

これまでのチェックポイントからの変更点 における当社の説明内容等について

平成26年2月
中部電力株式会社

これまでのチェックポイントからの変更点について

チェックポイント	説明資料
チェックポイント① これまで電気料金の値上げ認可申請をした電力会社に比べて剰余金の水準が高い中での値上げの<u>必要性について合理的に説明しているか。</u>	第10回 資料4 P10-19 (P5-14に抜粋)
チェックポイント②（変更点のみ記載） 役員報酬(一人当たり)、従業員年収(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。また、最大限の効率化が求められる状況下で、<u>役員数及び従業員数が適正であることを明確かつ合理的に説明しているか。</u>	第7回 資料8-1 P1,3,5,6,7 (P16-20に抜粋)
チェックポイント④（変更点のみ記載） <u>従業員以外の者であってその業務内容が不明確なもの(相談役、顧問等)や地方議員兼務者に係る費用について、原価から除かれているか。</u>また、出向者への給与、その他の雑給について、原価算入に値するものに限定されているか。	第11回 参考資料3 P21,22 (P22,23に抜粋)
チェックポイント⑤ 競争入札比率については、高い水準を目指して引き上げるべきであり、申請内容(35%)は、東京電力の事例を踏まえた水準となっているか。<u>競争入札の対象分野を明らかにするなど、実現に向けた具体的な方法を説明しているか。</u>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及びその理由を公表しているか。	第9回 資料4 P5-8 (P25-28に抜粋)

※ 下線部がこれまでのチェックポイントからの変更点(以下同様)

これまでのチェックポイントからの変更点について

チェックポイント	説明資料
チェックポイント⑧ ・<u>広告宣伝費等普及開発関係費について、公益的な目的から行う情報提供であって、合理的な理由があるものに限り、原価算入しているか。また、廃棄物処理費、養成費、研究費、諸費について、厳に必要なもののみを原価に算入しているか。さらに、交際費の大幅な削減、兼職職員への人件費等の支払いの廃止・縮減が行われているか。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。</u>	第9回 資料6-3 P4-9 (P30-35に抜粋)
チェックポイント⑩ ・<u>燃料単価の上昇は燃料費調整制度において電気料金に織り込み済みであるにもかかわらず、燃料費の増加を理由に電気料金を値上げしなければならないことについて分かりやすく説明しているか。</u>	第8回 資料6-1 P30 第11回 参考資料3 P10,11,25,26 (P37-41に抜粋)
チェックポイント⑪（変更点のみ記載） ・<u>日本原電及び北陸電力志賀原子力発電所からの購入電力料については、人件費等の費用について、中部電力並の削減努力を反映しているか。</u>	第8回 資料6-2 P2,6,12,13,14 (P43-47に抜粋)
チェックポイント⑫ ・<u>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。原子力発電所の廃炉に関わる会計制度の変更により、発電所設備の減価償却、解体引当金について、原価への計上方法が変更されたが、それによる電気料金の値上げがどの程度になるのか定量的に分かりやすく説明しているか。</u>	第11回 参考資料3 P28,29 (P49,50に抜粋)

これまでのチェックポイントからの変更点について

チェックポイント	説明資料
チェックポイント②③ ・ <u>浜岡原子力発電所の再稼働に向けて行う安全対策も含めた新規の設備投資が、今後、どの程度の期間、原価に織り込まれるかについて合理的な説明をしているか。</u>	第10回 資料6-1 P12,13 (P52,53に抜粋)
チェックポイント②④ ・ <u>原価算定上、浜岡原子力発電所が再稼働することを織り込んだ理由と再稼働しない時の電気料金への影響を、バックエンド費用(②②)や浜岡原子力発電所の再稼働に必要な新規の設備投資(②③)についての見込みも含め、明確に説明しているか。</u>	第6回 資料4 P5-7 新規追加スライド(P58) チェックポイント②②、②③同様 (P55-58に抜粋)
チェックポイント③⑤ (変更無) ・ 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。	新規追加スライド(P60)
チェックポイント③⑦ ・ <u>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。その際、供給予備率の水準は、原価算定期間内の電源構成の変動等も踏まえて、明確かつ合理的に説明されているか。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。</u>	第10回 資料6-1 P2,5,6,7,16 第11回 参考資料3 P19 (P62-67に抜粋)

チェックポイント①

チェックポイント	説明資料
チェックポイント① • <u>これまで電気料金の値上げ認可申請をした電力会社に比べて剰余金の水準が高い中での値上げの必要性について合理的に説明しているか。</u>	第10回 資料4 P10-19 (P5-14に抜粋)

指摘事項1. 剰余金について

- 剰余金は、経営効率化の取組みを含めた過去の事業活動から生じた利益であり、電気事業の運営に必要な資産（発電設備・送電設備など）の取得等のための資金として活用しております。
- つまり、剰余金とは、会計上のルールでは貸借対照表上に金額が計上されていますが、実際には電気事業の運営に必要な資産に形を変えており、「現金」として手元に残っているわけではありません。
- したがって、事業活動に必要な資金が不足する分は、実際の現金ではない剰余金では賄うことができず、金融機関からの借入などにより資金を調達することが必要となり、借入を増やさなければなりません。

震災以前の貸借対照表

【資金の用途】 資産の部

電気事業の運営
に必要な資産

（発電設備
送電設備 など）

【資金の源泉】 負債・純資産の部

金融機関からの
借入 など

剰余金
（過去の事業活動
から生じた利益）

資本金等
（株主からの出資）

25年度末見通し

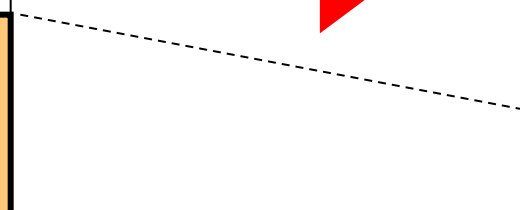
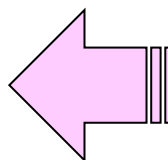
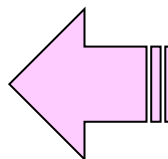
【資金の源泉】 負債・純資産の部

金融機関からの
借入 など

剰余金

資本金等
（株主からの出資）

赤字が継続



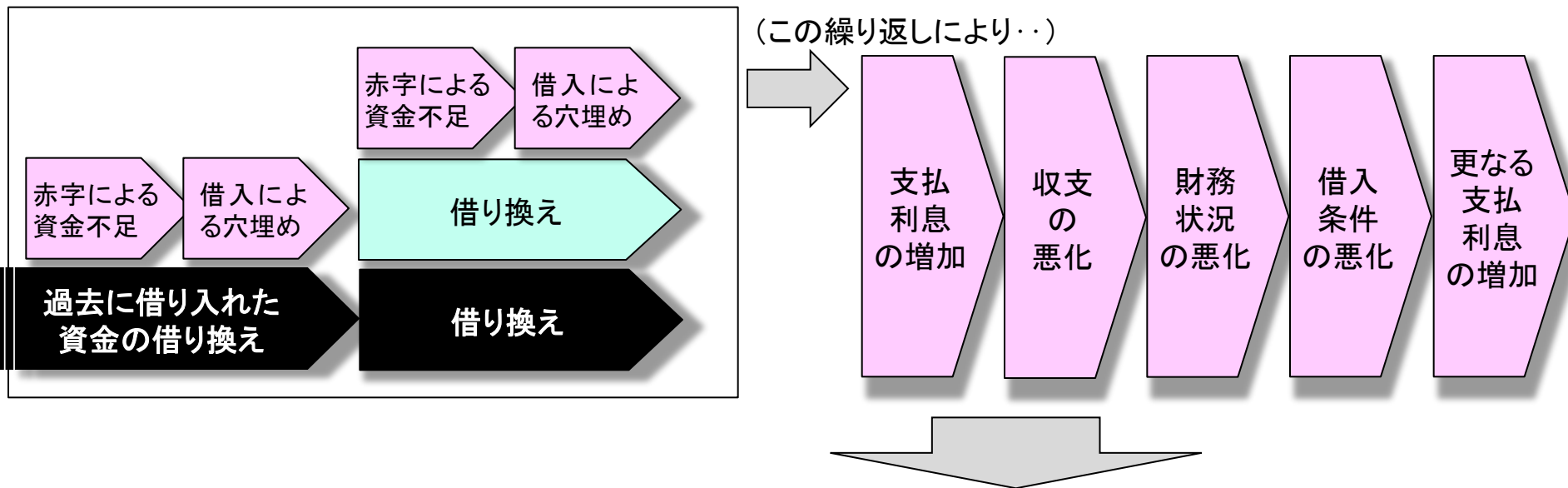
指摘事項1. 剰余金の効果について

- 平成12年の自由化以降、経営効率化の成果により剰余金を積み増してきたことで、一般的には以下のような効果があります。
 - 「無利息の自己資金」として設備投資等に充当することで、設備関係費用（支払利息）の低減を図ることができた。
 - 剰余金により有利子負債を削減することで、財務体質の改善が図られ、資金の調達金利も低く抑えることができた。
- 特に浜岡原子力発電所の全号機停止以降にあっては、厳しい収支状況においても、他社に比べ良好な財務体質を背景とした信用力により、事業活動に不足する資金を金融機関からの借入などにより調達することができたため、これまでは現行の料金水準を維持することができました。

指摘事項1. 赤字継続による経営状況の悪化について

7

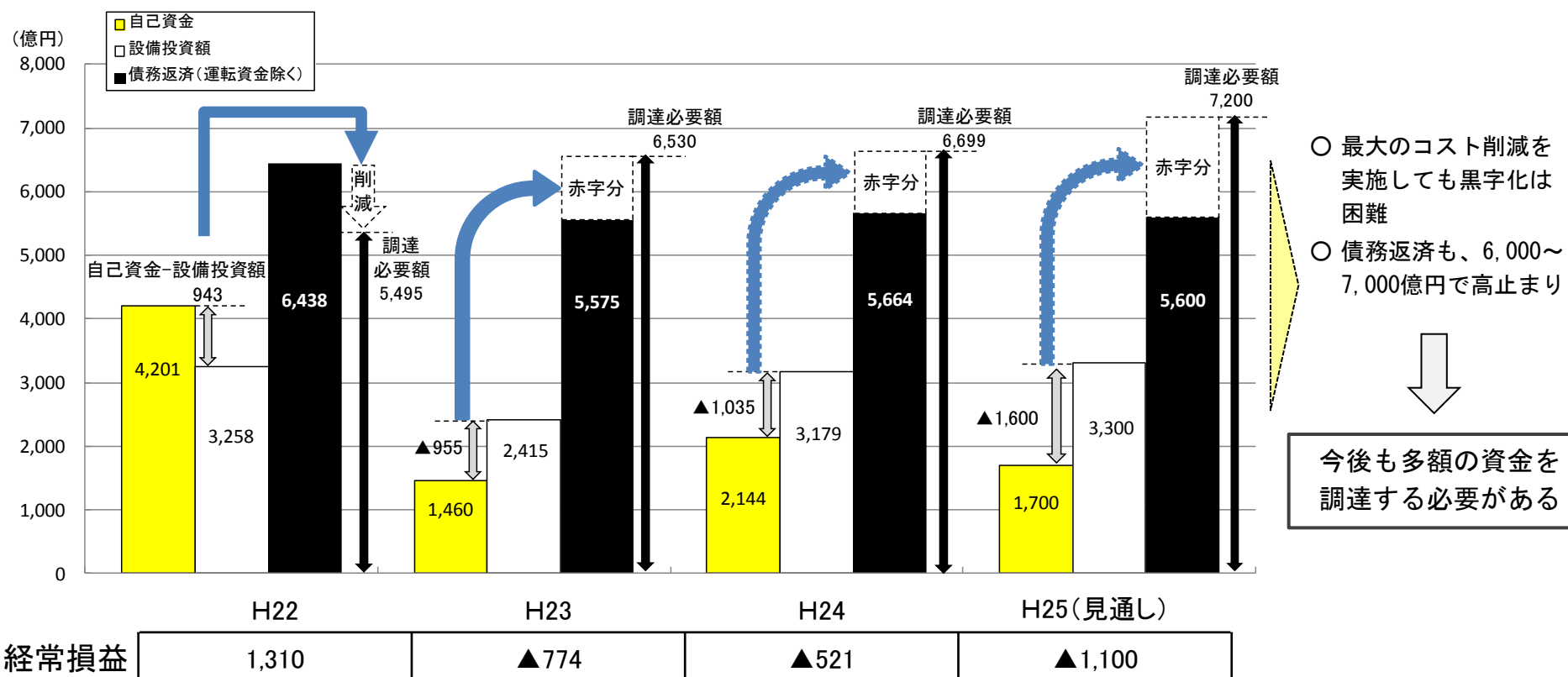
- お客さまに電気を安定的にお届けするためには、発電所や送電鉄塔といった膨大な設備を建設する必要がありますが、そのための巨額な資金調達にあたっては、現状では主に借入に依存せざるをえません。過去に借り入れた資金は、随時、「借り換え」を行いながら長期間かけて返済しております。
- 加えて、赤字に伴い不足した資金は、剰余金が現金としてストックされているものではないため、借入を増やして対応することとなり、支払利息の負担が増えることとなります。
- 「支払利息の増加」⇒「収支の悪化」⇒「財務状況の悪化」⇒「借入条件の悪化」⇒「更なる支払利息の増加」⇒ …… このような悪循環を生むことになり経営の健全性を毀損することになります。



このような悪循環を生むことになり、経営の健全性を毀損することになります。

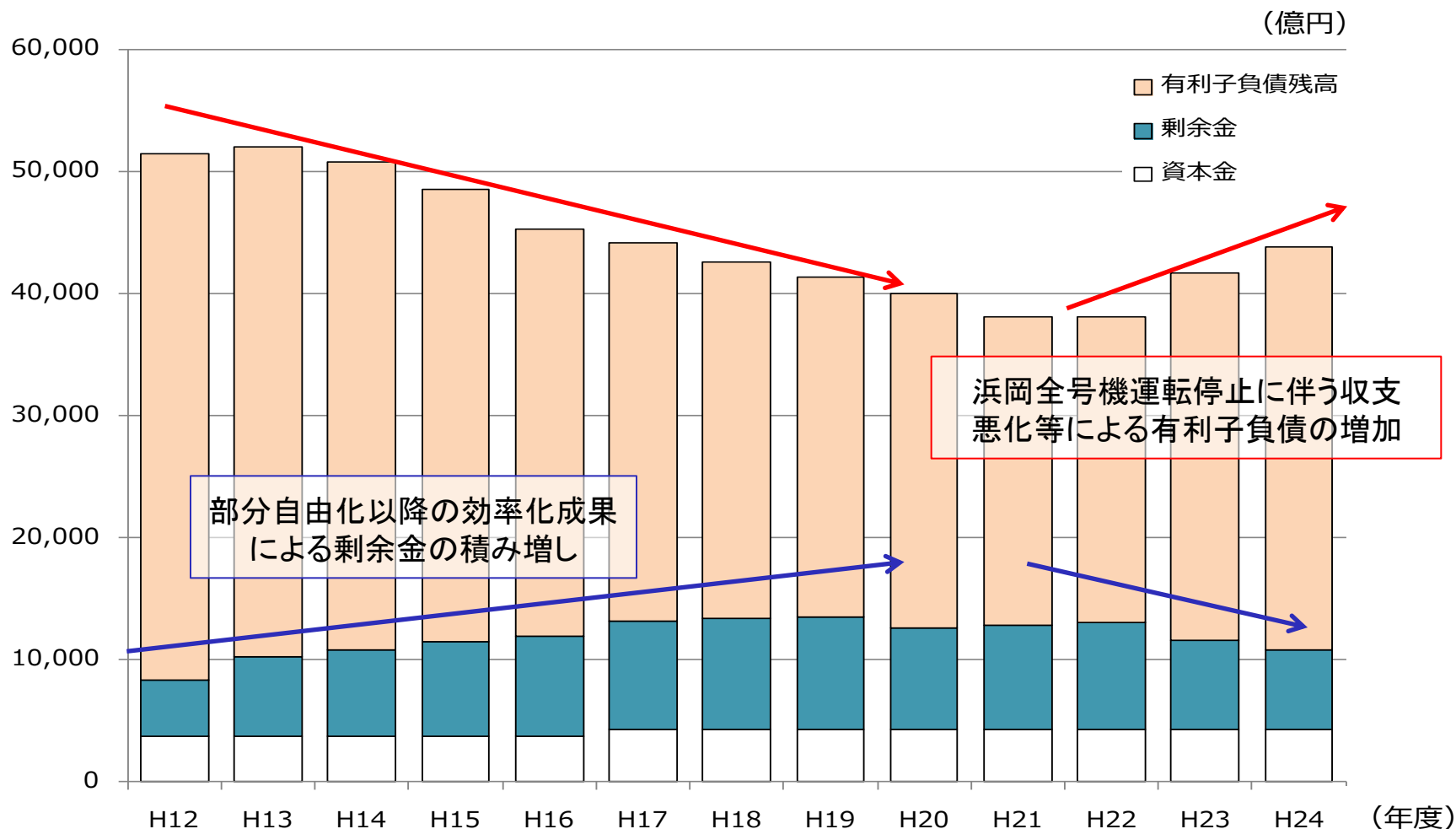
【参考】当社の資金状況の推移

- 震災前までは、設備投資額を上回る自己資金（電気の販売によって生み出された資金⇒詳細はスライド17参照）を債務の返済に充てておりました。
- 浜岡原子力発電所の停止以降は、増大した火力燃料費への支出増等により自己資金が大幅に減少しております。
- そのため、高経年化対策のための投資等に対しても、自己資金で賄えない分を借入で対応しなければならず、借り換えに必要となる資金も含めて、調達必要額は年々増加しております。
- 今後も、債務返済分だけで6,000億円～7,000億円という多額の資金調達が必要となります。

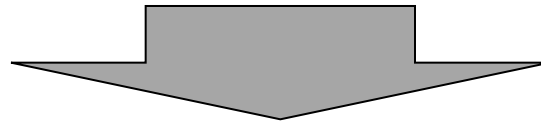


【参考】剰余金と有利子負債残高の推移

- 当社は、平成12年の自由化以降、経営効率化の成果をお客さまにお示しする一方、効率化をさらに進めたことによる成果を内部留保し(剰余金の積み増し)、財務体質の改善(有利子負債の削減)を進めてきました。
- しかしながら、平成23年度の浜岡全号機停止に伴う燃料費負担の増加による厳しい収支状況などにより、剰余金は減少する一方、有利子負債は増加しております。



- 3期連続の赤字となり、このまま具体的な収支改善の見込みが得られない場合・・・
 - ✓ 金融機関に不良債権と判断される蓋然性(確実性)が高まり、取引先金融機関から新規の融資を受けられなくなるおそれ(資金調達が極めて困難になる可能性)
 - ⇒ 信用力の低下から、資金調達コストの一層の上昇や、最悪の場合、資金繰りが行き詰り、電気事業の遂行に支障をきたす可能性
 - ✓ 燃料、資材調達等にも影響が生じる可能性



- 収支の改善を図り、信用力の低下・自己資本の減少に歯止めをかけることにより、電気事業を健全に運営し、お客さまに電気を安定してお届けすることが必要です。
- したがって、誠に心苦しい限りですが、電気料金の値上げについて、お願いせざるを得ないとの判断に至りました。

指摘事項1. 今回の料金に反映した経営効率化

- 今回の料金値上げにあたっては、人件費の削減といった今後取り組むべき経営効率化も反映し、可能な限り電気料金の値上げ幅の圧縮を図っております（規制部門平均：4.95%）。
- お客さまには誠に申し訳ございませんが、何卒ご理解を賜りますよう、お願い申し上げます。

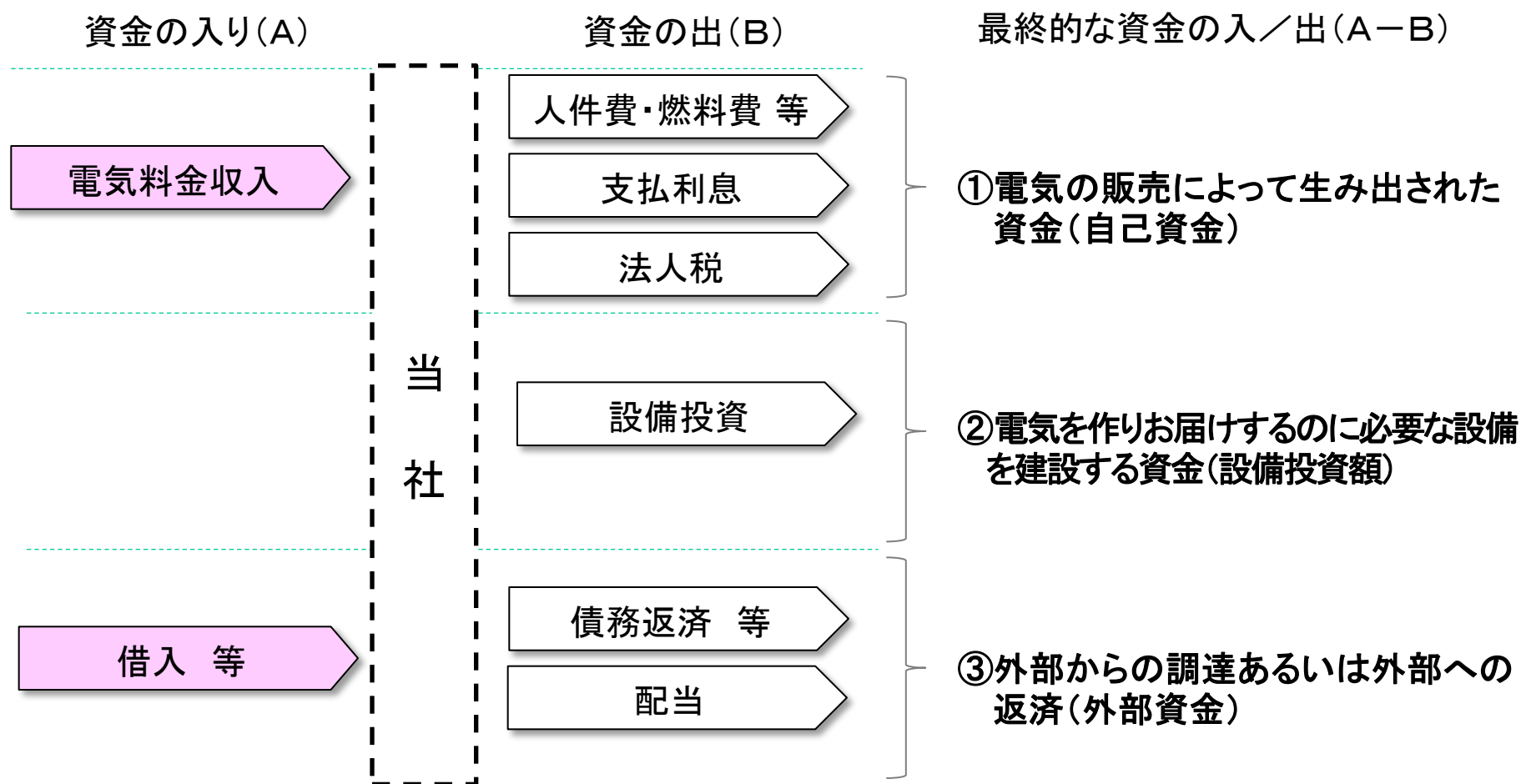
◆ 今回の料金に反映した経営効率化の内訳

（億円）

	H26	H27	H28	3ヶ年 平均	主な内容
人件費	454	460	467	460	・役員給与の削減 ・基準賃金の削減をはじめとした社員年収水準の引き下げ ・保養所の全廃等による厚生費の削減 等
燃料費・ 購入電力料	444	631	667	580	・上越火力発電所運転開始による熱効率向上（燃料費の低減） ・安価な燃料調達による燃料費の削減 ・購入電力料の削減 等
設備投資 関連費用	49	84	117	83	・競争的発注の拡大等による調達価格の削減（震災前比▲10%等） ・新技術・新工法の採用による投資額の削減
修繕費	384	310	299	331	・競争的発注の拡大等による調達価格の削減（震災前比▲10%等） ・新技術・新工法の採用、仕様の見直し、設備の効率的運用等による削減
その他	175	183	179	179	・競争的発注の拡大等による調達価格の削減（震災前比▲10%等） ・販売拡大活動やイメージ広告等の普及開発関係費の削減 ・寄付金・団体費等の諸費の削減 ・販売に係る研究費の削減 等
合計	1,506	1,668	1,729	1,633	

【参考】当社の資金の出入りについて

- 下の図は当社における代表的な資金項目と、その出入りの状況を示したものです。
- 資金の入り(A)から資金の出(B)を差し引いた数値(A-B)が、最終的に会社に入った資金あるいは会社から出て行った資金となります。
- ①電気の販売によって生み出された資金(仮に自己資金と呼ぶことにします。以下同じ。)、②電気を作りお届けするのに必要な設備を建設する資金(設備投資額)、③外部からの調達あるいは外部への返済(外部資金)の3つに区分して、資金の最終的な出入りを管理しています。



【参考】金融機関の融資判断基準

- 金融機関の融資判断においては、債務者区分(①正常先、②要注意先、③破綻懸念先、④実質破綻先、⑤破綻先)が重視されており、貸出債権が不良債権(②～⑤)に区分されると、多額の貸倒引当金の計上(＝多額の損失計上)が必要となり、その債務者に対する新規融資は困難になる。

※下線引用者

金融庁『預金等受入金融機関に係る検査マニュアル』(平成25年8月) P. 206 自己査定(別表1)

1. 債権の分類方法

(3) 債務者区分

② 要注意先

(自己査定基準の適切性の検証)

要注意先とは、金利減免・棚上げを行っているなど貸出条件に問題のある債務者、元本返済若しくは利息支払いが事実上延滞しているなど履行状況に問題がある債務者のほか、業況が低調ないしは不安定な債務者又は財務内容に問題がある債務者など今後の管理に注意を要する債務者をいう。(中略)

(自己査定結果の正確性の検証)

ロ. 赤字企業の場合、以下の債務者については、債務者区分を正常先と判断して差し支えないものとする。なお、本基準は、あくまでも赤字企業の債務者区分を検証するための目安であり、本基準を機械的・画一的に適用してはならない。債務者区分の検討は、業種等の特性を踏まえ、債務者の業況、赤字決算の原因、企業の内部留保の状況、今後の決算見込み等を総合的に勘案して行うものとし、本基準の要件を形式的に充たさない債務者を直ちに要注意先と判断してはならない。

(イ) 赤字の原因が固定資産の売却損など一過性のものであり、短期間に黒字化することが確実と見込まれる債務者。

(後略)

【参考】自己資本維持の必要性

- 3期連続の赤字に伴い、当社の自己資本は大幅に減少しておりますが、電力を安全・安定的に供給していくためには、一定の自己資本を維持する必要があります。
- 当社においては、以下にお示しする固有の課題もあり、自己資本の確保が重要であると考えております。

<当社固有の課題>

- 東海、東南海地震の震源域に多くの設備を有する当社は、原子力発電所のみならず、火力発電所や流通設備についても、大規模災害への備えが必要。
- 火力発電比率が相対的に高い当社では、燃料価格高騰に対する備えが他の電力会社以上に重要。
- 電力の安定供給やコスト低減に資するシェールガスや燃料上流権益への投資、事業基盤の強化によりお客さまの利益に資する国内外エネルギー事業への投資について、積極的に取り組んでいく方針。

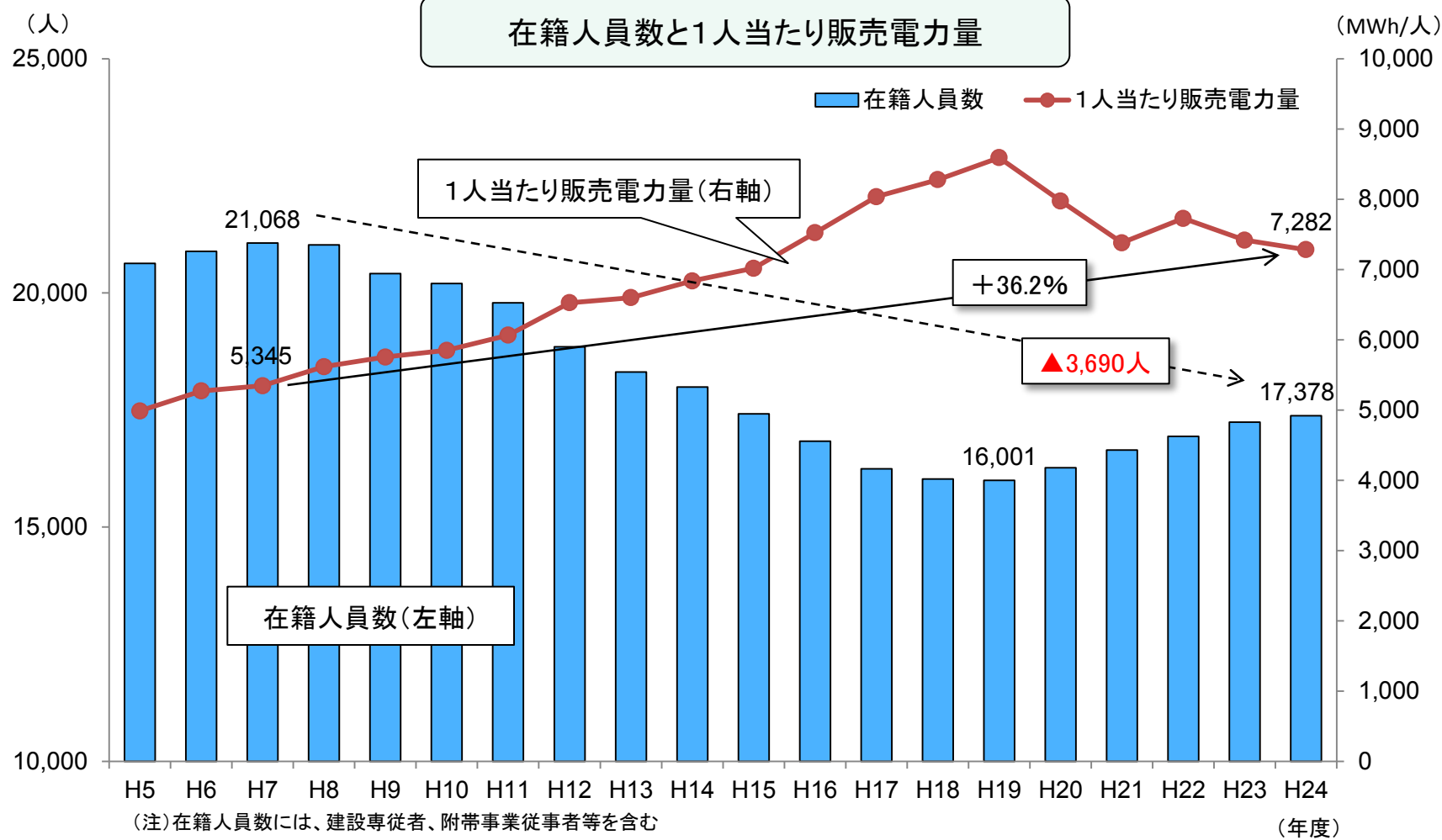
- なお、剰余金については、現預金として積み立てるのではなく、発電設備をはじめとする設備投資資金に充当することにより、有利子負債を圧縮し、支払利息の低減に繋げております。

チェックポイント②

チェックポイント	説明資料
チェックポイント② ・役員報酬(一人当たり)、従業員年収(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。また、最大限の効率化が求められる状況下で、<u>役員数及び従業員数</u>が適正であることを明確かつ合理的に説明しているか。	第7回 資料8-1 P1,3,5,6,7 (P16-20に抜粋)

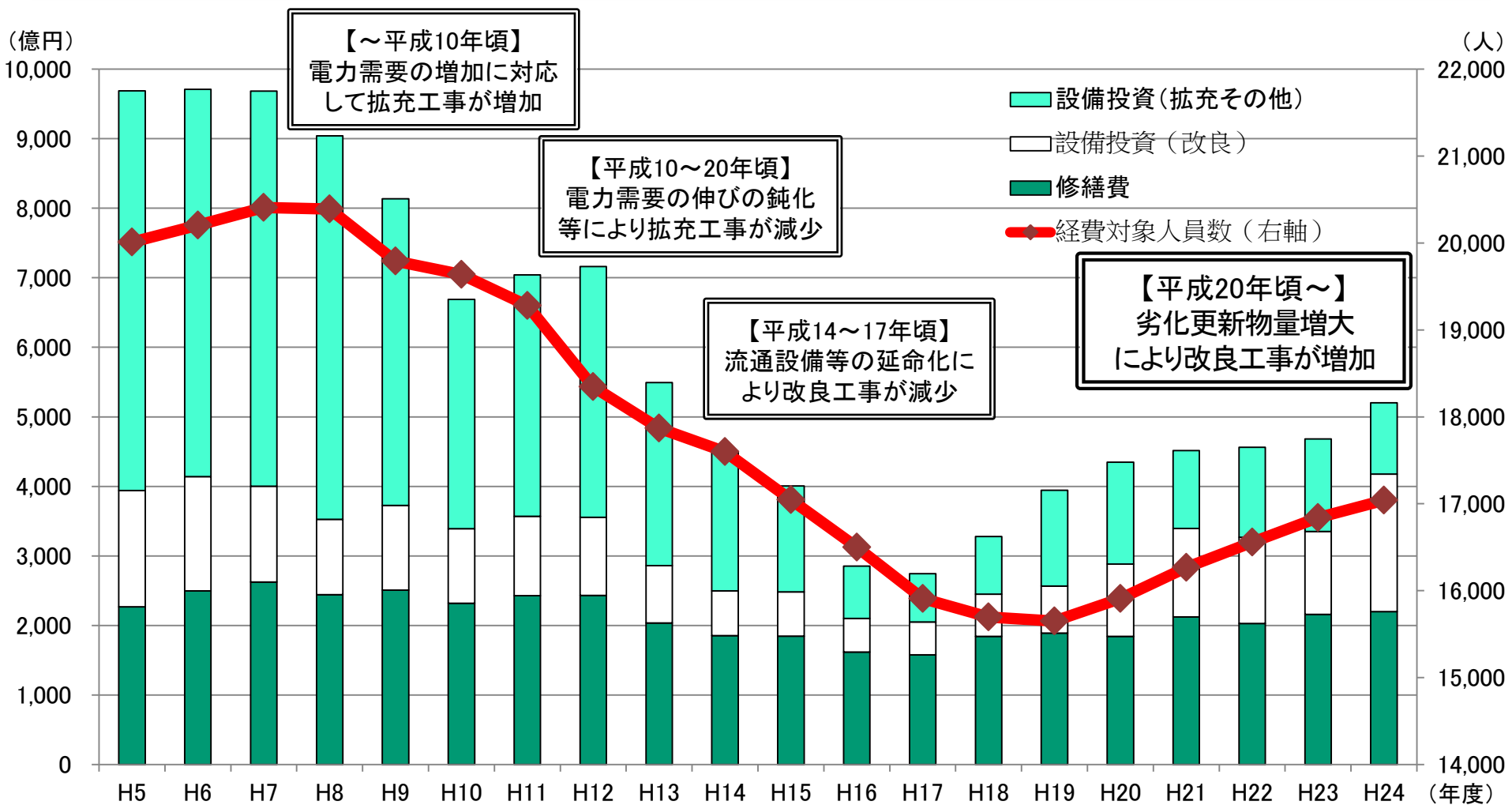
4. (4) 人員数の推移・増加理由①

- 当社は聖域を設けない業務効率化を継続的に推進し、採用数を大幅に抑制するなど電力業界の中でもいち早く、徹底的に要員のスリム化に取り組んできた結果、従業員数は平成19年度に約16,000人まで減少しました。
- その後は、流通設備の高経年化対策や原子力発電所の安全性向上対策、太陽光発電連系申込の増加等に対応するため要員は増加したものの、平成24年度の従業員数はピーク時の平成7年度と比べ3,690人少ない水準となっており、労働生産性は36.2%向上しております。



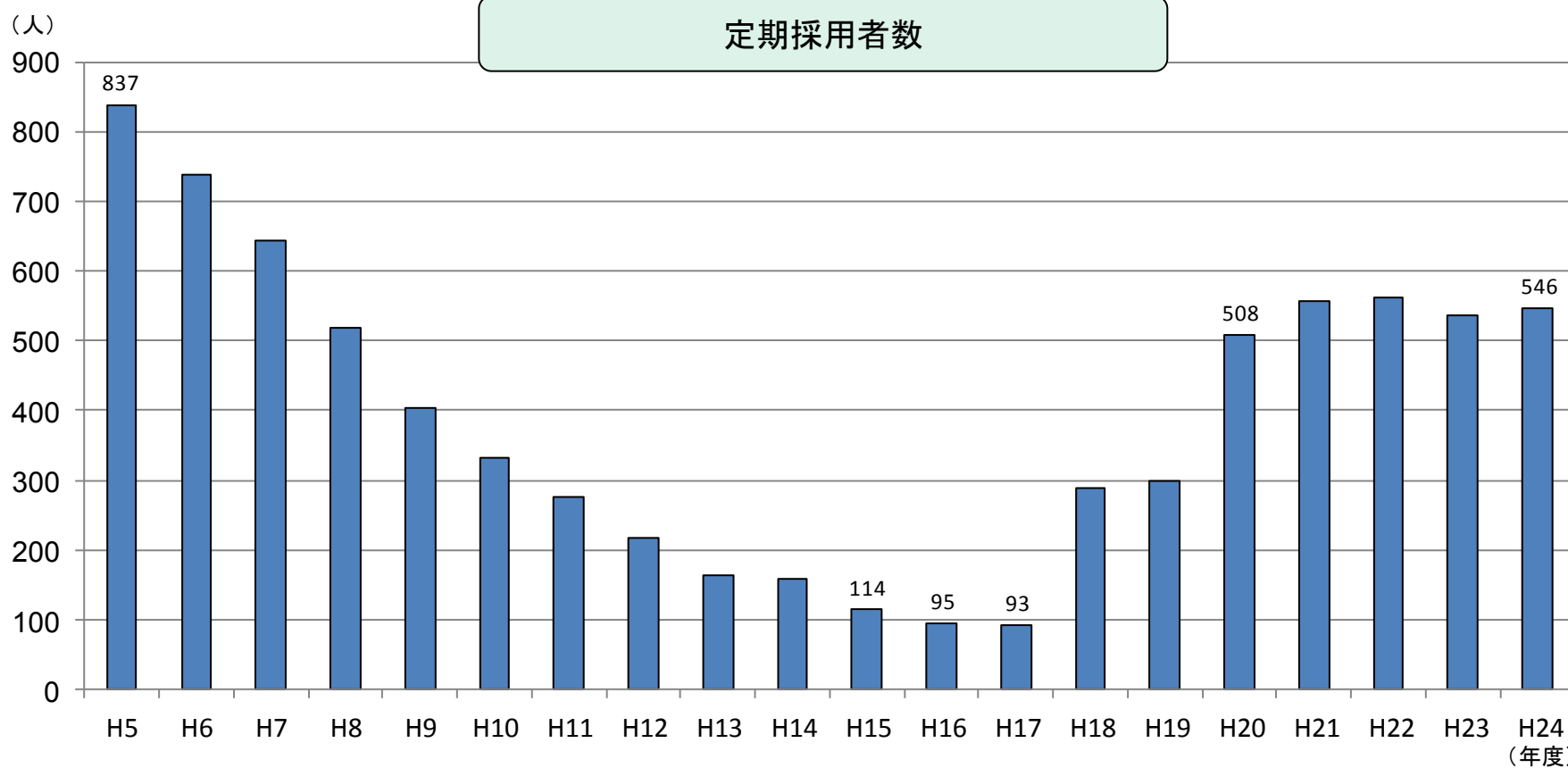
4. (4) 人員数の推移・増加理由②

- 当社は、設備投資や修繕費の削減に積極的に取り組むとともに、要員のスリム化に徹底的に取り組んでまいりました。
- 平成10年以降の電力需要の伸びの鈍化等による拡充工事の減少や平成14～17年頃の流通設備等の延命化による改良工事の圧縮にあわせて、要員数を抑制してきました。
- しかし、近年では、延命化した流通設備の高経年化対策や原子力発電所の安全性向上対策、太陽光発電連系等による改良・修繕工事の増加に対応するため、電力の安全・安定供給に必要な要員数の確保に努めております。

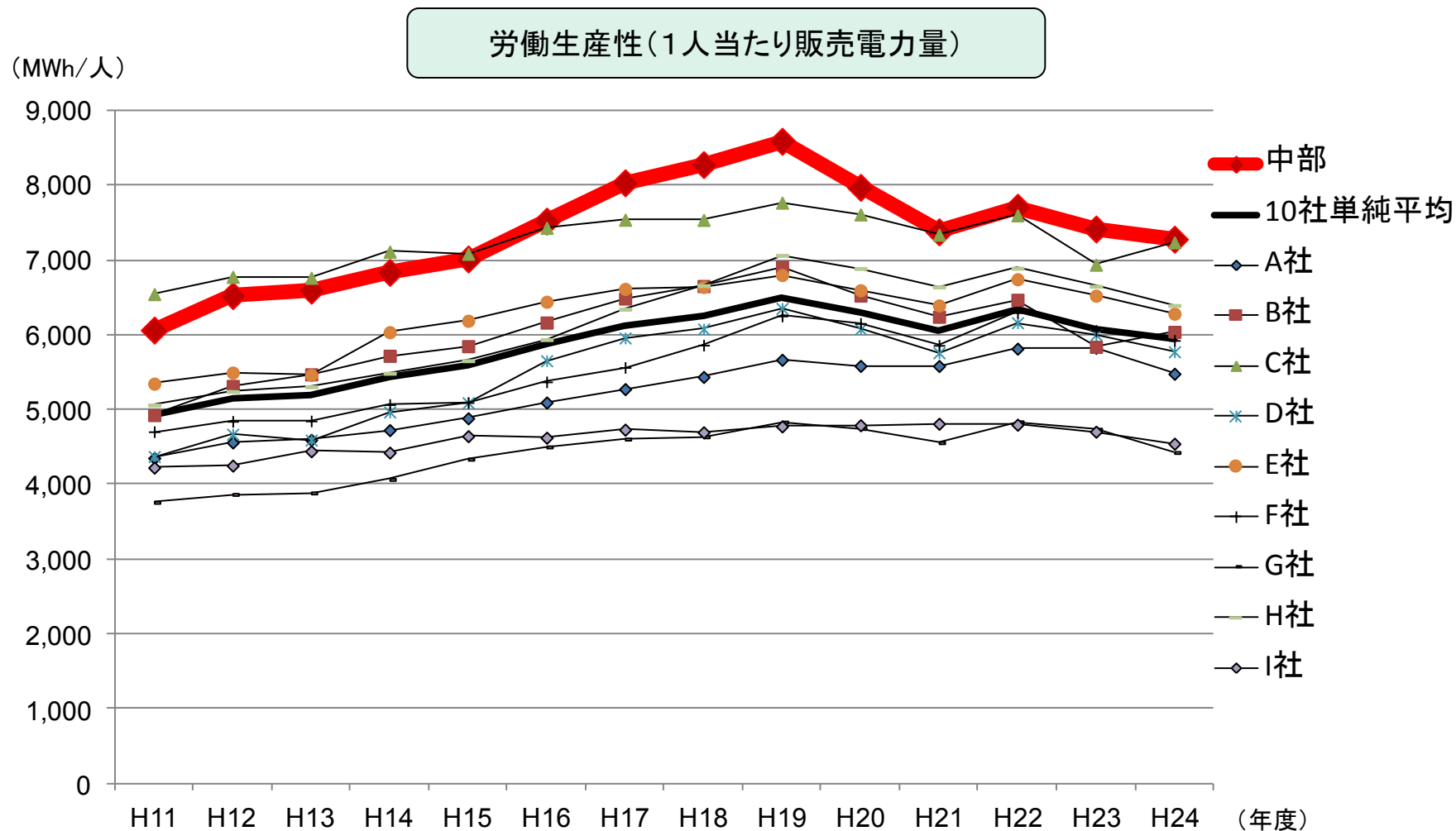


4. (4) 人員数の推移・増加理由③

- 当社は、平成7年の電気事業制度改革を踏まえ、コスト低減策を推進し設備投資の抑制を図り、工事量の減少にあわせて採用数の抑制、要員のスリム化に努めてきました。
- さらに、平成12年の電力自由化を契機に、業界トップ水準の労働生産性を早期に実現するため、特に平成15～17年度の採用数を毎年100人程度にするなど大幅な抑制を行ってまいりました。
- しかし、このような採用抑制により、労務構成が歪み技術継承の面で苦慮する事態になり、加えて、その後の流通設備の高経年化 対策や原子力発電所の安全性向上対策、太陽光発電連系申込の増加等により工事量が大幅に増加しました。これらに対応するため、必要な要員を確保することで電力の安全・安定供給の使命を確実に果たしてまいりました。



- 当社は、電力業界の中でもいち早く、徹底的に要員のスリム化に取り組んできた結果、平成16年度には労働生産性(1人当たり販売電力量)は業界1位となりました。
- 500人規模の採用を行ってきた平成20年度以降においても、労働生産性はトップレベルを維持しております。



【参考】今後の人員数について

20

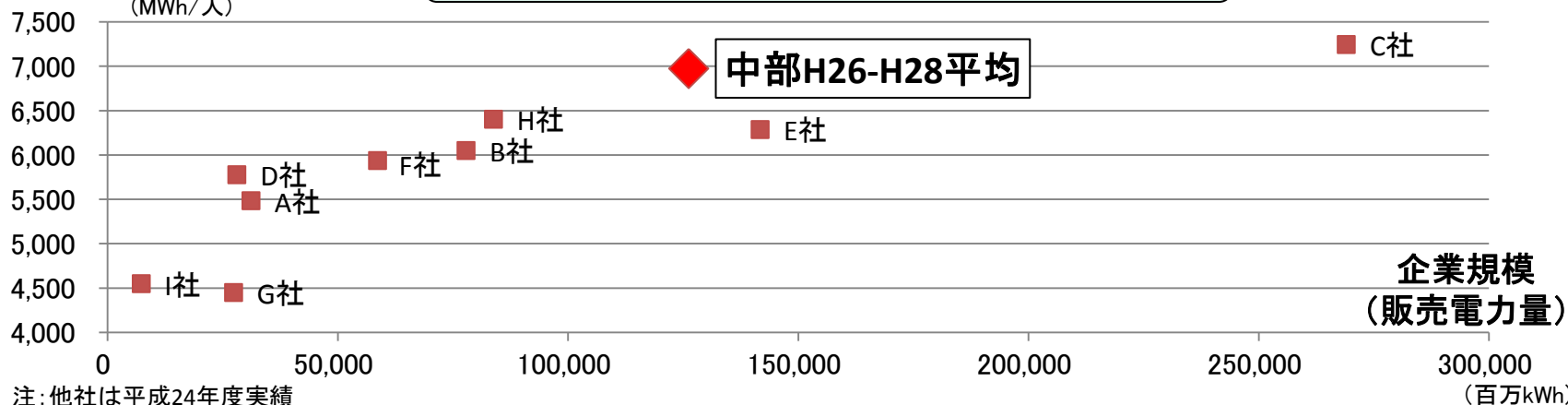
- 今後、流通設備の高経年化対策や原子力発電所の安全性向上対策等への対応、太陽光発電連系の増加対応をはじめとした営業所の業務増による要員逼迫を解消するため、必要人員数は増加する見込みですが、引き続き業務運営の効率化に努め業界トップクラスの労働生産性の維持を目指してまいります。
- 原価算定期間における経費対象人員は、平成26年度末:17,686人、平成27年度末:17,915人、平成28年度末:17,932人で推移する見通しです。

	H25年度末 (推実)	H26年度末	前年差	H27年度末	前年差	H28年度末	前年差
在籍人員	17,731	18,049	318	18,296	247	18,304	8
経費対象人員	17,328	17,686	358	17,915	229	17,932	17
経費対象外人員 (建設専従者・附帯事業従事者等)	403	363	▲40	381	18	372	▲9

労働生産性

(MWh/人)

企業規模別 労働生産性(1人当たり販売電力量)



チェックポイント④

チェックポイント	説明資料
チェックポイント④ ・従業員以外の者であってその業務内容が不明確なもの（相談役、顧問等）や地方議員兼務者に係る費用について、原価から除かれているか。また、出向者への給与、その他の雑給について、原価算入に値するものに限定されているか。	第11回 参考資料3 P21,22 (P22,23に抜粋)

4. (2) 議員を兼任している社員数・給与の支払い

- 平成25年12月1日時点で、11名が県会議員、市会議員に就任しております。
- 議員に就任する従業員の人件費は、原価に算入しておりません。

(参考)

- 勤務時間中に議員に就任する従業員が公務活動をした時間分の給与は、支払わないこととしております。

4. (5) 顧問・相談役関連の費用

- 顧問・相談役に支払っている報酬や、執務スペース・社用車等の費用については、いずれも原価に算入しておりません。

項 目	取り扱い
報 酬	原価不算入
執務スペース、社用車	原価不算入
顧問・相談役の秘書	原価不算入

チェックポイント⑤

チェックポイント	説明資料
チェックポイント⑤ 競争入札比率については、高い水準を目指して引き上げるべきであり、申請内容(35%)は、東京電力の事例を踏まえた水準となっているか。<u>競争入札の対象分野を明らかにするなど、実現に向けた具体的な方法を説明しているか。</u>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及びその理由を公表しているか。	第9回 資料4 P5-8 (P25-28に抜粋)

指摘事項9. 特命発注件名の具体例と競争化に向けた取り組み

- 電力供給に関わる設備等においては、一般的に市場性がない資機材・役務があり、その場合競争者が存在しないことから特命による発注となっております。
- 今後は、これまで特命発注によらざるを得ないとしてきた資機材・役務についても、新規取引先の発掘等により、できる限り競争発注が可能となるような環境を整備してまいります※。

特命発注としているケース	具体例	
	件名	理由
既設設備・機器の取り替え等における技術的制約があるもの	・既設発電設備の一部取替 ・既設変電設備点検、修理 （材料の調達を含む）	◇既設設備・機器の納入元の技術・ノウハウ・品質保証が必要不可欠
仕様・特許等の制約により、供給可能な取引先が限定されるもの	・変電所用機器（特殊仕様品） ・配電用副資材 （支線バンド・引下コネクタ 等）	◇特許・実用新案もしくは当社独自仕様の制約により、他の取引先からの調達が困難
電力固有の設備の維持管理・保守等、対応可能な取引先が限定されるもの	・発電所運転および保守管理 ・送変電設備の保守管理 ・配電設備工事および保守管理	◇施工・保守管理に当たり、専門性・習熟性の高い技術（*1）を有する人員・特殊な機材（*2）を保有していることが必要 ◇突発的な事故復旧に際し、当社管内において即応できる体制が整っていることが必要 *1 火力発電所定期点検・経常修繕工事、火力発電所運營業務委託・排煙脱硫設備運営委託、工務関係設備点検・修繕工事、配電外線工事 等 *2 架空送電保守・点検の際に用いる宙乗機、無停電工法による配電外線工事に使用する変圧器車 等
緊急時対応	・災害、事故復旧 ・変電所用変圧器漏油修理	◇停電等による公共への影響を最小限に抑えるため、いつでも迅速な対応が可能な体制が必要

※競争化に向けた取り組み

- ◇新規設備調達時における保守費用も含めた総合評価方式による競争
- ◇海外3rdパーティー（非OEM）品の採用
- ◇「仕様の簡素化や共通化」とそれによる「新規取引先の発掘」等を通じた競争環境整備

- 【事例1】総合評価方式（西名古屋7号関連発電設備）
- 【事例2】3rdパーティー品の採用
- 【事例3】当社仕様の開示による新規取引先募集（公募）

施策前

<従来の方法>

発電設備の調達について、当社仕様に
に基づき、発電設備価格のみの競争
により発注先を決定

発電に係る主な費用

発電
設備

減価償却費

部品取替費用

発電効率(燃料費)

発電設備価格のみの評価により発注先を決定



・請求元と競争
条件(仕様)等
の調整

・評価方法の
検討

・対応可能な引
合先の検討

施策実施後

<施策の実施>

発電設備本体価格に加え、運転期間中(15年
間)の部品取替費用、発電効率評価額(燃料
費)を加味した指名競争見積を実施。
更には、当社仕様に基づく見積のみでなく、引
合先からの代案も募集したうえで、技術的完成
度、メーカーの信頼性等も加味した総合評価に
より発注先を決定。

発電に係る主な費用

発電
設備

減価償却費

部品取替費用

発電効率(燃料費)

上記費用に加え、効率性・技術的完成度等も加味した総合
評価により発注先を決定

施策実施後削減額

発電設備価格 ▲25.1億円

部品取替費 ▲76.9億円(15年間)

施策前

<従来の方法>

海外製ガスタービン高温部品については、原メーカー製品のみ購入していた(国内メーカー経由)

⇒価格の高止まり

⇒毎年大幅なエスカレーション



・サプライヤーの調査・発掘

・導入前後における品質などの技術的な評価

(製品寿命・修理実績 等)

・契約条件・価格交渉

(競争化)

・競争環境の整備

(各サプライヤーの基本的な契約条件の統一に向けた比較評価・再交渉等)

施策実施後

<施策の実施>

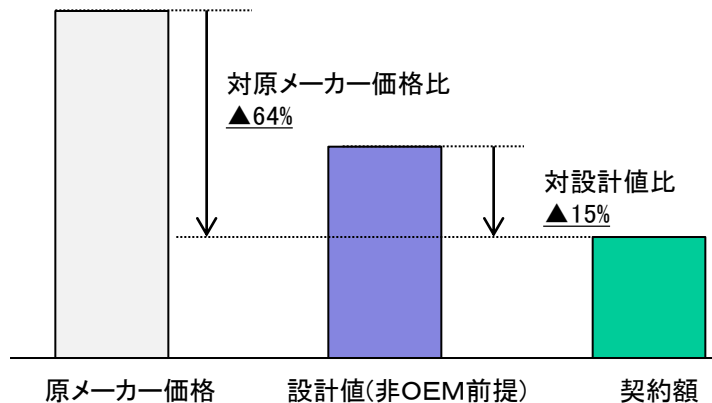
3rdパーティー(非OEM)品の採用

◇海外3rdパーティーとの直接契約



◇海外3rdパーティー間の競争

<H24コスト削減効果>



施策実施後削減額(対設計値比)

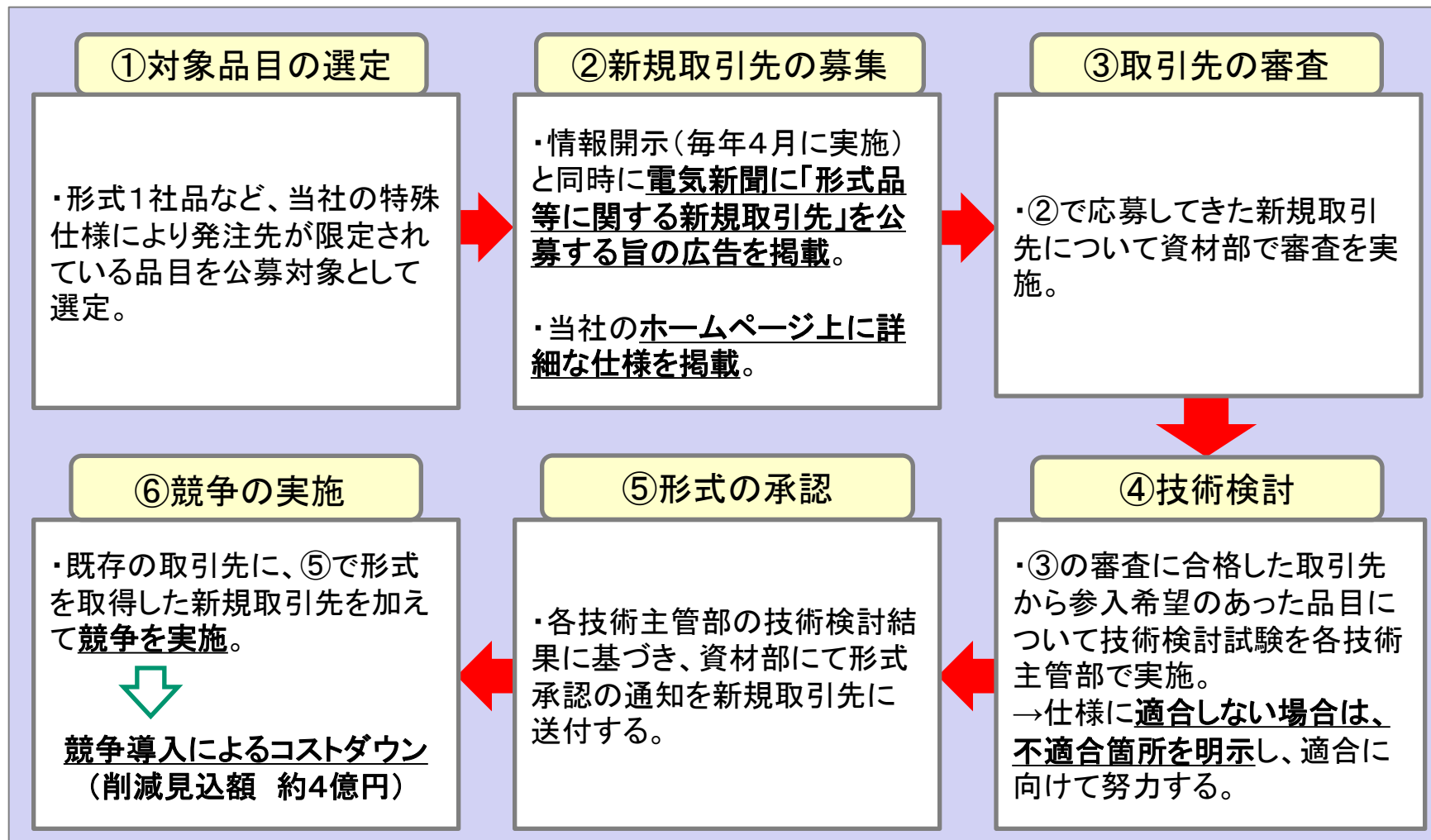
▲1.7億円

(対原メーカー価格比削減額)

▲17.7億円

- 今後の競争拡大による更なる効率化に向けて、「仕様の簡素化や共通化」とそれによる「新規取引先の発掘」等により可能な限り制約条件の解消に向けた検討を進め、競争環境を整備してまいります。
- 新規取引先の発掘に向けた新たな取り組みとして、平成25年度は、38品目を対象に「当社仕様の開示による新規取引先募集（公募）」を実施しました。

【（参考）「当社仕様の開示による新規取引先募集」取り組みイメージ】



チェックポイント⑧

チェックポイント	説明資料
チェックポイント⑧ • <u>広告宣伝費等普及開発関係費について、公益的な目的から行う情報提供であって、合理的な理由があるものに限り、原価算入しているか。</u>また、廃棄物処理費、養成費、研究費、諸費について、厳に必要なもののみを原価に算入しているか。さらに、交際費の大幅な削減、兼職職員への人件費等の支払いの廃止・縮減が行われているか。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。	第9回 資料6-3 P4-9 (P30-35に抜粋)

3. 普及開発関係費

- 「一般電気事業供給約款料金審査要領」に則り、イメージ広告やオール電化関連業務、販売関連のPR館運営に係る費用は全額原価不算入としております。
- さらに費用を精査し、前回改定に比べ61億円減少しております。

(百万円)

分 類	主な業務	今 回 (H26～H28) A	前 回 (H20) B	差 引 A-B	備考（主な増減理由など）
電気契約 メニュー周知・ 需要抑制関連	お客さまへの電気料金の周知	174	93	80	契約メニュー試算を可能とするHPの改修による増など
	電気利用の効率化活動	163	199	▲ 36	電気の効率的利用に資するPR活動の縮小による減など
電気の安全 周知関連	停電発生時の広報活動 お客さまの防災に資する活動	51	172	▲ 121	電気の安全利用に資するマス広告の中止による減など
発電所立地・ エネルギーに 関する理解 促進活動関連	浜岡原子力発電所の安全対策等 に係る情報提供	621	432	189	安全対策PRのための広告掲載による増など
	施設見学会・PR施設運営	695	853	▲ 158	各PR館の効率化運営に伴う減など
	エネルギー・発電所理解活動	32	56	▲ 24	エネルギー講演会の厳選による減など
その他情報 提供関連 (公益的目的)	次世代層の教育、お客さま対応	183	967	▲ 784	社会貢献活動や地域社会協力に活動の縮小による減など
	電気の契約手続き等に係る 情報提供	1	2	▲ 1	
イメージ広告		—	1,176	▲ 1,176	原価不算入
オール電化等販売拡大活動		—	3,787	▲ 3,787	
PR館(販売関係)		—	254	▲ 254	
合 計		1,918	7,991	▲ 6,073	

【参考】電気契約メニュー周知・需要抑制関連

- 電気契約メニュー、料金単価、計算方法、電気のご使用状況等を簡潔・明瞭にお伝えするための費用を計上しております。
- 電気利用の効率化、省エネに資する情報を幅広くご提供するための費用を計上しております。

＜主な業務内容＞

主な業務	内容	H26-28平均 (百万円)
お客さまへの電気料金の周知	・電気契約メニューのご案内に資するパンフレット、チラシ、ホームページの制作および電気のご使用実績・最適料金試算の情報提供	174
電気利用の効率化活動	・電気利用の効率化、省エネに資する情報提供（ホームページの制作等） ・省エネ推進を目的としたエネルギーの使用実態調査	163

■お客さまへの電気料金の周知

＜契約メニュー等を記載したパンフレット「ご契約のご案内」の制作＞



■電気利用の効率化活動

＜ホームページを活用した情報提供＞



【参考】電気の安全周知関連

- 電気の安全・安心な利用方法を簡潔・明瞭にお伝えするための費用を計上しております。
- 感電事故防止等、公衆保安に資する情報を幅広くご提供するための費用を計上しております。

<主な業務内容>

主な業務	内容	H26-28平均 (百万円)
停電発生時の広報活動 お客さまの防災に資する活動	・停電発生時の分電盤操作案内や、災害発生時の対応等を掲載したパンフレットの制作 ・電気事故防止PRポスター等の制作 ・お客さまの災害リスク低減に資する雷情報の提供	51

■停電発生時の広報活動

<停電・災害時の対応等を記載したパンフレット「でんきの安心百科」の制作>



■電気事故防止PRポスター等

毎年6月に行われる保安協調月間の機会をとらえ、機動車および児童による送配電線の事故防止を目的に、ポスターや小冊子を制作し、配布している。

<建設会社向けポスター>



<児童向けポスター>



<建設会社向け冊子>



【参考】発電所立地・エネルギーに関する理解促進活動①

33

- 浜岡原子力発電所の安全対策に係る理解促進のため、DVDや紙媒体を活用した情報発信に資する費用を計上しております。
- 各発電所の仕組みや役割、エネルギー・環境問題の理解促進に資する情報提供を行っていくため、PR施設の運営等に係る費用を計上しております。
- また、発電所運営を理解いただくことが重要であるため、ホームページや紙媒体を活用したタイムリーな情報発信による理解活動に資する費用を計上しております。

<主な業務内容>

主な業務	内容	H26-28平均 (百万円)
浜岡原子力発電所の安全対策等に係る情報提供	・浜岡原子力発電所の安全対策に資する動画(DVD)、パンフレットの制作 ・浜岡原子力発電所の安全性、必要性等の解説新聞記事掲載 ・浜岡安全対策、エネルギー全般に関するインフォマーシャル	621
施設見学会・PR施設運営	・当社施設見学会の実施 ・各PR館の運営	695
エネルギー・発電所理解活動	・Webコンテンツ掲載 ・各発電所のパンフレット制作	32

■ 浜岡原子力発電所の安全対策に資する動画(DVD)、パンフレットの制作



■ 浜岡原子力発電所の安全性、必要性等の解説新聞記事掲載



津波対策や地震対策などの各種対策の最新情報、実施中の対策工事の進捗状況をはじめ、新規規制基準への対応や防災対策など新しい取り組みを解説し新聞記事に掲載しております。

←左の記事は静岡新聞(全県版)
浜岡原子力発電所の津波対策工事について、追加対策工事の内容等を紹介しております(全15段 カラー)

■当社施設見学会の実施

上段：回数※
下段：金額(百万円)

	平成22年度	平成23年度	平成24年度	H26～H28 平均
原子力施設	433	291	851	1,095
	81	46	127	112
その他施設	111	112	135	252
	17	15	16	18
合 計	544	403	986	1,347
	98	61	143	130

原子力施設をはじめ、火力や新エネ等の施設見学会を強化し、実際に設備をご覧いただくことで、現状をご理解いただくとともに、将来のエネルギーのあり方を考える活動としております。 ※ バス見学会による実施回数を記載。

■エネルギー・発電所理解活動

(Webコンテンツ「でんきのあした」)



当たり前には送られてくる電気が、燃料調達からご家庭までどのように届けられるのか、お客さまに知られていない事業活動をお伝えすることで、電気事業のご理解、原子力発電をはじめ多様な電源の必要性、節電意識の醸成などに繋げていく情報発信をしております。

■PR館の運営関係費

(百万円)

平成22年度	平成23年度	平成24年度	H26～H28 平均
665	633	688	564

各PR館

- ・でんきの科学館(総合学習型)
- ・浜岡原子力館(原子力)
- ・井川展示館(水力)
- ・川越電力館(火力)
- ・碧南電力館(火力)
- ・知多電力館(火力)
- ・メガソーラーたけとよ(新エネ)

(発電所パンフレット)



電気事業への理解促進を図るべく、各発電所(火力、メガソーラー等)や変電所等の概要を説明したパンフレットを制作し、見学者対応時等にお客さまへ配布しております。

【参考】その他公益的情報発信

- 経営情報の開示、次世代層へのエネルギー教育、契約手続きの周知など、電気事業者として実施する諸活動に資するための費用を計上しております。

＜主な業務内容＞

主な業務	内容	H26-28平均 (百万円)
次世代層の教育、お客さま対応	・お客さま向けホームページによる会社情報の発信 ・次世代教育支援	183
電気の契約手続き等に係る情報提供	・電気工事店や一般家庭のお客さまに対する、インターネットを利用した申込方法に関する情報提供	1

■お客さま向けホームページ



当社からのお知らせや会社情報について、よりタイムリーに広く情報発信するため、インターネットを利用したお客さま向けホームページを運営しております。

■次世代教育支援

＜電気こどもシリーズ＞

小学校に毎月お届けしている壁新聞。さまざまなテーマを取り上げ、子どもたちの科学に対する興味、関心を喚起する。また「調べる学習」にも活用。



＜その他教育支援ツール等＞



＜出前教室＞

次代を担う子どもたちへの教育支援活動の一環として「出前教室」を行っております。



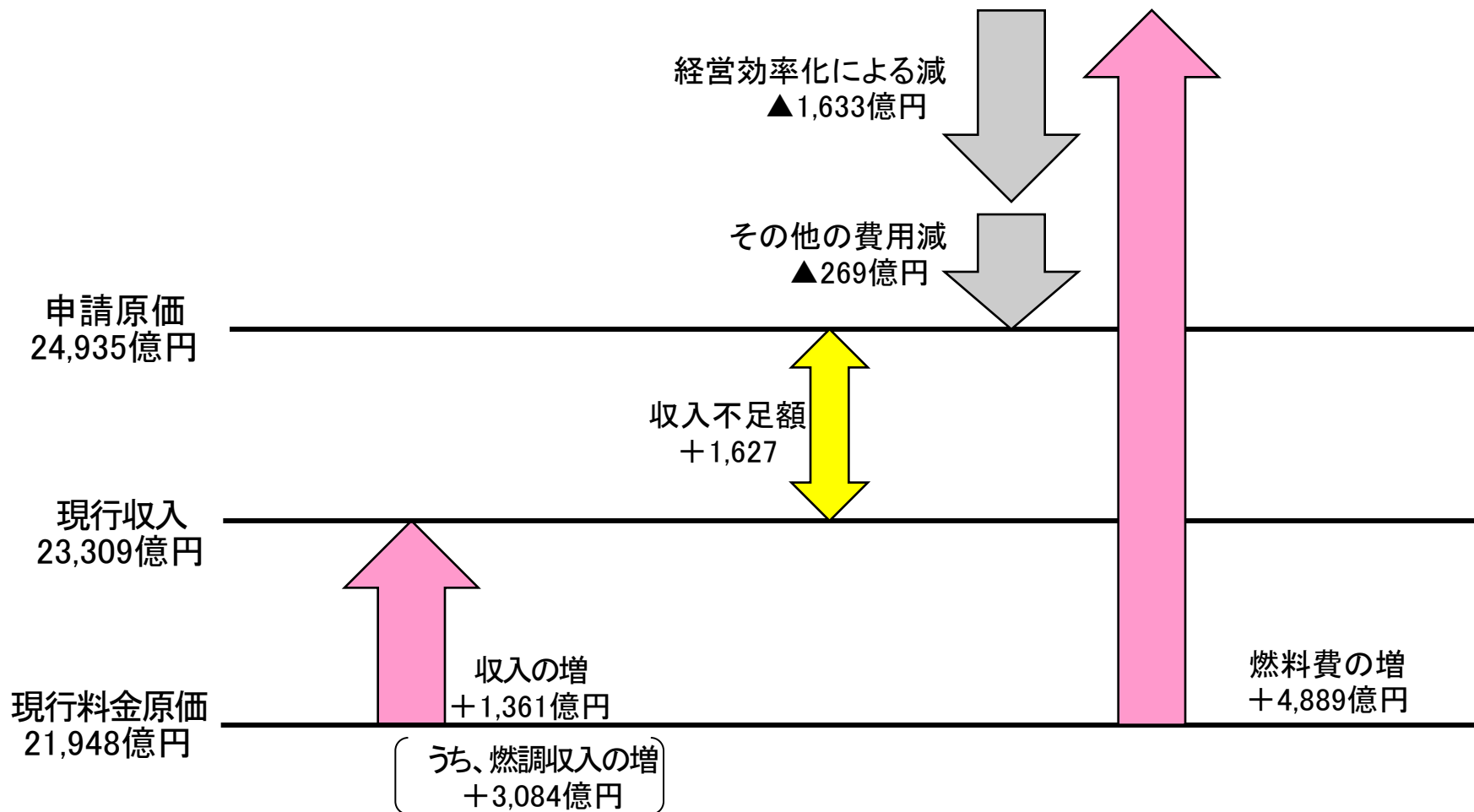
←出前教室で使用する実験器具や、学習用ポスター等を無料で貸し出し。

チェックポイント⑱

チェックポイント	説明資料
チェックポイント⑱ • <u>燃料単価の上昇は燃料費調整制度において電気料金に織り込み済みであるにもかかわらず、燃料費の増加を理由に電気料金を値上げしなければならないことについて分かりやすく説明しているか。</u>	第8回 資料6-1 P30 第11回 参考資料3 P10,11,25,26 (P37-41に抜粋)

1. (1) 値上げの主要因

- 燃料費調整による収入の増加はあるものの、浜岡原子力発電所の全号機停止に伴う火力燃料費の増加の影響が大きく、最大限の効率化によるコスト削減を反映したとしても、現行の料金水準では、電力の安全・安定供給に必要な費用を賄うことが困難な状況にあります。



1. (2) 燃料費の増加要因②

- 火力燃料費の増分4,969億円は、単価増と数量増によります。
- 数量差分は1,015億円、単価差分は3,954億円となっております。

前回改定：7,415億円

+4,969億円

今回改定：12,384億円

(単価)

[重油換算]

52,295円/kl

+16,696円/kl

35,599円/kl

単価差
+3,954億円

○燃料(CIF)価格上昇 +4,522億円
(原油CIF: 82.9\$/b⇒105.5\$/b)
○円高 ▲1,024億円
(為替レート: 113円/\$⇒99円/\$)
○油種構成差*1、
石油石炭税増税影響*2等 +456億円

○原子力利用率減 +1,650億円
○他社受電の減 +542億円
○販売電力量の減 ▲797億円
○熱効率の向上等 ▲380億円

数量差
+1,015億円

*1油種構成差とは
石油、LNG、石炭それぞれの
燃料単価が異なることによ
り生じるもの。平均よりも単価
の高いLNG火力の比率が高
くなると、合成単価も高くな
る。

*2石油石炭税増税影響とは
「地球温暖化対策のための
税率の特例(租税特別措置
法)」が設けられ、平成24年
10月1日から段階的に増税。

火力燃料消費量[重油換算]
(火力発電電力量)

20,828千kl
(969億kWh)

+2,852千kl

23,680千kl
(1,146億kWh)

(数量)

【参考】燃料費増加の燃料費調整制度との関係

①燃料価格の変動

市況や為替レートの変化による燃料価格の変動分
⇒燃料費調整制度により電気料金に反映されます

②③④燃料消費量の変動等

原子力利用率の低下など電源構成の変化により
前回料金改定時の織込み燃料消費数量を超えて消費
した分（単価増分を含む）や石油石炭税増税など
燃料費調整制度で反映できない単価増分
⇒燃料費調整度では電気料金に反映されません

今回改定の
織込み火力燃料費

（単価）

④油種構成差、石油石炭税
増税等による単価増影響
（燃料費調整制度の対象範囲外）
約500億円

単価増

①燃料価格変動影響
（燃料費調整制度の対象範囲）
約3,100億円

③消費数量差

[燃料価格変動対応分]
（燃料費調整制度の対象範囲外）
約400億円

うち
原子力利用率減
（約2,400億円）

前回改定時の
火力燃料費

②消費数量差

[前回改定時の単価で評価]
（燃料費調整制度
の対象範囲外）

約1,000億円

（数量）

消費数量の増

5. (7) 燃料費調整制度と基準燃料価格の変更要因

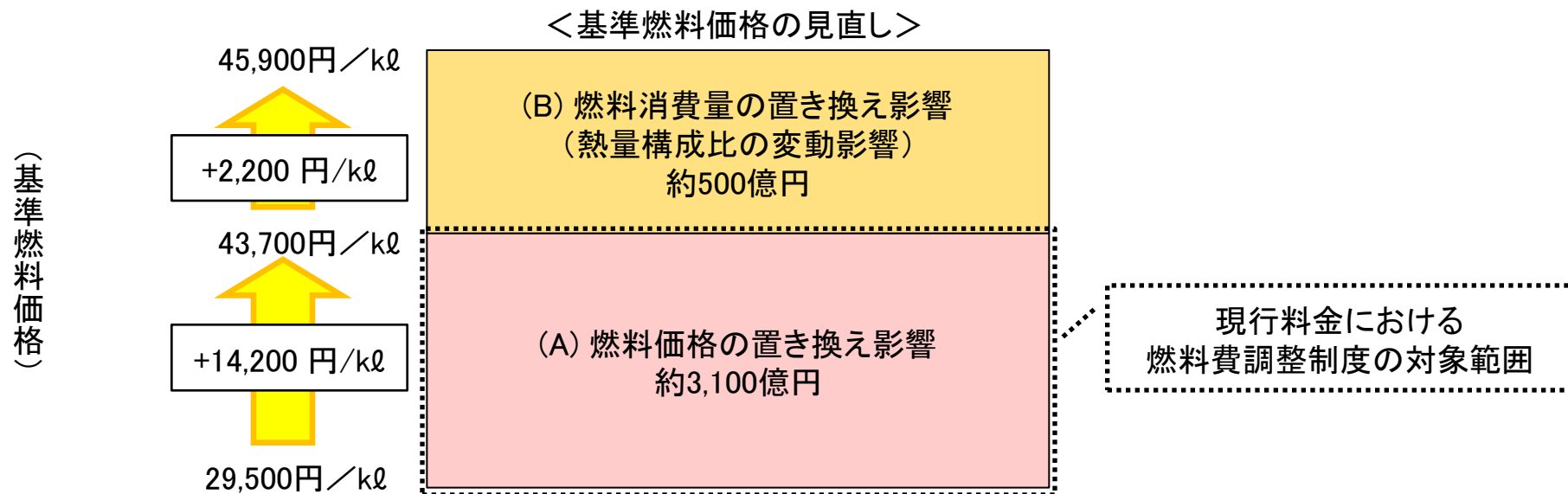
		今回申請 (a)	現行 (b)	差引 (a-b)	
基準燃料価格(※1)		円/kℓ	45,900	29,500	16,400
CIF価格	原油	円/kℓ	65,706	59,131	6,575
	L N G	円/t	82,406	52,721	29,685
	石炭	円/t	10,702	8,406	2,296
換算係数 (※2)	α	—	0.0276	0.0445	▲ 0.0169
	β	—	0.4796	0.4282	0.0514
	γ	—	0.4263	0.5104	▲ 0.0841

← (A) 燃料価格の置き換え (+14,200 円/kℓ) ←

(B) 燃料消費量の置き換え (+2,200 円/kℓ) ←

※1 基準燃料価格 = 原油価格 × α + LNG価格 × β + 石炭価格 × γ

※2 各燃料の原油換算係数と熱量構成比によって算定



第四章 燃料費調整制度

(燃料費調整制度)

- 第二十一条 一般電気事業者は、第十九条第二項(第二十条第一項又は第三項において準用する場合を含む。)、第十九条の二第七項、第十九条の二十一第二項(第二十条の三第一項又は第三項において準用する場合を含む。)、第十九条の二十二第七項、第二十条の二第七項又は第二十条の四第七項の規定により設定した契約種別ごとの料金を、各月において、当該月の開始の日に、次項の規定により算定される基準平均燃料価格と第三項の規定により算定される実績平均燃料価格との差額(同項の規定により算定される実績平均燃料価格が、次項の規定により算定される基準平均燃料価格に一・五を乗じて得た額を超える場合にあっては、同項の規定により算定される基準平均燃料価格に〇・五を乗じて得た額)に第四項の規定により算定される基準調整単価を千で除して得た値を乗じて得た額により、増額又は減額(以下「調整」という。)しなければならない。
- 2 基準平均燃料価格は、法第十九条第一項の規定により定めようとする、又は変更しようとする供給約款の認可の申請の日(第十九条の二又は第十九条の二十二の規定により第十九条の二第一項各号に掲げる変動額又は第十九条の二十二第一項各号に掲げる変動額を基に供給約款で設定する料金を算定し、かつ、法第十九条第一項の変更の認可を受けた一般電気事業者にあっては、当該変更の認可を受ける前に定めていた供給約款の認可の申請の日)及び法第十九条第四項の規定により変更しようとする供給約款の届出の日において公表されている直近三月分の電気事業の用に供した石炭、石油及び液化天然ガス(輸入されたものに限る。以下「燃料」という。)ごとの円建て貿易統計価格(関税法(昭和二十九年法律第六十一号)第百二条第一項第一号に基づく統計により認識することが可能な価格をいう。次項において同じ。)の平均値に、電気事業の用に供する石油の一リットル当たりの発熱量(メガジュールで表した量をいう。以下同じ。)を当該燃料の一キログラム当たりの発熱量で除して得た値(石油にあっては、一)に原価算定期間において電気事業の用に供する当該燃料の発熱量が当該期間において電気事業の用に供する燃料ごとの発熱量の総和に占める割合を乗じて算定した値であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たもの(以下「換算係数」という。)を乗じて得た額を合計した額とする。
- 3 実績平均燃料価格は、調整を行う月の五月前から三月前までの期間において電気事業の用に供した燃料ごとの円建て貿易統計価格の平均値に、換算係数を乗じて得た額の合計額とする。
- 4 基準調整単価は、千円を単位として調整すべきキロワット時当たりの単価として、原価算定期間において電気事業の用に供する燃料ごとの発熱量の総和を電気事業の用に供する石油の一リットル当たりの発熱量で除して得た値を当該期間における販売電力量で除して得た値を基に契約種別ごとに定めた単価であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たものとする。

※一般電気事業供給約款料金算定規則より抜粋

チェックポイント②①

チェックポイント	説明資料
チェックポイント②① • <u>日本原電及び北陸電力志賀原子力発電所からの購入電力料については、人件費等の費用について、中部電力並の削減努力を反映しているか。</u>	第8回 資料6-2 P2,6,12,13,14 (P43-47に抜粋)

1. 購入・販売電力料の算定概要

- 当社は、安定供給および経済性の観点から、需要電力量の1割程度を他の発電会社等から調達しております。
- 一方で、他社への融通送電や、卸取引所を介した電力販売も行っております。
- 前回改定と比べ、購入電力料は他社からの受電電力量が減少したことにより146億円減少(64億kWh減少)する一方で、販売電力料は卸電力取引所の活用や新電力に対する常時バックアップを反映したことにより153億円増加(7億kWh増加)しております。

(億円, 億kWh, 円/kWh)

		今回(H26～H28) A			前回(H20) B			差引 A－B		
		金額	発受電 電力量	単価	金額	発受電 電力量	単価	金額	発受電 電力量	単価
購 入 電力料	地帯間購入	153	4	42.66	419	46	9.06	▲266	▲43	33.60
	他 社 購 入	1,538	133	11.57	1,418	154	9.19	120	▲22	2.39
	計	1,691	136	12.39	1,837	201	9.16	▲146	▲64	3.23
販 売 電力料	地帯間販売	10	1	8.95	107	11	9.56	▲97	▲10	▲0.61
	他 社 販 売	250	17	14.40	—	—	—	250	17	14.40
	計	261	19	14.06	107	11	9.56	153	7	4.50
購入・販売電力料差引		1,431	118	12.13	1,730	189	9.13	▲299	▲71	3.00

※電力量には、RPS法に基づく新エネルギー等電気相当量(RPSクレジット)取引に関わる電力量は含まない。

※四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある。

3. 購入電力料の削減に向けた取組み(効率化額)

- 当社では、これまでも各事業者に対して、契約更改等において価格低減交渉を実施しております。
- 今回の原価算定については、今後、契約更改時などにおいて取引価格の引き下げ交渉を行うことによるコスト削減を先取りした形で織り込んでおります。
- 具体的には、今後契約更改するものについて、更なる効率化を求めるべきと考えられる費用(人件費・修繕費・諸経費等)を対象に、交渉による費用低減を先取りした形で、平成26年～28年平均で約40億円のコスト削減を織り込んでおります。

(億円)

項 目	H26年度	H27年度	H28年度	3ヶ年平均
交渉による取引価格引き下げ (更なる効率化による費用低減)	34	44	43	40

6. 購入電力料における原子力発電について

- 今回の料金改定における前提となる電力需給バランスの策定にあたり、他社原子力発電(地帯間を含む)からの受電については、原価算定期間中の受電量を想定しておりません。
- ただし、受給契約書等に基づき、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は、効率化努力を反映したうえで、原価に算入しております。

原子力発電の購入電力料原価内訳(対前回改定比較)

(億円)

費用項目	今回織込	前回改定	差 引	備 考(増減説明等)
人 件 費	26	33	▲8	人件費単価の減
修 繕 費	51	110	▲59	停止時定検費用の減
委 託 費	50	55	▲5	定検関連委託費の減
普及開発関係費	1	2	▲1	発電所PR関連費の減
諸 費	27	19	8	安全対策関連費の増
除 却 費	3	11	▲8	大規模取替工事減少に伴う減
再 処 理 関 係 費	16	39	▲23	発電計画の差異による再処理等引当金の減
一 般 負 担 金	26	—	26	原子力損害賠償支援機構法に基づき今回から計上
減 価 償 却 費	88	137	▲49	償却進行に伴う減
事 業 報 酬	31	41	▲10	償却進行に伴う報酬対象資産の減
核 燃 料 費	—	48	▲48	今回は受電を想定していないため織込み無し
送 電 料 金	—	6	▲6	同上
そ の 他	47	51	▲4	バックエンド関連費用の減
合 計	366	552	▲187	
効率化額(再掲)	(▲28)	—	—	

※四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある。

【参考】他社原子力発電 原価織込みの考え方

- 北陸電力の志賀原子力発電所2号機については、原価算定期間における受電量を想定していないものの、受給契約書等に基づき、営業運転開始から長期に渡って受電することとしており、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、効率化努力を反映したうえで、料金原価に算入しております。
- 日本原子力発電の敦賀発電所については、発生電力の全量を受電各社（中部・北陸・関西）が受電しており、共同開発に近い原子力発電所であることから、電力供給のために発生する費用は、自社電源と同様に事業上必要なものと考えております。
- 敦賀2号機については、原価算定期間における受電量を想定していないものの、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、効率化努力を反映したうえで、料金原価に算入しております。
- 敦賀1号機については、原価算定期間における受電量を想定していないことや、平成28年に営業運転停止が予定されていることを踏まえ、運転終了後も必要となる安全機能の維持管理費用などについて、効率化努力を反映したうえで、料金原価に算入しております。（将来の稼働に向けた投資に要する費用などについては、料金原価に算入しておりません。）
- なお、日本原子力発電については、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されております。

【参考】北陸電力、日本原子力発電との契約概要

1. 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、関西電力および中部電力の間で、以下の内容を締結。

- ・北陸が広域運営の本旨に則り、志賀2号機の建設およ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およ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、中部および関西の需給安定に資することを目的とする。
- ・中部および関西は、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し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。

2. 日本原子力発電 敦賀原子力発電所1号機

昭和44年11月1日付(昭和61年3月14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、北陸電力、関西電力および中部電力の間で、以下の内容を締結。

- ・原電敦賀の発生電力および電力量のうち、運転維持に必要な電力およ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またはその利用率が甚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。

3. 日本原子力発電 敦賀原子力発電所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、北陸電力、関西電力および中部電力の間で、以下の内容を申し合わせ。

- ・原電の敦賀発電所2号機の発生電力および電力量から運転維持に必要な電力および電力量を除いた全量を中部、北陸および関西へ供給する。
- ・中部、北陸および関西は、受給電力およ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日とし、昭和61年3月末を目途とする。
- ・受給地点、受給電力および電力量、受給方法、料金等については、別途協議して定める。

チェックポイント②②

チェックポイント	説明資料
チェックポイント②② • 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。<u>原子力発電所の廃炉に関わる会計制度の変更により、発電所設備の減価償却、解体引当金について、原価への計上方法が変更されたが、それによる電気料金の値上げがどの程度になるのか定量的に分かりやすく説明しているか。</u>	第11回 参考資料3 P28,29 (P49,50に抜粋)

7. (3)電気事業会計規則等の一部改正の影響(解体引当金)

- 原子力発電施設解体費は、原子力発電施設の解体費用を、運転開始から解体が本格化するまでの間(50年間)、定額法で引き当てるものであり、「原子力発電施設解体引当金に関する省令」に基づき算定しております。
 - なお、「原子力発電施設解体引当金に関する省令」は平成25年10月に改正されており、今回の原子力発電施設解体費は、改正後の省令に基づき算定しております。
- 改正前:生産高比例法(運転期間40年,平均設備利用率76%を前提として想定総発電電力量を設定)で稼働実績に応じて引当
- 改正後:①定額法へ変更(稼働状況に左右されない着実な引当、各期の引当額平準化)
②運転期間40年に安全貯蔵期間10年を加えた期間を原則的な引当期間(解体本格化までに引当)
- この結果、旧制度により算定した場合と比べ34億円増加しております。なお、長期的には解体費総額に変更が無いため影響はありません。

		今 回				前 回	差 引
		H26	H27	H28	H26～H28 A	H20 B	A－B
浜岡原子力 発電所	1号機 (H21.1.30運転終了)	—	—	—	—	—	—
	2号機 (H21.1.30運転終了)	—	—	—	—	123	▲123
	3号機	1,294	1,294	1,294	1,294	1,884	▲590
	4号機	1,308	1,308	1,308	1,308	1,584	▲276
	5号機	1,873	1,873	1,873	1,873	1,638	235
合計		4,475	4,475	4,475	4,475	5,230	▲755
(参考)旧制度により算定した場合		—	568	2,536	1,034		

- ① 廃止措置に係る従来の料金・会計処理が、円滑かつ安全な廃止措置を行う上で適切なものになっているか、本年6月から8月にかけて「廃炉に係る会計制度検証ワーキンググループ」を開催し、廃炉に係る料金・会計制度を検証。
- ② 検証の結果、原子力発電において、「発電と廃炉は一体の事業である」との考え方に立ち、以下の料金原価上の扱い及び会計処理とすることが適切と整理され、これを元に改正省令が10月1日に施行。
 - (1) 発電所設備の減価償却

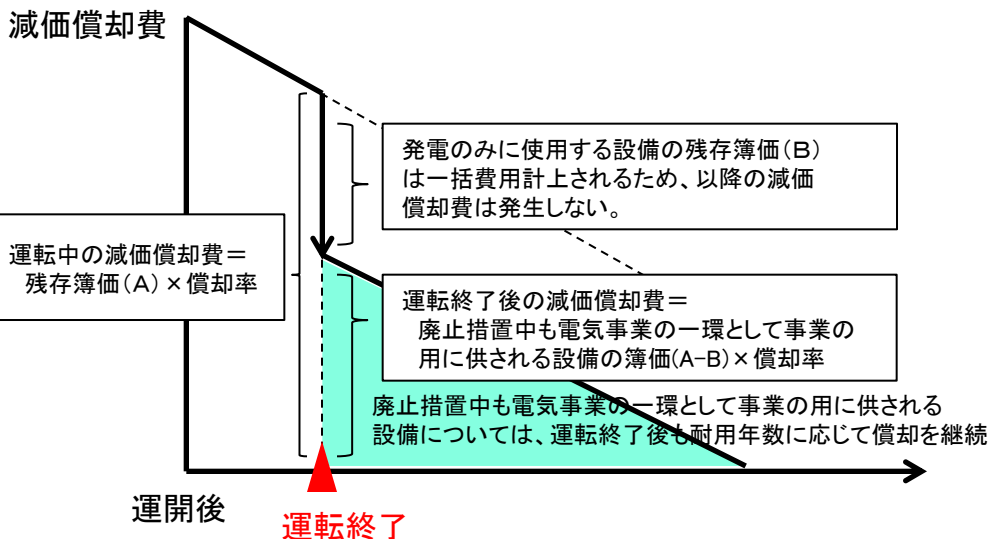
見直し前：運転終了を機に残存簿価を一括費用計上

見直し後：廃止措置中も電気事業の一環として「事業の用に供される設備」（例：格納容器等）については、運転終了後も減価償却費を料金原価に含め得ることとする。
 - (2) 解体引当金

見直し前：生産高比例法（運転期間40年、平均設備利用率76%を前提として想定総発電電力量を設定）で稼働実績に応じて廃炉費用を積み立て

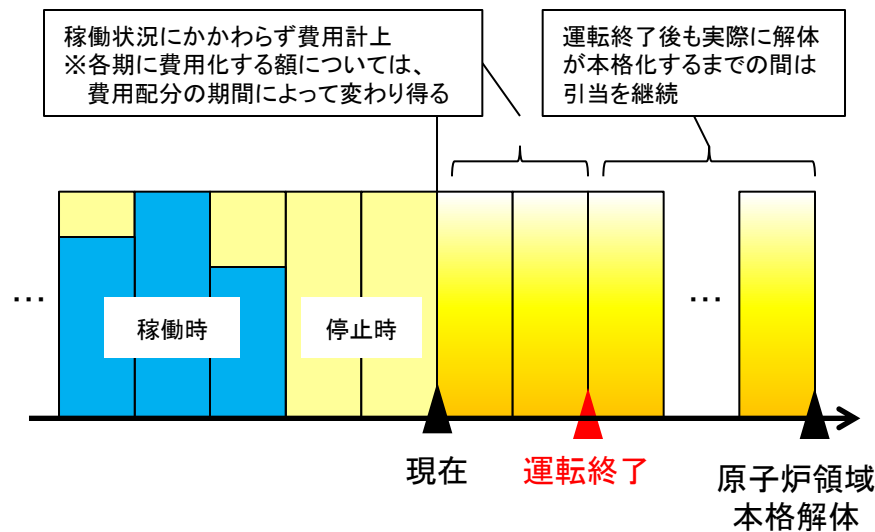
見直し後：①定額法へ変更（稼働状況に左右されない着実な引当、各期の引当額平準化）
②運転期間40年に安全貯蔵期間10年を加えた期間を原則的な引当期間（解体本格化までに引当）
- ③ なお、今回の料金・会計ルールの変更を踏まえて料金値上げ申請を提出するかどうかは電力会社の経営判断。仮に申請がなされれば、電気料金審査専門小委員会において中立的・客観的な検討を踏まえ、最大限の経営効率化努力を踏まえたものであるかどうか厳正に審査されることとなる。

(1) 減価償却制度の改正後のイメージ



(2) 解体引当金制度の改正後のイメージ

※制度改正前は、運転終了時点で未引当相当額を一括費用計上



(注)「廃炉に係る会計制度検証ワーキンググループ」資料より抜粋し当社が作成

チェックポイント②③

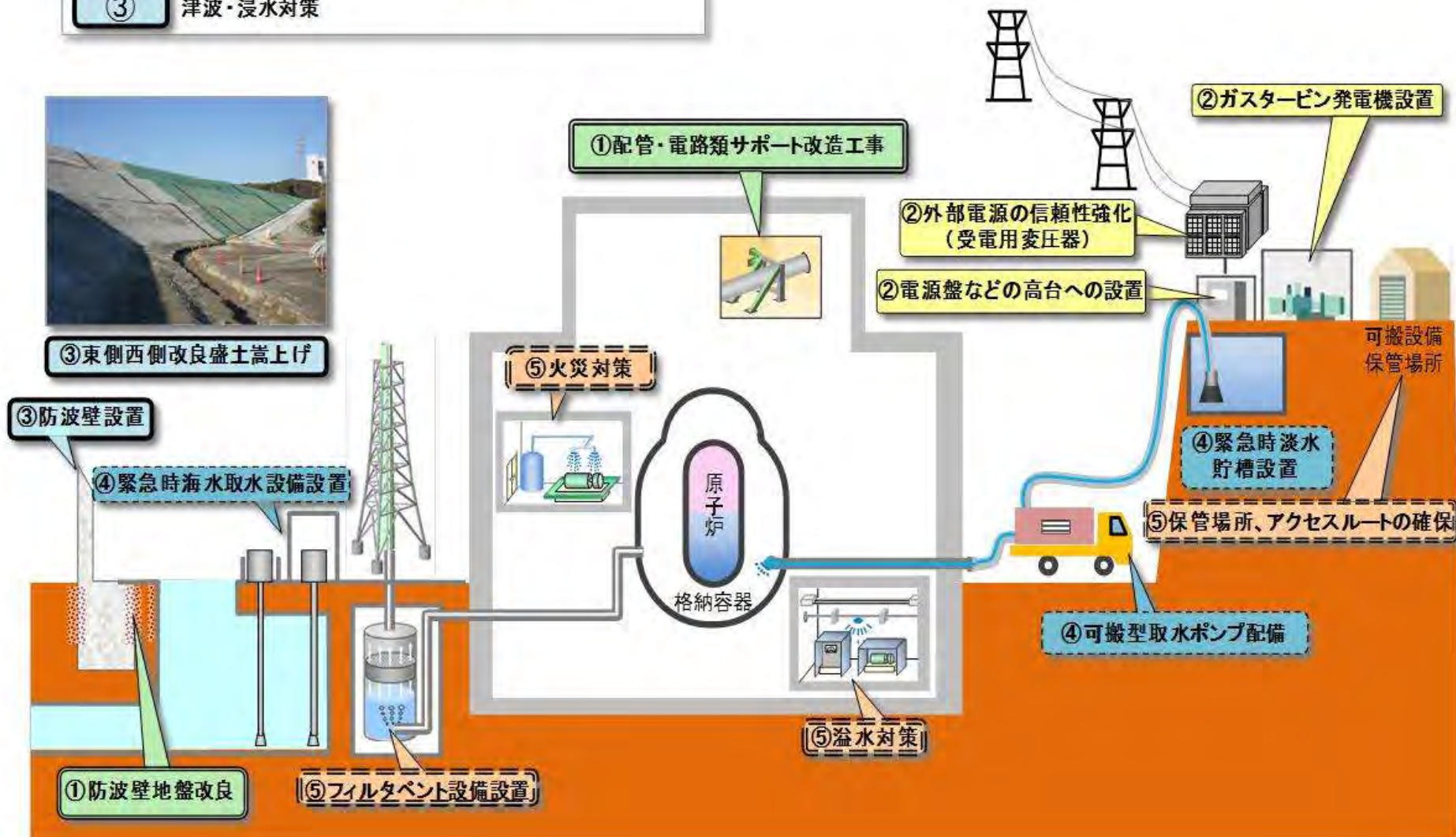
チェックポイント	説明資料
チェックポイント②③ ・ <u>浜岡原子力発電所の再稼働に向けて行う安全対策も含めた新規の設備投資が、今後、どの程度の期間、原価に織り込まれるかについて合理的な説明をしているか。</u>	第10回 資料6-1 P12,13 (P52,53に抜粋)

● 新規規制基準を踏まえ必要となる設備対策として、津波・地震対策、電源確保対策、冷却・注水対策など平成26～28年度に平均504億円の工事を計画しております。

◆浜岡原子力発電所の安全性向上対策の概要 (億円)

対 策 区 分	対 策 概 要	総工事費	H26	H27	H28	平均
地震対策	・防波壁地盤改良 ・配管・電路類サポート改造 等	165	75	35	35	48
津波・浸水対策	・防波壁の設置 ・発電所敷地東側西側盛土の嵩上げ 等	772	175	11	9	65
電源確保対策	・電源盤などの上層階および高台への設置 ・ガスタービン発電機の高台設置 ・外部電源の信頼性強化 等	439	116	51	39	69
冷却・注水対策	・可搬型注水ポンプ等の追加配備 ・緊急時海水取水設備の設置 ・緊急時淡水貯槽の設置 等	636	234	75	64	124
その他	・フィルタベント設備の設置 ・火災による損傷防止 ・溢水による損傷防止 ・保管場所・アクセスルートの確保 等	784	205	168	220	198
合 計		2,796	805	339	367	504

- | | |
|-----------|-----------|
| ① 地震対策 | ④ 冷却・注水対策 |
| ② 電源確保対策 | ⑤ その他 |
| ③ 津波・浸水対策 | |



チェックポイント②④

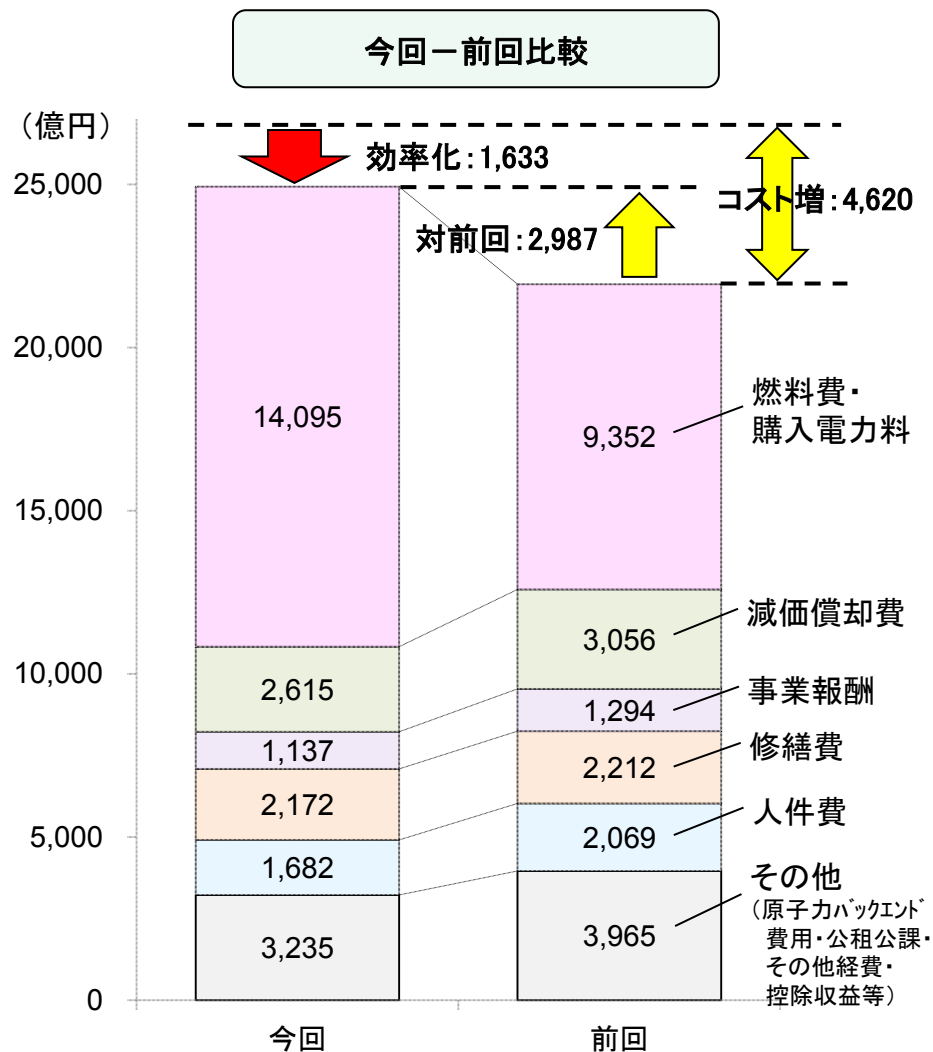
チェックポイント	説明資料
チェックポイント②④ ・ <u>原価算定上、浜岡原子力発電所が再稼働することを織り込んだ理由と再稼働しない時の電気料金への影響を、バックエンド費用(②②)や浜岡原子力発電所の再稼働に必要な新規の設備投資(②③)についての見込みも含め、明確に説明しているか。</u>	第6回 資料4 P5-7 新規追加スライド(P58) チェックポイント②②、②③同様 (P55-58に抜粋)

3. 原価算定の概要(前回改定時との比較)

- 今回の申請原価(平成26～28年度)は、最大限の経営効率化によるコスト削減1,633億円を反映していることもあり、燃料費を除くすべての項目において、前回改定(平成20年度)の原価額を下回っております。
- しかしながら、火力発電電力量の増加や燃料価格の上昇により、燃料費が大幅に増加しているため、申請原価の総額(小売対象原価)は、前回改定と比べ2,987億円増加しております。

◆原価の内訳

			(億円)		
			今回 (H26～H28) A	前回 (H20) B	差引 A-B
人	件	費	1,682	2,069	▲387
燃	料	費	12,403	7,514	4,889
修	繕	費	2,172	2,212	▲40
資	本	費	3,752	4,350	▲599
	減価償却費		2,615	3,056	▲442
	事業報酬		1,137	1,294	▲157
購	入	電力料	1,691	1,837	▲146
公	租	公課	1,496	1,604	▲108
原	子力バックエンド費用		173	334	▲161
そ	の	他経費	2,141	2,391	▲251
控	除	収益	▲495	▲333	▲162
総	原	価①	25,015	21,979	3,036
接	続供給託送収益②		▲80	▲31	▲48
小	売対象原価③=①+②		24,935	21,948	2,987
改	定前料金収入④		23,309	22,127	1,181
差	引過不足⑤=③-④		1,627	-	-



3. 原価算定の概要(前提諸元と発電電力量の概要)

- 販売電力量については、節電にご協力いただいた実績等を踏まえ想定しております。(前回差▲95億kWh)
- 発電電力量については、前回改定と比べ、販売電力量の減少はあるものの、原子力発電電力量や受電電力量が減少していることから、火力発電電力量(LNG)が増加しております。

◆原価算定の前提諸元

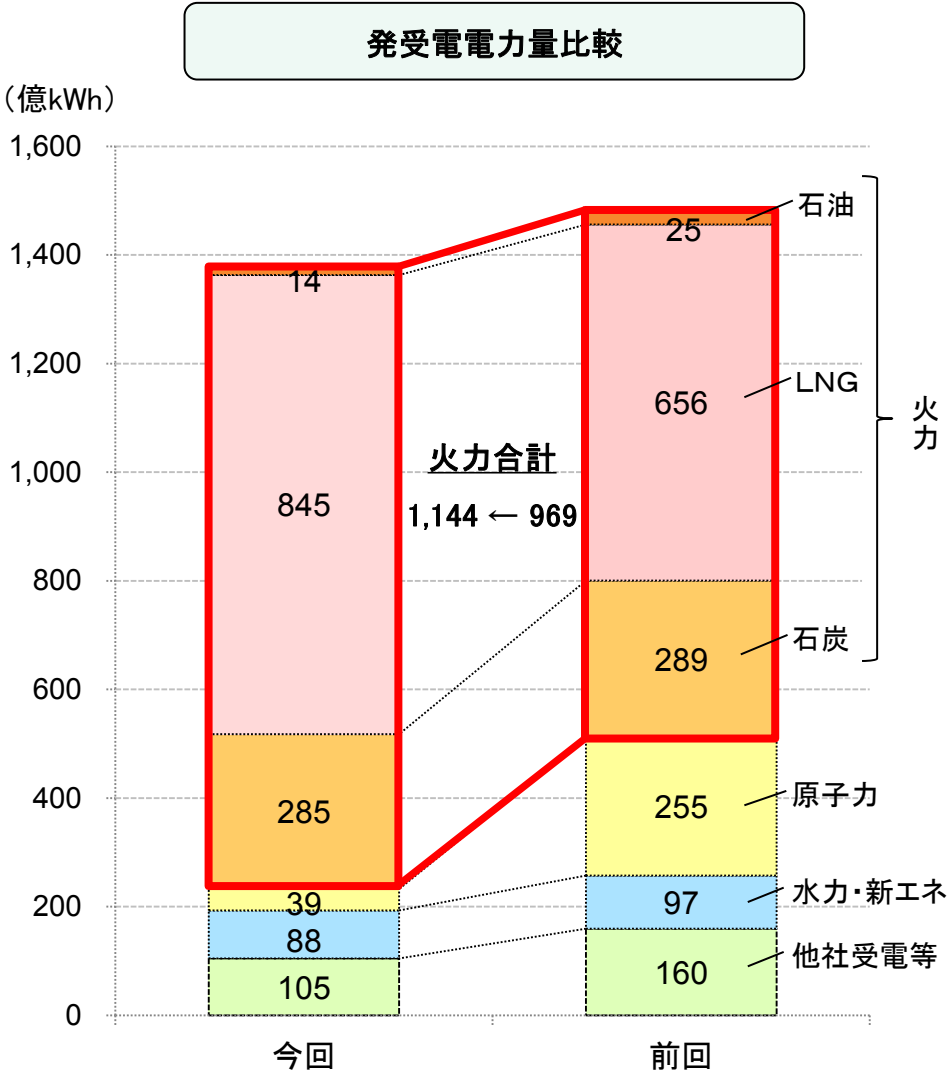
	今回 (H26～H28) A	前回 (H20) B	差引 A-B
販売電力量 (億kWh)	1,262	1,357	▲95
原油価格 (\$/b)	105.5	82.9	22.6
為替レート (円/\$)	99.0	113.0	▲14.0
原子力利用率 (%) (浜岡3～5号機利用率)	12.4 (12.4)	59.6 (83.0)	▲47.2 (▲70.6)
事業報酬率 (%)	2.9	3.2	▲0.3
経費対象人員 (人)	17,975	16,057	1,918

※販売電力量は、自社消費分を除いております。

※原油価格・為替レートは、直近3か月の貿易統計価格(平成25年6～8月の平均値)を参照しております。

※原価算定上の前提条件として、浜岡原子力発電所4号機は平成28年1月、3号機は平成29年1月から発電電力量を想定しております。なお、5号機については、原価算定期間中(平成26～28年度)の発電電力量は想定しておりません。また、原子力利用率の下段()内は、平成21年1月に運転終了した浜岡1・2号機を除いた値を表示しております。

※事業報酬率については、「一般電気事業供給約款料金算定規則」等に基づき算定しております。



- 現在停止中の浜岡原子力発電所については、新規制基準を踏まえた安全性向上対策（4号機：平成27年9月末完了目標、3号機：平成28年9月末完了目標）を実施しており、原価算定上の前提として、4号機は平成28年1月、3号機は平成29年1月から発電電力量を想定しております。
- なお、5号機については、海水が混入した設備の点検および健全性評価を進めるとともに、新規制基準への対応について引き続き検討を進めていることから、原価算定期間中（平成26～28年度）の発電電力量は想定しておりません。

ユニット名	H26 (設備利用率:0.0%)	H27 (設備利用率:7.0%)	H28 (設備利用率:30.2%)
浜 岡 3 号 機			29/1 
浜 岡 4 号 機		28/1 	
浜 岡 5 号 機	原価算定期間中の発電電力量は想定しておりません。		

- 現在停止中の浜岡原子力発電所については、新規規制基準を踏まえた安全性向上対策（4号機：平成27年9月末完了目標、3号機：平成28年9月末完了目標）を実施しており、原価算定上の前提として4号機は平成28年1月、3号機は平成29年1月から発電電力量を想定しております。
 - 原子力発電電力量を想定しない場合、燃料費・原子力バックエンド費用の合計は、申請原価から440億円程度増加します。
 - 上記の場合、規制・自由部門合計での改定率影響は＋1.89％程度となり、申請に比べ値上げ幅は1／4程度増加します。
- （注）上記影響額の算定は、原子力発電電力量の減少分を全て自社火力発電（LNG）で補うものとして想定しております。

（億円）

	申請原価	再稼働を反映しない 場合の影響額	備 考
燃 料 費	12,403	＋480	火 力：＋500 原子力：▲20
原子力バックエンド費用	173	▲40	
合 計	12,576	＋440	

収 入 不 足 額	1,627	＋440	[改定率] 収入不足額÷23,309億円（改定前料金収入）
改 定 率	6.98%	＋1.89%	

チェックポイント③⑤

チェックポイント	説明資料
チェックポイント③⑤（変更無） 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。	新規追加スライド（P60）

【参考】附帯事業について

- 当社は、エネルギーに関するノウハウや既存の設備等、有形無形の経営資源を有効活用することで、効率的な附帯事業運営を行い、過去3か年平均では営業収益を計上しています。
- 附帯事業に係る費用は、電気事業と適正に区分することが電気事業会計規則で定められており、附帯事業に直接関係する費用はもとより、電気事業と共通する費用や設備についてもそれぞれの使用割合等により区分し、電気料金原価から控除しております。

(億円)

	22年度	23年度	24年度	3年平均
営業収益 (A)	420	466	558	481
営業費用 (B)	374	482	574	477
営業損益 (A－B)	45	▲16	▲16	4

- 平成23・24年度は、附帯事業の太宗を占めるガス供給事業において、売上と仕入に適用される単価のタイミングのずれ※の影響で赤字が発生しているため、附帯事業全体で赤字となっております。

※ 仕入単価は原料を仕入れた月の単価が直接費用に計上されるのに対し、売上単価は主に2～4ヶ月前のLNG通関統計に連動するため、年度末の仕入れ単価が上がる(下がる)場合、単年度の収支は悪化(好転)します。

チェックポイント③⑦

チェックポイント	説明資料
チェックポイント③⑦ • 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。<u>その際、供給予備率の水準は、原価算定期間内の電源構成の変動等も踏まえて、明確かつ合理的に説明されているか。</u>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。	第10回 資料6-1 P2,5,6,7,16 第11回 参考資料3 P19 (P62-67に抜粋)

3. 電力需要想定・設備投資計画・予備率の考え方①

- 平成26～28年度の販売電力量・最大電力ともに、節電の影響は継続するものの、景気回復に伴う産業用需要の増加などから、緩やかな伸びとなる見通しです。平成29年度以降についても、同程度の節電の影響が見込まれるものの、経済成長などから、緩やかに増加していくと見込んでおります。
- 需要変動や電源トラブル等の需給変動に対し、安定供給の目安となる、最大3日平均電力の8～10%の供給予備率を確保してまいります。このため、高経年化が進んだ電源について、建設リードタイムを考慮しながら計画的に更新していくとともに、既設電源についても、年間の需給バランスや設備の保全状況に応じた計画的な補修等により、適切に維持・管理してまいります。
- 平成26～28年度においても、安定供給の目安となる供給予備率を確保しております。なお、平成34年度の供給予備率は、自社原子力等の復旧時期が見通せないため未定としておりますが、安定供給確保のため、今後とも適切な設備形成と運用に努めてまいります。

(単位: 億kWh、万kW、%)

項目 \ 年度	平成24 〔実績〕	平成25 〔推定実績〕	平成26	平成27	平成28	平成34	34／24 年平均増加率
販売電力量	1,266	1,256	1,256	1,266	1,268	1,332	0.5
最大電力 (最大3日平均・送電端)	2,385	2,486	2,422	2,430	2,438	2,514	0.5
供給予備率	11.2	7.9	13.7	12.5	13.7	(未定)	

3. 電力需要想定・設備投資計画・予備率の考え方②

- 設備投資計画では、電力需要の将来的な大きな伸びが期待できないことや、電力設備の高経年化等を踏まえ、効率的に設備更新や機能強化を図っていくことに重点を置いております。
- 具体的には、電源設備では、高経年化が進んだ低効率石油火力から高効率LNG火力への更新を目的とした電源開発や、火力設備の耐震対策、浜岡原子力発電所の安全性向上対策、流通設備では、地域開発に伴う供給対策や高経年化対応などの安定供給に必要な工事を計画しております。

◆設備投資計画の考え方

設備区分		計画の考え方	主な工事件名
電源設備	水力	発電所の新設ほか、設備の高経年化対応など、電力の安定供給に必要な工事を計画	徳山水力発電所新設
	火力	設備の高経年化対応などに加え、発電所の新設(更新含む)等、電力の安定供給に必要な工事を計画	西名古屋火力発電所リフレッシュ工事、火力設備の耐震対策
	原子力	浜岡原子力発電所の安全性向上対策のほか、設備の高経年化対応など、電力の安定供給に必要な工事を計画	浜岡安全性向上対策
	新エネ	大規模太陽光発電所の新設など、再生可能エネルギーの導入促進に向けた工事を計画	メガソーラーしみず新設
流通設備	送電	周波数変換設備の増強工事や地域開発による供給工事などの流通設備の新設のほか、設備の高経年化対応など、電力の安定供給に必要な工事を計画	
	変電		
	配電		

【参考】設備投資計画の概要

- 設備投資については、前回改定に比べて徳山水力発電所の新設、西名古屋火力発電所リフレッシュ工事、浜岡原子力発電所の安全性向上対策などにより電源設備投資は740億円増加するとともに、設備の高経年化対応などにより流通設備投資も288億円増加しております。
- 総額では、平成26～28年度平均3,034億円となり、前回改定に比べて899億円増加しております。
- なお、競争発注の拡大などによる資機材調達コストの低減、新技術・新工法の積極活用などの効率化を平成26～28年度平均で301億円織り込んでおります。

◆今回・前回改定の比較

(億円)

		今 回 (H26～H28)				前 回 (H20) B	差 引 A-B	主な増減要因
		H26	H27	H28	平均 A			
電 源	水 力	235	277	91	201	145	56	徳山水力発電所新設による増
	火 力	668	718	952	780	698	81	西名古屋火力発電所リフレッシュ工事、 耐震対策による増、 上越火力発電所運開による減
	原 子 力	902	572	447	640	48	593	浜岡原子力発電所 安全性向上対策による増
	新 工 ネ	31	0	0	10	—	10	メガソーラーしみず新設による増
	計	1,836	1,567	1,490	1,631	891	740	
流 通	送 電	278	277	304	287	296	▲10	基幹送電線の増強工事の減
	変 電	404	406	507	439	220	219	設備の高経年化対応による増
	配 電	395	395	354	382	303	79	設備の高経年化対応による増
	計	1,078	1,078	1,166	1,107	819	288	
そ の 他	業 務	159	172	141	157	130	28	設備の高経年化対応による増
	原 子 燃 料	61	143	213	139	296	▲157	浜岡長期停止に伴う原子燃料調達数量の減
	計	219	315	354	296	425	▲129	
合 計		3,132	2,960	3,009	3,034	2,135	899	

※実績の切捨て表記や四捨五入の関係で、合計などが合わない場合がある(以降のページ同様)

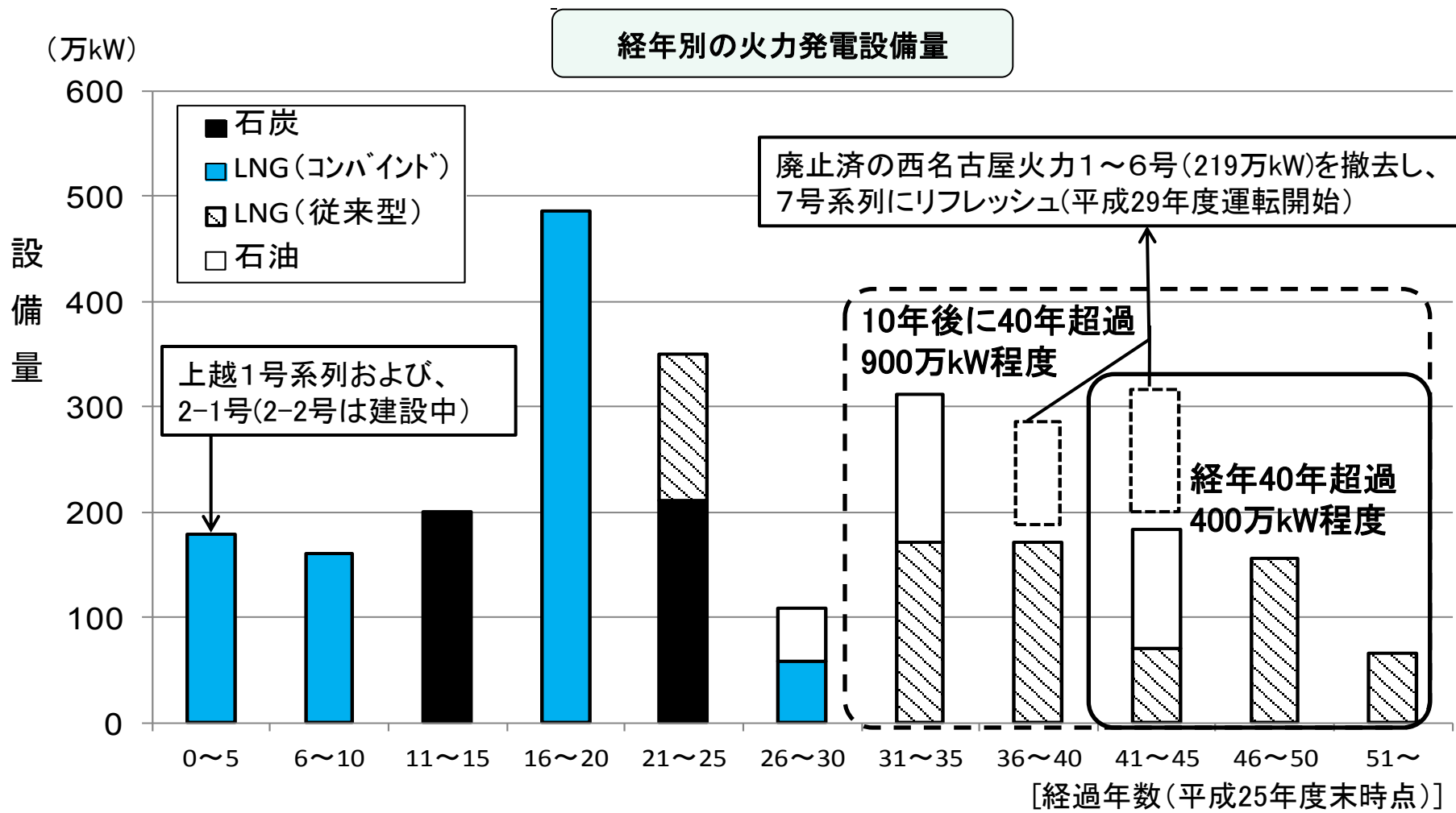
【参考】主な設備投資計画

- 平成26～28年度の電源・流通設備の主要な工事として、徳山水力発電所および西名古屋火力発電所リフレッシュ（LNG火力）などの新規電源の建設、浜岡原子力発電所の安全性向上対策、および東京・中部間連系変換所（仮称）新設などを計画しております。

工事件名	工事対象	出力・容量・電圧	工期	
			着工	運転開始
徳山水力発電所新設	1号機	13.1万kW	平成20年 9月	平成27年 6月
	2号機	2.24万kW	平成20年 9月	平成26年 6月
三重県企業庁水力発電所譲受	—	9.8万kW	—	—
上越火力発電所新設	2-2号	59.5万kW	平成22年 2月	平成26年 5月
西名古屋火力発電所リフレッシュ工事 （西名古屋火力発電所7号系列新設）	7-1号	115.8万kW	平成25年12月	平成29年 9月
	7-2号	115.8万kW	平成25年12月	平成30年 3月
メガソーラーしみず新設	—	0.8万kW	平成25年 5月	平成27年 2月
浜岡原子力発電所安全性向上対策	津波・地震対策、 電源確保対策など	—	—	—
東京・中部間連系変換所（仮称）新設	変換所	90万kW	未定	平成32年度
牛島町変電所275/77kV変圧器設置	変電所	60万kVA	平成25年11月	平成29年 2月

【参考】火力発電設備の高経年化と更新

- 高経年火力機は、長年の運用により劣化が進んでいるとともに、効率が低いため、将来の需給動向を見据えながら、適切な時期に新規電源へ更新し、火力総合熱効率の向上による燃料費や二酸化炭素排出量の削減を図っていきます。
- 具体的には、上越火力発電所新設（1・2号系列：238万kW、平成26年度全機運転開始）や西名古屋リフレッシュ計画（7号系列：231.6万kW、平成29年度運転開始）を計画しております。



【参考】流通設備の高経年化

- 高度経済成長期以降、電力需要の増加に対応するため、流通設備の建設が増加しましたが、平成10年頃には基幹系送変電設備の整備が完了するとともに、その後の需要の伸びの鈍化により、拡充工事が減少したこと、設備の延命化などにより、改良工事を抑制したことから、その後の設備投資額は大幅に減少しております。
- 近年では、高度経済成長期以前に建設した送変電設備が経年劣化し、順次改修時期を迎えるため、設備投資額が増加傾向にあります。効率的・計画的に工事を実施してまいります。

流通設備の投資額の推移

