

ベースロード市場について

2023年5月25日

資源エネルギー庁

はじめに

- 前回の作業部会では、BL市場において取り扱う商品のあり方や、事後調整スキームの考え方、2023年度オークションにおける市場範囲や値差清算の閾値について、ご議論いただきました。
- 長期商品については、受渡し期間を2年とし、制度的な供出量のうち15%を長期商品へ応札することとした。また、取引価格については、年度毎に変動しうる固定費等踏まえ、どのような価格設定にするべきか、引き続き検討を行うこととした。
- また、事後調整スキームについては、売手事業者毎に、燃料費の変動を調整する事後調整単価を設定のうえ、買手事業者の予見性を向上させるため、事前に事後調整単価に関する情報の公開等を行うこととした。
- 今回は、前回のご議論も踏まえ、①長期商品の取引価格や1年商品（固定価格取引）への対応方針、②事後調整スキームにおける単価の算定方法と情報の公開方法、③2023年度以降のオークション開催スケジュールや、④発電側課金への対応方法について、ご議論いただきたい。

1. 取り扱う商品のあり方

論点 1 : 長期商品の取引価格

論点 2 : 1年商品の対応

2. 事後調整スキーム

3. 取引スケジュール

4. 発電側課金の扱い

長期商品の価格のあり方について

- 前回の作業部会においては、長期商品の取引価格について、事後調整付取引を基本とし、基準となる価格のあり方として、受渡し期間を通じて同一の価格を設定する方法（案①）と、年度毎に価格を見直す方法（案②）の2案をお示し、ご議論いただいた。
- 前回のご議論を踏まえると、案①は、基準となる価格に、事後調整による燃料費変動を考慮した価格での受渡しとなり、**売手としては、受渡し期間における固定費の変動等を想定しなければならない点に課題がある**。一方で、受渡し期間中に価格の見直し等を行われなため、燃料費による変動はあるものの、**買手も含め、価格の予見性があることが利点であると考えられる**。
- 案②については、**基準となる価格を年度毎に見直すことで、売手の費用回収は適切になされると考えられるが、買手としては、2年目の受渡し価格が完全には想定できず、不透明である点に課題がある**。そのような各案の特徴を踏まえ、再度検討を行った。

＜第78回 制度検討作業部会におけるご意見＞

- 価格を見直すということは、1回約定している価格が途中で変わることであり、それは本来、商品自体が変わることであるように思う。相対契約ではありがちな話であると思うが、取引所取引ではないように思う。**取引所取引で行うならば、案①のようなものか。**
- 長期商品の取引価格について、そもそもBL市場はBL電源へのイコールフットを凶るものとして創設されたものであることを踏まえると、価格規律については、案②としてはどうかとされているが、旧一電の内部取引における長期取引が案②と同じような仕組みになっているのかどうか。この点について、健全な競争の観点から、イコールフットングの観点から確認したい。
- 案②とすると、1年取引を実質2年分やると変わらず、1年商品よりさきに価格を決めなければならない分買手側のリスクが大きくなるだけである。**2年後の価格を推測するのも、買手としては難しいのではないか。** そうなると、結果として応札が増えず、約定が伸びない可能性がある。そうなってしまうと、長期商品の導入目的も達成できず長期取引の活性化とならないことを懸念している。予測するなら電源を保有し、容量市場の約定も把握している**発電事業者側で見積もる方が精度が高いため、受渡し期間一定の価格とする案①を希望する。**
- **固定費が公表されていない状況で価格が修正されるとなると、買事業者としては価格が不透明になり、それが市場商品と呼べるのかと思われるところ、このスキームには疑問を感じる。**
- 案②のように、**毎年価格見直しが行われる場合には、約定後に買手に想定できない価格変動リスクが残ることから、長期商品の約定が低調になるのではと思う。** 例えば、一定価格以上の見直しを行う場合には買手の承諾を得る等、制度設定になんらかの工夫が必要ではないか。

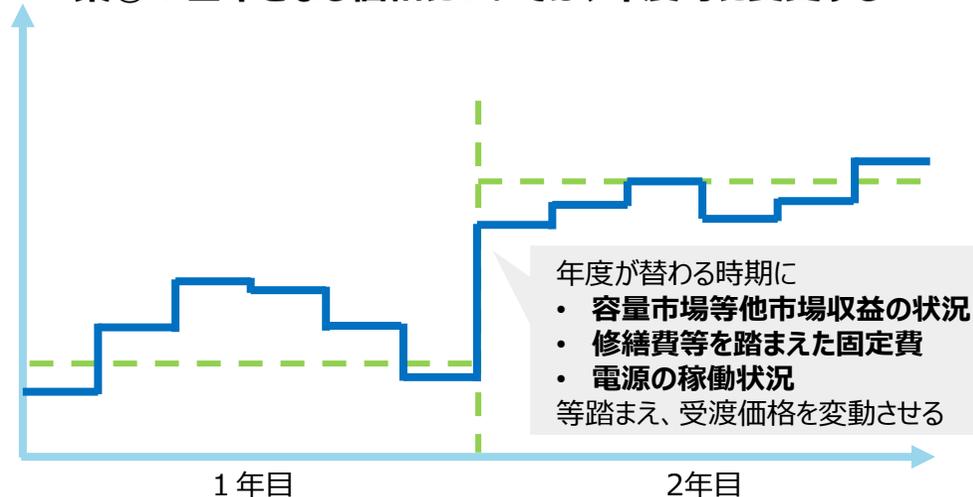
論点 1 : 長期商品の取引価格 (1 / 2)

- 事業者へのヒアリングを踏まえると、長期相対契約においては、案②のような方法で価格を変動させる方法を採用している例もみられるが、それらの多くは、実受渡し年度前に、契約事業者間で翌年度の受渡し価格について確認のうえ、協議を行うプロセスを行っている。
- 一方、売り・買いの約定者が直接紐付くわけではないBL市場においては、受渡し前に事業者間で協議を行うことは困難である。そのため、案②を採用する場合、買手のリスクを軽減するためには、翌年度の受渡し価格を踏まえ、2年目の受渡しが始まる前に、買手が約定をキャンセルできるような仕組みを導入することも考えられる。
- ただし、そのような手法を採用した場合、安定的な燃料の確保や、BL電源の安定稼働、費用の安定回収に資するといった、長期商品導入検討時に想定していたメリットが得られない可能性があるだけでなく、制度としての複雑さも増すことになる。また、キャンセルにより、受渡しが1年で終了することもありえるため、実質、長期契約を促進することに寄与しないとも考えられる。

案① : 受渡し期間2年を通じて一定の価格を基準とする



案② : 基準となる価格については、年度毎に変更する



※両案ともに、燃料費については事後調整単価に基づき変動させることとする。

論点 1 : 長期商品の取引価格 (2 / 2)

- 案①を採用する場合、売手事業者が、容量市場の約定価格や、容量停止計画調整による電源の稼働状況の見通し等、予見性のある情報を踏まえつつ、2年間の基準となる価格を設定することになる。
- ただし、価格設定を行う際には、従来の商品より受渡し期間がさらに長いため、予見する費用だけでなく、受渡し期間中のトラブルによる費用の増加等、予期せぬ事態による費用の上振れ・下振れについても、ある程度考慮することが考えられる。
- 一方で、そのような費用についても、様々な変動要因により増減した、過去複数年分の固定費を参照したり、今後の投資計画等予見性のある情報を基に想定したりすること等により、ある程度合理的・客観的に算定できるものと考えられる。
- さらには、案①のような価格で受渡しを行えば、燃料費部分は事後調整されるものの、基準となる価格は一定になるため、発電・小売事業者双方にとって、中長期的な価格変動リスクをヘッジする手段にもなりうると考えられる。
- そのような点や、案①であれば、案②において買手に生じていたリスクも発生しないこと等も踏まえ、BL市場における長期商品の取引価格については、受渡し期間を通じて同一の基準価格をベースとすることとし、燃料費については事後調整を行う手法（案①）を採用してはどうか。

論点2：1年商品の対応について

- 1年商品の固定価格取引については、燃料費の変動リスクの算定において、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繋がる可能性があることから、制度設計専門会合における議論や、長期商品との相互関係も踏まえつつ、2023年度以降の対応策について検討を進めてきたところ。
- 長期商品の価格規律について、案①のように、長期商品独自の算出方法に基づく価格設定を行うこととした場合、1年商品の固定価格取引と同時に取引することで、事後調整付取引と固定価格取引の価格差が明確になり、価格設定を見直す動機が働くという効果は減少しうると考えられる。
- 一方、今年度以降の固定価格取引については、これまで議論を重ねてきた経緯があるなか、石炭価格のボラティリティが昨年度と比較して低下傾向にあることや、制度設計専門会合における議論も踏まえ、第3回オークションに1年商品の事後調整付取引を導入すること、その際、固定価格取引において未約定となった売札を、事後調整付取引に再投入すること等により、燃料費の変動リスクの算定方法を見直すインセンティブは、一定以上働くと考えられる。
- 上記を踏まえ、1年商品については、これまでの議論に基づく取引を行うこととし、2023年度オークションにおける、燃料費の変動リスクの織り込み状況については、電取委による事後検証のもと、審議会において状況を報告することとしてはどうか。そのうえで、対応が不十分であると考えられる場合は、更なる対応を検討することとしてはどうか。

(参考) BL市場において取り扱う商品について

- 1年商品については、固定価格取引を各オークションで行うこととし、第3回オークションでは、燃料費調整制度のように、燃料費を変動させる事後調整付取引も合わせて行うこととする。
- また、第3回オークション時には、制度的な供出量は半量ずつ投入することとし、固定価格取引において約定しなかった売札については、事後調整付取引に再投入したうえで、約定処理を実施する。
- 受渡し期間2年の長期商品については、基本的に事後調整付取引とし、第1回～第3回オークションで取引を行う。
- なお、第4回オークションについては、従来どおり供出任意の固定価格取引とする。

<各オークションにおいて取り扱う商品>

	第1回	第2回	第3回	第4回
1年商品 (制度的供出量割合※1)	固定価格取引 (85%)	固定価格取引 (85%)	固定価格取引 (42.5%) 事後調整付取引 (42.5% + α※3)	固定価格取引 (任意供出)
長期商品 (制度的供出量割合※2)	事後調整付取引 (15%)	事後調整付取引 (15%)	事後調整付取引 (15%)	—

※1：同年度オークションの約定量及び適格相対契約控除量等を除く。

※2：前年度及び同年度オークションの長期商品約定量及び適格相対契約控除量等を除く。

※3：第3回オークションの固定価格取引において約定しなかった売札量 α

1. 取り扱う商品のあり方

2. 事後調整スキーム

論点 3 : 事後調整単価の計算方法

論点 4 : 事後調整単価の公開方法

3. 取引スケジュール

4. 発電側課金の扱い

BL市場における事後調整スキームの考え方

- BL市場における事後調整単価については、広域調達を維持しつつ、応札価格に過大なリスクプレミアムが織り込まれる可能性を低減させる観点から、売手事業者毎に異なる単価を設定することとして、検討を進めているところ。
- その場合、約定結果が明らかになるまで、買手はどのような事後調整単価が適用されるか不明確であることがリスクとなりうる。そのため、約定後のキャンセル権導入等も考えられるものの、事後調整単価にかかる情報の適切な事前開示等により、リスクを低減させることも可能であると考えられる。
- 前回のご議論も踏まえ、制度が不必要に複雑化することを防ぎ、また、売手・買手双方のリスクを軽減する観点からも、まずは、**情報開示等を行うこととし、約定後のキャンセル権は設けない手法を主軸に検討することとしたい**。そのうえで、事後調整スキームに関する残る論点は以下のとおり。

1. 事後調整単価の計算方法

2. 情報開示の方法と時期

<第78回制度検討作業部会におけるご意見抜粋>

- どの案も一長一短であるなか、**参加者からするとシンプルな設計も重要**なので、事務局提案通り案①※とすることに違和感はない。
- 複雑なスキームになってしまうと、どのように約定していくのか分からなくなり、**事業者としても仕組みの理解が難しくなってしまう**。また、そもそも取引所で長期の取引を扱う必要があるのかということにもなると思う。そうなると、**シンプルな方法が望ましいと考えられ、事後調整スキームについては、まずは案①をベースに検討を進められれば**と考える。
- 案①であれば、売手が燃料変動リスクを踏まえて売入札価格をあげることもなく、買手としても、十分ではないにしても、ある程度のリスクは回避できるものとする。
- 事後調整スキームについては案①でやむをえないかと思う。
- **シンプルの方が良いと思っており、事後調整スキームも案①で良いのではないか**。
- 大変複雑な制度になっており、事業者において、どの程度この仕組みを使いたいと言うインセンティブが働くのかと考えると、**なるべくシンプルの方を選択した方が良いのではないか**。

※案①：情報の適切な事前公開等により予見性を高め、買手のリスクを低減させる等、キャンセル以外の方法でリスクに対応する案

論点3：事後調整単価の計算方法（1 / 2）

- 事後調整単価は、事業者毎に異なる算定をすることがないよう、**供出上限価格の諸元に基づき、算定することが妥当**。よって、下記のとおり、各諸元を参照のうえ算定される、**石炭価格が1,000円/トン変動した場合の変動額（円/kWh）を、事後調整単価とすることとしてはどうか**。
- また、BL市場においては、新電力の売入札も妨げられていないため、新電力が応札する場合も、同様の考え方に基づき単価を設定することが考えられる。一方、新電力は、BL電源以外の電源をもとに入札することも考えられるが、その場合、確立された単価算定手法が存在しないため、**各社独自の考え方に基づく単価算定となる可能性がある**。
- その場合、新電力の単価が、制度的な供出者の単価から大きく離れたものになる可能性も考えられ、約定処理を行った結果、買手の想定から乖離した約定結果になる可能性も高まると考えられる。そのため、まずは**新電力の事後調整単価については、独自の算定を認めるのではなく、新電力の売入札には、事前公開された、各市場範囲における加重平均調整単価を適用することとし、事後調整付取引の取引状況を踏まえつつ、今後の対応について検討することとしたい**。

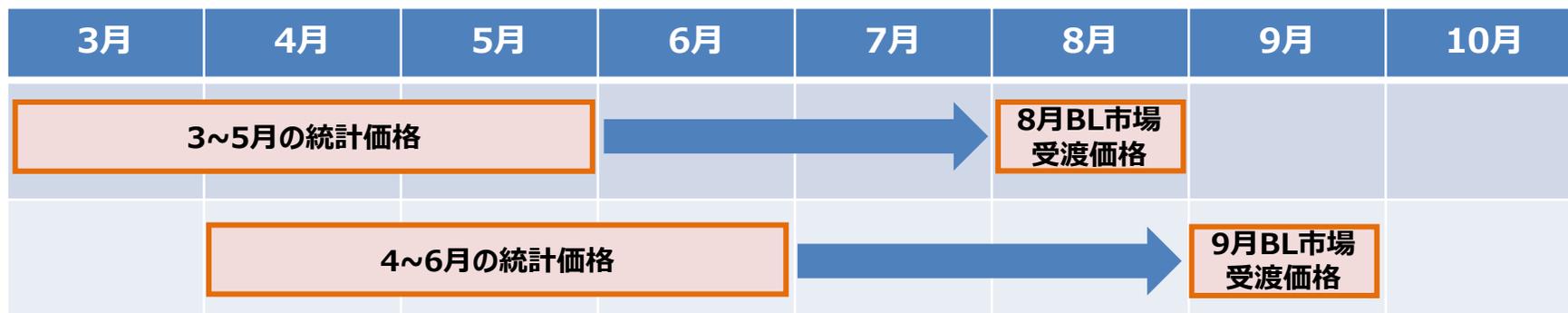
<供出上限価格・事後調整単価の算定イメージ>

基準石炭価格(①)	50,000円/ton	1,000円/ton 増加(⑤)	+1,000円/ton	1,000円/ton 下落(⑥)	▲1,000円/ton
想定消費数量(②)	10,000千ton	想定消費数量(②)	10,000千ton	想定消費数量(②)	10,000千ton
石炭燃料費(①×②)	500,000百万円	石炭燃料費増加(⑤×②)	+10,000百万円	石炭燃料費減少(⑥×②)	▲10,000百万円
修繕費	40,000百万円				
減価償却費	50,000百万円				
その他固定費	210,000百万円				
容量確保契約金額	▲100,000百万円				
合計(③)	700,000百万円				
BL想定発電量(④)	50,000百万kWh	BL想定発電量(④)	50,000百万kWh	BL想定発電量(④)	50,000百万kWh
供出上限価格(③/④)	14.00円/kWh		+0.20円/kWh		▲0.20円/kWh
調整単価 (平均石炭価格が1,000円/ton変動した場合の円/kWh当たりの変動額)	0.20円/kWh				

論点3：事後調整単価の計算方法（2 / 2）

- また、基準石炭価格については、現行の規制料金における燃料費調整制度と同様、全日本通関統計価格を参照することが妥当であり、売入札時にはオークション直前の統計価格を、受渡し時には受渡し月前の統計価格をそれぞれ参照することが考えられる。
- また、既存の燃料費調整制度においては、受渡しの3～5か月前の全日本通関統計価格を使用している。小売料金との親和性や小売事業者の受容性に加え、内外無差別の観点も踏まえると、**BL市場においても、売入札時の基準石炭価格はオークション直前3か月の全日本通関統計価格を参照し、受渡し時には受渡し月の3～5か月前の全日本通関統計価格を参照することが妥当ではないか。**
- なお、コストベースの価格で取引されるBL市場においては、規制料金の燃料費調整制度において、需要家保護の観点から設けられている調整上限値（基準石炭価格の1.5倍）等は、売手の費用回収の観点から、設けない方が適切であると考えられる。

<BL市場における全日本通関統計価格の適用イメージ>



論点4：事後調整単価の公開方法（1 / 3）

- 約定処理後のキャンセル権等を設けず、事後調整付取引を開始するにあたり、市場範囲における売入札者の事後調整単価に関する情報を事前に公開する等、買手のリスク緩和、予見性の向上に資する方策を検討する必要がある。
- 一方で、売手の事後調整単価全てを公開することは、入札者の電源構成等を開示することにもなりえるため、売手・買手双方のリスクを軽減する観点から、情報開示を行う場合における売手への影響についても、考慮する必要がある。
- 公開する情報としては、売入札者における最低・最高・加重平均調整単価が候補として挙げられ、上記の視点を踏まえると、対応方法については以下の2案が考えられる。

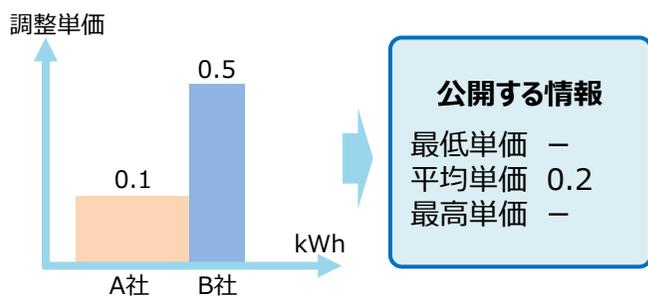
	案① 事後調整単価に関する事前情報は、全市場範囲でまとめて示すこととする	案② 事後調整単価に関する事前情報は、市場範囲毎に示すこととし、売入札者が少ない市場範囲においては、情報の公開方法において別途考慮する												
対応案のイメージ	<p style="text-align: center;">市場全体で最低0.1、最高0.9、平均0.5</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th style="width: 33%;">市場範囲①</th> <th style="width: 33%;">市場範囲②</th> <th style="width: 33%;">市場範囲③</th> </tr> <tr> <td> 応札者 単価 A社 0.1 B社 0.5 </td> <td> 応札者 単価 C社 0.2 D社 0.5 E社 0.6 F社 0.3 </td> <td> 応札者 単価 G社 0.4 H社 0.2 I社 0.9 J社 0.5 </td> </tr> </table>	市場範囲①	市場範囲②	市場範囲③	応札者 単価 A社 0.1 B社 0.5	応札者 単価 C社 0.2 D社 0.5 E社 0.6 F社 0.3	応札者 単価 G社 0.4 H社 0.2 I社 0.9 J社 0.5	<p style="text-align: center;">市場範囲ごとに情報を公開</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th style="width: 33%;">市場範囲① 平均0.2</th> <th style="width: 33%;">市場範囲② 平均0.4</th> <th style="width: 33%;">市場範囲③ 平均0.5</th> </tr> <tr> <td> 応札者 単価 A社 0.1 B社 0.5 </td> <td> 応札者 単価 C社 0.2 D社 0.5 E社 0.6 F社 0.3 </td> <td> 応札者 単価 G社 0.4 H社 0.2 I社 0.9 J社 0.5 </td> </tr> </table>	市場範囲① 平均0.2	市場範囲② 平均0.4	市場範囲③ 平均0.5	応札者 単価 A社 0.1 B社 0.5	応札者 単価 C社 0.2 D社 0.5 E社 0.6 F社 0.3	応札者 単価 G社 0.4 H社 0.2 I社 0.9 J社 0.5
市場範囲①	市場範囲②	市場範囲③												
応札者 単価 A社 0.1 B社 0.5	応札者 単価 C社 0.2 D社 0.5 E社 0.6 F社 0.3	応札者 単価 G社 0.4 H社 0.2 I社 0.9 J社 0.5												
市場範囲① 平均0.2	市場範囲② 平均0.4	市場範囲③ 平均0.5												
応札者 単価 A社 0.1 B社 0.5	応札者 単価 C社 0.2 D社 0.5 E社 0.6 F社 0.3	応札者 単価 G社 0.4 H社 0.2 I社 0.9 J社 0.5												
公開する情報	<ul style="list-style-type: none"> ● 最低 / 最高 / 加重平均 事後調整単価 	<ul style="list-style-type: none"> ● 最低 / 最高 / 加重平均 事後調整単価 ● 応札者が2社以下である場合、加重平均調整単価のみ 												
事業者への影響	<ul style="list-style-type: none"> ● 売手に配慮された案ではあるが、買手としては、市場範囲の関係上、適用され得ない単価になる可能性 	<ul style="list-style-type: none"> ● 売手・買手ともに配慮された案ではあるが、売入札者が少ない市場範囲では情報が不十分になる可能性 												

論点4：事後調整単価の公開方法（2 / 3）

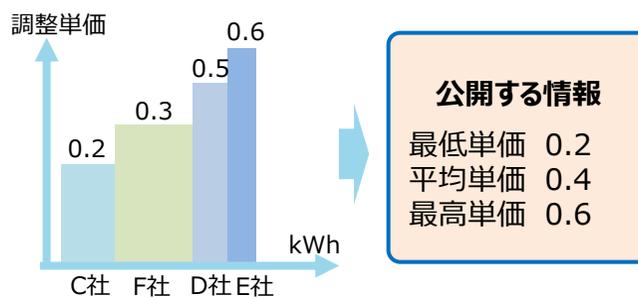
- 案①は、売手には配慮された案ではあるが、買手としては、市場範囲の関係上、適用されることがない単価が公開される可能性がある。
- 買手は、燃料費の高騰が想定される断面においては、ヘッジの観点からより低い調整単価を望み、下落が想定される断面においては、より高い調整単価を望み、応札すること等が想定される。公開情報と燃料費の価格変動をもとに応札することになるが、市場範囲の関係上、公開単価がそもそも適用されることがない場合、買手としては、想定と異なる約定結果、適用単価になる可能性がより高まる可能性がある。
- 案②は、市場範囲ごとに単価を公開するため、買手の想定と約定結果との乖離は、案①ほどは発生しないと考えられる。他方で、売応札者が少ないにも関わらず、情報を多く公開すると、制度的な供出者が存在するなか、応札者の特定に繋がらうる懸念がある。そのため、売応札者が2者以下である場合、公開する情報は加重平均調整単価に限る等の対応が考えられる。
- 対象エリアが限られる市場範囲においては、公開される情報が限られる可能性があるものの、売手・買手双方のリスク負担を踏まえ、想定される単価と約定処理結果の乖離が相対的に低く、より電源へのアクセス環境向上に繋がらうると考えられる、案②を採用することとしてはどうか。

<案②を採用した場合のイメージ>

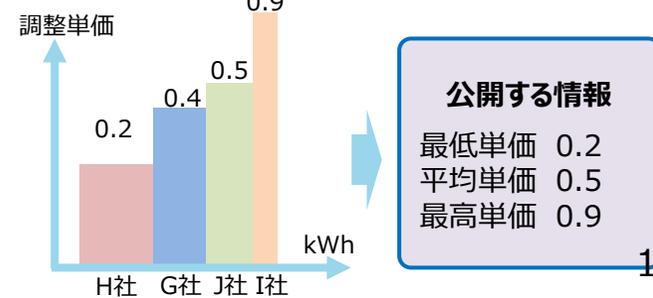
市場範囲①



市場範囲②



市場範囲③



論点4：事後調整単価の公開方法（3 / 3）

- また、買手の予見性を高めるためには、オークションの入札前に事後調整単価が公開されている必要がある。
- 例年、BL市場の取引スケジュールとしては、取引実施日を月末付近の営業日とし、取引実施日を含む入札期間を10日程度確保している。**事後調整付取引を行うにあたり、売入札者は、入札期間前に事後調整単価を登録することとし、登録された情報に基づき、入札開始日までに単価情報をJEPXにおいて公開することとしてはどうか。**
- なお、制度的な供出者以外が売入札を行う場合、現時点においては、事前に公開された各市場範囲における加重平均事後調整単価を適用し、対応することになるため、事後調整単価を事前に登録する必要はない。

<取引実施日までのスケジュールイメージ>

事後調整単価算定・登録	入札期間（10日程度）	取引実施日
<p>情報開示</p>	<p>入札</p>	<p>約定処理・約定結果公開</p>
<ul style="list-style-type: none"> ● 制度的な供出者については、自社の事後調整単価について算定のうえ、事前に登録を行う。 ● 登録された単価をもとに、JEPXにおいて、各市場範囲における事後調整単価に関する情報を事前に公開する。（入札期間前までに公表） 	<ul style="list-style-type: none"> ● 売手・買手ともに入札を行う。 ● なお、制度的な供出者ではない新電力の売入札については、各市場範囲における加重平均調整単価を踏まえ、入札を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ● JEPXにおいて約定処理を行う。 ● 約定処理後、約定価格・約定量に加え、各市場範囲において適用される事後調整単価を算定のうえ、公開する。

1. 取り扱う商品のあり方
2. 事後調整スキーム
- 3. 取引スケジュール**
4. 発電側課金の扱い

論点5：BL市場の取引スケジュールについて（1／2）

- 2024年度以降、容量市場の取引が開始されるにあたり、BL市場の供出価格算定時には、BL市場ガイドラインにおいて、容量市場の期待収入を控除することが適当とされている。容量市場については、実需給年度の4年前にメインオークションが行われるが、実需給の1年度前にも、需要の変動等踏まえ、必要に応じて追加オークションを実施することとしている。
- 本年度は実施しないこととされたが、毎年度実施判断のうえ、開催有無が決められる追加オークションについては、広域の検討会において示された本年度追加オークションのスケジュール案を踏まえると、約定結果が7月下旬に公表されることが考えられる。
- BL市場については、BL市場ガイドラインおよびJEPX取引規程において、原則として7月、9月、11月、翌1月にオークションを開催することとしているが、**第1回オークションを従来どおり7月に開催しようとする、今後は、容量市場の追加オークションにおける約定結果を、供出価格に適切に反映できない可能性がある。**
- その場合、原則7月に開催される第1回オークションのあり方について検討する必要があるが、制度的な売入札により、一定以上の流動性が担保される第1回～第3回オークションについては、内外無差別に向けた取組が進捗しつつある現状、電源へのアクセス環境整備の観点から、**現時点においては、オークション回数を維持し、取引機会を確保する意義があると考えられるのではないか。**

論点5：BL市場の取引スケジュールについて（2／2）

- 取引回数を維持する場合、取引時期も合わせて検討する必要があるが、第1回～第3回オークションについては、大規模発電事業者が、BL市場の約定結果も踏まえ、次年度の発電計画や供給計画等の策定を行うため、時期を考慮したうえで日程を定めたものである。
- 容量市場の追加オークションとの関係を踏まえ、オークション全体を後ろ倒しにすることも考えられるが、上記要因や、12月以降は相対契約の交渉等が本格化することも踏まえると、**制度的な供出を伴うオークションについては、現状どおり、11月末までに実施することが望ましいのではないか。**
- 以上を踏まえると、追加オークションの約定結果を供出価格に反映できるように、第1回オークションを7月ではなく、8月に行うこととし、第3回オークションは11月に開催することを維持しつつ、第2回オークションは、10月頃に行うことが考えられるのではないかと。
- また、**2023年度オークションについても、上記日程で行うこととし、これまでの議論を踏まえ、2023年度第1回オークションから長期商品を取り扱い、第3回オークションに1年商品の事後調整付取引を実施することを念頭に、規程類や取引の整備等進めていくこととしてはどうか。**

＜BL市場の取引スケジュール＞

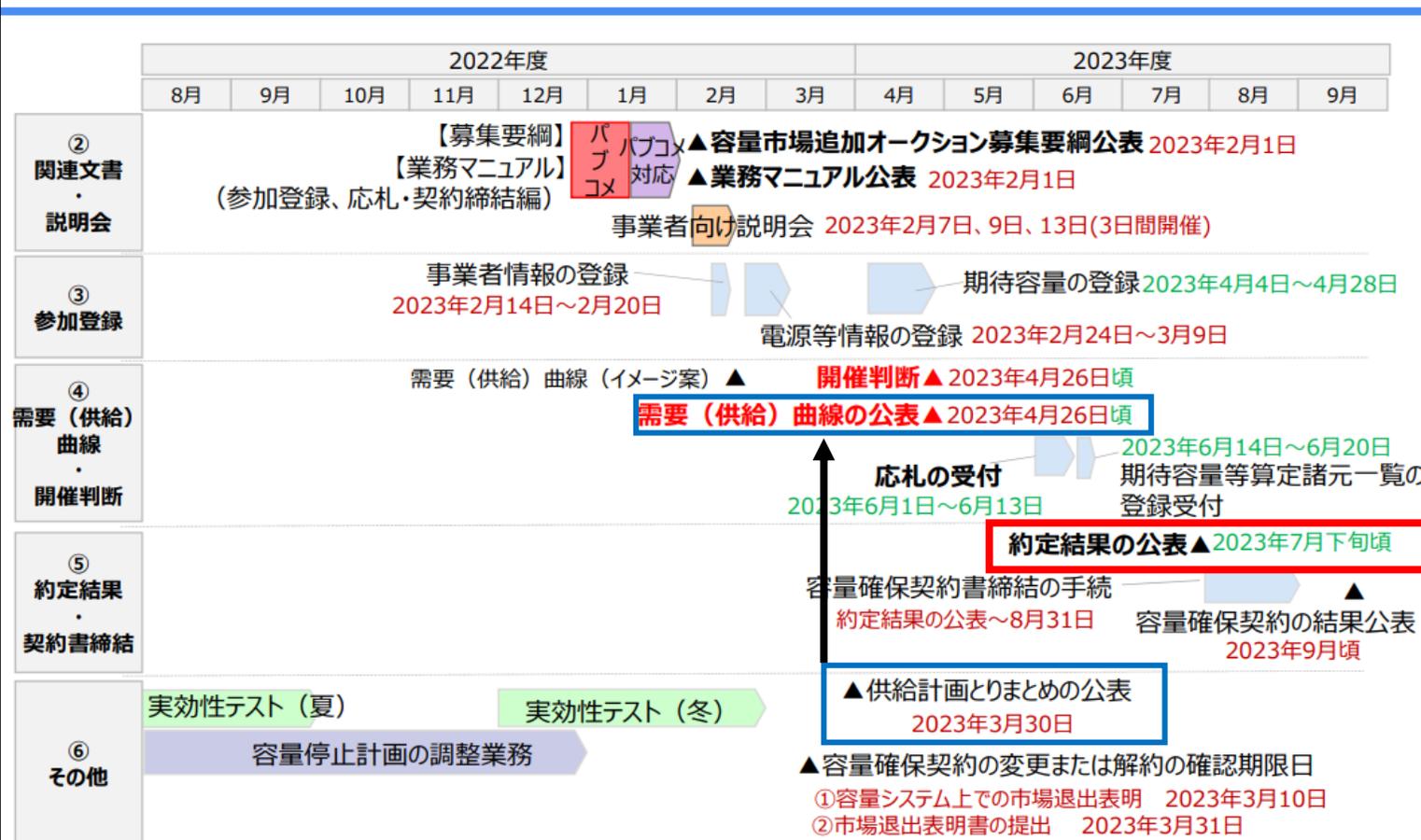


(参考) 容量市場の追加オークションの日程について

- 実需給の1年度前に行われる容量市場の追加オークションは、最新の供給計画に基づき需給曲線を確定するため、2024年度実需給向け追加オークションと同様のスケジュールになる可能性が高い。

(参考) 追加オークションの今後のスケジュール (2023年3月29日更新版)

第46回容量市場のあり方等検討会
(2023年4月21日) 資料3より抜粋



1. 取り扱う商品のあり方
2. 事後調整スキーム
3. 取引スケジュール
4. **発電側課金の扱い**

論点6：発電側課金の扱い

- 発電側課金については、発電事業者が、FIT/FIP以外の電源について、相対契約・卸電力市場・容量市場等において、発電側課金負担分を費用回収するものと整理しており、電取委や、エネルギーの審議会において、議論・検討を行ってきた。
- 課金対象は、「系統に接続し、かつ系統側に逆潮流をさせている電源全て※」、であることから、BL市場における制度的な供出量の算定根拠となるBL電源は、課金対象であると考えられる。

※系統側の逆潮流が10kW未満の電源、調達期間等の既認定FIT/FIPは対象外

- BL市場の供出上限価格は、受渡し年度の固定費・変動費を受渡し期間発電量で除して算定しており、**2023年度オークションにおいても、2024年度の発電側課金導入による費用の増加を考慮する必要**がある。※

※電力・ガス取引監視等委員会に対する卸取引に関する内外無差別のコミットメントを行っている事業者は、社内・グループ内取引価格に発電側課金の転嫁が行われることを前提。

- 課金単価については、規制期間における想定発電電力量を踏まえて、期初において課金単価を設定することとされているが、**2023年度オークションについては、第1期間の2024年度～2027年度の課金単価が判明している場合、その単価を基に算定することが妥当である。**
- 他方で、2023年度オークション時点では、2024年度の発電側課金の課金単価が判明していない状態でのオークション実施が想定されるため、**その場合、過去に制度設計専門会合において試算された単価（kW課金単価：75円/kW・月、kWh課金単価：0.25円/kWh）を使用することとしてはどうか。**

発電側課金について

- 発電側課金は、システムを効率的に利用するとともに、再エネ導入拡大に向けたシステム増強を効率的かつ確実に行うため、現在、小売事業者が全て負担している送配電設備の維持・拡充に必要な費用について、需要家とともにシステム利用者である発電事業者の一部の負担を求め、より公平な費用負担とするもの。

<現行の託送料金制度>

小売事業者（需要側）に100%課金



<発電側課金の導入後> 託送料金の一部について発電事業者に負担を求める（託送料金の総額は不変）

