

# 個別の原価等について

(設備投資関連費用、公租公課、費用の配賦・レートメイク)

平成25年12月24日

資源エネルギー庁

1. 設備投資関連費用・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P2
2. 公租公課・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P57
3. 費用の配賦・レートメイク・・・・・・・・・・・・・・・・P61

# 1. 設備投資関連費用

# 1. (1) 資本費の概要

資本費は、電気を安全・安定的に供給するために必要な設備にかかる「減価償却費」及び、事業運営に必要な資金を調達するコストに相当する「事業報酬」から構成される。

(億円)

	今回申請 (H26-28)	前 回 (H20)	差 引	備 考	
減価償却費①	2,615	3,056	▲442	償却の進行等(火力:▲130億円、原子力:▲101億円、送電:▲154億円)による減少	
事業報酬	レートベース	39,209	40,440	▲1,230	償却の進行等(特定固定資産:▲2,635億円、運転資本:1,135億円)による減少
	事業報酬率	2.9%	3.2%	▲0.3%	他人資本報酬率の減(他人資本報酬率:2.36% → 1.44%)等による減少
	事業報酬②	1,137	1,294	▲157	
資本費計③=①+②	3,752	4,350	▲599		

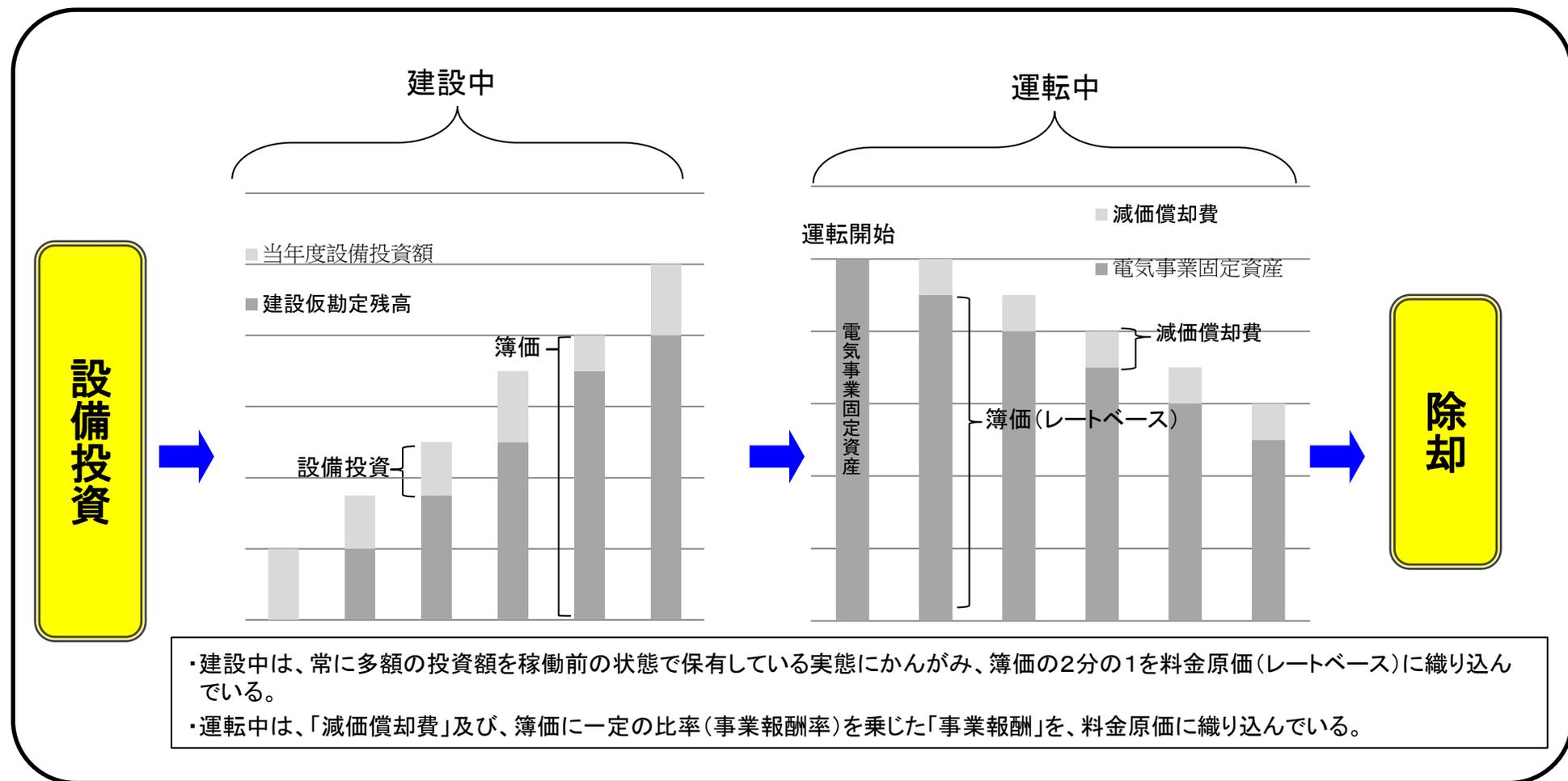
追加事業報酬④	0	—	0	
---------	---	---	---	--

資本費計③+追加事業報酬④	3,752	4,350	▲599	
---------------	-------	-------	------	--

※追加事業報酬は、一般電気事業供給約款料金算定規則に基づくものであり、会社間連系線設備に係る特別事業報酬額から託送収支に係る還元額及び内部留保相当額控除額を控除した額

# 1. (2) 設備投資の概要(設備費用のライフサイクル)

電気事業者が電気の安定供給を行うためには大規模な設備投資が必要であるとともに、投資回収に長期間を要することが一般的。



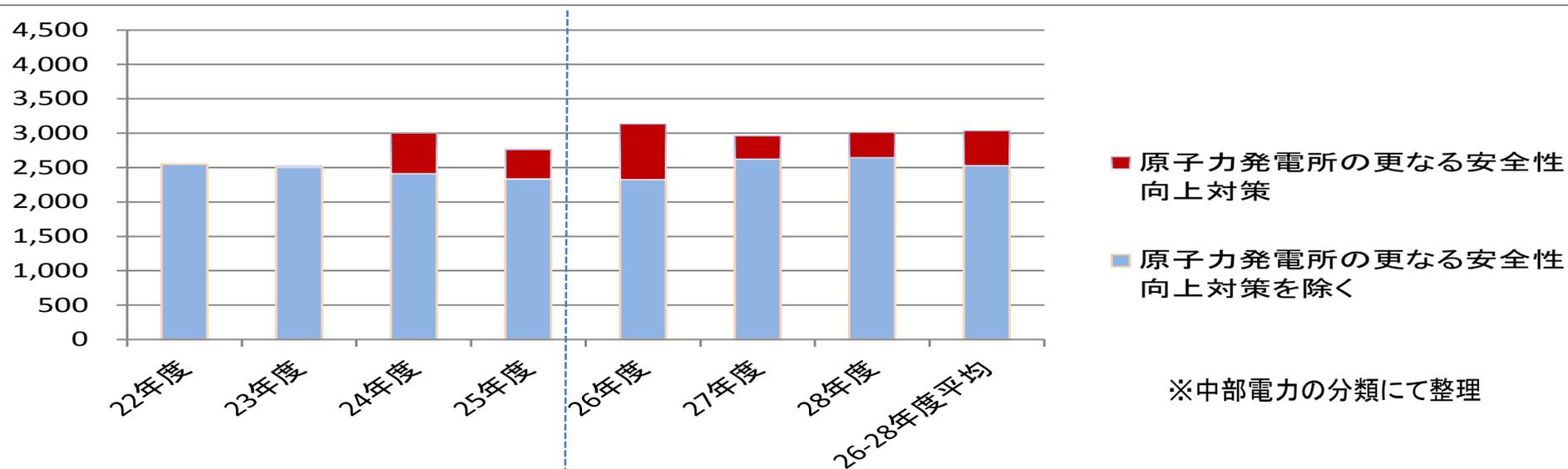
# 1. (3) ① 設備投資額の内訳

(億円)

		今回申請 (H26-28)	前 回 (H20)	差 引	備 考
電 源	水力	201	145	56	徳山水力発電所新設(47億円)等による増加
	火力	780	698	81	上越火力発電所運開(▲319億円)による減少の他、西名古屋火力発電所リフレッシュ工事(232億円)、耐震対策(209億円)等による増加
	原子力	640	48	593	浜岡原子力発電所安全性向上対策(504億円)等による増加
	新エネ	10	-	10	メガソーラーしみず新設(10億円)等による増加
	計	1,631	891	740	
流 通	送電	287	296	▲10	基幹送電線の増強工事減(▲120億円)等による減少
	変電	439	220	219	高経年化対応(170億円)等による増加
	配電	382	303	79	高経年化対応(48億円)等による増加
	計	1,107	819	288	
業 務	157	130	28	高経年化対応(26億円)等による増加	
小 計	2,895	1,839	1,056		
原子燃料	139	296	▲157	浜岡長期停止(原子力稼働率59.6%→12.4%(▲47.2%))に伴う原子燃料調達数量減等による減少	
合 計	3,034	2,135	899		

# 1. (3) ② 設備投資額の推移

単位: 億円



# 1. (4) 減価償却費の概要

減価償却費は、電気事業固定資産の帳簿価額及び帳簿原価に対し、それぞれ定率法及び定額法により算定した費用である。

## 一般電気事業供給約款料金算定規則

(減価償却費の算定)

第三条

2 六 供給計画等を基に、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。)の帳簿価額及び帳簿原価に対し、それぞれ定率法及び定額法(法人税法施行令(昭和四十年政令第九十七号)に定める耐用年数及び残存価額を用いるものとする。以下この号において同じ。)により算定した額(取替資産の減価償却費については、その取替資産の帳簿原価の百分の五十に達するまで、定率法及び定額法により算定した額)

(億円)

	今回申請 (H26-28)	前 回 (H20)	差 引	備 考
水 力	181	184	▲2	償却進行等による減少
火 力	715	846	▲130	償却進行等による減少(上越火力発電所運開による増加(260億円)を含む)
原 子 力	345	446	▲101	償却進行等による減少(浜岡原子力発電所安全性向上対策による増加(140億円)を含む)
新エネ	9	-	9	設備区分の新設(メガソーラーしみず運開(3億円)等)による増加
送 電	553	707	▲154	償却進行等による減少
変 電	345	355	▲10	償却進行等による減少
配 電	339	380	▲40	償却進行等による減少
業 務	126	139	▲13	償却進行等による減少
合 計	2,615	3,056	▲442	

# 1. (5) ① 事業報酬について

## 電気事業法の目的とは

○電気事業法は、その法目的において、「電気事業の運営を適正かつ合理的ならしめることによって、電気の利用者の利益を保護し、及び電気事業の健全な発達を図る」(電気事業法第1条)ことを目的としている。

## 総括原価方式による電気料金規制とは

○公共料金にかかる規制は、国民生活上の必需財について、

①その財の安定的な供給の維持・確保を図るために、その供給に要する費用の回収を確実にする一方で、

②当該供給事業者が過度の利益を得ることを防止することにより利用者の利益を保護する、

という両面の観点から行われている。

○電気事業についても、独占の弊害や、過当競争による二重投資の弊害を防止し、需要家に対して電気を安定的かつ低廉に供給するため、一般電気事業者に独占的な供給を認めつつ、供給義務と料金規制を課しており、「料金が能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたもの」(電気事業法第19条第2項第1号)であることを求めている。

## 適正な利潤(事業報酬)とは

○事業を継続的に実施するには、かかる費用を適切に回収するのみならず、資金を円滑に調達する必要があり、この資金調達に要するコストが「資本コスト」である。電気事業においては、発電、送電、変電、配電等の設備の形成にあたって巨額の資金を要することになるが、電気事業者は、この資金を調達するための費用を何らかの形で電気料金から回収できなければ、資金調達に支障が生じるため事業を継続することができなくなる。

○企業は、①銀行等からの借り入れや社債の発行による調達(他人資本)、②株式の発行等による調達(自己資本)のいずれかの手段により資金調達を行うが、銀行・社債等の債権者にとっては負債利率、株主にとっては自己資本利益率以上の収益率が見込まれれば、企業は継続的かつ円滑に資金調達を実施することが可能となるため、電気事業法においては、これらの収益率に相当する額を「適正な利潤」(事業報酬)として電気料金による回収を認めている。

○かつては、支払利息、配当金額及び利益準備金を積み上げ、料金原価に算入していたが、各社ごと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、電気事業者における資金調達コスト低減のインセンティブが乏しいことといった点を考慮し、1960年に現在の事業報酬制度を導入した。

○1958年の電気料金制度調査会報告書において、「真実かつ有効な資産の価値に対し公正な報酬が与えられるべき」とされているが、現在の審査要領においても同様の考え方が採用されている(レートベース対象の投資について、「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か否かについて審査すること」と確認的に規定)。

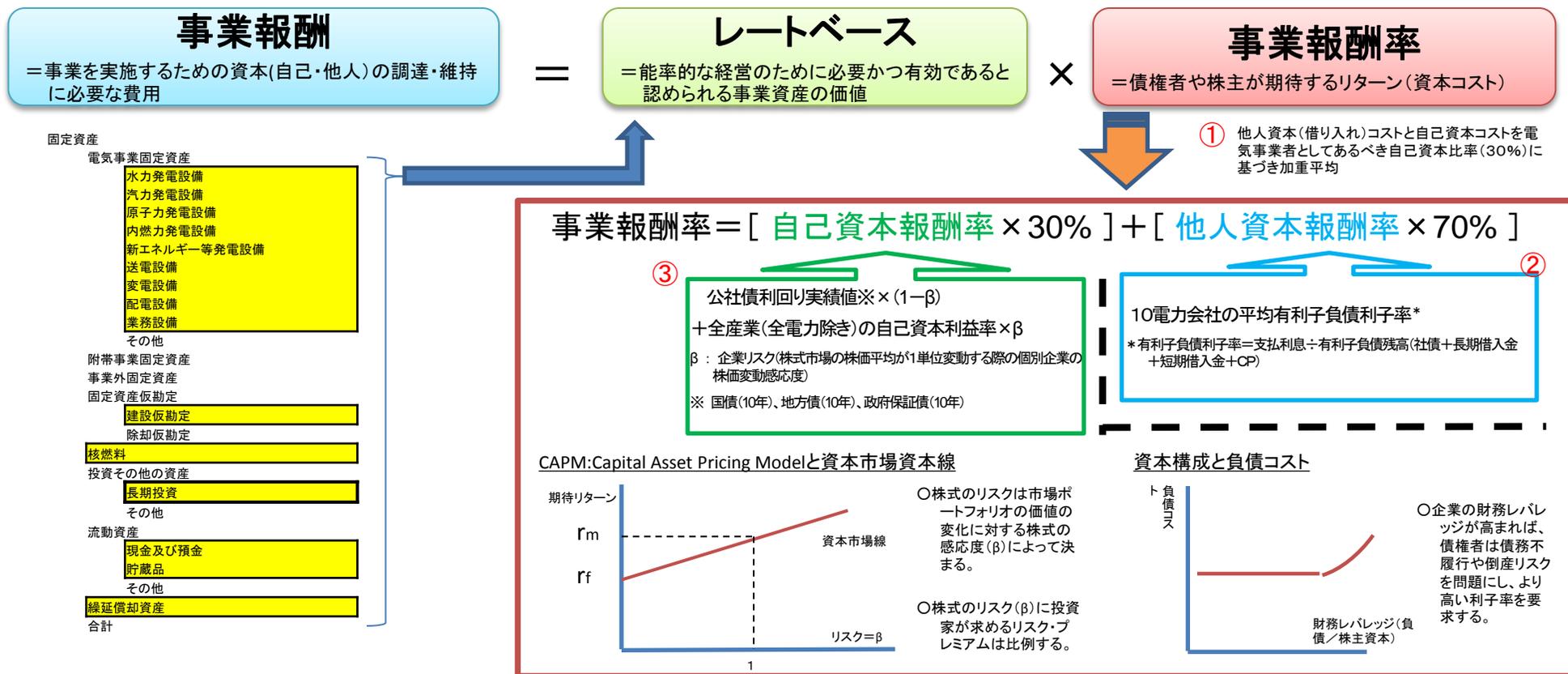
# 1. (5) ② 事業報酬について

(ア) 具体的には、電気事業一般に債権者や株主が期待するリターンを適切に算定する観点から、①他人資本(借り入れ)コストと自己資本コストを電気事業者としてあるべき自己資本比率に基づき加重平均し、②他人資本コストは電気事業者平均の有利子負債利率の実績を、③自己資本コストは株式市場における電気事業のリスク( $\beta$ )を踏まえた利益率を採用することとしているが、具体的な数字については、認可申請のタイミングで適正性について検証することとなる。

※一般電気事業供給約款料金算定規則(省令)においては、①は自己資本報酬率と他人資本報酬率を3:7とすること、②は全電力会社の平均有利子負債利率、③は全産業(全電力除き)の自己資本利益率を上限、公社債利回りの実績値を下限として算定した率とされている。

(イ) この報酬率は電気事業者に共通の方法により設定されるため、各電気事業者においては、これよりも低いコストで資金調達した場合には利益となり、内部留保が可能となるといった効率化インセンティブがある。

(ウ) また、自己資本報酬率を低く設定することは、株主の期待リターンを低下させることになり、株式の発行が困難となるが、社債や融資等負債の比率が高まる(財務レバレッジが高まる)と、自己資本比率の低下によりリスクが高まることから、金利が上昇しかねない。



# (参考) 事業報酬算定方法の比較

平成23年12月20日第3回電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議資料より抜粋

	事業報酬の算定方法	事業報酬率の算定方法
電気料金	<p>【レートベース方式】 対象事業資産 × 報酬率</p> <p>↓</p> <p>電気事業固定資産(除貸付設備等) + 建設中の資産(建設仮勘定(除建設中利子等) × 1/2) + 核燃料資産 + 特定投資 + 運転資本(営業資本(除減価償却費等) × 1.5月分 + 貯蔵品等 × 1.5月分) + 繰延償却資産</p>	<p>自己資本報酬率 × 30% + 他人資本報酬率 × 70%</p> <p>↓</p> <p>平均実績有利子負債利率</p> <p>各年度ごとの自己資本利益率(全産業ROE(除電力): 上限)と公社債利回り実績値(下限)を基にβ値を用いて算定した値の平均値</p>
ガス料金	<p>【レートベース方式】 対象事業資産 × 報酬率</p> <p>↓</p> <p>固定資産(含建設中の資産、除休止設備等) + 運転資本(営業費等(除減価償却費等) × 1.5月分 + 製品、原材料及び貯蔵品) + 繰延資産</p>	<p>自己資本報酬率 × 35% + 他人資本報酬率 × 65%</p> <p>↓</p> <p>平均実績有利子負債利率</p> <p>各年度ごとの自己資本利益率(全産業ROE(除ガス): 上限)と公社債利回り実績値(下限)を基にβ値を用いて算定した値の平均値</p>
鉄道料金 (JR、大手民鉄、地下鉄)	<p>【レートベース方式】 対象事業資産 × 報酬率 - A</p> <p>↓</p> <p>期首・期末平均固定資産 + 同平均建設仮勘定 + 営業費(除減価償却費・諸税)の4%相当額 + 貯蔵品 + 繰延資産(除社債発行差金) + 鉄軌道事業部門関係事業資産 ± 預り保証金・差入れ保証金・特定都市鉄道整備積立金充当額</p> <p>A → 前回改定時の平年度3年間の設備投資未達成額相当報酬額</p>	<p>自己資本報酬率 × 30% + 他人資本報酬率 × 70%</p> <p>↓</p> <p>債務実績利率(法定債務を除く)のグループ別平均の過去5年平均</p> <p>公社債応募者利回り、全産業平均ROE、配当所要率(11%)の3指標の単純平均の過去5年平均</p> <p>※ROEが公社債応募者利回りを下回る場合には公社債応募者利回りによる</p>
水道料金	<p>【積み上げ方式(一部レートベース方式)】 資本費用 = 支払利息 + 資産維持費</p> <p>【支払利息】 企業債の利息、取扱諸費及び発行差金償却費並びに一時借入金の利息の合計額</p> <p>【資産維持額】 対象資産 × 資産維持率</p> <p>↓</p> <p>償却資産額(固定資産 - 土地 - 建設仮勘定)の料金算定期間期首及び期末の平均残高</p>	<p>資産維持率は、今後の更新・再構築を円滑に推進し、永続的な給水サービスの提供を確保できる水準として、3%を標準とし、各水道事業者の創設時期や施設の更新状況を勘案して決定するものとする。</p>

(参考)

電話料金(※)	<p>【レートベース方式(※)】 対象事業資産 × 報酬率</p> <p>↓</p> <p>正味固定資産 + 貯蔵品 + 投資等 + 運転資本</p> <p>【正味固定資産】 直近の期首・期末平均正味固定資産実績(項目別)をもとに次期×値(基準料金指数設定のために用いる生産性向上見込率)適用期間(3年間)における正味固定資産額を推計</p>	<p>報酬率 = 上限値(【1】+【2】)と下限値(【1】のみ)の中間値</p> <p>【1】 他人資本比率 × 有利子負債比率 × 有利子負債利率</p> <p>【2】 自己資本比率 × 自己資本利益率 + 他人資本比率 × 有利子負債以外の負債比率 × 国債利回り</p> <p>○自己資本利益率の算定にあたっては、①主要企業の平均自己資本利益率又は②資本資産評価モデル(CAPM)の手法に基づいて算出された期待自己資本利益率のいずれか低い方を採用。</p> <p>○有利子負債利率についてはNTT東西の社債及び借入金に係る過去5年間に於ける平均利率、国債利回りについては過去5年間の平均利率を用いる。</p>
---------	---	---

※料金が総括原価(事業費用+事業報酬)に適合するかという点について審査を行うものではなく、一定の料金水準(基準料金指数)を下回るものであれば、個々の料金は届出で設定可能(上限価格方式による規制を実施)。

(出典: 一般電気事業供給約款料金算定規則、一般ガス事業供給約款料金算定規則、JR旅客会社、大手民鉄及び地下鉄事業者の収入原価算定要領、水道料金算定要領、プライスカップの運用に関する研究会報告書(2009年4月)等)

# 1. (6) レートベースの概要①

(ア) 事業報酬は設備投資等の資金を調達するために要するコストであり、銀行等からの借入金や社債に対する支払利息や発行株式に対する配当を賄うもの。具体的には、真実かつ有効な電気事業資産(レートベース)に適正な報酬率を乗じるというレートベース方式で算定される。

(イ) レートベースとは、特定固定資産・建設中の資産・核燃料資産・特定投資・運転資本及び繰延償却資産の合計額をいう。

## 一般電気事業供給約款料金算定規則

(レートベースの算定)

第四条

3 次の各号に掲げるレートベースの額は、別表第一第二表により分類し、それぞれ当該各号に掲げる方法により算定した額とする。

- 一 特定固定資産 電気事業固定資産(附帯事業に係る共用固定資産、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
- 二 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100分の50を乗じて得た額
- 三 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
- 四 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
- 五 運転資本 営業資本(減価償却費、公租公課等を除いた費目に12分の1.5を乗じて得た額)及び貯蔵品(火力燃料貯蔵品等の年間払出額に、原則として12分の1.5を乗じて得た額)を基に算定した額
- 六 繰延償却資産 繰延資産(株式交付費、社債発行費及び開発費に限る。)の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

第十四条の三

2 追加事業報酬の額は、第四項の規定により算定される連系設備特別報酬額から第五項の規定により事業者が定める還元額及び第六項の規定により算定される内部留保相当額控除額の合計を控除して得た額とする。

3 事業者は、連系設備特別報酬対象額(レートベースのうち会社間連系線(常時電氣的に接続されているものに限る。)に係る設備(会社間の連系に用いることを目的として設置される設備であって、会社間の連系に用いる送電容量に相当する部分に限る。以下「連系設備」という。)及び連系設備の設置に伴い設置される設備(以下「関連周辺設備」という。))の原価算定期間における平均帳簿価額を基に算定した額(建設中のものについては、その建設仮勘定の原価算定期間における平均帳簿価額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)の合計額をいう。以下同じ。)を算定し、様式第六の四第二表により連系設備特別法報酬対象額明細表を作成しなければならない。

4 連系設備特別報酬額は、前項の規定により算定された連系設備特別報酬対象額に第四条第四項の規定により算定された報酬率を乗じて得た額に百分の五十を乗じて得た額とする。

5・6(略)

# 1. (6) レートベースの概要②

- 建設中の資産：建設中の資産は、電力会社が供給責任を全うするために、常に多額の投資額を稼働前の状態で、建設仮勘定として保有している実態に基づき、その1/2をレートベースに算入。なお、ガス事業は建設仮勘定の全額をレートベースとしている。
- 核燃料資産：核燃料資産については、ウラン精鉱から転換、濃縮、成型加工の加工段階を経て、初めて燃料体として利用価値が与えられ原子炉に装荷される。その後、燃料要素が減損し次第に濃縮度を失い、使用済燃料として原子炉から取り出される。また、使用済燃料を再処理することによって、減損ウランやプルトニウムが回収され、成型加工等の段階を経て、再度、燃料体となる。そのため、投資から回収までに長期間にわたることから、設備投資の資金調達に要するコストを事業報酬額として原価に算入している。
- 運転資本：営業費の1.5ヶ月分及び燃料その他の貯蔵品の年間払出額の1.5ヶ月分については、投下された資本が料金収入となって回収され、再投資されるまでには、電気の利用者に電気を供給してから検針調定を経て、料金を収納するまでの期間を必要とし、この期間中、この投下資本は、いわば経営の土台となって眠っている状態にあり、それだけ資金が追加で必要となるため、当該資金の調達に要するコストを事業報酬額として原価に算入している。

# 1. (7) レートベースの内訳

(億円)

		今回申請 (H26-28)	前 回 (H20)	差 引	備 考
特定固定資産		34,109	36,744	▲ 2,635	償却進行等による減少
建設中資産		1,043	934	109	浜岡原子力発電所安全性向上対策等による増加
核燃料資産		2,450	2,613	▲ 162	日本原燃への前払金残高減等による減少
特定投資		719	192	527	日本原燃の増資の引受けおよび特定投資案件の増等による増加
運転資本	営業資本	2,458	1,960	499	燃料費増等による増加
	貯蔵品	1,594	958	636	燃料費増等による増加
	計	4,052	2,917	1,135	
繰延償却資産		-	-	-	
小 計		42,372	43,400	▲ 1,027	
原価変動調整積立 金・別途積立金※		▲ 3,163	▲ 2,960	▲ 203	レートベース控除額の増(剰余金残高相当額)による減少
合 計		39,209	40,440	▲ 1,230	

※: 今回申請＝別途積立金および繰越利益剰余金の合計額から繰延税金資産を控除した値

前回申請＝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

# 1. (8) 特定固定資産及び建設中の資産の内訳

## 特定固定資産

(億円)

	今回申請 (H26-28)	前 回 (H20)	差 引	備 考
水力発電設備	3,287	3,027	260	徳山水力発電所運開等による増加
火力発電設備	6,549	6,472	76	上越火力発電所運開等による増加
原子力発電設備	2,747	3,057	▲ 310	償却進行等による減少
新エネルギー等発電設備	101	-	101	設備区分の新設(メガソーラーしみず運開等)による増加
送電設備	7,850	10,219	▲ 2,369	償却進行等による減少
変電設備	4,262	4,351	▲ 89	償却進行等による減少
配電設備	8,172	8,354	▲ 183	償却進行等による減少
業務設備	1,141	1,264	▲ 122	保養所、社宅等のレートベース控除(自主カット)等による減少
合計(レートベース)	34,109	36,744	▲ 2,635	

## 建設中の資産

(億円)

	今回申請 (H26-28)	前 回 (H20)	差 引	備 考
水力発電設備	69	31	37	徳山水力発電所の電源開発等による増加
火力発電設備	393	564	▲ 171	上越火力発電所運開(建仮の減少)等による減少
原子力発電設備	233	54	179	浜岡原子力発電所安全性向上対策等による増加
新エネルギー等発電設備	8	-	8	設備区分の新設(メガソーラーしみずの電源開発等)による増加
送電設備	157	183	▲ 25	基幹送電線の増強工事減等による減少
変電設備	89	73	16	高経年化対応等による増加
配電設備	66	25	41	高経年化対応等による増加
業務設備	28	4	24	高経年化対応等による増加
合計(レートベース)	1,043	934	109	

# 1. (9) 資本費の原価不算入項目

(億円)

区分	項目	減価 償却費	事業報酬		資本費 計	備考
				レート ベース		
特定 固定資産	送電線異電圧・空回線・空管路	6	3	86	8	
	停廃止発電所	0	0	4	1	
	社宅の空き室分	1	1	27	2	
	予備品・予備設備	4	1	24	5	
	その他(書画骨董・PR施設等※)	4	2	78	6	
建設中の資産		-	0	14	0	
合計		16	7	235	23	

※書画骨董、販売促進に係るPR施設と資産、厚生施設、スポーツ・体育施設(防災拠点を除く)、地域共生施設

# 1. (10) 核燃料資産の内訳

- (ア)「核燃料資産」は、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つから構成される。
- (イ) 前回改定(20年度)と比較すると、発電所保管燃料の増加等により、「装荷以前の核燃料資産」が312億円増加。再処理関係の核燃料資産は、日本原燃への前払金の取崩により474億円減少。)

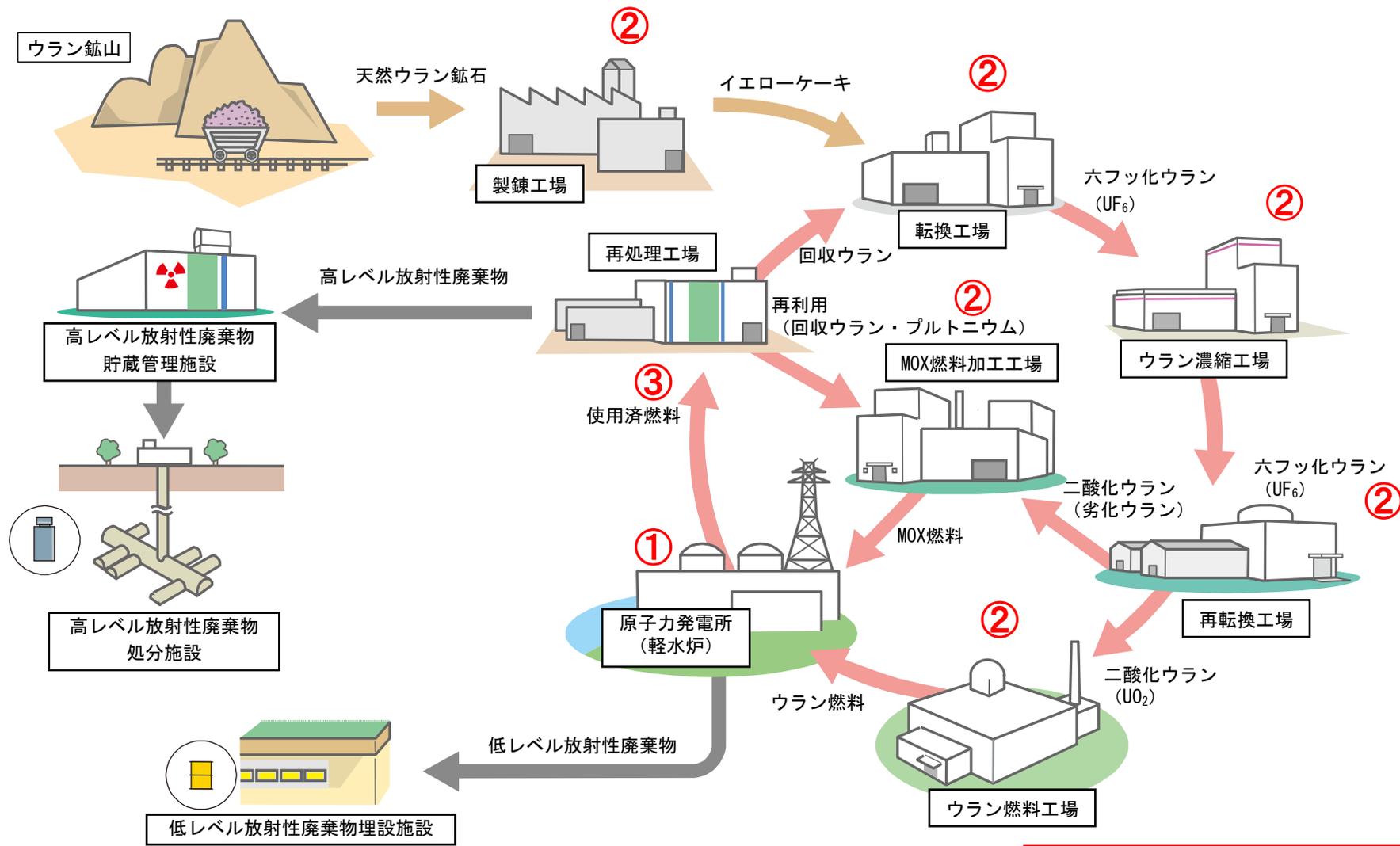
## 《核燃料資産 内訳表》

(単位: 億円)

	今回申請 (H26-28)	前回 (H20)	差 引
装荷以前の核燃料資産	2,084	1,772	312
装荷核燃料	394	449	▲ 55
加工中等核燃料	1,690	1,323	366
再処理関係の核燃料資産	366	840	▲ 474
プルトニウム(みなし取得分)等	0	1	▲ 1
日本原燃への前払金	366	839	▲ 473
レートベース合計	2,450	2,613	▲ 162

(注) 数値は全て平均帳簿価額。端数未満四捨五入のため合計が合わないことがある。

# (参考) 概要(原子燃料サイクル)



(注) MOX (Mixed Oxide Fuel) 燃料 : プルトニウムとウランの混合燃料

(出典) 電気事業連合会HP

- ①: 装荷核燃料、完成核燃料
- ②: 加工中核燃料
- ③: 再処理核燃料

# 1. (11) 特定投資の内訳

(億円)

	今回申請 (H26-28)	前 回 (H20)	差 引	備 考
石炭資源開発	7	7	-	
日本原燃	603	185	418	増資
日本原子力研究開発機構	18	-	18	新規
原子力損害賠償支援機構	6	-	6	新規
ウラン鉱山プロジェクト	85	-	85	新規
新華南石油開発	-	0	▲ 0	投資先清算(H23年5月)
合 計 ①	719	192	527	
事業報酬率 ②	2.9%	3.2%	▲ 0.3%	
事業報酬 ③=①×②	21	6	15	

# 1. (12) 原価変動調整積立金・別途積立金

(平成20年改定(値下げ届出)時のレートベース控除額)

		原価変動調整積立金	別途積立金	計
中部電力	平成20年度末残高	2,730億円	4,980億円	7,710億円
	うちレートベース控除額	2,730億円	230億円	2,960億円

(平成25年度末の積立金等予想)

	原価変動調整積立金	別途積立金	その他 (繰越利益剰余金)	計
中部電力	—	4,430億円	1,241億円	5,671億円

繰延税金資産残高
2,508億円

○原価変動調整積立金・別途積立金の概要(「制度措置検討小委員会〔H16.4〕資料より」)

	積立経緯	取崩しの考え方
別途積立金	<ul style="list-style-type: none"> <li>円高による為替差益が大量に発生した時期に、発生した利益について区分経理した方がよいとの世論に鑑み、昭和52年度に通産省からの要請を踏まえ、電力各社の自主的な判断、株主総会の決議を経て創設。</li> <li>現在では、主として企業の効率化努力の成果や税効果会計導入による積立分等を積み立てて、自己資本の充実に充てている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>両積立金とも、商法上の任意積立金であるため、燃料費等の原価が高騰し、10%配当等を前提とした期間収支が不足する場合などに、株主総会の決議を経て取り崩す。</li> <li>両積立金とも、自己資本の一部を成す留保利益であり、設備投資の資金調達を賄う無利子の自己資金として活用。なお、両積立金の取り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。</li> </ul>
原価変動調整積立金	<ul style="list-style-type: none"> <li>昭和59年4月に通産大臣から電力業界に対し、石油価格の値下がり等によって発生した余剰利益はこれを明確な形で積み立てて、料金の長期安定化に活用して欲しいと要請。電力各社はこの要請の趣旨を踏まえ、自主的な判断、株主総会の決議を経て創設。</li> </ul>	

○積立金と認可申請の関係(「電気事業分科会 第2次報告〔H21.8〕より」)

法令上の認可要件ではないが、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り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である。

# 1. (13) ① 事業報酬率の算定(自己資本比率)

○一般電気事業供給約款料金算定規則第4条第4項において、「報酬率は、(中略)算定した自己資本報酬率及び他人資本報酬率を30対70で加重平均した率とする。」とされている。

<参考:平成7年第30回料金制度部会資料より>

○一般電気事業は、公益事業であるが、その担い手が民間企業であることに鑑みれば、自己資本比率を高め、財務体質の強化に努めることが基本的要請であることは認識されるべきであり、事業報酬は、これを可能にするように算定される必要がある。

○一般論としては、資本投下に対するリスクの差を勘案すれば、自己資本報酬率は、他人資本報酬率を上回るため、資金調達先は、株式増資よりも有利子負債によることが資金コストの低減につながる。

○反面、自己資本比率が一定以下になった場合、信用力の低下による借入金利の上昇を招きかねず、経営の健全性を損なう恐れがある。したがって、適正な自己資本比率は、10社の実績平均値ではなく、一般電気事業の特性に応じた適正な自己資本比率を算定することが必要となる。現行の報酬率の算定根拠として自己資本比率が50%と定められているのも、かかる趣旨によるものであるが、今回の見直しに当たっては、類似の公益事業の自己資本比率を参考として、適正な自己資本比率を30%とする。

<適正な自己資本比率について>

	平成5年度 ＜平成7年第30回料金制度部会時＞	平成22年度 ＜平成23年電気料金有識者会議(第3回)＞	平成24年度 ＜現在＞
類似の公益事業の平均固定比率	約360% (ガス3社、通信1社、航空3社、JR1社及び民鉄15社の計23社)	約285% (ガス3社、通信1社、航空1社、JR3社及び民鉄16社の計24社)	約269% (ガス3社、通信1社、航空1社、JR3社及び民鉄16社の計24社)
一般電気事業者の平均固定資産比率	約96%	約89%	約87%
適正な自己資本比率	約27%	約31%	約32%

注: 固定資産比率=固定資産/総資産 固定比率=固定資産/純資産 適正な自己資本比率=純資産÷総資産=固定資産比率÷固定比率

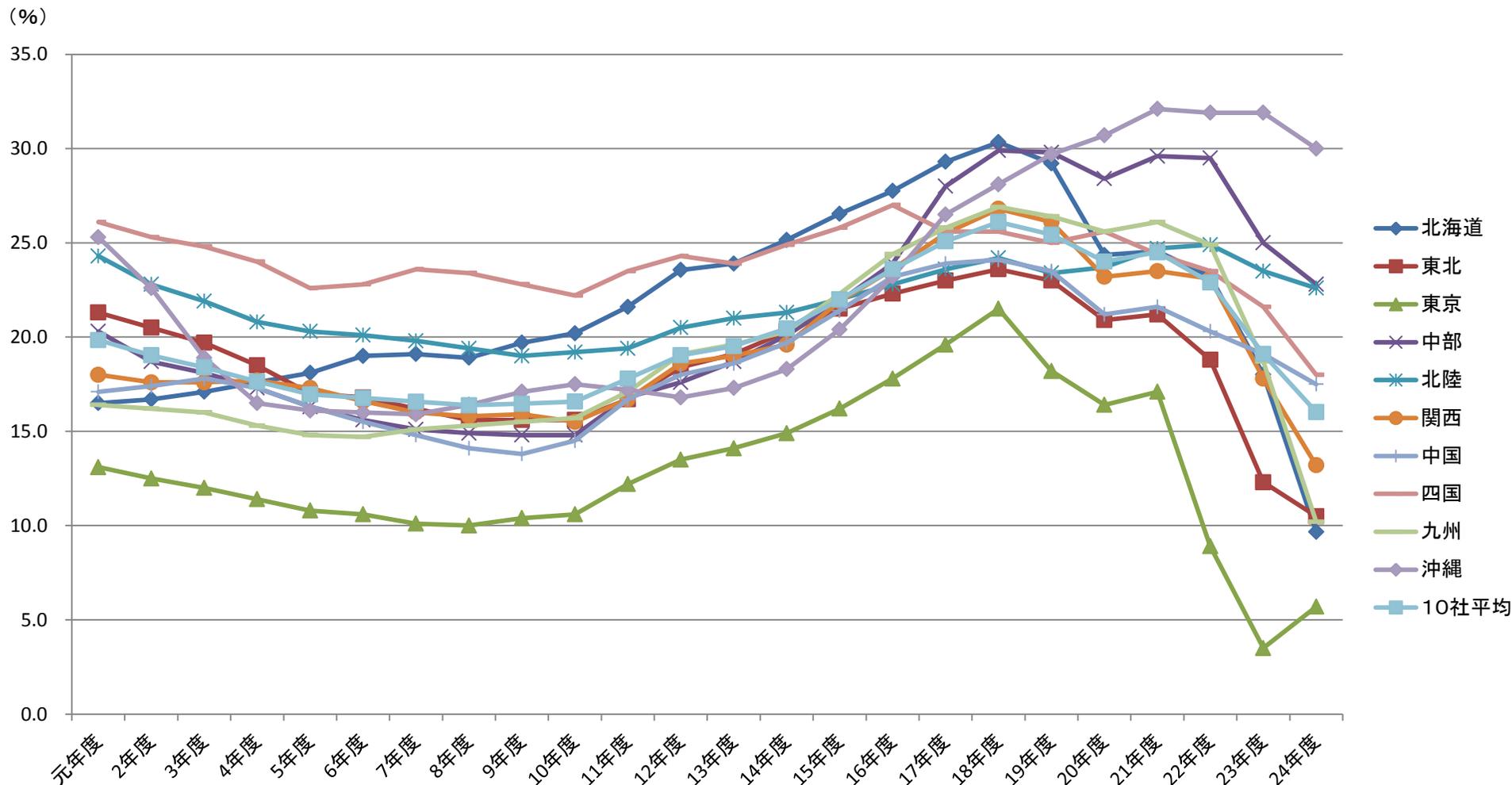
<電力会社の自己資本比率>

(単位:%)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10社単純平均
平成22年度	23.2	18.8	8.9	29.5	24.9	23.1	20.3	23.5	24.9	31.9	22.9
平成23年度	18.0	12.3	3.5	25.0	23.5	17.8	19.1	21.6	18.7	31.9	19.1
平成24年度	9.7	10.5	5.7	22.8	22.6	13.2	17.5	18.0	10.2	30.0	16.0

# 1. (13) ② 自己資本比率の推移

○平成7年の電気事業審議会料金制度部会において、一般電気事業の適正な自己資本比率は30%とされているところ。



(有価証券報告書、決算発表資料より作成)

# 1. (13) ③ 電力各社の配当の推移

	21年度		22年度		23年度		24年度		25年度	
	中間	期末	中間	期末	中間	期末	中間	期末	中間	期末予想
北海道	25円	25円	25円	25円	25円	25円	0円	0円	0円	未定
東北	30円	30円	30円	20円	0円	0円	0円	0円	0円	未定
東京	30円	30円	30円	0円	0円	0円	0円	0円	0円	0円
中部	30円	30円	30円	30円	30円	30円	25円	25円	0円	0円
北陸	25円	25円	25円	25円	25円	25円	25円	25円	25円	未定
関西	30円	30円	30円	30円	30円	30円	0円	0円	0円	未定
中国	25円	25円	25円	25円	25円	25円	25円	25円	25円	未定
四国	25円	25円	25円	35円	30円	30円	0円	0円	0円	未定
九州	30円	30円	30円	30円	30円	20円	0円	0円	0円	未定
沖縄	30円	30円								

(有価証券報告書、決算発表資料より作成)

# 1. (13) ④ 事業報酬率の算定(β値)

中部電力の申請は、平成23年9月20日から平成25年9月17日(値上げ検討表明日)までの2年間のβ値(0.96)を採用。

関西電力、九州電力、東北電力、四国電力及び北海道電力の査定時は、震災後から査定方針案の取りまとめ日までのβ値(関西・九州:0.91、東北・四国・北海道:0.94)を採用。

東京電力の査定時は、震災後から申請日前日までのβ値(0.82)を採用。

電力会社名	東京電力		関西電力・九州電力		東北電力・四国電力		北海道電力		中部電力	
	申請日前日(査定)		審査専門委員会取りまとめ日(査定)		審査専門小委員会取りまとめ日(査定)		審査専門小委員会取りまとめ日(査定)		値上げ検討表明日(申請)	
	2011.3.11~2012.5.10平均 (サンプル数 285日)		2011.3.11~2013.3.6平均 (サンプル数 488日)		2011.3.11~2013.7.24平均 (サンプル数 583日)		2011.3.11~2013.7.26平均 (サンプル数 585日)		2011.9.20~2013.9.17平均 (サンプル数 491日)	
	β値	相関係数	β値	相関係数	β値	相関係数	β値	相関係数	β値	相関係数
北海道	0.66	0.43	0.85	0.40	0.87	0.40	0.87	0.40	0.95	0.40
東北	1.42	0.56	1.32	0.48	1.26	0.47	1.25	0.48	1.06	0.41
東京	1.44	0.27	1.31	0.27	1.34	0.29	1.33	0.29	1.09	0.27
中部	0.61	0.35	0.73	0.36	0.75	0.40	0.74	0.40	0.80	0.43
北陸	0.65	0.42	0.76	0.37	0.80	0.41	0.80	0.42	0.87	0.42
関西	0.71	0.39	0.83	0.35	0.86	0.36	0.86	0.36	0.94	0.37
中国	0.62	0.41	0.78	0.41	0.82	0.45	0.82	0.45	0.91	0.48
四国	0.55	0.37	0.79	0.36	0.90	0.41	0.91	0.41	1.05	0.44
九州	0.74	0.44	0.86	0.38	0.88	0.38	0.88	0.38	0.93	0.38
9社平均 (沖縄除く)	0.82	0.41	0.91	0.37	0.94	0.40	0.94	0.40	0.96	0.40
事業報酬率	2.9%		2.9%		2.9%		2.9%		2.9%	

(資源エネルギー庁作成 出典:Yahoo!Japanファイナンス)

●このβ値は、東証株価指数(TOPIX)や日経平均株価などの株価指数の値動きに対して各社の株価がどれくらいの相関で動いているかを示す指数のこと。(市場全体の株式が1%上昇する場合の当該株式の平均上昇率(感応度))

# 1. (13) ⑤ β値に関する金融アナリストの見方

- β値の採録期間は、震災直後を入れるのは違和感がある。
- 採録期間は2年採れば十分ではないか。ほとんど変わらないと思う。
- その時々によって、状況が違うので、一概には言えないが、採録期間は長ければ長いほど良いと思う。ただし震災直後は排除した方が良い。「過去2年」と「過去5年」、「震災以降今まで」の中だと、震災後の電力業界の情勢変化を反映した上で、一番長く採れる震災以降直近までが良いのではないかと。ただし、震災直後のパニック要素を排除したいということであれば、2年間とするのも、フェアな見方になる。
- 株式市場は震災前と震災後で別物になった。かつては通信やJRと同じように利回り銘柄とされ、安定銘柄と見なされていたが、今トレードしている人は短期の人が多し。β値については、母体数が多くないといけないのは確かだが、実態に合っているかが問題である。震災前は別にすべき。あえて震災直後を抜く必要はないと思う。
- そもそも過去のβ値をとってもしょろがないが、将来βをとるためにやむなくとっているということが大前提。地震前まで採るとやり過ぎである。そういう意味では過去2年間として、スライドしていくイメージが良いが、長く採るといふ方向とは反対になる。
- 電力システム改革により普通の会社を目指すのであれば、β値は1だ。決めてしまえば良い。

## ヒアリング実施先

大和証券株式会社 阿部聖史氏  
みずほ証券株式会社 新家法昌氏  
外 金融関係者 1名

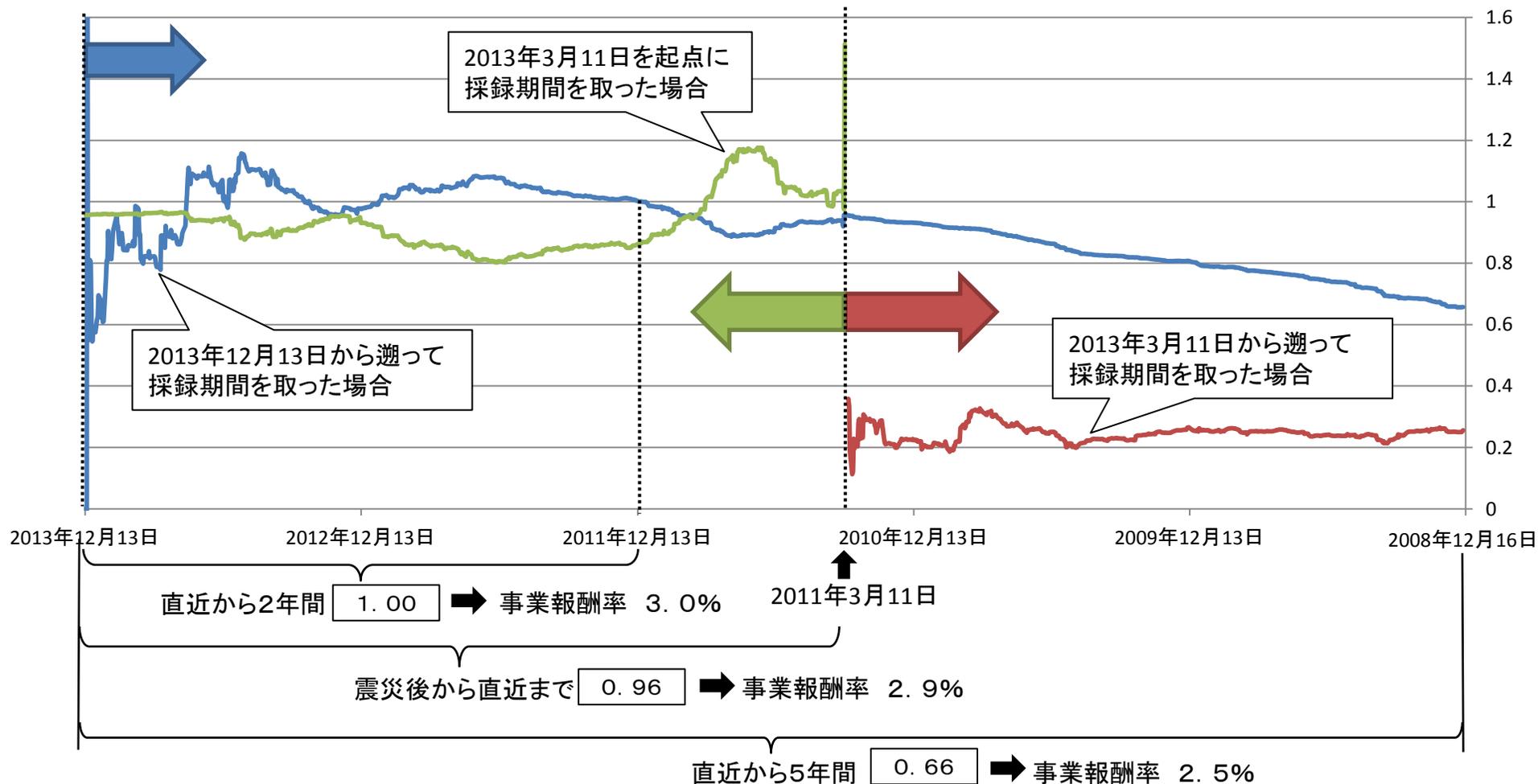
アール・ビー・エス証券会社 福永顕人氏  
モルガン・スタンレーMUFG証券株式会社 又吉由香氏

# 1. (13) ⑥ 採録期間とβ値の関係

○震災前と震災後で、電力会社のβ値は大きく変化。

○震災前を採録期間に入れると、震災前と震災後の期間の比率に応じて、事業報酬率は低下する。

## 採録期間とβ値の関係(～2013年12月13日)



## (参考)第5回電気料金審査専門小委員会での議論(抜粋)

- $\beta$ 値の採録期間は、そもそも東京電力の査定時に、採録期間を2年とする意見と5年とする意見があったが、5年とすると震災前の期間の方が長くなってしまうため、震災後から2年程度とした。今なら5年で採録しても震災後の方が過半となるため、5年とするのもひとつの考え方ではないか。査定を行う時々で振れがでてくるのが嫌なら「5年」、振れが出てもしよければ「2年」とすれば良い。
  - 採録期間はできる限り長く採った方が良いと言ってきた。5年というのも良い。ただ、震災の影響が大きかったので、そこまで踏み切れない。「なるべく長く」の中で考えていくのではないか。
  - 採録期間は期間を定めずなるべく長く採るようにした方が良いと思う。後になればなるほど長く採れるので、震災後から採るのが良いのではないか。
  - 震災直後から採ることに反対。震災の影響が大きいのは確かであるが、変化は震災以降もこれほど大きくなくてもあったし、これからもあるだろう。それなのに、震災以降とすると恣意的に見える。
  - 震災の影響は大きかったが、震災で直接被害を被っていない会社は、別のマーケットの影響があったと思う。原発の停止、再稼働なども同じ影響だと思う。東電だけならともかく、電力会社全体であれば、震災後の期間の方が長くなったので、5年を採っても良いのではないか。
  - 2年と採るか、5年と採るかは、ボラティリティを気にするかの問題である。
  - 今までの社会情勢を見ようというときには、平均化されてピークもギャップも消えるので、長くした方が良いと思う。
  - そもそも、自己資本報酬率とは、投資家がどのくらいのリターンを求めると示すものであり、 $\beta$ 値の採録期間の問題は、その期間を長期と短期どちらで見るかという問題である。アナリストは足元で見てリスクが高いと言っていたが、投資家の基本は長く見る。短期で見ると判断が揺らいでしまうので、5年の方が良いと思う。
  - 2年にするにしても、5年にするにしても、安易に変えないことが重要。
  - 2年か5年と言うだけでなく、3年とかもあっても良いのではないか。
  - 2年、5年は、アナリストが言っただけ。ただ、3年は、事業報酬率が一番大きくなる、そういう恣意的なことはしてはいけないと思う。
- ⇒議論をまとめると、採録期間は長い方が良く、期間については5年を発射台とする意見が優勢と思われる。その場合、過去の料金審査と方法が変わるため、過去との整合性を説明できるか、今後考える必要がある。

# 1. (14) 固定資産除却費の概要

固定資産除却費は、電気事業固定資産の除却に伴い生ずる費用であり、固定資産除却損(帳簿価額と庫入価額との差)、除却費用(工事費)が含まれる。

## 一般電気事業供給約款料金算定規則

(固定資産除却費の算定)

第三条

2 三 実績値及び供給計画等を基に算定した額

(億円)

	今回申請 (H26-28)		前 回 (H20)		差 引		備 考
		除却損 (再掲)		除却損 (再掲)		除却損 (再掲)	
水 力	20	12	11	6	10	6	高経年化対応等による増加
火 力	44	27	57	28	▲ 13	▲ 1	除却工事減等による減少
原子力	35	19	14	5	21	14	浜岡原子力発電所安全性向上対策等による増加
新エネ	0	0	-	-	0	0	
送 電	32	11	51	28	▲ 19	▲ 17	除却工事減等による減少
変 電	64	38	29	18	35	19	高経年化対応等による増加
配 電	64	8	50	8	14	▲ 0	高経年化対応等による増加
業 務	25	16	38	27	▲ 13	▲ 11	除却工事減等による減少
合 計	284	131	250	121	34	11	

# 1. (15) 一般電気事業供給約款料金審査要領(抜粋)①

## <減価償却費・固定資産除却費>

設備関係費(減価償却費、固定資産除却費)については、経営効率化を評価するに当たっては、事業者一律の基準を設けることなく、個別に査定を行う。設備の調達等に当たり、複数の調達先があるものについては、入札等を行うことを原則とし、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものについては、例えば、一定の基準等で原価を査定する。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。また、固定資産除却費のうち、除却損については、除却物品の帳簿原価等から当該除却物品の適正な売却価額の見積額を控除することを前提に原価への算入を認める。個別査定を行うことに伴い、第5節に定める比較査定の対象から外す。

## <低稼働率の設備に係る営業費>

電力会社間の同種の設備と比較して、著しく低い稼働率となっている設備に係る減価償却費等の営業費については、正当な理由がある場合を除き原価算入を認めない。

# 1. (15) 一般電気事業供給約款料金審査要領(抜粋)②

## <事業報酬>

算定規則第4条に基づいて申請事業者が算定した事業報酬については、第1節の基本的考え方を踏まえ、以下の観点から、適正性の審査を行うこととする。

### 1. レートベース

算定規則第4条第3項のそれぞれの項目の適正性を審査するものとする。具体的には、各項目の額が営業費の算定との関係において整合的であるか否か、特定投資において「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」るか否か等につき審査するものとする。また、特定投資に計上した投資が配当を得られるものである場合には、その配当を原価から適切に控除しているかを確認するものとする。

供給設備については、デマンド・レスポンス(需給調整契約を含む)等を踏まえた需要見通しを前提にした設備に限定し、長期停止発電設備については、原価算定期間内に緊急時の即時対応性を有すること及び改良工事中などの将来の稼働の確実性等を踏まえてレートベースに算入する。

なお、電力会社間の同種の設備と比較して、正当な理由なく著しく低い稼働率となっている設備については、レートベースから除外する。

### (参考1)一般電気事業供給約款料金算定規則(抜粋)

第四条 3 次の各号に掲げるレートベースの額は、別表第一第二表により分類し、それぞれ当該各号に掲げる方法により算定した額とする。

- 一 特定固定資産
- 二 建設中の資産
- 三 核燃料資産
- 四 特定投資
- 五 運転資本
- 六 繰延償却資産

### (参考2)電気料金制度・運用の見直しに関する有識者会議報告書(抜粋)

長期停止発電設備については、原価算定期間に立ち上げが可能であるなど緊急時の即時対応性、改良工事中などの将来の稼働の確実性等を踏まえて、レートベースに算入することが適当である。

なお、電力会社間の同種の設備と比較して、正当な理由なく著しく低い稼働率となっている設備については、レートベースから除外することが適当である。その際、当該設備に係る減価償却費等の営業費用についても基本的に原価算入は認められないと考えられる。(37頁)

# 1. (15) 一般電気事業供給約款料金審査要領(抜粋)③

## 2. 報酬率

算定規則第4条第4項により算定されているか否かにつき審査するものとする。

### (1) 自己資本報酬率

公に適正と認められ広く公表・認知されている「自己資本利益率」及び「国債、地方債等公社債の利回り」につき、その率が事業者の経営状況を判断するに適切な期間の平均値を用いるものとする。

自己資本報酬率の設定に当たっては、東日本大震災後の状況を勘案しつつ、過大な利益が生じないようにする一方で、資金調達に支障が生じないよう、公正報酬といった観点から、適正な事業経営リスクを見極めた上で設定する。

すべての一般電気事業を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する率(以下「全産業自己資本利益率」という。)を上限とし、国債、地方債等公社債の利回りの実績率(以下「公社債利回り実績率」という。)を下限として以下の算式により各年度ごとに算定した値の一般電気事業の経営状況を判断するに適切な期間の平均(全産業自己資本利益率が公社債利回り実績率を下回る場合には公社債利回り実績率)。

自己資本報酬率 =  $(1 - \beta) \times \text{公社債利回り実績率} + \beta \times \text{全産業自己資本利益率}$

$\beta$ 値: 一般電気事業の事業経営リスク、市場全体の株式価格が1%上昇するときの一般電気事業の株式の平均上昇率

$\beta$ 値 = 一般電気事業の収益率と株式市場の収益率との共分散 / 株式市場の収益率の分散

### (2) 他人資本報酬率

当面は直近1年間の有価証券報告書上公表されている各事業者の有利子負債利率を用いるものとする。

(参考) 一般電気事業供給約款料金算定規則(抜粋)

第四条 4 報酬率は、次の各号に掲げる方法により算定した自己資本報酬率及び他人資本報酬率を三十対七十で加重平均した率とする。

一 自己資本報酬率 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を上限とし、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下限として算定した率(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が、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下回る場合には、国債、地方債等公社債の利回りの実績率)を基に算定した率

二 他人資本報酬率 すべての一般電気事業者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

# 1. (16) 設備投資関連費用の審査に係る論点

## <減価償却費・固定資産除却費関係>

- (ア) 中部電力は第三者に外注して、平成24年度の資機材・役務調達の経営効率化実績について分析・評価を受けているが、それが原価にどのように反映されているか。
- (イ) 原価算定期間中に新たに投資される設備等について、どのような効率化努力が行われているか。
- (ウ) 電気事業の運営にとって真に必要不可欠なものに限定されているかどうか。(先行投資、不使用設備、福利厚生施設などが適切に除外されているか。)

## <事業報酬関係>

- (ア) レートベースに含まれるものは、必要かつ有効な資産に限られるが、
  - －先行投資、不使用設備、福利厚生施設などが適切に除外されているか。
  - －原価算定期間中に新たに取得する核燃料資産(加工中等核燃料資産)について、数量及び取得価格は妥当か。
- (イ) 特定投資について、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であるか。
- (ウ)  $\beta$ 値は、株式市場における電気事業のリスク( $\beta$ )の指標であるが、震災後の状況を踏まえ、事業報酬率の算定における $\beta$ 値は、いつまでの期間を採るべきか。

(前提計画(供給計画、工事計画))

## 【東京】

### ○前提計画(供給計画、工事計画)

需要想定に基づく供給予備力及び設備の効率性を勘案し、供給設備の拡充工事や改良工事などの工事計画、点検補修などの修繕計画を策定し、その計画に基づき設備関係の料金原価を算定している。24年度から26年度の設備投資については、緊急電源の設備投資、原子力発電所における防潮堤設置等の津波対策及び耐震対策など3ヶ年平均6987億円が見込まれている。

## 【関西・九州】

### ○前提計画(供給計画、工事計画)

需要想定に基づく供給予備力及び設備の効率性を勘案し、供給設備の拡充工事や改良工事などの工事計画、点検補修などの修繕計画を策定し、その計画に基づき設備関係の料金原価を算定している。25年度から27年度の設備投資については、原子力発電所の更なる安全性向上対策(津波・浸水対策等)などにより、関西電力では3ヶ年平均3699億円、九州電力においては3ヶ年平均2571億円が見込まれている。

なお、九州電力の予備率が需給運用上求められる予備率を上回っていることが確認されたが、原子力発電所の再稼働の見通しが申請時点の仮定に基づくものであることも勘案すれば、直ちに問題であるとは言えないものと考えられる。

## 【東北・四国】

### ○前提計画(供給計画、工事計画)

需要想定に基づく供給予備力及び設備の効率性を勘案し、供給設備の拡充工事や改良工事などの工事計画、点検補修などの修繕計画を策定し、その計画に基づき設備関係の料金原価を算定している。25年度から27年度の設備投資については、原子力発電所の更なる安全性向上対策(津波・浸水対策等)などにより、東北電力では3ヶ年平均2,813億円、四国電力においては3ヶ年平均731億円が見込まれている。

なお、四国電力の供給予備率が需給運用上求められる供給予備率を上回っていることが確認されたが、原子力発電所の再稼働の見通しが申請時点の仮定に基づくものであることから、安定供給の責任を担う電力会社

として高めの供給予備率を持っていても、直ちに問題であるとは言えない。むしろ、十分な供給予備力を前提とした場合、他の電力会社等に継続的に販売することは困難であっても、卸電力取引所取引を最大限活用することは可能と考えられることから、販売電力料において、電力システム改革専門委員会で表明した自主的取り組みの内容を踏まえた料金原価の低減努力が織り込まれているかを確認すべきである(3. 購入・販売電力料を参照)。

#### 【北海道】

##### ○前提計画(供給計画、工事計画)

需要想定に基づく供給予備力及び設備の効率性を勘案し、供給設備の拡充工事や改良工事などの工事計画、点検補修などの修繕計画を策定し、その計画に基づき設備関係の料金原価を算定している。25年度から27年度の設備投資については、原子力発電所の更なる安全性向上対策(津波・浸水対策等)などにより、3年平均266億円が見込まれている。

なお、北海道電力の供給予備率が需給運用上求められる供給予備率を上回っていることが確認されたが、原子力発電所の再稼働の見通しが申請時点の仮定に基づくものであることから、安定供給の責任を担う電力会社として高めの供給予備率を持っていても、直ちに問題であるとは言えない。むしろ、十分な供給予備力を前提とした場合、他の電力会社等に継続的に販売することは困難であっても、卸電力取引所取引を最大限活用することは可能と考えられることから、販売電力料において、電力システム改革専門委員会で表明した自主的取り組みの内容を踏まえた料金原価の低減努力が織り込まれているかを確認すべきである(3. 購入・販売電力料を参照)。

(レートベース、減価償却費)

#### 【東京】

##### 1. レートベース、減価償却費

###### (1)固定資産関連の特別監査に基づく査定

- 固定資産関連が、電気事業の運営にとって真に必要不可欠なものであるかについて、不使用設備、予備品/予備設備等を中心に行われた特別監査(立入検査)の結果を確認したところ、以下の項目についてはレートベースから除外すべき。

- ・社宅等の空室分
- ・予備品及び予備設備
- ・除却設備等
- ・送電線異電圧
- ・送電線空回線及び空管路
- ・長期計画停止発電所
- ・その他(スポーツ施設、PR施設等)

●上記の考え方にに基づき、カット又は減額査定を行った資産に関わる減価償却費等の営業費用についても、有識者会議報告に従い、原価算入を認めるべきでない。

## (2) 建設中の東通1号機に係る建設仮勘定

- 東通発電所については、現在工事は中断中であり、運転開始時期も未定となっているが、建設工事中の設備等は震災の影響を受けず健全な状態にあることから、今後の稼働の可能性が認められるため、建設仮勘定として建設費の1/2をレートベースに算入することは妥当であると考えられる。なお、原価算定期間中に見積もられる工事費用は、仕掛かり中の設備等に係る保管費用及び設計等の進捗見合いに応じた支払である。
- 一方、当該費用に含まれる寄付金等については、有識者会議報告の趣旨を踏まえ、原価算入を認めるべきではない。

## 【関西・九州】

### 1. レートベース、減価償却費

#### (1) 固定資産関連の特別監査に基づく査定

- 固定資産関連が、電気事業の運営にとって真に必要不可欠なものであるかについて、先行投資、不使用設備、予備品／予備設備、建設中の資産(※)等を中心に行われた特別監査(立入検査)の結果を確認したところ、以下の項目についてはレートベースから除くべきである。

(特定固定資産)

- ・送電線異電圧

- ・送電線空回線及び空管路
- ・発電所・送電設備等における長期間不使用の土地、建物、機械装置
- ・社宅の空室分
- ・予備品及び予備設備
- ・その他(無償貸与設備、スポーツ施設、PR施設等)

(建設中の資産)

- ・交際費、寄付金、団体費

(※)設備の新設や改良のための設備投資額は、電気事業固定資産として竣工するまでの期間、建設仮勘定として整理されるが、「建設中の資産」とは、建設仮勘定の平均帳簿価額(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から50%を乗じた額。なお、建設仮勘定のうち建設準備口(建設工事の実施が確定する前に建設準備のために要した金額)については、特別監査において査定することとしている。

- 上記の考え方にに基づき、査定を行った資産に関わる減価償却費等の営業費用についても、有識者会議報告に従い、原価算入を認めるべきでない。
- 関西電力については、長期計画停止火力発電所(宮津エネルギー研究所及び多奈川第二発電所)が、原価から除外されていることを確認した。
- 建設中の資産については、工事計画の認可などにより実施することが確定した建設工事のために要した金額の2分の1のみがレートベースに算入されていることを確認した。
- また、レートベースの前提である設備投資に関し、今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方にに基づき減額すべきであり、その結果を特定固定資産及び建設中の資産並びにこれらに係る減価償却費に反映するべきである。

【東北・四国】

#### 1. レートベース、減価償却費

##### (1) 固定資産関連の特別監査に基づく査定

- ・固定資産関連が、電気事業の運営にとって真に必要不可欠なものであるかについて、先行投資、不使用設備、予備品／予備設備、建設中の資産(※)等を中心に行われた特別監査(立入検査)の結果を確認したところ、以下の項目についてはレートベースから除くべきである。

(特定固定資産)

- ・送電線異電圧
- ・送電線空回線及び空管路
- ・発電所・送電設備等における長期間不使用の土地、建物、機械装置
- ・社宅の空室分
- ・予備品及び予備設備
- ・その他(無償貸与設備、スポーツ施設、PR施設等)

(建設中の資産)

- ・交際費

(※)設備の新設や改良のための設備投資額は、電気事業固定資産として竣工するまでの期間、建設仮勘定として整理されるが、「建設中の資産」とは、建設仮勘定の平均帳簿価額(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50%を乗じた額。なお、建設仮勘定のうち建設準備口(建設工事の実施が確定する前に建設準備のために要する金額)については、特別監査において査定することとしている。

- ・ 上記の考え方にに基づき、査定を行った資産に関わる減価償却費等の営業費用についても、有識者会議報告に従い、料金原価への算入を認めるべきでない。
- ・ 汽力発電設備については、電力会社間の同種の設備と比較して、正当な理由なく著しく低い稼働となっている設備がないことを確認した。
- ・ 固定資産(備品)に整理されている書画骨董類については、全て自主カットを行い、料金原価から除かれていることを確認した。
- ・ 四国電力については、長期計画停止火力発電所(阿南火力発電所一号機)が、料金原価から除かれていることを確認した。
- ・ 建設中の資産については、工事計画の認可などにより実施することが確定する建設工事のために要する金額の2分の1のみがレートベースに算入されていることを確認した。

- また、レートベースの前提である設備投資に関し、今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額すべきであり、その結果を特定固定資産及び建設中の資産並びにこれらに係る減価償却費にも反映すべきである。

## 【北海道】

### 1. レートベース、減価償却費

#### (1) 固定資産関連の特別監査に基づく査定

- 固定資産関連が、電気事業の運営にとって真に必要不可欠なものであるかについて、先行投資、不使用設備、予備品／予備設備、建設中の資産(※)等を中心に行われた特別監査(立入検査)の結果を確認したところ、以下の項目についてはレートベースから除くべきである。

#### (特定固定資産)

- ・送電線異電圧
- ・送電線空回線及び空管路
- ・発電所・送電設備等における長期間不使用の土地、建物、機械装置
- ・社宅の空室分
- ・予備品及び予備設備
- ・その他(無償貸与設備、スポーツ施設、PR施設等)

#### (建設中の資産)

- ・交際費、寄付金、団体費

(※)設備の新設や改良のための設備投資額は、電気事業固定資産として竣工するまでの期間、建設仮勘定として整理されるが、「建設中の資産」とは、建設仮勘定の平均帳簿価額(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50%を乗じた額。なお、建設仮勘定のうち建設準備口(建設工事の実施が確定する前に建設準備のために要する金額)については、特別監査において査定することとしている。

- 上記の考え方に基づき、査定を行った資産に関わる減価償却費等の営業費用についても、有識者会議報告に従い、料金原価への算入を認めるべきでない。

## (参考)電気料金審査専門小委員会(東京・関西・九州・東北・四国・北海道)における検討結果⑦

- ・ 汽力発電設備については、電力会社間の同種の設備と比較して、正当な理由なく著しく低い稼働となっている設備がないことを確認した。
- ・ 固定資産(備品)に整理されている書画骨董類については、全て自主カットを行い、料金原価から除かれていることを確認した。
- ・ 建設中の資産については、工事計画の認可などにより実施することが確定する建設工事のために要する金額の2分の1のみがレートベースに算入されていることを確認した。
- ・ また、レートベースの前提である設備投資に関し、今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額すべきであり、その結果を特定固定資産及び建設中の資産並びにこれらに係る減価償却費にも反映すべきである。

(特定投資)

【東京】

(3) 特定投資

- 特定投資については、資源開発、研究開発などエネルギーの安定的確保を図るためのものについて認められており、今回計上されている費用はその趣旨に合致していると認められる。

(単位:億円)

		レートベース(X)			事業報酬(Y) = (X) × 3%		
		今回	前回	差異	今回	前回	差異
火力	石炭資源開発 他	2	12	▲ 10	0	0	▲ 0
	日本原子力研究開発機構	33	33	0	1	1	0
原子力	日本原燃	1,716	411	1,305	51	12	39
	リサイクル燃料貯蔵	48	48	0	1	1	0
	原子力損害賠償支援機構	24	0	24	1	0	1
	ウラン鉱山プロジェクト	431	0	431	13	0	13
合 計		2,254	504	1,750	68	15	53

## 【関西・九州】

## (2) 特定投資

- 特定投資については、資源開発、研究開発などエネルギーの安定的確保を図るためのものについて認められている。今回計上されている費用のうち、関西電力のカナダオイルサンドについては、購入計画等の具体的な活用計画がないことからレートベースから全額除くべきである。
- また、九州電力の燃料調達関係プロジェクトについて、為替レートの一部を実績ベースで算定しているが、前提諸元による為替レートとの差額分については減額すべきである。
- その他の費用については、特定投資の趣旨に合致していると認められる。

## 関西電力

(億円)

	前 回 (H20) A	今回申請額 (H25-27) B	差 引 C=B-A
石炭資源開発	8	7	▲1
日本原燃	270	999	729
日本原子力研究開発機構	23	23	±0
原子力損害賠償支援機構	0	12	12
原子燃料サイクル事業	0	105	105
カナダオイルサンド	0.1	0.1	±0
合 計(レートベース)	301	1,146	846

## 九州電力

(億円)

	前 回 (H20) A	今回申請額 (H25-27) B	差 引 C=B-A
石炭資源開発	5	5	0
日本原燃	140	530	390
日本原子力研究開発機構	12	12	0
原子力損害賠償支援機構	0	7	7
燃料調達関係プロジェクト	0	186	186
合 計(レートベース)	157	739	582

## 【東北・四国】

## (2)特定投資

- 特定投資については、資源開発、研究開発などエネルギーの安定的確保を図るためのものについて認められている。今回計上されている費用のうち、東北電力の燃料調達関係プロジェクトについて、為替レートの一部を実績ベースで算定しているが、前提諸元による為替レートとの差額分について料金原価から減額すべきである。
- その他の費用については、特定投資の趣旨に合致していると認められる。

## 東北電力

(億円)

	前回 (H20) A	今回申請 (H25-27) B	差引 C=B-A
石炭資源開発	5	5	▲0
日本原燃	112	347	234
日本原子力研究開発機構	12	12	—
原子力損害賠償支援機構	—	4	4
燃料調達プロジェクト	—	98	98
合計(レートベース)	129	465	336

## 四国電力

(億円)

	前回 (H20) A	今回申請 (H25-27) B	差引 C=B-A
石炭資源開発	3	3	▲0
日本原燃	77	257	180
日本原子力研究開発機構	7	7	—
原子力損害賠償支援機構	—	3	3
日豪ウラン資源開発	3	—	▲3
合計(レートベース)	91	270	179

## 【北海道】

## (2) 特定投資

- 特定投資については、資源開発、研究開発などエネルギーの安定的確保を図るためのものについて認められている。今回計上されている費用のうち、特定投資先から過去に配当の実績があり、当該配当が今後も見込まれるものについて料金原価から減額すべきである。
- その他の費用については、特定投資の趣旨に合致していると認められる。

(億円)

	前 回 (H20) A	今回申請 (H25-27) B	差 引 C=B-A	備 考
石炭資源開発(株)	3	3	▲0	
新エネルギー・産業技術総合開発機構	0	0	—	
日本原燃(株)	69	220	151	増資
日本原子力研究開発機構	7	7	—	
原子力損害賠償支援機構	—	3	3	新規
合 計 (レートベース)	79	233	154	

(核燃料資産)

【東京】

(4)核燃料資産

①加工中等核燃料資産について

- 24～26年度に新たに取得する核燃料資産(加工中等核燃料資産)については、震災後の原発稼働率・需要減に対応し、引取量の大部分を繰り延べし、至近の調達量を削減して必要最低限を織り込んでいることから妥当である。
- 新燃料導入に係る安全解析業務、成形加工に関する契約等で未締結なものが確認されたが、これらのうち原価算定期間に実施される可能性が低いものについては原価算入を認めるべきではない。

②再処理の前払金について

- 日本原燃(株)に対する再処理の前払金については、日本原燃が行う再処理事業は巨大な設備産業であり、建設に当たっては多額の資金調達を必要とする一方、これらの資金は、再処理料金の支払い開始前の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等と合わせて、原子力発電所を所有する事業者各社が再処理料金の前払いを実施したものである。
- 本前払金は、料金原価に算入される再処理費用を前払いするものであり、費用性資産としての性格を有している。また、本前払金により、日本原燃の金利相当部分が減少し、再処理費用が減額されることとなっている。以上から、本前払金は資産価値を有するため、レートベースに算入することは妥当であると考えられる。

③福島第一原発5, 6号機及び福島第二原発に係る核燃料資産について

- 原価算定期間中に稼働が見込まれない福島第一原発5, 6号機及び福島第二原発に係る核燃料資産については、固定資産と同様、装荷中核燃料資産及び完成核燃料資産(全体で約750億円)について全額レートベースに算入していないことを確認した。

【関西・九州】

(3)核燃料資産

①加工中等核燃料資産について

- ・ 25年度～27年度に新たに取得する核燃料資産(加工中等核燃料資産)については、原子力発電所の稼働状況を踏まえ、新規契約の締結見送り、引取量の減量・繰り延べにより、可能な限り至近の調達量を削減して織り込んでいることを確認した。
- ・ ウラン精鉱の購入価格について、両社とも市況価格が今後上昇すると見込んでいるが、震災以降、ウラン精鉱の価格がほぼ横ばいで推移していることを勘案し、直近実績レベルまで減額すべきである。
- ・ ウラン濃縮代については、日本原燃(株)の最新の工事計画に基づいた算定に補正し、原価に反映すべきである。
- ・ 成型加工に関する契約等で未締結なものが確認されたが、これらのうち、原価算定期間に実施される可能性が低いものについては原価算入を認めるべきではない。

## ②再処理の前払金について

- ・ 日本原燃(株)に対する再処理の前払金については、日本原燃が行う再処理事業は巨大な設備産業であり、建設に当たっては多額の資金調達を必要とする一方、これらの資金は、再処理料金の支払い開始前の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等と併せて、原子力発電所を所有する事業者各社が再処理料金の前払いを実施したものである。
- ・ 本前払金は、料金原価に算入される再処理費用を前払いするものであり、費用性資産としての性格を有している。また、本前払金により、日本原燃の金利相当部分が減少し、再処理費用が減額されることとなっている。以上から、本前払金は資産価値を有するため、レートベースに算入することは妥当であると考えられる。

## 【東北・四国】

### (3)核燃料資産

#### ①加工中等核燃料資産について

- ・ 25年度～27年度に新たに取得する核燃料資産(加工中等核燃料資産)については、原子力発電所の稼働状況を踏まえ、新規契約の締結見送り、引取量の減量・繰り延べにより、可能な限り至近の調達量を削減して織り込んでいることを確認した。

- ・ ウラン精鉱の購入価格について、震災以降、ウラン精鉱の価格がほぼ横ばいで推移していることを勘案して直近実績レベルで織り込んでいることを確認した。
- ・ 成型加工に関する契約等のうち、今後契約を締結するものについて、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき原価から減額すべきである。

## ②再処理の前払金について

- ・ 日本原燃株式会社(以下「日本原燃」という。)に対する再処理の前払金については、日本原燃が行う再処理事業は巨大な設備産業であり、建設に当たっては多額の資金調達を必要とする一方、これらの資金は、再処理料金の支払い開始前の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等と併せて、原子力発電所を所有する事業者各社が再処理料金の前払いを実施したものである。
- ・ 本前払金は、料金原価に算入される再処理費用を前払いするものであり、費用性資産としての性格を有している。また、本前払金により、日本原燃の金利相当部分が減少し、再処理費用が減額されることとなっている。以上から、本前払金は資産価値を有するため、レートベースに算入することは妥当であると考えられる。

## 【北海道】

### (3)核燃料資産

#### ①加工中等核燃料資産について

- ・ 原価算定期間中におけるウラン在庫の保有年数を確認したところ、北海道電力の安定供給を確保するために必要な最低限の在庫保有年数を超えた水準であることが確認されたことから、25年度～27年度に新たに取得する核燃料資産(加工中等核燃料資産)については、原子力発電所の稼働状況やこれまでの調達量(在庫量)を踏まえ、新規契約の締結見送り、引取量の減量・繰り延べなどにより、必要な在庫水準まで調達量を削減すべきである。
- ・ ウラン精鉱の購入価格について、震災以降、ウラン精鉱の価格がほぼ横ばいで推移していることを勘案して直近実績レベルで織り込んでいることを確認した。

- ・ 成型加工に関する契約等のうち、今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき原価から減額すべきである。

## ②再処理の前払金について

- ・ 日本原燃株式会社(以下「日本原燃」という。)に対する再処理の前払金については、日本原燃が行う再処理事業は巨大な設備産業であり、建設に当たっては多額の資金調達を必要とする一方、これらの資金は、再処理料金の支払い開始前の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等と併せて、原子力発電所を所有する事業者各社が再処理料金の前払いを実施したものである。
- ・ 本前払金は、料金原価に算入される再処理費用を前払いするものであり、費用性資産としての性格を有している。また、本前払金により、日本原燃の金利相当部分が減少し、再処理費用が減額されることとなっている。以上から、本前払金は資産価値を有するため、レートベースに算入することは妥当であると考えられる。

(運転資本)

## 【東京】

### (5)運転資本

- 営業資本(減価償却費、公租公課を除いた費目に12分の1.5を乗じて得た額)及び貯蔵品(火力燃料貯蔵品等の年間払出額に、原則として12分の1.5を乗じて得た額)については、算定規則等に基づき算定されており、レートベース算入は妥当である。
- 一方、減価償却費など算定の前提となった個別の原価項目において査定が行われた場合には、これに応じて減額することが適当である。

## 【関西・九州】

### (4)運転資本

- ・ 営業資本(減価償却費、公租公課を除いた費目に12分の1.5を乗じて得た額)及び貯蔵品(火力燃料貯蔵品等の年間払出額に、原則として12分の1.5を乗じて得た額)については、算定規則等に基づき算定されていることを確認した。

- ・ 一方、人件費など算定の前提となった個別の原価項目において減額査定が行われた場合には、これに応じて減額することが適当である。

#### 【東北・四国】

##### (4) 運転資本

- ・ 運転資本のうちの営業資本(減価償却費、公租公課を除いた費目に12分の1.5を乗じて得た額)の算定において、算定規則では「退職給与金のうちの引当金純増額を控除」と規定されているが、退職者数の増加等から引当金純減額が発生し、これを営業資本に加算している。当該加算分については、算定規則に照らして適当ではないと考えられるため、料金原価から減額すべきである。
- ・ その他の営業資本及び貯蔵品(火力燃料貯蔵品等の年間払出額に、原則として12分の1.5を乗じて得た額)については、算定規則等に基づき算定されていることを確認した。
- ・ 一方、人件費など算定の前提となった個別の原価項目において減額査定が行われた場合には、これに応じて料金原価から減額することが適当である。

#### 【北海道】

##### (4) 運転資本

- ・ 運転資本のうちの営業資本(減価償却費、公租公課を除いた費目に12分の1.5を乗じて得た額)の算定において、算定規則では「退職給与金のうちの引当金純増額を控除」と規定されているが、退職者数の増加等から引当金純減額が発生し、これを営業資本に加算している。当該加算分については、算定規則に照らして適当ではないと考えられるため、料金原価から減額すべきである。
- ・ その他の営業資本及び貯蔵品(火力燃料貯蔵品等の年間払出額に、原則として12分の1.5を乗じて得た額)については、算定規則等に基づき算定されていることを確認した。
- ・ 一方、人件費など算定の前提となった個別の原価項目において減額査定が行われた場合には、これに応じて料金原価から減額することが適当である。

(価算定期間中に再稼働を見込まない原子力発電所の取り扱い)

## 【東京】

### (6) 柏崎刈羽原発2号機の取り扱い

- 柏崎刈羽発電所については、東京電力の前提計画(総合特別事業計画)において、「柏崎刈羽原子力発電所については、今後、安全・安心を確保しつつ、地元の御理解をいただくことが大前提ではあるが、今回の申請における3年間の原価算定期間においては、2013年4月から順次再起動がなされるものと仮定して原価を算定することとしている」としている。他方で、東京電力によれば、2号機については原価算定期間内の再起動が見込まれないものの、原価算定期間以降には、それ以外の号機の稼働計画同様に再起動がなされるものと仮定しており、レートベース及び減価償却費を算入することは妥当である。なお、火力発電所におけるピーク対応電源のように季節的に稼働するものや原子力発電所のように長期の定期検査を行うものなど原価算定期間に稼働が見込まれないものがあるが、これらを直ちに原価算入不可とすることは電気事業の実態から見て適当でなく、また、会計上の資産価値と収益の整合性の観点からも適当とは言えない。
- 柏崎のサービスセンターについても、オール電化等販売目的でなく、原子力についての理解を得るためのものに限定していることを確認したため、原価算入を認める。

## 【関西・九州】

### (5) 原価算定期間中に再稼働を見込まない原子力発電所の取り扱い

- ・ 関西電力では、高浜原子力発電所3・4号機については原価算定期間中に再稼働を見込んでいる(平成25年7月稼働想定)が、美浜原子力発電所1～3号機、高浜原子力発電所1・2号機及び大飯原子力発電所1・2号機については、原価算定期間中の再稼働を見込んでいない。
- ・ 九州電力では、川内原子力発電所1・2号機(平成25年7月稼働想定)及び玄海原子力発電所3・4号機(平成25年12月及び平成26年1月稼働想定)については再稼働を見込んでいるが、玄海原子力発電所1・2号機については、原価算定期間中に再稼働を見込んでいない。
- ・ 審査要領上、「長期停止発電設備については、原価算定期間内に緊急時の即時対応性を有すること及び改良工事中などの将来の稼働の確実性等を踏まえてレートベースに算入する。」となっている。

## (参考)電気料金審査専門小委員会(東京・関西・九州・東北・四国・北海道)における検討結果⑰

- ・ 関西電力及び九州電力においては、これらの原子力発電所については、高経年化対策等に加え、更なる安全性向上対策等の実施を計画し、再稼働に向けた準備を進めているところであり、原価算定期間以降には稼働するものと想定していることから、レートベース及び減価償却費を算入することは妥当である。

### 【東北・四国】

#### (5)原価算定期間中に再稼働を見込まない原子力発電所の取り扱い

- ・ 東北電力では、東通原子力発電所1号機(平成27年7月稼働想定)については原価算定期間中に再稼働を見込んでいるが、女川原子力発電所1～3号機については原価算定期間中の再稼働を見込んでいない。
- ・ 四国電力では、伊方原子力発電所3号機(平成25年7月稼働想定)については再稼働を見込んでいるが、伊方原子力発電所1、2号機については原価算定期間中に再稼働を見込んでいない。
- ・ 審査要領上、「長期停止発電設備については、原価算定期間内に緊急時の即時対応性を有すること及び改良工事中などの将来の稼働の確実性等を踏まえてレートベースに算入する。」となっている。
- ・ 東北電力及び四国電力においては、これらの原子力発電所について、高経年化対策等に加え、更なる安全性向上対策等の実施を計画し、再稼働に向けた準備を進めているところであり、原価算定期間以降には稼働するものと想定していることから、レートベース及び減価償却費を算入することは妥当である。

### (実績置き換えによる事業報酬及び減価償却費の減額)

### 【東京】

#### (7)23年度実績置き換えによる事業報酬及び減価償却費の減額

- 申請時点における23年度想定と23年度実績にずれが生じていることが確認されたため、直近の実績を反映した原価に補正を行うべき。

### 【東北・四国】

#### (6)平成24年度実績置き換えによる減価償却費及び事業報酬

- ・ 申請時点における平成24年度想定と平成24年度実績にずれが生じていることが確認されたため、直近の実績を反映した料金原価に補正を行うべきである。

## 【北海道】

### (5)平成24年度実績置き換えによる減価償却費及び事業報酬

- ・ 申請時点における平成24年度想定と平成24年度実績にずれが生じていることが確認されたため、直近の実績を反映した料金原価に補正を行うべきである

### (固定資産除却費)

## 【東京】

### 2. 固定資産除却費

- 除却損については、算定規則に基づき、減価償却後の残存簿価が除却されていることを確認した。
- 除却費用に関し、今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについては、基本方針に示された考え方に基づき、原価から削減すべきである。

## 【関西・九州】

### 2. 固定資産除却費

- ・ 除却損については、算定規則に基づき、減価償却後の残存簿価が除却されていることを確認した。
- ・ 除却費用に関し、今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき減額すべきである。

## 【東北・四国】

### 2. 固定資産除却費

#### (1)緊急設置電源に係る除却損等

- ・ 東北電力においては、東日本大震災による供給力不足を解消するため「災害復旧事業」として環境アセスの適用除外で建設した緊急設置電源を、適正予備率の確保が見通せる原価算定期間内に廃止する計画としている。

一方で、緊急設置電源の廃止に伴う除却損の算定においては、残存簿価から適正な見積価額(庫入れ価額)を控除することが原則であるものの、申請時点において売却先が未定であったため、鉄くずなどのスクラップに係る売却額相当を控除している。しかしながら、数百億円規模の残存簿価がある発電設備について、

スクラップ以外には売却できないとの想定は適当ではないと考えられるため、適正な見積額を算定して料金原価から減額すべきである。

- ・ その他の除却損については、算定規則に基づき、減価償却後の残存簿価から適正な見積価額を差し引いたものが除却されていることを確認した。

## (2)効率化努力

- ・ 除却費用に関し、今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき減額すべきである。

## 【北海道】

### 2. 固定資産除却費

- ・ 除却損については、算定規則に基づき、減価償却後の残存簿価から適正な見積価額を差し引いたものが除却されていることを確認した。
- ・ 除却費用に関し、今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき減額すべきである。

(福島第一原発5,6号機及び福島第二原発1～4号機の取り扱いについて)

## 【東京】

### 3. 福島第一原発5,6号機及び福島第二原発1～4号機の取り扱いについて

(1) 審査要領上、「長期停止発電設備については、原価算定期間内に緊急時の即時対応性を有すること及び改良工事中などの将来の稼働の確実性を踏まえてレートベースに算入する。」となっており、「電力会社間の同種の設備と比較して、著しく低い稼働率となっている設備に係る減価償却費等の営業費については、正当な理由がある場合を除き原価算入を認めない」としている。

(2) 福島第一原発5,6号機及び福島第二原発1～4号機については、

- ① 主要設備について、現時点で大きな損傷は見つかっておらず、設備としては健全であると言える。
- ② また、東京電力において、津波対策や耐震強化に係る改良工事を実施中であり、事業者として廃炉を行うとの判断を行っていない。

(3)長期停止火力については、設備の老朽化や事業者として立ち上げの方針がないことなど、上記①、②に相当する要件を確認することにより、電源の稼働の見通しや料金原価への営業費用の算入可否について客観的に判断することが可能であるが、原子力発電所については、

③安全・安心を確保しつつ、地元の理解を得て再稼働させることが可能か否かが、将来の再稼働の見通しに大きな影響を与えることとなる。

他方で、福島県内の当該原子力発電所に関し、福島第一原発5,6号機及び福島第二原発の再稼働は地元自治体との関係で想定しえないとの強い意見があったが、③については当委員会として電気料金の専門的見地からは判断できるものではなく、これら原子力発電所の稼働の見通しについて確定的な見解を示すことは困難であり、こうした事情により再稼働が見込めないことが正当な理由に該当するかどうかを判断することも困難である。

(4)また、東京電力はこれら原子力発電所について、今後十年間の稼働は「未定」としているが、福島第一原発5,6号機については、原子力災害対策特別措置法に基づく緊急事態応急対策を、福島第二原発については、同法に基づく原子力災害事後対策を実施中であり、こうした観点からは、現時点で稼働を行わない一定の正当な理由があると考えられる。

(5)以上から、福島第一原子力発電所5,6号機及び福島第二原子力発電所については、原価算定期間内における再稼働は見込まれていないが、原価算定期間終了後、将来にわたって再稼働しないと確定的に判断することはできず、また、再稼働が見込めないことに一定の正当な理由があると考えられる以上、レートベース、減価償却費を全額料金原価に算入することは妥当であると考えられる。

なお、電気事業の用に供する設備には、建設から運転開始まで、10年以上の長期間を要するものも多く、建設中の発電所や送電線については、将来の稼働が不透明であるが故に、算定規則上、建設期間中は建設仮勘定として資産価値の1/2のみをレートベースに算入している例を援用し、レートベース・減価償却費ともに、全額を原価として認めるのではなく、一定額の減額を行う余地があるとの意見があった。

ただし、今回の申請において、東京電力は、レートベースを全額自主カットしていることから、いずれにせよレートベースに関して増査定を行う必要はない。

(6)なお、設備は運転開始後減価償却が自動的に開始されるため、再稼働が不透明である期間中に減価償却費

を料金原価として認めない場合、その後再起動が行われたとしても、遡って減価償却費を回収することはできず、投資した資金が回収できないこととなる。また、料金原価として認めないという判断を行うことは、将来の収益獲得の可能性を否定することとなり、会計上、資産価値全額が減損処理される可能性が高い。電気事業資産は長期にわたる計画的な投資によって、電気料金により形成されてきた資産であり、明確な根拠に基づかずに行政の恣意的な判断により減損することは適当でないこと、その費用を誰がどのように負担するべきかという問題が生じ得ることにも留意することが必要である。

(その他設備投資関連について)

#### 【東北】

#### 3. その他設備投資関連(減価償却費、固定資産除却費、修繕費、諸費、事業報酬)

##### <東北電力>

- ・ システム開発に係る算定において、最新の単価に置き換えて再算定して料金原価(減価償却費、事業報酬)から減額すべきである。

##### <四国電力>

- ・ 発電設備の除却に係る算定において、残存簿価から適正な見積価額を控除していなかったため、当該見積価額を算定して料金原価(固定資産除却費)から減額すべきである。
- ・ スマートメーター用光ケーブルの新設に係る算定において、自社で光ケーブルを敷設することが前提となっているが、コスト比較等に基づく最適な通信方式を採用する余地があると考えられることから、現時点において最も安価な方式で再算定して上回る部分について料金原価(減価償却費、修繕費、諸費、事業報酬)から減額すべきである。
- ・ 社宅の改修工事に係る算定において、過去実績を踏まえて過大と考えられる部分について料金原価(減価償却費、固定資産除却費、事業報酬)から減額すべきである。

(事業報酬率)

【東京】

- (1) 1960年にレートベース方式に基づく現在の事業報酬制度が導入された趣旨は、それ以前の資金調達コスト積み上げ方式に基づく料金原価算入では、各社の資本構成の差異によって原価水準に差が生じることや、電気事業者における資金調達コスト低減のインセンティブが乏しいことを考慮し、電力会社一律の事業報酬率を設定することとしたもの。
- (2) この制度趣旨から、東京電力の事業報酬についても、原子力損害賠償支援機構法に基づく資金援助等による東京電力独自の資金調達コストの変化を勘案するのではなく、各電力会社一律に適用される報酬率を算定すべきであり、東京電力が今回の申請において、自らの事業リスクのみに基づいて事業報酬率を設定していることは適当ではない。
- (3) 事業報酬率は、審査要領上、電気事業をめぐる経営リスクが、他の一般的な事業会社の経営リスクと比較してどのような位置にあるかという点( $\beta$ 値)を勘案し決定される。また、審査要領にも示されているように、東日本大震災後の状況も勘案し事業報酬率を設定する必要がある。
- (4) 経営リスクの算定を行うにあたり、電気事業を専門分野とする複数の金融アナリストにヒアリングを行ったところ、震災以降、電気事業の経営リスクは格段に高まったと考えられ、電気事業を投資先として選定する(すなわち、電力会社による資金調達が可能となる)ためには、大震災以降の経営リスクを採用すべきとの声が大勢であった。
- (5) こうした点を踏まえ、事業報酬率の算定に当たっては、大震災以降の9電力会社平均の $\beta$ 値を採用することが適当である。また、 $\beta$ 値の採録期間については、本来は例えば2年程度の一定の長期間を採るべきと考えられるが、震災前後で経営リスクに断絶があると考えられ、震災以前の期間を採る合理性はないと考えられることから、震災後可能な限り長期の期間をとるため、平成23年3月11日から申請日前日の平成24年5月10日までの期間を採用すべきである(この場合、 $\beta$ 値は0.82となる)。
- (6) なお、経営リスクを計る $\beta$ 値について、その時々で事業者によりなるように恣意的な採録期間を採ることはもとより許されない。平成12年以降、電気事業法上値下げ料金改定時においては原価性を確認しない制度

となったことから、東京電力の採用した $\beta$ 値については、妥当性についての行政の確認を受けていないものであるが、特に、平成16年、18年、20年改定において採用されている $\beta$ 値の0.7は、原価と実績のかい離から見ても、仮に認可を経た場合には採用されなかったものと考えられる。

【関西・九州】

- (1) 事業報酬率は、審査要領上、電気事業をめぐる経営リスクが、他の一般的な事業会社の経営リスクと比較してどのような位置にあるかという点( $\beta$ 値)を勘案し決定され、審査要領にも示されているように、東日本大震災後の状況も勘案し事業報酬率を設定する必要がある。
- (2) 東京電力の料金値上げ審査における査定方針においては、震災以降、電気事業の経営リスクは格段に高まり、震災前後で経営リスクに断絶があると考えられることから、本来は例えば2年程度の一定の長期間を採るべきと考えられるが、平成23年3月11日から申請日前日(平成24年5月10日)までの期間を $\beta$ 値の採録期間としたところである。
- (3) 今回の関西電力及び九州電力の申請では、申請日前日の $\beta$ 値までを反映することは実態上困難であることから、値上げ検討表明日(決算発表日)までの $\beta$ 値を用いて事業報酬率の算定を行っている。
- (4) この点、 $\beta$ の採録期間を震災後から値上げ検討表明日ではなく、東京電力による申請の査定方針と同様、震災後から申請日前日までとすることも方策として考えられるが、値上げ検討表明日、申請日のいずれも事業者による恣意性を排除できないこと、電気事業の事業リスクを反映させるためには、2年程度の一定の長期間を採るべきことから、平成23年3月11日から電気料金審査専門委員会での査定方針案のとりまとめ日までとすることが妥当である。(3月4日時点の $\beta$ 値を採った場合、申請における事業報酬率(2.9%)は妥当である。)
- (5) なお、 $\beta$ 値の算定において、東京電力は、潜在的賠償債務が存在する特殊事情があることから、算定対象から除くべきではないかの意見があったが、一般的な電気事業のリスクを前提に資本コストを設定することにより個別事業者の効率化努力を促す現行のレートベース方式の趣旨からすると、 $\beta$ 値の算定にあたり電気事業を巡る経営リスクを勘案する際には、極力、電気事業全体の状況を反映した算出方法を用いる必要があることから、従来どおり9電力会社平均の $\beta$ 値を採用することが適当である。

※震災後から直近までとった東京電力の $\beta$ 値が、他の電力会社と比較して最も高いわけではない。

(6)また、事業報酬の算定は、3割の自己資本比率を前提として計算されているところ、配当や支払利息等の実際の資金調達コストを上回る額が事業報酬として認められているのではないかとの指摘があったが、3割の自己資本比率は他の公益事業の状況を参照しつつ、電気事業として望ましい自己資本比率として設定されたものである。また、関西電力、九州電力いずれも昨年度以降、大幅な赤字により自己資本が大きく毀損しており、財務体質悪化の中で資金調達環境が悪化している。こうした中、現行レートベース方式の下で資金調達コストの低減に努め、内部留保の充実を通じて将来の資金調達コストを低減させていくことは、中長期的な電気料金の安定性の観点から、需要家にとってもメリットがあるものと考えられる。

#### 【東北・四国】

- (1)事業報酬率は、審査要領上、電気事業をめぐる経営リスクが、他の一般的な事業会社の経営リスクと比較してどのような位置にあるかという点( $\beta$ 値)を勘案し決定され、審査要領にも示されているように、東日本大震災後の状況も勘案し事業報酬率を設定する必要がある。
- (2)東京電力の料金値上げ審査における査定方針においては、震災以降、電気事業の経営リスクは格段に高まり、震災前後で経営リスクに断絶があると考えられることから、本来は例えば2年程度の一定の長期間を採るべきと考えられるが、平成23年3月11日から申請日前日(平成24年5月10日)までの期間を $\beta$ 値の採録期間としたところである。
- (3)関西電力及び九州電力の料金値上げ審査における査定方針においては、 $\beta$ 値の採録期間を申請の際に用いた震災後から値上げ検討表明日(決算発表日)までとすることや、東京電力による申請の査定方針と同様、震災後から申請日前日までとすることも方策として考えられたが、値上げ検討表明日、申請日のいずれも事業者による恣意性を排除できないこと、電気事業の事業リスクを反映させるためには、2年程度の一定の長期間を採るべきことから、平成23年3月11日から電気料金審査専門委員会での査定方針案のとりまとめ日までとすることが妥当であるとしたところであり、東北電力、四国電力についても同様とすべきである。
- (4)なお、他人資本報酬率については、平成24年度値が確定したため、申請時点における平成23年度値に代えて直近の実績を採用することが妥当である。

(5)7月22日時点の $\beta$ 値を採った場合、申請における事業報酬率(3.0%)は、関西電力、九州電力と同様2.9%となる。

【北海道】

(1)事業報酬率は、審査要領上、電気事業をめぐる経営リスクが、他の一般的な事業会社の経営リスクと比較してどのような位置にあるかという点( $\beta$ 値)を勘案し決定され、審査要領にも示されているように、東日本大震災後の状況も勘案し事業報酬率を設定する必要がある。

(2)東京電力の料金値上げ審査における査定方針においては、震災以降、電気事業の経営リスクは格段に高まり、震災前後で経営リスクに断絶があると考えられることから、本来は例えば2年程度の一定の長期間を採るべきと考えられるが、平成23年3月11日から申請日前日(平成24年5月10日)までの期間を $\beta$ 値の採録期間としたところである。

(3)関西電力及び九州電力の料金値上げ審査における査定方針においては、 $\beta$ 値の採録期間を申請の際に用いた震災後から値上げ検討表明日(決算発表日)までとすることや、東京電力による申請の査定方針と同様、震災後から申請日前日までとすることも方策として考えられたが、値上げ検討表明日、申請日のいずれも事業者による恣意性を排除できないこと、電気事業の事業リスクを反映させるためには、2年程度の一定の長期間を採るべきことから、平成23年3月11日から電気料金審査専門委員会での査定方針案のとりまとめ日までとすることが妥当であるとしたところである。東北電力及び四国電力の料金値上げ審査における査定方針案においても同様に妥当としたところであり、北海道電力についても同様とすべきである。

(4)なお、他人資本報酬率については、平成24年度値が確定したため、申請時点における平成23年度値に代えて直近の実績を採用することが妥当である。

(5)7月24日時点の $\beta$ 値は、0.94であり、これにより計算される事業報酬率は2.9%となり、申請における事業報酬率2.9%は妥当である。

## 2. 公租公課

## 2. (1) 概要

○公租公課は、各税法等（河川法、法人税法、地方税法、電源開発促進税法等）に基づき、投資額、販売電力量、原子力発電所稼働状況等の各計画諸元をもとに算定。年平均1,496億円を計上。

### 一般電気事業供給約款料金算定規則

（営業費の算定）

#### 第三条

2 五 水利使用料 河川法に定めるところにより算定した流水占用料等の合計

七 固定資産税、雑税、電源開発促進税及び事業税 地方税法、電源開発促進税法その他の税に関する法律に定めるところにより算定した額

十一 法人税等 発行済株式（自己株式を除く。）の数及び一株当たりの配当金額を基に算定した配当金並びに会社法に定めるところにより算定した利益準備金を基に法人税法及び地方税法により算定した額

（単位：億円）

		中部電力			備考
		前回改定 (20年原価)	今回申請 (26-28平均)	今回-前回	
1	水利使用料	30	31	2	河川法に基づき、水力発電所毎の出力に単価を乗じて算定。
2	固定資産税	488	465	▲23	地方税法に基づき、土地、家屋、償却資産を課税客体として課税
3	雑税	38	31	▲8	核燃料税、都市計画税、区市町村民税、印紙税等
4	電源開発促進税	515	483	▲32	電源開発促進税法に基づき、課税対象電力量に0.375円/kWhを乗じて算定
5	事業税	274	315	41	地方税法に基づき、収入金額に税率を乗じて算定（収入金課税方式）
6	法人税等	260	172	▲88	法人税法及び地方税法に基づき、配当原資相当分に対し課税
	合計	1,604	1,496	▲108	

（注）四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

## 2. (2) 公租公課の審査に係る論点

○算定規則及び各税法等に基づき、適切に算定されているか。

### 参考：電気料金審査専門小委員会(東京・関西・九州・東北・四国・北海道)における検討結果

(法人税について)

#### 【東京・関西・九州】

(1)原価算定における法人税は、資本コストの一環として算定されるものであって、実際に支払われる法人税とは異なるものであることから、配当所要原資に対する課税分の原価算入を認めることが適当である。算定規則に基づき、一株あたりの配当金を9電力会社で最も低い50円として算定した額を計上していることは妥当と考えられる。

#### 【関西・九州】

(2)法人税等については、算定規則上、配当金額及び利益準備金を基に法人税法及び地方税法により算定することとされているが、これは配当金額及び利益準備金を法人税等の算定にあたっての課税所得とみなした上で法人税等の額を計算することを規定しているものと考えられ、さらに当該企業における原価算定期間中の税務上の所得調整額を予測した上で当該計算に反映させることを想定した規定ではないと考えられることから、税法上の繰越欠損金の存在を法人税等の算定にあたって反映させる必要はないものとする。

## 参考：電気料金審査専門小委員会（東京・関西・九州・東北・四国・北海道）における検討結果

（印紙税について）

### 【東北・四国】

（1）「所得税法等の一部を改正する法律」により、印紙税法の一部が改正され（平成25年4月）、平成26年4月1日以降に作成される「金銭又は有価証券の受取書」に係る印紙税の非課税範囲が拡大（3万円未満→5万円未満）されており、当該減税分を反映したものとすべきである。

（上記以外の税について）

（1）算定規則及び各税法に基づき算定されていることを確認した。特別監査の反映等による前提諸元の査定に伴う税額の減を適切に反映すべきである。

### 3. 費用の配賦・レートメイク

### 3. (1)費用の配賦・レートメイクの概要

1. 算定された総原価は、一般電気事業供給約款料金算定規則に基づき、自由化部門と規制部門の費用に配分され、配分された費用の合計額と料金収入が一致するように、規制料金の各メニューが設定される。
2. 具体的には、総原価を各発電費(水力、火力、原子力、新エネ等)、送電費、変電費、配電費、販売費、一般管理費等の9部門への整理した後、送電・高圧配電関連費用とそれ以外の費用に整理し、低圧需要関係費用のみ集計した上で、小売規制料金を決定(レートメイク)する。

#### <前提計画>

##### <供給計画>

電力需要予測と供給力の10年計画を毎年度策定。燃料費や購入電力料等の算定基礎。

##### <工事計画>

今後の発電設備や送電線、変電所等の建設計画。減価償却費や事業報酬等の算定基礎。

##### <業務計画>

人員計画や業務機械化計画、研究計画等が含まれる。人件費やその他の費用等の基礎。

##### <経営効率化計画>

供給計画公表時等に公表。料金改定時には、料金改定の理由、根拠等を明らかにする。

##### <資金計画>

工事計画遂行のために必要な資金調達計画。法人税や財務費用等の算定基礎。

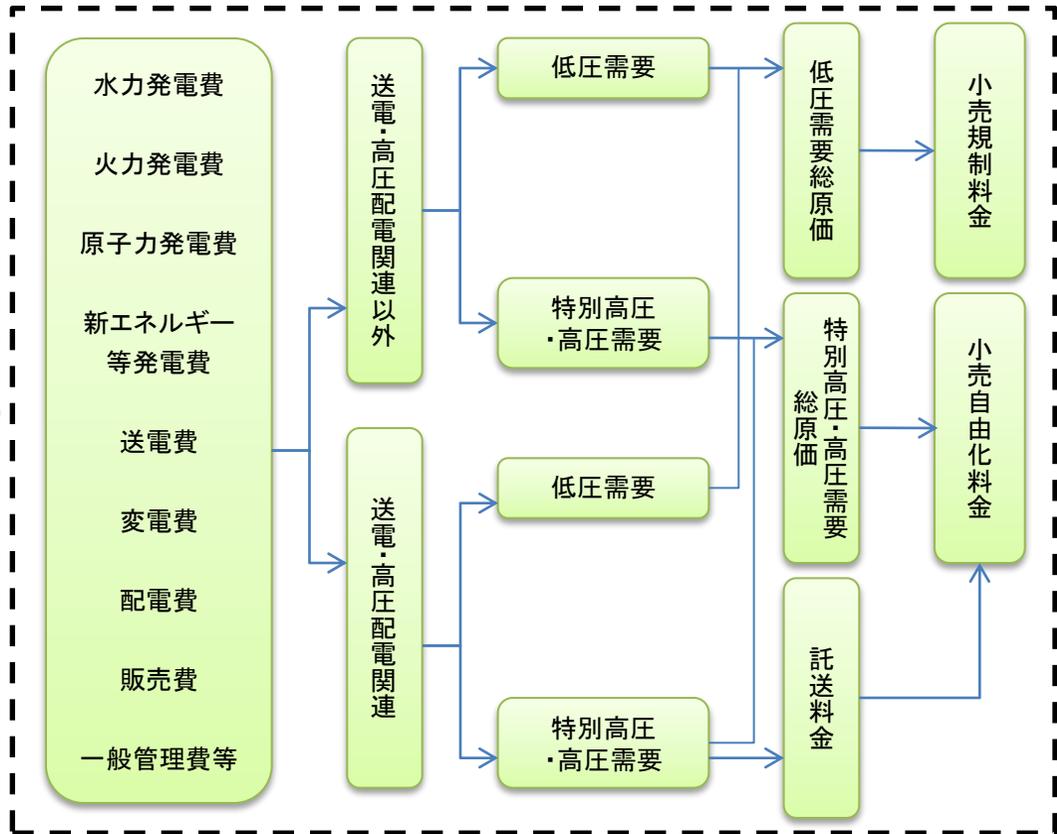
#### <総原価の算定>

##### 【営業費】

- 人件費
- 燃料費
- 修繕費
- 公租公課
- 減価償却費
- 購入電力料
- その他経費
  - ・バックエンド費用
  - ・廃棄物処理費
  - ・消耗品費
  - ・賃借料
  - ・託送料
  - ・委託費
  - ・損害保険料
  - ・普及開発関係費
  - ・研究費
  - ・諸費

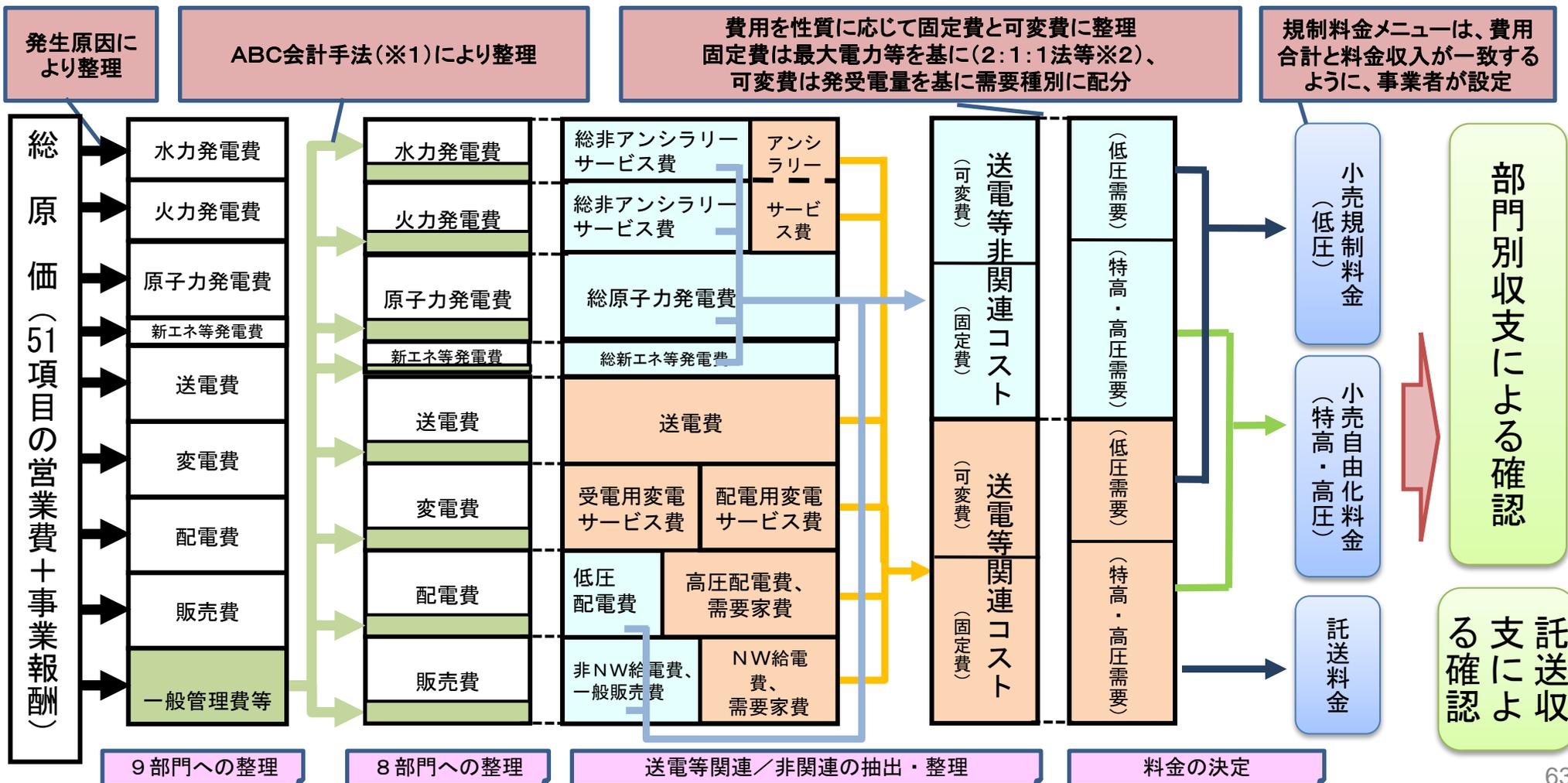
##### 【事業報酬】

#### <費用の配賦、レートメイク>



### 3. (2) 個別原価計算について

- 算定された総原価は、一般電気事業供給約款料金算定規則に基づき、自由化部門と規制部門の費用に配分され、配分された費用の合計額と料金収入が一致するように、規制料金の各メニューが設定される。
- 具体的には、①9部門への整理、②一般管理費の発生原因に基づく他部門への整理(ABC会計手法による)、③送電等関連コストと非関連コストへの整理、④各需要種別への整理のプロセス等を経る。
- 自由化部門と規制部門の収支については、毎年度、部門別収支により確認(後掲)。



**(※1) ABC会計手法(Activity Based Costing:活動基準原価計算)**

複数の部門に共通に関連する一般管理費を、以下の3段階に分けて各部門に整理していく手法。帰属、配賦の基準は省令に定められているが、事業者が経済産業大臣に届け出ることにより、事業者の実情に応じた基準を設定することも可能。(変電費、販売費の配分にも活用)

- 直課～特定部門に全て帰属させることができる費用を、各部門に整理すること。
- 帰属～直課できない費用を、客観的かつ合理的な基準(コストドライバー)を設定し、それに従って各部門に配分すること。
- 配賦～直課や帰属では整理できない費用を、代理的な比率を用いて各部門に配分すること。

(一般電気事業供給約款料金算定規則第6条第2項等)

**(※2) 固定費の配分方法(2:1:1法、2:1法)**

固定費(販売電力量の増減とは直接の関係がなく固定的に発生する費用であり、概ねkWに比例する原価が対象)の需要種別への配分方法で、以下の2つの方法がある。

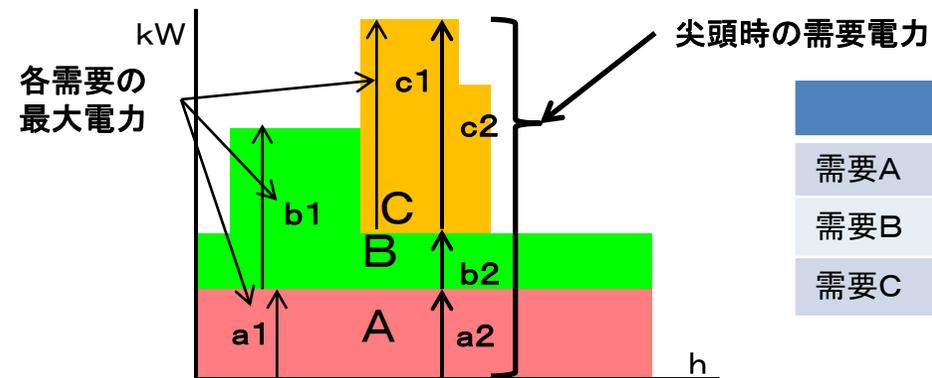
➢「2:1:1法」～以下の3項目の合成により固定費を3需要種別(特高・高圧・低圧)に配分する方法(水力発電費、火力発電費、原子力発電費、新エネ等発電費、送電費、受電用変電サービス費、給電費のうち固定費に配分された費用)。

- (1)各需要種別の最大電力(kW)の百分率に「2」のウェイト。
- (2)夏期及び冬期の尖頭時における各需要種別の需要電力の百分率に「1(夏期:0.5、冬期:0.5)」のウェイト。
- (3)各需要種別の電力量(kWh)の百分率に「1」のウェイト。

➢「2:1法」～以下の2項目の合成により固定費を2需要種別(高圧以上、低圧)に配分する方法(配電用変電サービス費、高圧配電費のうち固定費に配分された費用)。

- (1)各需要種別の延契約電力(kW)の百分率に「2」のウェイト。
- (2)各需要種別の電力量(kWh)の百分率に「1」のウェイト。

(一般電気事業供給約款料金算定規則第9条、第10条)



	最大電力の比	電力量の比	尖頭時の需要電力の比
需要A	$a1/(a1+b1+c1)$	$A/(A+B+C)$	$a2/(a2+b2+c2)$
需要B	$b1/(a1+b1+c1)$	$B/(A+B+C)$	$b2/(a2+b2+c2)$
需要C	$c1/(a1+b1+c1)$	$C/(A+B+C)$	$c2/(a2+b2+c2)$

# (参考) 夏期尖頭時責任電力の推計

固定費の配分方法(2:1:1法)における最大電力と夏期尖頭時責任電力の算出方法は次のとおり。

- ①夏期ピークにおける各需要種別の合計需要を、サンプル調査を基に各時間に展開。
- ②低圧需要の合計が最も大きい時間(20時)を低圧の最大電力とする。
- ③各需要種別の合計が最も大きい時間の低圧需要を「夏期尖頭時責任電力」とする。

<各需要種別の時間帯需要の推計>

(単位:千kW)

時間	電灯・低圧			高圧・特別高圧			合計
	電灯	低圧	計	高圧	特別高圧	計	
1	5,313	650	5,963	4,312	4,838	9,150	15,113
2	4,566	735	5,301	4,095	4,697	8,792	14,093
3	4,340	745	5,085	3,922	4,603	8,525	13,610
4	4,256	857	5,113	3,782	4,520	8,302	13,415
5	4,257	764	5,021	3,736	4,460	8,196	13,217
6	4,247	491	4,738	3,811	4,460	8,271	13,009
7	4,483	416	4,899	4,153	4,949	9,102	14,001
8	4,673	579	5,252	5,230	5,335	10,565	15,817
9	5,005	1,053	6,058	7,449	5,793	13,242	19,300
10	5,400	1,435	6,835	8,923	5,984	14,907	21,742
11	5,592	1,615	7,207	9,520	5,905	15,425	22,632
12	6,022	1,825	7,847	9,590	5,834	15,424	23,271
13	6,393	1,627	8,020	8,803	5,546	14,349	22,369
14	6,494	1,927	8,421	9,585	5,868	15,453	23,874
15	6,647	1,989	8,636	9,724	5,823	15,547	24,183
16	6,803	1,931	8,734	9,585	5,641	15,226	23,960
17	7,053	1,937	8,990	9,273	5,534	14,807	23,797
18	7,476	1,649	9,125	8,065	5,355	13,420	22,545
19	8,287	1,266	9,553	7,048	5,327	12,375	21,928
20	9,486	1,081	10,567	6,092	5,031	11,123	21,690
21	9,278	859	10,137	5,572	4,842	10,414	20,551
22	8,677	640	9,317	5,195	4,907	10,102	19,419
23	7,620	518	8,138	4,873	5,164	10,037	18,175
24	6,685	579	7,264	4,665	4,971	9,636	16,900
計	149,053	27,168	176,221	157,003	125,387	282,390	458,611

夏期尖頭時責任電力

最大電力

### 3. (3) 規制料金と自由化料金の原価配分①

1. 料金改定時には、各種電源、送電、配電等の費用、事業報酬の原価は公平に配分されるため、前回改定時以降の燃料費の増加等に伴う収益構造は改善される。
2. 規制料金と自由料金については、規制部門と自由化部門で使用する設備が異なる(配電線等)、電気の使用形態が異なる(例:ピーク、ロス等)、検針等の需要家費の割合が相対的に大きい、といった理由から、原価に差(特に、規制部門は配電線の方、固定費の割合が大きい)が生じ、これを賄う料金単価が異なる。

#### 【平成25年中部電力料金認可申請】

単位: 億円、カッコ内は単価(円/kWh)

	総原価	送電・高圧配電 非関連費 (電源費用等)		送電・高圧配電 関連費 (高圧送電費用等)	
		うち低圧 配電費用	うち需要家費	うち低圧 配電費用	うち需要家費
規制料金	10,216(25.10)	7,363(18.09)	827	2,853(7.01)	741
自由料金	14,720(17.22)	12,352(14.45)	-	2,367(2.77)	61

#### 規制部門

最大電力 : 10,611MW  
電力量 : 40,694GWh  
口数 : 127,236千口

#### 自由化部門

最大電力 : 15,669 MW  
電力量 : 85,501GWh  
口数 : 1,328千口

※高圧送電費用等は接続供給託送収益を除いた金額を記載

#### <自由化料金より単価が高い理由>

- ① 供給に低圧配電設備が必要
- ② ピークに合わせて形成される発電所、送電線等の設備に係る人件費、修繕費、減価償却費、事業報酬等の固定費については、需要量(kWh)ではなく、ピーク電力(kW)等により配分。需要家の需要変動が自由化対象の需要家よりも大きい(負荷率が低い)ため、規制側により多く配分。
- ③ 検針やメーター取替の需要家費は口数比により配分されるため、これに係る人件費や修繕費は規制側に多く配分

#### <規制料金との違い>

- ① 高圧送配電設備から直接需要家に供給
- ② 需要家の需要変動が規制対象の需要家よりも小さい(負荷率が高い=設備を効率的に利用)。

### 3. (3) 規制料金と自由化料金の原価配分比較(各社申請ベース)②

規制料金と自由化料金の原価配分比較(固定費、可変費、需要家費)

(単位:億円、円/kWh)

中部電力	固定費		可変費		需要家費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	4,585	11.27	4,890	12.02	741	1.82	10,216	25.10
自由化部門	5,005	5.80	9,733	11.37	61	0.07	14,720	17.22
合計	9,590	7.55	14,623	11.58	802	0.63	24,935	19.76

(参考)

(単位:億円、円/kWh)

東京電力	固定費		可変費		需要家費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	13,030	12.33	12,121	11.47	2,050	1.94	27,201	25.74
自由化部門	11,279	6.39	19,048	11.06	96	0.05	30,030	17.50
合計	24,310	8.61	31,169	11.22	2,145	0.74	57,231	20.64

関西電力	固定費		可変費		需要家費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	6,340	11.80	4,883	9.09	1,101	2.05	12,324	22.93
自由化部門	6,605	7.16	7,941	8.71	46	0.05	14,463	15.91
合計	12,945	8.86	12,824	8.85	1,146	0.77	26,786	18.52

### 3. (3) 規制料金と自由化料金の原価配分比較(各社申請ベース)③

(参考続き)

(単位: 億円、円/kWh)

九州電力	固定費		可変費		需要家費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	4,057	11.59	2,863	8.18	642	1.83	7,561	21.59
自由化部門	3,560	7.07	3,860	7.70	12	0.02	7,409	14.78
合計	7,616	8.92	6,723	7.89	654	0.76	14,970	17.58

東北電力	固定費		可変費		需要家費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	3,789	13.22	2,640	9.21	526	1.83	6,955	24.27
自由化部門	3,975	7.86	4,435	8.77	36	0.07	8,410	16.63
合計	7,765	9.80	7,075	8.93	562	0.71	15,365	19.39

四国電力	固定費		可変費		需要家費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	1,459	13.02	832	7.43	249	2.22	2,540	22.68
自由化部門	1,360	8.24	1,156	7.08	14	0.09	2,516	15.41
合計	2,819	10.19	1,988	7.22	263	0.96	5,056	18.36

北海道電力	固定費		可変費		需要家費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	1,959	13.40	1,077	7.37	309	2.11	3,345	22.88
自由化部門	1,611	9.42	1,208	7.06	12	0.07	2,820	16.50
合計	3,570	11.26	2,285	7.21	321	1.01	6,164	19.44

### 3. (4) 事業利益率の推移

(単位: %)

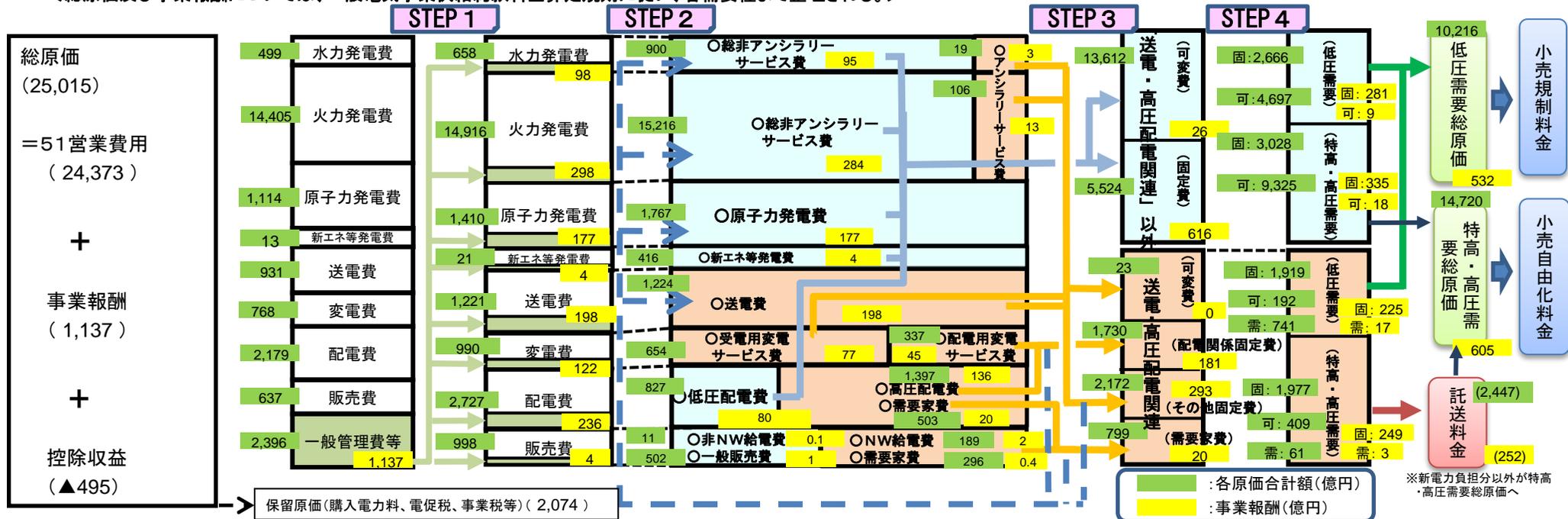
		中部電力	
		規制部門	自由化部門
原価	H20年度改定時の総原価に対する事業報酬の割合	6.6	5.4
実績	H20年度の事業利益率	6.5	2.6
実績	H21年度の事業利益率	8.3	7.2
実績	H22年度の事業利益率	7.4	5.5
実績	H23年度の事業利益率	0.1	▲5.5
実績	H24年度の事業利益率	▲0.5	▲4.5
原価	今回申請の総原価に対する事業報酬の割合	5.2	4.1

※総原価に対する事業報酬の割合は、申請時における想定値。

事業利益率は、電気事業収益に対する電気事業利益の割合(実績値)。

# (参考) 事業報酬の個別原価計算フロー (平成25年度中部電力料金改定申請ベース)

< 総原価及び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に従い、各需要種まで整理される。 >



### 3. (5)レートメイク①

1. 規制需要の料金については、「整理された総固定費、総可変費及び総需要家費の合計額(低圧需要原価等)と原価算定期間における低圧需要の料金収入が一致するように設定されなければならない」とされている(一般電気事業供給約款料金算定規則第19条第1項)。また、「一般電気事業の用に供する設備の効率的な使用その他の効率的な事業運営に資すると見込まれる場合」には選択約款を定めることができるとされている(電気事業法第19条第11項)。
2. 具体的な料金設定については、電圧、負荷形態等、電気の使用実態等の違いがもたらす原価の差を反映して契約種別(使用条件が類似した需要)ごとに異なる料金率が定められるが、各契約種別の料金率については、「販売電力量にかかわらず支払いを受けるべき料金及び販売電力量に応じて支払いを受けるべき料金の組み合わせにより」設定することが原則とされており(一般電気事業供給約款料金算定規則第19条第4項)、電気の使用期間(年間使用、短期間の使用)、使用時期(季節、時間)、使用規模(1口当たりの電力量、需要電力)などの電気の使用実態等の違いを勘案して契約種別ごとに料金率を設定する。

#### <契約種別>

##### ●需要区分

負荷の特性、負荷態様の差異を基準にして需要を分類したもの。電灯需要及び電力需要の2分類。

##### ●契約種別

需要区分をさらに細分化し、供給電圧、計量方法及び使用期間等の差異により区分したもの。定額電灯、従量電灯、臨時電灯、公衆街路灯、低圧電力、臨時電力及び農事用電力の設定あり。

#### <三段階料金制度>

電気料金は生活必需的性格を有することや省エネの推進のため、使用量に応じて料金単価に格差を設けたもの。昭和49年に導入。

①第一段階: ナショナルミニマムに基づく低廉な料金。

②第二段階: ほぼ平均費用に対する料金

③第三段階: 限界費用の上昇傾向を反映した料金

### 3. (5)レートメイク②

1. 第1段料金については、ナショナルミニマムの考え方に基づき、低廉な料金を設定している。
2. 第3段料金については、第2段料金との価格差により省エネルギー効果が一定程度考えられる点等により相対的に高い料金を設定している。
3. 今回の料金改定においては、3段階料金格差において生活必需的な電気の使用への影響を軽減する観点から、第1段料金の値上げ幅を抑制。一方、第3段料金は節電を促進する観点から第2段料金との格差を拡大している。

#### 【中部電力】

(円/kWh)

改定年度	S49	S51	S55	S63	H元	H8	H10	H12	H14	H17	H18	H20	今回申請 (消費税5%)	今回申請 (消費税8%)
第1段	12.00	14.25	20.34	16.94	16.59	16.08	15.97	15.63	15.18	14.80	16.01	17.05	20.33	20.91
第2段	15.40	18.95	27.54	23.03	22.54	21.73	21.59	20.84	19.98	18.98	20.08	21.09	24.83	25.54
第3段	16.82	21.45	32.54	26.13	24.79	23.90	23.74	22.92	21.78	20.42	21.51	22.52	27.45	28.23
1・2段格差	0.78	0.75	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.75	0.76	0.78	0.80	0.81	0.82	0.82
2・3段格差	1.09	1.13	1.18	1.13	1.10	1.10	1.10	1.10	1.09	1.08	1.07	1.07	1.11	1.11

※S49～H17は税抜き単価、H18・H20・今回は税込み単価、燃料費調整単価を除く

(参考)平成24年度以降の料金審査においては、査定のメリットをより多くの家庭が享受できるよう、現行料金からの2段階料金の引き上げ幅をより小さくすべきとの観点から、申請時の2・3段階格差率を拡大し、以下のとおりとした。

東京電力	(申請時) 1 : 1.15	→	(査定結果) 1 : 1.155
関西電力	(申請時) 1 : 1.13	→	(査定結果) 1 : 1.14
九州電力	(申請時) 1 : 1.12	→	(査定結果) 1 : 1.13
東北電力	(申請時) 1 : 1.13	→	(査定結果) 1 : 1.16
四国電力	(申請時) 1 : 1.12	→	(査定結果) 1 : 1.13
北海道電力	(申請時) 1 : 1.12	→	(査定結果) 1 : 1.13

### 3. (6)約款規定の変更箇所

NO.	対象約款	概要
1	供給約款 選択約款 最終保障約款	延滞利息制度の導入
2	供給約款 選択約款 最終保障約款	記録型計量器(スマートメーター)に関する規定の見直し
3	供給約款	供給単位の明確化
4	供給約款	供給停止の解除に係る取扱いの明確化
5	供給約款	計量器等の取付けに係る取扱いの明確化
6	最終保障約款	需給開始に至らないで需給契約を廃止または変更する場合の費用の申受けに係る取扱いの明確化
7	最終保障約款	太陽光発電促進付加金における減免措置に関する附則規定の削除
8	供給約款 選択約款 最終保障約款	消費税法の改正にともなう経過措置の設定
9	供給約款 最終保障約款	標準設計基準の見直し
10	最終保障約款	高圧接続技術要件の見直し

### 3. (7) 選択約款の見直し

1. 今回の改定において中部電力は、ピーク時間を割高に、夜間時間を割安にしたピークシフト型の選択約款「ピークシフト電灯」を新設する予定。
2. また、需要家の選択肢の拡大を図るため、「3時間帯別電灯」において「夜間蓄熱式機器等の保有要件の廃止」を実施する予定。
3. 「3時間帯別電灯」、「時間帯別電灯」、「低圧深夜電力B」及び「沸増型電気温水器契約」における「全電化住宅割引」、「5時間通電機器割引」や「通電制御型機器割引」等については、新規加入を停止する予定。

＜中部電力＞対象約款	概要
ピークシフト電灯 (新設)	・ピーク時間(夏季(7～9月)の平日13～16時)を割高に、夜間時間(23時～翌日7時)を割安にしたピークシフトプラン。
3時間帯別電灯	・平成28年4月1日以降、「全電化住宅割引」の新規加入を停止。 ・平成27年4月1日以降、「5時間通電機器割引」及び「通電制御型機器割引」の新規加入を停止。
時間帯別電灯	・平成27年4月1日以降、「5時間通電機器割引」及び「通電制御型機器割引」の新規加入を停止。
低圧深夜電力B 沸増型電気温水器契約	・平成27年4月1日以降、「通電制御型機器割引」の新規加入を停止。
第2深夜電力	・平成27年4月1日以降、新規加入を停止。

# (参考) 選択約款の見直し(東京、関西、九州)

＜東京電力＞ 対象約款	概要
第2深夜電力 電化厨房住宅契約	・平成25年4月1日以降、新規加入を停止。
時間帯別電灯（夜間8時間型） 時間帯別電灯（夜間10時間型） 季節別時間帯別電灯	・平成25年4月1日以降、「5時間通電機器割引」の新規加入を停止。

＜関西電力＞ 対象約款	概要
はぴeタイム （季節別時間帯別電灯）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・加入条件であるエコキュート等の夜間蓄熱式機器等の保有を廃止。</li> <li>・平成27年4月1日以降、「はぴeプラン（全電化住宅割引）」の新規加入を停止。</li> </ul>

※「季時別電灯PS」（ピークシフトプランの名称）は平成24年7月1日から実施済み。

＜九州電力＞ 対象約款	概要
ピークシフト電灯（新設）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ピーク時間（夏期（7～9月）の13時～16時を割高に、夜間時間を割安にしたピークシフトプラン。</li> <li>・ピーク時間・夜間時間以外の昼間時間については3段階料金を設定。</li> </ul>
季時別電灯	・加入条件であるエコキュート等の夜間蓄熱型機器等の保有を廃止。
第2深夜電力（5時間供給）	・平成26年4月1日以降、新規加入を停止。
季時別電灯 時間帯別電灯	・平成26年4月1日以降、「5時間通電機器割引」の新規加入を停止。

※九州電力はオール電化割引を設定していない。

# (参考) 選択約款の見直し(東北、四国、北海道)

＜東北電力＞ 対象約款	概要
ピークシフト季節別時間帯別電灯 (新設)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ピーク時間(夏期(7～9月))の13時～16時を割高に、夜間時間を割安にしたピークシフトプラン。</li> <li>・ピーク時間・夜間時間以外の昼間時間については3段階料金を設定。</li> </ul>
時間帯別電灯	<ul style="list-style-type: none"> <li>・平成26年4月1日以降、「5時間・8時間通電機器割引」、「通電制御型夜間蓄熱式機器割引」の新規加入を停止。</li> </ul>
深夜電力B(8時間通電型)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・平成26年4月1日以降、「通電制御型夜間蓄熱式機器割引」の新規加入を停止。</li> </ul>
深夜電力C(5時間通電型)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・平成26年4月1日以降、新規加入を停止。</li> </ul>

※東北電力はオール電化割引を設定していない。

＜四国電力＞ 対象約款	概要
ピークシフト型時間帯別電灯 (新設)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ピーク時間(夏期(7～9月))の13時～16時を割高に、夜間時間を割安にしたピークシフトプラン。</li> <li>・ピーク時間・夜間時間以外の昼間時間については3段階料金を設定。</li> </ul>
季節別時間帯別電灯 (電化Deナイト)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・平成27年4月1日以降、新規加入を停止。</li> </ul>

＜北海道電力＞ 対象約款	概要
3時間帯別電灯(eタイム3)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・加入条件であるエコキュート等の「夜間蓄熱型機器等の保有」を廃止。</li> <li>・平成27年9月1日以降、「非蓄熱式電気暖房割引」の新規加入を停止。</li> </ul>
ピーク抑制型時間帯別電灯 (ドリーム8エコ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・平成27年9月1日以降、「非蓄熱式電気暖房割引」の新規加入を停止。</li> </ul>

※ピーク抑制型時間帯別電灯については、平成11年7月1日から実施済み。なお、北海道電力はオール電化割引を設定していない。

# (参考) 中部電力の供給約款メニュー(申請ベース)

名称	定額電灯 (電灯料金)	従量電灯														
		(従量電灯A)					(従量電灯B)					(従量電灯C)				
適用範囲	電灯または小型機器を使用する需要で、その総容量が400ボルトアンペア以下であるもの	電灯または小型機器を使用する需要 最大電流が5アンペア以下、かつ、定額電灯が適用できない場合					電灯または小型機器を使用する需要 契約電流が10アンペア以上60アンペア以下 低圧電力と組み合わせる場合、契約電流と契約電力との合計が50キロワット未満					電灯または小型機器を使用する需要 契約容量が6キロボルトアンペア以上であり、かつ 原則50キロボルトアンペア未満 低圧電力と組み合わせる場合、契約電流と契約電力との合計が50キロワット未満				
区分		消費税5%	消費税8%		消費税5%	消費税8%		消費税5%	消費税8%		消費税5%	消費税8%		消費税5%	消費税8%	
料金	基本料金(円/月)	(1契約)	52.50	54.00	(最初の8kWhまで)	247.80	254.88	(30Aの場合)	819.00	842.40	(1kVA)	273.00	280.80			
	電力量料金 (円/kWh)	10Wまで	86.63	89.10	(上記超過1kWhごと)	20.33	20.91	(120kWhまで)	20.33	20.91	(120kWhまで)	20.33	20.91			
		20Wまで	135.45	139.32				(300kWhまで)	24.83	25.54	(300kWhまで)	24.83	25.54			
		40Wまで	233.10	239.76				(300kWh超過)	27.45	28.23	(300kWh超過)	27.45	28.23			
		60Wまで	330.75	340.20												
		100Wまで	526.05	541.08												
	上記超過100Wごと	526.05	541.08				最低月額料金	247.80	254.88							
備考																

名称	臨時電灯 (臨時電灯A)	公衆街路灯 (公衆街路灯A: 電灯料金)				低圧電力				臨時電力 (従量制供給の場合)				農事用電力 (農事用電力A)			
適用範囲	電灯または小型機器を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 総容量が3キロボルトアンペア以下	公衆のために設置された電灯または小型機器				動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満 従量電灯と組み合わせる場合、契約電流または契約容量と契約電力の合計が50キロワット未満				動力を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 契約電力が原則50キロワット未満				農事用のかんがい排水のために動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満			
区分		消費税5%	消費税8%		消費税5%	消費税8%		消費税5%	消費税8%		消費税5%	消費税8%		消費税5%	消費税8%		
料金	基本料金(円/月)			(1契約)	47.25	48.60	(1kWにつき)	1092.00	1123.20	(1kWにつき)	低圧電力の20%増し	(1kWにつき)	525.00	540.00			
	電力量料金 (円/kWh)	50VAまで	7.81	8.04	10Wまで	80.85	83.16	夏季	16.59	17.06	夏季	同上	夏季	12.01	12.36		
		100VAまで	15.62	16.07	20Wまで	127.05	130.68	その他季	15.08	15.51	その他季	同上	その他季	10.92	11.23		
		500VAまでの100VAごと	15.62	16.07	40Wまで	219.45	225.72										
		1kVAまで	156.24	160.70	60Wまで	311.85	320.76										
		3kVAまでの1kVAごと	156.24	160.70	100Wまで	496.65	510.84										
			上記超過100Wごと	496.65	510.84												
備考	単位は、1契約1日につき						夏季: 7月から9月 その他季: 10月から翌年6月			夏季: 7月から9月 その他季: 10月から翌年6月			夏季: 7月から9月 その他季: 10月から翌年6月				

# (参考) 中部電力の選択約款メニュー(供給約款変更認可後に届出予定ベース)

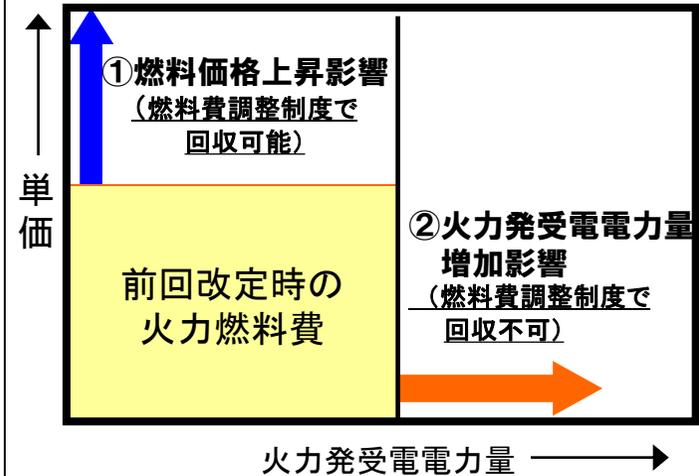
名称		供給約款(従量電灯B)		時間帯別電灯		3時間帯別電灯		ピークシフト電灯 (新設)					
適用範囲		供給約款の従量電灯の適用範囲に該当し、昼間時間から夜間時間への 負荷移行が可能な需要				供給約款の従量電灯の適用範囲に該当し、昼間時間以外の時間帯への負荷移行が可 能な需要				供給約款の従量電灯の適用範囲に該当し、ピーク時間以外の 時間帯への負荷移行が可能な需要			
区分		消費税5%	消費税8%	消費税5%	消費税8%	消費税5%	消費税8%	消費税5%	消費税8%	消費税5%	消費税8%		
料金	基本料金(円/月)	(30Aの場合)	819.00	842.40	(6kVA以下の場合1契約につき)	1260.00	1296.00	(6kVA以下の場合1契約につき)	1470.00	1512.00	(6kVAまでの場合)	1260.00	1296.00
	電力量料金 (円/kWh)	(120kWhまで)	20.33	20.91	昼間時間(90kWhまで)	23.67	24.34	昼間時間	35.06	36.06	ピーク時間	56.62	58.23
		(300kWhまで)	24.83	25.54	(230kWhまで)	28.90	29.72	軽負荷時間	25.04	25.76	昼間時間(90kWhまで)	23.18	23.85
		(300kWh超過)	27.45	28.23	(230kWh超)	31.93	32.84	夜間時間	13.28	13.66	(230kWhまで)	28.31	29.12
		最低月額料金	247.80	254.88	夜間時間(昼間時間以外)	13.28	13.66	5時間通電機器割引額	168.00	172.80	(230kWh超)	31.28	32.17
								5時間通電機器割引額	168.00	172.80	夜間時間	13.28	13.66
								通電制御型蓄熱式機器割引額	147.00	151.20	5時間通電機器割引額	168.00	172.80
						最低月額料金	340.20	349.92	最低月額料金	340.20	349.92		
備考		昼間時間: 午前7時から午後11時 夜間時間: 昼間時間以外 ※5時間通電機器割引及び通電制御型蓄熱式機器割引については、 平成27年4月以降、新規加入停止				昼間時間: 平日の午前9時から午後5時 軽負荷時間: 昼間時間を除く午前7時から午後11時 夜間時間: 昼間時間及び軽負荷時間以外 (別記) 全電化住宅割引: 基本料金と電力量料金(燃料費調整額を除く)の合計から、5時 間通電機器割引額及び通電制御型蓄熱式機器割引額を差し引いた額の5%の割引額 ※5時間通電機器割引及び通電制御型蓄熱式機器割引については、平成27年4月以降、 新規加入停止、また全電化住宅割引については、平成28年4月以降、新規加入停止				ピーク時間: 7月から9月の平日の午後1時から午後4時 昼間時間: ピーク時間を除く午前7時から午後11時 夜間時間: ピーク時間及び昼間時間以外 ※5時間通電機器割引及び通電制御型蓄熱式機器割引については、平成27年4月以降、 新規加入停止			

名称		低圧高圧利用契約		低圧季節別時間帯別電力		深夜電力 (深夜電力B)		融雪用電力									
適用範囲		電灯又は小型機器と動力をあわせて使用する需要家 原則、契約電力30キロワット以上、かつ、50キロワット未満				供給約款の低圧電力の適用範囲に該当する需要家				午後11時から翌午前7時までの時間を限り、動力を使用する需要				毎日午前10時から午前12時まで及び午後1時から午後3時 までの時間帯のうち2時間を除いた22時間限り、融雪などの ために毎年、一定期間を限り、3月以上継続して動力を使用 する需要			
区分		消費税5%	消費税8%	消費税5%	消費税8%	消費税5%	消費税8%	消費税5%	消費税8%	消費税5%	消費税8%						
料金	基本料金(円/月)	(1kWにつき)	1307.25	1344.60	(最初の3kWまで) (3kWを超過1kWごと)	3,465.00 1,092.00	3,564.00 1,123.20	(1kWにつき)	294.00	302.40	契約使用期間の最初の3月ま で 3月超過	2,010.75	2,068.20				
	電力量料金 (円/kWh)	夏季	19.35	19.90	昼間時間(夏季)	17.55	18.05	1kWhにつき	13.28	13.66	1kWhにつき	14.93	15.36				
		その他季	17.59	18.09	(その他季)	15.67	16.11	通電制御型夜間蓄熱式機器割引額	(備考記載)								
備考		夏季: 7月から9月 その他季: 10月から翌年6月				昼間時間: 午前7時から午後11時 夏季: 7月から9月 その他季: 10月から翌年6月 夜間時間: 昼間時間以外				通電制御型夜間蓄熱式機器割引額は、基本料金と電力量料金(燃料費調整額を除く)の 合計から12%割引引くものであり、平成27年4月以降、新規加入停止							

### 3. (8) 燃料費調整制度について

- ① 燃料費調整制度は、料金改定時に前提とした燃料消費数量(固定)に対応する燃料価格の変動影響を料金に反映する制度。全日本平均の輸入燃料価格(原油・LNG・石炭の貿易統計価格(全日本CIF価格※))の変動に応じ、毎月、電気料金を自動的に調整する。※為替レートの変動も織込済
- ② 燃料費調整制度では、電源構成の変化により、火力発電の燃料消費数量が増えたことに伴う火力燃料費の増加は、毎月の電気料金には反映されない。
- ③ 今回の改定申請は、燃料費調整制度で回収不可能な部分も含め、火力燃料費全体を見直すもの。

※これに伴い、燃料費調整の前提諸元も見直しとなる。



#### 【燃料費調整制度に基づく電気料金の算定】

##### ① 料金改定時に基準平均燃料価格※1及び基準単価※2を算定

###### ● 基準平均燃料価格※1

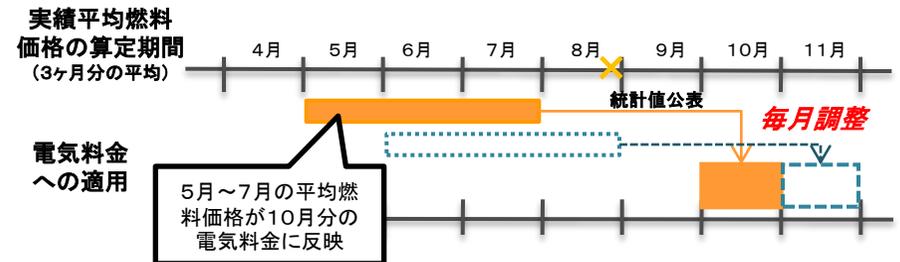
原油、LNG、石炭の貿易統計価格(料金改定申請時の直近3ヶ月分)を基に、各社火力発電における燃料ごとの比率を勘案して算定した原油換算値1kLあたりの平均燃料価格。

###### ● 基準単価※2

- ・平均燃料価格が1,000円/kL変動した場合の、販売電力量1kWhあたりの燃料費調整単価。
- ・料金改定申請時に、火力発電の燃料消費数量(原油換算kL)と、総販売電力量から算定。

##### ② 毎月、実績平均燃料価格と基準平均燃料価格の差額(変動額)を算定し、当該変動額と基準単価から燃料費単価を算定

##### ③ 燃料費調整単価をもとに電気料金を毎月、自動的に算定



$$\text{電気料金} = \text{基本料金} + \left[ \text{電力量料金単価} \times \text{1か月の使用電力量} + \left( \text{燃料費調整単価} \times \text{1か月の使用電力量} \right) \right] + \left[ \text{太陽光発電促進付加金単価} \times \text{1か月の使用電力量} \right]$$

# (参考) 燃料費調整制度の具体的な計算について

$$\text{燃料費調整単価(円/kWh)} = (\text{平均燃料価格} - \text{基準燃料価格}) \times \text{基準単価} / 1,000$$

## ○基準燃料価格

原油換算値1キロリットル当たりの平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量および価額の値に基づき、次の算式によって算定された値。

$$\text{基準燃料価格} = A \times \alpha + B \times \beta + C \times \gamma = 65,706 \times 0.0276 + 82,406 \times 0.4796 + 10,702 \times 0.4263 = 45,900 \text{円}$$

A = 各平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格 = 65,706円

B = 各平均燃料価格算定期間における1トン当たりの平均LNG価格 = 82,406円

C = 各平均燃料価格算定期間における1トン当たりの平均石炭価格 = 10,702円

換算係数(α、β、γ) = 原油換算係数 × 熱量構成比

(換算係数)

	原油換算係数 (X)	熱量構成比 (Y)	換算係数 Z = X × Y
原油	1.0000	0.0276	α : 0.0276
LNG	0.6996	0.6856	β : 0.4796
石炭	1.4864	0.2868	γ : 0.4263

(熱量構成比)

	総発熱量(10 <sup>6</sup> MJ)	熱量構成比(Y)
原油	83,510	0.0276
LNG	2,073,806	0.6856
石炭	867,319	0.2868
合計	3,024,635	1.0000

※原油 : 38.2MJ/l、LNG : 54.6MJ/kg、石炭 : 25.7MJ/kg  
(出典 : 総合エネルギー統計)

## ○基準単価

平均燃料価格が1,000円/kL変動した場合の、販売電力量1kWhあたりの燃料費調整単価。

$$\text{基準単価} = \text{原油換算消費数量} \div \text{販売電力量} \times 1,000 = 77,774 \div 378,610.9 = 0.205 \text{円}$$

※低圧はロス率を考慮して0.229円<税込(8%)>

## ○計算例

平均燃料価格が46,900円/kLとなった場合、使用量が300kWh/月の平均モデルにおける燃料費調整額(従量電灯B)

$$\begin{aligned} & (\text{平均燃料価格} - \text{基準燃料価格})(\text{円/kL}) \times \text{基準単価}(\text{円/kWh}) / 1000 \times \text{使用量}(\text{kWh}) \\ & = (46,900 - 45,900) \times 0.229 / 1000 \times 300 = \underline{69 \text{円}} \end{aligned}$$

### 3. (9) 電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書(抜粋)

#### (3) 対応の方向

##### ② 原価算定期間内における評価

原価算定期間内においては、毎年度、事業者が決算発表時等に、決算実績や収支見通しを説明するとともに、利益の使途や料金改定時に計画した効率化の進捗状況等を需要家がわかりやすい形で説明することが適当である。

また、部門別収支については、「電気料金情報公開ガイドライン」上、規制部門の利益によって自由化部門の赤字を補填することを防ぐ観点から、これまで自由化部門が赤字の場合のみ公表することとしてきたが、評価の透明性の観点から、常に公表することが適当である。

##### ③ 原価算定期間終了後の事後評価

原価算定期間終了後、事業者が料金改定を行わない場合には、行政が原価算定期間終了後も引き続き当該料金を採用する妥当性について評価を実施することが適当である。

その際、事業者が自ら部門別収支ベースで原価と実績値を比較し、その差異の要因を説明することに加え、これまでの利益の使途についても併せて具体的に説明するとともに、現行料金単価を維持した場合に想定される収支見通し(翌1年分)、収支における経営効率化の寄与分、利益の使途等について事業者が具体的に説明することにより、原価算定期間終了後も引き続き当該料金を採用する妥当性を評価することが適当である。その際、収支見通しについては、部門別収支の算定方法を参考に、規制部門の収支についても算定を行うべきである。

行政は、これら事業者による評価を評価し、事業者の経営効率化インセンティブも考慮しつつ、経営状況に照らして必要以上の内部留保の積み増しや株主配当が確認され、需要家利益を阻害するおそれがあると認められる場合、又は、今後の収支見通しが悪化し、現行の料金水準を維持することで、電気の安定供給に支障が生ずるおそれがあるような場合には、必要に応じて電気事業法第106条第3項に基づき報告徴収を行うとともに、電気事業法第23条に基づく料金認可申請命令の発動の要否について検討することが適当である。

なお、評価については需要家にとってわかりやすいものとする必要があることから、極力共通の様式により実施すべきである。

### 3. (10)部門別収支について

1. 一般電気事業者において、規制部門から自由化部門への内部補助が行われていないかを確認することを目的として、一般電気事業部門別収支計算規則に基づき、一般需要部門と特定規模需要部門を区分した部門別収支計算書を作成し行政に提出することが求められている。
2. 行政は、制度上、毎年度決算後に自由化部門の収支を確認。当期純損失が発生した場合は、行政がその赤字額と事業者名を公表することとなっている。  
 ※事業者は自由化部門が赤字でない場合でも、規制部門の料金設定が適切であることを対外的に説明(事業者による自主的説明)。
3. 一方、電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書での提言を受け、「電気料金情報公開ガイドライン」を改正し、評価の透明性の観点から常に公表することとなった。

平成〇〇年度部門別収支計算書

(単位:百万円)

	一般需要部門 (8)	特定規模需要 部門 (9)	一般需要・特定 規模需要外部 部門 (10)	合計 (11)=(8)+(9)+(10)
電気事業収益 (1)	×××××	×××××	××××	×××××
電気事業費用 (2)	×××××	×××××	××××	×××××
電気事業外収益 (3)	××××	××××	××××	××××
電気事業外費用 (4)	××××	××××	××××	××××
税引前当期純利益 又は純損失 (5)=(1)-(2)+(3)-(4)	××××	××××	××××	××××
法人税 (6)	×××	×××	×××	×××
当期純利益 又は純損失 (7)=(5)-(6)	×××	×××	×××	×××

自由化部門の赤字を補填することを目的として、規制部門の料金値上げを行うことを防ぐ

<過去の公表実績>

- 平成12年度 沖縄電力
- 平成13年度 沖縄電力
- 平成19年度 東京電力、北陸電力
- 平成20年度 北海道電力、東北電力、東京電力、関西電力、中国電力
- 平成22年度 中国電力
- 平成24年度 全10社

規制部門の収支

自由化部門の収支

原価外の収支

### 3. (11)事後評価

- 「電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議」報告書においては、料金設定後、①原価算定期間内においては、決算発表時等に決算実績、収支見通し、利益の使途、効率化の進捗等について評価を行うとともに、部門別収支を公表すること、②原価算定期間終了後は、①に加えて原価と実績の比較等について規制・自由部門に分けて評価を実施し、必要に応じて料金変更認可申請命令の発動の要否を検討することが提言されている。
- 上記②について、規制部門の料金設定について、構造的要因として、利益率が必要以上に高いものとなっていないかを事後評価として確認するため、客観的な基準を「電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等」において設定すべくパブリックコメントを実施し、平成25年3月19日付けで改定した。

#### 従来の事後評価(平成21年8月見直し)

##### ①毎年実施する評価

###### <事業者による評価>

年度決算発表時等において料金の妥当性に関する十分な説明を実施。

###### <行政における評価>

決算情報等に基づき、規制部門で営業赤字が生じている場合には、その要因や解消の見通し等について評価し、その結果を公表。

※部門別収支は、自由化部門が赤字の場合のみ公表。

##### ②長期間(3年)料金改定がない場合の評価

把握情報等を基に、一般電気事業者の説明の合理性(料金改定の予定がない場合の理由等)を中心に評価した内容について行政が公表。

#### 有識者会議を受けた見直し後の事後評価

##### ①原価算定期間内における評価

- ・事業者が、決算発表時等に、決算実績、収支見通し、利益の使途、効率化の進捗状況等を説明。
- ・部門別収支については、行政及び事業者が常に公表。

##### ②原価算定期間終了後における評価

###### <事業者による評価>

- ・原価と実績値の比較、これまでの利益の使途、収支見通し等について、規制部門と自由化部門に分けて評価。

###### <行政における評価>

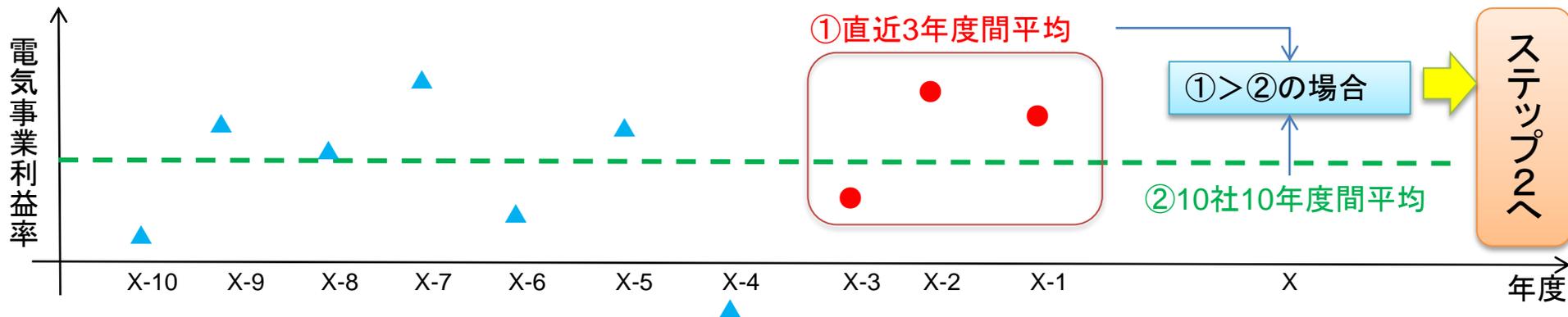
- ・経営状況に照らして必要以上の内部留保の積み増しや株主配当が確認されるような場合には、報告徴収を実施の上、料金認可申請命令の発動の要否について検討。

# (参考)電気事業法第23条に基づく料金変更認可申請命令に係る基準

○ 対象となる事業者について、原価算定期間終了後の事後評価において、以下のステップで得られた情報に基づき、変更認可申請命令の発動の可否を検討。

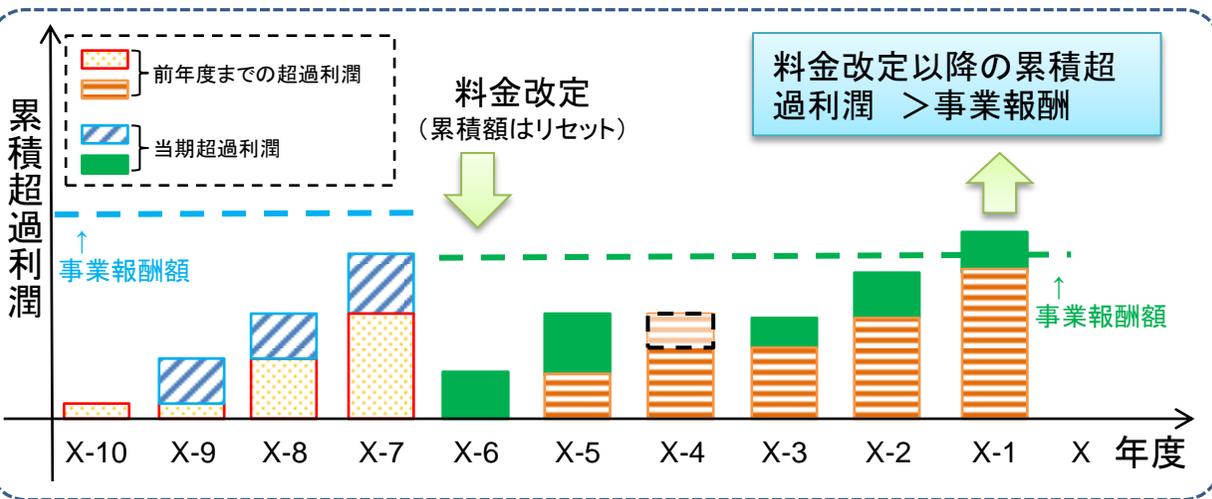
## <ステップ1> 電気事業利益率による基準

規制部門の電気事業利益率の直近3カ年度平均値が、電力会社10社の過去10カ年度平均値を上回っているかどうかを確認。

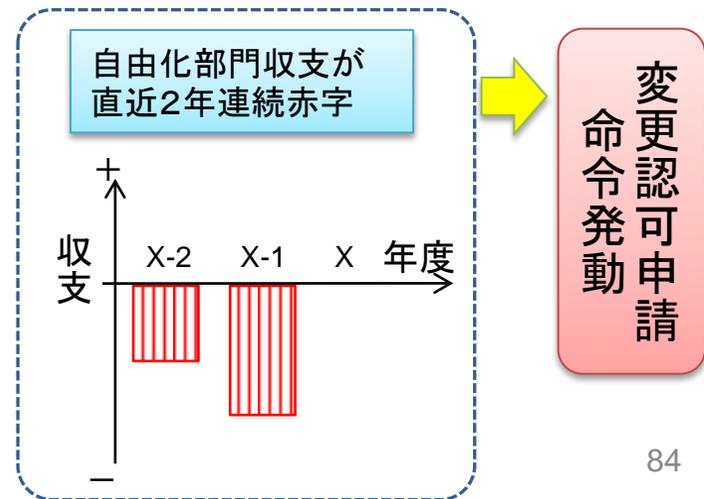


## <ステップ2> 規制部門の累積超過利潤による基準又は自由化部門の収支による基準

前回料金改定以降の超過利潤(=当期純利益-事業報酬)の累積額が事業報酬の額を超えているかどうか、又は自由化部門の収支が直近2年度間連続で赤字であるかどうかを確認。



又は



# (参考)料金メニューの算定(参照条文)

## <レートメイク>

### ○一般電気事業供給約款料金算定規則

(料金の決定等)

第十九条 料金は、低圧需要の前条の規定により整理された総固定費、総可変費及び総需要家費の合計額(以下「低圧需要原価等」という。)と原価算定期間における低圧需要の料金収入が一致するように設定されなければならない。

2 事業者は、低圧需要原価等を基に、契約種別ごとの電気の使用形態、電気の使用期間、電気の計量方法等による低圧需要原価等の差異を勘案して設定した基準により契約種別ごとの料金を設定しなければならない。

3 事業者は、前項で定めた基準を、あらかじめ、経済産業大臣に届け出なければならない。この場合においては、経済産業大臣は、当該基準を公表しなければならない。

4 事業者は、第二項の規定により契約種別ごとの料金を設定する場合には、販売電力量にかかわらず支払を受けるべき料金及び販売電力量に応じて支払を受けるべき料金の組み合わせにより、当該料金を設定しなければならない。ただし、販売電力量が極めて少ないと見込まれる需要に対する料金の設定の場合には、これによらないことができる。

5 事業者は、原価算定期間における低圧需要の料金収入を、第二項及び前項の規定により設定する料金、法第十九条第七項に定める選択約款で設定する料金並びに供給計画等に基づく契約電力、販売電力量等の電気の使用に係る値の予測値により算定しなければならない。

6 事業者は、第一項に規定する低圧需要原価等と前項により算定した原価算定期間における低圧需要の料金収入を整理し、様式第八第一表により低圧需要原価等と料金収入の比較表を作成しなければならない。

## <選択約款>

### ○電気事業法

(一般電気事業者の供給約款等)

第十九条(略)

11 一般電気事業者は、その一般電気事業の用に供する設備の効率的な使用その他の効率的な事業運営に資すると見込まれる場合には、料金及びその料金を適用するために必要となるその他の供給条件について第一項の認可を受けた供給約款で設定したものと異なる供給条件を設定した約款を、電気の利用者が供給約款に代えて選択し得るものとして、定めることができる。

12 一般電気事業者は、前項の規定により約款を定めたときは、経済産業省令で定めるところにより、その約款(以下「選択約款」という。)を経済産業大臣に届け出なければならない。これを変更したときも、同様とする。

13 経済産業大臣は、前項の規定による届出に係る選択約款が次の各号のいずれかに該当しないと認めるときは、当該一般電気事業者に対し、相当の期限を定め、その選択約款を変更すべきことを命ずることができる。

- 一 当該一般電気事業者の一般電気事業の用に供する設備の効率的な使用その他の効率的な事業運営に資すること。
- 二 第一項の認可を受けた供給約款により電気の供給を受ける者の利益を阻害するおそれがないこと。
- 三 料金が定率又は定額をもつて明確に定められていること。
- 四 特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと。

### 3. (12)一般電気事業供給約款料金審査要領(抜粋)

#### 第4章「料金の計算」に関する審査

##### 第1節「定率又は定額」に関する審査

法第19条第2項第2号に定める「供給の種類により定率又は定額をもって明確に定められていること」については、あらかじめ料金表等において明確に定められている料金率や計算式をもって、使用量に応じた料金が計算可能であるか否かにつき審査するものとする。

##### 第2節「不当な差別的取扱い」に関する審査

同項第4号に定める「特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと」については、算定規則に基づいて定められていることを前提とした上で、正当な理由に基づいて一般的に区別を行う場合を除き、すべての需要家に対して平等であるか否かにつき審査するものとする。なお、審査は、3需要種別に整理された原価等を基とした契約種別ごとの料金率の設定について重点的に行うこととする。

#### 第5章他の制度との関係に関する審査

##### 第1節選択約款との関係に関する審査

当該認可申請が、法第19条第12項によって届け出られた選択約款による損失を補填するものであるか、外部環境の変化等による原価等の変動によるものかを審査するものとする。

### 3. (13) 電気料金審査専門委員会における指摘事項(東京、関西、九州、東北、四国、北海道)

#### ○東京電力変更認可申請時の電気料金審査専門委員会における指摘事項

- (ア) 燃料費などその他の費用の影響がある場合を今回の申請ではどの程度織り込んでいるのか。明らかにしていただきたい。
- (イ) 所与の必要な収入額をどのように需要家にご負担いただくのか、料金の構成ということになるが、そのつながりがわかりにくい。
- (ウ) 利益の9割は電力販売量4割の家庭部門で占められているという指摘がある。このいった利益構造についても審査を進めながら全体の原価の精査・見直しを徹底していただきたい。
- (エ) 現状では、選択の余地がない家庭部門に対してますますしわ寄せがくることがないようにしていただきたい。

#### ○関西電力及び九州電力変更認可申請時の電気料金審査専門委員会における指摘事項

- (ア) 各費用ごとの値上げ額について、大口と小口の値上げ額にどのように影響するのか。

#### ○東北電力及び四国電力変更認可申請時の電気料金審査専門委員会における指摘事項

- (ア) 節電に対する関する説明が足りない。こうすれば節電が単価を下げるのに貢献する、という提案が欲しい。
- (イ) 需要想定を作るときに見込む節電は、販売電力量の減となり単価の増になるが、想定を決めた後の節電は、節電しても単価は変わらず、需要家にとっては支払い減になるということ、選択約款の説明をするときに説明してほしい。
- (ウ) オール電化でどれだけ割引したのか。また、選択約款とそうでない部分でデータを出して欲しい。また、普及開発費等も、コスト削減努力ではなく、営業の結果であるので、対応するコストは下がって当然であり、そこからどれだけコストが下がったかが重要。季特別の料金とそれ以外の需要を分けたものを出してほしい。

#### ○北海道電力変更認可申請時の電気料金審査専門委員会における指摘事項

- (ア) 冬のピーク等に合わせた料金メニューを作っているのか。
- (イ) 需給調整契約がどれくらいの規模で行われていて、料金の上乗せがどれくらいか。逼迫時のコストとのバランスがうまくいっているか、どういう工夫しているか資料を提出してほしい。

### 3. (14) 費用の配賦・レートメイクの審査に係る論点

#### 【費用の配賦】

- (ア) 各整理段階における費用の配賦は算定規則に則って適切に行われているか。
  - － 直課、配賦、帰属の比率。
  - － 需要や最大電力等の各需要種別の推計。
  - － 規制部門と自由化部門の事業報酬の配分。

#### 【レートメイク】

- (ア) 基本料金と従量料金の設定、3段階料金の設定及び選択約款の設定はどのような考え方に基づいて行われているのか。
- (イ) 機器要件の扱いについて。
- (ウ) 今回新規加入停止を予定している選択約款にある割引※について、その理由及び需要への影響について。(※全電化住宅割引、5時間通電機器割引、通電制御型蓄熱式機器割引、第2深夜電力)
- (エ) 早遅収料金制度の見直しは適切になされているか。
- (オ) 需要家に対する電気料金値上げの周知活動は十分行われているか。

### (1) 個別原価計算

個別原価計算においては、算定規則に基づき各費用の配分計算が適切に行われていることを確認した。また、事業者が独自に設定した基準についても、計器等の費用を口数比ではなく直接各需要に整理している等、より実態に即した費用配分となっている。総原価の約96%が直課により配分されていることは妥当であると考えられる。

固定費の各需要種別への配分方法は「2:1:1法※」等が算定規則により規定されているが、その際、低圧需要の最大電力は、サンプル調査(低圧電灯:約4,000件、低圧電力:約500件)に基づく推計値が用いられており、過大推計されていないことが確認された。

※最大電力に2、夏季・冬季尖頭時責任電力に1、発受電量に1の割合で合成された値により固定費を配分する方法。

また、総原価に対する事業報酬の割合については、前回改定時以降の燃料費の増加等に伴う収益構造が改善され、規制部門が5.7%、自由化部門が4.2%となっており、それぞれの部門における固定費の割合を適切に反映したものであることが確認された。

なお、今回改定以降の収益構造の変更については、事後評価において部門別収支が毎年公表され、原価算定期間終了後には原価と実績の部門別評価を実施することとなっているが、経済産業省は収益構造のゆがみが著しく、また、構造的なものと認められる場合には、事業者が料金改定を促すとともに、事業者がこれに応じない場合には、電気事業法第23条に基づく料金認可申請命令の発動が可能となるよう、その具体的な発動要件等を検討することとする。

## 参考① 電気料金審査専門委員会(関西、九州)〈査定方針〉個別原価計算(2)

### (1) 個別原価計算

個別原価計算においては、算定規則に基づき各費用の配分計算が適切に行われていることを確認した。また、事業者が独自に設定した基準についても、計器等の費用を口数比ではなく直接各需要に整理している等、より実態に即した費用配分となっている。総原価の90%超(関西電力:約94%、九州電力:92%)が固有費及び直課により配分されていることは妥当であると考えられる。

固定費の各需要種別への配分方法は「2:1:1法※」等が算定規則により規定されているが、その際、低圧需要の最大電力は、サンプル調査(関西電力、九州電力共にスマートメーターを活用して約2万件データを取得)に基づく推計値が用いられており、過大推計されていないことが確認された。

※最大電力に2、夏期・冬期尖頭時責任電力に1、発電電量に1の割合で合成された値により固定費を配分する方法。

また、総原価に対する事業報酬の割合については、前回改定時以降の燃料費の増加等に伴う収益構造が改善され、関西電力は、規制部門が5.6%、自由化部門が4.7%、九州電力は、規制部門が6.4%、自由化部門が5.5%、となっており、それぞれの部門における固定費の割合を適切に反映したものであることが確認された。

なお、今回改定以降の収益構造の変化については、事後評価において部門別収支が毎年公表され、原価算定期間終了後には原価と実績の部門別評価を実施することとなっているが、経済産業省は、平成25年3月に新たに設定された料金認可申請命令の発動基準に基づき、収益構造のゆがみが著しく、また、構造的なものと認められる場合には、事業者が料金改定を促すとともに、事業者がこれに応じない場合には、料金認可申請命令の発動を検討すべきである。

## 参考① 電気料金審査専門委員会(東北、四国、北海道)〈査定方針〉個別原価計算(3)

### (1) 個別原価計算

個別原価計算においては、算定規則に基づき各費用の配分計算が適切に行われていることを確認した。また、事業者が独自に設定した基準についても、計器等の費用を口数比ではなく直接各需要に整理している等、より実態に即した費用配分となっている。総原価の90%超(東北電力:約93%、四国電力:92%、北海道電力:92%)が固有費及び直課により配分されていることは妥当であると考えられる。

固定費の各需要種別への配分方法は「2:1:1法※」等が算定規則により規定されているが、その際、低圧需要の最大電力は、サンプル調査(東北電力は約1,100件、四国電力は395件、北海道電力は980件のデータを取得)に基づく推計値が用いられており、過大推計されていないことが確認された。

※ 最大電力に2、夏期・冬期尖頭時責任電力に1、発受電量に1の割合で合成された値により固定費を配分する方法。

また、総原価に対する事業報酬の割合については、前回改定時以降の燃料費の増加等に伴う収益構造が改善され、東北電力は、規制部門が6.3%、自由化部門が5.3%、四国電力は、規制部門が6.1%、自由化部門が5.4%、北海道電力は、規制部門が6.6%、自由化部門が6.1%、となっており、それぞれの部門における固定費の割合を適切に反映したものであることが確認された。

なお、今回改定以降の収益構造の変化については、事後評価において部門別収支が毎年公表され、原価算定期間終了後には原価と実績の部門別評価を実施することとなっているが、経済産業省は、平成25年3月に新たに設定された料金認可申請命令の発動基準に基づき、収益構造のゆがみが著しく、また、構造的なものと認められる場合には、事業者が料金改定を促すとともに、事業者がこれに応じない場合には、料金認可申請命令の発動を検討する。

# 参考② 固有費及び直課比率(東京、関西、九州、東北、四国、北海道)

## <東京電力>

(単位:億円)

区分	水力	火力	原子力	新工本	送電	変電	配電	販売	合計	
固有費	896 (74.7%)	28,003 (97.2%)	4,587 (82.3%)	15 (44.6%)	3,262 (79.5%)	1,494 (77.2%)	4,987 (79.7%)	1,307 (72.5%)	44,551 (99.6%)	
一般管理費ABC	直課	248 (20.6%)	572 (2.0%)	619 (11.1%)	16 (48.9%)	621 (15.1%)	321 (10.6%)	818 (13.1%)	170 (9.8%)	3,384 (8.3%)
	帰属	40 (3.3%)	154 (0.5%)	162 (2.9%)	2 (5.5%)	133 (3.2%)	78 (2.4%)	305 (4.9%)	213 (11.8%)	1,087 (2.3%)
	配賦	17 (1.4%)	80 (0.3%)	202 (3.6%)	1 (3.0%)	89 (2.2%)	42 (1.3%)	148 (2.4%)	112 (6.2%)	691 (1.4%)
合計	1,200 (100.0%)	28,810 (100.0%)	5,570 (100.0%)	34 (100.0%)	4,105 (100.0%)	1,934 (100.0%)	6,257 (100.0%)	1,804 (100.0%)	49,714 (100.0%)	

96%

## <東北電力>

(単位:億円)

区分	水力	火力	原子力	新工本等	送電	変電	配電	販売	合計	
固有	355 (79.6%)	6,556 (95.7%)	1,072 (81.2%)	96 (91.7%)	791 (74.6%)	487 (76.5%)	1,748 (74.9%)	433 (54.8%)	11,538 (85.2%)	
一般管理費等	直課	60 (13.6%)	178 (2.6%)	188 (14.3%)	6 (5.4%)	202 (19.0%)	94 (14.8%)	263 (11.3%)	44 (5.6%)	1,036 (7.7%)
	帰属	19 (4.3%)	36 (0.5%)	32 (2.4%)	1 (1.3%)	38 (3.6%)	37 (5.8%)	231 (9.9%)	225 (28.5%)	619 (4.6%)
	配賦	11 (2.5%)	77 (1.1%)	28 (2.1%)	2 (1.5%)	29 (2.8%)	18 (2.9%)	93 (4.0%)	89 (11.2%)	348 (2.6%)
合計	446 (100.0%)	6,848 (100.0%)	1,320 (100.0%)	105 (100.0%)	1,060 (100.0%)	636 (100.0%)	2,335 (100.0%)	791 (100.0%)	13,541 (100.0%)	

93%

## <関西電力>

(単位:億円)

区分	水力	火力	原子力	新工本等	送電	変電	配電	販売	合計	
固有	664 (77.6%)	10,918 (95.9%)	2,877 (82.9%)	4 (62.7%)	1,495 (77.9%)	833 (76.7%)	2,253 (78.3%)	833 (59.1%)	19,876 (86.4%)	
一般管理費等	直課	125 (14.6%)	242 (2.1%)	443 (12.8%)	2 (33.4%)	308 (16.0%)	160 (14.7%)	308 (10.7%)	127 (9.0%)	1,715 (7.5%)
	帰属	48 (5.6%)	111 (1.0%)	83 (2.4%)	0 (0.1%)	75 (3.9%)	67 (6.2%)	216 (7.5%)	343 (24.3%)	942 (4.1%)
	配賦	18 (2.1%)	119 (1.0%)	66 (1.9%)	0 (3.8%)	42 (2.2%)	26 (2.4%)	100 (3.5%)	106 (7.5%)	478 (2.1%)
合計	855 (100.0%)	11,390 (100.0%)	3,469 (100.0%)	6 (100.0%)	1,919 (100.0%)	1,087 (100.0%)	2,877 (100.0%)	1,409 (100.0%)	23,011 (100.0%)	

94%

## <四国電力>

(単位:億円)

区分	水力	火力	原子力	新工本等	送電	変電	配電	販売	合計	
固有費	129 (75.8%)	1,659 (94.5%)	726 (81.6%)	1 (75.0%)	313 (79.1%)	150 (76.5%)	567 (79.0%)	196 (65.9%)	3,742 (84.6%)	
一般管理費等	直課	25 (14.6%)	45 (2.6%)	113 (12.7%)	0 (22.0%)	48 (12.1%)	31 (15.8%)	79 (10.9%)	19 (6.6%)	361 (8.2%)
	帰属	12 (7.0%)	22 (1.3%)	18 (2.0%)	0 (0.2%)	26 (6.5%)	11 (5.7%)	52 (7.2%)	70 (23.5%)	211 (4.8%)
	配賦	4 (2.5%)	28 (1.6%)	33 (3.7%)	0 (2.8%)	9 (2.2%)	4 (1.9%)	20 (2.8%)	12 (4.0%)	111 (2.5%)
合計	170 (100.0%)	1,755 (100.0%)	890 (100.0%)	2 (100.0%)	395 (100.0%)	197 (100.0%)	718 (100.0%)	297 (100.0%)	4,424 (100.0%)	

92%

## <九州電力>

(単位:億円)

区分	水力	火力	原子力	新工本	送電	変電	配電	販売	合計	
固有費	419 (73.8%)	5,591 (95.0%)	1,931 (84.7%)	108 (89.5%)	838 (73.9%)	421 (74.5%)	1,441 (74.7%)	505 (58.7%)	11,254 (84.4%)	
一般管理費ABC	直課	100 (17.6%)	129 (2.2%)	219 (9.6%)	7 (17.5%)	198 (13.8%)	78 (11.6%)	224 (9.4%)	81 (7.8%)	1,036 (7.8%)
	帰属	30 (5.3%)	79 (1.3%)	64 (2.8%)	3 (2.8%)	60 (5.3%)	45 (8.0%)	191 (9.9%)	220 (25.6%)	693 (5.2%)
	配賦	19 (3.3%)	85 (1.5%)	65 (2.8%)	3 (2.3%)	38 (3.4%)	21 (3.7%)	74 (3.8%)	54 (6.3%)	358 (2.7%)
合計	568 (100.0%)	5,884 (100.0%)	2,279 (100.0%)	121 (100.0%)	1,134 (100.0%)	565 (100.0%)	1,931 (100.0%)	860 (100.0%)	13,340 (100.0%)	

92%

## <北海道電力>

【一般管理費等の配分結果】

(単位:百万円)

区分	水力	火力	原子力	新工本等	送電	変電	配電	販売	合計
固有費	23,453 (73.65%)	201,831 (95.39%)	96,178 (84.10%)	1,944 (91.41%)	34,839 (77.52%)	19,508 (73.79%)	65,347 (78.05%)	27,989 (67.89%)	471,090 (84.69%)
直課	6,059 (19.02%)	4,833 (2.28%)	13,095 (11.45%)	141 (6.64%)	5,102 (11.35%)	2,498 (9.45%)	8,646 (10.33%)	2,208 (5.36%)	42,581 (7.65%)
帰属	1,457 (4.57%)	2,209 (1.04%)	2,693 (2.35%)	14 (0.65%)	3,316 (7.38%)	3,087 (11.68%)	6,328 (7.56%)	7,833 (19.00%)	26,937 (4.84%)
配賦	879 (2.76%)	2,732 (1.29%)	2,400 (2.10%)	28 (1.30%)	1,684 (3.75%)	1,343 (5.08%)	3,399 (4.06%)	3,197 (7.75%)	15,661 (2.82%)
合計	31,847 (100.0%)	211,605 (100.0%)	114,366 (100.0%)	2,126 (100.0%)	44,942 (100.0%)	26,436 (100.0%)	83,720 (100.0%)	41,227 (100.0%)	556,270 (100.0%)

92%

# 参考③ 夏期尖頭時責任電力の推計(東京、関西)

＜東京電力:各需要種別の時間帯需要の推計＞

最重負荷日需要種別区分 (24年8月)【送電・高圧配電非関連需要】								(10 <sup>3</sup> kWh)
時 間	低圧需要			計	高圧需要 計	特別高圧需要 計	特別高圧・ 高圧需要計	合 計
	電灯	低圧	その他					
1	14,752	1,010	289	16,051	8,229	8,781	17,010	33,061
2	12,366	945	368	13,679	7,992	8,526	16,518	30,197
3	10,830	862	549	12,241	7,685	8,376	16,061	28,302
4	10,225	817	489	11,531	7,543	8,260	15,803	27,334
5	9,942	846	269	11,057	7,563	8,310	15,873	26,930
6	10,387	829	157	11,373	7,344	8,196	15,540	26,913
7	12,131	986	98	13,215	8,123	8,374	16,497	29,712
8	14,004	1,395	109	15,508	10,208	8,795	19,003	34,511
9	15,162	2,364	157	17,683	14,062	9,147	23,209	40,892
10	16,075	3,356	162	19,593	17,219	9,640	26,859	46,452
11	16,915	3,789	165	20,869	18,283	9,813	28,096	48,965
12	18,325	4,032	166	22,523	18,290	9,666	27,956	50,479
13	20,069	3,734	140	23,943	16,871	9,164	26,035	49,978
14	20,341	4,076	162	24,579	17,530	9,110	26,640	51,219
15	20,067	4,138	164	24,369	17,820	9,191	27,011	51,380
16	19,222	4,009	159	23,390	17,922	9,211	27,133	50,523
17	19,430	3,913	151	23,494	17,310	9,302	26,612	50,106
18	20,492	3,553	121	24,166	15,125	8,948	24,073	48,239
19	23,259	3,006	104	26,369	13,199	8,579	21,778	48,147
20	25,635	2,442	93	28,170	11,485	8,147	19,632	47,802
21	25,865	1,953	85	27,903	9,748	7,930	17,678	45,581
22	23,561	1,534	80	25,175	9,727	7,988	17,715	42,890
23	21,422	1,347	79	22,848	9,314	9,026	18,340	41,188
24	18,400	1,217	265	19,882	8,755	9,050	17,805	37,687
計	418,877	56,153	4,581	479,611	297,347	211,530	508,877	988,488
個別				28,170			28,096	56,266
尖頭時				24,369			27,011	51,380

注:電灯の最大電力が前ページの値(25,662)と異なっているのは、最終的に合計値が一致するよう補正を行うため。

＜関西電力:各需要種別の時間帯需要の推計＞

※表はH25夏期最重負荷日の例示

(単位:千kW)

時間	低圧需要	特別高圧・高圧需要	合 計
1	8,714	8,902	17,616
2	7,688	8,692	16,380
3	7,321	8,681	16,002
4	7,324	8,571	15,895
5	7,108	8,512	15,620
6	6,412	8,768	15,180
7	6,543	9,515	16,058
8	7,311	10,925	18,236
9	7,881	13,823	21,704
10	8,313	15,989	24,302
11	8,655	16,820	25,475
12	9,217	16,897	26,114
13	9,706	15,747	25,453
14	9,961	16,695	26,656
15	10,125	16,802	26,927
16	10,415	16,475	26,890
17	10,894	16,029	26,923
18	11,536	14,352	25,888
19	12,557	12,764	25,321
20	13,715	11,519	25,234
21	13,367	10,641	24,008
22	12,868	10,013	22,881
23	12,050	9,839	21,889
24	10,785	9,516	20,301
計	230,466	296,487	526,953
尖頭	10,125	16,802	26,927
個別	13,715	16,897	30,612

夏期尖頭時責任電力

最大電力

# 参考③ 夏期尖頭時責任電力の推計(九州、東北)

<九州電力:各需要種別の時間帯需要の推計>

※表はH25夏期最重負荷日の例示

(単位:千kW)

時間	需要種別 毎日 負荷							合計
	夏 期							
	低圧需要		特別高圧・高圧需要			合計		
電 灯	低圧電力	高圧電力	特高電力	合計				
1	4,368	467	4,835	2,975	2,497	5,472	10,307	
2	4,008	575	4,583	2,760	2,493	5,253	9,836	
3	3,970	562	4,532	2,679	2,460	5,139	9,671	
4	4,104	611	4,715	2,551	2,470	5,021	9,736	
5	4,107	635	4,742	2,652	2,479	5,131	9,873	
6	4,115	497	4,612	2,824	2,466	5,290	9,902	
7	4,090	640	4,730	3,023	2,487	5,510	10,240	
8	4,203	969	5,172	3,557	2,454	6,011	11,183	
9	4,247	1,274	5,521	4,857	2,434	7,291	12,812	
10	4,226	1,475	5,701	5,973	2,557	8,530	14,231	
11	4,228	1,595	5,823	6,374	2,577	8,951	14,774	
12	4,450	1,772	6,222	6,426	2,595	9,021	15,243	
13	4,830	1,700	6,530	6,066	2,459	8,525	15,055	
14	4,740	1,775	6,515	6,365	2,480	8,845	15,360	
15	4,764	1,788	6,552	6,379	2,490	8,869	15,421	
16	4,783	1,774	6,557	6,278	2,512	8,790	15,347	
17	4,990	1,824	6,814	6,077	2,514	8,591	15,405	
18	5,451	1,613	7,064	5,504	2,446	7,950	15,014	
19	5,961	1,396	7,357	5,124	2,382	7,506	14,863	
20	6,542	1,140	7,682	4,825	2,322	7,147	14,829	
21	6,666	966	7,632	4,390	2,298	6,688	14,320	
22	6,374	804	7,178	3,886	2,366	6,252	13,430	
23	5,928	588	6,516	3,609	2,468	6,077	12,593	
24	5,208	572	5,780	3,206	2,543	5,749	11,529	
合計	116,353	27,012	143,365	108,360	59,249	167,609	310,974	

<東北電力:各需要種別の時間帯需要の推計>

※表はH25夏期最重負荷日の例示

(単位:千kW)

時間	夏 期 ( 8 月 )						合計
	電 灯 ・ 低 圧			高 圧 ・ 特 高			
	電 灯	低 圧	計	高 圧	特 高	計	
1	2,346	392	2,738	3,225	2,450	5,675	8,413
2	2,163	421	2,584	3,073	2,452	5,525	8,109
3	2,224	438	2,662	2,910	2,434	5,344	8,006
4	2,421	363	2,784	2,855	2,420	5,275	8,059
5	2,256	286	2,542	3,084	2,396	5,480	8,022
6	2,126	235	2,361	3,191	2,418	5,609	7,970
7	2,322	264	2,586	3,375	2,477	5,852	8,438
8	2,714	529	3,243	3,756	2,434	6,190	9,433
9	3,109	873	3,982	4,803	2,195	6,998	10,980
10	3,241	1,025	4,266	5,668	2,173	7,841	12,107
11	3,360	1,112	4,472	5,994	2,184	8,178	12,650
12	3,614	1,172	4,786	6,041	2,193	8,234	13,020
13	3,756	1,189	4,945	5,613	2,101	7,714	12,659
14	3,758	1,224	4,982	6,039	2,137	8,176	13,158
15	3,664	1,250	4,914	6,180	2,150	8,330	13,244
16	3,745	1,216	4,961	6,042	2,128	8,170	13,131
17	3,901	1,190	5,091	5,767	2,142	7,909	13,000
18	3,936	1,096	5,032	5,150	2,085	7,235	12,267
19	4,195	905	5,100	4,958	2,025	6,983	12,083
20	4,413	707	5,120	4,674	1,975	6,649	11,769
21	4,153	525	4,678	4,347	1,957	6,304	10,982
22	3,859	390	4,249	3,922	2,137	6,059	10,308
23	3,340	316	3,656	3,674	2,472	6,146	9,802
24	2,781	404	3,185	3,502	2,452	5,954	9,139
計	77,397	17,522	94,919	107,843	53,987	161,830	256,749

夏期尖頭時責任電力

最大電力

# 参考③ 夏期尖頭時責任電力の推計(四国、北海道)

＜四国電力:各需要種別の時間帯需要の推計＞

※表はH25夏期最重負荷日の例示

(単位:千kW)

時間	需 要 種 別 毎 日 負 荷			
	夏 期			合 計
	電灯・低圧	高 圧	特 高	
1	1,212	929	788	2,929
2	1,124	905	798	2,827
3	1,207	887	804	2,898
4	1,346	869	810	3,025
5	1,465	869	820	3,154
6	1,381	926	809	3,116
7	1,230	1,057	771	3,058
8	1,313	1,369	715	3,397
9	1,336	2,023	601	3,960
10	1,377	2,491	566	4,434
11	1,538	2,597	566	4,701
12	1,685	2,630	573	4,888
13	1,915	2,484	560	4,959
14	1,938	2,651	561	5,150
15	1,951	2,681	556	5,188
16	1,929	2,662	557	5,148
17	1,962	2,530	557	5,049
18	2,088	2,117	600	4,805
19	2,384	1,810	612	4,806
20	2,570	1,591	610	4,771
21	2,410	1,441	606	4,457
22	2,234	1,231	610	4,075
23	1,938	1,054	749	3,741
24	1,553	969	803	3,325
合 計	41,086	40,773	16,002	97,861

＜北海道電力:各需要種別の時間帯需要の推計＞

※表はH25夏期・冬期最重負荷日の例示

(単位:千kW)

時間	夏 期 ( 8 月 )					冬 期 ( 12 月 )				
	低 圧	高 圧 ・ 特 高			合 計	低 圧	高 圧 ・ 特 高			合 計
		高 圧	特 高	計			高 圧	特 高	計	
1	1,464	1,239	645	1,884	3,348	2,850	1,231	579	1,810	4,660
2	1,519	1,110	632	1,742	3,261	3,044	1,113	597	1,710	4,754
3	1,514	1,101	663	1,764	3,278	3,067	1,140	577	1,717	4,784
4	1,575	1,099	662	1,761	3,336	2,902	1,241	580	1,821	4,723
5	1,498	1,087	664	1,751	3,249	2,639	1,358	578	1,936	4,575
6	1,389	1,104	642	1,746	3,135	2,470	1,526	548	2,074	4,544
7	1,430	1,231	627	1,858	3,288	2,375	1,744	494	2,238	4,613
8	1,453	1,509	504	2,031	3,466	2,111	1,924	377	2,301	4,412
9	1,497	2,021	336	2,357	3,854	2,028	2,194	345	2,539	4,567
10	1,461	2,427	342	2,769	4,230	1,903	2,369	345	2,714	4,617
11	1,446	2,559	348	2,907	4,353	1,871	2,398	352	2,750	4,621
12	1,516	2,567	345	2,912	4,428	1,802	2,395	345	2,740	4,542
13	1,560	2,373	313	2,686	4,246	1,756	2,303	340	2,643	4,399
14	1,535	2,554	342	2,896	4,431	1,879	2,499	344	2,843	4,722
15	1,501	2,596	340	2,936	4,437	1,996	2,570	346	2,916	4,912
16	1,513	2,496	333	2,829	4,342	2,196	2,513	342	2,855	5,051
17	1,582	2,449	322	2,771	4,353	2,506	2,477	341	2,818	5,324
18	1,679	2,320	313	2,633	4,312	2,761	2,160	334	2,494	5,255
19	1,887	2,067	292	2,359	4,246	3,068	1,779	335	2,114	5,182
20	2,072	1,764	291	2,055	4,127	3,195	1,524	328	1,852	5,047
21	1,982	1,584	287	1,871	3,853	3,155	1,390	337	1,727	4,882
22	1,850	1,473	298	1,771	3,621	3,049	1,341	347	1,688	4,737
23	1,614	1,449	595	2,044	3,658	2,629	1,282	458	1,740	4,369
24	1,572	1,347	678	2,025	3,597	2,822	1,275	505	1,780	4,602
計	38,109	43,526	10,814	54,340	92,449	60,074	43,746	10,074	53,820	113,894

夏期・冬期尖頭時責任電力

最大電力

## 参考④ 事業利益率の推移(東京、関西、九州、東北、四国、北海道)

(単位:%)

		東京電力		関西電力		九州電力		東北電力		四国電力		北海道電力	
		規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門
原価	H20年度改定時の総原価に対する事業報酬の割合	6.3	5.0	6.3	5.4	6.7	6.1	6.7	6.5	6.6	5.8	6.5	5.7
実績	H20年度の事業利益率	1.0	▲3.6	▲0.2	▲4.0	4.8	2.3	▲4.3	▲4.3	8.4	8.6	▲5.4	▲7.1
実績	H21年度の事業利益率	6.6	0.3	6.3	6.4	5.2	4.0	3.1	2.0	7.0	6.4	3.5	1.8
実績	H22年度の事業利益率	9.3	2.4	8.8	8.2	7.1	3.3	5.0	4.8	10.5	10.6	4.3	6.4
実績	H23年度の事業利益率	▲1.0	▲14.3	▲8.8	▲15.5	▲11.4	▲21.0	▲9.3	▲17.5	▲0.1	▲2.0	▲3.1	▲1.3
実績	H24年度の事業利益率	▲3.4	▲9.6	▲13.0	▲20.1	▲19.0	▲32.4	0.0	▲7.2	▲10.7	▲17.4	▲17.8	▲25.7
原価	改定申請時の総原価に対する事業報酬の割合	5.7	4.2	5.6	4.7	6.4	5.5	6.3	5.3	6.1	5.4	6.6	6.1

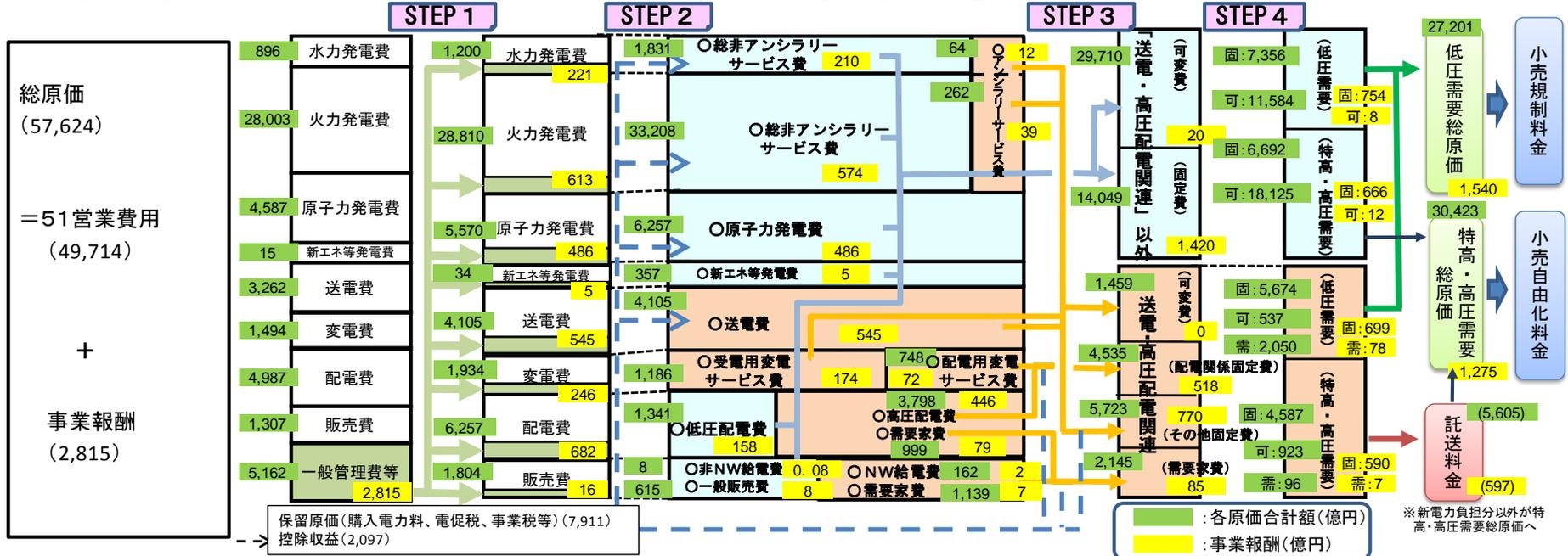
※総原価に対する事業報酬の割合は、申請時における想定値。

事業利益率は、電気事業収益に対する電気事業利益の割合(実績値)。

東京電力:平成24年7月25日認可、関西電力及び九州電力:平成25年4月2日認可、東北電力、四国電力及び北海道電力:平成25年8月6日認可。

# 参考⑤ 事業報酬の個別原価計算フロー(平成24年度東京電力料金改定申請ベース)

<総原価及び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に従い、各需要種まで整理される。>



## STEP 1 8部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理(規則第6条第1項第8号)
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分(規則第6条第2項)。

## STEP 2 送電等関連／非関連コストの整理

- ① アンシラリーサービス(瞬時瞬時の需給調整)費用の抽出(規則第6条第4項)  
= 周波数制御機能を有する水力発電設備及び火力発電設備の資産額 × 認可出力のうち調整出力の割合(規則第6条第4項)
- ② 変電費、配電費、販売費の費目を細分化(規則第6条第5項)。  
変電費: 受電用設備と配電用設備の簿価比等による整理  
配電費: 低圧配電用設備、高圧配電用設備、需要家用設備(メーター、引込線等)の簿価比等による整理  
販売費: 給電、一般販売、需要家(検針、集金等)にかかる建物の床面積比等による整理

## STEP 3 固定費、可変費への整理

- ① 事業報酬については、火力発電費のうち環境対策費に係るものは可変費に整理(環境対策設備の帳簿原価比による整理)(規則第8条2項第三号)

## STEP 4 需要種別への整理

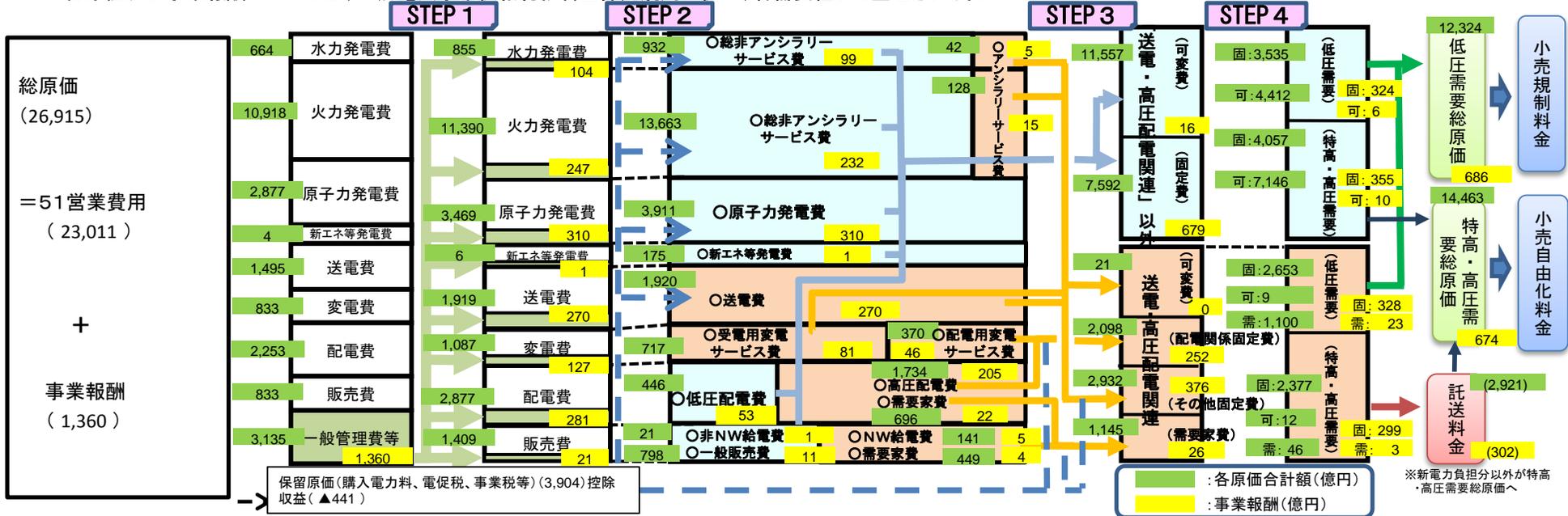
- ① 送電等非関連コストの固定費は、全てが低圧需要に整理される低圧配電費を除き、最大電力、ピーク需要、電力量に基づく配分比率(低圧:47%、特高・高圧:53%)により各需要に整理。一般販売費についてはそれまでに算定した各需要の原価比により整理。(規則第9条、第10条)。
- ② 送電等関連コストの固定費のうち、「配電用変電サービス費」と「高圧配電費」については、最大電力及び電力量に基づく配分比率(低圧:69%、特高・高圧:31%)により、それ以外は新電力への離脱需要やピーク需要も考慮した配分比率(低圧:44%、高圧:35%、特高:21%)により各需要に整理。需要家費は口数比(低圧95.54%、高圧3.85%、特高:0.61%)により整理。(規則第9条、第10条)
- ③ いずれも可変費は発電電量費(低圧:39%、特高・高圧:61%)により整理。



	事業報酬計(百万円)			総原価(百万円)	総原価に対する事業報酬の割合	
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門(低圧)	145,332	787	7,833	153,952	2,720,127	5.7%
自由化部門(特高・高圧)	125,586	1,231	708	127,525	3,042,280	4.2%
合計	270,918	2,018	8,541	281,477	5,762,407	4.9%

# 参考⑤ 事業報酬の個別原価計算フロー(平成24年度関西電力料金改定申請ベース)

<総原価及び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に従い、各需要種まで整理される。>



## STEP 1 8部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理(規則第6条第1項第九号)
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分(規則第6条第2項)。

## STEP 2 送電等関連／非関連コストの整理

- ① アンシラリーサービス(瞬時瞬時の需給調整)費用の抽出(規則第6条第4項)  
= 周波数制御機能を有する水力発電設備及び火力発電設備の資産額 × 認可出力のうち調整出力の割合(規則第6条第4項)
- ② 変電費、配電費、販売費の費目を細分化(規則第6条第4項)。  
変電費: 受電用設備と配電用設備の帳簿原価比等による整理  
配電費: 低圧配電用設備、高圧配電用設備、需要家用設備(メーター、引込線等)の帳簿原価比等による整理  
販売費: 給電、一般販売、需要家(検針、集金等)にかかる建物の床面積比等による整理

## STEP 3 固定費、可変費への整理

- ① 事業報酬については、火力発電費のうち環境対策費に係るものは可変費に整理(環境対策設備の帳簿原価比による整理)(規則第8条2項第三号)

## STEP 4 需要種別への整理

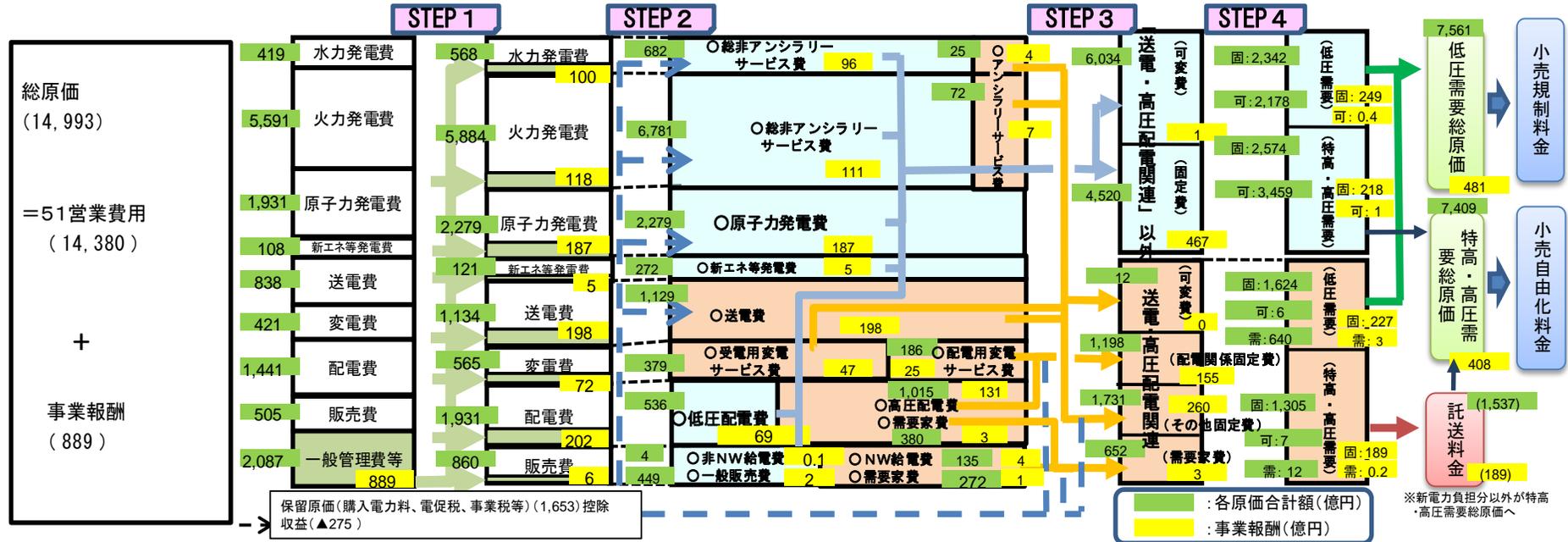
- ① 送電等非関連コストの固定費は、全てが低圧需要に整理される低圧配電費を除き、最大電力、ピーク需要、電力量に基づく配分比率(低圧: 43%、特高・高圧: 57%)により各需要に整理。一般販売費についてはそれまでに算定した各需要の原価比により整理。(規則第9条、第10条)。
- ② 送電等関連コストの固定費のうち、「配電用変電サービス費」と「高圧配電費」については、延契約電力及び電力量に基づく配分比率(低圧: 68%、高圧: 32%)により、それ以外は新電力への離脱需要やピーク需要も考慮した配分比率(低圧: 42%、高圧: 34%、特高: 24%)により各需要に整理。需要家費は口数比等(低圧96%、高圧3.4%、特高: 0.6%)により整理。(規則第9条、第10条)
- ③ いずれも可変費は発電電量比(低圧: 37%、特高・高圧: 63%)により整理。



	事業報酬計(百万円)			総原価(百万円)	総原価に対する事業報酬の割合	
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門(低圧)	65,395	865	2,331	68,592	1,232,368	5.6%
自由化部門(特高・高圧)	65,702	1,401	311	67,414	1,446,261	4.7%
合計	131,097	2,266	2,642	136,006	2,678,628	5.1%

# 参考⑤ 事業報酬の個別原価計算フロー(平成24年度九州電力料金改定申請ベース)

< 総原価及び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に従い、各需要種まで整理される。 >



## STEP 1 8部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理(規則第6条第1項第8号)
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分(規則第6条第2項)。

## STEP 2 送電等関連/非関連コストの整理

- ① アンシラリーサービス(瞬時瞬時の需給調整)費用の抽出(規則第6条第4項)  
= 周波数制御機能を有する水力発電設備及び火力発電設備の資産額 × 認可出力のうち調整出力の割合(規則第6条第4項)
- ② 変電費、配電費、販売費の費目を細分化(規則第6条第5項)。  
変電費:受電用設備と配電用設備の簿価比等による整理  
配電費: 低圧配電用設備、高圧配電用設備、需要家用設備(メーター、引込線等)の取得価額比等による整理  
販売費: 給電、一般販売、需要家(検針、集金等)にかかる建物の床面積比等による整理

## STEP 3 固定費、可変費への整理

- ① 事業報酬については、火力発電費のうち環境対策費に係るものは可変費に整理(環境対策設備の簿価比による整理)(規則第8条2項第三号)

## STEP 4 需要種別への整理

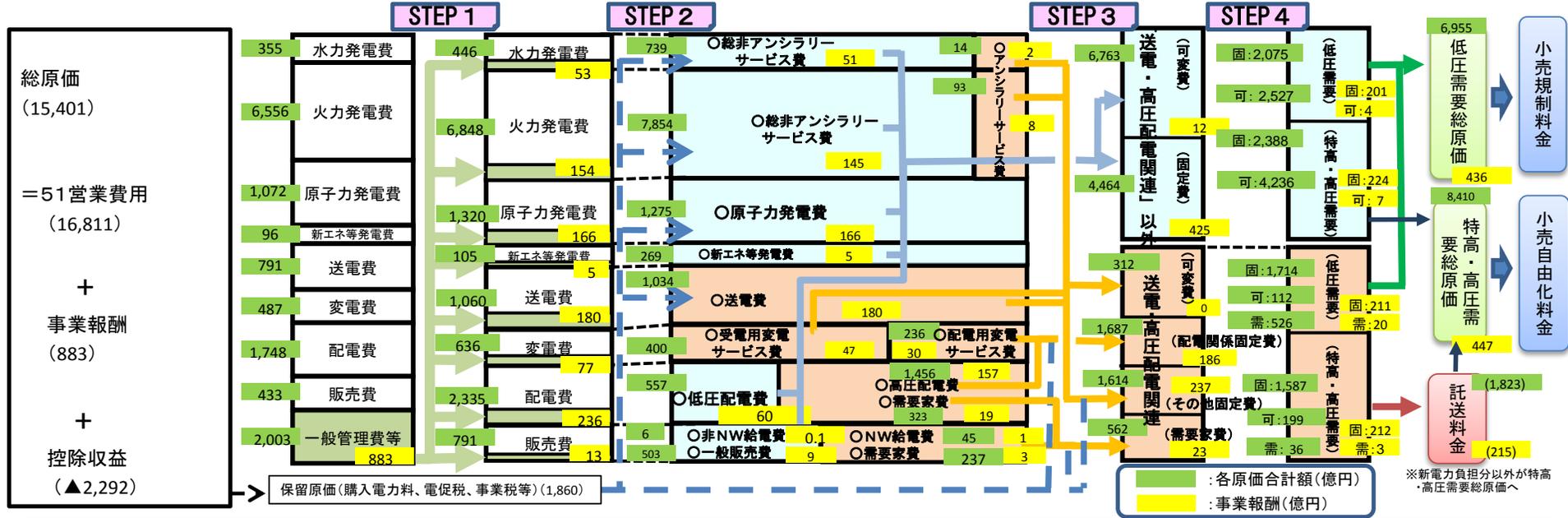
- ① 送電等非関連コストの固定費は、全てが低圧需要に整理される低圧配電費を除き、最大電力、ピーク需要、電力量に基づく配分比率(低圧: 45%、特高・高圧: 55%)により各需要に整理。一般販売費についてはそれまでに算定した各需要の原価比により整理。(規則第9条、第10条)。
- ② 送電等関連コストの固定費のうち、「配電用変電サービス費」と「高圧配電費」については、延べ契約電力及び電力量に基づく配分比率(低圧: 71%、高圧: 29%)により、それ以外は新電力への離脱需要やピーク需要も考慮した配分比率(低圧: 45%、高圧: 37%、特高: 18%)により各需要に整理。需要家費は口数比等(低圧: 98%、高圧: 1.58%、特高: 0.33%)により整理。(規則第9条、第10条)
- ③ いずれも可変費は発受電量比(低圧: 42%、特高・高圧: 58%)により整理。



	事業報酬計(百万円)			総原価(百万円)	総原価に対する事業報酬の割合
	固定費	可変費	需要家費		
規制部門(低圧)	47,653	82	319	48,054	6.4%
自由化部門(特高・高圧)	40,686	110	25	40,821	5.5%
合計	88,339	192	344	88,875	5.9%

# 参考⑤ 事業報酬の個別原価計算フロー(平成24年度東北電力料金改定申請ベース)

<総原価及び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に従い、各需要種まで整理される。>



## STEP 1 8部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理(規則第6条第1項第九号)。
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分(規則第6条第2項)。

## STEP 2 送電等関連/非関連コストの整理

- ① アンシラリーサービス(瞬時瞬時の需給調整)費用の抽出(規則第6条第4項)  
= 周波数制御機能を有する水力発電設備及び火力発電設備の出力比 × 認可出力のうち調整出力の割合(規則第6条第4項)
- ② 変電費、配電費、販売費の費目を細分化(規則第6条第4項)。  
変電費: 受電用設備と配電用設備の簿価比等による整理。  
配電費: 低圧配電用設備、高圧配電用設備、需要家用設備(メーター、引込線等)の帳簿原価比等による整理。  
販売費: 給電、一般販売、需要家(検針、集金等)にかかる建物の床面積比等による整理。

## STEP 3 固定費、可変費への整理

- ① 事業報酬については、火力発電費のうち環境対策費に係るものは可変費に整理(環境対策設備の簿価比による整理)(規則第8条2項第三号)。

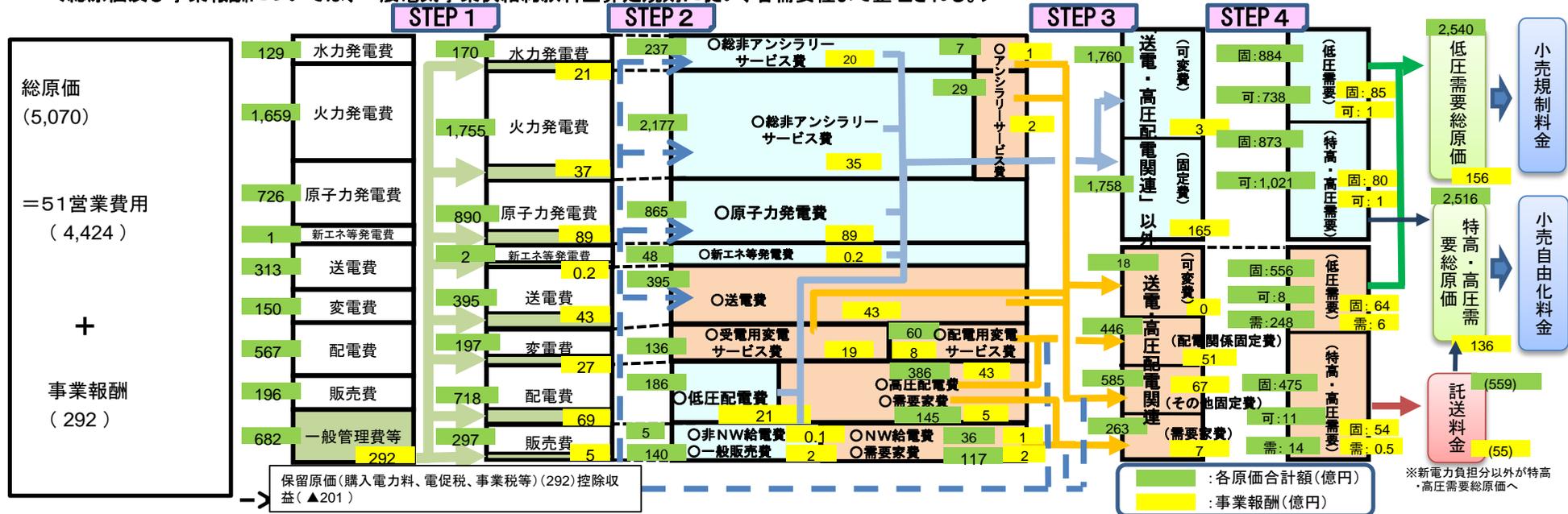
## STEP 4 需要種別への整理

- ① 送電等非関連コストの固定費は、全てが低圧需要に整理される低圧配電費を除き、最大電力、ピーク需要、電力量に基づく配分比率(低圧: 38%、特高・高圧: 62%)により各需要に整理。一般販売費についてはそれまでに算定した各需要の原価比により整理(規則第9条、第10条)。
- ② 送電等関連コストの固定費のうち、「配電用変電サービス費」と「高圧配電費」については、最大電力及び電力量に基づく配分比率(低圧: 65%、高圧: 35%)により、それ以外は新電力への離脱需要やピーク需要も考慮した配分比率(低圧: 38%、高圧: 43%、特高: 19%)により各需要に整理。需要家費は口数比等(低圧94%、高圧5%、特高: 1%)により整理(規則第9条、第10条)。
- ③ いずれも可変費は発電電量比(低圧: 37%、特高・高圧: 63%)により整理。

	事業報酬計(百万円)			総原価(百万円)	総原価に対する事業報酬の割合
	固定費	可変費	需要家費		
規制部門(低圧)	41,186	434	1,993	43,614	6.3%
自由化部門(特高・高圧)	43,667	728	269	44,664	5.3%
合計	84,854	1,162	2,262	88,278	5.7%

# 参考⑤ 事業報酬の個別原価計算フロー(平成24年度四国電力料金改定申請ベース)

<総原価及び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に従い、各需要種まで整理される。>



## STEP 1 8部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理(規則第6条第1項第九号)
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分(規則第6条第2項)。

## STEP 2 送電等関連／非関連コストの整理

- ① アンシラリーサービス(瞬時瞬時の需給調整)費用の抽出(規則第6条第4項)  
= 周波数制御機能を有する水力発電設備及び火力発電設備の出力比 × 認可出力のうち調整出力の割合(規則第6条第4項)
- ② 変電費、配電費、販売費の費目を細分化(規則第6条第4項)。  
変電費: 受電用設備と配電用設備の建設費比等による整理  
配電費: 低圧配電用設備、高圧配電用設備、需要家用設備(メーター、引込線等)の建設費比等による整理  
販売費: 給電、一般販売、需要家(検針、集金等)にかかる建物の床面積比等による整理

## STEP 3 固定費、可変費への整理

- ① 事業報酬については、火力発電費のうち環境対策費に係るものは可変費に整理(環境対策設備の帳簿価額比による整理)(規則第8条2項第三号)

## STEP 4 需要種別への整理

- ① 送電等非関連コストの固定費は、全てが低圧需要に整理される低圧配電費を除き、最大電力、ピーク需要、電力量に基づく配分比率(低圧: 44%、特高・高圧: 56%)により各需要に整理。一般販売費についてはそれまでに算定した各需要の原価比により整理。(規則第9条、第10条)。
- ② 送電等関連コストの固定費のうち、「配電用変電サービス費」と「高圧配電費」については、最大電力及び電力量に基づく配分比率(低圧: 67%、高圧: 33%)により、それ以外は新電力への離脱需要やピーク需要も考慮した配分比率(低圧: 44%、高圧: 43%、特高: 13%)により各需要に整理。需要家費は口数比等(低圧 94.6%、高圧 5.1%、特高: 0.3%)により整理。(規則第9条、第10条)
- ③ いずれも可変費は発電電量費(低圧: 42%、特高・高圧: 58%)により整理。

	事業報酬計(百万円)			総原価(百万円)	総原価に対する事業報酬の割合	
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門(低圧)	14,859	108	608	15,575	254,010	6.1%
自由化部門(特高・高圧)	13,433	149	46	13,629	251,560	5.4%
合計	28,292	258	654	29,203	505,570	5.8%

# 参考⑤ 事業報酬の個別原価計算フロー(平成25年北海道電力料金改定申請ベース)

< 総原価及び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に従い、各需要種まで整理される。 >



## STEP 1 8部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理等」に整理(規則第6条第1項第九号)
- ② 一般管理等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分(規則第6条第2項)。

## STEP 2 送電等関連/非関連コストの整理

- ① アンシラリーサービス(瞬時瞬時の需給調整)費用の抽出(規則第6条第4項)  
 $\text{抽出額} = \text{周波数制御機能を有する水力発電設備及び火力発電設備の出力比} \times \text{認可出力のうち調整出力の割合}$  (規則第6条第4項)
- ② 変電費、配電費、販売費の費目を細分化(規則第6条第4項)。  
 変電費: 受電用設備と配電用設備の建設費比等による整理  
 配電費: 低圧配電用設備、高圧配電用設備、需要家用設備(メーター、引込線等)の建設費比等による整理  
 販売費: 給電、一般販売、需要家(検計、集金等)にかかる建物の床面積比等による整理

## STEP 3 固定費、可変費への整理

- ① 事業報酬については、火力発電費のうち環境対策費に係るものは可変費に整理(環境対策設備の帳簿原価比による整理)(規則第8条2項第三号)

## STEP 4 需要種別への整理

- ① 送電等非関連コストの固定費は、全てが低圧需要に整理される低圧配電費を除き、最大電力、ピーク需要、電力量に基づく配分比率(低圧: 49%、特高・高圧: 51%)により各需要に整理。一般販売費についてはそれまでに算定した各需要の原価比により整理。(規則第9条、第10条)。
- ② 送電等関連コストの固定費のうち、「配電用変電サービス費」と「高圧配電費」については、最大電力及び電力量に基づく配分比率(低圧: 32%、高圧: 68%)により、それ以外は新電力への離脱需要やピーク需要も考慮した配分比率(低圧: 48%、高圧: 44%、特高: 8%)により各需要に整理。需要家費は口数比等(低圧: 99.062%、高圧: 0.934%、特高: 0.004%)により整理。(規則第9条、第10条)
- ③ いずれも可変費は従受電量費(低圧: 47%、特高・高圧: 53%等)により整理。

	事業報酬計(百万円)			総原価(百万円)	総原価に対する事業報酬の割合
	固定費	可変費	需要家費		
規制部門(低圧)	20,797	298	871	21,966	6.6%
自由化部門(特高・高圧)	16,870	332	106	17,308	6.1%
合計	37,667	630	977	39,274	6.4%

※ 上記には追加事業報酬を含む。

## 参考⑥ 電気料金審査専門委員会(東京、関西、九州)＜申請ベース＞(1)

### ＜東京電力＞ (円/kWh)

	昭和55年	平成20年	平成24年申請
1段階料金	20.74	17.87	19.16
2段階料金	27.99	22.86	25.71
3段階料金	33.04	24.13	29.57
1・2段階格差	0.74	0.78	0.75
2・3段階格差	1.18	1.06	1.15

### ＜関西電力＞ (円/kWh)

改定年度	S49	S51	S55	S63	H1	H8	H10	H12	H14	H17	H18	H20	H24申請
第1段	13.60	15.70	21.19	19.40	19.17	18.65	18.48	18.05	17.77	18.17	18.13	19.05	20.59
第2段	16.40	19.90	28.19	25.70	25.39	24.70	24.48	23.91	23.20	23.38	23.32	24.21	27.08
第3段	17.80	22.40	33.09	28.85	27.91	27.03	26.79	26.16	24.92	24.89	24.65	25.55	30.62
1・2段階格差	0.83	0.79	0.75	0.75	0.76	0.76	0.75	0.75	0.77	0.78	0.78	0.79	0.76
2・3段階格差	1.09	1.13	1.17	1.12	1.10	1.09	1.09	1.09	1.07	1.06	1.06	1.06	1.13

※S49～H18は税抜き価格、H20・今回は税込み単価、燃料費調整単価を除く。

### ＜九州電力＞ (円/kWh)

改定年度	S49	S51	S55	S63	H1	H8	H10	H12	H14	H17	H18	H20	H24申請
第1段	12.30	14.80	21.10	19.05	18.73	17.45	16.75	15.65	15.45	14.80	14.77	16.10	17.05
第2段	15.70	19.60	28.35	25.30	24.90	23.10	22.15	20.70	20.00	19.00	18.80	20.34	22.59
第3段	17.20	21.65	32.80	28.60	27.40	25.40	24.30	22.65	21.65	20.38	20.12	21.72	25.37
1・2段階格差	0.78	0.76	0.74	0.75	0.75	0.76	0.76	0.76	0.77	0.78	0.79	0.79	0.75
2・3段階格差	1.10	1.10	1.16	1.13	1.10	1.10	1.10	1.09	1.08	1.07	1.07	1.07	1.12

※S49～H18は税抜き価格、H20・今回は税込み単価、燃料費調整単価を除く。

## 参考⑥ 電気料金審査専門委員会(東北、四国、北海道)＜申請ベース＞(2)

### ＜東北電力＞

(円/kWh)

改定年度	S49	S51	S55	S63	H元	H8	H10	H12	H14	H17	H18	H20	H24申請
第1段	11.95	14.75	21.35	18.70	18.46	17.14	16.52	15.75	15.00	14.54	14.84	16.81	18.35
第2段	15.30	19.40	29.25	25.61	25.28	23.47	22.62	21.58	20.54	19.91	20.32	22.56	25.03
第3段	16.65	21.60	33.95	28.84	27.82	25.82	24.88	23.73	22.51	21.60	21.85	24.17	28.25
1・2段格差	0.78	0.76	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.75	0.73
2・3段格差	1.09	1.11	1.16	1.13	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.08	1.08	1.07	1.13

※S49～H18は税抜き単価、H20・今回は税込み単価、燃料費調整単価を除く。

### ＜四国電力＞

(円/kWh)

改定年度	S49	S51	S55	S63	H元	H8	H10	H12	H14	H17	H18	H20	H24申請
第1段	13.75	16.05	22.10	20.13	19.91	18.73	17.99	17.52	17.07	16.68	17.91	18.59	20.01
第2段	17.00	21.35	29.85	26.98	26.69	25.11	24.12	23.48	22.88	22.36	23.70	24.45	26.68
第3段	18.55	23.70	34.50	30.47	29.36	27.62	26.53	25.83	25.17	24.37	25.76	26.53	29.88
1・2段格差	0.81	0.75	0.74	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.76	0.76	0.75
2・3段格差	1.09	1.11	1.16	1.13	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.09	1.09	1.09	1.12

※S49～H17は税抜き単価、H18・H20・今回は税込み単価、燃料費調整単価を除く。

### ＜北海道電力＞

(円/kWh)

改定年度	S49	S51	S55	S56	S63	H元	H8	H10	H12	H14	H17	H18	H20	H25申請
第1段	11.72	14.65	19.60	22.70	21.15	21.01	18.59	17.41	16.55	16.06	15.64	17.05	18.27	19.74
第2段	13.75	18.70	25.70	30.30	28.25	28.06	24.83	23.23	22.09	21.45	20.87	22.46	23.68	25.97
第3段	15.20	20.85	29.90	35.60	31.95	30.99	27.42	25.64	24.39	23.49	22.65	24.15	25.37	29.09
1・2段格差	0.85	0.78	0.76	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.76	0.77	0.76
2・3段格差	1.11	1.11	1.16	1.17	1.13	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.09	1.08	1.07	1.12

※S49～H17は税抜き単価、H18・H20・今回は税込み単価、燃料費調整単価を除く。

### ③選択約款について(東京)

選択約款の設定については、電気事業法上「設備の効率的な使用その他の効率的な事業運営に資すると見込まれる場合」(第19条第3項)に設定でき、供給約款及び選択約款による収入と総原価等が一致することが求められている。

東京電力による選択約款料金の単価については、ベースとなる供給約款、夜間の平均発電費用、過去の需要の実績等を基に設定されており、当該料金単価の設定によって供給約款単価が割高に設定されるといった事実は確認されなかった。

ただし、下記の実選択約款については、需要家の多様な選択肢を確保することや、加入要件の公平性の観点から改善が必要であると考えられる。

#### i)ピーク抑制型季節別時間帯別電灯(ピークシフトプラン)

当該メニューは、比較的電力使用量の多い需要家(契約容量60A、3段階料金制度における第3段階料金適用)にメリットがあるメニューであるが、その旨十分に周知されておらず、あたかも一般家庭にメリットがあると誤解を与えている。そのため、需要家に誤解を与えず、わかりやすい広報を、需要規模に応じて適切な方法により実施すべきである。

なお、比較的電力使用量の少ない需要家(契約容量30, 40A)がピークシフト等を行った場合にメリットをうけられるような方策についても料金メニューとは別に用意することが望ましい。

#### ii)季節別時間帯別電灯における機器要件(夜間蓄熱要件、オール電化割引)

当該選択約款の適用を受けるためには、夜間蓄熱式機器やオフピーク蓄熱式電気温水器などを使用することが条件となっている。また、当該選択約款の適用を受け、かつ需要場所におけるすべての熱源を電気で作る条件を満たした場合にはオール電化割引が適用される。

## 参考⑦ 電気料金審査専門委員会(東京)＜査定方針＞選択約款(1)続き

これらの機器要件により、電気需要の移動(ピークシフト)が実現する蓋然性が高くなることは事実であるが、個別機器に係る効果について合理的に評価することができない以上は当該要件は撤廃し、時間帯別電灯(夜間8時間型)のように、機器要件を有さず、需給に基づく単価設定のみでもピークカット、ピークシフトが可能であるとする選択約款と同様、広く需要家が選択できるようにすべき。また、特定の機器のみを対象とすることがなければ、様々な事業者による創意工夫により、同様の性能を有する新たな機器が市場に投入されることが期待される。

ただし、廃止に当たっては、既にオール電化割引の適用を受けている需要家や、当該選択約款を前提として機器投資を検討している需要家等に配慮するとともに、需要家等への十分な周知期間が必要であることを踏まえた対応とすることが適当である。

(参考)東京電力からは、第9回審査専門委員会で、『総合特別事業計画において「スマートメーターの本格導入に伴い、家庭でのピーク時の節電にインセンティブを与える料金メニューをきめ細かく設定すること」としており、本件についてはメニューのラインアップ全体として検討する』旨表明があった。

### iii) 5時間通電機器割引の扱いについて

東京電力の説明によると、5時間通電機器自体が減少しており、利用する需要家が頭打ちとなっていることから新規加入を停止するとのことであるが、既に5時間通電機器割引の適用を受けている需要家に配慮するとともに、割引対象となる「通電制御型夜間蓄熱式機器」への製品改造には一定程度の時間を要すること、需要家への十分な周知期間が必要であることを踏まえた対応とすることが適当である。

### iv) 「おトクなナイト10」の扱いについて

東京電力の説明によると、ピークシフトプランの導入に合わせ、夜間時間を8時間に統一するため、新規加入を停止するとのことであるが、需要家の多様な選択肢を確保できるよう当該メニューを存続すべきである。

### ③選択約款について(関西及び九州)

選択約款の設定については、電気事業法上「設備の効率的な使用その他の効率的な事業運営に資すると見込まれる場合」に設定でき、供給約款及び選択約款による収入と総原価等が一致することが求められている。

関西電力、九州電力の選択約款料金の単価については、ベースとなる供給約款、夜間の平均発電費用、過去の需要の実績等を基に設定されており、当該料金単価の設定によって供給約款単価が割高に設定されるといった事実は確認されなかった。

#### i) ピーク対応料金メニューの設定

関西電力においては、昨夏に「季時別電灯PS」として導入され、現時点で、約7,000件の需要家と契約されている。一方、九州電力は、今回の料金値上げに併せて、関西電力と同様の新たなピーク対応料金メニューを導入することを表明している。

#### ii) 季節別時間帯別電灯における機器要件(夜間蓄熱要件、オール電化割引)

当該選択約款の適用を受けるためには、夜間蓄熱式機器やオフピーク蓄熱式電気温水器などを使用することが条件となっている。また、関西電力においては、当該選択約款の適用を受け、かつ需要場所におけるすべての熱源を電気でまかなう条件を満たした場合にはオール電化住宅割引(はぴeプラン)が適用される。

一方で、両者共に、需要家の選択肢を多様化する観点から、当該機器要件については廃止、オール電化割引については新規停止することを表明している。

両社によるこれらの対応については、デマンドレスポンスの観点からは極めて意義深く、需要家が複数の選択肢から自らのライフスタイルに応じてメニューを選択することで、積極的に節電や省エネ行動を起こすことが期待される。なお、原価算定期間において、これらのメニューが想定以上の効果を発揮する場合、料金が引き下がるのではないかと指摘もあったが、一定の仮定を置いて試算した結果、むしろ値上げとなることが確認されたことから、更なる需要削減の効果は織り込む必要はないと考えられる。

### iii) 早収・遅収料金の廃止について

関西電力、九州電力ともに、これまでは支払時期に応じて早収料金又は遅収料金を設定していたが、当該制度が一般の商慣習になじまないとの需要家サイドの声を受け、延滞利息制度に移行することとしているもの。引き続き、需要家の声に真摯に耳を傾け、お客様の立場に立った見直しを不断に行うことが求められる。

### iv) 5時間通電機器割引の扱いについて

九州電力によると、5時間通電機器自体が減少しており、利用する需要家が頭打ちとなっていることから新規加入を停止することであるが、既に5時間通電機器割引の適用を受けている需要家に配慮するため、需要家への十分な周知期間を設けることは適当である。

オール電化割引や5時間通電機器割引については、新規加入の停止に当たっては、既に当該割引の適用を受けている需要家や、当該選択約款を前提として機器投資を検討している需要家等に配慮するとともに、需要家等への十分な周知期間が必要であることを踏まえた対応とすることが適当である。

なお、需要家の選択肢を多様化することで、震災以降大きく変化した電力需給をめぐる環境に対応する観点からは、需要家間の公平性を確保しつつ、既存契約者への一定期間後の割引の見直しを含め、料金メニュー全般について、スマートメーターの導入後抜本的に見直すことが期待される。その際、スマートメーターの導入を待たずとも、可能なメニューについては早期に導入することが重要である。

③選択約款について(東北、四国及び北海道)

選択約款の設定については、電気事業法上「設備の効率的な使用その他の効率的な事業運営に資すると見込まれる場合」に設定でき、供給約款及び選択約款による収入と総原価等が一致することが求められている。3社の選択約款料金の単価については、ベースとなる供給約款、夜間の平均発電費用、過去の需要の実績等を基に設定されており、当該料金単価の設定によって供給約款単価が割高に設定されるといった事実は確認されなかった。

i) ピーク対応料金メニューの設定

東北電力、四国電力においては、それぞれ平成25年7月1日から、新たにピーク対応料金メニューを導入しており、また、北海道電力においては、平成11年7月1日にピーク抑制型時間帯別電灯を導入している。選択約款の設定については、電気事業法上「設備の効率的な使用その他の効率的な事業運営に資する見込まれる場合」に設定でき、供給約款及び選択約款による収入と総原価等が一致することが求められている。

ii) 季節別時間帯別電灯における機器要件(夜間蓄熱要件、オール電化割引)

東北電力は、時間帯別電灯の5時間・8時間通電機器割引や通電制御型夜間備蓄式機器割引の新規加入停止、深夜電力Bの通電制御型夜間備蓄式機器割引の新規加入停止、深夜電力Cの新規加入停止を、平成26年4月1日から実施する予定。なお、オール電化割引は設定なし。

四国電力は、夜間蓄熱機器を要件とし、オール電化による附帯割引のある季時別時間帯別電灯(電化Deナイト)については、平成27年3月31日をもって新規加入を停止する予定。なお、今後、季時別型メニューの多様化に加え、デマンドレスポンスなど柔軟な料金メニューについても開発を目指すとしている。

また、北海道電力は、需要家の選択肢を拡大する観点から「3時間帯別電灯」の加入条件である夜間蓄熱型機器等の保有を廃止し、ピーク抑制型時間帯別電灯(ドリーム8エコ)および3時間帯別電灯(eタイム3)に設定している非蓄熱式電気暖房割引の新規加入については、平成27年8月31日までで停止としている。

iii) 早収・遅収料金の廃止について

3社ともに、これまでは支払時期に応じて早収料金又は遅収料金を設定していたが、需要家サイドの声を受け、これを廃止し、延滞利息制度を導入することとしており、東北電力、北海道電力は平成27年4月から、四国電力は平成26年10月から導入予定。引き続き、需要家の声に真摯に耳を傾け、お客様の立場に立った見直しを不断に行うことが求められる。

iv) 需要家に対する電気料金値上げの周知活動について

3社ともに、各需要家や消費者団体等各種団体への、電気料金値上げに至った経緯、申請内容、経営効率化への取組等の説明を実施しており、引き続き需要家のご理解が得られるよう、丁寧な対応に努めていくことが必要である。

新規加入の停止に当たっては、既に割引の適用を受けている需要家や、選択約款を前提として機器投資を検討している需要家等に配慮するとともに、需要家等への十分な周知期間が必要であることを踏まえた対応とすることが適当である。

また、需要家の選択肢を多様化することで、震災以降大きく変化した電力需給をめぐる環境に対応する観点からは、需要家間の公平性を確保しつつ、既存契約者への一定期間後の割引の見直しを含め、料金メニュー全般について、スマートメーターの導入後抜本的に見直すことが期待される。その際、スマートメーターの導入を待たずとも、可能なメニューについては、早期に導入を図っていくことが重要である。

参考⑧ 平成24年度部門別収支結果集計 ※電力各社の収支計算書は別途公開

	一般要部門 (規制部門)	特定規模需要部門 (自由化部門)	その他部門 (附帯・事業外)	合計
北海道電力(株)	▲ 565	▲ 639	4	▲ 1,200
東北電力(株)	0	▲ 356	▲ 234	▲ 591
東京電力(株)	▲ 873	▲ 2,639	▲ 3,430	▲ 6,943
中部電力(株)	▲ 26	▲ 482	155	▲ 353
北陸電力(株)	▲ 39	8	7	▲ 23
関西電力(株)	▲ 1,053	▲ 1,720	45	▲ 2,729
中国電力(株)	▲ 50	▲ 171	▲ 45	▲ 266
四国電力(株)	▲ 190	▲ 283	12	▲ 462
九州電力(株)	▲ 1,343	▲ 2,095	57	▲ 3,380
合計 (沖縄除く9社計)	▲ 4,143	▲ 8,380	▲ 3,427	▲ 15,951
沖縄電力(株)	27	5	▲ 1	30
合計 (10社計)	▲ 4,116	▲ 8,375	▲ 3,428	▲ 15,920

(注) 単位未満切り捨てのため、合計は合わない場合がある。