

## 第79回制度設計専門会合

日時：令和4年11月25日（金） 13：00～15：45

※オンラインにて開催

出席者：武田座長、岩船委員、圓尾委員、大橋委員、草薙委員、末岡委員、二村委員、松田委員、松村委員、山内委員、山口委員

（オブザーバーについては、委員等名簿を御確認ください）

○田中総務課長      では、定刻となりましたので、ただいまより、電力・ガス取引監視等委員会第79回制度設計専門会合を開始いたします。

私、総務課長の田中でございます。よろしくお願いいたします。

委員及びオブザーバーの皆様方におかれましては、御多忙のところ御参加いただきまして、誠にありがとうございます。

本会合は、新型コロナウイルス感染症対策のため、オンラインでの開催とし、傍聴者、随行者を受け付けないこととさせていただきます。なお、議事の模様はインターネットで同時中継を行っています。

なお、本日、安藤委員は御欠席、山内委員は15時頃御退出予定でございます。

それでは、議事に入りたいと思います。

以降の議事進行は武田座長にお願いしたく存じます。よろしくお願いいたします。

○武田座長      本日もよろしくお願いいたします。

本日の議題は、議事次第に記載した6つでございます。

それでは、早速議題1、「需給調整市場（三次調整力②）の運用状況を踏まえた制度の改善について」に関しまして、事務局から説明をお願いいたします。

○鍋島NW事業監視課長      それでは、資料3につきまして、ネットワーク事業監視課から御説明いたします。

本日の議論でございますが、前回78回会合に続きまして、需給調整市場における三次調整力②について御議論いただきます。前回御報告したとおり、今夏、三次調整力②の約定価格が上昇しましたので、本年8月の入札価格等のデータに関しまして、関係事業者に対して報告徴収を行いました。合理的な行動となる価格で入札を行っているかなどを確認し、ヒアリングなども行いました。前回会合でその分析結果を報告したところですが、

本日は、それを踏まえた対応について御検討いただければと考えております。

3 ページ目は約定価格の推移でございます。前回お示ししたものですけれども、8月に高い価格、347.8円という数字を付けております。

4 ページ目は需要調整市場ガイドラインですけれども、これも前回御紹介したとおり、各事業者は、競争的な市場においては、合理的な行動となる価格で入札を行うことが望ましいというふうになっておりまして、これは適取ガイドラインでそのようになっておりまして、詳細については需給調整市場ガイドラインを参考にするということとされております。

5 ページ目は、2022年度（今年度）の需給調整市場における事前的措置の対象とする事業者の範囲ですが、9事業者が事前的措置の対象となります。

6 ページからが中身の議論に入っていきますけれども、まず機会費用と逸失利益の計上に関する扱いです。前回の会合で、機会費用と逸失利益の計上に関しまして事業者の考え方にばらつきがあるということを御報告いたしました。例えば事業者Aについては、入札手数料を機会費用の中に入れていた。あるいは事業者Bは、機会費用に需給変動リスクを見込んでいた。事業者Cは、最低出力分までの限界費用を機会費用、それ以降の限界費用を逸失利益に計上していた。事業者Dは、入札手数料を機会費用に計上。それから持ち下げ供出機に関しまして、それとは違う別の起動機の最低出力までの起動費相当額を計上といったことがございました。

こうしたばらつきがあることにつきまして、7 ページ目ですけれども、以下のような整理を改めてしてはどうかと考えております。まず、限界費用に関しまして、火力発電の限界費用について特段これまで記載がなかったところですが、限界費用に含まれる燃料コストについては、特段の事情がない限り計画出力までの間の適切な価格を1つ選定するということを明確化してはどうかと考えております。

それから卸市場価格（予想）につきましては、当該エリアのスポット市場価格と時間前市場価格の想定値の範囲内から適切な価格を1つ選定するということにしてはどうかと考えております。受け渡し日の前週に取引が行われる場合は、卸電力市場価格はスポット市場価格の想定価格。受け渡し日の前日に取引が行われる場合は、卸市場価格はスポット市場の取引後に行われるということですので、時間前市場の想定価格とするということではどうかと思っております。時間前市場の想定価格は、スポット市場価格を基に算定するということが基本になると思われます。

売買手数料につきましては、需給調整市場の手数を指すということで、人件費とかそういうのを入れるのではなく、手数料を指すということにした上で、 $\Delta$ kW価格の算出に当たっては、ここに掲げられているような式、今ガイドラインに掲げられている式ですけれども、「 $\Delta$ kW価格は当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額等」の式の中の「等」の中に手数料を含むというふうに解釈するというので整理してはどうかと考えております。

8ページはガイドラインの内容を紹介しております。ガイドラインには、ここに書かれているような式と書いてありまして、 $\Delta$ kW価格は当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額以下とするとなっております。

9ページですが、機会費用・逸失利益については、現行ガイドラインにはここに掲げられているような内容が書かれておりまして、アについては機会費用の説明で、卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し $\Delta$ kWを確保する場合というときに、その起動費や最低出力までの発電量が、卸電力市場価格と限界費用との差額があったときに機会費用が発生するということになっております。

それから、イが逸失利益の説明になっていまして、これは定格出力で卸市場に供出する計画だった電源の出力を下げて $\Delta$ kWを確保する場合ということで持ち下げ供出ですけれども、この持ち下げ供出について、卸電力市場価格と限界費用との差額を逸失利益とするということにしています。

10ページですけれども、ほかに限界費用として書かれているのはここに掲げられているようなもので、揚水発電、一般水力、DRとの限界費用の考え方のみ書かれております。

11ページは売買手数料の関係ですが、これはガイドラインではなく取引規程の中の記載を掲載しております。

続きまして12ページですが、持ち下げ供出について前回、そうした供出を行っている事業者があるということを御報告しました。

13ページですけれども、持ち下げ供出の扱いにつきまして、入札価格の考え方が必ずしも整理されていなかったと考えますので、囲みのところのような整理にしてはどうかと考えております。読み上げますと、持ち下げ供出機の入札価格については、「持ち下げ供出機の約定のためには、起動供出機の約定が前提であるため、起動供出機の約定価格以上の入札価格で持ち下げ供出機の入札価格を作成することを可能とするが、約定後、持ち下げ供出機のコストを反映した $\Delta$ kW単価になるよう、当事者間で適切な費用を清算する。」

もう一つのポツですけれども、「持ち下げ供出機のコストを反映した単価は、逸失利益

（機会費用）、一定額等から算定し、起動供出機のコスト」は含めないと。ですから、持ち下げ供出機のコストを反映して、ほかの電源のコストまでは載せないという整理にするということにしております。

それで、上の背景が青のところの3つ目のポツですけれども、需給調整市場のガイドラインにおいて、「ΔkW単価の具体的な清算方法等については、取引規程もしくは事業者間での契約書等に記載することが望ましいのではないか。」というふうにしてはどうかと考えています。

14ページは供出のイメージで、15ページは別の事業者の発電機持ち下げ機の供出のイメージです。

16ページは起動費の扱いで、前回の会合で、需給調整市場に供出していながら実需給時に起動していないユニットがあるということを御報告いたしました。その際、この事業者からの回答についてより精査を進める予定と御報告いたしました。

17ページで、一部の事業者は調整力公募（電源Ⅱ）の契約に基づいて、起動費を一般送配電事業者に返還していると回答したということも御報告いたしました。ただ、実際に起動費をどう返還したかについては、より精査を進める予定というふうにしておりました。

18ページですけれども、確認いたしましたところ、こうした事業者は複数おりまして、事業者Aにつきましては、約定した入札のユニットの多くを実需給時までに差し替えており、残りは一般送配電事業者による停止指令を受けていたということであります。量としては、差し替えた電源のほうが多くて、それは代替電源で三次調整力②に供出しており、結果的に起動費用を利益としていたものです。

事業者Bにつきましては、起動指令後の迅速な対応が可能である揚水発電所であったと。これを供出していたことや、一般送配電事業者からの停止指令等により実需給時に起動していないというケースがあったということです。

4つ目のポツですけれども、起動費の返還に関しまして、電源Ⅱの契約に基づいて起動費の返還がなされている事業者は存在しましたが、そうした事業者がいたとしても、約定した入札のユニットを所有する発電事業者と、その電源を調達した一般送配電事業者が異なるエリアである場合、一般送配電事業者からの停止指令後の電源Ⅱに基づく起動費の返還は、発電事業者と同じエリアの一般送配電事業者に対してなされていたものです。なお、こうした電源Ⅱに基づく起動費の返還は、FIT交付金の額に反映しておりません。

この起動費等の扱いですけれども、先ほどユニットを差し替えたというような事業者も

あるということでしたので、どういう扱いにするかにつきまして、詳細な方法について取引規程もしくは事業者間での契約書に記載するということが望ましいのではないかと考えています。

具体的には、この四角の囲みの中の方法でございまして、実需給時まで起動しなかったユニットの起動費の返還につきましては、一般送配電事業者からの停止指令により実需給時まで起動しなかった場合には、一般送配電事業者との間で起動費を清算すると。他エリアの一般送配電事業者が調達をした場合には、一般送配電事業者間で別途清算を行うということにしてはどうかと考えております。

電源差し替えをした場合の価格につきましては、電源を差し替える場合、 $\Delta$  kW約定単価に関しては、差し替え後のユニットに合わせた $\Delta$  kW約定単価に変更すると。ただし差し替え後の $\Delta$  kW約定単価は、差し替え前の $\Delta$  kW約定単価以下の値とするということが適当と考えております。

こうした話に加えて、上のブルーの文章の3つ目ですけれども、1月に整理した、原則、起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めないという話に関しまして、1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において工夫する点や、取り漏れが生じた起動費等については、当該年度の先々の取引において計上することを許容する点について、需給調整市場ガイドラインに明記したらどうかと考えております。

22ページですけれども、今後の進め方としては、以上のとおりガイドラインについて今後改定作業を進め、需給調整市場に係る取引規程に関しましては、電力需給調整力取引所において検討・対応を進めるように求めるということとしてはどうかと考えております。

23ページ以下は参考資料を付けております。25ページが三次調整力②の概要・取引スケジュールでして、三次調整力②については、スポット市場の取引が前日10時に行われた後、14時頃に約定処理をしているというものであります。

事務局からの説明は以上になります。

○武田座長      どうもありがとうございました。

それでは、ただいまの説明につきまして、皆様から御質問、御発言いただきたく存じます。御発言のある方は、チャット欄でお知らせください。いかがでしょうか。オブザーバーの方も、あらかじめお知らせいただければと思います。

それでは、松本オブザーバー、お願いいたします。

○松本オブザーバー　　すみません、委員より先になっちゃうけどよろしいでしょうか。

○武田座長　　はい、大丈夫です。

○松本オブザーバー　　九州電力の松本でございます。起動費の扱いに関する整理について1点、発電事業者・B Gの立場で発言いたします。

今回の資料において、需給調整ガイドラインの整理を明確化いただくことで、入札事業者側に対して入札の工夫を求めているということで理解しております。本来的には、今回のように入札事業者側への規律の設定だけではなく、スライド19の3.目に記載されていますように、本年1月の本会合の整理では、入札の札同士に関連性を付けるリンクブロック機能を導入するなど、約定のロジック側で対応することで、起動費の重複計上の解消も含め適切な入札が可能になると、こういう言及があります。今回の整理のように、市場参加者側の実務やシステム対応の負担が増えていく方向は、多くの事業者に市場参加を促すインセンティブの観点からは、決して望ましいとはいえないと思います。

このため、今後も引き続き、規律の設定等の短期の対応とリンクブロック機能の導入など、市場設計の改善に関わる中長期的対応の両輪で議論が進められていくよう、検討をお願いしたいと思います。

発言は以上です。

○武田座長　　どうもありがとうございます。

それでは、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員　　草薙です。よろしくお願いいたします。丁寧な御説明に感謝します。

1点、大きいところに異論はないのですけれども、質問をさせていただきたいと思っております。7ページのところでございます。限界費用などについて事業者の解釈が合理的に収斂していくということは、非常に重要なことだと考えております。火力発電の限界費用については、事業者によって限界費用の設定数が異なるため整理したいということで、「限界費用に含まれる燃料コストについては、特段の事情がない限り、定格出力までの間の適切な価格を1つ選定する。」とあります。

また、卸電力市場価格の予想につきまして、この予想というのは、「当該エリアのスポット市場価格と時間前市場価格の想定値の範囲内から、適切な価格を1つ選定する。」とございます。選定するということでございますので、本来、適切な価格は複数考えられるようなことではあり得るけれども、任意の1つを選んで説明責任を果たしてほしいという意味かと思うのですけれども、それで正しいでしょうかというのが質問の趣旨であります。

本来であれば、最も合理的な限界費用といったものを算出してほしいと、こんなことかと思うのですが、今回はそのようなことではなく、任意の価格を適切なものから選ばばよいという意味なのかという質問であります。どうぞよろしくお願いします。

○武田座長      ありがとうございます。

ほかにいかがでしょうか。

それでは、松田委員、お願いいたします。

○松田委員      ありがとうございます。今回は、需給調整市場の入札価格に関して詳細なルールが少し明確でなかったところについて、明確化していただいて運用を統一していただいたものと理解しております。事務局の整理の方向性に異存はございません。

1点、今回の資料の中で清算につきまして、規程や規約などで手当てしておくことが望ましいというふうに御整理されておりました、これ自体は異論はないのですけれども、むしろ取り決めておかないと、後々にどのようなフローで返すのかということで、事業者間でもしかしたらトラブルになる可能性もあるのかもしれないなということを危惧いたしました。もし事業者から具体的なお問い合わせなどがあった場合には、事務局において御対応いただきまして、もし必要があれば、広くその内容について展開していただいて、適宜にその点に関してもルールや運用を統一化していただくとよいかと思いました。

以上です。

○武田座長      ありがとうございます。

それでは、白銀オブザーバー、お願いいたします。

○白銀オブザーバー      関西送配電・白銀でございます。今回整理いただいたこと、ありがとうございます。感謝いたします。

19ページで、実需給時まで起動しなかったユニットの起動費の返還、清算について整理いただいております。現在、電源Ⅱの契約に基づいた起動費の返還を実施しておりますけれども、三次調整力②について、この19ページの方向性を踏まえて、今後、具体的な方法を整理する必要があると理解いたしました。

例えば現状においては、一般送配電事業者は三次②の入札価格の内訳を把握しておりませんので、起動停止に伴ってどのような費用の差し替わりが発生したかを把握して、どのように清算に反映するかなど明確化する必要があると思っておりますので、事務局と協力して検討させていただきたいと思います。よろしくお願いいたします。

私からは以上です。

○武田座長     ありがとうございました。

ほかにいかがでございましょうか。

松村委員、お願いいたします。

○松村委員     松村です。すみません、遅くに手を挙げて。私、今回の議題と直接関係ないことを言うようなので、最後に発言したいと思って遅らせてしまいました。

まず、申し訳ないのですが、私、今回のテーマは事務局の説明も資料も分からないことだらけで、とても頭が混乱しています。「機会費用」、「逸失利益」という言葉が出てくるところは、ほぼ理解できません。これは本当に機会費用、逸失利益でしょうかということ、どこかの段階で一度整理していただけないでしょうか。私は、草薙委員が正しく発言していただいたと思うのですが、草薙委員は「限界費用」という言葉をお使いになりましたが、「機会費用」「逸失利益」という言葉は一度も今回発言で使われませんでした。それが正しかったと思います。

つまり、指摘されたものが限界費用に含まれることはある程度分かる。しかしそれって本当に逸失利益なの、本当にこれ機会費用なの、というのがよくわからない。普通の経済学の言葉の使い方と乖離があるように私には思えます。これは普通に考えて、燃料費だとか差し替わりのない起動費だとかという、そういう分かりやすいコスト以外のものを全部、逸失利益だとか機会費用だとかと呼んでいるのではないかと不安になるぐらい、何か奇妙な整理になっているような気がします。分からないものは全部そこに押し込めば、機会費用だとか逸失利益だとかというのは本当にブラックボックスになってしまって、今後、機会費用だとか逸失利益だとかを議論する際に、大きな障害になる。この発想を導入すると費用構造がブラックボックス化して何でもありになってしまうのではないかとすら思います。

最初は事業者が何でも押し込んでいるのかと思ったら、よく見れば、ガイドラインの記述が相当変かもしれないということが少し心配になってきました。今、監視等委員会とはとても忙しきことは十分分かっていて、それを機会費用と呼ぶか、あるいは普通の実コストと考えるのかということは、ある意味で言葉の問題なので優先度が下がることは十分分かりますが、このままの整理で「機会費用」という言葉を使い続けて、ほかの文脈に機会費用というのを拡張するということになったら、本当にブラックボックスになってしまうということを私はとても心配しています。本当に今まで使っている機会費用というのは機会費用でしょうかというような点は、どこかのタイミングで一度ちゃんと整理する必



要があると思いました。

次に、具体的な事務局の提案は全てもっともだと思いますので、支持します。足元では、今言ったような言葉の問題ではなく、実際に織り込むのが適切かどうかということのほう  
が重要性は高いので、そちらの議論を優先することは当然あり得ると思います。今回、とり  
あえずすぐに気がついたところを適切に対応していただいたことは、とても感謝します。

最後に、これも全く関係ないことを言うようで誠に申し訳ないのですが、今回出てきた  
ような問題は、もちろんちゃんと整理することはとても重要なことではあるのですが、前  
回も言ったとおり、一番大事なことは、この市場への参加者を増やして、それで競争的に  
していくこと。例えば足元では、F I T対応のバイオ電源などが燃料費の価格の高騰によ  
って止まっていることもある。これらの電源の少なくとも一部は、三次調整力②は言うに  
及ばず①にだって対応できるような電源。そちらで十分なお金が得られれば、十分動く電  
源もあると思います。これが今の制度では、F I T対応の電源はそこに参加できないとい  
う整理になっている結果として、参加者が限定されているのではないかという点を懸念し  
ます。

これは監視等委員会の問題ではないことは十分分かってはいますが、これはオール経産  
省で取り組むべき問題だと思いますので、競争的な環境にすることが大事なのだというこ  
とはみなで共有していただいて、あらゆる文脈でここを競争的にしていく努力をしていか  
なければいけないと思いました。

以上です。

○武田座長      どうもありがとうございます。

ほかにいかがでしょうか。——よろしいでしょうか。どうもありがとうございました。

それでは、事務局からコメントがあればお願いいたします。

○鍋島NW事業監視課長      ありがとうございます。今回の整理は、今、松村委員からお  
話ありましたけれども、目につくところをまず急いで直すというような面が多分にあると  
考えておりまして、今後更に検討を深めるべきところもまだ残っているとは思いますが。他  
方で、松村委員からもありましたけれども、すぐ直すべき点もありますので、それはそれ  
でこういう議論、取り扱いを進めさせていただければと思います。

その上で、各委員、オブザーバーから御指摘いただいた点ですけれども、まず松本オブ  
ザーバーからありましたシステム面への対応ということについては、確かに今回、すぐ取  
り掛かるということで、余りシステムを変えるとかそういう時間が掛かることなく、

まず当事者間で清算してくださいとか、そういうことにしております。確かに参加者の負担が増えるというところもあると思いますので、これは中長期的には何らかの対応が必要だというふうには考えております。これは市場開設をしている需給調整力取引所とも相談していきたいというふうに考えております。

それから、草薙委員から御指摘のありました限界費用についての議論、あるいは想定価格の議論ですけれども、これも先ほどの話にも関係しますけれども、本来であれば最も合理的なものというのがあると考えております。例えば燃料コストであれば、想定される出力帯における燃料費用でありますし、卸市場の価格であればスポット市場が最も妥当だと思いますけれども、時間内市場を想定するのであれば、その想定の方にも合理的な方法があるというふうに考えております。今回の整理では、そこまで踏み込んだ整理はお示しできませんでしたが、今後も三次調整力②の入札行動については注意して見ていきたいと思ひますし、その中で課題が浮かび上がりましたら、更に検討を深めたいと思ひますので、その際、また御報告いたします。

松田委員から御指摘のあった清算についての調整などについても、事務局において当事者のお話を聞く機会がありましたら、きちんと聞いていきたいというふうに思ひます。

白銀オブザーバーからの御指摘の点についても、今後、一般送配電事業者等の皆様と相談させていただきたいと思ひます。

松村委員から御指摘のあった、機会費用、逸失利益について非常に分かりづらいということについては、事務局もそういう点もあるかと認識しています。特に今日、資料で御紹介した9ページの内容ですけれども、ガイドラインにはこのように書いてあります。これを踏まえると、例えば機会費用であれば、こういう起動電源が生じているときでないと機会費用を載せるのはおかしいというようにも読めますし、イのところですが、逸失利益であれば、持ち下げ供出のこういうケースでなければ逸失利益が発生しないというふうにも読めます。それ以外のものは機会費用や逸失利益という形で載せるのではなくて、8ページのところにおける一定額というものの中に入れるべきで、この一定額の定義については、きちんと定義するという方向性が正しいといひますか、そういう方向で議論が進んできているのではないかと思ひますが、ここも今回では、そこまで踏み込んで規定ができなかったということでありまひす。ただ、これは今後の検討課題だと思ひますので、先ほど申し上げたとおり、需給調整市場の監視やモニタリングを今後も続けていく中で、また改めて議論をさせていただければというふうに思ひております。

○武田座長      どうもありがとうございます。

それでは、本件につきましては、対応方針については特に大きな御異論はなかったと思いますので、事務局案のとおり進めたいというふうに思います。また同時に、先ほど事務局から回答がありましたように、費用概念の整理・再確認につきましては、必要に応じて別途進めていくということになろうと思います。事務局におかれましては、この方針で対応を進めていただきますようよろしくお願いいたします。

それでは、続きまして議題2、「2022年度冬季追加電力量公募（kWh公募）の調達結果の事後確認について」に関しまして、事務局から説明をお願いいたします。

○鍋島NW事業監視課長      それでは、資料4につきまして、またネットワーク事業監視課から御説明いたします。

本日の報告の内容ですけれども、今年度の冬季追加電力公募の実施に関しまして、落札結果が11月8日に決定、公表されましたので、事後確認の結果を御報告いたします。

3ページ目が冬季kWh公募の概要でして、来年1月4日から2月28日までに供出できるkWhの募集で、20億kWhを募集しておりました。

5ページですけれども、スケジュールとしましては、9月15日にスケジュールが提示され、10月上旬以降、公募要領の公表・入札募集開始で、11月上旬以降、落札者決定・契約協議。1月4日が運用開始ということになっております。

次のページからが確認結果でありまして、7ページ目ですが、募集量20億kWhに対して応札量は18.6億kWhでした。応札件数は6件、落札件数は6件、全てLNG火力でした。平均落札価格は53.23円で、合計落札価格は989億円でした。当該案件の追加性につきましては、エビデンスの提出を求めまして監視等委で確認した結果、全案件について追加性を認めております。

なお、追加kWh公募専用JEPXユーザーアカウントを設置した、あるいは設置する予定の案件は、6件中4件でありました。

8ページですけれども、入札価格の評価ですけれども、入札価格の内訳につきましてはほとんどが燃料費と考えております。燃料費の算定は、先物市場価格や直近の為替レート及び価格変動リスクに基づいております。

全体の評価として、合理的ではないとまでは言えないと考えると評価しておりますが、細かく申し上げると9ページのところでして、価格変動リスクの考え方につきまして事業者を確認しますと、それぞれ違った方法で価格変動リスクを織り込んでおりました。パタ

ーン1、パターン2、パターン3ということで、パターン1の事業者は、応札日から落札予定日までの、あるいはヘッジ取引日までの変動リスクを載せていた。パターン2の事業者は、応札日から燃料調達予定日までの変動リスクを載せていた。パターン3の事業者は、燃料変動リスクというよりは為替リスクを載せていたと。この事業者においては、外貨建てでの燃料調達価格は固定されていたので、為替レートの変動リスクを載せていたということで三者三様でありました。

10ページですけれども、三者三様ではありますが、それぞれ合理的でないとも言えないと。一方で、何か一つの適切な変動リスクを示して、それにみんなでそろえるということも困難な面もあろうかと思えます。ということではありますが、今後の課題といたしまして、先ほどのケースでも、応札日から何らかアクションを取る日までの変動リスクが燃料費の価格変動リスクとして載っているということでもありますので、スケジュール面での工夫は引き続き必要ではないかと考えております。

また、3ポツはやや野心的かもしれませんが、調達費用を圧縮する観点から、公募開始時の市況にもよるが、例えば、実際の燃料調達価格と応札時に算入した燃料調達価格の乖離額を一定額精算する等も含めて、最も合理的な方法を模索することが適当ではないかと考えております。

ということでまとめですけれども、15ページで、若干繰り返しになりますけれども、全体の評価として、各事業者の入札価格の考え方について確認を行いまして、合理的ではないとも言えないと考えております。

今後の費用圧縮の考え方から2点、先ほど申し上げた点について行われることが適当と考えております。

以上です。

○武田座長      どうもありがとうございます。

それでは、ただいまの説明につきまして、皆様から御質問、御発言いただきたく存じます。先ほどと同じく、チャット欄でお知らせください。いかがでしょうか。オブザーバーの方も、あらかじめお知らせいただければと思います。

それでは、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員      ありがとうございます。草薙でございます。丁寧な御説明に感謝します。この御説明に異論はございません。

1点質問を、これはJEPX様にすべきなのかもしれませんが、質問させていただきた

と思います。7ページの御説明の5つ目のポツなんですけれども、「追加kWh公募専用JEPXユーザーアカウントを設置した／する予定の案件は、6件中4件。」と御説明の5つ目のポツにございますが、設置しない事業者に対して理由を聞き取ったところ、自社システムの仕様によるものとあったわけでございます。追加分のみ有効なアドホックなアカウントなので、コストを掛けてまで対応できないというようなことかと想像するのですが、これはJEPX側の要件が結構なハードルになっていて、これは今後もこういうことはやむを得ないというような類いのものなのかということをお聞きしたいと思います。

というのも、今後もこういうことが起こり得たら、どちらでもいいということであれば、もうコストを掛けたくないという行動に変わっていつてしまうような気もいたしまして、これは特段厳しく指導するようなものでもないというお考えなのか、それとも、この2件、対応いただいてないのは大変遺憾なことなのか、どういう評価をしておられるのかということをお聞きしたいと思います。よろしくお願いします。

○武田座長      どうもありがとうございます。

それでは、岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員      岩船です。御説明ありがとうございました。今回のこのkWh公募の結果、平均落札価格が非常に高騰しているという状況だということを理解しました。

21年度の冬、22年度の夏と来て、今回上がったのは燃料費の高騰に依存するものだと思うんですけれども、仕方ないと思うんですけれども、この冬の状況も鑑みて、最終的に何度か実施してきているわけで、そのkWh公募自体がどのぐらい必要だったかというような評価が何らかの方法でできるのか。最終的に足りたからよかったねということではあると思うんですけれども、何らかkWh公募が実際どの程度必要だったかみたいな検証ができない限り、なかなかやめるという判断にならないのかなという気もしております。

その辺りのkWh公募自体の必要性みたいな評価を、ちょっと監視委でやることなのかどうか分からないんですけれども、もし何らかできるのであればお願いしたいなと思っています。その辺り、どんなふうに監視委としては考えていらっしゃるのかを伺わせていただければと思いました。

以上です。

○武田座長      どうもありがとうございます。

ほかにいかがでしょうか。——よろしいでしょうか。どうもありがとうございました。

それでは、事務局からコメントございますでしょうか。

○鍋島NW事業監視課長　御議論ありがとうございました。草薙委員、岩船委員から御指摘のあった点、どちらも事後検証に関わるころだと思います。本専門会合でも報告しておりますけれども、kWh公募につきまして、冬なり夏なりが終わった後に事後評価を行っております。その際に、kWh公募で確保されたものがどういうふうに市場に供出されたかということについても監視等委で調べておりますが、これはきちんとアカウントを分けていただいたほうが評価はしやすいということでありまして、それを全て聞き取りベースとか任意での資料提出されたベースでやるよりは、ちゃんとアカウントを分けていただいたほうがよいというふうには思っております。

他方で、自社のシステムの関係で入札を行うのもいろいろシステムを使っているということで、その兼ね合いでなかなかアカウントを分けられないという事業者がおりまして、これも任意でお願いするものですので、絶対にどうしてもやってほしいとまで言えるかというとなかなか難しいところがありますが、事後監視の観点を考えますと、それはユーザーアカウントを分けてほしいとは思っております。

ただ、仮にアカウントを分けなかったとしても、監視等委としては、きっちりとヒアリング等で何が玉出し案件だったのかというのは聞かせていただいて、事後評価をしていきます。

その上で、岩船委員から御指摘のあったkWh公募の効果ですけれども、これも事後評価の際にどういうふうに検証していくかということにも関わってくるかと思います。需給の観点からの検証は、確かに監視等委だけでできるものではないですけれども、例えば追加調達したkWhが幾らでJ E P Xで売れたかということは分かります。加えて、前回関係者の御協力も得て分析しましたが、追加調達によってJ E P Xの価格がどれぐらい下がったかと、小売全体にどのように裨益したかということも何らか検証できないかと試みを行ったところであります。

ただ、本来的には需給の観点で公募されているというような認識もありますし、どのように評価するかについては、ほかの広域機関なども含めて検討したい、相談したいというふうに思っております。

○武田座長　どうもありがとうございます。

それでは、本件につきましては特に大きな御異論はなかったと思いますので、事務局案のとおり進めることといたします。事務局は、この方針で対応を進めていただきますようお願いいたします。

それでは、続きまして、議題3、「インバランス料金単価諸元誤り時の対応等について」に関しまして、事務局から説明をお願いいたします。

○鍋島NW事業監視課長     それでは、資料5につきまして、これもネットワーク事業監視課から御報告いたします。

2ページ目ですけれども、本日の議論ですが、これは以前の制度設計専門会合でも御報告したとおり、6月28日におきまして、インバランス料金が誤算定の結果、200円/kWhとなりまして、正しい値との間で150円/kWhもの誤差が生じたという事案がございました。この事象につきましては、電取委の本委員会において確認を行い、対応しております。確認を行ったところ、以下事実が確認されておきまして、28日から29日まで御覧のような流れで事案が進みました。誤算定の公表を行ったのは29日の20時頃になっておりますけれども、誤りがある可能性は、前日の18時には既に関係者の間で共有されていたということでもあります。

この事案につきまして電取委の本委員会におきましては、関係事業者に対しまして、インバランス料金単価が誤りである旨の公表に時間を要した点などを指摘しております。ほかにもシステムの品質改善など様々な指摘を行っておりますけれども、公表に時間を要したという点も指摘事項の1つになっておりました。

この指摘に関しまして事務局におきまして、インバランス料金単価の誤算定の公表を可能な限り迅速に行うための対応について検討いたしました。その内容を御議論いただければと考えております。

3ページ目ですけれども、インバランス料金単価の諸元の誤りが発生した際の対応でございますが、まずインバランス料金単価は、各一般送配電事業者のシステムがエラーなど起こすと影響を受ける可能性がございます。現行の対応では、インバランス料金単価の修正が確定した後に、起因となった一般送配電事業者において事案公表が行われ、インバランス料金単価関係のホームページ、ICSのホームページのお知らせで公表されるという運用になっております。

インバランス料金単価につきましては、電気の価格シグナルのベースとなることも期待されておりますので、修正があるということについては迅速にお知らせするということが重要だと考えております。一般送配電事業者がシステムエラーを発見したというときに、その後の対応フローについて整理することが必要だと考えまして、監視等委におきましてヒアリング調査を行いました。

その結果、4ページですけれども、各社にどのような対応を行っていますかと聞いたところ、事案把握から公表に至るまでの時間というのはばらつきがありました。役員に上げてから公表するところ。あと、どれぐらい誤りが確からしいと考えたときに公表するかなどについて、考え方のばらつきがありました。

5ページ目ですけれども、インバランス料金単価が異常値となった際の対応につきまして関係者に確認したところ、誤りが確定したというのではなくて異常値のときの対応ですが、現行の対応は明確にルール化されているものではないということであります。聞き取った範囲では、ここに掲げられているようなフロー図を経て運用が行われるであろうということですが、もう少しフローを検討することが望ましいと考えております。

7ページ目ですけれども、今度は現行のインバランス料金諸元単価が誤りであったと分かった場合の対応ですけれども、こちらも一般送配電事業者各社、ICS、KJCでこういうふうに連携して対応を行っております。

こういう連携を行う際に留意すべき点としまして、8ページ目ですけれども、インバランス料金単価の監視というのはICSのシステム幹事会社が行っていきまして、中部、関西、九州エリアのネットワークサービスセンター職員が1か月交代で行っています。ただ、これらのネットワークサービスセンターの職員の方々は、現行の契約上、早朝深夜、土日祝日の勤務は困難と伺っております。なので、休日等のインバランス料金単価の監視は行われていないというのが現状です。

一方で、卸電力市場は365日開場しておりますので、休日等にこういう異常値が発生した場合の対応というのは考えていく必要があると思います。

ということで、9ページにこうした確認結果を踏まえての要請事項をまとめました。これが案でございます。まず1点目は、インバランス料金単価の修正要否が明らかでなくても、インバランス料金単価諸元に誤りの可能性があるエリア及び要因が特定・確認できた時点で、公表または周知をするという点です。

2点目は、事案を把握した時点から1.5時間～3時間をめどに、小売電気事業者の側において修正可能性を把握できる仕組みを構築する。ホームページへの公表やメールの通知ということがあり得ると思います。

それから、休日にこういう事象があった場合にも、公表または周知について週明けを待たずに迅速に行うこと。

それに関連してですが、4点目で、休日等にインバランス料金単価が異常値となった場



合に関係者が迅速に調査を開始し、間違いがあった場合にはその旨を公表または周知できる体制を整えること。その時間については、2つ目の矢印のところにありますとおり、3時間をめどにさせていただくと。

次のページに行きまして、迅速な公表または周知という点に当たりまして、小売電気事業者の入札価格を検討するタイミングを意識すること。

6点目といたしまして、インバランス料金単価の修正値公表は、可能な限り早急に行う。

7番目として、インバランス料金単価の修正が、小売電気事業者の会計処理・税務処理に影響することを認識し、真摯に対応を行うことという点です。

一般送配電事業者にとっての業務がどんどん拡大しているということではあるかと思いますがけれども、こうしたインバランス料金の単価一つでも小売電気事業者の方々には大変大きな影響を及ぼしますので、そうする御努力をお願いするということかと思います。こういう要請を行ってはどうかと考えておりますので、これについて御議論いただければ幸いです。

○武田座長      どうもありがとうございました。

それでは、ただいまの説明につきまして御発言の希望がありましたら、先ほどと同様にチャット欄でお知らせください。

それでは、松田委員、お願いいたします。

○松田委員      ありがとうございます。事務局におかれましては、丁寧な御説明をどうもありがとうございました。大きく2点、コメントを申し上げたいと思います。

1点目は、今回の資料に「ICS」という単語が多く出てまいります。これは独自の法人格や団体というわけではなく、運用の機能のようなものを取り出していただいて、このように表現して整理していただいたものと理解しております。しかし、このような機能部分を取り出されて議論されているのは、それ自体少し奇妙な印象も受けておりまして、ICSを主語にして議論することによって、責任の所在が曖昧になることを懸念しております。

現在の運用実態としてはこのとおりとしましても、このような管理責任の所在がやや曖昧になり得るような仕組みのままでよいのかというところについては、時宜を見て御検討いただければと思いました。

もう一点につきましては、インバランスに関する誤りについて迅速に公表を行うようにということで今般整理いただきまして、この点についてはそのとおりというふうに考えて

おります。他方で、更に重要なのはエラーの早期発見、是正につながる仕組みであるというふうに考えております。事業者の御負担にも配慮すべきであるとは思いますが、何らか明らかにエラーと見られるような異常値が出た場合には、引き続き積極的に検証することについてもお求めいただいてもよいのかと思いました。

以上です。

○武田座長      どうもありがとうございます。

そのほか、いかがでしょうか。

それでは、末岡委員、お願いいたします。

○末岡委員      ありがとうございます。今の松田委員のコメントの2点目と重なる部分もあるんですけど、インバランス料金の今回の誤りが200円という金額だったので発覚したのかなというふうに思われまして、もう少し小さい差額の誤りだったら、もしかしたら発覚しなかったのではないかなというような懸念が残るところです。

その観点から、今後の要請事項として検証すべき異常値として、9ページの今開いていただいているところの脚注を見ますと、異常値として200円と設定することを御検討のように見受けられるんですけど、もちろん全ての時点において確認をするということは不可能だと思いますけれども、もう少しきめ細かくというか、例えばこれが適当かどうかは分かりませんが、前年同月同日との乖離率であるとか、前曜日との乖離率であるとか、そういったような形で検証することができないのかということも検討いただきたいと思いますし、もし定額でないとなかなか難しいということでしたら、12ページを見まして、200円というのはほぼフィットしない金額ということのようなので、もう少し低い金額、例えば150円であるとか100円であるとか、そういった金額でも相当イレギュラーな金額ということだと思いますので、そういったようなところで拾うような運用をお願いするということも考えられるのではないかなと思ったところです。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長      ありがとうございます。

それでは、白銀オブザーバー、お願いいたします。

○白銀オブザーバー      関西送配電・白銀でございます。まず初めに、本件のインバランス料金単価の誤りを発生させてしまったこと、そして、その公表に時間を要したことについておわび申し上げます。

また、本件とは別に、中央給電指令所システムのデータ取り込み設定の誤りによりイン

バランス料金の算定誤りを発生させたことについて、本日、本委員会に報告書を提出いたしました。度重なる単価誤りを発生させたことにつきまして、大変重く受け止めております。重ねてお詫び申し上げます。

インバランス料金制度の信頼性回復及び市場参加者への影響抑止のために、今回お示しいただきました要請事項について、一般送配電事業者として迅速な公表、周知ができるよう、体制の構築、システム改修等の対応をしっかりと事務局と協力しながら進めてまいります。

私からは以上でございます。

○武田座長　それでは、その他いかがでしょうか。——よろしいでしょうか。どうもありがとうございました。

それでは、事務局からコメントございますでしょうか。

○鍋島NW事業監視課長　今回も御議論ありがとうございます。松田委員からの御指摘のあったICSの責任の所在につきましては、事務局も資料での言葉の使い方を注意していきたいとは思っています。ICS自体は6ページに掲載しているものでありまして、一般送配電事業者全体で運営する様々なシステム群の中の 하나가ICSであります。市場参加者との関係で言いますと、ICS、KJC、MMSは、一般送配電事業者が運営しているシステムではありますが、先ほど御説明したとおり、ICSにつきましては幹事会社がやっております。この幹事会社の位置づけや市場参加者との関係等について曖昧な点があるのではないかという点につきましては、御指摘も踏まえまして一般送配電事業者各社にも御検討いただくということかとは思っています。

それからエラーの早期発見、是正自体も大事、全くそのとおりだと思います。

末岡委員から御指摘のありましたインバランスの200円という点ですが、これは9ページの中で※2を打っておりますけれども、休日中にインバランス料金単価が異常値となったときの対応ということで、一部の事業者におきましては、今この200円については、直ちに異常値と考えて対応を考えられている事業者もいらっしゃるということではあるんですけれども、今後、200円でいいかどうかというのはもちろん検討対象だとは考えております。

ということでありますが、これも、まずはスタートとして200円で始めて、より精緻にしていくという方向性ではないかというふうに考えております。

以上です。

すみません、訂正です。200円は休日だけではなく、平日もきちんとチェックするというのだそうです。

○武田座長      ありがとうございます。

それでは、本件につきましては御異論はなかったと思いますので、事務局案のとおり進めたいと思います。事務局は、この方針で対応を進めていただきますようお願いいたします。また、一般送配電事業者におかれましては、真摯な対応をお願いいたします。

それでは、議題を変えて議題4に進みたいと思いますけれども、少しお待ちください。

それでは、議題4、「旧一般電気事業者の不当な内部補助防止策について」に関しまして、事務局から説明をお願いいたします。

○東取引制度企画室長      取引制度企画室長の東でございます。資料6に基づきまして内部補助防止策、いわゆる内外無差別の卸売のフォローアップについて御説明させていただきます。

この資料の構成は大きく2つ、2部構成になっていまして、前半で23年度当初からの通年契約、来年度ですね、通年契約に関する各社の取組状況と、その中間的な確認ということでございます。後半につきましては、今年度に入ってからの中期の相対契約について、内外無差別に卸売がなされているかというフォローアップということになってございます。特に前半の点につきましては、ここに書いていますけど、今年3月の本専門会合において、来年当初からの契約に向けてはスケジュールですとか卸標準メニュー、あるいは社内の情報遮断等々の取組を求めたという経緯がございまして、それを受けた取組の進捗状況の確認ということでございます。資料が大部ですので、なるべくポイントを絞って御説明させていただきたいと思います。

まず、前半の卸売の状況でございます。6ページ目、7ページ目に、各社が今公表している、あるいは説明している、来年度に向けたスキームですとか取組状況というのをまとめております。

北から簡単に御説明させていただきますと、北海道電力につきましては、ブローカー経由で、ブローカーの運営するプラットフォーム上で取引を全部行っていくということでございます。自社小売も社外の小売も同じく、言うなれば同じプラットフォーム、ザラ場のような市場の中で同じ条件で取引をしていくということで内外無差別性を担保していきたいという考えと伺っております。

東北電力につきましては、入札形式で卸売を行っていくと、マルチプライスオークショ

ンの入札を行うということで、こちらも自社小売も社外も同じような形で入札を行うというふうに伺っております。

東電グループでございますが、東電E Pにつきましては、こちらも入札（マルチプライスオークション）を行うということを伺っております。ただ、発販分離した小売会社なので小売分、要するに自社は別として、自社は参加しない形での入札を行うというふうに伺っております。

東電HD・R Pにつきましては、既存の複数年契約があるものの、それよりいい条件がある場合には協議に応じるという方向で詳細を検討中と伺っております。

中部ミライズにつきましては、標準メニューの作成予定はないということでございます。

中部ホールディングスにつきましては、外でよりよい条件があれば協議に応じるという考え方だと伺っております。

次のページでございます。J E R Aにつきましては、まだメニューについては検討中ということで公表はされていないということでございます。

北陸電力につきましては、各社にニーズを聞き取った上で、社内小売あるいは中長期的な取引関係が見込まれる事業者というグループとそうではない事業者というのを分けた形で、相対で協議を進めていくという考えだと伺っております。

関西電力につきましては、入札（マルチプライスオークション）を行っていく考えということでございます。

中国電力と四国電力につきましては、それぞれ希望する会社に希望条件を申込書という形で提出してもらった上で、それを見つつ、必要に応じて協議も行った上で契約条件を固めていくということでございます。

九州電力につきましては、北陸電力と少し似ておりますが、社内小売あるいは取引実績がある事業者というところと、そうではない新規の事業者というのを分けた形で相対協議を進めるというふうに伺っております。

沖縄電力につきましては、随時受付を行うということで、社内外全く同じメニューで、全く同じ価格で提供していく考えと、こういうふうに伺っております。

次ページ以降、先ほど申し上げた本年3月の審議会で御議論いただいた点に沿って、3つのポイントについて、どこがどういう取組をしているかというのを整理しております。詳細は割愛させていただきますが、まずスケジュールの明示、あるいは交渉スケジュールを内外無差別にやるということに関して言いますと、多くの会社で既にこういった交渉ス

スケジュールでやっていくというのを公表頂いております。

一方で、一部事業者、先ほど申し上げたまだ検討中となっていました J E R A ですか東電ホールディングスとかというのは、まだ公表がなされていないということ。それから北陸電力、九州電力につきましては、交渉の受付期間は公表しているけれども、交渉スケジュールそのものは公表しないという方針だというふうに伺っております。

それから卸標準メニューの作成というのにつきましても、こちらも多くで既にひな型を作って公表いただいているということでございますが、同じく全体として検討中となっている会社については、まだ示されていないということ。一部、九州電力につきましては、実態のパターン自体は応相談となっていて、実質的には協議の中で決めていくという考えであるということをお伺いしております。

3 点目の情報遮断あるいは社内取引の文書化という点につきましては、7 月のフォローアップ以降、3 社が新たに社内規程というのを作成しまして、これで発電・小売一体の旧一電全 8 社で社内規程は整備されたということでございます。また、社内取引価格についても、それぞれ全社において文書化されているということを確認しております。

その上で、15 ページ目以降に現時点における評価と論点というのを書いてございます。まず全体として、一番上、最初のポツにあります、多くの事業者が本専門会合における御議論を踏まえて新たな取組を開始している点というのは、大きな前進であって一定の評価ができるのではないかと。

他方で、まだ現時点で検討中と回答のあった事業者、J E R A、東電 H D ・ R P においては、早急な対応が求められるということでございます。その上で、個々の取組については、自社小売も参加する形で入札を実施する事業者さん、具体的には東北電力、関西電力ですか、ブローカー、第三者のプラットフォーム上で取引をするという北海道電力さんのようなスキームについては、非常に透明性の高いスキームでありまして、内外無差別性の観点から評価できるのではないかとというふうに書かせていただいております。

他方で、既に取組を公表している事業者の中でも、公表スケジュールや卸メニューの具体的な条件というのを希望する事業者には伝えるんだけど公表はしないと、あとは個別の協議の中で決めていくという事業者もございました。こうした事業者については、外部から無差別性というのを確認するのが難しいため、事後的な確認の際に、他社に比べてより詳細に確認を行っていく必要があるのではないかとということを書いてございます。

16 ページ目です。東電 E P におきまして、いわゆる小売部門であって卸入札を実施して

いるというスキームが採用されております。この点につきまして、卸売はそもそも発電部門が行うことが望ましいわけですが、小売が卸売を行うことも否定はされていないところだと考えております。

また、その卸売の方式として、入札というのは一般的には透明性が高いですし、限られたパイを配分する際には公平性があると。一方で、小売が、自分が参加しない形で入札を行うことによって卸売価格が上昇するなど、結果的に他社への卸売価格が高くなる可能性もあると。こうした点を踏まえると、小売部門が卸入札、入札という形を取るのには内外無差別という観点からはどういうふうと考えられるべきかという論点があろうかと思っています。

それから2つ目の点ですが、そもそも発電部門から内外無差別に小売に卸売が行われている限りは、こうしたことも論点にはならないのではないかと考えておまして、この点につきましては、そういう意味では、より本質的には、そういった複数年契約のアクセス機会が、グループ外の事業者にも内外無差別に提供されることが重要なのだらうと思っています。この点については、より具体的な取組が求められるのではないかと考えております。

17ページですが、今回公表いただいた取組の中では、複数年契約のメニューというのは1つも確認されておりません。この点に関して発電事業者側に伺いますと、燃料の市況変動が激しい中でなかなか難しい、リスクが大きいとか、中長期的には供給力の見通しが不透明でなかなか難しいという御説明がございました。

一方で、過去数年間、燃料価格、卸電力価格が非常に大きく変動してきて、市場が大きく変わったという経験を踏まえると、一定割合の長期契約、複数年の契約というのをポートフォリオに含めることは、双方のリスクヘッジという観点から有効なのではないかというふうに考えておまして、こうした点につきまして今後、各社において複数年のメニューという検討・対応というののもかなり期待されるのではないかという点を論点として書いてございます。

それから前半の最後ですが、今後の対応の案ということでして、まずは、全てが終わった後だと、そこからフォローアップするだけでは遅いという御指摘も頂戴したことから、今回は現在進行形のところで中間的な報告を行ったということでございます。本日、こうした状況を踏まえてコメント等頂きまして、それも踏まえて、引き続きしっかりフォローアップというのを随時行っていきたいと思っています。

また、常時バックアップに関して昨日、電力・ガス基本政策小委員会のほうでも、内外

無差別性の確認されたエリアから廃止するという点が確認されました。この点につきまして以前の当専門会合においても、どのタイミングでそういった判断をしていくのか、その予見性が大事だといったコメントも頂戴しておりました。

そこで、今後のスケジュールといいますか進め方でございますが、最後のポツです。既に表明されたスキーム自体も当然、それが透明性があるということは非常に重要なんですけれども、加えて、実際にそういったスキームに基づいてどういうふうに卸売が行われたかと事後的な確認を行うことも必要であろうと考えておりまして、そういう意味では23年度の契約については、基本的には3月末までには契約が終わると思われまいますので、その後直ちにフォローアップに着手して、来年半ば頃の当専門会合において御審議いただくこととしてはどうかというふうに書かせていただいております。

それから後半のパートでございます。これは今期の上期の期中の相対卸について、内外無差別性の確認、契約、これも通年と同様に、各契約に関するデータを各社から出していただきまして、一つ一つ確認していったというものでございます。大きく申し上げますと、まず最初に、22ページに「方針」と書いてございますが、各社、余力がある場合に月単位、あるいはもう少し長い単位で、余力が出た場合には、各社とも内外にきちんと交渉機会を設けているという説明を受けてございます。それを踏まえて、各社何件ぐらい外に売っているか、あるいは各社、社内に追加的な期中の卸売を行っているかいらないか。更には中と外の取引価格の比較、オプション価値、オプション性が内外無差別になっているかといった点。こういった点について確認いたしまして、合理的な説明なく差別が行われているといった事例は確認されませんでした。

最後に34ページ以降、小売価格について書いていますが、内外無差別のフォローアップに際しては、必ず小売価格と電力調達価格の関係というのを確認しております。これはコミットメントの一部でもありまして、要すれば不当に安い価格で小売価格を設定していないかということを確認しているものでございます。

この点、35ページ、36ページに、今年度上期の実績としてどうだったかというのと、今年度見通しとしてどうなりそうかというのを各社から確認しておりまして、表の赤字で書かれているところが、小売平均単価のほうが低くなっている会社ということでございます。御覧いただくと分かるんですが、かなり多くの会社で、上期の実績として小売のほうが低くなっているということが確認されました。また、通年の見通しということでは、全社が小売価格のほうが低くなるという見込みとなつてございます。



この点につきまして各社に説明を求めたところ、いずれも共通するんですが、特に多かった御意見といいますか御説明としては、いわゆる小売の燃調についてタイムラグがあるので、卸価格がすぐに燃料価格の影響を受けて上がる一方で燃調にはタイムラグがある、あるいは低圧においては燃調上限に達して、そこからは回収できてないといったことなどが理由となって、必ずしも小売価格が調達価格ほど上がっていないといった理由があるという御説明がありました。

また通年で見ても、つまりここから先数か月を見ても、それが解消しない理由ということにつきましては、小売単価の引上げに努めているけれども、年度開始の契約が多くて期中での大幅な引き上げが難しい、あるいは顧客の受容性などを考えると慎重に値上げというのは検討していかないといけない等々の御説明がございました。

この点につきまして、39ページですが、本来、小売価格にはきちんと調達価格を適切に認識した上で設定すべきというのがコミットメントになっているわけですが、こうした足元の燃料価格が上がっている状況を踏まえると、これが直ちにコミットメントを履行できてないと考えられないのではないかと考えております。他方で、今後とも状況を注視していく必要があるのではないかと。特に今、各社、小売料金の見直しに向けて取り組んでいる状況でございまして、こういった今後の各社の小売料金の状況も見ながら判断していく必要があるのではないかと考えてございます。

最後のページに、各社の小売料金の改定に関する状況について1枚にまとめております。各社、高圧はじめ自由料金メニューでまず料金の見直しというのに既に取り組んでいると。加えて規制料金につきましても、既に一部会社で申請がなされたことに加えて、複数の会社で検討中といったことが既に公表されているところでございます。

長くなりましたけれども、事務局からは以上でございます。

○武田座長      どうもありがとうございました。

それでは、ただいまの説明につきまして、皆様から御質問、御発言いただきたいと思えます。御発言のある方は、チャット欄にその旨御記入いただければと思います。いかがでしょうか。オブザーバーの方も、あらかじめお知らせいただければと思います。

それでは、末岡先生、お願いいたします。

○末岡委員      ありがとうございます。前半部分の内外無差別に関する取組のところですが、早期にフォローアップに着手されるという全体的な方針については賛成をいたします。

その上でではあるんですけども、16ページ、17ページ辺りに記載されていましたが取引手法の適正性について検討されるということに当たって、取引手法の公平性というか検証するに当たりまして、抽象的に取引が妥当かどうかというところを検討するのに加えて、現状どのような取引になっているのか、数値的なところも可能な範囲でお示しいただければ助かるなと思います。

例えば分かりやすいところだと、16ページの1点目について、小売部門による卸入札の結果等が、小売部門の調達価格と入札の結果調達される他社の調達価格はどのような関係になっているのかというところを、少なくとも事務局において把握していただいた上でお示しいただけると、具体的な検討に資するのではないかと思います。

以上です。

○武田座長      どうもありがとうございます。

ほかにいかがでしょうか。

それでは、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員      ありがとうございます。私も末岡委員と同じ意見でございまして、付け加えさせていただきたいと思います。

御説明ありがとうございました。全く異論ございません。内外無差別の卸売の実効性確保ということについては、なかなか難しい面があるということを認識した上で、監視等委員会にはいろいろな対応を考えていただきたいという感想を持ちました。もちろん、旧一電の更なる取組に期待はするのですが、まだ抜けている部分がないかということを確認いただきたいという趣旨であります。

自社小売と社外との間で価格や取引量において精査するという上において、抜けている部分はないか。例えば15ページの真ん中で、個々の取組ということを挙げていただいております。しっかりと抜けている部分がないことを確認した上で、旧一電によるオークション形式の卸売など、内外無差別な卸売の実現ということを検証していただきたいという趣旨でありまして、個々の取組で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や、自社小売も参加する形でブローカー、第三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については、非常に透明性の高いスキームを採用しているということで高い評価を与えているところでございます。

そういったことがありながらも、例えば自社小売分をまずは差し引いて、余剰分を入札

の対象にしているという実態があったら、これは全然話が変わってくるわけでございます。抜け落ちている点がないかというのはそういう類いのことでございまして、きちんとそういうことがないということを確認していただく。ですので、自社小売も参加していますよということは、これは疑いがないことではありますけれども、その前段階でどのような対応がされているのか、そういったところまできちんと検証していただくということが非常に重要ではないかというふうに思いました。

以上であります。ありがとうございます。

○武田座長      ありがとうございます。

それでは、委員を優先させていただきまして、松村委員、お願いいたします。

○松村委員      松村です。まず、スライド6のところ、あるいは7に掛けてのところ。事務局からの評価には大きな違和感はないのですが、基本的に事務局のほうがマイルドに言って、私のほうが露骨に言っているだけだと思います。

まず、これで見ても、中部電力、東京電力、J E R Aはそれぞれ一体で、J E R Aと東京電力、J E R Aと中部というのでセットで見なければいけないと思います。それぞれの2グループは、内外無差別という観点から見れば基本的に0点と評価せざるを得ない。全く内外無差別ではないということだと思います。本質は、J E R Aから出てくるものに関して、東電の小売グループ、中電の小売グループとほかのところが無差別になっている状況になってはじめて内外無差別と言えるのだらうと思いますが、それは全く満たされていないということだと思います。

これで、内外無差別が担保されたから常時バックアップ廃止などという議論なんて進みようがないという惨状だと思います。ただ一方で、それは非難されるようなことなのかというと、長期契約を結んでしまっているのも剥がせないというのは、民・民の契約に関して変えるのは難しいということは当然あり得ることなので、それ自体がすごく非難されることかという点は別問題として、しかし内外無差別ではないということは確実に認識しなければいけないと思います。

その上で、内外無差別というところで見ると0点だけれども、その範囲で、その制約の中で、例えば東京電力は一定の努力をしていると見えるのだと思います。この点については評価すべきだとは思いますが、内外無差別などという状況では全くない。例えば東北電力あるいは関西電力が取り組んでいるような取組とは全く質が違うということは認識しなければいけないと思います。中部電力に関しては、それすら、いろいろな事情でしょう

がないとしても、ほぼ機能していないということだと思います。

もともとの長期契約も、長期契約を結ぶ段階で内外が無差別になっているのであれば、その後、その長期契約に従って販売されていること自体は、民・民の契約として十分あり得ること。もともとの契約の時点で内外無差別だったかどうかを確認し、外に対して十分な機会が提供されていなかったということであれば、内外無差別でないと評価しなければいけないと思います。

次に、東北電力、関西電力のやり方に関しては、ある種のとても公正な入札がされているように見えるというのは、確かに事務局の評価が正しいと思います。これに関しては、これを見る限りにおいては、とても公正な内外無差別が担保されているというのに値するようなものになる可能性が十分ある。でも実際にどうなっているのかを見なければいけない。

例えば、東北電力では「与信評価等を定量的に加味した上で、」というのは、まず与信評価を定量的に加味するというのは、とても合理的なやり方だし、定量的に加味することだから、外から見ても、あるいは仮に外部に完全に公表されていないとしても、監視等委員会が見て妥当かどうかというのは見やすいという意味では、とても透明性の高いものだと思います。でも「等」になっているので、ほかに何が入っているのかということによっては、本当に透明で公正なものになっているかどうか分からないし、そもそも一定量が自社で先取りされていれば東電、中電とこの点は同じ、程度が違うだけということになる。細部にわたって見る必要があると思います。しかしそのような細部で変なことがなければ、とても公正な内外無差別にかなり近いことをやっているとだと思います。

ただ関西電力は、東北電力と比べるとちょっと私には分かりにくい。負荷パターンですけど、価格評価を行いというのは、どれぐらい透明にできるのでしょうか。さらに、これだったら契約に落とし込んで、こういう負荷パターンのときにはこういうタイプの契約、別の負荷パターンならこういうタイプの契約と、タイプごとの契約に関して、評価が事前にこうなりますということが示されていればとても公平ですが、何かすごく雑駁な、価格のオークションした上で負荷パターンの評価を恣意的にやるということになると、形だけの内外無差別となりかねないので、この「負荷パターンを元に価格評価を行い、」というところが具体的にどうなっているのかが分からないと、いかんとも評価しがたいと思います。一方細部に特に問題がなければ、東北電力と同様にとっても公平な制度をつくっていただいたように見える。関電に関しても内外無差別にかなり近いのではないかと思います。

北海道電力のこのやり方も、事務局は非常に高く評価している。私も、とても公正なやり方というのをさせていただいているとの印象です。しかもプラットフォームの運営が第三者だということは、信頼性と透明性を高めているという点で更に高く評価される面もある。一方で、これザラ場でやるのですよね。原則として先着順で交渉・成約というので、これは大きなロットにしないように小さなロットにして、だから頻繁に出していくということを念頭に置いているなら、すごく公正なものになる可能性は十分ある。一方もし万が一情報のアクセスという観点からある種の非対称性というのがあると、先着優先でわずかな差が決定的な影響を与えることになるので、その点での公平性がちゃんと保たれているのかどうか、ファイヤーウォールがちゃんと機能しているかどうかの評価においてはとても重要になってくると思います。この点については、監視等委員会の事務局のほうでも丁寧に見ていただければと思います。

ほかの会社も、ここまで透明でないとしても、一定の期待を持たせるものになっている。北陸と九州に関しては、「中長期的な関係が見込まれる事業者と同じく、」なんですけど、中長期的な関係というのを勝手にそれぞれの会社が判断して差を付けるというわけなので、本当に公正なのかどうかはこれだけ見ても分からない。大丈夫かという心配のほうが先に立つ記述になっています。

ただ、実際に精査してみれば、そのような心配は杞憂だったとなる可能性は十分にある。内外無差別の期待は持てるものだと思いますが、何でこんな不透明なやり方をしているのかというのについては、他社以上に十分な説明が必要だし、他社で聞かれないようなことも根掘り葉掘り聞かれるということがあったとしても、それはある意味でこういう不透明なやり方をしているからということとは認識していただければと思いました。

次に、スライド17です。長期契約のこと、複数年契約については、事務局の言っていることが全くもつともだと思います。なぜ売手のほうが嫌がるのかというのは、正直、ちょっとよく分かりませんでした。複数年契約で、これ相対契約なので、自由に契約設計できるわけだから、例えば燃調を付けることだって可能なわけですよね。燃調を付けるやり方をして2年契約をすとかというのが、何でそんなに駄目なのかというのが、私は、正直よく分かりませんでした。少なくとも燃料価格が大幅に変動するから、だから複数年契約難しいというのは、私には理解不能でした。

以上です。

○武田座長      どうもありがとうございました。

それでは、大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員     ありがとうございます。複数の委員から御指摘あったので、余りすぐに大きく付け加えるところはないですが、内外無差別に関して言うと、発電事業者が同一の条件の下で同じ種類の商品の販売において、小売事業者を内外で差別しないということなんだと思っています。そうすると今回、東北電力はじめ、ある意味しっかり取り組む事業者が出てきたというのは大変喜ばしいことだと思います。これは小売事業者がオークションするとかという話とは違う話で、発電事業者が起点となっている話なので、よってここで、東電さんかもしれませんが、小売事業者が何かやっているというのは余り関係ない、内外無差別とは少なくとも関係ない話なのかなというふうに伺っていました。

複数年契約もしっかりやっていただきたいという点は、妥当な御指摘かなと思って伺っています。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長     ありがとうございます。

それでは、お待たせいたしました、中野オブザーバー、お願いいたします。

○中野オブザーバー     中野です。まず、来年度に向けて卸契約が進む中で、こうした形で整理して、この場で取り上げていただいたことに非常に感謝しております。ただ、もう少し突っ込んで見ていただきたいと思う点もございますので、申し上げます。

私どもは、内外無差別を担保する手段として、必ずしも発販分離や入札をしなくても構わないと思っていますけれども、逆に、発販分離している、あるいは入札形式を採用したからといって、それがイコール内外無差別が担保されるものではないというのは言うまでもないことと考えております。重要なことは、先生方皆さん御指摘されていますけれども、入札形式であれば、入札が行われているかどうかということと、かつその結果が同じ旧一般電気事業者さんの小売部門の価格に、規制料金含めて適正に反映されているかどうか、ここはしっかり見ていただかないといけないと思っています。つまり、仮に内外無差別に入札が行われたとしても、結果としてそれが料金に適正に反映されていなければ公正な競争上意味をなさないため、料金への反映という点も、見るべきポイントの一つだと思っています。

まず、小売部門が発電部門の電源を先取りする点ですけれども、先生方の御指摘どおり、これは内外無差別ではないと考えます。仮にこの仕組みが今までの経緯等々からやむを得ないとした場合でも、ほかにもやり方があるんじゃないかと思います。監視等委におかれ

ては、既に入札結果が出ていますので、それが自社小売部門の仕入れ価格と大きく乖離していないかというのをしっかり見ていただきたい。この場で原価を出すというのはなかなか難しいと思いますので、本委員会や先生方にはしっかり確認いただいて、仮に著しい差がある場合、その対応については早急に検討していただきたいと思っております。

仕組みとしては、事務局の資料に書いてございますけれども、従来からの長期契約がある場合、これはまあまあ致し方ない部分もあるのかもしれませんが、とりわけ東日本では全体の市場規模に比べて、長期契約で安価に発電できる量というのは少なく、グループ外には出てきません。したがって、グループ外の事業者に電源を提示する場合でも、実際にはその価格が非常に高かったり、グループ外の事業者がほとんどアクセスできないというのが実態です。

こうした状況を打開するには、具体的な取組が必要です。事務局の資料に書かれていますが、可及的速やかに見直しがされるべきものであるため、スピード感持って集中して議論いただきたいと思います。

なお、透明性が確保されていると整理されている入札についても、冒頭申し上げましたとおり、その入札価格が実際に同じグループの小売部門の原価に、また小売価格に反映されているかどうか重要であり、これは規制料金含めてですけれども、その確認もされるべきだと思います。

この件については、消費者庁の消費者委員会の中でも取り上げられていると承知していますが、内外無差別あるいは料金への反映という双方が担保されない場合、競争が停滞するのは明らかでして、これは本来のシステム改革の意義である需要家の選択肢の拡大が実現できない事態に陥り、最終的には消費者の利益を棄損することになります。本会合には消費者庁の方も、更には公正取引委員会の方も出られていると思っておりますけれども、こうした現状を皆様の観点からもぜひ厳しくチェックいただきたいと思っています。

以上です。

○武田座長      どうもありがとうございます。

それでは、竹廣オブザーバー、お願いいたします。

○竹廣オブザーバー      竹廣です。ありがとうございます。まさに今、次年度に向けた卸取引の交渉、あるいは入札への対応を実施しているところですが、まずは、このように事後フォローだけではなくて足元の状況を急ぎ御確認を頂きまして、本当にありがとうございます。

内外無差別につきましては、本会合での一連の御議論を通じまして、電源アクセスへの公平競争・環境整備に向けて一步一步前進してきているというふうに考えております。その上で、先ほど中野オブザーバーからも指摘のありました、特に東日本エリアの長期で民・民とはいえ確保されている電源の問題は、深刻なものだというふうに思っています。ぜひ点検をお願いしたいというふうに思います。いろいろと今、交渉を通じて懸念のあるところも見えてきておりまして、何点か申し述べさせていただきたいというふうに思います。

1点目は、旧一般電気事業者さんからの卸電力の利用エリアの点です。現在公表されている卸取引あるいは入札におきまして、卸売する電気の利用エリアを各社の自社エリア内に限るといった条件を設けられているケースがございます。これまでもシステム改革では、安定供給の確保だったり電気料金の最大限の抑制といったような観点で、広域メリットオーダーの実現を目指して様々な改革が進められてきたものだというふうに認識をしておりますけれども、エリアの安定供給を意識するという点は理解できるものの、卸電力を自社エリア内での利用に限定するという点は、システム改革の方向性に照らし合わせてどう捉えればよいものなのか、正解なのかといったところについて、ぜひ御見解を頂ければというふうに考えています。

新電力は、特に全国で事業を展開しているところも少なくなくて、足元で調達手段も限られている中で、各事業者が調達した電源を広域でうまく活用していくということは、競争の活性化、ひいては需要家のメリットにもつながるものだというふうに考えておりますので、その点、ぜひ御検討いただければというふうに思いました。

2点目でございますけれども、卸取引や入札の実施に当たりまして、7ページにまとめられているとおり、先ほど草薙委員からも御指摘がありましたけれども、自社グループの小売部門に対しても入札参加を求めておられる会社さんもございます。ここだけを見ますと透明性のある対応に見受けられるわけですが、仮に自社グループ内で複数あるいは長期で取引量を確保されていて、差し引いた残りの量を卸入札に供出されていて、その部分で自社の小売部門も参加をしているということだとすると、やはり内外無差別の実効性が確保されているとはいいがたいのではないかというふうに考えております。そういう意味では、この長期契約の有無というのは我々も実態が分かりませんので、確認ができているのであれば状況を御教示いただけましたらというふうに思った次第です。

なお、これは少し反対のことを申し上げようではございますけれども、現在進められ



ています入札方式だけが透明性の高い対応であると整理あるいは推奨されてしまいますと、事業者間の創意工夫による相対での取引機会も限定されてしまうということも一方では懸念をされますので、相対交渉による多様な取引においても内外無差別が担保されている推奨事例と申しますか、そういったものをお示しいただくようなことも御検討を頂ければというふうに思います。

最後でございますけれども、18ページにある今後の対応についてのところですが、記載いただきましたとおり、各卸スキームの事後確認といったものが非常に重要な点になってくるかというふうに考えております。とりわけ、このたび初めての対応も多くて、いろいろと契約条件などを拝見し、交渉を進めながら課題にも目下直面しているというところでございますので、このたびの卸取引スキームの価格ですとか量、あるいは契約の実態といったものをぜひしっかりと御評価・検証していただいた上で、常時バックアップの廃止を含みます次のステップへ進むか否かといった議論を進めていただくようお願いしたいというふうに思います。

以上でございます。

○武田座長      ありがとうございます。

それでは、松本オブザーバー、お願いいたします。

○松本オブザーバー      九州電力の松本です。発電事業者・B Gの立場での発言をいたします。

まず、スライド17の複数年のメニューについてでございます。ここの17ページの●の1つ目だと思いますけれども、各社で異なるんですけれども、発電設備の維持とか新規電源確保の難しさに加えまして燃料調達の難しさというのがありまして、●1つ目の記載のとおり、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などの理由で、足元では提案が難しい状況と、こういうふうになっております。

一方で、基本政策小委の今後の電力政策の方向性でも、中長期的な電源、燃料の安定確保という基本的な方向性が示されております。発電事業者としては、長期の相対契約というのは燃料、特に長期L N Gの確保の予見性、そして固定費回収の予見性に資するものでありまして、中長期的な供給力の安定確保を支えていく重要な選択肢の一つというふうになり得ると考えております。このため、長期の相対契約については、中長期的な供給力見通しを踏まえた上で、今後、更に検討を進めてまいりたいと思っております。

次に、7ページの各社の卸販売について、当社のところにもコメントいただきましたけ

れども、確かに一律のオープン入札することによりまして透明性はあるんですけども、実際、小売事業者様との交渉をやっていると、小売事業側からのニーズというのは結構様々でございます。逆に我々発電側でもいろいろなニーズがありまして、それをマッチさせるというふうに考えますと、個別に交渉・協議したほうがよいというふうに考えまして、いろいろな組合せができますので、発電事業の最大利潤化、ひいては電源の確保ということで安定供給にも資するものがありますので、そういった方法もあるのかなというふうに考えて、当社としてはそういうふうな方向を取っております。もちろん監視に対してはきちんとした説明が必要だというのは理解しております。

発言は以上でございます。

○武田座長      ありがとうございます。

その他いかがでしょうか。よろしいでしょうか。たくさん御意見いただきました。

それでは、事務局からコメントがありましたら、よろしく願いいたします。

○東取引制度企画室長      様々な御意見頂戴しまして、ありがとうございました。

全部は答えできないかもしれませんが、まず末岡委員から御指摘のありました、数値で示してほしいという点です。中野オブザーバーからも言及があったかと思います。この点、事務局のほうでは当然把握しています。タイムリーに各社から実際にどういう結果になっているとか、あるいはどういうやり方でやっていくというのは、常にコミュニケーションを取るようにしておりますし、当然事後的に評価する際には、そういったところは確認しようと思います。

一方で、各社の実際の卸売値だったり、逆に言うと小売側からすると、実際に買値が幾らだったかというのをオープンにお示しするというのはちょっと難しいだろうと思っております。事務局で確認したものを委員の皆様は何らかの形で御説明するなり、そこについては公表できるものとできないものがあるという制約の中で、どうやって御確認いただくかというのを工夫していきたいというふうに思います。

それから、草薙委員、松村委員あるいは中野オブザーバー、竹廣オブザーバー、皆様、こういう今のスキームは見えているんだけど、例えばこういった問題もあり得る、こういった視点も見えていかないと、というのを多様な観点から御指摘いただいたと思っております。ありがとうございます。まさに御指摘いただいたような点を、足元もそうですし事後的に評価する際にも、よくよく意識しながら個々の監視というのを行って、またきちんと御報告させていただきたいと思っております。

1つ1つに、各社のスキームがこうなっていますとお答えするのもなかなか難しいので、御指摘をよく踏まえて、それぞれよく見ていきたいということとさせていただきたいと思っています。

私からは以上でございます。

○武田座長      どうもありがとうございました。

本件につきましては、特に大きな御異論はなかったと思いますので、事務局案のとおり進めることといたします。同時に、更なる措置の必要性等について御意見いただきましたので、事務局におかれましては、本日の御議論等踏まえて、引き続きフォローアップ、また今後の対応を進めていただきますようお願いいたします。

なお、早急な対応が求められた会社がありますけれども、そのような会社におかれましては、迅速な御対応をお願いしたいというふうに思います。

それでは、続きまして、議題5に移りたいと思います。議題5「ベースロード市場に関する検討について」に関しまして、事務局から説明をお願いいたします。

○東取引制度企画室長      引き続きまして、資料7に基づいてベースロード市場に関して御説明させていただきます。

ベースロード市場というのは2019年の7月から開始されております。ベースロード電源へのアクセスのイコールフットということと、小売の競争の活性化という目的で開始されておまして、ガイドラインは資源エネルギー庁のほうで整備されているものでございますが、監視等委員会においては各オークション、毎年度3～4回オークションをやった後に、売手側を対象に、きちんとガイドラインに定められた適切な供出量が市場にちゃんと出ているかというところ、あるいは供出価格について適切な積み上げがなされているかという監視をこれまでずっと行ってきたところでございます。個社のコストですとか、そういったなかなか対外的に公表ができない数字を扱っているものですから、こういった公開の場というよりは監視等委員会——本体のほうですね、ずっと監視を行ってきているということでございます。

こうした中、今年度に入って監視している中で、特に燃料費、石炭価格の算定で非常に価格変動リスクが大きく見積もられていると。結果として市場への供出価格が高くなっている事例などが確認されました。ここについては中身を詳細に確認する中、非常に売手側の裁量の余地が大きくて、算定のやり方次第では実質的な売り惜しみにつながる可能性もあるということかと思っております。この点、ベースロード市場のガイドラインにおいて

は、監視結果なども踏まえながら、必要に応じて制度の見直しを行うということも書かれておりまして、本年11月22日の監視等委員会において、監視結果を踏まえて制度の見直しも検討していくことが必要とされたところでございます。こうしたことを踏まえて、今後の制度の在り方についてどういうことが考えられるかを御議論いただければと思っております。

概要は割愛させていただきまして、今のベースロード市場の状況について、まず4ページ目、約定量でございます。制度創設以来の3エリアにおける約定量をお示ししております。足元を見ていただきますと、22年度特に顕著ですが、西日本ではかなり約定量が増えている一方で、北海道と東日本というのは極めて限定的、あるいは約定していない回もあるということでございます。

約定価格でございますが、今年度第1回につきましては、特に先物価格とここでは比較をしておりますけれども、西日本では、比較的といいますか相対的に価格が抑えられて、20円で約定して、先物価格と比べてもそれよりも安かったと。一方で東日本においては、約定価格は33円ということで、そのときの先物価格に比べても高くなっていた。2回目も同じような傾向が出ていまして、西のほうでは相対的に安くなっていた一方で、東日本では37円67銭ということで相対的に高くなっていた。北海道では約定しなくなっていたということになってございます。

6ページ目、ではどうやって供出価格が決まっているかということなんですけれども、下に、これは全社平均という形で、個社の数字をお示しするのはなかなか難しいんですが、全社の平均ということでお示ししていきまして、今年度第2回ですと、平均すると35円ぐらいの費用で札が出されているという中の25円ぐらいは燃料費が占めているということでございます。

背景には、ウクライナ情勢などもあって、昨年から石炭価格が相当高くなっているという背景がまずございます。右のグラフで見ていただきますと、去年に比べるとかなり石炭価格が上がっているということでございます。

加えて各社の燃料費の見積りの中では、燃料の価格変動リスクというのが勘案されております。これはガイドライン上も、「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」とされているところでございまして、ここの計算方法が各社各様ということでございます。大きく言うと現物、足元の燃料の現物価格をベースに見積りを行っている会社もあれば、先物価格をベースに

見積りを行っている会社もあるということでもあります。

そこで、かなり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いまして、これが現物価格ですとか、あるいは応札時点の燃料先物と比べてもかなり大きな値になっているということでございます。下のグラフにお示ししていますが、例えば今年度1回目、真ん中のところで見ますと、実際に供出に当たって使われた見積り単価、一番低かった事業者で4万4,000円台、一番高かった事業者では12万1,000円台ということございまして、現物価格、そのときの足元の現物価格は5万1,000円台、あるいは翌年度の石炭先物価格、その時点では4万円台ということで、こうしたところに比べて100数十%から200%ぐらいいわば上振れリスクを見込んだような価格で供出が行われていた事業者もあったということでございます。

それを踏まえて、これをどう評価するかというのと、今後の検討課題というのを8ページと9ページに書いてございます。太字のところですが、ベースロード市場は年間固定価格で受け渡しが行われるというのが一つの特徴でございまして、売手からすると燃料価格が翌年度に上昇するリスクというのを織り込むというのに対して、買手は逆のリスクを織り込むことになるので、結果的に燃料価格のボラティリティーが大きい局面においてはなかなか約定しないという状況となっております。

また、冒頭でも申し上げましたが、燃料費単価については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いので、事業者の売手側の裁量の余地が大きいというふうに考えています。先ほども御紹介したように、かなり会社によって結果として価格が開いているという状況でございます。

また、第2回オークションにおいては、東日本エリアの1社において、合理的な理由が確認されない中で1回目から更にプレミアムの考え方を変更して、より大きく織り込んでいたという事例もございました。

こうした中、価格変動リスクを勘案することが、大きく積むということ自体が直ちにガイドラインの規定に反しているとまでは言えないが、その裁量の余地が大きくて、設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んだろうというふうに懸念しております。

こうしたことに鑑みて、燃料費、とりわけプレミアムを過大に見積もることがないようにどういう見直しができるかということでございます。例えばとして書いていますが、燃料費単価、今のルールがまだかなり解釈の幅があるのではあれば、そのルールをより明確

化する、あるいは燃料費調整制度を導入する、あるいは内外無差別というのを更に徹底していくといったような方向性が考えられるのではないか。あるいは、それ以外にもどのような方向性が考えられるかといった点を御議論いただければというふうに思っております。

それぞれにつきまして、あくまでこれは検討の方向性としてお示ししているものでイメージとして書いていますが、それぞれ案1、2、3ということで、どういったことが考えられるかというのをお示ししています。

先ほどお示したルールを明確化するというので、例えばですけれども、燃料先物価格を原則として使うということをより、今は現物もあれば先物もあれば乖離幅もかなり大きいわけですが、例えば燃料先物そのものを使うということを考えるとすると、恣意性だったりというのは排除しやすいのだろうと思っております。

一方で燃料先物の場合は、実際の先物市場の流動性が十分あるとは限らず、本当にヘッジできるかどうか、本当にその価格で全量ヘッジできるかというのは分からないということ。あるいは特定の時期にヘッジニーズが集中すると、市場自体が上がってしまうという指摘もあります。このように発電側に回避不能なコストが生じるおそれがあるというのが一つの難点、考えないといけない点かなと思っております。

2つ目でお示した案ということでいうと、事後清算するという考え方を入れてはどうかと。具体的に燃料調整制度つきの商品を作るということは考えられないか。事後清算という形にすれば、過剰なプレミアムを積む、あるいは売手側からコストの回収漏れが起きる、あるいは小売側が過剰なプレミアムを負担するということは避けられるだろうということを考えております。

一方で、仮に、きちんとといいますか、各社の電源構成を考えて事業者ごとに異なる商品設計を行うと、市場が細分化されてしまう可能性がある。他方で、今の市場範囲を維持するとすると、燃調の設計に工夫が必要となってくるんだろうというふうに思っています、こういった辺りの課題をどういうふうに考えていくかということかと思います。

最後、3点目としてお示ししていますのは、内外無差別の更なる徹底ということでございまして、これはもともとベースロード市場ガイドラインには、供出価格について内外無差別性を求めるということが記載されております。ただ足元、現状としては、ベースロード市場に供出するほうは制度上固定価格である一方で、社内グループ内取引については燃料費調整が付いているというのが一般的でございまして、その部分について、どうしても燃料費のプレミアムというか変動リスクの部分については、必ずしも内外無差別という

のは確認が困難というのが現状でございまして、ここをより徹底していくという考え方があるかということで、例えばとして、固定価格でB L市場に供出したのと同じ価格で自社・グループ内でもベースロード電源について取引を求めるということが考えられるのではないかと書いております。

こうすることによって本来の、まさにベースロード市場がもともと求めているアクセス、B L電源へのアクセスのイコールフットですとか、小売の競争の活性化という目的に資するのではないかと。更には、過大なリスクプレミアムの抑制にもつながり得るのではないかと考えております。

一方で、必ずしもイコールフットということであって、リスクプレミアムそのものを抑制する効果があるかどうかというのは、そこは限定的になる可能性もあるのではないかとというのがデメリットとして書いてございます。

今、プレミアムの問題を縷々御紹介してきましたが、最後にそのほかの検討課題として、先ほど1つ前の議題で御議論いただきました内外無差別な卸売との関係ということを書いてございます。まず、先ほども御紹介しましたが、中には入札を行うような事業者も出ていまして、ベースロード市場と同等の商品ですね、いわゆる箱型というんでしょうか、ベースロード商品をかなりの量、卸売を行うような事業者も出てきています。こうした中で、ある種ベースロード市場で求められていることとの重複というのが出てくると思うんですが、そうした関係をどういうふうに考えていくかということを書いてございます。

この点について、現行の制度上、適格相対契約量という考え方がございまして、要はベースロード型の商品を相対で売っている分については、ベースロード市場への供出量から控除することが可能とされております。ただ、控除可能量はガイドライン上、当初は供出量の10%に限るとされてございまして、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おります。この上限を変更していくということも考えられるのではないかとというふうに考えております。

最後に、先ほども複数年契約が少ないと、これも内外無差別の卸売の中で、今のある種卸売市場の中で複数年契約が少ないということが指摘されているところでありまして、ベースロード市場においても複数年の商品を設計することも考えられるのではないかとということを書かせていただいております。

事務局からは以上でございまして。

○武田座長      どうもありがとうございます。

それでは、ただいまの説明につきまして御議論いただければと思います。御質問、御発言の御希望がありましたら、チャット欄でお知らせください。いかがでしょうか。

それでは、松田委員、お願いいたします。

○松田委員　ありがとうございます。今回の論点につきましては、将来の燃料の不確実性に関するコストをどのように適切に取引価格に反映させていくかということであると認識しております。今回、事務局に丁寧に御整理いただきまして、案として1から3まで挙げていただいております。いずれもメリット、デメリットもあるということも含めて大変丁寧に整理していただきましたので、理解することができました。個人的には、この中では案2がよいように思っております。

案1に関しましては、将来の不確実性に関するリスクを事業者としてどのように受け止めるかという点に関しましては、これはまさにそのリスク、責任を取る事業者が決めるべき事項であると思いますので、なかなかそのような前提で設計することは難しいのではないかというふうに感じました。

また、案3につきましては、こちらは自社との見合いにすることで適切な価格に収斂させようとする取組で、ある種魅力的ではございますが、事務局の御指摘もありましたとおり、同等性の確認が実際には困難であると思いますし、また場合によっては、見積り方について何でもありということになってしまいかねず、監視や是正が難しくなってしまうかねないと思いますので、少しためられるように思います。

案2を前提としまして、約定後に例えば燃料コストを別途市場の外で合意していただくというようなやり方ですとか、その場合に折り合わなければ落札者がキャンセルできるような仕組みですとか、何らかそのような仕組みによってうまく回るような設計は考えられないかというふうに思いました。

以上です。

○武田座長　ありがとうございます。

それでは、松村委員、お願いいたします。

○松村委員　松村です。まず、今回の結果ですが、石炭の直近の価格、あるいは先物価格に比べて2倍以上のコストを入れる事業者が現れたことを重く受け止めるべきだと思います。これを売り惜しみだと認定しなければ、一体何が売り惜しみになるのかということだと思います。

ガイドラインは、確かにかなりの裁量を許す格好で書いてあるというわけで、裁量の余



地を著しく狭めることの弊害を十分考えた上でこうしたわけですが、しかしこの裁量の余地がすごく大きいことを悪用したと見えかねないようなすさまじいことをやった事業者がいたということを前提にすれば、案１、案２のようなかなり強力な措置が出てくるのはやむを得ないと思います。これは仮に黒だと言えないとしても、限りなく黒に近い灰色だと思いますので、このようなことは繰り返してはいけないと思います。その意味で、事務局が適切な案を速やかに出してくださったことは評価すべきだと思います。

まず案１です。案１に関しては、事業者が本来リスクは見込むべきだということ。したがって、例えば先物価格、一番透明性が高いと思うのはそれだと思いますので、指標価格として適切なのは先物価格だということにし、それを超えるようなものは認めないと整理するのは一つの考え方だと思います。これに関しては、乱暴だというのは、今回のような事例を見る前にこれが乱暴だということを言う意見の説得性と、この事例を見た後で言う説得性というのは大きく変わったと思います。ここをゆるゆるにしておいたら、どこまで悪用されるか分からないことがこれほどに明らかに出てきたのにもかかわらず、このようなことは事業者の裁量を著しく狭めるのでよくないなどという議論をするのは、本当に妥当性があるのかということについては、大いに疑問に感じます。

このような事例を見た後でやむを得ず、裁量を抑制するということの弊害がすごく大きいということが分かった上で、しかし実際にこんなことをする事業者が出てきたということ前提としてこのような提案が出ているということだと思いますので、私も案１というのは問題があるというのはまさに書かれているとおりだと思いますが、しかしそれでも重要な選択肢だと思います。

次に案２です。案２についてはとてもよい面があり、一方で問題もある、こういう書き方になっています。燃料費調整制度をこういう文脈で入れればいいのかというのは、私も、この文脈でも別の文脈でも繰り返し繰り返し言ってきたので、この事務局の提案に反対する理由はありません。それで、いろいろなやり方があり得ると思います。燃調を入れて１つ１つ違う商品にしてしまうとすれば、事業者の数だけ、売手の数だけ、あるいは売手が複数の商品を出しているとすれば、その商品の数だけ市場が分断してしまう。

これは今のベースロード電源市場という発想と合わないのではないかという点に関しては、もしこれが本当に問題ならば、例えば基準価格を設けて、石炭価格は事業者ではなく、その基準の石炭価格を機械的に入れてしまった上で、燃調をそれぞれの事業者の石炭火力の割合に応じて、今の小売に入れている燃調と同じ発想で入れる。そうすると、石炭

価格が実際に高騰するリスクはそれで完全に防げるということになるはずですが。少なくとも今小売価格で、上限なしの燃調があったとすればカバーできるという程度にはリスクはカバーできるようになっているはずですが。

このようなことをするので、リスクのプレミアムは認めないと整理でき、透明な市場になるとと思いますが、その場合には、落札した人がそんな燃調がついているとは思わなかったということもあり得るので、商品の設計はとても難しくなり、それを避けるためには1つ1つ分けなければいけないと考える必要はない。例えば、どんな燃調がついているかということは明らかにした上で、それで実際に1本で落札して、買手のほうが、そんな燃調がついているなら要らないとキャンセルが可能、という制度を設計すれば、今のそれぞれ市場分断が頻繁に起こっている地域というのは別として、それぞれエリアをまとめて市場を作るという発想とインコンシステントにならないで制度は設計できると思います。

ただ、これは売手のほうがノーだと言え、もう導入できない。つまり買手のほうの落札量に応じてそれぞれの売手のものをひもづけることをすると、ある事業者はキャンセルしない、ある事業者はキャンセルするという感じになってきて、100%全部売れるとは限らないということになるので、部分約定という格好になってしまうと思います。

部分約定が不可だというふうに売手が拒否すれば、これは機能しなくなる。でも、これは基本的に、1年前に売るというようなものだとすると、仮に9割売れて1割売れなかったということがあったとしても、市場で売却するとかいろいろな手段がある中で、部分約定の制約は本当に合理的なのかというのは、売手のほうにも考えていただきたい。買手のほうも、これで燃調が付いているということがあると、リスクが大きくてベースロード電源市場の意味が小さくなるというふうに思うかもしれないけれども、しかし通常の燃調と同じやり方であれば、石炭の価格が上がっている局面、化石燃料の価格が上がっている局面では、そもそも小売価格も今の燃調制度の下では3か月遅れで上がるということになる。そうすると、小売価格のほうも上がり調達価格のほうも上がるということだから、化石燃料の価格が上がったことによる市場高騰というもののリスクというよりも、本来、市場価格の高騰のリスクというのはそれ以外の要因で上がるリスクというのが大きいのと考えれば、買手のほうだって十分受け入れる余地はあると思います。

さらに、今回のようにむちゃに高い値段、実際の石炭価格よりも2倍も積まれてしまうなどという事態になるよりは、私はずっとましだと思いますので、今言ったようなやり方も含めて、もし分断してしまうというのがとても大きな問題だということであれば、その

ようなやり方だってあり得ると思います。

さらに、ハイブリッドみたいな感じになるのかもしれませんが、仮に現行と同じようなやり方で一旦入札し、売れ残ったものに関しては、全て一旦石炭価格を足元の現物価格に置き直し燃調に組み直したとものを再度入札する。ベースロード電源市場が終わった後に個別に入札するという格好にすれば、基本的に同じような役割は果たせると思います。

このやり方をすると、むちゃなプレミアムを組み込んだところはその後の入札に回ることになり、より安値で落札される可能性が出てくる。もちろん最低価格はコストで縛られているわけですが、そういう可能性を考えれば、むちゃな織り込みはできなくなると思います。

いずれにせよ、いろいろなやり方があり得る。自分たちが今まで考えてきたやり方を前提として、それがよくないと考えるのではなく、エネ庁とも協調しながら合理的な案を早急に検討し、このようなことを継続させないことがとても重要なことだと思います。

案3の内外無差別に関しては、本来、ベースロード電源市場があろうがなかろうが内外無差別は貫徹しなければいけないことで、ここで書かれているようなこととはかなりの程度有効なものだとは思いますが、これは本来この文脈ではなく、ベースロードという文脈ではなくともやるべきことだと思います。よって私は合理的な案は案1、案2だと思います。

以上です。

○武田座長      どうもありがとうございます。

それでは、圓尾委員、お願いいたします。

○圓尾委員      圓尾です。ベースロード電源市場の話です。私は、本質的には内外無差別がきちっとできてないところに尽きると思います。松村先生は黒に近いグレーとおっしゃいましたけれども、こんな値段を付けて出せるのは、この市場で外部に売れなくても、別の条件で内部に売れるからと思っているからに違いないと察してしまいます。この値段で内部に対しても売らなきゃいけないとすれば、本当にこんな値段を付けたのだろうかと思うわけです。

ですから、内外無差別をしっかりと実行していくことが大事だと思うのですが、ただベースロード電源市場では、ルール上、固定でリスクを織り込まなきゃいけない。一方で、内部に対しては燃調が付いた形でも売れるので、固定と変動の違いがあって単純に比べられないのだと思います。だとするならば、案2にあるように、ベースロード電源市場に関し

ても燃調を入れていくのが一番スムーズに対応できる方法ではないか。松村先生もおっしゃいましたけれども、その上で、案3に書かれているようなこと、つまり内外無差別が当たり前に担保されていることが大事なのだと思います。

東室長も御説明されましたけれども、各社が燃調を導入すると別々の商品ができるので、市場が旧一電の数だけ出てきてしまうと思います。けれども、各社によって燃料構成が違うなどの理由で燃調にいろいろパターンの違いが出てきたとすれば、それは買手からしてみると、どの燃調が魅力的なのかを判断して市場に札を入れるという、ある意味競争がそれはそれで働くのではないのかと思っています。

ただ、ちょっと心配なのは、さっきの中野オブザーバーの御発言にもあったように、公募で買ったものがエリアをまたいで使うことができないというようなことがあれば、そういう競争も働かないので非常に大きな問題になると思います。当然そういう制約はクリアされていくものだと思います。

案1に関しては、リスクをどう判断して価格に織り込んでいくかは、やはり経営判断に委ねるべきものだろうと私は思っています。案2に比べると案1は、適当でないと思っています。本来は、今回問題になった事業者のように最大限にリスクを織り込んで価格に乗けてしまうと、他社に比べて魅力がないから電気が売れなくて困ると、内部にこんな値段で売っても困るというようなことがあって、そういう過度なリスクを織り込むことを避ける仕組みになるのが適切だと思っています。

以上です。

○武田座長      ありがとうございます。

それでは、お待たせいたしました、電源開発の加藤オブザーバー、お願いいたします。

○加藤オブザーバー      加藤でございます。発言の機会、ありがとうございます。

まず、案1と案2についてでございますけれども、案1につきましては、事務局の方の御指摘いただいているとおりと思っております、設計によってはまだまだ十分な流動性がございませんので、事業者が回収困難なコストを負う可能性があるということは御指摘のとおりと思っております、慎重な検討が要ると思っております。ただ、先物を指標として使うということで、固定価格というベースロード市場の商品の一つの特性が維持される点におきましては、大きな意味がある、価値があると思っております。

ベースロード市場始まって以来、電取委さんではこれまで監視いただいて、データも集まってきていると思います。事業者がどういった問題点や事情があって、どのようなリス

クプレミアムを織り込んでいるのか、ここについて十分に説明をしていただいた方が良く  
思っています。

その上で、委員の方から御指摘もございましたが、そもそもベースロード市場という制  
度の本旨に即した効果を得ていくためには、どういう設計をして、発電事業者にとっても  
必要以上のプレミアムを載せるのではなく、本当に必要なコストをカバーできれば良いた  
め、どのような制度設計にすれば透明性の高いものにできるのかを検討していくことが必  
要と思っています。

案2についてですけれども、こちら事務局御記載のとおりだと思っております。リス  
クヘッジを勘案すると、事業者ごとの電源の保有状況に応じて異なる燃調が作られ、エリ  
アごとに別々の商品が販売されて市場がどんどん細分化していくことになると思ってい  
ます。

そういう形では、エリアによって価格は全く異なる結果になってしまい、全国大で考え  
て、本当に効率的な電源調達に資するのか疑問として出てくると思います。制度検討作業  
部会においてもベースロード市場について御検討いただいておりますけれども、ここで  
も市場分断値差による損益はできるだけ緩和をしながらも、極力市場範囲を分割し過ぎな  
い方向を目指して御議論いただいていると理解をしてございまして、市場の細分化をで  
きるだけ招かないような工夫が必要ではないかという事務局の御指摘、こちらに賛意を示  
したいと思います。

いずれにしても、案1、案2ともどちらが良いということではなくて、具体的な案  
をもう少し検討した上で結論を出していただきたいと思っておりますので、私どもも発  
電事業者としてぜひ御議論させていただきたいと思っております。よろしくお願いいたします  
ます。

○武田座長      どうもありがとうございます。

それでは、中野オブザーバー、お願いいたします。

○中野オブザーバー      中野です。こちら今回取り上げてくださって、本当に感謝して  
おります。従前から課題が多いと感じていましたので、先ほどの議論同様、これは非常に  
重要だと思っています。

事務局資料で示していただいた結果のとおり、具体的な定めがなかったとしてもこれだ  
けの差が付いていることに、正直、非常にショックを受けておりますし、とても残念に思  
っています。先生方もおっしゃっていましたが、本当に信頼が揺らぐような極めて

深刻な話ではないかと感じています。

実態として、この事務局資料に書かれたとおりですけれども、ベースロード市場の約定価格は、相対価格の指標になってしまいます。とりわけ東日本エリアのベースロードの約定価格は33円や37円まで高騰していて、これが意図的に売りにたくないとか、事業者の意思に関係なかったとしても、現実として高値で相対の相場が形成されているという事態に陥っています。そもそもこの33円や37円では、皆さんに申し上げるまでもなく、小売料金が全く成り立たないような価格です。自社の小売部門の方は、絶対この価格では買わないと思います。ですから、この資料に書かれているように見直しを頂きたいと思っています。

今回のことによって、大規模な発電事業者さんの一つの判断や行為が市場を大きく歪めてしまうようなことがはっきりしたと思っています。ですので、場合によっては自由化全体にも影響を及ぼすのではないかと考えてしまいますし、全体を総点検する必要があるのではないかなというぐらいに感じています。とりわけ供給力不足や競争に歪みが生じているようなエリアでは大規模発電事業者さんの影響力は非常に大きいため、しっかり見ていただきたいと思います。

事務局から頂いた案についてはいずれも強く支持しますけれども、先ほどから意見が出ていますように、必ずしも案1や案2というより、ハイブリッドみたいなのもあるかと思いますが、ここは次回以降も継続して、どういう形が売手あるいは買手にとっても最もいいのかというのは、継続して議論をいただいたほうがいいと思いました。

ただ、どちらにしても、完全にリスクを取りきるとするのは買手だろうが売手であろうがそれはなかなか難しい話です。したがって、ハイブリッド的なものというのを考えていく必要があるんだろうなと思いました。

以上です。

○武田座長      どうもありがとうございます。

それでは、國松オブザーバー、お願いいたします。

○國松オブザーバー      日本卸電力取引所の國松でございます。ベースロード市場というのは、私どもで運営させていただいております。いろいろ見ている中で発言させていただきたいと思いますが、まず14ページの適格相対契約量の控除量が「当初は供出量の10%に限る」と。この10%に限ることとしていたときは、あくまでも最少で、このぐらいに限定しておこうかということで決められたものであれば、早急に見直すべきことであ

ろうかと思います。前の議論でも、かなり旧一般電気事業者による内外無差別な卸売というものが進んできております。その量も増えている中で、この10%に限るということは、早急に見直して拡大を図るべきではないかなと思います。それが何パーセントがいいのかということは、限度を設定する理由がそもそも何であったのかというところに振り返れば、もうなくてもいいのではないかなと思います。

続いて、議論の中心になってございます案1、案2、案3のところでございますが、B Lの市場で取引すべきものかどうかということかと思っています。制度検討作業部会のタスクフォースのほうでも値差リスクの補てんというようなことが議論されてしまったりしている中で、スポット市場での価格というものを基準に値差を清算するような形のB Lの導入をしたわけですが、ある人にとってみれば、それが物すごく現物チックな、現物相対に限りなく近い状態で考えておられる方もおられると。

すると、これも市場取引が似合っているのかといえ、そうではないように思いますので、燃料費調整制度を入れて、各供出義務者が自ら卸売をするという制度にすることも一つの考え方としてはあり得るのかなと思います。これを集めて一斉にやる必要性というのは、私はないかと思っております。

タスクフォースのほうでも私、意見させていただきましたが、全国大でやる必要というのは全くないわけですね。間接オークションというものが入った中で、あるエリアで買ったものを他のエリアでも使うということについていえば、そのエリアで売って他のエリアで買うということをするにすぎないわけですので、連系線を渡って他のエリアに持つていくことはできないので、その辺りをどう考えていくのかというのもあろうかと思っています。エリア内で、そのエリアの方の供出義務量まで入札で求めるということを各社が独自にやるということも考えられますし、それをやる、それこそ先ほどの第三者が、北海道電力さんのところでは卸売のところに入っておられますけれども、ああいう形の現物の調整をする事業者というのはいられますので、取引所でまとめてやるような商品ではなくなりつつあるのではないかなと思います。そういった選択肢も含めてB Lというものを考えていくべきではないかなと思いました。

以上です。

○武田座長      ありがとうございます。

それでは、松本オブザーバー、お願いいたします。

○松本オブザーバー      九州電力の松本でございます。燃料価格変動リスクの織り込み方

の考え方についてと、事務局御提案の制度見直し3案について、発電事業者の立場で発言いたします。

まず、1点目の燃料価格変動リスクの織り込みについて、リスクをどう見るか、リスクをどこまで許容するかということは、各社の合理的な判断や戦略に基づいているものであるというふうに考えます。したがって、各社ともきちんとロジックを持って事務局にも説明していると思います。そういう意味でベースロードガイドラインに沿った方法で価格を設定する限りにおいては、たとえ事業者間で差異が出て、すぐに問題になるものではないというふうに考えます。実際、石炭価格の予測というのはかなり難しいというふうな点をもう少し御認識いただきたいというふうに考えます。

今回の検討は、スライド9の5.目に、「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。」と記載されているとおり、発電事業者がリスクプレミアムを過大に見積もっているとの前提で制度見直しの提案がなされているというふうに認識しております。しかしながら、スライド7に記載がありますとおり、2021年度の石炭燃料見積価格は最高で2万7,695円でありました。

その一方で、今年同じ9月の時点ですけど、9月時点の石炭価格貿易統計直近値は5万3,258円となりまして、想定したリスクを大幅に上回る石炭価格になっておりまして、こういう上昇によりまして今年度は逆ざやが生じている発電事業者がいるということも想定されます。個社の状況は把握しかねますが、こういった事実も十分に踏まえた上で今回の議論を進めていく必要があるかなというふうに考えております。

次に、2点目の制度見直し案について御提案のあった案1から案3についてそれぞれコメントいたします。

まず、案1についてですけれども、案1の燃料費単価の見積りルールの明確化について、燃料先物価格を用いることを前提としたルールメイキングがなされた場合、スライド11の表の評価に記載いただいているとおり、約定量の全量をヘッジできるというふうには限らないことや、回収不能なコストが生じる可能性があるなど、発電事業者が許容範囲を超えた過度なリスク負担を強いられるということが懸念されます。この過度なリスク負担によりまして損害というものが顕在化した場合、発電事業者でこれを持てと言われるのかといわれると、これは許容できません。また、発電事業者として株主への説明責任を果たすことはできません。

したがって、本ルールにより生じる損害には、国もしくは市場関係者間で補償する



仕組みを導入するなど、発電事業者のリスクを回避する手段も併せて検討すべきだというふうに考えます。

次に案2です。案2の燃料費調整制度付きの商品に関し、2018年の7月13日付の制度検討作業部会タスクフォースの中間取りまとめにおきましては、事業者の創意工夫を促し、卸電力市場の価格指標性を高める観点から、B L市場では燃料調整制度は導入せず、年間の先渡し商品を基本として設計しており、新電力の調達コストを早期に固定化する効果があるというふうに整理されてございます。

したがって、卸電力市場の価格指標性を高める観点から、燃料費調整はなしというふうに整理した経緯もある中で、その制度の整合をどう考えるかという議論もまずは必要かと考えます。

それから何人かの方も指摘されておりましたとおり、仮に燃料費調整制度付きの商品を導入する場合は、これは理論的にはあり得ると思っておりますけれども、大手発電事業者の各社の電源構成によってかなり異なる商品設計というふうになると考えますので、どのように入札性というのを維持していくのかという面から、実現性の観点でも十分な検討が必要と考えております。

最後に、3案の内外無差別の更なる徹底についてですが、スライド13の検討イメージに、「B L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」という記載があります。そもそも相対契約の内容は、双方合意の上、自由であるという前提の下に各社各様の内外無差別に向けた取組を実施しておいて、その内容を監視当局が確認している状況というふうに認識しております。その内外無差別の取組が実行される限りにおいては、たとえベースロード市場の約定がなかった場合においても内外無差別は達成されているというふうに考えます。

今回の提案内容は、社内向けに燃調なしの契約を強制するような、新たな契約類型となる内外無差別とは少し関係のない販売方法の新たな規制を求めることでありまして、民・民の契約に過度な制約を課す形となってしまうのではないかと強く懸念しております。

発言は以上です。

○武田座長      それでは、竹廣オブザーバー、お願いいたします。

○竹廣オブザーバー      ありがとうございます。このたび、このように各社の燃料費の見積りを丁寧に検証いただきまして、ありがとうございます。

燃料市況がこのような状況ですので、ボラティリティーの高い今の状況を考えますと、

ある程度売り札が上がるということはやむを得ない部分もあるとは思いますが、結果として事業者間で2倍ないしは3倍近く燃料費の見積りの開きがあるということは、やはり改善が必要なのではないかというふうに考えておりますし、今のベースロード市場ガイドラインで燃料費の見積り方法について触れられておりますけれども、各社に一定の裁量が認められていることから、ここまでの差が生じたものだというふうに理解をいたしました。

そういう意味では、そもそもベースロード市場の創設の目的というのが、新電力のベース電源へのアクセスのイコールフットイングということから出発していると思っておりますが、いみじくも燃料高騰によってこのような状況になっているものの、今ベースロード市場で扱える市場になってきているかという、なかなかそうは言えない状況になっているというふうに思っています。

この状況ではあるものの、売手からすると、必ずしもこの市場で売れなくても困らないというか、逆に安く売れてしまうと、安く出さざるを得ない状況に追い込まれると困るわけで、そういう意味では、今の情勢下でB L市場を大きく見直すタイミングに来ているのかなというふうに思いました。

今日、案が3つほど示されましたが、先ほど松村先生などの案2に対する御意見も伺っていて、まだまだ私自身も何が最適解かというのは分かりかねますけれども、いろいろな工夫の余地があるというふうに思いましたし、これまでエリアが細分化されていることでのデメリットというところにややスポットが当たっていたものの、先ほどの1つ前の議題での卸取引のところでの懸念も含めて、必ずしもそこにこだわることなく、市場をもう一度、現時点で立ち返って設計を見直したらいいのかなというふうに思った次第でございます。

いずれにしても、今の状況のままルールを触らないという解はないと思っていますので、ぜひ引き続き御議論をお願いしたいと思います。

以上でございます。

○武田座長      ありがとうございます。

ほか、よろしいでしょうか。

どうもありがとうございます。こちらもたくさん御意見頂きました。

事務局からコメントがありましたら、よろしくお願いします。

○東取引制度企画室長      大変多くの御意見を頂戴しまして、ありがとうございました。

1、2、3と、それぞれいい悪いという御意見があったと思いますし、松田委員、松村委

員はじめ、2でやるにしてももっと違うやり方だったり、あるいはハイブリッドだったり  
と、まだまだスキームといいますか考え方も工夫の余地があるという御指摘だったという  
ふうに理解しております。

頂いた御意見を踏まえて、更にもう少しバリエーションも含めて、更に事務局のほうで  
も少し考えた上でまた御議論いただければと思います。どうもありがとうございました。

○武田座長      どうもありがとうございました。

それでは、本件につきましては様々な御意見を頂きましたので、それを踏まえて、事務  
局におかれましては更に検討を進めていただきたいというふうに思います。ありがとうご  
ざいました。

それでは、最後の議題となります「スポット市場における事前的措置の対象事業者の範  
囲について」に関しまして、議題6でございますけれども、事務局から説明をお願いいた  
します。

○東取引制度企画室長      ありがとうございます。資料8に基づきまして御説明させてい  
ただきます。

2ページ目でございますが、本件につきましては本年4月、5月の本専門会合において、  
いわゆる自主的取組としてのスポット市場への供出についてガイドラインに明確化すると  
いうことについて御議論いただきました。これに基づきまして、その後、適取ガイドライ  
ンの改正が行われまして、11月14日に改定されたところでございます。その中で、市場  
支配力を有する可能性の高い事業者については、余剰全量、限界費用に基づく入札という  
のが特に強く求められるということとなりました。今回は、そこで事前的措置の要請対象  
となった市場支配力を有する可能性の高い事業者というのは誰なのかという判定につきま  
して、事務局のほうで実際に数字に基づいて計算しまして、その結果を御報告したいと思  
っております。

適取ガイドライン、改定されたものを4ページ目にお示ししていますが、こちらの後段  
のところ、一番最後のパラのところですが、「市場支配力を有する可能性の高い事業者に  
おいては」ということで、そういった入札規律が特に強く求められるということが書いて  
ございます。

どう計算するかという点につきましても、以前に審議会において御議論いただきまして、  
その際に大きな考え方としては、市場分断を考えて4エリア区分で、発電容量のシェアと、  
あと、いわゆるP S Iと呼ばれる当該事業者の供給力というのが最大需要を満たす上で不

可欠かどうかという2つの軸で判断するという事となっております。

これに基づいた判定結果というのを8ページ目にお示ししております。加えて、当面の経過措置としまして、より市場分断というのを厳しく見るという考え方を当面導入しているということも以前に御議論いただいたところでございまして、それに基づいて考えますと、11ページ目ですが、市場エリア全て分断していると。特に過去5年において、月別の分担率が5%を超える月がある場合には分断しているという考え方に基いて、その当該エリアの中で50%以上のシェアを持っていれば、市場支配力があり得るという整理でございました。

これに基づいて計算した結果というのを12ページ目にお示ししております。それぞれの判定基準というのを合わせて、結論といたしましては、15ページ目に書いてございます北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、JERA、中部ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力について対象事業者という判定結果となっております。

経過措置の考え方は、1年間ごとに見直しを行っていきましょうということになりますので、ガイドラインが施行された今月から来年10月までについては、こういった事業者が支配力を持つ可能性のある事業者とした上で、また1年後には見直しということを考えていきたいと思っております。

また、もともと、そういった余剰全量限界費用の入札に加えて、市場価格が高騰した際にはそういった事業者にも、余剰全量入札をきちんと行ってきたかというチェックをずっと行っておりまして、ここについても、同じ事業者を対象として引き続き監視を行っていくこととしたいというふうに考えてございます。

非常に簡単ではございますが、事務局からは以上でございます。

○武田座長      ありがとうございました。

こちらは報告事項ですので、質問につきましては、後刻、個別に事務局にお問い合わせいただきたいと思いますけれども、特にここで御発言の御希望がありましたらお知らせいただければと思いますが、よろしいでしょうか。——どうもありがとうございました。

それでは、本日予定していた議事は以上でございますので、議事進行を事務局にお返ししたいというふうに思います。

○田中総務課長      事務局でございます。

本日の議事録については、案ができ次第送付させていただきますので、御確認のほどよ

ろしくお願いをいたします。

それでは、第79回制度設計専門会合はこれにて終了といたします。本日はありがとうございました。

——了——