

追加のご質問事項への回答について

平成25年2月22日
九州電力株式会社

- 1 人件費について..... P 1 ~ 3
- 2 調達について..... P 4
- 3 燃料費・購入電力料..... P 5 ~ 7
- 4 電灯需要の伸び予測、最大電力量想定と節電予測、供給予備力について..... P 8 ~ 9
- 5 その他原価について..... P 10 ~ 13

当社では1人あたり販売電力量を労働生産性の指標として、経営効率化を推進。

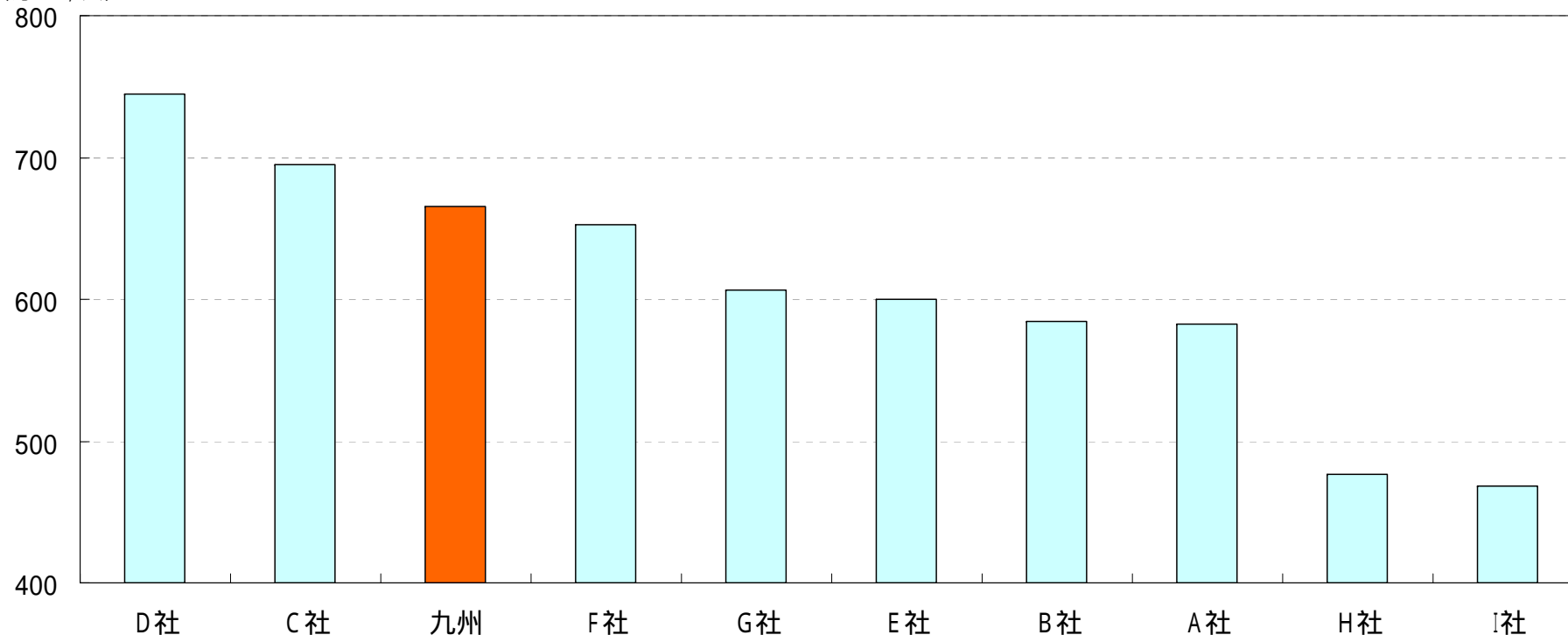
業務の見直しや組織改正等により、人的資源を効果的に配置、活用することで効率的な業務運営に取り組んできた結果、平成23年度における労働生産性は電力会社10社中3番目に高い水準。

原価算定期間においても、採用抑制※などにより高い労働生産性を維持。

※平成25年度は、平成24年度採用数363名に対し約3割抑制した256名、平成26～27年度は4割強抑制した200名で織込み

〔電力各社との労働生産性比較(平成23年度)〕

(万kWh/人)



【出典】電気事業便覧(平成24年度版)

- 相談役・顧問の人件費は、社長経験者である常勤3名分を「雑給」に織り込んでおり、関連費用についても、各費用項目にて原価に算入。
- 相談役2名は、社長の諮問に応じ、または必要に応じて意見具申を行うとともに、経営全般にわたって経営層からの相談を受け、幅広い人脈や過去の経営経験をもとに助言・指導等を実施。また、当社を代表した様々な社外活動の中で、当社に対する意見・要望の把握や当社からの情報発信を行っている。
- 顧問1名は、社長の諮問に応じ、または必要に応じて意見具申を行うとともに、社長から委嘱を受けた事項（電力供給システム、電力系統・需給運用などに関する調査研究）を行っている。

〔雑 給〕

人 数	費 用
3名	89百万円

〔関連項目〕

項 目	内 容
執務室	3部屋合計で199㎡
社用車 (リース)	共用車を必要に応じて利用
秘 書	3名

- 雑給には職員及び嘱託員、出向受入者、パートタイマー等の費用が含まれる。
- 今回原価は、社員の年収削減を踏まえて、職員、嘱託等の年収の引下げを行うことなどにより、前回原価と比べ約5億円の削減。

【人 員】

(人)

	前回 (H20)	今回 (H25~27平均)	今回-前回
職員・シニア職員	3	4	1
嘱託・契約社員 [※]	48	29	▲19
出向受入者	0	57	57
パートタイマー・臨時員	74	96	22
料金嘱託員	35	3	▲32

※ 嘱託・契約社員には相談役・顧問3名を含む

【費 用】

(百万円)

	前回 (H20)	今回 (H25~27平均)	今回-前回
職員・シニア職員	15	17	2
嘱託・契約社員 ^{※1}	543	252	▲291
出向受入者	0	243	243
パートタイマー・臨時員	73	112	39
料金嘱託員	414	31	▲383
シニア社員 ^{※2}	133	0	▲133
合計	1,177	654	▲523

※1 嘱託・契約社員には相談役・顧問3名を含む

※2 シニア社員(当社を定年退職後、再雇用されたもの)はH24年度の雇用制度見直しにより給料手当に計上

電力供給設備については、安全・安定供給の確保、法令遵守を前提として、バランスのとれた電源開発や高信頼度かつシンプルな電力システムの構築など、経済的な設備形成に努めてきたところ。

また、設備の建設・維持にあたっては、工事の繰延べ・規模縮小など、設備投資・修繕費の徹底した効率化に取り組んできたところであり、今回原価においては、これまでの取組みに加え、今後の効率化努力として、資機材調達における競争導入効果（設備投資：▲8.4%、修繕費：▲7.2%）を反映。

電力システム改革※¹や火力電源入札※²については、今回原価への直接的な影響はないものの、今後、制度見直しの具体的な内容を踏まえ、更なる効率化に取り組んでいく。

※¹ 送配電部門の法的分離は、「電力システム改革専門委員会報告書（H25. 2）」において、平成30～32年度を目途に実施予定とされている

※² 「新しい火力電源入札の運用に係る指針」の趣旨を踏まえ、当社ホームページで系統情報を公開している

<電力システム改革専門委員会報告書（H25. 2）〔抜粋〕>

〔電力システム改革の工程表〕

1. 電力システム改革は、大きな事業体制の変革を伴うものであり、十分な準備を行った上で慎重に改革を進めるため、実施を3段階に分け、各段階で検証を行いながら実行する。
2. 広域系統運用機関の設立や、小売参入の全面自由化など、早期の実施が必要な改革については、可能な部分から速やかに実行に移す。
3. 送配電部門の法的分離には、分離に向けた準備や給電指令システムの対応等、万全の備えが欠かせない。また、料金規制の撤廃には競争の進展が前提となる。そのため、相当の期間を置き、事業環境等も踏まえた上で実施を行う。

<一般電気事業供給約款料金審査要領（H24. 3. 30）〔抜粋〕>

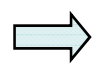
火力発電所を新設・増設・リプレースする場合に入札を行わずに自社で建設する場合には、入札された場合に想定される価格低減効果等を基準に査定する。

○ LNG契約の途中解約に関する規定

- ・ 契約中の途中解約は、特別の場合※を除き不可。

※ 不可抗力、債務不履行（契約毎で異なる）

- ・ LNGの契約においては、一般的に、契約期間中（15～20年程度）の契約数量について売買主それぞれが供給／引取義務を負っており、買主都合により契約期間中の義務数量を引き取らない場合、引取未達数量全量を対象として契約価格での支払いを義務付ける条項（テイク・オア・ペイ）が規定されている。



LNGを引き取らない場合、買主は引き取らないLNG全量の購入代金を売主に支払う義務がある

- 仮に、既存契約の途中でLNGの引取りを止め、新たに安価な契約に切り替える場合、既存契約に基づくLNG代金の支払い（テイク・オア・ペイ）に加え、代替として新たな契約に基づき引き取るLNGの購入代金の支払いも発生することから、経済性は見込めない。

減価償却期間を踏まえた料金削減交渉については、契約更改時に、償却進行は料金に適切に反映させている。

(億円)

	前回 (H20)	今回 (H25~27平均)	差
減価償却費	113	94	▲19

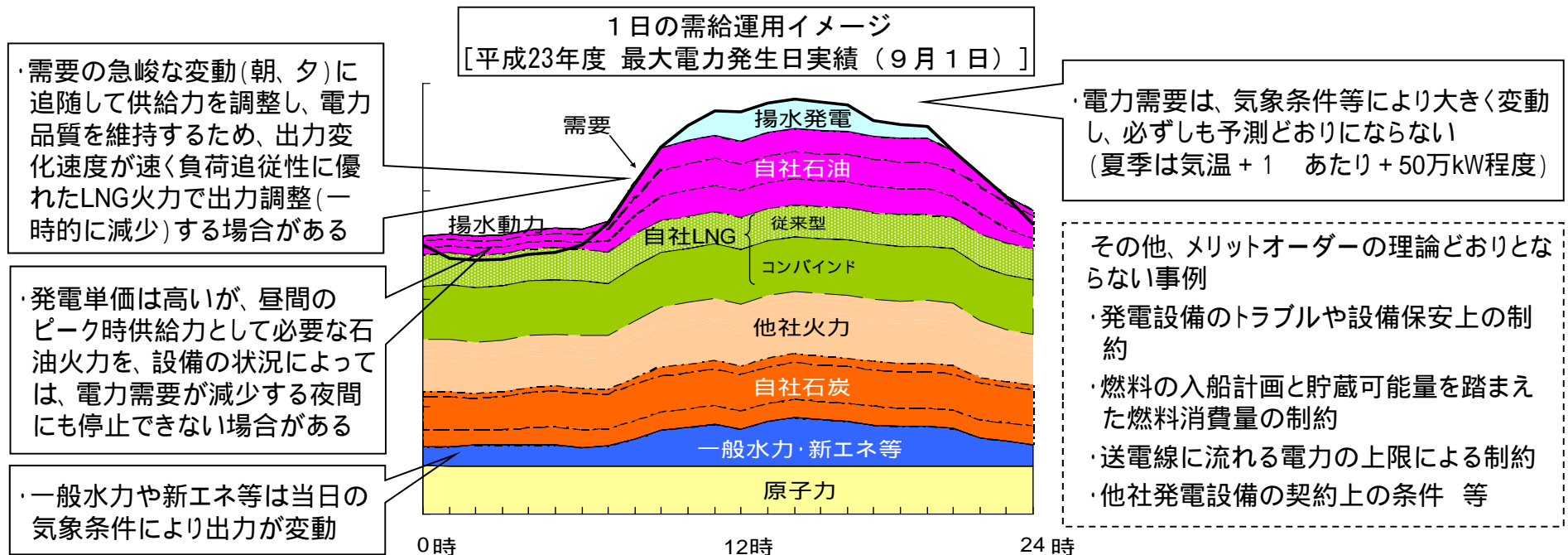
当社は、電力の安定供給と高品質を効率的に達成するため、時々刻々変動する電力需要に対して、メリットオーダーに基づき発電設備を適切に組み合わせた需給運用を行うこととしている。

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通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通りにはならない場合がある。

これについては、今後も引き続き、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通りの運用に近づけるよう努める。

なお、発電所の燃料別発電コスト実績を時々刻々情報開示することについては、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と考えている。

これらの影響を及ぼさない範囲での情報公開については、諸情勢を踏まえながら、適切な対応となるよう、検討していく。



今回の原価算定期間（平成25～27年度）においては、遠隔検針の導入箇所拡大に伴う検針業務の効率化により、3か年合計で約▲2.6億円の効果額を織込み。

(億円)

検針費用		H25	H26	H27
検針業務※	従来方式	65.5	63.9	62.1
	導入後	65.1	63.0	60.8
	導入効果	▲0.4	▲0.9	▲1.3
3か年合計		▲2.6		

※ スマートメーター導入箇所の検針業務効率化（約▲30円/件）

【参考】

(万台)

	H25	H26	H27
スマートメーター導入台数	30	31	31

〔検針業務効率化イメージ〕

【現在】

【現地目視検針】

従来型

検針票
現地投函

原価算定期間：H25～27

営業所

【遠隔検針導入箇所】

○ 遠隔検針
(現地検針不要)

営業所

【未導入箇所】

○ 現行どおり

検針票
現地投函

将来：全数遠隔自動検針

営業所

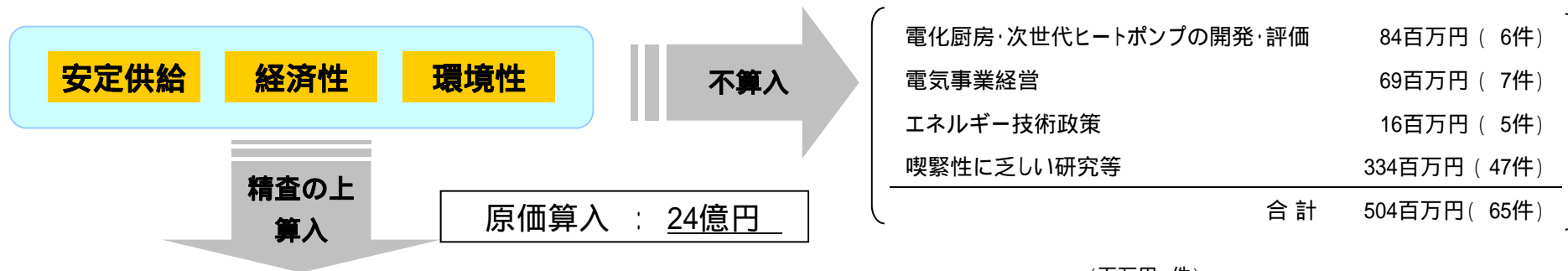
○ 遠隔検針

○ 使用状況の見える化
○ クイックサービス

- 最大電力は、景気の動向を示す経済指標（鉱工業生産指数：IIP）の見通し及び商業施設・病院等の新増設情報などを踏まえ想定した電力量や節電実績、アンケート結果を踏まえて想定している。
- スマートメーター設置による抑制効果について、規制部門においては、スマートメーターを活用した「見える化」の実施は28年度以降であるため、今回の需要想定には織り込んでいない。
なお、自由化部門は基本的に全数スマートメーター化され、デマンドコントローラー等を設置し、節電に取り組まれているお客さまもいることから、上述の節電実績に反映されていると考えており、結果として需要想定に織り込まれている。
- スマートメーター設置による抑制効果については、今後データを蓄積していき、お客さまの節電傾向などとあわせて、今後の需要想定に反映していきたいと考えている。

- 普及開発関係費は、電気料金メニュー関連、電気安全関連、需要抑制要請関連等の費用を原価算入。イメージ広告・販促関連、オール電化関連、PR館(販促)関連の費用は全額原価不算入。
- 詳細については、電気料金審査専門委員会でご説明した資料を、経済産業省や当社のホームページで公表。
(第14回電気料金審査専門委員会の資料4-2「委員会でいただいたご質問等への回答」の17ページ等)
- また、お客さまをお招きしての懇談会や各種会合、お客さまへの直接訪問を通じて、電気料金値上げ申請の概要等についてご説明。
(11月27日の料金値上げ申請から2月15日までの間に、約18,000名のお客さまに対してご説明)
- 引き続き、あらゆる機会を通じてご理解をいただくよう努めていく。

電力中央研究所分担金については、費用の優先度を考慮し、電化促進や経営・政策に係る調査研究等を不算入とし、供給信頼度向上（安定供給）、コスト削減（経済性）、環境保全などの研究テーマに限定し原価算入。



(百万円、件)

		金額 (H25~27平均)	件数	主な研究内容
電 中 研 分 担 金	水 力	77	34	ダム流域土砂管理のための統合システム開発 (21百万円、4件)
	火 力	502	113	低品位資源利用技術の高度化 (39百万円、7件)
	原子力	870	181	経年軽水炉の健全性評価 (157百万円、17件)
	新エネ	55	16	未利用炭素資源の利用技術評価 (15百万円、2件)
	送 電	188	39	経年鉄塔の健全性評価技術の開発 (34百万円、7件)
	変 電	186	26	経年電力流通設備の維持管理技術の構築 (13百万円、8件)
	配 電	186	26	配電系統の品質向上 (28百万円、6件)
	販 売	-	0	
	給 電	213	53	系統制御・安定化の高度化 (93百万円、11件)
	一 般	156	31	高性能二次電池技術の開発評価 (43百万円、6件)
合 計		2,433	519	電力中央研究所設定の研究 : 481件 受託研究 : 38件

< 参考 >
 電力中央研究所分担金
 (金額は当社分)
 = 前年度 電灯電力収入 × 0.2%
 = 29億円
 件名を精査のうえ原価算入
 24億円 < 29億円
 (不算入 : 5億円)

※1 個別の研究内容に応じた金額の妥当性を判断し、原価に織込み
 ※2 四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

当社の賃借物件については、契約更改の機会など概ね1～3年ごとに、周辺物件の賃料水準や維持管理費用などの妥当性を確認した上で、貸主と契約を更改。

当社の本店・支社ビルについては関連会社から賃借しているが、貸主との協議により、計画改修工事や共益費などを見直した結果、平成21年度以降▲10%程度低減しており、周辺物件と同等以下の水準。

上記以外の物件も含め、今後も引き続き賃借料の低減に努めていく。

(例) 本店・支社ビルの賃借料の推移 (百万円)

ビル名	実績			推実
	H21	H22	H23	H24
本店ビル	1,435	1,395	1,357	1,280
北九州支社ビル	1,006	992	992	962
福岡支社ビル	657	631	631	574
長崎支社ビル	1,185	1,137	1,137	1,062
鹿児島支社ビル	1,379	1,251	1,251	1,195
合計	5,662	5,406	5,368	5,073
累計削減額 (H21年度以降)	—	▲256	▲294	▲589
累計削減率 (H21年度以降)	—	▲4.5%	▲5.2%	▲10.4%

※ 四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

(例) 本店ビルと近隣ビルの賃料比較

ビル名	建築年月	構造※2	単価 (円/坪・月) ※1		
			賃料	共益費	合計
本店ビル	S43.9	SRC造 12F/B4	9,693	1,279	10,972
近隣ビルA	S54.2	SRC造 10F/B2	9,002	3,002	12,004
近隣ビルB	H13.1	SRC造 11F	12,000	3,200	15,200
近隣ビルC	S38.2	RC造 6F/B1	10,000	3,000	13,000
近隣ビルD	S50.1	SRC造 9F/B2	13,000	3,150	16,150
近隣ビルE	S60.8	SRC造 11F/B1	9,700	3,300	13,000
近隣ビルF	H23.8	SRC造 9F	10,000	3,000	13,000

※1 近隣ビルの賃料・共益費は募集賃料のデータに基づく

※2 SRC：鉄骨鉄筋コンクリート造、RC：鉄筋コンクリート造

【プルサーマルの必要性】

- 原子燃料サイクルの確立及び余剰プルトニウムは持たないとの国際公約の観点から、プルサーマルの実施が必要。
 - ・ 資源の乏しいわが国において、エネルギーを長期的に安定して確保していくためには、原子燃料サイクルの確立が必要であり、使用済燃料を再処理し回収されたプルトニウムを軽水炉で利用するプルサーマル計画の実施は重要。
 - ・ 「原子力政策大綱（平成17年10月11日付 原子力委員会）」においては、海外保有分のプルトニウムは、海外でMOX燃料に加工して、日本で使用する方針が示されている。
 - ・ これらを踏まえ、当社は、仏国での保有プルトニウムを用いて製造したMOX燃料を平成21年10月及び平成23年3月に玄海3号機へ装荷済であり、MOX燃料関連の費用は原子力発電を行う上で必要。

【安全性】

- 現在の原子力発電所においても、運転が進むにつれてウランから生成されるプルトニウムが燃焼し、発電量の約3割がプルトニウムの燃焼によるものとなっている。プルサーマルについても、従来の運転の延長線上にあるものであり、プルトニウムの燃焼自体は、新しいことではない。
 - ・ 一般的にプルトニウムはウランと比べて中性子の吸収能力が大きく、制御棒の効きが若干低下するなどの傾向があるが、MOX燃料の特性を考慮した適切な燃料配置等とすることで安全上問題ない。
 - ・ 原子力安全委員会にて、MOX燃料集合体の炉心装荷率が1/3程度であれば、ウラン燃料炉心と同等の特性を有する炉心設計は可能であると報告されており、当社ではMOX燃料集合体の炉心装荷率を1/4以下としている。また、国の安全審査において、当社が行った設計及び安全評価が妥当であることが示されている。
- 平成21年12月のプルサーマル開始から約1年間運転したが、制御棒の効きや燃料の燃え方などに問題はなく、また使用したMOX燃料自体にも問題はなかった。

【MOX燃料コスト】

- MOX燃料については、製造や輸送においてウラン燃料以上に厳格な核物質防護や品質管理、安全基準に従うことが求められるため、ウラン燃料に比べ割高であるが、原子力発電コストに占める核燃料費の割合は1割以下※であることから、MOX燃料の取得原価が原子力発電コストに与える影響は限定的。

※ 今回申請時の原子力発電コスト：約9円/kWh（総原子力コスト2,279億円÷原子力発電電力量25,243百万kWh）、核燃料費：0.81円/kWh