

ベースロード市場について

2022年11月30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67回制度検討作業部会において示した、中長期的な見直しを行う際に想定される論点のうち、間接送電権との関係については、間接送電権の発行量を踏まえ、2026年度受渡し分以降と以前を切り分け議論をすることとした。
- また、値差の解消については、市場範囲を見直すことで過大な値差が発生する可能性を低減させたうえで、それでもなお発生する値差については、閾値以上の値差を清算することとした。
- 今回は、B L 市場を取り巻く現在の電力卸売の環境や、B L 市場の制度趣旨、安定供給や小売電気事業者の経営安定化等の観点を踏まえ、今後のB L 市場の役割や、相対取引とB L 市場の制度的な供出量の関係、また、商品のあり方についてご議論いただきたい。

- 1.論点①：B L市場を取り巻く環境と検討の方向性について**
- 2.論点②：大規模発電事業者の制度的な供出量について
- 3.論点③：商品の受渡し期間について
- 4.論点④：価格オプションについて

論点①：B L市場を取り巻く環境と検討の方向性について

- B L市場は、大規模発電事業者と新電力のB L電源へのアクセス環境のイコールフットディングを図り、更なる小売競争活性化を図る仕組みとして、2019年7月に創設された。
- 制度導入にあたり、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、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てきた。**また、供出量算定の際には、一部の相対取引や常時バックアップ、電発電源切り出し分については控除することとした。
- 取引開始以降、内外無差別の卸売に関する議論も進展し、相対取引量も増加傾向にあり、**事業者の中には独自のオークションを実施する事業者も現れる等、取引機会の拡大も進んでいる。**B L市場についても、**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。
- 一方で、**足下の環境変化の中、従来通りのビジネスモデルでは小売電気事業を持続的に経営することが難しく、撤退・縮小が相次いでいる状況。**その状況に対応するためには、小売電気事業者間の競争を促進し、適切に経営管理を行う観点からも**新電力が電源にアクセスできる環境を整備することが重要**であり、特に、安定的な取引の観点からは、**長期の取引が行いやすい環境の整備も必要な状況。**
- 現在の電力卸売を取り巻く環境を踏まえつつ、安定供給や市場競争の促進という観点において、**今後のB L市場のあり方や果たすべき役割については、どのように考えるか。**

(参考) B L市場の供出量の考え方

- 大規模発電事業者の制度的な供出量を設定する際には、新電力等のベース需要に対して十分な量を設定することが重要。従って、全体の制度的な供出量は、全国大でのB L電源比率、新電力の総需要に基づき決定することとした。
- また、算定にあたり、以下の要素等については供出量から控除することとした。
 - B L市場と政策目的が一部重複する常時バックアップについては、その取引量をB L市場における供出量から控除。
 - B L市場と同等の効果を持つ相対取引について、その取引量を売手の供出量から控除。一方で、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取引されてしまった場合、新電力間のイコールフットイングが図られなくなる恐れがあるため、新電力間の公平性を確保する観点から、控除量は一定量以下（供出量の10%）までとする。
 - 電発電源切り出しは、B L市場と同様の効果を持つものであり、旧一般電気事業者が早期に切り出しを行うインセンティブを付与する観点から、B L市場創設前に電発電源の切り出しを行った場合、市場開場後2年に限り、市場供出量から切り出した電発電源の総量分控除。

全体市場供出量 (kWh)

= 総需要(kWh) × 全国エリア離脱率(%)*¹ × B L比率(%)*² × 調整係数(d)*³

- 入札前年度の常時バックアップ契約に基づく控除量(kWh)
- 旧一般電気事業者等と新電力等との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)

※ 1 : 総需要に全国エリア離脱率を乗じた値が新電力等の総需要となる。

※ 2 : B L比率は現在56%を使用。

※ 3 : 小売競争や新電力の電源開発の進展を考慮するための調整係数であり、1~0.67で変動。

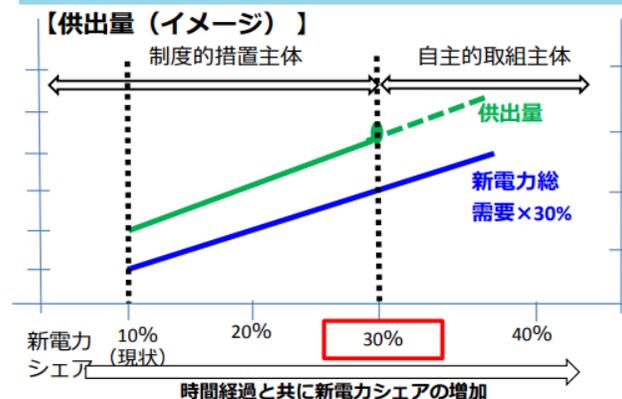
(参考) 制度的措置について

- また、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

(出所) 第13回制度検討作業部会
(2017年10月30日) 資料4より抜粋

- 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) B L市場の取引商品に関する基本コンセプト

- 取り扱う商品については、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、B L市場は①受渡し開始までの期間及び②受渡し期間、③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が、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や、供出量を分散させない観点から、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。

論点②、③：取扱価値、取扱商品

(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

- 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】

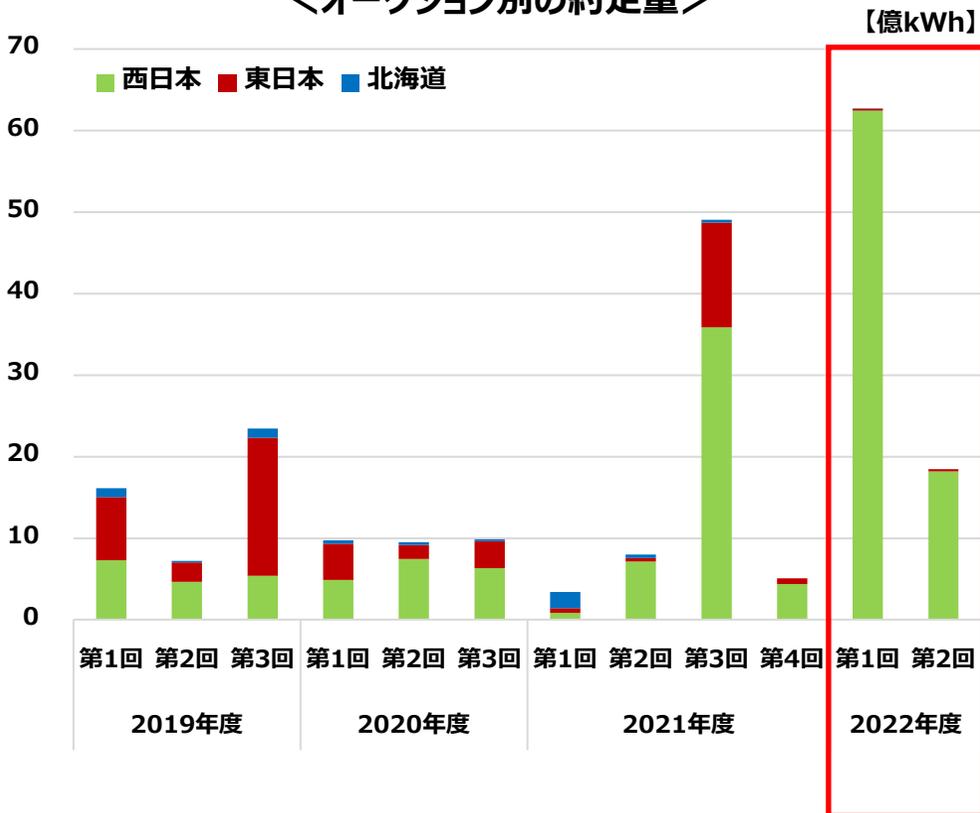
- ①受渡開始までの期間を固定
例：1年間で固定 = 受渡期間は変動（4,7,10,1月からそれぞれ1年間）
 - ②受渡期間を固定
例：4月から1年間で固定 = 受渡開始までの期間は変動（3,6,9,12ヶ月）
- ※ 例は単年度で4回競売を行った場合。また、理論上は①と②を組み合わせることも可能

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

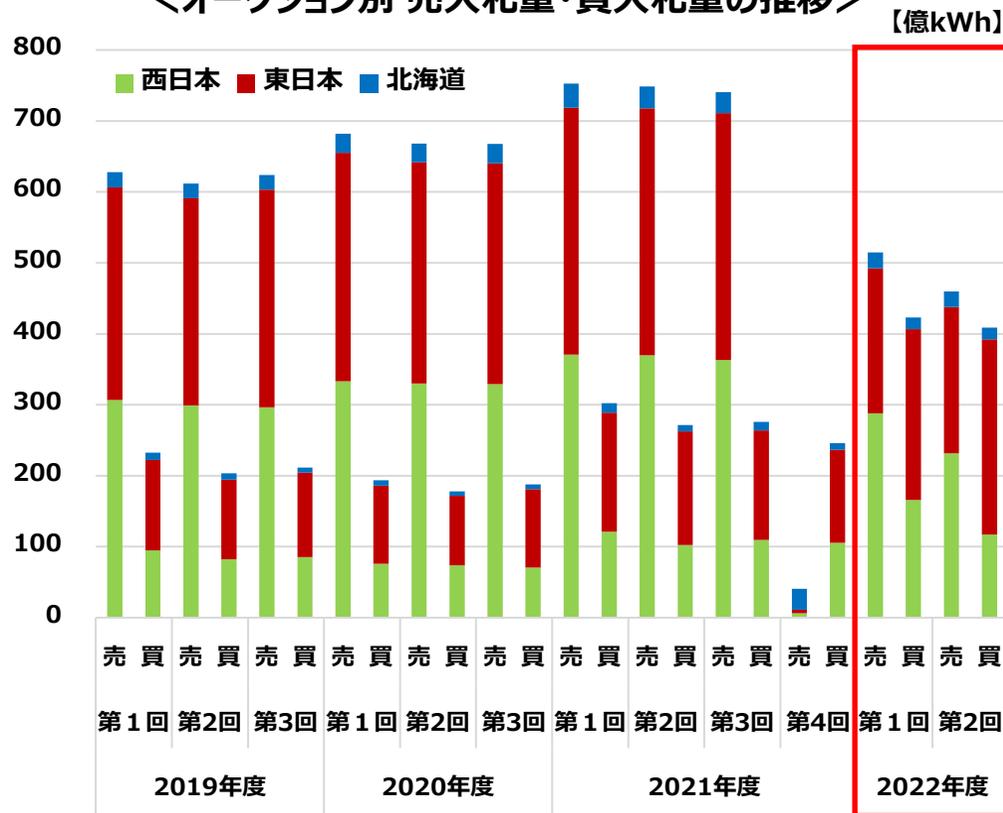
(参考) B L市場の取引状況

- 取引状況については、2022年度以降、スポット市場価格や相対契約及び常時バックアップの状況を背景に、買手側のB L市場へのニーズは拡大し、買札量は前年対比50%以上増加している状況。一方で、大規模発電事業者の制度的な供出量は相対契約・常時バックアップの取引量を踏まえ控除量が増加したことにより減少し、売入札量は前年対比30%以上減少している。
- 約定量については、その大多数は西日本エリアであるが、2022年度第1回オークションは過去最大の約定量となっている。

＜オークション別の約定量＞



＜オークション別 売入札量・買入札量の推移＞

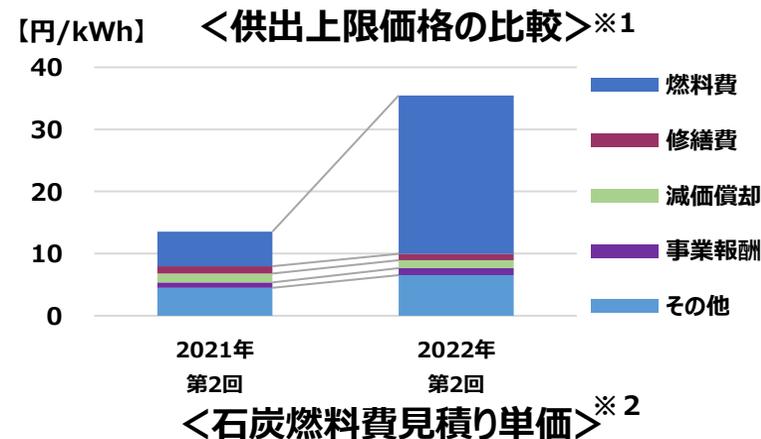


(参考) B L 市場における価格変動リスクの算定に関する議論

- 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**とまでは言えないが、**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もたやすく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) 旧一般電気事業者の相対契約における新たな試み

- 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、**事業者の中には独自のオークションを実施する事業者や、第三者が運営する電力取引のプラットフォームを通じ、自社小売も参加する形で卸販売を実施する事業者も現れている。**B L 市場と同等の商品を扱う例もあり、**市場設計当初と比べ卸売を取り巻く環境は変化しつつある。**
- このような取組については、各社毎に差がある状況。また、**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現状 1 つも存在しなかった。**

<東北電力 2023年度向け電力の卸販売に係る入札における契約条件概要>

<関西電力 2023年度向け電力の卸販売に係る販売商品概要>

契約条件の概要

別紙

- 「2023年度向け電力の卸販売に係る入札」により販売する商品で設定する主な契約条件は、下表のとおり。
- 商品の詳細は、入札参加者へ配布する「入札仕様書」にて説明する。

受渡エリア※1	東北エリア または 東京エリア
受給期間	2023年4月1日から2024年3月31日まで
受給時間帯	全日24時間（ベース供給） または 平日8時から20時（ミドル供給）
発電設備	特に定めない
契約電力単位	東北エリア受渡：100kW、東京エリア受渡：1,000kW
販売電力	入札仕様書による
料金体系※2	二部料金制（基本料金+電力量料金）、燃料費調整付
オプション（選択式）	通告変更オプション※3、供給停止条件付割引オプション※4

※1 受渡エリア別に商品を設定する。東北エリア受渡の商品については、当社が卸供給を行う事業者の東北エリア（東北電力管内）における2023年度の小売需要見通しを契約電力の上限とし、受給した電力の譲渡および転売は禁止する。また、親BGが当社と契約し、親BGから子BGに卸供給する場合は、その子BGとなる各事業者の東北エリアにおける2023年度の小売需要見通しの合計を契約電力の上限とし、受給した電力の譲渡および転売は禁止する。なお、東京エリア受渡の商品については、契約電力の上限を設けない。

※2 基本料金および燃料費調整は、当社指定のものとし、電力量料金単価をマルチプライズオークションにて決定する。

※3 東北エリア受渡は2日前の16時、東京エリア受渡は2営業日前の15時まで当社へ提出する計画値の変更が可能となる有料オプション。ただし、変更可能な量は一定の制限あり。

※4 地震等の自然災害起因で一定量の電源が喪失した場合に、電力の供給を停止することを条件に料金を割引するオプション。

注意：本表の内容は、主要な契約条件の一例であり、実際に販売する商品の契約条件とは異なる場合がある。

© 2022, Tohoku Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

1. 販売商品概要

当社が販売する商品の概要は下表の通りです。詳細は、「参加表明書」を提出した応札者に当社からメールにて送付する「卸電力売買契約書雛型」をご確認ください。

販売期間	2023年4月1日～2024年3月31日
販売パターン	応札者の希望による※1
販売電力	応札者の希望による※2
販売電力最小単位	100kW
料金体系	従量料金制、燃料費調整付※3
引渡し場所	関西エリア BG 間取引
CO2 排出係数	当社の基礎排出係数
オプション	通告変更オプションなし（確定数量のみ）
支払条件	原則、翌月 25 日もしくは最終営業日に支払い※4

※1 同一の事業者が複数の応札を行うことはできません。

※2 販売電力の上限は、応札者の関西エリアにおける 2023 年度の小売需要見通しを超えない範囲とし、受給した電力の譲渡および転売は禁止いたします。なお、小売電気事業者から需給調整・供給力調達の業務を受託している事業者が応札する場合、その受託内容を含めたものを販売電力の上限といたします。

※3 燃料費調整は当社指定のものとなります。

※4 契約内容・当社基準による与信評価の結果によっては、保証金・前受金を申し受ける可能性がございます。

（出所）東北電力「2023年度向け電力の卸販売に係る入札の実施について（2022年9月5日）」、
関西電力「2023年度向け電力の卸販売に係る入札の実施について（2022年11月8日）」より抜粋

(参考) 内外無差別な卸売の実効性確保策の現時点における評価

第79回制度設計専門会合
(2022年11月25日) 資料6より抜粋

(3) 現時点における評価と論点 (1/3)

(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。
- 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)

- 既に取り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。
- 一方、既に取り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。

(参考) 常時バックアップに関する議論状況

- B L 市場と政策目的が一部重複する常時バックアップについても、電力・ガス基本政策小委員会において、廃止に向けた具体的な対応について検討すると同時に、足下の問題を踏まえた常時バックアップの適正化についても検討を進めているところ。

論点① - 1 : 常時BUの廃止に向けた具体的な対応

第56回電力・ガス基本政策小委員会
(2022年11月24日) 資料3より抜粋

- 常時BUについては、内外無差別性が担保できた場合、廃止することが適当とされているところ。
- 現在、旧一電各社において、内外無差別な卸売りについて、取組がなされているところであり、旧一電においては、交渉スケジュールの明示や卸標準メニュー（ひな型）の作成・公表等、一定程度の成果が出る可能性がある。内外無差別な卸売りがなされている中で、常時BUが残り続け、例えば、「ある新電力が相対協議やオークションにおいて、常時BUよりも高価な価格提示や入札を行ったにもかかわらず、他の新電力の常時BUが優先される」といった事例が発生した場合、公正・公平な競争環境が阻害される。
- これまで本小委員会で議論してきた通り、内外無差別が担保できた場合、常時BUは廃止することが適当であると考えられるが、「適正な電力取引についての指針」（以下「適取GL」という。）において、旧一電が常時BUを卸すことが規定されているため、常時BUの廃止のためには適取GLの改定が必要。
- そのため、適取GLを改定し、「内外無差別な卸売りを行っている」と判断されたエリアの旧一電については、常時BUの卸売りを行う必要が無い旨、記載してはどうか。この際、内外無差別な卸売りを行っているか否かは、監視等委員会でのこれまでの議論（P.29を参照）を踏まえつつ、監視等委員会が判断してはどうか。

(参考) 適正な電力取引についての指針（令和4年9月16日、公正取引委員会・経済産業省）（抄）

②また、区域において一般電気事業者であった発電事業者が他の小売電気事業者に対して行う常時バックアップについては、電気事業法上規制をされていないが、電気事業の健全な発達を図る観点から、他の小売電気事業者が新たに需要拡大をする場合に、その量に応じて一定割合（特高・高圧需要：3割程度、低圧需要：1割程度）の常時バックアップが確保されるような配慮を区域において一般電気事業者であった発電事業者が行うことが適当である。この場合、常時バックアップは、区域において一般電気事業者であった発電事業者等が、当該発電事業者等及びその関連会社が支配的な卸供給シェアを有する一般送配電事業者の供給区域において、他の小売電気事業者に対して行うこととする。

(参考) 電源確保・調達を支える仕組みの改善

- 一方で、足下の環境変化の中、従来通りのビジネスモデルでは小売電気事業を持続的に経営することは難しい環境にあり、撤退・縮小が相次いでいる。そのことを踏まえ、電力・ガス基本政策小委員会では、小売電気事業者間の競争を促進し、適切に経営管理を行う観点からも、**新電力による電源アクセスの環境を整備することが重要**であるとしている。
- 特に、安定的な取引の観点からは、**長期の取引が行いやすい環境の整備が重要**としており、どのような主体が、どのような取引を、どのような場で設置するのか等について、整理・検討が必要であるとしている。

課題：電源確保・調達を支える仕組みの改善①

第55回電力・ガス基本政策小委員会
(2022年11月8日) 資料3-1より抜粋

- **小売電気事業者間の競争を促進するためには、新電力による電源アクセスの環境を整備することが重要。**旧一電から新電力への卸売りの観点からは、内外無差別な卸売りの徹底、ベースロード市場の整備、スポット市場における限界費用での余剰電力全量供出、といった取り組みが継続的に行われているところ。これらの取り組みの更なる徹底と共に、**足下発生している課題等を踏まえ、卸電力市場や電力卸売りについて、不断の改善・見直しが必要。**

(長期・安定的な取引の観点)

- 小売電気事業者の経営や小売電気料金の安定性の観点からは、**長期の電力相対取引や先渡取引、先物取引等の取引が行いやすくなる環境の整備が重要。**
- 内外無差別での卸売りの一環として、オークション形式での卸売りを導入するなど、新たな卸売りの方法や形態も出現しているところ。こういった取組も促進しつつ、**中長期の取引について、既存の先渡取引や先物取引などとの関係も踏まえて、改めて、取引の全体像の整理及び必要な対策の検討が必要ではないか。**
- 具体的には、**どのような主体（市場運営主体や販売主体）が、どのような契約形態（期間・契約ロット（数量）等）の取引を、どのような場で設置するか等の整理、検討が必要なのではないか。**

(※) なお、「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」においても、燃料確保の観点から同様の議論を実施中。

- 1.論点① : B L市場を取り巻く環境と検討の方向性について
- 2.論点② : 大規模発電事業者の制度的な供出量について**
- 3.論点③ : 商品の受渡し期間について
- 4.論点④ : 価格オプションについて

論点②：大規模発電事業者の制度的な供出量について

- B L市場における大規模発電事業者の制度的な供出量を算定する際には、B L市場と同等の価値を有すると考えられる、新電力と旧一般電気事業者間で結ばれる相対契約の一部及び常時バックアップについては、その取引量を大規模発電事業者のB L市場への供出量から控除することとした。
- また、電発電源の切り出しについても、B L市場における取引と同等の効果を持つと考えられるため、競争活性化の観点から、市場創設前に電発電源の切り出しを行った場合には、最初の2年に限りB L市場創設後の市場供出量を事前に切り出した総量分控除することとした。
- 現在、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なか、独自にオークションを実施する事業者も現れている。また、常時バックアップについては原則廃止の方向で検討が進められており、電発電源の切り出しについても市場設計当初のインセンティブは既に終了している状況。
- 市場設計時からの状況変化や取引機会の拡大状況、新電力の電源へのアクセス状況を踏まえつつ、新電力間の公正性が確保されているなか、B L市場が本来志向していた「B L電源へのイコールフットイング」が達成されているかという視点のもと、どのように算定された供出量を制度的に求めるべきか、再度検討を行う必要があるか。

適格相対取引控除量の上限值について

- 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、相対取引を通じて行われることになれば、市場への供出量が大幅に減少することになること、特定の新電力との相対取引が増えることによる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。
- 一方で、適格相対契約控除量の上限值に達する大規模発電事業者も複数社存在する状況。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。
- そのような状況を踏まえ、上限値を設定した際に考慮した新電力間の公平性が担保されているかという視点や、電源へのアクセス環境が整備されているかという視点をもとに、控除可能量の上限值10%の扱いについても、見直しの視点として考えられるか。

適格相対契約とは（B L市場ガイドラインより抜粋）

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（以下「適格相対契約」という。）の取引量（以下「適格相対契約量」という。）

具体的な条件としては、B L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

(参考) 制度的供出量と相対契約の関係について

- 控除可能量の上限値10%は、B L市場に供出される予定だ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た場合、新電力等間のイコー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定めていた。

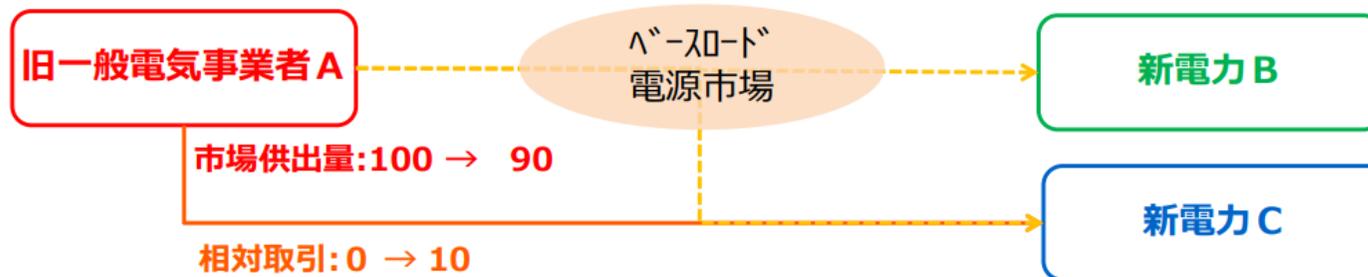
論点⑦：相対取引の位置付け

第16回制度検討作業部会
(2017年12月12日) 資料4より抜粋

- 仮にBL市場において1年商品のみを先行させることとした場合、複数年商品を要望する事業者のニーズ等に対応できなくなるため、取引所取引で捕捉できない事業者ニーズを補完すべく、BL市場と同等の効果を持つ相対取引※を許容する一方で、その取引量を売り手の供出量及び買い手のBL市場での購入枠から控除することも検討してはどうか。
※認定の方法については別途検討が必要。
- 他方、BL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になれば、新電力等間のイコー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、供出量からの控除を一定量までしか認めない等の措置が必要ではないか。
※手続きの公平性を担保する措置の検討が必要なのではないか。

【相対取引締結後の市場供出量及び購入量上限の変化 (イメージ)】

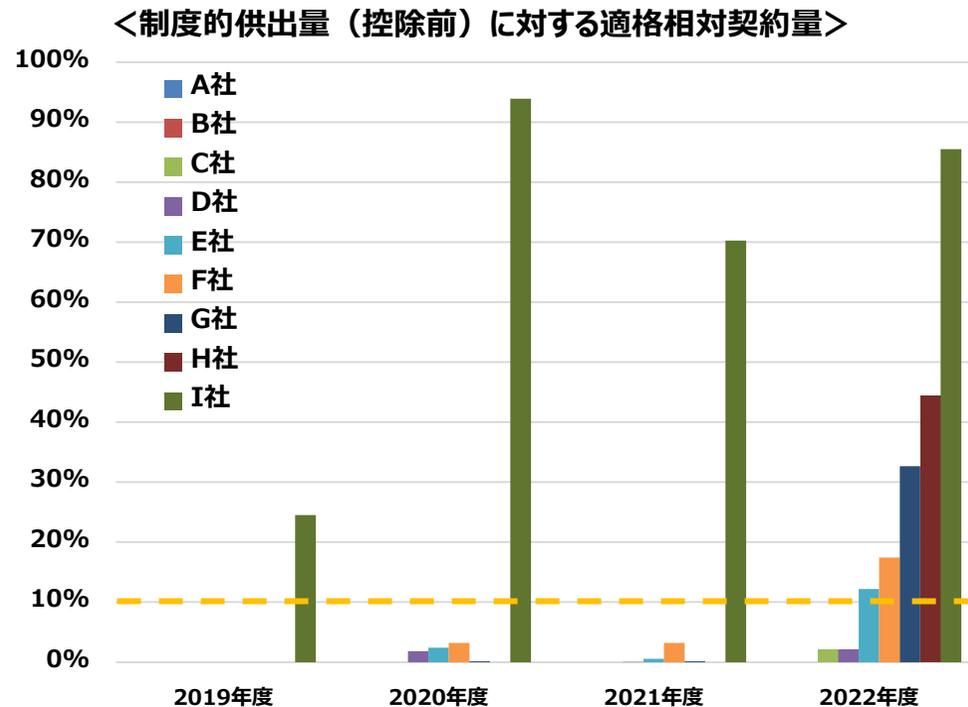
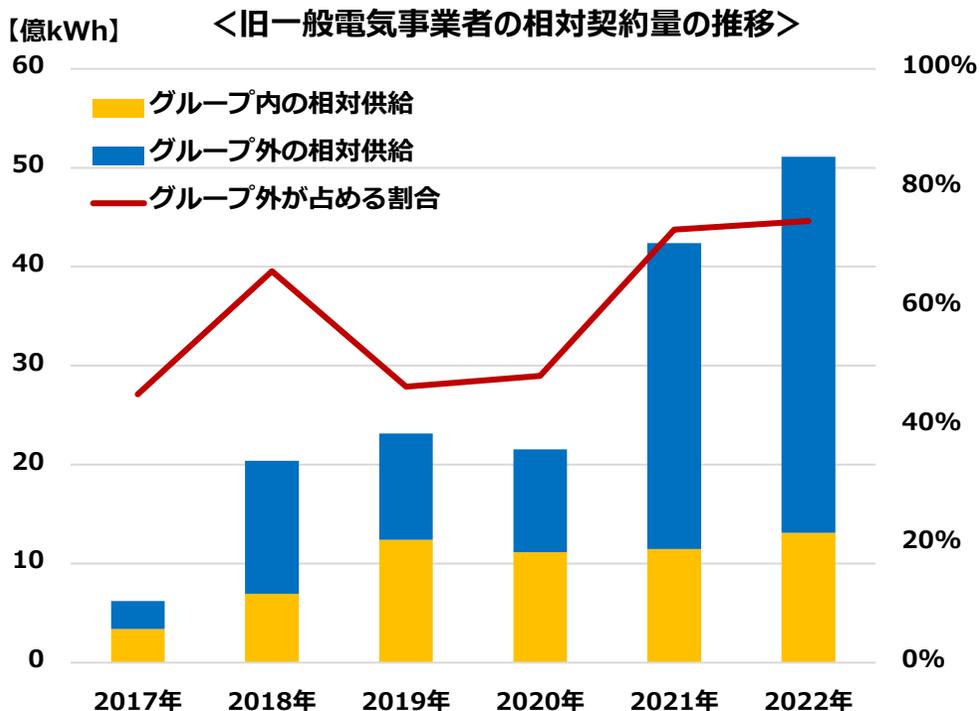
例：旧一般電気事業者Aと新電力CがBL市場と同等の効果を持つ相対取引(10)を締結した場合
当初の旧一般電気事業者の市場供出量：100、新電力B,Cの購入枠:40*



*市場供出量から控除する。

(参考) 旧一般電気事業者の相対契約の推移

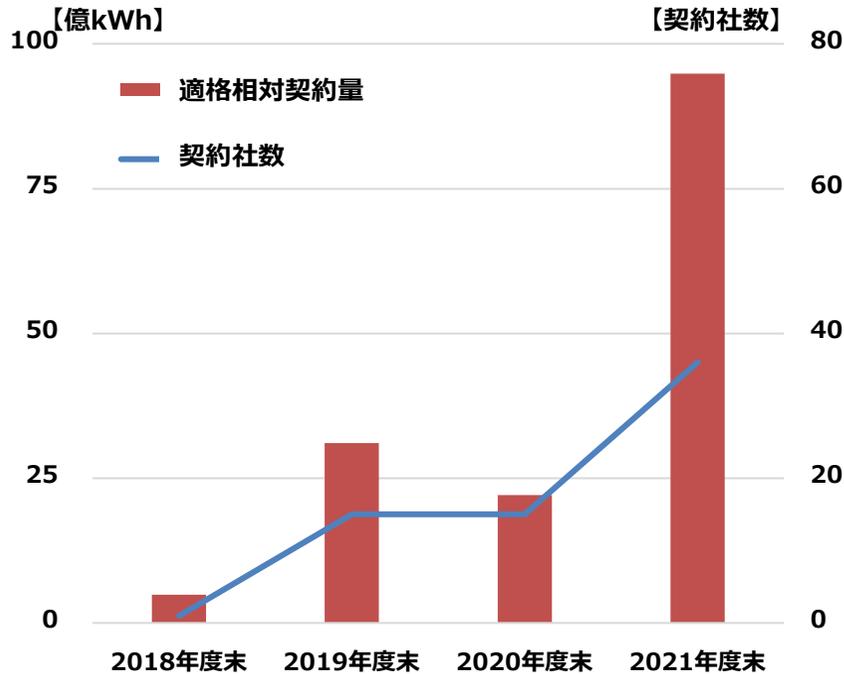
- 旧一般電気事業者の相対供給量について、2017年6月時点では相対供給量計6.2億kWhのうち約45%がグループ外への供給であった。一方で、2022年6月時点では相対供給量計51.1億kWhのうち、約74%がグループ外への供給となっており、**BL市場検討時から比較すると、相対取引合計量のうち、グループ外への相対供給量が占める割合は約1.6倍**になっている。
- また、**適格相対契約として、BL市場供出量から控除される相対取引量も増加傾向**。2022年度は、制度的な供出量に対し適格相対契約量は約13%であり、**半数以上の事業者が控除量上限値である10%に到達している状況**。



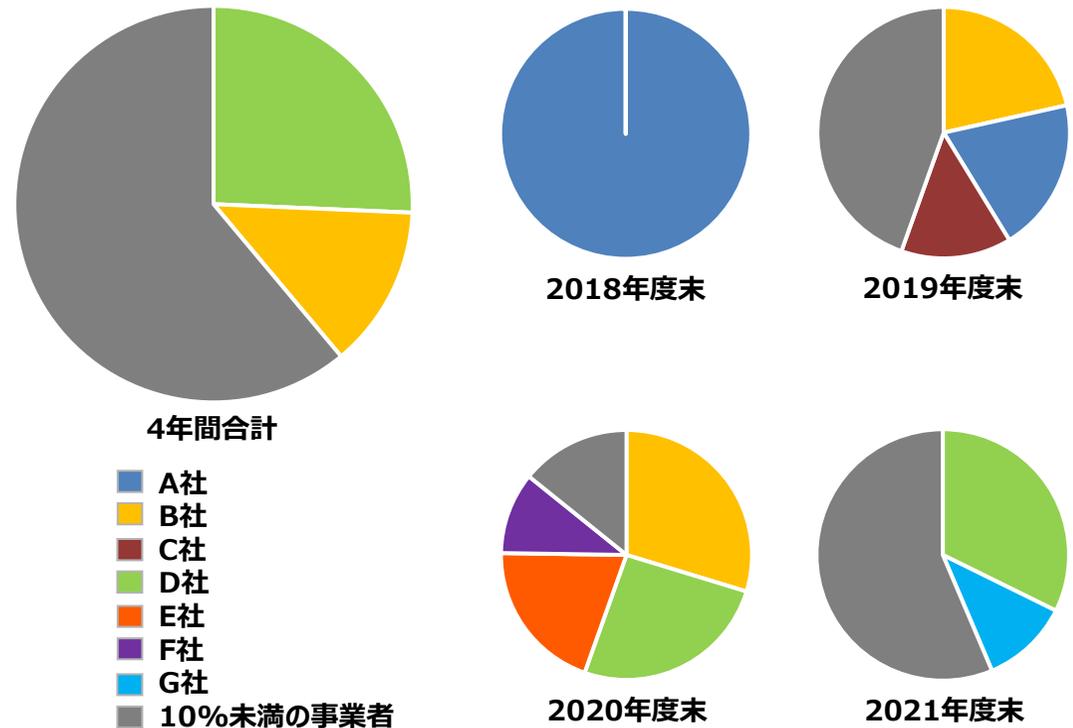
(参考) 適格相対契約量の推移

- 適格相対契約について、2021年度末には合計約95億kWh、36社が対象となった。過去4回の供出量算定時において、適格相対を契約していた新電力数は、累計46社であった。
- 適格相対契約のうち25%程度を占める事業者も存在するが、契約社の大多数は占有率10%未満となっていた。

<適格相対契約量と契約社数の推移>



<各社毎の適格相対契約量の割合>



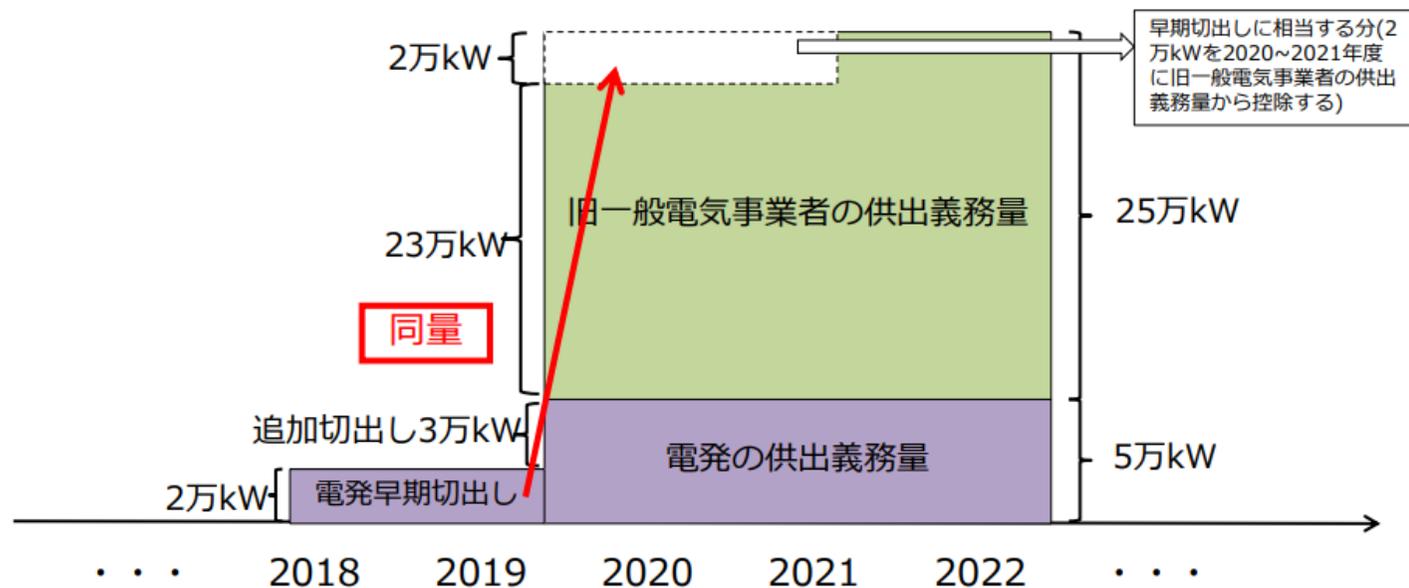
(参考) 制度的な供出量の算定に関する議論

- そのほか、電発電源の切り出しや、現在廃止に向けた議論が進められている常時バックアップとの関係についても、制度的な供出量を再度検討する際の視点になるか。

論点⑧：電発電源切り出し（電発電源早期切り出しインセンティブに係る考え方）

第13回制度検討作業部会
(2017年10月30日) 資料4より抜粋

- 第8回制度設計作業部会の議論を踏まえ、旧一般電気事業者に対して、従前どおり電発電源の自主的な切り出しを求めるだけではこれまで同様切り出しが進まない恐れがあるため、BL市場の創設前に早期の電発電源切り出しを行った場合、何らかのインセンティブを付与することとする。
- 例えば、BL市場に制度的に電源供出を求められる旧一般電気事業者が、同市場創設前に電発電源の切り出し等を行った場合、BL市場創設後の市場供出量を事前に切り出した総量分控除することとしてはどうか。



- 1.論点① : B L市場を取り巻く環境と検討の方向性について
- 2.論点② : 大規模発電事業者の制度的な供出量について
- 3.論点③ : 商品の受渡し期間について**
- 4.論点④ : 価格オプションについて

論点③：商品の受渡し期間について

- B L市場の商品に関して、制度的な供出を求めている大規模発電事業者や、市場に参入している新電力にアンケート・ヒアリングを実施した。その結果、現在の受渡し期間（1年間）については、適切とする意見もみられた一方で、より長い商品・より短い商品を望む意見も、売手側・買手側両者に一定数存在した。
- 安定供給や市場活性化、事業者のニーズや実務面の観点を踏まえ、B L市場における商品の受渡し期間について、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＞

		適切	その他
1年間という受渡し期間について	売手	<ul style="list-style-type: none"> 石炭価格ヘッジの実務面を踏まえると、固定価格で1年間という受渡し期間は適切。 制度主旨に照らし適切。 	<ul style="list-style-type: none"> 今後1年間の想定を行い、価格固定で取引をするのは困難。燃料費調整制度等があれば対応可能。 最大1年半程度先のコミットメントが必要でありリスク。
	買手	<ul style="list-style-type: none"> 他期間の商品もあって良いが、1年という期間は適切。 相対電源確保と相違ない期間であり、適切。 	<ul style="list-style-type: none"> 適切だが、他期間の商品もあって良い。 事業変化激しい中、今後1年間の価格想定は困難。
		必要	不要
長期商品について (受渡し期間1年超)	売手	<ul style="list-style-type: none"> 安定供給の観点から予見性も高まるため、検討の余地がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 1年超の商品は売手・買手の特別な契約のもと成立するもの多く、定型商品には適さない。 容量市場との整合性に難点あり価格付けが難しい。
	買手	<ul style="list-style-type: none"> 2~3年程度で、スポット市場の影響を受けないような商品が欲しい。 燃調等のオプションを含めた長期商品が欲しい。 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料費調整制度等なく固定価格商品である場合、1年でも長い。
短期商品について (受渡し期間1年以下)	売手	<ul style="list-style-type: none"> 需給バランスを踏まえた対応が可能。 燃料価格大幅に変動する中、1年間の想定すら困難であり、より短期の商品が望ましい。 	<ul style="list-style-type: none"> 売手・買手の需要にミスマッチが生じる可能性。 B L電源を扱う市場の主旨と合致しない。
	買手	<ul style="list-style-type: none"> 需要期の電源が市場に出回りにくいため、短期商品で対応できるようにして欲しい。 1年先ですら事業変化激しく想定が困難な状況。 	—

論点③－1：受渡し期間が1年以上の商品（長期商品）について

- 受渡し期間が1年以上の長期商品を導入した場合、以下の導入メリットが考えられ、**安定供給にも資する可能性がある**。また、相対契約の多くが1年以内の契約であることを踏まえると、**相対取引では活発化していない長期契約を促進する効果もあると考えられる**。
- 一方で、売手事業者・買手事業者それぞれに懸念点があるほか、年度毎に変わる容量市場の収入にどのように対応するか、その他システム対応等含め、実務面に懸念点がないか検討する必要もある。

<長期商品導入によるメリットと懸念点>

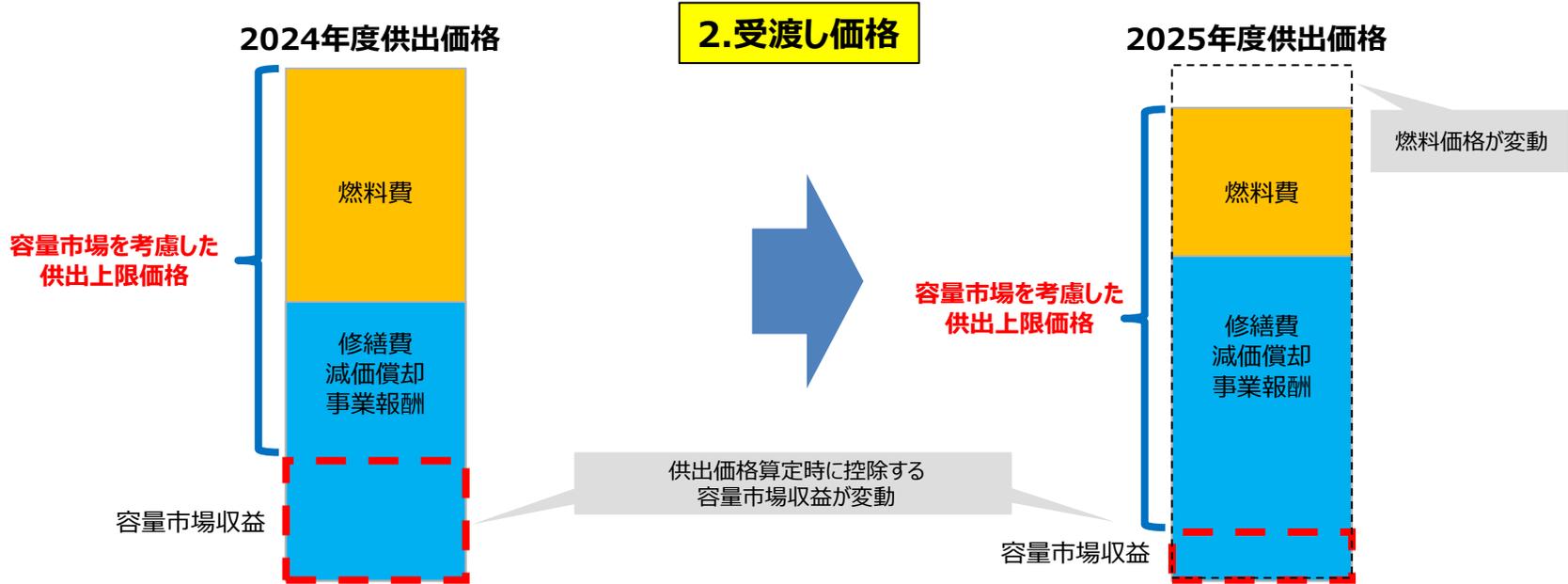
	導入メリット	懸念点
売手事業者	<ul style="list-style-type: none">• 複数年契約により、安定的な燃料の確保やB L電源の安定稼働、費用の安定回収に資する可能性。• 相対取引では活発化していない長期契約の促進。	<ul style="list-style-type: none">• 固定価格である場合、燃料の価格変動リスクの見積もりが困難である可能性。入札価格が必要以上に高くなるか、価格転嫁できず損失が発生する可能性。• 固定価格である場合、先物取引における厚みがなくコストの固定化ができない可能性
買手事業者	<ul style="list-style-type: none">• B L電源の複数年にわたるアクセスが確約され、小売電気事業者の経営や小売電気料金の安定化に資する可能性。• 相対取引では活発化していない長期契約の促進。	<ul style="list-style-type: none">• 預託金水準は1%に引き下げられたものの、預託期間が伸びることで負担が増加する可能性。

受渡し期間が1年以上の商品（長期商品）導入時の論点

- 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。	<ul style="list-style-type: none"> 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。	<ul style="list-style-type: none"> 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。	<ul style="list-style-type: none"> 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。	<ul style="list-style-type: none"> 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。	<ul style="list-style-type: none"> 既存商品との購入量のバランス 購入可能量の総量

(参考) 論点イメージ (受渡し期間2年の場合)



※容量市場メインオークションが終了している2024年度・2025年度を元に例示

(参考) 燃料確保の予見性の向上

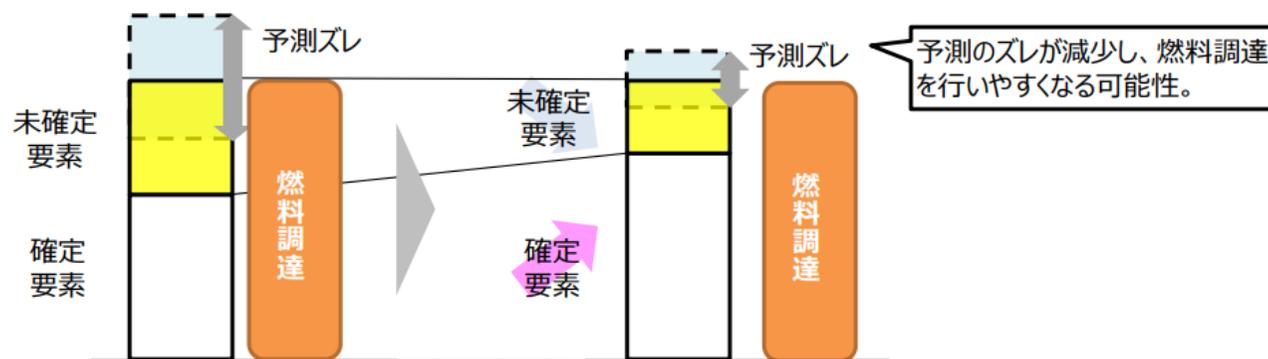
- B L 市場等で売買を確約し、燃料調達の未確定要素の割合を減らし確定要素を増やすことで、発電事業者としても燃料確保に動きやすくなり、小売事業者についても燃料不足に伴う卸市場価格高騰リスクの回避に繋がる可能性がある。

第2回 あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会（2022年10月4日）資料3より抜粋

(1) 取引の場の改善

- 燃料WGにおいては、燃料追加調達の判断には、調達タイムリミット時点での燃料消費量予測が重要であり、その時点での予測精度向上に加えて、以下のような意見もあったところ。
 - 予測精度向上には限界がある中、未確定要素の割合を減らすことが、発電事業者としては燃料確保に動きやすくなるとともに、小売事業者においても燃料不足に伴う卸市場の価格高騰リスクの回避につながるのではないかと。

確定・未確定要素と燃料調達予測のズレ



(参考) B L 市場商品の受渡し期間に関する過去のご意見

第8回制度検討作業部会
(2017年6月30日) 資料3より抜粋

(参考) 相対取引に関するこれまでの意見 (1/2)

【昭和シェル石油 (事業者ヒアリング提出資料)】

電気の受渡し期間については、1年商品が基本になると理解しているが、小売価格に反映させるために、**3~5年といった長い期間での取引にもニーズがある**ことを考慮いただきたい。

【松村委員 (第3回制度検討作業部会)】

それから、昭和シェルのご説明でも、ほかの事業者も今までそうだったのですが、ベースロード電源市場で3年とか5年とか10年とかという長期も欲しいという話が一方であり、しかし長期にすると設計がとても難しいということがあり、とりあえずスタートとしては1年でいいと言っていたのは、とてもよかった。これで大分めどが立ったというか、そういう方針で今後制度を設計すればいいと思います。

一方で、この点に関して、重要なご提案をいただいたと思っている。**それは3年とか5年とかというものももちろん欲しい。欲しいけれども、旧一般的事業者が自社の小売部門とやっているような、やっているであろう長期的な契約と同じ条件で、新規加入者もその長期の相対契約でもらえるのだとすれば、ベースロード電源市場で3年、5年ものを無理して作らなくても、それで代替できると言っていた**と理解しました。

それは内外無差別をどれぐらい徹底できるのかに依存して、なお長期の商品が長期的に必要なのか、あるいはそちらで替えられるのか、**その内外の差別の実効性を見ながら判断していく**ということをやっていたと解釈しました。その発想は、とても建設的だと思います。そのようなやり方でベースロードは1年。ほかのところは、内外の差別の相対取引というので手当てしていくというのも一つの考え方だと思いました。

【関西電力 (事業者ヒアリング提出資料)】

まずは1年もの商品から設計を始めることでよいが、ベースロード電源の特性を踏まえると長期的な契約形態のあり方も検討することが望ましく、市場供出量の一部を個別の相対取引に充当していくことも一案と考える。

【制度検討作業部会の今後の進め方についての意見募集】

本制度で電源供出を求められる事業者が、**既存電源もしくは今後開発する電源から新電力向けに、自主的にベース電力を販売する場合 (相対契約) は、本制度の電源切り出し量の内数として扱って頂きたい。**

論点③－２：受渡し期間が1年未満の商品（短期商品）について

- アンケートの結果、燃料価格のボラティリティが上昇し、1年間固定価格で受け渡すことによるリスクプレミアムが拡大しているなか、1年先を見通すのは困難であるとし、**より短期の商品を望む意見も寄せられた。**
- 短期商品を導入する場合も、以下のような導入メリットと懸念点が挙げられるが、安定供給や市場競争の促進、電力卸売の状況や小売電気事業者の経営安定化の観点も踏まえ、どのように考えるか。

<短期商品導入によるメリットと懸念点>

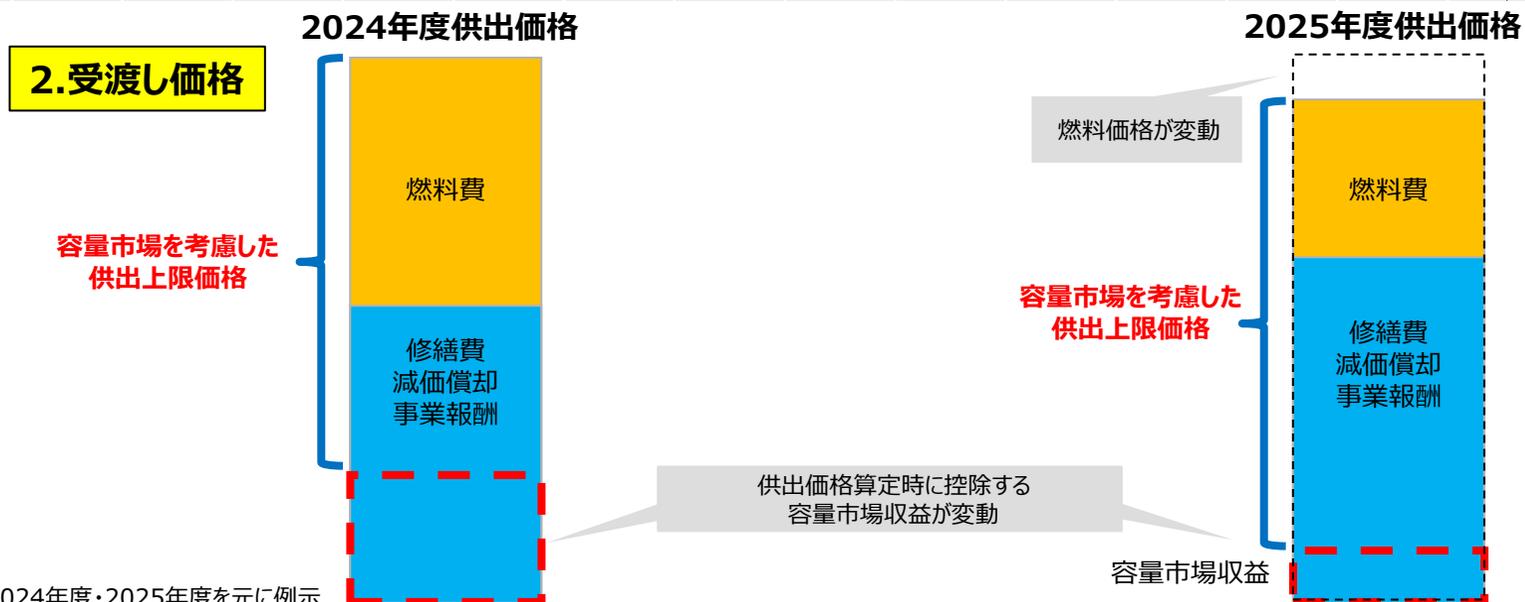
	導入メリット	懸念点
売手事業者	<ul style="list-style-type: none">• 燃料価格のボラティリティが高い現状、既存商品に比べ固定価格での受渡しは容易。• 燃料価格の予見性が1年商品より高く、売札価格を低減できる可能性。	<ul style="list-style-type: none">• 本来B L電源は短期的な起動・停止をしないため、受渡し期間を過度に短期間に設定してしまった場合、B L市場のあり方としてそぐわない可能性。• 取引期間を一定以上短期間に設定した場合、高需要期にのみ需要が集中し、端境期の費用を適切に回収できない可能性。
買手事業者	<ul style="list-style-type: none">• 高需要期・端境期等のピーク・オフピークに細やかに対応。	<ul style="list-style-type: none">• 短期間で契約が終了するため、中長期的な予見性向上には寄与しない。

受渡し期間が1年未満の商品（短期商品）導入時の論点

- 具体的な商品を検討する際には、長期商品と同様、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を踏まえつつ、B L市場への受渡し期間1年未満の商品の導入やその必要性について、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年未満の商品について、その受渡し期間はどのように設定するか。	<ul style="list-style-type: none">● B L電源の特性● B L市場の趣旨● 安定供給への貢献
2.受渡し価格	1年未満の商品を導入する場合、従来の商品同様、固定価格での受渡しで問題ないか。	<ul style="list-style-type: none">● リスクプレミアムへの対応● 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。また、オークション終了後いつから受渡しを開始するか。	<ul style="list-style-type: none">● オークションの回数と時期● オークションと受渡し開始日までの期間
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。	<ul style="list-style-type: none">● 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● 供出量の総量
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、短期商品ではどのように考えるか。	<ul style="list-style-type: none">● 既存商品との購入量のバランス● 購入可能量の総量

(参考) 論点イメージ (受渡し期間6ヶ月の場合)



※容量市場メインオークションが終了している2024年度・2025年度を元に例示

- 1.論点① : B L市場を取り巻く環境と検討の方向性について
- 2.論点② : 大規模発電事業者の制度的な供出量について
- 3.論点③ : 商品の受渡し期間について
- 4.論点④ : 価格オプションについて**

論点④：価格オプションの必要性について

- 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	<ul style="list-style-type: none"> ● 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。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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	<ul style="list-style-type: none"> ● 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。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 固定価格商品も必要。

(参考) 燃料単価上昇への対応策

- 供出上限価格の算定における燃料費単価について、価格変動リスクの具体的な見積もり方法は定められておらず、**大規模発電事業者の裁量の余地が大きい状況**。その結果、**2022年第1回オークションでは、事業者間で石炭単価に3倍近い差が生じていたことが第79回制度設計専門会合において報告されている**。
- そのような状況を踏まえ、制度の見直しが必要だと指摘されており、**対応の方向性の1つとして「燃料費調整制度の導入」が示されたところ**。

検討の方向性（案2） 燃料費調整制度の導入

第79回制度設計専門会合
(2022年11月25日) 資料7より抜粋

【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。
- 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	○ 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
	○ 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
	△ 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 △ 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

■ 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。

(参考) B L市場設計当初の方向性について

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（2017年2月）

<2.2 B L電源市場の創設（2）基本的な考え方 より抜粋>

- B L電源は、主に中長期断面で見た需要家のベース需要に対応する、安定的な供給力として位置付けられており、小売電気事業者は、実需給の一定期間前の段階で確保することを志向する。そのため、**B L電源市場については、先渡市場の一種として位置付け、ある程度の長い期間、一定の電力量を受け渡す標準化された商品を取り扱うこととし、商品数については、昼夜や季節を問わず安定的に発電を行うB L電源の特性や、事業者のニーズなどを踏まえつつ、卸電力市場の流動性を高めていく観点から決定していくこととする。**
- 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。**
- 市場に供出する電源種を限定すると、その電源の特性（立地の偏在性、電源脱落リスク等）が供出量や価格に大きく影響を及ぼすため、事業者が適切にリスクを評価・平準化することを可能とするため、同市場に供出することができる電源種は基本的には限定しないこととする。

<2.2 B L電源市場の創設（3）留意事項 より抜粋>

- B L電源市場は、今般、新たな制度設計を検討した他の様々な市場・制度等とも相互に関連しているため、こうした制度との整合性を保ちつつ、今後詳細な制度設計を行う必要がある。具体的には、まず、連系線利用ルールの見直しの中で、間接オークションの導入及び市場分断時のエリア間値差をヘッジするための商品の検討が進められている。特に後者については、ヘッジを行う商品がないことが、先渡市場の活性化に向けたボトルネックの一つとして挙げられていたところである。そのため、こうした商品はB L電源市場を含む先渡市場の活性化にも資するよう、開発することとする。また、**B L電源市場の市場範囲についても、基本的には全国一律を志向するが、その開発状況等も踏まえつつ、設定することとする。**

- 一方で、需給がひっ迫する時間帯等においては、昨冬のように、スポット市場価格が高くなることも考えられ、**スポット市場は大きな価格変動リスクを伴う市場であることを再認識する必要がある。**
- これまで、事業者による市場価格の変動リスクに備えるための手段として、先渡市場・先物市場とともに、B L市場の整備を行ってきた。**事業者においては、そのようなリスクヘッジ手段をうまく活用しつつ、適切なリスク管理を行う経営が期待される。**

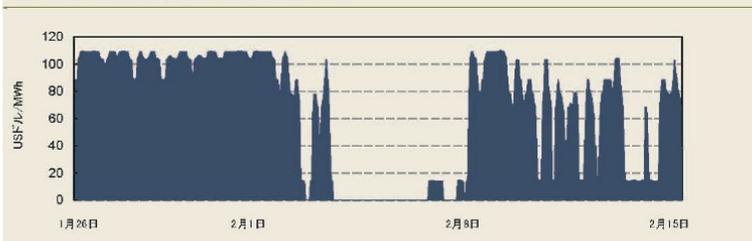
(参考) IEAによる2050年の電力価格の分析

- IEAの2050年の欧州の市場価格分析によると、**卸市場価格は一定水準を維持するものの、0円/kWh近傍となる時間帯と高騰する時間帯への二極化が進む**ことが見込まれている。

※一定程度の限界費用ゼロでない電源、容量価値収入や、十分に高い炭素価格（100ドル/ton）を前提として置いているため、**スポット市場機能以外の措置も踏まえたもの**であることに留意する必要。

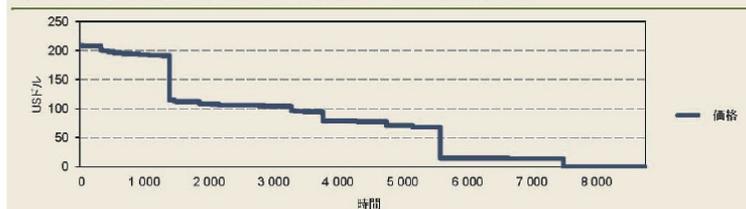
IEAレポート(2016)における2050年の電力価格のモデリング概要

図 2.4 2050年の電力価格（3週間の抽出）



- 電源構成としては、風力31%、原発21.5%、太陽光11%、CCS付火力10%、残りを水力、バイオ等と想定。
- 限界費用0の電源と、10円程度の電源（火力）のほぼどちらかしかないため、価格はその両極端で決まる。
- 2050年の卸売価格は、**年間約1,000時間でゼロ、年間約2,000時間で0~20 USドル/MWhという非常に低い価格**となる。
- 一方で、**約1,000時間程度は200USドル/MWhという高い価格の時間帯も存在**
- 平均卸価格は78 USドル/MWhと比較的高い水準を維持すると試算。

図 2.5 ETP シナリオに基づくモデルによる 2050年の価格持続曲線



(出典) <https://www.nedo.go.jp/content/100862107.pdf> p54,p55