

ベースロード市場に関する検討について

2022年11月25日（金）

第79回 制度設計専門会合

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

本日の御議論

- 大規模発電事業者と新電力のベースロード電源（以下「BL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「BL市場」という。）を創設し、2019年7月よりJEPXにおいてオークションが開始された。
- 電力・ガス取引監視等委員会（以下、「監視等委」）においては、BL市場ガイドラインに基づき、各オークション終了後に、大規模発電事業者を対象として、①供出量について、適切な量が市場に供出されているか、②供出価格について、供出上限価格が適切に設定されているか等の監視を実施してきたところ。
- こうした中、今年度の第1回及び第2回オークションの監視の結果、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、価格変動リスクを非常に大きく見積り供出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。
- こうした価格変動リスクの算定については、大規模発電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つながる可能性もある。
- BL市場ガイドラインにおいては、「監視結果や市場の状況等を踏まえながら、必要に応じて制度の見直しを行う」こととされており、第396回監視等委（2022年11月22日）において、監視結果を踏まえ、「制度の見直しを検討していく」ことが必要とされたところ。
- ついては、BL市場の現状を踏まえ、今後の制度のあり方について御議論いただきたい。

(参考) ベースロード市場の概要

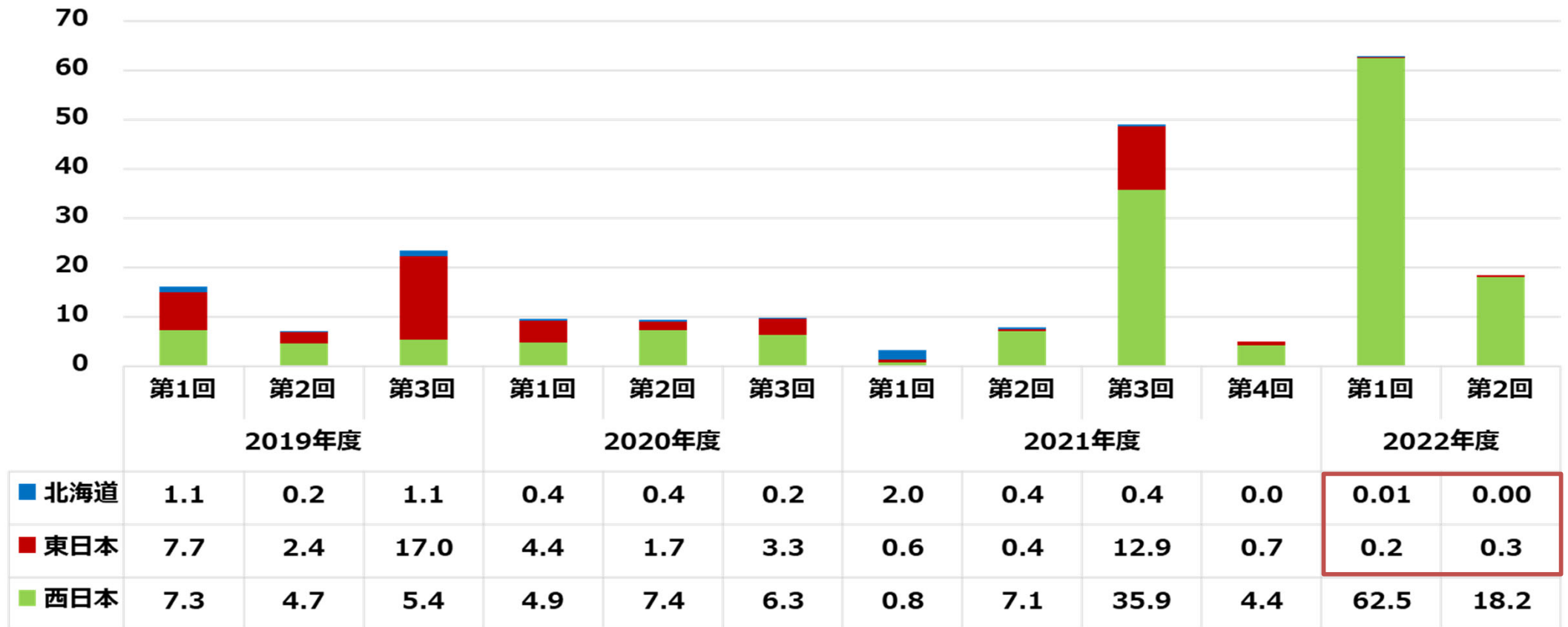
項目	内容
市場管理者	・日本卸電力取引所（JEPX）
取引主体	・売入札：旧一般電気事業者等、電源開発（新電力の売入札も制限されていない） ・買入札：新電力
オークション方式	・シングルプライスオークション ・受渡し年度の前年度に、年4回（7月、9月、11月、1月）オークションを実施
商品の形態	・電力量（kWh）を取引 ・燃調等のオプションを具備しない受渡期間 1 年の商品（24時間型、年間商品、受渡し開始は 4 月）
市場範囲	・①北海道エリア②東北・東京エリア③西エリアの 3 つ（市場分断状況を踏まえ設定）
精算方法	・商品の受渡しは、現行の先渡市場と同様、スポット市場を介して実施 ・3つのエリア毎に基準エリアプライスを設定し、基準エリアプライスと買い手のエリアのエリアプライスの値差が生じる場合に精算
買い手の取引要件	・各事業者のベース需要を基とした事前要件（各社の購入枠を設定するなどして、実需を上回る購入を行うことができないような措置を講じる）と事後要件（転売制限の設定など行い、実需を上回る購入があった場合に事後的に何らかの措置を講じる）を設定
売り手の取引要件	・市場への供出量は、新電力の総需要ベースと長期エネルギー需給見通しのベースロード電源比率に基づき、新電力等の総需要ベース（kWhベース）で決定。 ・市場への供出価格について、大規模発電事業者は、グループ内の小売部門に対する自己のベースロード電源の卸供給価格と比して不当に高い水準とならないよう、ベース電源の発電平均コストを基本とした価格で投入。

BL市場の約定量について

- 2022年度第1回の約定量は、合計で713.8MW（年間の電力量換算で約62.7億kWh）、2022年度第2回の約定量は、合計で210.1MW（年間の電力量換算で約18.5億kWh）となっている。
- ただし、その内訳を見ると、主に西日本エリアでの約定量であり、北海道エリア・東日本エリアでの約定量は極めて限定的となっている。

2022年10月3日 第70回 制度検討作業部会 資料3より事務局で一部加工

オークション別約定量 [億kWh]



BL市場の約定価格について

- 各エリアの約定価格と電力先物価格を比較すると、2022年度第1回については、北海道エリアでは約定価格が先物価格と同水準となり、東日本エリアでは約定価格の方が高く、西日本エリアでは約定価格の方が低い結果となった。
- 2022年度第2回についても、東日本エリアでは約定価格の方が高く、西日本エリアでは約定価格の方が低い結果となった。

2022年8月26日 第69回 制度検討作業部会 資料3より事務局で一部加工

<2022年度第1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) TOCOM 先物価格※3
		1年分※1	6か月分※2	
北海道	29.90	16.73	21.59	30.00
東日本	33.06	18.07	24.08	
西日本	20.00	16.76	20.66	26.50

- ※1 スポット市場価格単純平均にて算出 (2021年7月1日～2022年6月30日)
 ※2 スポット市場価格単純平均にて算出 (2022年1月1日～2022年6月30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
 (7/29 2023年4月限～2024年3月限)

2022年10月3日 第70回 制度検討作業部会 資料3より事務局で一部加工

<2022年度第2回オークション結果と参考価格> (円/kWh)

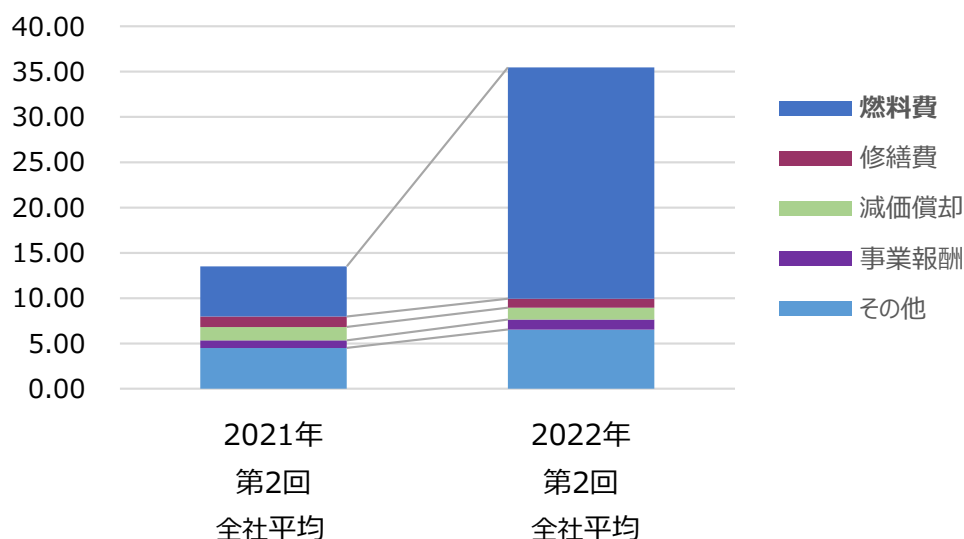
商品エリア	約定価格	(参考)基準エリアの直近月までの平均エリアプライス		(参考) TOCOM 先物価格※3
		1年分※1	6か月分※2	
北海道	※4	21.36	22.83	35.41
東日本	37.67	23.55	26.17	
西日本	25.11	20.65	20.94	28.20

- ※1 スポット市場価格単純平均にて算出 (2021年10月1日～2022年9月30日)
 ※2 スポット市場価格単純平均にて算出 (2022年4月1日～2022年9月30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
 (9/30 2023年4月限～2024年3月限)
 ※4 2022年第2回目は北海道約定無し

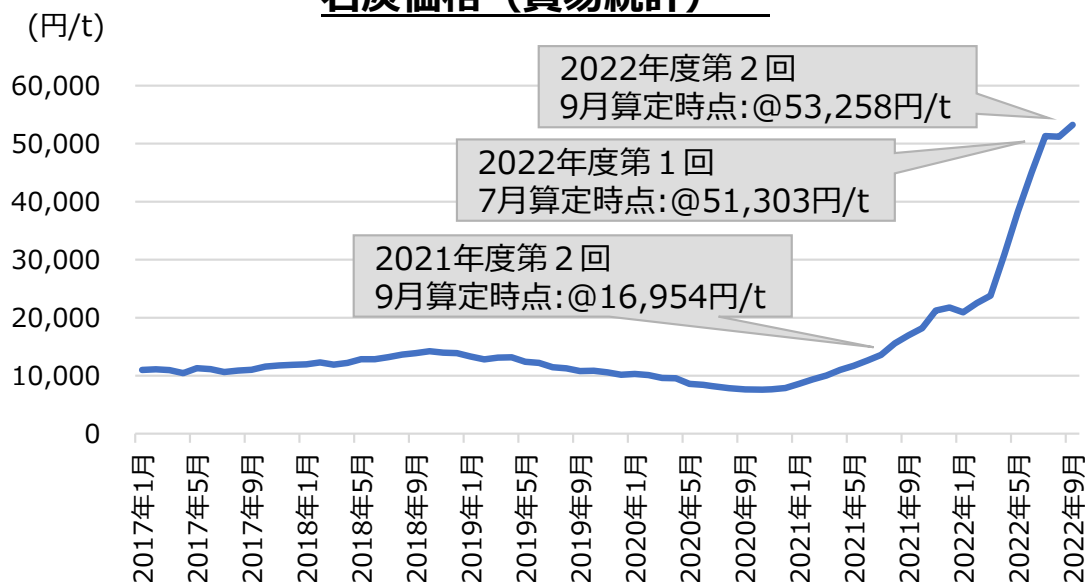
BL市場の供出上限価格について

- 大規模発電事業者の供出価格は、**BL電源の発電平均コストを基本とした価格を供出上限価格**としてそれ以下での供出が求められている。
- 供出上限価格の大宗を占めるのは、石炭火力の燃料費。足元の**燃料価格高騰を受けて各社の翌年度燃料費の見積金額が上昇**しており、売り札平均価格も上昇傾向にある。

供出上限価格の比較（円/kWh）※1



石炭価格（貿易統計）※3



	売り札平均価格 ※2	買い札平均価格 ※2
2021年度第2回	12.73円/kWh	9.08円/kWh
2022年度第2回	36.65円/kWh	24.17円/kWh
前年同期比増減	+23.92円/kWh	+15.09円/kWh

※3：財務省 貿易統計（概況品コード 3010105（一般炭））から算定。

※1：各事業者の供出上限価格算定資料を基に事務局作成。

※2：売り札平均価格及び買い札平均価格は、全エリアの注文量および注文価格の加重平均にて事務局作成。

各社の燃料費見積りについて

- BL市場ガイドラインにおいて、燃料費単価は、「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」とされている。
- いずれの大規模発電事業者も石炭の燃料費単価には価格変動リスクを勘案しているが、その算定方法は各社各様であり、①現物価格(スポット価格)をベースに見積りを行う方法及び②先物価格をベースに見積りを行う方法に大別される。
- 2022年度のオークションにおいて、事業者によっては価格変動リスクを相当大きく見込んでおり、直近の現物価格や応札時点の燃料先物価格を大きく上回っている。

■ 石炭燃料費見積り単価と貿易統計との比較

単位：円/t	直近の 現物価格 (貿易統計)	石炭燃料費見積り単価		直近の現物価格との乖離		応札時点の 石炭先物価格	応札時点の 石炭先物価格との乖離	
		最も低かった 事業者	最も高かった 事業者	最小	最大		最小	最大
2021年第2回 (2021年9月時点)	16,954	17,736	27,695	+782	+10,741 (+63%)	17,083	+653	+10,612 (+62%)
2022年第1回 (2022年7月時点)	51,303	44,278	121,479	▲7,025	+70,176 (+137%)	40,152	+4,126	+81,327 (+203%)
2022年第2回 (2022年9月時点)	53,258	57,896	124,852	+4,638	+71,594 (+134%)	45,401	+12,495	+79,451 (+175%)

※石炭燃料費見積り単価には、リスクプレミアム・フレート代等も含む。石炭先物価格は、オークション時点のICE Newcastle Coal Futuresの単純平均を当日の為替レートを乗じて算出。
(2021年第2回時点：2022年4月限～2023年3月限、2022年第1回時点：2023年4月限～2024年3月限、2022年第2回時点：2023年4月限～2024年3月限)
(出所) Barchart HP及びみずほ銀行HPを基に事務局にて作成。

■ BL市場ガイドラインより抜粋

(a)費用の算定

「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」第3条第2項各号の方式に従い、各営業費項目の額の合計額を算定する。ただし、同項第2号に定める燃料費に関して、ベースロード取引は受渡期間を通じて固定価格で電気の受け渡しを行うものであるため、供給計画等を基に算定した数量に乗じる単価としては、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。

燃料費単価の評価と今後の検討課題（１／２）

- 2022年度第１回オークションにおける約定量は713.8MW、第２回オークションにおける約定量は210.1MWとなった。これは主に西日本エリアで多く約定した影響である。
- 西日本エリアにおいては、①燃料価格高騰の影響を受けない発電量が多いことに加え、②石炭燃料費の見積り単価が他社に比べて低い事業者が存在したため、供出価格が電力先物価格等に比して安く約定量が増加した。
- 一方で、北海道エリア・東日本エリアでは第１回・第２回ともに低調な約定結果となった。これは、買い入札価格も大きく上昇しているものの、燃料価格高騰を背景に、売り入札価格がさらに大幅に上昇していることが要因である。
- ベースロード市場は受渡年度の前年度に実施され、年間固定価格で受け渡しが行われるため、売り手は燃料価格上昇リスクを供出価格に織り込むのに対して、買い手は燃料価格下落リスクを買い入札価格に織り込む。その結果、燃料価格のボラティリティが大きい局面等においては約定が低調となりやすい。
- 供出上限価格の算定における燃料費単価については、ガイドラインにおいて「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」とされているが、価格変動リスクの具体的な見積り方法が定められているわけではなく、大規模発電事業者の裁量の余地が大きい※。
- 結果として、大規模発電事業者間でも石炭燃料費の見積り単価は大きく異なり、供出上限価格、ひいては供出価格にも大きな差が生じている。

※資源エネルギー庁制度検討作業部会中間とりまとめ（2018年7月13日）においては、燃料費調整制度を導入せず、「BL市場は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、原則としてリスク管理は市場を介して行う」と整理されていた。

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 of 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。

(参考) BL市場第2回オークション監視結果 (プレスリリース抜粋)

News Release



令和4年11月24日



2023年度分ベースロード取引市場(第2回オークション) に係る監視について

電力・ガス取引監視等委員会は、本年9月に日本卸電力取引所において実施された2023年度分ベースロード取引市場(第2回オークション)について「ベースロード市場ガイドライン(以下、「ガイドライン」という。)」に基づき、供出量、供出上限価格の観点から監視を行いました。
本日、第2回オークションに関する監視結果を取りまとめましたので、以下の通り公表します。

〔1〕第2回オークション結果の概要

- 第2回オークションの約定量及び約定価格は以下の通り。
- 約定量は、北海道市場では約定なし、東日本市場で3.1MW(年間27,230MWh)、西日本市場で207.0MW(年間1,818,288MWh)であった。
- 約定価格は、東日本市場で37.67円/kWh、西日本市場で25.11円/kWhであった。

	約定量	約定価格
東日本	3.1 MW	37.67 円/kWh
西日本	207.0 MW	25.11 円/kWh

- なお、2021年度第2回オークションと比べ、売り札平均価格の増加は23.92円/kWhであるのに対して買い札平均価格の増加は15.09円/kWhであった。

	売り札平均価格 ^{※1}	買い札平均価格 ^{※1}
2021年度第2回オークション	12.73 円/kWh	9.08 円/kWh
2022年度第2回オークション	36.65 円/kWh	24.17 円/kWh
前期比増減(2022年度-2021年度)	+23.92 円/kWh	+15.09 円/kWh

※1: 売り札平均価格及び買い札平均価格は、全エリアの注文量および注文価格の加重平均にて事務局作成。

〔2〕第2回オークションの監視結果

- 電力・ガス取引監視等委員会において、ベースロード市場に供出を行った大規模発電事業者の供出状況について詳細な分析を行うとともに、各事業者からその考え方等を聴取すること等により、ガイドラインに基づく取組がなされていたかどうか確認したところ、以下の通りであった。
- 各大規模発電事業者のベースロード市場における供出量はいずれもガイドラインで定める投入電力量を満たしており、問題となる事例は認められなかった。
- ベースロード市場における供出上限価格の計算にあたり、東日本エリアの大規模発電事業者のうち1社については、前回オークションから燃料費単価の見積り方法を変更し供出価格が上昇していたが、変更の適時性に関する客観的かつ合理的な説明が確認されなかったため、当該事業者に対して次回以降のオークションでの是正を求めた。なお、当該見積り変更による約定結果への影響は確認されなかった。
- その他の大規模発電事業者の供出上限価格について、ガイドラインに沿わない方法で設定している事例は確認されなかった。一方で燃料費の算定に関しては、価格変動リスクを非常に大きく見積り、供出上限価格ひいては供出価格が非常に高くなっている事例が確認された。

〔3〕今後の対応

- 燃料費の算定に関しては、各社の裁量の余地が大きく、供出価格への影響も大きいこと、実質的な売り惜しみにつながる可能性があることや、内外無差別性の確認が困難であることなど、様々な課題が認識されたため、制度の見直しを今後検討していく。

(以上)

検討の方向性（案１） 燃料費単価の見積りルールの明確化

【概要】

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、より詳細に統一的な見積り方法をガイドラインに明記することも考えられるか。

【検討イメージ】

例えば、原則として燃料先物価格を用いることとすることも考えられるか。

- より詳細に統一的な見積り方法を規定すれば、発電事業者による恣意的な算定の余地を限定することができる。特に、客観的な指標に基づいた見積り方法であれば、恣意性を排除し実質的な売り惜しみを防ぐことができるのではないか。
- 他方で、燃料先物市場の流動性が十分あるとは言えず、BL市場における約定量の全量を応札時点の燃料先物価格でヘッジできるとは限らない。また、ヘッジニーズが特定の時期に集中して生じることで燃料先物価格が大きく変動するという指摘もある。このように、実際の燃料先物の活用状況等とガイドラインに定める見積もり方法が異なる場合、発電事業者回避不能なコストが生じる可能性がある。

	案１ 燃料費単価見積りルールの明確化
概要	例えば、ガイドラインにおいて、翌年度の燃料費単価は「燃料先物価格を用いる」といったように、統一的な見積り方法を使用することが考えられるか
メリット・デメリット	<div><div>○ 統一的な見積り方法を使用することで、発電事業者による恣意的な算定の余地を限定できる</div><div>○ 特に、燃料先物価格といった指標であれば、客観性・合理性が担保される</div><div>△ 約定量の全量を燃料先物でヘッジできるとは限らない</div><div>△ 実際の燃料調達行動と統一的な見積り方法が異なる場合、発電事業者回避不能なコストが生じる可能性がある</div></div>

検討の方向性（案２） 燃料費調整制度の導入

【概要】

BL市場においては、固定価格で売買を行うこととなっていることがリスクプレミアムに関する買い手と売り手の期待値の相違を生んでいる原因であり、燃料費調整制度を導入することは考えられるか。

【検討イメージ】

例えば、石炭価格のみを対象とした燃料費調整制度付きの商品を設計することが考えられるか。

- 燃料費調整制度を導入すれば、大規模発電事業者のより確実なコスト回収が可能となると同時に、小売事業者が過剰なプレミアムを負担することが避けられる。また、自社・グループ内の取引との内外無差別性も確保できるのではないかな。
- 一方で、最適なリスクヘッジを行うには、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が望ましいが、事業者ごとに異なる商品設計を行うとすれば、市場を細分化することにつながる可能性がある。他方で、現行の市場範囲を維持するとすれば、燃料費調整制度の設計等に工夫が必要となる。

	案２ 燃料費調整制度付きの商品
概要	基準燃料費単価を設定して、受渡年度の貿易統計価格を基に事後清算することが考えられるか
メリット・デメリット	<div><div>○ 事後清算となるため、発電事業者のコスト回収漏れリスク、小売事業者のコスト過払いリスクが低い</div><div>○ 発電事業者はリスクプレミアムの見積りが不要となるため、裁量の余地がなくなる</div><div>△ 各発電事業者でBL電源構成が異なるため、BL市場のあり方への影響も勘案しつつ、詳細設計が必要となる</div><div>△ 年間固定価格で受け渡しが行われる商品特性が失われる</div></div>

■ 第8回制度検討作業部会より抜粋

また、取引所における取扱商品については、事業者ヒアリング等も踏まえ、当初は燃調等のオプションを具備しない受渡期間 1 年の商品を先行させることとし、供出量を分散させない観点から、受渡開始までの期間及び受渡期間の組み合わせもある程度限定して開始することとしてはどうか。

検討の方向性（案3） 内外無差別のさらなる徹底

【概要】

BL市場ガイドラインにおいては、その供出価格について内外無差別性が求められることとされているため、燃料価格の変動リスクの考え方も含め、**内外無差別のさらなる徹底を求めることとしてはどうか。**
※ガイドライン上、BL電源に係る社内・グループ内取引価格が、BL市場へ供出した価格を下回っていないか受渡年度に確認を行うこととされている。しかしながら、BL市場への供出価格には燃調がなく、リスクプレミアムを加えた価格で供出を行っている一方、自社・グループ内の取引には燃調が付与され、BL・非BLの別がないことが多いため、内外無差別の確認が困難。

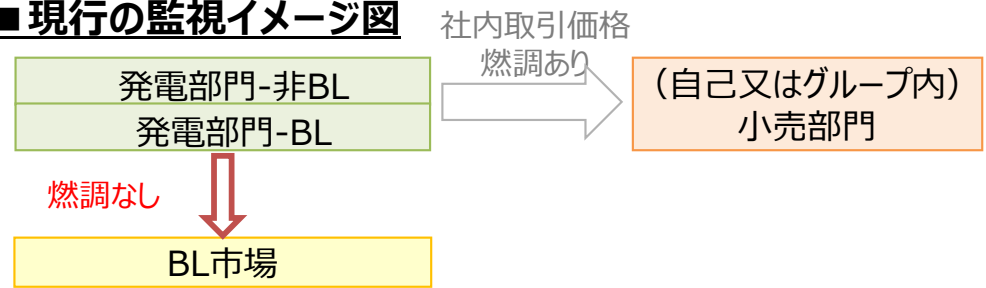
【検討イメージ】

例えば、**BL市場に供出した商品が売れ残った場合には、当該供出価格（固定価格）で自社・グループ内で取引することを求めることが考えられるか。**

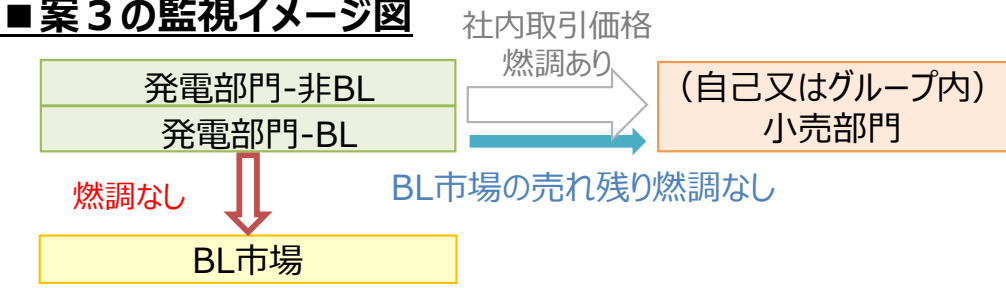
- **BL電源へのアクセス環境のイコールフットINGを図り、小売競争を活性化させる、というBL市場の目的に資する。** 自社・グループ内の価格にも反映されることで、**過大なリスクプレミアムの抑制にもつながり得る。**
- 一方で、**リスクプレミアムを抑制する効果は限定的となる可能性もあるか。**

	案3 内外無差別のさらなる徹底
概要	BL市場に供出した商品が売れ残った場合には、社内もしくはグループ内に対しても第3回の供出価格（燃調なし）で取引することが考えられるか
メリット・デメリット	<div>○ BL市場への供出価格と同様に、自社又はグループ内の小売部門に燃調なしの取引を求めることで、BL市場の目的に資するとともに、過大なリスクプレミアムを織り込むことを防止できる可能性がある</div> <div>△ 過大なリスクプレミアムを抑制する効果は限定的ではないか</div>

■ 現行の監視イメージ図



■ 案3の監視イメージ図



その他の検討課題 内外無差別な卸売との関係

- 資料6「旧一般電気事業者の不当な内部補助防止策について」でお示したように、各旧一般電気事業者において、内外無差別な卸売に向けた取組が進む中で、BL市場の役割をどのように考えるべきか。

【供出量について】

- 旧一般電気事業者の内外無差別な卸売に向けた取組が進む中、中には入札を行う事業者も現れており、BL市場と同等の商品（全日24時間・固定数量）も卸売が行われ始めている。こうした中、BL市場への供出量との関係をどのように考えるべきか。
- この点に関して、BL市場ガイドラインにおいては、適格相対契約量※はBL市場への供出量から控除することが可能とされているが、控除可能量は「当初は供出量の10%に限る」こととされており、「その後の拡大については、状況を見ながら検討する」こととされている。この上限を変更することも考えられるか。

※適格相対契約とは、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一定条件の下で結ばれた相対契約。具体的な条件としては、BL電源の負荷率等に鑑み、少なくとも契約期間における負荷率が70%以上、かつ、契約期間が6ヶ月以上の契約であって、価格についてもBL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。

【長期商品について】

- 旧一般電気事業者の内外無差別な卸売に向けた取組が進む一方、複数年契約が少ないことが指摘されている。BL市場において、複数年の商品を設計することも考えられるか。

■ BL市場ガイドラインより抜粋

（前略）控除可能量は、当初は供出量の10%に限ることとし、その後の拡大については、状況を見ながら検討することとする。

(参考) 各社の取組状況について

2022年11月25日 第79回制度設計専門会合
資料6より抜粋

(全体的な取組状況について)

- 23年度向けの卸交渉について、多くの事業者が内外無差別な卸売の実効性確保に向け、本専門会合における議論を踏まえ、新たな取組を開始している点は大きな前進であり、一定の評価ができるのではないかと。
- 他方、現時点で検討中との回答のあった事業者（JERA、東電HD・RP）においては、早急な対応が求められる。

(個々の取組について)

- 既に取組を開始している事業者の中でも、自社小売も参加する形で入札を実施する事業者（東北電力、関西電力）や、自社小売も参加する形でブローカー（第3者）が運営する電力取引のプラットフォーム上での卸販売を実施する事業者（北海道電力）については、非常に透明性の高いスキームを採用しており、内外無差別性の観点から評価できるのではないかと。
- 一方、既に取組を開始している事業者の中には、交渉スケジュール（北陸電力、九州電力）や卸標準メニューの具体的な条件（九州電力）を卸売を希望する事業者には明示するものの広くは公表せず、買い手と個別協議を行った上で卸条件を決定する事業者もあつた。こうした事業者については、外部から内外無差別性を確認するのが難しいため、どのように交渉を進め、どのように卸売を行ったか等、事後的な確認をより詳細に行う必要があるのではないかと。

(参考) 複数年のメニューについて

2022年11月25日 第79回制度設計専門会合
資料6より抜粋

(複数年のメニューについて)

- 既に卸標準メニューを公表している事業者の中で、**複数年契約のメニューは1つもなかった**。この点に関して各社からは、「燃料費等の市況変動が激しい状況下で、数年先の価格を固定することは、発電と小売双方にとってリスクが大きい」、「中長期的な供給力の見通しが不透明で、複数年契約向けの卸売量算出が困難」といった説明があった。
- しかしながら、過去数年の間に燃料価格、卸電力価格が大幅に変動し、市況が一変した経験を踏まえば、**一定割合の長期契約をポートフォリオに含めることは、発電事業者、小売事業者双方にとってのリスクヘッジという観点からむしろ有効**なのではないか。また、中長期的な供給力の見通しが不透明な中でも、一定量の複数年契約を提供することは可能なのではないか。こうした点を踏まれば、今後に向けては、**各社において複数年のメニューについてさらなる検討・対応が期待されるのではないか**。

※なお、複数年の卸メニューについて、自社小売・グループ内小売しか購入することができないメニューを提供するなど、実質的に内外差別につながることはないよう、留意する必要がある。

(その他)

- その他、今後に向けて留意すべき点等はあるか。