

個別の原価等の論点

(使用済燃料再処理等発電費、特定放射性廃棄物処分費、
公租公課(事業税)、費用の配賦・レートメイク)

平成26年8月22日

資源エネルギー庁

1. 使用済燃料再処理等発電費	P 3
2. 特定放射性廃棄物処分費	P 7
3. 公租公課(事業税)	P 10
4. 費用の配賦・レートメイク	P 13

電源構成変分認可制度の対象費用(8費目)

一般電気事業供給約款料金算定規則 第19条の2

- | | | | |
|---------------|---|---|--------|
| ① 燃料費 | } | → | (前回説明) |
| ② 使用済再処理等発電費 | | | |
| ③ 特定放射性廃棄物処分費 | } | → | (今回説明) |
| ④ 地帯間購入電源費 | | | |
| ⑤ 他社購入電源費 | } | → | (前回説明) |
| ⑥ 地帯間販売電源料 | | | |
| ⑦ 他社販売電源料 | | | |
| ⑧ 事業税 | } | → | (今回説明) |

1. 使用済燃料再処理等発電費

1. (1) 申請の概要①

(ア)使用済燃料再処理等発電費は、「原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律」(以下「法」という。)に基づき、原子力発電所から発生する使用済燃料の再処理等の費用に充てるため積み立てが義務づけられている費用のほか、使用済燃料の輸送費等の当期費用を計上。

【参考1:積立金の算定等】

使用済燃料再処理等積立金は、法に基づき、電気事業者が使用済燃料の発生等に応じて積み立てるものであり、再処理等に要する費用として、再処理事業者である日本原燃に支払うこととなっている。なお、積立金の額は、事業者からの届け出を基礎とし、経済産業省で算定。

将来発電分に係る積立金の額は、再処理等の実施主体である日本原燃の事業実施計画等を踏まえ、積立単価に、当該年度積立対象となる使用済燃料の発生数量(六ヶ所再処理分)を乗じ、これに利息相当分を加えて、毎年度の金額を算出。過去発電分に係る積立金の額は、平成17年度から15年間で積立て。

【参考2:料金原価算定上の扱い】

バックエンド事業は、①極めて長期の事業であること、②費用が極めて巨額であること、③事業の不確実性が大きいこと、④発電と費用発生の時期が大きくことなること、といった特徴を有することから、今回、コスト等検討小委員会で将来発生する費用について見積もられたことを踏まえ、引当金という形で、電気事業者が、受益者負担の原則の下、予め少しずつ積み立てる仕組みを整備することが必要である。(総合資源エネルギー調査会電気事業分科会中間報告(平成16年6月)抜粋)

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 三 使用済燃料再処理等発電費、使用済燃料再処理等既発電費、……、特定放射性廃棄物処分費、……、原子力発電施設解体費、……、株式交付費及び社債発行費 実績値及び供給計画等を基に算定した額

(変動額認可料金の算定)

第十九条の二

二 使用済燃料再処理等発電費の変動額(外生的燃料費等変動相当額に限る。以下この条及び第十九条の二十二において同じ。)

1. (1) 申請の概要②

(単位:百万円)

	今回:A			前回:B				差:C A-B	備考
	H26	H27	H26～27 平均	H25	H26	H27	H25～27 平均		
制度措置分(日本原燃分) 積立金(将来分)	—	1,789	895	1,036	6,074	6,037	4,382	▲ 3,488	原子力利用率低下に伴う引当減
その他(輸送費)	86	478	282	114	86	478	226	56	
発電所構内の輸送	—	117	59	—	—	117	39	20	
六ヶ所再処理工場への輸送	84	358	221	112	84	358	185	36	
海外再処理工場への輸送	2	2	2	2	2	2	2	0	
保険料・補償料	—	1	0	—	—	1	0	0	
合 計	86	2,267	1,177	1,149	6,159	6,516	4,608	▲ 3,431	

(注)制度措置分とは、使用済燃料に係る再処理等の計画があるものをいう。

1. (2) 使用済燃料再処理等発電費の審査に当たっての論点

(ア)使用済燃料再処理等発電費のうちの積立てが必要な費用(制度措置分)については、「原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律」及び供給計画等に基づいて算定されることになるが、原子力発電所の稼働減に伴う前回改定からの変動分について、今回の申請がそれに沿ったものとなっているか。

【北海道・中部】

(1)算定方法の確認

- ・「原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律」及び前提計画に基づいて算定されていることを確認した。また、その他(輸送費)については、既契約等に基づいて算定されていることを確認した。

2. 特定放射性廃棄物処分費

(ア)特定放射性廃棄物処分費は、「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」に基づき、原子力発電所から発生する使用済燃料の再処理等を行った後に生ずる特定放射性廃棄物の最終処分に必要な費用を拠出することが義務づけられている費用である。

【参考1：拠出金の算定方法】

拠出金の額は、高レベル放射性廃棄物の単位数量当たりの最終処分業務に必要な金額(拠出金単価)に、使用済燃料の再処理を行った後に生ずる廃棄物の量及び過去分の量(1/15)を乗じて得た金額。

【参考2：料金原価算定上の扱い】

高レベル放射性廃棄物処分費用についても、原子力部会において、費用の合理的見積もりが取りまとめられるとともに、発電を行っている時点で原子力発電事業者が法律に基づいて拠出金として費用を手当てすることが提言されたものであり、法律に基づいて拠出することが義務づけられるならば、当該拠出金を料金原価に算入する。(電気事業審議会基本政策部会・料金制度部会合同部会報告(平成11年12月)抜粋)

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 三 使用済燃料再処理等発電費、使用済燃料再処理等既発電費、……、特定放射性廃棄物処分費、……、原子力発電施設解体費、……、株式交付費及び社債発行費 実績値及び供給計画等を基に算定した額

(変動額認可料金の算定)

第十九条の二

三 特定放射性廃棄物処分費の変動額(外生的燃料費等変動相当額に限る。以下この条及び第十九条の二十二において同じ。)

2. (1) 申請の概要②

(単位:百万円)

	今回申請 (H26～27平均)	前回 (H25～27平均)	差引	備 考
抛出金(将来分)	40	1,064	▲ 1,024	抛出金対象本数減に伴う抛出金減
（発電電力量: 暦年GWh）	337	9,147	▲ 8,810	原子力利用率低下に伴う発電電力量減
（抛出金対象本数: 本）	1.2	30.4	▲ 29.2	発電電力量減に伴う抛出金対象本数減
（抛出金単価: 千円/本）	34,999	34,999		
抛出金(過去分)	—	211	▲ 211	H25抛出終了による減
（抛出金対象本数: 本）	—	6.0	▲ 6	
（抛出金単価: 千円/本）	34,999	34,999		
合 計	40	1,275	▲ 1,235	

2. (2) 特定放射性廃棄物処分費の審査に当たっての論点

特定放射性廃棄物処分費については、「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」及び供給計画等に基づいて算定されることになるが、原子力発電所の稼働減に伴う前回改定からの変動分について、今回の申請がそれに沿ったものとなっているか。

(参考) 電気料金審査専門小委員会(北海道・中部)における検討結果

【北海道・中部】

- 「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」及び前提計画に基づいて算定されていることを確認した。

3. 公租公課(事業税)

- 公租公課(事業税)は、各税法(地方税法)に基づき、今回改定による収入の増分に税率を乗じて算定。
- 課税対象である収入金額の増加により、前回改定からの増分として9億円を計上。

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 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

(変動額認可料金の算定)

第十九条の二

- 八 事業税の変動額(外生的燃料費等変動相当額に限る。以下この条及び第十九条の二十二において同じ。)

3. (1) 申請の概要②

(単位: 百万円)

	今回申請 (H26～27平均)	前回 (H25～27平均)	差引	備 考
収入	316,093	201,910	114,183	課税対象収入(今回改定対象費目原価)の増
控除項目	88,140	44,929	43,211	他社購入電力料の増
課税対象	227,952	156,980	70,972	



税率 1.267%反映

増分事業税

911

3. (2) 公租公課(事業税)の審査に当たっての論点

○算定規則及び地方税法に基づき、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(北海道・中部)における検討結果

【北海道・中部】

(2) 法人税以外の税について

- ・ 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。

4. 費用の配賦・レートメイク

4. (1) 電源構成変分認可制度における費用の配賦・レートメイクの概要

- まず、「前提計画」(需給や効率化計画等)をチェックした上で、社会的経済的事情の変動による電源構成の変動があった場合、一般電気事業供給約款料金算定規則に基づき、燃料費、バックエンド関係費用、購入・販売電力料、事業税の変動額から算定される特別変動額を、低圧需要と特別高圧・高圧需要の費用に配分し、原価算定期間の残存期間における低圧需要の変動原価(当初認可時の3年平均原価を上回る部分)と変動収入が一致するように小売規制料金を設定(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>

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。

<特別変動額の算定>

【営業費】

○燃料費

○バックエンド費用

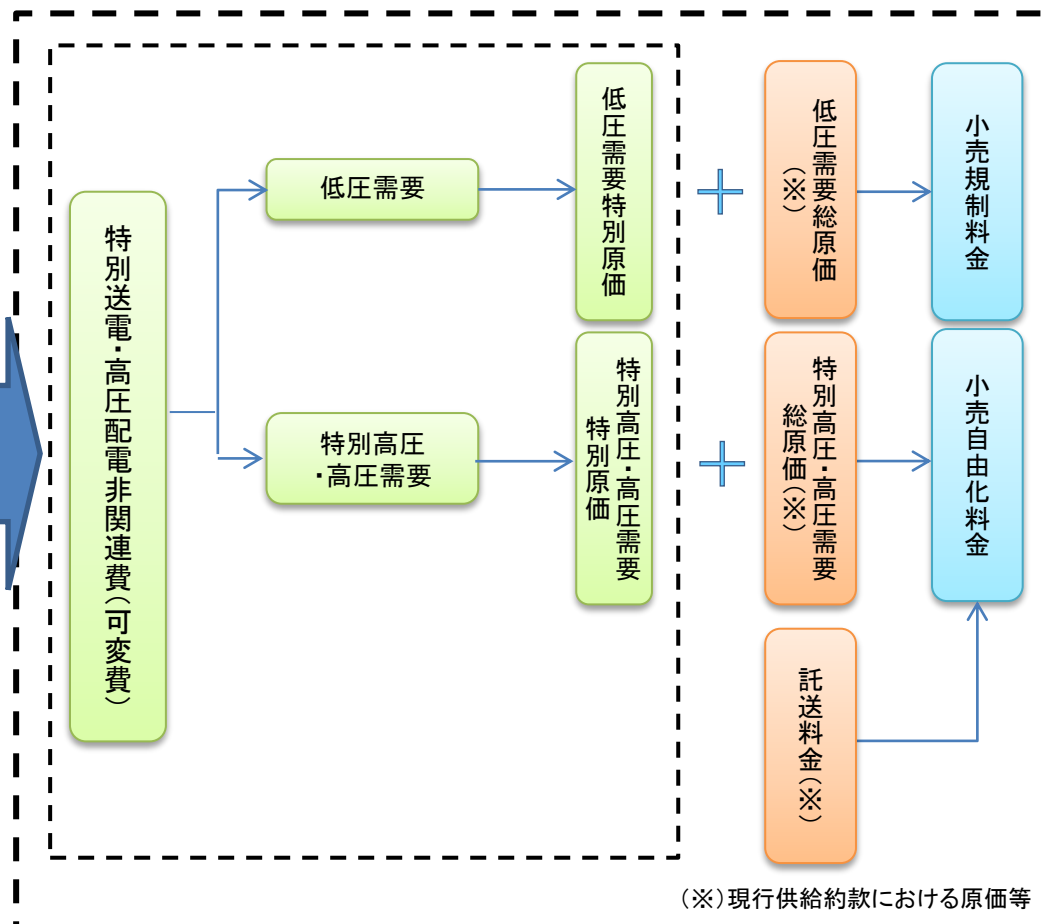
- ・使用済燃料再処理等発電費
- ・特定放射性廃棄物処分費

○購入電力料等

- ・地帯間購入電源費
- ・他社購入電源費
- ・地帯間販売電源料
- ・他社販売電源料

○事業税

<費用の配賦、レートメイク>



○特別変動額を送電・高圧配電非関連可変費として配分。当該可変費を特別高圧・高圧需要及び低圧需要ごとに、現行供給約款認可時の発受電量における割合により配分し、特別変動可変費に整理。

【現行供給約款認可時の発受電量割合】

	発受電量[GWh/年]	割合[%]
低圧需要 (規制部門)	16,016	47.231
特別高圧・高圧需要 (自由化部門)	17,894	52.769
合計	33,910	—

特別変動額

送電・高圧配電非関連可変費
(特別送電・高圧配電非関連費)

特別変動可変費
(低圧需要特別原価、
特別高圧・高圧需要特別原価)

1. 規制需要の料金の設定

低圧需要の特別変動可変費と供給約款で設定した低圧需要の料金収入及び低圧需要の料金収入の変動分を基に算定した低圧需要の料金収入の変動分が一致するように設定されなければならない。

2. 具体的な料金設定

具体的な料金設定については供給約款で設定した低圧需要原価等及び特別変動可変費を基に、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特別変動可変費の差異を勘案して契約種別ごとに料金を設定しなければならない。

<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。

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		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		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	
料金	基本料金(円/月)	(1契約)	91.80	(最初の9kWhまで)	283.27	(30Aの場合)	1004.40	(1kVA)	334.80
	電力量料金 (円/kWh)	20Wまで	146.45	(上記超過1kWhごと)	23.99	(120kWhまで)	23.99	(120kWhまで)	23.99
		40Wまで	275.61			(280kWhまで)	30.17	(280kWhまで)	30.17
		60Wまで	404.77			(280kWh超)	33.57	(280kWh超)	33.57
		100Wまで	663.10			最低月額料金	246.24		
		上記超過50Wごと	331.55						
備考									

名称		臨時電灯 (臨時電灯A)		公衆街路灯 (公衆街路灯A)		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)	
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		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	
料 金	基本料金(円/月)			(1契約)	81.00	(1kWにつき)	1263.60	(1kWにつき)	低圧電力の 20%増	(1kWにつき)	712.80
	電力量料金 (円/kWh)	50VAまで	9.07	20Wまで	135.65	1kWhにつき	17.76		20.49	1kWhにつき	15.16
		100VAまで	18.13	40Wまで	254.01						
		500VAまでの100VAごと	18.13	60Wまで	372.37						
		1kVAまで	181.28	100Wまで	609.10						
		3kVAまでの1kVAごと	181.28	上記超過50Wごと	304.55						
備考		単価は、1契約1日につき									

※料金は申請ベース

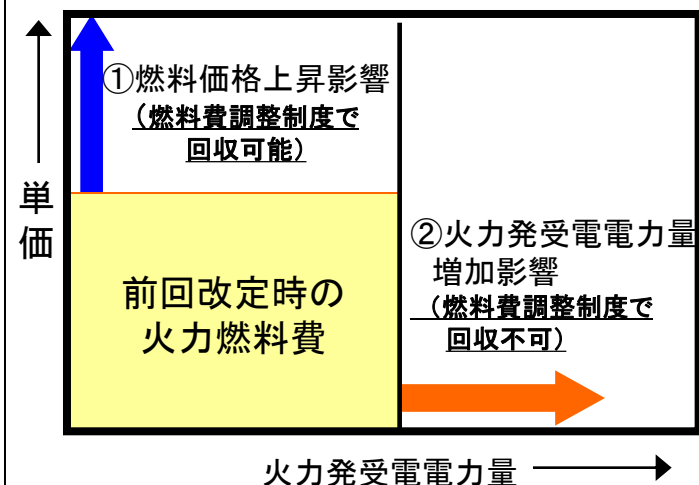
名称		供給約款(従量電灯B)※参考		時間帯別電灯(ドリーム8)		ピーク抑制型時間帯別電灯(ドリーム8エコ)		3時間帯別電灯(eタイム3)	
適用範囲				従量電灯の適用範囲に該当し、昼間時間から夜間時間への負荷移行が可能な需要		従量電灯の適用範囲に該当し、昼間時間から夜間時間および冬期間におけるピーク時間から昼間時間または夜間時間への負荷移行が可能な需要		従量電灯の適用範囲に該当し、朝晩時間から夜間時間および午後時間から朝晩時間または夜間時間への負担移行が可能な需要	
料 金	基本料金(円/月)	(30Aの場合)	1004.40	(6kVA以下の場合1契約につき)	1404.00	(6kVA以下の場合1契約につき)	1404.00	(10kVAまでの場合)	3175.20
	電力量料金 (円/kWh)	(120kWhまで)	23.99	昼間時間(90kWhまで)	28.53	【冬期間】ピーク時間	60.43	午後時間(1kWhにつき)	40.35
		(280kWhまで)	30.17	(210kWhまで)	36.11	昼間時間(90kWhまで)	25.52	朝晩時間(1kWhにつき)	30.76
		(280kWh超)	33.57	(210kWh超)	40.30	(210kWhまで)	32.16	夜間時間(1kWhにつき)	14.78
		最低月額料金	246.24	夜間時間	14.54	(210kWh超)	35.83		
						夜間時間	14.54		
						【その他期間】昼間時間(90kWhまで)	28.53		
						(210kWhまで)	36.11		
						(210kWh超)	40.30		
					夜間時間	14.54			
備考				昼間時間:午前7時～午後11時 夜間時間:午後11時～翌午前7時 なお、夜間時間は午後10時～翌午前6時または午前零時～午前8時に変更可能		ピーク時間:午後4時～午後6時(12月～3月) 昼間時間:午前7時～午後11時(ピーク時間除く) 夜間時間:午後11時～翌午前7時 なお、夜間時間は午後10時～翌午前6時または午前零時～午前8時に変更可能		午後時間:午後1時～午後6時 朝晩時間:午前8時～午後1時および午後6時～午後10時 夜間時間:午後10時～翌午前8時	

名称		低圧時間帯別電力		深夜電力 (深夜電力B)		融雪用電力 (融雪用電力A)			
適用範囲		低圧電力の適用条件に該当し、昼間時間から夜間時間への負荷移行が可能な需要		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		午後9時から翌午後4時までの時間を限り、融雪などのために動力を使用する需要			
料 金	基本料金(円/月)	(1kWにつき)	1263.60	(1kWにつき)	378.00	最低使用期間(3か月間)	810.00		
	電力量料金 (円/kWh)	昼間時間(1kWhにつき)	19.93	1kWhにつき	14.54	最低使用期間以外の期間	237.60		
		夜間時間(1kWhにつき)	14.78			1kWhにつき	16.13		
備考		昼間:午前8時～午後10時 夜間:午後10時～翌午前8時						※料金は申請ベース	

4. (4) 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

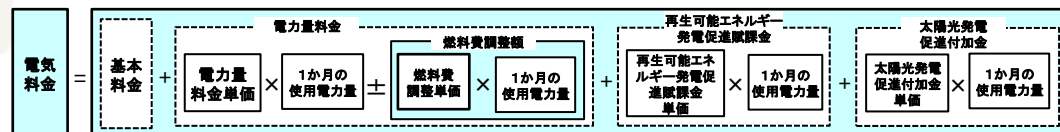
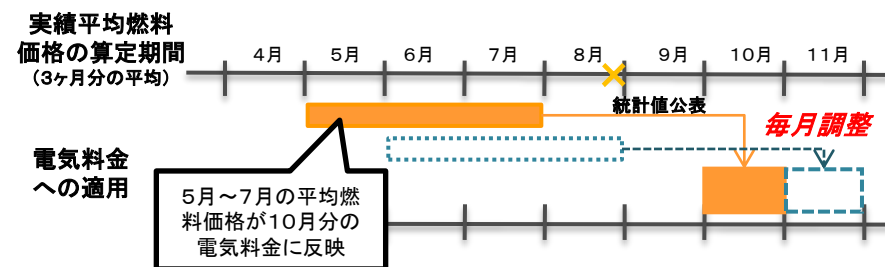
原油、LNG、石炭の貿易統計価格(料金改定申請時の直近3ヶ月分)を基に、各社火力発電における燃料ごとの比率を勘案して算定した原油換算値1kLあたりの平均燃料価格。

● 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



燃料費調整単価(円／kWh) =(平均燃料価格－基準燃料価格)×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。

基準燃料価格=A×α+B×β=61,612×0.4564+10,439×0.8080=36,600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 = 61,612円
B=各平均燃料価格算定期間における1トン当たりの平均石炭価格 = 10,439円
換算係数(α、β)=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	0.4564	α:0.4564
石炭	1.4864	0.5436	β:0.8080

(熱量構成比)

	総発熱量(10 ⁶ MJ)	熱量構成比(Y)
原油	296,229	0.4564
石炭	352,648	0.5436
合計	476,495	1.0000

※原油:38.2MJ/l、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。

基準単価= 原油換算消費数量 ÷ 販売電力量 × 1,000 = 16,991 ÷ 95,143 = 0.179円
※低圧はロス率を考慮して0.199円(税込み)

○計算例

平均燃料価格が37,600円/kLとなった場合、使用量が260kWh／月の平均モデルにおける燃料費調整額(従量電灯B)

(平均燃料価格－基準燃料価格)(円／kL) × 基準単価(円／kWh)／1000 × 使用量(kWh)
=(37,600－36,600) × 0.199／1000 × 260 = 52円

【費用の配賦】

(ア) 費用の配賦は算定規則に則って適切に行われているか。

【レートメイク】

(ア) 今回の改定により、すべての料金メニュー単価に一律の単価を上乗せすることとされているが、公平性の観点から妥当と言えるか。

(イ) 今回の大幅な値上げ申請において、需要家の選択肢を拡充し、値上げ影響緩和を可能とするため、新たなメニューの設定等の措置が必要ではないか。

(ウ) 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。オール電化の利用者等への対応も十分に行われているか。

一般電気事業供給約款料金算定規則	概要
(変動額認可料金の算定) 第19条の2 一般電気事業者(沖縄電力を除く。以下この条において同じ。)は、法第19条第1項の規定により①同項の認可を受けた供給約款②(第20条の2の規定により同条第1項各号に掲げる変動額を基に供給約款で設定する料金を算定し、かつ、法第19条第4項又は第7項の規定による変更の届出があったときは、その変更後のもの)で設定した料金を当該料金(これらの規定により変更後の供給約款を届け出た一般電気事業者にあつては、当該変更後の供給約款を届け出る前に定めていた供給約款で設定した料金)を算定した際に第2条第1項の規定により定められた原価算定期間内に③次に掲げる変動額を基に変更しようとするとき(社会的経済的事項の変動により④、法第19条第1項の認可を受けた供給約款で設定した料金を算定した際に第3条第2項第2号の規定により供給計画等を基に算定した数量の変更に伴う同号の規定により算定した燃料費の変動が見込まれるときに限る。)は、第2条から第19条までの規定にかかわらず、当該変動額を基に変更しようとする供給約款で設定する料金を算定することができる。	①値上げ、値下げの場合ともに電事法19条1項による認可が必要 ②既に19条1項の認可を受けていることが実施要件 ③原価算定期間内に新料金を実施される場合のみ有効 ④「社会的経済的事項の変動」とは、有識者会議報告書における「事業者の自助努力の及ばない」事象を指す

一般電気事業供給約款料金算定規則	概要
一 燃料費の変動額(社会的経済的事情の変動による法第19条第1項の認可を受けた供給約款で設定した料金を算定した際に第3条第2項第2号の規定により供給計画等を基に算定した数量の変更に起因する変動額^⑤(以下「外生的燃料費等変動相当額」という。)に限る。以下この条及び第19条の22において同じ。) 二 使用済燃料再処理等発電費の変動額(外生的燃料費等変動相当額に限る。以下この条及び第19条の22において同じ。) 三 特定放射性廃棄物処分費の変動額(外生的燃料費等変動相当額に限る。以下この条及び第19条の22において同じ。) 四 地帯間購入電源費の変動額(外生的燃料費等変動相当額に限る。以下この条及び第19条の22において同じ。) 五 他社購入電源費の変動額(外生的燃料費等変動相当額に限る。以下この条及び第19条の22において同じ。) 六 地帯間販売電源料の変動額(外生的燃料費等変動相当額に限る。以下この条及び第19条の22において同じ。) 七 他社販売電源料の変動額(外生的燃料費等変動相当額に限る。以下この条及び第19条の22において同じ。) 八 事業税の変動額(外生的燃料費等変動相当額に限る。以下この条及び第19条の22において同じ。)	⑤変動額の算定対象期間は、原価算定期間の残存期間(年単位)に限る。 対象費目は、左記8項目

一般電気事業供給約款料金算定規則	概要
2 一般電気事業者は、前項各号に掲げる変動額について、次の各号に掲げる方法により整理した変動額（以下この条において「特別変動額」という。）の合計額を算定し、様式第八の二により特別変動額総括表を作成しなければならない。一 一般電気事業者は、燃料費の変動額として、供給約款で設定した料金を算定した際に第三条第二項第二号及びこの号の規定により算定された額（第二十条の二の規定により同条第一項各号に掲げる変動額を基に供給約款で設定する料金を算定し、かつ、法第十九条第四項又は第七項の規定により変更後の供給約款を届け出た一般電気事業者にあつては、第二十条の二第二項第一号に掲げる方法により整理した石油石炭税変動相当額（第二十条の二第一項第一号に規定する石油石炭税変動相当額をいう。以下この項及び第十九条の二十二第二項において同じ。）を含む。）を基に算定した外生的燃料費等変動相当額を整理しなければならない。 二 一般電気事業者は、使用済燃料再処理等発電費の変動額及び特定放射性廃棄物処分費の変動額として、供給約款で設定した料金を算定した際に第三条第二項第三号及びこの号の規定により算定された額を基に算定した外生的燃料費等変動相当額を整理しなければならない。 三 一般電気事業者は、地帯間購入電源費の変動額及び他社購入電源費の変動額として、供給約款で設定した料金を算定した際に第三条第二項第八号及びこの号の規定により算定された額（第二十条の二の規定により同条第一項各号に掲げる変動額を基に供給約款で設定する料金を算定し、かつ、法第十九条第四項又は第七項の規定により変更後の供給約款を届け出た一般電気事業者にあつては、第二十条の二第二項第三号に掲げる方法により整理した石油石炭税変動相当額を含む。）を基に算定した外生的燃料費等変動相当額を整理しなければならない。 四 一般電気事業者は、地帯間販売電源料の変動額及び他社販売電源料の変動額として、供給約款で設定した料金を算定した際に第五条第二項及びこの号の規定により算定された額（第二十条の二の規定により同条第一項各号に掲げる変動額を基に供給約款で設定する料金を算定し、かつ、法第十九条第四項又は第七項の規定により変更後の供給約款を届け出た一般電気事業者にあつては、第二十条の二第二項第四号に掲げる方法により整理した石油石炭税変動相当額を含む。）を基に算定した外生的燃料費等変動相当額を整理しなければならない。 五 一般電気事業者は、事業税の変動額として、第一号から前号までに掲げる方法により整理した変動額の合計額を基に算定した外生的燃料費等変動相当額を整理しなければならない。	

一般電気事業供給約款料金算定規則	概要
3 一般電気事業者は、前項の規定により算定された <u>特別変動額</u> を送電・高圧配電非関連可変費に配分することにより整理し、様式第8の3により、特別送電・高圧配電非関連費明細表を作成しなければならない。	変動額は、すべて「送電・高圧配電非関連可変費」へ整理。
4 一般電気事業者は、特別高圧・高圧需要及び低圧需要ごとに、前項の規定により整理された送電・高圧配電非関連可変費の額を、 <u>供給約款で設定した料金を算定した際に第9条の2第4項第4号の規定により算定した割合により配分し、特別変動可変費に整理しなければならない。</u>	変動額は、現行料金算定時の「発受電量比」により需要種別に配分。
5 一般電気事業者は、送電・高圧配電非関連費について、前項の規定により整理された特別変動可変費を基に、低圧需要について、様式第八の四により特別送電・高圧配電非関連費計算表を作成し、及び様式第八の五により特別原価等集計表を作成しなければならない。	
6 料金は、低圧需要の前項の規定により整理された <u>特別変動可変費</u> と供給約款で設定した料金を算定した際に第2条第1項の規定により定められた原価算定期間における低圧需要の料金収入及びこの項の規定により算定した当該原価算定期間における低圧需要の料金収入の変動分を基に算定した当該原価算定期間における <u>低圧需要の料金収入の変動分が一致するように設定されなければならない。</u>	原価算定期間の残存期間における低圧需要の変動原価・変動収入が一致するように設定。
7 一般電気事業者は、供給約款で設定した料金を算定した際の低圧需要原価等及び特別変動可変費並びに第4項の規定により整理された <u>特別変動可変費</u> を基に、 <u>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特別変動可変費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。</u>	契約種別ごとの電気の使用形態、使用期間、計量方法等による特別変動可変費の差異を勘案して契約種別ごとの料金を設定しなければならない。

一般電気事業供給約款料金算定規則	概要
8 一般電気事業者は、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。	
9 一般電気事業者は、第七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。	
10 一般電気事業者は、 <u>供給約款で設定した料金を算定した際に第2条第1項の規定により定められた原価算定期間における低圧需要の料金収入及びこの項の規定により算定した当該原価算定期間における低圧需要の料金収入の変動分を基に算定した当該原価算定期間における低圧需要の料金収入の変動分を、第7項及び前項の規定により設定する料金、変更前の供給約款で設定した料金及び変更前の法19条第12項に定める選択約款で設定した料金(供給約款で設定した料金を変更すると同時に選択約款で設定した料金を変更しようとする場合にあっては、当該選択約款で設定する料金及び変更前の選択約款で設定した料金)並びに供給約款で設定した料金を算定した際の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。</u>	料金収入(変動分含む)は、供給約款で設定した料金を算定した際の供給計画値等に基づく契約電力、販売電力等の予測値に基づき算定しなければならない。
11 一般電気事業者は、第六項に規定する特別変動可変費と前項の規定により算定した供給約款で設定した料金を算定した際に第二条第一項の規定により定められた原価算定期間における低圧需要の料金収入及びこの項の規定により算定した当該原価算定期間における低圧需要の料金収入の変動分を基に算定した当該原価算定期間における低圧需要の料金収入の変動分を整理し、様式第八の六第一表により特別変動可変費と料金収入の変動分の比較表を作成しなければならない。	

一般電気事業供給約款料金算定規則	概要
(燃料費調整制度) 第21条 一般電気事業者は、第19条第2項(第20条第1項又は第3項において準用する場合を含む。)、第19条の2第7項、(中略)の規定により設定した契約種別ごとの料金を、各月において、当該月の開始の日に、次項の規定により算定される基準平均燃料価格と第3項の規定により算定される実績平均燃料価格との差額(同項の規定により算定される実績平均燃料価格が、次項の規定により算定される基準平均燃料価格に1.5を乗じて得た額を超える場合にあっては、同項の規定により算定される基準平均燃料価格に0.5を乗じて得た額)に第4項の規定により算定される基準調整単価を1,000で除して得た値を乗じて得た額により、増額又は減額(以下「調整」という。)しなければならない。	
2 基準平均燃料価格は、法第19条第1項の規定により定めようとする、又は変更しようとする供給約款の認可の申請の日(第19条の2又は第19条の22の規定により第19条の2第1項各号に掲げる変動額又は第19条の22第1項各号に掲げる変動額を基に供給約款で設定する料金を算定し、かつ、法第19条第1項の変更の認可を受けた一般電気事業者にあつては、当該変更の認可を受ける前に定めていた供給約款の認可の申請の日)及び法第19条第4項の規定により変更しようとする供給約款の届出の日において公表されている直近3月分の電気事業の用に供した石炭、石油及び液化天然ガス(輸入されたものに限る。以下「燃料」という。)ごとの円建て貿易統計価格(関税法(昭和29年法律第61号)第102条第1項第1号に基づく統計により認識することが可能な価格をいう。次項において同じ。)の<u>平均値</u>に、電気事業の用に供する石油の1リットル当たりの発熱量(メガジュールで表した量をいう。以下同じ。)を当該燃料の1キログラム当たりの発熱量で除して得た値(石油にあっては、1)に<u>原価算定期間</u>において電気事業の用に供する当該燃料の発熱量が当該期間において電気事業の用に供する燃料ごとの発熱量の総和に占める割合を乗じて算定した値であつて、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たもの(以下「換算係数」という。)を乗じて得た額を合計した額とする。	電源構成変分認可制度を用いて申請を行う事業者の基準平均燃料価格は、当初認可(総洗替による認可)を受けた料金の認可申請日の直近3ヶ月分の円建て貿易統計各区の平均値により算定。 ※東京………H24/1～3月 関西・九州……H24/7～9月 東北・四国……H24/10～12月 北海道………H24/12～H25/2月 中部………H25/6～8月

一般電気事業供給約款料金算定規則	概要
3 実績平均燃料価格は、調整を行う月の5月前から3月前までの期間において電気事業の用に供した燃料ごとの円建て貿易統計価格の平均値に、換算係数を乗じて得た額の合計額とする。	
4 基準調整単価は、1,000円を単位として調整すべき1キロワット時当たりの単価として、 <u>原価算定期間において電気事業の用に供する燃料ごとの発熱量の総和を電気事業の用に供する石油の1リットル当たりの発熱量で除して得た値を当該期間における販売電力量で除して得た値を基に契約種別ごとに定めた単価であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たものとする。</u>	

【北海道電力】

(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(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(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。

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、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。

(2)レートメイク

①基本料金及び従量料金の設定について

今回の料金改定において、北海道電力は、前回改定時と比べると、泊発電所3号機の導入、火力発電所等の経年化対策、人件費、修繕費、一般負担金、退職給付金等の増加により、販売電力量当たりの固定費が高くなっているが、泊発電所の全機が停止し、3号機の導入で見込まれていた火力燃料費低減による他費用の吸収ができなくなったことや使用電力量の少ない需要家への負担及び需要対策も考慮し、北海道電力が基本料金を据え置くとしたことについては、妥当と考えられる。

【北海道電力】

(2)レートメーク(続き)

②3段階料金について

3段階料金制度においては、1段階料金はナショナルミニマムの観点から低廉な水準に、2段階料金は平均的な電気使用の観点から平均的な料金に、3段階は省エネの観点から割高な料金に設定されているが、今回の3社の申請では、1・2段階格差率を縮小し、2・3段階格差率を拡大している。これは、① 1段階の値上げ幅を抑制することは生活に必要不可欠な電気の使用への影響を軽減すること、② 3段階の値上げ幅を拡大することは需要対策の効果があることから、妥当と考えられる。

③選択約款について

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。

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

北海道電力は、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。

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)

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

北海道電力は、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、平成27年4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。

【北海道電力】

(2)レートメイク

③選択約款について(続き)

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。

【中部電力】

(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95%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(1,429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。

また、規制部門、自由化部門毎の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5.2%、自由化部門が4.1%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、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。

(2)レートメイク

①基本料金及び従量料金の設定について

今回の料金改定は、その主たる要因が燃料費である可変費の増加にあり、人件費を始めとする費用の削減が図られ、需要の減少により、販売電力量当たりの固定費は、ほぼ同水準であることが確認された。そのため、基本料金を据え置くことは妥当であると考えられる。

【中部電力】

(2)レートメイク(続き)

②3段階料金について

3段階料金制度においては、1段階料金はナショナルミニマムの観点から低廉な水準に、2段階料金は平均的な電気使用の観点から平均的な料金に、3段階は省エネの観点から割高な料金に設定されているが、今回の3社の申請では、1・2段階格差率を縮小し、2・3段階格差率を拡大させている。これは、① 1段階の値上げ幅を抑制することは生活に必要不可欠な電気の使用への影響を軽減すること、② 3段階の値上げ幅を拡大することは需要対策の効果があることから、妥当と考えられる。

③選択約款について

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。中部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について

中部電力は、今回改定において、ピークシフト別電灯を新設する予定。

ii) 機器要件の扱いなどについて(夜間蓄熱機器、オール電化割引)

中部電力は、需要家の選択肢を拡大する観点から、今回改定において、「3時間帯別電灯」の「夜間蓄熱式機器等の保有要件」を廃止する予定。

また、「全電化住宅割引」(3時間帯別電灯)については平成28年3月31日、「5時間通電機器割引」(3時間帯別電灯・時間帯別電灯)、「通電制御型機器割引」(3時間帯別電灯・時間帯別電灯・低圧深夜電力B・沸増型電気温水器契約)及び第2深夜電力については平成27年3月31日をもって、新規加入を停止する予定。

【中部電力】

(2)レートメイク

③選択約款について(続き)

iii) 早遅収料金制度の見直しについて

中部電力は、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、平成26年4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

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(※)等を含め、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。

※ 既存契約者であっても、機器更新後は、他の需要家との公平性の観点から、割引を続けることは適当ではない。