

第3回あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の
実現に向けた実務検討作業部会

日時 令和4年12月2日（火）10：00～13：00

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、ただいまより第3回あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会を開催いたします。委員およびオブザーバーの皆さま方におかれましては、ご多忙のところご参加いただき誠にありがとうございます。なお株式会社JERAの多和オブザーバーにおかれましては、11時30分ごろまでのご参加とのご連絡を頂いております。

本日の作業部会につきましても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ますので、そちらでの視聴も可能となっております。本日は10月と11月に、燃料ワーキング、市場ワーキングを、それぞれ開催をさせていただいております。そちらの内容も踏まえた内容となっておりますのでございます。また本日に関しましては、議題1のプレゼンターとしまして、株式会社enechainの野澤さまにご出席いただいております。それでは以後の議事進行は金本座長をお願いいたします。金本座長、よろしくをお願いいたします。

○金本座長

金本でございます。それでは早速でございますが、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。本日は燃料確保についてと、それからあるべき市場の仕組みについてと、この2つの議題についてご議論をいただくということになっております。まず議題1について、事務局の資源エネルギー庁と、それから株式会社enechainの野澤さまから順にご説明をお願いいたします。よろしくをお願いいたします。

2. 議事

議題（1）燃料確保について

○市村制度企画調整官

ありがとうございます。まずそれでは事務局のほうより、資料3についてご説明をさせていただきます。まずスライドの3ページ目をご覧ください。

本日ご議論いただきたい内容ということでございますが、まず取引の場の改善といったところ。

また前回特にご議論をいただいた、発電事業者の燃料確保の予見性向上に資する情報、その情報提供のあり方のことについて。さらには小売事業者のヘッジ取引の活性化についてということでまとめておりますので、ご議論いただければというふうに考えております。

まずスライドの 12 ページ目をご覧くださいと思います。「取引の場の改善」における議論の進め方ということでございますが、まずこれまでの議論などを踏まえまして、事務局におきまして、燃料調達のリスクヘッジに関する基本的な考え方をあらためて整理させていただいています。その上で本日は株式会社 e n e c h a i n さまから、燃料調達と各種電力取引の関係性などについてのプレゼンテーションをいただくということでございます。そういった内容を踏まえまして、今後の具体的な検討課題につきましてもご意見を頂ければというふうに思っているところでございます。

続きましてスライドの 16 ページ目をご覧くださいと思います。まず 2 つ目のポツのところでございますけれども、既にこれまで勉強会のところからご議論いただいておりますとおり、2 カ月前というのが燃料調達における燃料ゲートクローズということでございます。発電事業者におきましては、燃料長期契約を含めて、実需給のかなり手前から燃料調達を行うということでございますが、最終的な燃料ゲートクローズにおいて実需給における発電量を予測して、それに基づいた燃料調達を行うということでございます。その意思決定に関しましては、売電と燃料調達の価格変動要素などを踏まえて、相対取引ですとか先物取引などを用いた将来収益のリスク・リターン調整を講じながら行うということで。イメージの図としては下の図を上げさせていただいておりますが、各取引の断面といったところで、リスク・リターンの調整をして意思決定を行っていくと。最終的なリスク・リターンの調整といったところにつきましては、実需給まで行っていく、こういったイメージということでございます。

続きまして 17 スライド目でございますが、燃料ゲートクローズと実需給の間というところには、2 カ月間のタイムラグがあるということでございます。従いまして予測の不確実性といったものが存在する。完全に正確な消費量が、予測することを行うことができれば、燃料余剰のリスクというのは基本的には存在しないということでございますが。加えまして予測精度が高まれば、燃料調達のリスクを減らすことにつながるということでございますので、発電事業者にとってはその予測精度を高めるということが、1 つ重要になってくるということでございます。また併せまして発電事業者におきましては、燃料制約を発生させない調達努力を求められているといったこともございますので、この観点からも、正確な燃料消費の予測といったところも重要になってくるということかと思えます。

一方でその予測には、やはり完全な、正確な予測を行うというところは、不可能、難しいところがございますので、実際のところは燃料調達時点の、相対取引ですとか先物取引によるリスク・リターン調整、そして調達が確定した量の燃料に対する価格リスクを軽減する。こういったようなヘッジ取引といったものが、重要になってくるということでございます。

18 スライド目、2 つ目のところでございますが、リスク・リターン調整を行うといった

タイミングに関しましては、事業者の任意ということでございますが、その一連のプロセスの中で利益を安定化させるといった観点からは、やはり相対、先物、先渡しによるヘッジを行うといったところが非常に重要になってくる。これがひいては安定的な燃料調達、また実需給における需給逼迫ですとか、市場価格の高騰といったことを回避できる蓋然性を高めることに、つながるといふことかと考えているところでございます。そういった観点から、燃料調達をしやすいような取引環境を整備する観点といったところで、そういった環境整備というところが重要になってくるというふうに考えているところでございます。

具体的な検討課題につきましては 20 スライド目以降で整理させていただいています。事務局で整理させていただいた内容に加えまして、enechainさんから、プレゼンテーションなども踏まえて、本日はご意見、ご議論していただければというふうに考えているところでございます。まず長期の相対取引に関してでございますが、燃料ワーキングにおきましては 23 年度の卸売に関して、旧一般電気事業者さんの内外無差別の卸売に関して、オークション方式などを採用しているところでございますが、長期メニューがないといったところを、内外無差別との関係でどう評価されるのか。こういったご意見を頂いていたところでございますが、燃料ワーキングの後に開催された、監視等委員会の制度設計専門会合におきましては、一定割合の長期契約をポートフォリオに含めるといったことに関しましては、発電事業者、小売事業者、双方にとってのリスクヘッジという観点からも有効であるということで。各社において、複数年メニューについてさらなる検討・対応が期待されるというふうに整理されているところでございます。

まずはこのような取り組みを確実に進めていくといったことが、重要というふうに考えているところでございます。

一方で発電事業者、小売事業者さん双方のほうから、相手方が契約交渉に応じない、相手方のニーズがないと。こういったような声も聞かれるところでございます。内外無差別の複数年契約といったところもさらに進めると、こういったところではございますが、その中で今後長期契約につながる、長期相対取引を活性化するという観点からこういった課題があり、それに対してどのように対応することが考えられるかということについて、ご意見頂ければと思っているところでございます。

続きまして 24 スライド目をご覧いただければと思います。まず短期取引ということで、数カ月から 1 年の間というところについて論点等を整理させていただいています。まず先ほど少し触れさせていただきましたが、内外無差別のコミットメントに基づいて、旧一般電気事業者各社が行っている卸取引ということに関しましては、基本的には 1 年契約というのが現状は主ということでございます。その中ではオークションや、ブローカーが運営する電力取引プラットフォームを通じて取引を行うなど、透明性の高いと考えられる取り組みを行っているところでございますので、引き続きこういった取り組みを進めることが重要ではないかと。加えまして、さらにその期近の短期取引の取引量を増加させる仕組みとしてこういったものが考えられるか。特に燃料といった観点からは、2 カ月前、それよりも少し

前といったところで、そういった期近の取引といったところも重要なところかと思えます。例えばということで、3カ月前時点で一斉に取引できる、先渡市場の検討といったことも考えられるのではないかとということで、挙げさせていただいております。

一方近年、ブローカー市場の取引の流動性といったものも、向上しているということでございます。その中で比較的短期の取引といったところも、行われているということと理解しているところでございます。こういった中で、ブローカー市場が十分に活性化しているような場合において、こういった場を設ける必要性、こういったところについてどのように考えるかということでございます。

加えまして燃料ワーキングにおきましては、発電事業者だけではなくて小売事業者のポジション調整の観点からも、予見性の向上の必要性に関するご意見も頂いているところでございます。こういった時に、何か予測精度を高めるといった観点、予見可能性を向上するといった観点から、追加で提供が必要な情報といったものが、こういったものがあるのかといったことにつきましては、本日ご意見頂ければというふうに思っているところでございます。

続きまして、先物取引活性化のための施策についてでございます。例えばということで、商品設計に関しましては、TOCOMさんにおいては限月の延長ですとか、EEXさんにおきましては、これまではWeekly商品が最も短い期間の商品ということでございましたが、Dailyの商品の追加等々、実施を予定されているということと伺っております。先物取引の活性化といった観点からは、こういった事業者ニーズに応じた商品設計の柔軟化、多様化といったものが重要ということでございますが、さらなる活性化を図る観点から検討すべき課題、対応策はあるのかということでございます。

また先物に関しましては、ヘッジ会計の適用といったところが、やはり論点となってくるということでございますが、先般の燃料ワーキング等におきましては、EEXにおいては欧米の事業者を中心に、時価会計をベースに取引をしていると。こういったようなご意見もあったところでございます。こういった海外の状況なども踏まえて、金融商品会計基準との関係で、電力先物のみヘッジ会計の適用について特別な取り扱いをすることは難しい。こういった中でこの問題についてどのように考えるべきかといったところで、ご意見を頂ければというふうに考えているところでございます。

続きまして28スライド目をご覧いただければと思います。取引相互の関係ということでございます。まず長期の相対取引を安定的に行うといった観点からは、小売事業者にとってはポジション調整、リスク調整が行いやすくなる環境といったものが、重要ではないかということでございます。短期取引の流動性を高めるといったことは、その観点から、長期の相対取引を安定的に行うためにも重要といったことが、言えるのではないかとということでございます。併せまして逆もしかりということで、長期相対取引を安定的に行う環境が形成されると。それによって短期取引の取引量が増加して、流動性の向上にも寄与すると。こういった効果も期待されるのではないかとということで、勉強会のところから、委員の先生からも、

こういった取引相互の関係性といったところについて整理すべきといったご指摘も頂いてましたので、あらためて整理をさせていただいているところでございます。

そういった中で燃料ワーキングにおきましては、電源の差し替えや転売といった柔軟な運用の可能性は否定してはならない。こういったご意見も頂いているところでございます。現在の相対取引におきましては、転売は認めないといった、いわゆる転売禁止条項といった規定なども存在するところでございますが、こういった取引の流動性を高める観点からは、どのように考えることが適切なのかということで、ご意見頂ければと思っているところでございます。またその他、取引の流動性を高める観点から検討すべき課題・論点はあるのかということでございます。

続きまして 32 スライド目をご覧くださいと思います。発電事業者の燃料確保の予見性の向上に関する論点ということでございます。前回の実務作業部会のところでも特にご議論いただいたところでございますが、発電事業者個社による予測といった中で、予測の諸元となるデータ、これは実績データと見通しデータといったことをインプットして行って。それによってメリットオーダー計算ですとか、市場取引の予想、相対取引の積み上げといったところと発電計画を踏まえて、燃料消費量を予測していくということで、こういった2つの予測の手法が取られているということでございます。

その中で、予測の諸元となるデータに関しまして、過去こういった情報が重要ではないかといったところで、発電事業者の方から燃料ワーキングのところでもご意見頂いたところを整理させていただいているところでございます。特に追加で、既に提供されている情報以外のところで検討が必要なところということで、FIT特例③、スポット調達依存量、スポット調達量といったところ、この2つについて特に議論が必要ということで、今回もあらためて整理をさせていただいています。

まず 34 スライド目をご覧くださいと思います。発電事業者の予見可能性の向上に関するFIT特例③に関してでございますが、結論としましては、データ公開の種類は2つ目でございますが、まず本来的には、スポット市場へのFIT特例③の投入量実績といったものを開示できるといったことが、直接的といったところではございますが、この場合毎日毎コマの公開ということでございますので、システム改修が必要になってくると。一方で再エネのkWh出力の実績というのは、既に細かく出ているといったこともございます。そうしますと、電源種ごとの再エネ設備量におけるFIT特例③の割合といったものが分かれば、簡易的にその割合を乗じることで、スポット市場の売り入札量の想定といったものが可能となるということかと思えます。まずはこういった観点から、前者の再エネ設備量におけるFIT特例③の割合についての、情報公開を行うこととしてはどうかということでございます。

またデータ公開までのタイムラグの頻度ということで、できる限り短いタイムラグ、こういったような、それなりの頻度といったところで、月1などでの公開が望ましいのではないかと。またエリアごととしてはどうかということで、整理をさせていただきます。

た。

続きまして 38 スライド目でございます。スポット市場の依存量に関して、調達先未定数量、ところについてでございますが、実務上の負担に配慮をしつつ開示をする方法といったところで、案A、Bということで検討させていただいています。まず案Aというところでございますが、これは基本的には、今各事業者さまが提出されている月間計画を用いて、JEPXスポット取引依存の傾向想定に資するデータを提供するということ。案Bにつきましては実績といったところでございます。

具体的には 40 スライド目をご覧ください。現状各事業者から提出されているデータを基に、小売事業者の需要・調達計画における調達先確定・未確定の数量ですとか、発電事業者の発電・販売計画における販売先確定・未確定の数量といったものが分かれば基本的には最大の供給力予測といったものが公開されてますので、それとの差分を見ていけば、調達先未定数量といったところは、データとしては算定することが可能ということでございます。一方で月間計画に関しましては、基本的には最大需要と最小需要のこの2点の情報だけといったことになります。

いわゆるそういった観点から、アワーの予測データの作成を直ちにすることはできないといったところの一定の課題といったところがあるのではないかと。また2カ月先のデータ公開といったところもございますので、燃料調達のリードタイムとの関係ではぎりぎりといったところなんで、この観点からどう考えるのかといったこと、こういったところが、燃料ワーキングのところでもご意見頂いていたところがございます。

41 スライド目でございますが、こちらに関しましては、スポット市場の依存量の実績を公開するというところがございます。公開の頻度に関しましては、例えば月間のエリア単位での粒度での公開といったものが考えられるのではないかとということで、ご提案をさせていただいています。また実績を公開することによって、スポット市場依存量の傾向をつかむことができ、その実績を踏まえて予測をアップデートしていく、こういったことができるのではないかとということでございます。

一方でグロスビディング等、実質的な市場調達分といったところにつきましては、グロスビディングについては計算することは可能ということでございますが、間接オークション、連系線を通じた取引に関しましては、その裏にいわゆる特定契約という、差金決済ですね、実質的な相対がひも付いているかどうかといったものが、すぐには分からないというところがございますので。特定は困難といったところで、一定の、ちょっと限界はあるというところかと思っているところがございます。

43 スライド目をご覧ください。案Aにつきましては、やはり予測、各事業者さんの想定の情報のご提出といったところ。またkW情報といったところで、情報の正確性、信頼性等の有用性といったところにも課題があるのではないかとということで、燃料ワーキングのところではご意見を頂いていたところがございます。一方で比較的、案Bにつきましては肯定的な意見を頂いていたところかと理解しています。こういった観点から、まずは

案Bについて幾つかの論点があるかと思っておりますが、こういったところを踏まえて、さらに燃料調達に資する形の情報公開のあり方といったところを、具体的な検討を深めることとしてはどうかというふうに考えているところでございます。

最後、小売事業者のヘッジ取引の活性化というところでございます。45 スライド目でございます。まずこれまでの勉強会の取りまとめ等におきましても、小売事業者に対してリスクヘッジの義務づけをしていくといった、一定割合の義務づけをするということに関しましては、かえって非経済を生むのではないかといったところで、慎重なご意見が多かったところでございます。従いまして、それ以外のリスクヘッジの取り組みの内容についての公表を求めますとか、ストレステストを通じたヘッジ取引を促すといったような方向性で、整理をさせていただいていたところでございます。

直近の動きとしまして、まず監視等委におきまして、小売事業者に対して事業運営の状況に関するセルフチェック、定期報告のリスクチェックを求めるといったことが検討されているところでございます。こういった中で電力調達価格の変動につきましては、事業上のリスク要因ということでございますので、その必要な対策を求めるといふこととされていきますので。その観点からヘッジといったところは、重要な対策の1つということと位置付けられているところでございます。

さらに、発電事業者による燃料調達に結び付くような取引関係を整備するといった、そういった観点から、小売事業者のヘッジ取引を活性化させるための手段ということで。具体的にはということで、1つは望ましい行為として、ガイドラインにおいて、リスクヘッジの取り組み内容ですとかヘッジ率などを公開するといったことを、規定することとしてはどうかということでございます。またこういった取り組みと並行しまして、ヘッジ比率などを自社ホームページなどで公表している事業者に関しまして、その取り組み事例を、リスクマネジメントガイドラインの参考事例集ですとか、本作業部会等で、グッドプラクティスとして紹介する。こういったことを通じて、こういった取り組みを促すこととしてはどうかということでございます。

46 スライド目でございますが、燃料ワーキングにおきましてはさまざまなご意見を頂いているところでございます。肯定的なご意見もございましたし、慎重に考えるべきではないかといったご意見も頂いているところでございます。そういった中で諸外国におきましては、ヘッジ比率についても定量的に公開しているような例もあるといったところでございますが。ガイドラインにおける望ましい行為として規定することといたしましては、小売事業者のヘッジ取引は、現状十分に活性化しているとは言えない状況の中においては、その活性化を促すと。こういった観点からは重要というふうに考えられるところでございますが。これまで燃料ワーキングでのご意見なども踏まえながら、ガイドラインにおいてこういったことを規定していくといったことについて、どのように考えるべきかについてご意見を頂ければというふうに考えているところでございます。

またヘッジ比率を公開するといった場合であっても、燃料ワーキングでもご意見頂いて

おりましたが、情報の信頼性の担保といったところは重要であるというふうに考えているところがございます。情報の信頼性の担保のために、どういった点に留意することが必要かといったところにつきましても、併せてご意見を頂ければというふうに考えているところでございます。

まず資料 3 に関しまして事務局の説明は以上となります。続きまして資料 4 につきまして、株式会社 enechain の野澤さま、お願いできればと思います。

○ enechain 野澤

ご紹介に預かりました、enechain の代表をやっております野澤と申します。本日は燃料の安定調達を実現する電力卸市場のあり方ということで、プレゼンテーションをさせていただきます。

冒頭、37 ページ、38 ページにて、我々のやっていることを簡単にだけご説明させていただいた後に、本題に入らせていただければと思います。まず 37 ページ、我々が提供するサービスの対象範囲ですが、縦軸に現物、デリバティブ、横軸に清算される、されないと整理しており、申し上げたいのは、我々は現物もデリバティブも取り扱いさせていただいているということでございます。よく、デリバティブは TOCOM、EEX であり我々とは関係ないように捉えられるのですが、実際は TOCOM も EEX もほとんどが立会外取引、つまり我々のようなブローカー経由で取引を成約させていただいております。TOCOM さんは 99% ぐらいが立会外取引、EEX さんはクリアリングだけを提供されている理解ですので 100% が立会外取引でこれらの大半は弊社で取引を成約させていただいております。

38 ページでは、弊社のマーケットに入らせていただいているプレーヤーのプロファイルでございます。旧一さん、新電力さん、そして外資のトレーダーさんも含めて、160 社近く入らせていただいている、事業者様の観点でも公平な第三者ということで、場を運営させていただいている立場でございます。最近では、北海道電力さんの標準メニューの内外無差別な卸売につきましても、弊社のプラットフォーム上で、一括で実施させていただいております。

この前提を基に本題に入らせていただければと思います。2 ページに戻っていただければ幸いです。本日の議論のスコップですが、先ほど事務局から示された論点のうち、弊社としては 2 つのところをフォーカスしてプレゼンテーションをさせていただきます。取引の場の改善と、小売電気事業者のヘッジ取引の活性化というところです。燃料調達の観点から電力卸取引市場のあり方に昇華させていただくような形でプレゼンさせていただきます。

4 ページ、よろしくお願いたします。まず燃料確保の観点から、発電事業者と小売電気事業者の目線で課題を整理しました。縦軸が発電目線・小売目線の登場人物の観点、横軸が、燃料調達のゲートクローズのタイミングです。デリバリーから 10 年、15 年前という長期契約を結ぶタイミング。それから配船計画を立てる予算のタイミングであるデリバリーの 1 年前のタイミング。そして先ほども事務局からあったとおり、ゲートクローズの 2 カ月前のタイミングということで、これは JKM ベースで LNG のスポットを取ってくる、最後のタ

イミングという整理でございます。若干ワーディーなスライドですが、簡単にだけ各時間軸での課題をご説明させていただきます。

まずLNGの長期ターム契約を取ってくるタイミングですが、これは発電事業者から、よく聞くコメントとしては、もし買い手がいるのであれば、LNGターム契約を取ってきて売ることは可能ということです。、実際そういうマーケティングをやったことはありますが、特に2018年、2019年という、市場が弱いタイミングでは、買ってくれる人がいなかったというようなコメントは、実際よく聞く話としてございます。小売電気事業者の目線で言うと、やはりPPAはリスクがあります、将来的な原子力の稼働や、再エネがどうなるか分からないということとなります。しかし、最近では、市場価格の変動が非常に激しいので、やはりPPAも必要かなというようなコメントが、出てきているところでございます。

次に、デリバリーの1年前のタイミングです。これは鶏卵の関係となりますが、発電事業者としてはヘッジニーズが確り読めれば、売っていくことは可能だというような話もありますし、小売電気事業者としては、やはりこれまではダルな市況だったので、スポットに依存するのが正直常態化していたところ、先ほどと重複しますが、ボラティリティが高くなっているので、最近はやはりヘッジしないと駄目だなというような話が出てきているところでございます。

短期のところですが、やはり今は常時バックアップがあることから、発電側の観点では、どうしても新電力さんが常時バックアップを優先する傾向があるため、この段階における最後のオプションリティーの数量が、非常に読みづらいというような話がよくございます。それから、LNGスポットを買ってきて電気を売ることはできますという話は我々のマーケットだと結構出ております。JKMベースのスポットというものを買ってきて、卸売でスパーク・スプレッドの売りという形態があります。中堅の新電力さんというよりは、卸小売の逆ザヤ問題っていうのがあって、JKMベースで買うと損切りになってしまうため、どうしても買いが付かないというような実態があったのかなというふうに思っております。

こういった実態を踏まえて、次のページ以降で、電力のこの卸市場の構造整理をした上で、議論ができるようにしていきたいなと思います。

5ページ目では、金融におけるプライマリ、セカンダリという概念を一度この電力に持ち込んで、少し卸市場を再整理してみたいと思います。詳細は6ページで説明しますと、そもそもプライマリ、セカンダリとは何だということについて、他の業界の定義と並べて書かせていただいております。例えば株は、IPOして新規発行した株を、その後一般消費者も含めて売買っていくのがなされていく。このIPOのところはプライマリ、そしてその後の2次流通のところはセカンダリというふうな概念かと思えます。分かりやすいところと言うと、新車販売して、中古車としてセカンドハンドで売ったり買ったりというのが起こったり、不動産で言うとマンションでは、新築のマンションを買ってその後それを売買するような、セカンダリの中古不動産市場ができたりするようなイメージでございます。電力で言うと、どうなるかと言いますと、BL、相対契約、常時バックアップのように、旧一さんから、実需

のある小売さんに現物で卸売をしていくようなところが、プライマリな取引かと思います。セカンダリは、その後それを売ったり買ったりするような、相対であったり、我々のブローカーマーケットであったり、先物なんかであったりというような、非常に大きい市場が、出来上がっていくイメージかと思います。プライマリがあれば、その後売ったり買ったりするっていう需給調整が可能になっていきますので、基本的にはセカンダリ市場というのは、プライマリ市場のマルチプルで大きくなっていくイメージと考えています。

この概念を踏まえて、それでは今、日本の電力卸市場がどれぐらいの流動性になっているのかを、7 ページにまとめさせていただいております。縦軸が先ほど申し上げたプライマリ、セカンダリ別、横軸が先ほどのとおり燃料調達のマーケットにおけるゲートクローズのタイミングです。中に入っている数字はざっくりとしたイメージですが、売買されている電力のkWhでございます。グレーの部分は流動性がほぼ存在しない、濃いグレーが一定存在して、水色のところが流動性が一定豊富という整理でございます。トータルで、ざっくり実需として 9,000 億 kWh の市場の中で、下からプライマリ市場の前に消費されている旧一社内の取引のようなところ、これは、標準メニューが始まる前の段階で、旧一の発電側から販売側への卸で消費されてしまうところが、かなりあるのではないかなというふうに思っております。そこから、旧一さんから新電力へ出てくるところが、初めてプライマリとなって、その後一番上のセカンダリの取引がなされていくというようなイメージかと思います。

これをベースに課題を整理したのが 8 ページでございます。大きく 4 つあると考えております。まず 1 つ目、長期のところでは、先ほど申し上げたとおり、取引する場というものがないので、新電力の PPA 獲得もそうですし、旧一さんの LNG のターム契約といったものも、なかなか進みづらい時代になっているのかなと思います。そして 2 つ目、1 年前のタイミングについては、先ほど申し上げたようなプライマリ取引の前に、大半の数量が旧一社内消費されているため、なかなかそこから先のプライマリ市場が大きくなっていかないという実態があるのかなと思います。3 つ目はゲートクローズのタイミングですが、燃料のスポット調達の際にやはりなかなか需要が見えていないので、結果的に調達をせず燃料不足、燃料制約みたいなものが発生しているという実態があるのかなと思います。最後にスポットは、先ほども事務局からもございましたけれども、非常にスポット依存が多く 4 割近くあるということで、もちろん、絶対買いかかそういうのも入った数量なので、全部ショートしているポジションではないとは思いますが、諸外国と比べても、ここへの依存というのが非常に高まっている状況かなと思います。

この 4 つの課題についてマーケット運営者として、次の章で、課題を解消するための打ち手ということで案出しをさせていただければと思います。

10 ページ、よろしくお願いたします。まず長期のところは、簡潔に申し上げると取引の場をつくってはどうかということをご提案させていただきます。2 つ目、デリバリーの 1 年前のタイミングは、既にエネ庁・監視等委さんが進めている、内外無差別のイニシアチブが進んでいる理解ですので、ここで取り扱われている標準メニューの取引活性化がしっかり

担保されていけば、プライマリ取引の環境は劇的に変わっていくと思っています。デリバリー2カ月前のタイミングについては、情報提供をしっかりしていこうという話に加えて、何かしらの取引機会もしっかり均等に提供していくということが重要になるのではと考えており、後ほど少し詳しくご説明差し上げます。最後の短期のところは、小売側のヘッジの喚起をする仕組みを導入する必要があると思います。これも先ほど議論がありましたけれども、一定拘束力ある動機づけというのが必要になると思いますし、常時バックアップにおける可変性というのは撤廃、あるいはその通告オプション価値の適正化ということ、検討していく必要があるかなと思っています。詳細に一つ一つ議論を交わしていければと思います。

まず長期のところ、13ページでございます。ここでは、思考の刺激剤として、How論の案出しをさせていただいているのですが、申し上げたいポイントとしては、まず先ほど申し上げたとおり、売りと買い双方に動機があるという実態があると思います。そうすると、取引の機会はあるべきなのかなと思います。内外無差別の担保として複数年取引も範疇なので、マストになると思っています。Howについては、私は各社の考えに委ねるべきではないかなと考えております。その心は、長期契約においては、電源一つ一つの特性や、燃料のターム契約をしっかり取ってくれるのかというような個別性が非常に高いと思っています。したがって、一般的に、何かプラットフォームで、例えば、今この瞬間絶対売れ、といったようなことを言われても、なかなか厳しいのではと考えているため、内外無差別を担保できる限りは、各旧一さんにやり方は委ねていく、すなわち年間ものところと同じようなやり方がよいのではと考えております。

次に、中期のところ、15ページでございます。こちらは既に内外無差別のイニシアチブが進んでおり、参考として17ページの整理のとおり、現在大きく3つの方法で取引が進んでいる理解でございます。すなわち、入札、我々が運営させていただいているマーケット方式、それから従来の相対方式が進んでおり、ここをしっかりと内外無差別が担保できる形を、事後検証を含めて今後進めていくことが重要になろうと思っています。こちらは既に順調に進んでいるという理解なので、割愛をさせていただきます。

本題として、21ページ目以降で、「ど短期」と記載しているとおおり期中のところを少し手厚めにプレゼンテーションさせていただきます。燃料スポットの調達における、ゲートクローズのタイミング、デリバリー2カ月前のところでございます。期中で非常に重要なところですので、22ページに論点含めて詳細化しております。まずストレートな論点で言うと、この長期とか標準メニューと同様に、この期中の取引についても官製取引の場をつくるべきかどうか。それ以外に他に流動性向上に資する取り組みがないのかという、この2つの論点について考えていきたいと思っています。

まずこの1つ目の論点については、先ほど申し上げたとおり、これはセカンダリの自由取引というものを通じて、取引機会だけをしっかりと提供していくやり方でいかがかと考えております。その理由は2つあり、まずは、期中は価格がJKMに収斂するため、官製取引

の場をつかって内外無差別を担保するといった事後検証をしなくとも、基本的に価格が JKM に収斂しあまり監視するポイントがないと考えております。もう 1 つは、市場の追従性という考え方が重要になります。それは、例えばカーゴ 1 杯分を JKM で確保する際に、いつでもヘッジできるわけではないので、そのスポットで玉を取ってくるタイミングで、バック・トゥー・バックでちゃんと 1 カーゴ分の買いが付くかというところのマッチングというのが重要になるのですが、市場が毎日目まぐるしく変わっていく中で、同時にこのスパークを取引することは追従性が必要になるということです。したがって、このスピード感を損なわない形でやっていく意味で、セカンダリの自由取引に委ねることが重要なことと考えております。

それ以外の論点については、23 ページに施策案を詳細に出させていただいております。これは弊社がマーケットを運営していく中で色々な声をいただいているものを網羅的に幅出ししたような形になります。施策として、上から下に、供給側から小売側に流れるような形で 6 つまとめさせていただいております。順番にご説明します。

まず 1 つ目は取引機会の提供ということで、今申し上げたとおり。2 つ目がマーケットメイカー制度の導入。これはよくあるもので、英国でも採用実績がありますが、トレーダーや供給者に入っただいて、常にオファー、あるいはビッド、オファー両方出していただくような仕組みのもので、これは日本でも既に TOCOM で導入済みという理解をしております。3 つ目がオプション価値の適正化です。これは具体的には常時バックアップだと思っております。この通告オプションというのは非常に割安になっている状態で、適正化がされていないというような実態があるかと思っております。4 つ目、事務局資料にもあったところですが、転売禁止条項の緩和も一案かと思っております。LNG の世界でもも転売禁止条項というのが長らくあり、非常に苦しんだ歴史があると思うのですが、ここを一定緩和することを考えていく必要があるかもしれないと思っております。現状、そんなに大きな問題になっているわけではない理解ですが、1 つの考え方として挙げさせていただいております。それから 5 つ目、卸契約の標準化。これも我々がマーケット運営する中でも、幾つかの契約の条項で、ネゴシエーションがブレイクするということが実際によくあります。具体的には、Force Majeure、不可抗力のところでの取り扱いの理解が折り合わず、ブレイクするといったことがございます。アメリカでは、ガス取引においては NAESB、電力においては EEI といった契約のひな型はございまして、弊社も、発電事業者さん、小売電気事業者さんと議論をして、一定のひな形は作成してきたところでございます。日本でも大分広まってきたとは思いますが、いまだにスタックするケースはあるので、もう少し一般化していくことは必要になろうかと思っております。

最後に、高圧規制料金の市場連動化、それを通じた需要家のヘッジニーズ促進ということですが、一般論として、需要家の方が市場変動リスクを嫌う傾向があります。直近では、LR が市場連動化してはいますが、アメリカのアンケートでも、大口需要家の 8 割が小売事業者に価格の固定化を求めるといった結果でございます。旧一さんの小売標準メニュー

一に市場連動のポジションが入ってくれば、この需要家が新電力さんに固定化、ヘッジを求めて、結果的に市場全体のヘッジ必要性の認識が高まっていくという流れが起きていくというふうに考えています。

これらのインパクトとしては、「高」と書いているところは、流動性の向上に効くのではと考えております。この1点目、3番目と6番目について、どういうふうな詳細の打ち手があるかということについてご説明、ご提案させていただければと思います。

24 ページをお願いいたします。繰り返しとなりますが、取引機会の提供という点については、JKMベースのサプライをしっかりと出していけば、結果的に2カ月前のタイミングで調達をしていただいて、それを新電力さんが取るような機会が創出されると思っております。左に記載のとおり、調達の可否というのはやはりLNGタンクの貯液次第なので、例えば、タンクトップになっているところに買ってこいって言われても明らかに困難であるように、そもそも、毎回必ず調達ができるわけではないものと考えております。このように、調達をしようにも、買い手が集まってない段階だと、つまりカーゴが1カーゴに満たない場合は、スポット調達にしたとしてもリスクが残るような形になり難しいと思っております。ただし、実態として、我々のマーケットだと、今年の夏でも、このスパーク・スプレッドのヘッジは成約しており、1カーゴを旧一さんが買っていただいて、これをマーケットでさばいて、アグリゲーションするといったことが成立しています。こういったことをどんどん進めていく必要はあるのかなと考えているところでございます。

26 ページをお願いいたします。オプション価値の適正化については、常時バックアップの課題と課題解決の方向性を簡単にまとめさせていただいております。常時バックアップは、ここに書かせていただいているとおりに課題があると考えます。そもそも、常時バックアップのうち通常先渡し部分と通告オプションの両方が市場価格に対して割安になっている状態ですし、加えてこの仕組み自体が既得権益化して、外外差別になっている状態だと考えております。したがって、これも、内外無差別が担保できたエリアから速やかに廃止していく方向で進める状況とは理解しているものの、その前の経過措置の段階であっても、例えば通告オプションの価値だけを適正化していくというようなことも考えていく必要があるのではと考えております。参考までに、民間でもオプション取引事例がございますので、詳細は割愛しますが、27 ページもご参照いただければと思います。

28 ページは、規制料金の市場連動化についてです。現在既にそういった方向で大分進んできているものと認識しておりますが、参考までにアメリカの調査機関で行ったアンケート結果をご紹介します。USでは市場連動が一般的ではありますが、このような時代においては、需要家の8割強は固定価格での提供、すなわち、当然そのようなリスクを需要家ではマネージできないので、そこはヘッジしてくださいということを新電力さんをお願いするケースがほとんどだということが見て取れます。結果的にそういったマーケットになっていくことで、国全体のヘッジ比率というのも、実は高まっていくところがあるかなと思います。

30 ページをお願いいたします。最後に「ど短期」、すなわちスポット依存課題に対し小売側のヘッジを喚起する仕組みについては、31 ページに少しグラデーションを付けてオプションを幅出ししております。こちらは既に経産省・監視等委のところで議論が進んでいるところかと思っておりますので、思考のちょっと刺激剤として拘束力の強いものから弱いものに向けて4 つほど出させていただいております、参考にご議論していただくということがよろしいかなというふうに考えております。個人的には、ここを考える上で、大事なポイントというのはやはり最終需要家の目線だと思っております。すなわち、小売電気事業者が、ヘッジしていませんでした、倒産しました、結果的に最終需要家に迷惑をかけるということが一番避けるべきポイントだと思いますので、そういう観点も踏まえてディスカッションしていく必要があるかと思っております。

最後に33 ページをお願いいたします。こういった施策を講じた後の電力卸マーケットの明るい絵姿、未来の絵姿というイメージでございます。4 つの緑のナンバーで書かせていただいている打ち手を講じた結果、非常に流動性の高い市場が実現できるのではないかなというふうに考えております。とりわけ、2 番と4 番は、これまでは市場に出てきていなかった、あるいは依存し過ぎていたスポット市場のところから、重要なこのプライマリ、セカンダリのところにボリュームが流れ込んできて、最終的に先物中心になってくるように想定しており、すなわち、プライマリの数倍のセカンダリ取引市場に結びついていくという世界が実現していけるかなというふうに考えているところでございます。

駆け足になりますが、以上でございます。弊社の、マーケット運営者としての見ている課題ですとか、実際に出てきているニーズも踏まえておまとめした資料になります。必ずしもこれが答えだというように思っているわけではないですが、少しこういった整理も参考に、本日議論進めていければというふうに思っております。ありがとうございます。

○金本座長

ありがとうございました。それでは自由討議、質疑応答の時間に移らせていただきます。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記入してください。あとリアクションの欄もございますので、チャットの記入が難しい人はそちらのほうも活用していただければと思います。では何かございますでしょうか。それでは五十川委員、お願いいたします。

○五十川委員

ご説明ありがとうございました。私のほうから、主に事務局の資料に関して何点かコメントさせていただきます。まず事務局資料20 ページの長期相対取引についてです。こういった長期の取引を阻害するような要因があるのだとしたら、そのボトルネックを排除する必要がある、と思いますし。その意味で事務局の18 ページにある、燃料調達をしやすい環境を整備する観点から、燃料調達の意志決定の前のタイミングで、収益を固定する取引を行う環境を整備するという方針に賛成します。

ただちょっと、まだやはりいまいち見えてこないのは、このボトルネックは結局どこにあ

のかという点です。e n e c h a i nさんからの説明でもありましたように、そもそものヘッジインセンティブが不足しているっていう話はもちろんあるんですけども、事務局資料の20ページでは、発電事業者、小売事業者双方から、なんか相手の需要がないと考えているという記述もあるわけですね。これはマッチングがうまくいってないのか、あるいはそれ以外の問題があるのかという、この点が気になります。

もしマッチングの問題であれば、e n e c h a i nさんの説明にもあったような、取引の場をつくるっていうのが直接的に有効な方策かと思います。ただ他の問題があって、例えば発電事業者の観点からすると、小売の信用力が問題となっているっていうふうな可能性があったとすると、1つは例えば保険商品による形での方策っていうのはあり得るのか。いずれにしても、場をつくれれば解決する問題なのかどうかっていうのは、きちんと整理する必要がありますかと思っています。

続きまして、24ページにあります短期取引についてです。論点の1つとして、3カ月前時点で一斉に取引できる場の検討というのがありました。この点については2ポツにありますように、ブローカー市場がどの程度機能するかという点との関係があるかと思っています。その点で併せて検討する必要があるのは、3ポツにあります価格シグナルの観点かと思っています。ブローカー市場が十分に活性化したとして、価格シグナルと予見性向上の観点からも必要な役割を果たし得るのか。現状の仕組みでは果たし得ないとしたら、提供する情報とか、あるいは提供範囲のどこに問題があるのか。これらを確認する必要があるかと思っています。

続きまして3点目、燃料確保の予見性の向上についてです。全体として、発電事業者が予見性の向上に資する情報にアクセスしやすい環境を構築していくという方向に異存はありません。個別点としてですが、38ページの「小売電気事業者の調達先未定数量、スポット市場依存量について述べさせていただきます。この内、案Bの実績値を出す方向は1つだと思っていますし、41ページで挙げているように、月間エリア単位での粒度での公開、それぐらいを念頭にまず検討するのは有力かと思っています。

案自体はそれでいいんですけども、1点だけ気になっている点があります。それは38ページにある競争上の懸念というふうな記述です。この点、前回も同様の指摘を申し上げまして、繰り返すのが申し訳ないんですけども、やはり構成上の観点から、具体的にどのような問題があるのかというのが個人的によく分かっていません。もしあるんだとしたら深刻に議論したほうがよいと思いますし、そうでないのであれば、言葉だけ、競争上の懸念という記述が資料に残っているっていうのは、あまり望ましくないのかなっていうふうに思っています。

最後に47ページのヘッジ取引の促進についてです。ヘッジ比率について、第三者によるチェック機能が十分に機能するのであればよいと思うのですが、不十分だとしたら、個人的には何らかの形で公開を求めていくような方針、47ページの、基本的には案1の方向性ですね、これも一案だと考えています。この点なかなか難しい点で、異論があるのも理解でき

るのですが、一方で45ページにあるように、こういった情報が需要家にとって重要だというのも事実かと思えます。ヘッジが不十分でリスクを抱える事業者がいたとして、需要家の観点からそれを観察できないとすると、情報の非対称性の観点から問題があるわけですね。ガイドラインとして記述するのが難しければ、グッドプラクティスとしてまとめるということでも致し方ないかと思えますけども、こういった方向性について検討する余地はあるかと思えます。私のほうからは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。次、広域機関の大山委員のほうにお願いをいたします。

○大山委員

ありがとうございます。大山でございます。資料のご説明どうもありがとうございました。特にenechainのご説明は大変勉強になりました。その上で私から2点申し上げようと思って、発言希望を出しましたが、今の五十川委員の発表と重なるところがありますので、非常に簡単に申し上げたいと思います。

1つ目は20ページの取引のところで、双方から相手方が交渉に応じないとか、そういった話が出ているので、これについては何が問題なのかというのを、よりしっかり聞き取りなどしていただければというふうに思っています。この辺も五十川委員がおっしゃったことに含まれるかと思っております。

もう1つは、同様に五十川委員もおっしゃっていましたが、情報公開の話でございます。38ページにありましたが、競争上の懸念といった話が非常に問題があるなというふうに私も思っていて、基本的に公開をベースにして、どうしても駄目なものは理由を言ってもらい非公開にするという方向で、やっていただきたいと思っています。今はどちらかというと、あまり理由もなく、まずは非公開として、公開できるものだけするというようになっていないか。違っていたら申し訳ないですけども、そんな印象を持っていますので、ぜひお願いしたいと思います。発電側、小売側双方、相手の情報は欲しいけど自分のは出さないというようなことではなくて、お互いに情報を出すというスタンスで進めていただきたいと思っております。JEPXのほうでもなるべくそれを汲み取って、出せる情報を増やし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。ありがとうございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。それ以外ございますでしょうか。それでは松村委員、お願いいたします。

○松村委員

すいません、遅くなって。今回事務局が整理してくださった点について、異議ありません。このとおり進めていただければと思います。それからenechainさんのプレゼンは、長期の市場の姿を考える上でも、足元の改革を考える上でも、とても重要な点をいろいろ示唆してくださったと思います。制度設計に携わる人間はこの資料を頭に入れながら、今後も議論していかなければいけないと思いました。

今回の問題と直接関係なくてちょっと申し訳ない。まず事務局の資料で、今回の論点ではないのですが、内外無差別と契約の期間について説明が少しあった。この点頭を整理していただきたい。自社の小売部門に対しては長期契約があるのに、外に対して長期契約に応じていない、同じ機会がないのは、明らかに内外無差別に反している。そうすると、これはこの委員会のミッションではないのですが、ベースロード電源市場の議論や、それから常時バックアップの議論に直結してくる。いずれにせよその期間が、新電力に対しては長期がない事象、内にはあるけれど外にはないとすると、このような文脈でなくても大問題であることは、まず頭に入れる必要があると思います。

その上で、内外無差別は満たしているのだけれど、契約期間で長期がないことはあり得る。つまりその発電事業者は、もう全て1年以内の契約で内も外も全部やっているのは、それはそれで内外無差別であり得ると思います。内外無差別ではあるけれど、それがほんとにいいことなのか、と言う問題提起は全く別の問題。内外無差別と契約期間の問題が関連しているのは十分分かる。しかしその2つは異なる問題。必ず頭を整理して。もし新規参入者のほうに長期契約の門戸が開かれていない、いうことであるとするならば、それ自体はここで示された以上に大問題だということは、十分考えていただきたい。

次に転売も、これも今回の大きな議論ではないと思うのですが、転売が制約されることは一般論としては十分にあり得るとしても、この文脈で転売の制約があるのは、非常に不思議な現象だと思います。

発電機そのものを貸し出すとかだとすると、ちゃんと適切に運用してくれるのかどうか重要で、実物の取り扱いに関して転売の規制をするのは、普通の商取引でいくらかもあることだと思う。発電された電気の売買に関して転売がいけない理由は、例えばもともとの契約が、さまざまな規制によって買い手にすごく有利になっていて、転売規制によって無茶な調達をさせない、そういう機能を果たしているとか、例外的な事象を除けば、規制する意味が分からない。

従って監視等委員会のほうも、このような長期の話以前の問題として、もしほんとに転売に関する制限がかかっているような契約があったとしたら、それは何でそんな奇妙な契約を結んでいるのか考えるべき。1つ間違えばそれカルテルや不当な取引制限ではないの、市場分割じゃないの？とすら疑われかねない状況にもなりかねない。監視等委員会のほうでも、万が一、そんな契約は、規制により買い手が著しく有利になっているものを除けばほぼないと思うのですが、もしそんなことがあるとすれば、それは見ていただく必要があるかと思いました。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。次、平岩委員お願いいたします。

○平岩委員

送配電網協議会の平岩でございます。ありがとうございます。ご説明ありがとうございます。私からは1点だけ。事務局資料の34ページの、発電事業者の燃料確保の予見性の向

上の、F I T特例③について申し上げます。一般送配電事業者の対応として、電源種ごとの再エネ設備量におけるF I T特例③の割合を公開することは可能と認識しており、発電事業者さまのニーズがあれば対応することで特に異存はございません。公開に当たってのタイムラグの短縮や頻度については、システム改修などの対応準備期間も考慮しつつ検討を進めていきたいと考えております。以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。次、木山委員お願いいたします。

○木山委員

木山です。聞こえてますでしょうか。

○金本座長

聞こえます。

○木山委員

ありがとうございます。まず事務局資料の20ページの長期契約のところ、先ほどから少し議論になっておりますけれども、この中で、複数年のメニューがないというような記載もございます。その中で、双方にニーズがないと言った記載もありますが、もちろん、3年、5年なのか、10年という契約期間によって、ニーズは変わってくるのだと思いますが、少なくとも数年契約のニーズが全くないということはないんだろうと思います。現状、ニーズ以前の問題として、複数年メニューが用意されていないということなのかもしれませんので、そういったメニューを充実させるということも含めて、ここの長期相対取引の活性化の方策を考えてかなきゃいけないのかなと思います。なお、内外無差別の観点からすれば、相手方によって、当然、信用力等も異なってくるので、全ての相手方との間で全く同一条件の契約を結ばなければいけないということではないと理解しておりますが、基本的な考え方とすれば、契約条件も無差別的であることが求められるものと理解をしております。

あとは45ページの、小売のヘッジ取引に関する公表すについてですが、これは望ましい行為としての位置付けですし、ヘッジ取引を促すという観点からもそうですし、他の委員の先生からもご示唆がありましたとおり、需要家にとってみても有益な情報になり得るので、公表されることは、まさに望ましいのではないかと思います。したがって、個人的には、ガイドライン等にかかる趣旨を規定すること自体は問題無いように考えています。

あとenechainさんの資料にもありました、23ページに、契約条件に関するコメントも頂いておりますが、松村先生からもありましたが、転売禁止条項については、あまり転売を禁止する理由はないようにも感じております。極論、転売禁止だとすると、これインバランスが発生しそうな場合であっても、スポットに入札できないといった議論にもなり得るわけであり、そうすると、転売を禁止する目的が何なのかなというところが少し気にはなっております。何らか合理的な目的があつて転売禁止条項を入れる必要があるとしても、あらゆる場合の転売を禁止するという必要はないと思いますので、その目的に沿った形で適切な範囲に限定するということが、重要だと思っております。

また、5番の卸契約書類の標準化というところですけれども、ひな型等があれば、それをベースに交渉する、協議するというところで、諸々の協議・交渉がはかどるという面もあるものの、実務的には、事実上、ひな型が原則ルールとなり、これ以外の条件はと応じられないと言った形で、逆に交渉が難しくなるケースもあると感じております。契約書の標準化をするということにもよし悪しあるのかなと思いますし、例えば、不可抗力条項つきましては、これはどっちがリスク取るかという判断事項でもあり、それによって、価格にも関わってきたりしますので、どこまでひな型化するのが良いのかという点は、要検討なのかとは思いました。もちろん、様々なひな型を準備する等の対応は有り得るのかと考えておりますが、少し問題提起だけさせていただきます。以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございます。これで大体委員の方々は一巡という感じですので、オブザーバーの方々のご発言に入りたいと思います。まず電取委の新川さん、お願いいたします。

○新川オブザーバー

ありがとうございます。電力・ガス取引監視等委員会、新川でございます。まずe n e c h a i nのプレゼン、ありがとうございます。松村委員もご指摘されましたけれども、大変すっきりと整理されておりまして、今われわれが抱えている問題点というのが非常にクリアに提示されたというふうに理解をいたしました。その上で申し上げますけれども、まず複数年契約の件でございますが、監視等委員会の制度設計専門会合においても、複数年契約は、発電・小売双方にとってのリスクヘッジの観点から重要という議論が行われたところでございます。発電事業者からは複数年契約について、中長期的な供給力の見通しが不透明といったような説明があり、具体的なメニューが示されていない状況でございますが、今後各社にてさらなる検討、対応が期待されると思っております。複数年契約についても、アクセス機会がグループ内外に無差別に提供されることが重要であると思っております。コミットメントのフォローアップ等を通じて、さらなる取り組みを各社に促してまいりたいと考えております。

それからあともう1点、転売禁止の話でございますけれども、2023年度向けの相対卸契約について、多くの事業者が内外無差別な卸売の実効性確保に向けて、新たな取り組みを開始している点は大きな前進でありまして、一定の成果が期待できる状況にあると思っております。そうした中、各社各様の販売スキームを設計しておりまして、ご指摘のような契約条件を設けている事業者がいることは承知をしております。そうした契約条件が直ちに問題になると、現時点では考えておりませんが、当作業部会における今後のご議論も踏まえつつ、事後的なフォローアップの際にはその影響も含めて確認してまいりたいと考えております。以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。それでは次、L o o o pの小嶋オブザーバー、お願いいたします。

○小嶋オブザーバー

小嶋です。聞こえますでしょうか。

○金本座長

聞こえてます。

○小嶋オブザーバー

まず事務局の皆さま、それからenechainさま、ご説明ありがとうございました。資料3のところでも4点ほど指摘させていただきたいと思っております。まず22ページですけども、BL市場の長期化のところでも、皆さんご指摘のとおり、長期電源のアクセスというのは課題があるという状況でございまして、BL市場の活用というのが検討が進んでいくということについて、非常に賛成しております。ただし、現状のBL市場における課題もろもろあるかと思えます。それが長期契約になると、さらに課題が発展していく面が出てくると思えます。

例えば燃調の問題であるとか、預託金の問題であるとか、そういったところはあるかと思えますので、その点現状の課題も踏まえまして、議論を進めていければよろしいかなというふうに考えております。というところが1点目でございます。

2点目は28ページですけども、先ほどよりご議論あります転売の関係でございます。例えば新電力の立場で申し上げますと、5年後の需要がどれぐらいになっているかというところを予見するというのは、非常に難しいところございまして、一部過不足が出てくるというところはあるかなと思っております。そういった意味で、減少であっても増加であっても需要に合わせていく、ヘッジをしっかりとしていくというような観点においては、需要を取られた方から取った方に対して転売をするというのは、一定程度の合理性があるだろうと思っておりますので。そういった趣旨の下に転売を認めるということは合理的ではないかなと考えておりますので、その旨勘案の上ご検討をお願いできればと思っております。というのが2点目でございます。

3点目、43ページですけども、ヘッジの情報公開のところですね。案B、実績のほうを使うというところで、こちらはこれでよろしいかと思っております。案Aについてはなかなか予想するというのが、精度が高くないということもありますし、事業者の負担というのも大きかろうというところでございます。

あとその情報公開の頻度なんですけれども、いったん月次でというところで、おおむね違和感はないところではあるんですけども、今後より精緻に、もしくは高頻度にやっていくとなりますと、大きい事業者にとっては、大きい事業者の方々であれば対応できると思うんですけども、小さい事業者だとなかなか対応ができなくなってくると思えますし。系統全体で見ますと、小さい事業者の情報粒度というのは高めても、全体のバランスがどうかというのを論じるのは、あまり、誤差の範囲になってしまうということもありますので。仮に情報粒度を高めていこうという論点が出てくる場合においては、事業者の規模というのを勘案すると全体最適になるのかなというふうに考えました。というところでございます。これが

3 点目でございます。

4 点目がヘッジの情報公開のところですけども、こちらについて、公開をしていくことというところでございますけれども、ここは開示の範囲であるとか、望ましい行為として強く規定するかっていうのは、少し議論があってもよろしいかなと思っております。情報開示を求められた時に、しっかり事業者として説明責任を果たすということは必要ではあると思っておりますけれども、例えばまさに公開をしていくというようなところまで必要であるかどうかというのは、若干議論があってもよいかなというふうに考えておるところでございます。以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。次はE E Xの高井オブザーバー、お願いいたします。

○高井オブザーバー

ありがとうございます。E E Xの高井です。まず野澤さん、非常にコンプリヘンシブなまとめをしていただきまして、ほんとにありがとうございます。市場をプライマリマーケットとセカンダリマーケットに、2 つに分けて要は理解をしていく、で、それぞれの市場を活性化させていくっていう考えには 100 パーセント同意をいたします。われわれE E Xは先物取引所を運営しておりますので、プライマリっていうよりは、むしろセカンダリのところで、1 つコメントおよび、野澤さんに対して 1 つ質問させてもらいたいんですけども。

セカンダリマーケット、活性化していくには、やっぱり燃料の調達のところの流動性も高めないと、なかなか電力先物の売り玉として、セカンダリマーケットに出てこないという問題があると思うんですね。その場合には、例えばL N Gのスポットのマーケット、1 カーゴを買って、それを電力の先物で全部ヘッジしようと思うと、500 枚一発で売らないといけない。ただ、今の電力の先物では、500 枚一発で約定できるリクイディティーはないという現状がありますんで、具体的にじゃあオペレーターはどうするかっていうと、J K Mの先物を例えば 10 枚買って、電力の先物を 10 枚売る。そういうことを繰り返しながら 1 カーゴ分の 500 枚まで持って行って、実際に全部そろった段階で現物のカーゴを買うと同時に、L N Gの J K Mの先物を売ってヘッジを解消するオペレーションになると思うんですね。

ただ電力の先物、電力のセカンダリマーケットの活性化のためには、L N Gのスポットやセカンダリのマーケット、それに先物のマーケットの活性化ってのは不可欠ではないかなというふうに感じております。その上で 1 つ質問なんですけど、実際に e n e c h a i n さんの今の立場、ポジションから見られていて、カーゴを 1 つ買って一度にどんと売るオペレーションができない場合に、J K Mの先物を買いながらちょこちょこ電力先物を売って行って、売り玉を積み上げながら、最後に、カーゴを買う時にどんとアンワインドすると。そういうようなオペレーションをやっておられるオペレーターってのは、実際におられるんでしょうか。最後のほうで構いませんので教えていただければ非常に幸いです。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。次はJ E R Aの多和オブザーバー、お願いいたします。

○多和オブザーバー

多和です。よろしくお願いいたします。まず始めにe n e c h a i nさま、非常に包括的で分かりやすいご説明ありがとうございました。ここで長期と短期と分けているところが非常に重要だと思っており、われわれどもの考えは短期というのはこの市場価格が先物も含めて存在する期間、われわれの中ではこれをリクイディティーホライズンと呼んでおりますが、リクイディティーホライズンの中とリクイディティーホライズンの外ということで、大きく分けて考えるものだと思っております。

短期のリクイディティーホライズンの中については、まさにご説明頂いたような、透明で流動性の高い市場をつくりましょうということであり、その中においてはプライスが全てということをご説明頂いたと思っております。今存在しているさまざまな制度においては、このプライスの話とコストの話が、今移行期間でありやむを得ない部分もあると思っておりますが、若干まだ混在しているところがあるのかなと思っております。

43 ページ、予測の正確性の話について、私も案Bには賛成であります。2 つ理由がありまして、やはり不確かな予測というのが、あまりわれわれにとっても参考になる状況にはならず、ノイズになってしまうということが1 つ。それともう1 点は前々から申し上げており、海外トレーダーがこういう正確な情報を仕入れてしまうと、L N Gカーゴの取り扱いにおいていろいろな問題が出るという点。その観点から、実績の公開ということには賛成させていただきたいと思えます。

1 点だけ、やや蛇足的なことについて。リクイディティーホライズンの中ということで申し上げますと、今冬に向けたL N Gの調達、弊社も実施しておりますが、やはり不安になりますのが、日本にはI S O的なものが存在しない中で、本当に最後ラストマンとして、電力量のマクロバランスを誰か見ている人が日本にいるのですかというところは、常日頃非常に不安に思っております。透明で流動性の高い市場をつくって全てを市場に任ずという観点と、その市場自体を管理者という観点で最後に市場を管理して、全体のマクロバランスを見ている人。こういったものが恐らくパッケージになって、米国の市場等は機能しているのではないかなと思えますので、市場設計を考える際にはその市場管理者の問題というところも、併せて考えるべきなのかなと思っております。というのが、1 つ目のポイントであります。

続いてリクイディティーホライズンの外の長期契約の話について。かなり異質な話ではありますが、非常に難しい課題だなと思ってお聞きしておりました。まず長期契約について、皆さまご存じのとおりですが、必ずしも安くはないです。2010 年代後半、長期契約はスポットに比べれば高かったです。ただ総じて言いますと、価格の安定性が高いということは事実なのかなと思えます。このような必ずしも安くなって、でも安定しているというものに対するリスクアペタイトが、小売事業者の皆さまにとってどうなのかなということがあるわけですが、なかなかこの評価は難しいと思っております。リクイディティーホライズンの

外ですので、マーク・トゥ・マーケットで契約の評価もなかなかできず、加えて取引事例、合意事例みたいなものも非常に乏しい、流動性の薄い世界です。そういう環境であるためリクイディティーホライズンの中に比べると、このリクイディティーホライズンの外の長期の世界というのは意思決定が難しい世界になっております。

今のこのリクイディティーホライズンの外において起きていることの現状を申し上げると、今まさに2020年代後半のLNG商戦のまっただ中であり、各国ともそこで今戦っています。実際にはゲートクローズの3年か5年くらい前には、そういった長期契約の商談というのは完全に終わっておりますので、全くもって足元の話ではないところです。今議論している長期の話というのは、今からもう5年先、10年先、その時に小売さんがどういうリスクアペタイトを持って、どういうポートフォリオを作りたいとお考えになられているのか。こういう意思決定とこの長期契約の話というのは関係してくるところです。

そう考えますと、今ここでお話しいたきました小売リスクヘッジの話と、今私が申し上げた長期ポートフォリオを作っていくという話が、時間軸の観点で本当に繋がっている話なのかどうかということころは、やや慎重に考えるべきなのかなと思っております。私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。次は関西電力の小川オブザーバー、お願いいたします。

○小川オブザーバー

小川でございます。聞こえてますでしょうか。

○金本座長

聞こえてます。

○小川オブザーバー

よろしく申し上げます。私からは資料3についてのコメントと、資料4に関しまして1つ質問をさせていただこうと思っております。まず資料の3、燃料の確保のところでございますけども、(2)番の発電事業者の燃料確保の予見性の向上について、コメントをさせていただきたいと思っております。1点目ですけども、ページ34ですね、このFIT特例③に関するデータについて、どのようなデータであれば公開できるかについて、検討を進めていただいたというふうに理解しております。予測精度向上には、やはり実績よりも先行きのデータが望ましいというものですが、やはり今回公開いただくのは実績データということだというふうに理解をしています。公開いただくデータの種類、頻度等について異論はございません。ただ今回、新たにデータを公開いただけるということですので、この実績データをどう活用して予測精度向上につなげていくかについては、発電事業者としても試行錯誤しながら取り組んでまいりたいというふうに思っております。

それから2点目、ページ38以降に示されております小売電気事業者の調達先未定数量、スポット市場依存量についてでございます。これ、案Aと案Bと2案提示いただいておりますが、ページ43に評価をいただいておりますように案AはkWのデータでございますので、

発電事業者側で精度よく kWh に展開することは、やはりちょっと困難かなというふうに思っています。加えて 2 カ月先までのデータは、燃料調達を念頭に置くとリードタイムとして短く、活用は難しいのかなというふうに思っているところです。

案 B は kWh のデータであります。かつ実績ということでございます。今後公開されるスポット依存率の公表の仕方次第で、予測精度向上につなげることができるのではないかなというふうに思っております。ですので具体的にどのような内容を今後公開してくかということについて、資料にも記載いただいておりますけれども、ワーキングのほうでさらに具体的な検討を深めていただければというふうに思っております。

続きまして資料の 4 に関してです。今回 e n e c h a i n の野澤さま、大変示唆に富んだプレゼンテーション、ありがとうございました。大変参考になりました。その中で 1 点ご質問させていただきたいのですが、先ほども少し J E R A さまのほうからもご発言ありましたけれども、ページ 10 のところで、デリバリーの 5 年、10 年、15 年前の施策と案の部分で、既に売買主、双方に P P A 契約の動機は存在というふうに記載されています。今後長期の P P A をどうするかという中で、現状のこの動機が存在ということなんですけれども、どの程度の動機が存在するのか。あるいは今後こういった議論を進めていく上で、もう既に十分な動機があるのか。逆にまだまだ不足だと、存在はするけども不足しているという状況なのか。またその売り手、買い手側でどういうふうに動機が違うのか辺り、今現在ご教示いただける、差し支えない範囲で状況について教えていただければというふうに思います。これは質問でございます。よろしくお願いいたします。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。次は東京ガスの石坂オブザーバー、お願いいたします。

○石坂オブザーバー

東京ガスの石坂でございます。ご説明ありがとうございます。先ほどからいろいろコメントがあります、45 スライド目のヘッジ比率の公表について、一言申し上げたいと思います。小売事業者にとってリスクマネジメントを行っていくことが非常に重要であることは疑いのないことですが、リスクとはつまるところ、売り側と買い側の価格のフォーミュラの差ということになります。そう考えた時に、リスクマネジメントの指標として、このヘッジ比率を定義するということが非常に難しく、売買として相対で固めている比率が高いほどヘッジをきちんと行っているのかということ、必ずしもそうではないというのが事業者としての実感です。

そうなった時に、このヘッジ比率を公開するということが、燃料調達の予見性に本当に結び付くのか、もっと言うところの下の※に書いてある、需要家としてこれが十分な情報になり得るのかということ、必ずしも相対の比率が高いからその事業者は安全だと言えないというのが事業者の実感で、どちらの意味でも、本当に有用な情報になるのかは、正直疑問に思っておりますので、これがどういうことを意図しているのか、ヘッジ比率というのはどういうものを指すのかということ、きちんと議論いただいた上で、この公開の議論をしていただ

きたいと思います。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。次は大阪ガスの仲尾オブザーバー、お願いいたします。

○仲尾オブザーバー

大阪ガス、仲尾でございます。ご説明ありがとうございます。私のほうからは、事務局さまの資料とenechainさまの資料、それぞれ1点コメントをさせていただきます。

まず事務局資料のほうですけれども、今お話ございましたページ45・46のところについて、ヘッジ比率などを公開することを望ましい行為として規定するかどうかというところなのですが、こちらこれまでのワーキングでの議論を踏まえて、非常に丁寧に論点を整理いただいたというふうに認識しております、あらためてありがとうございます。このヘッジ比率の公開のところですが、今東京ガスさまからもコメントございましたとおり、相対取引を含めてヘッジ比率が高いことが、必ずしも小売経営上でよい結果につながるわけではないと思いますので、需要家がヘッジ比率の高い低いだけを見て、高いほうに切り替えたほうがよいというような決めつけをして、結果的にそれが必ずしもよい判断ではなかった可能性にも留意する必要があるのではないかなというふうに考えております。

一方でもちろん、小売事業者がリスクヘッジに取り組むというところは重要と認識しておりますので、小売ガイドラインに何らかの規定をするという案もあると思いますが、これを望ましい行為として規定するのではなくて、例えば事業者がリスクヘッジに取り組むことや、関心の高いステークホルダーに適切に説明する、こういったことを期待するという文言で整理するのも一案かなというふうに考えておりますので、引き続きご検討いただければと思います。

続きましてenechainさまの資料4ですけれども、こちら非常に体系的に論点を整理いただきましてありがとうございます。大変勉強になりました。1点だけコメントなのですが、資料中、例えばページ10辺りだったかと思いますが、内外無差別が担保、あるいは実装されているというような記載がございましたけれども、今は電力各社さんにて内外無差別に向けた取り組みが始まっているというような状況かな、というふうに認識しております。この内外無差別という言葉、動きというのは、かなり定着しているという状況かなとは認識していますけれども、この内外無差別の実現というのは、何が実現すればそう言える状態なのか、この辺りの定義といったようなところを、関係者でしっかりと認識が揃えていくというのが大事なかなと思っております。発言、以上でございます。ありがとうございました。

○金本座長

どうもありがとうございます。あとTOCOMの山下オブザーバーのほうから手が挙がっておりますので、よろしくお願いいたします。

○山下オブザーバー

ありがとうございます。TOCOMの山下です。まずenechainの野澤さん、どう

もありがとうございました。冒頭、野澤さんからご説明がありましたように、私どもはコモディティ市場をずっと運営してきましたが、電力というものは、ブローカーズマーケットがここまで大きくなってきている初めての商品ではないかと思っています。もちろん石油等でもある程度の大きさにはありましたが、やはり電力の特殊性というか商品性というものが、このインターディーラーブローカーの役割というものを非常に大きくしているのだらうと思っています。ブローカーズマーケットが大きくなるということは、ひいては先物市場の発展にもつながると思っていますので、私どもも非常に期待してるところです。

私のほうからは、この資料3の24ページに先物市場について触れている部分がありますので、これについてお話させていただきます。先物市場の活性化の施策というところで、ここでは「短期取引」という部分で触れられております。もちろん今は私どもの流動性の中心、先ほどの多和さんのお言葉を利用させていただくと、リクイディティーホライズンというのがどうしても短期になっているというところで短期に分類されているのだらうと思います。ただやはり、本来であれば先物市場は、もっと中長期の3年とかそういうところまで広がるべきなんだらうと思っています。資料の29ページにもありますように、本来先物市場は、もうちょっと先までリクイディティーホライズンを持っていかなければならないということをお我々の課題としてずっと感じておりますが、なぜそこに広がらないのかということをお考えると、どうしても会計の問題というものは避けて通れない部分だと思っています。

今のところ、参加者の方々には時価会計を用いられている例が圧倒的に多いと思います。本来ヘッジ会計を使いたいけれども、なかなか認められないというところで、時価会計を用いているのですけれども、そうなりますと、どうしても期末の損益計算書に営業外損益としてデリバティブ損益を計上したくないということで年度内の取引に限定されがちになります。やはり中長期の取引をもっと増やすためには、この会計の問題を何とかしなければいけないと思っています。

ただこの問題は、この資料にもありますように、電力だけ何か特別扱いをするわけにはいかない。これは会計の面から言えばそのとおりだと思っています。ただ一方で、今の電力の相対取引は先渡取引に非常に近いとは思いますが、それがあえてデリバティブに規定されないのは、「金融商品会計に関する実務指針」の中で、確実に当初から現物の受け渡しを念頭に置いていることが明らかなものについては金融商品会計基準の対象外とされていることにあるのではないかと思います。

実際私どもの先物市場でも、他の商品と明らかに電力が違うのは、取引している方の多くがほとんどヘッジャーであって、その取引は最後、基本的には最終決済、つまり現物受け渡しを前提として価格変動リスクのヘッジのためにポジションを残しているということが非常に多いということです。このような実態を踏まえると、公認会計士協会等との話し合いの中で、何とかヘッジ会計、あるいはヘッジ会計ではなくても他の考え方でデリバティブとしてではなくて何か例外として認められるような方向が模索できないかと。これはかなり長期戦になるとは思いますけれども、行政、取引所、それから事業者とタッグを組み合わせながら働き

掛けを行っていくということが重要ではないかと思っております。

あと、先ほど転売云々の話がございましたけども、これも特にB L市場については、転売がなかなか認められてない一つの事情は、デリバティブかデリバティブでないかということにも関係はあるのだらうと思います。デリバティブの法的な構成は、転売、買い戻しが行われて差金決済できるということにあります。こういった外形的な条件を満たしてしまうと、それはデリバティブに該当してしまうので、転売の議論の時には、デリバティブに該当しないような形での転売を認めるということは注意しておく必要があると思っております。

私どものほうからは、会計的な面が、先物市場の特に中長期のところの活性化を阻む1つの大きな要因であるということを発表をさせていただきました。私のほうからは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。これで手を挙げておられる方は全部かと思えます。他にございませんですね。それでは、事務局のほうから何かお答えできることとか、コメントございましたらお願いをいたします。

○市村制度企画調整官

ありがとうございます。まずはそれではe n e c h a i nの野澤さまから、今ご質問等頂いたところについてご回答頂ければと思います。

○e n e c h a i n 野澤

ご質問、コメント、ありがとうございます。大きく4つ頂いたと思っておりますので、順番にご回答させていただければと思います。まず1つ目の長期相対取引に関して、弊社資料の10ページに沿ってご説明できればと思います。五十川先生、および関西電力の小川さまからコメントいただいた、そもそもニーズがあるのかという話です。これは、あると考えております。具体例をご説明させていただくと、そもそもここで資料にも書かせていただいたきっかけにもなっているのですが、今年はロシアショックのあとにかなり市場のボラティリティが高くなっています。ある老舗の新電力さまから、とある旧一さんに対するPPA契約交渉に関して私に連絡があり、間に入ってこのPPAの契約交渉を手伝ってほしいかと依頼がありました。このような新電力は1社だけではなく数社からお願いがありました。これは、もともと市場がすごく弱かった18年、19年の時には、PPAなんて買う人いないよというような時代だったと思いますが、今年はやはりそういった実際の声が出てきましたというお話です。先ほど多和さまもおっしゃったとおり、LNGのターム契約はもうそんなに安くないよという話はあるとは思いますが、新電力さんからの声としては、今取れるLNGのターム契約で買いたいので交渉してほしくないかというコメントでした。これを聞いた時に、やはり実際にこういった声はあるのだな、それであれば、これらの事業者数社とその1社の話だけではなくて、日本国全体として、このような取引をする場を設けたほうがいいのではないかと思ったところが、正直な私の所感でした。したがって、今回このようにご説明させていただく場を頂いた中で、この1つの取引だけではなくて、より大き

な取引にしていくことができるのではないかという、そういった思考でご紹介させていただいておる次第ですので、ニーズはあるものとして考えております。五十川先生がおっしゃったとおり、マッチングだけの問題なのかという、そうではないとは思っております。マッチング以外の 이슈はあると思っていて、長期の話では、クレジットという点、与信の話というのは必ず付いて回るというふうに考えております。やはり、1年契約を売ると10年売るのは全く違う話になるので、10年先のカウンターパーティの与信を取れるかというのは、適正に評価すべき話だと思っております。先生がおっしゃったような保険商品ですとか別の手立てというのは、今後検討していく必要があるのかなというふうに考えております。

それから、同じく五十川先生からコメントいただいた、短期のところでのブローカーズマーケットにおけるプライスシグナルの話でございます。これは、需要者の方には全て公開しているのですが、私どものプラットフォームでは、まずこのプライスシグナルというのをかなり、1日最低3回提供しております。これは、成約情報、およびビッド、オファー、実際にライブ、すなわち動いている買いと売りの注文については、1日3回、入っていただいている全事業者に提供しておりますし、我々のオンラインプラットフォームで常に見られる状態になっております。これは、北電さんの卸標準メニューも含めてです。このプライスシグナルというのは、見られるだけではなくて、かつメールでプッシュして提供しておりますので、相当公平に出ささせていただいているというふうに理解をしております。今の電力のマーケット考えると、実は欧州のマーケットをしっかりと見ないと駄目で、我々はロンドンでも事業所をつくっていますので、例えば日本のマーケットが閉まってからUKで動いていくTTFといった指標がJKMに非常にインパクトをしていくのですが、その前日のガスの動きとかなどということも、全てニュースにまとめて、毎日11時に送るなどということもやっておりますので、ここのプライスシグナルというのはあるというふうに、ご理解いただければと考えております。

それから、契約の標準化について木山先生からコメントいただいたと理解しております。これは、23 ページのところでございます。おっしゃるとおり、そうは言っても契約って、標準化できないところってあるよねというような話で、特に長期はそうだと思っております。したがって、我々も、契約の標準化は進めているものの、これをメンテナンスしていくということが大事かなと考えております。例えば、ジャストアイデアですが、そういう第三者団体のようなものをつくって、よくあるのは、コモディティーの世界で契約の標準化したものを、毎年各発電者であったり、小売事業者であったり、トレーダー、そういういろんな立場の人に入らせていただいてディスカッションをして、みんなが使いやすいものを定期的につくっていくような、そういうイニシアチブっていうのも必要かなというふうに思っております。そういうことは、コメントやニーズがよく出てきているので、考えていかなければとは考えていたところでございます。

最後に高井さまから頂いた、スパーク・スプレッドについて少しコメントをさせていただ

ければと思います。まず質問が、J KMベースのLNGを買って、それをスパークで、電力で売るといったことをやっている事業者がいるかという話ですが、これはございます。私の感覚ですと、全社ではないのですが2~3社いらっしゃるというところで、実際に成約もしております。おっしゃるとおりオペレーションは非常に難しく、1カーゴを買うというのは、LNGのカーゴはやはり相当大きいです。これを買って、高井さんがおっしゃったとおり、1カ月、ずっと500枚を売っていくというのは、500メガの取引なので相当大きくはなっています。ただ実態としては、成立はしており、直近の状況では、現物の市場を中心に、この例のように一発で取引を行うことが成立しています。1カ月でやると500枚となりますが、例えば3カ月分の在庫を使っていくというように整理すればその3分の1ですし、1年間に分けてやっていくよっていうようにやると40メガぐらいの規模になっていきます。我々のマーケットだと、昨日も数十メガの年間取引もできておりますし、現物の市場だとそういう取引も割と活発にやっているというふうに理解しております。したがって、このデリバティブの市場というのが広まっていけば、現物かデリバティブかというのはHow論でしかないので、そういう意味で言うと、先物のほうでもこのようなスパークのヘッジというのが、どんどん成立していくというような市場になっていこうかなというふうに考えております。

これはJ KMだけの問題ではなくて、石炭、NEWCのほうも、同じく流動性の問題というのは非常にあって、どちらかというところの方が結構深刻かもと考えているところで。特に、今はBL市場が終わって、裏でNEWCのヘッジもやっているのですが、やはり流動性が非常に少なく。かつ、BL市場が終わったタイミングなので、どうしてもグローバルの金融機関や、トレーダーに足元を見られるというようなことが起こっています。ですので、この辺りの流動性、すなわち燃料の、NEWCで言うとダークスプレッドになりますが、このヘッジを同時に行うということは、確かに実は結構難しい問題ではあります。完全市場でいつでもできるんでしょって、必ずそれが実現する場ではないので、そのリスクプレミアムとかってというのはしっかりと、発電事業者の観点からすると、見てほしいポイントとしてございます。ぜひその辺ってというのは、ご理解いただければというふうには考えているところでございます。以上になります。

○市村制度企画調整官

ありがとうございます。続きまして、事務局のほうから何点かコメントをさせていただければと思います。本日に関しましても非常に多様な意見頂きましてありがとうございます。基本的には頂いたご意見などを踏まえて、さらに検討を進め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。

まず大山委員からのご指摘についてでございますが、スライド38ページ目の情報公開についてということで、事務局の意識としましても、大山委員がご指摘いただいたところと同じ思いではあります。基本的にはできるものは公開をしていくというスタンスで、特に燃料調達に必要なものは可能な限り公開をしていくといったことが、重要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。この五十川委員などからもご指摘いただきました、競争上の懸念といったところにつきましては、その具体的な懸念といったところが、事務局でも十分理解できているところでもないところもありますので。ここについては表現の記載も含めて、ご指摘も頂いた事業者さまとも、少しディスカッションをしながら整理していきたいというふうに思っているところでございます。

1点だけ補足としては、案Aというのは、基本的に公開といったところも考えられるかとは思っていますが、一方で多和オブザーバーからご指摘いただいたような、かえって不正確な情報というか、精度がない情報だとすると、いろんな弊害といったものを生じるんじゃないか。こういったご指摘もありますので、その観点から、案Bということで整理してはどうかというふうに思っているところでございます。

関連しまして、案Bに関しまして、小嶋オブザーバーからご指摘いただいた点ではありますが、高頻度でやっていくかどうかということに関しては、これによって実務者さんとかのご負担というところは、特に変わらないとは思っています。現状提出されているデータですとか出た実績、こういったものを公表していくということかと思っておりますので、その意味では実務者さまの、事業者さんの負担が何か増えるということには、ならないかなということかとは思っているところでございます。

続きまして、松村委員からご指摘いただいた点、まさにそのとおりだと思っているところでございます。20 スライド目辺りのところで、まさにこの内外無差別との関係、きちんと関係性というか、整理しておくべきではないかといったところ、ご指摘のとおりだと思っているところでございます。われわれとしまして今回取り上げさせていただきました趣旨というのは、内外無差別といった観点というよりはむしろ燃料調達という観点から、やはりこういった長期的な契約を促していくということが重要ではないか。

こういった観点からでございます。一方で、内外無差別でこういった議論もいただいているところですので、そこがひいては両方同じ方向を向いていると、こういったところの趣旨でご紹介を、整理をさせていただいているところでございますので。おっしゃるとおり、内外無差別かどうかといったところと、内外無差別を前提として、だけど別の観点からきちんと促していくといったことが重要じゃないか。こういったこの視点っていうのはきちんと整理しながら議論をしていくということ、引き続きしていきたいというふうに思っているところでございます。

続きまして、多和オブザーバーからご指摘いただきましたリクイディティーホライズンの外という、長期契約のところですね。現状のところでは、2020年代後半のLの商戦の真ただ中ということで、その先の問題ということで、小売のリスクヘッジと長期ポートフォリオが、直接的につながっているのかといったご指摘も頂いたところでございます。そこに関しまして、広い意味では、小売のリスクヘッジという意味で言えば、その短期的なところ、中長期的なところ、それをどういうふうにポートフォリオを組んでいくか、こういったところが重要だというふうに考えておりますので、広い意味では、全体としてつながっている

るということかなとは考えているところでございます。

続きまして、石坂オブザーバー、仲尾オブザーバーなどからご指摘いただいた 45 ページ目のところでございます。小売事業者のヘッジ取引の活性化ということでございますが、あらためてまずヘッジといったところに関しましては、必ずしも相対だけではなくて、先物、先渡、こういったものの組み合わせということだと思っているところでございます。一方で例えば相対契約だったとしても、市場価格連動であれば、そこは特に価格のヘッジが利いていないということではあると思いますので。具体的に、じゃあ仮に公表を望ましい行為として促すといったこととしても、じゃあどういった情報をどういった形で出すというのが、ヘッジの定義とかそういったところを含めて、きちんと整理していくことというのが重要だというふうには、あらためて認識した次第であります。

ただ一方で、それ以外のところでの懸念、そのヘッジの比率が高いというのが、一概にいいとは言えないといったところについても、ちょっとまた今後の燃料ワーキング等で、具体的にどういったところを懸念されているのかと、こういったところは、お伺いはさせていただきたいというふうに思っているところでございます。基本的には、事務局で今お示しさせていただいた内容のところを進めていきたいと思っておりますが、実務上の懸念等々、きちんと今後も引き続き議論させて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。

最後、非常に細かい点で恐縮ですが、山下オブザーバーからご指摘いただいた転売に関してでございます。ベースロード市場が認められてない 1 つとして、おっしゃるとおり会計の問題といったところもでございます。それとともに、ベースロードといったところについて、まずは新電力さんのベース需要に充てると、こういった趣旨もでございますので、制度趣旨からすると必ずしも転売を想定していない。これは常時バックアップの問題もそうだというふうには思っていますが、こういった観点、絡んで、転売が認められないといった例は、そういった一定の合理性はあるのかなというふうに思っているところでございます。

一方で燃料調達といった観点から、一般的に転売禁止といった条項が必要なのかどうかといった観点、流動性を高めていくといった観点からは、事務局がお示しさせていただいたような課題があるのではないかとというふうに考えているところでございます。事務局からは以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。だいぶ燃料確保についての議論、整理をされてきたかなと思いますが、きょう頂いたご意見も踏まえまして、さらに検討を深めていただければと思います。それでは次の議題に入らせていただきます。議題（2）はあるべき市場の仕組みについてでございます。まず事務局の資源エネルギー庁と広域機関のほうからご説明をお願いいたします。

議題（2）あるべき市場の仕組みについて

○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、事務局から資料 5 につきましてご説明をさせていただきます。まずスライドの 3 ページ目をご覧ください。

本日はご議論いただきたい内容ということで、前回の作業部会におきましてはまず約定電源の決定方法ということで、電源のラインナップの決め方と、それに関する基本的な考え方についてご議論をいただいたところでございます。

それをその後、10 月と 11 月に第 3 回第 4 回ということで、市場ワーキンググループを開催させていただいております。その中で約定価格の決定方法について議論をさせていただいております。本日はそういったところを踏まえまして、価格の決定方法といったところの基本的な考え方について、押さえるべきポイントといったことについて、ご議論、ご意見を頂ければというふうに思っているところでございます。

まずスライドの 15 ページ目をご覧ください。約定価格の決定方法についてということでございますが、まずはそのアワー価格の決定方法。その後 $\Delta kW \cdot I \cdot II \cdot III$ ということで、調整力についての決定方法ということで整理をさせていただいております。

16 スライド目でございますが、価格の決定方法などの評価軸ということで、幾つか考えられる視点を挙げさせていただいております。受益と負担の一致が図られているか。発電事業者による必要な費用の回収は可能となっているか。また小売事業者、ひいては需要家の支払う費用の最小化が図られているか。こういった視点で検討をしていく必要があるの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。

次の 17 スライド目でございますが、検討に当たっての留意事項ということで。まず基本的に、本来この市場の前提として理想的な計算方法のイメージといったこと、価格の計算方法のイメージといったことを、検討したいというところでございますが、計算負荷の問題等さまざまな課題もあるかと思っておりますので、そこはファインチューニングをしていくということが重要ではないかということで、整理させていただいております。

続きまして 19 スライド目をご覧ください。まず kWh 価格の決定方法ということで、オークション形式について整理をさせていただいております。同時市場における kWh 単価ということに関しましては、結論としましては、シングルプライスオークションを基本として検討を行うこととしてはどうか、ということと考えているところでございます。価格の指標性ですとか監視、市場設計上の課題、こういったようなところから、基本的にはシングルプライスオークションということで、検討を進めてはどうかということでございます。詳細のプロコンにつきましては、20～21 ページ目で整理させていただいておりますが、時間の関係もありますので詳細は割愛させていただければと思います。

一方でこの市場ワーキングの中におきましても、※のところでは書かせていただいておりますが、これまで kWh の価格というのは限界費用ということで、それで決まっていたということでございますが、一方でこれが Three-Part 情報ということで、起動費も含めて

加味した価格になっている。これが仮に、コマごとに少しずつこの起動費が盛り込まれて乗つけられるということになると、単純に価格が上がるということだけになってしまうのではないか。こういったところでの懸念のご指摘のご意見も頂いたところでございます。こういった点も踏まえまして、起動費については次の 28 スライド目以降で整理させていただきます。

29 ページ目をご覧くださいと思います。ご案内のとおり、この同時市場におきましては Three-Part Offer での入札ということになります。起動費ですとか最低出力費用も入札情報として登録した上で、最適な約定、電源ラインナップが決まっていくということになります。この観点から起動費をどのように加味するかというところ、アワー価格に加味するかといったところが、論点の 1 つとなるということでございます。

現行の制度における起動費の回収について、まず整理させていただいているところでございます。まず現行のスポット市場におきましては、ブロック入札を通じて起動費を織り込んで入札するといったことが考えられるということでございます。この場合に関しましては、起動費は各コマに均等に割り振られるということではなくて、ブロック入札を行っているコマ全体の加重平均のエリアプライスが、ブロック入札価格よりも大きい場合に約定する。こういった仕組みになっているということでございます。

具体的には 31 スライド目をご覧くださいと思います。これもイメージでございますが、アワー単位で起動費を割り付けていくということになると、上のような形になっていくということ。仮に起動費が 8 円といったようなケースで、それを 4 コマブロック入札するということであれば、2 円ずつ積み上げていくと。そうすると、例えばこの考え方ですと、全てのコマで 11 円以上の約定価格でない限りは約定しないといったことになるわけでございます。

一方でパターン 2 ということで、今これが基本的なスポット市場での考え方と理解していますが、コマ全体で費用が回収できれば約定していくということ。例えば 1 コマが 44 円であれば、その他のコマが 0.01 円でも合計の費用の 44 円を超えますので、これは全体として約定していくと。こういったような整理になっているところでございます。

32 スライド目でございますが、PJM に関してはどういったことをやっているかということでございます。詳細につきましては後ほど広域機関さまよりも、プレゼンテーションとか、ご説明いただくところではございますが、起動電源のラインナップの計算に関しましては、起動費も考慮した上で最適化計算を行っていくと。そういった一方で、価格に関しましては限界費用カーブだけを用いて算出していくと。その上で、清算の部分で起動費が回収されているかをチェックして、起動費の取り漏れがあった部分については別途補填すると。こういった仕組みになっているところでございます。

この考え方というのはブロック入札の、先ほどご説明した現状の考え方と、発想は基本的に共通する部分もあるということではないか、というふうに考えているところでございます。こういった考え方等も参考にした上で起動費について整理をさせていただいたのが、33

スライド目になります。

33 スライド目でございますが、1 番目のところで挙げさせていただいているのは、まず起動費の取り漏れが発生しないような市場価格を計算できるかということ。本来的には市場価格の中で収斂できれば一番望ましい、価格指標性といった観点からも望ましいということだと思います。一方で計算負荷の問題がどこまでできるかといったところは、今後検証が必要ではないかというふうに思っています。これが難しいようなケースということに関しましては、1 つとしてはやはり P J M のように、市場価格は限界費用カーブだけを用いて算出した上で、取り漏れた起動費の回収を別途行うということで、価格については限界費用カーブだけを見て算出するという。こういったことが考えられるのではないかということでございます。

起動費のその中で申し上げると、それでは起動費の取り漏れを、判定期間をどれくらいにするのか。1 日なのか週間なのか月なのか。こういったようなところが論点となってくるかと思えます。また負担者に関しましては、アワー市場で参加している者、この市場の約定結果に基づいて起動させるということですので、そのアワー市場に参加している者で負担するというかかと思っているところでございますが。では具体的にその範囲をどうするかということに関しましては、幾つか考え方があるということかというふうに思っているところでございます。

続きまして 38 スライド目をご覧くださいと思います。最低出力費用の留意点ということでございます。ご案内のとおり、先ほどもご説明させていただきました起動費の他に、Three-Part Offer ということですので、最低出力費用、限界費用カーブを入札していくと。現行の需給調整市場におきましては、まず V1 単価という上げ調整の単価として、第 1 区分、最低出力に掛かる平均費用というものと、第 2 区分以降、これは限界費用カーブということでございますが、これを一体的に取り扱っているところでございます。

こういった形で、基本的には同じような考え方に基づいて限界費用を考えていくということとしますと、これは電源によるということではございますが、極端な例として、この最低出力に掛かる平均費用、この第 1 区分のところが非常に高いといった電源も存在するというところがございます。これが仮に、その最低出力分が限界価格ということで第 1 区分で決定してしまうと、市場価格が著しく高くなってしまいう可能性が存在するというところがございます。

これに対する対応をどう考えていくかというのが 39 スライド目でございます。1 つは、P J M における考え方を引用させていただいておりますが、約定価格というのは、追加で 1 MW 出力を増加させる時の費用で決定しているということでございますので、基本的には追加で少し出力するといったところですので、第 1 区分ではなく第 2 区分以降で約定価格が決定されているということになります。こういったところで、第 1 区分による市場価格の高騰といったものが回避されているということかと思えます。

こういった考え方を取っていくということも 1 つですし、もう 1 つの考え方としては、ま

ず電源のラインナップに関しましては、この左側のところで、最低出力費用、限界費用カーブといったことを用いて、各電源の出力量といったものをいったん確定をさせます。

その上で各電源ごとに平均費用といった形で、それぞれ電源で平均費用を算出して、それで平均費用カーブといった形で、平均費用カーブに直して供給曲線を作成していくと。こういう形も考えられるということでございます。

PJMのような考え方、①番ということになりますと、1つは第2区分以降で価格が決まりますので、第1区分での費用の取り漏れというのが発生する可能性がある。ここは別途費用補填を行うことが必要になってくるということでございます。一方で平均費用カーブのほうでは取り漏れは発生しないということではございますが、こちらについては諸外国等でも、あまり例は確認できているところではないということもございます。それが直ちにどうということではないんですが、計算負荷の問題とか、こういったところの課題があるかどうかといったところも、今後精査していく必要があるかなというふうに考えているところでございます。最終的には電源の特性を踏まえた上で、シミュレーションなども行った上で決定していくということが、必要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。

続きまして40スライド目をご覧いただければと思います。価格弾力性のある買い入札の取り扱いということでございます。まず基本的な考え方ということでございますが、これ、Three-Part Offerでの最適化ということですので、これは需要の量によって約定電源のラインナップ自体が変化する可能性がある。限界費用という1つの指標だけではなくて、最低出力費用、起動費といったところも含めて最適化ということですので、そういった可能性があるということでございます。そうしますと、買い入札価格によって当然需要量が変わりますので、買い入札価格を踏まえた上で、さまざまな需要を想定した上でラインナップの確定をしていくと。で、ラインナップによる限界価格の算出を繰り返し行って、供給曲線を作成して、最後需要曲線との交点を探索するといったことが必要になってくるということでございます。

そのイメージを示させていただいてますのが43スライド目でございます。43スライド目をご覧いただければと思いますが、すいません、ちょっと今事務局のほうで投影させていただいているものが止まってしまっていて、大変恐縮ながらお手元でご覧いただければと思いますが、まず43スライド目のところでございます。43スライド目でございますが、例えばP1という需要を想定していくこととした場合、A、B、Cといった電源のラインナップになっている。一方でP2という需要を想定した時には、Cという電源はなくて、場合によってはA、B、D、Eといった形が最適化ということで、最適な電源ラインナップということになる可能性があるということでございます。こういったところを繰り返し行って、需要Pをずらしていきながらプロットしていった供給曲線を求める。こういったところが考えられるところでございます。

41スライド目でございますが、※1番のところをご覧いただければと思います。実際の

約定システムを構築する際には、供給曲線、需要曲線の交点を探すということではなくて、基本的に同値の問題として、生産者余剰と使用者余剰の合計を目的関数として設定した上で、この最大化を行うことができる電源ラインナップを算出すると。こういったところが、考え方があり得るところでございます。実際PJMですとかNYISOなどでは、基本的にはこういった考え方でやっているというふうには理解してるところでございます。

イメージとして42スライド目のところで挙げさせていただいてます。供給曲線、需要曲線との交点、☆印でございますが、これを探索するというのと、生産者余剰、消費者余剰の最大化、これをするといったところ。これは基本的には同一といったところでございます。一方で計算負荷等の課題があり、これをやっていくといったことについては、計算負荷の課題もあり得るところかと思っています。実現性に課題があると、こういったようなケースについては、供給曲線の作成を簡易的に行う方法といったところも、並行して検討をさせていただいています。

44スライド目をご覧くださいと思います。具体的には、もう一定の需要を想定してしまうと。その需要を想定してラインナップを決めていくということで、簡易供給曲線を作成していく。こういった案でございます。ここでは、一定の需要ということに関しましてはこれまでの議論を踏まえまして、TSO想定需要、TSOの予測需要を用いるといったことをイメージさせていただいております。

その上で、TSOの予測需要よりも小売の予測需要のほうが高いようなケースに関しましては、電源のラインナップを、もう一回SCUCを回し直すということではなくて、追加的にkWh単価が安い電源を簡易供給曲線の右側に加えていって、簡易供給曲線を延ばしていくと。こういったことで需給の交点を探索するといったことが、考えられるのではないかとということでございます。

続きまして、 ΔkW -II・III、調整力との関係の取り扱いでございます。47ページ目でございます。こちら、同時市場の約定フローのイメージということで、48スライド目のところで、前回ご整理させていただいたところでございますが、約定電源の処理フローとしましては、まずアワーだけの電源ラインナップを決定した上で、その後kWhとして出力を予定していた電源の持ち替えを行うといったことなどによって、 ΔkW -II・IIIを確保する。こういった流れになっているということでございます。こういった考え方を踏まえまして、1つは Δ 調整力を考慮する前のラインナップで価格を決めていくということ。2つ目のところは、調整力、考慮した後のラインナップでアワー価格を決める。こういった両方が考えられるということかと考えているところでございます。

49スライド目をご覧くださいと思います。こちらに関しましては、具体的な案ということで整理させていただいています。まず調整力を考慮しない方法ということで、案A、左側でございます。こちらは調整力が本来必要であれば、本来はアワーとして出力できていたと考えるといったような、基本的な考え方でございますが、この場合実際の仕上がりの約定電源に関しましては、この49ページ目の右側の上のものになります。そうしますと価格

は、左側でDという価格で、限界価格は10円と決まっていることになりませんが、一方でEという電源についてはアワー市場で約定しているということになります。そうしますと、Eという電源の11円と、Dの約定価格、10円ですね、限界価格の10円といったところの1円の差が、取り漏れが生じるということなんで、費用補填が必要になるということかと思えます。

次のB-1ということですが、こちらに関しましては特段、実際に約定している電源の価格の限界価格で決まるということですので、費用の取り漏れは存在しないと。一方で価格は高くなる傾向にあるということですのでございます。

50 スライド目をご覧ください。B-2 というところで、これはPJMの考え方を引用させていただいています。追加で1kW出力を増加させる時の費用で価格を決定するというので。例えばということですが、Dの電源に出力余力が存在しているようなケースにおいては、この部分が、追加で1kW増加させるということなので、10円で決まるということになります。こうしますと、やはりEという電源との関係で、費用補填が別途必要になってくるといった可能性が出てくるということですのでございます。

51 から 53 スライド目、これは簡易供給曲線の場合の考え方で、先ほど申し上げたところと基本的には重複しますので、ご説明は割愛させていただきます。

続きまして Δ kW-I の価格の決定方法ということですのでございます。55 スライド目ですが、まずこちら概要、 Δ kW-I のイメージということで、これまでご議論いただいていたところですが、TSO想定需要と同時市場のアワーの約定量ですね、これとの差分というのが Δ kW-I ということになるということですのでございます。

56 スライド目ですが、この Δ kW-I の性質ということで。まず1つ目の丸で挙げさせていただいているのは、小売のアワーの価格とこの Δ kW-I の価格、これは基本的には別々に整理、設定すべきではないかということですのでございます。こちら、仮に Δ kW-I の単価とアワーの価格を一緒にしてしまうと、小売需要者さんとしましては、需要予測をより正確にして前日市場でできる限り電気を調達すると、こういったインセンティブが生じなくなってしまうといったこともございます。こういった観点から、基本的には別々に設定してはどうかということですのでございます。

「また」というところで、一番下のところですが、 Δ kW-I に関しましては前日段階での、あくまでも想定でございます。その中で、実需給との間で予測誤差が生じるといった可能性もございますので、ここについては基本的には予約電源として、 Δ kW-I は Δ kWとして確保することとしてはどうかということですのでございます。

続きまして 57 スライド目でございます。

こちらの論点につきましては、現行の需給調整市場の考え方などを踏まえるという整理になるのではないかとということで、1つ整理等をさせていただいています。左側の上のところですが、まずkWh、アワー価格といった、同時市場におけるアワー価格というのが、例えばCという電源、9円と決まっていますといったケースを想定していま

す。一方で電源の持ち替えとか追加起動、 $\Delta kW \cdot I$ が発生する時に $\Delta kW \cdot I$ を確保していくという観点から、Dという電源、Eという電源を起動させますと。そうしますと、最低出力分までは必ず出力するということになりますので、ここはアワー市場として約定させる。こういった形で持ち替えを行うといったことになり得ることが想定されます。

こういったことを踏まえていきますと、論点 1 ですね。まずは逸失利益といったようなケースといった場合は、どういう場合が発生していくのかということ。現行の需給調整市場のルールを参考にした場合ということですが、 $\Delta kW \cdot I$ 確保のために電源の持ち替えが生じるということですので、例えばこの持ち替えが発生してる電源Bに関しましては、限界費用と市場価格の差というのが逸失利益となって ΔkW に織り込まれる。こういったことになるのではないかと。これを踏まえて、同時市場においてはどうか考えるべきかということになります。

論点 2 というところで、こちらは電源DとEの機会費用に関してでございます。 $\Delta kW \cdot I$ 確保のためには電源の持ち替えが生じるということですので、そういった観点から現行の需給調整市場に置き換えると、電源DやEの起動費と最低出力費用と、 kWh 市場価格との差分といったものが機会費用となるのではないかと。それで ΔkWh 単価に織り込まれることになるのではないかと。ということでございます。

論点 3 に関しましては、B、C、Dの $\Delta kW \cdot I$ としてのアワー単価に関してでございます。アワー単価をどう考えていくのかということですが、ここについてはシングルとするのかマルチとするのかといったところが、整理が必要というところかと思えます。最後固定費に関しましては、それをどう考えるのかといったことについても整理が必要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。

続きまして 58 スライド目でございます。時間前市場の投入に関する電力の範囲ということでございますが。こちらは次回以降の実務作業部会のところで、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が、時間前市場に投入する電力の範囲ということで、それを全量とするのか。一部、現状の三次調整力②で申し上げれば、不要と判断したものということになるかと思えますが、そのどの範囲にするのかといった検討が必要となるということでございます。

④番のところ、費用負担のあり方ということでございますが、 $\Delta kW \cdot I$ の ΔkW 単価につきましては、託送料金や時間前市場の料金、インバランス料金等で負担することが考えられるのではないかと。またアワー単価に関しましては、時間前市場で約定したものににつきましては時間前市場で約定した事業者ということでございますし、約定しなかった電源に関しましてはインバランス料金として、インバランスを発生させた事業者が負担する。こういったことになるということかなというふうに考えております。

最後、調整力に関するところでございます。こちら論点の整理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。60 ページ目、61 ページ目に関しましては、現行の需給調整市場の仕組み、価格規律について整理をさせていただいておりますので、詳細は割愛

をさせていただければと思います。

まず64スライド目をご覧ください。こちらは2つ目のポツのところですが、先ほどご説明をした調整力の考慮の仕方ということで、案A、案B、それぞれ整理をさせていただいていますが。これを、アワーの価格の決定方法、どちらを、いずれを選ぶかによって、機会費用や逸失利益が発生するかどうかですとか、発生する利益、費用の大きさが変わり得るということでございます。

例えばということで、案Aの電源Eということでございますが、これは調整力のために起動出力したようなケースといったことを、仮に想定してということでございます。この場合につきましては、調整力のために追加的に起動を行うということですので、機会費用に関しましては、 Δ kWとして調整力市場での回収が必要となるということかと思っております。一方で案B-1のようなケースに関しましては、電源Eに関しては、少なくとも最低出力費用に関しましては、アワー市場の約定価格に反映されているということになりますので、調整力市場での機会費用として考慮する必要はなくなる。

こういったところの違いがあるということの、1つのイメージを示させていただいてます。

最後、65スライド目でございますが、こういったところも踏まえながら、アワー市場との関係も考慮しながら、機会費用、逸失利益、固定費、それぞれについてどう考えていくかということで、論点を整理させていただいています。足元の課題等々については、別途この場ではなくて議論していくべき課題もあるとは思っておりますが、現状の整理を前提とすると、こういうことになるのではないかとということでございます。

まず機会費用における起動費に関しましては、同時市場のアワー価格として織り込む起動費の取り漏れとの関係、これとの整合性を取った検討が必要ではないかということでございます。続きまして起動費、機会費用における最低出力費用に関しましては、先ほど申し上げたとおりですね。調整力の考慮、価格を決定する際の調整力をどう踏まえた価格を決定するのかといったところによっても、変わってき得るということでございます。

3番目に関しましては、逸失利益の考え方ということでございますが、同時市場におけるアワー価格よりも限界費用が安い電源が Δ kWとして約定する場合に限って、逸失利益が発生するというふうに考えられるのではないかとということ。最後固定費につきましては、ここでは全体的な容量市場の固定費回収ですとか、そういったさまざまなことも踏まえた検討が必要ではないかということで、整理をさせていただいているところでございます。

最後ですね。1点、この同時市場において、現行の需給調整市場と大きく変わるところで申し上げます。機会費用というところに関しましては、まず最低出力費用、起動費に関しましては、Three-Part情報にそもそも含まれているということでございますし、逸失利益に関しましても、こちら同時市場ですので、市場運営者が客観的に算出することが可能ということでございます。こういったところが、同時市場において、より価格の透明性が上がるといったところになってくるかというふうに、考えているところでございます。

まず資料 5 につきまして、事務局からのご説明は以上となります。続きまして広域機関さまのほうより、資料 6 についてのご説明をお願いいたします。

○大山委員

広域機関の大山でございます。資料 6 について説明させていただきたいと思います。1 ページめくっていただけますでしょうか。ここに概要書いてありますけれども、PJM においては、ただ今事務局からの説明でも触れられておりましたけれども、市場約定ロジックと価格選定ロジックは、異なるロジックとなっているということでございます。電源起動は TSO の想定需要、約定は小売想定需要で行うという方向性で、議論中の同時市場にとっても参考になるのではないかと考えております。

本資料では、一般的な SCUC——制約付きのユニットコミットメントロジックと、PJM における価格算定ロジックといったことをご説明し、さらにそこから得られた考察・同時市場で考えられる方向性についても報告いたします。詳細につきましては担当の下根から報告させていただきます。よろしく申し上げます。

○広域機関 下根

広域機関事務局の下根でございます。そうしましたら資料 6、続きの 3 ページのところより、説明のほうさせていただければと思います。まずアメリカ、PJM における市場約定と価格算定の考え方というところでございます。こちら、エネルギー市場におきましては、発電事業者にはいわゆる起動費、無負荷コスト、増分燃料費というような、Three-Part の情報を提出いただくのですが、この活用方法としましては、発電機の起動停止計画、いわゆる SCUC には、この全てが使われるというところではございますが、一方 LMP ですとか、ディスパッチである SCED、ここには③の増分燃料費のみで算定されるという特徴がございます。

また先ほどの議論にもありました通り、LMP に含まれないコストというところで、市場で回収漏れとなる起動費、無負荷コストの一部に関しましては、アップリフトで回収できる可能性があるという風にされておるところです。こういったところ 4 ページ以降で、まず SCUC のロジックとはどういったものか、そして LMP のロジックはどういったものかというところを、説明のほうさせていただければと思います。

めくっていただきまして、5 ページでございます。まずこちら、一般的な SCUC のロジックでして、基本的な考え方といたしましては、起動費ならびに総燃料費のグロスが最小となるような、そういった目的関数を構築いたしまして、組合せ最適計算を行うというところ です。

このうち総燃料費というところに関しましては、内訳下に記載しておりますが、こちらがいわゆる増分燃料費と無負荷コストに分類されますので、こういったところから、Three-Part 情報を活用した最適化のロジックであるというところ です。

また下段のほうに、主だった制約条件も書いております。(4) のところに潮流制約と書いておりますが、系統混雑等があった際には、そういった条件を満たすようにバランスを持ち

替えるという点や、潮流方程式を構築する際に、まずは需要を固定として計算しているというようなどころになります。

続きまして 8 ページのほうをご覧ください。こちらが市場約定と最適計算の関係性というところとして、先ほどのような制約条件付きの目的関数、そういったものを解こうと思えますと、いわゆる、学術的には非線形な組合せ最適を解くというような領域に入りまして、理想的には全組合せを計算するというところですが、そうしてしまいますと、やはり現実的な時間内に解が求まらないというところですので、実際にはさまざまな最適化手法が活用されているというところではあります。

イメージではありますが、下の方にイメージ図載せておりまして、例えばというところで、初期値からの近傍探索で探索をするということではありますが、この場合にも一旦局所解に陥ってしまって、なかなか全体最適にたどり着かないということもございます。ランダムリサーチといったものを使う方法もあろうかと思いますが、こちらランダムというところで、運次第というふうにもなりかねないところで、場合によっては局所解に陥ることも、原理的には十分あり得るというところではあります。

続きまして 10 ページから、LMP ロジックの説明のほうに移らせていただきます。11 ページをご覧ください。先ほど述べた通りですが、Three-Part 情報にて市場約定を行う場合には、系統運用者は全発電リソースを対象に、起動停止計画と経済負荷配分に係る最適化を行うというところではあります。「一方」というところで、先ほどありました通り、PJM では LMP 価格の決定に当たりましては、最適化処理の複雑化を回避する観点から非凸関数を無視するというところで、端的に言いますと増分燃料費のみで価格を算定しているということとして、こちらで起動費等が回収できない場合に関しましては、市場外のアップリフトという仕組みで回収してるというところではあります。

具体的などころが 12 ページ、こちらアップリフトに関しましては、発電事業者の入札データを基に、起動費等を含む発電コストと市場収益を比較しまして、損失分を補填するということではあります。例えば一例といたしまして、下の図で記載しているところではあります、電源 E、F が起動並列しているものの、最低出力のため市場価格には引用されないということになりますと、限界費用は電源 D から決まるというところですので、E、F は、コスト回収できないということになってきます。こういったコストに関して事後的に補償されるというところで、発電事業者の損失を生じさせないような制度上の配慮がなされているというところではあります。

13 ページをご覧ください。こちら、アメリカ PJM におきまして、どれぐらいの規模のアップリフトが発生するのかというところの、年間発生額ですが、そもそもアップリフトは、市場外の取り組み、市場の透明性を損なう恐れもあるというところで、PJM はこの低減に努めているというところではあります、不可避的な費用として、年間 1 億から 2 億ドル程度生じているというところではあります。内訳といたしましても、先ほどから説明させて頂いた損失補償の考え方以外にも、市場の収益機会を逸したことに伴う機会損失費用といったもの

も、入っているというところではあります。

下のグラフ、見て頂きまして分かります通り、少し昔の話ではありますが、北米に大寒波が襲来した 2013 年末から 14 年初頭にかけては、安定供給確保に際し PJM が保守的なユニットコミットメントを繰り返したことで、そういったことも一因となり、アップリフトの額が高まったところもあったというところではあります。

続きまして 14 ページ、考察と方向というところになります。15 ページのほうに、先ほどからご説明させて頂きました、PJM におけます市場約定ロジックと価格算定ロジックが異なる理由を、推察したというところではあります。理由に関しましては、明確にこうだというものがあったわけではありませんが、一定程度こういったものが推察されるというところではあります。例えば①、市場約定は安定供給上問題ない最適解というところでも、収束するというところではあります。②がハード的なスペックの話ではございますが、価格弾力性のある需要曲線に対しまして、Three-Part 情報を用いた最適化ロジックでは対応が難しい、そういった可能性もあるのかなというふうに考えております。続きまして③に関しましては、市場約定ロジック、下の表を見ていただきますと分かりますように、前日、SCUC に関しましては Three-Part を用いる。リアルタイム市場、実需給に関しましては、増分燃料費のみで解いているというところがございます。これと同じ価格算定にしてしまいますと、いわゆる価格構造が異なるため、織り込まれている要素が異なることから、例えば起動費等が考慮されることで、基本的に前日の方が高くなるというような構造になると、前日市場の利用者がいなくなるというようなこともあり得るのかなというふうに考えるところではあります。

最後 17 ページは、そういったところを踏まえて今後の考えられる方向性として、先述の考察結果を踏まえますと、同時市場における方向性というところは、以下のようなところも考え得るかなというふうに考えております。まず所与の条件としまして、市場約定は、前日断面 SCUC、実需給断面は SCED というふうにさせて頂きまして。また②、これまでの議論の方向性というところで、前日同時市場においては、TSO 想定需要で電源起動、小売想定需要での価格算定を行うという方向かと考えております。

その後、では価格算定をどうしようかという話になりますと、先ほどの技術的な問題というところでもありました通り、価格弾力性のある需要曲線に対して、Three-Part 最適では対応が難しいということになりますと、PJM の LMP のように、増分燃料費の最適化で解く必要があるというところではあります。そういった場合の取り漏れ分に関しましては、アップリフトで回収という方法もあろうかと考えております。

また先ほどの推察にもありましたように、前日の価格構造と当日の価格構造も、合やす必要があるかというところでもありますので、同時同量インセンティブのためにもそういったところ、織り込んで諸元が違うというようなことにならないような、ロジックの整合性ということも必要ではないかというふうに考えております。

先ほど技術的な問題というふうに申し上げたところも、今後調査検討を進めていく中で、

技術的に可能であれば、整合を取った上で両方とも Three-Part で価格算定するという方法も、あり得るかというふうに考えてはおりますが、そういったところは今後の検討というところで、考えているところです。広域機関からは以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。だいぶ時間が残り少なくなっておりますが、これから自由討議、質疑応答ということを始めたいと思います。前と同様に、コメント等ある方は Teams のチャット欄にお願いをいたします。

よろしいでしょうか。それでは河辺委員、お願いいたします。

○河辺委員

河辺でございます。ご説明いただきましてありがとうございました。私のほうからは資料 5 に関して、大きく分けて 3 つほどコメントさせていただきたいと思います。まず 1 つ目はスライド 41 の、価格弾力性のある買い入れの取り扱いのところなんですけれども、ここでは需要の価格弾力性を考慮するためには、Three-Part 情報に基づく、混合整数非線形計画問題になるかと思っておりますけれども、これを需要曲線上の各点に対して行うことが正攻法になるということを理解いたしました。※の 2 に書いてありますように、この計算は単一の時間断面に対して行うのではなくて、発電機の起動費なども考慮するために、最低でも 1 日程度の複数時間断面に対して、同時最適化を行う必要があるのではないかというふうに思いました。スライド 17 の留意事項としても挙げられているのですが、この方法だと約定処理が制限時間内に収束しない可能性もあるのではないかと思いましたので、実現可能な仕組みとなるよう、計算量の削減を図った簡略的な方法についても併せて検討していくことが必要だというふうに感じました。

続いて 2 点目は、調整力確保費用の負担者に関連するコメントになります。スライドの、すいません、49 ページ以降のところですね。このところで、 Δ kW-II、それから Δ kW-III の取り扱いに関連して、その限界価格の求め方について複数の案を挙げていただいておりますけれども。この部分は、調整力確保のための費用の負担者をどのようにするかという考えに、合わせていくのがいいのではないかと思いました。

例えば調整力確保のための費用を、託送料金や発電側課金のような形で回収していくということになれば、案 A に基づく方法というのが、その調整力に要した費用を算出する上では望ましいように思いますが。一方で、調整力確保のための費用を kWh 市場に参加している者で按分するといった整理になるのであれば、案 B に基づく方法が望ましいということになるのではないかと思いました。

最後にスライド 56 に関連して、前提のところを確認させていただきたい点がございます。前回、今回と約定電源の決め方、約定価格の決め方という形で議論が進められてきておりますけれども、実際の電源の起動停止の判断というのは、ここで議論している約定結果に基づいて行うのか。それとも経済性と供給信頼度の追求という観点から、約定結果とは独立して TSO が、Three-Part 情報と需要予測に基づいて行うのかという点について、も

しこれまで示されていたら申し訳ないんですけども、あらためて確認させていただければと思います。

といいますのは、例えばスライド 56 のところでは、小売事業者に対して、需要予測をより正確にしてもらおうという観点が示されているんですけども、小売事業者に需要予測を正確に行ってもらおうインセンティブはどこにあると考えればよいのかという点が、前提の部分として気になりました。これは前回も他の委員の方からご意見のあった、BG制を残すことの意義にも関連するかと思います。前提として、例えば電源の起動停止を含めた運用は、TSOの重要予測とThree-Part情報に基づいて、TSOの判断で行うというふうに整理された場合には、小売電気事業者に前日段階で需要予測を正確に行ってもらおうインセンティブとしては、需給運用の観点からすると、現在の電源ⅢのようなTSO側から制御できない電源に、需給バランスを小さくするよう自主的に動いてもらうといったことが、挙げられるのではないかとこのように理解しているんですけども。

その辺りの余力活用に関する今後の整理の結果によっては、前日段階で約定させる必要性も変わってくるのではないかなと思いました。

ここの部分が変わってくると、前回までも、ワーキングのほうでもご意見が示されていた部分だと思うんですけど、約定を実需給に近づけていく方向での検討なども進み得るのではないかと思ったので、コメントさせていただきました。以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。次は國松委員、お願いいたします。

○國松委員

ありがとうございます。日本卸電力取引所の國松でございます。今河辺先生からありましたところ、もう私もずっとこれ気になっていて、何度か申し上げているんですけども。この同時市場っていうのは、現状の私どものスポット市場と需給調整市場を単純に合わせるだけの話をしてるわけじゃないんだと、私ずっと認識しているんですけども、どうもそっち向きの感じがして仕方がないかなと思っております。

また前段の議論の中でも、JERAさんの発言されたところで、ISO、できるんだっけっていう話があったかと思うんですけども、今後の安定供給や再エネの最大導入を考えた時に、どういう形がいいのかという形で市場の見直しが行われていると。あくまでも今の需給調整費用の問題点の解決のためだけの、パッチワーク的なことをつくってるわけじゃないと認識しております。

そういう意味では、ほぼ全電源に近い状態がThree-Partで決められ、かつその間に、系統運用者——ISOによる燃料のバランスであったり、そういった思惑が入り運転計画が決まってくると。運転計画を決めるに当たっては、広域機関さまのほうのプレゼンにありましたロジックというものを動かしつつ運転計画を決めて。運転計画が決まった後の費用負担をどうしていくのかというところについて、このような、PJMのようなやり方もあれば、全額を応分負担させるというのもあろうかと思います。平均費用でやるという

ころもあろうかと思えます。

ですから、売りに、結局価格というもの、約定価格と一言で言っているところっていうのは、これ、売り手——発電者さんにお渡しするのを幾ら渡す、それをどう徴収するという考え方だと、価格って少なくとも2種類はあって、約定価格というのを1点で決めるわけではないかなと思えます。また先物の考え方なら、またインデックス的なものを、この価格のどちらかにするでもいいですし、また別なものを計算上出してくるというのでも、リスクヘッジの商品のための価格というのは出来上がると思えます。

約定価格は必ず売りと買い、同じ価格っていうわけではないかと思っておりますので。シングルプライス、マルチプライスというのは、今回シングルプライスの方向性で出ておりますけども、これを、前回私これに関しては、ちょっともう少し考えたほうがいい旨を申し上げたんですが、まだここはしっかり考えていかなきゃいけない。その考えていく前提も、この市場の大きさというか、同時市場というのは、何を狙ってこれ、やってるのかを、ちょっと私だけ分かってないのか、どうなのか分かんないんですけど、整理いただかないと何とも分かんないなど。

この現在のスポット市場と需給調整市場を合わせるだけの話であった時、私どものkWh市場、なくならせるわけには、なかなかこれ、いかないんじゃないかな。余剰分だけ、セルフスケジュールという形で相対を別にとっておいて、そのあるところだけでThree-Partをやるなんていうことは、多分あり得ないんだと思っておりますので。その辺りの整理しないと、そのメカニズムも分かんないかな。整理がつけばメカニズムっていうのは、簡便な方法を取らざるを得ないとこは簡便な方法を取りつつ、しっかりと速度を上げて計算、検討できるかと思っております。

また広域機関さんでお示しいただいてるように、全電源をSCUCで起動計算する。日本で言えば、エリアを超えた連系線の系統(制約)を考えながらこれを考えていくということは実現可能かとも思えますし、それさえ実現できれば、あと費用負担というのはルールの設定かというようには思いますので。

まず大事なものは、なんか私だけかもしれないですけど、ちょっとそこを教えていただきたいなと思いました。以上です。

○金本座長

じゃあ次は五十川委員、お願いいたします。

○五十川委員

ご説明ありがとうございました。なかなか多くの論点がありまして、本日全ての点について個別に議論するのは難しいと思っており、具体的なことについては今後詰めていくものということであると理解しております。今回の資料はそういう意味で、技術的な論点を整理したものであるというふうに受け止めています。本日私のほうからは、何点かについて簡単にコメントをさせていただくとどめさせていただきます。

1つは起動費の取り扱いと最低出力費用の取り扱いについてです。なかなか技術的な点で

難しい点ではあるんですが、基本的には先行事例、特にPJMの仕組みを踏まえて仕組みを作っていくということがよいのではないかと、基本的には思っています。ただ、この価格算定を約定と分離して制度を作っていく、透明性があり効率的な仕組みを構築していくというのは、そもそも困難な点があるなっているというふうなことが実感でありまして。理想的にはこの価格算定についても、起動費等考慮するのが望ましいかと思えます。この意味で、広域機関の報告にあったように、起動費等を考慮した損益ロジックを最初から排除せず検討するというのは、正しい方向性かなっているというふうに思っています。

また事務局資料41ページ以降の供給曲線の作成については、よほど計算上の問題があるということでない限り、43ページのような形で作成するというのが基本だと考えています。起動する電源を効率的に決定するという点が肝要でありますので、44ページのような簡易的な手法でそれが実現できるのかは、かなり疑問に思っています。

あと他の論点ですけど、45ページ以降の ΔkW -II・IIIの取り扱いについては、個人的には基本的に、 kWh として出力できる領域で考える案Bが自然なような印象を持ちます。特に50ページにありますような案B-2を念頭に考えるのは、1つであるかなっているというふうに考えています。簡単でありますけど、私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。次は松村委員、お願いいたします。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○金本座長

聞こえてます。

○松村委員

まず今回の位置付けです。論点が多く出ていますが、今回何かを決めることではなく、これから議論していくことを明らかにしていただいたのだと思います。その上で、これは國松委員がご指摘になったと思いますが、今、 kWh 市場と ΔkW 市場を合わせた、そういう単純なことをしているのではないことは、もうこの資料を見れば明らか。全く新しい仕組みをつくっていくという提案だと思います。その全く新しい仕組みをつくっていく先のイメージが湧くように、具体的な点を出してくださったのだと理解しています。いずれにせよ、これから議論されることなので、一つ一つ丁寧に議論して行って、全体がコンシステントになる仕組みをつくっていくのだと思います。

次に、この具体的な話じゃなくて申し訳ないのですが、案1案2とか、A、Bとか出てきている時に、これからお願いする点は今後具体的に議論する際にぜひ明らかにしていただきたい。例えば案1と案2があったとして、案1を取ると決めて、それでシステムの設計だとかを始めて、その後いろんなことが分かってきた結果、案2で考えていたメリットはすごく大きそうで、逆に案1のメリットは考えていたものよりはすごく小さそうだと分かってきた時に、比較的柔軟に案1から案2に変えられる、そういう類のものなのか。いっ

たん決めて走り出したら、それを変えるのには、それこそ5年とか10年とかかかるような、あるいは膨大なコストが掛かる、そういう類の意志決定なのか。この点も明らかにしていただきたい。特に大きなコストなく事後的に、もちろん一定のコストは掛かるとは思います。一定の時間かかるとも思いますが、比較的小さなコストで変えられるものであれば、注記は必要ないと思うのですが、そうでなければその点を注記なりで明確にさせていただきたい。いったん決めたら変えるのが困難な選択であることは、一つ一つの問題について注意喚起をしていただきたい。

これからも調整力市場の改革は、実際このシステム動き出す前に行われる。足元でも実際に調整力市場が動き出す前にいわれていたことと、動きだした後でいわれていることは全然違うことが、次々と明らかになってきている。

そうすると、今の時点で検討してこれがメリットだと思っていた部分が、実は大したことはなくて、デメリットだけ小さいと思っていたものがものすごく大きいことが十分あり得る。そうすると、ほんとに柔軟に変えなければいけない事態も、これから起こり得ると思います。そういうことが可能なものの中で、まずやるものとして、これでいきましょうっていう提案をしているのか。もうかなり不可逆に近いような形のシステムを組み込む案の話をしているのかは、今後の議論で必ず明らかにしてください。

次に3点目。今言った2点目と矛盾することを言ってるようにも聞こえるかもしれませんが、現在の制度で頭を整理し、その頭を引きずって今後の市場設計を整理しないようにすべき。全く違う制度をつくらうとしてことは、ちゃんと考えていただきたい。例えば固定費の回収とかで、今調整力市場でそのような費用費目はたっているのは事実なんですけど、これは、そのスポットマーケットはシングルマーケットで、それで自分の限界費用を上回る価格が付いた時には、そこで一部固定費を回収する。

そのスポット市場に先だって、調整力市場が開かれている。三次調整力②を除けばスポット前に出す。そうすると、スポットで出せば固定費が回収できる状況下で、スポットに出す機会を失ってまで調整力市場に出すなら、そのスポットマーケットで回収できるであろう固定費は回収できるようにしなければいけないというのはもっとも。そういう話と、今回のように同時市場になって、基本的に調整力はkWのところではコストが高過ぎる、少なくとも限界費用が高過ぎる電源が調整力のほうに回ってくるのが太宗で、なおかつスポットのところ、スポットに対応するもので約定できたものは、その機会費用が補填される。それを前提とすれば、固定費を回収するなどというような議論が出てくる余地など基本的にはないはず。それは基本的に容量市場で回収するものでしょという整理になると思います。

従って、今現在の市場で固定費の回収が議論されているから、こっちでも考えなければいけないっていうのは、根本的に変わるっていうことがちゃんと分かってないのではないのかという疑念すら出てきます。事業者が議論する下のワーキングでは、そういう議論が横行することは十分予想はされるのですけれど、そういう理屈に合わないこと、今の制度を引きずって変な議論にならないように、十分注意していただきたい。

それから例えば、いったん調整力として確保したものが不要になったら出てくる。今そのようなことをやろうとしていることを参照するのはいいのですが、そこで出てくる話とここで出てくる話は全く違うと思っています。つまり今の制度の下では、仮に時間前市場に出したとすると、その結果として買った人が電源を止めてしまう可能性がある。将来の市場では基本的に起動だとかはTSOがコントロールしている。だから時間前市場で買って来たことによって、自社の電源を無秩序に止めることがない、かなり限定されている状況。この状況下での議論は、今の制度を前提とした話と自ずから違います。従ってそういう全く違う状況のものを、今の制度を引きずって、今の制度に対応するようなもので何か補填考えなきゃいけないとかって考えるのは、そもそも根本的に仕組みが変わることを理解していないのではないかと疑われかねない。その点についても十分考えていただきたい。

最後に広域機関の資料のスライド13を見てください。このスライド13の議論は、とても重要なことなので、私たちは制度設計をする時に頭に入れておかなければいけない。コミットメントの量は、安定供給を重視している機関がこれを決めるっていうことになると、それは非難されるようなことではないのかもしれないのだけれど、どうしても過大方向にコミットして、コストが掛かることを忘れたような行動を取りかねないことを警告しているのだと思います。これは、これからつくる制度で起こり得ることだけではなく、既に起こっていること。日本の市場で既に起こっている。つまり今調整力の調達において、調達不足、が頻発している。調達不足が頻発しているのにもかかわらず、実際に問題は起こっていない、ということが起こっている。

そのようなことが1回や2回、10回、20回起こっている、だから調達し過ぎだというのは、あまりにも短絡的であることは分かる。

しかし10回とか20回とかのオーダーじゃなく、もっと遙かに多くて起こっているのにもかかわらず、問題は起こっていない。まさにこれと同じことがもっとひどい形で起こっているということ。その責任は広域機関も負っていることを認識してもらいたい。もちろん、私自身も委員会に参加しているので、責任は負っている。自分も大いに反省していることではあるのですが。広域機関は既にこのような問題を起こしているということを自分でも認識した上で、足元の市場の改革にも、今後一層努力していただければと思います。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。次は平岩委員、お願いいたします。

○平岩委員

送配電網協議会の平岩でございます。ありがとうございます。ご説明ありがとうございます。私からはまず事務局資料の58ページの $\Delta kW \cdot I$ の取り扱いの論点、④費用負担のあり方についてでございますが、16ページに記載があるとおおり、受益者と負担者の一致を図ることが基本と考えております。 $\Delta kW \cdot I$ の受益者は、2ポツ目に記載の時間前市場で調達した事業者や、インバランスを受給した事業者と考えられますので、 $\Delta kW \cdot I$ の ΔkW

単価も、それらの料金に賦課するのがよいと考えます。

次に 65 ページの Δ kW-II・III に関する論点でございますが、1 つ目のポツの④、固定費の織り込みについて。現在の需給調整市場の価格規律において、 Δ kW 価格に固定費回収のための合理的な額を織り込むことは可能となっております。固定費は容量市場からの回収が望ましいと思いますが、設備は kWh を供出するためにも必要でございますので、容量市場や kWh 市場での回収の観点や、現状の Δ kW 価格には逸失利益分が考慮されていることも踏まえて、全体を整理いただくことが肝要と考えます。

3 ポツ目の逸失利益の算出については、 Δ kW 価格の逸失利益の算定に用いる kWh 価格は、現状では 62 ページに記載のとおり予想値となっておりますと思いますが、同時市場では同時約定により kWh 価格は判明しますので、その kWh 価格と限界費用の差額により、記載のとおり市場運営者が一意に算出することが可能になると考えております。

また Three-Part 情報以外で、どのような情報が追加で提出を求めることが必要かにつきましては、第 2 回の作業部会資料 4 に記載のとおり、Three-Part 情報以外に、燃料制約に伴う発電可能量や出力変化速度などの情報が必要になると考えています。

最後に一番下のポツの約定価格の決定方法につきましては、調整力は 66 ページにあるとおり、低廉な需給運用を実施する観点からマルチプライスがよいと考えますが、19 ページに記載のとおり、kWh 単価の議論を踏まえつつ検討することでよいと考えます。私からは以上でございます。ありがとうございました。

○金本座長

どうもありがとうございます。あと新川オブザーバーから手が挙がってますので、よろしくお願いいたします。

○新川オブザーバー

新川でございます。ありがとうございます。起動費の取り扱いについて申し上げたいと思います。その前段として私も、全く新しい仕組みが今議論されているというふうに理解をしております。ただ新しい仕組みではあるんですが、現在の三次調整力②の需給調整市場においても、起動費に起因した価格高騰が生じるケースがございました。現在の需給調整市場はマルチプライスでございますので、この問題は特定のユニットの価格付けの問題にとどまっておりますが、今後シングルプライスの市場ということになると、この問題が他のユニットの価格にも影響が及んで、さらに大きな問題になると理解をしております。三次調整力②については、先日の当方の制度設計専門会合において、実際に起動しなかったユニットの起動費や持ち下げ入札において、コスト以上の価格付けを行って約定したケースなどにおいて、当事者間で実コストベースでの清算を行う方向で整理を行ったところでございます。

今般、PJM の仕組みも参考に起動費の回収方法を決定する旨の、現実的な提案が事務局から行われていることについて、評価したいというふうに考えております。前例のない最も効率的な手法を追求するよりも、参考にできる前例が存在しているシンプルな手法のほう

が、市場参加者にとっても理解をしやすいのではないかというふうに考えます。以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。ここでちょっと私のほうから少しコメントさせていただきたいと思いますが。

PJMとかいろんなことを勉強されているんですが、私も勉強してますけども、まだまだここで紹介されていないたくさんの方がいます。PJM等はまだ20年ぐらいやってまして、大変な進化が起きてるということでございます。

ちょっと何点かお話させていただきたいと思いますが、まず事務局資料の41ページ辺りにどういう解き方をするかみたいな話がありますが、これは先ほど河辺委員がおっしゃったように、基本的に、MIPと呼んでますが、混合整数計画を使って一遍に解いてるのが基本でございます。最近というか、ここ20～30年の間にもものすごい進歩を遂げまして、とんでもない大きなプログラムが解けるようになってるということでございます。PJMとかのアメリカのISOでは、翌日市場については24時間分のユニットコミットメントと、それから給電を一発で解いてるということでございます。あとその解き方についてもいろんなことがございますので、その辺についてこれからみんなで勉強して、どういうふうな形にすべきかということを考えていく余地がたくさんあるというふうに思ってます。

もう1つは、前日市場でまず翌日分を解くわけですが、あと重要なのは、リアルタイム市場があって、その間にまた必要に応じてユニットコミットメントをしてるということがございます。プライスは前日市場で決まって、その後いろんな追加的なコミットメントをしているものについては、リアルタイム市場で清算されると。そういう仕組みになってます。

これを日本に対応させると、前日市場でいったん取引が行われますが、アメリカのリアルタイム市場に相当するのはインバランス価格でございます。インバランス価格を決める前に、送配電さんがゲートクローズ後にいろんな調整を行ってるという話になります。基本的には前日市場とインバランス価格の間で、いろんな当日の処理をするというふうな構図になるのが自然かなと思っておりますので、そういうことを念頭に、全体の市場設計をしなければいけないのかなというふうに思っております。

結構勉強しなければいけないことがたくさんございますので、こういう会議で1～2回やったということで決められることではないかと思っております。これから日本の頭脳を集めてしっかりとやっていくということかなと思っておりますので、よろしく願いいたします。それでは、事務局のほうからお答えできることについてはコメントお願いいたします。

○市村制度企画調整官

金本先生、さまざまご意見頂きましてありがとうございます。事務局としましても引き続き、今回基本的な考え方というか、どういった論点、検討すべき点があるかといったことを、お示しをさせていただいたということでございますので。引き続き本日頂いたご意見なども踏まえながら、整理を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。

まさに松村委員からご指摘いただいたような、現状の制度で、頭を引きずった形で整理しないようにといった点、ご指摘のとおりだというふうに思っているところでございます。われわれとしても新たな仕組みの中で、どういった形が合理的なのかといったことを、きちんと考えていきたいということだと思っておりますし。一方で現状の仕組みだとこうなるというふうなことを、いったん頭の整理として出させていただいた上で、なんだけど、ここが違うんだといったようなところですね。まさに本日頂いたご意見なども踏まえながら、やはり整理していくということが、非常に重要であるというふうに思っておりますので、引き続きそういった考え方で整理を進めていきたいというふうに思っているところでございます。

もう1点松村委員からご指摘いただいた、案1と2とあった場合について。これがシステムとの関係で、どういった大きな影響があるのかどうかといったところ、ここについては現状、すいません、そういう意味で言うと正直、まあそれぞれの論点にもよるかと思いますが、どれだけ違いがあるかといったところは、申し上げられないというところでございますが。ご指摘のとおり、今後、例えばこの案Aとか案Bですとか、案1、案2といったところ、こういったところの中で、シミュレーションなどを必要に応じて行っていくということは重要だというふうに思っております。その上でシステム設計といったステップだと思います。

加えまして、おっしゃっていただいたとおり、こっちの案を考えていくに当たって、システム上どういった負荷、差が出てくるのか。それによって考え方を合理的に変えていくのが難しいのかどうかといったところ。こういった視点につきましては引き続き、可能な限り、今後検討していくに当たってはお示しをしながら、議論をしていただくということかというふうに思っているところでございます。

また河辺委員、國松オブザーバーからご指摘いただいた、電源の約定と起動停止との関係ということでございます。ここにつきましてはまさに基本的な考え方と、どう考えるかといったところで、論点出しはさせていただいてるところでございますが、さまざまなバリエーションがあるかなというふうには思っています。前回お示しさせていただいたところで、余力活用契約の考え方、これをいわゆる電源Ⅱのような考え方でやっていくのか、今の仕組みの延長線上で考えていくのかとか、こういったようなところとも影響してくるところでございます。

ご参考までに、例えばでございますけれども、NYISOなどでは、まず電源のラインナップを決めていくといった観点では、小売との約定のラインナップの電源といったものを、これを所与した上で、前提のSCUCを回していくといったような形。起動を前提としてということですが、そういった形で前日市場といったものを運営している。こういったケースもございます。なので、100ゼロの問題ではないということだと思っております。こういったところも引き続き、どういう考え方が適切なのかということについて、きちんと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。

最後に金本座長からご指摘を頂いた点でございますが、まさにおっしゃるとおりだと思っております。全体の市場設計といったところ、ここについては、まずは基本的な考え方を

整理をさせていただいて、論点を提示させていただいておりますが。その上で、いろいろ戻ってきたりというか、例えばインバランスの考え方といったところを整理していく中で、結局同時市場の考え方とも整合性を取っていく。全体的にきちんと見ていかなければいけないということだと思いますので、皆さま、引き続きお力添えを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。事務局からは以上です。

3. 閉会

○金本座長

どうもありがとうございます。もうそろそろ時間ですが、最後ちょっと追加させていただきます。先ほど翌日市場は一発で解いてると申しましたけども、全体を1つのプログラムで解くというのはそうですが、それを実は何回もやってまして。ビッドを基に解くことをやって、それで前日市場価格を決めて、その後ISOの需要予測をベースにもう一回解き直して、それでユニットコミットメントを修正していくといったことをやってます。ですから、1つ大きなものを解くというものを何回もやってるということになります。そういったことを踏まえて、これからも検討していただきたいというふうに思っております。

それではもう時間になりましたが、特に追加のご発言はございますでしょうか。よろしゅうございますか。それでは活発なご議論をありがとうございます。この本作業部会、今後の電力システムを支えていくためにも極めて重要でございますので、引き続き議論を深めていきたいと思っております。これをもちまして第3回の、あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会を閉会させていただきます。本日は大変ありがとうございました。