力）「第２回家庭用電気料金の値上げ認可申請に関する調査会」資料６より

福利厚生費の効率化

「第2回家庭用電気料金の値上げ認可申請に関する調査会」資料6（P10）

○　健康保険料の会社負担割合の見直しや、当社所有の保養所の全廃、財形制度補助金の見直し等を実施したことにより、前回原価と比べ27.1億円削減。

〔主な見直し内容〕

（億円）

項　目	前 回（H20）	今 回（H25～27平均）	今回－前回	主 な 内 容
法定厚生費	150.4	134.5	▲15.9	o 健康保険料の会社負担割合の見直し（▲5.6） ・65.8% → 58.5% o 年収水準見直し、人員減による費用の減 等（▲10.3）
一般厚生費	40.1	28.9	▲11.2	o 当社保有の保養所（４箇所）の全廃（▲3.6） o 財形制度補助金の見直し（▲4.1） ・利子補給金会社保証利率の引下げ ・利子補給限度額の引下げ o カフェテリアプランの見直し（▲0.7） ・宿泊施設利用補助の廃止等 o その他、保健費の削減、体育施設関係費用・文化体育費の原価不算入、人員減等による費用の減 等（▲2.8）
合　計	190.5	163.4	▲27.1	—

（九州電力）第１３回電気料金審査専門委員会資料９－３より

５－１　法定厚生費

16

○　法定厚生費は、社会保険料率の引き上げがある一方で、年収水準の見直しの影響による減、健康保険料の会社負担割合の見直し等により、前回原価と比べ約16億円の削減。

（百万円）

	今回				前回（H20）	今回－前回
	H25	H26	H27	H25-27平均		
健康保険料	4,562	4,522	4,473	4,519	5,438	▲ 919
介護保険料	449	479	498	475	278	197
厚生年金保険料	7,220	7,306	7,374	7,300	7,651	▲ 351
児童手当拠出金	128	126	125	126	104	22
労災保険料	208	206	204	206	340	▲ 134
雇用保険料	723	717	709	716	1,195	▲ 479
健康診断費	267	264	261	264	271	▲ 7
その他	24	24	24	24	0	24
原価不算入分	▲ 178	▲ 180	▲ 182	▲ 180	▲ 235	55
合　　計	13,403	13,463	13,487	13,451	15,042	▲ 1,591

※ 原価不算入分は、新規事業・海外事業等の従事者分

５－２　一般厚生費

17

○　一般厚生費は、当社所有の保養所の全廃、財形制度補助金等の見直しなどにより、前回原価と比べ約11億円の削減。

（百万円）

	今回				前回（H20）	今回－前回
	H25	H26	H27	H25-27平均		
保健費	163	161	159	161	222	▲ 61
衛生・安全関係費	71	70	70	70	74	▲ 4
厚生施設費	930	922	912	921	1,369	▲ 448
静保養所関係費	0	0	0	0	386	▲ 386
体育施設関係費	0	0	0	0	7	▲ 7
寮関係費	902	894	884	893	964	▲ 71
その他	28	28	27	28	12	16
文化体育費	0	0	0	0	51	▲ 51
慶弔費（弔慰金）	15	15	15	15	24	▲ 9
団体定期保険料	99	98	97	98	108	▲ 10
共同施設電気料	180	178	176	178	269	▲ 91
共済会	89	88	87	88	92	▲ 4
自社株投資会	67	66	66	66	67	▲ 1
財形制度補助金	269	266	263	266	765	▲ 499
厚生措置	105	104	103	104	110	▲ 6
カフェテリアプラン	966	957	946	956	1,011	▲ 55
その他	7	7	7	7	5	2
小　　計	2,959	2,932	2,900	2,930	4,167	▲ 1,237
原価不算入分	▲ 37	▲ 37	▲ 37	▲ 37	▲ 150	113
合　　計	2,922	2,895	2,863	2,894	4,017	▲ 1,124

経費対象人員（人）	12,123	12,014	11,883	12,007	12,234	▲ 227
小　　計（百万円）	2,959	2,932	2,900	2,930	4,167	▲ 1,237
1人あたり一般厚生費(万円)	24.4	24.4	24.4	24.4	34.1	▲ 9.7

※ 原価不算入分は、新規事業・海外事業等の従事者分

○退職給付費用については、給与水準の削減と整合的になっているか確認すべきである。

１．関西電力及び九州電力の退職給付制度は、毎年度の勤務成績に応じて退職給付の基礎となる金額が加算され、この退職時までの累積加算額が退職時における退職給付額となる制度等となっており、給与手当の削減とは連動しない。

２．他方で、標準的な従業員の退職給付金水準について、申請においては、関西電力が２８，９６２千円、九州電力が２５，９１０千円となっているが、審査要領に基づき、１，０００人以上の企業を対象とした人事院調査のデータ値（２６，５２６千円）及び中央労働委員会調査のデータ値（２３，４３３千円）の平均値（２４，９８０千円）を上限に、原価への算入を認める。

３．この結果、申請原価は、関西電力が約１２億円、九州電力が約１億円削減される。

２．調達等について

○競争入札の比率の目標を、昨年７月の東京電力株式会社値上げの対応を踏まえ、60%に近づけるべきである。

１．競争入札の比率について、関西電力は、「平成 23 年度の競争発注比率は 15%程度であり、競争発注以外の特命発注（85%程度）のうち、一般会社と関係会社の割合は、それぞれ約 50%である」とした上で、「高い業務品質が必要な場合、既設関連でメーカーの知見等が必要な場合、時間的制約による場合、機能分離子会社にアウトソースしている場合など、競争発注が不能なものと困難なもので調達全体の 70%弱を占めている。競争発注比率を、今後３年間で２倍の３０％まで拡大させるとともに、拡大に向けた取組みを実施していくなかで、さらなる積み増しについても取り組んでまいりたい。その後については、安全・安定供給への影響、トータルコスト評価を考慮のうえ、３年後にあらためて目標を設定するなど、３０％からの更なる積み増しを検討してまいりたい。」としている。

２．九州電力は、「平成２１～２３年の３か年平均における随意契約による発注のうち、子会社・関連会社の占める割合は約 44%、外部事業者の割合は 56%である」とした上で、「新規取引先の開拓や分離発注の推進、お取引先提案の活用などの施策により、子会社・関係会社の取引を含め、今後３年間で平成 23 年度実績（14%）の２倍にあたる３０％の目標達成を目指し、可能なものから速やかに実施するとともに、競争拡大へ向けた取組みを重ねていく中で、取組み実績を検証しながら、更なる積み増しについても検討してまいりたい。さらに、３年後にあらためて、それまでの取組み実績を検証のうえ、更なる競争拡大に向けた目標設定の検討を行うこととしたい。」としている。

３．料金原価について、関西電力及び九州電力は、資材調達や工事・委託事業等に関し、今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについて、入札の実施の有無にかかわらず約 7%の調達価格削減を織り込んで申請している[1]が、「東京電力に関する経営・財務調査委員会」等の第三者による確認を受け 10%の調達価格削減を織り込んだ東京電力の例を勘案し、各費用項目の性格に応じ、コスト削減を求めることが困難である費用を除き、コスト削減額が原則 10%に満たない場合には、未達分を減額する。その際、両社が震災後に行った経営効率化の取組のうち、原価織り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する[2]。この結果、関西電力については約 82 億円、九州電力については約 35

[1] 調達費用について、関西電力は、平成 22～24 年度に特命発注から競争発注に変更した購入品（251 件）について、競争発注導入効果を集約した結果、平均 6.8%の削減を確認したため、削減率を 7%と設定し、今回申請の料金原価には、入札・随意契約を問わず、既契約分等を除く発注案件すべてに 7%の削減を織り込んでいる。九州電力は、平成 21～23 年度の全社競争入札の実績を抽出して、削減率平均 7.1%を算定し、今回申請の料金原価には、入札・随意契約を問わず、既契約分等を除く発注案件すべてに平均 7.1%の削減を織り込んでいる。

[2] この 10%の経営効率化を求める根拠として、査定方針案では、「関西電力及び九州電力が、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、自らの調査に基づく削減幅であり、第三者による徹底的な調査を経たものではない。また、関西電力からは、分野によっては過去１５%の削減を行った事例もあるとの説明があった。このため、７%の目標をそのまま受け入れることは困難である。関西電力及び九州電力の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、関西電力及び九州電力にも適用することが合理的である。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比較した場

億円の原価の減額となる。

４．調達の見直しについては、第三者の視点を持ってその進捗を継続的に検証していくことが重要であり、査定方針案においても、今後の課題として「経営効率化に関し、今回の申請にとどまらずより長期的かつ持続的、効果的に経営効率化の取組を進めていくため、例えば発注の仕様を社内の人材が作成するために必要なエンジニアリング能力を向上させるなど、様々な取組を行い、その取り組みを随時公開するべき。また、経営効率化計画に係る評価について、電気料金の透明性を確保し、以って需要家の理解を得るために、外部の第三者の視点を取り入れた検討・検証を行う仕組みを導入するなど、電気事業者の経営効率化インセンティブを更に促進する仕組みを検討すべきである」とされていることもあり、今後、東京電力の事例を踏まえ、競争入札比率の更なる拡大を促すことを含め具体的な対応策を検討してまいりたい。

合、消費者物価指数等により地域補正した金額は、コスト削減前の東京電力・関西電力・九州電力では概ね同様の水準であることが確認された。このことから類推するに、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。このため、効率化目標数値１０％を適用し、減額を行う。」としている。

○子会社等からの調達について、人件費を含め、電力会社のコスト削減に照らした削減を可能な限り行うべきである。

1．　関西電力は、「関係会社の役員報酬や賃金については、各社が置かれた経営環境に鑑み、独自に判断することであり、当社がその内容を申し上げることは適当ではないと考えているが、効率化の方策として発注価格を7%削減することで、子会社・関係会社においても、人件費をはじめ、更なる効率化に努めていくものと考えている」、九州電力は、「当社から取引価格の低減を要請する中で、主に当社との資本関係が強い子会社・関連会社において、各社の経営状況に応じ、社長報酬を中心に▲20%前後の削減を行っている。なお、退職慰労金制度は、既に廃止している」とのことである。

2．　料金原価との関係では、資材調達や工事・委託事業等に関し、今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについて、入札の実施の有無にかかわらず10%の効率化を求めた上で、子会社・関係会社に対しては、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する。この結果、関西電力について約28億円、九州電力については約12億円の原価の減額となる。

○一般財団法人電力中央研究所の分担金については、真に必要な内容の研究に係る費用に限定して原価算入すべきである。

１．電中研の分担金については、電気の安定供給・安全確保に資する技術開発など横断的な研究課題について電力各社が個別に行うよりも効率的に行いうる面があるが、料金認可にあたっては、研究内容を個別に精査し、①販売促進的側面が強いなど料金値上げの際の優先度が低い研究、②海外の会議や団体に参加し、情報収集を行う研究であって実質的に団体費に類似する研究、③重複している研究については、原価算入を認めないこととする（この結果、関西電力については、５３３件の研究テーマのうち１２件、九州電力については、５１９件の研究テーマのうち９件が、原価算入を認めないことになった）。また、調達価格一般に適用される効率化努力の１０％減額を行う。さらに、同分担金は、本来電力会社本体で行うことも考えられる業務を集中的に行うため各社が費用分担するものであることから、分担金に含まれる電中研の人件費については、関西電力及び九州電力のコスト削減努力並に原価から減額（関西電力については申請額から約２０％、九州電力については申請額から約３０％を減額）し、その他の一般管理費等のコスト削減可能な経費についても、関西電力及び九州電力のコスト削減努力に照らし、１０％減額する。

２．この結果、原価からの削減額は、関西電力については、約６億円、九州電力については約４億円となり、電中研分担金は、前回平成２０年料金改定原価に比べて、両社ともに１／４弱程度の削減となる。

３．事業報酬について

○事業報酬について、適正であるかを明解かつ丁寧に説明すべきである。その際には、次に掲げる消費者の持つ疑問の例を参考にされたい。

（事業報酬について、消費者の持つ疑問の例）

・事業報酬は、電力会社の利益に相当するのではないか。消費者が電力を消費する対価（受益者負担）として、なぜ料金で負担しなければならないのか。

・事業報酬の算定に利用されている自己資本比率が実際よりも高い 30%をベースに算定が行われ、その実際との差額相当分を、消費者が電力を消費する対価（受益者負担）として、なぜ料金で負担しなければならないのか。

・原価算定期間内に稼動を見込まず、電力需要者である消費者への電力供給に直接的に寄与しない原子力発電所をレートベースに算入し、消費者が電力を消費する対価（受益者負担）として、なぜ料金で負担しなければならないのか。

１．事業報酬は、借入金・社債に対する支払利息や株主への配当金等に充当するための資金調達コストに相当するものであり、いわゆる利益とは異なる。すなわち、電気を安全・安定的に供給するためには、発電設備や送変電設備等の建設・維持管理を行う必要があり、電気事業者はそのための巨額の設備投資資金等事業運営に必要な資金を調達する必要がある。資金調達は、銀行等からの借り入れ、社債の発行による調達（他人資本）や株式の発行等による調達（自己資本）により行われるが、銀行・社債の債権者にとっては利子率、株主にとっては配当や株価上昇などがそれぞれ期待する収益率を上回る場合に、資金調達が可能となる。このため、電気事業法においては、これらの収益率に相当する額を「適正な利潤」（事業報酬）として電気料金による回収を認めており、一般電気事業供給約款料金算定規則（以下「算定規則」という。）に基づき、適正な事業資産価値（レートベース）に事業報酬率を乗じて算定される。

なお、かつては、支払利息や配当金等を積み上げるいわゆる積み上げ方式により事業報酬を算定していたが、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、電気事業者における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年に現在の事業報酬制度に変更したものである。

２．現行の事業報酬制度においては、適正な事業資産価値（レートベース）に事業報酬率を乗じて事業報酬額が算定されることとなっているが、事業報酬率については、算定規則において、自己資本報酬率に３割、他人資本報酬率に７割のウェイトを乗じた加重平均としている。自己資本報酬率に乗じる比率である自己資本比率については、レートベース方式導入当時は５割とされていたが、平成７年にガス、通信、航空、鉄道といった類似の公益企業の自己資本比率を参考に、電気事業として適正な自己資本比率として３割が設定されたものである[3]。現状、関西電力及び九州電力の自己資本比率は３割を下回っており、配当や支払利息等の実際の資金調達コストを上回る額が事業報酬として認められているの

[3] レートベース方式を採用しているガス事業、鉄道事業における自己資本比率はそれぞれ３５％、３０％となっている。

ではないかとの指摘があるが、関西電力、九州電力いずれも昨年度以降、大幅な赤字により自己資本が大きく毀損しており、財務体質悪化の中で資金調達環境が悪化している。こうした中、現行レートベース方式の下で資金調達コストの低減に努め、内部留保の充実を通じて将来の資金調達コストを低減させていくことは、中長期的な電気料金の安定性の観点から、需要家にとってもメリットがあるものと考えられる。

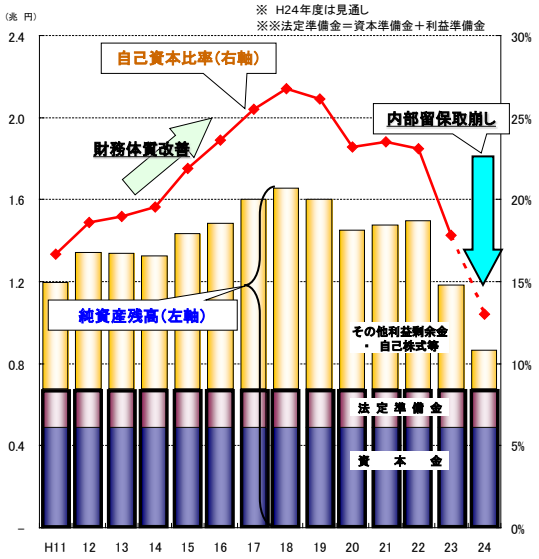
３．審査要領上、「長期停止発電設備については、原価算定期間内に緊急時の即時対応性を有すること及び改良工事中などの将来の稼働の確実性等を踏まえてレートベースに算入する」とされている。関西電力及び九州電力においては、一部の原子力発電所について、料金算定上原価算定期間内の再稼働を見込んでいないが、これらの発電所についても、高経年化対策等に加え、更なる安全性向上対策等の実施を計画し、再稼働に向けた準備を進めているところであり、原価算定期間以降には稼働するものと想定しており、現時点においては「適正な事業資産価値（レートベース）」と認められる。

関西電力株式会社及び九州電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針案ｐ７７

参考　自己資本比率の推移等（関西電力）

第18回専門委　資料4－1（関西電力）抜粋

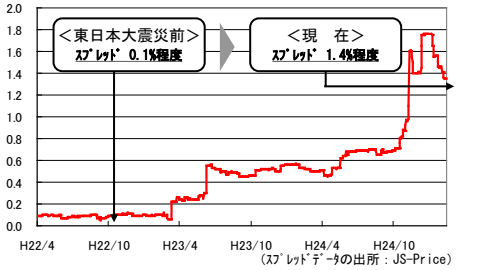
≪純資産残高と自己資本比率の推移≫



［資金調達額の推移（個別）］　（注）ＣＰ：コマーシャル・ペーパー

	H21年度	H22年度	H23年度	H24.3Q累計
社債	1,700	2,000	0	1,500
借入金	3,440	4,040	10,930	4,765
長期借入金	840	1,440	8,330	2,815
短期借入金	2,600	2,600	2,600	1,950
CP（純増減）	△ 200	△ 400	0	800
資金調達額計	4,940	5,640	10,930	7,065
有利子負債残高	29,466	29,436	34,301	36,930
（対前年度末）	△ 1,287	△ 29	＋4,864	＋2,628

［当社債の流通市場におけるスプレッドの推移（残存10年程度）］

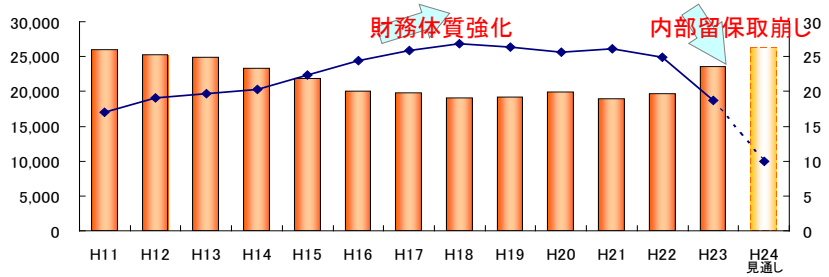


関西電力株式会社及び九州電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針案ｐ７８

参考　自己資本比率の推移等（九州電力）

第18回専門委　資料4－2（九州電力）抜粋

〔有利子負債残高と自己資本比率の推移〕

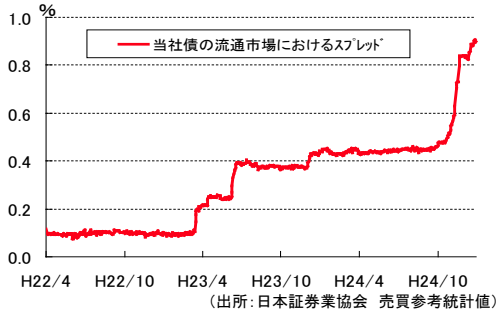


〔資金調達額の推移（個別）〕　（億円）

	H21	H22	H23	H24.3Q累計
社　債	600	1,300	－	800
借　入　金	1,216	1,710	7,380	3,760
長期借入金	170	550	6,260	2,620
短期借入金	1,046	1,160	1,120	1,140
ＣＰ（純増減）	－	300	▲300	－
資金調達額計	1,816	3,310	7,080	4,560
有利子負債残高	18,944	19,681	23,601	25,721
（対前年度末）	▲951	736	3,919	2,120

※1　CP:コマーシャル・ペーパー
※2　切捨て表示のため、合計が合わない場合がある

〔社債スプレッドの推移（残存10年程度）〕



（出所：日本証券業協会　売買参考統計値）

４．購入電力料について

○査定方針案では、日本原子力発電株式会社に支払う、購入電力料に含まれる人件費を関西電力株式会社と同等に合理化しているが、日本原子力発電株式会社自体が行う役員報酬及び人件費の削減幅等の合理化の内容を、より明確に定量的に説明すべきである。

１．関西電力が日本原電[4]に支払う原子力発電による購入電力料については、受電量に応じて支払う電力量料金と受電量にかかわらず支払う基本料金の組み合わせで設定されている。今回申請では、原価算定期間における受電量をゼロと見込んでおり、核燃料費等受電量に応じて支払う電力量料金は原価に算入されていない。他方で、今回申請においては、停止中の原子力発電所に係る維持管理や安全対策工事などに必要と見込まれる費用が原価算入されているが、これらの費用については、購入の相手方との契約書原本等を確認した結果、以下の理由から、原価に算入することを認めることが適当である。

①発電電力量の全量を受電会社に供給することとしているなど当該原子力発電所は契約の相手方との共同開発であると認められる。

②このため、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務があると考えられる。

２．また、関西電力が契約している敦賀発電所は、発電設備としては健全な状態にあり、日本原電においては、津波対策や耐震強化に係る改良工事を実施中であるなど、発電再開に向けた準備を実施中である。さらに、原子力規制委員会の有識者会合において、敦賀発電所敷地内破砕帯の評価が行われているところであるが、現時点で、原子力規制委員会としての最終的な結論は出されていない。

３．他方で、関西電力は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、関西電力自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分では足らざる部分については、原価から減額する。

４．とりわけ、日本原電については、関西電力の関連会社であり、役員における人的関係等を考慮すれば、日本原電からの購入電力料に含まれる人件費については、関西電力のコスト削減努力並に原価から減額し、その他の一般管理費等のコスト削減可能な経費についても、関西電力のコスト削減努力に照らし、１０％減額する。

５．特に、人件費については、日本原電の現行の常勤役員一人あたり報酬額２８００万円を関西電力同様、国家公務員指定職と同水準（１８００万円）とするとともに、関西電力の役員と兼務している非常勤役員への報酬については原価算入を認めない。また、一人あたり従業員給与については、現行７８０万円であるところ、関西電力の査定後の水準である６２７万円まで原価を減額する。

[4]日本原電は、電力９社と電源開発等が出資し、我が国で初めて商業用原子力発電所を建設した会社である。また、同社は設立以来配当を行っておらず、効率化による効果は購入電力料に反映している。

６．なお、査定方針案も踏まえ、さらに関西電力が日本原電と交渉した結果、平成 25 年度の受給契約において、工事の一部を翌年度以降に繰り延べることなどにより、査定方針案で示された金額からさらに減額されることとなった。

７．以上により、関西電力が日本原電に支払う原子力発電に係る購入電力料の申請額からの削減額は、25 億円となる。

５．電灯需要の伸び予測、最大電力量想定と節電予測、見込みと実績の乖離

○節電や省エネ行動による需要削減効果が料金に与える影響について、査定方針案は、一定の仮定をおいて試算し、料金が上がることを確認しているが、この試算の内容を具体的に分かりやすく説明すべきである。

同時に、この試算を誤解して節電が料金の支払い額までも増加させるといった認識が広まらないよう、節電により使用電力量を減少させれば、電気料金の支払い額を減少し得ることも説明すべきである。

なお、節電が広範囲に定着するのであれば、長期的には、設備投資の抑制等により原価が低減し、料金を下げる可能性があることも説明すべきである。

１．今般の認可申請に当たっては、両社からピーク対応料金メニューの設定（関西電力は昨夏に設定済み）や夜間蓄熱要件の廃止やオール電化割引の新規加入の停止が表明されているが、査定方針案においては「原価算定期間において、これらのメニューが想定以上の効果を発揮する場合、料金が引き下がるのではないかとの指摘もあったが、一定の仮定をおいて試算した結果、むしろ値上げとなることが確認されたことから、更なる需要削減の効果は織り込む必要はないと考えられる」との検証結果が示されている。

（参考） 需要抑制の深掘りに伴う短期的料金影響

・前提需要は蓋然性の高い想定を行っているが、需要抑制による電気料金への影響を検証。
・短期的にみれば、発電所等の設備形成に係る固定費の削減は困難であるが、一方で、燃料単価の高い火力発電所の稼動を抑制することになると考えられる。

⇒一定の前提をおいた試算であるが、例えば、規制分野・自由化分野共に１％需要が抑制された場合、火力燃料費の減少があるものの、販売電力量も合わせて減少するため、規制分野の平均単価はわずかながら上昇（22.9円/kWh→23.0円/kWh） 。

＜昼間(7～23時)の電力量が１％抑制された場合の燃料費節減効果の試算［規制分野］＞

［更なる需要抑制の試算］
電力量：規制分野の昼間（7-23時）電力量（３ヵ年平均）約４００億kWh×１％＝約４億kWh
原価：約４億kWh×自社石油火力単価約１５円／kWh＝約６０億円

	申請	更なる需要抑制	左記反映後
原価（Ａ）	１２，３２４億円	▲６０億円	１２，２６４億円
電力量（Ｂ）	５３７億kWh	▲４億kWh	５３３億kWh
単価（Ｃ）＝（Ａ）／（Ｂ）	２２．９円/kWh	－	２３．０円/kWh

第 17 回電気料金審査専門委員会資料７－２より

【参考】需要抑制の深掘りに伴う短期的料金影響

39

- ○ 需要抑制の深掘りによる短期的な電気料金への影響を検証。
- ○ 発電所等の設備形成に係る固定費の削減は困難であるが、燃料単価の高い火力発電所の稼働抑制により燃料費が減少すると考えられる。
- ○ 仮に、規制部門・自由化部門共に１％需要が抑制された場合、燃料費が減少するものの、販売電力量の減少により固定費単価が増加するため、規制部門の平均単価はわずかに増加。

〔昼間(8～22時)の電力量が1%抑制された場合の燃料費削減効果の試算(規制部門)〕

・ 更なる需要抑制の試算

電力量：235億kWh※1 × １％ ＝ 約2億kWh

原　価：約2億kWh × 約17円/kWh※2 ＝ 約34億円

※1 規制部門の昼間（8～22時）電力量（３か年平均）
※2 自社石油火力単価

	申請原価	更なる需要抑制	需要抑制反映後
原価（A）	7,561億円	▲34億円	7,527億円
電力量（B）	350億kWh	▲2億kWh	348億kWh
単価（C)＝(A)/(B)	21.59円/kWh	―	21.63円/kWh

２．上記の試算は、原価構成や料金メニュー構成は、試算の前後で同一とするなど、料金改定後の料金メニューを前提として原価算定期間における短期的な需要抑制効果を試算したものであるところ、今後、需要抑制に資する様々な料金メニューが導入・活用され、抑制効果が拡大すれば、長期的には設備投資の抑制等により、電気料金単価の低減につながると考えられる。

３．なお、個別の需要家にとっては、節電による使用電力量の抑制が電気料金の支払い額の軽減につながることは事実であり、電力会社には料金メニューの活用を促すなど節電や負荷平準化に資する丁寧な説明を求めてまいりたい。

６．新料金体系への移行に向けた情報提供について

○新料金体系への移行に向けた情報提供等について、電力会社が消費者団体等への説明の機会を設定する等、単に情報を公開するだけではなく、個々の消費者に届くよう、積極的に周知・説明することが必要であり、このために十分な周知期間を取るべきである。（再掲）また、電力会社にも周知・説明の対応を促すべきである。

○さらに、料金改定前に消費者団体等との意見交換会を開催する等、分かりやすい情報提供を行うべきである。また、料金改定の前後を問わず、消費者からの問合せ・苦情に対して、丁寧な説明を行うとともに、事業運営に消費者の意見を反映させるといった対応も行うべきである。

１．関西電力は、「従来からのコールセンターやホームページ、ＦＡＸ等に加え、「電気料金お問い合わせ専用ダイヤル」を値上げの申請日に設置し、丁寧なご説明に努めている」、九州電力は、「窓口となる営業所体制を強化して丁寧な説明を実施している」とのことである。

２．また、関西電力によると「消費者団体等への説明会については、３団体に対し、延べ５回開催。約２５０名が参加。詳細なご説明を希望されるお客様への個別訪問等については、消費者団体に対し、約１７０団体、延べ約２４０人を対象に実施。加えて、自治体、約５３０箇所（部局課単位）、その他各種団体約１，６００団体を対象に訪問し説明した」とのことである。

３．九州電力によると「消費者団体等について、説明会等は申請後、８５団体に対し延べ８７回開催し、１，４４９名が参加。個別訪問等は申請後、約１６０団体、延べ約２４０名を対象に実施。加えて、自治体や経済団体、地域の町内会等に対しても説明活動を行っており、これまでに消費者団体と合計で延べ約２万人のお客さまにご説明している」とのことである。

４．また、関西電力、九州電力は、「「電気ご使用量のお知らせ」において、ご使用量やご請求金額（金額の内訳含む）等の料金に関するお知らせに加えて、燃料費調整単価、ニセ社員・不審情報への注意喚起、また夏および冬の節電のお願いや再生可能エネルギー発電促進賦課金等の単価が変更された際の単価、ホームページ上での情報提供、フリーダイヤル変更後の電話番号などお客さまへタイムリーにお知らせすべき内容について、紙面に制約がある中、可能な限りの情報提供を行っている」とのことである。

５．経済産業省としては、関西電力及び九州電力に対して、引き続き丁寧な周知・説明を求めてまいりたい。また、新料金体系の実施日は、十分な周知期間を確保する観点から、５月１日とする。

７．その他

○資産売却について、売却可能資産の現状、処分計画等を明らかにし、更なる上乗せを行う余地はないか検証すべきである。

１．関西電力は、「当社が保有する不動産については、設備形成計画上、支障のない範囲で、不要な土地については積極的に売却を推進しており、平成 12 年度の電気事業法改正（兼業規制撤廃）以降、平成 23 年度までの 11 年間で約 3,600 件、約 404 万㎡、約 605 億円を売却し、今後も、電気事業ならびに当社グループの成長に資することが見込まれない資産（平成 23 年度末事業外固定資産の帳簿価格８０億円）については、積極的に売却を推進し、平成２４・２５年で 108 件、１２万８千㎡、固定資産評価額ベースで 75 億円相当の土地売却を検討している（申請時点で保有土地は 1 億 5,606.6 万㎡、6,535 億円）。また、子会社保有の不動産については、事業推進の観点から、資産の必要性を判断しており、全体の 1.5%程度にあたる遊休土地についても売却を検討している（子会社保有土地のうち、事業に供していない土地は 17 億円（約 58 万㎡））。さらに、当社が保有する有価証券については、事業運営上の必要性、地域社会発展への寄与、グループ全体の企業価値や事業運営上の観点から、長期保有を原則として株式を保有しているが、保有意義が乏しいと判断した株式については、市場動向も勘案の上、売却を実施しており、平成 19 年度以降 5 年間で約 220 億円（関係会社を含む保有株式の売却実績については、同期間で約 260 億円）の売却実績がある（平成 24 年 3 月末の保有状況は 193 銘柄 812 億円）。なお、以上の取組みについては、プレス発表や電気料金審査専門委員会の説明資料等で定量的なデータを公表しており、当社ホームページにも掲載している。株式については、保有意義や市場動向を勘案の上、適宜売却しているため、現時点での今後の予定は決まっていない。また、お客さまや社会の皆さまのご意見を真摯に受け止め、必要な情報開示と分かりやすい説明に努めてまいりたい」とのことである。

（関西電力）第１３回電気料金審査専門委員会資料８－１より

資産圧縮の取組み＜土地＞

「H24.12.26 第13回電気料金審査専門委員会 資料8-1」より抜粋

・当社は、設備形成計画上支障のない範囲で、不要な土地については積極的に売却を推進。
・具体的には、平成１２年度の電気事業法改正（兼業規制撤廃）以降、平成２３年度までの１１年間で約３，６００件、約４０４万㎡、約６０５億円の売却実績。
・この売却対象は、事業外固定資産のみならず、事業所の統廃合や社宅・寮の効率化などにより生み出されたものも含んでいる。
・また、土地貸与についても、現在８９．８万㎡の土地資産を賃貸しており、賃貸収入は約２５億円/年。

用途別売却実績

用　途	面積（万㎡）	売却額（億円）
元設備土地	15	198
元社宅・寮 厚生施設	16	177
元事業所	3	25
その他	370	205
合　計	404	605

※その他：山林・市街化調整区域等にある開発困難土地等

代表的な売却実績

地　点　名	面積（万㎡）
元水無瀬独身寮	2.3
元尼崎東発電所	1.4
元荒神口グランド	1.2
元宇治発電所土捨場用地	0.9
元木津川グランド	0.8

＜今後の資産売却＞

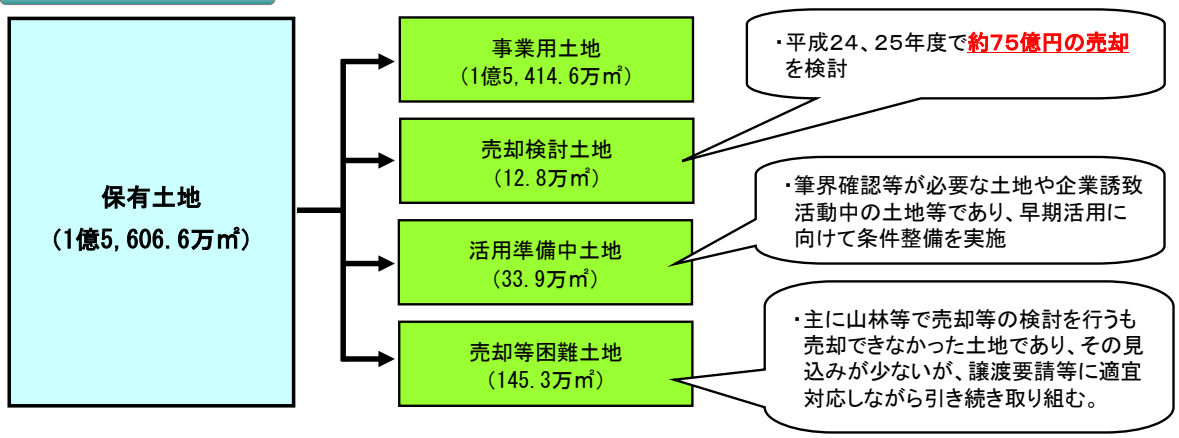
	件数	面積	固定資産評価額	対応方針
土地	１０８件	１２万８千㎡	７５億円	平成 24,25 で売却

今後の資産活用の取組み

「H24.12.26 第13回電気料金審査専門委員会 資料8-1」より抜粋

・これまでの取組みにより約４０４万㎡の資産売却を行ってきた（前ページ参照）が、今後の取組みについては、以下のとおり。
・電力の安定供給に必要な電気事業用資産については、売却は検討していない。
・一方、上記以外の資産については、設備の統廃合計画等を関係部門で共有し、不要な資産を漏れなく把握している。
・保有土地のうち、売却検討土地については積極的に売却を進め、活用準備中土地については早期活用に向けて条件整備を実施。売却等困難土地については譲渡要請等に適宜対応しながら売却に向けて引き続き取り組む。

資産活用のイメージ



【関西電力】電気料金（申請原価）に算入した資産と資産売却の取組み状況について

	資産の部（H23年度末）	金額（億円）
固定資産	電気事業固定資産	36,864
	水力発電設備	3,306
	汽力発電設備	4,540
	原子力発電設備	3,666
	内燃力発電設備	10
	新エネルギー等発電設備	21
	送電設備	10,625
	変電設備	4,236
	配電設備	9,111
	業務設備	1,154
	貸付設備	190
	附帯事業固定資産	168
	事業外固定資産	80
	固定資産仮勘定	4,255
	建設仮勘定	4,248
	除却仮勘定	6
	核燃料	5,277
	装荷核燃料	953
	加工中等核燃料	4,323
	投資その他の資産	15,429
	長期投資	1,673
	関係会社長期投資	4,146
	使用済燃料再処理等積立金	6,117
	長期前払費用	162
	繰延税金資産	3,333
	貸倒引当金（貸方）	△ 5
流動資産	流動資産	4,529
	現金及び預金	929
	売掛金	1,255
	貯蔵品	942
	繰延税金資産	388
	その他	1,015
資産合計		66,604

区分

電気事業に資する資産

レートベース
（適正な事業資産価値）

約4兆7千億円

自主カット　**約1千億円**

その他

約1兆9千億円

［再掲（H23年度末）］

・事業外固定資産：　80億円

・長期投資（株式）：812億円

料金原価における査定状況・効率化の取組み状況

電気事業の運営にとって真に必要不可欠なものであるか特別監査で確認され、以下の項目はレートベースから除外される方針。

・送電線異電圧
・送電線空回線及び空管路
・発電所・送電設備等における長期間不使用の土地、建物、機械装置
・社宅の空室分
・予備品及び予備設備
・その他（無償貸与設備、スポーツ施設、PR施設等）　等

資産売却実績

・不動産
→ H12～23年度：約605億円
・有価証券
→ H19～23年度：約220億円

資産売却見込み

・不動産
→ H24・25年度：75億円検討
※固定資産評価額ベース
・有価証券
→ 保有意義等を踏まえて判断

積立金・繰延税金資産等
（売却困難な資産）

２．九州電力は、「過去10年で約140億円相当の遊休資産を売却している。今後、電気事業の運営に係わらない資産について、固定資産約3.7兆円のうち、不動産100億円、有価証券40億円の計140億円を売却することとしている。また、H14～23年度の10年間で、子会社・関連会社の保有資産を合わせて約420億円の資産を売却済。なお、子会社等の事業売却については、電気事業への影響を勘案しつつ、今後の収支・財務状況の改善に向けた経営合理化の一つとして検討中。子会社等が所有する資産の売却については各社判断となるが、当社としてはコスト削減と効率化を強く求めている。さらに、資産売却の進捗については、毎年度の決算発表時に、経営効率化状況と併せて公表する予定」とのことである。

資産売却

「第2回家庭用電気料金の値上げ認可申請に関する調査会」資料6（P48）

○　過去10年間における資産売却実績は、当社で約140億円、子会社･関連会社で約280億円。

○　更に、経営合理化の一環として、電気事業の運営に係るもの以外の資産について積極的な売却を推進する方針。（固定資産の帳簿価額3.68兆円のうち39億円程度（時価で140億円程度）が対象）

○　なお、子会社等の事業売却については、電気事業への影響を勘案しつつ、今後の収支・財務状況の改善に向けた経営合理化の一つとして検討中。

〔これまで（平成14～23年度）の売却実績〕

	件　数	売却金額	備　　考
当社	約700件	約140億円	・旧保養所（ながさき荘、せんだい荘等）（14件） ・旧営業所用地（46件）、旧社宅用地（497件）　等
子会社等※	約190件	約280億円	・旧事業所･研修所･社宅の土地、建物 ・有価証券　等

※　子会社及び関連会社（有価証券報告書記載の会社）からの聞き取り調査結果

〔今後の売却物件（当社）〕

【 売却対象資産：**総額140億円程度**（時価ベース）】

・九電記念体育館用地
・城南クラブ
・社宅跡地等（43物件）
・渡辺通駐車場用地
・当社所有の全保養所（４箇所）
・有価証券（電気事業に直接関係しないもの）

【九州電力】電気料金（申請原価）に算入した資産と資産売却の取組み状況について

	資産の部（H23年度末）	金額（億円）
固定資産	電気事業固定資産	25,289
	水力発電設備	3,339
	汽力発電設備	2,017
	原子力発電設備	2,445
	内燃力発電設備	199
	新エネルギー等発電設備	155
	送電設備	6,983
	変電設備	2,412
	配電設備	6,312
	業務設備	1,356
	休止設備	9
	貸付設備	57
	附帯事業固定資産	369
	事業外固定資産	45
	固定資産仮勘定	1,866
	建設仮勘定	1,840
	除却仮勘定	26
	核燃料	2,671
	装荷核燃料	840
	加工中等核燃料	1,831
	投資その他の資産	6,509
	長期投資	1,138
	関係会社長期投資	1,516
	使用済燃料再処理等積立金	2,202
	長期前払費用	43
	繰延税金資産	1,614
	貸倒引当金（貸方）	△ 5
流動資産	流動資産	4,358
	現金及び預金	1,319
	売掛金	914
	貯蔵品	631
	繰延税金資産	247
	その他	1,244
資産合計		41,109

区分

電気事業に資する資産

レートベース
（適正な事業資産価値）

約3兆1千億円

不算入　**約400億円**

その他

約1兆円

［再掲（H23年度末）］

・事業外固定資産 ：45億円

・長期投資（株式）：１，０１９億円

料金原価における査定状況・効率化の取組み状況

電気事業の運営にとって真に必要不可欠なものであるか特別監査で確認され、以下の項目はレートベースから除外される方針。

・送電線異電圧
・送電線空回線及び空管路
・発電所・送電設備等における長期間不使用の土地、建物、機械装置
・社宅の空室分
・予備品及び予備設備
・その他（無償貸与設備、スポーツ施設、PR施設等）　等

資産売却実績

・不動産（土地）
→ H14～23年度：約140億円

・有価証券
→ H14～23年度：約380億円

資産売却見込み

・不動産（土地等）
→ 約100億円

・有価証券
→ 約40億円

※金額は時価ベース

積立金・繰延税金資産等
（売却困難な資産）

３．経済産業省としては、関西電力、九州電力に対して、引き続き経営効率化及び資産売却状況の適切な公表を促してまいりたい。

○各利害関係者（ステークホルダー）の負担について、利用者、取引先、役員・従業員、株主等に加え、金融機関の負担も可能な限り定量的に説明すべきである。

１．関西電力は、「株主の皆さまには、平成24年度期末配当予想について、中間配当に引き続き無配とし、また、取引先については、競争的発注方法の拡大などにより、発注価格を削減していくこととしている。更に、役員報酬については、平成24年10月から、役職位に応じて、20ないし30％を減額しているところであり、従業員の給料手当についても、今回の原価算定にあたっては、メルクマールの基準に沿って平成23年度実績の790万円から664万円に16％削減している。以上の取組みについては、プレス発表や電気料金審査専門委員会の説明資料等で定量的なデータを公表しており、当社ホームページにも掲載している。また、上記内容については、「第２回家庭用電気料金の値上げ申請に関する調査会」の追加資料において以下のとおり説明を実施している」とのことである。

	平成25～27年度平均（原価算定期間）	
お客さま	値上げ申請 ・規制部門　：平均11.88% ・自由化部門：平均19.23%	 +1,310億円 +2,330億円
取引先	・購入電力料の削減 ・競争的発注方法の拡大等、発注価格の削減 ・工事内容の見直し等	▲1,320億円 (▲1,170億円)
地域社会	・寄付金、諸会費等の削減	▲30億円
役員	・役職位に応じて20~30%減額	▲350億円
従業員	・給料手当の削減 ・厚生施設の削減等	
合　計		▲1,700億円 （▲1,550億円）

※平成25～27年度欄の（）内の数値は、費用換算後の値。

	平成25年6月（予定）	
株主	・平成25年3月期決算　60円→0円（無配予定）	▲540億円

２．九州電力は、「値上げによりお客さまに多大なご負担をお願いすることとなるため、徹底した経営効率化を前提に料金原価を算定しており、その中で各ステークホルダーにも様々な形でご負担をお願いすることとしている。役員報酬については、平成24年９月以降、すでに取締役一人当たり▲35％の減額を実施しており、申請原価にも減額後の水準で算入している。また、従業員の給料手当についても、現行年収水準から▲21％減の650万円で原価算入している。お取引先に対しては競争発注の導入拡大などによる発注額の低減、地域社会の皆さまに対しては寄付金や諸会費の削減などの効率化策を実施していくこととしている。また、株主の皆さまに対しては平成24年度の期末配当を中間に引き続き無配とさせていただく予定としている。なお、電気料金値上げによる各ステークホルダーの影響について、「第２回家庭用電気料金の値上げ申請に関する調査会」において説明を実施しており、同資料は当社ホームページでも公表している」とのことである。

（億円/年）

	平成24年度（平成24年度緊急経営対策）		今後：平成25年度～（今後の経営効率化）	
お客さま	―		値上げ申請　規制部門　：平均8.51% 自由化部門：平均14.22%	＋1,520
取引先	・修繕費・設備投資の緊急避難的な削減・繰延べ ・燃料輸送費の低減 ・電化営業関係費・広告宣伝費削減 ・業務委託範囲・内容の見直し　など	▲635 （▲1,435）	・定期点検周期の延伸化や修繕・設備投資の中止・繰延べ・規模縮小 ・競争発注導入に伴うコスト低減効果反映 ・広告宣伝費・研究費などの中止・繰延べ・規模縮小　など	▲700
地域社会	・寄付・諸団体会費等の削減	▲５	・寄付・諸団体会費等の削減	▲30
役　員	・役員報酬： 取締役１人あたり▲20%（H24/2～） 取締役１人あたり▲35%（H24/9～）	▲60	・役員報酬：取締役１人あたり▲35%削減を継続	▲400
社　員	・夏季賞与：最大▲18% ・冬季賞与：最大▲50% ・福利厚生費の見直し　など		・年収水準を現行水準から▲21%削減 ・確定拠出年金制度への移行・給付水準の見直しによる退職給与金削減 ・福利厚生費の見直し　など	
合　計	―	▲700 （▲1,500）	―	▲1,130

	平成24年６月		平成25年６月（予定）	
株　主	・平成24年３月期決算：減配 60円→50円/株、▲17%削減	▲50	・平成25年３月期決算：無配予定 60円→0円/株、▲100%削減	▲285

※ 平成24年度欄の（　）内の数値は、費用・投資の削減額計

		平成22年度	平成23年度
関西電力	格付	ＡＡ＋（震災前）	ＡＡ（直近はＡ＋）
	借入額	1,440億円	8,330億円
九州電力	格付	ＡＡ＋（震災前）	ＡＡ（直近はＡ＋）
	借入額	1,710億円	7,380億円

※　格付けはＲ＆Ｉの年度末時点の格付
※　借入額は長期借入金

３．関西電力は、「資金調達額が大幅に増加し、その大半を金融機関からの借入に依存している。原子力再稼働の具体的な目処が立たない等、電力会社を取り巻く事業環境は依然として不透明な状況であり、今後のリスクを反映して社債の格付も低下（R&I 格付・震災前：AA+⇒直近：A+。3 段階低下）している。金融機関から見ても、以前よりも貸出しリスクが高まっていると評価せざるを得ない状況と思われるが、そのような中でも金融機関は関西電力向けに多額の融資（長期借入金の借入額・H22 年度：1,440 億円⇒H23 年度：8,330 億円）を行なっている。」とのことである。

４．九州電力は、「社債の格付けも低下（R&I 格付・震災前：AA+⇒直近：A+。3 段階低下）している。金融機関から見ても、以前よりも貸出しリスクが高まっていると評価せざるを得ない状況と思われるが、そのような中でも金融機関は九州電力向けに多額の融資（長期借入金の借入額・H22 年度：1,710 億円→H23 年度：7,380 億円）を行っている。」とのことである。

Ⅲ．今後の課題

○人件費の査定における給与の比較について、比較対象とする企業や公益事業のセクターの範囲をより合理的なものにできないか検討すべきである。

１．公益企業との比較については、審査要領において、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ことが予め定められており、その対象業種は、大規模なネットワーク設備を有するという事業の類似性や、料金規制[5]及び競争実態を勘案した結果、ガス、水道、鉄道の３業種を比較対象とすることが適当であるとした。比較を行う上で適当な公益企業については、それぞれの事業規制や業態が変化していくことも踏まえ、今後とも引き続き検討してまいりたい。

[5] 料金規制について、ガス、水道、鉄道事業については、総括原価方式に基づく認可制となっている一方、通信については、ＮＴＴの基本・通話料金のみ上限規制、航空については国際線は認可制であるが国内線は届出制となっている。

○事後検証については、以下の点を検討すべきである。
・燃料調達について、世界的なエネルギー価格の動向を反映させるとともに、継続的なコスト削減インセンティブに関する事後的な検証（トップランナー価格の原価織り込み、燃料費調整制度の在り方等を含む。）
・費用と、料金メニュー毎の収入及び販売量の原価算定期間内の進捗状況について、一覧といった分かりやすい形での消費者への定期的公表（実績値や見込額）

１．燃料調達については、特にＬＮＧについて、世界的な需給構造が変革期にある中で、継続的なコスト削減インセンティブが確保されよう、料金認可時における原価織り込みのあり方、燃料費調整制度のあり方を含め、今後引き続き検討してまいりたい。なお、査定方針案においても、「天然ガスに係る燃料調達については、従来の石油価格リンクの長期契約に加え、スポット取引が増大していることや天然ガス価格リンクの長期契約の増加が今後見込まれることを踏まえ、事業者における経営効率化インセンティブを阻害することがないよう、必要に応じ、現行の燃料費調整制度のあり方を検討していくべきである」とされている。

２．「電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議」報告書（平成 24 年 3 月）の提言を受け、これまで自由化部門が赤字の場合のみ公表されていた部門別収支を毎年度公表するよう「電気料金情報公開ガイドライン」を改正した。今年度の部門別収支の公表に当たっては、各社ともホームページ上で、過去の原価算定期間における販売電力量や原価項目の実績値を公表している。また、関西電力と九州電力については、それぞれ第 15 回審査専門委員会の資料７及び資料８において、供給約款と選択約款の平成 20 年料金改定時の電力量、料金収入、改定以降の実績を公表し、さらに、それぞれ第２回家庭用電気料金の値上げ認可申請に関する調査会の資料５、６において、平成２０年料金改定時の原価と改定以降の実績を公表している。今後とも、消費者にとって分かりやすい情報の提供に努めてまいりたい。

・関西電力

http://www1.kepco.co.jp/ir/outlook/

事業者に係る部門別収支計算書（関西電力）（平成 23 年度）

事業者に係る部門別収支計算書

関西電力株式会社

平成23年4月　1日から
平成24年3月31日まで

（単位　百万円）

	一般需要部門 (8)	特定規模需要部門 (9)	一般需要・特定規模需要外部門 (10)	合　計 (11)=(8)+(9)+(10)
電気事業収益 (1)	1,178,652	1,230,264	5,765	2,414,682
電気事業費用 (2)	1,282,447	1,420,576	14,374	2,717,398
電気事業外収益 (3)	—	—	82,068	82,068
電気事業外費用 (4)	3,616	5,517	81,366	90,500
税引前当期純利益又は純損失 (5)=(1)−(2)+(3)−(4)	△ 107,411	△ 195,829	△ 7,906	△ 311,148
法人税 (6)	△ 38,213	△ 69,670	54,392	△ 53,491
当期純利益又は純損失 (7)=(5)−(6)	△ 69,198	△ 126,159	△ 62,299	△ 257,657

＜参考２：平成２３年度実績と料金原価（平成２０年９月料金改定）の比較について＞

（単位：億円）

	一般部門（規制部門）			全社計			
	実績 (a)	原価 (b)	差異 (a－b)	実績 (c)	原価 (d)	差異 (c－d)	主な増減要因
人件費	1,350	1,363	▲13	2,360	2,373	▲13	活躍給与金の減
燃料費	3,094	2,009	1,085	7,768	5,148	2,620	原子力利用率の低下
修繕費	1,558	1,499	59	2,725	2,639	86	火力発電設備に係る費用の増
減価償却費	1,611	1,577	34	3,169	3,108	61	新規電源の運用開始に伴う増
購入電力料	2,191	1,823	368	5,303	4,303	1,000	他社購入電力料の増
公租公課	690	700	▲10	1,488	1,527	▲39	電源開発促進税および事業税の減
原子力バックエンド費用	275	314	▲39	734	805	▲71	原子力利用率の低下
その他経費	1,945	1,780	165	3,517	3,214	303	原子力損害賠償支援機構一般負担金および諸販費の増
電気事業営業費用	12,718	11,065	1,653	27,068	23,117	3,951	

※実績は億円未満切捨、原価は億円未満四捨五入にて記載しており、内訳と合計は一致しない場合がある。

※公租公課：電源開発促進税、事業税、固定資産税、諸税、水利使用料

※原子力バックエンド費用：使用済燃料再処理等費、使用済燃料再処理等引当費、特定放射性廃棄物処分費、原子力発電施設解体費

【主な前提諸元】

	実績 (a)	原価 (b)	差異 (a－b)	主な増減要因
販売電力量（億kWh）	1,460	1,492	▲32	
規制部門	562	562	0	
自由化部門	899	930	▲31	景気後退等による減
原子力利用率（%）	57.6	77.4	▲39.8	原子力プラントの停止による減
原油ＣＩＦ価格（$/b）	114.2	93.0	21.2	
為替レート（円/$）	79	107	▲28	

※四捨五入にて記載しており、内訳と合計は一致しない場合がある。

（参考） 需要想定と需要実績

（単位：百万kWh，百万円，％）

		平成20年改定	平成20年度		平成21年度		平成22年度		平成23年度	
		想定	実績	増減率（対平成20年改定）	実績	増減率（対平成20年改定）	実績	増減率（対平成20年改定）	実績	増減率（対平成20年改定）
供給約款	電力量	46,649	46,271	▲ 0.8	44,735	▲ 4.1	47,298	1.4	44,363	▲ 4.9
	料金収入	1,024,638	1,024,950	0.0	958,818	▲ 6.4	1,005,763	▲ 1.8	971,259	▲ 5.2
従量電灯A（再掲）	電力量	34,114	33,865	▲ 0.7	32,703	▲ 4.1	34,693	1.7	32,410	▲ 5.0
	料金収入	741,447	742,477	0.1	691,524	▲ 6.7	733,909	▲ 1.0	702,875	▲ 5.2
選択約款	電力量	9,501	9,447	▲ 0.6	10,266	8.0	11,565	21.7	11,786	24.0
	料金収入	139,994	141,689	1.2	147,033	5.0	165,483	18.2	176,752	26.3
はぴｅタイム（再掲）	電力量	6,022	6,002	▲ 0.3	6,894	14.5	8,200	36.2	8,692	44.3
	料金収入	86,910	88,411	1.7	97,098	11.7	116,002	33.5	129,218	48.7
規制分野合計	電力量	56,150	55,718	▲ 0.8	55,001	▲ 2.0	58,863	4.8	56,149	▲ 0.0
	料金収入	1,164,632	1,166,638	0.2	1,105,851	▲ 5.0	1,171,246	0.6	1,148,010	▲ 1.4

小売対象原価と実績

（単位：億円）

	H20年度 改定(A)	H20年度 実績(B)	H20年度 (B-A)	H21年度 実績	H22年度 実績	H23年度 実績
人件費	2,373	2,358	▲ 15	2,362	2,387	2,360
燃料費	5,148	6,381	1,233	3,514	3,874	7,768
修繕費	2,639	2,634	▲ 5	2,862	2,758	2,725
減価償却費	3,108	3,139	31	3,228	3,396	3,169
購入電力料（※1）	4,303	4,707	404	3,518	3,717	5,214
公租公課（※2）	1,785	1,415	▲ 370	2,000	2,102	953
その他	4,027	4,398	371	4,222	4,224	4,209
営業費 計　①	23,383	25,037	1,654	21,708	22,461	26,401

※1 購入電力料は、太陽光発電促進付加金相当額、使用済燃料再処理等準備費除き。
※2 公租公課は、水利使用料、固定資産税、雑税、電源開発促進税、事業税、法人税等。

事業報酬（※3）　②	1,396	1,396	－	1,396	1,396	1,396

※3 事業報酬のH20～23年度実績は、H20年9月改定における原価繰込値。

販売電力料	333	385	52	179	224	355
電気事業雑収益	270	285	15	282	282	335
その他	64	64	0	76	82	70
控除収益 計　③	667	736	69	538	590	761
接続供給託送収益 ④	169	127	▲ 42	116	148	165
小売対象原価　⑤=①+②-③-④	23,942	25,570	1,628	22,448	23,118	26,870

【主な前提諸元】

販売電力量（※4）（億kWh）	1,492	1,459	▲ 33	1,416	1,511	1,460
原子力利用率（%）	77.4	72.4	▲ 5.0	77.0	78.2	37.6
全日本原油CIF価格（$／b）	93.0	90.5	▲ 2.5	69.4	84.2	114.2
為替レート（円／$）	107	101	▲ 6.0	93	86	79

※4 販売電力量は、当社自家消費分（繰延工事用電力、事業用電力）を含む。

・九州電力

http://www.kyuden.co.jp/company_liberal_bumonbetsu_shushi2011.html

事業者に係る部門別収支計算書（九州電力）（平成 23 年度）

様式第一

事業者に係る部門別収支計算書

事業者名　九州電力株式会社

平成23年４月１日から
平成24年３月31日まで

（単位　百万円）

	一般需要部門 (8)	特定規模需要部門 (9)	一般需要・特定規模需要外部門 (10)	合　計 (11) ＝(8)＋(9)＋(10)
電気事業収益 (1)	714,786	644,746	6,131	1,365,664
電気事業費用 (2)	796,149	780,100	15,477	1,591,727
電気事業外収益 (3)	—	—	39,252	39,252
電気事業外費用 (4)	525	690	41,728	42,944
税引前当期純利益又は純損失 (5)＝(1)－(2)＋(3)－(4)	△81,889	△136,044	△11,821	△229,754
法人税 (6)	△28,641	△47,582	21,452	△54,771
当期純利益又は純損失 (7)＝(5)－(6)	△53,247	△88,461	△33,273	△174,983

＜参考２：平成 23 年度実績と料金原価（平成 20 年９月料金改定）の比較について＞

（単位：億円、億 kWh）

	一般需要部門			全社計			
	実績(a)	原価(b)	差異(a-b)	実績(c)	原価(d)	差異(c-d)	主な増減要因
人件費	1,052	845	206	1,679	1,334	345	退職給与金の実績の増
燃料費（※１）	2,250	1,312	937	5,202	3,161	2,041	原子力利用率低下に伴う火力燃料費の実績の増
修繕費	1,018	1,142	▲124	1,760	1,944	▲184	修繕工事の繰延べに伴う実績の減
減価償却費	1,070	1,009	61	2,021	1,955	66	50 万Ｖ送電線の運用開始に伴う実績の増
購入電力料	855	532	323	2,060	1,233	827	他社購入電力量の実績の増
公租公課	422	438	▲15	848	907	▲59	電源開発促進税および事業税の実績の減
原子力バックエンド費用	123	163	▲39	307	389	▲82	原子力利用率低下に伴う実績の減
その他経費（※２）	1,033	1,126	▲93	1,815	1,974	▲158	経営効率化に伴う委託費等の実績の減
電気事業営業費用合計	7,826	6,570	1,255	15,695	12,900	2,794	―

販売電力量	355	350	5	854	879	▲25

［注１］億円未満を切捨てているため、内訳と合計は一致しない場合がある

［注２］人件費：退職給与金の増は、年金資産の運用等に伴う数理計算上の差異償却費の差によるもの

［注３］公租公課：電源開発促進税、事業税、固定資産税、雑税、水利利用料

［注４］原子力バックエンド費用：使用済燃料再処理等費、使用済燃料再処理等準備費、特定放射性廃棄物処分費、原子力発電施設解体費

（参考）　「電気事業営業費用」の算定方法（一般需要部門の場合）

「電気事業営業費用」（7,826）＝「（部門別収支計算書の）電気事業費用」（7,961）＋「地帯間販売電力料」（14）＋「他社販売電力料」（27）－「電気事業財務費用」（177）

※１　燃料費の諸元

	実績(a)	原価(b)	差異(a-b)
為替レート（円/＄）	79.1	107	▲27.9
原油CIF価格（＄/b）	114.2	93.0	21.2
原子力利用率（%）	31.4	83.0	▲51.6

※２　その他経費のうち、普及開発関係費、寄付金、団体費について

（参考） 需要想定と需要実績について

44

（百万kWh、百万円、%）

		平成20年改定	平成20年度		平成21年度		平成22年度		平成23年度	
		想定	実績	増減率 対平成20年改定	実績	増減率 対平成20年改定	実績	増減率 対平成20年改定	実績	増減率 対平成20年改定
供給約款	kWh	27,434	27,561	0.5	26,607	▲ 3.0	27,697	1.0	25,977	▲ 5.3
	料金	596,920	605,698	1.5	574,662	▲ 3.7	586,418	▲ 1.8	569,907	▲ 4.5
【再掲】 従量電灯	kWh	22,313	22,344	0.1	21,570	▲ 3.3	22,476	0.7	21,017	▲ 5.8
	料金	477,874	484,810	1.5	459,468	▲ 3.9	471,050	▲ 1.4	455,286	▲ 4.7
選択約款	kWh	7,578	7,401	▲ 2.3	8,100	6.9	9,193	21.3	9,480	25.1
	料金	102,934	102,367	▲ 0.6	109,510	6.4	122,847	19.3	132,725	28.9
【再掲】 季時別電灯	kWh	4,650	4,724	1.6	5,456	17.3	6,498	39.7	6,885	48.1
	料金	63,113	66,205	4.9	74,586	18.2	87,976	39.4	97,569	54.6
規制部門 合計	kWh	35,012	34,963	▲ 0.1	34,707	▲ 0.9	36,890	5.4	35,456	1.3
	料金	699,854	708,065	1.2	684,172	▲ 2.2	709,266	1.3	702,632	0.4

※ 四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

前回原価と実績値の差

44

○ 前回改定時（平成20年９月）の料金原価に対し、同期間（平成20年度）の実績値は387億円（2.8%）の超過。

○ 主な要因は、燃料価格（石炭）の高騰による購入電力料の増加※。なお、燃料費については、販売電力量の減少に伴う火力発電電力量の減少により、原価を下回る水準。

○ 平成21～22年度は燃料価格の低下や円高の影響等による需給関係費の減少などにより、実績が原価を２～４%程度下回る水準で推移していたが、平成23年度は東日本大震災の影響による原子力発電所の運転再開遅延に伴い、需給関係費が大幅に増加した結果、実績が原価を15%程度上回る水準となった。

※ 当社の購入先の多くが石炭を主燃料としているため、石炭価格の影響を受けやすい

（億円、$/t、$/b、円/$、億kWh、%）

	H20原価：A	H20実績：B	差：B-A	増減率	H21実績	H22実績	H23実績
人件費	1,335	1,368	33	2.5%	1,727	1,626	1,680
燃料費	3,162	3,056	▲106	▲ 3.3%	2,130	2,849	5,203
修繕費	1,944	1,978	34	1.7%	1,951	1,760	1,760
減価償却費	1,955	1,952	▲3	▲ 0.2%	1,967	1,980	2,022
購入電力料	1,233	1,499	266	21.6%	1,137	1,371	2,060
公租公課	1,041	1,073	33	3.1%	1,112	1,047	300
その他経費※1	2,370	2,480	110	4.7%	2,451	2,183	2,100
営業費用合計 ①	13,040	13,408	367	2.8%	(▲4.3%) 12,475	(▲1.7%) 12,815	(16.0%) 15,125
事業報酬※2 ②	878	878	0	—	878	878	878
控除収益 ③	▲244	▲234	9	4.0%	▲191	▲294	▲255
接続供給託送収益 ④	▲21	▲10	10	50.4%	▲16	▲27	▲32
小売対象原価（①+②+③+④）	13,653	14,040	387	2.8%	(▲3.7%) 13,146	(▲2.1%) 13,372	(15.1%) 15,715
燃料CIF価格 石炭	83	134	51	61.4%	98	114	143
燃料CIF価格 原油	93	91	▲2	▲ 2.2%	69	84	114
燃料CIF価格 LNG	544	655	111	20.4%	452	587	820
為替レート	107	101	▲6	▲5.6%	93	86	79
販売電力量	879	859	▲20	▲2.2%	834	875	854
（再掲）規制部門	350	350	▲0	▲0.1%	347	369	355
原子力利用率	83.0	84.6	1.6	—	84.8	81.1	31.4

※1 使用済燃料再処理等準備費を除く　※2 H20～23実績値はH20原価織込み値　※（ ）内はH20原価からの増減率　※ 四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

○これまでの東京電力株式会社及び関西電力株式会社・九州電力株式会社の値上げ認可申請の査定のプロセスで明らかになった諸課題（例：情報公開・開示の在り方、事業報酬算定の在り方、購入電力料の負担の在り方等）について整理し、電気料金値上げ認可申請に関する審査の在り方に適切に反映すべきである。

１．今回の関西電力・九州電力による値上げ認可申請の審査においては、東京電力の審査プロセスで明らかになった課題についても検討・改善を行ってきたところである[6]。今回、電気料金審査専門委員会における検討や消費者庁協議を含め、明らかになった諸課題（情報公開・開示の在り方、事業報酬算定の在り方、購入電力料の負担の在り方等）については、現在申請中の他の電力会社の審査においても検討し、必要に応じ反映してまいりたい。

[6] 審査プロセスの改善については、「Ⅰ．全体的な評価」への回答参照。それ以外の点については、査定方針案ｐ１３５「東電審査時意見のフォローアップ」参照。

○電力システム改革について、消費者にとってどのような影響があるのかについて分かりやすい情報提供を行うべきである。今後の発送電分離などの電力の自由化、再生可能エネルギーの利用拡大及びスマートメーターの普及等が消費者に与える影響について明確に説明すべきである。また、今後具体的な制度設計を行う際には、規制なき独占に陥り、消費者の利益が損なわれるといったことがないよう、消費者の意見を積極的に聴くべきである。

１．電力システム改革は、新規参入の促進やスマートメーターも含めた競争環境の整備により、電力の低廉かつ安定的な供給を一層進めていくものであり、エネルギー制約の克服に向けた改革の中心を成すもの。

２．電力の自由化や広域系統運用の拡大により、需要家の選択によるスマートな需要抑制や、地域間での電力融通の円滑化を進め、厳しい電力需給の中でも安定供給を確保する。また、燃料コストの増加等による電気料金上昇圧力がある中にあっても、競争の促進により料金を最大限抑制する効果があるものと考える。

３．自由化に当たっては、需要家がスマートメーターから得られる情報を活用し、適切に電力会社や料金メニュー、電源別メニューを選択できるよう、適切な情報提供や広報を積極的に行う。

４．また、諸外国の事例も参考にしつつ、電気料金を最大限抑制できるよう、段階的な料金規制の撤廃や、規制当局による市場監視の強化等、慎重な制度設計を行い、「規制なき独占」に陥ることがないよう万全を期す。

５．これまで改革の全体像について検討を行ってきた電力システム改革専門委員会においては、消費者問題の専門家の方にも委員として議論にご参加いただいていたところ。今後、実際の詳細な制度法制度改正を行う際には、パブリックコメントを通じ、広く国民の皆様のご意見を伺ってまいりたい。

６．再生可能エネルギーの固定価格買取制度については、国民全体で買い支え、普及させることで、ひいてはその発電コストを下げることを目的に平成24年7月に導入されたもの。その普及によって、自らのご家庭に太陽光パネルを設置する、屋根貸しモデルを通じて太陽光発電に自宅の屋根を提供する、市民ファンドを通じて自ら再生可能エネルギー発電に投資するなど、消費者がエネルギーをより身近な問題として解決するための手段を格段に増やすことができる。

７．本制度では、現在、標準的な家庭の負担は月１００円程度であるが、その負担が過剰となることがないよう、法律の規定に従って、中立的な調達価格等算定委員会が公開で案を策定し、消費者問題担当大臣の意見も伺った上で決められた買取価格に基づき、算定されている。

８．制度の導入開始に当たっては、全国で約７０回におよぶ説明会や各種イベントの開催、制度や負担に関するチラシの全戸配布、パンフレットの作成等を通じて制度の周知に努めてきたところ。引き続き、こうした負担への配慮をしっかりと行うとともに、住宅用太陽

光発電を巡る悪質商法の排除、再生可能エネルギーを巡る意識喚起や広範な知見の向上など、様々な角度から再生可能エネルギーの普及政策を展開してまいりたい。

以上