

購入・販売電力料について

2022年12月26日（月）

第30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、個別原価のうち、購入・販売電力料について御議論いただきたい。
- 本資料では、購入・販売電力料について、事務局が各事業者から聞き取った申請内容を「申請概要」としてまとめてお示した上で、今後検討を深めていくべき審査に係る論点の例を「主な論点」としてお示ししている。
- 具体的には、申請の全体像をお示した上で、①相対取引（購入・販売）、②取引所取引（購入・販売）、③FIT買取（購入）、④容量市場（購入・販売）、⑤需給調整市場等（販売）、⑥非化石取引（購入）に係る費用・収益について、順に概要と主な論点をお示ししている。
- 本日は、本資料で例示している「主な論点」に加えて、本専門会合のみならず、専門委員による審査チームや事務局における審査も含めて、今後検討を深めていくべき論点としてどのようなものが考えられるか、幅広く御議論いただきたい。

料金算定規則および料金審査要領における規定

- 料金算定規則において、購入電力料（他社購入電源費）については営業費の一部として算定する一方、販売電力料（他社販売電源料）については控除収益の一部として算定し控除することとされている。

【参考】 料金算定規則（抜粋）

(営業費の算定)

第三条

2 八 他社購入電源費及び非化石証書購入費 供給計画等を基に算定した額

(控除収益の算定)

第五条 事業者は、控除収益として、他社販売電源料(再生可能エネルギー電気特措法第十七条第一項各号に掲げる方法により供給する電気の料金を除く。第六条、第八条及び第二十条において同じ。)、託送収益(接続供給託送収益を除く。以下同じ。)、電気事業雑収益、預金利息、賠償負担金相当収益及び廃炉円滑化負担金相当収益(以下「控除収益項目」という。)の額の合計額を算定し、様式第一第四表及び様式第二第五表により控除収益総括表及び控除収益明細表を作成しなければならない。

2 控除収益項目の額は、別表第一第一表により分類し、実績値及び供給計画等を基に算定した額とする。

【参考】 料金審査要領（抜粋）

第2節 営業費

2. 燃料費、購入電力料については、原価算定期間内に契約が満了するものについて、他の事業者の取組状況や市場の状況を踏まえ、燃料にあつては調達価格の指標（CIF価格やRIM価格等）や諸経費（輸送費及び管理費）の妥当性を確認するとともに共同調達の実施等、購入電力料においては卸電力取引所からの調達や入札等の努力を求め、その取組によって実現可能な効率化を反映する等、個別に可能な限り効率化努力を評価する。また、算定規則第19条又は第33条の規定に基づき、変更しようとする特定小売供給約款で設定する料金を算定する場合における燃料費については、数量及び単価の双方について査定を行う。

購入・販売電力料 (全体) 申請概要

単位：百万円

購入・販売電力料				東北		北陸		中国		四国		沖縄	
				今回	前回比	今回	前回比	今回	前回比	今回	前回比	今回	前回比
購入電力料	相対	水力	FIT	(新工ネに含む)	(新工ネに含む)	(新工ネに含む)	(新工ネに含む)	1,260	1,260	(新工ネに含む)	(新工ネに含む)	193	155
			FIT以外	16,820	▲13,919	18,601	1,533	2,092	▲6,340	6,332	▲1,396	-	-
		火力		328,577	166,455	2,945	1,050	326,670	169,914	119,396	69,468	39,264	25,720
		原子力		27,763	▲6,296	15,161	▲607	-	-	-	-	-	-
		新工ネ	FIT	224,827	209,686	33,935	32,649	115,823	115,823	58,627	54,610	9,947	9,592
			FIT以外	5,567	4,192	1,143		3,589	▲1,357	1,127	1,057		
	取引所取引		292,290	290,539	113,409	113,409	▲3,155	▲3,155	29,066	28,034	-	-	
	容量拠出金		-	-	17,552	17,552	33,655	33,655	16,369	16,369	-	-	
	非化石証書購入費		5,330	5,330	1,379	1,379	1,319	1,319	1,161	1,161	30	30	
	その他		▲4,857	▲108,382	▲330	▲4,441	5,556	4,676	-	▲1,349	1,228	1,228	
	合計		896,317	547,605	203,795	162,523	486,809	315,796	232,077	167,954	50,662	36,725	
	販売電力料	相対卸		225,903	225,903	60,891	60,891	77,690	77,690	65,173	57,422	13,471	13,471
常時バックアップ			69,273	66,275	15,381			13,815	13,786	12,135			
新工ネ (FIT)			789	422	16,942	16,942	32,116	32,116	546	546	-	-	
取引所取引			226,243	224,719	115,596	115,596	8,200	8,200	70,409	68,003	-	-	
容量確保契約金額			-	-	16,896	16,896	22,588	22,588	16,824	16,824	-	-	
BS公募			-	-	-	-	1,255	1,255	1,212	1,212	-	-	
調整力公募			-	-	2,587	2,587	3,240	3,240	1,408	1,408	-	-	
需給調整市場			2,235	2,235	4,054	4,054	7,121	7,121	4,966	4,966	-	-	
その他			186,227	▲15,388	2,200	▲59,553	57,193	34,590	80	▲6,116	-	-	
合計			710,670	504,166	219,167	157,413	224,784	200,615	174,404	156,400	13,471	13,471	

※今回申請は、原価算定期間（2023～2025）の平均。前回比の差引対象は、東北は前回改定（2013～2015）、北陸は現行（2008）、中国は現行（2008）、四国は前回改定（2013～2015）、沖縄は現行（2008）

※その他に含まれる主なものは次の通り。【購入】他社電源買取の託送料金（東北）、効率化額（北陸）、域外需要分充足のための域外調達（中国）

【販売】特定融通（東北）、効率化額（北陸）、小売事業者向け以外の相対販売（中国）、VPP事業による販売（四国）

※水力の計上先について：東北・北陸・四国は、大規模水力は水力、小規模水力・自家発は新工ネに計上。中国・沖縄は規模に関わらず全て水力に計上。

購入・販売電力料（全体） 主な論点

- 大前提として、各事業者においては、自社電源も含めて経済性（メリットオーダー）を前提に、他社から購入する電力量を算定しているか（例えば、他社火力について、運転単価の安い電源がより高稼働となるよう織り込まれているか）。その際、効率化努力や価格低減努力をどのように織り込んでいるか。
- すべての事業者において、現行原価に比べると、購入電力料（費用）、販売電力料（収益）ともに大幅に増加しているが、購入単価と販売単価の考え方には整合性はあるか（例えば、購入単価が高くなる一方、販売単価が低いといったことはないか）。
- 購入電力料（費用）の内訳を見ると、事業者ごとに差はあるが、総じて、火力（相対取引）、FIT、取引所取引からの調達額が占める割合が大きい。また、販売電力料（収益）については、総じて、相対卸、取引所取引からの収益が占める割合が大きい。こうした金額の大きな項目については、特に丁寧に審査していくべきではないか。

相対取引（購入）概要－水力・火力・原子力

単位：百万円

相対取引（購入）		東北	北陸	中国	四国	沖縄
水力 （FIT除 く）	電力料 （22年度比）	16,820 （▲5,169）	18,601 （+4,567）	2,092 （▲2,406）	6,332 （▲2,890）	対象なし
	算定概要	一部の自動延長契約を除き、各年度に必要な費用の妥当性を確認し積み上げ。	グループ会社からの購入分については、修繕費・委託費・設備投資額に▲6%の効率化を織り込み。	・契約未締結の期間は、自動延長条項等を踏まえて、現行契約ベースで計上（入札の意向が示されている契約は、現行契約満了まで） ・kW価値が見込める契約は、24年度以降に容量市場収入相当の料金低減を織り込み。	・受給電力量は供給計画に基づき織り込み ・契約未締結の期間は、現行契約と同水準で織り込み。 ・kW価値が見込める契約は、24年度以降に容量市場収入相当の料金低減を織り込み。	
火力	電力料 （22年度比）	328,577 （+120,308）	2,945 （+2,810）	326,670 （▲39,082）	119,396 （▲9,662）	39,264 （+1,670）
	算定概要	・各年度に必要な費用の妥当性を確認し積み上げ。 ・一部、燃調込契約については、想定燃料費を基に算定。	・自動延長契約	・契約未締結の期間は、自動延長条項等を踏まえて、現行契約ベースで計上（入札の意向が示されている契約は、現行契約満了まで） ・kW価値が見込める契約は、24年度以降に容量市場収入相当の料金低減を織り込み。	・受給電力量は供給計画に基づき織り込み ・契約未締結の期間は、現行契約と同水準で織り込み。 ・kW価値が見込める契約は、24年度以降に容量市場収入相当の料金低減を織り込み。 ・IPP契約は契約内容において物価変動影響を料金に反映することになっているため、23年度までの物価上昇を反映。	2023年度契約額を据え置き
原子力	原電	電力料 （22年度比）	13,526 （+1,979）	15,161 （+4,496）	対象なし	対象なし
		算定概要	各年度に必要な費用の妥当性を確認し積み上げ。安全対策工事による修繕費、委託費、減価償却費、事業報酬（レートベース）の増加	前回改定からは、敦賀1号機廃炉に伴う発電資産除却、修繕費、燃料費、再処理等費等の減少。また、修繕費・委託費・設備投資額に▲6%の効率化を織り込み。		
	その他	電力料 （22年度比）	14,237 （▲637）	対象なし	対象なし	対象なし
		算定概要	各年度に必要な費用の妥当性を確認し積み上げ。受電量差による修繕費、再処理関係費等の減少			

※電力料は、原価算定期間（2023～2025）の平均。

相対取引（購入）概要—新エネ（FIT除く）

単位：百万円

相対取引（購入）			東北	北陸	中国	四国	沖縄
			今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)
新エネ (FIT以外)	太陽光	電力料	2,748(+1,048)	614(+308)	2,708(+940)	854 (+176)	379(+172)
	水力	電力料	(前項の水力に含む)	144(+10)	(前項の水力に含む)	21 (+6)	非FITなし
	風力	電力料	1,403(+1,062)	127(+127)	0(+0)	115 (+115)	対象なし
	バイオマス	電力料	1,341(+293)	257(▲512)	881(▲214)	137 (+0)	対象なし
	その他	電力料	76(▲677)	対象なし	対象なし	対象なし	1,228 (+134)
算定概要	太陽光	電力量	至近の実績を考慮し算定	自動延長分は現行契約に基づく。原価算定期間内にFIT買取期間満了を迎える電源分は、追加で織り込み。	買取中の設備容量（2022年6月時点）を基にFIT期間を考慮した想定値に、設備利用率月別実績（2012年4月～2022年6月）を反映	自動延長分は現行契約に基づく。原価算定期間内にFIT買取期間満了を迎える電源は、至近の卒FIT契約率に基づいて追加。	原価算定期間内にFIT買取期間満了を迎える電源分は、追加で織り込み。
		単価	至近の実績を考慮し算定	現行の非FIT買取標準メニュー相当	現行契約単価	現行の買取単価実績	現行契約単価
	水力	電力量	-	自動延長分は現行契約に基づく。原価算定期間内にFIT買取期間満了を迎える電源分は、追加で織り込み。	-	自動延長分は現行契約に基づく。	-
		単価		取引所取引におけるスポット市場想定価格		現行契約単価	
	風力	電力量	至近の実績を考慮し算定	自動延長分は現行契約に基づく。原価算定期間内にFIT買取期間満了を迎える電源分は、追加で織り込み。	買取中の設備容量（2022年6月時点）に、設備利用率月別実績（各発電所毎の運用以降の実績）を考慮	原価算定期間内にFIT買取期間満了を迎える電源を織り込み。	対象なし
		単価	至近の実績を考慮し算定	取引所取引におけるスポット市場想定価格	現行契約単価	卒FIT買取メニュー相当額で織り込み。	
	バイオマス	電力量	至近の実績を考慮し算定	自動延長分は現行契約に基づく。原価算定期間内にFIT買取期間満了を迎える電源分は、追加で織り込み。	過去実績および事業者からの間取りをふまえ、補修作業等を考慮して想定	自動延長分は現行契約に基づく。（原価算定期間内にFIT買取期間満了を迎える電源はなし）	対象なし
		単価	現行契約の価格フォーミュラおよび至近の実績を考慮し算定	取引所取引におけるスポット市場想定価格	現行契約の価格フォーミュラ	現行契約単価	

※数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均。

※東北のその他は、新電力からの購入分（燃種区別不可）等を含む。

相対取引（購入）主な論点

- 原価算定期間内に契約更改が予定されているものについて、どのような効率化努力が織り込まれているか。特に、現行の契約単価と同額が織り込まれているケースと現行の契約単価よりも高い金額が織り込まれているケースがあるが、後者について合理的な理由があるか。
- 自社が出資している会社等からの購入電源料については、固定費の削減等、十分な効率化努力が織り込まれているか。
- 24年度以降の相対取引について、（売り手である発電事業者の）容量確保契約金額による収入相当の料金低減を織り込んでいるケースと織り込んでいないケースがあるが、後者について合理的な理由があるか。
- 原子力発電による購入電力について、どのように織り込んでいるか。

(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。

相対取引（販売）概要

単位：百万円、百万kWh、円/kWh

相対取引（販売）		東北	北陸	中国	四国	沖縄
		今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)
相対販売	電力料	225,903(+134,219)	60,891 (▲6,919)	77,690(+18,388)	65,173(+37,281)	13,471(+2,176)
	量	7,077(+1,572)	3,505 (+93)	2,962(▲172)	2,978(+1,293)	562(+90)
	単価	31.92(+15.27)	17.37 (▲2.55)	26.23(+7.31)	21.88(+5.33)	23.98(+0.05)
	見積方法	量	2023年度向け卸入札の結果を踏まえて織り込み。 （24～25年度は23年度数字を据え置き）	需給が最も厳しい冬季の供給余力の全量供出を前提に、 冬季の供出可能kW（供給カー需要） を織り込み。	・2022年8月時点の契約を基に想定 ・電源特定の卸販売については、対象電源の補修計画を考慮して想定	供給力などを踏まえた上で、 20～22年度（22年度は見通し値）で最も販売量が多い21年度実績 を織り込み
	価格	2023年度向け卸入札の結果を踏まえて織り込み。 （24～25年度は23年度数字を据え置き）	卸販売実績単価<市場価格となっており、 市場価格に対する卸販売単価の割合 （22年4月～9月実績）を、 取引所取引におけるスポット市場想定価格に反映	・現行契約を基に、高圧標準メニューの値上げ相当額 （2023年度からの単価見直しを公表）を踏まえて想定。 ・電源特定分は、現行契約ベースで想定（24年度以降は容量市場収入相当額の料金低減を織り込み）。	想定スポット市場価格+想定マージン （当社の販売努力を前提に、過去実績マージンより大きな値を想定）	燃料費の諸元採録期間と合わせ、 2022年7～9月実績（相対販売と常時バックアップの両方を含む） をベースに単価を算定。
常時バックアップ	電力料	69,273(+19,061)	相対販売に含む （理由：①22年度実績はあるが、単年度契約（自動更新なし）であり、原価算定期間の契約締結の蓋然性が低い。②審議会にて内外無差別な卸売が担保されたら廃止する方向性が示されており、制度の先行きが不透明。）	15,381(+4,660)	13,786(+1,953)	相対販売に含む （理由：供給計画上、販売電力量は相対販売と常時バックアップで区別していないため）
	量	2,648(▲241)		622(+7)	647(▲67)	
	単価	26.16(+8.78)		24.73(+7.31)	21.32(+4.74)	
	見積方法	量		現行の販売量と同程度	22年8月時点の契約kWに、21年10月～22年9月実績を基に算出した利用率（需要期、非需要期）で算出	
	価格	現行の常時バックアップ単価（2022年11月の特高・高圧標準メニューの見直しと整合した常時バックアップの新単価を適用）	現行の常時バックアップ単価を基に、高圧標準メニューの値上げ相当額（2023年度からの単価見直しを公表）と整合させた単価。	現行の常時バックアップ単価を基に、高圧・特高標準メニューの見直し幅（2023年度から単価見直しを予定）と整合させた単価。 24年度以降は、容量確保契約金額を控除。		

※数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均。

相対取引（販売）主な論点（1/2）

（総論）

- 量、価格の見積りに合理性があるか。

（量について）

- 算定の考え方が、①過年度の販売実績量（四国電力）、②来年度に確定している販売量（東北電力）、③来年度に見込んでいる販売量（北陸電力、中国電力、沖縄電力）、と事業者によって異なるが、どのような考え方が合理的か。
- 東北電力について、上記のような考え方を採る場合には、申請後に行われた第2回オークションの結果も織り込むべきではないか。
- 北陸電力、中国電力、沖縄電力について、来年度の販売見込みは合理的か。

（価格について）

- 算定の考え方が、①過去実績（沖縄電力）、②過去実績+ α （中国電力）、③来年度に確定している販売分の単価（東北電力）、④スポット市場価格- α （北陸電力）、⑤スポット市場価格+ α （四国電力）、と事業者によって異なるが、どのような考え方が合理的か。特に、スポット市場価格よりも低い価格想定を織り込むことは合理的と言えるか。
- 東北電力について、上記同様、第2回オークションの結果も織り込むべきではないか。
- 北陸電力について、スポット市場価格よりも低い販売価格を織り込むことは合理性か。

相対取引（販売）主な論点（2/2）

（常時バックアップ）

- 常時バックアップによる販売電力料を織り込んでいる事業者（東北、中国、四国）について、量、価格の見積もりは合理的か。特に、**小売料金メニューの改定に伴う単価増を適切に織り込んでいるか**。また、24年度以降の価格において、容量確保契約金額による収入を控除している事業者がいるが、こうした考え方は合理的か。
- 常時バックアップ単体による販売電力料を織り込まず、相対契約に含まれるとしている事業者（北陸、沖縄）について、相対契約の量、価格の見積もりは合理的か。

取引所取引（購入・販売）概要

単位：百万円、百万kWh、円/kWh

取引所取引			東北	北陸	中国	四国	沖縄
			今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)	対象外
取引所取引	購入	電力料	292,290(+57,318)	113,409(+28,725)	▲3,155 ※1	29,066(▲16,311)	
		量	7,848(▲1,154)	5,920(+2,563)	-	1,482(▲177)	
		単価	37.25(+11.14)	19.16(▲6.06)	-	19.62(▲7.74)	
	販売	電力料	226,243(+65,885)	115,987(+46,285)	8,200 ※1	70,409(▲43,661)	
		量	5,162(▲1,111)	4,941(+1,848)	-	2,864(▲1,214)	
		単価	43.83(+18.27)	23.48(+0.94)	-	24.58(▲3.39)	
算定概要	スポット市場	購入・販売量の算出方針	<p>（23年度）需給バランスの作成、ユニット毎の限界費用を売買各々に算定し、「限界費用（売りは<, 買いは>）想定市場価格」をコマ毎にマッチングして量を算出し、MPX想定市場価格を基に算出した購入・販売価格を積算。</p> <p>（24・25年度）需給バランスを作成し、販売量は供給余力×売り約定率、購入量は需要×買い約定率で算出（約定率は23年度想定値）</p>	<p>・需給バランスの作成、ユニット毎の限界費用を売買各々に算定し、「限界費用（売りは<, 買いは>）想定市場価格」をコマ毎にマッチングして積算。<u>（過去の査定方針（後項参照）と同様）</u></p>	<p>・需給バランスの作成、ユニット毎の限界費用を売買各々に算定し、「限界費用（売りは<, 買いは>）想定市場価格」をコマ毎にマッチングして積算。<u>（過去の査定方針（後項参照）と同様）</u></p>	<p>・需給バランスの作成、ユニット毎の限界費用を売買各々に算定し、「限界費用（売りは<, 買いは>）想定市場価格」をコマ毎にマッチングして積算。<u>（過去の査定方針（後項参照）と同様）</u></p>	
		マッチング単位	（23年度）365日 （24・25年度）月別	各月代表日（第三水曜、第三日曜）	365日×原価算定期間(3年)	365日×原価算定期間(3年)	
	市場価格の算出方針	概要	第三者機関（MPX）が提供する市場価格想定	2021年10月～2022年9月の北陸エリアプライス実績値	2021年10月～2022年9月の中国エリアプライス実績値	2021年9月～2022年8月の四国エリアプライス実績値	
		補正	第三者機関（MPX）モデルの中で補正	・スパイク補正（±2σで補正）	・スパイク補正（±2σで補正） ・曜日・祝日補正	・燃料価格補正（2021年9月～12月は燃料価格上昇前とし、21年・22年との差を各コマへ加算） ・スパイク補正（±2σで補正） ・曜日・祝日補正	
	限界費用の算出方針	概要	2022年7月～9月実績値	燃料費（2022年7-9月CIF）+ 廃棄物処理費（2022年度予算）+ 消耗品費（2022年度予算）	2021年10月～2022年9月の限界費用実績値。限界費用見直し前（2021年10月～12月）のLNG火力限界費用は、スポット等追加的な調達を考慮した価格で補正。	燃料費（2022年7-9月CIF）+ 廃棄物処理費+ 消耗品費	
		予備力	1%を織り込み	1%を織り込み	余力全量を対象	1%を織り込み	
	BL市場		約定結果に基づき織り込み	未計上 （23年度受渡分で約定実績がないため）	未計上 （23年度受渡分は約定実績がなく、24年度以降は合理的な想定が難しいため）	未計上 （約定可能性が不透明なため）	

※1 電源差替による焚き減らし（購入）、余剰販売による焚き増し（販売）に係る燃料費増減分を織り込んでいる。

※2 表中に記載した経済差替（購入）、余剰販売（販売）以外に、各社以下の数字も織り込んでいる。

【東北】間接オークション（売買両建て）・電発火力（スポット値差による精算）の購入【北陸】間接オークション（売買両建て）・供給力不足時の調達（購入）【四国】間接オークション（売買両建て）

取引所取引（購入・販売）主な論点

（基本的な考え方について）

- 取引所取引による購入・販売電力料の織り込みの基本的な考え方として、各事業者とも過去の査定方針に沿ったシミュレーション※を行っている。ただし、算定に当たって**スポット市場の約定価格などの想定は事業者によって異なるが、どのような考え方が合理的か**。なお、沖縄エリアにおいては取引所取引が存在せず、沖縄電力は取引所取引を織り込んでいない。

※過去の査定方針においては、「原価算定期間における各月毎の代表日の代表日のメリットオーダーに基づいた需給バランスを作成し、稼働中及びバランス停止中のユニット毎の限界費用を売りと買いそれぞれについて算定した上で、過去実績の約定価格（365日×48コマ）とコマ毎にマッチングさせた場合の売り・買い入札に係る約定量、約定額及び利益額」を想定し、査定。

- 中国電力においては、購入電力料がマイナスの値となっている。自社電源の差し替え買いによる減額分を織り込んでいるため、との説明だが、そもそもこのような原価の積み上げが妥当か。

（スポット市場の約定価格について）

- 約定価格の想定方法が、**①直近1年の実績価格（北陸電力、中国電力）、②直近1年の実績価格+ α （四国電力）、③第3者のモデルによる想定価格（東北電力）、と事業者によって異なるが、どのような考え方が合理的か**。
- **東北電力においては、第3者（株式会社MPX）のモデルに基づく想定価格を採用し、過去実績より大幅に高く想定しているが、こうした想定は合理的と言えるか**。
- **四国電力においては、過去1年の実績価格をベースとしつつ、一部期間（2021年9～12月）について補正を行い、過去実績より高く想定しているが、こうした想定は合理的と言えるか**。

（限界費用について）

- 限界費用の考え方が、①申請に織り込んだ基準燃料価格（東北、北陸、四国）と、②直近1年の実績価格+ α （中国）、と事業者によって異なるが、どのような考え方が合理的か。

(参考) 過去の査定方針 (2014年 中部電力)

(2) 卸電力市場の活性化に向けた自主的取組を反映した料金原価への織込み等の確認

① 卸電力取引所の活用について

申請においては、「電力システム改革専門委員会」(平成25年7月1日から「電力システム改革専門小委員会」に名称変更)で表明した自主的取組の内容を踏まえつつ、原価算定期間における売り約定量、買い約定量については、いずれも至近の取引実績に基づき算定することを基本とし、平成26年度以降の取引量は段階的に増加していくものと想定している。しかしながら、電気の安定供給に必要な「原則8%」の予備力を確保した上で、卸電力取引所の更なる活用が可能と考えられることから、「原価算定期間における各月毎の代表日のメリットオーダーに基づいた需給バランスを作成し、稼働中及びバランス停止中(注)のユニット毎の限界費用を売りと買いそれぞれについて算定した上で、過去実績の約定価格(365日×48コマ)とコマ毎にマッチングさせた場合の売り・買い入札に係る約定量、約定額及び利益額」を想定し、当該利益額と料金原価に織り込まれている利益額を比較して上回る部分については、料金原価から減額する。また、試算に当たっては、取引量増加に伴う市場の厚みを考慮した上で、需給バランスとマッチングさせる過去実績の約定価格を約定見込み量に応じて補正するとともに、過去実績の約定価格が大きく上昇又は下落(コマ毎の平均から 2σ (シグマ)程度)している場合にも補正を行うこととする。また、利益額を算定する際の限界費用は予備力として確保した最も安いユニットも考慮することが妥当である。なお、今回の試算では、スポット市場のみならず、先渡し市場の更なる活用も考慮し、バランス停止ユニットも試算の対象に含めることとする。

(注) バランス停止ユニットとは、各代表日において必要な供給予備力を確保した上で、緊急時以外の稼働を予定していない発電設備

(出所) 中部電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針(2014年4月経済産業省)

FIT買取費用（購入）概要（1/2）

単位：百万円、百万kWh、円/kWh

FIT買取費用				東北	北陸	中国	四国	沖縄
				今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)
新エネ (FIT)	太陽光	総括表	電力料	152,833(+62,403)	18,763(▲493)	98,713(▲24,901)	47,229 (▲3,151)	9,092 (▲3,547)
			量	4,262(▲81)	1,112(+4)	5,961(+4)	2,672 (▲4)	360(-)
			単価	35.86(+15.04)	16.88(▲0.51)	16.56(▲3.57)	17.67 (▲1.16)	25.25(-)
		見積方法	量	至近年の実績に基づく	原価算定期間の発電電力量（供給計画ベース）を21年度の太陽光実績カーブへ補正	買取中の設備容量（2022年6月時点）を基にFIT期間を考慮した想定値に、設備利用率月別実績（2012年4月～2022年6月）を反映	契約期間に基づき算出した当該月を含む過去2ヶ月平均設備容量に、過去5年の月別平均設備利用率を反映	計画時点の直近1年の実績から想定した設備容量に、過去5年の平均設備利用率を反映
			単価	取引所取引におけるスポット市場想定価格（ 8～16時の月別平均 ）	取引所取引におけるスポット市場想定価格（ コマ別 ）	2021年10月～2022年9月の中国エリア回避可能費用（スポット市場と時間前市場の加重平均） 実績値（8～16時の年間平均）	取引所取引におけるスポット市場想定価格（ コマ別 ）に 太陽光実績カーブ加重平均 （19年11月～21年10月実績値）を反映	2022年7月～9月のシステムプライスを実績買取kWh(変動電源(太陽光・風力))で加重平均し、原価算定期間全体へ適用
			電力料	10,689(+1,749)	9,634(▲1,138)	1,260(▲1,941)	43 (▲7)	193(▲8)
	水力	総括表	量	273(▲63)	470(+173)	62(▲60)	2 (+0)	8(-)
			単価	39.13(+12.57)	20.51(▲2.10)	20.34(▲5.91)	21.67 (▲7.44)	24.96(-)
			見積方法	量	至近年の実績に基づく（詳細確認中）	原価算定期間の発電電力量（ 供給計画ベース ）	過去30年の実績および事業者からの聞き取りをもとに想定	過去3年の月別購入実績平均
		単価	取引所取引におけるスポット市場想定価格（ 月別平均 ）	取引所取引におけるスポット市場想定価格（ 月別平均 ）	2021年10月～2022年9月の中国エリア回避可能費用（スポット市場と時間前市場の加重平均） 実績値（年間平均）	取引所取引におけるスポット市場想定価格（ 月別平均 ）	2022年7月～9月のシステムプライスを実績買取kWh(非変動電源(水力))で加重平均し、原価算定期間全体へ適用	

※今回申請は、原価算定期間（2023～2025）の平均。

FIT買取費用（購入）概要（2/2）

単位：百万円、百万kWh、円/kWh

FIT買取費用				東北	北陸	中国	四国	沖縄
				今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)	今回申請(22年度比)
新工ネ (FIT)	風力	総括表	電力料	58,710(+14,940)	5,393(+500)	4,922(▲2,509)	10,346 (▲3,906)	506(+174)
			量	1,500(▲148)	263(+61)	242(▲26)	484 (+56)	20(-)
			単価	39.13(+12.57)	20.49(▲3.84)	20.34(▲7.38)	21.38 (▲11.95)	25.25(-)
		見積方法	量	至近年の実績	原価算定期間の発電 電力量（供給計画 ベース）	買取中の設備容量（2022年6 月時点）を基にFIT期間を考慮 した想定値に、設備利用率月別 実績（各発電所毎の運開以 降の実績）を考慮	現行及び将来買取が計画され ている設備容量に、過去3年の 月別平均設備利用率に基づき 算定	風力発電事業者から提供さ れた計画値
			単価	取引所取引におけるスポット 市場想定価格（ <u>月別平 均</u> ）	取引所取引におけるス ポット市場想定価格 （ <u>月別平均</u> ）	2021年10月～2022年9月 の中国エリア回避可能費用 （スポット市場と時間前市場の 加重平均） 実績値（年間平 均）	取引所取引におけるスポット市 場想定価格（ <u>月別平均</u> ）	<u>2022年7月～9月のシステム プライス</u> を実績買取kWh(変 動分(太陽光・風力))で加重 平均し、原価算定期間全体 へ適用
	バイオマ ス・廃棄 物	総括表	電力料	1,931(▲780)	141(▲367)	12,188(▲3,206)	1,008 (▲431)	対象なし
			量	49(▲53)	7(▲15)	599(+10)	47 (+0)	
			単価	39.13(+12.57)	20.10(▲3.50)	20.34(▲5.79)	21.44 (▲8.91)	
		見積方法	量	至近年の実績に基づく	原価算定期間の発電 電力量（ <u>供給計画 ベース</u> ）	過去実績および事業者からの聞 取りをふまえ、補修作業等を考慮 して想定	過去3年の実績に基づき算定	
			単価	取引所取引におけるスポット 市場想定価格（ <u>月別平 均</u> ）	取引所取引におけるス ポット市場想定価格 （ <u>月別平均</u> ）	2021年10月～2022年9月 の中国エリア回避可能費用 （スポット市場と時間前市場の 加重平均） 実績値（年間平 均）	取引所取引におけるスポット市 場想定価格（ <u>月別平均</u> ）	

※今回申請は、原価算定期間（2023～2025）の平均。

FIT買取費用（購入）主な論点

（総論）

- 量、価格の見積りに合理性があるか。

（量について）

- 多くのケースにおいて、現在の対象設備から原価算定期間内に固定買取期間が終了する分を除外することで設備容量（kW）を算出した上で、過去実績に基づく設備利用率を乗じることで電力量（kWh）を算出しており、こうした考え方自体は合理性があるのではないか。
- 他方、**設備利用率の過去実績の採録期間等は事業者や電源によって異なるが、どのような考え方が合理的か**。例えば、太陽光発電について、設備利用率の実績の採録期間を過去1年としている事業者（沖縄）もいれば、過去10年以上としている事業者（中国）もいるが、どのような採録期間が合理的か。

（価格について）

- FIT固定買取制度における実質的な負担額（回避可能費用）がスポット市場価格相当となるところ、取引所取引がない沖縄電力を除いては各エリアプライス、沖縄電力はシステムプライスを採用しており、こうした考え方自体は合理的ではないか。他方、**各エリアプライスとしてどのような価格を織り込んでいるかは精査すべきではないか**（取引所取引と同じ論点）。
- また、詳細な算定方法に関しては、事業者によって異なるが、どのような考え方が合理的か。例えば、**買取価格を算定する期間が、①コマ別（北陸（太陽光）、四国（太陽光））、②月間平均（東北、北陸（太陽光以外）、四国（太陽光以外））、③四半期平均（沖縄）、④年間平均（中国）と異なるが、どのような考え方が合理的か**。市場価格や発電電力量は季節によって異なることから、**少なくとも月単位程度の粒度で算定することが合理的ではないか**。
- また、太陽光に関しては発電する時間帯が日中に限られるところ、価格設定について、①8～16時コマの価格を採用（東北、中国）、②発電実績等に基づくカーブで補正（北陸、四国）、③特に考慮しない（沖縄）、と事業者によって考え方が異なるが、どのような考え方が合理的か。**少なくとも太陽光に関しては他の再エネと分けて算定することが合理的ではないか**。

(参考) FIT買取の回避可能費用 (沖縄以外)

2-1 市場価格連動の例外ケース(1)(市場分断の場合)

- 現行ルールでは、一般電気事業者による垂直一貫体制と地域独占、総括原価方式を前提として、電力会社ごとに構成する設備や運転方法が異なることを勘案し、地域ごと(電力会社ごと)に回避可能費用単価を設定してきた。
- しかし、小売全面自由化後は、買取義務者である小売電気事業者には地域独占の概念がなく、どの事業者もすべての地域ですべての需要に応じ電気の供給を行うことが可能となる。
- 小売電気事業者がFIT電源の代替電源を調達しようとするならば、自社の電源を活用するにせよ、市場又は相対で他社から調達するにせよ、市場価格を踏まえた取引になると考えられる。
- 小売電気事業者にとっての代替電源の調達コストという回避可能費用の性質にかんがみると、回避可能費用単価を市場価格連動とする際には、全国で価格が統一されるのが適当と考えられる。
※なお、インバランス料金については、送配電事業者にとっての需給調整コストとの整合性を確保するという観点から、全国大ベースで市場価格連動の値を計算した上で、各エリアごとの需給調整コストの水準差は「調整項β」で調整することとしている。
- ただし、エリア間を跨ぐ取引量が、連系線の送電可能量を上回る場合は、エリア間で市場が分断されることから、取引所の約定価格もシステムプライス(※)ではなく、個々に約定処理を行った場合のエリアプライスが適用されることから、回避可能費用についても、エリアプライスを基に算定することが適当ではないか。

※連系線制約を考慮しない全国统一約定価格

(注) インバランス料金においては、 α 値の計算を行うに当たって一定程度の市場の厚みがあることが必要なため全国大ベースで計算することとしていることや、各エリアごとの需給調整コストの水準差は「調整項β」で調整することとしていることを背景に、市場分断が生じる場合でも、システムプライスを使うことが前提になっている。

(参考) FIT買取の回避可能費用 (沖縄)

2-2 市場価格の例外ケースの検討(2)(沖縄や離島の場合)

- 沖縄や離島については、本土から系統が独立しており、市場取引を用いることができないことから、回避可能費用について単純に市場価格連動を用いるための前提が欠けていると考えられる。
- それぞれにつき、電力供給の実態やインバランス料金との整合性の観点から、回避可能費用単価の考え方について補正を行う必要があるのではないか。
- 具体的には、以下のような設定方法としてはどうか。

沖縄の回避可能費用	離島において一般送配電事業者が供給する場合の回避可能費用
<ul style="list-style-type: none"> ● 現状では、沖縄電力の回避可能費用の水準は本土と大きく変わらない。 ● 本土と系統が独立しているため、取引所取引を用いることはできないが、小売全面自由化後の沖縄電力管内のインバランス料金は、本土と同じ方法(市場価格連動)としている。 ● したがって、沖縄の回避可能費用の算定方法は原則として本土と同様(市場価格連動)としてはどうか。なお、エリア分断が生じ、各電力管内においてエリアプライスが適用される場合においても、システムプライス(連系線制約を考慮しない全国统一約定価格)としてはどうか。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 小売全面自由化後も、引き続き一般送配電事業者が離島供給約款に基づいて供給することが主流。 ● 一般送配電事業者が離島において保有する電源は小規模火力(重油等)がメインであり、コストが構造的に高いが、託送料金規制を通じてそのコストを把握することが可能。 ● 小売全面自由化後のインバランス料金は、市場価格連動ではなく、固定的なインバランス料金(※)になっている。 ● したがって、離島の回避可能費用は市場価格連動ではなく、一般送配電事業者のエリアごとに、離島の需給調整に用いる調整力の実コストをもとに算出(現在の回避可能費用の考え方)としてはどうか。

※不足インバランスの精算には、託送供給約款の認可(又は届出)の際に離島供給コストとして用いた原価ベースでの発電費用(全電源の可変費+固定費)の値を用いる。

※余剰インバランスの精算には、離島供給約款に基づく平均小売収入の値(託送料金相当分を除く)を用いる。

13

容量拋出金・容量確保契約金額 申請概要

- 北陸電力、中国電力、四国電力の3社が、容量拋出金を購入電力料に、容量確保契約金額を販売電力料にそれぞれ織り込んでいる一方、東北電力はいずれも織り込んでいない。
- 沖縄電力は容量市場の対象外のため、いずれも織り込んでいない。

項目		東北	北陸	中国	四国	沖縄
容量拋出金 (支出)	原価算定額 (3カ年平均)	—	176億円 ※支払基準で計上	337億円	164億円	N/A (市場対象外)
	算定方法	織り込まない (詳細は次頁以降) (参考) オークション結果：422億円相当 (3カ年平均)	エリア別の小売電気事業者の負担総額に、 エリア内の自社の需要比率 (想定小売需要 (ピーク時平均) ÷ エリアH3需要 (実需給前年度)) を乗じて算定	エリア別の小売電気事業者の負担総額に、 エリア内の自社の需要比率 (想定小売需要 (8月) ÷ エリアH3需要 (実需給年度)) を乗じて算定	全エリアの小売電気事業者の負担総額に、 全国大の自社の需要比率 (自社需要想定 ÷ 全国H3需要) を乗じて算定	
容量確保契約金額 (収入)	原価算定額 (3カ年平均)	—	▲169億円 ※支払基準で計上	▲226億円	▲168億円	N/A (市場対象外)
	算定方法	織り込まない (詳細は次頁以降) (参考) オークション結果：▲474億円相当 (3カ年平均)	広域機関との容量確保契約金額から、市場退出電源 (FITへ移行した電源) 分を除外	広報機関との容量確保契約金額から、市場退出電源 (FITへ移行した電源) 分を除外	広域機関との容量確保契約金額	

※「支払基準で計上」：容量拋出金は実需給対象月の3ヶ月後に請求、容量確保契約金額は実需給対象月の5ヶ月後に交付されるため、北陸電力においては、それらの期ずれを反映した形で原価を算定。

容量拠出金および容量確保契約金額の扱いについて 主な論点

- 容量市場は、中長期的な供給力を確保することを目的として、発電事業者の投資回収の予見性を高め、再生可能エネルギーの主力電源化を実現するために必要な調整力を確保する仕組みとして2020年に創設された。
- 容量市場のメインオークションは実需給期間の4年前に行われることとされており、2024年度および2025年度向けのメインオークションは既に実施され、約定結果は電力広域的運営推進機関において公表されている。
- 料金算定規則において、容量拠出金および容量確保契約金額の扱いについて明示的には規定されていない中、今般の申請において、北陸電力、中国電力、四国電力の3社が、容量拠出金を購入電力料に、容量確保契約金額を販売電力料にそれぞれ織り込んでいる一方、東北電力はいずれも織り込んでいない。
- なお、東北電力によれば、料金算定規則に規定がない中、「当社が小売として支払う拠出金を含めた発電についての収入（確保金）は、相対契約に基づく取引価格の減額等を通じて還元されるため、原価には影響を与えない、という考えに基づき、織り込みをしていない」との説明があった。
- こうしたことを踏まえ、容量拠出金および容量確保契約金額の扱いについて、どのように考えるべきか。
- 容量拠出金は、すべての小売事業者が支払うことが求められる費用であることから、営業費の1つとして算定することが適当ではないか。容量確保契約金額は、発電事業者が容量確保契約に基づき受け取る対価であり、発電設備への投資関連費用について規制料金との二重回収が生じないようにするためにも、控除収益の1つとして算定することが適当ではないか。
- 今後、料金算定規則においても、容量拠出金および容量確保契約金額の扱いを明確化すべきではないか。

(参考) 料金算定規則【再掲】

【参考】料金算定規則（抜粋）

(営業費の算定)

第三条

2 八 他社購入電源費及び非化石証書購入費 供給計画等を基に算定した額

(控除収益の算定)

第五条 事業者は、控除収益として、他社販売電源料(再生可能エネルギー電気特措法第十七条第一項各号に掲げる方法により供給する電気の料金を除く。第六条、第八条及び第二十条において同じ。)、託送収益(接続供給託送収益を除く。以下同じ。)、電気事業雑収益、預金利息、賠償負担金相当収益及び廃炉円滑化負担金相当収益(以下「控除収益項目」という。)の額の合計額を算定し、様式第一第四表及び様式第二第五表により控除収益総括表及び控除収益明細表を作成しなければならない。

2 控除収益項目の額は、別表第一第一表により分類し、実績値及び供給計画等を基に算定した額とする。

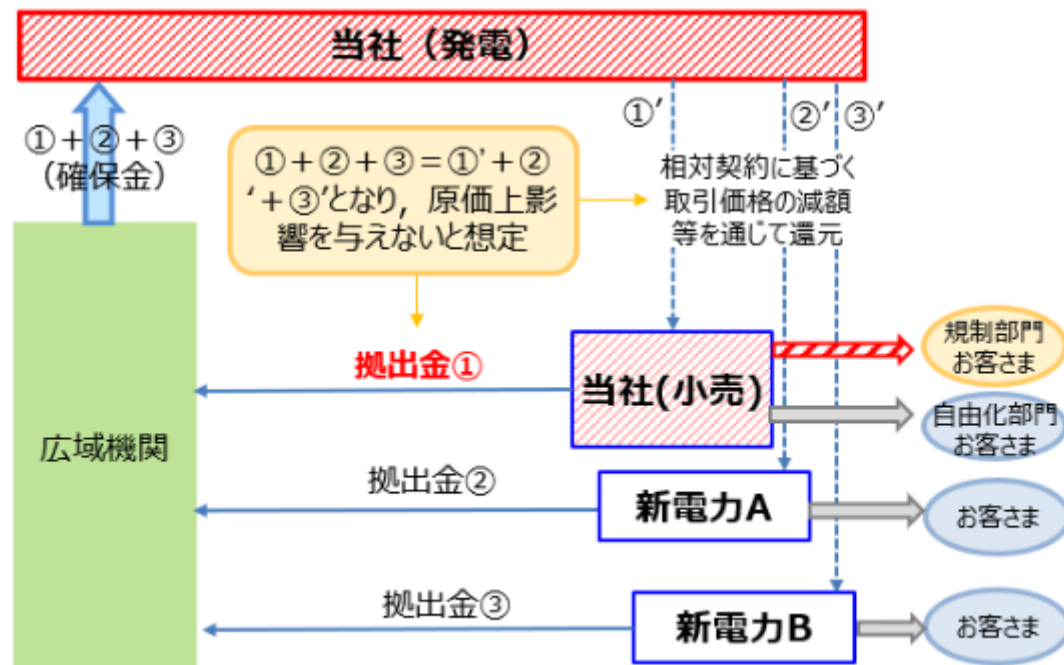
(参考) 東北電力の考え方 (容量市場)

3-2.容量市場

0

- 容量市場に関する料金原価織り込みについては、会計整理および料金算定規則上、現時点で定めはなく、今後の議論と考えております。
- そのうえで、容量市場導入後は、小売事業者が支払う容量市場拠出金（以下、「拠出金」）は広域機関を経由して発電事業者が受け取り、「容量市場に関する既存契約見直し指針」に基づき、小売事業者との相対契約に反映されます。今回原価では、当社が小売として支払う「拠出金」を含めた発電にとっての収入（確保金）は、相対契約に基づく取引価格の減額等を通じて還元されるため、原価には影響を与えない、という考えに基づき、織り込みをしておりません。

<容量市場のお金の流れ (イメージ)>



- 容量市場に関する既存契約見直し指針 2. 基本的な考え方 より
具体的には、容量市場創設の趣旨を踏まえ、適切な時期に以下の内容の措置を講ずることが望ましい。<略>
- 容量市場に入札して落札された容量 (kW 価値) について、発電事業者等が容量市場から収入を得ており、既存相対契約において kW 価値に係る費用が支払われている場合は、既存契約を見直して、相対契約に基づく取引価格から容量市場から得られる収入額を差し引いた上で、発電事業者等が差額分を受け取る等の精算が行われるよう、当事者間で協議の上、既存契約の見直しを行う。

容量拠出金 主な論点

- 容量拠出金について、広域機関が示している計算方法※に基づき、適切に算定されているか。
- 四国電力においては、エリア別の総負担額にエリア内における自社シェア率を乗じるのではなく、全国大の総負担額に全国大における自社シェア率を乗じることで容量拠出金を算定しているが、このような算定方法は合理的か。
- 中国電力、四国電力においては、自社の配分比率の算定に際して、広域機関が示す算定方法と異なるピーク時電力を用いているが、このような算定方法は合理的か。
- 北陸電力においては、容量拠出金が実際に請求されるタイミングに合わせて、毎月の請求額について3ヶ月遅れで織り込んでいるが、このような算定方法は合理的か。

(参考) 容量拠出金の算定方法

広域機関によれば、以下の手順で算定することとされている。

- ① エリア別の容量拠出金総額の算定
- ② 一般送配電事業者の負担額と請求額の算定
- ③ 小売電気事業者の負担総額の算定
- ④ 各小売電気事業者への請求額の算定

エリア毎の小売電気事業者の容量拠出金の負担総額を12等分し、小売各社の配分比率(※)に応じて毎月の請求額を算定する。

※小売各社の毎月の配分比率は、前年度の年間(夏季/冬季)のピーク時の電力(kW)を基礎とし、実需給年の各月の小売電気事業者のシェア変動を加味する。年間ピークとは「7月～9月/12～2月の各月における最大需要発生時(1時間)における電力使用量を合計したものの(kW)の当該期間における比率」を指し、それぞれ容量拠出金1～6回目/7～12回目の請求額算定の基礎となります。

(出所) : 第26回 容量市場の在り方等に関する検討会(2020.6.25) 資料4「(参考) 容量拠出金の具体的な計算方法」
https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2020/files/youryou_kentoukai_26_04.pdf

(参考) 電力広域的運営推進機関が試算・公表している「容量拠出金」

2020年度メインオークションの結果
(対象実需給年度：2024年度)

2021年度メインオークション
対象実需給年度：2025年度

エリア	容量拠出金 (円)		H3需要想定 ※(kW)
	一般送配電事業者	小売電気事業者	
北海道	4,225,832,040	46,308,918,990	4,982,000
東北	11,445,032,460	125,420,763,536	13,493,000
東京	44,913,249,000	492,183,312,030	52,950,000
中部	20,696,568,000	226,804,019,142	24,400,000
北陸	4,164,675,378	45,638,731,704	4,909,900
関西	22,342,114,800	244,836,797,713	26,340,000
中国	8,831,666,640	96,782,108,496	10,412,000
四国	4,164,760,200	45,639,661,229	4,910,000
九州	12,906,515,520	141,436,473,576	15,216,000
計	133,690,414,038	1,465,050,786,416	157,612,900

エリア	容量拠出金(円)		H3需要想定 ※(kW)
	一般送配電事業者	小売電気事業者	
北海道	2,255,069,576	26,549,805,019	4,971,800
東北	3,260,205,900	35,241,257,419	13,326,000
東京	13,014,866,235	140,684,443,045	53,197,900
中部	5,989,032,000	64,738,554,826	24,480,000
北陸	1,213,439,535	13,116,697,634	4,959,900
関西	6,632,461,500	71,693,718,191	27,110,000
中国	2,527,674,870	27,322,949,377	10,331,800
四国	1,193,892,000	12,905,398,184	4,880,000
九州	6,587,253,405	79,081,915,273	15,105,500
計	42,673,895,021	471,334,738,968	158,362,900

※メインオークション開催前に公表される最新の供給計画における実需給年度（第5年度）のH3需要（離島除き）

https://www.occto.or.jp/market-board/market/oshirase/2020/20201202_youryou_mainauction_kensyoreport.html

https://www.occto.or.jp/market-board/market/oshirase/2021/20220323_youryou_mainauction_kensyoreport.html

容量確保契約金額 主な論点（算定方法）

- 容量確保契約金額について、各事業者が広域機関と締結済みの容量確保契約書に基づき、適切に算定されているか。
- オークション約定後に、FIT認定により市場退出することとなった電源分の契約金額を減額している事業者（中国電力）については、正しく金額が反映されているか。
- 北陸電力においては、容量確保契約金額が実際に振り込まれるタイミングに合わせて、毎月の契約金を5ヶ月遅れで織り込んでいるが、このような算定方法は合理的か。
- メインオークションに加えて、実需給年度の前年度に追加オークションが開催される可能性があるが、現時点で原価算定期間内の開催の有無を見通すことはできないことから、原価に織り込む必要はないと考えて良いか。

調整力公募・需給調整市場 申請概要

- 調整力公募・需給調整市場等に関する各社の料金織り込み額は以下の通り。

※沖縄電力についてはNW部門が一体となっているため、他社販売電力料としての原価への織り込みはない。

(単位：億円)

	東北				北陸				中国				四国			
	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均
他社販売電力料	64	0	0	22	108	54	37	67	118	98	133	116	101	5	121	76
調整力公募	-			-	77			26	97			32	42			14
電源 I	-※1			-	74			25	90			30	36			12
電源 I'	0※1			-	3			1	6			2	6			2
ブラックスタート機能公募	-	-	-	-	1	-	-	1	0	1	36	13	0	0	36	12
需給調整市場	64	1	1	22	31	54	37	41	21	96	96	71	59	5	85	50
三次②	62	1	1	22	31	32	21	28	16	16	16	16	59	5	85	50
三次①	2	0	0	0	-	22	16	13	5	81	81	56				
一次、二次①・②		-	-	-												

※1 調整力公募の結果が出ていなかったため、織り込んでいない。

調整力公募・需給調整市場 主な論点

- 今後、調整力の調達に関する制度は変わっていく予定であり、まだ取引実績のない取引も存在する中で、どのように原価に織り込むことが適切か。
- 実績額を据え置いている事業者もいれば、一定の数量や単価を見積もっている事業者もいるが、どのような考え方が合理的か。

※調整力公募：23年度の公募結果に基づく実績値あり。（ただし、申請時点では結果が出ていなかった。）

ブラックスタート機能公募：25年度までの公募結果に基づく実績値あり。

三次調整力②：22年度まで実績値あり。

三次調整力①：22年度のみ実績値あり。

一次調整力・二次調整力①②：2024年度～開始されるため、実績なし。

- 調整力の提供による収入が調整力の調達に係るコストと整合しているかという観点から、託送料金に織り込まれている需給調整コストとの比較は参考になるのではないかと。そうした観点からすると、**各社とも、後年度にいくほど織り込んでいく販売電力料が需給調整コストに比べて小さくなっていくが、これは合理的と言えるか。**特に、**東北電力においては、24年度以降、調整力の提供による販売電力料が僅少になっているが、これは合理的と言えるか。**

※一般送配電事業者は調整力の調達に際して広域調達を行うため、あるエリアの一般送配電事業者の調整力調達に係るコストと、当該エリアの旧一般電気事業者の調整力提供による収入が、必ずしも一致するわけではない点に留意が必要。

レベニューキャップにおける需給調整コストとの比較

- レベニューキャップにおける需給調整コスト織り込み額と、購入・販売電力料における需給調整関連収益の織り込み額との対比は以下のとおり。

レベニューキャップ需給調整コスト織り込み額

単位：億円

	2023年度					2024年度					2025年度			
	調整力固定費	需給調整市場			ブラックスタート電源確保費用	需給調整市場			ブラックスタート電源確保費用	需給調整市場			ブラックスタート電源確保費用	
		未回収固定費	逸失利益/機会費用	計		未回収固定費	逸失利益/機会費用	計		未回収固定費	逸失利益/機会費用	計		
東北電力NW	119	10	68	78	0	4	338	341	-	33	338	371	0	
北陸電力送配電	65	1	17	18	1	5	189	194	-	18	189	207	1	
中国電力NW	97	15	49	64	0	7	317	324	1	62	317	378	37	
四国電力送配電	48	7	26	33	0	4	86	90	0	17	86	103	37	

購入・販売電力料需給調整関連収益織り込み額

	2023年度					2024年度					2025年度			
	調整力公募	需給調整市場			ブラックスタート電源	需給調整市場			ブラックスタート電源	需給調整市場			ブラックスタート電源	
				計				計				計		
東北電力	-			64	-			1	-			1	-	
北陸電力	77			31	1			54	-			37	-	
中国電力	97			21	0			96	1			96	36	
四国電力	42			59	0			5	0			85	36	

※一般送配電事業者により調整力の広域調達が行われているところ、エリアの一般送配電事業者のコストと小売電気事業者の収入が、必ずしも1対1対応しない点には留意が必要。

(参考) 調整力公募・需給調整市場の今後の見通しについて

参考：今後の調整力の調達・運用制度の変更の見通し

2020年5月 第47回制度設計
専門会合 資料3を一部改変

- 本年度までは、原則、各エリアごとに調整力を調達・運用している。
- 調整力の調達については、2021年度から、三次調整力②の広域調達が開始され、その後順次に広域調達の対象が拡大される予定。
- 調整力の運用については、2021年度から、実需給の前に予測されたインバランス（2021,2022は15分毎、2023以降は5分毎）に対して、9 エリアの広域メリットオーダーに基づく調整力の広域運用が開始される。

	2020年度	2021年度	2022・2023年度	2024年度以降
予約電源の調達 (kW又はΔkWコストが発生する電源) ※白色はエリア内の 調達、橙色は市場 での広域調達	電源Ⅰ-a	電源Ⅰ-a	電源Ⅰ-a	一次調整力
	電源Ⅰ-b	電源Ⅰ-b	電源Ⅰ-b	二次調整力①
		三次調整力②	三次調整力① 三次調整力②	二次調整力②
				三次調整力① 三次調整力②
余力電源の活用	電源Ⅱ	電源Ⅱ	電源Ⅱ	余力活用電源

2020年度までは、基本的には各エリアで調整力kWhを運用。

2021年度以降は、連系線容量の範囲内で9エリアの広域メリットオーダーで運用。2021,2022は15分毎の予測インバランス量、2023以降は5分毎の予測インバランス量まで広域運用で対応。(緑枠)

非化石証書購入費 申請概要

- 各社の織り込み額及び算定の考え方は以下の通り。
- なお、2030年の非化石電源比率44%を目指し、各小売電気事業者は、エネルギー供給構造高度化法に基づき、販売量に応じた非化石証書の調達義務が課されている。

項目		東北	北陸	中国	四国	沖縄	
算定諸元	証書購入量（合計）	2022年度目標から2030年度44%に向け等差と想定	2022年度目標から2030年度44%に向け等差と想定	2022年度目標から2030年度44%に向け等差と想定	2022年度目標から2030年度44%に向け等差と想定	N/A （中間目標達成義務対象外）	
	相対	証書購入量	現時点の購入量を据え置き	現時点の購入量を据え置き	現時点の購入量を据え置き	現時点の購入量に卒FIT買取の増加を織り込み	現時点の購入量に卒FIT買取の増加を織り込み
		購入価格	現時点の契約額を据え置き	現時点の契約額を据え置き	現時点の契約額を据え置き	現時点の契約額を据え置き	現時点の契約額を据え置き
	市場	証書購入量	目標値から相対を控除した残分	目標値から相対を控除した残分	目標値から相対を控除した残分	目標値から相対を控除した残分	N/A （中間目標達成義務対象外）
		購入価格	直近の市場価格 0.6円	市場最低価格 0.6円	直近の市場価格 0.6円	直近の市場価格 0.6円	
	原価算入額（3カ年平均）		53億円	13億円	13億円	11億円	0.3億円

非化石証書購入費 主な論点

- 証書の購入量および調達先の内訳（市場取引、相対取引）の見積もりは合理的か。
- また、市場取引、相対取引それぞれの取引価格の見積もりは合理的か。
- 購入量や購入価格の算定の大前提となる、**第2フェーズ（2023～2025年度）における中間目標値、激変緩和措置（グランドファザリング）や最低価格等については、現在資源エネルギー庁の審議会にて議論されている**ところであり、そうした**整理がなされた後、現在の織り込みと想定が異なる場合には、必要に応じて、再計算を求めるべきではないか。**

非化石証書 その他の論点

- 算定規則においては、営業費として非化石証書購入費を算定することが規定されている一方で、控除収益として非化石証書販売収入を算定することは規定されていない。今回の申請に際しても、各社とも非化石証書販売収入については算定に織り込んでいない。
- この背景には、非化石証書販売収入は「本来非化石電源の利用促進に充てるべき収入」であるとの考え方がある。一方で、非化石電源投資関連費用について経過措置料金と非化石証書の双方からの二重回収が生じないよう留意することも求められている。
- ついては、設備投資関連費用を審査する際に、非化石証書販売収入との二重計上が行われていないか、確認する必要があるのではないか。

算定規則（控除収益の算定）

第五条 事業者は、控除収益として、他社販売電源料（再生可能エネルギー電気特措法第十七条第一項各号に掲げる方法により供給する電気の料金を除く。第六条、第八条及び第二十条において同じ。）、託送収益（接続供給託送収益を除く。以下同じ。）、電気事業雑収益、預金利息、賠償負担金相当収益及び廃炉円滑化負担金相当収益（以下「控除収益項目」という。）の額の合計額を算定し、様式第一第四表及び様式第二第五表により控除収益総括表及び控除収益明細表を作成しなければならない。

（補足）電気事業会計規則上、「非化石証書販売収益」は他社販売電源料に含まれない。

（参考）電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 第二次中間取りまとめ

（非化石証書収入と経過措置料金との関係について）

非化石証書収入については、発電事業者において、非化石電源の利用の促進につなげることが望ましい。特例措置料金の算定において、発電部門における証書の収入を控除収益として取り扱った場合、本来非化石電源の利用促進に充てるべき収入をもって料金原価を押し下げることになってしまう可能性がある。

このため、料金算定規則等において、非化石電源の利用の促進が行われるよう必要な措置を講じることが考えられる。なお、当該措置の検討にあたっては、非化石電源投資関連費用について特例措置料金と非化石証書の双方からの二重回収が生じないよう留意することとする。

各社説明資料

東北電力

- 他社購入電源費は、市場取引の量の増加や価格の高騰、新エネ購入量の増加、燃料高騰に伴う火力購入費用の増加等により、8,963億円（前回比+5,423億円）となっております。
- 他社販売電源料は、域内外卸や市場取引の取引量の増加・価格の上昇等により、7,107億円（前回比+5,042億円）となっております。

持株 NW

他社購入電源費

他社販売電源料

（単位：億円）

	今回 A	前回 B	差 A-B	主な差異理由等
市場取引	2,923	18	+2,905	取引量増加および単価上昇、 間接オークションの導入
FIT	2,248	151	+2,097	新エネ電源拡大に伴う購入量増加
非FIT	56	14	+42	新エネ電源拡大に伴う購入量増加
火力	3,286	1,621	+1,665	燃料高騰に伴う購入単価上昇
原子力	278	341	▲63	他社原子力からの受電量差による減
その他	173	307	▲134	公営水力からの購入量減少
系統運用 ・小口	-	1,089	▲1,089	ネットワーク分社化に伴い託送原価 に移管
計	8,963	3,540	+5,423	

	今回 A	前回 B	差 A-B	主な差異理由等
域内外卸	2,952	30	+2,922	卸販売実施、常時バックアップの 販売量増による増加
市場取引	2,262	15	+2,247	販売単価の上昇、 女川2再稼働等による販売量増
火力	1,524	542	+982	燃料高騰に伴う販売単価の上昇
原子力	329	397	▲68	発電量の減少
新市場	22	-	+22	需給調整市場（次頁に詳細記載）
その他	18	20	▲2	水力、FIT売電
系統運用	-	1,061	▲1,061	ネットワーク分社化に伴い託送原価 に移管
計	7,107	2,065	+5,042	

<市場取引>

- 市場価格は、至近年においてボラティリティが急激に高くなっている一方、**燃料費調整制度のように収入で調整される仕組みがないこと、および拡大するFIT電源の買取価格が市場連動となっていることから、その水準が収支に与える影響が非常に大きくなっております。**
- そうした環境変化を踏まえ、市場価格が**電力需給の状況や燃料価格により一定の確度で将来想定が可能**であること、および客観性を確保する観点から、**三菱総研が開発したオンラインサービスであるMPXによるJEPXの価格想定に基づき、市場取引に係る原価（購入・販売）を算定しております。**

- 新市場（ベースロード市場、容量市場、非化石価値取引市場、需給調整市場）に係る原価の織り込みは、以下のとおりです。

(単位：億円)

算定規則の項目		原価織り込みの考え方	2023	2024	2025	3年平均	
ベースロード	市場収入	他社販売 電源料	約定期間に基づき織り込み				非開示
	市場収入	他社販売 電源料	約定期間に基づき織り込み				非開示
容量	拠出金	なし	容量市場における収入（確保金）は、相対契約に基づく取引価格の減額等を通じて小売事業者に還元されるため、原価には影響を与えない、という考えに基づき、織り込んでいない				—
	確保金		制度開始前				織り込みなし
非化石	証書購入費用	非化石証書 購入費 (その他経費)	購入費用は、高度化法目標達成値（前年度+2.5%）に基づき織り込み				41
	証書販売収入	なし	販売収入は、再投資に回すルール及び制度設計であることから織り込んでいない				53
需給調整	市場収入	他社販売 電源料	既に取引が開始されている三次調整力①・②のみ織り込み (一次調整力、二次調整力①・②は、必要量や単価の想定が現時点では出来ないため織り込んでいない)				64
	市場収入	他社販売 電源料	既に取引が開始されている三次調整力①・②のみ織り込み (一次調整力、二次調整力①・②は、必要量や単価の想定が現時点では出来ないため織り込んでいない)				1
			65	53	65	53	
			織り込みなし				—
			64	1	1	22	

北陸電力

他社購入・販売電力料の概要

- 他社購入電力料は、卸電力取引所購入の新規織込みや当社が小売電気事業者として購入しているFIT電気の買取分、新市場（容量市場・非化石価値取引市場）の導入等により、現行原価対比で1,625億円増加しております。
- 他社販売電力料は、卸電力取引所や相対卸販売の新規織り込み、新市場（容量市場・需給調整市場）の導入等により、現行原価対比で1,574億円増加しております。
- 供給余力を活用した卸電力取引所販売を最大限織り込むこと等により、購入・販売合計では154億円の原価低減となっております。

■ 他社購入・販売電力料の内訳

(億kWh,億円)

	今回 A (3か年平均)		現行 B (2008改定)		差引 A - B		備考
	受給 電力量	金額	受給 電力量	金額	受給 電力量	金額	
① 他社購入電力料 計	95	2,038	61	413	35	1,625	
(再掲) 取引所購入・FIT買取	(78)	(1,473)	(-)	(-)	(78)	(1,473)	・市場価格が供給コストより安い断面における購入増
(再掲) 新市場(非化石・容量)	(-)	(189)	(-)	(-)	(-)	(189)	・容量市場創設に伴い、小売電気事業者として負担する費用の増 ・高度化法の目標達成のために必要な非化石証書購入費用の増
② 他社販売電力料 計	93	2,192	47	618	45	1,574	
(再掲) 取引所販売	(49)	(1,160)	(-)	(-)	(49)	(1,160)	・市場価格が供給コストより高い断面における販売増
(再掲) 新市場(需給調整・容量)	(-)	(235)	(-)	(-)	(-)	(235)	・容量市場および需給調整市場創設による収入増
① - ② (購入 - 販売)	3	▲154	13	▲205	▲10	51	

中国電力

購入・販売電力料（新たな市場等関連を除く）の概要

- 購入電力料（新たな市場等関連を除く）は、契約先との協議を通じた基本料金の削減や、調達先多様化による調達コスト低減、取引所取引の活用効果を織り込んだものの、燃料価格上昇による購入価格の上昇やFIT買取費用の計上等により、現行原価と比較して2,806億円増加し、4,516億円となりました。
- なお、FIT買取費用については、至近1年間（2021年10月～2022年9月）の中国エリアにおける市場価格※の実績をもとに、回避可能費用相当を計上しております。
- 販売電力料（新たな市場等関連を除く）は、他の小売電気事業者への卸販売等の増加や、FIT売電収入の計上、取引所取引の活用効果を織り込んだこと等により、現行原価と比較して1,643億円増加し、1,906億円となりました。

※ JEPX公表の回避可能費用単価。太陽光は主な発電時間帯である8時～16時（16.56円/kWh）、その他は0時～24時（20.34円/kWh）

【購入・販売電力料の内訳（新たな市場等関連を除く）】

（億円）

	申請原価 (A)	現行原価 (B)	差引 (A-B)
他社購入電力料	4,516	1,710	2,806
地帯間販売電力料	—	21	▲21
他社販売電力料	1,906	242	1,664
販売電力料 計	1,906	263	1,643

他社購入における効率化の取り組み

- 契約先との協議を通じた基本料金の削減
- 調達先多様化による調達コスト低減

2023	2024	2025	平均
▲35	▲32	▲30	▲32

取引所取引活用効果（売買合計）の織り込み

（億円）

2023	2024	2025	平均
▲108	▲124	▲108	▲114

注 現行原価は、託送費用相当を除いております。

購入・販売電力料（新たな市場等関連）の概要

- 申請原価には、新たな市場等に係る費用・収入について、関連する法令、規程類、ガイドライン等に基づき、過去の取引実績や将来の需給計画などを踏まえ、一定の前提のもと算定し、原価に算入しております。
- 他社購入電力料は352億円、他社販売電力料は342億円となりました。

【購入・販売電力料の内訳（新たな市場等関連）】

(億円)

	申請原価 (A)	現行原価 (B)	差引 (A-B)	備考
他社購入電力料	352	—	352	
他社購入電源費	339	—	339	・デマンド・レスポンスによるkW提供者への報酬、容量拠出金
非化石証書購入費	13	—	13	
他社販売電力料	342	—	342	・調整力公募に係る収入、需給調整市場に係る収入、容量確保契約金額、ブラックスタート機能公募に係る収入

四国電力

【四国電力】購入・販売電力料の織込内容(概要)について

○ 今回改定原価に織り込んだ購入・販売電力料の概要とその考え方は以下の通り。

(億円、億kWh、円/kWh)

	金額	受給電力量	単価	織込の考え方
他社購入電力料	2,309	108	21.30	
相対購入	1,257	60	21.12	受給契約を締結済みの期間は契約料金で織り込み。契約更改を予定している場合、契約更改後も現行契約と同水準にて織り込み。
取引所購入	290	15	19.62	自社発電コストを下回る市況想定時間帯での電力購入を織り込み。
再エネ	597	34	17.53	想定設備容量と設備利用率実績から算定した受給電力量をもとに織り込み。
うちFIT買取	586	32	18.29	スポット市場価格の想定値をもとにした回避可能費用相当額を織り込み。
容量拠出金	163	－	－	別紙にてご説明
非化石証書購入費	11	－	－	別紙にてご説明

他社販売電力料	1,744	65	26.72	
相対販売	657	30	21.80	過去実績をもとに織り込み。販売単価は、スポット市場想定価格に一定程度のマージンを加算したものである。(主に年間を通じてフラット送電として織り込み)
常時バックアップ	137	6	21.32	2022年9月末時点の契約電力に、至近の利用実態に基づく利用率を乗じて算定した電力量を織り込み。
取引所販売	704	29	24.58	自社発電コストを上回る市況想定時間帯での電力販売を織り込み。
容量確保契約	168	－	－	別紙にてご説明
調整力取引	76	0	－	別紙にてご説明

(補足) スポット市場価格の想定(想定市況)について

想定市況については、2021年9月実績から2022年8月実績を採録の上、2021年9～12月については、本格的な燃料価格高騰による市場価格の上昇前の水準と判断し、以降の実績水準を基に補正し、年間平均単価を21.26円と想定した。

注) 金額は原価算定期間(2023～2025年度)における年あたり平均値。

【四国電力】購入・販売電力料における新市場等関連の費用・収益(概要)について

○ 今回改定原価においては、容量市場、調整力取引、非化石証書取引に関する費用・収益を織り込んでおり、それぞれの織込内容は以下の通り。

(億円)

		2023	2024	2025	3カ年平均	織込の考え方
容量市場	費用 (容量拠出金)	-	379	111	163	[2024年度開始予定] 容量市場の対象期間（2024、2025年度）について、全国大の容量市場約定実績から送配電事業者による負担額や全国経過措置の金額を控除の上、当社小売部門負担比率を乗じることにより算定した。
	収益 (容量確保契約)	-	380	124	168	[2024年度開始予定] 容量市場の対象期間（2024、2025年度）について、容量市場メインオークションの約定結果をもとに算定した。
調整力取引	調整力公募 収益	42	-	-	14	[2023年度終了予定] 調整力公募の対象期間（2023年度）について、2022年度の落札結果をもとに算定した。
	ブラックスタート 機能公募収益	-	0	36	12	[2024年度開始予定] ブラックスタート機能公募の対象期間（2024、2025年度）について、ブラックスタート機能公募の落札結果をもとに算定した。
	需給調整市場 収益	58	5	85	49	[2021年度から順次開始] 需給調整市場の取引実績を踏まえ、供出対象電源の未回収固定費に実績回収率を乗じて算定した。(2024年度は、容量市場約定価格が高額となったため、需給調整市場収益は小さくなっている。)
	VPP 事業					
	費用	0	1	1	1	[2020年度開始] DRリソース等を活用した取引について、調整力公募や容量市場の約定結果をもとに算定した。(2025年度の容量市場収入は容量市場収益に計上)
	収益	0	1	0	0	
非化石証書購入費		11	11	11	11	[2018年度から順次開始] エネルギー供給構造高度化法に基づく非化石電源比率の中間目標達成のために必要な費用を算出した。

沖縄電力

沖縄電力株式会社：購入・販売電力料（新市場等以外）

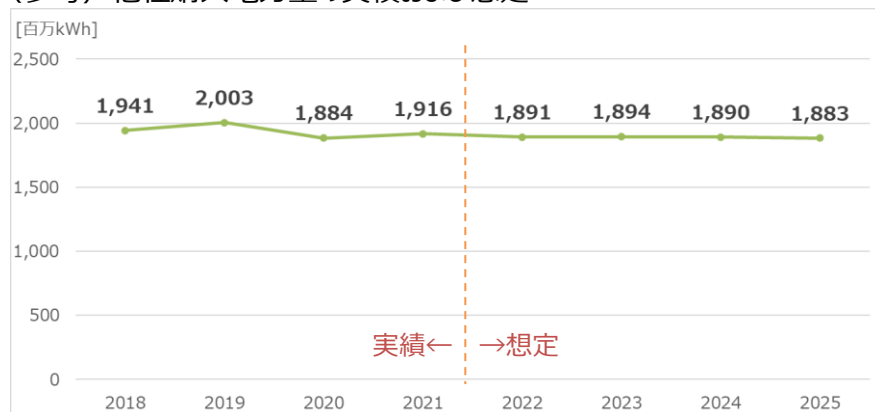
- 他社購入電力料は、燃料価格の高騰による買取価格の上昇や、再エネの買取量の増加により、前回原価と比べて367億円の増加となっております。
- 他社販売電力料は、他の小売事業者への卸電力を新たに約135億円織り込んでおります。

※容量市場や需給調整市場については沖縄エリアは対象外であることから、新市場等に関する購入・販売電力料の原価への織り込みはございません。
また、NW部門を含む一会社社であることから、調整力公募に伴う社内取引相当額については小売料金原価から控除しております。

購入・販売電力量の内訳

		①申請原価 (2023~2025平均)			②現行原価 (2008)			差引 (①-②)		
		電力量 (百万kWh)	金額 (百万円)	単価 (円/kWh)	電力量 (百万kWh)	金額 (百万円)	単価 (円/kWh)	電力量 (百万kWh)	金額 (百万円)	単価 (円/kWh)
購入電力料	地帯間購入	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	他社購入	1,889	50,662	26.82	1,579	13,937	8.82	310	36,725	18.00
	計	1,889	50,662	26.82	1,579	13,937	8.82	310	36,725	18.00
販売電力料	地帯間販売	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	他社販売	562	13,471	23.98	-	-	-	562	13,471	-
	計	562	13,471	23.98	-	-	-	562	13,471	-

(参考) 他社購入電力量の実績および想定



(参考) 他社販売電力量の実績および想定

