

ベースロード市場について

2023年2月27日
資源エネルギー庁

はじめに

- 大規模発電事業者と新電力のベースロード電源(以下「B L 電源」という。)へのアクセス環境のイコルフットイングを図り、更なる小売競争の活性化を図る仕組みとしてベースロード市場(以下「B L 市場」という。)を創設し、2019年7月より J E P Xにおいてオークションが開始された。
- 現在、各社が内外無差別に取り組んでいるところ、その実施時状況はエリア毎に異なり、現状は小売競争の活性化の過渡期とも考えられる。そのような認識の下、B L 市場にはまだ一定の役割があると考えられ、どのように小売競争の活性化に貢献できるかという観点から、相対取引等の活発化に向けた、制度的供出量の控除インセンティブや、B L 市場の在り方について検討を進めてきた。
- 特に、B L 市場が対象としている電源の性質を鑑みれば、より長期の取引を促進することが必要と考えられるため、前回のご議論においては、B L 市場における 1 年を超える取引の在り方について、引き続き検討を進めることとした。
- 一方、電力・ガス取引監視等委員会においては、燃料費の変動リスクの算定において、現状では、大規模発電事業者の裁量の余地が大きく、実質的な売り惜しみにも繋がる可能性があることから、既存商品について、燃料費の事後清算を導入する案を含め、制度の見直しについて検討を進めてきたところ。
- そのため、今回は第 4 回オークション結果を報告のうえ、①受渡期間が 1 年を超える商品を取り扱う場合における、価格の調整スキームや、②商品の在り方と各商品の関係性、また、③相対契約量に応じた、制度的供出者の供出量控除についてご議論いただきたい。

1. 第4回オークションの結果

2. 長期商品における価格の事後調整スキームについて

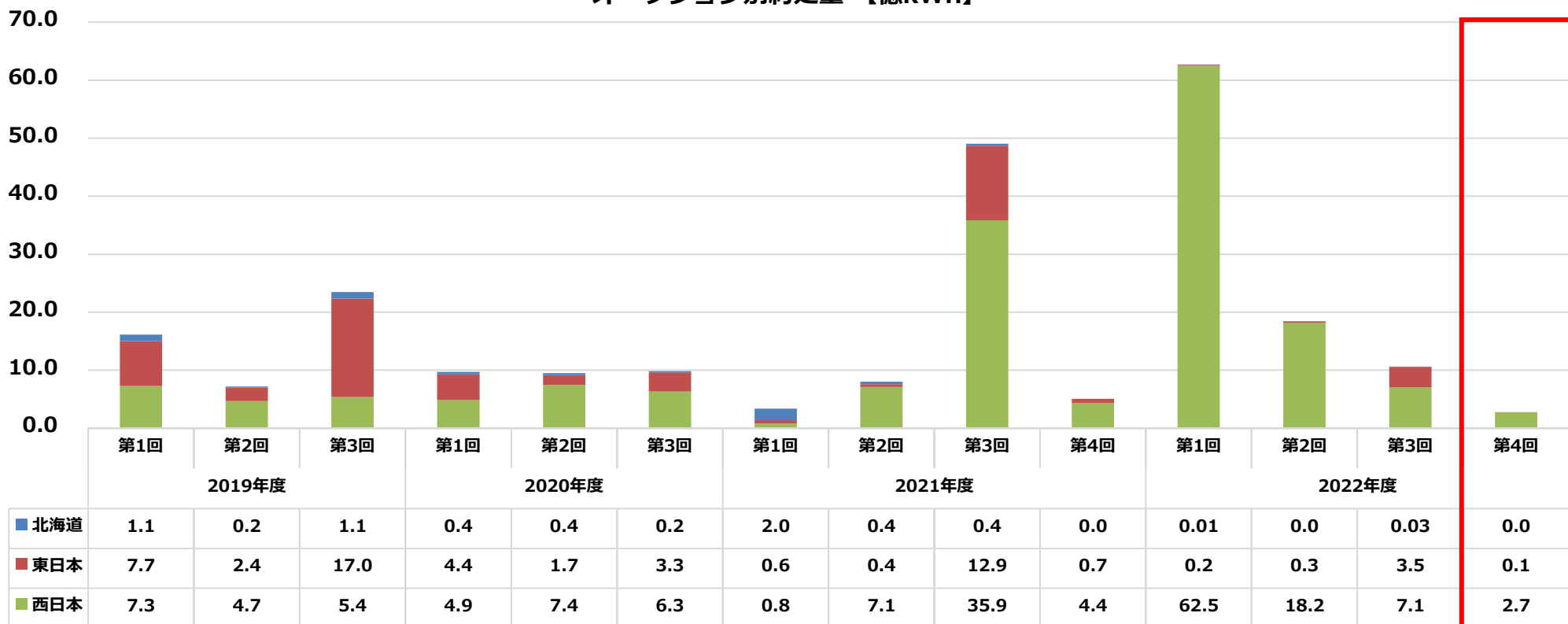
3. 2023年度以降のオークションにおける商品の在り方について

4. 制度的供出量の控除について

2022年度第4回オークション（2023年度受渡し分）の約定量

- 2023年1月31日に2022年度第4回オークション（2023年度受渡し分、入札期間：1月21日～31日）の約定処理が行われた。
- 約定量は**全市場合計で31.5MW、年間の電力量に換算すると約2.8億kWh**であり、前年度第4回オークションの約定量約5.1億kWhの約5.5割程度となった。また、北海道エリアにおいては約定しなかった。
- また、北海道・東日本エリアと西日本エリアでは、約定量に21.9倍もの差が出ている状況。

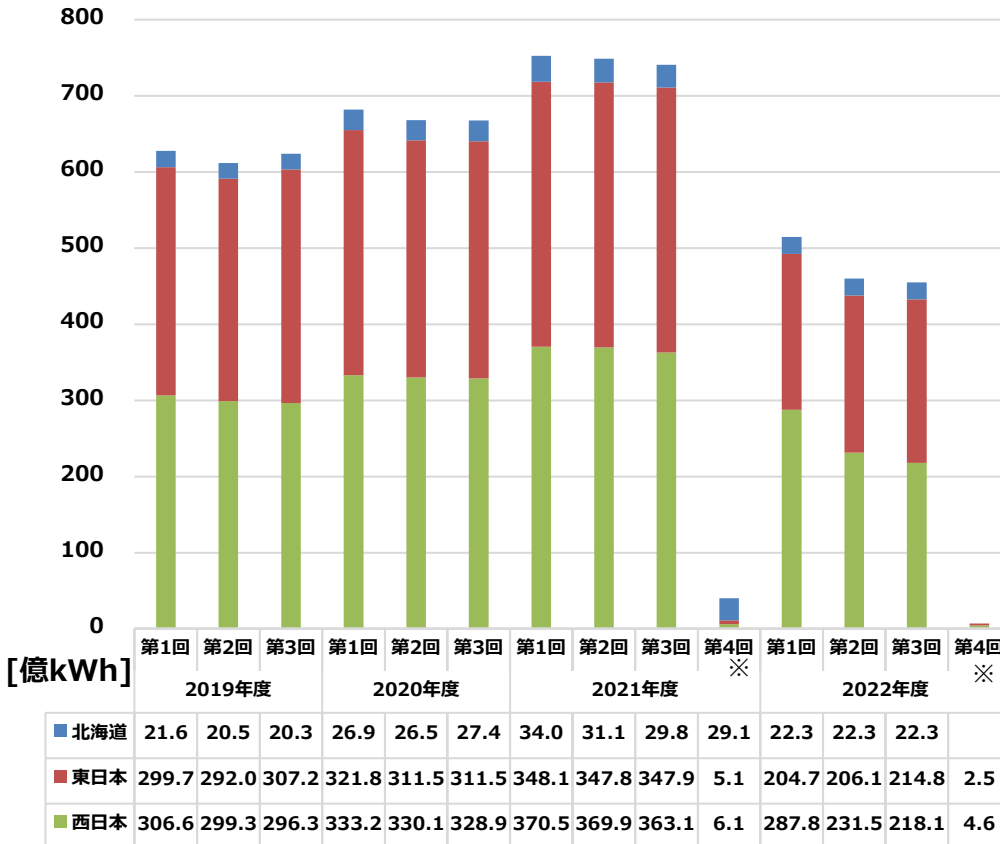
オークション別約定量【億kWh】



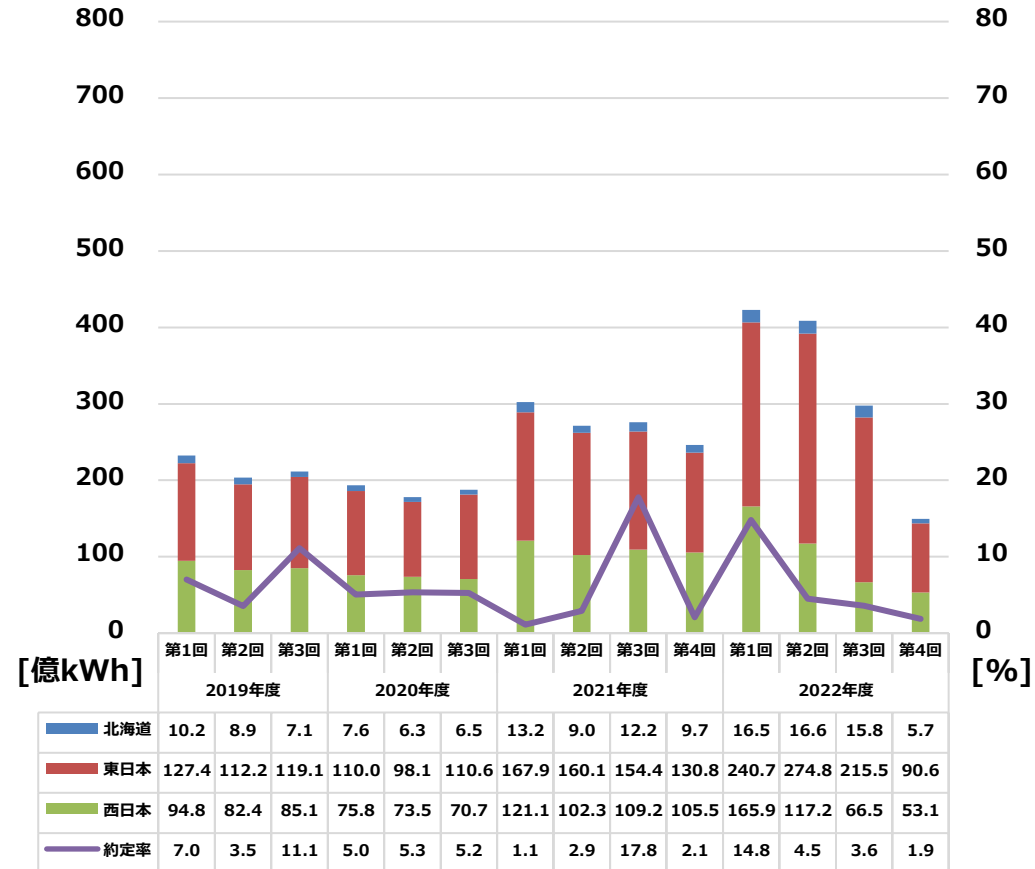
入札量および約定率について

- 2022年度第4回オークションの売入札量は約7.1億kWhとなり、前年度第4回オークションの売入札量比で約17.6%と、大きく減少した。なお、第4回においては大規模発電事業者の売入札は任意としているところ、今回のオークションでは、大規模発電事業者からの供出はなかった。
- また、買入札量約149.4億kWhとなり、過去においても最も少ない札量となった。

売入札量の推移



買入札量・約定率の推移



※2021年度第4回目、2022年度4回目については、大規模発電事業者に対しては市場の供出を制度的に求めず、各社の判断による任意参加としている。

約定価格について

- 約定価格は、東日本25.30円/kWh・西日本20.00円/kWhと、2021年度第4回オークションと比較し、東日本エリアは約1.7倍、西日本エリアは約1.4倍となった。北海道エリアは約定しなかった。
- 約定価格を先物価格と比較すると、東日本、西日本ともに先物価格より高い結果となった。

＜2022年度第3回オークション結果と参考価格＞【円/kWh】

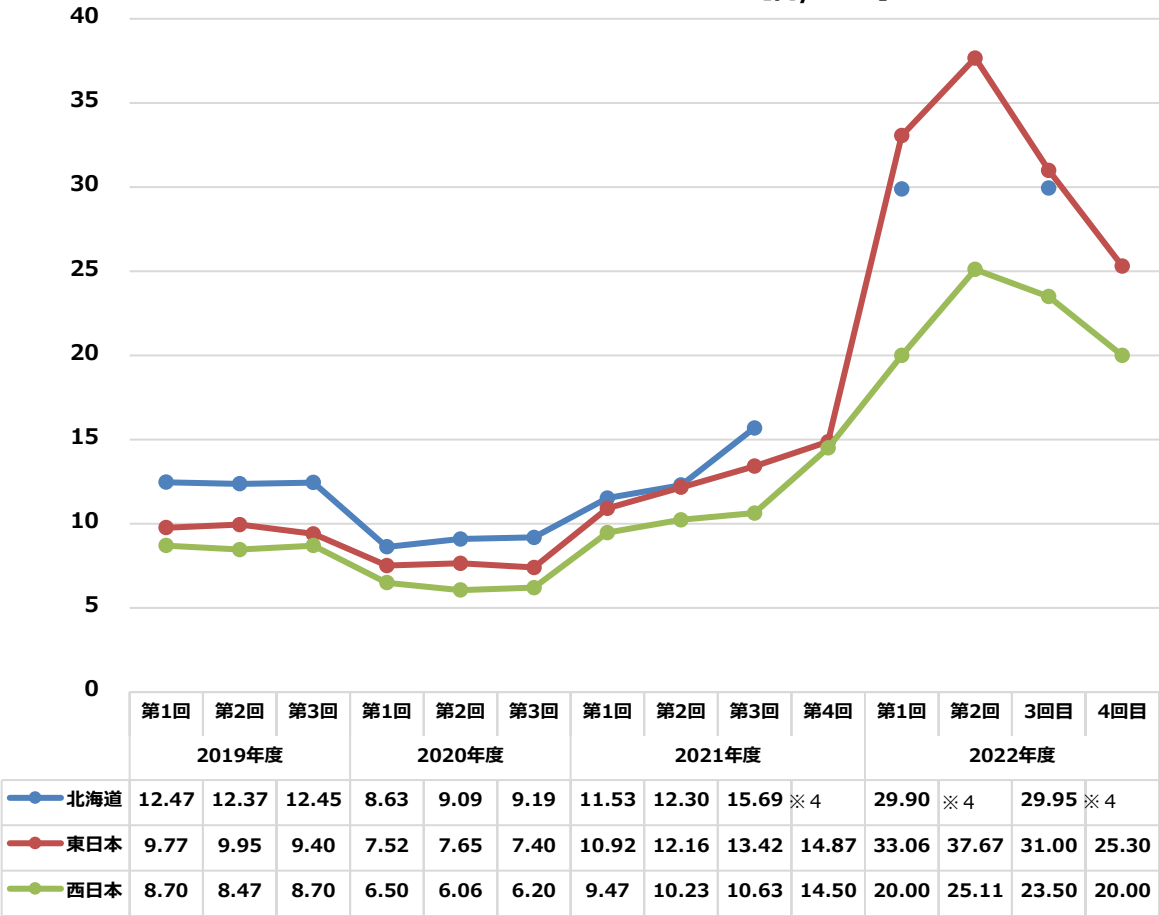
商品エリア	約定価格	(参考)基準エリアの直近月までの平均エリアプライス		(参考)先物価格※3
		1年分※1	6か月分※2	
北海道	-	23.62	25.10	23.25
東日本	25.30	25.74	26.28	
西日本	20.00	21.28	21.85	19.93

※1 スポット市場価格単純平均にて算出
(2022年2月1日～2023年1月31日)

※2 スポット市場価格単純平均にて算出
(2022年8月1日～2023年1月31日)

※3 1年間分の先物市場価格帳入値段単純平均にて算出
(1/31 2023年4月～2024年3月)

約定価格の推移 【円/kWh】

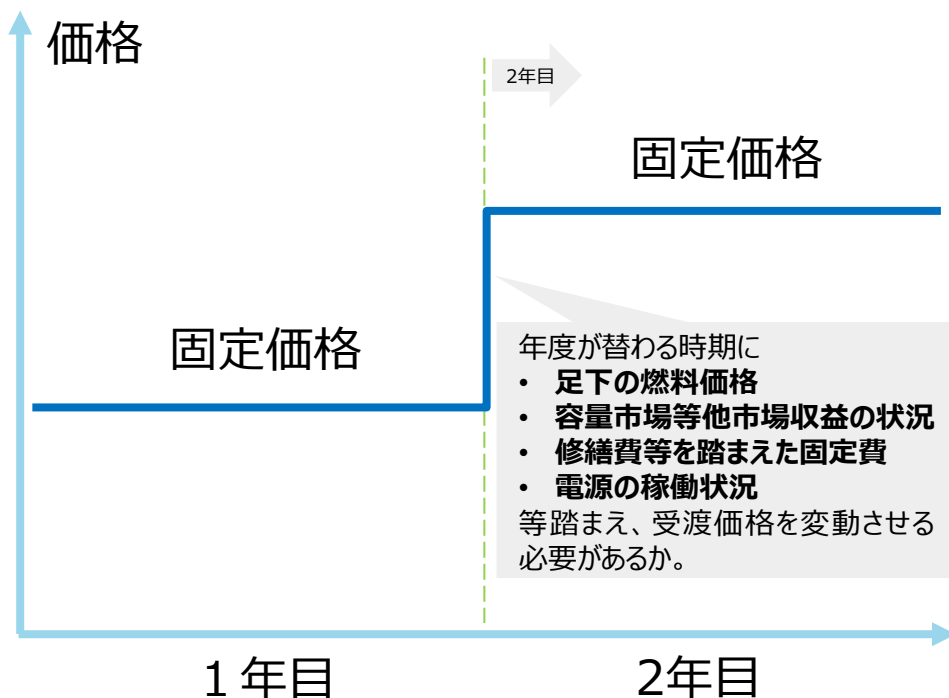


1. 第4回オークションの結果
- 2. 長期商品における価格の事後調整スキームについて**
3. 2023年度以降のオークションにおける商品の在り方について
4. 制度的供出量の控除について

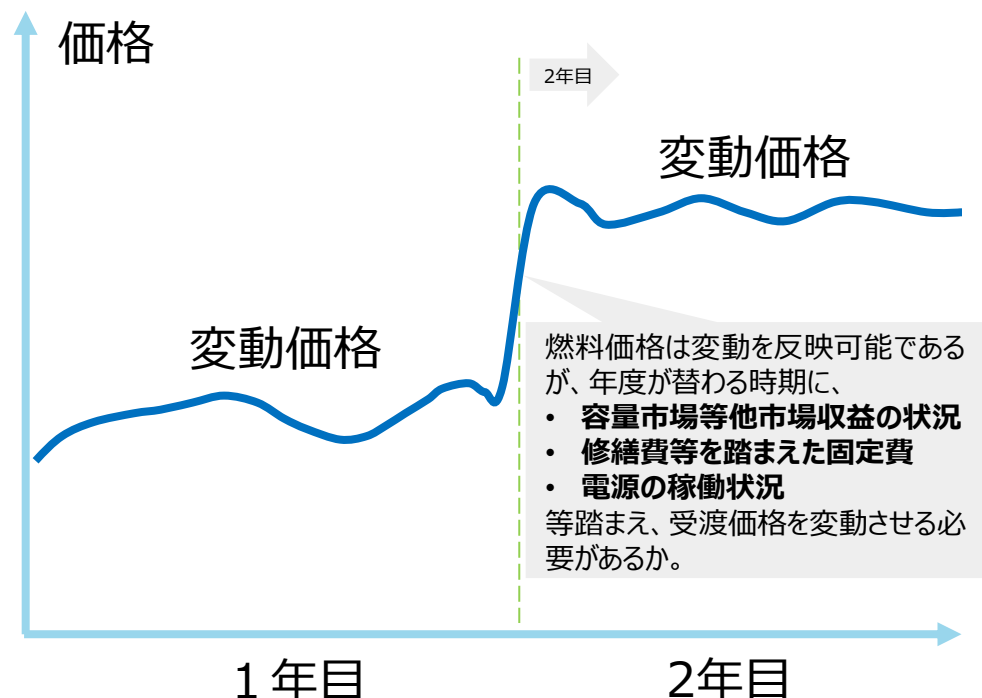
論点 1：長期商品における価格の事後調整スキームについて

- 受渡期間が1年を超える商品については、1年商品よりも燃料価格等のボラティリティが高くなることを踏まえると、売手・買手双方のリスクを軽減するため、価格の事後調整スキーム等の在り方や導入要否についても検討する必要がある。
- その場合、価格の事後調整スキームは、以下2案が挙げられるが、どのように考えるか。
 - ① 年度が切り替わる際に、受渡価格を足下の燃料価格等に応じた価格に変更する
 - ② 燃料費調整制度のように、燃料価格等の変動を自動的に反映する

＜①年度が切り替わる際に受渡価格を変更＞



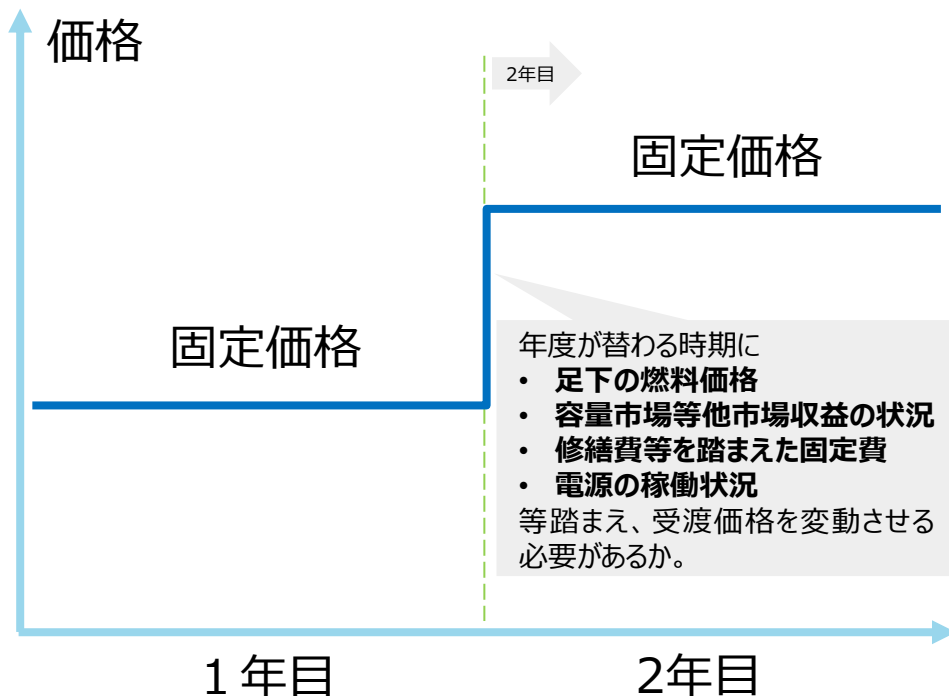
＜②燃料費調整制度のようなスキームにより価格変動を反映＞



対応案①について

- ①については、既存の1年商品をベースに対応が可能。既存商品（受渡期間 1 年）とは別に、新しく長期商品のオークションを開催することも考えられるが、例えば、既存商品のオークションを通常通り行ったうえで、オプションとして、事業者が約定の全部または一定割合分について、受渡期間を翌年度まで延長することを選択できるような仕組みとすることも考えられる。
- そのような方法も踏まえると、対応案①を選択する場合は、受渡期間や売手の供出量、買手の購入可能量のほか、以下のような論点が想定される。

＜①年度が切り替わる際に受渡価格を変更＞



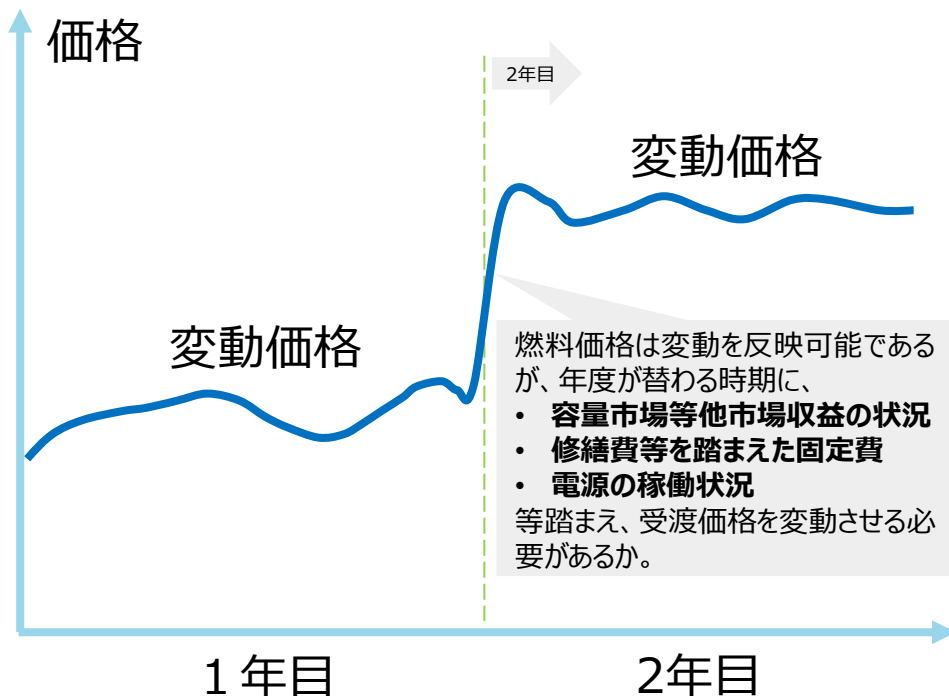
＜対応案①を選択する場合に想定される論点（例）＞

概要	具体的な検討事項
価格の算定方法	・ 2 年目以降の受渡価格については、いつどの時点で算定を行うか。 ・ 燃料価格算定時のリスクの織り込みについては、どのように対応するか。
長期商品を扱うオークションのスキーム	① 1 年を超える受渡期間の商品を扱うため、オークションを別途開催するか。 ② 既存商品（受渡期間 1 年間）について、受渡期間を延長するためのオプションを具備する手法で対応するか。
②既存商品に受渡期間を延長するためのオプションを付与する場合	・ 受渡期間の延長については、事業者がどの時点で選択することとするか。 ・ 延長する量は、事業者の選択により、全量とするか、一部の量のみを延長することも可能とするか。

対応案②について

- ②については、燃料費調整係数の設定等、導入にあたり新たな手法を検討する必要があるが、価格変動を自動的に調整することが可能となるため、燃料費のボラティリティに対しては、中立な仕組みであるといえる。
- なお、現状では、既存商品（受渡期間 1 年）は固定価格取引であるため、対応案①で例示した、既存商品が固定価格取引であることを前提としたオプション設定はできず、既存商品とは別商品とする必要がある。また、本案についても、調整係数の考え方を中心に、以下のような論点が想定される。

＜②燃料費調整制度のようなスキームにより価格変動を反映＞



＜対応案②を選択する場合に想定される論点（例）＞

概要	具体的な検討事項
価格の算定方法	- 調整係数については、どのように設定するか。 2年目以降の基準となる価格や調整係数については、いつどの時点で算定を行うか。
調整係数の考え方	- 調整係数は、エリア毎に設定するか、事業者毎に設定するか。 - 調整係数は、どのように算定するか。 - 制度的供出者以外の売入札者については、どのように対応するか。

(参考) 受渡し期間が1年以上の商品（長期商品）導入時の論点

第72回制度検討作業部会
(2022年11月30日) 資料3より抜粋

- 具体的な商品を検討する際には、以下の論点が考えられるか。
- 商品概要に関する論点や実務面、足下の電力卸売状況を踏まえつつ、受渡し期間1年以上の商品の導入や、制度として長期契約を導入することの必要性について、どのように考えるか。

論点	概要	具体的な検討事項
1.受渡し期間	1年以上の商品について、その受渡し期間はどのように設定するのが望ましいか。	- 安定供給との関係 - 電源の点検周期等 - 小売事業者と需要家の契約期間 - 小売事業者の与信能力
2.受渡し価格	1年以上の商品を導入する場合、従来の商品と同様に固定的な価格での受渡しとするか、価格調整のためのオプションを設定するか。	- 容量市場約定価格との関係 - 容量市場追加オークションとの関係 - 燃料費との関係 - 供出上限価格との関係 - 価格オプション導入時の市場範囲 - 値差清算との関係
3.オークション時期	オークション開催時期はどのように設定するか。また、何回実施するか。	- 買手事業者の預託金の預入期間 - オークションと最終受渡し日までの期間 - 既存のオークション日程との関係
4.売手の制度的な供出について	既存商品において求めている制度的な供出量との関係について、どのように考えるか。	- 制度的な供出量の設定要否 - 既存商品との供出量のバランス
5.買手の購入量について	B L 市場の制度趣旨に合わせ、既存商品においては買手事業者に購入可能量を定めているが、長期商品ではどのように考えるか。	- 既存商品との購入量のバランス - 購入可能量の総量

11

論点①-2 1年を超える商品について

- 受渡し期間が1年を超える長期契約については、第73回制度検討作業部会において長期相対契約が活性化していない現状をお示したところ。B L 電源における安定的な燃料の確保や、費用の安定回収、経営や小売電気料金の安定化に資する可能性が高く、発電事業者、小売電気事業者双方にとって、長期契約は活性化することが望ましい。
- 一方で、そのエリアにおける売手との取引実績や信用力の観点から、買手側が売手側の条件を満たせず、長期契約に至らない可能性がある。そういった事業者へ長期契約を促す観点から、B L 市場において長期商品を扱うことで、さらなるアクセス環境の拡大を図ることも考えられるか。
- 長期契約は、短期間の契約と比較しリスクが高いことから、売手買手双方の条件（契約期間、受給時間帯、電力量、料金体系、オプション性、譲渡・転売禁止等）の擦り合わせが重要である。こうした長期契約の特徴を踏まえ、標準化した商品を扱うB L 市場において、契約期間についてどのように考えるか。
- B L 市場の制度的供出量の範囲において、長期商品を導入する場合、現状の1年商品の供出量が減少することになるが、1年商品とのバランスをどのように考えるか。例えば、試験的に一定量を導入することも考えられるのではないかと。
- 長期間の受渡しは、1年商品よりもボラティリティが高くなり、特に燃料価格の変動は相応の差が発生する可能性を踏まえ、事後調整スキーム等の導入も考えられるところ。
- 長期商品におけるリスクや燃料価格の変動への対応については、小売電気事業者の視点も重要と考えられるため、現在、小売電気事業者にアンケートを実施しており、この結果も参考に、検討を深めていく。

1. 第4回オークションの結果
2. 長期商品における価格の事後調整スキームについて
- 3. 2023年度以降のオークションにおける商品の在り方について**
4. 制度的供出量の控除について

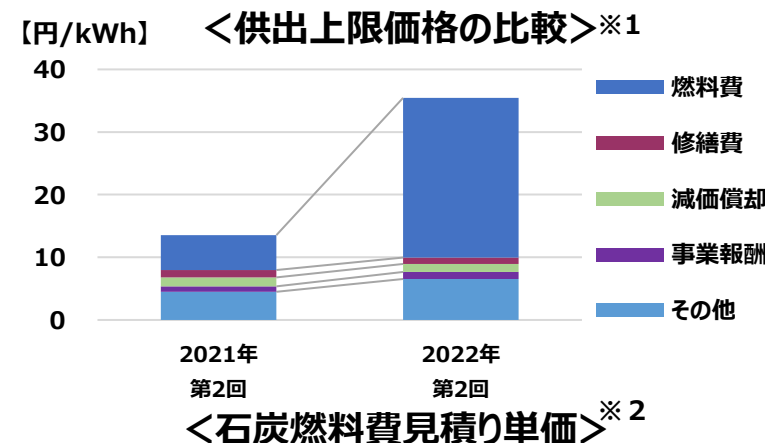
論点 2 : 2023年度以降のオークションにおける商品の在り方について

- 取引期間が 1 年を超える商品の導入について検討する際には、論点 1 でお示したように、燃料費調整制度のような調整の仕組み等も併せて検討する必要がある。
- 一方で、電力・ガス取引監視等委員会においては、燃料費の変動リスクの算定において、現状では、大規模発電事業者の裁量の余地が大きく、実質的な売り惜しみにも繋がる可能性があることから、既存商品についても、燃料費の事後清算を導入する案を含め、制度の見直しについて検討を進めてきたところ。
- その際、監視等委員会の議論においては、固定価格取引によるヘッジという、B L 市場の特性にも意義があり、最低 1 回以上、燃料費の事後精算スキームを有する商品の取引を実施すれば、B L 電源へのアクセス機会は一定程度確保可能であるとされた。
- こうした議論を踏まえ、固定価格によるオークションを維持しつつ、事後精算スキームによるオークションを導入することも一案として示されており、監視等委員会における議論を踏まえた対応について、資源エネルギー庁に詳細な検討が求められているところ。

- 電力・ガス取引監視等委員会が2022年度第1回及び第2回オークションを監視した結果、大手発電事業者の供出上限価格の大宗を占める燃料費（石炭価格）の算定において、**価格変動リスクを大きく見積もり、供出上限価格が大幅に上昇している事例があること等が確認された。**
- **価格変動リスクの算定については、事業者の裁量の余地が大きく、各社の算定次第では実質的な売り惜しみに繋がる可能性がある。**そのため、制度設計専門会合において、燃料費やリスクプレミアムを過大に見積もることがないよう、今後の制度のあり方について議論を行っているところ。

燃料費単価の評価と今後の検討課題（2 / 2）

- 例えば、2022年度第1回オークションでは、受渡年度の石炭単価について、ある事業者は応札時の先物価格をベースに44,278円/ton（フレート代・諸費等込み）と見積もったのに対して、別の事業者は直近の現物価格をベースに受渡時期までの変動リスクをプレミアムとして織り込み、121,479円/ton（フレート代・諸費等込み）と見積もり、3倍近い単価となっていた。
- 2022年度第2回オークションにおいても、各発電事業者間で石炭価格の見積り単価には大きな差があった。加えて、東日本エリアの大規模発電事業者1社について、第1回オークションから燃料費単価の見積り方法を変更しリスクプレミアムをより大きく織り込んでいたが、このタイミングで計算方法を変更した理由について客観的かつ合理的な説明が確認されなかった。
- 大規模発電事業者はそれぞれ一定の考え方に基づいて、価格変動リスクを勘案した燃料費単価を算出しており、それ自体がガイドラインの規定に反しているとは言えないが、その裁量の余地は大きく、供出上限価格、ひいては供出価格に大きな影響を与えている。各社の算定次第では、**実質的な売り惜しみにつながる可能性もある。**
- さらに、ベースロード市場での約定価格は、相対卸契約の交渉に際しても参照されており、供出価格が高くなることがもたらす影響はベースロード市場における取引のみにとどまらない可能性にも留意する必要がある。
- こうしたことに鑑みれば、**大規模発電事業者の裁量で燃料費、とりわけリスクプレミアムを過大に見積もることがないよう、制度の見直しが必要。**例えば、①**燃料費単価の見積りルールの明確化**、②**燃料費調整制度の導入**、③**内外無差別のさらなる徹底**、といった方向性が考えられるのではないかと。その他、どのような方向性が考えられるか。



単位：円/t	石炭燃料費見積り単価	
	最も低かった事業者	最も高かった事業者
2021年第2回 (2021年9月時点)	17,736	27,695
2022年第1回 (2022年7月時点)	44,278	121,479
2022年第2回 (2022年9月時点)	57,896	124,852

※1：各事業者の供出上限価格算定資料を基に制度設計専門会合事務局が作成。

※2：制度設計専門会合資料をもとに事務局作成。

(参考) 制度設計専門会合における検討の方向性

- B L 市場は、約定量の殆どが西日本エリアに集中しており、東日本エリア等における約定量は限定的になっていることや、B L 市場における約定価格が相対契約の交渉時にも参照されていること等も踏まえ、**2023年度オークションに向けて、制度の見直しが必要である状況。**
- そのような状況を踏まえ、制度設計専門会合では、燃料価格の変動リスクの見積もり方法への対応として、以下の3案について議論を行い、**案2「燃料費の事後精算スキームの導入」を主軸に検討を進めることとした。**

検討の方向性（第79回制度設計専門会合にお示した案）※

第82回制度設計専門会合
(2023年2月20日) 資料6より抜粋

案1：燃料費単価の見積りルールの明確化

→BL市場ガイドラインにおいては、燃料費について「価格変動リスクを勘案した価格（燃料先物価格等に基づき客観的に合理性が認められる手法で算定した価格）を用いる」と記載されているが、上記ルールをより明確化してはどうか。例えば、**原則として燃料先物価格を用いる**こととしてはどうか。

案2：燃料費の事後精算スキームの導入（事後清算による内外無差別）

→日一電の社内・グループ内取引においては、基本的に燃料費調整条項が存在する。BL市場創設の趣旨である**BL電源へのアクセスのイコルフットの確保**および**燃料価格変動プレミアムの解消**という観点から、BL取引においても**燃料費の事後精算スキームを導入する**こととしてはどうか。

案3：社内・グループ内取引における固定価格の導入（固定価格による内外無差別）

→BL市場取引が固定価格で行われることを前提としつつ、内外無差別性を担保するため、市場に供出した商品が売れ残った場合には、**自社・グループ内においても当該供出価格（固定価格）で取引することを求める**こととしてはどうか。

※第79回制度設計専門会合の資料における記載から、趣旨を明確化する観点から、一部表現を修正。

(参考) 燃料費の事後精算スキーム導入に関する検討 (1 / 2)

- 燃料費の事後精算に関する議論においては、固定価格の維持にもメリットがあり、燃料費の事後精算と固定価格のハイブリッドもあり得るというご意見もあった。それらのご意見も踏まえ、制度設計専門会合では、固定価格によるオークションを維持しつつ、事後精算スキームによるオークションを導入することも、1つの案として示されている。

【論点3】燃料費の事後清算スキームの導入範囲について

第82回制度設計専門会合
(2023年2月20日) 資料6より抜粋

- 事後清算スキームを導入する回と固定価格を維持する回を分ける案を支持する御意見があった一方で、全ての回に事後清算スキームを導入する案を支持する御意見もあった。
- 仮に、全てを事後清算スキームに変更する場合、燃料費は3回とも事後清算によって実質的に同額になり、固定費も大きく変わることは想定されにくいと、3回ともほぼ同じ商品が供出されることが想定される。このため、買い手にとっても購入機会が複数回ある意義が小さいのではないかと。
- むしろ、固定価格でヘッジを行うことが可能というBL市場の特性も維持する方が意義が大きいと考えられるのではないかと。特に、発電事業者が価格変動リスクの大部分を需要家に転嫁するのではなく、燃料先物等を活用することで適切なリスクヘッジを行うことは、最終需要家を含めた電気料金の抑制、安定化という観点からも有意義。
- こうしたことを踏まえれば、固定価格によるオークションを維持しつつ、事後清算スキームによるオークションを導入することが妥当ではないか。

■ 第80回制度設計専門会合での委員・オブザーバーご意見

- ・ どういう順番でやるのかによって効果、特に事後精算が本当に活用できるのかというところに影響があるかと思いますがハイブリッドもあわせてご検討していただければと考えております。
- ・ せっかく3回あるのだから、むやみに複雑化しないでその中で役割分担をしたらどうかという提案はより優れた提案だと思うので支持します。
- ・ 論点3に関して、私は全て同じルールでやるべきではないのかなと思います。4回目は自由なので、自由なところをこれまで通り残して、1～3回については論点1・2をクリアにしたかたちのもので3回をやるとするのが適当か。
- ・ 論点3については、燃調を全てで付けるといって、そもそもBL市場って何だっけということを鑑みますと、先ほど申し上げたとおりかなりボラティリティが上がっている中で固定価格の意味を放棄することになるかと思っております。こちらについては、先物の拡大というその他の市場という特色は失われる。全体として、商品の多様性をどのように考えるべきか慎重な議論が必要なのではないかと思っています。
- ・ 論点3 導入範囲については、全部燃調付きかそうじゃないかという話については、基本的には燃調があった方がお互い良いかと思うが、固定のニーズについては前回の案1のように先物価格を参照した固定であれば、分けて組み合わせることもあっていいのではないかと。

(参考) 燃料費の事後精算スキーム導入に関する検討 (2 / 2)

- また、2023年度オークションまでの制度見直しが必要であるところ、事後精算スキームが実現しない場合、または固定価格取引が継続する場合には、監視等委員会が示した、算定ルールの明確化(案1)を行うべきというご意見もあった。
- 他方、第3回オークションに事後精算スキームを導入すれば、第3回における約定可能性が高まり、売手が第1回・第2回オークションにおける固定価格の設定を見直す可能性があるとして、制度設計専門会合では、第3回オークションに事後精算スキームを導入し、第1回・第2回オークションは現行ルールのまま、固定価格取引を維持することも対応策の1つとして示された。

【論点3-2】事後精算スキームを導入する回等について

第82回制度設計専門会合
(2023年2月20日) 資料6より抜粋

- 少なくとも1回のオークションに燃料費の事後精算スキームを導入すれば、コストベースの価格で調達できる機会が買い手に確保されることとなり、BL電源への内外無差別なアクセス機会は一定程度確保されるのではないか。
- その際、第3回オークションに事後精算スキームを導入することとすれば、第3回における約定可能性が高まることで、売手が第1回、第2回オークションにおける固定価格の設定を見直す動機が強まるのではないか。
- 逆に、事後精算スキームを第1回または第2回オークションに導入すると、以降の固定価格によるオークションにおけるリスクプレミアムの課題が残ることとなる。また、それらのオークションにおける燃料費の見積りに一定の規律を導入すると、発電事業者が費用を回収できないリスクが残ることとなる。
- ついては、第3回オークションに事後精算スキームを入れることとし、第1回、第2回オークションについては現行のルールを維持することが適切ではないか。

■第80回制度設計専門会合での委員・オブザーバーご意見

・そのうえで、この事務局の整理では、第3回で燃料調達があれば、前の回でも無茶な価格は付けないだろう。そうだとするとある種の規律、厳しい制約はしなくても良いかもしれない整理が書かれているわけで、実際私も前回はそういいましたが、私は少なくとも前回の松本オブザーバーの発言をきいてとても心配になった。第1回・第2回についても無茶なことをしかなない。規律不要だという整理で本当に良いのかどうかについてはもう一度考える余地があるのではないか。

・応札準備や制度の複雑性を回避する観点から、仮に1回・1回の応札で2つのメニューを設けることでのデメリットがあるのだとすれば燃調商品に一本化する方が良いのではないかと思います。固定価格によるヘッジニーズという意味では、夏季冬季の短期間でのニーズの方が高いものですから、すべてをBL市場でカバーすべきではなく、先物市場の充実・活性化という方向に志向していくのが良いのではないかと。ハイブリッドも含めて固定価格を残すというのであれば、松村委員コメントのように前回議論の案1はもはや必須と考えています。

論点 2 - 1 : 商品の在り方と相互関係について

- 監視等委員会の案のとおり、事後精算スキームを有する商品を導入のうえ、既存の固定価格商品と併存させ、オークションを分けることも対応策として考えられる。一方で、応札札が事後精算スキームを有する商品を扱う特定の回に集中し、現行ルールのまま固定価格取引を行う他の回が、機能しなくなる可能性も指摘されているところ。
- また、全てのオークションにおいて、固定価格取引ではなく、事後清算スキームを有する商品を取り扱うことも考えられるが、事業者へのアンケートでは、B L 市場に価格固定を求めるニーズも一定程度確認されているところ、そのような制度変更は、価格固定によるヘッジという、B L 市場に期待されていた特性を失うことにもなる。
- さらに、今後、受渡期間が 1 年を超える商品も B L 市場で取り扱うこととし、既存の商品と受渡期間が長期にわたる商品が並列する場合、長期商品の受渡 1 年目は既存商品の受渡期間と重複することにも留意が必要。商品の設計変更次第では、事業者にとってはより複雑な市場となってしまう、結果として応札札が分散し、約定量が減少する（B L 電源へのアクセス機会が減少する）可能性も考えられるのではないか。
- そのため、既存商品への燃料費の事後精算スキームの導入については、燃料価格算定方法への対応という視点だけではなく、長期商品も含め、取り扱う商品とそれらの相互関係等、B L 市場全体の商品性という観点からも検討する必要があるのではないか。

(参考) 論点④：価格オプションの必要性について

第72回制度検討作業部会
(2022年11月30日) 資料3より抜粋

- B L 市場における価格オプションの必要性についてアンケートを行ったところ、年間固定価格であるからこそ意義がある、制度としては極力シンプルにすべきという意見がある一方で、燃料価格のボラティリティが高いなか、**燃料費調整制度の導入を求める意見も売手側・買手側両者から挙がった。**
- また、第79回制度設計専門会合においても、**燃料価格のボラティリティ、リスクプレミアムの折り込み方への対応の1手段として、燃料費調整制度導入という案も示されたところ。**
- 燃料費調整制度等、価格オプションを備えた商品を導入することで、**売手側・買手側ともに情勢に沿った価格での取引が可能**となること、燃料リスクプレミアムを織り込む必要がないため、**約定価格が低減する可能性**があること等、導入によるメリットもあると考えられる。
- 一方、大規模発電事業者ごとの電源構成等に応じた燃料費調整制度の設計、異なる商品設計が考えられること、それにより市場範囲の細分化に繋がる可能性があること等が指摘されており、導入の際には工夫が必要。
- B L 市場が本来1市場を志向していたこと、事業者の創意工夫を促し、卸電力市場全体の価格指標性を高める観点から価格オプションを導入していなかったこと等、市場設計当初に目指していた市場のあり方や、ヘッジ市場としての役割を果たしていること等踏まえつつ、**B L 市場における価格オプションを導入する場合の方法や、その必要性についてはどのように考えるか。**

<事業者へのアンケート結果 一部抜粋>

		必要	不要
価格オプションの必要性について	売手	● 価格のボラティリティ高く、リスク回避のため必要。 ● 燃調オプションにより小売価格の予見性は向上。	● 制度はシンプルとし、他は相対取引に任せるべき。 ● 固定価格での売買に意義がある。
	買手	● 価格のボラティリティ高く、リスク回避のため必要。 ● 価格オプション付の商品もあるのが望ましい。	● 固定価格商品も必要。

論点 2 - 2 : 燃料費の算定方法について

- 燃料価格の変動リスクを勘案した価格規律については、監視等委員会において、見積りルールをより明確化する案も検討されたが、リスクに対する判断は事業者が行うべきとのご意見や、内外無差別の確保が重要とのご意見を踏まえつつ、
 - ① 過大なリスクプレミアムの解消
 - ② 発電事業者によるリスクの適切な織り込み（コストを適切に回収できないリスクの回避）
 - ③ 内外無差別性の確保といった要請を満たすため、事後精算スキームの導入について検討すべきとされた。
- また、監視等委員会における事後精算スキームの詳細検討において、事後精算スキームを有する取引と、固定価格取引を両立する手法も提案された。その際、現状の算定方法のまま固定価格取引を継続するとなると、それらの取引回は殆ど約定せず、事後精算スキームを有する取引のみ約定するのではないかなどのご意見もあったところ。
- そのような指摘を踏まえ、固定価格取引を継続することを前提とした場合、燃料費の変動リスクの見積もり方法について、どのように考えるか。

(参考) 制度設計専門会合におけるご意見

<第80回制度設計専門会合におけるご意見>

- この事務局の整理では、第3回で燃調付があれば、前の回でも無茶な価格は付けないだろう。そうだとするとある種の規律、厳しい制約はしなくても良いかもしれない整理が書かれているわけで、実際私も前回はそういいましたが、私は少なくとも前回の松本オブザーバーの発言をきいてとても心配になった。第1回・第2回についても無茶なことをしかなない。規律不要だという整理で本当に良いのかどうかについてはもう一度考える余地があるのではないか。
- 応札準備や制度の複雑性を回避する観点から、仮に1回・1回の応札で2つのメニューを設けることでのデメリットがあるのだとすれば、燃調商品に一本化する方が良いのではないかと思う。固定価格によるヘッジニーズという意味では、夏季冬季の短期間でのニーズの方が高いものですから、すべてをB L 市場でカバーすべきではなく、先物市場の充実・活性化という方向に志向していくのが良いのではないか。ハイブリッドも含めて固定価格を残すというのであれば、松村委員コメントのように前回議論の案1はもはや必須と考えている。

<第82回制度設計専門会合におけるご意見>

- 無茶な価格を1回目・2回目にいれると自ずから規律が働くというのは理屈として間違っているとは思わない、ただ、前回申し上げたようにとても不安。本当にそれが機能するのか不安と申し上げた。もし、1回目・2回目の規律は特段儲けないとするのであれば、論点1の最後のポツである、なお、規制料金の燃料費調整制度について上限は不要と考えるのが適切かというところは、先ほどの論点とリンクしており売り手は猛反対すると思うが、上限を設けた方が良いのではないか。
- 論点3、燃料費の価格変動リスクを制限していない、現行ルールを残すのはそもそも何のためにこの議論をしているのかということになり反対。どの場合であっても反対。スライドの6ページに記載されているように、過度なリスクを織り込むことで実質的な売り惜しみにつながる可能性もある。そもそも自社グループ内の取引であれば、自社グループ内には燃調付・外には3倍の過度なリスクを織り込むのはそもそもおかしい。仮に1回でも固定価格のオークションを行うのであれば、何らかの指標・過去の変動幅・客観的な指標を設ける必要があるのだろう。供出しなければならない日一電にとっては、絶対損にしたくないのだろう。そうすると、売れ残っても自分で使えばいいというのであれば、たくさんプレミアムを乗せるのは行動としてありうる。どこまでいっても固定であれば解決できない。固定には固定のメリットがあるので商品が残ってもいいが、過度なプレミアムを乗せるのはやむを得ないという整理になって、これまで通りなのであれば、事後精算スキームをすべての回につけるのが良いのだろう。今回出ている論点も含めて、是非、実務の観点から議論していただきたい。事業者の声もよく聞いて制度設計をしていただきたい。
- 今回のご提案の中で1回目・2回目がこれまでとほぼ同じでいいのか疑問に思った。この点については見直しをすべきではないか。特に過大なリスクを織り込むということを防ぐために、明確なメッセージをきちんと出す必要があるのではないかと感じた。

1. 第4回オークションの結果
2. 長期商品における価格の事後調整スキームについて
3. 2023年度以降のオークションにおける商品の在り方について
- 4. 制度的供出量の控除について**

論点 4：適格相対契約量に応じた制度的供出量の控除上限値（1／3）

- 相対契約のうち、B L 市場と同等の価値を有するものについては、適格相対契約と定め、その取引量を、旧一般電気事業者等の B L 市場への供出量及び新電力等の購入枠から控除することとしている。
- その際、B L 市場に供出される予定であった取引の相当量が、特定の新電力との相対取引を通じて行われることとなれば、新電力等間のイコルフットイングが図られなくなる恐れがあるため、**新電力等間の公平性を確保する観点から、旧一般電気事業者の控除量は一定量とし、控除可能量を供出量の最大10%とした。**
- 他方で、**現在は適格相対契約量が控除量の上限値に達する大規模発電事業者も複数社存在する。**加えて、一部の事業者のように、今後は独自のオークションや第三者を介した卸販売等を実施し、**内外無差別を担保する取引が増加する可能性**もある状況。

<適格相対契約の概要（B L 市場ガイドラインより）>

旧一般電気事業者等と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との間で結ばれた相対契約のうち、

- ・ B L 電源の負荷率等に鑑み、契約期間における負荷率が 70%以上
- ・ 契約期間が 6 ヶ月以上の契約
- ・ B L 電源の発電平均コストを基本とした価格と著しく乖離がない契約

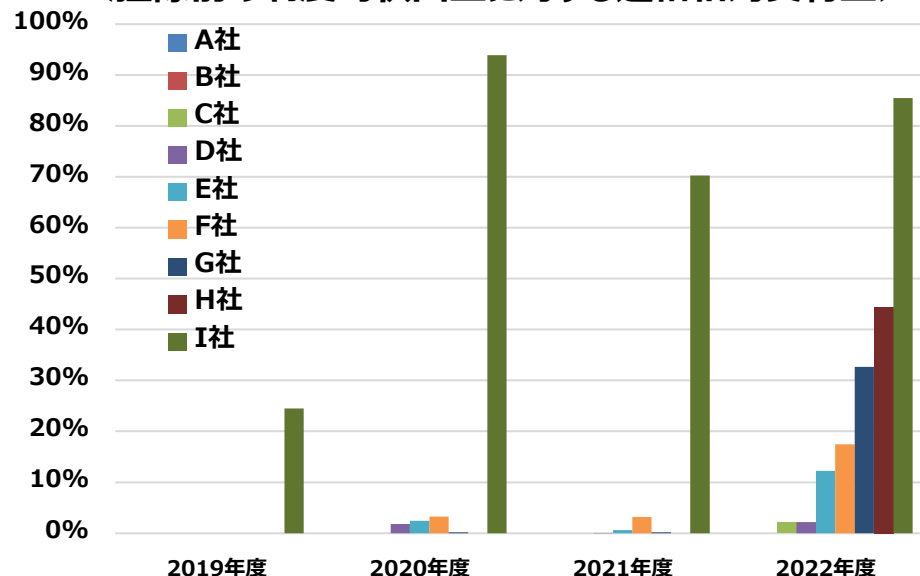
<現状の B L 市場への供出量と控除インセンティブの考え方>

全体市場供出量 (kWh)

= 新電力の総需要や B L 電源比率等を考慮した供出量

- 入札前年度の常時バックアップ契約に基づく控除量(kWh)
- 「**適格相対契約**」に基づく控除量（供出量のうち最大10%）(kWh)
- 電発電源切り出しインセンティブ(kWh)

<控除前の制度的供出量に対する適格相対契約量>



論点 4 : 適格相対契約量に応じた制度的供出量の控除上限値 (2 / 3)

- そのような状況を踏まえ、前回のご議論では、新電力需要のうち、旧一般電気事業者によるグループ外への相対供給量が占める割合等を参考に、適格相対契約による控除上限値を一律30%に引き上げ、今後は内外無差別の状況等に応じ適宜見直すという案をお示したところ。
- 上記案を踏まえ、控除上限値の引き上げについては賛同するご意見をいただいた。一方で、各社の内外無差別の取組状況が異なるなか、全制度的供出者で一律の引き上げは不自然であり、その場合は適格相対契約の条件の見直し等も必要ではないかとご指摘いただいたところ。

<第75回制度検討作業部会（2023年1月27日）におけるご意見>

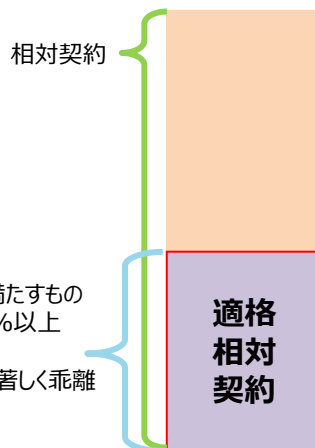
- B L 市場への供出量のバランスを見ながら、内外無差別の進捗等に応じて控除量の上限を見直すことに賛成。進んだ取組を行う事業者については、更なる緩和も考えられるため、供出量のバランスも考えながら、各社毎に上限を設定することも一案ではないかと思う。
- 控除量の30%について、制度的供出者のなかで控除量がどうなっているのか、供出義務者の事業者間の公平さの視点が抜けているのではないかと。その視点から、もう少し緩和すること、何年間で100%とするぐらいの見直しは検討しても良いのではないかと。
- 控除量を引き上げるという提案であるが、引き上げ自体は適格相対契約を促す観点からも合理的である。しかし、反対に内外無差別が全く行われていない・評価されない事業者がいるなか、一律控除を引上げは不自然である。全社一律で控除量を引き上げるといふのであれば、適格相対契約の認定を厳しくしていただきたい。明らかに内外無差別ではない相対契約には控除を認めないというのでセットあればありえるが、全社一律30%はとても不自然である。また、今回の資料は、30%もとおりあえずその値を提示したというのであって、さらに内外無差別が評価され十分行われた場合には引上げ、極端には100%までという認識である。
- 契約量控除上限値30%については、内外無差別の進捗はあるものの、引き続き注視が必要というなかで、控除量上限を一定値としたうえの提案と理解。仮に、十分な内外無差別の取組が確認された場合、新電力はB L 市場以外の手段で電源を調達する手段を得ているということになり、B L 市場側で控除量上限を設定する必要が失われるものと認識。2023年度通年の内外無差別制の評価について、制度設計専門会合において2023年3月を目途でフォローアップに着手し、2023年度半ばに審議するという方向が示されている。それらを踏まえ、控除量上限の設定について検討いただきたい。
- 適格相対契約控除について、30%を超える事業者ヘディスインセンティブにならないよう配慮いただいたうえで、検討いただきたい。
- 適格相対控除量の要件についても、方向性に異論はない。ただし、控除要件がインセンティブとして機能するには、B L 市場で大規模発電事業者の売り札が約定していることが大前提であると考えている。東日本ではそのような状況ではなく、足下の燃料リスクの変動に対応する必要がある。
- 制度的供出量緩和について今回見直し案が提示されたが、実態を踏まえた見直しであり、方向性に異論はない。なお、適格相対契約は小売・発電事業者の事業継続の観点から、今後相対契約の環境整備が進むことを鑑みると、相対契約量の増加が想定され、上限値の設定について、内外無差別の進捗状況を踏まえ、定期的に見直すことが必要と考えられる。

論点 4：適格相対契約量に応じた制度的供出量の控除上限値（3／3）

- これらのご意見も踏まえ、足下の適格相対契約量の増加も考慮のうえ、制度的供出者の適格相対契約や内外無差別の取組のインセンティブを高める観点から、一律で引き上げることとしてはどうか。その際、内外無差別の取組は過渡期であるとも考えられる現状においては、B L 市場への供出量を一定程度確保するためにも、上限値を30%としてはどうか。
- また、内外無差別の取組は開始されたばかりであり、契約は内外無差別の状況下で締結されたものと評価することは難しい状況。こうした状況も踏まえ、適格相対契約のうち特定の新電力が一定以上の割合（例えば4割以上）を占めている場合は、電源アクセスの改善に寄与していると判断することが難しいことから、当該契約分は一定割合まで差し引いて、控除量を算定することとしてはどうか。
- なお、控除上限値や適格相対契約の条件については、今後の内外無差別の取組状況等を踏まえ、必要に応じ見直すこととしてはどうか。

<適格相対契約の内容見直し案イメージ>

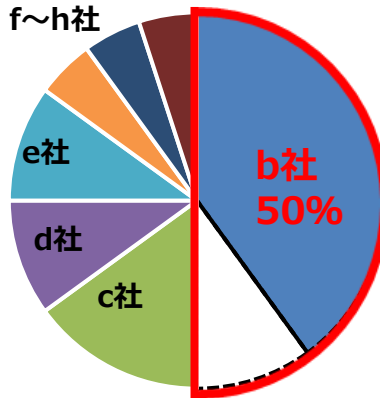
制度的供出を行っているA社の相対契約
(内外無差別に向けた取組を実施中であり、評価未済)



相対契約のうち、以下の条件を満たすもの

- ・契約期間における負荷率が70%以上
- ・契約期間が6ヶ月以上
- ・B L 電源の発電平均コストから著しく乖離しない取引価格

制度的供出を行っているA社の
適格相対契約の内訳イメージ
f～h社



b社の契約のうち一定割合分は、制度的供出者の供出量から控除しないこととする。

- ・ A社はb～h社の計7社と適格相対契約を結んでいるが、そのうちb社は、適格相対契約のうち50%と、相当な割合を占めている状況。
- ・ 適格相対契約が増加している事等も踏まえ、控除上限値は引き上げも考えられるが、内外無差別の進捗状況には差があることに加え、新電力間の公平性の観点も考慮する必要がある。
- ・ 上記の観点から、適格相対契約のうち対応の割合を占める新電力が存在した場合、その新電力との契約量については、例えば40%までなど、一定割合までしか控除対象としないこととしてはどうか※。

※上限値については、新電力の規模等も、適格相対契約に占める割合に影響を与えていることに留意したうえで、設定することが考えられる。