

原価算定期間終了後の 小売電気料金の事後評価

第 3 4 回 料金審査専門会合 事務局提出資料

平成 3 0 年 1 2 月 1 2 日 (水)



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

目次

- I． 審査基準に基づく評価（関西電力を除くみなし小売電気事業者 9 社）
 - 1． 料金変更認可申請命令に係る審査基準
 - 2． 審査基準の適用結果

- II． 原価算定期間終了後の追加検証（東京電力EP）
 - 1． 料金原価と実績費用の比較
 - 2． 規制部門と自由化部門の利益率
 - 3． 経営効率化の取組状況

- III． 総評

I. 審査基準に基づく評価 (関西電力を除くみなし小売電気事業者 9 社)

1.料金変更認可申請命令に係る審査基準

第33回 料金審査専門会合 資料3 抜粋

- 原価算定期間終了後に料金改定を行っていないみなし小売電気事業者については、＜ステップ1＞規制部門の電気事業利益率による基準、＜ステップ2＞規制部門の超過利潤累積額による基準又は自由化部門の収支による基準で得られた情報を基に、第2弾改正法附則第16条第3項に基づく料金変更認可申請命令の発動の要否の検討を行う。

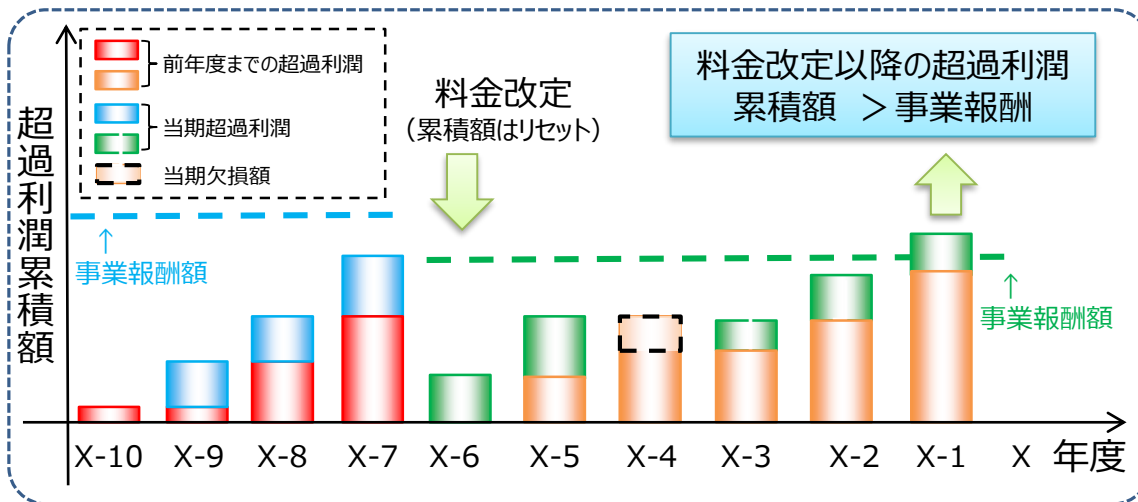
＜ステップ1＞規制部門の電気事業利益率による基準

規制部門の電気事業利益率（電気事業利益／電気事業収益）の直近3カ年度平均値が、みなし小売電気事業者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。

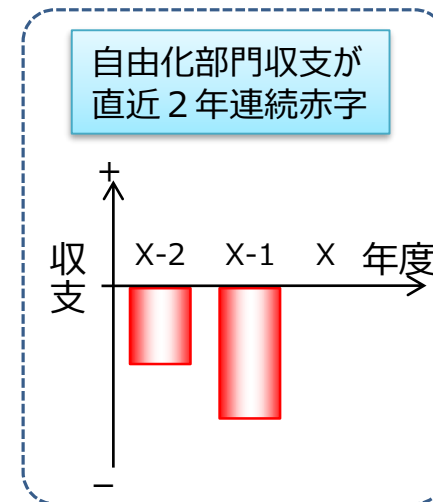
- ①該当会社の規制部門における電気事業利益率（直近3カ年度平均）
 - ②みなし小売電気事業者10社の規制部門における電気事業利益率（過去10カ年度平均）
- ①＞②の場合→ステップ2へ

＜ステップ2＞規制部門の超過利潤累積額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額（一定水準額）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



料金変更認可申請
命令発動

2. 審査基準の適用結果

第33回 料金審査専門会合 資料3 抜粋

- 原価算定期間終了後に料金改定を行っていないみなし小売電気事業者9社（関西電力以外）について審査基準に基づく評価を実施した結果、変更認可申請命令の対象となる事業者はいなかった。

(単位：億円)

審査基準（ステップ1・2）の評価結果		北海道	東北	東京EP ※1	中部	北陸	中国	四国	九州	沖縄	10社
ステップ1	A 規制部門の電気事業利益率による基準										
	3カ年度平均 ① ※2	2.1%	4.7%	3.3%	3.5%	0.6%	0.7%	1.1%	6.0%	4.3%	-
	10社10カ年度平均 ②	-									2.0%
	10社10カ年度の平均を上回っているか。(①>②か)	Yes	Yes	Yes	Yes	No	No	No	Yes	Yes	-
ステップ2	B 規制部門の超過利潤累積額による基準										
	平成28年度末超過利潤累積額③ ※3	△444	120	△2,363	△415	-	-	-	△805	△117	-
	平成29年度超過利潤④	△102	△196	△996	△298	-	-	-	△97	△21	-
	平成29年度末超過利潤累積額⑤ = ③ + ④	△546	△76	△3,360	△713	-	-	-	△902	△139	-
	一定水準額（事業報酬額）⑥ ※4	172	342	1,268	423	-	-	-	366	59	-
	一定水準額を上回っているか。(⑤>⑥か)	No	No	No	No	-	-	-	No	No	-
	C 自由化部門の収支（※5）による基準										
	平成28年度⑦	+3	+594	+563	+861	-	-	-	+404	+12	-
	平成29年度⑧	+126	+532	+653	+844	-	-	-	+310	+17	-
	2年連続で赤字となっているか。(⑦<0かつ⑧<0か)	No	No	No	No	-	-	-	No	No	-
評価結果	変更認可申請命令の対象となるか。 (A及びBがYes、又はA及びCがYesか。)	No	No	No	No	No	No	No	No	No	-

※1：平成27年度以前は旧東京電力の数値、平成28年度以降は東京電力エナジーパートナーの数値を基に算出。

※2：各年度の規制部門の電気事業利益率（％）の単純平均

※3：平成27年度までの超過利潤累積額のうち旧選択約款部分を除いた金額

※4：一定水準額：規制部門（特定小売供給約款に係る分に限る）に相当する事業報酬額

※5：自由化部門の収支：自由化部門の電気事業損益

（出典：各事業者の部門別収支計算書、各事業者へのヒアリングにより当委員会事務局作成）

Ⅱ． 原価算定期間終了後の追加検証 （東京電力EP）

1. 料金原価と実績費用の比較（1）前提諸元等の変動

- エリア内の競争が厳しいこと等から販売電力量の実績が料金算定時に想定した販売電力量を大きく下回り、これに伴い発電電量も減少した。
- 為替レートは円安となっているものの、原油価格は大幅に下落している。
- 火力発電の内訳では、高単価の石油の焚き減らしを行い、低単価の石炭の焚き増しが行われている。
- 他社購入では、再エネの受電増等により増加。

料金原価及び実績算定時の前提諸元の変動と経営効率化額の比較

		東京電力EP（旧東京電力(※2)）			備考
		H24～26年度平均	H29年度		
	単位	原価①	実績②	差異②-①	
販売電力量	億kWh	2,773	2,333	△440	*A
為替レート	円/\$	78.5	110.9	32.4	*B
原油価格	\$/b	117.1	57.0	△60.1	*C
原子力利用率	%	18.8	－	△18.8	*D
経費対象人員	人	36,283	32,084	△4,199	*E-1)
経営効率化額	億円	3,626	8,436	4,810	*E

主な差異要因

- *A：他社へのスイッチングや経済の伸び悩みによる販売電力量の減少（△15.9%）
- *B：為替レートの円安化（+41.3%）
- *C：原油CIF価格の下落（△51.3%）
- *D：原子力発電所の停止
- *E：コスト削減への取組
- 1)業務効率化による人員削減・希望退職の実施等
- 2)経済性に優れる電源（石炭火力、IPP・自家発）の活用による石油火力の焚き減らし
- *F：常時バックアップや取引所等への販売量の増加

原価及び実績算定時の需給バランスの変動

（単位：億kWh）

		東京電力EP（旧東京電力）			備考
		H24～26年度平均	H29年度		
		原価①	実績②	差異②-①	
発電電量		3,008	2,509	△ 499	*A
自社発電	水力	111	123	12	
	火力	2,199	1,909	△ 290	
	石炭	157	254	97	*E-2)
	石油	377	41	△ 336	*E-2)
	LNG	1,665	1,614	△ 51	
	原子力	239	—	△ 239	*D
その他	他社購入	614	778	165	*E-2)
	他社販売等	△ 155	△ 302	△ 147	*F

※1：△はマイナス値（次ページ以降も特段の記載がない限り同様）。
※2：旧東京電力の数値は、旧東京電力を構成する4社（東京電力ホールディングス、東京電力パワーグリッド、東京電力フュエル＆パワー、東京電力エナジーパートナー）の連結数値。次ページ以降も同様。

1. 料金原価と実績費用の比較 (2) 原価と実績の比較

- 東京電力EP及び旧東京電力単体のいずれにおいても、規制部門・自由化部門合計では実績が料金原価を大きく下回った（各△13,181億円、△13,265億円）。
- 旧東京電力単体において料金原価と実績を比較した場合、その他経費（※1）は+317億円（ウラン現物支払充当に係る評価損計上による増等）と実績が原価を上回った一方、燃料価格の低下等により、燃料費（△11,191億円）及び購入電力料（△278億円）は大きく減少した。
- 経営効率化への取組の結果として、修繕費は工事・点検の実施範囲・数量ならびに時期の見直し等により△910億円、減価償却費は設備投資削減等により△673億円と、前年度から引き続き減少傾向にある。

費目ごとの料金原価（平成24～26年度の3か年度平均）と実績（平成29年度）の比較

（単位：億円）

	東京電力EP			旧東京電力単体			主な差異理由
	規制部門＋自由化部門			規制部門＋自由化部門			
	原価①	実績②	差異②－①	原価①	実績②	差異②－①	
人件費	3,387	237	△3,150	3,387	3,245	△142	人員数の減少による減
燃料費	24,585	－	△24,585	24,585	13,394	△11,191	燃料価格の低下や需要減影響
修繕費	4,095	0	△4,095	4,095	3,185	△910	工事・点検内容の精査・実施時期の見直しによる減
減価償却費	6,171	7	△6,164	6,171	5,498	△673	設備投資削減による減
購入電力料	7,876	28,734	20,859	7,876	7,598	△278	燃料価格の低下等による減
公租公課	2,957	53	△2,904	2,957	2,760	△196	電気料収入の減少による事業税の減
原子力 バックエンド費用	667	－	△667	667	474	△193	原子力発電所停止による減
その他経費（※１）・ 接続供給託送料	6,422	13,946	7,524	6,422	6,739	317	ウラン現物支払充当に係る評価損計上による費用の増
電気事業 営業費用合計	56,161	42,980	△13,181	56,161	42,896	△13,265	

※1：東京電力EPの資料では諸経費と表記。
※2：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

（出所：第3 3 回料金審査専門会合資料 5 及び事業者へのヒアリングに基づき当委員会事務局にて作成）

1. 料金原価と実績費用の比較 (3) その他経費

- 細目ごとの料金原価と実績の比較では、賃借料（△215億円）、固定資産除却費（△265億円）が減少した一方、補償費（+127億円）、諸費（+569億円）等が増加したことにより、その他経費合計で317億円の増加となった。
- 補償費（+127億円）は、ウランの購入契約の一部減量に伴う補償料の影響等により、諸費（+569億円）は、ウラン現物支払充当に係る評価損や団体費の影響等により、それぞれ増加した。

その他経費-料金原価（3か年度平均）と実績の比較 (単位：億円)

	旧東京電力単体		
	規制部門+自由化部門		
	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①
廃棄物処理費	145	145	1
消耗品費	201	118	△83
補償費	59	185	127
賃借料	1,454	1,238	△215
託送料	200	201	1
事業者間精算費	33	94	61
委託費	2,282	2,298	16
損害保険料	41	54	14
原子力損害賠償資金補助法一般負担金	—	0	0
原賠・廃炉等支援機構一般負担金	567	567	0
普及開発関係費	25	85	61
養成費	32	30	△2
研究費	170	178	8
諸費	229	797	569
うち寄付金	—	58	58
うち団体費	9	86	77
貸倒損	24	17	△7
固定資産除却費	942	677	△265
共有設備費等分担額	32	28	△4
共有設備費等分担額(貸方)	△0	△0	0
建設分担関連費振替額(貸方)	△7	△12	△5
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	△7	△8	△2
電力費振替勘定(貸方)	△1	△0	1
接続供給託送料	—	33	33
使用済燃料再処理等既発電費支払契約締結分	—	9	9
その他経費合計	6,422	6,739	317

※ 1：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

：実績が料金原価を上回っている項目

参考：控除収益

	旧東京電力単体		
	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①
地帯間・他社販売電力料	△1,577	△2,826	△1,249
託送収益	△30	△29	1
電気事業雑収益	△517	△603	△86
その他の他	△3	△33	△31
控除収益計	△2,128	△3,492	△1,365

【実績が料金原価を上回った項目の主な差異要因】

- ◇補償費〔+127億円〕
 - ・ウラン購入契約の一部減量に伴う補償料の計上(+155億円) 等
- ◇事業者間精算費〔+61億円〕
 - ・振替電力量の増(+61億円)
- ◇委託費〔+16億円〕
 - ・賠償対応費用の増(+39億円)、安定化維持費用の増(+107億円) 等
- ◇損害保険料〔+14億円〕
 - ・企業総合保険等への加入(+20億円) 等
- ◇普及開発関係費〔+61億円〕
 - ・小売全面自由化による、新メニューの販売促進活動に係る費用の増(+67億円) 等
- ◇研究費〔+8億円〕
 - ・国際廃炉研究開発機構への支出(+29億円) 等
- ◇諸費〔+569億円〕
 - ・寄付金〔+58億円〕：福島県避難市町村生活再建支援事業への寄付(料金原価未算入)等
 - ・団体費〔+77億円〕：各種事業団体への支出(一部料金原価未算入)
 - ・ウラン現物支払充当に係る評価損計上による費用の増(+264億円) 等

(出所：第3 3 回料金審査専門会合資料 5 及び事業者へのヒアリングに基づき当委員会事務局にて作成)

2. 規制部門と自由化部門の利益率

- 平成29年度における東京電力EPの電気事業利益率は、規制部門で2.5%、自由化部門で2.6%となり、ほぼ同等であった。

規制部門と自由化部門の電気事業利益の実績（平成29年度）

（単位：億円、億kWh）

	東京電力EP			旧東京電力
	規制部門 ①	自由化部門 ②	合計 ① + ②	
電気事業収益 A	15,787	24,854	40,642	43,445
電気事業費用 B	15,387	24,200	39,587	40,715
電気事業利益または損失 C = A - B	400	653	1,054	2,730
電気事業利益率 D = C / A	2.5%	2.6%	2.6%	6.3%
（参考）販売電力量	672	1,659	2,331	2,333

※ 1 : 各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

※ 2 : 旧東京電力単体と東京電力EPの販売電力量の差異（2,333億kWh-2,331億kWh=2億kWh）は離島供給販売電力量が旧東京電力単体に含まれていることによる。

3. 経営効率化の取組状況

- 緊急避難的な支出抑制・繰延べの実績はなく、恒常的な取組による経営効率化の実績は、料金原価算定時の計画値を上回っている。
- 経営効率化の実績については、料金改定時の計画値との比較では、計画値を上回り、全体では4,810億円の深掘りとなった（計画値:3,626億円、実績値:8,436億円）。
- これまでの取り組みを通じて得られた知見を活用した、工事・点検の実施範囲・数量・時期の見直し等による修繕費の削減や、外部専門家の活用による調達改革、カイゼンを基軸とした生産性倍増の取り組み等による燃料費・購入電力料の削減により、経営効率化の大幅な深掘りを達成した。

経営効率化（目標の達成状況（平成29年度））

（単位：億円）

	主な削減内容	コスト削減額			（参考） H28年度実績
		計画 ①	H29年度実績 ②	深掘り額 ②－①	
人件費	● 人員削減、年収の削減 ● 退職給付制度の見直し ● 福利厚生制度の見直し	1,125	1,863	738	1,698
修繕費	● 工事・点検の実施範囲・数量・時期の見直し ● 関係会社取引における競争的発注方法の拡大・工事効率の向上、外部取引先との取引構造・発注方法の見直し	422	1,642	1,220	1,878
燃料費 購入電力料	● 燃料価格（単価）の低減 ● 経済性に優れる電源の活用、卸電力取引所の活用 ● 電力購入料金の削減	450	2,798	2,348	2,585
設備投資関連 費用	● 設備投資削減による償却費減、中長期にわたる投資計画の抜本的な見直し	327	555	228	378
その他	● 除却費の削減 ● 委託費の削減 ● 賃借料の削減 ● 研究費の削減 ● 研修の縮小、消耗品費の削減、その他諸経費の削減	1,302	1,578	276	1,134
合計		3,626	8,436	4,810	7,673

※各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

Ⅲ. 総評

Ⅲ. 総評（１／３）

Ⅰ. 審査基準に基づく評価

- 審査基準のステップ１「電気事業利益率による基準」では、個社の直近３か年度平均の利益率が１０社１０か年度平均の利益率を上回る会社は、北海道電力、東北電力、東京電力EP、中部電力、九州電力及び沖縄電力の６社であった。
- ステップ１に該当した６社について、審査基準のステップ２「超過利潤累積額による基準」では、平成２９年度末超過利潤累積額は一定水準額である事業報酬額を下回っており、ステップ２「自由化部門の収支による基準」では、直近２年連続で自由化部門の収支が赤字となっていなかった。
- 以上より、原価算定期間を終了しているみなし小売電気事業者９社（関西電力以外）について、審査基準に基づく評価を実施した結果、変更認可申請命令発動の検討対象となる事業者はいなかった。

Ⅲ．総評（２／３）

Ⅱ．原価算定期間終了後の追加検証（東京電力EP）

1．原価と実績の比較

- 長期間にわたる原子力発電所の再稼働遅延等の諸事情を踏まえると、個別費目の実績が不合理な理由に基づき料金原価を上回っているものは認められなかった。

2．規制部門と自由化部門の利益率の乖離

- 規制部門と自由化部門の利益率の比較では、規制部門（2.5%）と自由化部門（2.6%）の利益率はほぼ同等であり、不合理な利益率の乖離はなかった。

3．経営効率化

- 今回の事後評価では、緊急避難的な支出抑制・繰延べはないことを確認した。また、恒常的な経営効率化の取組については、費目によって取組の進捗にばらつきがあるものの、総額の実績は料金原価認可時の計画値を上回っていた。経営効率化による費目ごとのコスト削減額は、いずれも前年度とほぼ同等の水準であり、経営効率化の施策が恒常的な取組みとして行われていることを確認した。

Ⅲ．総評（３／３）

（結論）

- 以上を踏まえ、今回事後評価の対象となった事業者について、現行の認可料金に関する値下げ認可申請の必要があるとは認められなかった。
- ただし、東日本大震災後の小売規制料金の値上げは、原子力発電所の再稼働遅延を主因とするものであったことに鑑みると、今後原子力発電所が再稼働を果たした場合には火力燃料費等の負担が軽減されていくことから、料金原価への原子力利用率の織り込み状況も踏まえ、そのコスト低減効果を需要家への還元等に適切に充当するよう検討すべきである。
- また、各社においては、今後とも料金原価と直近実績の比較・経営効率化の状況・収支見通し等現行の経過措置料金に関連した分かりやすい情報提供に努めるとともに、安全対策・供給信頼度維持に不可欠な投資は最優先に実施した上で、引き続き経営効率化に真摯に取り組むことにより、コスト低減を進めていくべきである。