

6. 事業報酬

6. 事業報酬の概要

- 電気を安全・安定的にお届けするためには、事業運営に要する資金を円滑に調達する必要がありますが、この資金調達コストに相当する「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」（以下「算定規則」）等に基づき、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しております。
- 特定固定資産の減少などによりレートベースが減少したことや、事業報酬率が2.9%に低下したことから、事業報酬は前回改定に比べ157億円減少しております。
- なお、長期計画停止発電所・販売に係るPR施設・保養所等はレートベースから除いております。
- また、お客さまのご負担増加を可能な限り軽減するため、支払利息低減効果のある剰余金残高相当額をレートベースから自主的に控除しております。

(億円)

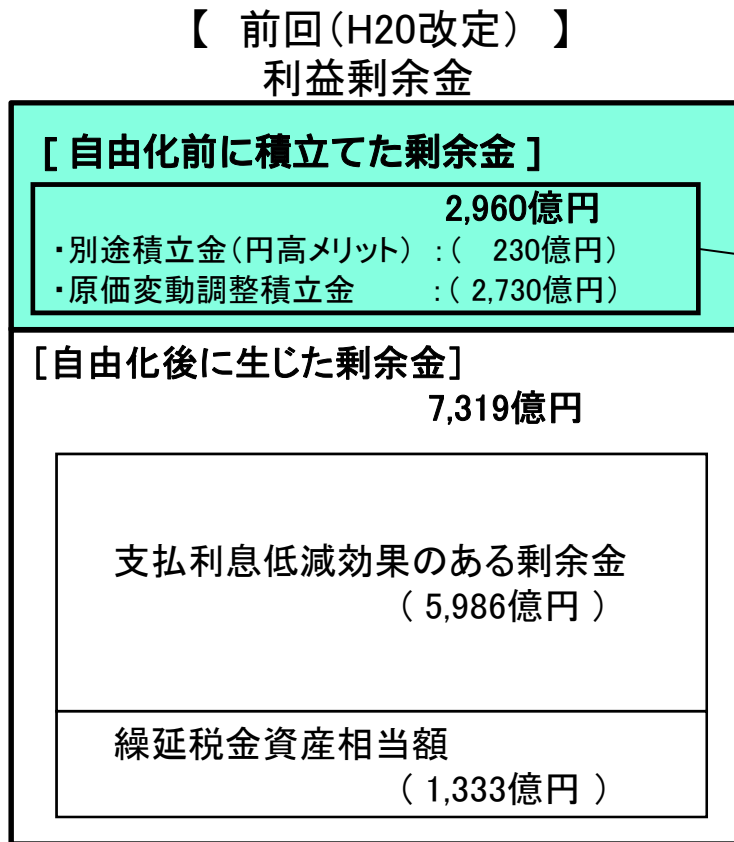
		今回 (H26~H28) A	前回 (H20) B	差引 A-B
レ ー ト ベ ー ス	特 定 固 定 資 産	34,109	36,744	▲2,635
	建 設 中 の 資 産	1,043	934	109
	核 燃 料 資 産	2,450	2,613	▲162
	特 定 投 資	719	192	527
	運 転 資 本	4,052	2,917	1,135
	営 業 資 本	2,458	1,960	499
	貯 蔵 品 (燃 料 ・ そ の 他)	1,594	958	636
	繰 延 償 却 資 産	-	-	-
	小 計	42,372	43,400	▲1,027
	剰 余 金 残 高 相 当 額	▲3,163 ^{※1}	▲2,960 ^{※2}	▲203
合 計 ①	39,209	40,440	▲1,230	
事 業 報 酬 率 ②	2.9%	3.2%	▲0.3%	
事 業 報 酬 ① × ②	1,137	1,294	▲157	

1: 別途積立金、繰越利益剰余金の合計額から繰延税金資産を除いた値

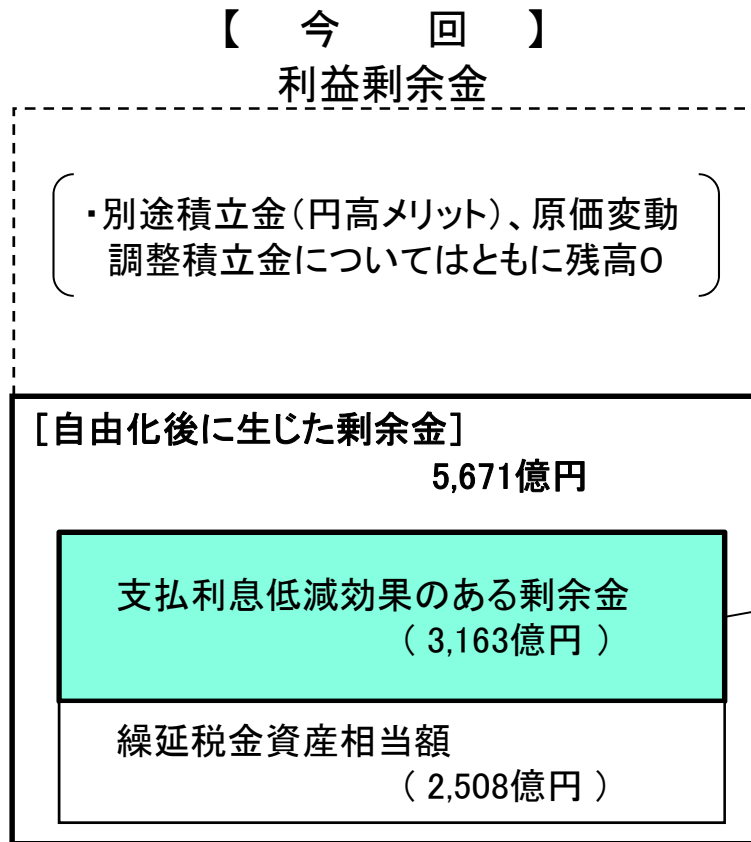
2: 原価変動調整積立金と電力小売部分自由化以前に積み立てた別途積立金の合計額

6. (1) 事業報酬算定における剰余金の取扱い①

- 平成20年の前回改定時においては、平成12年の電力小売部分自由化開始以前に生じた石油価格低下・円高メリットを、電気料金の長期安定化のために積み立てた剰余金(原価変動調整積立金(2,730億円)・別途積立金(230億円))に相当する金額(2,960億円)を、レートベースから控除いたしました。
- 一方、前回改定においては、平成12年の自由化以降に積み立てた別途積立金等については、経営効率化による成果を、財務体質の改善等を目的に積み立てたものであり、このメリットはお客さまのみならず、株主・投資家の皆さまにも享受いただくとの考えから、レートベースからの控除対象に含めませんでした。
- 今回の値上げ申請にあたっては、お客さまのご負担増加を可能な限り軽減するため、前回改定では控除対象としなかった平成12年の自由化以降に積立てた別途積立金等を含め、支払利息低減効果のあるすべての剰余金残高相当額について自主的に、レートベースから控除しております。



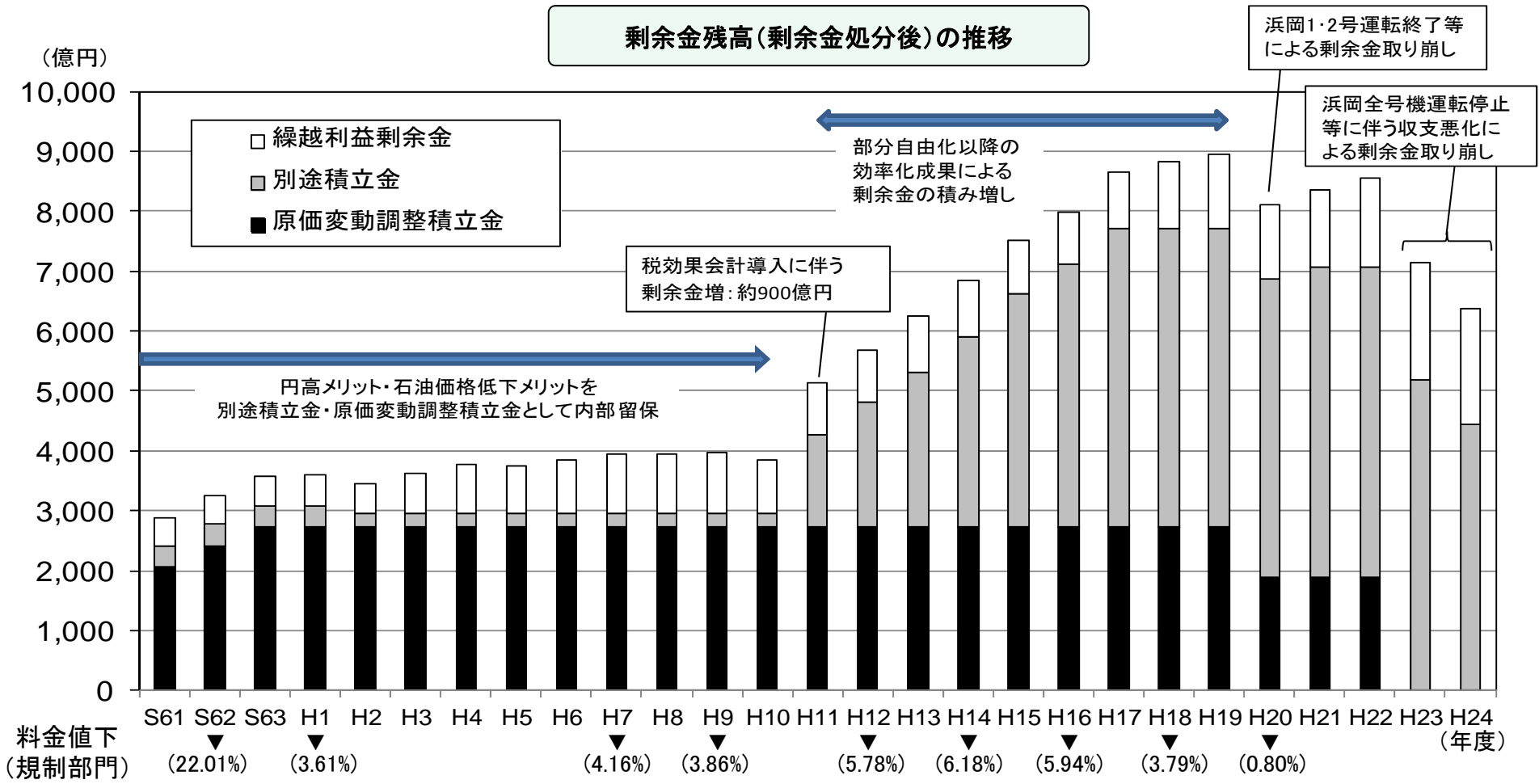
レートベース控除



レートベース控除

【参考】剰余金残高の推移

- 当社は、昭和60年代には円高や石油価格低下のメリットを、また、平成12年の自由化以降は経営効率化の成果をお客さまに還元してきました。
- 一方で、自由化に伴う改善競争激化や自然災害をはじめとする供給リスクに備えるため、効率化成果の一部を内部留保し自己資本の充実(財務体質の改善)を図ってきました。
- しかしながら、平成20年度の浜岡1・2号機の運転終了に伴う損失の計上や震災後の平成23年度以降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から、剰余金を取り崩しております。



6. (1) 事業報酬算定における剰余金の取扱い②

- 経営効率化の推進等によって積み立てた利益を源泉とする剰余金(別途積立金・繰越利益剰余金)については、設備投資資金に充当することにより、有利子負債額を削減(支払利息を低減)する効果があることから、剰余金残高相当額(平成25年度末見通し)をレートベースから自主的に控除することで事業報酬を圧縮しております。
- 繰延税金資産については、企業会計と税務の差異により、翌年度以降、会計上の収支と比較して法人税等が減額されることが見込まれる場合に、相当額を資産として計上するものであり、貸借対照上、同額が資本側で剰余金として計上されます。
- 繰延税金資産残高相当の剰余金は、設備投資等に充当されるものではなく、支払利息の低減効果がないため、レートベースからの控除対象としておりません。

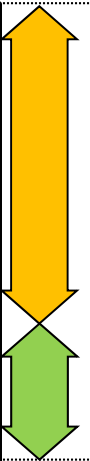
〔 剰余金がない場合の
貸借対照表イメージ 〕

電気事業固定資産 ≡ レートベースの 特定固定資産	負債 (有利子負債等)
	資本金等

〔 剰余金がある場合の
貸借対照表イメージ 〕

レートベース
から自主的
に控除

電気事業固定資産 ≡ レートベースの 特定固定資産	負債 (有利子負債等)
	剰余金 (別途積立金等)
	資本金等
繰延税金資産	剰余金 (繰延税金資産相当額)



6. (2) 休止設備・貸付設備・電気事業外資産等の内訳

93

- 休止設備・貸付設備・電気事業外資産等については、電気事業会計規則等に基づき、会計整理を行っております。

科目	内容	H24年度末値 (百万円)	具体例
休止設備	現在稼働していない設備(供給予備力となるものその他電気事業の運営上必要な準備の限度内にあるものを除く。)であるが、将来再び事業の用に供する予定のものを整理する。	—	対象無し
貸付設備	電気事業の用に供する設備を他に貸し付けた場合を整理する。(「配電設備」に整理されるものを除く。)	850	通信会社への土地の貸付など
附帯事業固定資産	附帯事業の用に供される固定資産を附帯事業ごとに、科目又は項を設けて整理する。	12,217	不動産事業 ガス供給事業 心線貸付事業 など
事業外固定資産	電気事業又は附帯事業の用に現に供されている設備(電気事業又は附帯事業の用に供されることが確定したものを含む。)以外の設備(建設仮勘定、除却仮勘定及び貯蔵品に整理されたものを除く。)を整理する。	7,737	廃止した設備の土地など

- 「需要家への利益の還元の方法としては料金の引き下げのほか、その引き下げを行うための原資を内部留保等財務体質強化のための資金に充てていくことによって、中長期的にコストダウンを実現し、電気の使用者の利益の増進を図ることも重要な選択肢」
(平成11年1月 電気事業審議会 料金制度部会 中間報告)
- 「両積立金(別途積立金・原価変動調整積立金)の取崩しを前提に料金原価を算定することは、赤字原価の料金になり原価主義の原則に反するため、このようなことはしていない」
(平成16年4月 電気事業分科会 制度・措置検討小委員会
参考資料2 「別途積立金及び原価変動調整積立金の創設経緯等について」)
- 「法令上の要件ではないが、認可申請と原価変動調整積立金との関係については、事業者は構造的な赤字を解消すべく値上げ認可申請することが通例であり、原価変動調整積立金は赤字等で配当原資が不足する場合に取崩すとされてきたことから、今後とも申請時点では既に取り崩されていることが主に想定される。しかしながら、全額取崩し後にのみ値上げ認可を認めるべきと考えた場合には、安定供給のための大型投資が必要な場合を含め、結果的に料金水準がより上昇することも考えられることから、認可申請事由や収支状況・見通しを見つつ対応していくことが適当」
(平成21年8月 電気事業分科会 第2次報告)

7. 原子力関係費用

7. (1) 浜岡原子力発電所の安全性向上対策

● 新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

7. (2) 申請原価における原子力発電費

- 申請原価における原子力発電費は、3ヶ年平均で1,114億円(一般管理費等配賦後1,410億円)です。

(億円)

	原子力発電費		
	計	固有※2	一般※2
人件費	115	83	32
燃料費	20	20	—
修繕費	186	185	1
資本費	538	356	181
減価償却費	361	356	4
事業報酬	177	—	177
原子力バックエンド費用	90	90	—
その他※1	461	379	82
合計	1,410	1,114	296

注: 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※1 その他経費(委託費など)、公租公課(電源開発促進税・事業税を除く)

※2 固有の欄には、一般電気事業供給約款料金算定規則第6条第1項で9部門(一般管理費等を除く。)に整理された金額を、一般の欄には第6条第2項又は第5項で一般管理費等から整理された金額を記載。

7. (3)電気事業会計規則等の一部改正の影響(解体引当金)

98

- 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。

(百万円)

		今 回				前 回 H20 B	差 引 A-B
		H26	H27	H28	H26~H28 A		
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		

【参考】廃炉会計制度見直しによる電気料金負担への影響

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。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

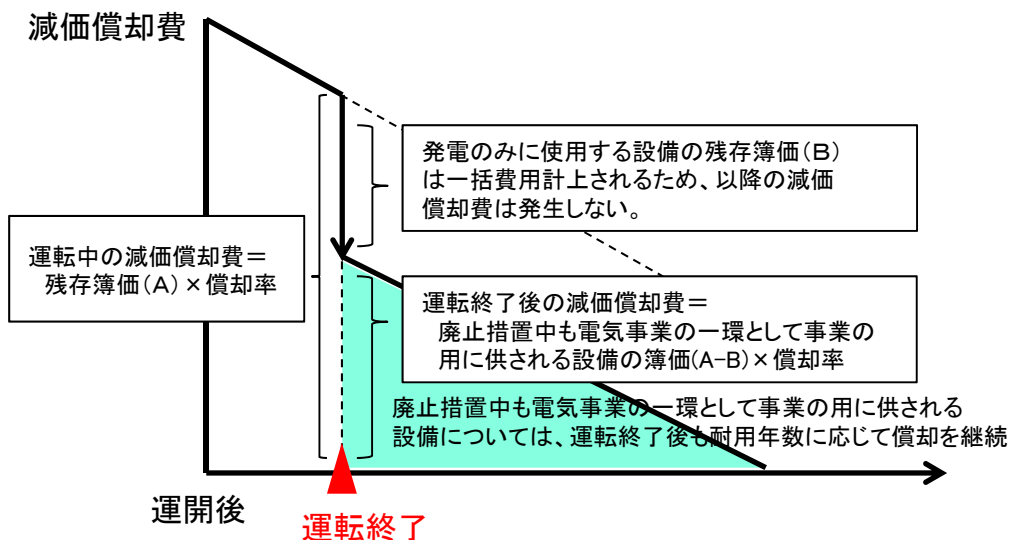
見直し前：生産高比例法（運転期間40年、平均設備利用率76%を前提として想定総発電電力量を設定）で稼働実績に応じて廃炉費用を積み立て

見直し後：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）

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）

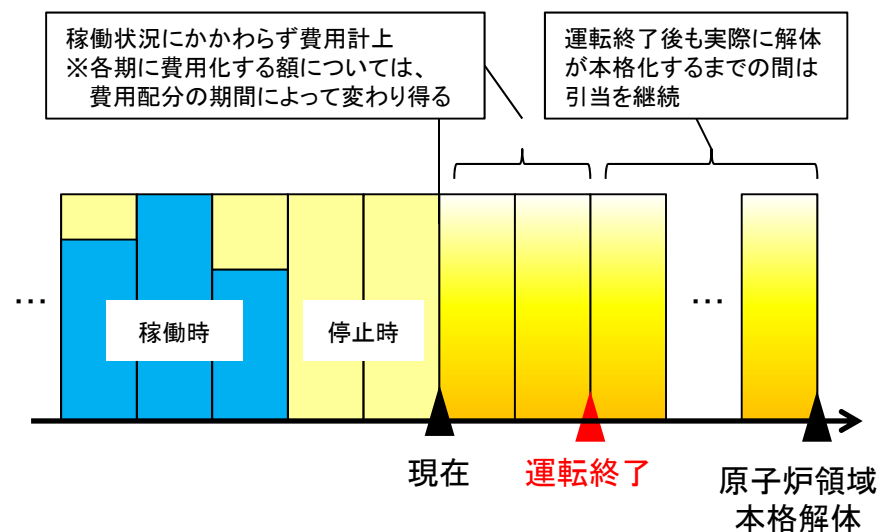
なお、今回の料金・会計ルールの変更を踏まえて料金値上げ申請を提出するかどうかは電力会社の経営判断。仮に申請がなされれば、電気料金審査専門小委員会において中立的・客観的な検討を踏まえ、最大限の経営効率化努力を踏まえたものであるかどうか厳正に審査されることとなる。

(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

8. 普及開発関係費 研究費・諸費

8. 電力中央研究所の研究内容の内訳

- 「一般電気事業供給約款料金審査要領」の記載を踏まえ、個別の研究件名および内容を明確にし、研究件名を厳選したうえで、人件費・その他経費に効率化を反映しております。
- その結果、51億円の支出となるところ、39億円に減額しております。
 - 原価不算入(研究件名の自主カット)額：8億円
 - 経営効率化による削減額：4億円(人件費：1億円、その他経費：3億円)

● 今回積算額(効率化反映前:A) (百万円)

	金額 (H26 ~ H28)	件数	主な研究内容
水 力	132	30	ダム流域土砂管理のための統合システム開発
火 力	1,012	136	火力発電所の高効率化
原 子 力	1,493	191	経年軽水炉の健全性評価
新 工 ネ	91	23	未利用炭素資源の利用技術評価
送 電	417	50	送電設備の風雪害に関する研究
変 電	336	22	機器短絡性能評価・大電流計測技術の高度化
配 電	420	49	次世代電力需給システムの高度化
販 売	—	—	全額不算入
給 電	289	34	太陽光導入下での既存電源と蓄電池の制御技術開発
一般管理	108	16	高性能二次電池技術の開発評価
合 計	4,297	551	電力中央研究所設定の研究:499件、受託研究:52件

● 原価不算入(別掲) (百万円)

	金額 (H26 ~ H28)	原価不算入理由
政 策 的 研 究	172	経営戦略やエネルギー政策に係わる研究、環境関連の調査研究など
販 売 拡 大 関 連	221	販売拡大に係る研究(電化厨房、IH開発に係わる研究)など
そ の 他	358	喫緊性が乏しいもの、電気事業や自社保有設備との関連性が極めて少ない研究など
合 計	751	62件

● 効率化による削減額(B) (百万円)

人 件 費	113	自社並みの効率化を反映
その他経費	297	
合 計	410	

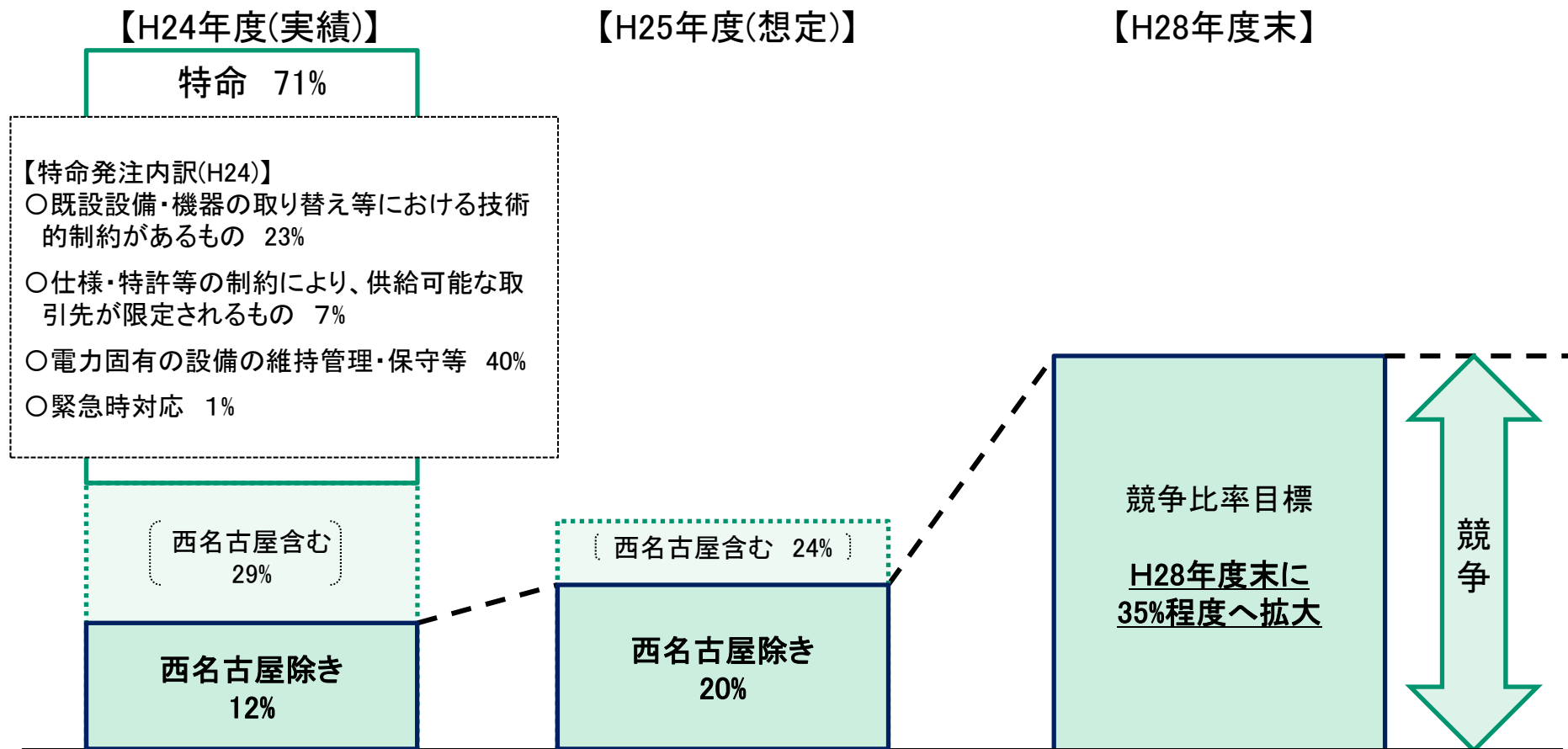
原価算入額:(A)-(B)=3,887百万円

9. 調達・効率化等

9. (1) 競争比率向上に向けた施策・目標比率①

- 当社調達に占める競争比率は、平成24年度実績で29%程度ですが、非恒常的である電源大型件名(西名古屋7号関連)を除くと12%程度となります。
- 今後、これまで特命発注とされてきた資機材・役務についても新規取引先の発掘等により競争発注拡大に取り組み、平成28年度末までに競争比率35%程度を目指してまいります。

○競争発注拡大



※設備投資・修繕費・その他経費(委託費・廃棄物処理費 等)に関する資機材・役務調達を対象に算定

9. (1) 競争比率向上に向けた施策・目標比率②

- 当社は、資機材・役務の調達にあたっては、従来から経済性の観点を踏まえ、個別件名ごとに状況に応じた最適な発注方法を検討・採用しています。なお、電力安定供給および安定調達の観点にも留意しております。
- 聖域を設けない経営効率化を推進するにあたっては、もう一段踏み込んだ競争拡大を実施するなど、一層の創意工夫を凝らし、更なるコスト削減に取り組んでいます。

調達における効率化の取り組みの基本的な考え方

更なるコスト削減に向けた取り組み

発注方法の工夫

特命・競争発注共通

まとめ発注

早期発注

取引先提案の活用

競争発注対象のみ

順位配分競争

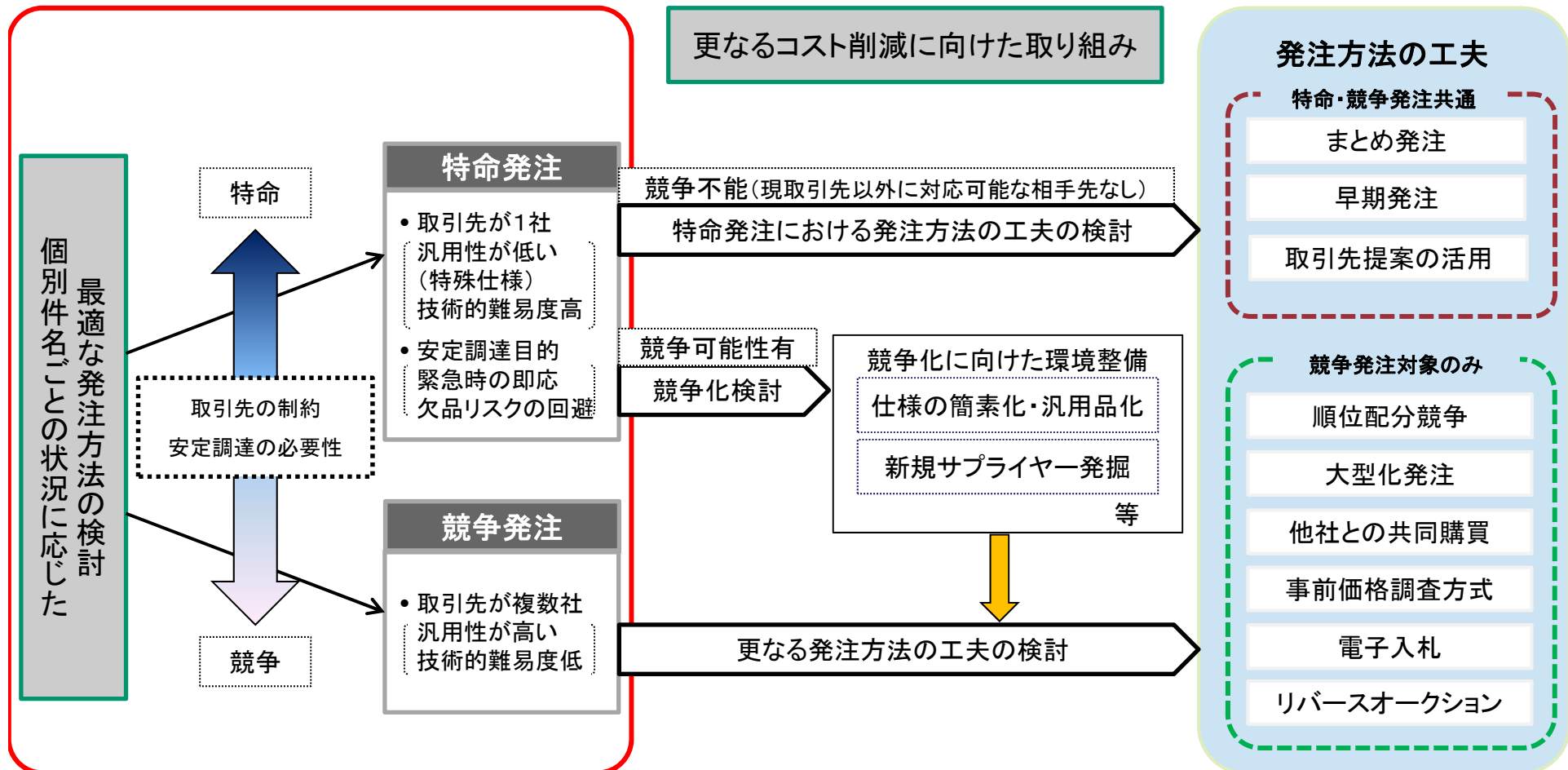
大型化発注

他社との共同購買

事前価格調査方式

電子入札

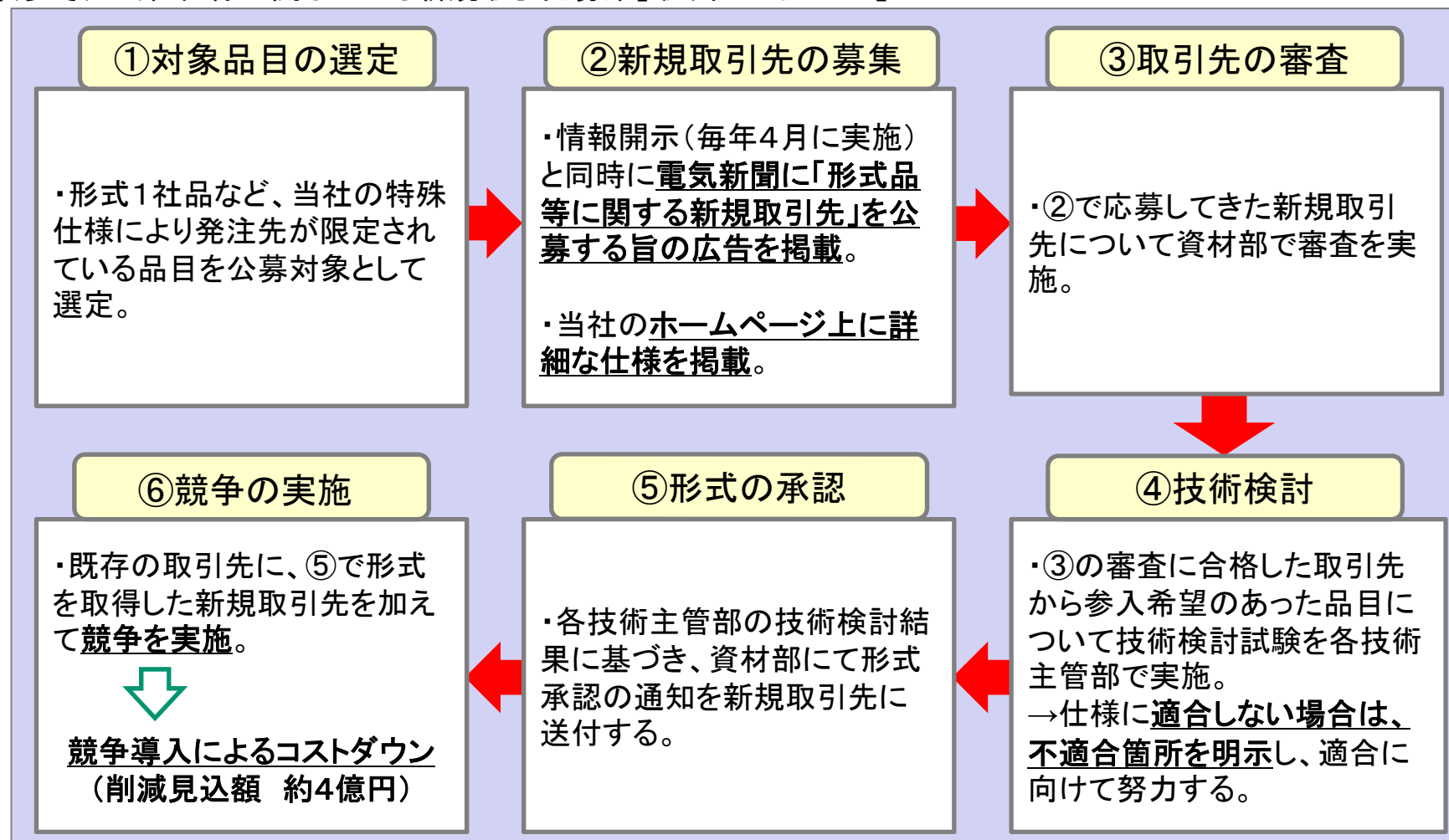
リバースオークション



9. (1) 競争比率向上に向けた施策・目標比率③

- 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】



9. (2) 平成23～25年度における経営効率化内訳

◆ 平成23～25年度における経営効率化内訳

(億円)

		平成23年度	平成24年度	平成25年度 (見通し)	主な内容
投資の削減		750程度	600程度	700程度	<ul style="list-style-type: none"> •設備投資 工事の実施時期、範囲、工法等の見直し •海外投資 将来の成長戦略実現のために至近年に投資することが必要不可欠な案件のみに厳選 •資機材・役務調達コストの削減
費用の削減	修繕費	200	100	200	<ul style="list-style-type: none"> •工事の実施時期、範囲、工法等の見直しにより、支出を抑制 •競争発注範囲、調達先の拡大等による資機材、役務調達コストの削減 •グループ会社と一体となった効率化
	諸経費	200	150	170	<ul style="list-style-type: none"> •広報・販売活動や研究開発・システム開発等の内容・規模の見直し
	燃料費	350	150	170	<ul style="list-style-type: none"> •LNGの安価な追加調達・安価な石炭火力の稼働増等 •高効率の火力発電所の点検・修理日数短縮による燃料費削減
	人件費	-	20	40	<ul style="list-style-type: none"> •賞与の削減 •時間外労働の削減
	小計	750程度	400程度	600程度	
合計		1,500程度	1,000程度	1,300程度	

※申請原価に織り込んだ経営効率化額1,633億円は、平成25年度の費用削減効果600億円に、震災以前からの取り組み600億円程度(上越火力発電所の運開による燃料費の削減等)、および、今後の取り組み400億円程度(人件費の削減等)を加えたものになります。

9. (3) 設備投資額の推移・その他の内容①

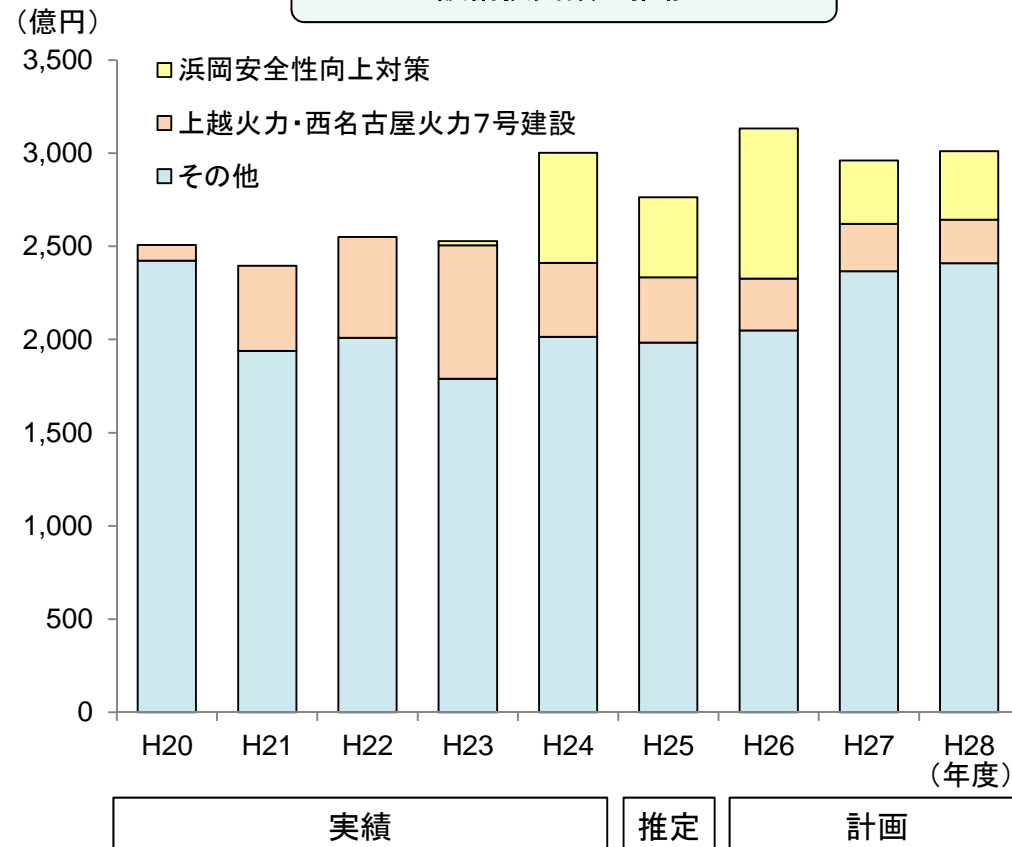
- 電源設備に係る投資額は、浜岡原子力発電所の安全性向上対策や西名古屋火力発電所7号機の建設などの影響により、前回改定に比べ740億円増加しております。
- 流通設備(送電、変電、配電)に係る投資額は、設備の新增設工事の減少などはあるものの、高経年化に対応した改良工事(電線張替、変圧器取替等)の増加などにより、前回改定に比べ288億円増加しております。
- 原子燃料に係る投資額は、原子力発電所の稼働減により、前回改定に比べ157億円減少しております。

◆設備投資額の内訳

(億円)

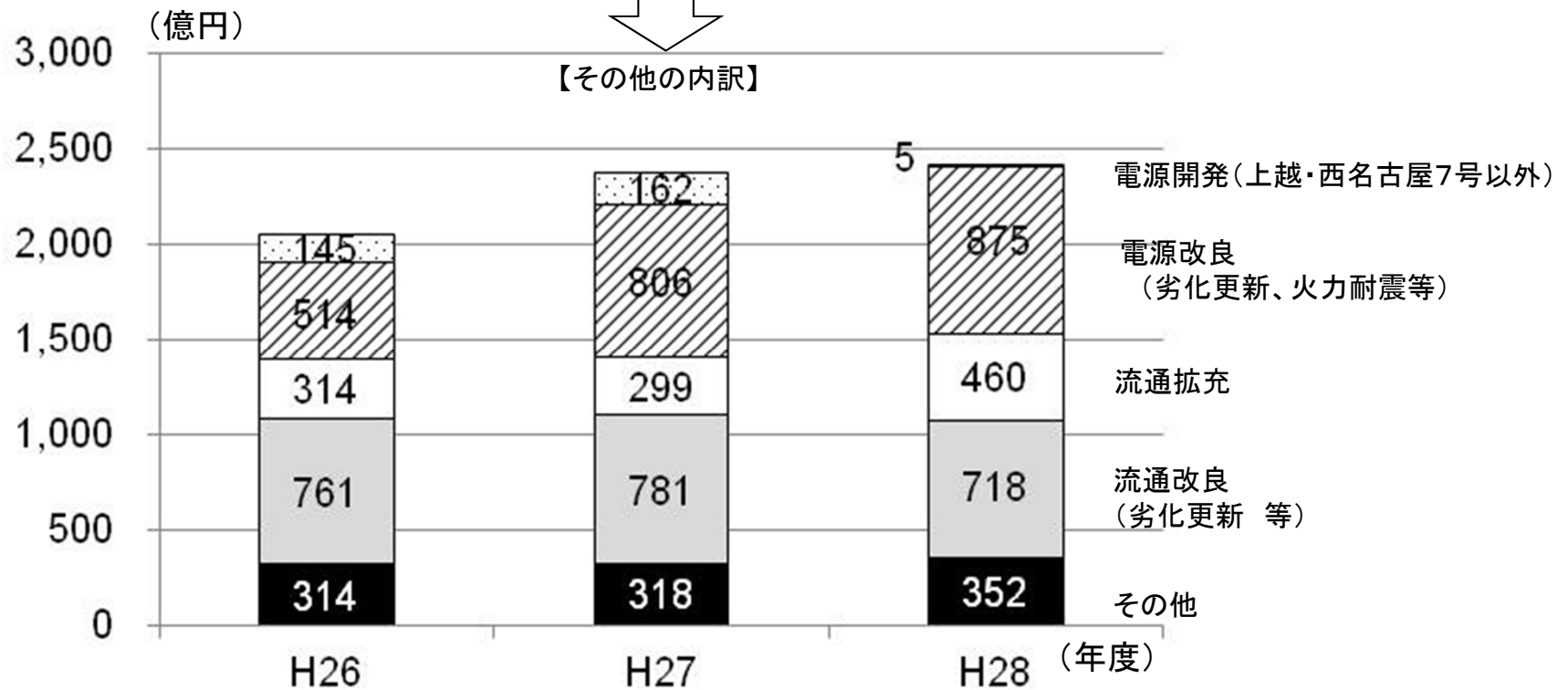
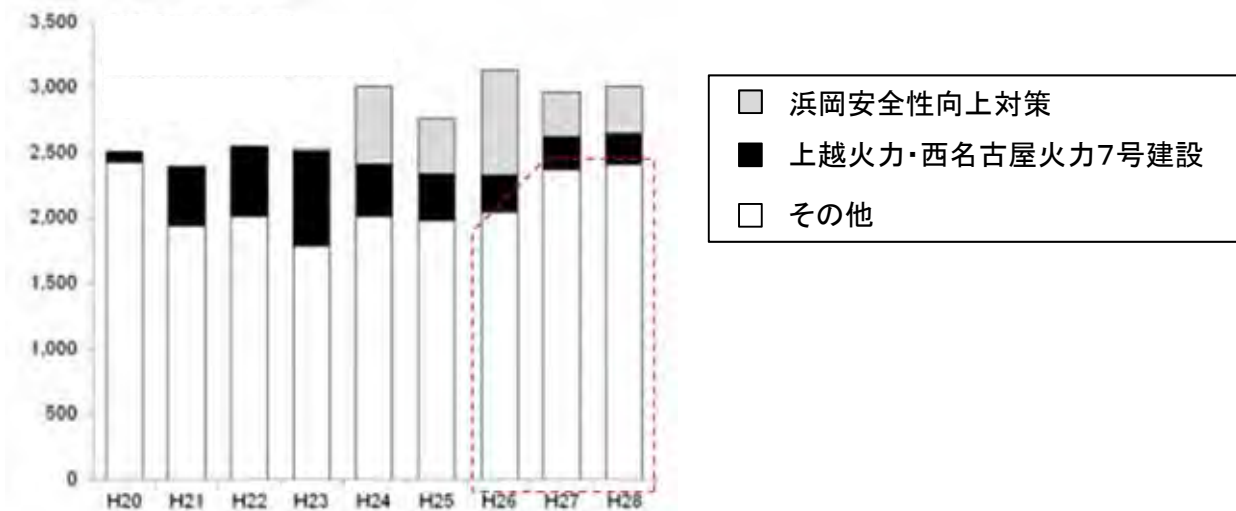
	今回 (H26~H28) A	前回 (H20) B	差引 A-B
電 源	1,631	891	740
水 力	201	145	56
火 力	780	698	81
原子力	640	48	593
新工ネ	10	-	10
流 通	1,107	819	288
送 電	287	296	▲10
変 電	439	220	219
配 電	382	303	79
業 務	157	130	28
原子燃料	139	296	▲157
合 計	3,034	2,135	899

設備投資額の推移



※附帯事業に係る設備投資は含みません。

9. (3) 設備投資額の推移・その他の内容②



10. その他

10. (1)「中部電力グループ経営ビジョン2030」の取扱い

110

- ご指摘いただきましたとおり、東日本大震災後のエネルギーを取り巻く環境やお客さまや社会から求められる電力会社の姿は大きく変わっていると認識しており、「中部電力グループ経営ビジョン2030」における具体的な将来像や、ゼロ・エミッション電源比率などの定量イメージについては、改めて検討することが必要と考えております。
- このため、詳細は現在政府で議論されている新たなエネルギー基本計画などの動向を踏まえたうえで検討する必要があると考えますが、まずは弊社ホームページ上の掲載において、検討してまいる姿勢を表明させていただきました。

弊社ホームページの掲載（平成25年11月25日より太枠部を追加）

ご指摘のとおり、弊社としましても、改めて検討することが必要と考えておりますので、その姿勢を表明させていただきました

会社情報
経営ビジョン

「中部電力グループ経営ビジョン2030」の取扱いについて

2011年2月策定の「中部電力グループ経営ビジョン2030」について、現在の取扱いは以下のとおりです。

いかなる経営環境においても、「くらしに欠かせないエネルギーをお届けし、社会の発展に貢献する」という企業理念は変わるものではありません。

また、「中部電力グループ経営ビジョン2030」で掲げた「エネルギーに関するあらゆるニーズにお応えし、成長し続ける企業グループ」という「目指す姿」の方向性も堅持してまいります。

しかしながら、現在、当社を取り巻く環境は大きく変化していることから、「中部電力グループ経営ビジョン2030」における具体的な将来像や、ゼロ・エミッション電源比率などの定量イメージについては、エネルギー政策などの環境変化を踏まえ、お客さまや社会からの信頼とご期待にお応えできるよう、今後、あらためて検討を進めてまいります。

中部電力グループ 経営ビジョン2030

- PDF [パンフレット\(全文\)](#) [PDF:6.036KB]
- PDF [トップメッセージ](#) [PDF:591KB]
- PDF [中部電力グループ企業理念](#) [PDF:170KB]
- PDF [「目指す姿」と「目指す姿」の実現に向けた4つのミッション](#) [PDF:649KB]
- PDF [ミッション1「低炭素で良質なエネルギーの安価で安定的なお届け」](#) [PDF:693KB]

10. (2)ステークホルダー毎の負担の分担

- 厳しい経営状況により、規制部門のお客さまについては、4.95%の値上げを、自由化部門のお客さまについては、8.44%の値上げをお願いさせていただいております。
- こうした中、役員、従業員については、役員給与や給料手当をメルクマール水準まで引き下げております。
- 取引先については、競争発注の拡大等により、発注価格を削減していくこととしております。
- 株主の皆さまには、平成26年3月期の期末配当についても、中間配当に引き続き見送らせていただく予定です。
- 金融機関からは、格付の低下など当社財務リスクが高まる中、引き続き融資をいただいております。

(単位:億円)

		平成26~28年度平均(原価算定期間)	
お客さま		・規制部門 :平均4.95%(482) ・自由化部門:平均8.44%(1,145)	1,627
役員		・役員給与の削減	▲460
従業員		・基準賃金の削減を始めとした社員年収水準の引下げ ・保養所の全廃等による厚生費の削減 等	
取引先等		・安価な調達による燃料費の削減、購入電力料の削減 ・競争的発注の拡大等による調達価格の削減 ・販売活動等に係る普及開発関係費・研究費等の削減 等	▲1,391 (▲1,173)
合計			▲1,851 (▲1,633)

※()内の数値は、費用換算後の値

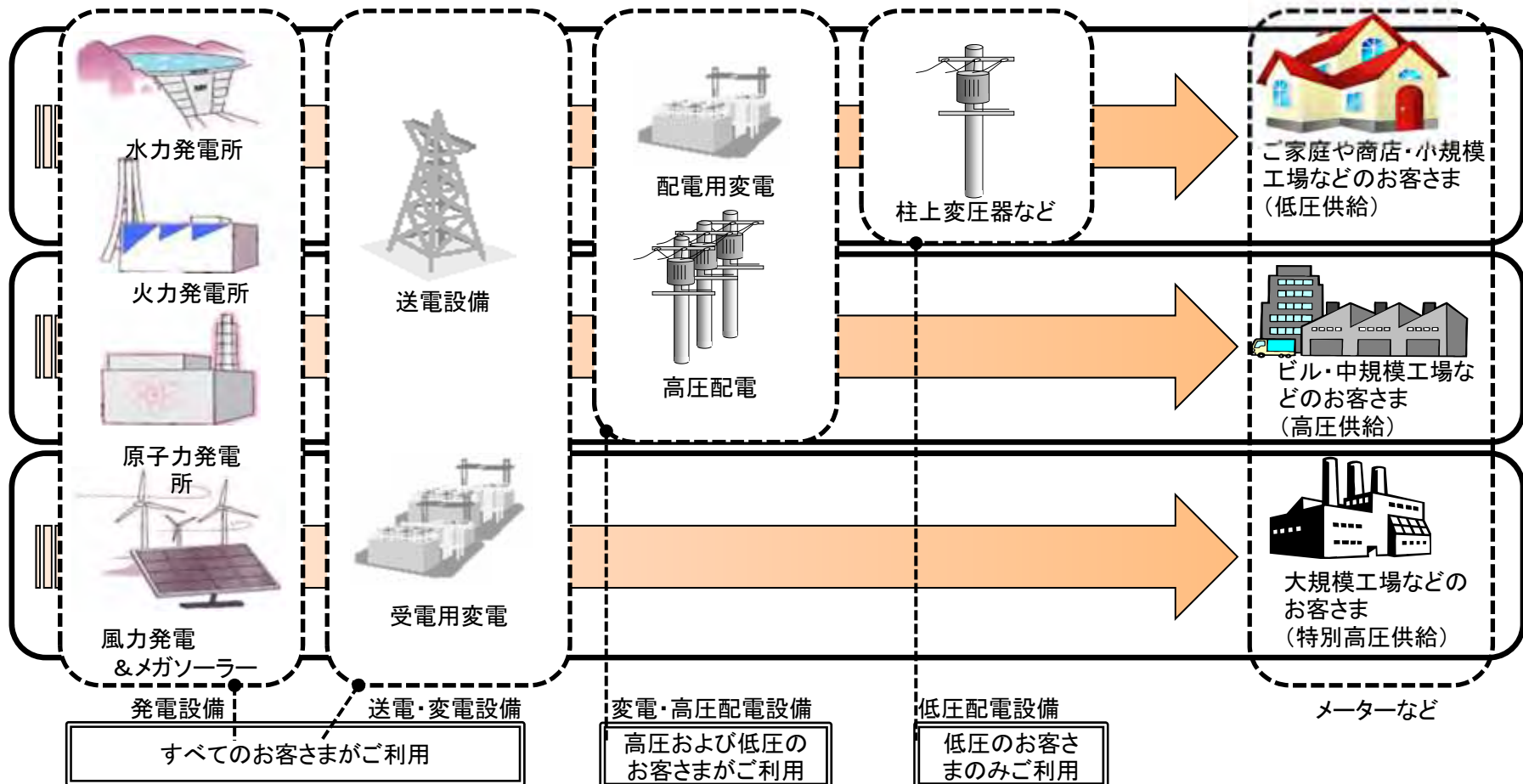
		配当等の状況 <発行済み株式数約7.5億株(自己株式除く)>	
株主	配当	平成26年3月期中間配当より無配(震災前60→0円/株)	▲450
	1株あたりの純資産	平成22年度末:1,960円 → 平成25年度見通し:1,580円程度	▲2,900程度

		震災前	震災後(直近)
金融機関	格付け	ムーディーズ:Aa2、R&I:AA+	ムーディーズ:A3、R&I:A+
	借入金残高	平成22年度末:10,261億円	平成24年度末:22,099億円

10. (3) 規制部門と自由化部門の費用の配賦①

<電気をお届けするまでの流れ>

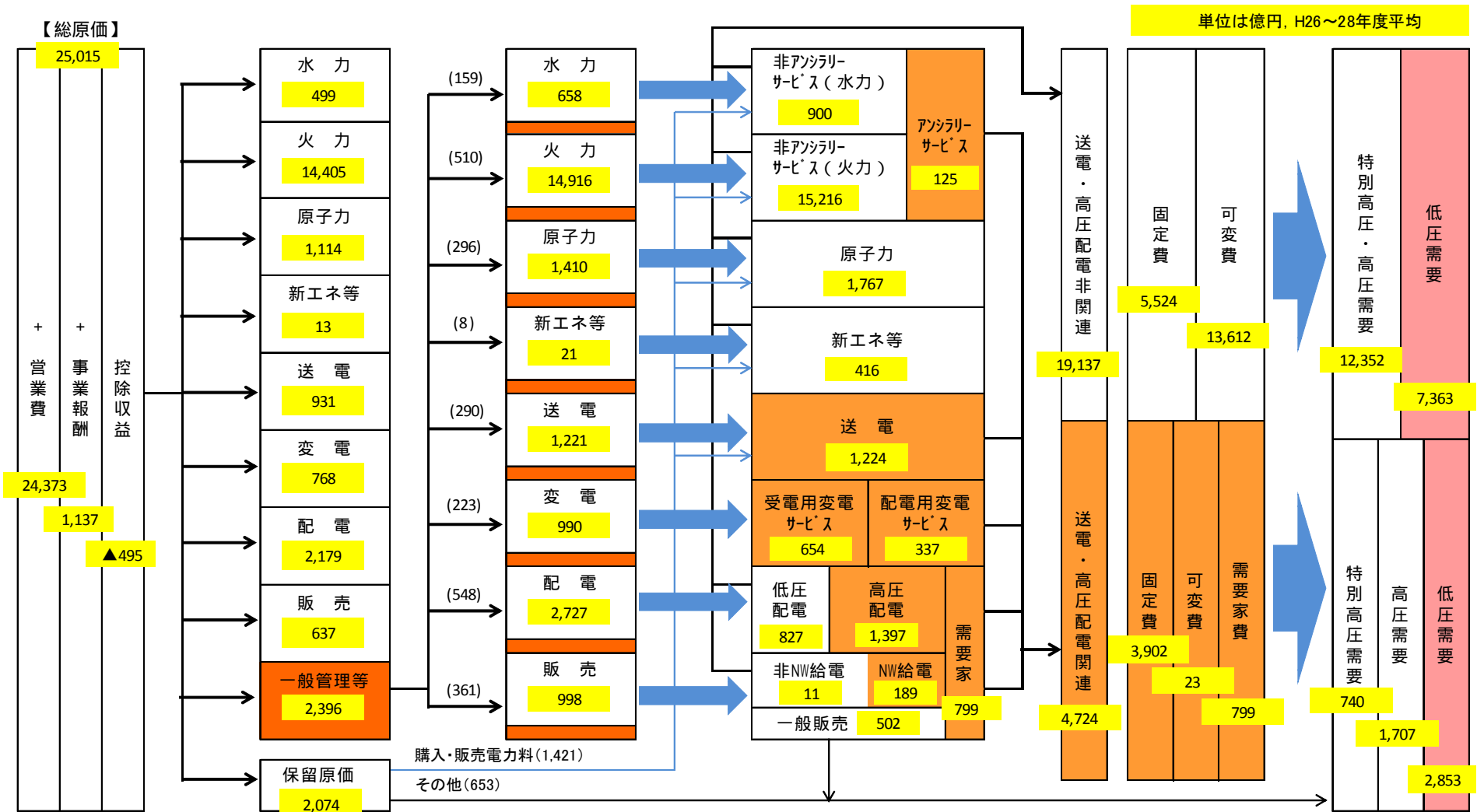
- 規制部門のお客さまに電気をお届けするためには、発電所などに係る費用や燃料費の他、電気をお送りするための送電・変電・配電設備などの費用、また、メーターや検針の費用などが必要となります。
- その際、発電所や送電設備などについては、すべてのお客さまが共通して使用される設備であるため、当該設備に係る費用は、規制部門と自由化部門のお客さまに分担してご負担いただくことが適切と考えられます。
- 一方、規制部門のお客さまのみご利用になる設備(柱上変圧器など)については、規制部門のお客さまにご負担いただくことが適切と考えられます。
- このように、規制部門のお客さまにご負担いただく料金原価を算定するためには、設備などのご利用形態の違いを勘案して、総原価を規制部門と自由化部門に配分することが必要となります。



10. (3) 規制部門と自由化部門の費用の配賦②

<費用の配賦(個別原価計算)の概要>

- 個別原価計算とは、費目ごとに積み上げた会社全体の原価(総原価)を、その機能や性質に応じて、規制部門(低圧需要)と自由化部門(高圧・特別高圧需要)に配賦するプロセスであり、経済産業省令(一般電気事業供給約款料金算定規則)に計算ルールが詳細に規定されています。

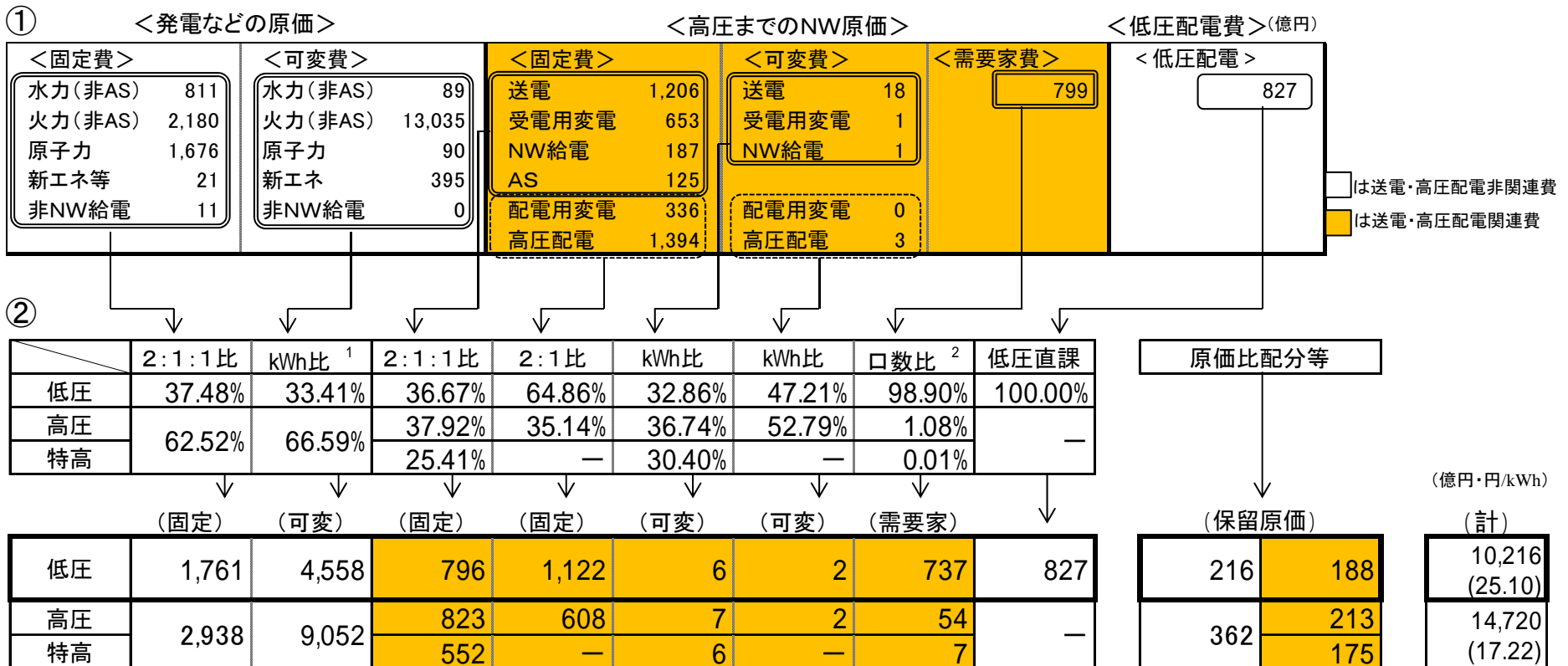


保留原価：使用済燃料再処理等既発電費，購入・販売電力料，電源開発促進税，事業税，電力費振替勘定，遅取加算料金，託送収益，事業者間精算収益，電気事業雑収益，預金利息，追加事業報酬

10. (3) 規制部門と自由化部門の費用の配賦③

<総原価の規制部門・自由化部門への配分>

- ① 規制部門のお客さまにご負担いただく料金原価を算定するために、総原価を機能別に整理し、費用の性質により、「固定費」「可変費」「需要家費」に区分します。
- ② 「固定費」「可変費」「需要家費」に区分した原価を、規制部門および自由化部門に配分します。
この時、「可変費」は、ご使用電力量に応じて増減するため、電力量の比率で配分します。
メーターや検針などのコストである「需要家費」は、お客さまの口数に応じて増減するため、口数比で配分します。
「固定費」は、電力量だけでなく、最大電力(kW)に応じて発生すると考えられますので、2:1:1比などにより配分します。
なお、低圧配電費は、低圧のお客さまのみご利用になる設備に係る費用のため、規制部門に配分します。



1 事業者ルールにより電源種別別に比率を設定しています。

2 需要家費のうち、需要家設備関連費用については、事業者ルールにより、設備の差異、費用の発生原因等を勘案して配分しています。

【参考】 2:1:1比と2:1比

- 2:1:1配分比率(%) = (最大電力ウェイト×2 + 夏期尖頭時責任電力ウェイト×0.5 + 冬期尖頭時責任電力ウェイト×0.5 + 発受電量ウェイト×1) / 4
- 2:1配分比率(%) = (延べ契約電力ウェイト×2 + 発受電量ウェイト×1) / 3

10. (3) 規制部門と自由化部門の費用の配賦④

<今回申請原価の費目別配分>

- 規制部門・自由化部門へ原価を配分した結果は、以下のとおり、規制:自由=41%:59%となっております。
 - この比率は、販売電力量比率(規制:自由=32%:68%)とは異なります。
 - これは、原価には、燃料費のように販売電力量(kWh)に応じて発生する費用(可変費)のみならず、発電設備や送電設備に係る費用のように、最大電力(kW)※等に応じて必要となる費用(固定費)や、規制部門にのみ係る費用(低圧配電費)が含まれることによります。
- ※規制部門の方が、販売電力量(kWh)あたりの使用電力(kW)が大きいため、kWh比に比べてkW比のウェイトが大きくなります。

【費目別の規制・自由配分結果】

(億円、億kWh)

	合計	規制	自由
人件費	1,682	943 (56%)	739 (44%)
修繕費	2,172	1,265 (58%)	908 (42%)
燃料費	12,403	4,173 (34%)	8,230 (66%)
減価償却費	2,615	1,165 (45%)	1,449 (55%)
電気事業報酬	1,137	532 (47%)	605 (53%)
購入電力料	1,691	574 (34%)	1,117 (66%)
公租公課	1,496	615 (41%)	880 (59%)
その他	1,739	948 (54%)	791 (46%)
計	24,935	10,216 (41%)	14,720 (59%)
販売電力量	1,262	407 (32%)	855 (68%)

…発受電量(kWh)比

送電ロス差により販売電力量比と完全には一致しません。

接続供給託送収益を除きます。

自社分を除きます。

(注:料金算定規則上は費目別の規制・自由配分は行っていないため、料金算定規則の計算ルールに準じて算定したものになります。)

(例) 修繕費

(億円)

	合計	規制	自由
電源費	863	321 (37%)	541 (63%)
送電費・受電用変電費	233	85 (37%)	147 (63%)
配電用変電費・高圧配電費	475	308 (65%)	167 (35%)
低圧配電費	259	259 (100%)	0 (0%)
需要家費	333	287 (86%)	46 (14%)
一般販売費	10	4 (37%)	6 (63%)
計	2,172	1,265 (58%)	908 (42%)

…2:1:1比(一部発受電量比)

…2:1:1比

…2:1比

…低圧のみに配分

…口数比等

…原価比

①に非ネットワーク給電費、②にアンシラリーサービス費、ネットワーク給電費を含みます。

10. (3) 規制部門と自由化部門の費用の配賦⑤

<今回申請原価の配分結果および2:1:1比の諸元イメージ>

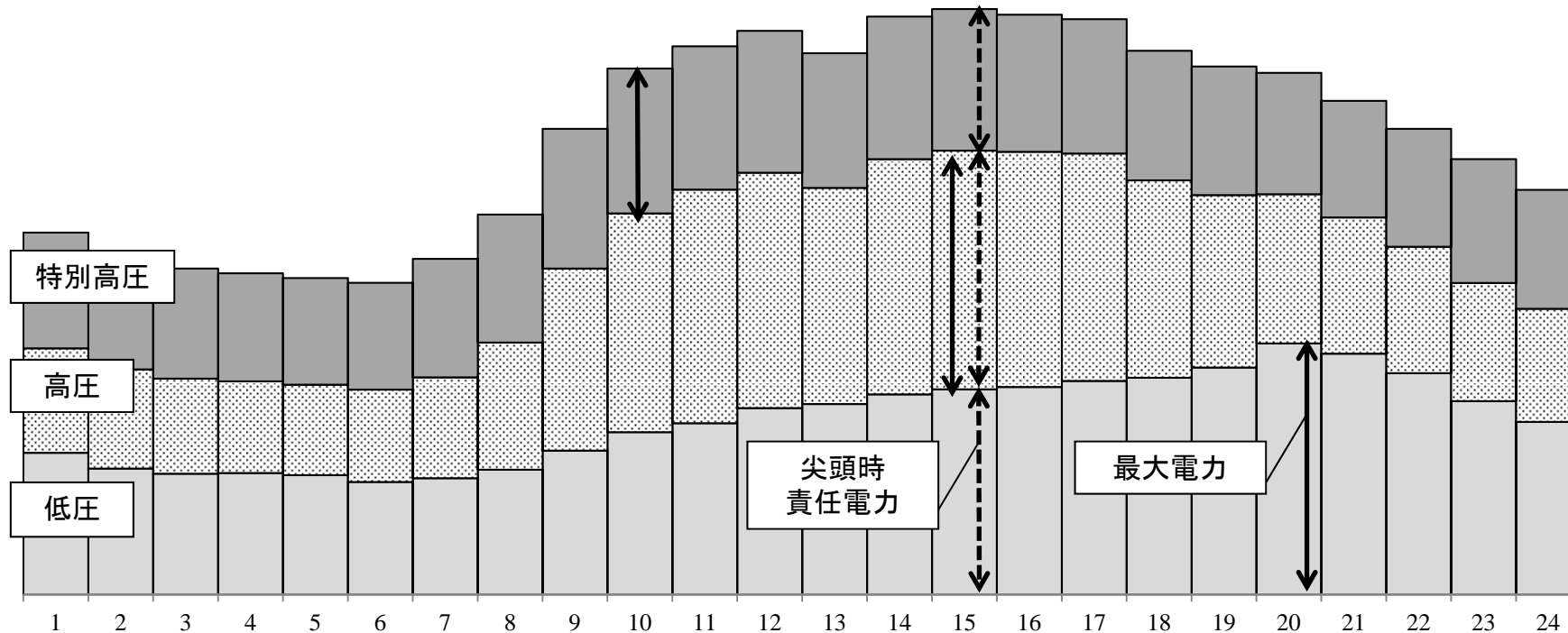
【今回申請原価の配分結果】

(億円、億kWh、円/kWh)

	送電・高圧配電非関連費			送電・高圧配電関連費			合計 ¹		
	原価	需要 ²	単価	原価	需要 ²	単価	原価	需要 ²	単価
低圧	7,363	407	18.09	2,853	407	7.01	10,216	407	25.10
高圧	12,352	855	14.45	1,707	476	3.59	14,720	855	17.22
特高				740	400	1.85			
合計	19,715	1,262	15.62	5,299	1,283	4.13	24,935	1,262	19.76

1 合計は、接続供給に伴う託送収益を除いた値になります。 2 自社分を除きます。

【2:1:1比の諸元イメージ】



- ・尖頭時責任電力・・・夏期・冬期の最大電力発生時（夏期の場合は15時）における電圧別（特別高圧・高圧・低圧）の需要電力
- ・最大電力・・・年間最大電力発生日（夏期）における電圧別の最大需要（低圧の場合は20時）

10. (3) 規制部門と自由化部門の費用の配賦⑥

<規制部門・自由化部門別の販売電力量・原価額・利益>

- 今回申請原価における事業報酬の規制部門の割合は約50%であり、前回改定とほぼ同程度の割合となっております。
- また、前回改定から平成24年度までの部門別収支の実績は以下のとおりです。
- 平成20年度、23年度および24年度は、燃料価格の高騰や原子力利用率の低下等により、事業費用に占める燃料費の割合が相対的に大きい自由化部門の収支がより圧迫されたため、規制部門と自由化部門の利益額の割合に乖離が生じました。
- 一方、平成21年度、22年度は、原油価格の高騰が落ち着いたことなどにより、乖離は小さくなっております。

(単位: 億kWh、億円)

		申請原価 (H26改定)	前回改定 (H20改定)	部門別収支実績				
				H20年度	H21年度	H22年度	H23年度	H24年度
販売電力量	規制部門	407(32%)	430(32%)	421(32%)	414(34%)	439(34%)	422(33%)	416(33%)
	自由化部門	855(68%)	927(68%)	875(68%)	813(66%)	868(66%)	855(67%)	848(67%)
原価額	規制部門	10,216(41%)	9,231(42%)	9,637(42%)	9,056(44%)	9,385(44%)	9,473(43%)	9,639(43%)
	自由化部門	14,720(59%)	12,717(58%)	13,255(58%)	11,383(56%)	11,897(56%)	12,475(57%)	13,006(57%)
事業報酬	規制部門	532(47%)	606(47%)	—	—	—	—	—
	自由化部門	605(53%)	688(53%)	—	—	—	—	—
利益額	規制部門	—	—	628(65%)	750(48%)	694(52%)	6(—)	▲43(—)
	自由化部門	—	—	340(35%)	825(52%)	650(48%)	▲679(—)	▲584(—)
(参考)原子力利用率		12.4%	59.6%	56.1%	46.0%	49.7%	8.2%	—

※ 販売電力量は、自社消費分を除きます。

※ 原価額について、前回改定および申請原価には原価額(接続供給に伴う託送収益を除く)、実績には一般電気事業部門別収支計算規則における電気事業収益を記載しております。

※ 利益額は、一般電気事業部門別収支計算規則における電気事業収益から電気事業費用を除いたものになります。

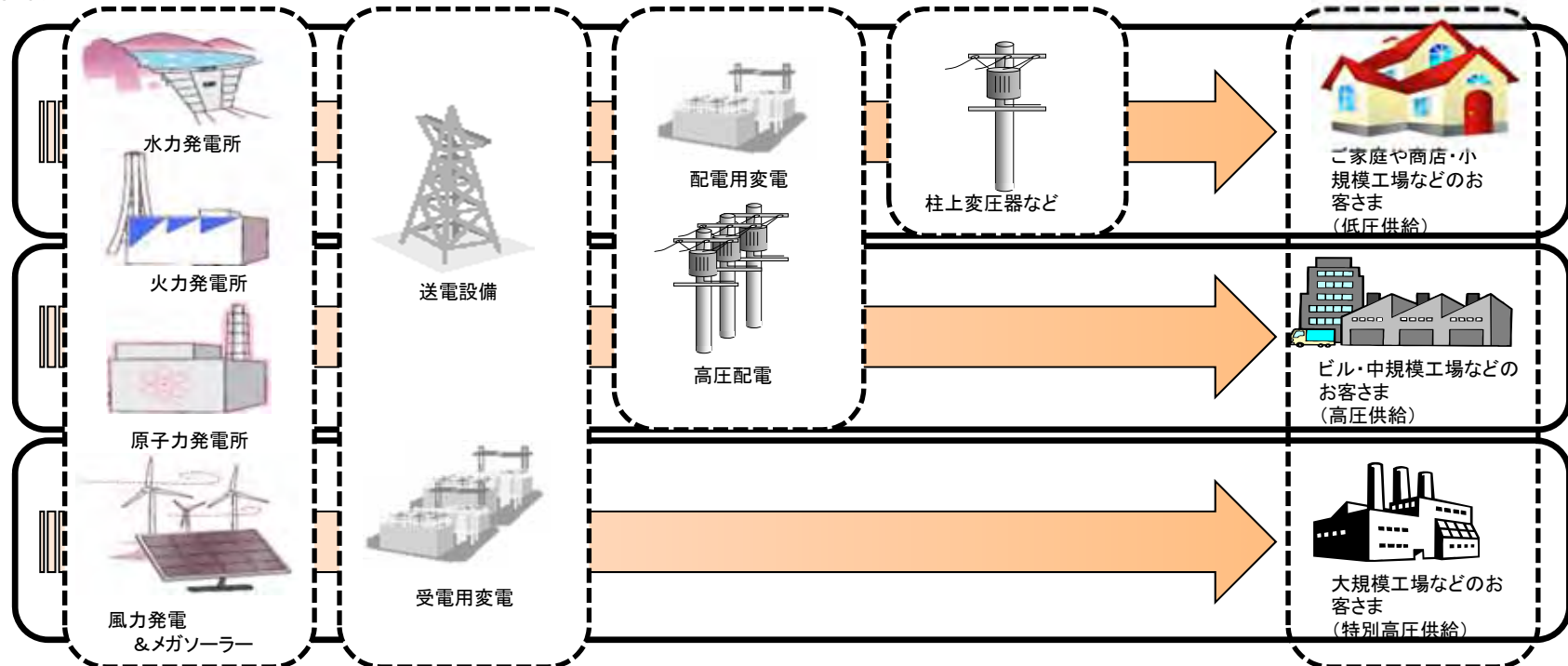
※ 原子力利用率について、H21.1.30以降は浜岡1,2号除きで算定しております。

10. (3) 規制部門と自由化部門の費用の配賦⑦

<事業報酬の規制部門・自由化部門への配分>

- 電気事業は、お客さまに電気をお届けするために、発電設備や送電設備など多大な設備を必要とし、その設備に必要なとなる資金を、金融機関や株主さまから調達した上で、長期間にわたって使用していく事業です。したがって、資金調達コストに相当する事業報酬は、電気をお届けするまでの設備に応じて必要になると考えられます。
- この考え方のもと、事業報酬については、設備にかかる費用と同様のプロセスで配分しており、設備のご利用状況が反映されることとなります。

<事業報酬の配分フロー>



事業報酬配分	発電	送電・変電	変電・高圧配電	低圧配電	その他	計
規制部門	209 (37.30%)	107 (36.67%)	118 (64.86%)	80 (100.00%)	17 (81.02%)	532 (46.80%)
自由化部門	352 (62.70%)	185 (63.33%)	64 (35.14%)		4 (18.98%)	605 (53.20%)

※「発電」に非ネットワーク給電費、「送電・変電」にアンシラリーサービス費、ネットワーク給電費を含む。「その他」は需要家費、一般販売費。

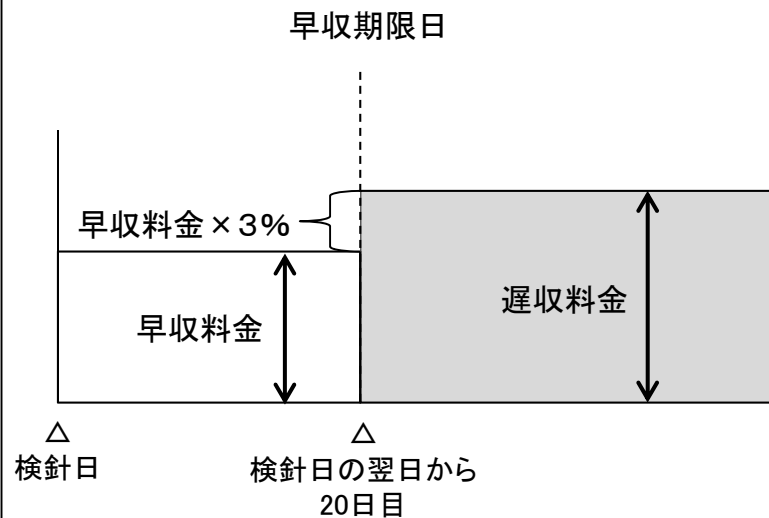
10. (4) 早遅収料金制度の廃止,延滞利息制度の導入時期

＜料金のお支払い制度の変更＞

- お客さまからのご意見、ご要望を踏まえ、これまでの「早遅収料金制度」を廃止し、「延滞利息制度」を導入することといたします。
- 今回申請した料金の実施に合わせて、平成26年4月分の電気料金から延滞利息制度を適用させていただき予定です。

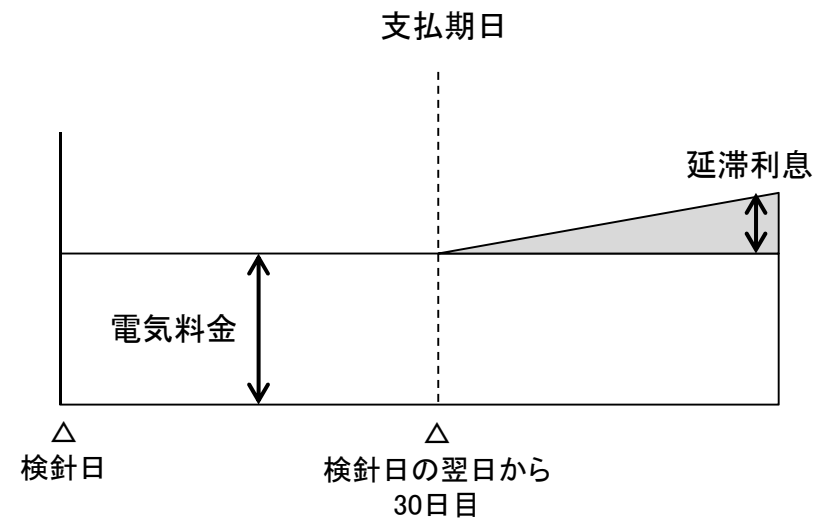
現行：早遅収料金制度

- お客さまが料金を早収期限日（検針日の翌日から20日目）までにお支払いいただく場合は早収料金を、早収期限日を経過してお支払いいただく場合は、早収料金に一律3%を加算した料金をいただく制度です。



変更後：延滞利息制度

- お客さまが料金を支払期日（検針日の翌日から30日目）を経過してお支払いいただく場合に、その経過の日数に応じて年利10%（1日当たり約0.03%）の率で算定した延滞利息をいただく制度です。



※規制部門のお客さまは、支払期日の翌日から10日目までにお支払いいただいた場合は、延滞利息はいただきません。

- 当社は、1974年(昭和49年)8月に政治献金を行わない旨を決定・公表し、現在は行っておりません。
- 役員個人が政治献金を行うことについては、それぞれの判断によるものであり、当社として特に申し上げることはありません。