

【参考】相対取引（購入）における普及開発関係費

- 東北電力、東京電力EPにおいて、普及開発関係費として、発電所の理解促進のための費用を織り込んでいる。
- 東北電力、東京電力EPの申請原価は、現行原価より減少している。

(単位：百万円、単位未満四捨五入)

		東北電力				東京電力EP			
		申請原価 (A)	直近実績 【参考】	現行原価 (B)	増減 (A/B)	申請原価 (A)	直近実績 【参考】	現行原価 (B)	増減 (A/B)
発電所立地・エネルギー理解促進関連	情報提供（広告等）	66	66	77	86%	206	188	221	93%
	発電所施設見学会								
	地域共生活動								
	PR館の運営								
合計		66	66	77	86%	206	188	221	93%

	比較対象	主な増減理由
東北電力	直近実績	(増減なし)
	現行原価	効率化による費用減
東京電力EP	直近実績	発電所立地に係る理解促進活動関連費用の増
	現行原価	効率化による費用減

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。

※「現行原価」：東北電力は2013年料金改定時、東京電力EPは2012年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。「直近実績」：2021年度実績値。

【参考】相対取引（購入）における団体費（1 / 2）

- 北海道電力、東京電力EPの購入電力料において、団体費を以下のとおり織り込んでいる。
- 北海道電力の申請原価は、現行原価より減少している。東京電力EPの申請原価は、現行原価より増加している。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東京電力EP			
	申請原価 (A)	直近実績 【参考】	現行原価 (B)	増減 (A/B)	申請原価 (A)	直近実績 【参考】	現行原価 (B)	増減 (A/B)
団体費	10	10	10	95%	1,258	2,289	0	-

	比較対象	主な増減理由
北海道電力	直近実績	防災資機材の維持管理等に係る費用の減（差異は百万円未満）
	現行原価	防災資機材の維持管理等に係る費用の減（差異は百万円未満）
東京電力EP	直近実績	原価織込対象の団体を限定したことによる減
	現行原価	分社化影響による費用増等

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。

※「現行原価」：北海道電力は2013年料金改定時、東京電力EPは2012年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。「直近実績」：2021年度実績値。

【参考】相対取引（購入）における団体費（2 / 2）

- 北海道電力、東京電力EPの購入電力料に織り込まれている団体費は以下のとおり。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

事業者	契約先	団体名称	主な参加企業	主な事業内容	原価算入の理由	申請原価
北海道電力	北海道パワーエンジニアリング	苫小牧地区 共同防災組織	設立：1977年 ・北海道パワーエンジニアリング含む全11社	石油コンビナート等災害防止法により義務付けられた化学消防自動車などの防災資機材の維持管理など	石油コンビナート等災害防止法により義務付けられた設備を運用するために必要な経費であることから原価に算入。	10
東京電力EP	東京電力HD 日本原子力発電	原子力安全推進協会	設立：2012年11月 ・みなし小売電気事業者（9社※）・電源開発(株) など 【全129社・団体】 ※沖縄電力を除く。	原子力産業の活性化を図るため、科学的・合理的データに基づく原子力技術基盤の整備を進め、幅広い関係機関における活用を図るとともに電力会社等会員の自主保安活動の向上を支援	原子力安全や原子力産業の信頼回復に関わる重要な機関であり、原子力安全の向上にも貢献することから、原価に算入。	1148
東京電力EP	東京電力HD 日本原子力発電	原子力エネルギー協議会	設立：2018年7月 ・みなし小売電気事業者（9社※）・電源開発(株) など 【全19社・団体】 ※沖縄電力を除く。	事業者やメーカーなどの原子力産業界の知見・リソースを効果的に活用し、原子力の安全向上に関する課題へ対処	原子力安全や原子力産業の信頼回復に関わる重要な機関であり、原子力安全の向上にも貢献することから、原価に算入。	110

審査における論点⑥（相対取引額からの容量市場収入の控除）

- kW価値に対する対価を含む既存契約については、容量市場導入後も現行の既存契約を継続した場合、状況によっては、発電事業者は容量市場と既存契約のそれぞれから同一のkW価値に対して二重の収入を得ることになり、小売電気事業者は、容量市場と既存契約のそれぞれにおいて同一のkW価値に対して二重の負担を負うこととなる。
- こうした支出・収入の重複を解消するため、「容量市場に関する既存契約見直し指針」（資源エネルギー庁）において、こうした既存契約については、適切な契約内容の見直しを行うことが必要とされている。
- 一方で、申請各社によれば、現時点では容量受渡年度（2024年度以降）を含む相対契約が締結されていないケースが多く、見直し協議が行われていない契約が大宗であり、申請上の扱いについても各社各様となっている。
- 具体的には、相対購入は、①一部を除き全般的に控除、②控除を合意した契約について控除（北陸）、③控除しない（東北※）、と事業者によって異なっている。また、相対販売は、①電源特定の契約について控除（中国、四国）、②常時バックアップについて控除（四国）、③控除しない、と事業者によって異なっている。
※東北電力によれば、今回の料金算定に際して、自社・他社を問わず、容量市場における収入・支出を織り込んでいない。
- この点について、どう考えるか。

【参考】容量市場に関する既存契約見直し指針（抜粋）

2. 基本的な考え方

既存の相対契約（以下、「既存契約」という。）には、基本料金と従量料金を支払う二部料金制となっているもの、従量料金のみを支払うもの、基本料金と燃料費を除く従量料金のみを支払い電気を買取る事業者が発電用燃料を自ら調達し発電所に供給するトーリング契約等多様な契約形態が存在する。**容量市場において取引されるkW価値に対する対価を含む既存契約については、容量市場導入後も現行の既存契約を継続した場合等、状況によっては、発電事業者等は容量市場と既存契約のそれぞれから同一のkW価値に対して二重の収入を得ることになり、小売電気事業者は、容量市場と既存契約のそれぞれにおいて同一のkW価値に対して二重の負担を負うこととなる。**

既存契約に基づく当該kW価値に係る発電事業者等の収入、小売電気事業者の負担の重複が解消されるよう、こうした既存契約については、**適切な契約内容の見直しを行うことが必要**となる。容量市場の導入を予め見据えて見直しを行った契約等を除き、いずれの契約形態においても、契約上のkW価値の有無とその対価に対する考え方を**事業者間で誠実に協議し整理の上、本指針の基本的な考え方**に則った**既存契約の見直し協議が行われることが望ましい**。なお、事業者間の協議の結果、既存契約の中にkW価値が含まれていないことや、一部しかkW価値が含まれていないことが明らかな契約については、本指針によることが必ずしも適当というものではない。

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。

- ・**発電事業者等は、相対契約の対象となる全てのkW価値に対応する容量を容量市場に入札することに契約上合意する。**
- ・**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。**

審査の結果⑥（相対取引額からの容量市場収入の控除）（1 / 3）

（相対購入）

- 指針の趣旨に照らせば、個々の契約について見直し協議を事業者間で進め、その状況を料金原価に反映することが望ましい。一方で、先述のとおり、2024年度以降の契約については未締結となっているものも多い。こうした中、すでに見直しに合意した契約についてのみ控除することとした場合には、控除額が本来あるべき額よりも小さくなり、購入電力料を過大に織り込むことになるおそれがある。
- 他方で、買い手である申請事業者にとっては、相対購入契約に紐づく電源が容量市場で落札されたかどうかは必ずしも明らかではないなど、見直し協議を終えていない契約について、正確に控除額を算定することは困難。
- そのため、料金審査上は、すでに見直し協議が終わっている契約については、当該契約内容を反映するとともに、まだ見直し協議を終えていない契約（まだ見直し協議を行っていない契約や、現時点では契約締結をしていない相対購入金額で容量市場収入の控除を考慮していないものも含む）についても、一定の仮定を置いた上で、控除額を算定すべきである。

※具体的には、個々の相対購入契約に紐づく電源が容量市場で落札されて容量市場から収入を得ている割合（燃種別）は、容量市場全体における落札割合（燃種別）と同じと想定し、契約容量（kW）に当該割合を乗じた値に約定価格（円/kW）を乗じた額を控除することとする。

審査の結果⑥（相対取引額からの容量市場収入の控除）（2 / 3）

（相対販売）

- 相対販売についても、指針の趣旨に照らせば、個々の契約について見直し協議を事業者間で進め、その状況を料金原価に反映することが望ましいが、2024年度以降の契約については未締結となっているものも多い。
- 一方で、売り手である申請事業者にとっては、自社電源の容量市場における落札状況等を正確に把握しており、必要な控除額は申請に織り込まれていると考えられる。
- そうした中、料金算定上、控除額が本来あるべき額より大きくなった場合には、販売電力料を過少に織り込むことになり、費用を過大に織り込むこととなるため、料金審査上は、各社の申請における控除額が容量市場収入と比して過大となっていないかを確認すべきである。

審査の結果⑥（相対取引額からの容量市場収入の控除）（3 / 3）

（相対購入）

- 東北電力について、契約容量（kW）に容量市場全体における落札割合（燃種別）を乗じた値に、約定価格（円/kW）を乗じた控除額を、料金原価から減額する。
- 北陸電力について、控除に合意した契約のみ織り込んでいたところ、購入先事業者から容量市場落札額を確認した契約については、当該内容を織り込むとともに、まだ見直し協議を終えていない契約については、契約容量（kW）に容量市場全体における落札割合（燃種別）を乗じた値に、約定価格（円/kW）を乗じた控除額を算定し、料金原価から減額する。

（相対販売）

- 北海道電力、北陸電力について、相対販売からの控除額を織り込んでいないことを確認した。
- 中国電力、四国電力について、相対販売からの控除額が容量市場収入と比して過大となっていないことを確認した。
- 東北電力について、申請において容量市場における収入・支出を全く織り込んでいなかったところ、上記のとおり、相対購入における容量市場収入の控除を織り込むこととあわせて、容量市場収入と同額を相対販売から控除することを認めることとする（※相対販売額が下がるため、控除収益が減少するが、相対購入額の減少の方が大きいため、その差分を料金原価から減額する）。

相対取引（販売）概要

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

相対取引 （販売）		北海道電力	東北電力	東京電力EP
相対卸	電力料	32,328	222,262	460,286
	量	1,163	7,077	20,199
	単価	27.80	31.41	22.79
	見積方法	<p>量</p> <ul style="list-style-type: none"> ・2023年度：2022年11月末までに成約済みの契約分を織り込み（12月以降の販売量は取引所取引の需給バランスに含む） ・2024年度以降：常時バックアップの基点見直しによる減少分（常時バックアップから相対卸販売へ振替られる想定） <p>価格</p> <ul style="list-style-type: none"> ・2023年度：2022年11月末までに成約済みの契約分を織り込み ・2024年度以降：想定スポット市場価格×上乘せ率（2021年度北海道エリアプライスに対する2021年度相対販売実績価格（2,3月除く）） 	<p>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）</p> <p>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）</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・入札分：2023年度は入札結果を織り込み。2024年度以降は2023年度の入札結果等をふまえた想定値。 ・BL市場約定相当分：過去のBL市場供出義務量をふまえた想定値。 <p>2022年9月の特高・高圧標準メニュー見直し後の新単価と整合した単価。一部、2023年度の入札分は、入札結果を織り込み。</p>
常時 バックアップ	電力料	17,845	67,564	218,226
	量	704	2,648	9,816
	単価	25.34	25.52	22.23
	見積方法	<p>量</p> <ul style="list-style-type: none"> ・kW：22年10月時点の契約kWに、前提計画想定（新電力需要の増加に伴う常時BU増加）をもとに、毎月等差で契約電力が増加する想定 ・kWh：2021/11～2022/10の利用率実績 <p>価格</p> <p>現行の常時バックアップ単価を基に、高圧標準メニュー値上げ相当額（2023年4月より改定予定）と整合させた値。</p>	<p>22年10月時点の契約kWに、21年4月～22年10月実績を基に算出した利用率（需要期、非需要期）で算出</p> <p>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現行単価へ適用済）</p>	<p>契約済期間は契約値とし、契約更改分はほぼ横ばいと想定</p> <p>現行の常時バックアップ単価（2022年9月公表の特高・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）</p>

※数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均（補正後）

相対取引（販売）概要

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

相対取引（販売）		北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
相対卸	電力料	53,257	75,374	56,455	12,674
	量	3,505	2,962	2,978	562
	単価	15.19	25.44	18.96	22.56
見積方法	量	需給が最も厳しい冬季(2023年2月)の供給余力の全量供出を前提に、冬季の供出可能kW（供給力-需要）を織り込み。	・2022年8月時点の契約を基に想定 ・電源特定卸販売については、対象電源の補修計画を考慮して想定	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（ベース型年間）	離脱動向や当社の卸供給実績などを基に想定（2022供給計画値織り込み値）
	価格	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。 ・電源特定分の卸販売については、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）	2022年3月~2023年2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	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。)	14,835	13,753	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		622	647	
	単価		23.85	21.26	
	見積方法		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	22年9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（補正後）

審査における論点⑦（相対取引（販売）価格とスポット市場価格の関係）

- 相対販売価格の算定根拠については、①来年度の販売確定額（北海道電力（23年度）、東北電力、東京電力EP（23年度））、②スポット市場価格 $-a$ （北陸電力）、③過去実績（中国電力、沖縄電力）、④スポット市場価格 $+a$ （北海道電力（24年度以降）、四国電力）、⑤小売価格整合（東京電力EP（24年度以降））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。

審査の結果⑦（相対取引（販売）価格とスポット市場価格の関係）

- スポット市場で販売するよりも控除額が小さくなると、販売電力料を過少に織り込むことになり、費用を過大に織り込むこととなるため、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ある。
- この点について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、料金原価から減額する。
- 他方、上記①が上記②を上回っている他の事業者については、販売量については供給計画と整合的であること、また、販売単価については各社の販売方法や実績等も異なることから、各々の考え方は異なってもよいものとする。

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。

【6-4. 購入・販売電力料】

①購入・販売電力料の概要

②相対取引（購入・販売）

③取引所取引（購入・販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入・販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

取引所取引（購入・販売）概要

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

取引所取引			北海道電力			東北電力			東京電力EP		
			補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差
取引所取引	購入	電力料	57,950	70,962	+13,011	292,290	108,747	▲183,543	1,180,434	707,518	▲472,916
		量	2,513	3,973	+1,460	7,848	5,050	▲2,798	33,469	33,469	0
		単価	23.05	17.86	▲5.19	37.25	21.53	▲15.71	35.27	21.14	▲14.13
	販売	電力料	1,581	14,849	+13,268	226,243	90,337	▲135,905	669,224	408,780	▲260,444
		量	53	704	+651	5,162	3,338	▲1,824	19,526	19,658	+132
		単価	29.67	21.08	▲8.59	43.83	27.06	▲16.77	34.27	20.80	▲13.48
補正に伴う増減理由	購入	量	限界費用の低下および市場価格の低下による経済買いの拡大により、市場購入量が増加			限界費用の低下に伴う市場購入量の減少			需要増により相対取引では十分な供給力を確保できていない状況であり、不足分は全て市場調達として織り込んでいるため、補正に伴う増減はない		
		単価	市場価格の低下により、市場購入単価が低下			市場価格の低下により、市場購入単価が低下			市場価格の低下により、市場購入単価が低下		
	販売	量	市場価格の平均値は低下したものの、コマ単位では上昇しているコマもあったため、市場販売量が拡大			限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による余剰売りの縮小により、取引所販売量が減少			限界費用（揚水発電）の低下および市場価格の低下に伴う、余剰売りの拡大により、取引所販売量が拡大		
		単価	市場価格の低下により、市場販売単価が低下			市場価格の低下により、市場販売単価が低下			市場価格の低下により、市場販売単価が低下		
		マッチング単位	各月代表日（平日、休日）			365日×原価算定期間(3年)			365日×原価算定期間(3年)		
		限界費用	燃料費 (2022年9-11月CIF)	燃料費 (2022年11-1月CIF)	—	燃料費 (2022年7-9月実績CIF)	燃料費 (2022年11-2023年1月実績CIF)	—	燃料費 (2022年8-10月CIF) + 廃棄物処理費 + 消耗品費	燃料費 (2022年11月-2023年1月CIF) + 廃棄物処理費 + 消耗品費	—
						LNGはスポット調達価格相当	LNGはスポット調達価格相当		LNGはスポット調達価格相当	LNGはスポット調達価格相当	

※1 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。

【東北電力】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【東京電力EP】間接オークション（売買両建て）

取引所取引（購入・販売）概要

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

取引所取引			北陸電力			中国電力※1			四国電力		
			補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差
取引所取引	購入	電力料	113,409	117,937	+4,528	4,438	27,484	+23,046	29,066	31,767	+2,701
		量	5,920	6,962	+1,042	458	2,036	+1,578	1,482	2,090	+608
		単価	19.16	16.94	▲2.22	9.70	13.50	+3.80	19.62	15.20	▲4.42
	販売	電力料	115,987	90,857	▲25,700	25,608	7,284	▲18,324	70,409	46,092	▲24,318
		量	4,941	4,541	▲400	939	199	▲740	2,864	2,200	▲664
		単価	23.48	19.88	▲3.60	27.26	36.56	+9.30	24.58	20.95	▲3.63
補正に伴う増減理由	購入	量	限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による経済買いの拡大により、市場購入量が増加			限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による経済買いの拡大により、市場購入量が増加			限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による経済買いの拡大により、市場購入量が増加		
		単価	市場価格の低下により、市場購入単価が低下			市場からの購入を行うコマが補正前より増加したことから、約定時の平均市場価格が上昇			市場価格の低下により、市場購入単価が低下		
	販売	量	限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による余剰売りの縮小により、取引所販売量が減少			限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による余剰売りの縮小により、取引所販売量が減少			限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による余剰売りの縮小により、取引所販売量が減少		
		単価	市場価格の低下により、市場販売単価が低下			市場への販売を行うコマが補正前より減少したことから、約定時の平均市場価格が上昇			市場価格の低下より、市場販売単価が低下		
		マッチング単位	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)		
		限界費用の算出方針	燃料費（2022年7-9月CIF）+ 廃棄物処理費 + 消耗品費	燃料費（2022年11-1月CIF）+ 廃棄物処理費 + 消耗品費	—	21年10～22年9月の限界費用実績値。限界費用見直し前(21年10～12月)のLNG火力限界費用は、追加調達価格で補正。	燃料費（2022年11-1月CIF等） LNGはスポット調達価格相当	—	燃料費（2022年7-9月CIF）+ 廃棄物処理費 + 消耗品費	燃料費（2022年11-1月CIF）+ 廃棄物処理費 + 消耗品費	—

※1 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。

※2 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。

【北陸電力】間接オークション（売買両建て）・供給力不足時の調達（購入）【四国電力】間接オークション（売買両建て）

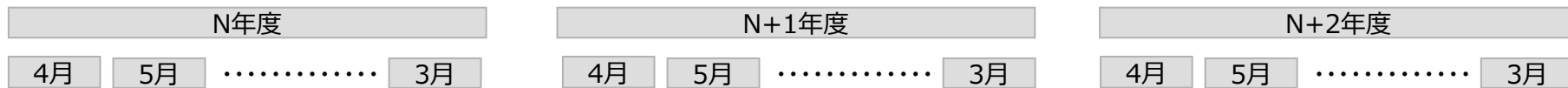
審査における論点①（取引所取引（購入・販売））

- マッチングが適切に行われているか。
- マッチングの際の限界費用を高く織り込むことによって、余剰販売による控除収益を過少に織り込んでいないか。

審査の結果①（取引所取引（購入・販売））

- 各事業者において、限界費用と市場価格をコマ毎に比較して、市場からの購入量および市場への販売量を算出（次項参照）し、電力スポット市場を活用した効率的な電源運用を行っていることを確認した。
- マッチングの際の限界費用について、多くの事業者は全ての燃種において貿易統計価格（CIF価格）を採用しており、東北電力、東京電力EP、中国電力はLNGのみスポット調達価格を採用している。石炭・LNGともに、補正後の燃料価格の採録期間（2022年11月－2023年1月）においては、CIF価格がスポット調達価格を下回っていること、上記3社（東北電力、東京電力EP、中国電力）においては、LNGの限界費用を再調達単価に見直していることから、各社の考え方に問題はないことを確認した。

【参考】取引所取引におけるマッチングの考え方



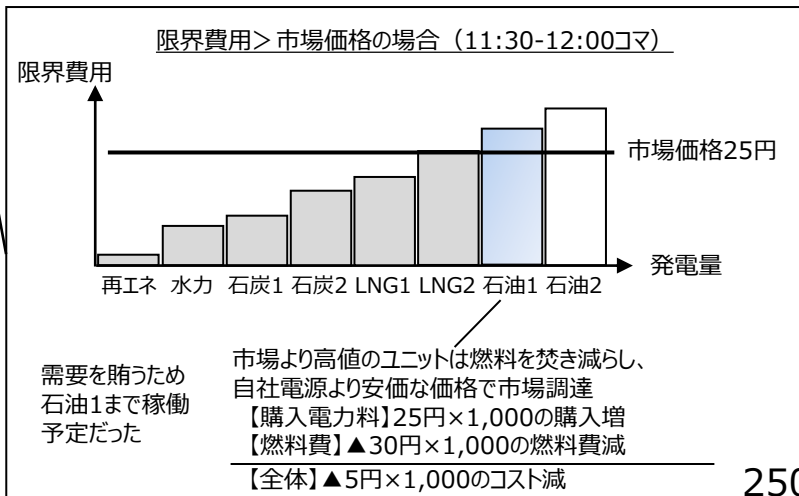
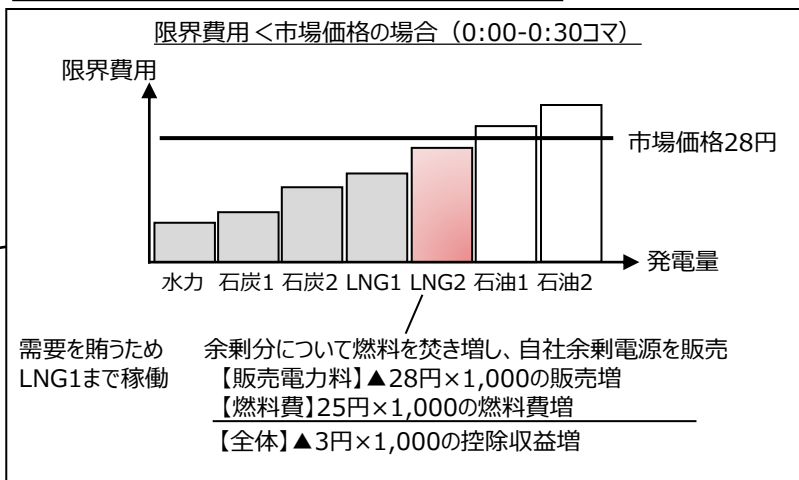
各月代表日を抽出
(平日1日・休日1日)

①代表日について、コマ別に需給バランス作成※1

需給バランスのイメージ (灰色は、需要を賅うために稼働予定のユニット)

コマ	需要量 (kWh)	供給力(kWh)								
		ユニット	再エネ 太陽光	水力	石炭1	石炭2	LNG1	LNG2	石油1	石油2
		限界費用	1円	5円	10円	15円	20円	25円	30円	35円
0:00-0:30	4,000		0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
...										
11:30-12:00	7,000		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
...										
23:30-24:00	5,000		0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

②市場想定価格を当てはめて限界費用の大小をコマ単位で比較し、市場売買料金 (=取引量×市場価格) を算出※2



③一か月分の市場売買料金を算出

(平日代表日の市場売買料金(②)×平日の日数) + (休日代表日の市場売買料金(②) × 休日の日数)

④各月の市場売買料金を①～③で算出し、3か年分を積算して、取引所取引の原価を算出

※1 マッチング対象日について、中国・四国は365日×原価算定期間3年分で行っている。

※2 マッチング単位について、東電EPはコマ別ではなく月単位で行っている。

【6-4. 購入・販売電力料】

①購入・販売電力料の概要

②相対取引（購入・販売）

③取引所取引（購入・販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入・販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

FIT買取費用（購入）概要（1/2）

- 補正前後で、調達量に変化はなく、調達価格は想定スポット市場価格の変更に伴って下落している。

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

FIT購入		北海道電力			東北電力			東京電力EP		
		補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差
太陽光	電力料	35,982	24,347	▲11,635	152,833	62,449	▲90,384	481,554	273,197	▲208,357
	量	1,634	1,634	0	4,262	4,262	0	14,716	14,716	0
	単価	22.02	14.90	▲7.12	35.86	14.65	▲21.21	32.72	18.56	▲14.16
水力	電力料	920	748	▲172	10,689	5,743	▲4,946	49,584	29,102	▲20,481
	量	37	37	0	273	273	0	1,398	1,398	0
	単価	24.78	20.15	▲4.63	39.13	21.03	▲18.10	35.48	20.82	▲14.65
風力	電力料	10,622	8,352	▲2,270	58,710	31,543	▲27,167	13,997	8,314	▲5,683
	量	393	393	0	1,500	1,500	0	395	395	0
	単価	27.02	21.25	▲5.77	39.13	21.03	▲18.10	35.40	21.03	▲14.37
バイオマス・廃棄物	電力料	3,068	2,437	▲631	1,931	1,038	▲893	14,359	8,470	▲5,889
	量	115	115	0	49	49	0	400	400	0
	単価	26.78	21.28	▲5.50	39.13	21.03	▲18.10	35.90	21.18	▲14.72

※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）

- 補正前後で、調達量に変化はなく、調達価格は想定スポット市場価格の変更に伴って下落している。

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

FIT購入		北陸電力			中国電力			四国電力			沖縄電力		
		補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差
太陽光	電力料	18,763	15,491	▲3,272	98,713	85,241	▲13,472	47,229	37,581	▲9,649	9,092	5,803	▲3,289
	量	1,112	1,112	0	5,961	5,961	0	2,672	2,672	0	360	360	0
	単価	16.88	13.93	▲2.95	16.56	14.30	▲2.26	17.67	14.06	▲3.61	25.25	16.12	▲9.13
水力	電力料	9,634	8,182	▲1,452	1,260	1,106	▲154	43	36	▲8	193	150	▲43
	量	470	470	0	62	62	0	2	2	0	8	8	0
	単価	20.51	17.42	▲3.09	20.34	17.85	▲2.49	21.67	17.82	▲3.85	24.96	19.40	▲5.56
風力	電力料	5,393	4,791	▲602	4,922	4,320	▲602	10,346	8,800	▲1,547	506	397	▲109
	量	263	263	0	242	242	0	484	484	0	20	20	0
	単価	20.49	18.20	▲2.29	20.34	17.85	▲2.49	21.38	18.18	▲3.20	25.25	19.82	▲5.43
バイオマス・廃棄物	電力料	141	128	▲10	12,188	10,696	▲1,492	1,008	852	▲156	対象なし		
	量	7	7	0	599	599	0	47	47	0			
	単価	20.10	18.23	▲1.88	20.34	17.85	▲2.49	21.44	18.13	▲3.31			

※今回申請は、原価算定期間（2023～2025）の平均。

FIT買取費用（購入）量の考え方（1/2）

- 考え方は事業者ごとに異なるものの、すべての事業者において、供給計画と整合的に織り込まれている。

太陽光

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

沖縄電力

設備容量

2022年8月

2022年10月

原価算定期間想定値
21年7月～22年6月の実績値を
もとにした想定値

2021年11月

2022年6月
を基準にした想定値

2021年11月
(未運開分を含む)

原価算定期間想定値
21年8月時点に20年9月～21
年8月の平均減少率を反映した
数値から非FIT・卒FITを除外

×

利用率

2019年9月
～2022年8月

2018年4月
～2021年9月

2021年7月
～2022年6月

2018年4月
～2021年3月
事業用

2012年4月
～2022年6月
電圧区分、全量/余剰
買取別

2016年4月
～2021年3月

2016年4月
～2021年3月

もしくは

過去実績等

(未採用)

(未採用)

(未採用)

2020年4月
～2021年3月
住宅用（余剰売電）

(未採用)

(未採用)

(未採用)

水力

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

沖縄電力

設備容量

(未採用)

(未採用)

(未採用)

(未採用)

(未採用)

(未採用)

(未採用)

×

利用率

もしくは

過去実績等

2019年9月～
2022年8月

(大規模)事業者から
提供された計画値
(小規模)2011年10
月～2021年9月

2019年9月～
2022年8月

(大規模)事業者から
提供された計画値
(小規模)2011年4月
～2021年3月

(大規模)事業者から提
供された計画値
(小規模)1992年4月※
～2022年3月
※運用開始以降
(設備ごとに異なる)

2018年11月
～2021年10月

2021年4月～
2022年3月

FIT買取費用（購入）量の考え方（2/2）

- 考え方は事業者ごとに異なるものの、すべての事業者において、供給計画と整合的に織り込まれている。

風力	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	沖縄電力
設備容量 ×	(未採用)	2022年10月	(未採用)	2021年11月	2022年6月 を基準にした想定値	2021年11月 (未運開分を含む)	(未採用)
利用率 もしくは		2018年4月 ～2021年9月		2003年11月※ ～2021年10月 ※運用開始以降 (設備ごとに異なる)	2003年7月※ ～2022年6月 ※運用開始以降 (設備ごとに異なる)	2018年11月 ～2021年10月	
過去実績等	2019年9月 ～2022年8月	(未採用)	2019年9月 ～2022年8月	(未採用)	(未採用)	(未採用)	事業者から提供され た2023～25年度 計画値
廃棄物 ・バイオマス	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	沖縄電力
設備容量 ×	(未採用)	(未採用)	(未採用)	(未採用)	(未採用)	(未採用)	(該当なし)
利用率 もしくは							
過去実績等	事業者から提供され た計画値 もしくは 2019年9月 ～2022年8月	(大規模)事業者から 提供された計画値 (小規模)2011年10 月～2021年9月	2019年9月 ～2022年8月	2009年4月※ ～2021年10月 ※運用開始以降 (設備ごとに異なる)	(高圧以上)事業者か ら提供された計画値 (低圧)2021年度	2018年11月 ～2021年10月	

FIT買取費用（購入）価格の考え方

- 具体的な算定方法（コマ別、月平均、年平均のいずれのデータを用いるか）は、事業者ごとに異なる。

太陽光

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

沖縄電力

スポット 市場価格

2022年3月～
2023年2月
北海道エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
東北エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
東京エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
北陸エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
中国エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
四国エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
システムプライス
(先物補正)

補正

太陽光実績カーブ
(2021年10月～
2022年9月実績)
加重平均

8～16時
平均値

太陽光実績カーブ
(2021年7月～
2022年6月実績)
加重平均

太陽光実績カーブ
(2021年度実績)
加重平均

8～16時
平均値

太陽光実績カーブ
(2019年11月～
2021年10月実績)
加重平均

変動電源（太陽光・
風力）実績カーブ
(2022年3月～
2023年2月)
加重平均

算出単位

コマ別

月平均

コマ別

コマ別

年平均

コマ別

コマ別

水力・風力 バイオマス

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

※バイオマスはなし 沖縄電力

スポット 市場価格

2022年3月～
2023年2月
北海道エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
東北エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
東京エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
北陸エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
中国エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
四国エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
システムプライス
(先物補正)

補正

補正なし

補正なし

補正なし

補正なし

補正なし

補正なし

変動電源（太陽光・
風力）実績カーブ
もしくは非変動電源
(水力) 実績カーブ
(2022年3月～
2023年2月)
加重平均

算出単位

月平均

月平均

コマ別

月平均

年平均

月平均

コマ別

256

審査における論点①（FIT買取費用（購入）の考え方）

（量について）

- 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。

（算定に用いるデータの粒度について）

- 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。

（太陽光発電の算定に用いる価格データの考え方について）

- 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、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。

審査の結果①（FIT買取費用（購入）の考え方）

（量について）

- FIT買取量について、各社において、供給計画と整合的に織り込まれていることを確認した。

（算定に用いるデータの粒度について）

- 中国電力においては、1年間の想定発電電力量に年間平均単価を乗じることで算出しているが、再エネの発電電力量や市場価格が季節によって異なることを考慮すれば、月単位での算定を求めべきであり、申請との差分について料金原価から減額する。
- 一方で、月単位での算定を行っている事業者においては、季節性を一定程度加味した算定を行っていると考えられるところ、すべての事業者にコマ別の算定まで求めないこととする。

（太陽光発電の算定に用いる価格データの考え方について）

- 太陽光発電分の買取費用の算定において、どの時間帯の市場価格を用いるかという点について、東北電力および中国電力においては、コマ別の実績に基づく加重平均値ではなく、特定時間帯（8～16時）の市場価格の平均値を用いている。
- この点について、両社に当該時間帯の価格を採用した理由を確認したところ、東北電力は、30分値データを持っていないため、回避可能費用算定において30分値を利用できない場合の算定方法※（資源エネルギー庁）に基づいて、中国電力は、太陽光発電の実績データ（下表参照）に基づいて、それぞれ8～16時のデータを採用した、との説明であった。いずれも、一定の合理性があると認められるため、コマ別の実績に基づく加重平均値による算出は求めないこととする。

太陽光発電量全量に占める、時間ごとの発電量の割合（赤枠は事業者における太陽光価格算出に用いる対象時間）

時間	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
中国	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	11%	12%	13%	13%	13%	13%	12%	11%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

【6-4. 購入・販売電力料】

①購入・販売電力料の概要

②相対取引（購入・販売）

③取引所取引（購入・販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入・販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

容量市場における支出と収入 申請概要

- 各事業者の容量拠出金（支出）並びに容量確保契約金額（収入）の原価織り込み額と算定方法は以下のとおり。 ※沖縄電力は容量市場の対象外

項目		北海道	東北	東京電力EP	北陸	中国	四国
容量 拠出金 （支出）	原価算定申請額 （3カ年平均）	194億円	—	1,440億円	176億円 ※支払基準で計上	337億円	164億円
	算定方法 （申請時）	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	織り込まない （参考）広域機関の算定方法に依って算出した結果： 444億円	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（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）	原価算定申請額 （3カ年平均）	▲238億円	—	▲54億円	▲169億円 ※支払基準で計上	▲226億円	▲168億円
	算定方法 （申請時）	広域機関との容量確保契約金額から、市場退出電源（FITへ移行した電源等）分、非効率石炭火力フェードアウトに係るペナルティ分を除外 ※契約金総額781億円中、66億円を除外	織り込まない （参考）広域機関との容量確保契約金額： ▲476億円	広域機関との容量確保契約金額から発電事業者分を除いた金額 ※市場退出電源なし	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 ※契約金総額556億円中、18億円を除外	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 ※契約金総額678億円中、0.2億円を除外	広域機関との容量確保契約金額 ※市場退出電源なし

※北海道電力、北陸電力、中国電力の容量確保契約金額の注釈：「契約金総額」は2024年度、2025年度の2年間の合計値。

審査における論点①（容量拠出金および容量確保契約金額の取扱い）

- 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、北海道電力、東京電力EP、北陸電力、中国電力、四国電力の5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。

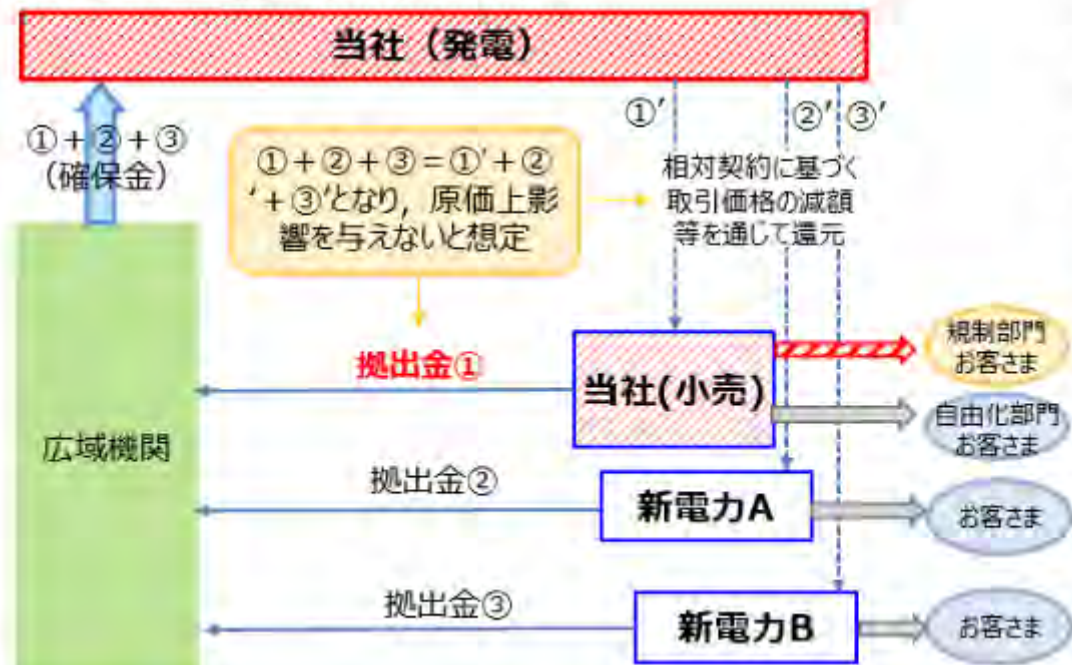
【参考】東北電力の考え方（容量市場）

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。

審査の結果①（容量拠出金および容量確保契約金額の取扱い）

- 容量拠出金及び容量確保契約金額は、料金算定規則に明示的に規定されていない費用・収入であるものの、**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**と考えられる。**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**と考えられる。
- ついては、**東北電力**が容量市場の支出と収入をいずれも料金原価に算入していない点に関して、**容量拠出金は営業費の1つとして、容量確保契約金額は控除収益の1つとして、それぞれ織り込むこととする。**
- なお、**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ある。**

【参考】 第30回料金制度専門会合における委員からの御指摘概要

- 今までのガイドラインで書いてないというのは確かにそうだが、コストとしてかかるものは、**その後ガイドラインができた後に出てきたものであったとしても、コストに入るといえる意味で当たり前**のことであって、それによって売却収入が得られるとすれば、それも他市場収益ということになるので、それを考慮するのは当然。（松村委員）
- 容量市場については本来ニュートラルなはずという東北電力の考え方は、一見もつともに見えるが、私は**ほかの電力と同じ考え方にすべきだ**と思う。なぜなら、まず容量市場がニュートラルになるのは、その結果として最も極端なケースでは、例えばスポットの価格がその分下がるということになり、トータルの負担が変わらないというニュートラルリティだということになる。東北電力の将来の卸市場の価格は、本当にそれが織り込まれているのか。そういうことも織り込まないで高い価格を漫然とつける、あるいは相対市場で売る価格も漫然と横置きをし、ここについてはそこに織り込まれているはずだから入れないというのは、論理的にインコンシステントだと思う。（松村委員）
- 容量市場については、ガイドラインとの市場ができたタイミングの問題があって入っていないのだろうが、私は法律の専門家ではないが、法律の精神、ガイドラインの精神からすると、当然収入も費用もきちっと織り込んだ上で、それが理論的に相殺されるように実際も相殺されれば、それはそれで構わない。**費用も収入も入れた上で原価を計算するのが我々やるべきことではないか**と思った。（圓尾委員）

審査における論点②（容量拠出金の算定方法）

- 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

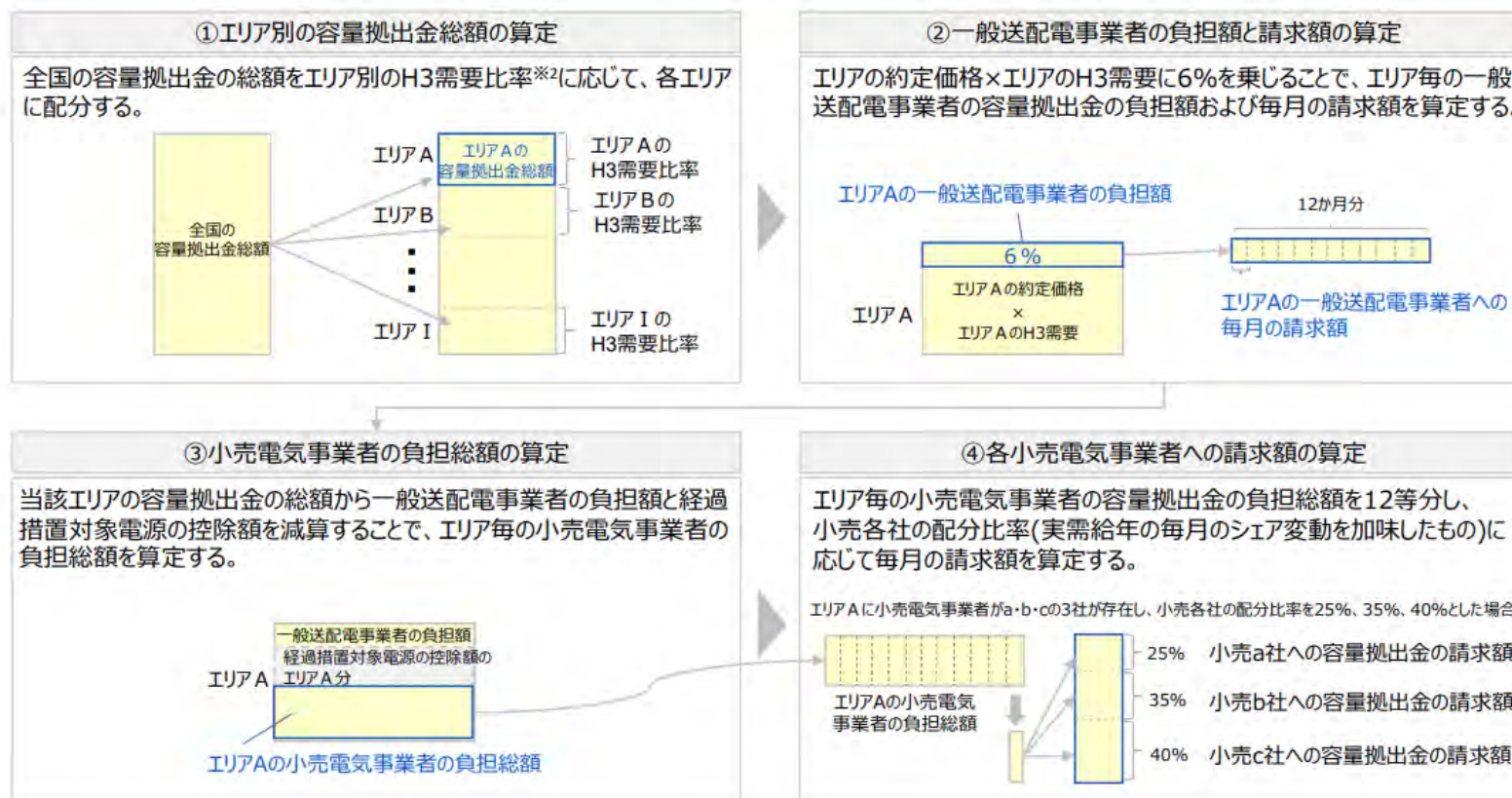
【参考】容量拠出金の算定方法（1/2）

- 容量拠出金の算定方法は、容量市場を運営する広域機関の「容量市場の在り方等に関する検討会」において整理・公表されている。

2. 容量拠出金の算定方法（容量市場の説明会資料より） （請求額の算定方法）

6

- 市場が分断されない場合※1における容量拠出金の請求額は、以下の手順で算定します。



【参考】容量拠出金の算定方法（2/2）

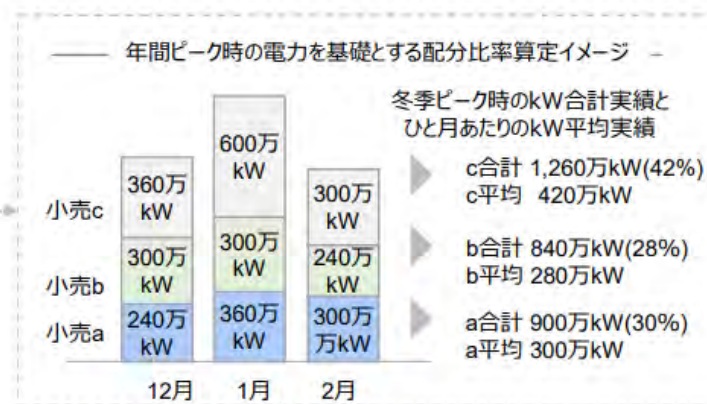
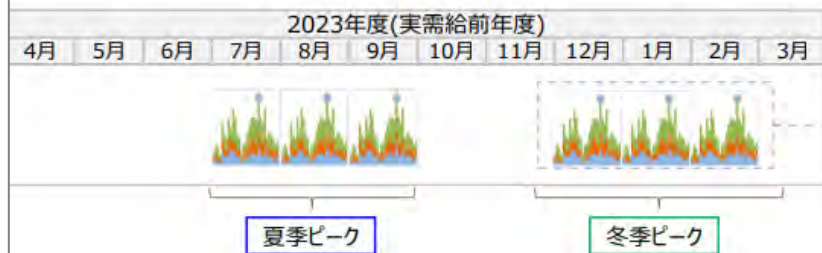
2. 容量拠出金の算定方法（容量市場の説明会資料より） （小売各社の毎月の配分比率・請求額算定について（1/2））

11

■ 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します。当該配分比率に基づき小売各社の毎月の請求額を本機関が決定します。

※ 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。

小売電気事業者に対する容量拠出金の配分比率・請求額算定の考え方



審査の結果②（容量拠出金の算定方法）

- 北海道電力、東京電力EP、北陸電力においては、広域機関が示している算定方法※に即して、容量拠出金の算定を行っていることを確認した。

※エリア別の小売電気事業者の負担総額を12等分して月別の請求額を算出した上で、各社の配分比率は、前年度の年間（夏季/冬季）のピーク時の電力（kW）を基礎として、実需給年の各月の小売電気事業者のシェア変動を加味して算出することとされている。ただし、現時点で、実需給年における各月のシェア変動を各事業者が客観的に想定することは困難であることから、いずれの事業者もシェア変動は加味していない。

- 中国電力においては、概ね広域機関が示している算定方法に即して算定を行っているものの、配分比率の算定に際して、実需給年度のデータを用いているが、他社と同様、実需給前年度の比率を用いて算定することとし、原価織り込み額を下回る部分について料金原価から減額する。
- 四国電力においては、エリア別の総負担額にエリアにおける自社の配分比率を乗じるのではなく、全国大の総負担額に全国における自社の配分比率を乗じることで算定しているが、これは、双方の試算を行った上で、原価の小さい方法を選択したことを確認した。ついては、再計算は求めないこととする。
- 北陸電力は、容量拠出金が実際に請求されるタイミングに合わせて3ヶ月遅れで織り込んでいるが、この点について合理的な理由が確認されなかったことから、他社と同じく、オークション対象の実需給年度分の総額を織り込むべきであり、原価織り込み額を上回る部分について料金原価に織り込むこととする。（※容量確保契約金額について同様の査定を行うことで、トータルでは料金原価が圧縮されることとなる。詳細は後述。）

審査における論点③（容量確保契約金額の算定方法）

- 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認定等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（北海道電力、東京電力EP、北陸電力、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。

審査の結果③（容量確保契約金額の算定方法）

- 各事業者が広域機関と締結した容量確保契約書を確認した結果、四国電力においては、申請額が契約額と一致していることを確認した。
- 北海道電力、東京電力EP、北陸電力、中国電力においては、容量確保契約の締結後に容量市場から退出した電源（FIT認定を受けたことや電源の休止を決定したこと等による）について、退出した容量に相当する分の収入を当初の契約額から減額するなど、適切に算定していることを確認した。
- 北陸電力は、容量確保契約金額を実際に振り込まれるタイミングに合わせて5ヶ月遅れで織り込んでいるが、この点について合理的な理由が確認されなかったことから、他社と同じく、オークション対象の実需給年度分の総額を織り込むべきであり、原価織り込み額を上回る部分について料金原価から減額する。
- 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、原価に織り込むことは求めないこととする。