

卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会（第3回）

日時 令和4年3月25日（金）15：00～17：59

場所 オンライン会議

1. 開会

○市村制度企画調整官

それでは、定刻となりましたので、ただ今より第3回電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会を開催いたします。制度企画調整官の市村と申します。

委員およびオブザーバーの皆さま方におかれましては、ご多用のところ、ご参加いただき誠にありがとうございます。

現在の状況に鑑みまして、本日の勉強会につきましては、オンラインでの開催とさせていただきます。ウェブでの中継も行っており、そちらでの傍聴も可能となっております。

本日は、株式会社L o o o pの小嶋オブザーバーの代理で、エネルギー戦略部長の渡邊さまにご出席いただいております。また、プレゼンターとして、一般財団法人電力中央研究所の服部さま、古澤さま、株式会社東京商品取引所の山下さま、E E Xグループの高井さまにもご参加いただいております。

それでは、以降の議事進行は大山座長をお願いいたします。大山座長、お願いできればと思います。

○大山座長

広域機関、大山でございます。よろしくお願いいたします。

それでは、早速ですけれども、お手元の議事次第に沿って、これから議論に入りたいと思います。本日の議論ですけれども、具体的な課題を踏まえた検討の視点と欧米の卸電力市場の役割・機能について、それから、各事業者等の課題認識について、その2つの議題についてご議論いただきたいと思います。

2. 議事

議題（1）具体的な課題を踏まえた検討の視点と欧米の卸電力市場の役割・機能について

○大山座長

まずは、議題（1）につきまして、事務局と一般財団法人電力中央研究所さまよりご説明をお願いいたします。

○市村制度企画調整官

ありがとうございます。それでは、まず資料3に関しまして、事務局のほうからご説明をさせていただきます。

まず、スライドの2ページ目をごらんいただければと思います。

2ページ目、3ページ目、4ページ目というところでございますが、こちらは、前回までの勉強会で示された具体的な課題というところで、安定供給の観点、効率的な電力供給の観点、大きく分けてこの2つの観点からの課題を整理させていただいているところでございます。また、検討にあたっての方法として、諸外国の調査が必要ではないかと、こういったご意見も頂いているというところを挙げさせていただいております。前回からの追記事項に関しましては、第2回の勉強会を踏まえた追記部分として赤字で記載をさせていただいておりますので、そちらをご参照いただければというふうに思っております。

続きまして、5ページ目をごらんいただければと思います。

こちらは、前回ご議論いただきたい事項ということで、電力システムの目指すべき姿ということに関して挙げさせていただいた内容でございます。若干復習となりますが、簡単に説明をできればというふうに思っております。

まず目指すべき姿ということで、大きく分けて2つの視点、電力の安定供給の確保というところと、持続可能、効率的かつ公正な電力供給の実現、こういったものが、電力システムの目指すべき姿として挙げられるのではないかと考えております。

次のスライド、6ページ目をお願いできればと思います。

6ページ目に関しましては、まさにこの市場ということでございますが、市場に関しましては、電力システムの目指すべき姿を実現するための手段であると、こういった手段というものが、電力システムの目指すべき姿の実現に結びつくように、時系列に応じて、その機能・役割を明確化していくべきではないかということで、前回ご提案させていただいたところでございます。

そういったところを踏まえまして、スライドの7ページ目をごらんいただければと思います。

今回、事務局資料として検討の視点ということで挙げさせていただいております、電力システムの目指すべき姿、電力の安定供給の確保、持続可能、効率的かつ公正な電力供給の実現と、こういったことのために必要な機能といったものが何か、各事業者、市場がどのような役割を果たすべきかということで、時系列に応じて必要な機能の一例を挙げさせていただいております。

具体的には、まず、(2) 燃料確保というところをごらんいただければと思いますが、こちらに関しましては、基本的には、2カ月前というところが1つのターゲットとなる時間軸というふうに考えておりますが、発電事業者が2カ月前までに必要な燃料を確保する。そのために、小売事業者・送配電事業者が果たすべき役割とは何か。具体的には、例えばでございますが、燃料確保に必要な情報の提供ですとか、相対契約の締結、こういったような果たすべき役割とは何かということ、また、そういった役割を適切に果たすためにどのような仕組みが必要なのか、合理的なのかということでございます。

こういったところに関しましては、例えば、市場といったものを設けていくと、こういった

た考え方もあるかと思いますし、各事業者の役割として、一定の役割・責任を果たしていくような仕組みを作っていくと、こういったことも考えられるかと思います。こういったところを2カ月前までの段階で各事業者が果たすべき役割、果たすために必要な仕組み、こういったものについて検討が必要ではないかということで挙げさせていただいているところでございます。

続きまして、(3) 安定供給のための電源起動でございます。こちらは、電源起動といった観点でございますので、1週間前、週間断面から当日、実需給までの間ということで時間軸を置かせていただいております。具体的には、発電事業者が電源起動を確実に行うためには、電源の起動特性や電源の状況、こういったものを踏まえて、いつまでにその判断が必要なのかと。

例えばでございますが、揚水発電などに関しましては、週間での運用の必要性がいわれているところでもございますが、こういったような各電源の特性などに応じて、いつまでにその判断が必要かということ、またその判断を誰が行うのか、発電事業者なのか、小売事業者なのか、送配電事業者なのか、それを誰が行うことが合理的なのかと、こういった視点が重要ではないかということで挙げさせていただいております。

続きまして、メリットオーダーという観点でございます。まさにこういった電源の起動費ですとか、さまざまな費用を考慮した上で、メリットオーダーでの電源の起動・運用・停止、こういったものを行うと、こういった観点から誰がどのような仕組み、これは市場、その他の仕組み含めてでございますが、そういった仕組みで起動・運用・停止判断することが合理的なのかということ、こういった視点が重要ではないかということで挙げさせていただいております。

次、(5) 適正なシグナルの発信／価格決定メカニズムということでございますが、上のほうで挙げさせていただいた燃料確保・電源起動・メリットオーダーに向けた合理的な行動を促すといった観点から、どの時点、2カ月前・週間・当日・前日と、こういった中で、どのようなシグナルの発信や価格形成が必要かと、こういった視点も必要ではないか、重要ではないかと考えているところでございます。

ここでは、価格シグナルだけではなくて、例えば、2カ月前ということで申し上げれば、燃料確保といった観点から、必要量のシグナル、こういったものをどう発信していくかということも1つ重要な観点になってくるのではないかというふうに考えているところでございます。

また、特に需給ひっ迫時においてでございますが、需要抑制を効果的に行うための価格形成、こういったものはどのようにあるべきかと。1つは、買い入札価格をどのように考えるかということでございますし、本年4月から導入されます新インバランス制度における需給ひっ迫時の補正インデックス、こういったものをどう評価するかと。こういったものを含めて、適正なシグナルの発信／価格決定メカニズム、こういったものはどのようにあるべきかと、こういったところも重要な視点ではないかというふうに考えているところでござい

ます。

本日は、こういった全体的な視点に関しまして不足する点がないか、その中でこういった視点が重要なのかということ幅広にご意見、ご議論いただければというふうに思っているところでございます。資料3に関しまして事務局からの説明は以上となります。

続きまして、資料4に関して、電力中央研究所さま、欧米の卸電力市場の役割・機能ということでご発表をお願いできればというふうに思います。

○服部電力中央研究所・副研究参事

電力中央研究所の服部です。本日は、古澤と共同で作成いたしました資料に基づきまして、私より説明をさせていただきます。後ほどご質問やご意見を頂くお時間あるかと思います。回答は適宜分担して対応させていただきます。

次、お願いします。

本日の報告の背景でございますが、先ほどご紹介がありましたように、勉強会のほうで、電力システムの目指すべき姿の実現に向けた手段としての市場について、時系列に応じて、その役割・機能を明確化し、議論していくという方向性が示されていたかと思います。本日は、そうした議論のほうの1つの材料として、海外の卸電力市場について、できる限りの整理を試みたものをご紹介させていただきたいということでございます。

市場といえば、限られた資源を効率的に配分するという、抽象的ではありますが、そういう役割・機能がありますけれども、この勉強会では、もう少し具体的に現実に即した役割や機能を整理することかと考えております。

次、お願いします。

今回は、海外の中でも、欧州とアメリカに着目して、それぞれの、いわば標準的と考えられている市場の枠組みというものに基づいてお話をいたします。もちろん欧州は国によって、アメリカも地域によって、さまざまな違いがあって、本日説明するのとはまたちょっと違う状況になっている国とか地域もちろんあるわけですが、そうした細かい点は捨象しているということをご了承いただければと思います。

また、欧州とアメリカの標準的な市場の枠組みというのは、アプローチとしては、確かに異なる点があって、今回この2つを紹介するわけですが、両者を比較するような研究もたくさんあるんですけども、本日の私のプレゼンでは、比較して、どちらが優れているかというようなことを示すというよりは、どういう違いがあるかということをお示ししていきたいというふうに考えております。

また今後、海外事例を参考に日本のことも議論することもあるかと思いますけれども、その際には、各国固有の条件等の違いに留意する必要があるということを念のために申し添えておきます。

また時系列に応じた整理ということで、時間軸のこともあるわけですが、本来目指すべき姿の実現というのには、短期と中長期の両方の課題への対応が重要かと思っております。両者は互いに関連し合うところもあるかと思いますけれども、ここでは勉強会での

議論の前提を踏まえて、供給力は十分にあるという前提での短期の課題、より具体的には、受け渡しの前日ぐらいから受け渡しまでの時間軸に着目した整理を中心にしていきたいというふうに思っております。また、短期の課題という意味では、ネットワークの場合、混雑管理の対応ということもあるわけですが、ここでは需給運用、全体の需給バランスを確保するという課題に焦点を当てた整理としてございます。

次、お願いします。

ここからしばらくは、欧州とアメリカの卸電力市場の枠組み全体を見ておきたいというふうに思っているのですが、欧州は分散型の市場というふうにもいわれておりますけれども、元々相対取引が中心の枠組みで、そこに取引所も設立されて、今では需要のかなりの割合が、取引所で取引されているということでございます。日本と割と近いというか、ほぼ同じなので、理解しやすいかと思います。

他方、アメリカのほうは、プール制とかプール型の市場というふうにいわれていて、米国では組織化された卸電力市場というような言い方もされますけれども、こちらは、系統運用者が市場の運営も行っているという特徴がございます。プール制というふうに言いますと、全てそのプールを介して取引しているように見えますけれども、アメリカでも、以前ご紹介があったかと思いますが、相対取引は可能となっております。ただ、相対取引を行う場合は、価格以外の発電のスケジュールなどに関する計画、あるいは、どの発電所からの発電なのかというような情報は、系統運用者に周知することになっています。

次、お願いします。

欧州では、相対と取引所取引というのが分かれていて、取引所では、取引所の市場で受け付けたその入札で価格が決まります。取引所の取引量が非常に少ないと、その価格が市場全体の需給を反映するとは限らないのですが、そこで一定量の取引がなされれば、やがて取引所の価格が市場全体の指標価格となっていくと。

要は、相対取引の価格も、取引所の価格に収れんしていくだろうというふうになって、やがて取引所の価格が市場全体の価格になるものとみなされる。

他方で、アメリカのほうは、相対取引でプールの市場を介したやりとりというのをしない場合も、その取引量は、市場運営者が把握していて、その市場全体の需給を反映した価格を計算しています。アメリカは、そういった市場全体の需給を把握した上で、入札価格に基づいて系統制約を考慮した経済負荷配分ということを行って、価格を計算しているというところに特徴がございます。

次、お願いします。

ヨーロッパとアメリカでは、卸電力と調整力の取引の枠組みも異なっておりまして、ヨーロッパでは、日本もそうですが、卸電力は取引所などで、需給調整市場は、またそれとは別の市場として系統運用者が運営しております。アメリカでは、市場の名前は別々に付いていますけれども、一体的に運用されていまして、アンシラリーサービスの市場というふうにいまして、そこで調整力のようなものを取引していますけれども、この両者が一体的に運用

されている。英語ではC o o p t i m i z a t i o nというふうにありますけれども、全てひっくるめて取引を行うということをしています。こちらは前回、東京ガスさんからご紹介があったかと思いますが、そのような違いがございます。

こう書くと、欧州では最適化していないというふうに見えちゃうかもしれませんが、欧州では、その市場参加者が自由な取引の中で、どちらに売った方がいいかということを考えながら、利潤を最大化するために、どっちがいいのかというのを考えながらやっっていく中で、全体の最適化が図られるという考えでやっていると。市場が適切に設計されていれば、そのようになっていくだろうということでございます。

次、お願いします。

ここからが時系列に応じた流れということになりますけれども、この図は、上の部分が市場や取引の流れ、下の部分が需給運用の流れで、非常に単純化したものではございますけれども、欧州でも日本でもそうですが、市場参加者が市場参加者同士でまず取引をしながら、一方で売りと買いのバランスを取ると。インバランスを出さないように促される中で取引を行っていると。最終的に、そのインバランスに対する精算があるということになります。

前日市場というのがあって、その後に当日市場があって、実需給の直前まで取引を行って、インバランスを解消する機会というのが設けられているということでございます。このように、ぎりぎりまで市場参加者の自由な取引に委ねるところに欧州型の特徴があると言えます。市場参加者は、その都度、前日が終わったら、その需給計画というのを系統運用者に提供して、当日も変更する都度に系統運用者に通知をして、系統運用者は、それらを用いて需給運用の準備をし、実際に運用していくということになります。もちろん上にある需給調整市場で確保した調整力を用いて需給運用をしていくということでございます。

次、お願いします。

8 ページ目は、今申し上げたことを言葉にして書いただけなんですけれども、1つ加えるとしたら、前日市場の2つ目の矢じりですけれども、前日市場の価格というのは、市場全体の市場価格として信頼されるようになっていきますと、それに基づいて先物とかデリバティブの参照価格として用いられて、そういったリスク管理のための市場の発展を促すという、そういう役割といたしますか、意義もございます。

また、欧州の場合、日本もそうですけれども、前日市場の後に、当日市場が創設されるケースが多いと言えます。

次、お願いします。

9 ページ目は、アメリカの状況でございます。アメリカは、市場のほうは、前日市場の後、リアルタイム市場というのがございます。このリアルタイム市場というのは、前日市場の後で、まだ約定していない電源等は入札をしたりする。それを受け付けるわけですが、実際にこの市場では、ほぼ実需給断面のところで、その実需給を反映した価格というものが計算されるということになります。それで、発電事業者等は、前日市場の後でスケジュール等の変更は可能なんですけれども、最終的には、前日の計画値と実績値の差分をリアルタイム

価格で精算するということになっております。

従って、その前日市場の後、リアルタイム市場までは、市場参加者同士で取引するという機会はないんですけれども、前日から当日の間でもいろいろな事象が起きるわけで、系統運用者は、この間の需給バランスの分析をして、系統運用者自身の最新の需要予測というのをして、それに照らして不足すると判断した場合には、必要な供給力を別途相対で確保するというようなこともしております。

次のページをお願いします。

ここでも前日市場とリアルタイム市場、今ご説明したことをここに書いてあるんですが、リアルタイム価格による精算というところだけちょっとご説明いたしますと、前日市場で約定した価格と量で決まる、発電事業者だったら、収入は、いったんそこで確定をいたします。その後、実需給の断面で、そこからどうしてもずれが生じたり、また、アメリカでは、最終的には系統運用者の指示に従って発電をしますので、その結果として、ずれてくるということはあるわけなんですけれども、その前日計画からの差分をリアルタイム価格で精算すると。

これは２段階目の精算ということになるわけなんですけれども、その下のこの図にあるように、これは、例えば、発電から見たら、その収入ということになりますけれども、実需給断面で増えた場合は、その増えた分をリアルタイム価格で売る、足りない場合は、その分を支払うというような形で精算が行われるということでございます。

次、お願いします。

米国も、先ほど９ページで時系列で前日からリアルタイムへの流れという形で説明しましたが、これまでの市場の成り立ちを見ますと、アメリカでは、まずリアルタイム市場があって、それができて、その前に前日市場をつくりましょうというふうになったと。実際、市場の創設年次を見ても、前日市場の後にリアルタイム市場をつくるんじゃなくて、リアルタイム市場をつくると同時に、その後に前日市場ができていたというふうなことでございます。PJMの経緯などを少し書いておりますけれども、実際PJMでは、リアルタイム市場のほうが先にできているということでございます。

次、お願いします。

最後にまとめになりますけれども、欧州と米国の標準的な市場設計というのが、非常に取引の枠組みが異なるわけなんですけれども、これらいずれもネットワークが安定的に機能するための物理的な制約条件というのと、経済的な取引というのとの整合性を取るという同じ目的に向かっているというふうに見ることができるわけですね。既に説明しましたように、ヨーロッパでは、実需給直前までインバランスの最小化を市場参加者の自由な取引に委ねることで、その目的を達成しようとしている。アメリカでは、どちらかというと、系統運用者にいろんなその役割を委ねつつ、最終的には、入札価格とさまざまな電源の情報に基づいて系統全体のディスパッチを行って目的を達成しようとしている。

少し具体的に言えば、欧米ともに前日市場があって、これは１日前にいったん市場を運用

することによって、どの発電ユニットを起動して実需給断面で利用できるようにするかというのを決めることで、非常に重要な役割を果たしているというのは、アメリカでもヨーロッパでも同じと見ることはできるんですが、その後が続く市場の役割というのが、アプローチが違うということで、役割は若干異なっていて、前日市場との関係というのも多少異なっているということでございます。

日本は、基本的にはヨーロッパに近い仕組みというのを採用しているわけですが、これまでの議論の中で、例えば、発電機の運転制約で、なかなか約定しないと、約定が困難という課題が指摘されていたかと思います。アメリカのプール制の場合は、市場参加者、発電事業者が、いわゆる Three-Part Offer といって、運転制約に関わる情報を提供して、系統運用者はそれを踏まえてディスパッチを行うということで対応していたわけですが、これに対してヨーロッパは、多様なブロック入札を導入して、柔軟な入札ができるようにして対応しているということがございます。こういった事例が日本の現状の課題を改善するのに当たって参考になるかなというふうに考えておりまして、説明は省きますけれども、次の 13 ページをお願いします。

どんなブロック入札があるかというのは、以前の勉強会の資料にもあったので、ちょっと重複する部分もございますが、いろいろ使い道ですとか、他のパターンについても少し加えさせていただきましたので、ご参考にしていただければ幸いです。私からの報告は以上になります。

○大山座長

どうもありがとうございました。

そうしましたら、自由討議、質疑応答の時間に移りたいと思います。コメントのある方は、Teams のコメント欄にお名前と、発言を希望する旨、ご記入していただければと存じます。順次指名させていただきます。また、ご質問の際には、どの資料のどの辺りのご質問なのか、最初におっしゃっていただければと思います。よろしくお願いします。

いかがでしょうか。

それでは、送配電網協議会の平岩委員、お願いいたします。

○平岩委員

送配電網協議会、平岩でございます。聞こえますでしょうか。

○大山座長

はい、大丈夫です。

○平岩委員

ありがとうございます。発言の前に、今般の東京エリア、東北エリアの電力供給逼迫において、広く社会の皆さまに節電等のご協力をいただいたことにより、安定的に電気を何とかお届けすることができました。節電にご協力いただいた各方面の皆さまに一般送配電事業者として御礼申し上げます。

では、エネ庁さま資料の 7 ページの検討の視点について、2 点申し上げたいと思います。

まず、(1)の容量確保でございますが、電力の安定供給確保には、必要な供給力・調整力の確保は不可欠です。今般の需給ひっ迫は、複数の大型電源を含む計画外停止、季節外れの厳しい寒さによる需要増加と、悪天候による太陽光発電の出力低下など、需給が厳しくなる条件が幾つも重なっております。このような稀頻度の事象に対して電源側と需要側でどのように対応するか、また、電源等の必要量を検討する際、現状のEUEの確率計算では、稀頻度事象は何千万回というシミュレーションの一部で考慮されるかもしれませんが、モンテカルロ法の確率計算の評価としては、現れにくいと考えております。そのため、稀頻度事象への対応は、確定論的な検討が重要であり、特に今後、太陽光や風力など自然変動電源の増加を考えますと、厳気象時の確定論的な再エネの供給力評価と、バックアップ電源の必要量を検討することが重要と考えております。

本勉強とは別の場の検討かもしれませんが、しっかりとご検討いただきたいと思います。これは、これまでも申し上げていた内容ですが、今回の事象を踏まえ、改めて認識したので、発言させていただきました。

次に、(2)の燃料確保でございますが、まずは、必要な燃料の量をどう考えるかということです。2カ月前に需給変動として通常想定される変動を考慮するのか、厳気象や稀頻度リスクを見込むのか。資料では、括弧書きで、「そのとき想定される」とありますが、どこまで想定するのかという点です。そして、需給変動を織込んだ電力需要に対して、節電等の需要側の対応をどう考え、発電で対応する電力量に対し、LNG以外での燃料で追加対応できる量を含め、燃料の必要量等の検討が行われるものと思います。資料3については、以上です。

続いて、資料4のご説明について、服部さまには、欧州と米国のプールの卸電力市場の役割を分かりやすくお纏め、ご説明いただき、ありがとうございます。

1点質問でございますが、欧州と米国の卸電力市場の形態について、それぞれの地域の電気事業を取り巻く環境や、電気事業者の形態など、歴史的なものも含めて、どのような背景から今の市場の形態に至ったのか、可能な範囲で教えていただければと思います。

私からは、以上でございます。

○大山座長

他の方からは、まだ発言希望が出ておりませんので、そうしましたら、今の質問に答える形でお願いできますでしょうか。

○服部電力中央研究所・副研究参事

電中研のほうから答えたらよろしいですか。

○大山座長

はい、お願いします。

○服部電力中央研究所・副研究参事

ご質問ありがとうございます。歴史的な経緯ということで、多岐にわたる内容に本来はなるかと思いますが、そもそもの始まりというところと、欧州と米国でそれぞれのモデ

ルといえますか、枠組みが広がっていった経緯に分けて、ちょっと考えたいと思ったんですが、アメリカは、比較的電力会社の規模が小規模で、そういう中で、北東部中心に元からプールという協調的な経済融通を行うような、そういう土台があって、それが後のPJMだっりの市場に発展していった、そういう土台があったということです。

一方で、ヨーロッパでは、今の標準的な枠組みの先駆的な役割を果たしたのがノルウェー、あるいは北欧というところだと思うんですけども、ノルウェーは、やはりノルウェーでも水力発電事業者が数多くあって、事業者間で取引するニーズが元々あって、その時の仕組みが、Nord Poolの前身というふうになっていったというふうに思います。だから、本当の最初というのは、そういった電力会社の規模であったり、数であったり、そういう取引をすることによって効率化するという、そういう背景が多くあったということかと思っています。

その後で、それぞれの標準的な仕組みが広がっていった背景としては、例えば、アメリカでいうと、PJMとかが機能してくると、やはり同じような仕組みを横展開、同じような地域に広げていくというようなことが重要じゃないかという議論があって、一時期は、これをアメリカ全体に広げようという話があって、実際は、そこまでいかなかったんですが、今、アメリカの需要のかなりの部分がこのISO/RTOの中で取引されるようになったと。

一方で、欧州では、最初は各国で自由化を始めていって、そこで市場整備するという段階があったわけですが、徐々に欧州単一市場という欧州全体の市場を形成していこうというフェーズに移って、そうすると、共通の市場設計の下で、なるべく各国の系統運用にとらわれずに国境を越えた取引を促そうということで、北欧とかドイツとかといった市場の設計を採用していったという流れかと思っています。

あとは、本日の検討の範囲を超えるんですけども、やはり混雑管理みたいなもの、この2つを分ける重要な側面かと思っています。自由化当初のアメリカは、送電網がすごく貧弱といわれていて、混雑管理、つまり、限られた送電容量を効率的に利用するという意味での目的が重要で、ノーダル制を導入していった。そのためには、系統運用者が系統制約を考慮して、負荷配分を行う仕組みが自然だろうということで今の仕組みになっている。他方で、ヨーロッパは、各国の送電系統は、元々国営の電力会社が多かったということもあり、十分な投資は行われていて、余裕があって、送電混雑を気にせずに取引を促す仕組みが優先されたというふうに私は見えています。

いずれのケースでも、大きく異なる仕組みが隣同士にあるよりも、同じような制度にしていったほうが、広域化の観点からも望ましいですし、最初に広がっていった仕組みで徐々に標準化されていったということでは、経路依存性みたいなところもあるかと思いますが、この辺いろいろ解釈とか諸説あるということで、今のは、その中の1つとして受け止めていただければ幸いです。

以上になります。

○大山座長

ありがとうございました。平岩委員、よろしいですか。

○平岩委員

平岩です。よく分かりました。ありがとうございました。

○大山座長

では、続きまして、大阪市立大学の五十川委員、お願いします。

○五十川委員

大阪市立大学の五十川です。分かりやすくまとめていただいて、ありがとうございました。電中研さまに対して確認とコメントなんですけれども、前回、この関連する話として、東ガスさんのほうだったと思いますが、P J Mの仕組みについての議論がありました。その中で供給側のビットに関しての話もあったと思うんですけれども、私は次のように整理していて、このP J Mのパターンでは、売り手側ですね。供給側のビットとして起動費や燃料価格などのユニットに関する情報をビットすると、T h r e e - P a r t O f f e rですかね。一方で、もう一つのビットの形として、売り手側が売りたい価格をビットするという方法も当然あるわけですね。

今回の分散型かプール型かという整理も、この区分と対比しているという考え方で正しいのかというのがまず1つです。つまり、プール型と呼ばれているものでは、基本的に売り手側のビットとしては、ユニットに関する情報をビットするものであって、分散型では、ユニットに関する情報とは直接的には関係なく、売りたいような価格をビットするものなのかという点です。あるいは必ずしもそうではなく、プール型でも、別の価格のビットの方法があるのか、あるいは分散型でも、コストに基づいてビットを制約するような形があり得るのかという点も、もしそういった事例があるんだったら、あわせてお聞きしたいかなというふうに思っています。

もう一点なんですけれども、ちょっと前回と共通する点があって申し訳ないですが、ユニットに関する情報をビットする場合、その正確性をどのように担保するのかという点が気になっています。

前回のお話では、P J MではF u e l C o s t P o l i c yでしたかね。そういった形のを提出させて担保するということがあったんですけれども、この部分の正確性、T r u t h T e l l i n gできているかどうかについて問題になったことはないのか、あるいは、この点の確認というのは非常に容易で、そういった問題というのは、あまり起こらないのかという点も伺えればと思います。

以上の点を踏まえてコメントなんですけれども、そういったユニットに関する情報を正確に押さえられるということを条件とした上では、プール型のこういった制度設計も十分選択肢としてあり得るのかなというふうに思っています。そういうふうなコストの分かりやすさということがありましたら、分散型だとすると、そもそもコストってどういうふうに考えるのかみたいな話も出てきますし、そういった点で分かりやすい制度なのかなというふうに思っています。

ただ一方で、あくまでこういった考え方というのは、中長期的な話ではあるので、短期的にどういうふうに市場を整備していかなければならないかというのは、また別の話としてあるというのは、それはそうだと思うんですけども、そういった点が中長期的な観点としてはあり得るのかなというふうに思いました。

以上、コメントです。ありがとうございました。

○大山座長

ありがとうございました。あと何人かご発言の希望がありますので、質問については、後ほどまとめてということにしたいと思います。

では、続きまして、東京工業大学の河辺委員、お願いします。

○河辺委員

ありがとうございます。

私からは、資料4の電中研さまの資料について教えていただきたいところがございますので、それについて発言させていただきます。本日、欧州の分散型卸電力市場と米国のプール型の卸電力市場につきまして分かりやすくご説明いただきまして、まずは感謝申し上げたいと思います。

3点教えていただきたい点がございます。まず1点目なんですけれども、こちらは、先ほど平岩委員からのご質問と重なるところがありますが、欧州でプール型の卸電力市場ではなくて、分散型の卸電力市場が採用されている意義というのがどこにあると言えるのかというのをまず1つ教えていただきたいと思います。同様の市場を採用している日本にもその意義というのが当てはまるものなのかということを確認する上で、ぜひ教えていただきたいなと思った次第です。

そして、次、2点目なんですけれども、2点目は、欧州における市場におきまして、 kWh と ΔkW が独立に調達されていることで、全体最適化が難しいといった、そういった課題は上がっていないのかということをお教えいただきたいと存じます。これは、前回までの勉強会でも課題として事業者さまから挙がっていたものなので、それに対して kWh 、 ΔkW の間で協調が取れるような仕組みとか工夫といったものが既にあるのであれば、ぜひ教えていただきたいなと思ったところです。

最後、3点目は、当日市場に関する点です。前回までの勉強会におきまして、わが国の場合は、発電機の起動特性などの制約によって、時間前市場に入札可能な電源が限定的であるというご意見がございまして、そのような点が欧州では課題として生じていないのでしょうかというのが質問になります。例えば、再エネの普及に伴いまして、各バランシンググループが時間前市場でインバランスを解消することが難しくなっているといった、そういった課題はないのか、教えていただければと思います。

以上でございます。

○大山座長

ありがとうございました。

そうしましたら、まず委員の方で、松村委員、お願いいたします。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○大山座長

はい、大丈夫です。

○松村委員

資料4に関してです。分かりやすい説明という委員の発言が相次いだので、分からないと思ったのは私だけなんだろうと思います。でも、私は正直これがよく分からないんですけれども、まずその2つ（欧州の事例、米国の事例）がある、それで、それぞれが違う。それは、もう繰り返し教えていただきました。それで、歴史的な経緯でこうなっているんですと説明があつて、それは事実として正しいと思うんですが、歴史的経緯って言われちゃうと、私たちは何のためにこれを知りたいと思っているのかということ、これからの制度設計のためにということを行っているわけですね。

従って、こういう歴史的な経緯のあるところだと、こちらの制度を採ろうとすると、こういうコストがかかりますとか、こういうハードルがありますとかって、そういうような類の説明ならともかくとして、歴史的な経緯でこうなりましたというだけでは、いったいその何の意味があるのかというのがまず分からない。

それから、米国型、PJM型の場合には、ある意味で系統運用者というのが、ある種の効率化というのをするので、効率化は見やすいのだけれども、欧州型のほうは、その効率化がされていないのかということ、そうではなくて、市場メカニズムによって、ちゃんと効率化するようになっている。それは正しいと思います。具体的にPJMでできることが、こちらだと、ここはできる、ここはできないとか、こういう条件の下では、どう違うことというのが原理的にはできるはずなんだけれども、こういう条件のときには弱いです、逆に強いですとかって、そういうようなことが分からないと、頂いたものもどう咀嚼したらいいのかというのがよく分からない。

具体的にどっちには、どういうメリットがあつて、どっちには、どういうデメリットというのがあるのでしょうかということを、あるいはどういう条件だったら、うまく機能するけれども、どういう条件だと、うまく機能しないとか、どういうハードルがあるとかって、そういうこともあわせて、もしご存じのことがあったら、教えていただけないでしょうか。

次に、混雑なんですけれども、今回のプレゼンの範囲ではないということをおっしゃって、それでも教えていただいたというのは、それはとても重要なことなんでとてもありがたい。でも、それも歴史的な経緯というか、その地域特性としてお話しいただいたというだけで、どのようなタイプの混雑があるときにはPJM型が優れていて、どのような混雑の状況だと、欧州型が優れているのかというようなことで教えていただけると、検討に資する知見になるのではないかと思います。もしそのようなご知見があるようであれば、ぜひ教えてください。

最後に、送配電の協議会の発言が、今回の勉強会に関係ないことということをおっしゃったので、問題ないとは思いますが、この局面で、最初にこの直近の需給のひっ迫というもののご説明があった後で確定論って、ちょっと悪乗りが過ぎないかというので、私は、とても賛成しかねます。

今回、確定論的なものをちゃんと考えるとかというようなことはあってもいいとは思いますが、まず第一に今回のような事情、春に大地震が起こって、電源が多く倒れて、しかも、その翌週に、3月なのにもかかわらず、雪が降るという寒波に襲われ、さらに、地震と全く関係ない電源の脱落というのが急に起こったという、こういう事象を確定論的に確認し、それでも、需給で全く心配がないというようなことをやらなきゃいけないんでしょうか。こういう事態でみんなが不満に思っているときに、それって、ちょっとひどくないか。今までの確定論的なチェックだと、春先のこんな状況は調べていないでしょう、ということ、で、ちょっと私には、とてもこの文脈で言うことではないような気がしました。

しかし、一方で、この勉強会では関係ないということをおっしゃったので、別のところに出てきたときに、またあえて申し上げます。

以上です。

○大山座長

ありがとうございます。

では、続いて、委員の方からは特に手が挙がっておりませんので、そうしましたら、大阪ガスの久保田オブザーバー、お願いします。

○久保田オブザーバー

ありがとうございます。大阪ガスの久保田でございます。私からは質問ではなくて、まさに今ご指摘があった点について述べたいと思います。事務局の資料3、7ページの検討の視点について、DR事業者の視点でございます。

平岩委員からも言及がありましたが、3月22日、東日本の電力ひっ迫において、需要家の節電、すなわち、デマンドレスポンスが停電回避に大きく貢献いたしました。デマンドレスポンスの有効性が改めて示されたと考えます。他方で、今回のデマンドレスポンスは、ボランティアベースであり、効果が本当に上がるのかという信頼性については危うさが残ったとも考えます。

7ページの今後の電力システムに必要な機能例の5つ目に適正なシグナル発信／価格決定メカニズムが記載され、その中で、特に需給ひっ迫において需要抑制を効果的に行うための価格形成がどのようにあるべきかと記載がございます。この点に加えて、いざというときの保険としての需要化のデマンドレスポンスのインセンティブを高めるため、この価格をどのようにデマンドレスポンスに反映させるのかといった制度、仕組みの重要性が増しているのではないかと考えます。

この委員会での直接の議論の対象ではないかもしれませんが、しかるべき場で検討をお願いしたいと考えております。

発言は以上です。

○大山座長

ありがとうございます。

では、続きまして、JERAの多和さま、お願いします。

○多和オブザーバー

資料3につきまして1つコメントで、資料4につきまして2つコメントさせていただきます。

まず資料3につきまして、燃料調達の観点で、今までの議論をよくまとめていただいて感謝いたしておりますが、1つだけそれに関連して新しい指摘させていただきます。2ページの①安定供給の観点の3ボツ目ですが、供給力確保の観点で、TSO側のほうが、小売側があらかじめインバランスを発生させるというところまで考慮しないといけない、その観点を安定供給を考えなきゃいけないという主旨だと思いますが、TSO側のほうに安定供給の中心が移れば移るほど、TSOは燃料を多分事前発注しないことから、燃料の需給的にはひっ迫傾向は強まると思います。そういうシステム、モデルを選ぶのであれば、例えば、申し上げたような燃料ゲートクローズの前にkWh公募を行うなど、TSOも燃料確保の観点を今まで以上にお持ちいただかないと、ひっ迫の確率は高まるかなと思います。これが1点指摘させていただきます。

続きまして、資料4につきまして2点コメントさせていただきます。私共といたしましては、やはりあくまでも先ほど電中研さんも解釈は多用であるとおっしゃっておられましたが、私共の観点としては、やはりブロック入札よりもThree-Part Offerのほうが求めている最適化レベルは高いと思っています。私の話している欧州トレーダーの中でも、「Three-Part Offerのほうがやっぱりいいと思うんだよね」と言っている人は確かにいます。ですので、求めている最適化レベルは、Three-Part Offerのほうが高いのではないかという、当初、第1回で弊社からプレゼンさせていただいた内容は、引き続き維持させていただきたいと思っています。

それから、3点目、最後に軽微なコメントですけれども、米国＝プールというのは、1つの形としては、そういうふうに関連化することも可能だとは思いますが、PJMは、ある意味非常にエクストリームな市場であって、何故どのような経緯でここに至ったのかということ、経緯の重要性もありますし、また、この強制プールではない形のプールを利用している市場もありますので、もう少し広範に相対的に本件については考える必要があるのかなと思っています。

以上です。

○大山座長

ありがとうございました。

では、続きまして、関西電力の小川さま、お願いします。

○小川オブザーバー

関西電力の小川でございます。聞こえておりますでしょうか。

○大山座長

はい、大丈夫です。

○小川オブザーバー

私からは、資料3につきまして1つコメント、それから、資料4につきまして2つ質問させていただきます。

まず資料の3の7ページですが、今回、前回までの議論を踏まえて各必要な機能について時間軸に分けてご整理いただいているわけですが、前回、弊社からのプレゼンで申し上げましたとおり、燃料確保については、ここで記載されていますような、リミットは2カ月前ということで結構なんですけれども、やっぱりそれより前の長期断面、あるいは年間計画の段階からしっかりと確保することで、安定的な供給力が実需給断面でも確保できるというふうに思っています。

この資料を見ますと、その長期のところは4年前の容量市場入札と恐らくリクワイアメントということで表現されているんだと思うんですけれども、容量市場によるリクワイアメントが燃料確保のインセンティブとして機能するという見方ももちろんあると思うんですが、一方で、発電事業者の立場だと、実際にオフテイカーがいない場合、あえてその余剰リスクを抱える燃料の長期契約をするというのは非常に難しいんじゃないかなというふうに思います。そうしますと、全体として短期での燃料調達というふうになりまして、そういう意味で価格の変動とか、あるいは不足に陥る可能性が、安定供給に対しては弱いんじゃないかなというふうに思っています。

やはりこの課題に対しては、前回のプレゼンでも申し上げましたが、長期のPPA、あるいは相対契約、こういったもので燃料の長期契約に資する取り組みですね。こういったものがいいんじゃないかと思ったり、あわせて短期の市場取引についての燃料調達の予見性向上、すなわち、長期でかなり量が確保されているという前提での短期市場の取引ということではないかなと思いますので、少しその辺りを追記いただくなりしていただければと思うところでございます。

それから、続きまして、資料4、電中研さんの発表につきまして質問させていただきます。まず1つが、欧州の仕組みは分散型ということで、当日市場により実需給断面の直前まで市場参加者が自由に取引をしてインバランスの最小化を図るということですし、米国のほうは、前日市場以降の需給変動の調整は、これは従来の日本の一貫体制の送配電がやっていたように、系統運用者が全部やっていくと。もちろんリアルタイム市場で費用の精算というわけなんですけれども、その調整は系統運用者がやりますということで、いずれもその系統の物理的制約条件と経済的な取引の整合を図るということで、いろいろな制度設計をされているということなんです。この分散化、集中化ということで、社会コストという観点では、どちらがコスト低減に資するというような議論があるのでしょうかというのが、1つの質問でございます。

それから、もう一点は、これは先ほどの燃料の話になるんですが、前日あるいは当日のこの短期市場は、この短期の需給運用のところが、欧州、米国は違うと、こういうことなんですけれども、その前段階のkWhの確保のところは、いずれもこの資料でも同じように書いていただいています、共通しているというふうに理解してよいのかということと、問題は、その部分なんですけれども、前回のこの議論でもありましたが、やっぱりヨーロッパあるいはアメリカいずれも、その燃料はパイプラインで来たり、あるいは送電網がもう少しヨーロッパではつながっているとか、そういう違いがあるんじゃないかなと。

日本については、他国との系統連携がない、あるいは燃料のパイプラインもないと。船舶による輸入ということになりますので、そういった固有の事情の解決に、この最後の分散型かプール型かということがなにか影響するのかわからないのか。そこは関係なく、別の手を打つべきという話なのか。その辺り、何かご意見があれば頂ければと思います。

私からは以上です。

○大山座長

それでは、続きましてL o o o pの渡邊さま、お願いします。

○渡邊オブザーバー

L o o o pの渡邊でございます。聞こえておりますでしょうか。

○大山座長

はい。

○渡邊オブザーバー

資料3について1点コメントと、あと資料4について1点質問させていただきます。

まず資料3のP7ですね。検討の視点のところについて、(5)の適正なシグナルの発信／価格決定メカニズムというのが他の(1)から(4)までと並列のように書かれているんですけれども、適正なシグナルの発信／価格決定メカニズムということ自体が、この(2)～(4)の中に書かれているその仕組み、市場だとか、その他のうちの特に市場のほうに関係するものなのかなというふうに読めたので、こういうふうに並列で表現することが少々違和感があったというコメントでございます。

もう一点、資料4のほうについては、電中研さまに欧米の事情をいろいろ教えていただきまして、日本の今の仕組みが、どちらかというと、欧州に近いというようなご説明だったかと思いますが、その欧米についての専門的な面から見たときに、今この日本で、こういう課題が出ています。こういう議論をしなくてはならなくなっているというところにおいて、どういうところに最も問題があるというふうに思われているのかというところについてご意見聞かせていただければと思います。

以上です。

○大山座長

ありがとうございます。

では、電力・ガス取引監視等委員会の佐藤オブザーバー、お願いします。

○佐藤オブザーバー

聞こえますでしょうか。

○大山座長

はい、大丈夫です。

○佐藤オブザーバー

主に資料4に関してのコメントというか、質問にもなるんですけども、言いたいと思います。まず欧米で、アメリカってPJMだけのところもあるんで、アメリカという言い方はちょっとどうかという感じもしますけれども、欧米と言いますけれども、やっぱりそのもののどこが違うかって、もうちょっと本質的に違うことを書かないと駄目のような感じがして、何が言いたいかというと、少なくともPJMは、Three-Part Offerでいわれたように、PJMが全ての発電機に関してThree-Part、起動費と最低出力コストと限界費用を一応全部知っているということになっていると。

ただ欧州は、私もよくは知りませんが、恐らくそこまで系統運用者が知らなくて、あともう一つは、欧州に関しては、国が非常に細かく分かれているんで、もしこのThree-Partの情報を全部知ったとしても、広域メルリットオーダー的なことが国をまたいで非常にやりにくいので、知っても意味がないから恐らく知らない。そうすると、市場に任せるしかないというふうになっているのが歴史的経緯のような気もするんです。

それで、PJMはむしろ、全部情報を出してもいいってところがどんどん統合して、PJMをつくっているんで、それをしたくないというところはPJMに入らなかったりとか、ニューイングランドPJMに行っているとか、名前は違うんだけれども、ISOに行くとかってなっていて、全部Three-Partの情報を出して、それでメルリットオーダー順に動かすというふうがいいと思ったからそうになっているのではないのでしょうか。

それで、日本は今まで9つというか、各電力があるんで、なかなかさっきちょっと小川さんの発言にもありましたけれども、3・11の前に一貫体制の時というのは、自分のエリアでは相当PJM型に最適運用していたけれども、広域的には、やっていなかったと。それで、今でも9つあるんですけども、平岩専務が最初に発言されていましたが、相当、送配電網協議会とかTSOの努力のおかげで需給調整とかって、広域メルリットをお出ししても、相当できてきて、むしろ、Three-Partの情報が入ったら、かなりPJM型に全体最適化できるように日本は今なっているというような感じがして、そういうことを念頭において、どちらがいいかって議論をするのが正しいような気がするんですが、電中研の方でもいいですし、他の先生方も、私も今、すごく確信を持って言っているわけでもないんで、コメント等を頂ければと思います。

以上です。

○大山座長

ありがとうございます。

ご発言希望は一応以上かと思しますので、そうしましたら、まず電中研のほうから答えら

れるところを答えていただければと思います。よろしくお願いします。

○服部電力中央研究所・副研究参事

多岐にわたるご質問、コメントをありがとうございました。まず五十川先生のThree-Part Offerとブロック入札の関係ですかね。こちらについては、私も先生と同じような認識をしております、まさにその発電機の制約への対応という意味で、プール制の米国の市場ではThree-Part Offerで対応しているのに対して、ヨーロッパではブロック入札になっている。ただ私の理解では、Three-Part Offerというのは、昔からあったと。だから、昔の垂直統合の電力会社の中でやっていたことをほぼそのまま引き継いでやって、今に至っていることかと思います。

一方で、欧州のほうは、最初は単純なkWh当たり幾らという入札から、ブロック入札も本当に最初はシンプルな、私の資料で言いますと、レギュラーブロック入札というものしかなかったところを、恐らく市場参加者から、もう少し柔軟なブロックを導入してもらえないかということで、ヨーロッパの取引所は、ご承知のように取引所のビジネスとして民間の企業としてやっていますんで、やはり市場参加者のニーズに一生懸命応えようとして、そういったものを導入していったという背景があるかと思います。

ヨーロッパでなにか困難があるかどうかということについては、ちょっと細かい具体的な理由というのは分かりませんが、今申し上げたとおり、実際、取引所がそういったブロック入札のいろんなタイプを用意してきたということは、その背後に以前のシンプルなブロックだけだと不十分だということがあって、それで徐々にそれを解消すべく努力がなされてきたんだろーと思います。だから、問題はあったけれども、その問題を解決すべく今に至るまでの努力が行われてきたんだろーと理解をしています。

それから、コメントで、コストの分かりやすさというのがThree-Part Offerにはあるということで、これは他の委員の方も、JERAさんでしたか、おっしゃっていらして、私は、それはそれとして私もそのように思う面はございます。他方で、ブロック入札のほうは、ブロック入札はブロック入札でいろんな、ある意味フレキシビリティがすごくあるということで、何らか今後新しい技術が入ってきたときに、そのブロック入札を工夫して、うまく入れやすくするというようなことが柔軟にできるということと言えるかと思います。

もちろん私は全てメリット・デメリットを網羅してなかなか言えないので、他のご意見や反論もあるかと思いますが、一つずつメリットを言うとしたら、そういったことになるかと思っています。私自身はどちらがいいかという検討はしていないので、ちょっとそこは確定的なことは言えませんが、機会があれば、そういった研究もしていきたいと思っています。

それから、次、河辺先生のご質問で、欧州でプール型じゃなくて、分散型を採用している背景、意義ということなんですが、これも先ほど申し上げたとおり、歴史の解釈といいますか、そういったものがいろいろある中で、断定的になかなか言うのもあれなんですけれども、

私がいろいろ参照している文献によりますと、やはり欧州は、自由な取引を重視したというようなことは、よくいわれているかと思います。要は、対極的にあまり送電事業者とか系統運用者が中心になるような世界というのは、どちらかというところ、少し自由を制限するみたいなイメージもあって、敬遠されてきたというところもあるかと思います。これは全く、そういう解釈もできるだろうということであって、それが正しいとまで私は断定できないと思っているんですけども、そういう背景があるんだということを言っている欧州の研究者もいらっしゃるということでございます。

その意義は日本にも当てはまるのかということでは、これは、日本は日本でしっかりと独自の条件を踏まえて、これから検討されなければいけないだろうというふうに思っております。先ほどプレゼンの中で申し上げましたとおり、電力の自由な取引によって効率性を高めるという観点と、しかし、さはさりながら、その安定供給をおざなりにしてはいけない、しっかりその具体的制約を踏まえた制度設計をしていかなければいけないというところに向かってやらなければいけないだろうというふうに思っています。

それから、kWhと調整力がそれぞれ別々になっていることで、欧州で全体最適が難しいといった課題はないのかと、協調されるような仕組み、工夫があるのかというのが、これは、ちょっと細かいところまではあれですけども、あるにはあります。需給調整市場でいつその取引を行うか。そのタイミングですとか、それから、取引する商品の時間の粒度ですね。何分単位のものか。そういったものをいろいろ合わせることによって、市場参加者が両方見ながら意思決定しやすくするというような工夫はなされているかと思っています。

○古澤電力中央研究所・上席研究員

電中研、古澤です。服部が申しましたように、最適化がどうなのかという議論が学者の中ではゼロではないという認識です。一方で、同時最適が必ずしも全ていい結果になっているのかというと、それもまた、いろんな方々の意見もあるかと思います。もし同時最適で全て解決できるのであれば、米国のリアルタイム市場でのみkWhを確保すれば十分はなずですが、そうではなく、やはりそれ以外の市場のタイミングで確保なりをしていると事例もございますので、必ずしも全体最適のみが素晴らしいものだというわけではないという議論もいろいろあるとは思いますが。私、全てそらんじているわけではないので、あくまでも議論があるということでございます。

○服部電力中央研究所・副研究参事

次が、PJMが時間前市場でインバランスを解消することが難しいという課題については、いいですか。

○古澤電力中央研究所・上席研究員

同じく、電中研の古澤でございます。議論としては、おっしゃっていただいたように、約10年、20年ぐらい前からインバランスの問題は発生しています。そのため、時間前市場の改革などをして、ゲートクローズのタイミングをより縮めていく、もしくは時間のサービスですね。1時間ものの取引のみならず、違うものを用いるということで、サービスの幅を広

げるという一方、例えば、今おっしゃっていただいたインバランスがゼロになるように、小さくなるようにというようなインセンティブの制度をかけるとかという形で両方の仕組みでなされているというふうには理解しています。欧州も完璧なものではなく、まだまだ彼らも議論しているものと理解しております。

○服部電力中央研究所・副研究参事

それから、松村先生からのご指摘でありますけれども、まず言いたいことが何なのかということで、正直申し上げますと、私の本当に力不足を認めたいと思います。今回限られた時間の中で事務局の方とも何度も打ち合わせをして、どういうところに焦点を当てて何を論じるのかということを相談してきたんですけれども、やはりもうちょっと焦点を絞らないと、なかなか細かいところまで入れないということもあって、そこは私の能力不足と、またいずれ何か論文か報告書かでそういった問題も取り組んでいきたいと思いますが、もちろん歴史的経緯に意味があるかって言われると、いろいろそれも踏まえつつ、今後の将来の課題も議論はしていかないとけないというふうには思っておりますので、ちょっと今、ここで、じゃあ、こういう話がありますよとかということを全部網羅的にお話しすることはできませんけれども、私自身も、もうちょっと踏み込んだプレゼンをしたい部分もあったし、しかし、基本的なことから解説しないと、松村先生には物足りないかもしれないですけれども、他の方にはすごい難しかったり、あるいは、ちょっと私も実務家ではないので、ちょっと抽象的な話になっちゃったりとかということがあって、いろいろ迷った末ですので、ご勘弁くださいということです。

それから、具体的に何ができるのかとか、どっちにどういうメリット・デメリットというのも、まさにそういうことでございまして、少し論点を絞ってその1つの具体的なトピックスについて議論するという機会があれば、またその機会にやりたいと思いますけれども、やはり1つ言えることは、欧州で市場参加者に自由な取引を委ねることで、やはりなかなか系統制約への配慮とかが薄くなりがちだみたいなことは当然あると思います。

逆に、一方でPJMのように系統運用者の集中管理でやっていくという場合には、その系統運用者が規律を守って正しく行動するといえますか、何とていばいいか、ガバナンスといえますか、ルールメイキングも含めて、そういったものをいかにうまくやっていくのかというところが非常に重要になってくるということです。あと、例えば、取引費用はどっちが多いとか、そういったこともいろいろあるかと思うんですが、網羅的には、今回の中では扱えないので、ご容赦いただければと思います。

混雑管理についても、どのようなときは、どっちがいいのかというようなことも、系統の構成とかそういったことでいろんな条件が変わってくると思いますし、これはなかなか一言では、私が知る限り、なかなかこういう場合、どっちがいいとかという情報があまりないということで認識しています。古澤さんのほうからちょっと補足を。

○古澤電力中央研究所・上席研究員

はい、ありがとうございます。電中研の古澤です。これもさまざまなご意見が学者の中で

も実務家の中でもいろいろな意見があるというふうには理解していて、2020年度の地内系統の混雑管理に関する勉強会の中で言及があったかもしれません。私が記憶があやふやでございますが、混雑の発生頻度とか発生箇所も関連するだろうというふうには理解しています。そこで、またその後の系統操作ですね。必ずしも混雑管理は、電源出力の振り替えのみならず、系統の操作等で解消できますので、その辺との折り合い、もしくは長期的には設備形成も関連してきますので、その辺りを考慮してどうしたのかということが重要になるかと思います。まだ不勉強な部分もございますので、今後とも、また勉強させていただきたいと考えております。

○服部電力中央研究所・副研究参事

それでは、次はJERAさんですが、ブロック入札よりもThree-Part Offerのほうがいいのではないかというのは、私もこれはどのような立場から見のかということで、いろいろな考え方があろうかと思いますし、私自身は、そのようにThree-Part Offerのほうがよいというふうな見方はもちろんあるだろうというふうには認識しています。ただ先ほど申し上げたとおり、ブロック入札でフレキシブルに対応できるというメリットもあるのではないかということでございます。

それから、今回、これもアメリカがプールという見方とPJMも極端でというようなことで強制プールじゃない仕組みについてのコメントがございましたが、もちろんそのようないろんなタイプ、あるいは、これ、2つを混ぜたようなものもあるかと思います。それこそ世界で自由化した国は、ヨーロッパとアメリカだけじゃないですし、オーストラリアやニュージーランドの仕組み、それから、ヨーロッパの中で比較的プールに近い仕組みを取っている国としてスペインやイタリアというのがあるということで、今後、議論を深めていく中で、そういった事例も注目していくということはあってもいいかと思っています。ただ今回は、とりあえず、標準的な市場モデルを並べてみて、いろいろな考える材料となればという目的でお話をさせていただいた次第です。

それから、関西電力さまから頂いた分散か集中か、どちらが社会的コストを下げるに資するかということですが、これは私の知る限り、研究者の間での議論では、明確な決着はついていないですし、制度だけが違って、他のいろいろな需給に関する条件が全く同じだったら、恐らく同じような結果になるだろうというような研究者もおります。なので、確実にどちらがいいというふうに決着がついているわけでは少なくともないだろうというふうに考えております。

それから、燃料制約のお話で、こういったものも関係してくるかどうかということですが、私自身が燃料周りのところはあまり詳しくなくて、今回もほとんど取り上げることができなかったんですけども、私が思うに、これは、卸電力市場の制度設計で何とかするということもないとは言いませんけれども、やはりそれ以外の部分、中長期的な対応も含めて、そういったところもかなり重要になってくるのかなというふうに認識しておりますので、ちょっと今回は、残念ながらうまく取り上げられなかったんですが、そのように考え

ております。

次にL o o p さまですけれども、日本で最も問題となっていることについては、まさにこの勉強会で議論されていることがそのものかなとは思いますが、あえて言えば、需給ひっ迫への対応ですね、先ほど稀頻度リスクの話も出ましたが、平常時と、それから、そういうかなり緊急時の対応と両にらみでどうやって制度設計を進めていくかということは、1つ当然あるわけですが、日本は今の仕組みになって、まだまだ成熟していく余地があるというふうに私は思っております。この市場に参加しやすい仕組みを整えていって、活発な取引がなされるような市場にしていくこと、まずそういったところも重要なのではないかなというふうに個人的には考えております。

それから、監視等委員会の佐藤さまですけれども、本質的な違いにちゃんとと言及しなければということで、それはおっしゃるとおりで、繰り返しますが、力不足ではあるんですが、一言で言えば、先ほど申し上げましたが、自由な市場参加者からの取引をより優先するか、あるいは系統運用者の運営を優先するかという違いで、それぞれにメリット、デメリット、リスクというのがあるかと思います。

プールのほうのメリットはいろいろおっしゃっていただきましたけれども、例えば、逆に系統運用者が信頼度を維持するという目的を重視するあまり、ちょっと少しうがった見方をすると、取引に介入するというようなこともなきにしもあらずというような話を伺っています。ですので、プールの場合は、そういった系統運用者の行動をどのようにコントロールしていくかというところが重要だと考えています。

Three-Part Offerに関しては、おっしゃっていることを私は理解していますが、一言申し添えるとすれば、先ほど申し上げたとおり、元々垂直統合の電力会社がやっていた仕組み、それを割とそのまま使っているというような、私は認識をしております、ただ以前はコストベースでやっていたところを入札価格に置き換えて、競争と両立させるようにしたというようなことかと考えています。

ちょっと全てお答えになっているか分かりませんが、以上でございます。

○大山座長

ありがとうございます。

答えられる範囲で答えていただいかなと思いますけれども、追加で発言希望が来ておりますので、ちょっと時間が押していますので、簡潔にお願いしたいと思いますけれども、まず取引監視等委員会の佐藤さま、お願いします。

○佐藤オブザーバー

服部さんのコメントのところで、最適を達成しても他に何かあるっておっしゃったんですが、それってどういう意味なんですか。最適が達成されたら、最適なんだから、それ以上がないから最適といっているような感じがして、ちょっとどういう意味がよく分からなかったというので教えていただきたいというのが1つと、あと欧州型が自由というのは、ちょっと違うような感じがして、PJMだって、このプールになって何年もたっている

のに、前も言いましたけれども、今でもセルフスケジュールが3～4割あって、それはPJMのディスパッチに従わないわけですから、ちょっと言っていることと矛盾するかもしれませんが、やっぱりディスパッチが嫌だと思う人もいて、その余地もまだかなり残しているというところで、ちょっとその二項対立的に言うのはどうかなという感じもして。ただニューイングランドISOだか、ニューヨークISOのどちらか忘れましたが、どっちかは、もうセルフスケジュールが完全にないというふうになっているから、アメリカのほうが集中型に近いような感じはしますけれども、ちょっとその分け方はどうかなという感じがしました。

いろいろ言いたいことがまだいっぱいあるんですけども、ちょっと時間もないということで、以上にします。

○大山座長

ありがとうございます。

それでは、松村委員も関連ですね。お願いします。

○松村委員

回答は不要です。私は網羅的な比較をお願いしたのではなく、今のプレゼンだと、PJM型のメリットというのは資料から読み取れるけれども、この欧州型のほうが優れている点というのが1つも見えなかったと、そういう不満を言っただけで、ブロックでフレキシブルに対応できるというのって、何の意味があるのか全く分からない。

つまり、フレキシブルに対応することができた結果として、PJM方式ではできないようなことができるようになるのというふうな理屈を説明してもらわないと、正直分からなかったということなのです。

フレキシブルになれば、PJMと見比べて今明らかに欧州のほうが劣っているけれども、技術革新によってその差が詰められるかもしれないということは正直分からなかったし、古澤さんのほうは、さらに分からないというか、いろんなことを言う人がいますじゃなくて、古澤さんに理解できる理屈で、こちらのほうがこういう点で優れているというようなことを、網羅的じゃなくてもいいので、教えてほしかったということなのですが、最後に服部さんの回答で一応1つは分かりました。

つまり、PJM方式というのは、系統運用者のほうのインセンティブがゆがんでいなくて、相当に信頼性が高いということでない、うまく機能しないかもしれない。その結果として、ゆがんだ行動というのが起こるかもしれないというのが、まさにそのとおりだと思いますので、その点は私たちも今後頭に入れていかなければいけないなと思いました。

以上です。

○大山座長

ありがとうございます。

電中研から追加で何かありますか。よろしいですか。

○古澤電力中央研究所・上席研究員

電中研の古澤です。訳が分からない説明で申し訳ございません。確かにいろいろ考え方があると思いますが、1つの考え方として混雑の発生頻度と発生場所が特定・不特定なことも関連しているのではないかということをお先ほど申し上げさせていただきました。

○服部電力中央研究所・副研究参事

あと佐藤さんからの発言で、最適化に加えて何かって自分で言った覚えはあんまりないんですけども、私が多分申し上げていたのは、もちろんPJMでいろんな系統運用者を中心にいろんなところで最適化を図っているという仕組みではあるけれども、それで問題がないわけじゃなくて、系統運用者が信頼度を過度に気にして、いろんなルールを作って、それに基づいて行動してしまう。そうすると、そういったものがなくて、自由な競争に委ねたほうが効率的であったその結果に比べると、非効率になる可能性はあると思っています。そういうデメリットを指摘したつもりです。

だから、それは形式上、その与えられた情報の下では最適化できるけれども、そもそもその情報が正しく表明されていなかったり、ゆがんでいたりすれば、結果も本来あるべき最適化の結果とは異なり得る可能性があるんじゃないかということをお申し上げたつもりでした。行き違いがあったらすみません。またいろいろと議論させていただければと思います。

以上です。

○大山座長

それでは、あと平岩委員から発言希望が来おりますので、お願いします。

○平岩委員

平岩でございます。冒頭の私の発言に対して松村委員からコメントを頂き、その中で、確定論的な検討が重要ということに関して、誤解を与えるような説明になってしまったかと思ひ、補足させていただきます。

今般の需給ひっ迫に関して、厳しい条件が幾つも重なったという説明をしましたが、私は、これらを全て確定論的に考慮することを申し上げているわけではなく、当然ながら確定論的に考えるにあたっては、どういったものをどの程度確定論的に考えるのかという評価が、別にあると思っております。一方で、今後、再エネがかなり増えていくことを考えますと、冬の非常に寒さが厳しく電力需要が大きいときに、再エネ出力が低下するということは、少なからずあると思います。その評価の際、根拠もなく、これぐらいのことを確定論的に考えようというのではなく、これは確認していませんが、おそらく過去の気象データから、これぐらい寒いときに日射や風速はこうだったというデータはあると思いますので、そういったデータを評価して、この辺りまで確定論的に考えるべきではないか、という議論が必要ではないかと、こういった事象は、これまでの確率論的な事象では拾い切れていないことから、確定論的なチェックも今後必要になるのではないかと、ということで申し上げました。

以上でございます。

○大山座長

よろしいでしょうか。そうしましたら、最後に事務局からコメント、もしありましたらお

願います。

○市村制度企画調整官

さまざまご意見、ご議論いただきまして、ありがとうございます。私から4点ほど、細かい点を含めてコメントさせていただければと思います。

まず1点目でございますが、資料3の7ページ目のところ、平岩委員からご指摘をいただいた燃料確保のところでございます。必要量というところに関しましては、ご指摘のとおり、通常想定される必要量というところ、稀頻度の部分のリスク手当て、こういったものをどういうふうにやっていくかというのは、それぞれ分けて議論していく、考えていくべき内容だというふうに理解しておりますので、今後の議論の中では、そういったところもきちんと整理していければというふうに思っているところでございます。

2点目でございますけども、五十川委員がコメントいただいていた、これは電中研さんへのご質問であったかと思いますが、事務局の理解としましては、札のビットの入れ方は、プール型か、BG型か、欧州型か、米国型かで、何か理論的にはどちらの方式も取り得るのではないかというふうに思っているところでございます。こちらは多和オブザーバーがThree-Part Offerの議論も言及されておりましたが、現行の仕組みの中でもThree-Part Offerを導入していくといった考え方も当然あり得るところだと思いますので、こういった札の入れ方というのは、どちらの仕組みなのかということに限らず、むしろどういった形が最適化が図れるのかと、そういった観点から今後検討していきたいというふうに考えているところでございます。

3点目でございますが、こちら少し細かいところになりますが、Loopの渡邊オブザーバーのご発言のところで、ご指摘のとおり、適正なシグナルの発信／価格決定メカニズムというところは、上のそれぞれの機能とはちょっと違うというふうに考えております。従いまして、事務局の資料の中でも各事業者による燃料確保、電源起動、メリットオーダーに向けた、そういった合理的な行動を促すといった観点から、どういったシグナルの発信が必要かと、そういったことで記載をさせていただいておりますので、その趣旨、ご理解いただければというふうに思います。

最後4点目でございますが、先ほどいろいろとご議論いただいたところで、電中研さんの資料に関して事務局の理解するところを多少コメントさせていただければと思います。

ご発表いただいた中でも、基本的に各市場、事務局から資料3で出させていただいたとおり、各市場の役割、求められている機能というのは、大きく言うと欧州型、米国型ということで、変わらない部分が多いのではないかとというふうに思っているところでございます。

例えば、前日市場に関しましては、こちらは電中研さんの発表にもありましたが、ユニット起動のためと、あとは価格の安定化、こういったところの観点から前日市場があるというところは大きく変わらないと思いますし、リアルタイムマーケットというところで、米国ではあるというところですが、こちらインバランス精算、特に日本で4月以降、リアルタイム、インバランスの料金制度も変わってくる、実需給の価格を反映していく、そういった流

れになってくると、基本的には大きな意義というところは変わらないのかなというふうに思っているところでございます。

一方で、やはり大きく違うというところに関しましては、市場の在り方の中で、各kWhとΔkWと、こういった調整力とkWh、こういったところの約定の処理の仕方というところが本質的には違うところが大きいのではないかというふうに考えているところでございます。こちらは佐藤事務局長がご発言いただきましたが、やはり基本的には全て情報を把握しているのがPJM、それが違うのが欧州型。

一方で、日本の中では、ご指摘のとおり、容量市場のリクワイアメントの中で基本的に必要な情報が取れるようになっている。こういったような状況を踏まえて、今、日本の中で起きているさまざまな課題、売り切れですとか、kWhとΔkWの確保上の課題、こういったものを実現、解決していくといった観点からどういう仕組みがいいのか、引き続きそれぞれのこういった市場を運営していくのか、統一的な約定処理をしていくような指向を目指していくのか、こういったところを含めて、今後必要な機能といったものが何なのか、求められているものは何なのかということを次回以降ご議論いただければというふうに思っているところでございます。

事務局からのコメントとしては以上になります。

○大山座長

ありがとうございました。皆さん、特によろしいでしょうか。そうしましたら、電力システムの目指すべき姿、各市場が果たすべき機能や役割といったことを、本日頂いたご意見を踏まえて、さらに検討を深めていただければと思います。

そうしましたら、次に移りたいと思います。

議題（２）各事業者等の課題認識について

○大山座長

本日は先物取引所の方々にもプレゼンターとしてお越しいただいております。先物取引が果たす役割、機能を中心に説明いただけるものと思っております。第1回勉強会の事務局資料にもありましたけれども、先物市場は電気事業者のリスクヘッジ等の場として重要な役割を担っていると考えられると思います。それから、前回、前々回の勉強会に引き続きましてご参加の皆さまのうち、今回は再エネ事業者の立場から課題認識についてご説明いただくということになります。

資料5から資料8まではご説明、続けていただいて、その後、まとめて質疑とさせていただきます。ちょっと時間が押していますので、それぞれ10分程度でお願いしたいと思います。

まずは資料5について、株式会社東京商品取引所の山下さま、よろしくお願いいたします。

○山下東京商品取引所・総合業務室市場企画担当 上席企画役

東京商品取引所の山下と申します。本日はこのような機会をいただきまして、ありがとうございます。

今ご紹介ありました電力先物市場ですけれども、2019年に開設された新しい市場になりますが、われわれの現状、課題認識についてご説明させていただければと思います。

2ページをおめくりください。まず、電力先物市場の立ち位置ということについてご説明させていただきます。電力は、計画を立てて、実際に発電消費という流れの中で、中長期からリアルタイムまで、いろんな段階に分かれてくるといえますけれども、電力先物市場の担当領域というものは、この左側の中長期の部分になります。ただ、この中長期の部分を担当するのが先物市場だけかというのと、そうではなくて、大きく分ければ現物市場とデリバティブ市場と分かれる中で、それぞれ取引所と取引所外の取引があるというような認識です。

現物市場のほうの取引所では、JPEXさんが、ベースロード市場、先渡市場、間接送電権、こういった市場を運営されておりますし、取引所外という意味では、相対取引で通常取引が行われていると思います。一方、デリバティブ市場のほうでも私ども先物市場がこういった部分を担っておりますけれども、それ以外でも、OTC取引市場、こちらのほうは、海外ではむしろ先物市場よりもはるかに大きい規模ということで、この部分を担っております。

現物かデリバティブかというところの大きな違いは、私どもデリバティブ部市場では、基本的に現物の、特に電気については現物の受け渡しがない、全てお金の決済で取引が終了するということだろうと思っております。先ほど電中研さまの服部先生からお話ありましたとおり、われわれデリバティブ市場は派生商品と言われておりますので、われわれの市場が成立するためには、何か根っこになる参照市場、あるいは参照価格が必要になります。

この参照市場については、JEPXさまのスポット市場の価格を利用させていただいております。ただ、先ほど電中研さまからもありましたように、国によって、制度が変わればこの辺も変わってきて、まさに先ほどお話があった、米国ではリアルタイムマーケットを参照しようとする先物と、前日市場を参照しようとする先物、こういったものが両方あるように、商品設計等というのは、その国の電力の制度の違いによっていろいろ変わってくるものというふうに理解しております。

電力先物市場の機能というものは、先ほどご説明があったように、まず1つは、中長期的な価格見通しを示すということ、2つ目は、将来どのようになるか分からないスポット価格を事前に固定するということで、価格変動リスクをヘッジする機能、3つ目は、相対取引等で問題となる相手方の信用リスク、与信リスク、こういったものをヘッジする機能、こういったものが挙げられると思います。

昨年1月の、JPEXのスポット価格の大きな高騰の経験を踏まえまして、こういった中長期のヘッジ市場というものに対するニーズが、やはり電気事業者の方々の中で強く認識されるようになったことが、先般、エネルギー基本計画において先物市場の活性化というものが盛り込まれた背景にあるものとわれわれとしては理解しております。

3 ページ、おめくりください。ここでは先ほどお話しさせていただきました3つの機能のうち、2つほど具体例をご紹介しますいただきます。

まず、参考指標としての先物価格ということですが、われわれ東京商品取引所では15カ月先までの各月ごとの取引を行っております。毎日、その15箇の月についての先物価格が提供されておりますが、こういったものの値段は、市場リスクの把握をする上で、参考として、ほかの取引でも利用されていると思います。

一例として、ベースロード市場の入札価格との関連を、ちょっと小さいのですが、簡単に書いておりますけれども、ベースロード市場は、翌年度1年間の電力を対象とした取引、JEPXさんのほうで行われておりますけれども、そこでの約定価格と、私ども先物市場で形成されている価格の、12カ月の平均値はほぼ近接しております。

こういったところを考えますと、やはり入札に当たって皆さんがどういった値段で札を入れようかというときの1つの参照価格として、先物価格も利用されているのではないかなというふうにわれわれとしては想像しております。

また、上段の右側のほうのページでございますけれども、価格ヘッジということで、1つは、先物市場でも価格しかヘッジできないのではないかな、現物の調達ができないのではないかなというお声はありますけれども、これについては、先物市場で価格をヘッジして、JEPXのスポット市場で同時に取引をすることで、価格をロックして現物を調達販売するということが可能です。

また、再エネ事業者の方々の参加が、昨年の4月以降、急に増えた背景には、市場連動になった回避可能費用のヘッジ目的があるということ、私どもとして伺っております。

4 ページですけれども、これは中長期を担当する4つの取引、市場についての特徴をそれぞれ書いており、この中で、先物市場が何において多少優れていて、そして何において若干デメリットがあるかということですが、メリットに対しては、恐らく参加者です。

私どもの取引は全てお金での決済ということですので、金融機関など、色々な参加者が参加可能であるということ。もう一つは、クリアリングハウスによって決済不履行リスクがないということ。さらに、毎日毎日ポジションを時価で評価買いすることで、適切なポジション価値を把握することができること、あるいは、契約満了時まで待たなくても途中で決済ができること、こういったところがメリットだろうと思います。一方、デメリットとしては、先物がデリバティブであるということで、会計上の扱いとして、デリバティブ会計、つまり時価会計が原則、そして例外的にヘッジ会計というところで、こういったところがなかなか参加者の参入を阻害する要因になっているところがあります。また、契約内容も取引所が定めたもののみですので、それ以外の条件では取引できないということで、柔軟性に欠けるといえるところはあろうかと思えます。

5 ページは、私どものTOCOMの先物市場の今の商品ですけれども、われわれ商品先物取引法に基づく公設市場として、表にあるような東西のベースロードと日中ロードの4商品上場しています。設計自体は参照市場であるJEPXのスポット市場に準拠しております。

す。これまで 15 カ月先まで取引の対象としてきましたが、実は来月 4 月からは 24 カ月先まで取引の対象を延長するというようになっております。

6 ページになりますけれども、現在の私どもの取引状況です。まず、参加者は昨年 1 月以降大きく増加して、先月末時点で 141 社となっております。市場規模も前年度比大体 2 倍のペースで拡大しておりますが、ただ、日本全体の電力需要量と比べれば 1 % にも満たないということで、まだまだという感じです。

もっとも、自由化で 20 年ほど先行している欧米の例を見れば、先物市場の規模は国の電力需要量全体を上回っているということからも、われわれ日本にとっては潜在的な伸びしろは極めて大きいというふうに理解しています。

次に、8 ページになりますけれども、電力の安定確保の関係で、電力先物市場はどんな役割を果たし得るかということですが、まず、プラクティスとして、欧米の発電事業者の方々は、実際発電する数年前から計画的にヘッジ量を積み増して、年の終わりの 12 月ごろになれば、翌年度発電予定数量のかなりの部分のヘッジが終了しているというような状況をつくり出すというのが一般的だというふうに伺っています。ただ、このときに電力だけをヘッジするのではなくて、発電用燃料についても併せて行うということで、双方の価格変動リスクを排除して発電マージンを固定するというオペレーションを行っているというふうに伺っています。

9 ページは、スウェーデンの V a t t e f a l l 社の例をウェブサイトから掲載しておりますが、21 年 12 月の時点で 22 年のヘッジが 72%、23 年は 50%、24 年分は 23% がヘッジ済みというふうになっております。また、ここには掲載しておりませんが、フランスの E n g i e 社のフィナンシャルレポートを見ましても、20 年 12 月の時点で 21 年分は 90%、22 年分は 57%、23 年分 38% といったようにヘッジが行われるといったような記載がありますので、恐らく欧米では一般的なプラクティスではないかというふうに思っております。ただ、このようなヘッジができる背景には、やはり非常に市場流動性の高い先物市場、あるいはスワップ市場、こういったものがあるということがありますので、ここはちょっと日本とは状況が違うというふうに思っています。

10 ページになりますけれども、電力と燃料をセットでヘッジするということは、発電マージンをロックするということになりますけれども、損益計算書上で言えば、売上と売上原価を事前に固定して営業利益を事前に確保するというところにほかなりません。欧米の方にこういったものの効果を伺いますと「アナリスト対策」というような言葉も出てきます。つまり、こういったヘッジを計画的に行っていくことで、決算の見通しのぶれが非常に小さくなるということで、アナリストが非常に好まれるというようなことも言っていらっしゃいます。

また、先物市場自体は基本的に現物調達の間ではありませんが、燃料についても必要量について価格ヘッジを行うことで、燃料調達にかかる価格と数量の不確実性が排除されて、調達リスクも軽減されるものと思います。

先ほど関西電力の小川さまから燃料の長期契約に資する取引というお言葉がありました

けども、先物市場でのヘッジというものは、まさにこの部分に該当するのではないかというふうに思っております。

ただ、一方、TOCOMも、電力先物上場時からの長い宿題として、特に発電事業者の皆さまから電力だけでは十分ではなく、燃料も同じプラットフォームで取引できるようにしなければ意味がないというご指摘をいただいております。そういうこともあって、11 ページにありますように、このようなニーズに対応するために、来月、スポット物のLNGを対象としたLNG先物を上場することとしています。

最後のページで、私どもが認識している課題について簡単にご説明します。やはり、私どもの最大の課題は市場流動性の向上です。市場流動性があるというのは、取引したいときに取引相手が常にいて、市場実勢価格の近辺で売り買いができる状況が常に存在するということだろうと思いますが、まだまだ、その状況にあるとは言えません。

特に、現状は、買い方に対してまだまだ売り方が不足しているという状況ですが、ただ、最近少しずつ明るい兆しがあるというのは、発電事業者や海外の金融機関等の参加が徐々に増えてきているので、取引所が利便性を高めるような仕掛けをつくっていくことで、この状況は解消してくるものと考えています。

また、もう一つは、特に昨今の状況として、取引に当たっての担保金である証拠金が高騰しています。この証拠金というものは、価格変動率の大きさ、それから価格水準、この2つの要因で決まってきますが、やはり昨今のエネルギー価格の高騰とか、ボラティリティーの増大で、どうしても高くなります。こういったものに対しては、証拠金水準自体はどうしようもないんですけれども、ただ、例えば電力と燃料のように価格の相関が強い商品については、売り買いのポジションを両方持っているようなときには証拠金を相殺できるような制度の導入の検討を始めております。これは既にほかの商品では導入されておりますが、電力についてはまだ分析するだけの時系列データが整っていなかったということで、見送っております。

あとは適切な市場監視ですけども、私どもが電力先物を上場したことで、初めて商品先物取引の世界にインサイダー規制の概念が導入されました。燃料制約下における機会費用の参照価格として電力先物価格も含まれていますので、適切な価格形成を担保する市場監視というものは必ず重要です。特に取引所は先物当局を通じて現物当局へも情報連携させていただいておりますが、やはりこれからの課題はOTC市場、これからどんどん拡大していくと思いますが、ここについても欧米並みに情報蓄積の取り組み、あるいは市場監視の仕組み、こういったものを整える必要があろうかと思っております。

あと、最後に、先ほど申し上げたヘッジ会計の問題、あるいは先物というものがなかなかよく分からないということでの教育の問題、いろいろございますが、こういったものについても、私ども取引所としての取り組みを進めていくべきというふうに思っております。

繰り返しになりますが、電力先物市場は、電力自由化を進めている国々では普遍的なインフラとして整備されており、相当な規模になっています。日本はもともとの電力市場規模が

非常に大きいことから、将来性は非常に高いというふうに思っていますので、われわれもそのためのさまざまな取り組みを継続的に進めていきたいと思っています。

参考として、最後に昨今のエネルギー価格の高騰の事情、電力先物価格の状況、証拠金の高騰の状況、こういったものが掲載されておりますが、これは後ほどご覧いただければと思います。私のほうからは以上となります。よろしくお願いいたします。

○大山座長

ありがとうございました。では、続きまして、EEXグループの高井さま、お願いいたします。

○高井EEXグループ上席アドバイザー

ありがとうございます。本日は勉強会にお招きいただきまして大変ありがとうございます。EEXグループの日本代表をしております高井と申します。私は、EEXに入る前は、日本の商社で40年にわたり金融デリバティブ、非鉄金属、石油・ガス、LNGの開発やトレーディングに関わってまいりました。本日は、自身の経験も踏まえて具体的にお話をしていきたいというふうに思っております。

本日は、欧州電力市場や、電力以外の国際商品の事例などをご紹介しつつ、先物市場がわが国の電力システムの発展にお役に立てることについて話をしたいと思います。次のページをお願いします。

本日の要点は、スライドにあります3点となります。1点目の価格発見機能と2点目の燃料調達については、原油と電力の具体例を使って話をしたいと思います。3点目については、EEXグループが欧州で行っておりますスポット・先物・決済ビジネスの一体運営についてご説明をいたします。次、お願いします。

先物市場が果たす役割として、価格発見機能とリスクヘッジ機能という2つの重要な機能があります。先物取引は、18世紀に大阪の堂島で始まったコメ取引が起源で、それが19世紀以降に欧米に伝播し、金属、穀物、石油へと拡大をいたしました。この2つの機能は、250年の歴史の中で常に先物取引が果たした機能として、今や世界中で不変の概念として定着をしているといっても過言ではありません。

先物市場で形成された価格は、指標価格、すなわちベンチマークとなって、それが需給により変動することで、市場参加者に経済合理性のある行動を促します。すなわち、価格が上昇すれば供給が増加するとともに需要が抑制され、下落すれば供給が抑制されて需要が増加いたします。先物取引は、それを透明性のあるプラットフォーム上で標準化した形で行い、そこで形成された指標価格を対外的に発信する役割を担っています。

価格ヘッジ機能については、価格が上昇する局面では、先物市場は生産者に対して将来の価格下落リスクをヘッジする場を提供し、価格が下落する局面では、需要家に対して将来の価格上昇リスクをヘッジする場を提供いたします。次のスライドを使って具体例をご紹介します。

まず最初に、最も成功した先物取引とされます原油先物の活用例についてご説明をいた

します。昨今、原油相場が急上昇しておりますが、この例では1月から3月にかけてスポットの原油相場が60ドルから120ドルまで上昇したと仮定をしております。

スポット価格上昇に連動いたしまして、半年先物の原油先物価格も上昇し、米国シェール事業者の採算ラインとされますバレル当たり50ドルを大幅に超えて80ドルまで上がってきたと仮定をしております。

この例では、ガソリン価格の上昇が国民生活に与える影響を危惧した米国の連邦政府がシェール業者に増産の要請をいたします。しかし、シェール業者は、コロナの再発から再び原油相場が下落して、採算ラインであります50ドルを割り込むリスクを払拭できないことから、原油先物を使って80ドルで売りヘッジを掛けることで増産に着手をいたします。

業者が懸念したとおり、コロナの再発で、増産した原油が市場に出てくるところには油価が45ドルに下落し、5ドルの損失を被りますが、先物でのヘッジを買い戻すことで35ドルの利益を確保し、差し引き30ドルの利益を出しつつ、連邦政府の要請にも応えて増産を実現することができたこととなります。次、お願いします。

次に、これを日本の電力取引に当てはめてみます。ここでお示しをする価格は3月第3週の実勢価格を参照しておりますが、あくまでも架空の取引である点をご容赦願いたいと思います。

電力先物に、小売事業者からの旺盛な買いヘッジが入って、6月物から9月物にかけての先物価格が大幅に上昇したと仮定をいたします。このままでは夏場にかけて供給ひっ迫が起こることを懸念した発電事業者は、スポットLNG市場で、7月渡しの日本向けのLNGを31ドルで1カーゴを調達いたします。ここでは31ドルで購入したLNGを使った発電原価を仮に23円／kWhといたします。

夏場の先物価格が30円を超えており、23円で十分利ざやが確保できると思うものの、もし冷夏が来て、電力価格が下落するリスクは回避をしたいので、8月物の電力先物を31円で売りヘッジをいたします。悪い予感が的中をいたしまして、夏は冷夏となり、スポット価格は20円まで下落、追加で発電した分は20円で販売し、kWh当たり3円の損失を被ることになりました。しかしながら、31円で先物を売りヘッジしておりましたので、それを買い戻して11円のヘッジ益が出たので、差し引き8円の利益を確保したこととなります。次、お願いします。

ここでは、お示した具体例を使って、価格発見機能と、生産者による増産局面での価格ヘッジについて考察をしてみたいと思います。

米国では、40年前に上場されましたWTI原油の先物価格がベンチマークの地位を確立しておりまして、誰もが先物のプラットフォームにアクセスをして、容易に売買ができます。業者はこのベンチマークにマージンや地域間の値差等を加減することで、現物の売買を行います。WTIのベンチマークができるまでは、中東の産油国や石油のメジャーなどがクローズドな世界で売買し、原油価格には透明性がなく、限られた一部のプロのみが市場を支配していたといっても過言ではありません。

先物取引が常時適正価格を発見し、発信することで、生産者は需給に応じた増減産の判断が可能となり、需要家は、価格に応じて購入量を調整することができます。価格発見機能を強化することで、市場参加者は自然と経済合理性のある行動をとり、将来の需給バランスが調整されることになります。次、お願いします。

40 年の先物取引の歴史があります原油とは違って、日本の電力先物には 2 年の歴史しかありません。従って、電力先物はいまだベンチマークの地位を確立する発展途上にあると言えます。しかしながら、過去 2 年間の TOCOM さまや弊所の啓蒙活動も功を奏して、電力先物価格の認知度は確実に向上してきております。

今では現物取引の指標として活用されるようになってまいりました。電力先物の取引量も JEPX 市場の 2 ～ 3 % 程度の規模しかなく、原油のように大量のヘッジ注文を一度に約定するほどの市場の流動性也没有ありません。しかしながら、この 2 年間で市場の厚みは確実に向上しておりまして、弊社では 1 カ月で 1,000MW、1 ショットでも 100MW が約定するところまで向上してきております。市場は参加者が自ら使いやすいように育てていくものであり、ぜひ電力業界の皆さまのご協力をお願いしたいと思います。

電力先物がベンチマークとなり、売買流動性が増加すれば、発電事業者は燃料調達や発電量の判断ができ、小売事業者も市場調達量を調整することができるようになります。価格発見機能を強化することで、市場参加者が経済合理性のある行動を取るようになれば、需給バランスは自然と調整されていく望ましい姿になるかと思えます。次、お願いします。

弊社グループでは、欧州の電力・ガス、排出権などの市場で先物スポット決済機能を担っております。中でも、電力取引市場では先物とスポット現物の両市場におきまして極めて大きな市場シェアを有しております。弊社が取り扱う商品の精算・決済につきましては、弊社グループの傘下にありますクリアリングハウス・ECC がその役割を担っております。

そもそもの歴史を振り返りますと、弊社は、約 20 年前に、ドイツのフランクフルトとライプチヒにありました 2 つの電力スポット取引所が、政府の要請もあって、合併して生まれました。その後、スポット取引のみならず先物取引にも展開をいたしまして、2005 年に、EU で銀行ライセンスを有しますクリアリングハウス・ECC を設立し、現在の形になりました。

その後は、フランスの電力現物市場であります EPEX Spot を 2006 年に買収し、欧州域内で事業を拡大して、今では 20 カ国以上で電力取引所を運営しております。国境を超えた電力事業拡大の際には、各国の取引所とアライアンスを組むことで、その国の電力事業者や規制当局の利便性に合わせた発展を遂げてまいりました。次のスライドで、一体運営をするメリットについてご説明をいたします。

一体運営を行う上での利便性といったしましては、主に 3 つ挙げることができます。まずは電力事業者がスポット取引と先物を行う際の預託金、証拠金等の資金効率面での利便性であります。2 つ目は、先物契約をスポット現物にスワップをしたい事業者には、EFP と呼ばれるサービスも提供いたしております。EFP は Exchange For Phys

i c a l s の略であります。3つ目は、健全な取引を担保する上で、市場監視が重要な業務となりますが、スポットと先物の全体像を俯瞰することで、マーケットサーベイランスを強化できるというメリットもあります。

以上で、私からの発表を終わります。ご清聴、どうもありがとうございました。

○大山座長

ありがとうございました。では、次は、日本風力発電協会の西浦さま、お願いします。

○西浦オブザーバー

日本風力発電協会の西浦です。聞こえておりますでしょうか。

○大山座長

はい。

○西浦オブザーバー

ありがとうございます。それでは私からは、再エネ発電事業者から見た電力市場等における課題認識について、資料7に基づきましてご説明させていただきたいと思います。

2ページをお願いします。冒頭では、まず、当協会において本発表内容を検討するに当たってベースとした基本的な認識から触れさせていただいております。

第6次エネルギー基本計画における再エネの主力電源化の徹底・最優先の原則での取り組み、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入を促す方針についてはとても意義深いと考えており、当協会としても同調するものでございます。

2030年度の再エネ導入見込み量については、従来のエネルギーミックスよりも大きな水準に更新されましたが、2050年カーボンニュートラル実現に向けては、さらに高みを目指した施策を早期に講じることも肝要と捉えているところでございます。

また、最大限の再エネの導入に向けて、再エネの自立化や、それに向けたステップとして電力市場への統合を積極的に進めていくとの方針が示されております。こちらにつきましても基本的に異存のないところで。

そのような認識の下で、このたび本勉強会への参加の機会をいただきましたので、当協会としましては、今後再エネの電力市場への統合を進め、さらに最大限の導入を実現する上で改善や進化が求められる電力市場や制度、システムに焦点を当てまして、その課題について検討させていただきました。

3ページ目をお願いします。再エネ発電事業者としての視点からの総論となっております。ご承知のとおり、再エネ発電事業は、これまでF I T制度の下で、同時同量の責務や市場取引は特例免除されてきました。それがいよいよ来年度からF I P制度への移行が開始され、それらの責務とも向き合っていくことになってまいります。そのため、短期的な視点では、再エネの導入ペースがF I P制度への移行によって抑制されないこと、特にこの勉強会における視点としては、市場やシステムの未成熟あるいは複雑さ等によって、F I Pの再エネの導入ペースが落ちないようにすること、そのような措置をすることが重要と考えております。一方、長期的な視点では、再エネの最大限の導入を安定的に受け止められる市場

やシステムに進化させていくことも重要と考えております。

これらに加えて、市場やシステムの進化に当たっては、その方向性についてのコンセンサスの形成や、事業者を育成する、あるいはソフトランディングさせる措置等も欠かせないと考えております。以降のページでは、短期的視点、長期的視点、過渡期の視点の順で各論に言及をさせていただきます。

4 ページをお願いします。短期的視点での課題認識です。まず、自然変動電源である風力発電の発電出力は、予測することが基本となっており、また、予測であるがために誤差が避けられません。下に図を引用して示しておりますが、横軸は時刻で、縦軸は、上に行くほど予測の誤差が大きいことを示しています。

前日スポット市場の入札に向けた予測、ここでは前日 6 時時点での予測となっておりますが、この時点では、薄い黄色で示した翌日分の予測というのがまだ誤差が大きく、当日に改めて予測を行うことで誤差が大きく減少することが分かります。この誤差分がインバランスとなりますので、計画値同時同量を実現するためには、できるだけ実需給に近い時間に予測をし直し、スポット入札時点との差分量を時間前市場取引等で解消していく必要がございます。

ところが、現在の時間前市場は取引量が非常に少なく、既稼働の再エネの予測誤差量相当ですら解消できないような状態でございます。また、ゲートクローズが実需給の時刻の 1 時間前であり、計画再提出のために、実需給の 2 ～ 3 時間前には取引が終了しているのが実態と認識しております。このような実態を踏まえれば、時間前市場の充実、電源等の誘導施策は不可欠と考えております。

5 ページですが、こちらは 4 ページの関連の参考データとなりますので次に参ります。

6 ページをお願いします。先日、新規認定に関する F I T 制度から F I P 制度への完全移行は、陸上風力は 2023 年度、着床式洋上風力は 2024 年度という方針が示されております。ここでは特に洋上風力について触れさせていただきます。

標準的な洋上風力の 1 地点だけでも、計画値同時同量をしっかり達成しようとするれば、現在の時間前市場の総取引量の約 10 分の 1 に相当する大量の調整用の k W h が必要になる可能性がございます。しかも、2024 年度の認定案件の公募入札は 2023 年度早々と見込まれております。この入札の時点で、時間前市場取引においてインバランス解消のめどが立たなければ、インバランスコストを見通すことができず、多額の保証金を必要とする公募入札に進むことが厳しくなると懸念されております。実際、協会の会員からもそのような声が多数上がっております。従いまして、洋上風力においてもインバランスの解消が十分可能となるような施策、あるいは方向性を 2022 年度中頃までに打ち出していただけないと希望しているところでございます。

7 ページをお願いします。ここからは長期的な視点でのお話となります。本勉強会のテーマである需給運用と系統の混雑管理とは、完全に切り分けられるものではないと認識しており、そのような認識の下で、本ページでは広域機関における混雑管理の勉強会の報告書が

ら図を引用させていただきました。

メリットオーダーを基軸としつつ、将来的な混雑管理方式や、需給運用方式としてどこを目指すのかによって、同時同量や市場の仕組みというのは現状から大きく変わる可能性があるという理解をしております。

8 ページをお願いします。再エネの最大限の導入を受け止められる市場やシステムへの進化につかまして、当協会としては、最適解が何なのかは現時点では見えていないというのが正直なところでございます。本勉強会における情報共有や議論を通じて姿が見えてくることに期待をしております。例えば、前回までの会合において、プール制、あるいは米国 P J M の仕組みへの言及などもありましたが、例えばプール制であっても、米国の P J M 以外の仕組みもあると認識しております。ここでは当協会として議論において考慮いただきたいポイントとして3つほど挙げさせていただきました。1つは F I P 制度との親和性、2つ目は再エネ大量導入時の価格のボラティリティ、3つ目は再エネアグリゲーターの活躍の機会です。特に F I P 制度は、まさにこれから 20 年以上にわたり利用しようというところですので、ぜひ考慮点の1つとしていただきたいと思います。

9 ページをお願いします。最後に、短期から長期への過渡期についてですが、市場やシステムが現状から進化していくに当たっては、その方向性についてのコンセンサス形成や、事業者を育成、あるいはソフトランディングさせる措置等も欠かせないと考えております。また、移行の過程についても、できるだけシンプルで明瞭にすることが望ましいと考えております。

下に、特に配慮いただきたいポイントを2点ほど挙げました。1つは、市場やシステムの変更の際に、再エネの投資回収の不確実性が高まらないような措置をお願いしたいということです。2つ目は、再エネアグリゲーター事業の将来見通しの明瞭化です。事業を開始したときに不確実性や不透明性があると困るというのは各種事業会社に共通することかと思いますが、ここでは再エネ発電事業者の立場で、自らに加え、現行制度下での自らの市場統合に不可欠なプレーヤーである再エネアグリゲーターについても触れさせていただきました。

当協会からの発表は以上となります。お時間をいただきましてありがとうございました。

○大山座長

ありがとうございました。では、最後に太陽光発電協会の増川さまからお願いいたします。

○増川オブザーバー

太陽光発電協会の増川でございます。よろしいでしょうか。

○大山座長

はい、お願いします。

○増川オブザーバー

まず、今回このように私どもの考えをお聞きいただく機会を設けていただきまして、感謝申し上げます。私のほうからは、電力市場への統合といった視点での課題を中心にお話しさ

させていただきます。次のページ、お願いします。

まず、お話しする内容は大きく分けて4つございます。1つ目は太陽光発電の国内導入見通しでございます。次のページ、3ページをお願いします。

ご承知のとおり、第6次エネルギー基本計画では、2030年の太陽光発電の導入見通しとしまして、103.5から117.6GW、電源構成の14%~16%という大変野心的な見通しが示されております。

この見通しは、私どもJPEAが2020年に発表しました2030年の目標100GWより高いレベルとなっております。2020年度末の導入量でございますけれども、61GWですので、2030年までの10年間で2倍近く増やすという大変野心的な見通しだと言えると思います。次のページ、お願いします。4ページ目です。

太陽光発電協会が掲げております2050年のビジョンでありますけれども、これは温室効果ガス80%削減を前提に、300GWと、大変大きな目標を掲げております。この高い目標の達成には、2030年ごろまでにFITからの自立、それから電力市場の統合、この2つを実現することが必要不可欠でありまして、これからの最大の課題だというふうに考えております。次のページをお願いします。

2つ目でございますけれども、「スポット市場および時間前市場における課題について」とございます。これについては4つの観点でお話ししたいと思います。次のページをお願いします。

2-1、時間前市場の活性化の必要でございます。これは風力発電協会さんからもお話があったとおりでございますけれども、今年4月、もう来月でございますけれども、FIP制度が始まります。FIP制度の下では、新規認定案件のみならず、既存FIT電源もFIPへの移行が可能となるわけですが、電力市場への統合、それに加えて三次調整力②の必要量低減、この2つを進めるためにも、FITからFIPへの移行を推進したいところだというふうに考えております。

FIP制度におきましては、発電事業者やアグリゲーターが、卸取引市場にて直接取引したり、あるいは相対取引も含まれますけれども、こういうことを行うことになりまして、FIT制度では免除されておりました計画値同時同量のインバランスリスクを負うことになります。それから10kW未満の卒FITの太陽光、それからコーポレートPPAなど、非FIT、FITを使わない事業モデルが急速に増えつつあります。これら非FIT、FITじゃない電源につきましても、インバランスリスクの対応が求められることになります。とりわけ実需給断面に近づけば近づくほど発電量の予測誤差が小さくなります太陽光発電にとって、インバランスリスクの最小化には、時間前市場の活用が重要な手段となります。

しかしながら、これは風力発電協会さんの言っていたとおり、現状におきまして、時間前市場はスポット市場の50分の1にも満たない約定量しかありません。これではインバランスリスク回避の手段として、今のところとても期待できない状況にあるというふうに思います。従いまして、時間前市場の活性化というのは喫緊の課題であるというふうに考えてお

ります。

続きまして、時間前市場の活性化に関しましては、電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合にて議論がなされておりまして、シングルプライスオークションの導入、それから三次調整力②との在り方を含めまして、具体的な検討が進められていると認識しております。これにつきましては、資源エネルギー庁殿、それから広域機関殿との連携によりまして検討の加速化をぜひお願いしたいというふうに思います。

三次調整力②につきましては、F I T 特例制度②の予測誤差対応にも活用されていると認識しておりますけれども、これらについては、時間前市場での売買にて対応することも検討の価値があるのではないかと考えております。この点につきましては、第 1 回目の勉強会で國松委員からご提案があったものと理解しております。

以上は、短期的視点での課題についてでありますけれども、中長期的視点では、k W h の市場と、それから Δ k W の市場、これ 2 つを統合した、例えば P J M のプール制等も解決策の候補になり得るのではないかとということで、これは後で 2 - 4 でお話ししたいと思います。次のページ、お願いします。

次のページは、グリーン棒グラフがスポット市場、それから下の赤いところ、ほとんど見えないほど少ないということを言いたかったんですけども、時間前市場がスポット市場の 50 分の 1 に満たないと、見てすぐお分かりになるかと思います。次のページ、お願いします。8 ページ目でございます。

2 - 2、需給断面により近いタイミングでの市場取引と需給運用の必要性でございます。F I P 制度、あるいは非 F I T モデルにおいては、電力市場への統合を目指す太陽光発電事業者にとっては、需給断面により近いタイミングでの市場取引と需給運用が可能となることが望ましいと考えております。理由は、まず需給断面に近いほど発電量予測の誤差が小さくなるわけですし、より高い精度での計画値が設定可能となり、また、需給断面に近いタイミングでの市場取引によって、インバランスの発生を最小化できるからであります。

その 1 つが、先ほど説明しました時間前市場の活性化でありますけれども、それ以外にも 2 つが考えられます。①といたしまして、スポット市場入札タイミングの後ろ倒しでございます。現行の、前日 10 時に入札が締め切られるわけですが、これを例えば 12 時などに後ろ倒しにすることで、より需給断面に近づけることができるんじゃないかと考えます。

②、ゲートクローズの後ろ倒しということで、現状では、ご承知のとおり、ゲートクローズは需給断面の 1 時間前でありますけれども、これを例えば 30 分前とか、より需給断面に近づけることで可能になるのではないかと思います。

上記①、スポット市場入札タイミングの後ろ倒しですが、これを実現できれば、発電量の予測誤差が小さくなるため、例えばですけど、三次調整力②の必要量を減らす可能性もあるのではないかと思います。それから上記②、ゲートクローズの後ろ倒しでございますけれども、これを実現できれば、各バランシンググループによる市場取引に基づく需給調整の余地が高まって、全体としてのインバランス発生量が減るのではないかとというふうに考え

ております。

一方、上記①、②をやろうとすると、TSOあるいはBGの負担が増えたり、あるいはシステム改修が必要になるなどのネガティブな影響の可能性があると思います。そのため、もちろん慎重な検討が必要だと考えております。

以上より、需給断面により近いタイミングでの市場取引と需給運用の可能性をぜひご検討願いたいと思います。次のページをお願いします。9ページです。

2-3、全体最適の実現に向けた行動変容を促す適正で効果的な「価格シグナル」の在り方でございます。ご承知のように、昼に発電する太陽光発電が普及拡大しますと、昼の時間帯の需給バランスにも大きな影響を及ぼすことになります。特に九州エリアは、既に出力抑制が発生しております。今後、太陽光発電の導入は全国で進んで、九州エリア以外においても出力抑制が発生することが想定されております。

出力抑制が発生しているエリア・時間帯におきましては、スポット市場のエリアプライスが0.01円/kWhに低下しまして、これは価格シグナルとして市場参加者に認識されることになります。

このような価格シグナルが、市場参加者、あるいは、間接的になりますけれども需要家の行動変容を促し、太陽光の余剰電力がより活用されて、結果的に出力抑制が減ることになれば、これは全体最適が実現するんじゃないかと期待されておるわけです。しかしながら、これは九州エリアにおいてもですけれども、これは私どもの認識ですけれども、需要側の行動変容は一部にとどまっており、必ずしも価格シグナルが効果的に働いていない可能性があるのではないかと。

もし仮にそうであれば、価格シグナルが需要家の行動変容などに効果的に働いていないのはなぜか、その理由、それから、今マイナスの価格が許容されていないわけですが、マイナスのスポット価格を許容しないスポット価格に何か問題があるのであれば、それを含めて整理していただければと考えております。

仮にマイナスのスポット卸価格を許容した場合でございますけれども、これは需要側を含む行動変容がより効果的に喚起され、また、FIP、それから非FITの再エネ事業者が自主的に出力抑制することになるのではと考えまして、その場合は、TSOの指令による太陽光の余剰電力の出力抑制が効果的に減少するのではないかとというふうに考えます。

以上より、出力抑制が発生している時間帯のスポット価格がマイナスとなることを許容する場合の効果、それからデメリットもあるわけですし、これを検討していただければというふうに考えております。次のページをお願いします。10ページでございます。

これは、ご参考までに出力抑制とスポット価格の例を挙げさせていただきました。これは九州エリアの昨年5月3日の太陽光発電の発電量、それから抑制量でございます。このオレンジ色のところが抑制された太陽光の発電でございますけれども、下のほうには、その日のスポット価格でございます。これは当たり前といえば当たり前なんですけれども、抑制されている時間では、ずっと0.01に張り付いているということがよく分かります。

次のページをお願いします。11 ページでございます。

2-4、中長期的視点での方向性について。時間前市場の活性化の必要性ならびに需給断面により近いタイミングでの市場取引と需給運用の必要性につきましては、既に2-1と2-2でお話ししたとおりでありますけれども、その中長期的として2030年ごろ、それから、その先の長期的視点で見た場合、これは前回東京ガス殿がご提起されました、kWh市場とΔkW市場を統合した市場を基本にしましたPJMのプール制のようなものも、場合によっては抜本的な解決策の候補になり得るのではないかなというのも考えています。もちろん、これに限らず、いろんな可能性はあるというのは承知していますけれども、こういうのも可能性として挙げられるということを申し上げたいところでございます。

下のほうには、前回東京ガスの発表された資料をそのまま抜粋したものでございますので、ご説明は割愛いたしますけれども、その例でございます。それから、今日の前半の議論にもあったとおり、いろんな将来に向けた解決策があるのではないかなというふうに認識しております。次のページをお願いします。

3つ目が、需給調整市場における再エネの役割についてでございます。次のページをお願いします。

現行の需給調整市場は、火力とか揚水、そういった従来の電源を主力調整力として設計されておまして、必ずしも再エネや蓄電池を対象とした商品設計にはなっていないというふうに理解しております。今後、再エネの大量導入が進み、電源構成に占める割合が、3割とか4割とか、それを超えてくるようなことを想定した場合、再エネ自らが調整力を発揮して、需給調整市場において一定の役割を果たすことが、電力システムの全体最適化とコスト効率化には不可欠ではないのかなということが、もちろんこれは簡単なことではなくて、いろいろ課題がたくさんあるということは認識しております。

それから、4月からはFIP制度が始まるわけですが、FIPで導入される再エネにつきましては、その調整力とか、蓄電池と組み合わせた調整力を、将来的には需給調整市場に提供することを目指すような事業者も現れる可能性も否定できない。これはわれわれとしては望ましいことだと思っておりますけれども、ということです。

以上より、需給調整市場においても、再エネや蓄電池等の特性を踏まえた商品を加えることの検討を始めるときに来ているのではないかなというふうに考えております。次のページをお願いします。

14 ページ、これは需給調整市場の、広域機関さんの資料ですので、参考までに入れさせていただきましたけれども、説明は割愛させていただきます。

次のページ、15 ページでございます。先物市場のニーズでございます。

次のページをお願いします。16 ページでございます。初期費用がコストの太宗を占めております太陽光発電におきましては、売電収入の固定化というのは、これは大変大きなインパクトがありますから、事業リスクのヘッジになり得ます。今後、コーポレートPPAとか、非FIT、FIPの事業モデルの普及拡大が期待されているわけですが、こういった事

業モデルを推進する事業者にとっては、売電収入の固定化によるリスクヘッジという、そういう目的で先物市場を活用するニーズは出てくるものというふうに考えております。

私からのご説明は以上でございます。ありがとうございました。

○大山座長

ありがとうございました。自由討議、質疑応答の時間に移りたいと思いますけども、時間が予定の時間になってしまっているんですけれども、申し訳ありませんけど、少し延長させていただければと思います。とはいえ、コメント等、簡潔にお願いしたいと思います。コメントがある方は、先ほどと同様ですけれども、T e a m s のコメント欄にお名前と発言を希望する旨、記入いただければと思います。

それでは、五十川委員、お願いいたします。

○五十川委員

ありがとうございました。先物市場と再エネについて、各事業者から解説いただきまして、理解できました。私からは、簡単に資料7と8、主に資料8、J P E A さんのほうについてコメントさせていただければと思います。

前段、この勉強会で、電中研さんの資料をはじめ、中長期的にどういうふうな方向に行くのかという議論があった中で、一方で、短期的な観点も重要でありまして、そういった点について、まさしく喫緊の課題について再エネの事業者さんからまとめていただいたものと理解しています。

再エネについてなんですけれども、1つ共通して、資料7、資料8で問題意識としてあったのが、時間前市場の活用ですね。これが現状の取引量が非常に少ないという点が問題点として指摘されていました。

この点については、取引量が小さいということについては、いろいろ要因としては恐らく分解することが可能でありまして、制度上、何か問題があるのか、あるいは供給側が十分な供給をするインセンティブがないのか、需要側が十分な需要がないのかという点があるかと思います。

制度上、供給側はそれぞれもちろん議論がある一方で、需要側についても、F I P が入ることによって増える面があると思うんですね。それに伴って取引量がどれぐらい増えるのかという点が、まさしく今後観察されていく点でありますので、それを見ながら、もしそういった需要が増えているのに取引量が十分増えていないということがあれば、何らかの制度上の問題があるのではないかというふうな観点から、この点は注視しながら検討していく必要があるのではないかと思います。

もう一点、個別の論点ですけれども、マイナスの価格、9ページですかね。スポット価格がマイナスを付けることを許容してもいいんじゃないかなんていう議論があったと思うんですけども、これ、十分検討に値すると思っております。現状が0.01円に張り付くことがあるということは、本来であればマイナスの価格が付いていたような状況ということですので、この点は1つ論点として議論していくのはいいんじゃないかなというふうに思い

ます。以上です。

○大山座長

ありがとうございます。では、続きまして、卸電力取引所の國松さま、お願いします。

○國松委員

ありがとうございます。日本卸電力取引所國松です。先物と再生可能エネルギーの団体の方からのご説明を頂戴しました。

まず、先物関係で言いますと、TOCOMさまの説明の中の2ページ目でございますか、私どものJEPXにおいても、先渡という形で、現物市場にも先物に近いものが存在する。こういったところの市場統合というのは、いろいろ考えていかなければいけないし、検討していくことを進めてまいりたいと考えております。具体的には、やはり統合に向かわせるべきだというのが取引所の考えてございます。

あと、太陽光発電協会さまと風力発電協会さまの説明の中に、先ほど五十川先生のコメントにもございましたが、時間前が少ないというご指摘なんですけれども、これ、使えば約定はします。現在でもある時間帯において500万、600万の約定量は出ます。ですから、約定量が少ないから使えないというのは、これはご指摘には当たらないのかなと思っております。入札をすれば、それなりの値段で入札をすれば、必ず売りが付いてくる、買いが付いてくるというのは実証されておりますので、約定量の、それもスポット市場との約定量比較において、少ないからといって時間前が調整に使えないというのは該当しないのではないかとと思っております。ただ、今後多分に使われるときにどうしていくのかというのは、十分に検討していかなければなりませんし、需給調整市場との関係というのはいろいろ検討していくべきだということには考えてございます。以上です。

○大山座長

では、続きまして、河辺委員、お願いいたします。

○河辺委員

ありがとうございます。河辺です。私からは、再エネ事業者からの資料について教えていただきたい点がございます。

今回、どちらの事業者さんにおかれましても、時間前市場の活性化が不可欠であるという点をお示しいただいたかと思います。一方で、インバランスの解消に対しては、再エネ電源の変動のならし効果というものを例えば考えた場合には、balancing groupの規模を大きくすることによって時間前市場で調達しなければいけないkWhの量を減らすという、そういった進め方もあるというふうに思ったんですけれども、そもそも、この計画値同時同量という目的に対してならし効果があまり働かないということであれば、そういうふうに教えていただけたらと思うんですが、例えば、地域によって計画値よりも上振れする再エネもあれば、下振れする再エネもあるというような状況を考えますと、そのようにbalancing groupを大きくしていくことで相殺していく。

要するに、このbalancing group制の下では、傾向としては、再エネFIP電源に関

してはbalancingグループの規模は大きくなっていく、それからbalancingグループの数は少なくなっていく。ならし効果だけ考えると1つに収束していくような、そのように考えられるかと思ったんですが、実際はそうはならないという……。それをしない理由というか、できない理由、もちろん事業者が異なるといったそういうものも含まれると思うんですけども、今後BG制で仮に進めていくに当たって、再エネを束ねることによるならし効果みたいなものが、時間前市場での調達に際してそういった対策はあまり進んでいかないのか、それともやはりそういう方向に進んでいくのかという、何かその辺りの見通しについて、ちょっと雑駁な質問で恐縮なんですけれども、教えていただければというふうに思います。以上でございます。

○大山座長

それでは、続けて松村委員、お願いします。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○大山座長

はい。

○松村委員

私のは全てコメントですので回答は不要です。

まず資料8、スライド13なんですが、ご指摘、全くもつともで、しかも、これは勉強会を離れてしまうのかもしれないのですが、この調整力市場で、今整理が急ピッチに進んでいるところなので、早く言わないと間に合わない。

これについては、こういう抽象的なレベルでは、火力だとか水力だけを念頭に置くのではなく、いろんな可能性があるのだから、そういうものの参入障壁にならないように、そういうソースを使ってやる人が、「こういう市場設計だと入れないのでこうしてください」という要望が来たら、必ず真摯に聞くようにとかというような、抽象的なレベルではもちろんお願いはしているわけなんですけど、「具体的にこうしてくれるとすごくいい」とかというようなことが今必要な段階なので、もし、協会さんも、「今こういうふうになっているんだけど、こうしてくれれば全然違うんだけど」というのを具体的に、難しいと思うんですけど、具体的に言うていただけると、恐らくちゃんと聞いてくれると思います。具体的な提案というのが今一番必要な時期だと思いますので、もしあれば、この勉強会じゃなくていいので、ぜひいろんな場で発言していただければと思いました。

次に、スライド9なんですが、マイナスの卸市場価格というのがあると大きく変わるというのは全くもつともです。消費者の価格が0.01円なのとマイナス0.01円というのと、それから1円と0.08円というのでは、同じ0.02円の違いでも全く意味が違ってくると思います、確かに。

これは、消費者の価格が本当にマイナスになっていけば、消費すれば消費するほどお金がもらえるというそういう構造で、0.01円でも付いていけば、消費すればお金は払わなけれ

ばいけないという構造なので、確かにドラスティックに変わるので、マイナスを認めるというのは潜在的に大きな意義があるというのは十分分かりますが、私はこれ、消費者の、需要家の行動変容というのではちょっと説得力がないような気がします。

どうしてなのかというと、実際に再エネ賦課金というのがかかっているわけだし、それから託送料金の従量料金がかかっているんで、その 0.01 円がマイナス 0.01 円になったとしても、変化というのは 0.1 円が 0.08 円になるという、そういうレベルの変化しか出てこないと思いますので、これはむしろ発電側にドラスティックな影響を与える。発電すればするほどお金払わなきゃいけないという状況になるということだと思います。これ、とても大きなことで、大きな変容をもたらすと思いますが、ここで強調されているような効果なのではなく、むしろ発電側なんじゃないかというふうに私自身は思っています。もちろんこれは真摯に考えるべき点だと思います。

それから、スライド 8 については、もう具体的な提案が出ているということなんですが、これについて、もちろんちゃんと直近で考えるべきだと思います。勉強会の外でもちゃんと考えるべきだと思いますが、この辺の制度設計は、スポット市場のタイミング、ゲートクローズというだけじゃなく、トータルで、時間前市場の在り方、スポット市場の在り方、三次調整力②の在り方というのを、恐らくトータルで考えて、どうすると何が変わるのかというようなことをきちんと考えなければいけないと思います。

監視等委員会のほうから既にこういうことを総合的に検討すべきだということを打ち出されているので、エネ庁、監視等委員会含めて全体で、オール経産省でこの検討が進むことというのをとても期待しています。

それから、資料 7、資料 8 と共通なんですけど、時間前市場のことでも、薄過ぎるということに関してはいつもご意見を伺っています。私は、それはそれなりに説得力があると思います。まず、取引所さんをお願いなのですが、このような不満が出ているということがあるので、まさに國松さんが今ご説明になったようなことを、繰り返し繰り返し説明していただきたい。つまりこれ、十分な玉が出ていますということをおっしゃったので、それをもっと具体的に、もちろん 80 円で買い札を出す、75 円で買い札を出せば幾らでも買えますよなんていうことを言われたって何の救いにもならないので、もうちょっと具体的に、再エネの変動誤差というのが、一定のプールというのはしたとして、ならし効果はあるとしても、その変動誤差に対応するような需要というのは、一挙に出てきたとしても、今もう、はける状態になっていますと説明してくれば、多分ものすごく説得力がある。それなりの合理的な価格というのではけますという、それぐらいの流動性がありますということを示してくれば、みんな安心するんじゃないでしょうか。

そのようなデータというのをいろんな場で示していただくということをするれば、不満はかなり抑えられると思います。また、これ、具体的にどうすればいいのかというのに関しては、いろんな委員会でいろんな形で提案が出てきております。もしそれがサポートできるというようなものであれば、どちらの協会の方にも積極的にサポートしていただきたいし、そ

れだけでは足りないということであれば、これも具体的な提案というのがあれば真摯に検討されることになるんだろうと思います。以上です。

○大山座長

では、続きまして、木山委員、お願いします。

○木山委員

弁護士の木山です。聞こえていますでしょうか。

○大山座長

はい、大丈夫です。

○木山委員

すみません、先物の話と、再エネの事業者の皆さまのお話を聞きまして、いろいろと勉強させていただいております。私からは、先物関係について少しご質問というか、お伺いしたいことがあります、ご質問させていただきます。

先物市場のご説明の中で、燃料の価格をヘッジして、スポットの電力の売りの価格をヘッジすると、それは利益が確定できるということで、まさにそのとおりだなということではあるんですけども、実際なかなかそうはできていないというのが現実なのかなというふうに思っています。

そうすると、日本の先物市場でそういったことが現実的にできていないんだとすると、その理由は、もしかすると市場の流動性というところなのかもしれないんですけども、その理由と、また、今後何らか対策できて、解決できるということなのか、その辺りの見通しが、もしあれば教えていただきたいなということと、あと、OTCの取引が拡大するんじゃないかということでご説明があったかと思うんですけども、どのような趣旨で、どのような目的で、そういった立会外の取引というのが拡大していくというふうにお考えなのか。あるいは、海外ではそうなっているということだったので、海外ではこういう理由でというところを教えていただければいいのかなというところと、あとは、当然立会外取引とかになると、日本でいうと、商先法上のレギュレーションがかかってくるのかなと思っているので、現実、その辺り問題ないのかというところ、もしお分かりであれば教えていただければなというところでございます。

○大山座長

よろしいですか。それでは、次は、東京ガスの石坂さま、お願いします。

○石坂オブザーバー

東京ガスの石坂でございます。皆さま、ご説明ありがとうございます。私から1点コメントですけども、資料8に関してです。

9スライド目の卸スポットの価格がマイナスという点ですけども、私としてもぜひこれをご検討いただきたいなと思っております。ここでは価格シグナルということが理由として書かれていますが、全く別の理由を述べたいと思います。何かというと、マイナスの価格を付けることで、どこかに交点ができる可能性が高まるということで、どうしても売れた

いという人の売りの未約定リスクが減るという可能性が高まるからということになります。

これがなんで良いかというと、資料5と6になりますけれども、デリバティブ取引において、主に売りヘッジで使いたい人の障害が1つ減る。これだけで1つ減る。デリバティブの活性化につなげる可能性があるからということです。

資料の5の東京商品取引所さんの資料にありましたが、ヘッジ会計の限定適用という話が出てまいりました。実は、先物を利用しづらいというふうに事業者の方がおっしゃる1つの理由として、ヘッジ会計の適用がしづらいからというのが実は1つあるというふうに伺っています。ヘッジ会計を適用することの大きな前提条件として、現物取引が必ず成立することというのがあります。そうなったときに、未約定リスクが頻発するような市場だとヘッジ会計の適用ができない可能性が高まるということになる。この障害が1つ減ります。

ヘッジ会計適用を気にしないという事業者であっても、例えば資料6のEEXさんの資料5スライド目に、燃料等を調達して、電力先物でヘッジをかけるという例がありましたけれども、未約定リスクが頻発すると、実際発電できなくて燃料を余らかしてしまうという別のリスクを抱えることになる。こういう障害が減る。

ということで、実はデリバティブの活性化という意味からも、マイナスのプライスを許容するというのは非常に意味があると思いますので、ぜひ検討いただきたいと思います。以上です。

○大山座長

ありがとうございました。ほかには発言希望が今のところないようですので、そうしましたら、ご質問と、それからコメントいろいろありましたので、発表いただいた4方から、質問があった場合はその回答やコメントがあればお願いしたいと思います。

そうしましたら、順番で、東京商品取引所の山下さま、いかがでしょうか。

○山下東京商品取引所・総合業務室市場企画担当 上席企画役

ありがとうございます。それでは、私のほうから、木山委員からのご質問ですね。電力と燃料のセットでのヘッジという、スパーク・スプレッドが、なかなか日本では、ということですが、やはり最大の理由は流動性だと思います。

これは両方ありまして、まず、電力のほうは、先ほど高井さまからのお話もありましたように、成長はしておりますけれども、本当に、例えば大手の発電事業者の方々が大きなショットでボンと、ご自分の望まれるような一本価格でヘッジできるかというと、まだまだそこまでの深みがないというのがございます。これが電力側。

それから、燃料のほうについて、われわれの原油先物市場は世界の中東産、ドバイ原油の先物のマーケットでは、大体25%ぐらいのシェアがございますので、そこそこ大きいと思いますけれども、今度われわれが上場しようとしているLNGについては、これから上場するということで、きちんと皆さまが使えるようになるまでには一定の時間は必要だと思っています。

ただ、一方で、例えば電力のほうが先にどんどん成熟していったときに、燃料はというこ

とになりますと、海外のマーケットも同じ商品があります。海外のLNGのマーケット、相当成長しておりますし、原油はわれわれよりもはるかに大きいものもございますので、海外のマーケットの商品を使つての原料のヘッジということはこれからできるようになるのかもしれませんが。当然、その際に為替の問題等も出てきますが、そこも為替のいろいろな商品を使えばヘッジできると思います。

あと、OTCのことにつきましては、私も正しいかどうか分かりませんが、やはりOTC市場はもともと非常に大きかったと思います。先ほど、私どものご説明の中で、先物市場の1つの制約として、なかなか契約内容が、取引所が定めますので皆さまが本当に欲しいような、やりたいような契約でない場合というものが往々にしてあります。

そういったところを、例えばOTCのほうでは、お互いが合意すれば、その内容に従つてご自分の好きな契約で取引できますので、そういった柔軟性というものがあろうかと思えますし、あとは、昔はOTCの世界は、特に海外のほうでは取引所と比べるとかなりレギュレーションが緩かったというのはあろうかと思えます。ですから、より自由な取引を求めているOTC取引というものもあったと思いますが、リーマン・ショック以降の話ですけれども海外ではそこに随分網がかかってきて取引所並みのいろんな制約、監視を含めたものが求められるようになったというような経緯があると私は理解しております。

立会外取引については、おっしゃるとおりで、もととなるOTC取引も商品先物取引法のカバー範囲ですので、今後、行政のほうでいろいろなことが検討されていくのではないかと考えております。

もう一つ、石坂委員からのご指摘のところで、確かにヘッジ会計のところが大きな弊害となっていて、特にヘッジの際にJEPXで約定できない欠けコマが出たときにどのように会計士が判断されるか読めないのが、なかなか利用できないというようなことも、聞いておりますので、おっしゃられるように、卸スポットの価格がマイナスを許容することで未約定リスクが減るということであれば、先物市場の活性化というものにも資するのかもしれないというふうに思いました。私からは以上です。

○大山座長

ありがとうございます。では、EEXグループの高井さま、いかがでしょうか。

○高井

ありがとうございます。まず、木山さんのほうからのご質問で、先物でどうしてもできないのかと、解決策はないのかということなんですけど、実は、われわれEEXが2020年の5月に営業開始したときは、大体1ショット5ロットとか、1ショット10ロットが最大限、マックスだったんですね。ですけど、去年の夏ぐらいから流動性が相当増えてきて、8月あたりは1ショット100ロットであるとか、1ショット90ロット、70ロットという、ロット数が相当上がってきております。

今、大体、EEXは、国内の電力先物のシェアの90%を持っておりますけども、もうちょつとですね。LNGの1カーゴを買ってくると、大体それを全てヘッジしようと思うと

500 枚ぐらい1 発で売れないといけないんですね。ですから、100 ロット入るんですけど500 ロット1 発でということになると、それを何回かに分けて売っていくとか、工夫が必要なのが現状です。

ですから、今すぐにLNGの調達のヘッジとしてEEXのマーケットを使えるかと言われると、そこはヘッジをかける側の方の、うまくヘッジをかけるような工夫をしていただきたいと思います。ですけども、申し上げたとおり、まだ始まって2年もたっておりませんので、これから流動性がどんどん増えてくるというか、プレーヤーの皆さんにどんどん入ってってもらいたいんですよ。これは取引所が音頭を取ってできるものじゃなくて、プレーヤーがやっぱり市場を育てていこうという気持ちで使ってもらって初めて大きくなるので、ぜひ電力事業者の皆さんに活用してもらいたいというふうに思います。

あと、OTCなんですけど、実はOTCのマーケットは、今、ヨーロッパではドライアップしているんですよ。昨年の9月ぐらいから欧州のエネルギー危機というのがありまして、カウンターパーティーリスクというのがものすごく大きくなっています。ですから、A社とB社でOTCで握った場合に、B社が経営破綻するというケースがすごく増えているんですね。そうするとどうなるかというと、クリアリングにかけて、相手のクレジットリスクをゼロにするというふうに普通動くわけで、実はわれわれEEX、ドイツの電力先物の市場の大体50%ぐらいを占めておったんですけど、残り50%はOTC取引だったんですね。ですけど、もうOTCがドライアップしてしまいまして、ほとんどEEXのほうに流れています。

ですから、今、ヨーロッパの電力先物はかなりの部分、EEXのCreatedベースに移行してきているという事実がありまして、先ほど山下さんのほうからOTCが拡大するという話があったんですけど、これだけボラティリティーが上がる、これだけカウンターパーティーリスクの増えている時代は逆でして、クリアードベースのフューチャーにどんどん商売が集まってきているというのが現状であります。私から、以上です。

○大山座長

ありがとうございます。では、続きまして、日本風力発電協会の西浦さま、お願いします。

○西浦オブザーバー

私からは、國松委員からのコメントおよび河辺委員からのコメントについてお答えさせていただきます。

まず、國松委員からのコメント、時間前市場の活性化に関してですけども、こちら松村先生からコメントいただきましたとおり、今後、より具体的なやりとりを通じて、発電事業者として、その調整コスト、あるいはインバランスコストを見通せる状況までになればよいと考えております。

もう一つ、河辺委員からのご質問で、ならし効果というところに関してご指摘、コメントありましたけども、こちらは資料7の5ページに一般送配電事業者さんのその予測のデータを載せさせていただいておりますけれども、こちらがまさにエリアごとに一送さんが予測している、それを公表されているものでして、やはりエリア単位ですので、かなり大きな、

エリア全体でのならし効果を含んでの予測ということですが、それでもやはりまだまだ誤差があるというのが実情でございます。そういう面では、ならし効果はもちろんあるんですけども、どうしてもそれだけでは限界があるというのがデータとしても見て取れるという状況でございます。私からは2点、以上となります。

○大山座長

それでは、太陽光発電協会の増川さま、お願いします。

○増川オブザーバー

河辺さんからのご質問、今、西浦さまからご返答あったとおりでございますけども、BGを大きくすることによって、ならし効果が期待されるのは、そのとおりだと思います。ただ、エリアを大きくしてもやっぱり誤差は発生しまして、例えば6時間前、12時間前の予測よりも、小さいBGであっても2時間前の予測のほうが精度が高くなるというのは明らかですので、そういった意味では時間前市場というのは非常に大事なというふうに思っております。

それから、これは松村委員からご指摘のあった、需給調整市場の商品に、ぜひ検討してくださいということで、実は私もこれを書いていて、具体的にやっぱり提案しないと駄目だなと思ってしまして、おっしゃられるとおり、具体的な提案をしていかなきゃいけないなというふうに思っております。ちょっと今はそれができていないんですけども、私どもとしては今後の課題として、ここをこうしてくれば、ちゃんとわれわれも、太陽光としてもできるんじゃないか、技術的にできるんじゃないかというのを少し検討して、この勉強会ではないと思いますが提案できるようにしていきたいなというふうに思っております。私のほうからは以上でございます。ありがとうございました。

○大山座長

ありがとうございました。皆さまからほかにご発言ございますでしょうか。よろしければ、時間もだいぶ過ぎておりますので、自由討議、質疑応答はここまでとさせていただきたいと思っております。皆さま、活発なご議論ありがとうございました。

事務局からコメントございますでしょうか。

○市村制度企画調整官

本日も、長時間にわたり活発なご議論いただきまして誠にありがとうございました。今回で一通り事業者の方、オブザーバーの方々からプレゼンテーションが終了したところですので、次回以降に関しましては、これまでプレゼンテーションいただいた課題を踏まえまして、それを解決して、目指すべき姿を実現するための市場、そういったものの仕組みですとか事業者の役割についてご議論いただければというふうに思っているところでございます。

また、その際には本日プレゼンテーションいただいた海外の仕組みを参考にすることが、これは必要であるというふうには考えているところでございますが、こちらに関しましては、欧州型、米国型、こういったものの二項対立の議論ではないというふうに思っているところでございます。従いまして、日本において必要な仕組み、制度といったものがどうあるべきか、そういったものを日本の実態、実情を踏まえてきちんとご議論いただきたいという

ふうに考えておりますので、引き続き活発にご議論いただければというふうに思います。
事務局からは以上です。

3. 閉会

○大山座長

ありがとうございました。この勉強会、今後の電力システムを考えていくということで、重要な課題を担っていると思いますので、本日の議論を踏まえまして、引き続き議論を深めていければと思っております。

それでは、これをもちまして第3回卸電力市場、需給調整市場および需給運用の在り方勉強会を閉会いたします。本日はどうもありがとうございました。