

設備投資関連費用

平成25年 1月18日
九州電力株式会社

1	設備投資	
1-1	設備投資計画の概要	P1
2	減価償却費	
2-1	減価償却費の算定概要	P10
3	事業報酬	
3-1	事業報酬の算定概要	P12
3-2	レートベースの内訳	特定固定資産 P15
3-3	レートベースの内訳	建設中の資産 P16
3-4	レートベースの内訳	核燃料資産 P17
3-5	レートベースの内訳	特定投資 P22
3-6	レートベースの内訳	運転資本（営業資本・貯蔵品） P24
3-7	レートベースの不算入項目	P25
3-8	事業報酬率	P26
4	固定資産除却費	
4-1	固定資産除却費の算定概要	P27

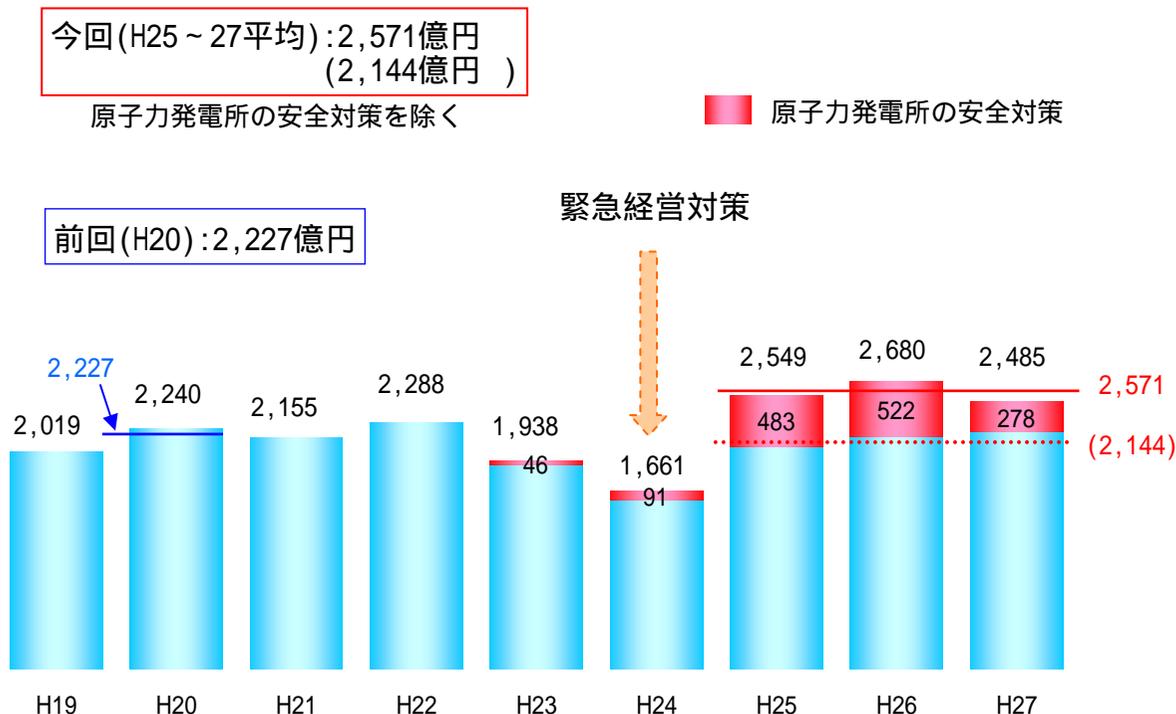
設備投資は、原子力発電所の安全対策や設備の高経年化対策などの増加要因はあるものの、設計基準や仕様、実施時期の見直しなどの取り組みに加え、今後の効率化努力を織込み、平成25～27年度平均で約2,570億円(原子力発電所の安全対策(約430億円)を除くと、前回改定時(平成20年度)を下回る水準)。

競争導入効果の反映(平成25～27年度平均: 123億円)など

- ・電源設備は、原子力発電所の安全対策や新規電源開発などにより、前回と比べ400億円程度増加(原子力発電所の安全対策を除くと、前回と同水準)。
- ・流通設備は、高経年化対策の増加や基幹送変電設備の建設などにより、前回と比べ100億円程度増加。

		(億円)		
		前回:A (H20)	今回:B (H25～27平均)	差:B-A
電 源	水 力	186	125	61
	火 力	146	345	199
	原 子 力	396	628 (200)	231 (196)
	新工ネ等	水力・火力 に含む	38	38
	計	728	1,135 (707)	407 (20)
流 通	送 電	443	539	96
	変 電	212	221	9
	配 電	274	305	31
	計	930	1,065	135
そ の 他	業 務	190	166	24
	原子燃料	379	206	173
	計	569	372	197
合 計	2,227	2,571 (2,144)	344 (83)	

設備投資額の推移



1 ()内は原子力発電所の安全対策を除く(再掲)
2 四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

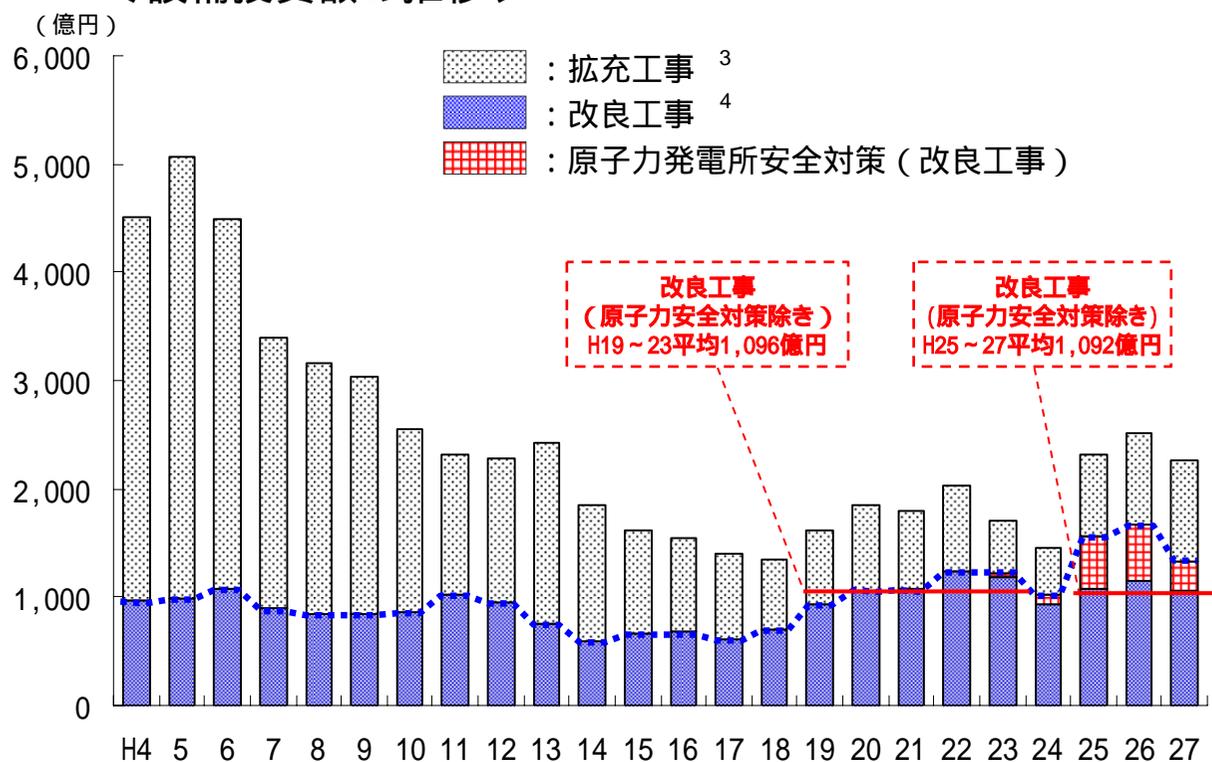
1 附帯事業投資額を除く
2 平成24年度以降は今回原価の前提となる設備投資額を記載
〔参考〕過去最高は平成5年度の5,357億円

拡充工事は、過去最高の平成5年度以降、電源開発が一段落したことに加え、電力需要の伸びの鈍化などにより大幅に減少。平成25～27年度は、新大分3号系列（第4軸）の開発などにより、至近年に比べると増加する予定。

改良工事は、設備の高経年化に伴い、近年増加傾向にあるものの、対策時期の繰延べなどを実施。その結果、平成25～27年度の水準（原子力発電所安全対策除き）は、過去5か年（平成19～23年度）平均の1,096億円と同程度を維持。

原子力発電所安全対策（改良工事）については、平成25～27年度平均で約430億円を計画。

〔設備投資額の推移〕



- 1 原子燃料、附帯事業投資額を除く
- 2 平成24年度以降は今回原価の前提となる設備投資額を記載
- 3 設備の新增設工事
- 4 既設設備の機能を増進する工事、使用期間を延長する工事、改造・更新工事

主な設備投資計画 (金額はH25～27平均)

【拡充工事】

- 主要新規件名 : 約340億円
- ・新大分発電所3号系列（第4軸）
（平成28年度使用開始）
 - ・日向幹線（50万V）
（平成31年度使用開始）
 - ・ひむか変電所（50万V）
（平成26年度使用開始）

【改良工事】

- 原子力発電所安全対策 : 約430億円
設備の高経年化対策 : 約460億円

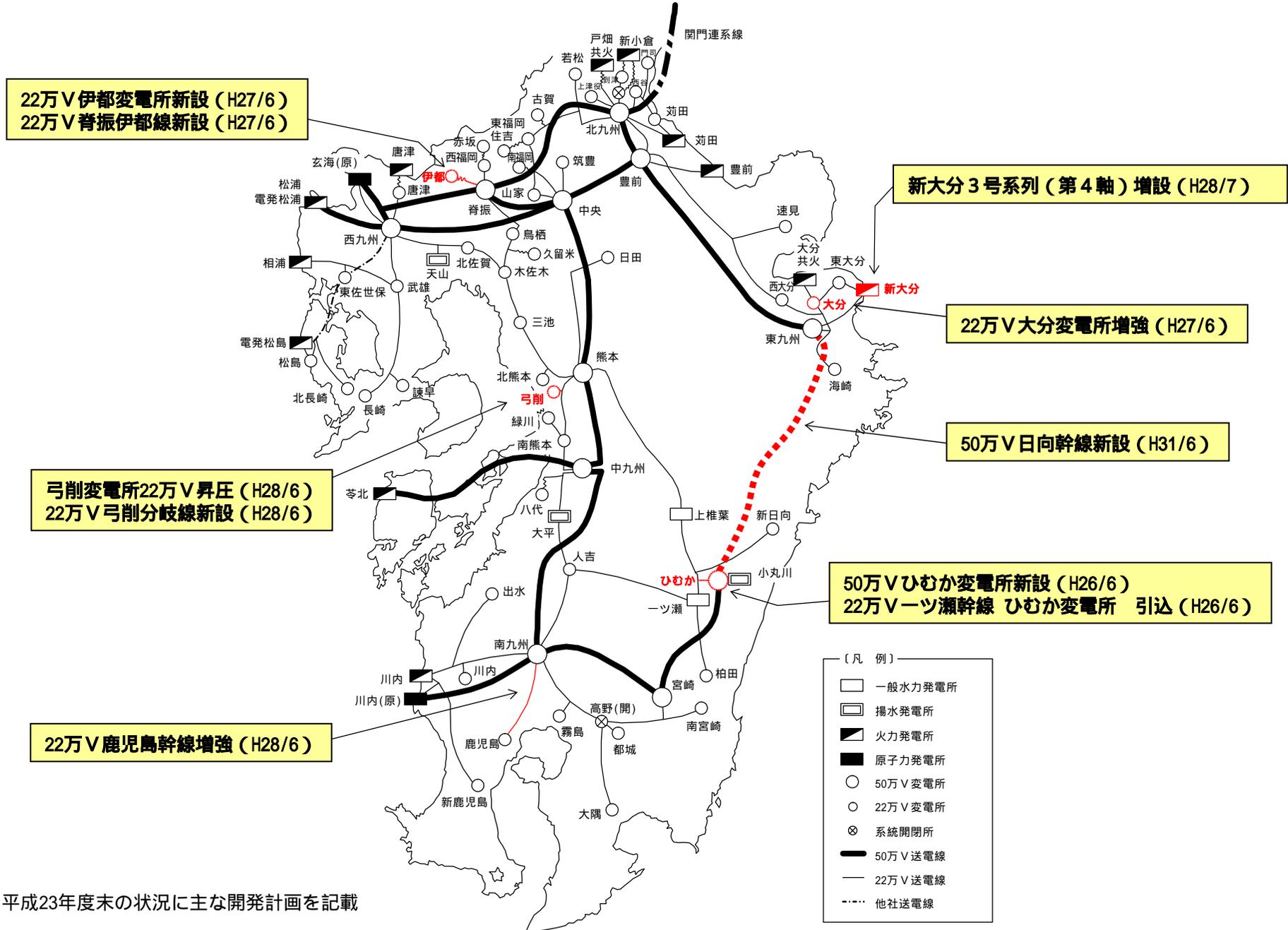
原価算定期間(平成25～27年度)に工事を予定している主な電源・流通設備は以下のとおり。

電源設備は、エネルギーの有効活用及びCO₂削減の観点から、最新鋭の高効率ガスコンバインドサイクルである新大分3号系列(第4軸)の開発を予定。

流通設備は、需要対策や事故対策など安定供給の維持に必要な工事として、日向幹線やひむか変電所などの基幹送変電設備の新增設を予定。

〔主な電源・送変電設備開発計画〕

設備	設備名	出力〔万kW〕 電圧〔万V〕	亘長〔km〕 容量〔kVA〕	工期		備考
				着工	使用開始	
火力 (LNG)	新大分3号系列(第4軸)	48		H25/7	H28/7	
送電	日向幹線	50	124	H26/11	H31/6	九州北部～南部50万V系統ルート 事故対策〔2ルート化〕[新設]
	ひむか変電所引込 ツ瀬幹線	22	8	H24/5	H26/6	宮崎北部・中央部地区需要対策 [新設]
	脊振伊都線	22	20	H24/6	H27/6	福岡西部・糸島地区需要対策 [新設]
	鹿児島幹線	22	44	H24/8	H28/6	送電線老朽対策、鹿児島地区需要 対策[増強]
	弓削分岐線	22	1	H26/10	H28/6	送電線老朽対策、熊本東部地区需 要対策[新設]
変電	ひむか変電所	50/22	100	H24/7	H26/6	宮崎北部・中央部地区需要対策 [新設]
	伊都変電所	22/6.6	60	H25/11	H27/6	福岡西部・糸島地区需要対策 [新設]
	大分変電所	22/6.6	30	H26/5	H27/6	主要変圧器老朽対策[増強]
	弓削変電所	22/11/6.6	30/15/25	H23/9	H28/6	主要変圧器他老朽対策、熊本東部 地区需要対策[昇圧]



平成23年度末の状況に主な開発計画を記載

原子力発電所については、東日本大震災に伴う福島第一原子力発電所の事故を踏まえ、更なる安全性・信頼性の向上を目指し、安全対策（冷却・注水対策、電源設備対策、浸水対策等）を実施中。

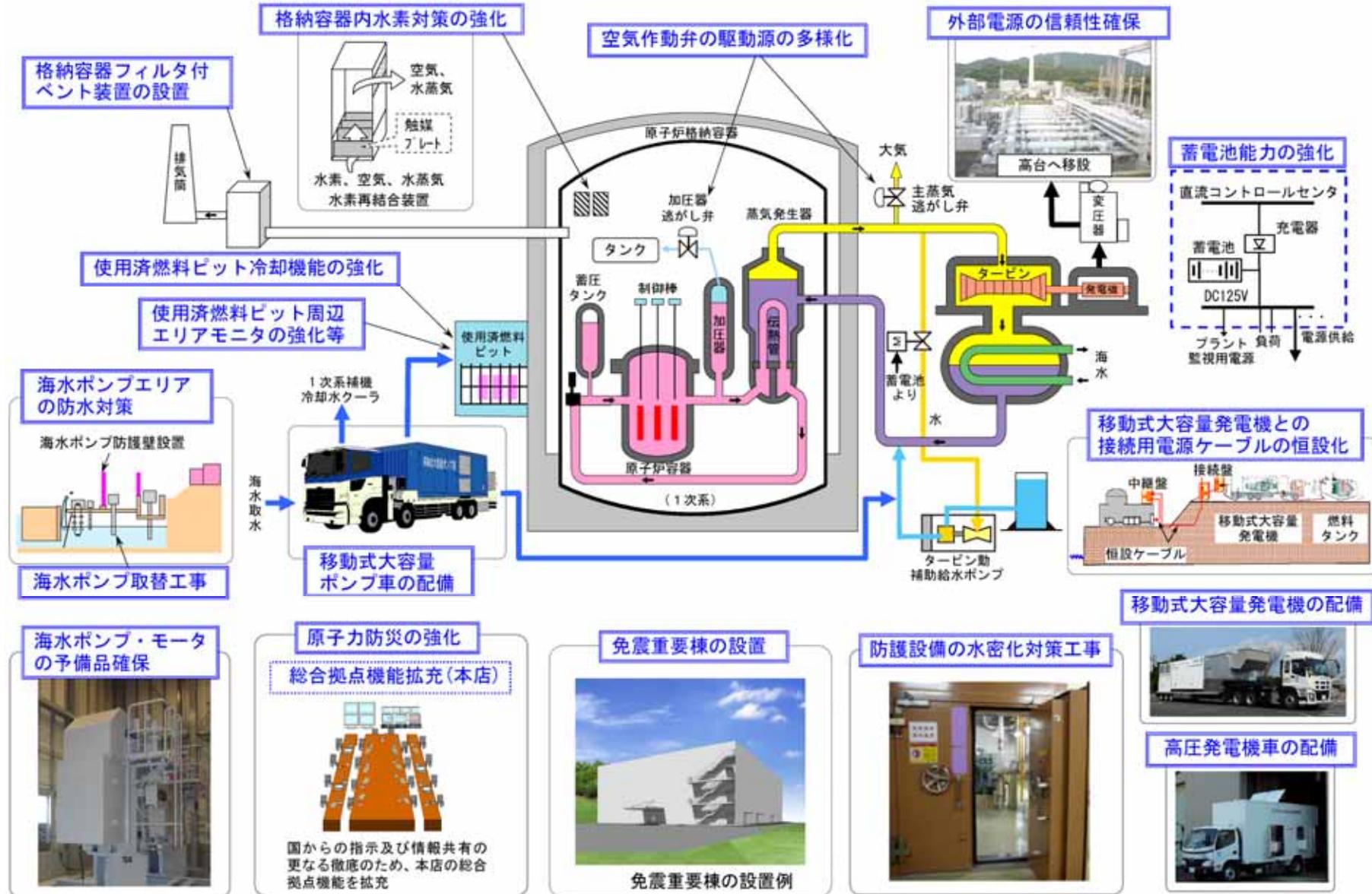
〔原子力発電所の安全対策〕

(億円)

項目	概要	H23	H24	H25	H26	H27	H25-27 平均
冷却・注水対策 ・海水ポンプエリアの防水対策 ・海水ポンプ取替工事等	・原子炉等を安定的に冷却するために必要な冷却・注水機能を確保するための対策の実施	8	24	190	244	9	148
電源設備対策 ・外部電源の信頼性確保 ・蓄電池能力の強化等	・原子炉等を安定的に冷却するために必要な電源を確保するための対策の実施	36	23	56	50	57	54
浸水対策 ・防護設備の水密化対策工事	・安全上重要機器があるエリアの扉などの浸水防止を行うための対策の実施	2	22	55	0	0	18
その他の対策 ・免震重要棟の設置 ・格納容器フィルタ付ベント装置の設置等	・事故時の指揮所の設置や格納容器の内圧上昇を抑制するための対策等の実施	0	22	182	228	212	207
合計		46	91	483	522	278	428

四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

原子力発電所の安全対策の概要は以下のとおり。



設備投資計画策定にあたっては、需要対策、法令遵守・公衆安全の確保、設備の高経年化対策など、安定供給の継続に必要な投資を計画に織込み。

〔各設備の主な設備投資計画織込み〕

水力設備 新工ネ等設備	法令遵守・公衆安全の確保、設備の高経年化対策、再生可能エネルギー有効活用 ・地熱井戸掘削 ・ダムゲート扉取替、発電機保護装置取替 など
火力設備	発電所の新規建設工事、法令遵守・公衆安全の確保、設備の高経年化対策 ・新大分3号系列発電所（第4軸）新設 ・主要制御装置取替、蒸気タービンロータ取替 など
原子力設備	法令や国の指示によるもの、設備信頼度の維持・向上のために必要な設備対策 ・蒸気発生器取替、主要制御装置取替 ・津波対策、シビアアクシデント対策 など
流通設備	送変電設備・配電設備の需要対策、法令遵守・公衆安全の確保や設備の高経年化対策、事故対策 ・送変電設備・配電設備の新規建設・増強 ・鉄塔建替、電線張替、ケーブル張替、柱上変圧器取替 など
業務設備	法令遵守・公衆安全の確保、設備の高経年化対策 ・総合制御所計算機取替 ・事務所建物耐震補強、電気設備等改修 など

火力発電所の主要制御装置は高経年化が進展しており、設置から長期間経過すると、機器構成部品のメーカー製造中止などにより修理部品の調達が困難となる。

先行取替えした制御装置の旧部品を他ユニットの修理部品として確保するなど、可能な限り取替時期の繰延べに取り組んでいるものの、修理不能時は発電所の安定運転に支障をきたす。

取替えにあたっては、汎用部品の採用等により取替費用を抑制。

〔主要制御装置(イメージ)〕



〔スケジュール〕

		H25	H26	H27
新小倉発電所	3号主要制御装置 4号主要制御装置		4号主要制御装置	3号主要制御装置
新大分発電所	1号系列制御装置 3号系列制御装置	1-1,3軸制御装置		3号系列計算機、3-1軸制御装置
相浦発電所	2号主要制御装置			2号主要制御装置
苓北発電所	1号主要制御装置			1号主要制御装置

架空送電設備のうちアルミ系電線（ACSR）は、海塩粒子等に起因する内部腐食が高経年化に伴い進展。

腐食程度を外観で確認することは困難であるため、海塩粒子飛散量解析やサンプリング試験データ等を基に、電線の余寿命を定量的に推定できるマップを開発。これにより、電線張替が必要な設備量の絞り込み及び改修優先度の判断を効率的・効果的に実施。

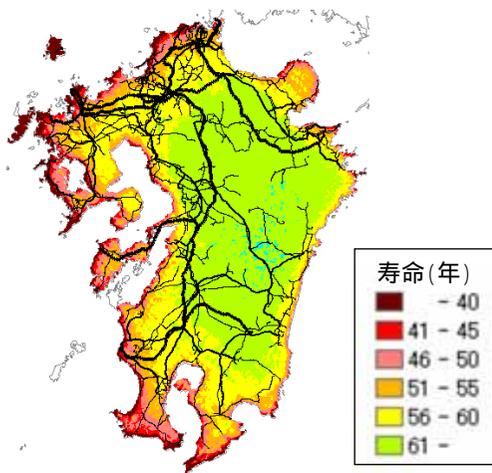
この改修優先度の高いものは、更に現地精密点検等を行い、設備実態に応じた張替時期を判断のうえ改修計画を策定。

なお、超高圧送電線路については、設備改修が大規模かつ長期間に亘ることから、マップによる余寿命推定に加え、線路停止制約や施工力等も勘案のうえ改修計画を策定。

〔電線寿命マップ〕

海塩粒子飛散量とぬれ時間及びサンプリング試験（引張強度測定）データを基に、エリア別の電線寿命マップを作成

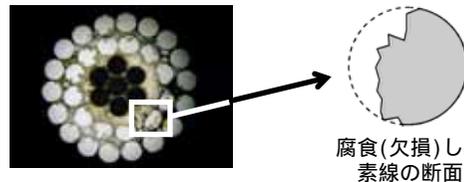
電線余寿命 = 寿命 - 経年



改修優先度評価
改修対象の絞り込み

〔現地精密点検等〕

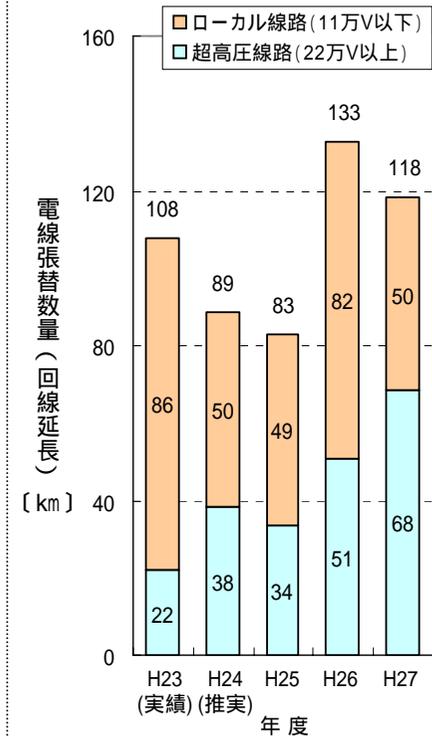
検出コイルにより電気抵抗を測定し、電線断面の残存面積を算出することで、強度低下を評価



過去のサンプリング試験結果の分析

改修計画の策定

〔電線張替実績と計画〕



減価償却費は、原子力発電所の安全対策などによる増加要因はあるものの、償却の進展などにより、前回原価と比べ182億円減の1,773億円。

(億円)

		前回:A (H20)	今回:B (H25~27平均)	差:B-A	主な増減要因
水	力	207	192	15	償却の進展
火	力	368	201	167	償却の進展
原	子	355	342	13	償却の進展
新	工		27	27	設備区分の新設
送	電	418	412	6	償却の進展
変	電	229	197	32	償却の進展
配	電	264	244	20	償却の進展
業	務	114	158	44	総合制御所計算機取替工事等の増
合	計	1,955	1,773	182	

四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

減価償却費は、設備投資の種別（設備区分、工事種別等）に応じて、以下の区分により算定。

〔減価償却費の算定方法〕

（億円）

	設備投資		算定方法
	設備区分、工事種別等	H25～27 平均	
個別算定	<ul style="list-style-type: none"> ・電源拡充工事の全件名 ・その他拡充工事、改良工事のうち、総工事費10億円以上の全件名 ・リース資産の全件名 	1,405 〔59%〕	・工事件名毎の資産構成（構築物、機械装置等）、竣工年月に基づき算定
一括算定	・上記以外（配電設備を除く）	655 〔28%〕	・至近実績の平均資産構成に基づき算定 竣工年月：期央
	・配電設備	305 〔13%〕	
	計	2,365 〔100%〕	-

1 原子燃料投資を除く

2 []内は設備投資合計（原子燃料投資を除く）に対する比率

レートベースは、償却の進展による減少はあるものの、積立金の取り崩し などにより、前回原価と比べ1,397億円増の3兆647億円。

前回原価では積立金相当額を控除

「レートベース」とは、「事業に投下された電気事業の能率的な経営のために必要かつ有効と認められる事業資産の価値」のこと（附帯事業や事業外資産等は除く）。「電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書」より

事業報酬率は、経済産業省令「一般電気事業供給約款料金算定規則」及び「審査要領」等を踏まえ、前回（3.0%）から0.1%低い2.9%を適用。

この結果、事業報酬（レートベース×事業報酬率）は前回原価と比べ11億円増の889億円。

(億円)

	レートベース			事業報酬		
	前回:A (H20)	今回:B (H25~27平均)	差:B-A	前回:C (A×3.0%)	今回:D (B×2.9%)	差:D-C
電気事業固定資産	25,634	23,964	1,670	769	695	74
建設中の資産	932	1,197	265	28	35	7
核燃料資産	2,568	2,658	90	77	77	0
特定投資	157	739	582	5	21	17
運転資本	営業費	1,176	1,376	35	40	5
	貯蔵品	496	713	217	21	6
	小計	1,672	2,089	417	50	10
原変・別途積立金	1,713	0	1,713	51	0	51
合計	29,250	30,647	1,397	878	889	11

四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

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

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

過去には、支払利息や配当金等を積み上げて事業報酬を算定していたが、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、資金調達コスト低減のインセンティブが乏しいことから、昭和35年に現在のレートベース方式に変更。

$$\text{事業報酬 (889億円)} = \text{レートベース (30,647億円)} \times \text{事業報酬率 (2.9\%)}$$

電気事業の能率的な経営のために必要かつ有効と認められる資産 (億円)

		レートベース
電気事業固定資産		23,964
建設中の資産		1,197
核燃料資産		2,658
特定投資		739
運転資本	営業費	1,376
	貯蔵品	713
小計		2,089
レートベース計		30,647

電気事業が合理的な発展を遂げるため必要な資金を調達することができる程度の率

$$\begin{aligned} & \text{報酬率 [2.9\%]} \\ & \parallel \\ & \text{自己資本報酬率 [6.28\%] } \times 30\% \\ & + \\ & \text{他人資本報酬率 [1.49\%] } \times 70\% \end{aligned}$$

算定規則に基づく比率

$$\left[\text{公社債利回り} \times (1 - \quad) + \text{全産業自己資本利益率} \times \text{全ての一般電気事業者の有利子負債利率の加重平均} \right]$$

株価指数に対する個別銘柄の感応度(市場が1%変動した時の変動率)で、その銘柄のリスク度合いを示す指標(算定時は9電力平均を使用)

前回改定（平成20年度）においては、小売の部分自由化が開始された平成12年以前の積立金（原価変動調整積立金：1,003億円、別途積立金：710億円）をレートベースから控除。

部分自由化に伴う料金制度見直し以降の積立金は、効率化努力の成果等を原資として、お客さまに加え株主等投資家の視点も重視し、財務体質の強化を目的に積み立てたものであるため、控除していない

当該積立金は、燃料費等の増加による期間収支の不足を補う値上げを回避してきた状況において、平成24年6月の株主総会の利益処分により全額取崩し。

なお、平成24年度は燃料費等の大幅な増加により、別途積立金残高（3,570億円）を上回る赤字（純損失：3,650億円程度）の計上を予想。

【部分自由化開始前の積立金推移】 (億円)

年度 (利益処分)	原価変動 調整積立金	別途積立金	累計
S53	-	20	20
S54	-	59	79
S55	-	79	0
S56	-	150	150
S57～58	-	-	150
S59	50	-	200
S60	26	-	226
S61	168	-	394
S62	278	-	672
S63	312	-	984
H1	169	-	1,153
H2～6	-	-	1,153
H7	-	150	1,303
H8	-	150	1,453
H9	-	-	1,453
H10	-	170	1,623
H11	-	90	1,713
H12	-	780	2,493

前回改定時 控除額	1,003	710	控除計:1,713
--------------	-------	-----	-----------

【部分自由化開始後の積立金推移】 (億円)

年度 (利益処分)	原価変動 調整積立金	別途積立金	累計
H13	-	380	2,873
H14	-	400	3,273
H15	-	420	3,693
H16	-	500	4,193
H17	-	600	4,793
H18	-	400	5,193
H19	-	300	5,493
			5,563
H20	-	70	〔原変:1,003 別途:4,560〕
H21～23	-	-	5,563
H24 (H24.6利益処分)	1,003	990	3,570 〔原変:- 別途:3,570〕

取崩し

平成12年度の別途積立金は、税効果会計に伴う法人税等調整額の影響を考慮し、控除対象から除外。

特定固定資産（電気事業固定資産）は、償却の進展により、前回原価と比べ1,670億円減の2兆3,964億円。[事業報酬：74億円減の695億円]

なお、「一般電気事業供給約款料金審査要領」等を踏まえ、保養所やスポーツ施設及び販売促進に係るPR施設等は不算入。

(億円)

	レートベース			事業報酬		
	前回:A (H20)	今回:B (H25~27平均)	差:B-A	前回:C (A×3.0%)	今回:D (B×2.9%)	差:D-C
水 力	3,244	3,031	213	97	88	9
火 力	3,077	1,950	1,127	92	57	36
原 子 力	2,434	2,420	13	73	70	3
新 工 ネ 等	-	152	152	-	4	4
送 電	6,866	6,585	281	206	191	15
変 電	2,564	2,279	285	77	66	11
配 電	6,255	6,298	42	188	183	5
業 務	1,193	1,248	55	36	36	0
合 計	25,634	23,964	1,670	769	695	74

四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

<一般電気事業供給約款料金算定規則第4条3項>

特定固定資産：電気事業固定資産(共用固定資産(附帯事業に係るものに限る。)、貸付設備その他の電気事業固定資産の設備のうち適当でないもの及び工事費負担金(貸方)を除く。)の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

建設中の資産は、新大分発電所3号系列(第4軸)の増設や原子力発電所の安全対策により、前回原価と比べ265億円増の1,197億円。[事業報酬：7億円増の35億円]

なお、建設を予定している川内原子力発電所3号機に関連する設備投資(建設中の資産)及び建設準備口に計上している資産は不算入。

(億円)

	レートベース			事業報酬		
	前回:A (H20)	今回:B (H25~27平均)	差:B-A	前回:C (A×3.0%)	今回:D (B×2.9%)	差:D-C
水 力	253	107	146	8	3	5
火 力	51	226	176	2	7	5
原 子 力	128	259	131	4	8	4
新 工 ネ 等	-	2	2	-	0	0
送 電	301	372	71	9	11	2
変 電	39	51	12	1	1	0
配 電	46	27	19	1	1	1
業 務	114	152	38	3	4	1
合 計	932	1,197	265	28	35	7

四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

<一般電気事業供給約款料金算定規則第4条3項>

建設中の資産：建設仮勘定の事業年度における平均帳簿価額（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百分の五十を乗じて得た額

装荷以前の核燃料資産は、発電所保管燃料の増加、ウラン精鉱代の増加等により、前回原価と比べ545億円の増加となっているが、再処理関係の核燃料資産は日本原燃への前払金残高の減少により、前回原価と比べ455億円の減少。

レートベース合計では、前回原価と比べ90億円増の2,658億円。[事業報酬：前回と同水準の77億円]

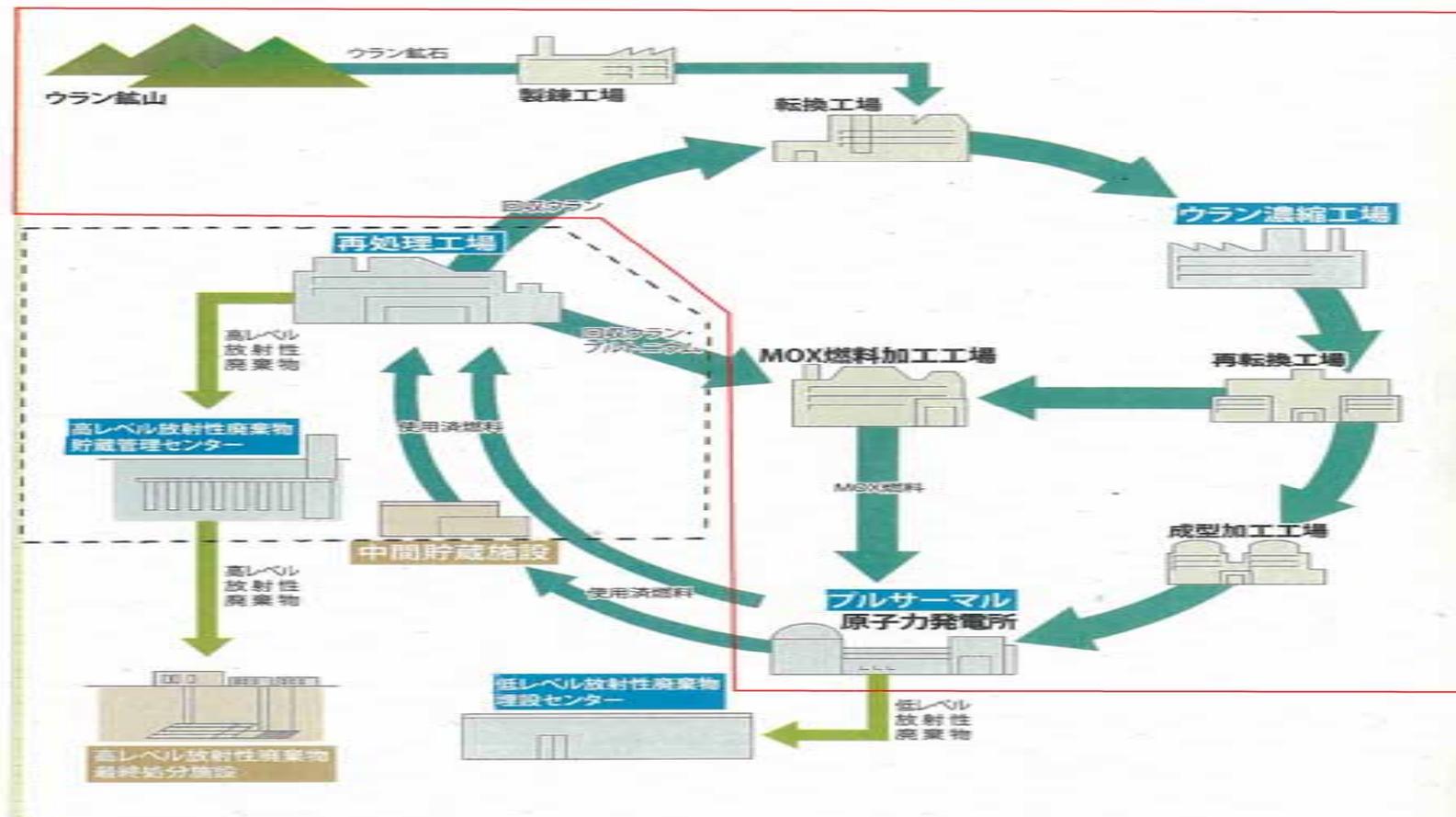
「核燃料資産」とは、核燃料の事業年度における平均帳簿価額であり、原子炉に装荷中及び発電所に保管中の核燃料のほか、ウラン精鉱の購入や加工に要する金額を整理した「装荷以前の核燃料資産」と、原子炉から取り出された使用済燃料に関連する金額を整理した「再処理関係の核燃料資産」の2つで構成（P18参照）。

(億円)

	レートベース			事業報酬		
	前回:A (H20)	今回:B (H25~27平均)	差:B-A	前回:C (A×3.0%)	今回:D (B×2.9%)	差:D-C
装荷以前の核燃料資産	1,624	2,169	545	49	63	14
(再掲：プルトニウム ¹)	(13)	(14)	(1)	(0)	(0)	(0)
再処理関係の核燃料資産	944	488	455	28	14	14
プルトニウム ²	0	1	1	0	0	0
日本原燃への前払金	944	488	456	28	14	14
合 計	2,568	2,658	90	77	77	0

- 1 使用済燃料の再処理により回収され当社への引渡しが完了しているプルトニウム
- 2 使用済燃料の再処理により英国で回収済みで、今後当社へ引渡される予定のプルトニウム。なお、当社への引渡し完了後、1へ振り替えられる
- 3 四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

< 一般電気事業供給約款料金算定規則第4条3項 >
核燃料資産：核燃料の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額



装荷以前の核燃料資産
(フロントエンド)

原子炉に装荷中の核燃料、完成して発電所に保管中の核燃料及び加工途中のウラン精鉱、転換、濃縮、成型加工等の各工程に要する金額を整理



再処理関係の核燃料資産
(バックエンド)

現在引渡しを受けていないプルトニウムの見積計上額、再処理関係の前払金を整理

平成25～27年度に新規に取得する核燃料資産は以下のとおり。

(億円)

		H25	H26	H27	H25～27平均
新規に取得する 核燃料資産	精 鋳 代	90	84	73	82
	転 換 代	8	9	9	9
	濃 縮 代	90	35	116	81
	成 型 加 工 代	39	28	30	32
	有 用 物 質 価 格	6	11	14	10
	計	233	168	241	214
核燃料減損額計上による減少		127	241	243	204
期 末 残 高		2,224	2,151	2,149	-
平均残高：レートベース		2,171	2,188	2,150	2,169

四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

< 主な取得資産内容 >

精鋳代：長期契約に基づき各年度にウラン精鋳を引取

転換代：固定量契約に基づく転換代

濃縮代：固定量契約及び原子力発電所の運転計画に基づく濃縮代

成型加工代：原子力発電所の運転計画に基づく成型加工代及びMOX燃料関連費

有用物質価格：日本原燃における使用済燃料の再処理に伴い回収するプルトニウム及びウランの価格

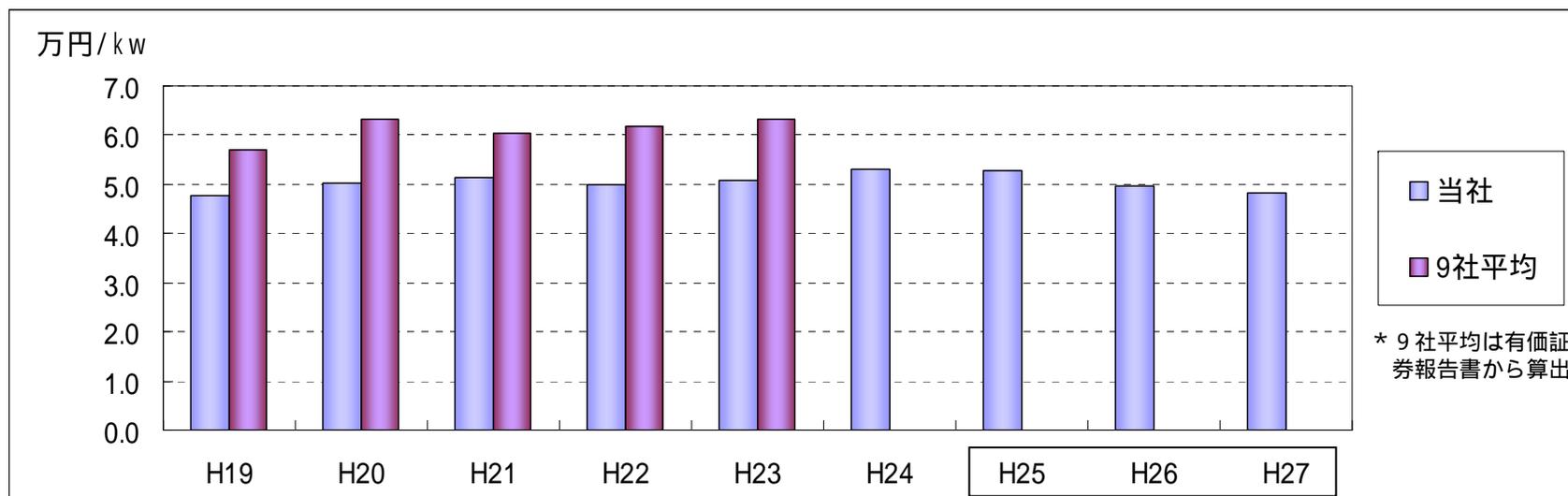
〔価格低減対策〕

工 程	内 容
精 鋳	・各調達先と、固定価格や上限価格設定について交渉し多様な価格条件とすることで、市況変動の影響緩和を実現
濃 縮	・競争見積の結果を踏まえ、価格条件の良い事業者に優先的に数量割当を行うことで、購入価額低減を実現
成型加工	・国内事業者間での競争見積を実施することで、購入価額低減を実現

〔ウラン精鋳在庫〕

震災後の需要減に対応するため、平成25～27年度分のウラン精鋳は引取量の一部を見送り、当面の調達量を削減（削減額： 約50億円）

〔核燃料資産残高の推移（核燃料資産残高÷原子力発電設備容量）〕



〔前払金の概要〕

エネルギー資源の少ない日本は、原子力発電所で発生する使用済燃料を再処理し、回収されるプルトニウム、ウラン等を有効利用することを基本方針としており、電力各社は日本原燃とともに再処理事業を推進。

日本原燃が行う再処理事業の設備建設にあたっては、多額の資金調達が必要。これらの資金は、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などと合わせて、再処理料金の前払いを実施。

当社は平成9～17年度に総額1,140億円（全電力計：1兆1,000億円）を支払済み。

〔再処理料金との相殺〕

支払った前払金は、再処理工場のアクティブ試験開始（平成18年3月）以降、15年分割（～平成32年度、約76億円/年）で再処理料金と相殺（＝減額）する形で返済。

（億円）

	H9	H10	H11～16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	H25	H26	H27	H31	H32	合計
前払金支払い	52	104	881	103	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,140
料金との相殺	-	-	-	6	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	70	1,140
前払金残高 ¹	52	156	1,037	1,134	1,058	982	906	830	754	678	602	526	450	374	70	0	0

1 残高は年度末時点

2 今回原価算定期間の各年度の期首・期末の平均残高

平均残高：488²

特定投資は、日本原燃の増資の引受けや燃料調達関係プロジェクトへの投資等により、前回原価と比べ582億円増の739億円。[事業報酬：17億円増の21億円]

「特定投資」とは、長期投資のうち、エネルギーの安定的確保を図るための研究開発、資源開発等を目的とした、電気事業の能率的な経営のために必要かつ有効な投資。

(億円)

	レートベース			事業報酬		
	前回:A (H20)	今回:B (H25～27平均)	差:B-A	前回:C (A×3.0%)	今回:D (B×2.9%)	差:D-C
石炭資源開発	5	5	0	0.1	0.1	0
日本原子力研究開発機構	12	12	0	0.4	0.4	0
日本原燃	140	530	390	4	15	11
原子力損害賠償支援機構	-	7	7	-	0.2	0.2
燃料調達関係プロジェクト (・ハラフプロジェクト ・ウイトストーンプロジェクト ・アルバウン濃縮プロジェクト)	-	186	186	-	5	5
合計	157	739	582	5	21	17

四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

<一般電気事業供給約款料金算定規則第4条3項>

特定投資：長期投資（エネルギーの安定的確保を図るための研究開発、資源開発等を目的とした投資であって、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ものに係るものに限る。）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

特定投資としてレートベースに算入している投資先、主な事業内容及び当社の出資目的・メリットは以下のとおり。

投資先	主な事業内容	当社の出資目的・メリット
石炭資源開発	<ul style="list-style-type: none"> 海外における石炭資源の調査、探鉱、開発、輸入並びに販売 石炭の輸送及び流通基地の設置、運営 	<ul style="list-style-type: none"> 電力業界（共同出資会社）による海外炭の長期安定確保
日本原子力研究開発機構	<ul style="list-style-type: none"> 原子力に関する基礎的研究及び応用の研究 核燃料サイクルの確立に関する技術開発等 	<ul style="list-style-type: none"> 再処理・ウラン濃縮・高レベル放射性廃棄物処分等に関する技術開発は、原子力事業の運営に必要
日本原燃	<ul style="list-style-type: none"> ウランの濃縮 原子力発電所等から生じる使用済燃料の再処理 低レベル放射性廃棄物の埋設 ウラン、低レベル放射性廃棄物及び使用済燃料等の輸送等 	<ul style="list-style-type: none"> 当社原子力発電所から発生する使用済燃料等の保管、再処理等を実施できる国内唯一の企業であり、当社原子力事業の運営に必要不可欠
原子力損害賠償支援機構	<ul style="list-style-type: none"> 原子力事業者から負担金の収納 原子力事業者が損害賠償を実施する際の資金援助等 	<ul style="list-style-type: none"> 原子力事故による損害賠償に迅速かつ適切に対応するため、原子力事業者による相互扶助の考えに基づき出資 電力の安定供給や原子力事業の円滑な運営の確保に必要
燃料調達関係プロジェクト （ハサン・プロジェクト ・ウイトストーン・プロジェクト ・アルバ・ウラン濃縮・プロジェクト）	[ハサン・プロジェクト] <ul style="list-style-type: none"> ウラン鉱山の開発、生産及び販売 [ウイトストーン・プロジェクト] <ul style="list-style-type: none"> 西豪州の海底ガス田から産出される天然ガスの液化・販売 [アルバ・ウラン濃縮・プロジェクト] <ul style="list-style-type: none"> ウラン濃縮事業 	<ul style="list-style-type: none"> ウラン及びLNGの上流権益の取得やウラン濃縮工場への直接関与により、燃料の長期安定確保とともに、経済性・調達柔軟性確保が可能 海外主要生産者との関係強化、生産関連情報の取得による交渉力向上など燃料調達基盤の強化に資する

営業資本は、燃料費、購入電力料等の増加により、前回原価と比べ200億円増の1,376億円。

[事業報酬：5億円増の40億円]

貯蔵品は、燃料費の増加等により、前回原価と比べ217億円増の713億円。

[事業報酬：6億円増の21億円]

〔 「運転資本」とは、営業資本（営業費用の1.5か月分）と貯蔵品（燃料貯蔵品・その他貯蔵品の年間払出額の1.5か月分）を合計したもの。 〕

〔 営業資本 〕

(億円)〔 貯蔵品 〕

(億円)

		前回:A (H20)	今回:B (H25~27平均)	差:B-A
レ ー ト ベ ー ス	人件費	1,335	1,159	175
	燃料費	2,939	4,614	1,675
	修繕費	1,944	1,941	3
	購入電力料	1,233	1,351	118
	その他費用	2,200	2,215	15
	控除収益	244	275	31
	営業費用計	9,407	11,006	1,599
	営業資本(1.5か月)	1,176	1,376	200
事業報酬(× 報酬率)		35	40	5

		前回:A (H20)	今回:B (H25~27平均)	差:B-A
レ ー ト ベ ー ス	燃料貯蔵品(年)	2,939	4,614	1,675
	その他貯蔵品(年)	1,028	1,090	62
	貯蔵品計(年)	3,967	5,704	1,737
	貯蔵品(1.5か月)	496	713	217
事業報酬(× 報酬率)		15	21	6

1 報酬率は前回：3.0%、今回：2.9%

2 四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

< 一般電気事業供給約款料金算定規則第4条3項 >

運転資本：営業資本（前条に掲げる営業費項目の額の合計額から、退職給与金のうちの引当金純増額、（中略）を控除して得た額に、十二分の一・五を乗じて得た額をいう。）及び貯蔵品（火力燃料貯蔵品、新エネルギー等貯蔵品その他貯蔵品の年間払出額に、原則として十二分の一・五を乗じて得た額をいう。）を基に算定した額

保養所やスポーツ施設及び販売促進に係る P R 施設等、360億円を不算入。[事業報酬：10億円]

(億円)

		レートベース	事業報酬	(参考) 減価償却費
特定 固定 資産	厚生施設 〔 保 養 所 等 〕 〔 入 泊 - ツ 施 設 〕	22	0.6	0.6
	販売促進に係る P R 施設	5	0.1	0.4
	書画骨董	16	0.5	-
建設中の資産		317	9	-
合 計		360	10	1

四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

事業報酬率は、経済産業省令「一般電気事業供給約款料金算定規則」及び「審査要領」等を踏まえ、前回（3.0%）から0.1%低い2.9%を適用。

申請原価において、自己資本報酬率は平成16～22年度の平均値（6.28%）、他人資本報酬率は平成23年度の値（1.49%）を適用。

値は、東日本大震災発生日の平成23年3月11日から料金改定の検討を開始した平成24年10月30日（平成25年3月期第2四半期決算発表日）までの期間における9電力会社平均値（0.89）を適用。

(%)

		対什 (値)	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	適用率
自己資本利益率	(1)	89%	7.20	8.00	7.99	8.44	4.70	4.77	6.95	(H16～22平均) 6.28
公社債利回り	(2)	11%	1.55	1.43	1.85	1.69	1.55	1.41	1.18	
自己資本報酬率	(1) × 0.89 + (2) × 0.11	100%	6.58	7.28	7.31	7.70	4.35	4.40	6.32	
他人資本報酬率	(3)									(H23) 1.49
事業報酬率	自己資本報酬率〔6.28%〕 × 自己資本比率〔30%〕 + 他人資本報酬率〔1.49%〕 × 他人資本比率〔70%〕									2.9

(1) すべての一般電気事業者を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する率

(2) 国債、地方債、政府保証債の3銘柄の平均

(3) 電力10社の有利子負債額の実績額に応じて当該有利子負債額の実績額に係る利率の実績率を加重平均して算定した率

固定資産除却費は、流通設備の高経年化対策などの増加要因はあるものの、電源設備の大型除却工事の減少などにより、前回原価と比べ41億円減の210億円。

(億円)

	前回:A (H20)	今回:B (H25~27平均)	差:B-A	主な増減要因
水 力	4	12	8	改良関連除却工事の増加
火 力	17	13	4	改良関連除却工事の減少
原子力	104	24	80	大型除却工事の減少
新工ネ等	-	2	2	設備区分の新設
送 電	45	86	41	高経年化対策・拡充関連除却工事の増加
変 電	18	24	6	高経年化対策による増加
配 電	47	40	7	除却工事の減少
業 務	15	10	5	除却工事の減少
合 計	251	210	41	

四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

建設仮勘定の残高は、設備投資(工事の実施)により増加し、竣工に伴う電気事業固定資産への振替により減少。

なお、配電設備は、工事期間が短いため、「設備投資による増加」と「竣工に伴う減少」を同額として算定。

(億円)

		H25	H26	H27	主な増減要因 ¹
水力	増加	134	128	106	<ul style="list-style-type: none"> 西郷発電所ダム通砂対策工事(着工:H23) 杉安発電所ダム底部放流設備新設工事(着工:H23 竣工:H25) 新甲佐発電所新設工事(着工:H24) 新菅原発電所西畑ダム改造工事(着工:H24 竣工:H27)
	減少	77	58	66	
	計	57	70	41	
火力	増加	252	392	361	<ul style="list-style-type: none"> 川内発電所22万Vガス絶縁開閉装置改良工事(着工:H22 竣工:H26) 新大分発電所3号系列(第4軸)新設工事(着工:H25) 苓北発電所1号主要制御装置改良工事(着工:H26 竣工:H27)
	減少	72	212	141	
	計	180	180	221	
原子力	増加	659	759	470	<ul style="list-style-type: none"> 川内原子力発電所2号機 蒸気発生器更新(着工:H23 竣工:H26) 海水ポンプエリア防水対策工事(着工:H24 一部竣工:H26) 免震重要棟設置工事(着工:H24 竣工:H27)
	減少	550	759	600	
	計	109	0	129	

1 竣工年度については、原価算定期間内に竣工する件名のみ記載

2 四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある