

第20回のご質問への回答について

平成27年 2月2日
関西電力株式会社

資料 目次

○前回申請時の効率化計画および国から示された査定方針への対応状況【指摘事項1】	3
○役員報酬、顧問関連の費用について【指摘事項3】	10
○東京電力さまとの比較（平成26年度の費用および効率化額の見通し）【指摘事項4】	11
○競争発注比率拡大の現状と展望【指摘事項5】	12
○需要見直しの影響について【指摘事項6】	13
○揚水発電の増加理由について【指摘事項7】	14
○石炭発電の減少理由について【指摘事項8】	15
○風力発電の減少理由について【指摘事項9】	16
○飯田オブザーバーのご質問への回答【指摘事項11】	17

**前回申請時の効率化計画および国から示された査定方針への対応状況
【指摘事項1】**

【飯田オブザーバーのご質問Ⅰ-③、Ⅱ-⑦、Ⅱ-⑧、Ⅲ-①に対する回答を含む】

経営効率化の平成25年度実績および26年度見通し（総括表）

○平成25、26年度とも、一部の費目については、査定額を吸収するには至らなかったものの、他の費目も含めた経営全般にわたる効率化により、効率化額全体では、25年度は1,833億円、26年度は2,688億円と、効率化計画を上回るとともに査定額についても吸収することができました。

（単位：億円）

費用項目	平成25年度					平成26年度				
	効率化実績 (A)	効率化計画 (B)	査定額 (C)	(A)-(B)	(A)- (B)-(C)	効率化見通し (A)	効率化計画 (B)	査定額 (C)	(A)-(B)	(A)- (B)-(C)
人件費	373	338	113	35	▲78	366	341	111	25	▲87
燃料費・ 購入電力料	445	253	91	193	102	1,086	535	98	551	454
設備投資 関連費用	98	53	33	46	12	103	64	33	39	5
修繕費	470	243	53	227	174	607	310	60	297	236
諸経費等	446	366	124	80	▲45	526	381	125	145	20
合計	1,833	1,253	415	580	166	2,688	1,632	428	1,056	628

(1) 人件費

【現行料金に反映している経営効率化】

(単位：億円)

項目	平成25年度			平成26年度			差分説明
	実績 [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]	見通し [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]	
役員報酬の削減	3	3	0	3	3	0	平成24年10月から平均25%減の4,100万円/人への引下げを実施。
採用抑制による人員削減	-	-	-	17	9	8	平成26年度定期採用の前年度比170名減等を実施。
給料手当の削減	285	281	4	279	279	0	基準賃金の約5%減額および賞与の支給見送りを実施。
厚生費の削減等	59	54	5	62	50	11	厚生施設の全廃等を実施。
合計	347	338	9	361	341	19	

【査定方針への対応状況】

(単位：億円)

項目	平成25年度			平成26年度			差分説明
	実績 [A]	査定 [B]	差引 [A]-[B]	見通し [A]	査定 [B]	差引 [A]-[B]	
役員報酬は、国家公務員指定職の水準（1,800万円/人）	3	4	▲1	4	4	▲ α	平成25年4月から平均60%減の2,100万円/人、27年1月から1,800万円/人へ引下げるが未達成。
1人当たり給与水準は、627万円	21	91	▲71	0	89	▲89	
退職給付水準は、▲400万円程度/人	0	12	▲12	0	12	▲12	査定方針の水準までは引下げておらず、未達成。なお、他の費目も含めた経営全般での効率化により、全体では達成。
健康保険料の会社負担割合は、平成27年度末に53%台	0	2	▲2	0	2	▲2	
持株会奨励金は、原価不算入	1	1	▲1	1	1	▲1	
その他	1	2	▲1	1	2	▲1	顧問報酬の支給等により、未達成。
合計	26	113	▲87	6	111	▲106	
効率化計画分+査定対応分	373	451	▲78	366	453	▲87	

(2) 燃料費・購入電力料

【現行料金に反映している経営効率化】

(単位：億円)

項目	平成25年度			平成26年度			差分説明
	実績 [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]	見通し [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]	
姫路第二発電所のコンバインドサイクル化による燃料費削減	161	147	14	471	419	53	設備更新時期前倒しを実施。
燃料調達価格の削減 (LNG価格、石炭価格)	4	4	α	5	4	1	LNG:輸入代行手数料の引下げを実施。 石炭:共同調達による安価な輸入炭を購入。
購入電力料の削減(調達価格の削減 卸電力取引所取引の活用)	102	102	0	112	112	0	他社電源、自家発等の固定費削減、卸電力取引所からの安価な電力購入を行うことによる削減を実施。
合計	267	253	14	588	535	53	

【査定方針への対応状況】

(単位：億円)

項目	平成25年度			平成26年度			差分説明
	実績 [A]	査定 [B]	差引 [A]-[B]	見通し [A]	査定 [B]	差引 [A]-[B]	
燃料調達価格の削減 (LNG価格、石炭価格)	32	44	▲12	253	56	197	平成25年度は調達価格の低減に努めたものの、スポット市況高騰の影響等もあり未達成。
購入電力料の削減(調達価格の削減 卸電力取引所取引の活用)	146	47	99	245	42	204	他社電源、自家発等の固定費削減、卸電力取引所からの安価な電力購入を行うことによる削減を実施。
合計	178	91	88	498	98	400	
効率化計画分+査定対応分	445	343	102	1,086	633	454	

(3) 設備投資関連費用

【現行料金に反映している経営効率化】

(単位：億円)

項目	平成25年度			平成26年度			差分説明
	実績 [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]	見通し [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]	
調達価格の削減	8	8	0	26	26	0	調達価格削減により費用を削減。
工事実施時期・内容の見直し	45	44	α	40	38	2	業務・工事内容の見直しにより費用を削減。
合計	53	53	α	67	64	2	

【査定方針への対応状況】

(単位：億円)

項目	平成25年度			平成26年度			差分説明
	実績 [A]	査定 [B]	差引 [A]-[B]	見通し [A]	査定 [B]	差引 [A]-[B]	
特別監査	0	31	▲31	0	29	▲29	空管路や空回線等の稼動設備を査定されていることから、費用計上は避けがたい。
調達価格のさらなる削減等 (効率化深掘り等)	45	3	43	36	5	32	業務・工事内容の見直しや、調達価格削減等により費用を削減。
合計	45	33	12	36	33	3	
効率化計画分+査定対応分	98	86	12	103	98	5	

(4) 修繕費

【現行料金に反映している経営効率化】

(単位：億円)

項目	平成25年度			平成26年度			差分説明
	実績 [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]	見通し [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]	
調達価格の削減	168	168	0	189	189	0	調達価格削減により費用を削減。
スマートメーター単価の削減	12	42	▲30	77	77	0	平成25年度は仕様見直しや競争入札等により単価削減を実施するも、査定後単価には至らず。
工事実施時期・内容の見直し	45	33	12	48	44	4	業務・工事内容の見直しにより費用を削減。
合計	225	243	▲18	314	310	4	

【査定方針への対応状況】

(単位：億円)

項目	平成25年度			平成26年度			差分説明
	実績 [A]	査定 [B]	差引 [A]-[B]	見通し [A]	査定 [B]	差引 [A]-[B]	
特別監査	0	10	▲10	0	10	▲10	空管路や空回線等の稼動設備を査定されていることから、費用計上は避けがたい。
スマートメーター単価のさらなる削減	0	20	▲20	42	25	17	平成25年度は仕様見直しや競争入札等により単価削減を実施するも、査定後単価には至らず。
調達価格のさらなる削減等 (効率化深掘り等)	245	23	222	251	26	225	業務・工事内容の見直しや、調達価格削減等により費用を削減。
合計	245	53	193	293	60	232	
効率化計画分+査定対応分	470	296	174	607	371	236	

(5) 諸経費等

【現行料金に反映している経営効率化】

(単位：億円)

項目	平成25年度			平成26年度			差分説明
	実績 [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]	見通し [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]	
節電や省エネ推進を目的とした費用等の削減	103	150	▲47	139	148	▲10	節電・省エネ・需要抑制に資する費用等を支出したため未達成。
調達価格の削減	220	216	3	264	233	31	業務内容の見直しや、調達価格削減等により費用を削減。
合計	323	366	▲43	403	381	22	

【査定方針への対応状況】

(単位：億円)

項目	平成25年度			平成26年度			差分説明
	実績 [A]	査定 [B]	差引 [A]-[B]	見通し [A]	査定 [B]	差引 [A]-[B]	
特別監査	0	7	▲7	0	7	▲7	空管路や空回線等の稼動設備を査定されていることから、固定資産税等の費用計上は避けがたい。
節電や省エネ推進を目的とした費用等の削減	45	75	▲30	42	74	▲32	節電・省エネ・需要抑制に資する費用等を支出したため未達成。
調達価格のさらなる削減等（効率化深掘り、原価変動による影響等）	78	43	35	81	44	37	業務内容の見直しや、調達価格削減等により費用を削減。
合計	123	124	▲1	123	125	▲2	
効率化計画分 + 査定対応分	446	491	▲45	526	506	20	

役員報酬、顧問関連の費用について【指摘事項3】

- 役員報酬については、平成24年10月から、社内役員で平均25%の減額、25年4月からは、平均60%の減額を実施してまいりましたが、27年1月から、さらに5%程度減額幅を深掘りし、社内役員で平均65%の減額を実施しております。
- なお、平成25年度と26年度における査定後の1人当たり平均1,800万円との差額分については、平成27年度の効率化に織り込み、経営全般で吸収したいと考えております。
- 顧問は、経営全般や専門的立場から意見・助言をもらう等、必要に応じて委嘱しております。
- 顧問報酬については、年間で1億4,000万円から4,000万円程度に減少しており、今後も削減に努めてまいりますが、原価との差額については、経営全般の効率化の中で吸収したいと考えております。
- 顧問関連費用については、役員や他の経営幹部等と同じく、業務遂行上必要に応じて支出しております。

<役員報酬の減額状況>

実施時期	社内役員平均の減額幅	減額後の社内役員平均
平成24年10月～	▲25%	4,100万円/人
平成25年4月～	▲60%	2,100万円/人
平成27年1月～	▲65%	1,800万円/人

<顧問報酬、顧問関連費用の支出状況等>

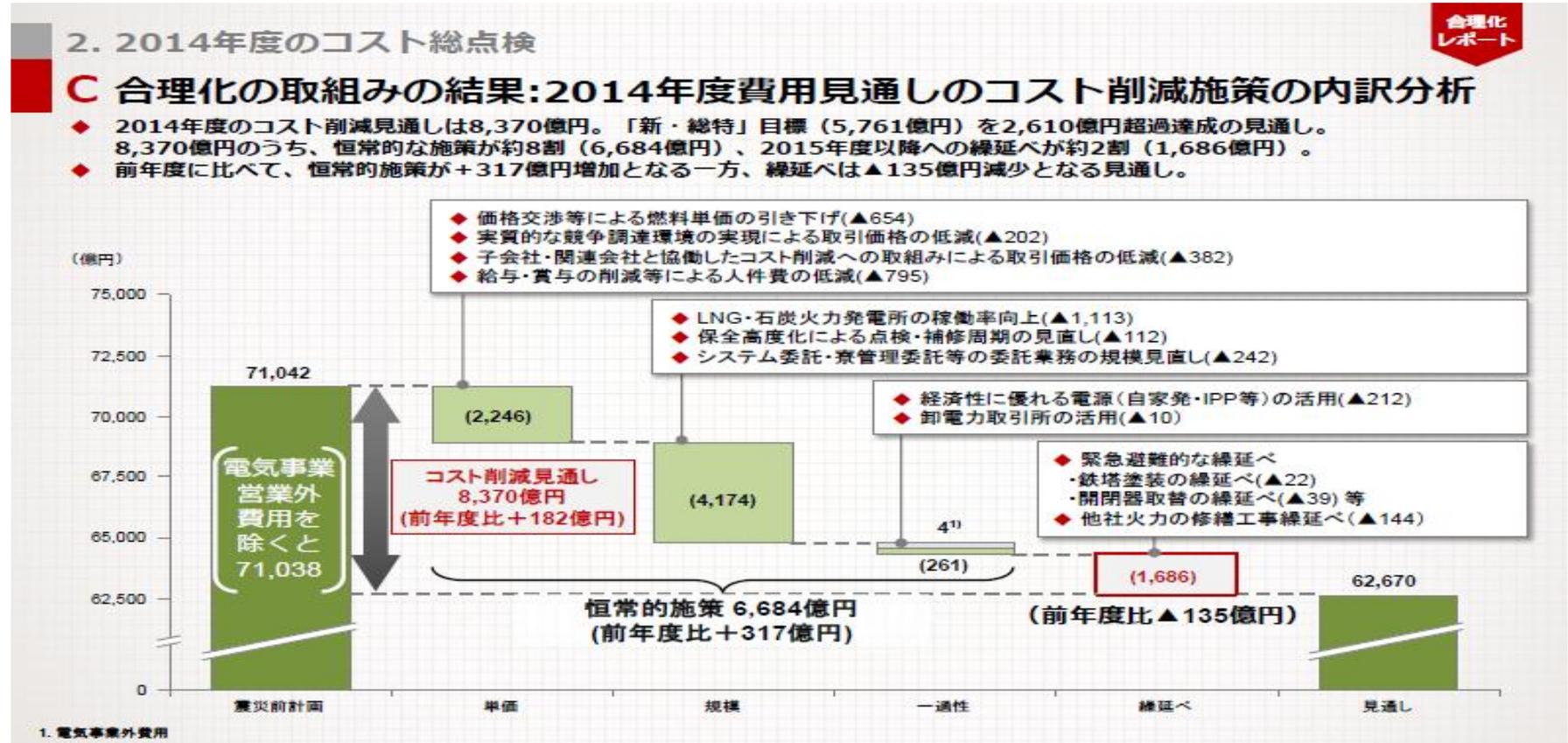
項目	H24.11申請時	現 状
顧問報酬	1億4,000万円程度（14名分）	4,000万円程度（7名分）
顧問秘書	3名	3名
顧問執務室	4部屋	4部屋
顧問社用車	4台相当	4台相当

※顧問報酬および顧問関連費用については、現行原価に全額不算入としております。

東京電力さまとの比較（平成26年度の費用および効率化額の見通し）【指摘事項4】

- 平成26年度の効率化額を東京電力さまと比較しますと、東京電力さまが約8,400億円に対して、当社は約3,900億円です。（当社はP20参照）
- 事業規模について、当社が東京電力さまの1/2程度であること（営業費用で比較）、および効率化の起点について、東京電力さまが震災前の計画値であるのに対して、当社は震災後の24年11月時点の計画値であることを踏まえると、効率化額については、東京電力さまと遜色のない水準であると考えております。

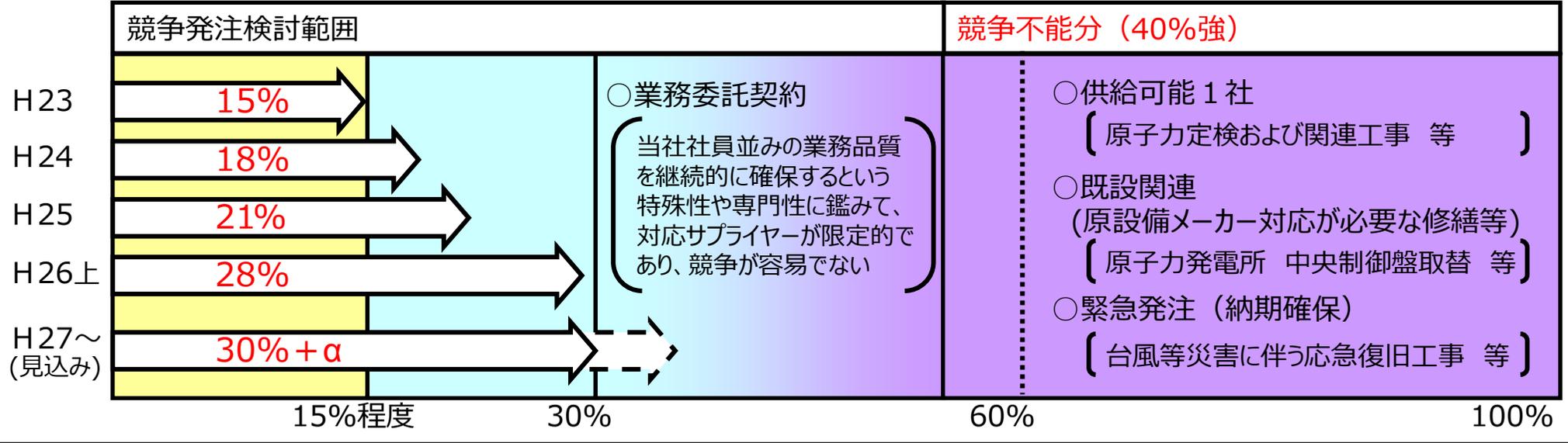
東京電力さまのコスト削減施策の内訳（生産性倍増委員会合理化レポートより）



競争発注比率拡大の現状と展望【指摘事項5】

- 平成26年度上期の競争発注比率は28%であり、23年度の15%からほぼ倍増しております。
- 引き続き、「新規取引先参入の促進」「事前価格調査方式」「順位配分競争」等の方策に加え、競争不能分を含む残りの件名においても、「分離発注」「部分競争」等の様々な工夫を行い、平成27年度30%の達成と、更なる競争発注比率拡大に努めてまいります。

競争発注比率拡大の推移



競争発注比率拡大の方策

- ・新規取引先参入の促進
仕様見直しや公募等により取引先を発掘・追加し、新たな競争環境を構築
- ・事前価格調査方式
取引先からの価格抑制提案を受けて採用
- ・順位配分競争
複数取引先へシェア割当し、競争発注へ移行
- ・分離発注
メーカー一括発注のうち、汎用部分を分離し競争発注へ移行
- ・部分競争
一部地域を対象に競争発注へ移行し、その効果を全体に反映

需要見直しの影響について【指摘事項6】

○販売電力量を、申請ベース（前回改定）から直近見通し（平成26年度供給計画）に見直した場合、料金収入は867億円の減少となる一方、燃料費等は805億円の減少となり、差引62億円の収入不足が生じ、必要な値上げ幅は今回の申請よりも大きくなる見通しです。

【販売電力量比較】

	① 申請ベース	② H26供給計画	②－①
H27年度	1,457億kWh	1,412億kWh	▲45億kWh

※当社自家消費分を除いております。

【燃料費等減少額の内訳】

(単位：億kWh、億円)

	発受電電力量	金額
燃料費	▲ 3	▲ 40
購入電力料	▲ 45	▲ 753
販売電力料※	▲ 1	▲ 12
事業税	－	▲ 1
合計	▲ 48	▲ 805

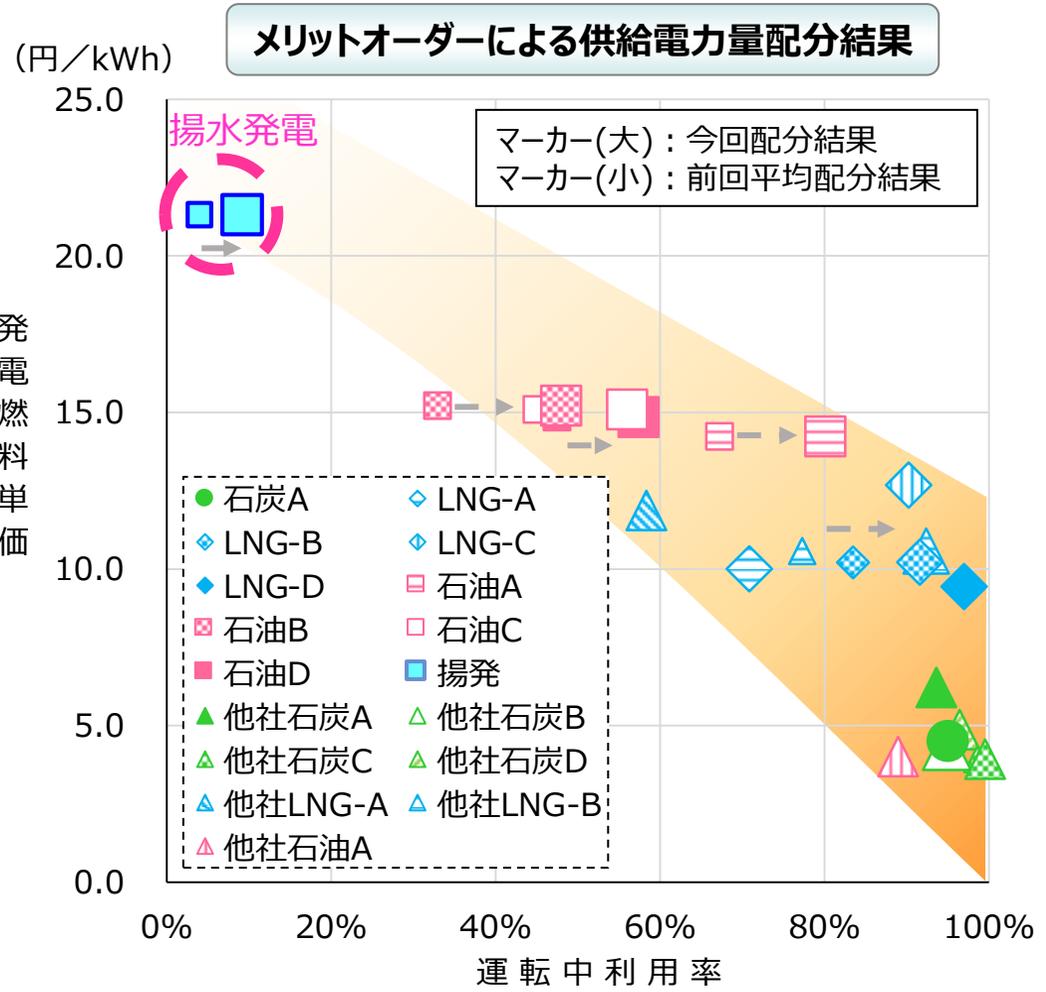
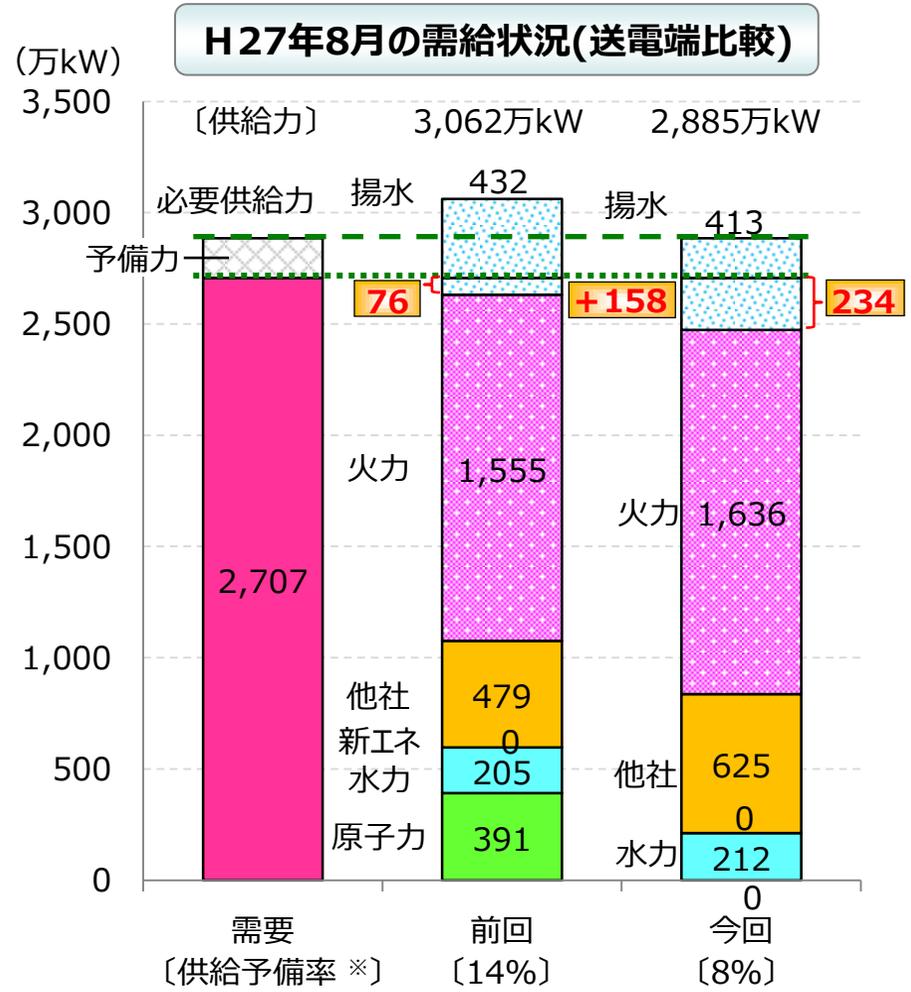
※控除収益

【収支影響額試算】

	① 申請ベース	② H26供給計画	②－①
販売電力量 (当社自家消費分除き)	1,457億kWh	1,412億kWh	▲45億kWh
料金収入 (料金改定後)	2兆9,564億円	2兆8,697億円	▲867億円
燃料費等	－	－	▲805億円
収支影響額	－	－	▲62億円

揚水発電の増加理由について【指摘事項7】

- 前回に比べて原子力発電量が大幅に減少しており、夏季ピークを含め需要を賄う必要があるため、揚水発電を活用せざるを得ない状況です。
- 自社、他社ともに最大限の供給力確保を図ったうえで、メリットオーダーの考え方にもとづき供給電力量を配分した結果、必要最小限の発電電力量となっております。



※供給予備率は、ひっ迫時需要抑制電力を織り込んだ数値です。
 ※四捨五入の関係で合計、差引が一致しない場合があります。

※小さいマーカーが見えないのは前回同様高稼働となっているためです。
 ※揚水単価 = 自社石油火力平均単価 ÷ 0.7と仮定しております。

石炭発電の減少理由について【指摘事項8】

- 前回は原子力が4台稼動する前提であり、平成27年度は法定期限に合わせて定期点検を織り込みましたが、今回は供給力確保のため、災害規定適用による繰延べを織り込んでおります。
- 定期点検④は、災害規定の適用により定期点検を繰り延べたものの、ボイラ硫化腐食対策が必要なため、平成27年度中には定期点検を実施する必要があります。
他方で、昼夜作業の更なる織込み等を行うことにより工程短縮を図っております。

<算定期間における補修日数 今前回比較表>

		前回(H25-27平均)		今回(H27)		備考
		主たる 実施時期	織込み 日数	主たる 実施時期	織込み 日数	
定期 点検	①ユニットA	H25	158	H26	—	災害規定適用によりH25冬⇒H26春へ繰延べ ボイラ硫化腐食対策により、後年度への繰延べは困難
	②ユニットA	H27	80	H28	31	災害規定適用によりH27秋⇒H28春へ繰延べ ボイラ配管寿命到達により、後年度への繰延べは困難
	③ユニットB	H25	53	H25	—	災害規定適用により、H24秋⇒H25春へ繰延べ 運開初回定期点検として、ボイラ内部状況確認等実施
	④ユニットB	H26	137	H27	119	災害規定適用によりH26秋⇒H27秋へ繰延べ ボイラ硫化腐食対策により、後年度への繰延べは困難 昼夜作業の更なる織込み等により、工程を18日短縮
小規模点検		—	18	—	16	安定運転継続のために必要な清掃・点検作業
補修日数		—	149	—	166	

風力発電の減少理由について【指摘事項9】

- 他社風力が減少したのは、地元との調整が整わず計画を中止した事業者があったためです。
- 他方、当社は再生可能エネルギー電気の受入れ拡大に取り組むとともに、関西電力グループを挙げて太陽光や風力発電等、再生可能エネルギー発電の開発に取り組んでいます。
- 具体的には、若狭高浜太陽光発電所や、舞鶴発電所でのバイオマスの混焼、グループ会社による淡路風力発電所、愛知県田原市での田原4区風力発電所などに取り組んでおり、今後もグループ一体となって、再生可能エネルギーの普及・開発に努めてまいります。

<新エネルギー受電電力量の今前回比較>

(単位：億kWh)

	前回 平均 ①	今回 (H27) ②	差引 ②－①
太陽光	8	33	+25
風力	3	2	▲1
廃棄物発電	5	1	▲4
バイオマス	2	3	+1
合計	18	40	+22

※四捨五入の関係で合計、差引が一致しない場合があります。

<関西電力グループの新エネルギーの取組み状況>

種別	名称・場所	規模	運転開始
太陽光	堺太陽光	10,000kW	H23年9月
	若狭おおい太陽光	500kW	H25年11月
	けいはんな太陽光	1,980kW	H25年12月
	若狭高浜太陽光	500kW	H26年11月
	和歌山県有田市	30,000kW	H27年10月予定
	淡路貴船太陽光 (ユーティリティサービス)	30,000kW	H26年12月
	近鉄花吉野ソーラー (ユーティリティサービス)	3,000kW	H26年3月
	高砂ソーラーステーション	1,000kW	H26年3月
	風力	淡路風力	12,000kW
田原4区風力		6,000kW	H26年5月
バイオマス	舞鶴火力(混焼)	(-)	H20年8月 (混焼開始)
	兵庫県朝来市	約5,000kW	H27年度予定

飯田オブザーバーのご質問への回答【指摘事項11】

※次頁以降、左肩に飯田オブザーバーからの質問番号を記載

I-①. 今回の申請における需給計画について

(需要想定について)

- 電力需要は、過去の実績傾向や経済見通し等にもとづき、先行きの見通しを想定しております。
なお、今回の販売電力量や最大電力の見通しは、電源構成変分認可制度の趣旨にもとづき、前回改定時の平成27年度の値としております。

(前回の供給電力量算定について)

- 姫路第二発電所の設備更新工事により、高効率のLNGコンバインドサイクルの発電量を増加させることにより燃料費の低減を図っております。
- 発電燃料単価の安い火力機を最大限活用するメリットオーダーの考え方にもとづき供給電力量を配分しております。

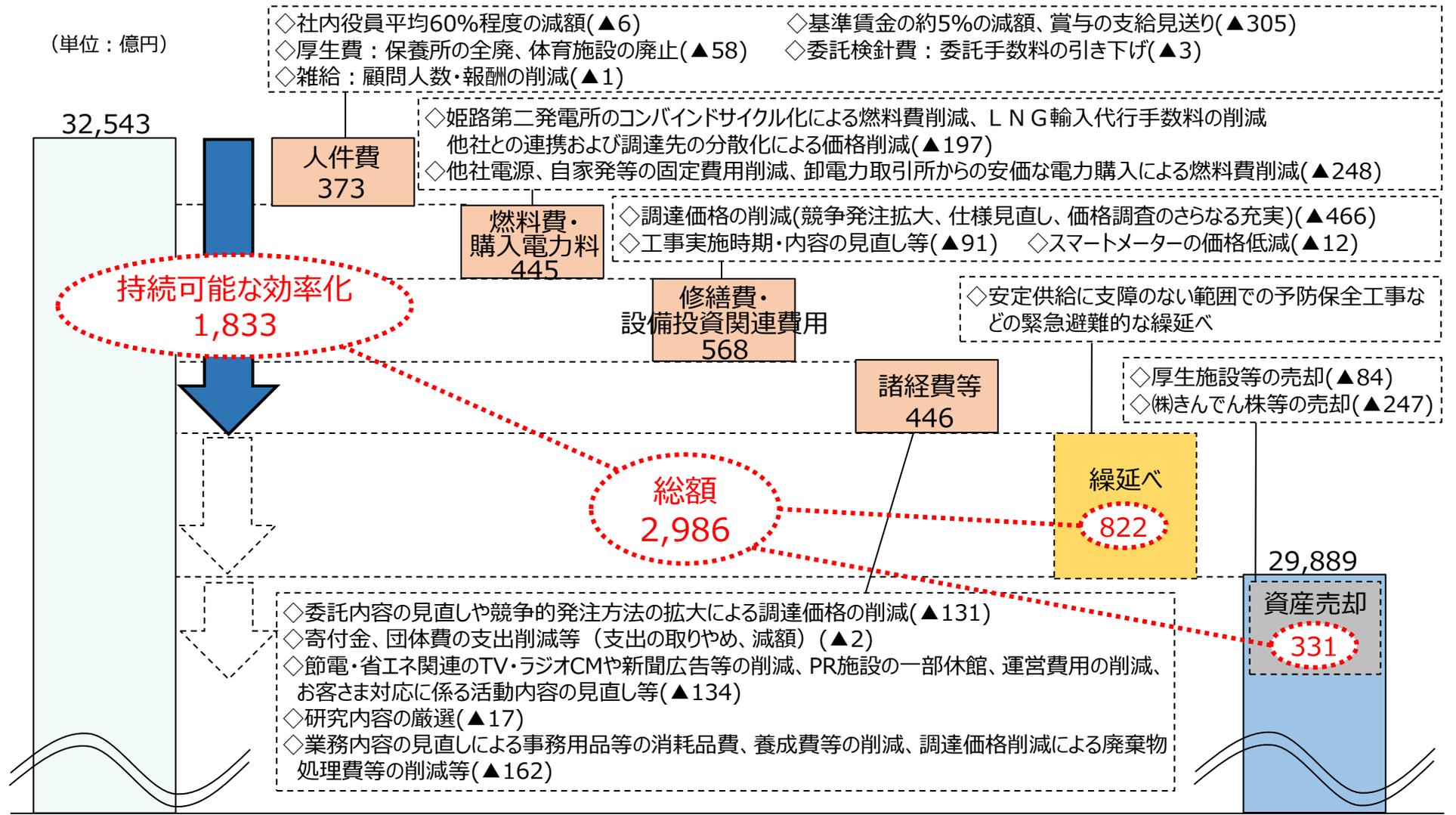
(今回の供給電力量算定について)

- 姫路第二発電所の設備更新工事を更に前倒しすることにより、高効率なLNGコンバインドサイクルの発電量を増加させております。
- 火力においては、設備保安上必要な補修は実施しつつも、定期点検の繰延べ等により、可能な限りの供給力確保に尽力しております。
- 前回同様、メリットオーダーの考え方にもとづき供給電力量を配分しております。

I-②. 平成25年度の効率化の取組み

○当社はこれまで、現行の電気料金に反映している効率化計画は費目別に達成し、査定額は費目毎に吸収するのではなく、経営全般にわたる効率化により全体で吸収するべく最大限の効率化に取り組んできました。

○その結果、平成25年度実績については、効率化計画は費目別に達成し、査定額は経営全般にわたる効率化により吸収できました。

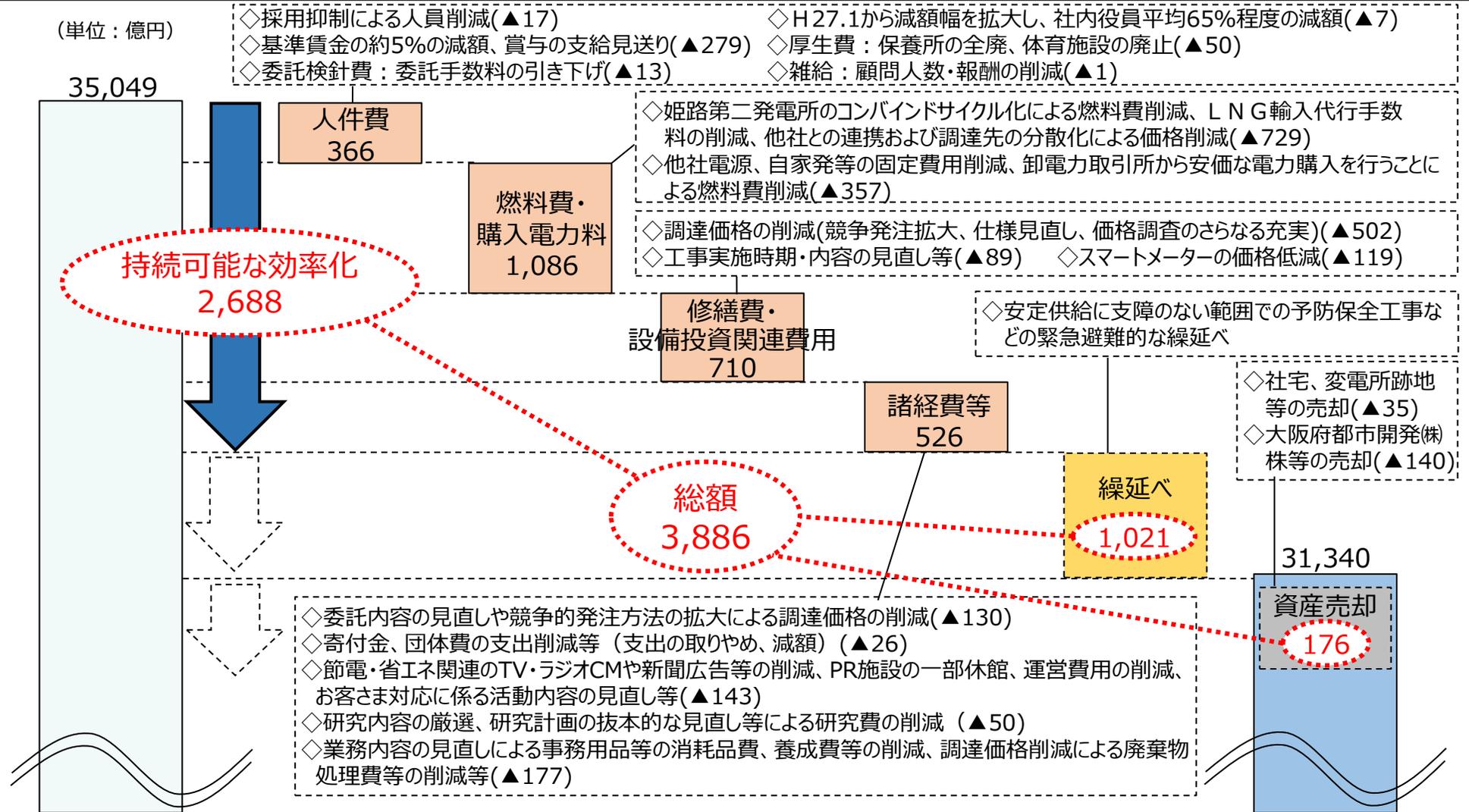


効率化前費用

平成25年度実績
電気事業営業費用

I-②. 平成26年度の効率化の取組み

○当社はこれまで、現行の電気料金に反映している効率化計画は費目別に達成し、査定額は費目毎に吸収するのではなく、経営全般にわたる効率化により全体で吸収するべく最大限の効率化に取り組んできました。
 ○その結果、平成26年度の見通しについては、効率化計画は費目別に達成し、査定額は経営全般にわたる効率化により吸収できる見通しです。

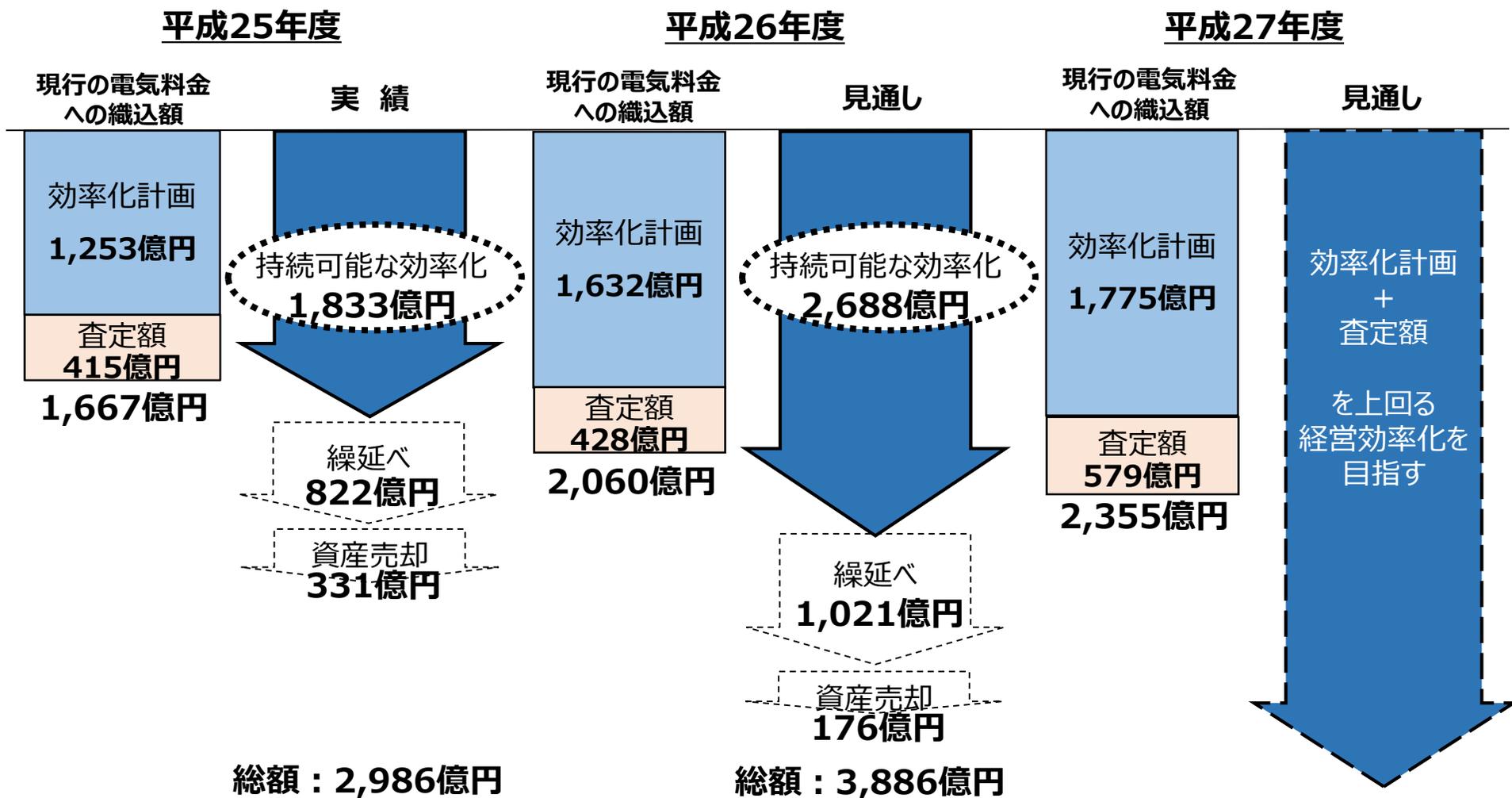


効率化前費用

平成26年度見通し
電気事業営業費用

I-②. 経営効率化の実績と見通し

- 平成25年度実績は1,833億円、26年度見通しは2,688億円となり、いずれも効率化計画を上回り、査定額も吸収する見通しです。
- 27年度についても、現行の電気料金に織り込んでいる、経営効率化と査定額の合計を上回るべく、経営全般にわたり、もう一段の経営効率化の深掘りに取り組んでまいります。



II-②. 発受電電力量・販売電力量の内訳について

・発受電電力量・送電端電力量

(単位：億kWh)

	実績					見通し	前回改定			今回
	H21	H22	H23	H24	H25	H26	H25	H26	H27	H27
水力	140	151	150	130	133	-	132	131	135	143
揚水(再掲)	14	19	14	12	11	-	8	7	8	17
火力	429	494	752	869	922	-	869	856	848	985
石油	61	56	191	236	270	-	270	226	184	302
LNG	321	315	437	493	525	-	485	515	532	566
石炭	47	123	124	140	128	-	113	114	132	116
原子力	659	670	323	152	93	-	268	293	327	56
新エネルギー	1	1	1	1	1	-	1	1	1	1
融通	48	55	50	60	29	-	8	8	8	7
他社	290	304	330	339	360	-	299	293	277	412
発受電端電力量	1,546	1,646	1,586	1,533	1,522	-	1,564	1,571	1,585	1,580
送電端電力量	1,499	1,595	1,539	1,491	1,482	-	1,521	1,529	1,541	1,541
販売電力量	1,416	1,511	1,460	1,418	1,404	1,364	1,439	1,447	1,459	1,459

※バイオマスによる電力量は新エネに計上しております。

※販売電力量には自家消費分を含んでおります。

※H26年度の電力量の内訳については、競争戦略上の観点から公表は差し控えていただきます。

・販売電力量の内訳

(単位：億kWh)

電灯計	488	523	500	490	484	467	479	482	485	485
電力計	62	66	62	59	59	54	57	55	54	54
低圧需要(特定規模需要以外)	550	589	562	550	542	521	536	537	539	539
特定規模需要	866	922	899	868	862	843	903	910	919	919
販売電力量	1,416	1,511	1,460	1,418	1,404	1,364	1,439	1,447	1,459	1,459

II-②. 燃料消費数量・原子力利用率・原油価格・為替レートについて

・燃料消費数量

	実績					見通し
	H21	H22	H23	H24	H25	H26
重油 (万kl)	12	17	20	18	29	-
原油 (万kl)	131	116	429	537	604	-
LNG (万t)	498	474	657	738	773	-
石炭 (万t)	155	400	406	459	421	-
ペレット (万t)	4	6	4	4	4	-

前回改定			今回
H25	H26	H27	H27
30	25	20	30
596	500	409	667
721	722	739	782
371	373	431	381
6	6	6	6

※H26年度の燃料消費数量については、競争戦略上の観点から公表は差し控えていただきます。

・前提諸元

(単位：%、\$/bl、円/\$)

原子力利用率	77.0	78.2	37.6	17.7	10.9	0.0
全日本通関原油CIF価格	69.4	84.2	114.2	113.9	110.0	94程度
為替レート	93	86	79	83	100	110程度

31.3	34.2	38.1	6.6
105.9	105.9	105.9	105.9
78.9	78.9	78.9	78.9

II-③. 自由化分野のお客さま件数・離脱件数について

◆自由化分野のお客さまの契約口数およびkW

	口数（千口）※1	契約電力（百万kW）※1
平成21年度	118.5	27.0
平成22年度	117.2	26.9
平成23年度	117.3	26.7
平成24年度	118.1	26.1
平成25年度	117.6	25.4
平成26年度※2	116.7	24.7

※1 平成21～25年度の数値は、各年度における月間平均値です。

※2 平成26年度の数値は、平成26年12月末までの月間平均値です。

◆離脱実績の推移

・平成25年の料金改定以降の自由化分野における離脱実績については以下のとおりです。

	口数（千口）	契約電力（MW）※2
平成25年度	3.0	375
平成26年度※1	4.7	663

※1 平成26年度の数値は、平成27年1月1日までの値です。

※2 契約電力については、離脱時点の当社との契約電力の値です。

II-④. 節電影響等の需要想定への織込みについて

- 今回の料金値上げの申請は、電源構成変分認可制度の趣旨にもとづき、販売電力量や最大電力の見通しは、前回改定時の平成27年度の値としております。
- なお、電力需要の想定は、過去の実績傾向等にもとづいて想定しており、お客さまから賜った節電、太陽光発電の普及拡大による電力需要への影響、およびこれらの最大電力への影響については、いずれも需要想定に織り込まれております。
- 具体的には、節電については、お客さまに継続して取り組んでいただける節電量として51億kWh（最大電力249万kW）、太陽光発電の普及拡大による電力需要への影響量として4億kWh（最大電力17万kW）を織り込んでおります。

(単位：億kWh、万kW)

		前回				今回 (H27) ②	差引 ②-①
		H25	H26	H27	3カ年平均 ①		
節電影響	電力量	51	51	51	51	51	0
	最大電力	249	249	249	249	249	0
太陽光発電 の普及影響	電力量	3	4	4	4	4	0
	最大電力	12	14	17	14	17	+3

※四捨五入の関係で合計、差引が一致しない場合があります。
 ※太陽光発電については、電力需要に影響を及ぼす、設備容量が10kW未満の自家消費電力（量）を記載しております。

Ⅱ-⑨・⑩. 購入電力料について

【Ⅱ-⑨ 購入電力料の価格決定について】

- 購入電力の価格については、燃料価格の動向や、各事業者との価格交渉などによって決まります。
- 当社としては、契約更改等のタイミングにおいて、価格低減交渉を実施することで、最大限のコスト削減を図っております。
- しかしながら震災以降、原子力発電所の停止等に伴い需給が逼迫する状況下において、供給力を確保するために、単価の高い電力調達も行わざるを得ませんでした。
- 今後も、最大限の価格低減交渉を行っていくことで、購入電力の単価・金額の引き下げに努めるとともに、卸電力取引所からの安価な電力購入の拡大に努めることで、自社の火力燃料費の削減を図ってまいりたいと考えております。

【Ⅱ-⑩ 平成26年度の見通しについて】

	購入電力料	販売電力料
他社	5,200億円程度	300億円程度
融通	700億円程度	100億円程度

※電力量については、単価の類推につながり、競争戦略上の観点から公表は差し控えさせていただきます。

II-⑪. 購入・販売電力料単価に関する原価・実績比較

- 平成25年度は、原子力発電所が計画どおり再稼動しなかったことによる需給逼迫を回避すべく、供給力を確保するために、単価の高い電力調達も行わざるを得ませんでした。
- こうした事情に加え、為替レートや燃料価格が現行料金の原価と25年度実績では異なること、さらに新エネについては、原価では回避可能単価で算定する一方、実績では固定買取価格であることなどを踏まえると、平均単価について原価と実績を一概に比較することは適切ではないと考えております。

(単位：億kWh、億円、円/kWh)

		前回 (H25-27平均)			H25実績		
		電力量	金額	単価	電力量	金額	単価
購入 電力料	地帯間購入	8	193	24.02	40	804	20.03
	他社購入	300	3,031	10.10	373	4,745	12.72
	合計	308	3,224	10.47	413	5,549	13.43
販売 電力料	地帯間販売	α	6	15.35	11	140	13.07
	他社販売	10	122	11.72	13	144	10.94
	合計	11	128	11.86	24	285	11.90
購入・販売電力料計差引		297	3,096	10.42	389	5,264	13.52

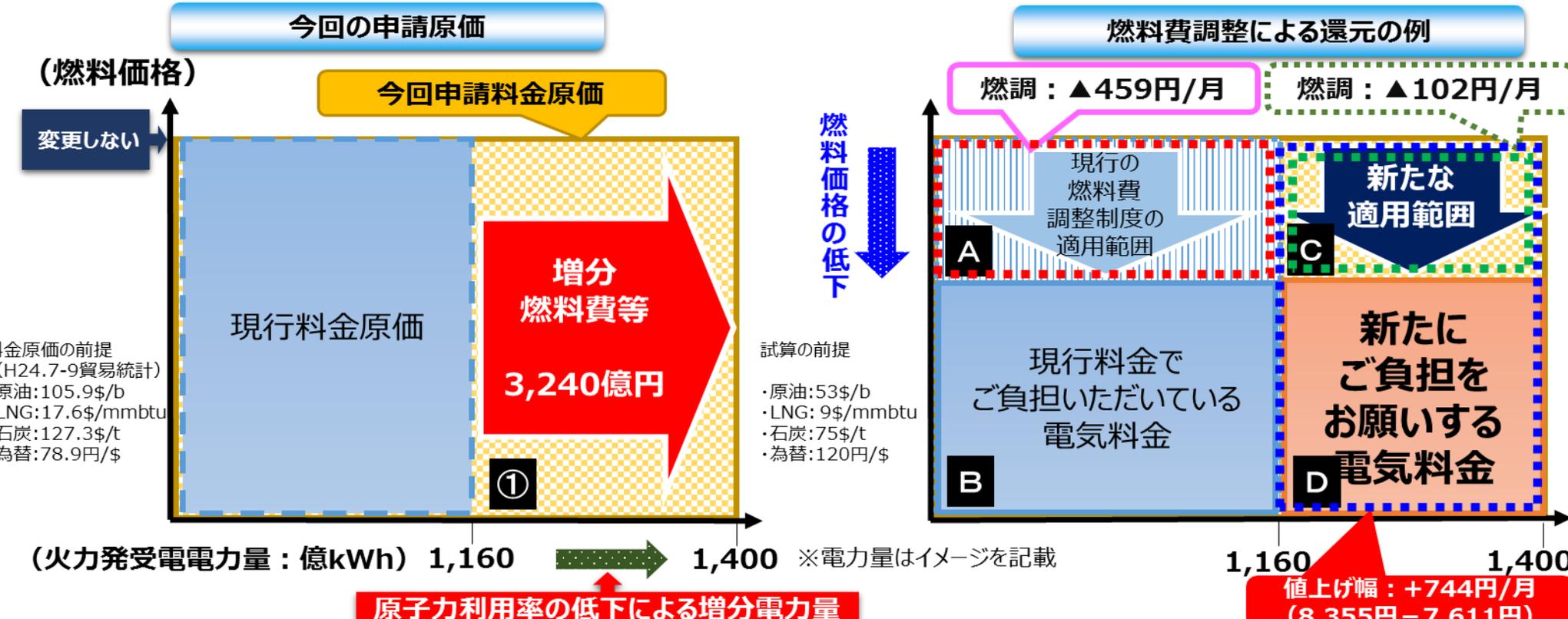
※購入販売電力料には電源費・電源料および送電費・送電料を含んでおります。

※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んでおりません。

※四捨五入の関係で合計が合わない場合があります。

II-⑫. 燃料費調整制度の単価調整と燃料費金額の変動の関係について

- 今回の料金値上げは、電源構成変分認可制度に基づくものであり、原子力再稼動遅延に伴う増分燃料費等について値上げをお願いするものです。<左図:① (3,240億円)、右図:C+D (744円) に相当>
- 至近の原油価格の大幅な下落傾向については、一定のタイムラグがあるものの、毎月の燃料費調整を通じて、今後自動的にお客さまにお返しすることになります。<右図:A+Cに相当>
- 仮に至近の原油市況などを踏まえ、一定の仮定を置いて燃料費調整を想定した場合、A+Cの部分で561円の軽減となりますので、お客さまの実質的なご負担は、744円から183円に抑制されます。
- ただ、燃料価格が下落しても、右図のD部分は新たにご負担をお願いすることになります。



料金原価の前提
(H24.7-9貿易統計)

- ・原油: 105.9\$/b
- ・LNG: 17.6\$/mmbtu
- ・石炭: 127.3\$/t
- ・為替: 78.9円/\$

II-⑬. 緊急避難的な繰延べ

○持続可能な効率化の取組みに加えて、修繕工事などについては、安定供給に支障のない範囲で緊急避難的な繰延べを実施しており、平成25年度は822億円、平成26年度は1,021億円となっております。

(単位：億円)

費用項目	平成25年度			平成26年度		
	持続可能	繰延べ等	合計	持続可能	繰延べ等	合計
人件費	373	－	373	366	－	366
燃料費・購入電力料	445	－	445	1,086	－	1,086
設備投資関連費用	98	38	136	103	152	255
修繕費	470	440	910	607	533	1,140
諸経費等	446	344	790	526	336	862
小計	1,833	822	2,655	2,688	1,021	3,709
資産売却	－	331	331	－	176	176
合計	1,833	1,154	2,986	2,688	1,198	3,886

Ⅲ-②. 原子力発電所の不稼働影響について

- 原子力が不稼働となることで、核燃料費や使用済燃料再処理等発電費、特定放射性廃棄物処分費といった費用が減少するとともに、原子力発電所の定期検査に伴う修繕費や廃棄物処理費等の支出も減少します。
- 一方で、原子力の代替のための火力燃料費や他社からの購入電力料等が大幅に増加しております。なお火力発電所の修繕費については、供給力確保のために災害規定を適用し、定期検査の繰延べを行ったことなどにより、前回認可値を下回る実績となっています。
- 発電所ごと、ユニットごとの支出額、支出見込み額については、個別の工事費の類推に繋がる恐れがあるため、非開示としております。

<主な原子力発電費>

(単位：億円)

	前回 H25-27平均	実績 H25	今回申請 H27
核燃料費	201	48	42
使用済燃料再処理等発電費	128	128	37
特定放射性廃棄物処分費	60	107	2
廃棄物処理費	104	59	-
修繕費	634	407	-

<主な火力発電費>

(単位：億円)

	前回 H25-27平均	実績 H25	今回申請 H27
火力燃料費	9,023	11,544	10,602
修繕費	584	295	-
消耗品費	24	20	-
廃棄物処理費	105	123	-

<購入販売電力料> ※

(単位：億円)

	前回 H25-27平均	実績 H25	今回申請 H27
地帯間購入電力料	191	797	161
他社購入電力料	3,030	4,744	5,213
地帯間販売電力料	6	140	7
他社販売電力料	120	142	321

※購入・販売電力料は電源費、電源料のみを計上しております（送電費・送電料除き）。

Ⅲ-③. 原子力発電費の内訳について

(単位：億円)

	前回 (H25-27平均)	実績 (H25)	
給料手当	135	146	
給料手当振替額 (貸方)	▲1	▲1	
厚生費	27	30	
雑給	2	2	
核燃料費	201	48	
使用済燃料再処理等費	336	335	
使用済燃料再処理等発電費	128	128	
使用済燃料再処理等既発電費	207	207	
使用済燃料再処理等準備費	－	24	
廃棄物処理費	104	59	
特定放射性廃棄物処分費	60	107	
消耗品費	29	21	
修繕費	634	407	
補償費	α	α	
賃借料	20	22	
委託費	378	375	
損害保険料	18	17	
原子力損害賠償支援機構負担金	315	315	
諸費	20	88	
諸税	136	112	
減価償却費	506	469	
固定資産除却費	66	20	
原子力発電施設解体費	58	60	
合計	3,045	2,664	
内訳	燃料消費数量に連動して変動するもの	389	283
	それ以外のもの	2,656	2,381

※核燃料費、原子力発電施設解体費以外については、発電所ごと、ユニットごとの支出額、支出見込み額は非開示としております。

Ⅲ-③. [参考] ユニット別の費用について

<核燃料費>

(単位：億円)

		前回 H25-27平均	実績 H25
核 燃 料 減 損 額	美浜1号機	0	0
	美浜2号機	0	0
	美浜3号機	0	0
	高浜1号機	0	0
	高浜2号機	0	0
	高浜3号機	51	0
	高浜4号機	41	0
	大飯1号機	0	0
	大飯2号機	0	0
	大飯3号機	54	24
	大飯4号機	51	23
核燃料減損修正損		3	0
濃縮関連費		0	0
合計		201	48

<原子力発電施設解体費>

(単位：億円)

	前回 H25-27平均	実績 H25
美浜1号機	0	6
美浜2号機	0	3
美浜3号機	0	3
高浜1号機	0	3
高浜2号機	0	2
高浜3号機	13	2
高浜4号機	13	3
大飯1号機	0	5
大飯2号機	0	3
大飯3号機	16	12
大飯4号機	16	13
合計	58	60

Ⅲ-④. 長期計画停止火力発電所を保有する理由

- 長期計画停止機については、需給状況や経済性を踏まえ、計画的に停止運用としているものではありますが、これまでも需給状況等を踏まえ、復旧に要する期間や経済性の観点から、優先順位の高いユニットから順次再稼働の判断を行ってきております。
- 宮津エネルギー研究所および多奈川第二発電所についても同様の理由で長期計画停止運用としておりますが、3年程度で復旧できることから、中長期的な需給見通しにおいて供給力不足が想定される場合に、供給力として期待できる電源として保有しているものであります。
- 当社は原子力プラントの再稼働に向けて全力で取り組んでいるところでありますが、中長期的な供給力の見通しについて、現時点で確たる見通しを持つことは困難な状況であるため、今後も引き続き中長期的な供給力確保策の一つとして、長期計画停止機を保有しておくことは必要と考えております。

Ⅲ-⑤、⑥. 日本原子力発電、北陸電力への支払いについて

Ⅲ-⑤ 日本原子力発電

- 日本原電の敦賀原子力発電所については、受電会社が全量受電することを前提とした共同開発に近い原子力発電所であり、原子力発電所を安全に維持管理する費用等については自社電源と同様に事業上必要な費用であると考えております。
- 日本原電への支払額は、個別契約に関わることであり、回答は差し控えさせていただきます。
- 申請原価に織り込まれている購入電力料の内訳の開示についても、相手との契約交渉において、一層の効率化を求めていく上で、悪影響を及ぼす恐れがあるため、回答は差し控えさせていただきます。
- 債務保証額
日本原電に対する債務保証額（平成26年度9月末時点）は、417億円です。

<参考>

日本原電が有価証券報告書において公表している当社への販売電力料
平成25年度実績 28,781百万円

Ⅲ-⑥ 北陸電力（志賀原子力発電所関係）

- 北陸電力志賀2号機は平成26年8月、原子力規制委員会に対して適合性審査を申請し、再稼動に向けて取り組んでいるところです。また、当該発電所については北陸電力との間で長期に亘り受電することと相応の負担を約しており、今後再稼動に伴う受電再開を期待していることから原子力発電所を安全に維持管理するために必要な費用等については受給契約に基づき支払う必要があると考えております。
- 北陸電力への支払額、支払見込み額については、個別契約に関わることであり、回答は差し控えさせていただきます。
- 申請原価に織り込まれている購入電力料の内訳の開示についても、相手との契約交渉において、一層の効率化を求めていく上で、悪影響を及ぼす恐れがあるため、回答は差し控えさせていただきます。

Ⅲ-⑦. 日本原燃への支払い・債務保証について

○日本原燃は、国の新しい「エネルギー基本計画」においても引き続き推進することとされた原子燃料サイクルを担っており、当社としても、契約に基づく料金の支払いを行っております。

○日本原燃への支払について

当社は「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」に基づき、使用済燃料の発生量等に応じて資金管理法人に費用を積み立て、その一部を取り戻して日本原燃株式会社への支払いを行っております。積立額、取戻額は以下のとおりです。

	平成25年度	平成26年度	平成27年度
積立額	約326億円	約290億円（見込み）	決定しておりません
取戻額	約516億円	約525億円（見込み）	

その他の支払い内容については、個別契約に関わるものであり、回答は差し控えさせていただきます。

○債務保証額

日本原燃に対する債務保証額（平成26年9月末時点）は、1,701億円です。

Ⅲ-⑧. 原子力発電所の安全対策にかかる設備投資について

- 原子力発電所の安全性向上対策にかかる設備投資の平成23～25年度の累計実績額は、1,071億円、26年度の投資見通しは906億円です。
- 安全性向上対策にかかる設備投資については、前回料金改定において、2,850億円程度と想定しておりましたが、高浜発電所3,4号機および大飯発電所3,4号機の安全審査の状況を踏まえ、今後実施する追加対策の詳細な仕様等について、他のプラントも含めて検討を行っているとともに、さらなる効率化に向けた検討も行っているところであるため、現時点では総額の公表を差し控えさせていただきます。
- 発電所ごと、ユニットごとの投資額については、個別の工事費の類推に繋がる恐れがあるため、基本的には非開示としております。

<安全対策にかかる設備投資額>

H23～25年度：1,071億円

(単位：億円)

	総額	H23	H24	H25	H26	H27	H28以降
実績および見通し ※H26は見通し	未定	129	225	717	906	未定	未定
前回料金改定での織込み	2,855	129	253	576	582	801	515

H25～27年度で1,960億円程度の投資を織り込み。
 ※津波・浸水対策（防潮堤の設置等）や電源確保（恒設非常用発電機の設置等）といった安全性向上対策