

購入・販売電力料について④

2023年4月11日（火）

第41回 料金制度専門会合

事務局提出資料



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

本日御議論いただきたい点について

- 本日は、前回会合（第40回）に引き続き、購入・販売電力料の残された論点について御議論いただきたい。
- 具体的には、①発販分離した小売会社におけるグループ内取引の効率化努力、②相対取引（購入のうちの原子力分）、③相対取引（販売）について、御議論いただきたい。

① 相対取引（購入）にかかる効率化努力について （発販分離した小売会社におけるグループ内取引の考え方）（1 / 2）

- 前回（第40回）会合において、発販分離した小売会社におけるグループ内取引の考え方について御議論いただいた。
- その際、競争的な市場からの調達と捉えるのがよい、他事業者からの購入電力料と同様に審査すればよいのではないかとのご指摘があった一方で、完全な他社ではないのが重要なポイント、他社における自社発電と比較しトップランナー水準で調達できているか確認すべきではないか、とのご指摘もあった。また、東電EPがJERAからの調達価格の適正性について説明すること、透明性が重要、とのお指摘もあった。（※東電EPからの説明は、【資料6 - 1 - 2】参照。）
- こうした御指摘を踏まえれば、東電EPにおけるJERAからの調達価格が適正な水準となっているか、他の事業者からの調達よりも丁寧に確認する必要があると考えられる。特に、市場における競争的な調達価格となっているか、という観点から確認する必要があるのではないか。
- 具体的には、【案①】東電EPにおけるJERAからの相対購入価格が市場価格と比較して適正な水準か、【案②】東電EPにおけるJERAからの相対購入価格が他社における相対購入契約と比較して適正な水準か、といった観点から確認することが考えられるのではないか。

①相対取引（購入）にかかる効率化努力について （発販分離した小売会社におけるグループ内取引の考え方）（2/2）

【案①】相対購入価格が市場価格と比較して適正な水準か

- JERAからの相対購入が、少なくとも電力スポット市場からの調達よりも効率的か、確認することが必要ではないか。
- 具体的には、JERAからの購入電力料が、同量を全て電力スポット市場（東エリア）で調達した場合の費用を上回る場合には、その差分について原価織り込みを認めないこととしてはどうか。

【案②】相対購入価格が他事業者の相対購入契約と比較して適正な水準か

- 東電EPにおけるJERAからの相対購入がどの程度効率的か、他のみなし小売電気事業者の申請における相対購入と比較を行い、他社の方が効率的な場合には、その差分について東電EPに効率化を求めることとしてはどうか。
- 具体的には、申請各社において、スポット市場価格で調達した場合の費用に対する、原価上の相対購入電力料の比率を求め、その比率が低い事業者の比率まで効率化努力を求める（トップランナー査定を行う）こととしてはどうか。

（具体的なイメージ）

A社 ①原価上の相対購入電力料 = 90、②同量をすべてスポット市場調達した場合の費用 = 100
②に対する①の比率 = 90%

東電EP ①原価上のJERAからの相対購入電力料 = 475、②同量をすべてスポット市場調達した場合の費用 = 500
②に対する①の比率 = 95%

⇒東電EPに対して、A社の比率である90%までの効率化を求める

購入・販売電力料（全体） 量・単価比較

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

		北海道電力			東北電力			東京電力EP ^{※1}		
		電力料	量	単価	電力料	量	単価	電力料	量	単価
購入	相対	39,278	1,710	22.97	403,946	17,121	23.59	4,435,003	199,194	22.26
	FIT購入	35,889	2,179	16.47	100,773	6,086	16.56	319,084	16,909	18.87
	取引所取引	70,962	3,973	17.86	108,747	5,050	21.53	707,518	33,469	21.14
	合計	146,129	7,862	18.59	613,466	28,257	21.71	5,461,605	249,572	21.88
販売	相対卸+常時BU	50,173	1,867	26.87	289,826	9,725	29.80	699,002	30,165	23.17
	新工ネ（FIT）	0	0	0.00	789	43	18.35	0	0	0.00
	取引所取引	14,849	704	21.09	90,337	3,338	27.06	408,780	19,658	20.80
	合計	65,022	2,571	25.29	380,953	13,106	29.07	1,107,782	49,823	22.23
（参考）市場価格		20.97円/kWh（東エリア）								

		北陸電力			中国電力 ^{※2}			四国電力			沖縄電力 ^{※3}		
		電力料	量	単価	電力料	量	単価	電力料	量	単価	電力料	量	単価
購入	相対	36,847	1,775	20.75	334,704	16,577	20.19	117,152	5,566	21.05	41,374	1,500	27.58
	FIT購入	28,594	1,852	15.44	101,363	6,864	14.77	47,269	3,205	14.75	6,350	388	16.37
	取引所取引	117,937	6,962	16.94	27,484	2,036	13.50	31,767	2,090	15.20	0	0	0.00
	合計	183,377	10,589	17.32	463,551	25,477	18.20	196,187	10,861	18.06	47,724	1,888	25.28
販売	相対卸+常時BU	53,257	3,505	15.19	90,208	3,584	25.17	70,208	3,625	19.37	12,674	562	22.55
	新工ネ（FIT）	16,942	706	23.99	32,116	1,343	23.92	546	37	14.77	0	0	0.00
	取引所取引	90,287	4,541	19.88	7,284	199	36.56	46,092	2,200	20.95	0	0	0.00
	合計	160,486	8,752	18.34	129,608	5,126	25.28	116,846	5,862	19.93	12,674	562	22.55
（参考）市場価格		17.85円/kWh（西エリア）									19.41円/kWh（東西エリア平均）		

※1 購入>相対は、7ページの購入電力料>その他（DR分）も含む。販売>相対卸+常時BUは、7ページの販売電力料>その他（原子力広域融通等）を含む。

※2 取引所取引は、経済差替による焚き減らし（購入）、余剰販売による炊き増し（販売）に係る燃料費増減分を除外した数字。

※3 購入>相対は、9ページの購入電力料>その他（小売事業者からの購入契約（燃種特定不可））分を含む。

【参考】前回会合における御指摘事項（東京電力EPのJERAからの購入）

- 東電EP-JERA間は資本関係があるのは確かだが、JERAは東電と中電の50/50の会社で、子会社ではなくコントロールが効きにくい資本関係。JERAとは厳しい価格交渉をしていく必要がある立場。他社購入料に寄せてよいのではと思う。（安念委員）
- 元々の制度が目指すところである、競争的な状況になっている前提での審査の方が、より説明性が高い。（華表委員）
- 自社発電と同じように見るのは、他委員の意見もふまえると難しいと認識。他社購入電力料の中での効率化をどう考えるか。仮に自社発電であった場合と比較して遜色ないように、今回申請も出さなかった会社も含めて他事業者について、燃種毎の単価を、仮想的に他事業者が購入して原価に織り込んだ場合の単価を見て、JERAからの購入単価がトップランナー査定されたと同水準だと判断されれば、更なる効率化は求めなくて良いが、同水準でなければ高い効率化を要求しないと消費者の理解を得られないのではないか。（松村委員）
- JERAのコストはよく見るべきと思うが、東京・中部両方含んでいるのであれば、コストをどう分けるか等難しい問題。（圓尾委員）
- 完全な他社ではないのが重要なポイントで、資本関係が5割出資、役員を東電から出している、JERAからの売り上げの56%（昨年度）は東電へ売られている、以上の点から、JERAにとって東電は重要な取引先であると考える。今回の申請における購入額の45%相当がJERA購入分であるため、全くの他社からの購入ではなく、内外無差別の価格設定になっていることを確認すべき。（北本委員）
- 東電EPより、JERA購入価格の妥当性、透明性が高い交渉をしている旨を説明すべきではないか。（梶川委員）

②相対取引（購入のうちの原子力分） 申請概要

- 他社購入電力料における、原子力発電所からの調達の織り込みは以下のとおり。
- 東京電力EP・東京電力HD間の契約を除いては、原価算定期間における受電量は織り込まれていない。

事業者	発電所	購入先	稼働状況	増減（申請－現行）	受電量
東北電力	東海第二発電所	日本原子力発電	停止中	増加（+43億円）	なし
	柏崎刈羽原子力発電所（1号機）	東京電力EP	停止中	減少	なし
	福島第二原子力発電所（3号機）		廃止措置中		
	福島第二原子力発電所（4号機）		廃止措置中		
東京電力EP	柏崎刈羽原子力発電所	東京電力HD	再稼働予定	増加※	あり （柏崎刈羽）
	福島第一原子力発電所		廃止		
	福島第二原子力発電所		廃止措置中		
	東通原子力発電所		建設中		
	東海第二発電所	日本原子力発電	停止中	減少	なし
	東海発電所	日本原子力発電	廃止措置中	増加（+32億円）	なし
	女川原子力発電所（3号機）	東北電力	停止中	減少	なし
	東通原子力発電所（1号機）	東北電力	停止中	減少	なし
北陸電力	敦賀発電所（1号機）	日本原子力発電	廃止措置中	減少	なし
	敦賀発電所（2号機）	日本原子力発電	停止中	増加（+15億円）	なし

※現行原価（2012～2014）は分社化前のため、申請原価のみとなっている。

②相対取引（購入のうちの原子力分） 全体の考え方

- 前頁に記載のとおり、一部の契約を除いて、原価算定期間中における受電量が見込まれない一方で、購入電力料として費用が織り込まれている。
- この点に関して、過去の査定方針においては、購入の相手方との契約書原本等を確認した結果、①発電電力量の全量を受電会社に供給することとしているなど当該原子力発電所は契約の相手方との共同開発であると認められる、②このため、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務があると考えられる、との理由から、原価に算入することを認めることが適当である、とされている。
- 他方で、事業者は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、事業者自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分では足らざる部分については、料金原価から減額する、とされている。
- 今般の審査においても、同じ考え方を踏襲することとしてはどうか。

(参考) 過去の査定方針 (2013年 東北電力)

(3) 原子力発電による購入電力及び販売電力

東北電力が東京電力及び日本原電に支払う原子力発電による購入電力料については、受電量に応じて支払う電力量料金と受電量にかかわらず支払う基本料金の組み合わせで設定されている。今回申請では、原価算定期間における東京電力福島第二発電所及び日本原電からの受電量をゼロと見込んでおり、核燃料費等受電量に応じて支払う電力量料金は原価に算入されていないことなどから、原子力発電に係る購入電力料全体で前回（平成20年料金改定）に比べて、96億円の減となっている。他方で、今回申請においては、停止中の原子力発電所に係る維持管理や安全対策工事などに必要と見込まれる費用が原価算入されているが、これらの費用については、購入の相手方との契約書原本等を確認した結果、以下の理由から、原価に算入することを認めることが適当である。

- ①発電電力量の全量を受電会社に供給することとしているなど当該原子力発電所は契約の相手方との共同開発であると認められる。
- ②このため、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務があると考えられる。

また、東北電力が契約している発電所は、東京電力及び日本原電においては、津波対策や耐震強化に係る改良工事を実施中であるなど、発電再開に向けた準備を実施中である。

他方で、東北電力は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、東北電力自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分では足らざる部分については、料金原価から減額する。

とりわけ、日本原電については、東北電力も出資している会社であり、役員における人的関係等を考慮すれば、日本原電からの購入電力料に含まれる人件費については、東北電力の削減努力並に料金原価から減額し、その他の一般管理費等のコスト削減可能な経費についても、東北電力のコスト削減努力に照らし、10%減額する。

特に人件費については、日本原電の現行の常勤役員 1 人当たり報酬額2,800万円（平成23年度実績）を東北電力同様、国家公務員指定職と同水準（1,800万円）とするともに、東北電力の役員と兼務している非常勤役員への報酬については原価算入を認めない。また、1 人当たり従業員給与については、現行801万円（平成23年度実績）であるところ、東北電力の査定後の水準である596万円まで料金原価を減額する。

なお、他社の査定方針も踏まえ、さらに東北電力が日本原電と交渉した結果、平成25年度の受給契約において、工事の一部を翌年度以降に繰り延べることなどにより減額となったため、これも料金原価から減額する。

②相対取引（購入のうちの原子力分） 東北電力について（1/2）

東北電力の原子力発電の購入電力料原価内訳（対前回改定比較）

単位：億円

費用項目	前回	今回申請	差引	備考（増減説明等）
人件費	21	23	2	人員数の増
修繕費	51	35	▲16	発電計画の差異による減
委託費	23	23	0	-
普及開発関係費	0	0	0	-
諸費	3	2	▲1	緊急安全対策費用の減
除却費	9	4	▲5	安全対策関連費の減
再処理関係費	50	1	▲49	発電計画の差異による減
一般負担金	43	42	▲1	負担額減
減価償却費	78	54	▲25	償却進行による減
事業報酬	21	27	6	レートベースの増
核燃料費	12	-	▲12	発電計画の差異による減
送電料金	4	-	▲4	発電計画の差異による減
その他	52	67	15	制度変更による増
合計	368	278	▲90	-

1. 日本原電

東海第二発電所について、昭和46年12月15日付にて、日本原子力発電、東京電力及び東北電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 東海第二の発生電力からその運転維持に必要な電力を除いた全量を、東北及び東京に供給する。
- 東北電力及び東京電力が受電する割合は、東北電力2、東京電力8とする。
- 電力供給開始日は、東海第二の営業運転開始の日とし、昭和51年10月を目途とする。
- 受給条件、電力料金、ならびにその他必要な細目については、別途3社間で協議決定する。
- 定めのない事項及びより難しい事情が生じた場合は、3社誠意をもって協議する。

2. 東京電力EP

柏崎刈羽原子力発電所、福島第二原子力発電所について、昭和56年3月30日付（平成9年9月30日付一部改定）にて、東京電力及び東北電力の間で、以下の契約が締結されたことを確認。

- 東北電力の原子力の早期導入と脱石油化の推進をはかるため、東京電力が開発推進中で、これから本格工事着手する原子力発電所に東北電力が開発参加する。
- 電力供給の開始日は、開発参加する発電機それぞれの営業運転開始の日とし、電力供給期間は電力供給開始の日から当該発電機が廃止に至るまでの期間とする。
- 融通電力料金は、原則として、減価償却費、支払利息、想定燃料費、人件費、修繕費等により算定する。
- 定めのない事項およびより難しい事項については、東北電力、東京電力誠意をもって協議する。

②相対取引（購入のうちの原子力分） 東北電力について（2 / 2）

- いずれの契約についても、契約書原本等で契約の相手方との共同開発と認められ、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務があると考えられる。
- 一方で、東北電力は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、東北電力自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分では足らざる部分については、料金原価から減額することとしてはどうか。
- また、東海第二（原電/停止中）については、現行原価に比べて原価が増加している。その理由について、事業者から、再稼働に向けた安全対策工事による修繕費等の増加との説明があった。（【資料6-1-1】参照）
- この点に関して、修繕費のパートにおいて、原価算定期間内における再稼働が織り込まれていない原子力発電所における再稼働に係る費用について御議論いただいているところ、その御議論を踏まえ、同じ考え方で他社購入電力料についても査定することとしてはどうか。

②相対取引（購入のうちの原子力分） 東京電力EPについて（1 / 3）

東京電力EPの原子力発電の購入電力料原価内訳（対前回改定比較）

単位：億円

費用項目	前回	今回申請	差引	備 考（増減説明等）
人 件 費	62	376	314	東電HD原子力の追加による増 など（以下費目も同様）
修 繕 費	246	562	316	再稼動前検査費用、定期検査費用 など
委 託 費	100	616	516	使用済み燃料中間貯蔵委託、発電所周辺防護区域警備業務委託 など
普 及 開 発 関 係 費	2	2	▲0	発電所PR関係費用
諸 費	10	99	90	通信運搬費、旅費、雑費 など
除 却 費	24	79	56	経年劣化機器リプレイスに伴う既存施設除却費用 など
再 処 理 関 係 費	19	255	236	再処理等拠出金費、特定放射性廃棄物処分費
一 般 負 担 金	60	513	453	原子力損害賠償・廃炉等支援機構一般負担金
減 価 償 却 費	267	881	615	新規制基準適合の為、追加設置した設備機器の工事費 など
事 業 報 酬	56	401	345	
核 燃 料 費	-	57	57	再稼動にともなう核燃料減損額
送 電 料 金	-	-	-	
そ の 他	117	1,119	1,002	原子力発電施設解体費、廃棄物処理費、公租公課 など
合 計	962	4,961	3,999	

1. 東京電力HD

柏崎刈羽原子力発電所、福島第一原子力発電所、福島第二原子力発電所、東通原子力発電所について、平成28年4月1日付にて、東京電力HD及び東京電力EPの間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- EPは、HDの全発電所の維持管理等ならびに発電に合理的に必要な費用を負担するものとし、具体的な受給条件等については双方協議のうえ別途定める。
- HDは、本契約に定める条件に従って、全発電所を用いて発電した電力（運転中の所内電力消費を除く）をEPに送電する。
- 本契約は、契約締結の日から全発電所の廃止措置等に係る一切の業務が終了するまでの間存続する。
- 定めのない事項またはより難しい特別な事情が生じた場合は、HD及びEPは相互に誠意をもって協議し、その処理にあたる。

②相対取引（購入のうちの原子力分） 東京電力EPについて（2 / 3）

2. 日本原子力発電

東海第二発電所について、昭和46年12月15日付にて、日本原子力発電、東京電力及び東北電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 東海第二の発生電力からその運転維持に必要な電力を除いた全量を、東北及び東京に供給する。
- 東北電力及び東京電力が受電する割合は、東北電力2、東京電力8とする。
- 電力受給開始日は、東海第二の営業運転開始の日とし、昭和51年10月を目途とする。
- 受給条件、電力料金、ならびにその他必要な細目については、別途3社間で協議決定する。
- 定めのない事項及びより難しい事情が生じた場合は、3社誠意をもって協議する。

東海発電所について、平成9年12月24日付にて、日本原子力発電及び東京電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 東京電力は、発生電力を全量受電してきたことから、停止後費用（実証研究費および特定原子力発電施設以外の設備解体に伴う費用を除く）を、原則として負担する。
- 停止後費用の具体的な負担の範囲及び負担方法は、両社別途協議のうえ契約する。
- 定めのない事項及びより難しい事情が生じた場合の取扱いについては、両社誠意をもって協議する。

3. 東北電力

女川原子力発電所について、平成9年9月30日付にて、東北電力及び東京電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 電源立地地点の有効利用ならびに電力需給の安定および電力供給原価の低減をはかるため、東北電力が開発する女川3号機（82.5万kW）に東京電力が開発参加する。
- 東北電力は、東京電力の開発参加比率（50%）に対応する発生電力（運転維持に必要な電力を除く）を融通送電する。
- 電力受給開始日は営業運転開始の日とし、電力受給期間は電力受給開始日から営業運転停止までとする。
- 融通電力料金は、原則として、定率法による減価償却費、帳簿価額による支払利息、想定燃料費、当該号機で必要とする人件費・修繕費・その他経費により算定する。
- 定めのない事項およびより難しい事項については、両社誠意をもって協議する。

東通原子力発電所について、昭和57年1月25日付(平成11年2月26日付一部改定)にて、東北電力及び東京電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 東北電力及び東京電力は、経済的開発と地域振興をはかるため、東北1号機110万kWを共同開発する。
- 当該設備の発生電力は、東北電力・東京電力で折半する。
- 電力受給開始日は営業運転開始の日とし、電力受給期間は電力受給開始日から営業運転停止までとする。
- 融通電力料金は、原則として、定率法による減価償却費、帳簿価額による支払利息、想定燃料費、当該設備で必要とする人件費・修繕費・その他経費により算定する。
- 定めのない事項ならびにより難しい事項については、両社誠意をもって協議する。

②相対取引（購入のうちの原子力分） 東京電力EPについて（3 / 3）

- いずれの契約についても、契約書原本等で契約の相手方との共同開発と認められ、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務があると考えられる。
- 一方で、東京電力EPは契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、東京電力EP自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分では足らざる部分については、料金原価から減額することとしてはどうか。
- 東京電力HDからの購入について、事業者から、柏崎刈羽の再稼働を織り込むことによる費用減が、再稼働に係る費用増を上回っているとの説明があった。この点について、トータルで費用減に資するのであれば、料金原価を抑制する観点から、再稼働に係る費用を原価に算入することは合理的と認められるのではないか。（【資料6 - 1 - 3】参照）
- また、東海（原電/廃止措置中）については、現行原価に比べて原価が増加している。その理由について、事業者から、原子力発電施設解体費および原子力損害賠償支援機構一般負担金等の増加との説明があった。これらについては、廃炉のために必要な費用として、合理的と認められるのではないか。（【資料6 - 1 - 3】参照）

②相対取引（購入のうちの原子力分） 北陸について（1/2）

北陸電力の原子力発電の購入電力料原価内訳（対前回改定比較）

単位：億円

	前回	今回申請	差引
減価償却費	35	10	▲26
資本費	11	10	▲0.3
事業報酬	1	1	0
保険料	0	0	0
支援負担金	3	2	▲1
固定資産税	10	8	▲2
直接費	14	23	9
人件費	22	59	38
繕繕費（委託費等）	11	11	▲0.2
本社燃料費	23	0	▲23
再処理等費	13	4	▲9
廃棄物処分費	1	1	0
特定廃棄物拠出金	7	0	▲7
施設解体費	5	10	5
控除項目	▲2	▲0	2
効率化（自己査定）	0	▲5	▲5
以上計	156	136	▲19
事業税（税率1.30%）	2	2	▲0.2
年度末精算（事業税込）	0	13	13
合計	158	152	▲6

1. 日本原子力発電

敦賀発電所1号機について、昭和44年11月1日付（昭和61年3月14日付・平成17年2月23日付・平成21年9月3日付一部改定）にて、日本原子力発電、中部電力、関西電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 原電敦賀の発生電力及び電力量のうち、運転維持に必要な電力及び電力量を除いた全量を受電三社へ供給する。
- 受電三社が受電する割合は、中部4、北陸1、関西5とする。
- 営業運転開始予定期日は、昭和45年3月31日とする。
- 原電敦賀の長期間停止の場合又はその利用率がはなはだしく低い場合には、基本料金の負担について別途四社で協議する。
- 定めのない事項については、別途四社で協議する。

2. 日本原子力発電

敦賀発電所2号機について、昭和54年2月9日付（昭和57年9月17日付一部改定）にて、日本原電、北陸電力、関西電力及び中部電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 原電の敦賀発電所2号機の発生電力及び電力量から運転維持に必要な電力及び電力量を除いた全量を中部、北陸及び関西へ供給する。
- 中部、北陸及び関西は、受給電力及び電力量のそれぞれ33%、34%、33%を受電する。
- 電力受給開始日は営業運転開始の日とし、昭和61年3月末を目途とする。
- 受給地点、受給電力及び電力量、受給方法、料金等については、別途協議して定める。

②相対取引（購入のうちの原子力分） 北陸について（2/2）

- いずれの契約についても、契約書原本等で契約の相手方との共同開発と認められ、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務があると考えられる。
- 一方で、北陸電力は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、北陸電力自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分では足らざる部分については、料金原価から減額することとしてはどうか。
- また、敦賀2号（原電/停止中）については、現行原価に比べて原価が増加している。その理由について、事業者から、停止状態を安全に維持・管理するための費用に加えて、運転期間延長認可を得るために必要となる費用が増加するため、との説明があった。（【資料6-1-4】参照）
- 修繕費のパートにおいて、原価算定期間内における再稼働が織り込まれていない原子力発電所における再稼働に係る費用が妥当か、との御指摘があったところだが、上記のように原価算定期間内に稼働が織り込まれていない原子力発電所における運転期間延長認可に要する費用を他社購入電力料に織り込むことは妥当と考えられるか。

③相対取引（販売） スポット市場価格の関係

- 前回（第40回）の御議論において、①原価に織り込んでいる相対販売料収入と、②相対販売量（未確定分）をすべてスポット市場で販売を行った場合の収益（コマ単位で積算）を比較し、①が②を下回っている場合には、その差額を控除収益として織り込むべきではないか、との御指摘があった。
- 御指摘をふまえ、各社に確認したところ、下表のとおり、北陸電力においてのみ、上記①が上記②を下回っていた。このため、北陸電力については、差分を控除収益として追加的に織り込むこととしてはどうか。

単位：百万円

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力
①相対販売料収入	32,328	222,262	460,286	53,257	90,208	56,455
②スポット市場で販売した場合の収益	32,068	151,328	423,338	64,466	66,238	54,438
差分（①-②）	+260	+70,934	+36,948	▲11,208	+23,970	+2,017

※沖縄電力については、沖縄エリアにスポット市場がないため、ここでスポット市場価格との比較結果をお示ししていない一方、第40回会合において、販売電力料の平均単価が購入電力料の平均単価を下回っていることの妥当性が論点とされており、そうした観点から引き続き審査を行っていく。