

ベースロード市場の現状と課題

2021年3月26日

資源エネルギー庁

はじめに

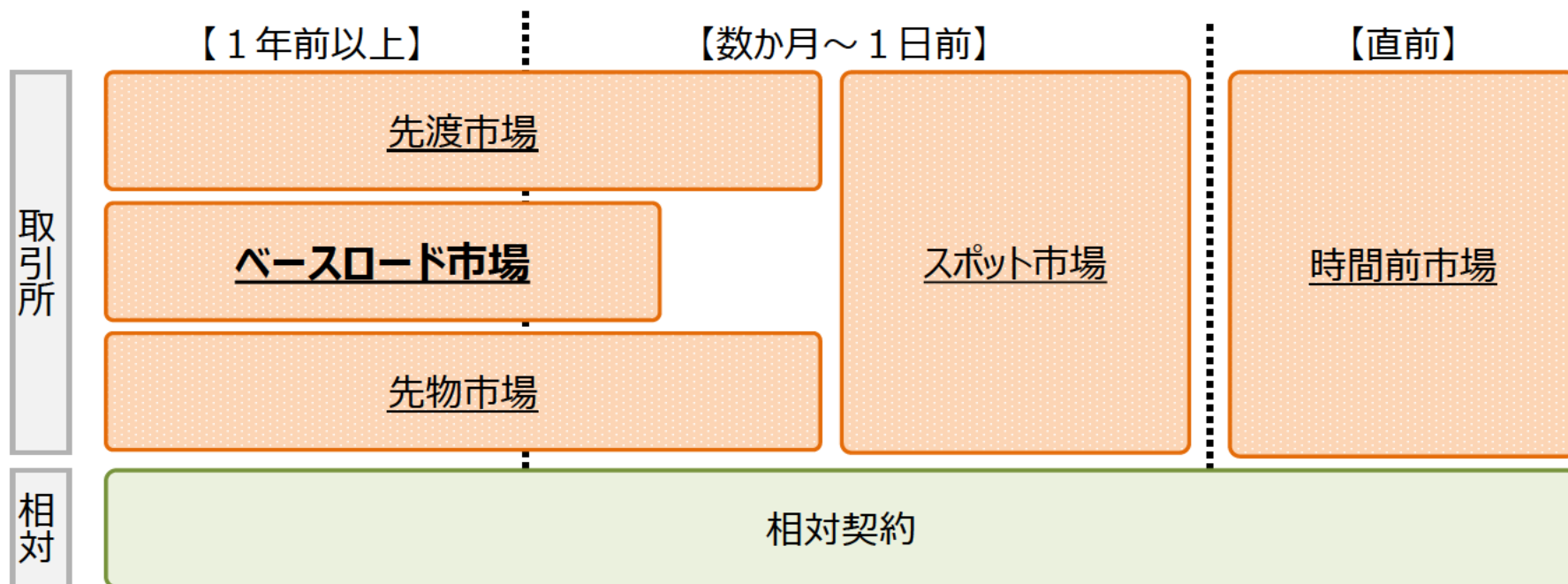
- 旧一般電気事業者と新電力のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフィッティングを図り、更なる小売競争の活性化を図る仕組みとしてベースロード市場（以下「BL市場」という。）を創設し、2019年7月よりJEPXにおいてオークションが開始された。
- 前回の本部会では、2020年度のオークション取引結果について報告したが、引き続き制度の改善を求める声（例：翌期の契約交渉が本格化する1～2月頃にオークションを開催して欲しい）も上がっており、また、今冬の電力需給ひっ迫の検証を踏まえた「ヘッジ市場の活性化」の短期対策として、利便性の向上が求められている。
- そのため、今回、改めて2019年度および2020年度のオークション結果を総括し、BL市場の活性化に向けた検討課題について整理を行うとともに、具体的な対応について整理を行ったので、ご議論いただきたい。

(参考) BL市場の概要

- BL市場は、新電力によるベースロード電源へのアクセスを容易にすることを目的とし、日本全体の供給力の約9割弱を占める大規模電事業者（旧一般電気事業者・電発）が保有するベースロード電源（石炭火力・大型水力・原子力・地熱）の電気の供出を制度的に求め※1、新電力が年間固定価格で購入可能とする市場。 ※1 大規模電事業者以外も同市場で電気を販売可能（任意）
- BL市場で取引される商品は、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、実需給の数か月前の段階から確保することを小売事業者が志向するものであり、その点においては、同市場は先渡市場の一種※2と考えられる。

※2 旧一般電気事業者等の供出義務者に対して、供出上限価格以下で一定量の市場供出を求める一方、新電力等に対しては、設定した購入枠の範囲内で商品の購入可能とする点やシングルプライスオークション方式を採用している点等で、既存の先渡市場とは異なる。

実需給と取引時期の関係



(参考) BL市場と先渡市場の比較

	ベースロード市場	先渡市場
特徴	新電力によるBL電源へのアクセスを容易にすることを目的とし、BL電源（石炭火力・大型水力・原子力・地熱）の電気の供出を制度的に求め、新電力が年間固定価格で購入可能	商品ごとに実需給の3年前（年間商品）から3日前（週間商品）まで取引が可能であり、小売電気事業者が中長期的に必要な供給力を固定価格で購入可能
創設時期	2019年7月	2009年4月※
市場管理者	日本卸電力取引所（JEPX）	日本卸電力取引所（JEPX）
主な取引主体	<ul style="list-style-type: none"> ・売入札：旧一般電気事業者、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（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も制限されていない） 	<ul style="list-style-type: none"> ・小売電気事業者、発電事業者
取引商品	<ul style="list-style-type: none"> ・燃調等のオプションを具備しない受渡期間1年の商品（受渡し開始はオークションの翌年4月） 	<ul style="list-style-type: none"> ・年間商品（受渡期間が1年間のもの） ・月間商品（受渡期間が1か月のもの） ・週間商品（受渡期間が1週間のもの） ※年間商品は24時間型のみであり、月間・週間商品は24時間型、昼間型（平日の8時～18時）が存在。
取引方法	<ul style="list-style-type: none"> ・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3回（7月、9月、11月）オークションを開催 	<ul style="list-style-type: none"> ・ザラバ方式 ・毎営業日に開催
受渡方法	スポット取引を通じて受渡し	スポット取引を通じて受渡し
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市場	①東日本（北海道、東北、東京）、②西日本（中部、北陸、関西、中国、四国、九州）の2市場
取引単位	100kW	30分単位で500kWh
取引手数料	<ul style="list-style-type: none"> ・売買ともに約定した入札1件あたり10,000円（税別） 	<ul style="list-style-type: none"> ・受渡期間が年間のものは、売買ともに約定した入札1件あたり10,000円（税別） ・受渡期間が月間、週間のものは、売買ともに約定した入札1件あたり1,000円（税別）
預託金	受け渡しが完了していない商品の買い代金に0.03を乗じた額	先渡取引の商品基準時差額の合計額
2019年度 売買実績	46.8億kWh（需要量の0.56%）	0.5億kWh（需要量の0.005%）

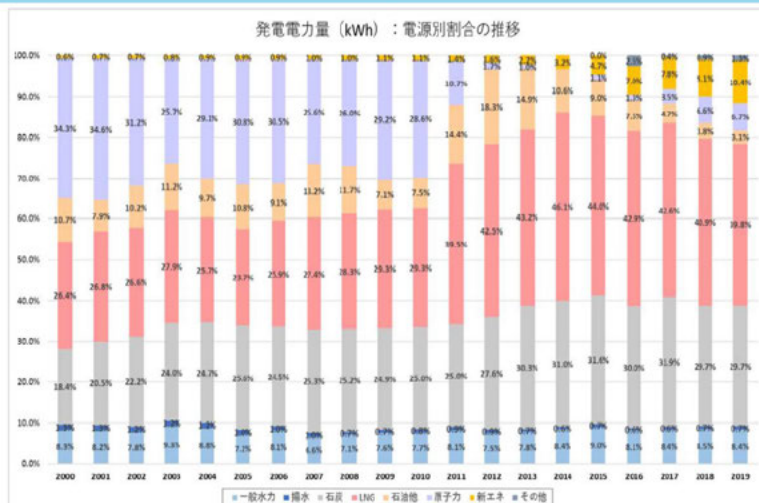
※先渡定型取引としては、2005年4月2日より実施。

市場環境を取り巻く変化①

- 東日本大震災以降、順次停止となった原子力発電所の再稼働は現状9基にとどまっている一方で、再生可能エネルギーの主力電源化や非効率な石炭火力のフェードアウトといった環境対応に関しては、待ったなしの状況。
- そのような中で、電力市場を取り巻く状況も大きく変わりつつある。限界費用が原則0円である再エネの導入量が市場で急速に拡大する中、0.01円/kWhとなる時間帯が出現している。

⑩ 発電電力量の推移

- 東日本大震災以降、全国の原子力発電所は順次停止し、**2014年度の原子力発電所の発電電力量の割合は0%**となった。
- 積極的に再エネも導入しているものの、安定供給を確保するためには、これまで休止していた経年火力を再稼働させたり、最新の設備に更新して発電効率を高めるなど、**火力発電所の発電電力量の割合を増加（2009年度約61.4%→2019年度65.7%）し、電力をまかってきた。**

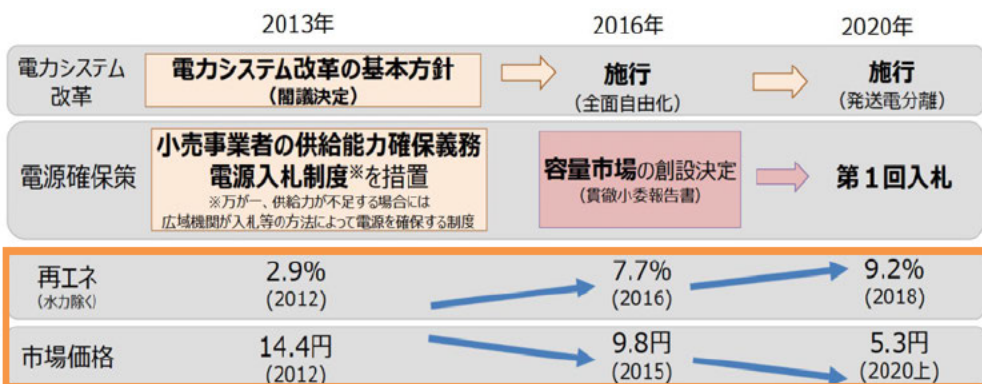


(出所) 2000～2015年度：電源開発の概要、2017年度以降：供給計画とまとめ（電力広域的運営推進機関）から作成（自家消費分は含まない） 38

(出所) 第28回電力・ガス基本政策小委員会（2020年10月30日）資料7より

⑬ 事業環境の変化

- 2013年に電力システム改革の基本方針を閣議決定した際、**再エネは2.9%程度（2012年度、水力除く）**であった。当時の市場価格は平均**14.4円程度（2012年度）**であり、こうした**市場価格をシグナルとして、発電所の新規投資が行われる市場設計**を想定。
- 他方、その後、全面自由化・発送電分離とシステム改革を進める中、FIT制度により、**再エネは急速に拡大（2018年度9.2%、水力除く）**。こうした中、限界費用が原則0円である再エネがスポット市場で取引される量が拡大し、**市場価格を押し下げる現象**が出現。
(例)九州エリアにおいて、市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯が増加(2018:20時間,2019:347時間,2020上:274時間)



(出所) 第28回電力・ガス基本政策小委員会（2020年10月30日）資料7より

市場環境を取り巻く変化②

- 一方で、需給がひっ迫する時間帯等においては、今冬のように、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改めて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、BL市場の整備を行ってきた。
- 事業者にとっては、そのような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。

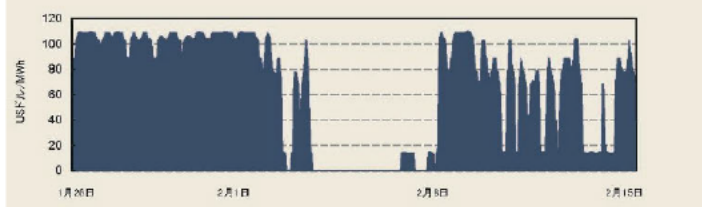
(参考) IEAによる2050年の電力価格の分析

- 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**。

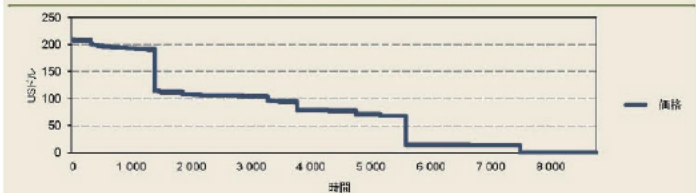
IEAレポート(2016)における2050年の電力価格のモデリング概要

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

39

1. ベースロード市場の現状

2. ベースロード市場の活性化に向けた対策

取引結果総括

- 2019年度は、売り入札量1,863.4億kWhに対し、買い入札量は647.1億kWhと、約34.7%の入札割合であった。そのうち約定量は46.8億kWhと買い入札量の約7.2%であった。
- 他方、2020年度は、売り入札量2,017.9億kWhに対し、買い入札量は559.0億kWhと、約27.7%の入札割合であった。そのうち約定量は29.1億kWhと買い入札量の約5.2%であり、前年度と比較して低下している。
- 約定価格については、両年度の全エリアにて、取引前年度のエリアプライスを下回っているにも関わらず、約定は一部にとどまっている。加えて、2020年度の約定価格は前年度と比較しても安値で取引されている。

▶ オークション実績

エリア	2019年度取引（2020年度受渡し）				2020年度取引（2021年度受渡し）			
	売り入札量 (億kWh)	買い入札量 (億kWh)	約定量 (億kWh)	約定価格※ (円/kWh)	売り入札量 (億kWh)	買い入札量 (億kWh)	約定量 (億kWh)	約定価格※ (円/kWh)
北海道	62.3	26.2	2.4	12.43	80.8	20.4	1.0	8.92
東日本	898.9	358.7	27.0	9.71	944.9	318.6	9.4	7.50
西日本	902.1	262.2	17.3	8.62	992.2	220.0	18.6	6.22
総計	1,863.4	647.1	46.8	—	2,017.9	559.0	29.1	—

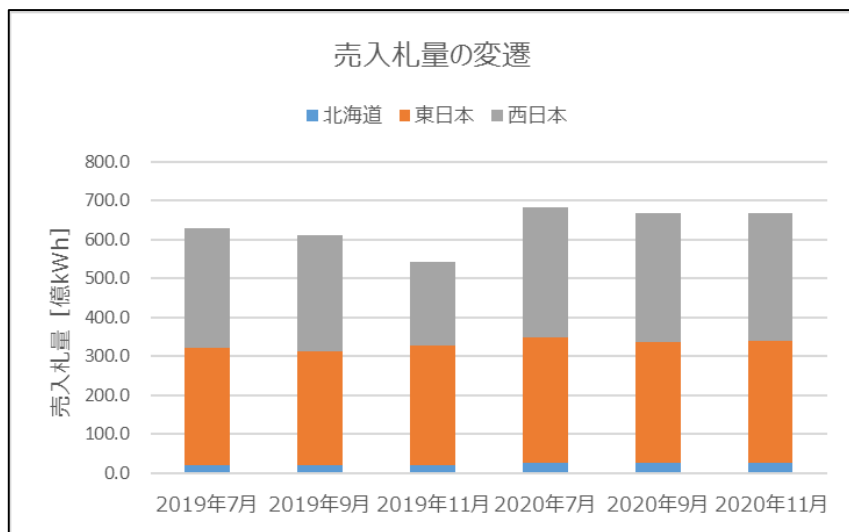
▶ (参考) 年間平均スポット価格

※約定価格は、各回の約定量と約定価格から、年間の加重平均価格を算出

エリア	基準エリアの2018年度エリアプライス(円/kWh)	基準エリアの2019年度エリアプライス(円/kWh)
北海道	15.03	10.73
東日本	10.68	9.12
西日本	8.88	7.17

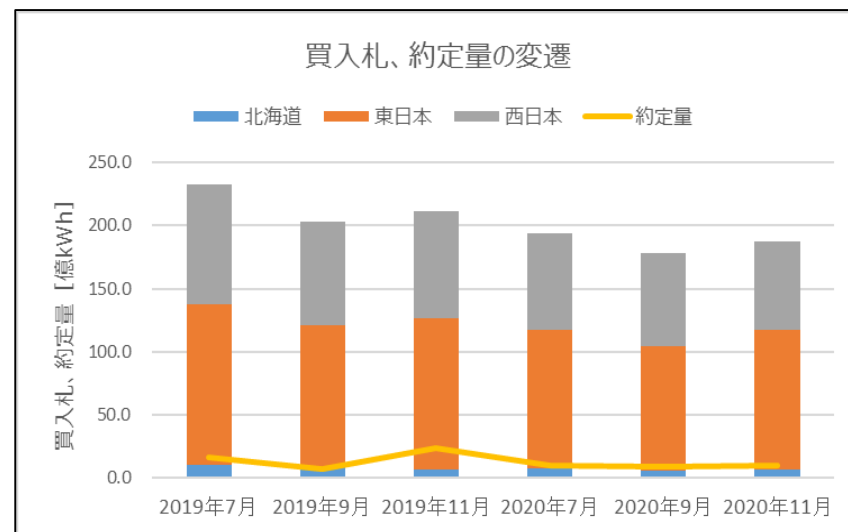
入札量および約定量

- 2020年度オークションは、**売り入札量2,017.9億kWh**と、前年度比で**約8.2%増加**に対し、**買い入札量は559.0億kWh**と前年度比で**約13.6%減少**している。
- 他方、**2020年度の約定量は29.1億kWh**（買い入札量の約5.2%）と、**前年度の46.8億kWh**（買い入札量の約7.2%）と**低調な結果**であった。
- このため、今後、**買い入札量そのものを増やしていく**とともに、どのように**約定につながる入札量を増加させる**かも課題。



➤ 売り入札量 (単位: 億kWh)

取引結果	2019年度	2020年度
売り入札量	1,863.4	2,017.9



➤ 買い入札量、約定量 (単位: 億kWh)

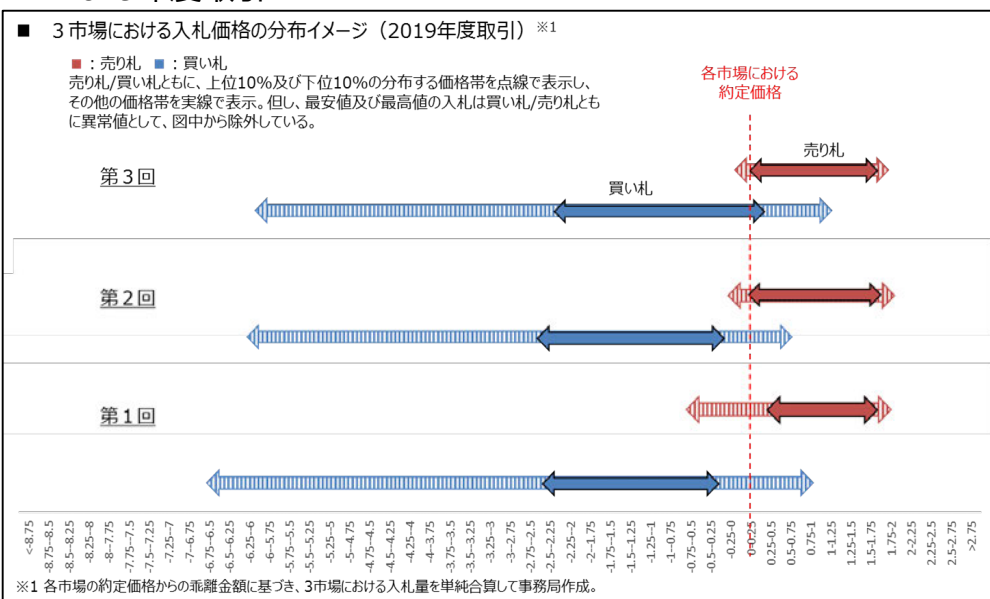
取引結果	2019年度	2020年度
買い入札量	647.1	559.0
約定量	46.8	29.1

入札価格

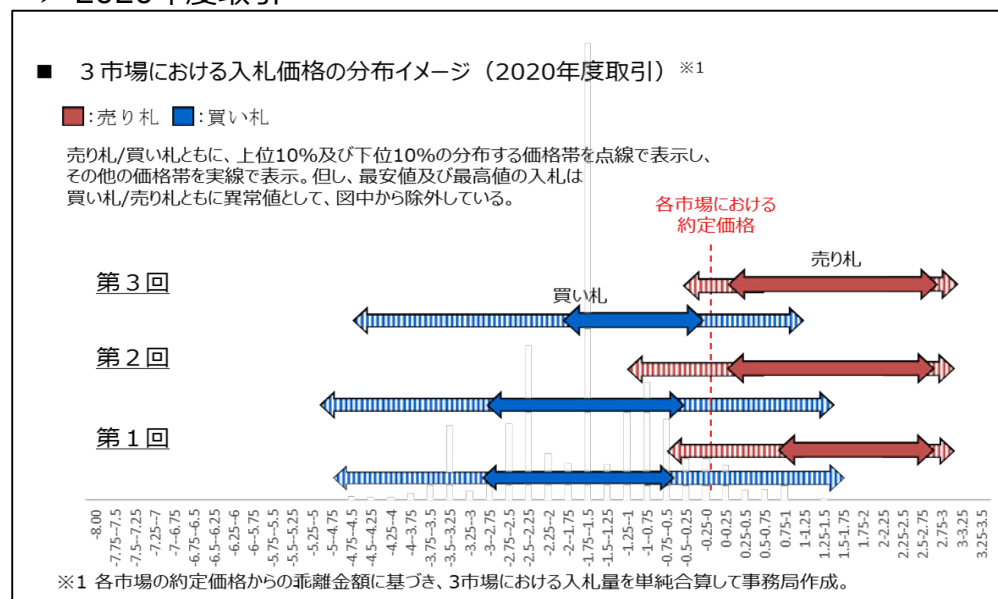
- 2019年度、2020年度の入札価格は、両年度ともに、比較的分散した価格帯にて入札されており、**回数を重ねるにつれ、売り/買いの価格水準の乖離が縮小する傾向**が見られる。
- このため、今後、**この価格差をいかに縮めていくかが課題**となる。
- その点、2020年度取引の価格差が回数を重ねると縮小する傾向を踏まえると、**仮に第4回オークションを開催した場合、この価格差がさらに縮小し、一定程度の約定量が期待**できるとも考えられる。
- なお、第55回制度設計専門会合(2021年2月5日)では、**買手がヘッジに向けた意識を高めていくことが重要**と示されており、**BL市場の利用拡大が進むよう、政策的な取り組みも必要**である。

<< BL市場における入札価格の分布イメージ >>

▶ 2019年度取引



▶ 2020年度取引



(参考) ヘッジ手段に関する審議状況

4-5.先渡・先物市場等の活用促進に向けた今後の対応の方向性

- 先渡・先物・BL市場などのヘッジ手段について、その利用拡大が進むよう、政策的に取り組むべき事項はあるか。
- 例えば、BL市場（2020年度引き渡し分）においては、スポット市場における年間約定量の約2割程度に当たる多くの売り札が出ており、前年度エリアプライスよりも低い価格で取引されていたにも関わらず、約定は一部に留まっていた。
- こうしたことを踏まえると、まずは、買い側がヘッジに向けた意識を上げていくことが重要であると考えられるのではないか。新電力等の事業者がこうしたヘッジ手段を十分認識し、自社にとって最適なポートフォリオを構築し、電源調達をしていくことが期待されるのではないか。
- なお、旧一電各社は、昨年7月、社内外・グループ内外の取引条件を合理的に判断し、内外無差別に電力卸売を行うこと等のコミットメントを実施しているが、これが着実に実行されることが重要。相対取引等がこのコミットメントに沿って行われているか、引き続き確認していく。

(参考) 約定量のシミュレーション

- 第29回電力・ガス基本政策小委(2021年1月19日)では、需給ひっ迫時の価格高騰リスクを軽減する観点から、**事業者の適切なリスク管理の手段として、ヘッジ市場の活用の重要性**が示された。
- その上で、前述の通り、回を重ねるごとに価格差が縮まっていることに着目し、仮に第4回のオークションを開催した場合に、**どの程度の約定が見込めるか、約定量のシミュレーション**※を行った。
- シミュレーションでは、2020年度の第3回オークションを前提とし、**①買手入札価格が0.5円増加する場合、②さらに売手入札価格が0.5円減少する場合という簡易な前提に基づいて約定量を試算した。その結果、両ケースともに4倍以上の増加が見込まれる**内容であった。

※本シミュレーションは、入札価格を単純に見直して試算したものだが、実際の入札価格は、買手/売手とともに、様々な要素で決定されるものであることから、今回のシミュレーションが、実際のケースに必ずしも該当するものではない。

▶ 2020年度第3回オークションによる約定量シミュレーション

オークション約定量結果

	オークション	約定量[億kWh]
2020年度	第1回	9.7
	第2回	9.5
	第3回	9.8
	計	29.1

シミュレーション結果

① 買手入札価格が0.5円増加する場合	
約定量[億kWh]	約定量比
44.4	約4.5倍増
② ①+売手入札価格が0.5円の減少する場合	
約定量[億kWh]	約定量比
58.9	約6.0倍増

(参考) 第29回電力・ガス基本政策小委員会での議論

検討課題例②発電・小売事業者における適切なリスク管理

- スポット市場のボラティリティリスク等を念頭に、発電・小売電気事業者は、市場価格等の事業リスクに備え、適切にリスク管理を行う経営が求められる。
- 具体的には、次のような方策を含めた適切なリスク評価・管理を行うことで、持続可能な経営を行っていくことが求められるのではないか。

(1) BGの需給管理能力の向上

- ✓ 現状、旧来型電源を中心とした少数のBGに対し、再エネ等の発電事業者など、小規模な新規のBGが多数参入する市場構造となっている。
- ✓ 今後のカーボンニュートラル社会を見据えれば、新旧問わず、各BGが、自然変動電源、調整可能電源、DRや蓄電池等の多様なリソースを組み合わせ、市場価格やインバランス料金を参照しつつ、市場価格等が高いと見込まれるときには出力を上げ、低いと見込まれるときには出力を下げるといった行動を取ることで、個社のインバランスリスクを緩和するとともに、社会全体のコストの低減につながることが期待されるのではないか。
- ✓ 各BGは、こうした需給管理能力の向上がより一層求められるのではないか。また、こうした需給管理手段の確保の観点から、アグリゲーターの役割や時間前市場の流動性確保も重要になると考えられるのではないか。

(2) 長期取引等を活用したリスクヘッジ

- ✓ 各BGは、需給ひっ迫時の価格高騰リスクを軽減する観点からは、先渡市場やBL市場、先物市場等の長期にわたる市場を活用していくことの重要性がより高まってくると考えられるのではないか。

BL市場の検討課題

- 第31回電力・ガス基本政策小委員会(2021年3月10日)において、今冬の電力需給・卸電力市場動向の検証を踏まえた対応の方向性(案)として、「ヘッジ市場の活性化」が改めて示された。
- その中では、BL市場含めたヘッジ市場全体の活性化に向けては、先渡市場などのヘッジ手段と一体となって、利用拡大に向けた更なる検討が必要と整理されており、BL市場について、需給ひっ迫を受け、次回オークションまでに速やかに適用可能な、短期視点での対策も求められている。
- 前述のBL市場の現状や事業者からの意見も踏まえると、例えば、次のような課題が考えられるのではないか。

主な課題		内容
オークション日程が買手の小売活動時期に合わない		<ul style="list-style-type: none"> ➤ 現在のオークション日程は、BL市場の主たる供出事業者となる旧一般電気事業者の翌年度に向けた供給計画策定期間（11月末）等を軸に組み立てられているが、買い入札事業者の販売活動等に合わず、その結果、入札行動に結びつかないことが考えられる。
売買ニーズの不一致	価格	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 将来の需給状況や卸電力市場の動向を考慮し、また期間中の燃料費の変動など様々なリスクが盛り込まれるため、売り入札価格が高く、買い入札価格は安くなる傾向にあり、売買入札価格に乖離が生じている。
預託金の負担が大きい		<ul style="list-style-type: none"> ➤ BL市場では、買い代金に対し一律3%の預託金が発生する。また、その預託金の支払が約定直後に発生し、拘束期間が最長21ヶ月となることもあり、それが買手の負担となり、応札行動の足かせになっていることが考えられる。
事業者の価格固定ニーズが乏しい	売手事業者	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 売手事業者にとっては、燃料費の変動やエリア間値差リスク等により一年物商品としての価格固定ニーズが乏しく、一定量以上約定することが逆にリスク要因となっているか。
	買手事業者	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 買手事業者にとっては、相対契約や、価格の安いタイミングでスポット市場から都度購入することの方が、有益と考えられている場合もあり、一年間、価格固定で購入することのニーズが乏しいのではないか。

今冬の需給ひっ迫検証を踏まえた対応の方向性（案）

今冬の電力需給・卸電力市場動向の検証を踏まえた対応の方向性（案）

- 引き続き詳細分析は進めるも、これまでの検証も踏まえ、迅速に効果を発揮できるように来冬までに実行すべき「短期対策」と、制度改革を含め、検討に着手すべき「中長期対策」に分類して整理してはどうか。

対応の方向性（案）

		短期対策（来冬までに対応）	中長期対策
① 予防対策	需給検証の拡充	● 需給検証にkWh（燃料）の確認を追加し、定期的にkWh情報をモニタリングする仕組みを導入	● kWh（燃料）不足に備えた燃料調達・確保に関する方策の検討
	燃料確保の体制構築	● kWh不足を考慮した燃料確保の目安を示すガイドラインの整備	
	ヘッジ市場の活性化	● ヘッジ市場の利便性向上（BL市場の開催時期見直し等）	● ヘッジ手段の利用拡大に向けた更なる検討
	供給力が適切に市場に供出される仕組み	● 売り惜しみ行為がないか等の厳格な監視 ● 供給力が適切に市場に供出される仕組みの検討（自社需要予測の精緻化、燃料制約の運用の透明化等）	● 供給力が適切に市場に供出される仕組みの更なる検討（容量市場のリクワイアメントの整理、限界費用の考え方の整理等）
② 警戒時・緊急時対策	警戒対応体制の構築	● kWh不足が懸念される際の電気事業者の警戒対応体制構築の円滑化	● kWh不足が懸念される際の電力事業者の警戒対応体制構築の更なる円滑化
	でんき予報による情報発信の高度化	● 市場参加者のニーズも踏まえた電力各社HPの「でんき予報」の情報拡充（kW情報の精緻化、kWh情報の追加）	● 市場参加者のニーズも踏まえた電力各社HPの「でんき予報」の情報公開の高度化（広域予備率の追加等）
	融通の円滑化	● 事業者相互の燃料融通スキームの整理（在庫情報管理等） ● 円滑な電力融通の実施に向けたルール明確化（各社の送電可能量・受電必要量や燃料制約解除の考え方等の整理）	● 事業者相互の燃料融通の更なる円滑化
	需要側働きかけ	● 逼迫時におけるデマンド・レスポンス（DR）活用の普及 ● kW逼迫下における政府の節電要請等に関するフローの整理	● デマンド・レスポンス（DR）の更なる普及を促す環境整備 ● kWh逼迫下における政府の節電要請等に関するフローの整理
	kWh不足に対するセーフティネット	● 暫定的なインバランス料金の設定 ● 市場参加者が必要な情報へのアクセス確保（発電情報の公開の充実等）	● 需給調整市場や容量市場を踏まえたインバランス料金制度
③ 構造的対策	供給力維持・確保	● 2021年度オークションに向けた容量市場の見直し ● 安定供給に必要な電源の退出防止策の検討 ● 非効率石炭火力フェードアウトの具体的措置 ● カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に向けた新規投資促進のために、長期予見性を付与する仕組みの導入 ● 供給力確保に関する各電気事業者の責任・小売の供給能力確保義務の在り方の整理	
	系統整備	● 電力システムのマスタープラン策定	
	信頼される市場整備	● 旧一電の内外無差別な卸売の実効性の確保 ● 適切な情報公開【再掲】（でんき予報の高度化、発電情報の公開の充実等） ● 再エネ拡大を見据え、時間前市場や需給調整市場（調整力kWh市場）等のより実需給に近い市場を重視した市場設計	

(参考) 監視等委員会によるヒアリング結果

監視等委員会によるヒアリング結果

- 2020年度のオークション状況について、監視等委員会が、買入札事業者からヒアリングした結果、以下のような意見が見られた。

【約定結果について】

- 約定量は少ないが、**約定価格は、オークション以降の相対契約交渉時の指標として有用**である。
- 約定価格は、全体的に昨年と比べ安くなっているが、**北海道エリア及び東日本エリアは依然として高く、割高感**がある。他方で、**西日本エリアは妥当な価格水準**になってきている。

【預託金について】

- 年間約定総額の3%や、約定日の翌日から最長で21ヶ月間預託金の拘束期間があるため、**預託金の負担が大きい**。

【開催時期について】

- 翌期の相対契約の交渉が本格化するのは12月～2月頃であることから、**7月、9月、11月のオークション開催時期を後ろ倒しにして欲しい**。そうすることで、考慮される燃料費の価格変動のリスクプレミアムが小さくなり、売り手と買い手の価格水準の乖離が小さくなるのではないか。
- 前年度の早い時期に一定の数量・価格を固定できることはメリットと考えており、調達のポートフォリオの一つの手段になり得る。

(出所)「2021年度分ベースロード取引市場(第3回オークション)に係る監視について」(令和2年12月21日 電力・ガス取引監視等委員会)をもとに事務局にて作成

9

1. ベースロード市場の現状
2. ベースロード市場の活性化に向けた対策

BL市場の活性化に向けた論点

- 前述の課題を踏まえ、短期的な対策として、次のような論点が考えられるのではないか。

主な課題

詳細

オークション日程が買手の
小売活動時期に合わない

- 買手事業者のニーズに対し、当該事業者の販売活動時期等を踏まえ、オークション日程の見直しや回数の追加、その取引環境をどのように組み立てるか。等

売買ニーズの不一致

- 上記、オークション日程の見直しや回数の追加により、一定改善が期待される。

預託金の負担が大きい

- BL市場では、買い代金に対し一律3%の預託金が発生するが、そのことが買い入札事業者の負担となっているとの指摘もあり、どのような水準が望ましいか。等

事業者の
価格固定ニーズが乏しい

- BL市場は非対称規制であり、制度検討当初から、「小売の競争環境が一定程度進展」し、「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」といったことも整理しており、その必要性と市場環境を取り巻く状況をよくみながら、今後検討を進めることとしたい。

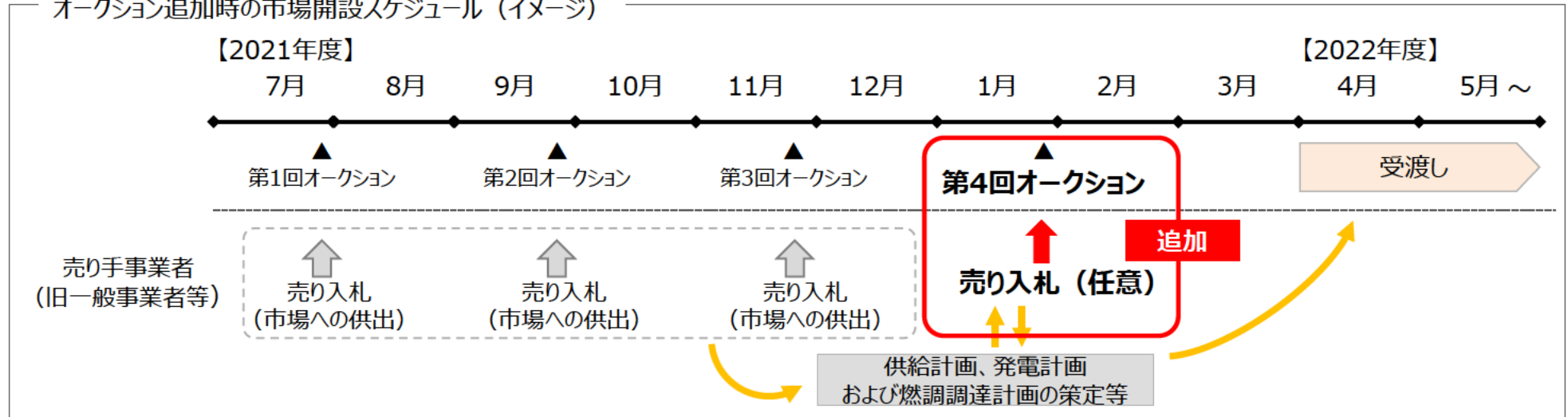
[論点1]
市場開設時期

[論点2]
預託金水準

論点1：市場開設時期

- 現在の市場開設時期（7月、9月、11月）は、BL電源を供出する旧一般電気事業者等が、BL市場での約定結果も踏まえた次年度の発電計画や供給計画等の策定を行う時期（年末頃にかけて）を考慮し、日程を組み立ててきた。
- 他方、新電力を中心とする買手事業者は、公共入札や相対契約の交渉等の販売活動が1～2月に本格化するため、現在の市場開設時期とは必ずしも一致しておらず、時期の見直しを求める声もある。
- BL市場の未約定分を先渡市場等へ供出することを制度的に求めてはどうかとの意見も寄せられているが、まずは、BL市場での取引に厚みを持たせるべく、買手事業者の商流を踏まえて、年明け（例えば、1月下旬）にオークションをもう1回開催してはどうか。
- 一方、追加するオークションについては、旧一般電気事業者等の供給計画策定等への影響を勘案し、旧一般電気事業者等に対しては市場へ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はどうか。
※任意参加の場合においても、事業者へのヒアリング結果より、現状の約定量以上の市場供出が見込まれる。
- なお、その際は、旧一般電気事業者等への供出上限価格の設定や、買手事業者の購入可能量の制限等を追加オークションでも適用することとし、監視は、価格面についてのみ行うこととしてはどうか。

オークション追加時の市場開設スケジュール（イメージ）



ベースロード市場ガイドラインの修正（案）

- 「ベースロード市場ガイドライン」では、市場への供出量や購入可能量の算定式等、BL市場の適切な運営を目指すための指針が示されている。
- 仮に、論点1の制度見直しに対し、当該ガイドラインを修正するとした場合は、以下の内容にて対応を進めてはどうか。

[現行]

2. 考え方

(1) ベースロード市場の概要

(略)

このとき、前日スポット市場の価格とベースロード市場の約定価格との値差については、卸電力取引所において清算が行われることになる。

(略)

(2) 大規模発電事業者によるベースロード市場への投入電力量

大規模発電事業者がベースロード市場に投入する量は、本項の算定式に従って資源エネルギー庁が算定した量を下回らないこととする。

(略)

(5) ベースロード市場の透明性

(略)

(a) ベースロード市場の受渡年度の前年度

オークション終了後に、供出量について、大規模発電事業者を対象として、必要に応じて適切な量を供出していることを確認する。

[修正]

2. 考え方

(1) ベースロード市場の概要

(略)

このとき、前日スポット市場の価格とベースロード市場の約定価格との値差については、卸電力取引所において清算が行われることになる。

また、ベースロード市場での取引は、原則として受渡年度の前年度の7月、9月、11月、1月に実施し、1月の開催回では、大規模発電事業者のベースロード市場への参加は任意とする。

(略)

(2) 大規模発電事業者によるベースロード市場への投入電力量

大規模発電事業者がベースロード市場に投入する量は、本項の算定式に従って資源エネルギー庁が算定した量を下回らないこととする。ただし、大規模発電事業者のベースロード市場への参加が任意の開催回の場合はこの限りではない。

(略)

(5) ベースロード市場の透明性

(略)

(a) ベースロード市場の受渡年度の前年度

オークション終了後（大規模発電事業者の参加が任意の開催回を除く。）に、供出量について、大規模発電事業者を対象として、必要に応じて適切な量を供出していることを確認する。

※下線 = 修正箇所

論点2：預託金水準

- BL市場では、JEPXの取引規程上、**買い代金に一律3%を乗じた額**が、預託金とされている。また、BL市場で取引された商品の受け渡しが完了するまで、JEPXへ預託する規定となっている。
- BL市場では一年間の受け渡し商品のみを扱っているが、複数年度をまたがって購入した場合、**現状の預託金体系では、預託金の支払い自体が、買手の事業者の負担**となっている。また、その**預託金の拘束期間が最長21ヶ月となることもあり、その事が買手の応札行動の足かせになっている**ことが、事業者の意見として挙げられている。
- BL市場の利便性向上に向けた預託金水準については、JEPXにて、取引規定や市場の運用状況を確認の上、具体的な検討を進めていただくこととしてはどうか。

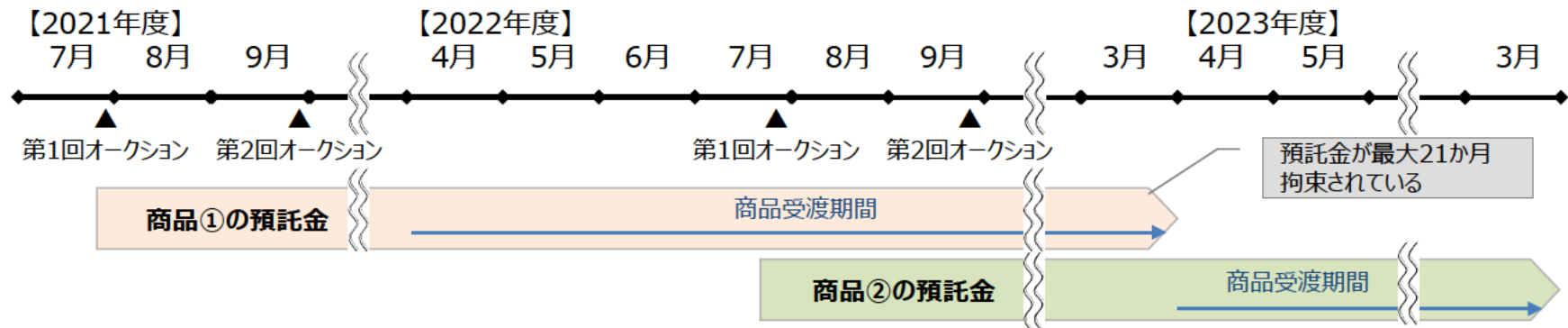
例：預託金を買い代金の1%とした場合の事業者支払額（イメージ）

【商品①】

➢ 3MWを10円/kWhで約定した場合、
買い代金：3,000kW×24h×365日×10円/kWh = 262.8百万円

【商品②】

➢ 6MWを7円/kWhで約定した場合、
買い代金：6,000kW×24h×365日×7円/kWh = 367.9百万円



【預託金3%の場合】

商品①：262.8×0.03 = 7,884千円
商品②：367.9×0.03 = 11,037千円
合計：18,921千円

【預託金1%の場合】

商品①：262.8×0.01 = 2,628千円 (▲5,256千円)
商品②：367.9×0.01 = 3,679千円 (▲7,358千円)
合計：6,307千円 (▲12,614千円)