

ベースロード市場について

2022年6月22日

資源エネルギー庁

はじめに

- 大規模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ー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。
- 第65回制度検討作業部会では、B L 市場において想定以上の市場間値差が発生している状況を踏まえ、一定以上の値差が発生した場合の対応について議論した。
- 2022年度受渡し分については、応急的な措置として、閾値以上の値差により損失を被る売手・買手事業者を対象として値差の清算を行い、値差リスクの軽減を図ることとした。
- また、2023年度以降のBL市場の在り方・値差の考え方については、他制度等との整合性に留意しながら、事業者への影響を考慮し中長期的な視点で引き続き議論していくこととした。
- 今回は、B L 市場の中長期的な見直しを行う際に想定される論点と、2023年度受渡し分における市場間値差の取り扱いの方向性についてご議論いただきたい。

- 1. B L市場の設計時の目的**
2. 今後の見直しの論点について
3. 2023年度受渡しについて

B L市場の設計時の目的

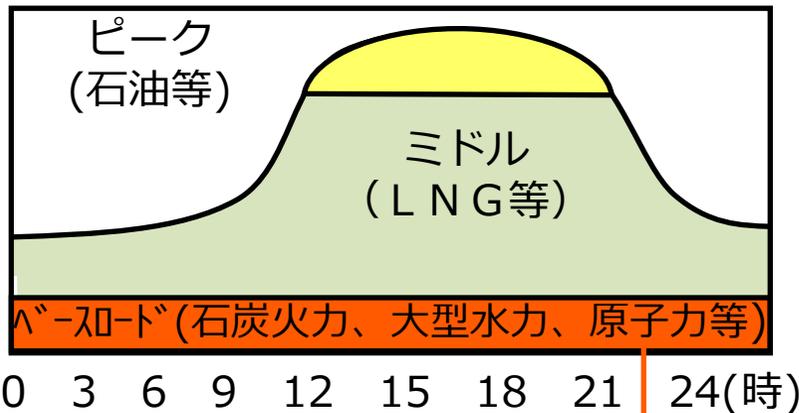
- BL市場の制度設計時に議論されていた本制度の役割・目的は以下のとおり。
 - ✓ 大規模事業者と新電力のBL電源へのアクセス環境のイコルフットイングにより、**更なる小売競争活性化**を図る。
 - ✓ 市場を機能させ導入主旨を達成するための実効性確保策として、大規模発電事業者に対し、保有する**BL電源等による発電量のうち一定量を、適正な価格で市場へ供出**することを制度的措置として求める。
 - ✓ 新電力シェアが一定程度（例えば、30%）に達した段階で、その断面で求められる制度的な供出量以上の追加的な供出は自主的取組に委ねることとする。卸市場が機能し、競争が十分に活性化された段階では、制度的措置の終了について競争の進展状況等を踏まえて検討することとする。
 - ✓ **一定の電力をある程度長い期間（例：1年間）固定的な価格で受け渡す**こととし、先渡市場の一種と位置づけ活用を図る。
 - ✓ **広域メリットオーダー達成の観点から全国一律の市場**を目指す。他方、スポット市場を介してエリア間取引を行うため、市場分断リスクを考慮し市場範囲を北海道エリア・東日本エリア・西日本エリアの3エリアに分けて取引を開始する。

（参考） B L 市場の導入主旨と実効性確保策

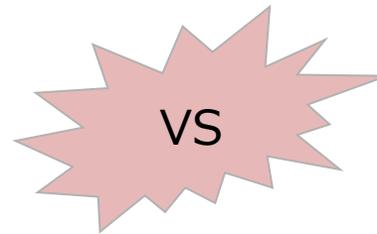
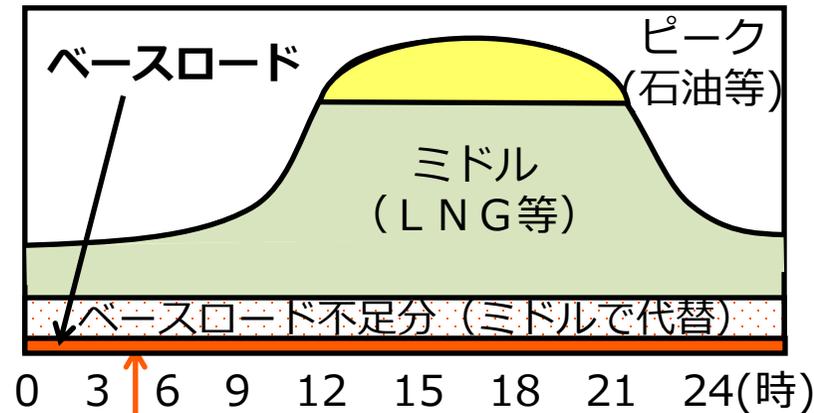
- 大規模発電事業者と新電力の B L 電源※¹へのアクセス環境のイコールフットィングを図り、更なる小売競争の活性化を図る仕組みとして B L 市場が導入された。
- 市場設計時の B L 電源の卸電力取引所への投入状況や、自主的取組の一環である電発電源の切り出し状況を踏まえると、市場を機能させ導入主旨を達成するための実効性確保策が必要であった。
- そのため、大規模発電事業者に対し、発電した電気の一部を適正な価格で B L 市場に供出することを求めることとした。

大規模発電事業者と新規参入者の供給力構成とベースロード市場のイメージ

大規模発電事業者※²



新規参入者※²



※¹： B L 電源とは石炭火力、原子力、流込式水力、地熱のこと。

※²： BL市場においては新電力の売入札、旧一般電気事業者の自エリアが含まれる市場以外での買入札は制限されていない。

（出所）第8回制度検討作業部会（2017年6月30日）資料3より作成

(参考) B L市場への制度的な供出

- 制度的な供出を求めるのは①全国規模で一定の発電規模以上の最大出力を有する事業者、②①の要件に該当する事業者から3分の1以上の出資を受ける事業者とされた。該当する事業者は、沖縄電力を除く旧一般電気事業者グループ及び電源開発となり、合計供給力は全体の約9割となった。
- 個社毎の制度的な供出量は、新電力の需要の3割程度となるよう、供給能力や常時BU・相対契約の契約量、制度開始前の電発電源切り出し量等を鑑み決定することとした。また、新電力の小売シェアや、卸電量市場の状況、ベースロード電源の開発動向を踏まえつつ、必要に応じて供出量の見直しを行うとした。

【各電気事業者の最大出力ランキング】

(出力200万kW以上,2016年4月時点※)

- 1.東京電力フュエル&パワー：4420万kW
- 2.関西電力:3660万kW
- 3.中部電力:3310万kW
- 4.東京電力ホールディングス：2250万kW
- 5.九州電力：1870万kW
- 6.東北電力：1800万kW
- 7.電源開発：1700万kW
- 8.中国電力:1150万kW
- 9.北陸電力:810万kW
- 10.北海道電力:800万kW
- 11.四国電力:660万kW

*** (500万kW以上) ***

12.日本原子力発電:230万kW

13.沖縄電力:220万kW

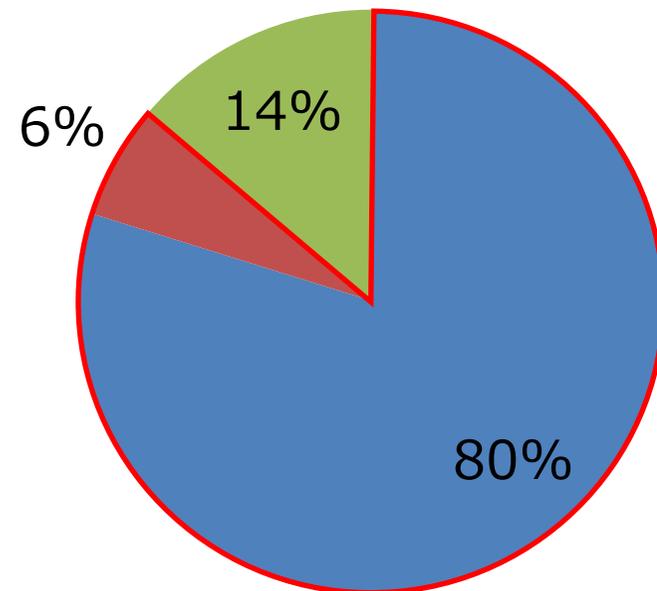
14.相馬共同火力発電:200万kW

対象者
(要件①に該当)

対象者
(要件②に該当)

【最大出力の割合(2016年4月時点※)】

*グループ会社の最大出力は、出資比率をかけて算出



全体の約9割の供給力を占める

■ 旧一般電気事業者グループ (沖縄電力除く)

■ 電源開発

■ その他

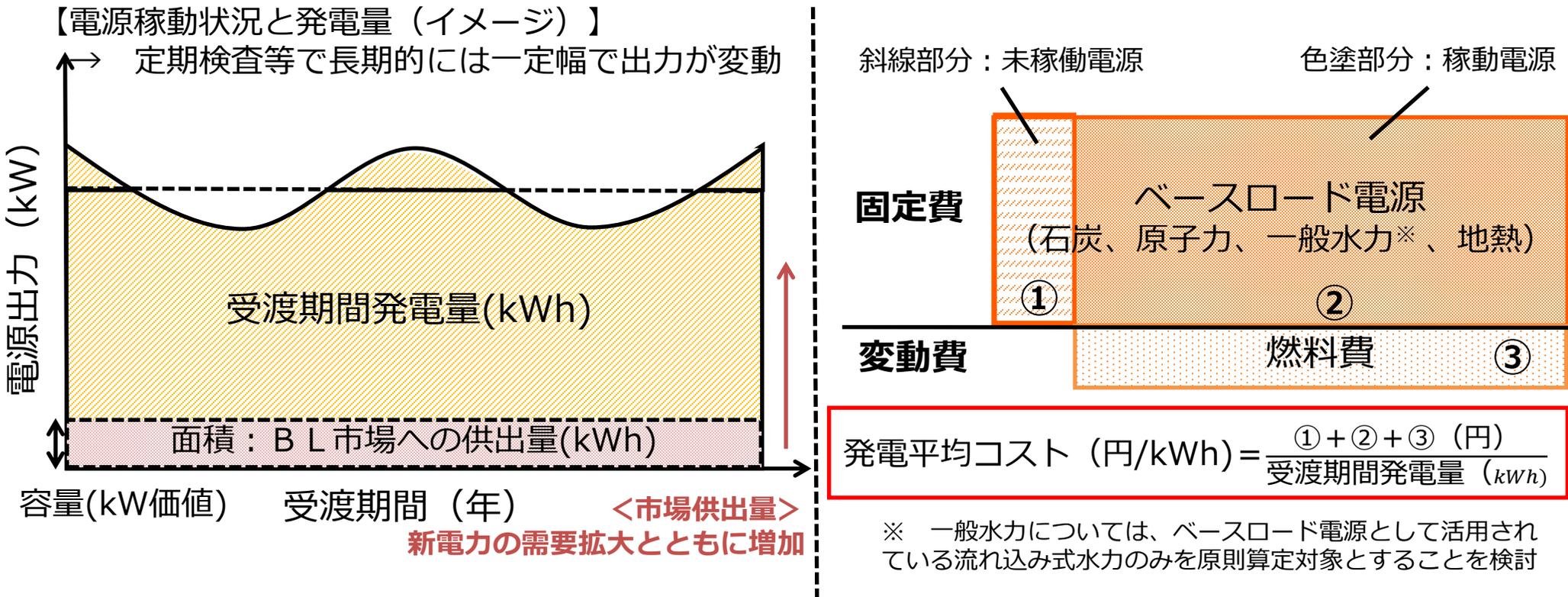
【出典】 電力調査統計

(出所) 第8回制度検討作業部会 (2017年6月30日) 資料3より作成

※各種データは、参考のため制度設計議論時点のものを使用。

（参考）大規模発電事業者の供出上限価格

- BL市場の実効性を高める観点から、B L 電源の発電平均コストから、**容量市場等での収入を控除し、供出上限価格を設定**するとともに、同価格以下で供出することを各事業者に求めることとした。
- 発電平均コストについては、具体的には、小売事業者間のイコールフットイングにも留意しつつ、保有するB L 電源の①受渡期間における運転計画や、②石炭等の燃料費調達費用、③設備維持費等を踏まえ、**同電源を維持・運転する費用（円）を年間発電量(kWh)で割り戻して算定**することとした。

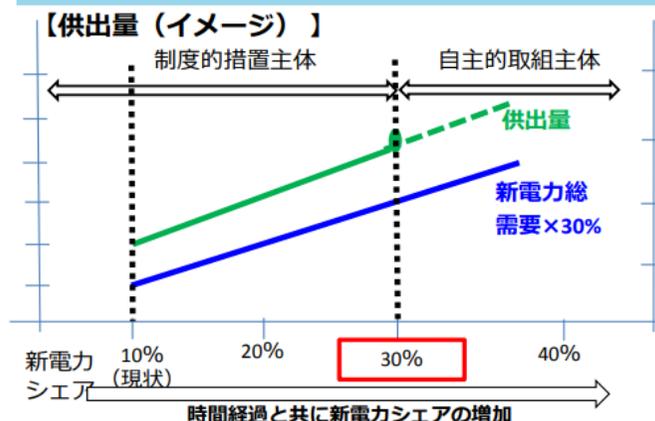


(参考) 制度的な供出について

- 制度的な供出については、新電力シェアが一定程度（例：30%）に達した段階で、以後の追加的な供出は自主的取組に委ねるとしている。また、卸電力市場が機能し競争が十分に活性化された段階では、制度的措置は終了することが望ましいとしている。

論点③：制度的措置の考え方③

- BL市場は、事業者間のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフットイングを図り、小売競争を活性化することを目的とする。
- そのため、小売事業者間の競争環境が一定程度進展した段階においては、事業者の自主的取組に基づき、自立的に拡大することが期待されることが適当ではないか。こうしたことから、新電力シェアが一定程度（例えば、30%）に達した段階で、以後の追加的な供出は自主的取組にゆだねることとしてはどうか。
- また、制度的措置についても、卸市場が機能し、競争が十分に活性化された段階では、終了することが望ましいと考えられる。どのような段階で終了するかについては、今後の競争の進展状況等を踏まえ、検討することとしてはどうか。



※ 例えば、新電力シェアが30%を越えて以降は、小売事業者間の競争環境が一定程度進展したと見なし、制度的措置も維持しつつ、自主的取組を主体とする。

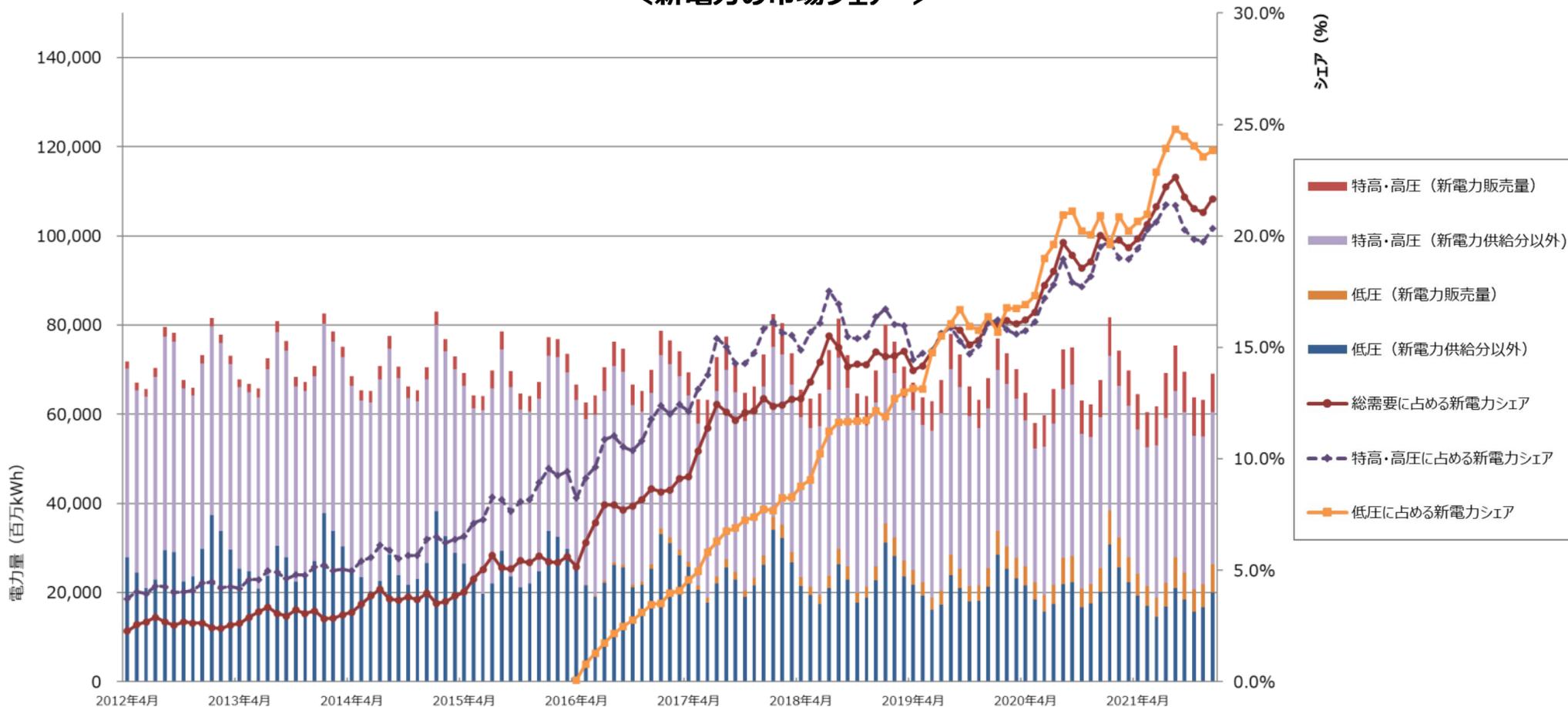
【新電力シェアが30%時点の供出量】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
エリア需要	295	768	2,682	1,251	282	1,350	582	260	825	8,295
新電力シェア	30%									
新電力需要	89	230	805	375	85	405	175	78	248	2,489
BL比率	56%									
調整係数	67%									
供出量	33	86	300	140	32	151	65	29	92	929

(参考) 新電力シェアの推移

- 販売電力量ベースでみた新電力のシェアは、2021年12月時点において総需要に対し約21.7%。

＜新電力の市場シェア※＞



	2012/4	2013/4	2014/4	2015/4	2016/4	2017/4	2018/4	2019/4	2020/4	2021/4	2021/12
総需要に占める新電力シェア	2.3%	2.6%	3.1%	4.0%	5.2%	9.2%	12.7%	14.0%	16.2%	19.9%	21.7%
特高・高圧分野に占める新電力シェア	3.7%	4.2%	5.0%	6.5%	8.2%	12.1%	14.9%	14.5%	15.8%	19.4%	20.3%
低圧分野に占める新電力シェア	-	-	-	-	0.1%	4.6%	8.8%	13.2%	16.9%	20.6%	23.8%

(参考) B L市場の取引商品に関する基本コンセプト

- B L電源は長期間常に同じ出力で発電することから、その特性に鑑み、B L市場はある程度長い期間(例：1年間)を基本とし、一定の電力量を固定的な価格で受け渡す、標準化された商品を扱うこととした。
- そのうえで、事業者ヒアリング等も踏まえ、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、まず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た。

ベースロード電源市場の基本コンセプト（取引商品、市場での取引時期）

- ベースロード電源は、長期間常に同じ出力で発電するため、その特性に鑑み、新市場で扱う商品は、ある程度長い期間（例：1年間）を基本とし、一定の電力量を受け渡す標準化された商品として、取引所を通じて取引されることとしてはどうか。
- また、ベースロード電源市場において取引される商品は、主として長期断面で見た需要家のベース需要に対する供給力として、実需給の前段階から確保することを小売事業者は志向するため、同市場については、先渡市場の一部（※）として位置付けることとしてはどうか。
(※)現行先渡市場の取引スキーム（ザラバ方式）を活用するかどうかは別途検討が必要。

実需給と取引時期の関係



【電力システム改革貫徹のための政策小委員会中間とりまとめ】

2.2ベースロード電源市場の創設（2）基本的な考え方 より抜粋

市場の取引方式は、小規模事業者を含むアクセスの公平性等を確保する観点から、オークション方式とし、年間複数回実施することも視野に、今後更なる検討を進める。また、こうした商品に対して、現行の常時バックアップと同様、燃料費調整制度や買取オプションなどの機能を付与することも考えられるが、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も、こうした機能は極力排除し、原則としてリスク管理は市場を介して行うこととする※。

※受渡期間が長い商品については、その限りでもないと考えられる。

【ベースロード市場ガイドライン】

1.本文書の位置づけ より抜粋

ベースロード市場においては、一定の期間にわたり固定的な価格で電気の受け渡しが行われることとなり、小売電気事業者にとっては前日スポット市場の価格変動リスクを回避しながら安定的に電気を調達することができる一方で、発電事業者にとっても安定的な電気の供給先を確保することが可能となる。

(参考) B L市場とスポット市場の関係、市場範囲について

- 間接オークションと制度間の整合性を図る観点、卸電力市場活性化の観点から、B L市場における取引に独立して連系線利用権を付与することはせず、B L市場で成立した取引もスポット市場を介してエリア間取引を行うことが適当とされた。
- また、スポット市場分断により約定価格と約定した電気の受渡し価格が異なるリスクが発生する可能性を踏まえ、全国一律の市場を志向するも当面はエリアを分け取引することとし、間接送電権等他制度の検討状況とは独立してB L市場取引を開始できるようにした。

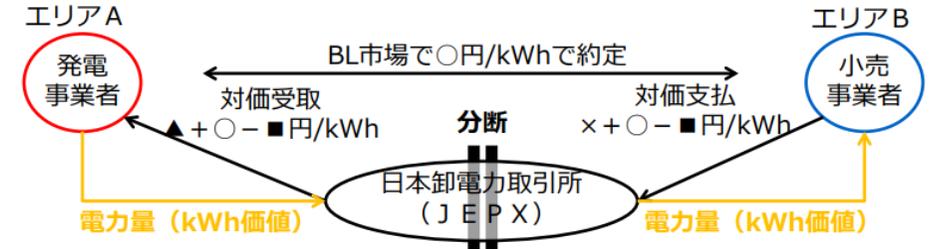
論点④、⑤：市場範囲、競売方法

- 間接オークション導入後、エリアを跨ぐ取引はスポット市場を介して行われることになるが、仮にBL市場における取引に独立して連系線利用権が付与されることとなれば、事業者間の公平性確保や広域メリットオーダーの促進といった間接オークションの導入趣旨に反する。
- そのため、制度間の整合性を図る観点から、B L市場で成立した取引においてもスポット市場を介して、エリア間取引が行われることが適当と考えられる。一方で、仮に全国一律で市場を設計すると、間接送電権等の整備状況によっては、事業者が市場分断リスクを踏まえた適切な入札を行うことが困難となる恐れ。
- 従って、売り手及び買い手双方の利便性向上等の観点から、市場分断の影響が大きいと考えられるエリアを当面、分けて競売することによって、他制度の検討状況とは独立して取引を開始できるようにすることとしてはどうか(※)。その際競売方法は、事業者間の公平性を図る観点等から、シングルプライズオークションを基調としてはどうか。

(※) 買い手がBL市場で調達した電気を、スポット市場を介してエリアを跨いで使用することは、原則許容されと考えられる。

【B L市場とスポット市場の価格の関係（イメージ）】

例: BL市場価格: ○円/kWh、システムプライズ: ■円/kWh、スポット市場のエリアA価格: ▲円/kWh、スポット市場のエリアB価格: ×円/kWh
※ 全国一律で設計したBL市場で成立した取引の電気の受渡しがスポット市場を介して実施され、スポット市場が分断した場合



売り手、買い手双方にとって、B L市場価格 = 受渡し価格とならない恐れ

(参考)中間取りまとめ 平成30年7月

【(市場範囲)より抜粋】

仮に全国一律で市場を設計した場合、スポット市場での受渡しに用いられる価格(システムプライズ又は特定のエリアプライズ)と売り手事業者又は買い手事業者のエリアプライズが異なった際には、**BL市場での約定価格と約定した電気の受渡し価格が異なるリスクが発生する。**

したがって、売り手および買い手双方の利便性向上の観点から、スポット市場の分断発生頻度等を加味して市場範囲を設計することが求められる。

(参考) スポット市場の分断率を踏まえた現状の市場範囲について

- スポット市場を介して受渡しを行う以上、市場分断が発生した際は、BL市場での約定価格と約定した電気の受渡し価格が異なるリスクが発生する。
- そのため、2017年度までの市場間値差の期間平均値や、各地域間連系線の月別分断発生率(2017年1～6月)等を踏まえ、市場範囲は①北海道エリア、②東日本(東北・東京)エリア、③西日本(中部・北陸・関西・中国・四国・九州)エリアの3つの市場を設定することとした。
- 設定したエリア内で分断が頻発する等の場合には、必要に応じて今後見直しを行うこととした。

論点①：市場範囲

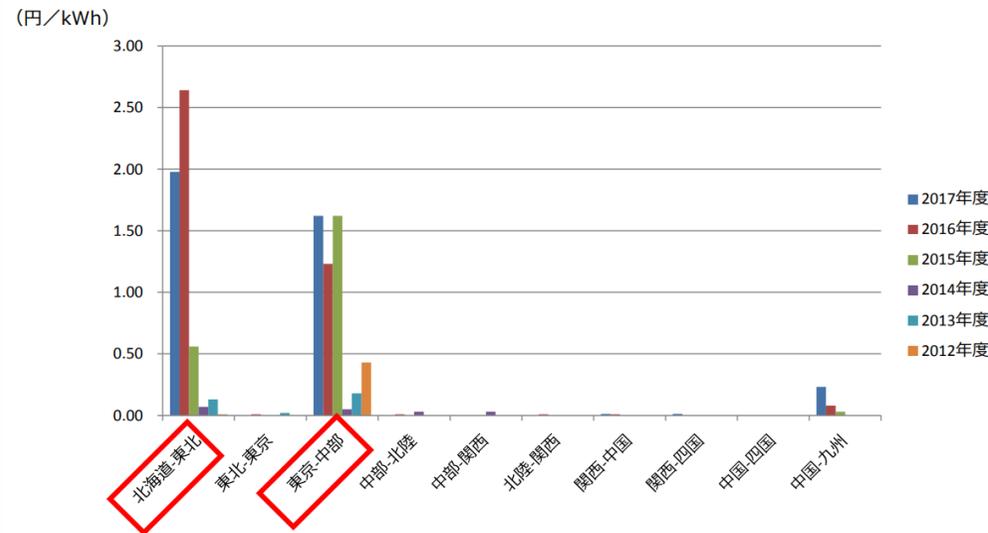
- 第8回制度検討作業部会において御議論いただいたとおり、BL市場においては、約定した電気の受渡しに当たっては、スポット市場を介して受け渡すこととした。
- このとき、スポット市場での受渡しに用いられる価格（システムプライス又は特定のエリアプライス）と売り手事業者又は買い手事業者のエリアプライスが異なった場合には、BL市場での約定価格と約定した電気の受渡し価格が異なるリスクが発生する。
- したがって、スポット市場の分断発生頻度等を加味して市場範囲を設計すべきではないか。
- 具体的には、北海道本州間連系線と東京中部間連系線(FC)における分断の頻度が特に多いことを踏まえ、北海道ー東北、東京ー中部間にて市場範囲を分割することとし、①北海道エリア②東北・東京エリア③西エリアの3つの市場を設定することとしてはどうか。
- ただし、設定したエリア内で分断が頻発する等の場合には、必要に応じて今後見直しを行うこととしてはどうか。

各地域間連系線の月別分断発生率(2017年1月～6月)

北陸関西間連系線							中部北陸間連系線							北海道本州間連系線						
1月	2月	3月	4月	5月	6月	当期間平均	1月	2月	3月	4月	5月	6月	当期間平均	1月	2月	3月	4月	5月	6月	当期間平均
0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.7%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	62.2%	63.1%	59.6%	59.2%	85.0%	90.1%	78.5%
関西中国間連系線							東北東京間連系線							東京中部間連系線(FC)						
0.0%	0.0%	0.0%	5.7%	0.0%	0.0%	1.9%	0.0%	0.0%	0.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	39.6%	31.0%	48.8%	82.7%	91.1%	81.6%	85.2%	0.0%	0.0%	0.7%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
中国四国間連系線							中部関西間連系線							新四国間連系線						
0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.7%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
0.5%	3.6%	2.4%	12.7%	50.5%	7.7%	23.9%	0.0%	0.0%	0.0%	5.7%	0.0%	0.0%	1.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

出所：電力・ガス取引監視等委員会第22回制度設計専門会合事務局提出資料より作成

<エリア別の市場間値差(2012年～2017年度)>



(参考) B L市場の清算の仕組みについて

- B L市場の清算は先渡市場の清算方法を参考とし、各々の市場の基準エリアプライスを設定のうえ、基準エリアプライスと事業者のエリアのエリアプライスの値差が生じる場合に精算を行うこととした。基準エリアプライスは総需要量の多いエリアのエリアプライスを採用することとした。

論点③：BL市場の精算の仕組み

- 第8回制度検討作業部会においては、BL市場の競売方法は、事業者間の公平性を図る観点等から、シングルプライスオークションとすることとし、BL市場で約定した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行うこととする方向で議論が行われた。
- 現行の先渡市場取引は、全国市場であることから、受渡しに当たってはシステムプライスを参照価格とし、システムプライスとエリアプライスが異なった場合、当該値差の精算を行っている。
- この点、BL市場は、第13回制度検討作業部会での議論のとおり、全国を3つのエリアに分けて市場を開設するため、各々の市場の基準エリアプライス設定し、この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を行うこととしてはどうか。その際、基準エリアプライスは、総需要量の多いエリアのエリアプライスを採ることとしてはどうか。

【先渡市場の精算】

$$\text{先渡市場 精算価格} = \text{先渡市場 約定価格} + \text{エリアプライス} - \text{システムプライス}$$

値差(全国)

【BL市場の精算】

$$\text{BL市場 精算価格} = \text{BL市場 約定価格} + \text{エリアプライス} - \text{基準エリアプライス}$$

値差(BL市場)

【基準エリアプライス（現時点）】

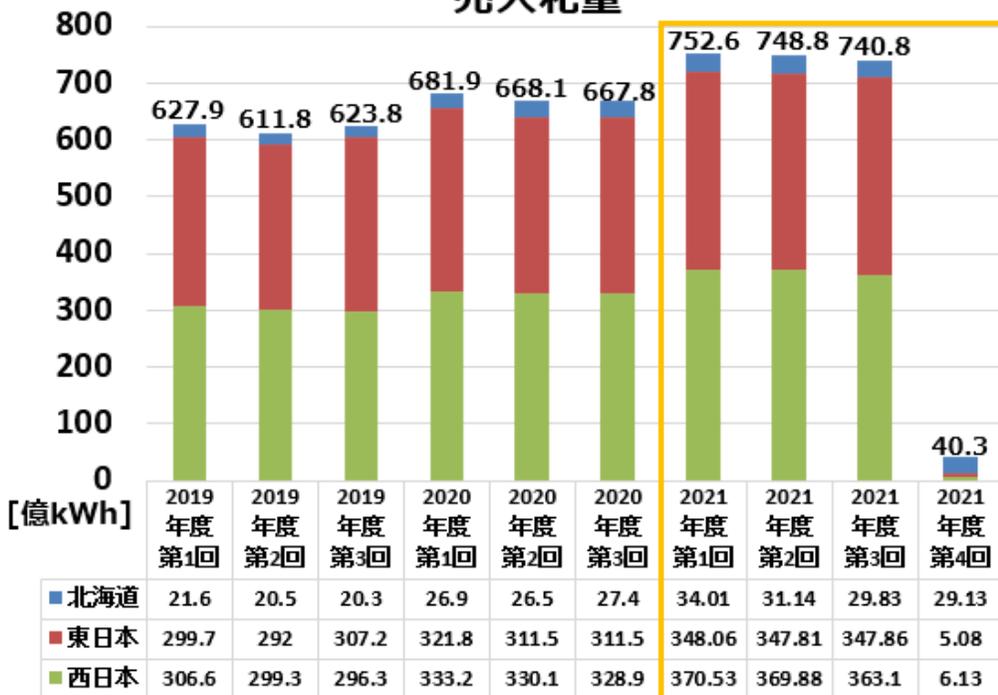
- ・北海道市場・・・北海道エリアプライス
- ・東日本市場・・・東京エリアプライス
- ・西日本市場・・・関西エリアプライス

1. B L市場の設計時の目的
- 2. 今後の見直しの論点について**
3. 2023年度受渡しについて

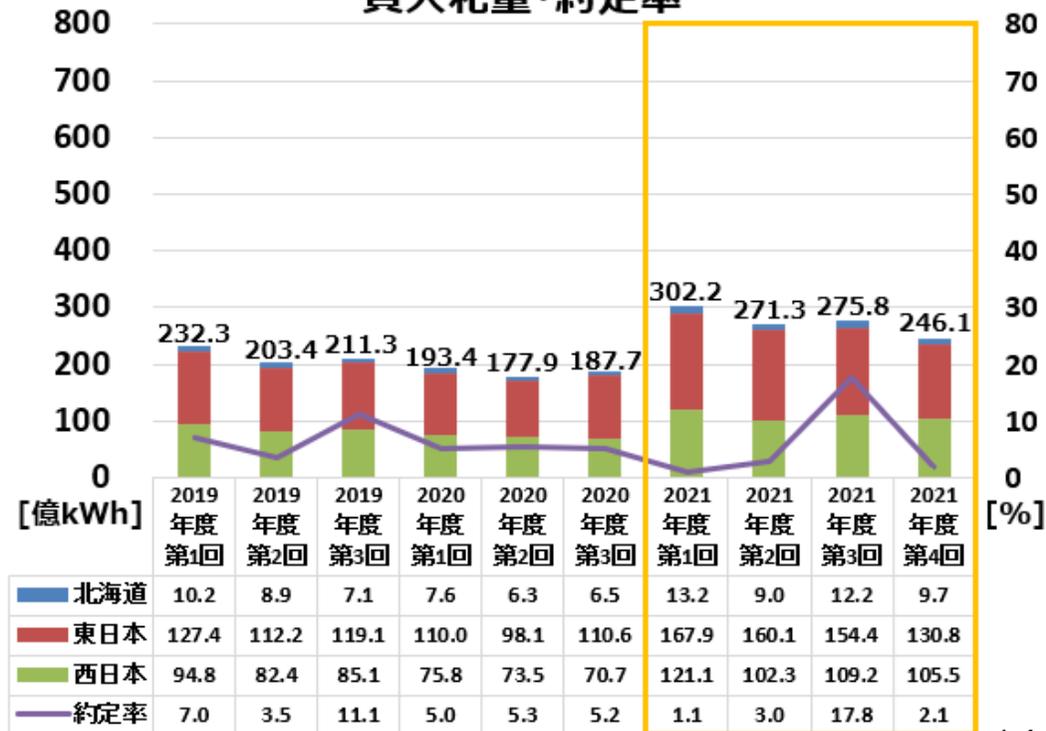
論点 1 : 市場の活性化

- 買入札量は、2021年度は過年度と比較し全エリアにおいて入札量増加傾向であり、スポット市場の価格や燃料価格の推移等踏まえ買手側のB L市場へのニーズが拡大していると考えられる。
- 他方、買入札量は売入札量の半分以下、約定量は新電力の年間販売電力量の4.2%※程度に留まっていることから、買手事業者としてもさらなる活用の余地があると考えられる。
- BL電源へのイコールフットイングによる更なる小売競争活性化を図るとい制度主旨を達成するため、また、卸電力市場の価格変動リスクに備えるヘッジ市場として更なる活用を図るため、受取期間1年の商品を先行して取引開始していたB L市場の商品等の観点からも、見直しを検討する必要があるか。

売入札量



買入札量・約定率



※電力取引報によれば、新電力の年間販売電力量(2020年4月～2021年3月)は沖縄以外で1,530億kWh。
 (出所) 第63回制度検討作業部会 (2022年3月16日) 資料4より抜粋

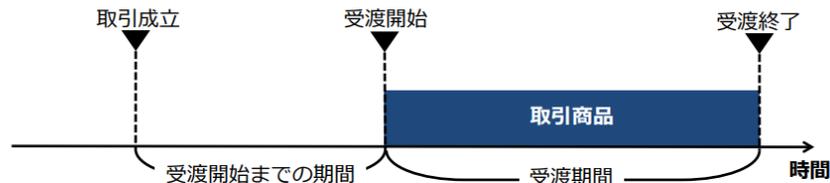
(参考) BL市場の商品に関する議論

- BL市場は受渡し開始までの期間と受渡し期間、加えて受渡し価格の在り方を変更することで多様な商品が提供可能である。
- 現在は、供出量を分散させない観点から両方の商品数決定要素をある程度限定し、燃調等のオプションを具備しない、1年間固定的な価格で受渡しを行う商品を先行させ取引を行っている。

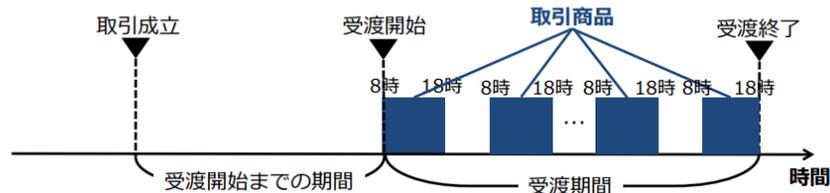
ベースロード電源市場を通じた電気の受け渡しのイメージ

- 基本コンセプトを踏まえたベースロード電源市場を通じた電気の受け渡しのイメージは以下のとおりとなり、受渡し開始までの期間及び受渡し期間を変更することで、多様な種類の商品を提供することが可能。

ベースロード電源市場における取引成立から受渡し終了までの流れ（イメージ）



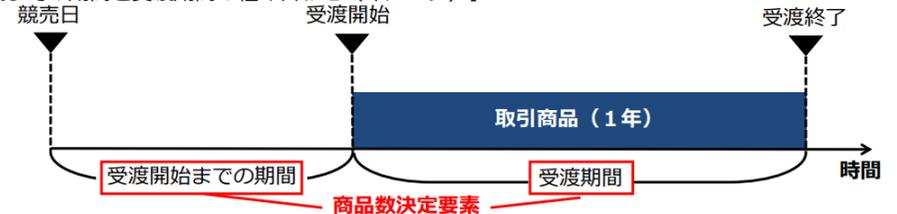
(参考) ピークロード電源の特性を踏まえた商品（イメージ）



論点②、③：取扱価値、取扱商品

- BL市場において取り扱う価値は、kWh価値とkW価値では、連系線の空き容量（市場分断）に関する考え方が異なると想定されることなどに鑑み、売り手・買い手の双方が適切な値付けを行うことを可能とする観点から、電力量（kWh価値）のみとしてはどうか。
- 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、受渡し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。

【受渡しまでの期間と受渡期間の組み合わせ（イメージ）】



【組み合わせ】

① 受渡し開始までの期間を固定

例：1年間で固定 = 受渡期間は変動（4,7,10,1月からそれぞれ1年間）

② 受渡期間を固定

例：4月から1年間で固定 = 受渡し開始までの期間は変動（3,6,9,12ヶ月）

※ 例は半年間で4回競売を行った場合。また、理論上は①と②を組み合わせることも可能

9

注）取り扱う商品では対応しきれない事業者ニーズ（例：長期商品）については、相対取引を通じて満たす仕組みを別途検討（詳細後述）

12

(出所) 第2回電力システム改革貫徹のための政策小委員会（2016年11月11日）資料3より抜粋

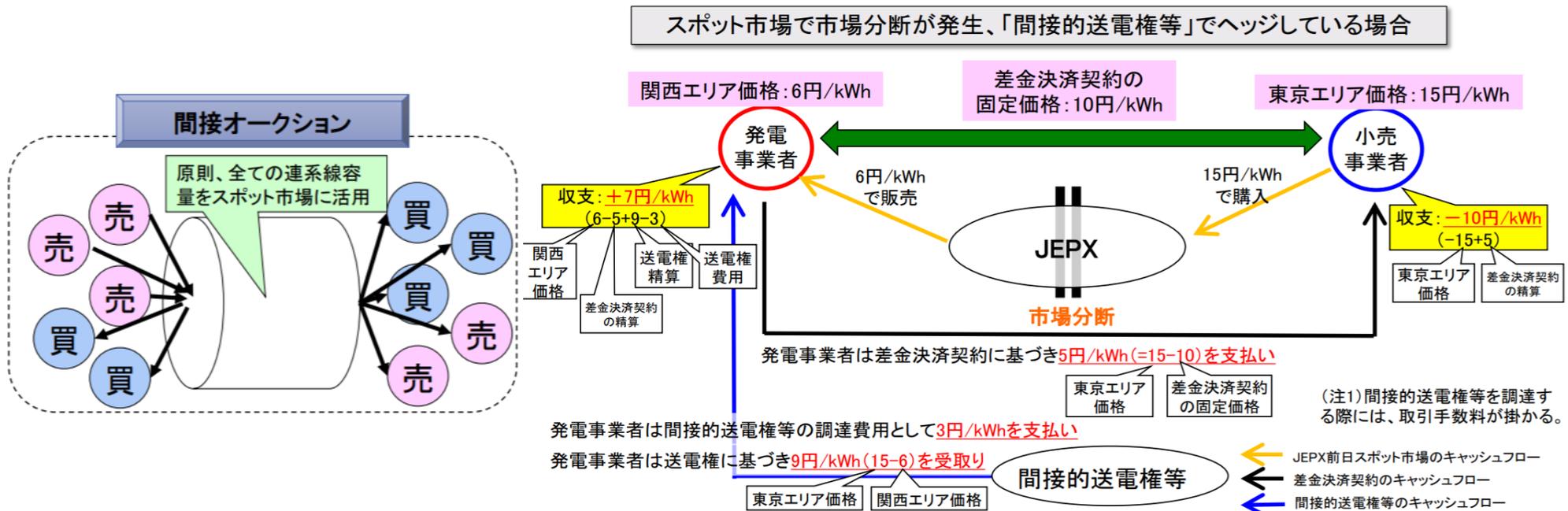
(出所) 第8回制度検討作業部会（2017年6月30日）資料3より抜粋

論点2：連系線利用権・間接送電権との関係について

- B L市場設計時、間接オークションとの整合性を図るため、B L市場の取引について独立して連系線利用権を付与せず、B L市場で成立した取引もスポット市場を介してエリア間取引を行うこととされた。
- 一方で、スポット市場を介す以上、市場の分断状況によってはB L市場での約定価格と約定した電気の受渡し価格が異なるリスクがあることから、分断発生頻度等を考慮して市場範囲を北海道・東日本・西日本の3エリアとした。
- B L市場の値差を全額清算する等値差が発生しない制度とした場合、結果としてスポット市場を介さずB L市場の受渡しを行っていることと同義となり、間接オークションの導入目的であった連系線利用の公平性・公正性から離れてしまう可能性がある。
- エリア間値差のリスクヘッジについては、2019年度より間接送電権を導入している。間接送電権はB L市場と独立して議論・設計したものの、B L市場や先渡市場の活性化に資するよう設計されたものである。
- 他方で、間接オークションの経過措置が2025年度末まで残存することにより、間接送電権の発行量は限定されている状況。そのため、現状、一部エリアでは間接送電権によるリスクヘッジ機能は限定的と考えられる。
- 2025年度までは間接送電権のリスクヘッジ機能が限定的であるが、2026年度以降は当初設計通り間接送電権によるリスクヘッジができる可能性もあるところ、BL市場と連系線利用の在り方についてどのように考えるか。

(参考) 市場分断時のヘッジ商品としての間接送電権

- 経済合理的な電力供給体制と競争的な小売市場の実現のため、卸電力市場の更なる流動化に合わせ、系統線の利用ルールを見直し「間接オークション」を導入した。間接オークションでは物理的送電権の割り当ては行わず、全ての連系線利用をスポット市場を介して行うこととした。
- ただし、間接オークションを導入した場合、市場エリアを跨いだ取引を行う際に市場間値差が発生する可能性がある。
- そのため、**市場分断時の市場間値差をヘッジする商品として間接送電権を導入することとした**。また、間接送電権は一定期間における受渡しを行うB L市場、先渡市場の活性化にも資するよう設計することとした。



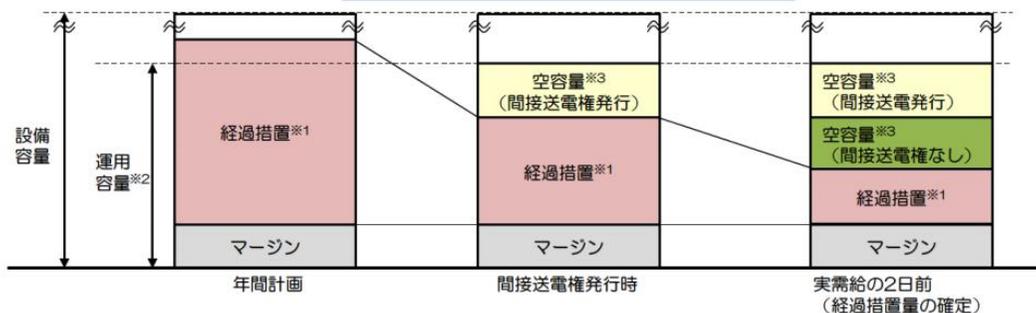
(参考) 間接送電権による市場間値差のリスクヘッジの可能性の検証

- 市場間値差のリスクヘッジを行うために開発された間接送電権は、**間接オークションの経過措置が2026年3月まで残存する現状、間接送電権の発行量が限定される状態**である。
- 特に、現状大きな分断値差が発生している九州と本州を繋ぐ関門連系線等、一部のエリアでは**間接送電権発行時に「間接オークションにおける経過措置計画量 > 運用容量」となることが多く、恒常的な送電権の発行が困難な状況**。そのため、特に経過措置がある現状では、間接送電権によるリスクヘッジ機能は限定的か。
- 2026年度以降、間接送電権を用いたBL市場の市場間値差のヘッジが十分可能かどうかは検証が必要か。

(参考) 間接送電権の発行量について

- 間接送電権は、運用容量からマージンと経過措置の数量を除いた量を発行する。
- 運用容量、マージンについては、広域機関にて取り纏められ、公表される。年間計画以降では、月間、2営業日前と実需給に近づくにつれ精査された計画が公表される（作業計画の変更、需給状況等を考慮）。
- 間接送電権の発行可能量については、経過措置の数量が影響し、**経過措置が適切に減少すれば、間接送電権の発行可能量が増えることが期待される**。そのため、間接送電権の発行前に経過措置の減少事由が予見されている場合は、事業者に、経過措置の減少を行う更新計画を広域機関へ提出することを求めているところ。

間接送電権の発行量の推移イメージ



※1 経過措置は、潮流の相殺を考慮したうえで、長期計画における運用容量（連系線を通る最大値）まで発行され、実需給に向けて削減される。
 ※2 運用容量とは、流通設備を損なうことなく、供給信頼性を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。作業計画、需給状況等により変化する。
 ※3 経過措置の減少状況により、空容量が発生しない場合もある。

(参考)九州⇒中国 関門連系線 間接送電権発行状況

2019年度 0週 / 43週

2020年度 5週 / 52週

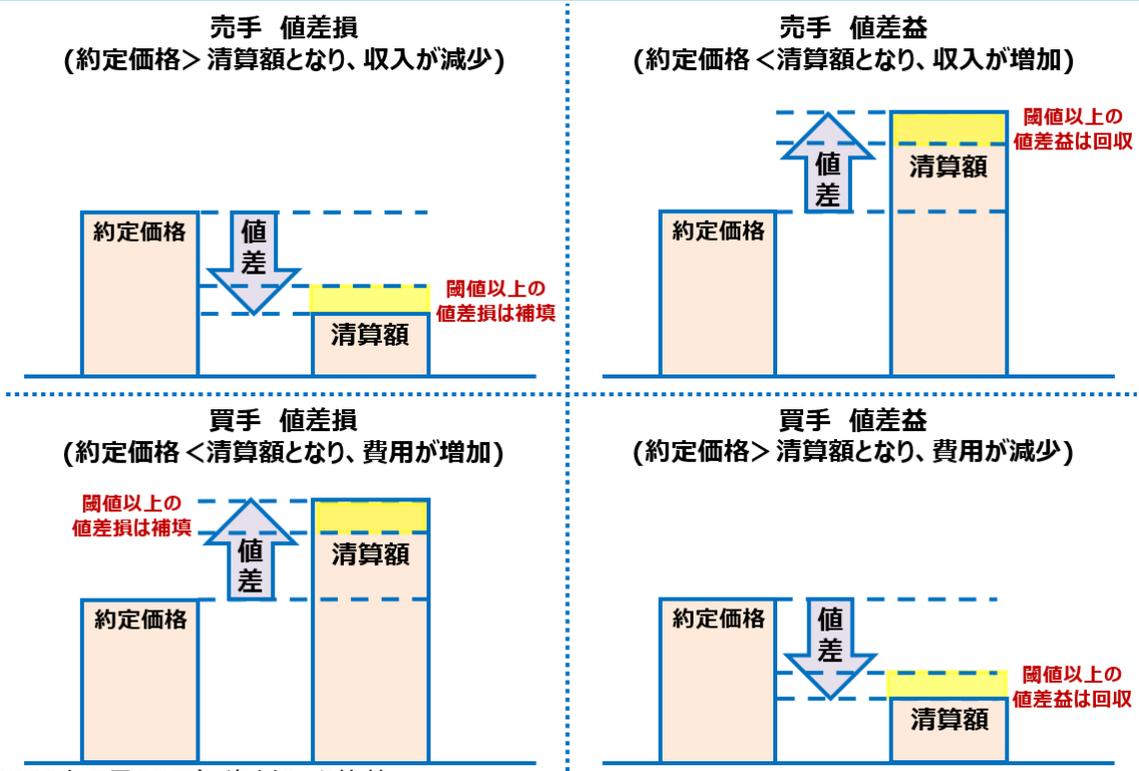
発行週	売入札量 (MW)	約定価格 (円/kWh)	約定量 (MW)
4月第2週	183.4	0.02	183.4
4月第4週	183.4	0.03	183.4
5月第1週	93.4	0.20	93.4
12月第2週	79.7	0.01	79.7
12月第3週	79.7	0.01	79.7

2021年度 2週 / 52週

発行週	売入札量 (MW)	約定価格 (円/kWh)	約定量 (MW)
5月第1週	192.8	0.01	127.5
3月第4週	110.8	1.11	110.8

論点3：値差解消の方法について

- B L市場は、市場価格の変動リスクに備えるための手段として固定的な価格での受渡しが望ましいことから、固定価格での受渡しができるよう見直しを行う必要がある。
- 固定的な価格での受渡しを実現する方法としては、他制度との関係性に留意したうえでBL市場において発生した値差を清算する方法や、入札価格に市場間値差リスクを織り込む方法、市場範囲の統合・分割を行うことで対応する方法等が挙げられるが、どのように対応することが考えられるか。
- 一定以上の値差が発生した場合従来通り市場範囲を分割することも考えられるが、BL市場が本来広域メリットオーダー達成の観点から、全国一律の市場を目指すべきとしていた当初の目的との整合性について、留意が必要ではないか。



1. B L市場の設計時の目的
2. 今後の見直しの論点について
3. **2023年度受渡しについて**

2022年度オークション（2023年度受渡し分）の対応について

- 2023年度受渡し分については、例年通り7月には第1回オークションが開催される予定。第65回制度検討作業部会において、2023年度受渡し分の対応方針が決まらないなか取引は難しいのではないかと指摘があったところ。
- BL市場の中長期的な見直しには一定の期間を要することから、2023年度受渡し分についても何らかの暫定的な措置とならざるを得ないのではないか。
- 2022年度受渡し分は値差により想定以上の損失を被りうる状況を踏まえ、応急的な措置として値差損失のみに対応するとした。2023年度受渡し分については、値差による損益両者を対象とした案も含めて検討してはどうか。

(参考) 昨年度（2021年度）のBL市場の取引スケジュール

取引名		入札期間	取引実施日
第1回	7月	2021年7月20日~30日	7月30日
第2回	9月	2021年9月20日~30日	9月30日
第3回	11月	2021年11月20日~30日	11月30日
第4回*	1月	2022年1月18日~28日	1月28日

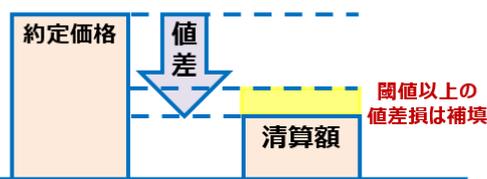
2022年度オークション（2023年度受渡し分）の対応について

- 対応方法としては、①2022年度受渡し分同様、閾値以上の値差損のみの清算も考えられるが、②閾値以上の値差損益両者の清算や、値差清算以外の方法で値差損益両者に対応しうるものとして、③値差リスクを織り込んだ価格で入札すること等が考えられる。

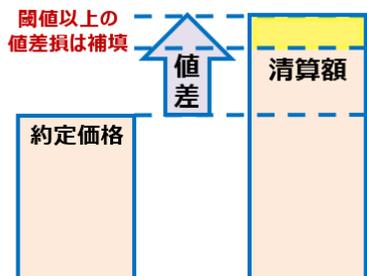
案②【閾値以上の値差損益両者を清算】

案①【閾値以上の値差損のみを清算】

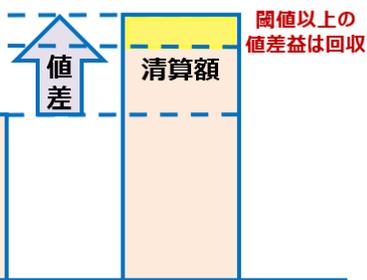
売手 値差損
(約定価格 > 清算額となり、収入が減少)



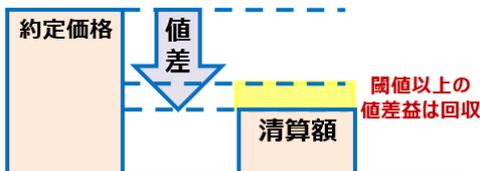
買手 値差損
(約定価格 < 清算額となり、費用が増加)



売手 値差益
(約定価格 < 清算額となり、収入が増加)

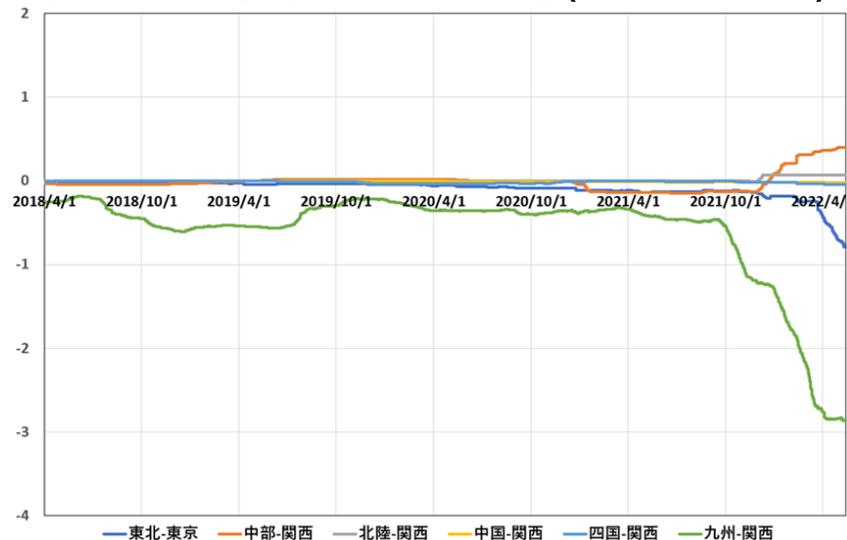


買手 値差益
(約定価格 > 清算額となり、費用が減少)



案③【値差を織り込んだ入札】

【エリアプライス】－【基準エリアプライス】（直近1年の移動平均値）



売手事業者が値差リスクを入札価格に織り込む場合の懸念点

- 売手事業者、特に制度的に市場への供出を求めている大規模発電事業者が供出価格に市場分断値差リスクを織り込む場合、2通りの方法が想定されるが、それぞれに対し以下の懸念点が考えられる。
- また、市場の制度として入札価格に市場分断値差リスクを織り込むことを検討する場合、大規模発電事業者によるB L市場への供出価格については、社内取引価格との整合性もあるなか、監視の在り方等についても再度整理が必要となる。
- 加えて、供出価格に値差を織り込むのであれば、分断状況を踏まえて設定した市場範囲も見直すことが考えられる。本手法は市場分断値差リスクを解消する一手段となりうるものの、監視の在り方や市場範囲を含め慎重に検討することが必要ではないか。

＜供出価格への値差の織り込み方と懸念点＞

①前年度の値差を供出価格に織り込み

2021年度に発生した値差は、2022年度に行われるオークション時に供出価格に織り込む。2022年度オークション約定分は2023年度に受け渡されるため、2年度ずれて値差損益を回収することになる。

- ・値差損益の回収まで2年かかる。
- ・値差損益の回収可否は、約定量に左右される。約定量が少なければ回収することはできない。
- ・値差を織り込むことにより入札価格が上昇し、約定量が減少のうえ値差回収ができないリスクがある。

②翌年度発生見込の値差想定を供出価格に織り込み

2022年度のオークション時、2023年度に発生する見込みの値差を想定し、供出価格に織り込む。

- ・見込で値差損益を計上するため、実績値と想定がずれる可能性がある。
- ・天災等の影響により、過去の分断時間・値差が参考にならない可能性がある。
- ・値差損益を保守的に見積もった場合、供出上限価格が不要に高くなる可能性がある。

2022年度オークション（2023年度受渡し分）の値差損益対応方針

- 2022年度受渡し分については、事業者のリスク軽減を目的とした応急的な措置として閾値以上の値差損を清算することとし、中間とりまとめを行っているところ。
- 他方、本来は値差損益両者を清算することが市場の公平性の観点から適切であると考えられるため、2022年7月からオークションが始まる2023年度受渡し分については、案②「閾値以上の値差損益を清算」する方針としてはどうか。
- 市場予見性の観点より、清算の閾値は2022年度同様5%とし、回収した値差益の扱いまで含めた原資の考え方・規程等は、2023年4月から開始される約定分実受渡しまでの期間に整備することとしてはどうか。
- その場合、売手・買手ともに閾値以上の値差損益の清算が行われることを考慮した入札が必要である。

	案①：閾値以上の値差損のみを清算	案②：閾値以上の値差損益を清算	案③：値差を織り込んだ入札
概要	2022年度受渡し分同様、売手・買手事業者の閾値以上の値差損失のみを清算。	売手・買手事業者の閾値以上となった値差損益双方の清算。	売手・買手事業者ともに値差を織り込んだ価格で入札を実施。
長所	2022年度受渡し分と同様の対応。過大な損失リスクの回避。	損益両方に対応する公平な競争環境かつ、より固定的な価格に近い取引。	値差リスクは全て価格に織り込むため値差清算不要。
短所	対応が損のみであり市場参加者に対し非対称な扱い。	規程類の改定要否・原資の考え方について丁寧な議論要。	入札価格が変わり、約定価格や約定量に影響出る可能性。
売手	閾値以上の値差損が出た時のみ清算	閾値以上の値差損益が出た場合に清算	値差損益見込額を織り込んで入札
買手	閾値以上の値差損が出た時のみ清算	閾値以上の値差損益が出た場合に清算	値差の影響を受けた後の清算額が、購入希望額となるように入札
清算原資	市場間値差積立金	市場間値差積立金、値差益回収金	不要
懸念点	2022年同様の原資（過去積立分）である場合、 <u>原資不足になる可能性が否定できず、原資の考え方は再整理が必要。</u>	<u>原資の考え方に関する整理。</u>	売手側（供出義務者）の値差折り込み方法をどうするか。 監視時の値差の取り扱いをどうするか。

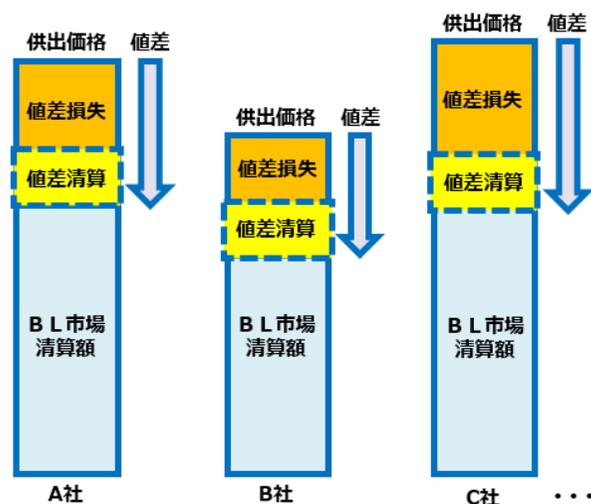
値差損益の閾値の適用について

- 2023年度受渡し分の値差損益清算の閾値は、2022年度受渡し分と同様に5%とし、**売手事業者は供出価格に、買手事業者は約定価格に閾値を適用**することとする。

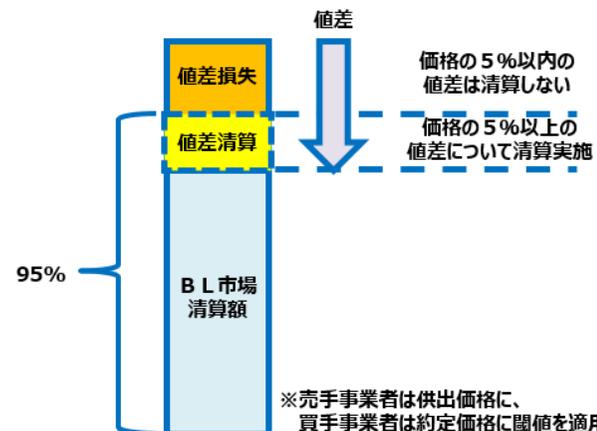
値差清算の閾値の考え方③ 全エリア共有の閾値の算定

- 電源持替により低減された石炭火力の可変費を、各エリアの大規模発電事業者の供出上限価格をもとに算出する。算定に使用する供出上限価格は、実需給に最も近い前年度第3回オークションのものを使用する。
- **算出された各事業者の閾値を参考に、全エリアの売手・買手全事業者に使用できる閾値を設定してはどうか。**各事業者の協力のもと算定した結果、各社の値は2~9%であったことから、**閾値は5%としてはどうか。**
- この閾値を、供出上限価格と供出価格、約定価格が異なる点に注意し適用する。**売手事業者については供出価格に、買手事業者については約定価格に閾値を適用**し、値差清算を行うこととしてはどうか。

各大規模発電事業者の供出上限価格の石炭火力可変費をもとに、各社の値差清算の閾値を算定



算定した閾値を参考に、全エリア共通の閾値を設定
全エリアの売手・買手ともに±5%以上
値差損益が発生した際、値差清算を実施



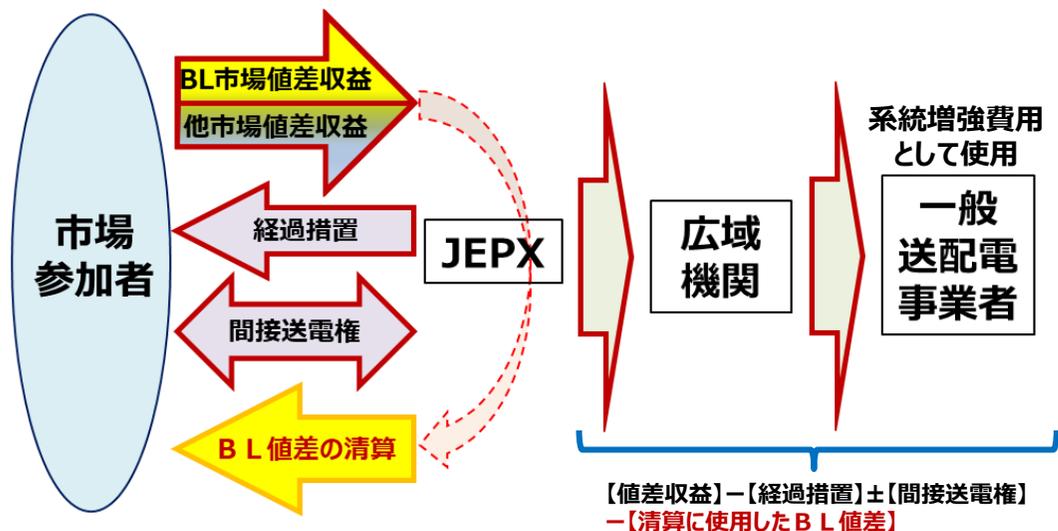
2023年度受渡し分の値差損益精算の原資について

- 卸電力市場において発生した市場間値差のうち、B L市場において発生した値差相当分は、エリアプライス×BL約定量の売買の差分として想定できる。
- 2023年度受渡し分の値差損益精算の原資としては、市場間値差のうち、上記の考え方に基づき想定されるB L市場値差収益相当額※を使用することとしてはどうか。

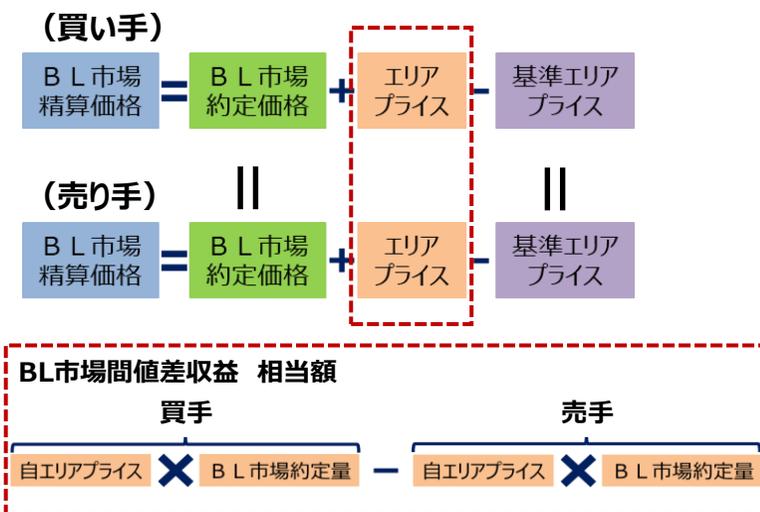
※ B L市場清算式に基づく便宜的な想定であり、スポット市場等の売手・買手のエリア分布状況や値差発生状況によっては【卸電力市場全体で発生した値差収益 < B L市場値差収益相当額】となる可能性もあることに留意が必要。その場合は卸電力市場において発生した値差収益が上限となる。

- また、閾値以上の値差益が発生した場合、その値差益を回収することとなるため、その回収金も値差損益精算の原資となる。閾値以上の値差損が発生した場合の損失清算原資としては、値差益回収金を優先して使用することが考えられる。

卸電力市場等にて発生した値差収益の流れ



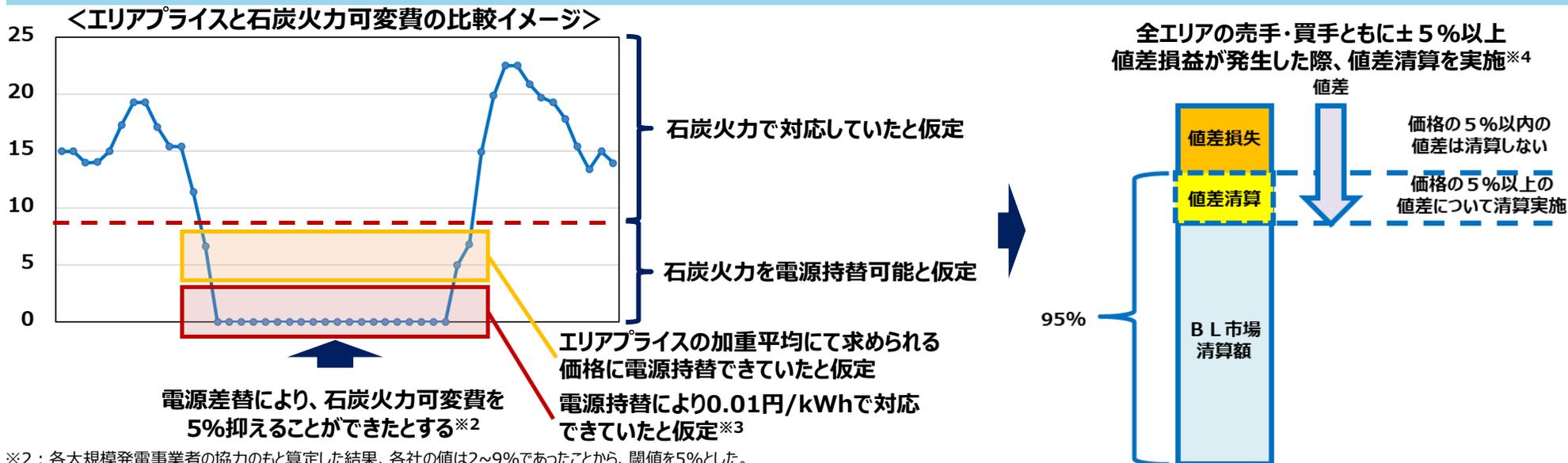
(参考)値差収益におけるBL市場値差収益相当額
自エリアプライス×BL約定量の売買差分



(参考) 2022年度受渡し分の値差清算について

- 第65回制度検討作業部会では、2022年度受渡し分については、応急的な措置として閾値以上の値差により損失を被る売手・買手事業者を対象として、年単位で値差清算を行うこととした。
- 閾値については、大規模発電事業者の供出上限価格を算定諸元とし、スポット市場の価格動向を踏まえた電源の持替可能性等をもとに5%と設定した。
- 値差清算の原資としては、今後生じる市場間値差を使用することが考えられる。他方、強靱法において市場間値差は広域的推進機関に納付することとなっており、市場間値差を値差清算原資として使用する場合は、取引と値差清算の関係を整理したうえで、取引規程等の整備が必要である。
- そのため、2022年度受渡し分については既に4月以降値差が発生しており、対応の方向性が決まり次第直ちに措置する必要があること、2022年度受渡し分の措置は応急的なものであることから、JEPXが法改正以前に発生した値差^{※1}を積み立てている「市場間値差積立金」を原資とした。

※1:2016年度～2020年度の市場間約定代金差額に法人税相当額及び事務手数料相当額を控除した額



※2：各大規模発電事業者の協力のもと算定した結果、各社の値は2～9%であったことから、閾値を5%とした。

※3：実際には最低出力での運転を実施するため、電源持替を実施していない場合もある。

※4：売手事業者は供出価格に、買手事業者は約定価格に閾値を適用することとした。

(参考)地域間値差積立金の扱いについて

- 持続可能な電力システム構築小委員会において、JEPXにおける値差収益を広域系統整備交付金の原資とするとされ、**強靱化法の施行後※1に生じたものが対象**とされた。また、法改正以前の値差収益についても同様に電力広域機関に納付する方向性が示されている。

※1 「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律」（令和3年4月1日施行）

- 2021年度時点のJEPX地域間値差積立金は、JEPX業務規程において2016～2020年度の間が発生した市場間値差から法人税相当額及び事務手数料等を控除した額として区分整理しているもの。

広域系統整備交付金の原資

- 電力ネットワークの整備費用に充当するため、改正電気事業法に基づき、電力広域機関が一般送配電事業者に交付する**広域系統整備交付金は、日本卸電力取引所（JEPX）における値差収益※1を原資とする**（2019年度の値差収益は約70億円）。
- 法律上、JEPXから電力広域機関に納付する値差収益は、**改正法の施行後に生じたもののみが対象**。しかし、値差収益の扱いについて、JEPXの業務規程は以下のとおり規定していることから、**当該業務規程が策定された後に生じた値差収益については、改正法施行後に生じた値差収益と同様、電力広域機関に納付することとしてはどうか**。
 - ①他の資産と区分して管理すること
 - ②JEPXが値差収益を利用する場合には、経済産業省の事前了承を得ること
 - ③電気事業制度の今後の制度設計の方針に従い利用することを原則とすること



※1：値差収益は経過措置交付金や間接送電権の収支を加味した上で収益を指す。

※2：JEPXは、電気事業法上の指定法人とされた2016年度以降、業務規程に基づき、前年度までに発生した値差から法人税相当額及び事務手数料相当額を控除した額を「市場間値差積立金」として区分整理している（2018年度末時点約77億円）。

14

(参考)一般社団法人日本卸電力取引所 業務規程

(市場間値差の管理)

第10条 翌日取引の売買の合わせの処理において、連系線の送電可能量の制約による市場分断処理を行った場合、分断した市場間で約定価格の差が生じ、その価格差に当該連系線の利用量を乗じて得られる額として、一般社団法人日本卸電力取引所取引規程に定めるところにより算定した額が、本法人の収入となる。これを市場間約定代金差額という。

(中略)

4. 第1項の市場間約定代金差額が令和3年3月31日以前に生じたものであるときは、当該市場間約定代金差額は、年度毎に積み上げ、当該額から法人税相当額および本法人が別に定め公開する事務手数料相当額を控除した額を、本法人の貸借対照表資本の部の「市場間値差積立金」の項目に計上するものとする。
5. 第4項の市場間約定代金差額および「**市場間値差積立金**」については、**電気事業制度の今後の制度設計の方針に従い利用することを原則とする**。