

第 14 回同時市場の在り方等に関する検討会

日時 令和 7 年 3 月 24 日（月）15：00～18：15

場所 対面（電力広域的運営推進機関第二事務所会議室〇）兼オンライン開催

1. 開会

○長窪調整官

定刻となりましたので、ただいまより第 14 回同時市場の在り方等に関する検討会を開催いたします。

委員及びオブザーバーの皆様方におかれましては、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、五十川委員におかれましては、本日、途中出席とのご連絡をいただいております。

本日の検討会についても、広域機関第二事務所での対面とオンラインの併用にて開催しております。Web 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。

議事に入る前に、今回の検討会から、一般社団法人電力需給調整力取引所の福元事務局長にオブザーバーとしてご参加いただきますので、一言ご挨拶をいただきます。

○福元オブザーバー

一般社団法人電力需給調整力取引所の福元でございます。今回から、オブザーバーで参加させていただきますので、どうぞよろしくお願いいたします。

同時市場という大きな制度変更ではございますけれども、需給調整市場の市場運営者の立場として、同時市場の在り方の検討に貢献できるように、しっかりと努めてまいります。本日よりどうぞよろしくお願いいたします。

○長窪調整官

それでは、以降の議事進行は金本座長にお願いいたします。金本座長、よろしくお願いいたします。

2. 議題

（1）同時市場の制度に関する論点について

○金本座長

それでは、お手元の議事次第に沿いまして、これから議論に入りたいと思います。

なぜか鼻と喉をやられておりまして、風邪ではないと思うんですが、お聞き苦しくて失礼いたします。

それでは、本日は 5 点の議題についてご議論をいただきたいと思います。

まず議題 1 は、同時市場の制度に関する論点についてでございます。本件につきまして、

事務局の資源エネルギー庁のほうから資料３の説明をいただきます。よろしくお願いいたします。

○長窪調整官

資源エネルギー庁の長窪でございます。

資料３につきまして、ご説明させていただきます。資料３は「同時市場の制度に関する論点について」と題する資料でございます。

本日の議論でございますけれども、本日は、前回の検討会において、今後の検討会で議論が必要ではないかという論点につきまして、若干の頭出しをさせていただき、方向性についてのご議論をいただいたところでございます。その論点につきまして、これからこの検討会で一定の結論を出していきたいと考えておりまして、その前提として、本日は、各論点の課題または検討の方向性について、ある程度事務局として深掘りをしてみたというところでございます。

このため、本日お示しした論点について、この後の質疑応答の時間では幅広くご議論いただければと思っております。

本日、議題がたくさんございますので、必要な部分に絞ってご説明させていただきます。

まず一つ目、大分類といたしましては、売り入札の義務の在り方、入札方法と、売り入札に関する論点です。前回の検討会では、今表示しております５ページに記載したようなご議論を主にいただいたところでございます。

まず、その中で小項目として、論点の一つ目が、自己計画電源の入札方法です。

これは、もともとセルフスケジュール電源と言われていたものについて、自己計画電源というふうにこの検討会では改めて定義をいたしまして、発電事業者が電源起動を自ら確定させる電源ということでございます。この自己計画電源について、この市場への入札を必須とするか、それとも市場外で取引をしていただいて、市場に対しては発電計画との情報登録のみ行えばよいかというような点が、この検討会の前身の作業部会から論点となっていたところでございます。この点につきましては、自己計画電源について余力がある場合には、必ず市場に供出をしていただくというような制度設計になった場合には、基本的には①の場合であっても②の場合であっても、ＳＣＵＣ計算処理の結果は同じ結論になるであろうというようなことでございまして、そのため、これまでは基本的にはどちらでもよくて、設計上やりやすいほうでいいのではないかというようなことでご議論いただいたところでございます。

この点について、もう少し考えてみますと、相対取引がひもづくような自己計画電源について、同時市場への入札を必須とする場合にどうことが起こるかということ、事業者、当事者間では、相対契約を締結して取引を行っている上に、さらに市場との間でも電力の取引や決済が必要となるという点が②と比べた場合の①の違いなのかなというふうに思っているところでございます。

選択肢②の方法はどうかといいますと、こちらについては、自己計画電源について、その

自己計画電源についても、一定の場合には制約に服する必要があるというのがこの検討会の整理でございますから、その制約をどういうふうに及ぼしていくべきかという点について検討が必要かなというふうに思っております。

この自己計画電源の制約と申しますのは、現在でも、需給バランスの観点から出力制御等が行われる場合には、優先給電ルールというような形で行われていきますので、市場に入札をするか、市場外で取引をするかで扱いが分かれるというのは公平性の観点からよろしくないというふうに思っておりまして、要は市場外で取引される電源についても、市場に入札されたものと同じように、その制約を及ぼしていく必要があるんだろうというふうに考えております。

結論といたしましては、選択肢②を認める場合であっても、自己計画電源の発電計画を登録していただく場合には、市場への入札と同じような電源の情報を入れていただく必要があるということですとか、様々な仕組みを検討する必要があるのかなというふうに思っております。

以上のようなことを考えながら、この自己計画電源の入札方法については検討していく必要があるのかなと思っております。

次に、論点の2番目が、自己計画電源入札が制限される場合の考え方でございます。

このページ、「自己計画電源入札」というふうに書いてありますが、先ほどの選択肢①、②の入札の場合にだけ当てはまるというものではなくて、登録をする場合でも、同じように自己計画電源としての入札または登録が制限される場合の考え方でございます。

自己計画電源については、これまで何度も繰り返してきたとおり、安定供給と適正な取引の確保の観点から、一定の制約に服することが必要というふうにしてきたわけございまして、ただ、それを具体的にどういう場合に制約に服することが必要かというのは、今後の課題ということになっていたところでございます。このため、この点について具体化をしていく必要があるというところでございます。

詳細は本日の後半の資料、資料6のほうで取り扱いますので、どうやって具体的に制限するかということのご説明はそちらに譲らせていただきますが、一つ留意点といたしましては、この自己計画電源の入札または登録というものは、もともと発電事業の予見性確保のために認めようということになったものですから、入札または登録してみたら初めて駄目だったことが分かるというのでは、その予見性確保の趣旨を果たさないというふうに思っておりまして、その自己計画電源入札または登録が制約される場合については、事前にお示しをしていく、そういう仕組みをつくる必要があるのだろうというふうに思っております。

また、可能であれば、直前ではなくて、もう年間単位で、どの時期にどの地域で自己計画電源のご入札、または登録が制限される可能性が高いかというような見通しを示すことができますと、これはその無用な自己計画電源入札が増えないということにもつながると思いますし、また発電事業者の皆様の発電計画や燃料の調達計画の策定にもメリットがある

のではないかというふうに思っております。

論点の3番目が、運転パラメータの登録でございます。

これは同時市場で計算処理を行う上では、Three-Part 情報だけではなくて、起動時間ですとか出力容量とか稼働時間等の運転パラメータも登録していただく必要があるというところでございます。

この点につきまして、これまでは起動時間を例に取って、その起動時間というのはマシンのスペック上、その電源の仕様・性能上、起動時間というものはある程度決まっているわけではございますけれども、じゃあ、実際にその電源が何時間後に起動できるのかというようなことについては、その電源がどのくらい今冷えてきているのかみたいなものにもよるので、時々刻々と変化すると。そうすると、運転パラメータの登録といっても、簡単ではないというようなご意見をいただいていたところでございます。

また、その電源の仕様・性能上の起動時間というものがあるとしても、実際には発電事業者は、起動するために人員配置等をしなくてはなりませんので、そうすると必ずしも起動時間どおりの起動が可能なわけではないというようなこともご意見をいただいていたところでございます。

この点を踏まえまして、これまでの事務局のご提案といたしましては、運転パラメータの登録については、発電事業者の皆様には一定の裁量を認めることが必要ではないかというようなことを提案させていただいていたところでございました。ただ、ここは裁量を認めるといっても、では、どの程度の裁量を認めるかというのはなかなか一概には決められない問題ですし、また、仮にその裁量を認めたとしても、運転パラメータの登録をちょうどよくしていくというのは非常に難しいのですというようなご意見をいただきましたので、そうすると考え方をえまして、運転パラメータについては、原則として電源の仕様とか性能に基づいて登録をしていただいて、それで約定結果に従った起動ができるということであればそれでいいんですが、約定結果に従った起動ができないという場合には、その旨を連絡していただいて、個別に調整をする仕組みというようなものを設けたほうがよいのではないかなということも考えているところでございます。

個別に調整するというのは、例えば一つのイメージでございしますが、その約定結果どおりの時間には給電が無理ですというようなことをご連絡いただいて、じゃあ、いつだったら起動が可能なのかというのをご連絡いただいて、時間前同時市場の断面でそれに基づいて電源態勢を補正すると。こういったようなことが、一つ考えられるのではないかなというふうに考えているところでございます。

論点の4番目は、火力電源以外の入札方法というところでございまして、この点は、これまで主に火力電源を念頭にThree-Part Offer について検討してまいりましたので、それ以外の再生可能エネルギーDR等についても、入札または登録情報としてどのような情報を求めるかという検討は必要かなというふうに思っております。

この点につきまして、例えば北米のPJMにおいては、Three-Part 情報のうち、

増分費用や起動費の一部が適用されるというふうになっているところでございます、こういった事例も参考にしながら検討を進め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。

もう一つは、相対契約で調達した電力に余剰が出たような場合にも、これは市場で売っていく必要があるというふうに思いますので、その売り方についても検討が必要かなというふうに考えております。

基本的には、その場合には量と価格を登録する形で入札をしていくのかなというふうに思っておりますが、そのSCUCの関係等も含めまして、もう少しこの点は整理が必要かなと考えております。

論点の5番目は、電源の週間運用や前日以前の起動、前日以前に行う起動の仕組みでございます。この点は前回の検討会でも、検討が必要ではないかというようなことで論点というふうに記載させていただいているところでございます。

電源の週間運用につきましては、考え方としては、これまでも技術検証のほうで週間SCUCというものを検証しておりますとおり、週間で、まずSCUCを行って計画を立てて、必要に応じてその計画に基づいて前日市場の制約条件等を設定するというような形で習慣運用を行う仕組み自体はつくることが可能なかなというふうに思っております。

また、その前日段階では起動が間に合わないような一部の石炭火力のような電源については、需給逼迫状況なども加味して、例えば前々日やその前の日といったような断面で今起動しないと間に合わないということになったら、その指令が行われて、その指令に基づいて発電事業者が起動をしていくというような仕組みをつくるということになるのかなというふうに思っております。そのように起動された電源については、前日市場で約定するというふうに思いますので、これまでも整理をしているとおり、前日使用で約定された電源については、アップリフトという形で取り漏れの無い起動費の回収を図りましょうということになっておりますから、そのような形で起動された電源についても、発電費用の適正な回収というのは図れるのかなというふうに思っております。

というふうに考えてみますと、決まっていないところとしては1か所でございます、要はその前々日以前に、誰かが今から立ち上げるのが必要で立ち上げてくださいというようなことを指令するこの仕組みと、あと誰が実際に指令をするのかということについては、現在の仕組みでは送配電ということになるわけですが、同時市場になった場合にどうするかというのは検討が必要な部分かなというふうに思っております。

売り入札は以上でございます、次が買い入札に関する論点ということでございます。

まず1点目が、買い入札の方法ということでございまして、これは売り入札のほうはTherapy-Part Offerで入札をするということになっていますが、買い入札の方法については、あまり明確に議論をしておらなかったのもので、今回ご議論いただきたいというものでございます。

今のJEPXでは、買い入札についてはエリアを特定して、コマごとに量と価格を入札し

ていただくというやり方になっております。この点は同時市場になっても、基本的な入札の在り方というのはそれほど変わらないのかなというふうに思っております、エリアコマごとに希望する量と価格を登録していただくということになるのではないかなというふうに思っております。

一方で、同時市場になりますと、SCUCを行うということになりまして、これは潮流計算等を行うということになります。

そうしますと、このSCUCの計算の収束性、つまり買い入札、価格弾力性のある買い入札の数なるべく増やさないというような観点ですとか正確性、地点が特定できるものについては特定していただいたほうが、より正確な約定結果になるわけですが、そういった収束性や正確性の観点からは、揚水発電のくみ上げですとか、それから発電事業者が電源の経済差し替えのために行う事業の買い入札といったような買い入札については、地点を特定して買い入札を入れていただくということも検討していく必要があるのかなと思っております。これは、小売電気事業者が入札する一般の需要について、地点ごとに需要を把握して入れてくださいということを求めているというものではなくて、ここで考えているとおり、揚水発電とか経済差し替えのような場合に特定していただくことはどうかというような論点でございます。

もう一つ、買い入札といえば、相対契約がひもづく必要がある場合にそれをどうするかということでございまして、この点は、相対契約がひもづく電源について、市場外で取引をすることも構わないということにして、つまり市場外で取引をして市場には情報の登録だけでいいということにするのであれば、この部分については相対契約から調達を受けるアワーですというような需要があるときに、それについて必ずしも市場に買い入札を入れなくても市場外で受け取りますということを情報登録していただければよいということも考えられるのではないかなということでございます。

次が、TSO想定需要に基づく電源確保の論点でございまして、これは市場で約定させる電源をどこまで取るかというような論点でございます。この点は、前回頭出しをさせていただいたこととそれほど大きくは変わっていないところでございますが、要するに市場で約定させるに当たっては、事業者が想定した需要ですね。小売の買い入札の需要で市場約定させていくわけでございますけれども、作業部会以降、安定供給の観点から送配電事業者の想定需要に基づいて、電源の起動停止は決めるべきではないかなというようなご意見がございまして、その場合、小売の想定需要よりも送配電の想定需要のほうが大きいという場合には、余計に電源を確保しないといけませんから、その電源確保の方法ですとか費用負担の在り方について議論が必要ではないかなというところでございます。

大項目の4番目ですが、市場価格の算定でございまして。これは、前回の検討会でもお示しをさせていただいたとおり、アワー価格、それから調整力の価格、また、アップリフトといったところについて検討が必要かなというふうに考えております。

まずアワーの価格については、前回の検証Bの資料でお示ししたとおりでございまして、

それに基づいてご議論いただきたいというところでございますが、どういうことを申し上げていたかというふうに申し上げますと、地内混雑ですね。エリア内で混雑が発生したような場合には、混雑している場所とそれ以外の場所で電源態勢が変わりますから、そうすると電源態勢の限界費用ですね、電源態勢のシャドウプライスをアワード価格にしましょうという考え方を取るとすれば、その場合には幾つかのkWh価格の考え方があり得るわけなので、なので地内混雑が発生した場合にエリアプライスをどうするかということについては考えておく必要があるということでございます。

このときのやり方として、一つは、系統制約がない場合の出力配分結果をつくりまして、そのシャドウプライスをエリアプラスにするというようなやり方と、またSCUCを回した結果、出てくる地点ごとの限界価格ですね。地点ごとの限界価格について需要で加重平均を取ってエリアプライスにするというやり方について検証していこうということとさせていただいたところでございます。

またもう一つ、米国のISO方式も参考という形でご紹介をさせていただいたところでございますが、この検討会では以前の整理のとおり、まずは現在の制度を前提とした検討を行うというところですので、今回は1番目と2番目を検証の対象としているというところでございます。この点については、今後検証の結果を踏まえてご検討いただくというところかなと思っております。

Δ kW価格でございますけれども、この点も、前回頭出しをさせていただいたところと考え方としては大きく変わっているところではございません。現在はアワーの市場と調整力の市場が別々でございますので、発電事業者としては、もう一方の市場で約定するかどうか分からない場合にあっては、その目の前の市場で、発電費用のトータルでの回収を図るというのは、これは当然なのかなというふうに思っておりまして、そうしますと今の需給調整市場の入札価格として、機会費用、起動費ですね。起動費と逸失利益とその他一定額という形で回収するということは合理的なのかなというふうに思っております。

これと比較しますと、同時市場はアワードの市場とその調整力の市場を合わせた市場ということになりますから、必ずしも Δ kWのほうから全てを回収する必要はないと。例えば起動費について考えますと、アワーの市場でも約定したというような電源については、アワーの市場はシングルプライスオークションというふうに今は考えられておりますから、そうすると電源の限界費用と市場価格の間に差分があれば、その差分からも一定程度の回収というのは期待できるだろうというようなことでございます。そういたしますと、 Δ kW価格にその起動費をどう乗せるかというような考え方をするよりは、同時市場全体から適正な収益が得られる制度ということで全体を通じて取り漏れた分をアップリフトとして回収するという考え方にしたほうが考え方として明快なのではないかというふうに思っております。その場合に、では絶対に Δ kWで回収しなければならない費用が何かということを考えますと、これはその Δ kWとして対応力をつくるためにその持ち上げたその余力の分は、ほかのところでは回収ができないわけですから、 Δ kW固有の費用としては逸失利益を中

心に考えて、この $\Delta k W$ の逸失利益を可能であればインセンティブの観点からもシングルプライスすることを検討していくのはどうかというふうに考えているところでございます。

またもう一つ、 $\Delta k W$ 電源としての性能の違いに着目したインセンティブ設計等も重要ではないかというようなご指摘もいただいているところでございまして、これも後半の資料で取り扱わせていただくところでございますが、その点についても検討していったらどうかと思っているところでございます。

価格に関する論点の三つ目がアップリフトということでございます。このアップリフトについては、基本的には主に起動費ですとか最低出力費用というのが、アップリフトの大部分になってくるのかなというふうに思っているところでございますが、このアップリフトをどういう形で最後、負担していくのかということを考えますと、基本的にはインバランス料金やアワーの価格ですね。また、託送料金といったような形で負担をしていくということが考えられると思っております。じゃあ、それにどういうふうに配分していくのかということについては、そのアップリフトの発生原因も踏まえて、公平性等の観点から検討していくこととしてはどうかというところでございます。

それから、時間前同時市場の詳細設計というところでございます。この点については、42ページのところで本日時点での事務局のイメージといったものを記載させていただいております。

まず、時間前同時市場については、開催タイミングとか回数について決める必要があるだろうということでございました。この点については、現在の技術検証の状況も踏まえまして、その時間前同時市場の計算処理というのは技術的に恐らくできそうではないかということを考えておりまして、そういたしますと、当初からお示ししていたようなイメージで時間前同時市場を開催することもできるのかなというふうに思っております。

具体的には、例えば時間前市場を実受給の前日の夕方ぐらいに1回やりまして、当日に大体2回ぐらいやると。さらに現在、BG制でございますから、計画修正の最後のタイミングに合わせて売買ができるような仕組みも必要ではないかというふうに考えておりまして、ゲートクローズ直前でSCEDですね、もはや電源の起動停止はできないわけですがけれども、その出力を調整していくような市場も設ける必要があるのではないかと考えているところでございます。

2番目の決済対象につきましては、これは $\Delta k W$ 価格についての考え方を踏まえて検討していく必要があるのかなと思っております。これは要は時間前市場においても、 $\Delta k W$ を取引対象にするかどうかという論点でございましたが、機会費用、逸失利益、その他一定額というところから $\Delta k W$ 価格をつくるということにして、さらにその $\Delta k W$ 価格を今と異なって、事後的にThree-Part情報から算出していくということにした場合は、ある電源が時間前市場で $k W h$ の市場価格が変わるのに応じて、起動供出電源とみなされる電源になったり、持ち下げ供出電源とみなされる電源になったりして、生産が非常に難しくなるのではないかとというようなことが指摘されていたところでございます。

ただ一方で、先ほど申し上げたとおり、 Δ kW 価格について逸失利益を中心に考えていくと。また、その逸失利益についてシングルプライスとするというようなことを考えた場合には、算定方法もクリアになりますから、この点もこの後の検証の資料で取り扱うところでございすけれども、取引対象としても大きな問題にはならないのではないかとというふうにも考えられるところではございます。

3 点目の入札内容の変更の考え方につきましては、これは一例で言えば、今は時間前市場でも自己計画電源として入札をすることは可能というふうにしておりますが、これがあまり実需給の直前に、突然自己計画電源が出てくるという、安定供給上問題があるのではないかとということも考えられるところではございまして、その入札内容の変更については、どの時点まで、またどんな内容まで変更していいかというのは検討しておく必要があるのだろうと思っているところでございます。

ただ一方で、この点については、現在の仕組みを前提にいたしますと、なるべく幅広くなるべくぎりぎりまで変更できたほうがいいということは変わらないのかなと思っております。この点は議論して決めるに行くというよりは、今後、制度をさらにつくり込むに当たって、その安定供給の観点とか、その技術的な観点を踏まえて決めていくということでもいいのかなというふうに思っております。

論点としては、最後の実需給に関する論点でございます。これは調整力 kWh について、シングルプライス化としてはどうですかということで、前回、頭出しをさせていただいた論点をもう少し、ちょっとだけ細かく説明をしたというところでございます。

調整力 kWh についても、kWh の価格ではございますので、Three-Part Offer がされるというような仕組みを前提にいたしますと、Three-Part 情報から算出することが可能になるだろうというふうに考えております。もっと言えば、そのときの実需給断面での電源態勢のシャドウプライスを調整力の kWh 価格とするという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して、そうすると必然的にシングルプライスとなるというふうなところでございます。このシングルプライスとする案でございますが、事務局としてはこの方向ではどうかと考えているところでございすけれども、若干考えなくてはならない論点としては、その実需給断面、同じ実需給断面であっても上げ調整で動く電源と下げ調整で動く電源はあるはずですので、その場合でもそのシャドウプライスをシングルプライスとして問題がないかということについては検討しておく必要があるのかなというふうに思っております。

また、前回の検討会では、より短い時間単位の電源の動きと連動させる必要性があるのではというようなご意見もいただいたところではあります。30 分単位で今生産するという仕組みになっていますから、その 30 分の中で上がったり下がったりするということも十分考えられるところではございまして、そういったような場合にも、そのシングルプライスをするのでいいかどうかということも確認をしておく必要はあるのかなとおります。

最後に、同時市場の導入に向けた検討でございます。この点につきましても、49 ページ

に記載をしているとおり、前回はいろんなご議論をいただいたというところでございます。こういった議論を踏まえまして、今回はまず同時市場の役割とか、今後の作業のファーストステップといったところを整理させていただきました。

まず、同時市場の仕組み同時市場を導入後の事業者のその計画提出等の仕組みでございますけれども、これは、同時市場で市場約定の結果が出た場合には、それを発電BG、需要BGといった各BGが計画の中に織り込んで計画を策定して、ゲートクローズまで計画修正をしていくというような形になるのだろうというふうに思っております、こういった全体的な枠組みについては、現行制度と基本的な仕組みは同様なんだろうというふうに考えております。

そうしますと、では今度、市場に求められる役割は何かということですが、そうしますと、先ほどのような仕組みを前提とした場合には、同時市場が提供すべき機能というのは、基本的には今JPXや需給調整市場が提供している機能について、同時市場が提供することが必要になるのだろうというふうに思っております。

具体的には、系統情報とか調整力必要量といったような情報について、次期中給、TSO送配電から受け取って、また、OCCOからも受け取って、それから市場約定をしていくと、kWhと Δ について市場約定をして、その結果をアウトプットしていくと、こんなようなことをするのがメインになってくるのかなというふうに思っております。

そういたしますと、同時市場と次期中給、またはOCCO等との情報連携というのは密である必要があるというようなところございまして、同時市場の側では、SCUCを行って約定していくということなので、常にリアルタイムの系統情報、電源情報が必要になるというところでございます。

また、同時市場における約定結果は、電源態勢を変えていくということが考えられますので、そうしますと、その同時市場の約定結果というのは、系統の運用者側にも常に連系をしていく必要があるだろうというふうに考えていて、これがその関係性の考え方の中心になっていくのかなと思っております。

以上のようなことを踏まえまして、まず作業の進め方でございますが、同時市場がJPXやEPRXが提供するような機能を提供しなくてはならないということのだとすると、まず同時市場としては、JPX、EPRX、または広域機関の現在の業務や運用方法を調査確認しまして、それで市場運営のためにどういう機能や必要でどういう業務を行わなくてはならないか、また関係機関との間でどんな連携の在り方が考えられるかというのを整理いたしまして、それを踏まえて導入準備の進め方を検討することとしてはどうかなというふうに思っております。

もう一方で、これは同時市場の導入作業そのものではないんですが、その同時市場を導入するに当たっては、事業者の負担を考慮する必要があるというご意見も前回たくさんいただいたところございまして、その観点からは、今考えている同時市場の仕組みを前提とした場合には、事業者側ではどんなシステム改修が必要となるかということについてもご意

見をいただいて、検討に織り込みながら進めていく必要があるのかなというふうに考えているところでございます。

長くなりましたが、資料3のご説明は以上のところでございます。よろしくお願いします。

○金本座長

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。いつもどおり、会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただき、Webの方は挙手ボタンでお知らせください。順次、指名をさせていただきます。

それでは、どなたかございますでしょうか。

河辺委員、お願いいたします。

○河辺委員

東京科学大学の河辺です。

このたび、同時市場の制度に関する今後の論点について、おまとめいただきましてありがとうございます。いずれの論点につきましても、ご提案のとおり進めていただければというふうに私は思いました。

二つほど、質問とコメントということになるかもしれませんが、発言させていただきたいと思ひまして、まず一つは、スライドの25ページのところになるんですけども、買い入札のところでは需要のノード情報というの必要なものではないかというところがございます。まずSCUCを行う上で、需要がどのノードに属しているかというのを情報として持っておくということはとても重要だと思いますので、ご検討の方向でよろしいのではないかなというふうに思うんですけども、一つ教えていただきたいなと思ったのは、需要がどのノードに属しているかというところは、その系統構成によっても変わり得るものではないかなと思ひまして、SCUCでは今、上位に電圧階級を対象に、最適化計算をやられていると思うんですけども、上位に電圧階級のどの変電所に属しているかというところ、これは系統の構成を変えれば変わり得るものかなと思ひましたので、これ果たして需要家側で情報を出すということが出来るのか、それとも需要家側はどの需要を入札したいのかという、その何かIDのようなものだけを出して、どのノードに属しているかは、これはむしろTSO側でないと把握できないようなことになるのか。ちょっとそこが分からなくなってしまったので、どのようにお考えなのかなというのを教えていただければというのが一つ目になります。

もう一つは、スライドの52ページのところになりまして、ここでは運営主体の在り方ということでまとめていただいたスライドになりますけれども、下のほうの図にございますように、この電源の起動を決めるためのSCUC、これは主にTSOの需要予測に基づいて行うSCUCと、もう一つが価格決めのためのSCUCと二つありまして、それを両方走らせて、連携を取りながら、電源運用、それから生産などを行っていくというふうに理解しているんですけども、そのときにこの図における①、②という両矢印の部分で、どういう連携がされていくのかなというところも、今後もしかしたら既にそういった整理はされてい

たかもしれないんですけど、もしまだされていないということでしたら、今後そこも整理いただけるとありがたいなというふうに思いました。先ほどのご説明だと、価格決めのこの黄色の部分でのSCUCの結果に基づいて、ある程度電源の起動の計画も決まるというふうに、その黄色から青に行くような流れがあるというようなご説明だったかなと思ったんですけど、ただ、実運用というところでは、TSO需要に合わせてTSO側で最適化運用を行っていくというふうに理解していますので、その流れだけで十分なのかどうかというところもちょっと気になったところではありましたが、この連携のさせ方というのをまた引き続き整理いただければというふうに思いました。これはコメントになります。

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。

そのほかございますでしょうか。じゃあ、オブザーバーに……。

○福元オブザーバー

電力需給調整力取引所の福元でございます。スライド53の同時市場の導入に向けた検討の進め方についてコメントさせていただきます。

同時市場の導入に向けた今後の進め方としては、事務局記載のとおり、まずはJEPX、EPRXの現在の業務量をしっかりと調査・確認していく必要があると思います。弊社としても、協力して対応させていただきますので、連携して対応させていただければと思います。

○金本座長

どうもありがとうございます。

それでは、小宮山先生、お願いいたします。

○小宮山委員

小宮山でございます。ご説明いただきましてありがとうございました。

資料にて、今後検討を深める項目、適切な内容になっているというふうに受け止めております。

私からのコメントでございますけれども、市場価格の算定に関して、系統混雑発生時のkWh価格の算定に関しまして、ご記載のとおりの方角性でよろしいのではないかとこのように思っております。

基本的には、やはりこのSCUC、SCEDで、やはりしっかり系統制約を考慮することが、これ制度の趣旨でもございますので、系統制約を考慮した価格算定のほうが計算の複雑性が増す可能性はあるかとは思いますが、実際の電源運用を反映した価格形成がやはりできますし、また市場参加者の皆様に対しても適切な価格シグナルを提供する面でもメリットがあるかと思っておりますので、系統制約を考慮した価格算定をやはり軸にして、今後検討を深める方向性が大切だというふうに認識しております。

その上で、恐らく今後、エリアの数や地点の数などが、やはり重要な検討課題になるとこのように受け止めております。基本的には、地点の数やエリアの数は、やはり粒度を細かく

すればするほど、より電力系統の実態を表す化学シグナルになるものと認識しております。やはり細かい、荒い、その粒度によって価格の水準も変わり得るかと思いますので、今後、シミュレーションの結果も踏まえながら、検討を深めていく方向性が大変大切ではないかというふうに受け止めております。

私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。

あとはこちらのほう、増川オブザーバー、お願いいたします。

○増川オブザーバー

太陽光発電協会、増川でございます。発言の機会をいただきましてありがとうございます。

私のほうからは、時間前市場の考え方について、1点コメントさせていただきます。

事務局のほうで、前日に1回、それから当日2回程度、それから場合によっては、そのゲートクローズのタイミングで売り買いができることも検討する必要があるのではないかというふうにご指摘いただきました。ありがとうございます。

39 ページにお示しいただきましたけども、これは一例だと思うんですけども、太陽光発電側から見ますと、大事な9時から夕方5時ぐらいまでの間のインバランスがどうかというのは非常に気になるところでして、そういった観点で言いますと、例えばですけども、現実でできるかどうか分からないですけど、例えば6時のタイミングで、例えば9時から13時の取引、それから午前中の10時のタイミングで13時から17時というふうなことができると、この太陽光の事業者から見るとインバランスを出さずに済むような環境があるのかなと。もちろん、いろんなほかの電源起動できるかとか、調整できるかとかというのを踏まえるのが大事だと思うんですけども、例えば当日の15時ですと、18時以降ではほとんど太陽光は発電していないので、多分あまりそこで時間を調整することはあんまりないのかなとかと考えますと、調整はどのタイミングでいいかというのは検討いただくとありがたいかなというのと。

それから、ゲートクローズのタイミングで何らかの多分大きな売買というのはできないのは分かるんですけども、ある程度売買ができると、インバランスは減らすことができるのかなというふうに思いました。それが太陽光発電の事業者からの視点で。

それからもう一つ、買入札に関する論点でも、ご承知のとおり、電源側で買入札するということも結構起こり得ると思っていまして、先ほど、時間前市場で今太陽光の場合は、前日市場でたくさん発電すると思っていたら、当日は思ったより発電しないという場合は買戻すということが起こると思うので、そのときは電源で買いが入ると。しかも場所が分かっているので、そういう場合は、どういうふうな入札が望ましいのかというのは、電源が買入札入れる場合の論点というのは必要かなというふうに思いました。

私のほうからは以上です。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。

次は東谷オブザーバー、お願いいたします。

○東谷オブザーバー

J E R Aの東谷です。本日は様々な論点について、検討の方向性まで含めて整理いただきまして、ありがとうございます。

私からは、5点コメントさせていただきます。

1点目は、資料7ページの自己計画電源の入札方法についてです。

現状、市場外で取引されている相対の卸取引は、先般の電力システム改革検証の中でも、中長期取引市場の一つとして位置づけられておりまして、これらは量・価格両面で安定的な調達を可能とすることを主目的としていると認識しております。つまり短期のメリットオーダーとは、別の目的があるということだと思えます。したがって、短期のメリットオーダーを追求する同時市場と、中長期取引市場はしっかりと棲み分けるべきだと考えております。

加えて、現行制度が米国と異なるB G制であることや、本論点の本来の目的が、電源情報の一元的な把握管理であることを踏まえ、今後検討する必要があると考えます。

2点目は、資料12ページの自己計画電源入札が制限される場合の考え方についてです。

自己計画電源であっても、安定供給の観点からも、一定の制限をかけることに異論はありませんが、自己計画電源は任意で設定できるとはいえ、何らかの事情により価格を市場に委ねる代わりに、起動及び一定の出力を確定するというものですので、制限は安定供給上、真にやむを得ない場合に限定されるべきではないかと考えております。この点、先般、広域予備率に紐づく容量市場のリクワイアメントの供給力提供通知が頻発されたように、実態とかけ離れた需給の見立てによって、この制限が過度に発動されることのないように、ぜひご留意いただきたいと思います。

3点目は、資料23ページの電源の週間運用・前日以前の起動の仕組みについてです。

本論点について、前回の検討会での意見を踏まえて、追加いただきまして誠にありがとうございます。今後、非効率石炭火力を中心にk W hを抑制して、k Wを維持していくという方針が示されている中で、供給力として一定程度貢献していくためには、このような仕組みが必要であると考えております。

先行起動に伴う費用回収については、資料に記載のとおり、基本的には前日市場で回収するという方向かと思いますが、レアケースとして、作業会の取りまとめにも記載のとおり、前日市場で約定しなかった場合の回収の考え方についても整理しておく必要があると考えます。

4点目は、資料35ページの Δ k W価格算定方法についてです。

Δ k W価格を構成する三つの要素のうち、現状、機会費用と逸失利益の部分を中心にシングルプライス化に向けた検討が進められていると認識しております。

一方、その他（一定額）の部分については、A種電源の固定額であれば、事後的に織り込

み可能との検証結果が示されておりますが、取扱いがまだ明確に定まっていないと認識しておりますので、この点についても、引き続きご検討をお願いいたします。

最後、5点目は、資料42ページの時間前同時市場についてです。

開催頻度については、資料に記載のとおり、取引機会と実務負担のバランスが重要と考えております。今回、一つの案をお示しいただいておりますが、事業者側でどのような対応が必要になるのか、もう少し具体化していただき、引き続き事業者の意見も踏まえながら検討を進めていただければと思います。

また、以前から申し上げているとおり、時間前市場における取引対象について、前日同時市場の約定結果を尊重し、その差分のみを対象にするのか、あるいは前日同時市場の約定分も含めて対象にするのか。その場合、前日同時市場約定結果の対価の扱いをどうするのかについても整理が必要であると考えております。

以上になります。

○金本座長

どうもありがとうございました。

それでは次、新川オブザーバー、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。監視等委員会、新川でございます。

同時市場の制度に関する論点に関して、幅広くおまとめいただきましてありがとうございます。

私からは1点、資料29ページでございますけれども、 $\Delta kW-I$ というものについて記載されております。TSO想定需要に基づき追加起動された電源、すなわち $\Delta kW-I$ については、小売事業者の需要予測誤差に対応する性質のものでございまして、安定供給の観点からは必要な調達であるものの、過剰に調達されれば、託送料金の負担増につながるおそれがあるものと認識いたしました。このため、小売事業者が需要予測を適切に行うインセンティブ設定が必要と考えまして、 $\Delta kW-I$ の負担を事業者負担の観点から、需要予測を外した小売事業者に、その一部を求めるのも一案であると考えておりまして、合理的な負担方法の検討をお願いしたいと思っております。

また、TSOによる $\Delta kW-I$ の調達は、コスト効率的なものであることが必要であることから、市場の状況によっては市場外での調達も可能な余地を設けるなど、柔軟な制度設計をお願いできれば幸いです。

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。

次は西浦オブザーバー、お願いいたします。

○西浦オブザーバー

ありがとうございます。声は届いておりますでしょうか。

○金本座長

聞こえています。

○西浦オブザーバー

ありがとうございます。今回お示しいただいた具体的な論点につきましては、基本的に違和感はありませんし、今後議論を深めていければと考えております。

本日の時点では、2点コメントさせていただこうと思います。

まず一つ目は、1の売り入札に関してですが、論点④で触れていただいている再エネを含む火力電源以外の入札方法等についてですが、再エネ電源については市場で販売していくものと、コーポレートPPAのような相対契約がひもづくものがあると考えられます。特に最近では、コーポレートPPA案件が急速に増え始めていると認識しております。このコーポレートPPAのような相対契約がひもづくものについては、論点1あるいは2のような論点も出てくると考えられますけれども、今後これらの論点について議論していく中では、コーポレートPPAの電源であれば、火力以外という意味ですね、それぞれの論点はどのようになるのかというところが一目で分かるように整理をしていただけるとありがたいと考えております。

二つ目は時間前同時市場に関してです。42 ページ、第1段落で記載いただいている開催タイミング開催・回数につきまして、変動再エネの発電予測の精度は、実需給の数時間前というレベルですと、需要予測に比べても相当に大きいというのが実情です。再エネの発電B/Gのインバランスを低減していくためには、資料に記載していただいたとおり、ゲートクローズのタイミングでの最終売買が可能となる仕組みが重要と考えております。ぜひ今後、議論を深めさせていただければと考えております。

以上です。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した。

次は、市村委員が先をお願いします。

○市村（拓）委員

すみません、ありがとうございます。

今回、資料をまとめていただきましてありがとうございます。全体の方向性、中身について、私も異存ございません。

幾つか今後の検討に当たって整理をお願いしたいという点について少し述べさせていただきます。まず、スライドの12 ページ目をお願いできればと思います。

自己計画電源の入札が制限される場合の考え方ということで、ここについては正しく整理いただいているなというふうには思っているんですけど、今後、議論するに当たっては現行制度との差分というものが何なのかということのを少し整理いただければというふうに思っています。

具体的には、例えば相場操縦ですとか、用量市場のリクワイアメントに基づいて起動しな

ければいけないと。こういったようなところについては、これは現行と変わらないということだと思えますし、逼迫時の出力抑制の関係、こういったところも考え方としては、つまりこれまでの相対契約も同じように制約に服していると、そういうことだと思っています。

ただ一方で、その抑制の順位とか、こういったところが市場の中でメリットオーダーに変わっていくということだとすれば、そこが一つ大きな差分ということになるのかなというふうに思いますので、ここら辺、今後、現行の制度との違いというところが出てくるのかどうかといったところも含めて整理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。

もう一点は、7スライド目ですね。ここも整理いただいている内容、論点①について特に異存はないところではあるんですけど、ここで市場との間でも電力の取引決済が必要となるというところの具体的な意味が重要なかなというふうには思っています。

具体的には、やはり手数料ですとかキャッシュの問題とか、こういったところが取引所を経由すると出てくる実務的な問題なのかなというふうには思っています。仮にこれが一つ大きな実務的な負担になるということだとすると、今整理いただいている方向性というのは一つ、合理的な方向性かなというふうには思っていますし、個人的には両論だとしても大きな違いはないのかなというふうには思っているのです、そこら辺の実務的な観点、そういったところも具体的なところで整理いただければという、そういった点も踏まえて整理いただければというふうに思っています。

最後3点目のところですが、同時市場の導入に向けた検討、運営主体の在り方についてでございます。ここについては、必要な要素というのは何なのかということで整理いただいているところですが、この点も非常に重要というか、まずはこれが一つ大事だということだと思うんですけども、やはりそういった中で、そういう非常に日本の電力市場の大宗を約定取引するという、こういった市場の中でこういった組織体制、ガバナンス体制というのが必要かというところ、こういったところも併せて整理をいただくというところ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。

私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

野澤オブザーバー、失礼しました。お願いします。

○野澤オブザーバー

e n e c h a i nの野澤です。今回、論点を幅広くまとめていただいてありがとうございます。

私から、ページ25の買い入札について1点だけコメントと質問させていただければと思います。

小売事業者について、ページ25では、現在と同様にエリアコマごとに情報を登録するというふうに整理いただいております、小売事業者は、私の理解では、エリアごとの総需要

というのをばくっと想定しているケースがほとんどだと思うので、これは実務にもフィットするのではないかなというふうに感じました。

その上で、これ揚水や電源差し替えなど一定のこの買入札については地点を特定した入札を求めることも検討すべきではないかというふうに記載があるんですが、これは相対契約において特定の電源がひもづくケースというのもあんまりないと思っていて、通常はポートフォリオで売っているケースがやはり多いと思うので、電源を差し替えたときに、その電源をどの卸契約に目掛けて買入札をしに行くのかみたいな話を1対1でひもづけるのって、結構実務的にはあんまりやっていない気もしていて。ちょっとこの辺りは、特に差し替えのところは事業者の実務の観点も検討したほうがいいのではないかなというふうには感じました。

1点質問なんですけれど、これ差し替えたときに、ノードですか、地点単位で登録させたいという目的というのが、ちょっとどういうところにあるのかということをもし可能であれば教えていただきたいなというふうに思いました。これは、計算の収束性を高めたいということなのか、あるいは計算の精度を上げたいということなのか、いずれにしても意味があるような気はするんですけれども、もし差し支えなければ目的を教えていただければと思います。

以上です。

○金本座長

ありがとうございました。

じゃあ、松村委員、お願いいたします。

○松村委員

多岐にわたって、今までの議論を適切に整理してくださりありがとうございました。私としては、資料に対して特段のコメントはありません。

それで、これから同時市場ができてくる世界と今の世界がどう違うのか。差分を見ることは、確かにご指摘のとおり、とても重要なことだと思うのですが、今の制度と比べて、同時市場でこうなるから負担が重くなったからという整理をするときに、ひょっとしたら、今回提示された同時市場の姿のほうの方が合理的で、今のほうがおかしいのではないかというような可能性は十分あることを私たちは考えなければいけない。今のものを当然として、それに比べて負担が重くなる、だからとてもよくない、現状の制度にできるだけ近づけようという発想ではなく、むしろ現状のほうが悪いのであれば、そっちのほうを同時市場の前に変えなければいけないのではないかということは当然出てき得ると思います。例えばこれと言うと、自己計画電源に関して、その市場で出すものと市場に出さなかったものと言うと、透明性は明らかに市場に出したほうが高い。もちろんその入札の情報が出てくるのは当然ふかんされるということになるわけですが、市場に出さなかったというのはその分、透明性が低いわけなので、本来ならもっと厳しく、ある種の支配力を行使していないかは監視しなきゃいけない。需給が逼迫しているのにもかかわらず、事業者がその市場で出したんだけど、

落札しなかったから止めたというようなものは、透明性がとても高いのかもしれないのだけれど、事業者が勝手な判断で止めてしまったということがあり、もちろんそれも余力活用になっていて、指令が来なかったから動かさなかったというのは、それは全く正当だと思うのですけれど、自分の判断で勝手に止めてしまったというようなもの、でも市場で需給が逼迫していたなんてことが起こったとすれば、本来はそちらのほうより運転を監視し、おかしいことをしていなかったかどうかというのを見なければいけないのに、今の監視は、ひょっとして市場の入れ札のほうだけに偏っていないかとかについても私たちは考えさせられるということはあると思います。

今回とても合理的な整理をしていただいたと思うので、それに対して、むしろ現状の制度がまずいのではないかとということがもしあるとすれば、それはそれぞれの部署で反省して、足元から変えていかなければいけない部分もあるのではないかと思います。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

そのほかございますでしょうか。山本オブザーバー、お願いいたします。

○山本オブザーバー

ありがとうございます。送配電網協議会山本でございます。

同時市場の導入に向けた主要論点につきまして、課題並びに検討の方向性を整理いただきまして、感謝申し上げます。

その上で、幾つかコメントさせていただきたいと思います。

まず、36 ページのアップリフトの費用負担につきまして、対象としてはkWh 市場における起動費等の取り漏れや、 $\Delta kW-I$ の確保費用などが挙げられておりますけれども、それぞれの発生要因を踏まえて、これは新川オブザーバーからもありましたけれども、受益に応じた合理的な負担の仕組みをご検討いただきたいと思います。

次に、42 ページの時間前同時市場の開催タイミング・回数につきまして、各事業者の業務フローやシステム改修への影響を考慮して関係事業者の意見を伺いながら制度設計を進めていただきたいと思います。特に入札準備から約定結果を踏まえた計画提出、それに基づく系統運用、需給調整業務、これは再エネの出力制御や混雑処理、周波数維持業務などがあると思いますけれども、これらがスケジュール的に成立するかを一つ一つ確認する必要があります。

また、同じページの決済対象につきまして、 ΔkW 価格は時間前市場の都度、価格が上にも下にも変動する可能性がありますので、その変動幅を踏まえて都度精算が事業者にとって適切な仕組みになるのか。また、同時市場では調整力の確保タイミングを実需給に近づけることで、その必要量を低減する運用となりますので、ゲートクローズ時点で一括決済する方法も考えられると思います。

具体的な影響をケーススタディしながら検討を進めていただければと思います。

私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

次は市村オブザーバー、お願いいたします。

○市村（健）オブザーバー

ありがとうございます。

まずは、今後の議論の方向性が全体を俯瞰した姿が見えたという点で大変分かりやすかったと思います。ご説明ありがとうございました。

1点だけD S RとかDRを束ねる事業者目線で、あえて今後の議論の方向性についてコメントをさせていただければと思います。

売り入札義務の在り方について、資料の7ページ目ぐらいだったと思うんですが、いわゆる相対契約に紐づく自己計画電源について入札を必須とするのか、あるいは発電計画の情報登録のみを行えばいいのかという話があって、私はやっぱり仮に相対契約に基づくリソースであったとしても、それが自家発によるDRなのか、あるいは需要側の負荷調整によるDRなのか、これも含めて、やはり安定供給の観点から一定の制約があるべきだと思っていますし、実務上で考えると、相対契約で小売のbalancingグループでショートポジション電源として活用されている需要側のリソースによるDR、それでも事例としては少ないんですけれども、余剰が発生することも稀にあるんですね。そういうものを、例えば発電計画等として情報登録をするというのは、私は重要なことだと思っています。その前提で、論点④で火力電源以外の入札方法の資料にもあったんですが、これあくまでも電源を前提とした資料の建てつけになっているなと思っていて、それは仕方がないことではあります。しかしながら、例えば、発電機では当然の概念の電源単位でも、アグリゲーションを前提とするDRリソースの場合は、見え方が事業者によって変わってきます。例えば1MWを100束ねて100MW、つまり10万キロをつくるといった場合に、一つ一つの需要のリソースは1MW単位なのか、あるいは100をまとめて群管理して10万として、それを電源単位とするのか、随分いろいろなケースが想定されてくるのかなと思っていて、これから議論の論点として一覧で出していただきましたけども、電源とはまた別の需要側リソースを活用する場合って、どういう制度設計があるべきなのか、その意見交換の機会をご検討いただければ大変ありがたいなと思っております。

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。

次は國松オブザーバー、お願いいたします。

○國松オブザーバー

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。

私のほうから、手短に1点だけです。

51 ページなんですけど、同時市場の運営主体の在り方（２）のページなんですけど、ここに物すごい違和感を感じていて。今回のメインってこの次期中給システム、中給がメインで、そこに市場が二つ入っていくというか、もう一回組み込まれるイメージなのではないのかなと思っているんですけども、これは違うのかなと思って。中給が今まで指示をしていたやり方の中に、一部市場化が入っていくというイメージのほうが適当なのではないのかなと思っています。例えば J E P X の市場のところだけを見たときに、これ以外にどのようなやり方があるのかなというのも謎ですし、需給調整市場は私どもよりも後に中給から出られたという形になろうかとは思ってはいるんですけども、ここの出方を間違えたのであれば、もう一度中給に戻るとというのが一つの話なのかなとも思ってはいるんです。何にしても、この J E P X と MMS さんの二つが主体というか、あくまでもメインは中給であってと思っ
てはいるんですけど、これは違うんでしょうか。すみません、素朴な疑問なんですけど、この目指すべき姿としたいというのは、私は T S O の一部分として、市場的なものがあるという認識を持って議論に参加していたんですけど、それは違うんでしょうか。質問と意見になります。
以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

そのほかございますでしょうか。もう一回、市村委員、お願いします。

○市村（拓）委員

すみません、度々申し訳ありません。ありがとうございます。

私から 1 点だけ、先ほど松村委員からご指摘いただいたところは、まさに非常に私も重要
なところだと思っています。つまり現行の差分というのが何なのかといったときに、やはり
差分が、過去が合理的でなければ、そこについてちゃんと見直すというところは必要だと思
っていますので、その具体的な何か一つで申し上げれば、やっぱり出力制御の順序とか、こ
ういったところが市場を重ねていくというところになれば、やはり基本的にはメリットオ
ーダー順で考えていくと、こういったところは合理的だろうというふうには思いますので、
ここら辺は今後きちんと整理した上で、議論していくというところかなというふうに思っ
ているところでございます。

あともう一点なんですけど、7 スライド目の自己計画電源の入札方法のところ、ここら辺
は今後の議論なのかなと思うんですけど、例えば 9 スライド目をご覧いただければと思うん
ですけど、前日の同時市場といったときに、いわゆるこの市場計画可能領域以外のところに
ついて、入札といっても、結局量だけ登録するという世界なんだと思うんですね。そうでは
ないとする、量だけを登録するといった管理になってくると。ここで、市場でそういう行
為をするか、管理するかしないかで、透明性というのはどう変わってくるのかというところ
は、私はまだちょっとよく分かっていないところがあって、大きく変わらないのではないか
というふうには思っています。だとすると、両方の選択肢があり得て、あとは実務的にどう
いうふうを考えていくのかということが重要なことかなというふうに思います。

一方で、ご指摘いただいたような、例えば市場計画可能領域外、これは市場で量だけを入札とした場合でも、むしろこちらのほうがイレギュラーなので、もっと厳しく監視すべきではないかというところは、こういったところは確かにあり得る話かなというふうには思いましたので、いずれにせよ今後の議論の中で、そういった市場の透明性というところをどう考えていくのかというところ、そこも併せて議論ができればなというふうには思った次第です。

すみません、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。

そのほか、ございませんか。新川オブザーバー、またですか。よろしくお願いします。

○新川オブザーバー

すみません、新川でございます。

先ほど、松村委員からご指摘を受けました点について、私ども監視委員会、現在の市場状況導入がどうなっているのかということについて監視をしておりますけども、お値段が上がったときというような時には、止まっている電源がちゃんと合理的な理由で止まっているのか、全量入札はしっかり果たされているのかという意味で見えておりますので、その中には相対分によって止まったと言っているものが合理的な理由なのかどうかということについても、見ていると理解しております。他方の同時市場になったときに、特にノードの扱いがどうなるのかということで、監視の難しさはものすごく変わってくるだろうと思っておりますが、それは市場の在り方がもう少し分かってきてから、改めて考えさせていただきたいと思っております。

以上でございます。

○金本座長

ありがとうございました。

増川オブザーバー、またでしょうか。

○増川オブザーバー

すみません、先ほど話すのを忘れたのが1点ございます。追加でお話しします。

これ、35ページの論点②と論点③のΔkW価格の算定方法についてです。

変動性再エネを調整力として活用する場合を想定しますと、特に太陽光の場合というのは、市場価格が0円のときに使うというふうなことが想定されますので、そのときには機会費用もそもそもゼロなので関係ないとか、逸失利益はもともと再エネなのでゼロというふうに評価されてしまうので、ただ一方、調整力として活用してもらうような再エネにもちゃんとそういうふうに加重すべきだと思いますので、そこにどういうふうなインセンティブを与えることによって、それを適正に使えるようになるかというのも、今後の検討課題に入っていると思いますので、ぜひその点についてもよろしくお願いいたします。

私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。そのほかございますでしょうか。よろしいですか。

それでは、事務局のほうからお答えできることについて、お願いいたします。

○長窪調整官

ありがとうございました。本日もいろいろなご意見をいただきまして、事務局としても大変感謝しております。

まず、ご質問を何点かいただきましたので、今の段階でお答えできる範囲でお答えしたいと思います。

需要の把握に関して、河辺委員と野澤オブザーバーからご質問いただいたところで、河辺委員におかれては、需要の把握の仕方は系統構成によっても変わり得るので、必ずしも需要家側というか入札側では分からないのではないかと、そういう場合はどうするのかというようなご質問をいただいたと思っています。これはご指摘のとおりかと思いますが、今のところは、その需要について、地点を特定して入札をしていただくということについては、揚水発電とか火力の差し替え需要とか、基本的には大物をイメージしていたので、ある程度は入札側で特定できるのではないかと考えております。おっしゃるとおり、もっといろんな電源に視野を広げたときに、系統構成が変わり得るというのは確かにあると思いますので、そこはちょっと今後の検討かなと思っています。この点は広域機関からも、後でもし補足があればお願いします。

次に、野澤オブザーバーからいただいた買いの地点の特定によってどういう効果があるのか、何のためにやるのかということですが、この点は、実はこの後の検証の資料のほうで詳細に出てくるところではありますけれども、SCUCをやる以上は、需要についても、本来は地点ごとに把握して、それで潮流計算等をしていくということになります。ただ、そうだとすると、一般の買入札についてわざわざ地点を特定した買入札をするものではないというのは、北米のでもそういう状況のようでございます。そうすると、買入札の価格弾力性がある場合、つまり買入札に価格情報がある場合には、それを各地点に配分をして、そうやってSCUCを回していくということになります。そうしますと、例えば揚水みたいに、ここでポンプアップするというふうに需要の地点が分かっているものについて、わざわざほかの地点にまで価格弾力性を配分してしまうのは、本来やらなくていいものを配分してしまっていますので、やらないほうが計算結果の正確性は高いだろうというのが1点でございます。

もう一つ、価格弾力性がある買入札を考慮してSCUCを回すというのは、まさに技術検証の一つの大きな課題となっております。計算の収束性上、課題があるので、今は、その需要曲線を簡略化するとか、いろんな工夫をしているところです。少なければ少ないほうがいいことは間違いないので、そういう意味で、地点を特定していただければ、配分をする必要がなくなりますから、価格弾力性のある買入札の数が減って収束性が高まると、そういうことが目的としてはあるところでございます。

それから、河辺委員にいただいたもう一つ、ご質問というか、今後のご要望というところかもしれませんが、52 ページの黄色のSCUCと青色のSCUCの関係のところについて、基本的な考え方としては、これまでの整理でもそうですし、ご指摘いただいたとおり、電源の起動停止についてはTSO想定需要で計算を行い、電源態勢の最適化を行っていくことを想定しているところでございます。ただ、仮にそうだとすると、市場側で、事業者が電源を差し替えるというようなこともあると思いますから、そういう意味で、黄色の市場の約定結果というのは青色のSCUCを行う上でも必要だろうというふうに思っています。また、この黄色と青の関係性の在り方というのは、もう少し事務局としても整理が必要かなと思っているところでありまして、その黄色のSCUCで、電源態勢に関しても、何がどこまで決まるのか。それで、青色のSCUCの結果を今後どういうふうに黄色にフィードバックしていくのかといったようなところについて、ご指摘いただいたとおり、今後の整理が必要だろうと思っております。

それから、ご質問ということに関しては、國松オブザーバーから、今回の制度は中給がメインでそこに市場が組み込まれるイメージだと思って参加していたが、そこは違うのかというようにご指摘をいただいたところですが、ここは整理して考えると、論点は二つあるんだろうと思っていて、一つは運営主体として、誰がどういう業務をやるかというのが一つあると思っています。また、そのシステムをどこに載せるのだというような論点もあると思っていて、これは概念上、別の議論かなと思っています。運営主体としての役割論ということについては、これは今回資料で、まさにその点を書かせていただいたところでありまして、今の整理では現行制度を前提に検討していこうというふうになっています。つまり、市場の約定結果に基づいて、各BGが計画をつくって、それで計画を修正しながらゲートクローズを迎えていって、ゲートクローズ後にTSOが系統運用するというような、そういう制度を前提にしていますから、その前提である以上は、同時市場の運営主体として、まず必要なのは市場機能であり、同時市場の運営主体は、まず市場であるというのが基本的なスタートラインなのかなというふうに考えております。

その次に、システムをどこに載せるかというのは、これも今まだ決まり切っているわけではないですけれども、システム構築の費用負担とか、それからその設計とか構築にどのぐらい時間がかかるのかとか、あるいは技術面も考慮して決めることになるのかと思っていて、そこは、何が一番費用負担が少なく、それで構築にも時間がかからないかということで、なるべく安く、合理的につくれればそれがいいに決まっているので、そういったことを考えていくのかなというふうに思っています。

ご質問は、以上のようなところと思っております。

また、幾つかちょっとコメントさせていただければと思っているのは、JERAの東谷オブザーバーから、重要なご指摘をいろいろいただいたと思っています。短期のメリットオーダーを追求する同時市場と中長期市場とはしっかりとすみ分けるべきというご議論をいただいたところでありますが、中長期的な取引との整合性の確保というのは、我々の同時市場の検

討の上でも一つのテーマですから、その点は念頭に置いて進めていきたいと思っています。ただ、本来の目的が電源情報の一元的な把握管理であるとおっしゃるのですけれども、それも非常に重要な目的ですが、同時市場はそれだけが目的ではなくて、SCUCを行うとか、Three-Part Offerに基づいて電源態勢をつくるとか、そういったいろんなメリットがある制度だと思っていますから、必ずしもそれだけでもないのだろうと思っています。

あと自己計画電源について、制限が過度に発動されることのないように留意が必要というのは、これは全くおっしゃるとおりかなというふうに思っています。発電事業の予見性の確保という観点から、自己計画電源を認めるわけなので、そういう意味では簡単に制限されては困るというのは、ご指摘のとおりかなというふうに思っています。ただ、安定供給上、真にやむを得ない場合に限るべきと言われると、法律上真にやむを得ないという用語を使う場合としては、例えば、表現の自由の制約に対する最も厳格な基準として、コンペリングインタレストなどの、表現の自由をこういう場合にだけは制約していいというような、そういう議論になってくると思います。真にやむを得ない場合でないといけなはいちちょっと分からないですが、安易に制約されてはならないということは、おっしゃるとおりかなというふうに思っています。

あとは、その他一定額については、この後、検証の資料でも、調整力供出のインセンティブに関することとか、 ΔkW 価格についての考え方が出てくると思いますが、今回の同時市場の価格の考え方というのは、前回の検討会でもご指摘いただいたとおり、市場全体から適正に回収を図ることができる、適正な報酬が得られるという市場であることが大事だと思っています。そうすると、 ΔkW に一定額を乗せるかどうかと、いきなりそこから議論をするというよりは、市場全体の在り方をまず考えて、それでこの市場はやっぱり回収が足りないということになったときに考えるということもあるのかと思っています。基本的には、 ΔkW 価格で回収しなくてはいけない費用というのは何かと考えたときには、まず逸失利益が中心になってくると思いますし、これも後の検証の資料に出てくるとは思いますが、例えば一つのコマの中で電源が上下に動いたときに、今はその応動が十分に評価されていないのだとすれば、そういうものについて評価していく仕組みが考えられると思います。また、増川オブザーバーからご指摘いただいたとおり、市場価格が0円のときは逸失利益が0円なのか、というような詳細に関する議論も一部必要なかとは思っていますが、そういう議論をしていくところかと思っています。

あとは、西浦オブザーバーからいただいたコーポレートPPAですね。実は、中間取りまとめの前の検証会で1回少し取り上げたところです。野澤オブザーバーからご指摘いただいたとおり、普通の火力の相対契約は、電源を特定しない相対契約が中心だと思っています。反対に、コーポレートPPAの場合には、これは再エネを調達するための契約なので、当然に電源を特定して契約をしますから、そういったものが同時市場との関係でどういうふうに整理されるのかということについては、おっしゃるとおり、この場でも、ある程度整理を

する必要があるのかと思ったところでございます。

また、市村委員からも、今後の検討の方向性について重要なご指摘をいただいたとっていて、自己計画電源の入札等について、現行制度との差分が何なのかというのは、確かにそこは重要で、そこを示した上で、ご議論いただく必要があると思いました。また、ご指摘ただいて思ったのですが、自己計画電源に限らず、例えば時間前入札の在り方等についても、今の市場と変わる部分があるのだとすれば、どこが変わるのかというのを、発電事業者から見た在り方とか、小売事業者から見た在り方というものを、現行制度との差分を整理してお示しすることも重要なのかなというふうに思ったところでございます。

松村委員と市村委員からご指摘いただいた、例えば市場取引をするか、市場外で取引をするかで、透明性をどう考えるかという議論もあると思っております、私として気になっていたところとしては、電源差替えをする場合に、対象電源を止めるわけですが、そのときに、余力の全量供出という入札義務があることには注意をしておく必要があるだろうと思っております。その関係で、市場に入れたものは市場の判断で止まり、一方で、市場外のもは、事業者が自分で電源の限界費用ですとして入札した買い入札が約定したから、そのときは自分の電源は使わなくていいというふうに決めたのだとすると、それが本当に適正な判断だったのかというのは、確かに検討の余地はあり、そういう問題点は、確かにありうるのかもしれないと思ったところでございます。

ただ、市場外で取引をする場合であっても、例えばThree-Part情報を登録していただいて、それに基づいて止まるみたいなことがもしできるのであれば、それはそれで合理的な仕組みかとも思いました。

あと、エナジープールの市村オブザーバーからは、アグリゲートについて、その束ねるリソースの単位によって、随分やり方が変わるという御意見をいただきました。これはおっしゃるとおりだと思っていて、アメリカでもFERCオーダーに関して、PJMとかCAISOなどにおいて、集約の単位とか、それから地理的な範囲みたいなものについて、まさに議論になっていると認識しております、この検討会でそれを決めないと同時市場が導入できないというものではないとしても、必要な検討と思ったところでございます。

もしお答えが漏れていたら恐縮です。長くなりましたが、以上のようなところでございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。

1点だけ、ちょっと追加でご説明しておきますと、自己計画電源と、それから市場入札電源は、アメリカを見ていると、電源単位でこれかあれかというものではないですね。それぞれの電源について、相対契約でこれだけ確保してあるので、この部分は入札しません、その上の部分は入札してもいいですよというふうな入札がありますし、またその上は、緊急時ならば出せますという枠もあると。それを出しているだけですから、システム側から見ると、そんなに違いがあるわけではないということになります。今でも計画提出のときには全部

同じような情報をTSOに出しているはずで、それが入札のときに一つで出てくるといって、そんな雰囲気かなと思っていますので、ちょっとどういうイメージになるかということの参考にしていただければと思います。

それでは、特に何も無いようでしたら、次の議事に入らせていただきます。

(2) 電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証A）の進捗報告について

○金本座長

次は、電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証A）の進捗報告についてでございます。これにつきましては、事務局の広域機関のほうから、資料4のご説明をお願いいたします。よろしくお願いいたします。

○下根マネジャー

広域機関の下根でございます。

そうしましたら、二つ目の議題ということでございまして、資料4、電源起動・出力配分ロジックの技術検証の進捗報告について、ご説明させていただきます。少し時間も迫ったところもございますので、端的に報告させていただければというふうに思っております。

右方2ページでございますが、こちらは前回、⑦の項目、時間前同時市場のロジックというところに関しまして、検証結果のご報告をさせていただいたというところでもございまして、今回はその続きというところで、具体的には①買入札を考慮したSCUC・SCEDロジックの検証、そして③調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジックの検証、こちらに関しましてご報告のほうをさせていただくというところでございます。

第1章の概要のところはちょっと飛ばさせていただきます、早速、第2章のところから入らせていただければと思っておりますが、まずは①買入札を考慮したロジック、過去の検討状況も振り返りながら、説明のほうをさせていただきます。

右方9ページでございますが、こちら、同時市場の約定ロジックでございますので、買入札というところの弾力性を考慮した上で約定点、均衡点を見つける必要があるというところございまして、こちらに関しまして、新規のロジック開発が必要になったというところでございます。そういったところ、9ページ左下に書いてございますが、ロジックを構築した上で、右下のように小規模システムモデルで挙動確認をしまして、正しい挙動をしていることを確認してきたというところでございます。

一方というところで、問題として生じたところが、こちらの広域連系システムモデルというところで、日本全国のシステムを模擬したときに、ノードごとにこういった弾力性のある札がある状況になりますと、取り扱う札の数が膨大に増えるというところでもございますので、そういったところで計算上の問題、収束性の課題があるのではないのかというふうにしておったところでございます。

こういったところに対応すべくというところで、10ページ右下にも書いてございますよ

うに、需要曲線の簡略化ができないかというところで、あまり需要曲線の形、面積を変えることなく、札の数を少しでも少なくすることができれば、収束性が上がるのではないのかというところで、そういったところの工夫に検討着手しておったというところでございます。

加えまして、そもそもというところで、海外におきましてはこういったノードごとの弾力性のある札というところをどのように扱っているのかというところも少し勉強した上で、進めていく必要があるかというところもございましたので、今回はこういった海外調査の結果と合わせて進捗のほうをご報告させていただくというところでございます。

そういった観点で、続きまして海外調査の結果のご報告というところでもございまして、今回は北米におけますPJM、CAISO、この二つのISOの調査のほうを行ってきたというところでございます。

まずPJMでございますが、16 ページは前回も少しご報告した内容ではございますが、PJMにおきましても、需要側におきましてはノード単位で札を入れているというよりは、多くの需要、大宗の需要がゾーン単位で入札・精算を行っている、という実態があるというところでございます。

一方、SCUCというところは、当然ノード単位、ノード間の潮流も含めて計算する必要があるというところもございしますので、こういったところも計算するにあたりましては、ゾーン単位で入ってきた札というところを潮流実績等を基に作成した係数というところで分配した上で、計算のほうをしているというところでございます。

こういったところに関しましては、需要の札の種類というところも関係しているというところでもございまして、PJMにおきましても大きく二つ、量のみ入れる形の入札方法もあれば、量・価格、両方入れることができる、そういったところが選択制になっているというところでございます。このうち、価格弾力性に関係するところで言いますと、量・価格の札に関しましては、PJMにおいてゾーン単位の入札が可能になっているところございまして、そちらを潮流計算上、どのように分配するのかというところに関しましては、下のイメージに書いてございますように、価格はそのまま、分配係数に従って量のみを分配するというところで、そういったような分配を行っているというところが明らかになったというところでございます。

そうなりますと、結局はノードの数が増えていきますと、価格弾力性のある札が増えるというところでもございしますので、先ほども申しましたとおり収束の課題がないのかというところを危惧しましたので、更に調査のほうをいたしますと、19 ページにも書いてございますように、PJMの実態としては、先ほども申し上げましたとおり、量のみ、量・価格というところ、両方の入札が可能だということではございますが、実態としては大宗が量のみの札であるというところ、量・価格の札というところが1%にも満たないというところから、これであればノード単位に分配したとしても、そこまで影響はないかというところが見えてきたというところでございます。

20 ページからは、CAISOの扱いというところもございまして、こちらは大まかな概

要に関しましては、P J Mと同様だということでもございますので、説明のほうは割愛させていただきます。先ほども申しました収束性への影響ということに関しましては、こちらもP J Mほど少なくはなかったのですが、それでも量・価格の札というところが全体の10%以下であるということに加えて、そもそも系統の規模というところが日本に比べると3分の1程度であるということもございますので、そういったところが組み合わさることによって、潮流計算というところも含めて回っているのかなというふうに考えているということもございます。

そうしますと、やはり論点として戻るのが日本の扱いだということでもございまして、24 ページに書いてございますように、現行のJ E P Xの買入札の札というところが、ある意味では、そのままノード単位に分配された先にはどういう影響があるのかという話でもございまして、現行の買入札の札というところが、おおむね半分以上は量・価格の札であるというところが実態であるということもございます。そうなりますと、やはりこういった札をすべからく分配するというふうになりますと、やはり収束性に与える影響も出るであろうということもございますので、先ほど野澤オブザーバーからご質問いただきましたように、収束性の観点というところもございますし、あるいは発電機の経済差替、揚水の買入札、そういった大型のものに関しましては、そもそも当該地点における潮流の動きが確定しているということでもございますので、それをやみくもに分配すると、潮流計算自体が本来とはかけ離れたものになってしまうということもございますので、そういった収束性の課題、あるいは潮流計算の精度の両方を両立させるためにも、そういったところで少しでも可能なおところに関しましてはノード単位の入札を求めるところも制度設計上、大事になっていくのではないのかというふうに考えているところもございます。

そういったところを今後、制度設計のほうでもしっかりやっていきたいということではございますが、そこが実際のところ、どのような形になるのかということからは、現状では未知数だということでもございますので、本技術検証におきましては、仮に制度設計がなかなかうまくいかなかったとしても、何とかロジックとして回るようにしておく必要があるかということでもございまして、下のイメージ図に書いてございますように、単に現行の札の数というところをノードごとに分配した結果、数万から数十万、そういったオーダーになったとしても回るようにするにはどうすればよいのかという観点で、需要曲線の簡略化という対応方法を検討したということもございます。

そちらの検証結果が、28 ページということでもございまして、高需要断面、低需要断面ともにケースを回したということではございますが、表に記載してございますように、やはり簡略化なくそのまま扱うという話になりますと、解が求められない、そういった断面もあり得るということでもございまして、こういったところを需要曲線の簡略化ということで、あまり形・面積を変えないようにということでも0.01%、0.1%、1%というところで、少しずつ札を集約していきますと、僅か0.01%の集約であったとしても、解が出るようになったということでは、収束性の改善というところの効果が高いということでは

確認できたというところでございます。

一方、収束性が上がればそれでよいかというと、そうではないというふうにも考えてございまして、やはり需要曲線を簡略化しているというところは、約定点といったものがずれる可能性もあるというところでもございますので、そういったところは誤差がどの程度なのかというところも、次のページ以降で評価のほうをしてございます。

まずは 31 ページというところでもございまして、こちらは全体の電源出力配分に与える影響だということでもございまして、先ほどの乖離率の閾値が 0.1%未満というところであれば、その誤差率というところに関しましては 0.1 から 0.3%程度と、そういったレベルの誤差であるということが確認できたというところでございます。

加えまして、需要の均衡点を計算しているロジックでもございますので、そういった需要の約定量でございますとか、その結果に基づく価格というのがどう変わるのかというところも 35 ページ以降で評価してございまして、こちら、需要の約定量・価格というところに関しましては、あまり相関はないという結果で、下の図に示してございますように、ゼロ点というところを中心に十字の点で描かれている、そういった分布になったというところではございますが、こちらのデータのほうを分析いたしますと、36 ページにも書いてございますように、平均すると±0 というところで、ほとんど誤差がないというふうな見方もできますし、3σ というところで、外れるときは外れるという傾向も見えてきたというところでございます。

今後の進め方でございますが、先ほども申しましたように、まずはそもそも簡略化しないで済むというところが最も望ましいというふうにも考えてございますので、そういった観点では、できる限りノードを特定して、札の数を減らすという工夫が大事になってくるかというふうに思っておりますので、そういったところの制度設計をしっかりとやっていきたいというところでもございますし、今回の技術検証の結果というところが、そういったところがなかなか難しかったとしても、ロジックとしては対応可能な目途が立ったというところをお示しできたのかなというふうにも考えてございますので、そういった観点で技術検証Aとしては検証完了というふうに考えているというところでございます。

続きまして、③の同時最適ロジックの検証というところでございます。

こちらに関しましては、幾つか多岐にわたる項目を扱ってございまして、具体的には調整力の簡易複合約定ロジックの実現性でございますとか、あるいはΔkWの入札価格を入れたときにロジックが回るのかどうなのか、そういった確認を行ったというところではございますが、今回のご報告に関しましては、残論点でございました二次②から三次②の商品集約に伴います三次インセンティブ設計のロジック構築の結果のほうをご報告するというところでございます。

こちらそもそも三次インセンティブ設計というのは何だったのかというところから振り返ってご説明のほうを差し上げますが、46 ページにも書いてございますように、現行の需給調整市場で扱っている調整力の区分というところは、皆様ご存じのように、一次から三次

②まで五つの商品区分があるというところではございますが、このうち EDC に該当いたします二次②から三次②の三つに関しましては、同時市場になりますと集約してはどうかと、そういった方向性を示しておったところでございます。

一方、そういった集約をした結果として、最も遅い性能、三次②相当のリソースばかりになってしまうと、それはそれで需給運用が困難になる可能性もあるかというふうにも考えてございますので、そういったところでは一定程度性能の高いリソースも取る必要があるかというところで、約定ロジックの中で性能の高い、低いという分解をした上で、一定程度性能の高いリソースを取る方法の実現性が求められたというところでございます。

47 ページに書いてございますように、何をもって性能が高い低いと言うのかというところ、今後の定義次第かなとも思っておりますが、一例として示してございますのが、その図に書いてございますように、応動時間の半分の時間、そういった中間点におきまして、半分以上の応動を示すことができるのかどうかというところで、まずはちょっと簡単に高速・低速という分類をしてみたというところでございます。その上で、こういった中で高速調整力というのをどのように確保するのかということに関しましては、大きく三つほど案のほうを提案してございまして、一つ目の案というところはペナルティに関する係数というところで、低速調整力を確保いたしますとペナルティになるというところで、目的関数全体として高速調整力を確保する、そういったインセンティブを与えるという案でございます。

案②というところが、必要なものは取ろうというところでもございまして、高速調整力の確保量というところを一定以上にするという確保条件として設定するという話にいたしますと、おのずと高速調整力が確保できるというところでございます。

案③に関しましては、必ずしも全ての時間断面で高速調整力が必要かというところでもないのではないかという話もございまして、系統全体で高速・低速を組み合わせることによって、最も最適な取り方ができないのかという観点で追加した案が案③だというところでございます。

こういったところを技術評価いたしましたのが次の章だというところでもございまして、51 ページに書いてございますように、小規模系統モデルのほうで評価のほうをしてございます。見方といたしましては、下のモデルにつながってございます左側の G 1 というところが、燃料費が安い電源ではございますが、左下にパフォーマンス・スコアというふうに書いてございますように、調整機能としては少し低速気味なものを再現していると。一方で、真ん中下についてございます G 2 というところが、燃料費は高いというところではございますが、調整機能としては優れている、そういった二つのリソースがある中で、どのような確保状況になるのかというところを検証したというところでございます。

先ほどの三つの案を評価する前段としまして、まずは比較元という観点でインセンティブ設計がないケースに関して確認を行ったというところでございます。こちら、先ほども申しましたように、まずは発電機の出力配分といたしましては、やはり燃料費が安い G 1 から

炊き上げようというところでもございますので、G 1 の出力が高く G 2 の出力が低いというところで特に直目いただきたいのは、1時から8時のそういった夜間の時間帯でございますが、ここに関しましてはG 2 というのは最低出力に張りついている、そういった状況であるというところに着目いただければというふうに考えてございます。

その上で、各案の評価に入るところではございますが、53 ページがまず案①のペナルティ係数の設定だということでございます。こちら、係数というところに関しましては、どの程度の強度にするのが論点だということでもございまして、今回1、5、10 というところで、幾つか強度を変えてみて、傾向のほうを見てみたというところでもございまして、ここでどういったところに差異が現れたのかということに関しましては、右側の下げ調整力、そちらにおけます1時から8時の時間帯におきまして、ペナルティ係数1であれば灰色のG 1 での確保、5であれば半々、10 であればG 2 で確保している、そういった状況になったというところでもございます。

これが何を示しているのかということをご考察したのが、次の54 ページだということでもございまして、先ほども申しましたように、何もインセンティブ設計を設けなければ、当該時間に関しましては、G 2 は最低出力になる時間帯であるというところでもございますので、G 2 で下げ調整力というところを確保しようと思いますと、おのずとG 1 と持ち替えた上で持ち上げしなければならないというところでもございますので、そこにかかる持ち替え費用とペナルティ係数による目的関数の増加、そのどちらのほうが重いかというところで、こういったところが結果に表れるというところで、ペナルティ係数1であれば、そういったところは燃料費が勝るというところではございますが、10 であればペナルティの増加が勝るというところでG 2 を持ち上げて、下げ調整力を確保するといったところが結果として表れているというところでもございます。

続いて案②でございますが、こちらは比較的分かりやすい結果かなと思ってございまして、高速調整力が25%必要、50%必要、75%必要、そういったところを条件として加えますと、下の図にも書いてございますように、きれいにそういった比率で確保しているというところが見て取れるというところでもございます。

最後に、案③というところに関しましては、先ほども申しましたように、全ての時間帯、高速調整力が必要かというところでもないかというところでもございまして、下の図にも書いてございますように、夜間の時間帯というところは需要の規模が小さいというところでもございますので、必然的に調整力の必要量が少なくなるというところ、こういった時間帯は単価の安いG 1 で確保しておきつつ、昼間帯、調整力の必要量が増える場面におきましては、G 2 と組み合わせると、そういったところで系統全体として調整機能を確保するという案が正しく動いていることが確認できたというところでもございます。

まとめますと、58 ページというところでもございまして、いずれの案もロジックとしては作成できたのかなというふうに考えてございますが、先ほどもご説明させていただきましたとおり、各案に関しましても、その特徴、あるいはその得失があるんだというふうにも

考えてございます。

そういったところの観点も踏まえまして、最終的にどのような案を採用するのかというところに関しましては、この三次インセンティブ案というところを提案いただきました調整力のラインというところで調整力細分化作業会、こちらのほうに再度お返しした上で、将来の運用の考え方とも平仄が取れるように検討いただいてはどうかというふうに考えているというところでございます。

今後の進め方は、先ほど申し上げたとおりでございまして、ロジックとしては構築できたということをもちまして、本技術検証におきましては完了というふうにさせていただいたというところでございます。

最後に、今後の検証の進め方というところでございますが、63 ページに書いてございますように、今までお示ししてきた検証項目のうち①、③というところは、今回ご報告して完了になっているというところでございますので、次回以降、まだ未着手でございます④、⑤というところをご報告していきたいというふうに考えているというところでございます。

こちらの資料に関しましては説明以上となります。よろしくお願いいたします。

○金本座長

どうもありがとうございました。

それでは自由討議、質疑応答の時間に入らせていただきます。いつもどおり会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただき、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせください。

横山委員、お願いいたします。

○横山委員

引き続き、いろいろ技術的な検証を続けていただきありがとうございます。

私からは、広域連系系統モデル、ノード単位の検証結果についてというところで3点ほど質問、またコメントをさせていただこうと思います。

例えば36 ページ、各ノードの需要約定量及び約定価格の誤差ということで、各ノードの評価をされているんですけども、これは多分エリアで需要の入札を配分係数によって各ノードに配分された、その結果になると思うんで、どの需要家もそれでやっておられると思うんですけど、需要家ごとに配分係数が異なっているということはないと思うんですけども、その際の評価をノード単位でやっていますが、需要家さんごとに評価してあげたほうが、オブザーバーの方にも需要家さんがいらっしゃいますけど、多分分かりやすいのではないかなと思います。ノードごとというのは、もう配分された量であって、結局どの需要家も配分係数が同じだったら、需要家ごとにやっても同じになるんですかね。需要家さんに分かりやすいような形で、この結果を示してあげるといいのではないかなというふうに思いました。

それでもう一点は、需要家さんに同じ配分係数を多分使っておられるということであるんですけど、実際はそうではないということで、各エリアに偏った需要家さんってあると思うんですよ。それによって、多分実際に系統の潮流計算をしたときに、将来は地域内でも

混雑が起こるというようなことが言われている中で、もしかしたら、そういう配分係数の仕方によって、計算上、地域内で混雑が起こったり、起こらなかったりという状況が起こらないのかなというところで、起こりそうなところは、例えば二つか三つのゾーンに分けて入札されたものを配分、つまり配分係数を変えるということですよね。そういうことも将来あり得るのかなというふうなことを思いました。それはコメントです。

3番目は細かい質問ですが、この約定量と約定価格がこの無相関に十字になっている、その無相関の理由というのがちょっとよく分からなかったのも、もしお分かりでしたら教えていただきたいと思いました。

以上です。

○金本座長

そのほかございますでしょうか。なければ、事務局のほうからお答えをお願いいたします。

○下根マネジャー

こちら、事務局でございます。

横山委員におかれましては、多岐に亘りご質問いただきましてありがとうございます。

まず一つ目に関しまして、現状におきましては、ノードごとの評価になっているということに関しましては、こちらに関しましては、三つ目の質問ともかぶるところではございますけれども、なぜ今回ノード評価になったのかということに関しましては、そもそも需要曲線の均衡がずれる理由というところが幾つかございまして、そういったノードに配分したことによる影響というところもあれば、それにより混雑の状況が変わり得るということもございまして、必ずしも一つの要因では分析しきれないという話がございまして。そういったところから、需要家ごとという観点に立つと、次の価格算定とか、そういった論点も絡むところではございますが、エリアプライスにした上で影響を見るという形もあろうかと思いますが、逆にそれをしてしまいますと、何が誤差なのかというところが、ちょっと見えづらくなるのかなというふうにも考えてございましたので、そういった意味で、要因がなかなか特定できない中で、ノードごとに分解すると、こういった誤差の傾向がありますということをまずお示ししさせていただくと。その上で、横山委員がおっしゃるように、最終的な需要家に与えるインパクトというものがどの程度かというところで、エリアプライスの作り方ということも含めた上で、どういう見え方になるのかということをお示しするのも一案かなというふうに受け取ったというところでございます。

2点目に関しましては、今回に関しましては、エリアをまたいだ分配はしていないのですが、エリアに一つの入札があったとしたら、エリアの中のノードにどのように分配するのかというところは、エリアごとに一つの分配係数でやっているというところでもございますので、その辺りが、実際に同時市場が始まった際にはそのままいいのかということに関しましては、横山委員ご指摘のとおり、それしか適用できない需要家もいれば、どのノード、例えばエリアの東側に偏在しているのか、西側に偏在しているのかというところが、ある程度特定できるのであれば、個別協議を行った結果として、分配係数を個別に設けると、そう

いった工夫もあり得るのかなというふうには考えてございますが、いずれにせよ、潮流計算は精緻に行って、そういったグリッド全体を安定的にやろうというふうに思いますと、そういった工夫が今後、重要になってくるのかなとも思っておりますので、まずは一旦一律で分配したときの結果というのをお示しした上で、今後、実装に向けては、そういったいただいたご示唆というところを踏まえた上で、推計とかが必要ではないかというふうに考えているというところでございます。

事務局からは以上となります。

○金本座長

そのほかございますでしょうか。よろしいですか。じゃあ、ありがとうございます。それでは、次の議題に移らせていただきます。

(3) 市場価格算定方法（検証B）に関する進捗報告について

○金本座長

次は、市場価格算定方法に関する進捗報告についてでございます。

これにつきましても、事務局の広域機関のほうから、資料5のご説明をお願いいたします。よろしくお願いいたします。

○下根マネジャー

広域機関事務局の下根でございます。

そうしましたら、三つの議題でございまして、資料5、価格算定方法（検証B）に関する進捗のご報告のほうをさせていただければというふうに思っております。

こちらは2ページでございますが、前回の本検討会におきまして、検証Bに関する未着手論点といたしまして、大きく三つあるというふうに申し上げていたところではございまして、今回そのうちの一つ目というところで、各課題等を考慮した $\Delta k W$ の市場価格というところで、 $\Delta k W$ の市場価格に関する追加の試算ですとか考察を行ったというところでございます。

早速、その追加検証の結果のほうをお示ししていくというところではございますが、前回お示した進め方というところが6ページに書いてございますように、具体的にどういった価格算定方法の考え方があり得るのかということも踏まえた上で、以前と同じ方法ではございますが、年間通してシミュレーションをやった上で、従来の試算結果と比較検証すると、そういった方法を考えておったというところでございます。

もう一点、こちら一つ目の議題でも触れたところではございますが、 $\Delta k W$ を時間前同事市場におきまして、都度決済の対象とするのかということに関しまして、そういったところが過去の検討におきましては、機会費用と逸失利益が入り混じるというところで、相当程度課題があるというふうに認識しておったところではございますが、その辺りも今回の新たな案によって、どのような傾向の違いがあり得るのかというところを今回再検証して

みたというところでございます。

各ケースというところで大きく二案ほど挙げてございまして、こちらでも前回提案した内容と同じ話ではございますが、起動等に要する費用というところに関しましては、同時最適をする同時市場におきましては、 kWh と ΔkW のどちらに対しても使用されるというところでもございますので、全てが全て ΔkW 価格の構成要素に含めるのではなく、一旦そういったところは構成要素から抜いた上で、取り漏れたらup liftに回す、そういった方法も考えられるというふうにしておったところでございます。

この点、起動等に関する費用が何を指すのかという定義の問題で、幾つかバリエーションがあるのかなというふうにも考えてございまして、起動費のみを指すのか、最低出力費用も指すのかというところで、今回そういったバリエーションも含めた検証のほうを行ったというところでございます。

具体的にはというところで、10 ページのほうに二つの案を示してございまして、①というところが、起動費、最低出力、それら全てを起動等に関する費用と見做しまして、 ΔkW の構成要素から抜くと。すなわち ΔkW の価格要素といたしましては、逸失利益のみというふうに考えた上で、計算のほうを行うという案でございます。

②というところは、起動費のみをそういった費用だと見做すというところでもございますので、最低出力費用のほうは反映するという案になっているというところでございます。

こういった二案に関しまして検証した結果というところが、13 ページにお示ししている結果だというところでございます。下の表のほうに全ての結果を掲載してございますが、こちらの見方としましては、表の上段が ΔkW の価格をシングルプライスにしたときの価格、そして下段がマルチプライスにしたときの価格だというところでございます。横軸に関しましては、一番左側が前回ご提案した方法でございまして、真ん中が今回のケース①、右側がケース②だというところでございます。

このうち、真ん中の上段に関して着目いただければと思っておりますが、ケース①のシングルプライスの結果というところでございます。真ん中の平均価格に関しましては0.33 というところでございます。前回お示したケース以上に低廉になったというところもございます。こちらはやはり機会費用も抜いたというところから、逸失利益のみを扱っているというところから、そういった傾向になったというところでございます。

一方というところで、さらにその下、up liftの額というところを見ていただければと思っておりますが、その分だけ取漏れ費用は当然増えるであろうというトレードオフの関係でもございますので、ほかに比べると、多少なりともup liftの傾向は増えるというところでございます。

次に、一番右側のケース②を見ていただければというふうに思っておりますが、こちらはシングルプライスにいたしますと2.4というところで、相当程度、価格が跳ね上がったというところでもございまして、それに関しましては、次のページ以降で、要因のほうも分析しているというところでございます。

19 ページを見ていただければというふうに思っていますが、先ほど来、起動等に要する費用というふうに申し上げていたところから、価格の要素としては、起動費の方が多いのかなというふうにも考えておったところではございますが、実際に計算のほうをいたしますと、下の表に示してございますように、どちらかというと、最低出力費用のほうが占めるウエートが高いというところでございます。

こちらは起動費に関しましては、やはり起動していた時間で割り戻すことができるというところでもございますので、一コマ一コマ当たりの額としては、低減が可能かというところである一方、最低出力費用に関しましては、やはり各コマごとにかかる費用だということでもございますので、実態としては、こういった最低出力費用が占めるウエートが高いというところでもございまして、そういったところの価格を引用してシングルプライスに展開いたしますと、価格が高騰するという傾向が見受けられたというところでございます。

さらに、最低出力費用が大きくなった要因を深堀りしたのが 20 ページだということでもございまして、燃種別に着目いたしますと、下の分布図にも書いてございますように、平均価格よりも下の石炭というところが逸失利益の電源となり、それよりも単価の高い MACC、ACC 等に関しましては、機会費用の電源になるということでもございまして、こういったところが MACC、ACC による ΔkW の供出台数が多いということでもございましたので、それによって、なお一層、最低出力費用の規模が上がったという、そういった傾向もあったというところでございます。

そういったところもございますので、なかなかケース②は課題があるのかなというふうにも考えてございまして、次のステップの検証におきましては、このケース①、逸失利益のみにしたケースを前提に検証のほうを進めていくというところでございます。

二つ目に関しましては、先ほど申しましたとおり、 ΔkW の差分決済というところが、過去の検討におきましては、なかなか逸失利益と機会費用が入り混じることによって難しさがあったというところではございますが、今回は先ほど申しましたように、ケース①ということであれば機械費用を除く、すなわち逸失利益のみを扱うというところでもございますので、これであれば、前回示したような課題が一定程度解消するのではないのかというところで、改めて前回実施したケースというところで、検証のほうを行ってみたというところでございます。

まずケースⅠというところに関しましては、当該電源の ΔkW の確保量が変化したケースだということで、下の図でいうところの 1 円電源に着目いただければというふうに考えてございます。

こちら、左側の電源態勢①というところが、前日の同時市場のほうを示してございまして、前日の断面におきましては、1 円電源、 ΔkW を確保しているというところでもございますので、逸失利益の収入があったというところでございます。

その後、右側の電源態勢②というところが、時間前同時市場の断面だというふうに思っただけだと思っただけでございますが、ここでは電源態勢が変わったというところで、1 円電

源は $\Delta k W$ をリリースしているというところでございます。

この際、数量偏差が発生しているというところでもございますので、こういった差分決済の対象になるというところではございますが、ここで精算すべき額というところは、前日の価格でそのままリリースするという話ではなく、時間前同時市場の $\Delta k W$ の価格で精算するというところでもございますので、このケースにおきましては0円で精算する、すなわち前日の $\Delta k W$ の対価が残ったままになるというところではございますが、当然これは逆のケースもあり得るというところでもございまして、このケースにおきましては前回と変わらない、あくまでもその差分決済の特徴を示していると、そういうケースであるというところでございます。

その上で、今回逸失利益のみにした影響がどのように現れたのかというところがケースⅡ、ケースⅢで見えてくるかなというふうにも思っておりますが、ケースⅡというところが、 Δ の価格指標が機会費用から逸失利益に変化するケース、ケースⅢが逸失利益から機会費用に変化するケースだというところでございます。

こちら、ケースⅢのほうはより分かりやすいというふうにも思っておりますので、こちらのほうで説明のほうをさせていただければというふうに思っておりますが、28 ページ、ケースⅢにおきまして、こちらは4円電源に着目いただければというふうに思っておりますが、左側の $\Delta k W$ におきましては、4円電源というところが逸失利益電源であったということで、逸失利益の収入があったというところでもございまして、一方、時間前の断面になりますと、4円電源というところが機会費用の電源に化けているというところでもございます。

そういった観点では、本来的には追加で要する起動費、あるいは最低出力費用というところが $\Delta k W$ の費用としても発生しておったというところでもございますが、こちらのケースに関しましては、数量偏差が発生していないというところから、そういったところの精算がなされずに取れ漏れが発生しておったというところが、前回の課題であったというところでもございます。

一方、今回提案している案というところが、すべからく逸失利益のみを扱っているというところで、そこは取り漏れたものの起動費等々に関しましては、u p l i f t に回すという話でもございますので、そういった観点から本検証におきましても、前回の課題というところはクリアになっているのかなというところで、電源間の平仄、公平性が向上した状態になっているというふうに評価しているところでもございます。

今回、試算したケースというところは以上というところでもございまして、まとめと今後の進め方でもございますが、31 ページに書いてございますように、今回大きく二案というところに関しまして、 $\Delta k W$ 価格の定量評価ですとか、差分決済時の影響評価というところを実施したというところでもございます。

その結果、ケースⅠ、逸失利益のみを扱ってシングルプライスにすることであれば、一定程度、価格低減ならびに課題というところは解決になってくるのかなというふうにも

考えてございますので、そういった観点からも、今後の有力な候補として検討のほうを進めていっ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。

もう一点、先ほど来少し言及されてございました、その他一定額の扱いというところに関しましても、今後の進め方のほうで整理しているというところでございます。

こちら、現行の制度において、 Δ kWの価格要素にその他一定額が入っているということも事実であるというところではございますが、こちらも約1年前、第8回の本検討会で触れたところではございますが、この同時最適の中で、その他一定額というところを Δ kWの入札価格として織り込んだ場合、どのようになるのかという影響評価の話でございまして、こちら、結果といたしましては、そういった価格が入った電源ほど、 Δ kWで約定されづらくなる傾向があるというところもございまして、この点、本来的には事業者目線に立ちますと、その他一定額を回収したいがゆえに織り込んでおったところ、むしろ約定率が下がるイコール回収ができないということもございまして、本末転倒の結果になるのかなという傾向を示しておったところでもございまして、そういった観点も踏まえまして、どちらかと言いますと、他の適正な対価のお支払方法を検討したほうが望ましいとしておったところでございます。

この点、中間取りまとめでもお示ししておったような幾つかの案がございまして、一つが、先ほどございましたように、 Δ kWのシングルプライス化という話もあれば、一番下のレ点にも書いてございますように、調整力 kWh もシングルプライスにするという考え方もあろうかというふうに思っております。

また、というところで、真ん中のレ点でございますが、米国におきましては、調整力のパフォーマンスに応じた報酬を与えるという考え方もあるというところでもございまして、これはイメージとしてどういうものかというふうに申し上げますと、例えばGF、LFCのような高速に応答する調整力等に関しましては、現行制度というところは、周波数の上げ下げというところは、ある程度一定の割合で生じるということを考えますと、30分のコマの中では上げと下げが相殺されまして、あたかも何も応答していないかのような結果しか現れてこないというところではございますが、実際には、その30分の中でも10回、20回、上下の運動しているということを考えますと、それだけ働いたという評価も当然あり得るんだというふうにも考えてございますので、そういったところを具体的にどのように評価するのかは、ちょっと今後の検討かなというふうにも考えてございますが、そういった方法に関しましても、今後、検討のほうを深めていっ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。

また、それに加えて、今回取り扱ってございませませんが、地内混雑発生時の価格でございましたりですか、先ほど来、ご議論いただいておりますように、青と黄のロジックの関係性等々に関しましても、次回以降、検討結果のほうを示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。

こちらの資料に関しましても、説明のほうは以上となります。よろしくお願いいたします。

○金本座長

どうもありがとうございました。

それでは自由討議、質疑応答の時間に入ります。いつもどおり、会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただき、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせください。順次指名させていただきます。どなたかございますでしょうか。

東谷オブザーバー、お願いいたします。

○東谷オブザーバー

J E R A の東谷です。ご説明ありがとうございます。

私からは、1点コメントさせていただきます。

資料 32 ページの今後の進め方のところで、先ほど申し上げました、その他（一定額）の扱いについて触れられております。

Δ k W 価格に反映し切れない点に関しては、他のところで回収というか、その利益を獲得するということで、例えば、調整力 Δ k W あるいは調整力 k W h のシングルプライス化、それからパフォーマンスに応じた報酬なども念頭に検討を深めていくと記載されておりますが、先ほど説明のあった Δ k W のシングルプライスオークション化の検討においても、逸失利益のみとすることによって、価格を極力抑える方向で検討が進められている中で、その他（一定額）に相当するものが一体どの部分に織り込まれているのかというのが、よく分からない部分がございますので、今後検討を深めていく中で、この辺りを明らかにしていただければと思います。

以上です。

○金本座長

ありがとうございます。そのほかございますでしょうか。

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す。

Δ k W の市場価格に関しては、資料 3 でもあったところですが、同時市場全体から適正な収益が得られる制度を構築することが肝要であると考えています。その点で、今回の起動等に関する費用を抜いた形はあり得るところですし、意味のある分析であると思っています。

ここでは、起動等に関する費用として、起動費と最低出力費用が挙げられています。ただ、このうち起動費だけに着目するケースは、そもそも概念的に合理性が低いように思っています。機動費だけを別枠として価格から除くような処理は、どのように根拠づけられるのかという点ですね。その点で、ケース I のほうが分かりやすく、13 ページの結果も見ますと、 Δ k W 価格高騰も抑えられるということで、これを有力な候補とする今回の資料のまとめは理解できるところであります。

ただし、これも記載されているとおりですが、この Δ k W 価格を仮に採用するとしても、同時市場全体で回収できない収益がどの程度発生するのか、u p l i f t がどうなるのか

という点は、今後、議論を進めていく必要があろうかと思います。

いずれにせよ、過不足なく収益が得られる制度を全体として、どのように構築するのかという視点で議論が進めばよいと思っています。

私からは以上です。

○金本座長

ありがとうございました。

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

東京ガス石坂でございます。どうもご説明ありがとうございます。

まず、この資料で確認しておきたいんですけれども、この資料は「前回」という言葉が結構多用されているので混乱を招きかねないんですけれども、まず13スライド目の表の一番左の列に「前回」と書いてあるもののうち、ハイブリッドなんですね。あと、31スライド目のまとめの下から2番目のボツにある「前回（ΔkW価格は例Ⅳ：逸失利益はSPA、機会費用はMPA）」とあるこの記載ですけれども、前回にも案は複数あって、有力な案にならなかったものもあるというのは承知しているんですけれども、今申し上げた13スライドと31スライド目に書いてある前回、ハイブリッド案ですけれども、これに関しては、現在も有力候補の一つであって、今回提案のケースの①、SPAとともに、今後、検討を深めていくという理解でよいかということを確認しておきたいと思います。資料から一応そう読めるとは思っているんですけれども、大事な点なので確認しておきたいと思います。

その前提で、この31スライド目について申し上げたいんですけれども、今回ご提案いただいたケース①は、ハイブリッド案を比較すると、価格は確かに低減されているんですけれども、upliftは逆に相当大きくなっているということで、発電事業者に適切な収益が得られるのか、市場価格の信頼性がどうかという観点からはそれなりに、それはそれで課題があると考えておりますので、32スライド目の4ボツいただいておりますけれども、いずれの案を検討するにしても、報酬等をいろいろ工夫することによって、upliftはできるだけ低減する方向でご検討いただきたいと思います。と思っております。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。そのほかございますでしょうか。ございませんですね。

事務局のほうからご回答、お願いいたします。

○下根マネジャー

委員の皆様、オブザーバーの皆様、大変多岐にわたるご意見をいただきましてありがとうございます。

まず五十川委員からいただきましたところ、市場全体から適正な対価を回収するのが大事だということは、まさにそのとおりかというふうに考えてございまして、ある意味では、今回ケースでお示しして、試算の結果もお示したところではございますが、そもそもの考

え方として、ケース②、起動費だけを除くという考え方には合理性がないのではないのかというところは、結果も含めて、ご指摘のとおりかなとも思っておりますが、結果的には、今回の案から落ちているところではございますが、根本の考え方としてもおかしいよねというところのご示唆をいただいたのだというふうに考えてございます。

その上で、今後ケース①というところをメインに考えていくということではございますが、その考えに関しまして、東谷オブザーバーや石坂オブザーバーからいただきましたように、「前回」という記載が少し分かりづらいというところは大変申し訳ございませんでしたというところではございますが、ご意見のところでは、正しくご理解いただいているのかなというところと、前回というところに関しましては、ある意味ではシングルプライス化したときにも価格高騰しない、その時点では最も合理的かと思っておったハイブリッドの案というところを、「前回」というように表記していたところではございますが、ただ、こちらのハイブリッドの案に関しまして、やはり機械費用、逸失利益、両方あり得るというところから差分決済時の扱いが難しいという課題が残っておったというところではございます。

今回は、そちらの観点に関しまして、クリア可能ではないかというところで、逸失利益のみを扱う案というところで、一つの合理性のある考え方としてお示しできたのかなというふうに考えてございますが、一方で、その分だけ Δ kWの価格が減って、up liftに回っている課題もあるのではないのかというご示唆をいただいたのだというふうに考えてございます。

この点に関しましては、先ほど来いただいておりますように、その他一定額に変わる方法も一つということで、幾つかお示ししているようなシングルプライス化、あるいはそのパフォーマンスの評価等々によりまして、こういった水準感になるのかというのも、今後の検討かなとも思っておりますが、いずれにしても、こういった方法が組合せとして最も妥当なのかというところは、引き続き検討のほうはしっかり進め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。

事務局からは以上となります。

○金本座長

ありがとうございました。そのほか何か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、次の議題に移らせていただきます。

(4) 安定供給の観点から自己計画電源入札が制限される場合の考え方について

○金本座長

次は、議題4でございまして、安定供給の観点から自己計画電源入札が制限される場合の考え方についてでございます。

この議題につきましても、事務局の広域機関より資料6の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。

○下根マネジャー

広域機関事務局の下根でございます。

そうしましたら、四つ目の議題というところでございますが、資料6、安定供給の観点から自己計画電源入札が制限される場合の考え方について、こちらのほうの説明をさせていただきます。

2ページでございますが、これも一つ目の議題のほうでも相当程度ご議論いただいたところではございますが、自己計画電源に関しましては、原則、事業者の選択自由という、そういう方向性を示しておったというところではございますが、一方というところで、安定供給の観点から必要がある場合に関しましては、「一定の制約」に服していただく必要があるということも示しておったというところでございます。

こういったところに関しまして、具体的にどういった断面でそういった状況が発生するのか、それを同時市場においてどのようにワークさせるのかというところが重要になってくるのかなというふうにも考えてございますので、今回まずは現行の制度、ルールを参照した上で、どういった状況下で発生しているのかという話、同時市場における扱いというところを整理のほうをしてみたというところでございます。

まずは議論の振り返りというところでございますが、6ページでございますが、これまでの議論におきましても、安定供給の観点から必要がある場合というところに関しましては、セルフスケジュール電源というところでございますが、一定の制約に服していただく必要があるというところで、「具体的には」というところで、例えば需給逼迫時でしたりですか、出力制御、混雑処理、そういったときには必要だというふうにしておったところでございます。また、出力制御が発生することが予見されるようなコマに関しましては、長期固定電源等を除きまして、全ての電源を市場でコントロール可能な電源として入札いただく、そういった方法もあり得るかというふうにしておったところでございます。

関連する論点といたしましては、電源トラブル時の話だということもございまして、こちらは前日同時市場の約定後に、そういった電源脱落などのトラブルが発生した場合に、自社電力の余力を活用する、そういったところも原則自由にしたというところではございますが、こちらもちり替える余力というところの地点が変わりまして、系統の混雑を助長させると、そういった話になるのであれば、それはなかなかちょっと難しいという話を申し上げておったというところでございます。

こういったところ、もう少し明確にしたのが8ページ以降だということでございますが、そもそも「自己計画電源とは」というところに関しましては、その電源等の起動及び出力容量下限までの出力を事業者の方で決定することができる電源のことを指しているというところで、イメージ的には、Must Runと呼ばれるような領域に該当するというふうに考えてございます。

こういったところが、先ほども申しましたとおり、出力制御、混雑処理といった抑制側の制約が発生する際には、そういったMust Runの出力確定がなかなか難しいという

ことを書いているというところでございます。逆側、焚増に関しましても同じ話だということでございます。

こういった一定の制約というところが、こういった場所、こういった時間に発生するのかというところをまとめたのが9ページだということでもございまして、こちらに関しましては、場所というところが連系線なのか地内なのかというような区分、あるいは前日なのか、時間前以降なのかという時間帯の区分というところには、あまり関係がないのかなとも考えてございまして、当然需給の状況、再エネの状況、もろもろ逐一、時々刻々と変わるところもございますので、こういったことが必要になるというところが顕在化した暁には、やはりそういったところが必要になる場所、時間に対しまして、一定の制約が必要ではないのかというふうに考えているというところでございます。

続きまして、現行の制度、ルールを踏まえた考え方だということでございます。

12 ページが抑制側の話ということでもございまして、現状は調整電源、電源Ⅲと呼ばれます電源に関しましては、TSOは原則起動停止を行わないという制度設計でございますが、こちらを抑制を行わなければ安定供給上、問題がある場合ということで、先ほど来、お示ししてございますように、供給余剰時の優先給電ルール、あるいは系統混雑時というところに関しましては、TSOによる停止、出力抑制が行われているというところでもございまして、少し細かなルールの違いがあるというところではございますが、概要といたしましては、調整電源、電源Ⅲ、そして再エネと、そういった順番になっているというところでございます。

こちらをより詳細に示したのが下の表であるということでもございまして、こちらでお示ししているところといたしましては、その抑制可能な領域に関しまして、事業者と協議の上で抑制可能なところもあれば、なかなか抑制が難しい領域もあるということで、協議によっても変わる領域もあるということをお示ししているというところでございます。

14 ページがその逆、焚増側の発生でございまして、こちらは需給逼迫というところでもございますので、調整力不足ですとか供給力不足、そういった断面に至りますと、TSOの追加供給力対策ということで、調整電源等々の追加起動でしたりですとか、揚水のTSO運用、あるいは焚増が発生するというところで、こういったところも、その表に書いてございますように、協議によってそれができる電源、できない電源が分かれている実態があるというところでございます。

そういったところを受けまして、同時市場でどのような取扱いの方法が考えられるのかというところを次の章で整理したというところでございます。

17 ページが、まずは抑制側の話だということでもございまして、こちらは先ほど来、申し上げてございますように、一言で調整電源、電源Ⅲといいましても、協議次第で抑制可能な領域もあれば、協議したところで抑制ができない領域もあるというところでもございまして、そういったところを同時市場の約定の都度、協議・調整するのは、いささか非現実的かなというのも考えてございますので、この点、原則自由としてございます自己計画電源

に関しましても、あらかじめ、それが任意の領域なのか、絶対の領域なのか、そして任意であれば、Three-Part 情報も含んで登録いただくのが大事かというふうに考えてございます。

その上で、どのような場合にそれが発生するのかというところの検討を行ったのが 18 ページでございます。

まずはというところで、SCUC ロジックというところは、当初より一定の制約が発生するかどうかというのは分からないというところでもございまして、言い換えますと、SCUC ロジックでどのようにして一定の制約を課す必要性を特定するのかというところで、まずは絶対セルフ、任意セルフ、そういったところに関しましても抑制をせずに、SCUC 計算を実施するという、そういうフェーズがあるというところでございます。

その場合、その図に書いてございますように、絶対セルフ、任意セルフというところを固定値としたままで再エネ抑制に至っているということであれば、本来的には電源Ⅲの抑制をした上で再エネ抑制をするという、そういった優先順位のルールがある中で、そういった任意セルフが固定されているということは望ましくないという話でもございますので、逆の言い方をいたしますと、SCUC ロジック計算の中で、例えば再エネ抑制の断面があるというふうになりますと、そういった系統、時間帯に関しましては、一定の制約を課すべき対象になるというふうに考えているというところでございます。

「また」というところで、先ほど再エネ抑制に至るところをトリガーにするというふうに申し上げたところはございますが、こちらも場合によっては、再エネが存在していないような系統、あるいは時間帯もあろうかというふうにも考えてございますので、そういったところを取り漏れることがないようにという観点で、例えばというところで、下の図にも示してございますように、下げ代確保ができない断面、あるいは運用容量が超過する断面というところが、同じような状況になっているのかというふうにも考えてございますので、こちらも条件として加え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。

21 ページからは焚増側の話でございまして、こちらも先ほどの抑制側と全く同じ話でございまして、あらかじめ焚増可能かどうかを協議しておくというところも大事なのかなというところがございますので、任意領域なのか、絶対領域なのか等々に関しましては、登録していることが重要だというところでございます。

その上で、先ほどと同じく SCUC ロジックの中で、どのようなトリガーをかけるのかというところでもございまして、こちらも先ほどと同じく SCUC ロジックは当初、任意セルフというところを固定値のままでも計算を回すというところでもございますので、そういった中におきまして、下の図にも書いてございますように、上げ代不足に至るということであれば、それはすなわち広域予備率不足に該当するであろうというふうにも考えてございますので、そうなりますと、いわゆる逼迫モードかというところで、そういったところにおきましては、任意セルフというところは、Three-Part 情報を基に動かす電源に変え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。

こういったところを市場の取引の中でどのように反映していくのかをお示ししたのが 24 ページだということでもございまして、こちら、理想論的には、一つの市場の取引断面におきまして、まずは一定の制約を課す必要があるのかどうなのかを判定するロジックを回した上で、それで一定の制約が必要だということであれば、再度回し直すということが考えられるというところではございますが、なかなかどうして、ロジックの収束性等を考えますと、1 度の取引の断面で 2 回計算をするということは現実的でないのかなとも考えてございます。

この点、以前お示した下の図にも書いてございますように、同時市場というところは、週間から前日、そして時間前にかけまして複数回 S C U C を回す、そういった市場であるというところでもございますので、こういったところをうまく活用いたしまして、どこかの断面の S C U C 計算の中で、先ほどもお示したような制約があるという話になりますと、その次のステップの計算から、そういった一定の制約を課した上で、再計算を回すという形にすれば、いずれか実需給までには必要な抑制、あるいは焚増が促せるのではないのかというふうに考えているというところでございます。

まとめと今後の進め方でございますが、26 ページの一つ目、二つ目に関しましては、先ほど整理した内容ということをお示ししているというところでもございまして、一番下の「また」というところに関しましては、こちら先ほど東谷オブザーバーからいただきましたとおり、こういったところが必要な断面に限ってやるべしというようなご指摘もいただいたのかなとも思っておりますので、それ自体はそのとおりかなというところで、しっかりこういった一定の制約が必要になる地点、時間というところを特定するロジックということも重要になってくるというふうにも考えてございますので、そういったところを今後の技術検証におきまして、その精緻化も目指して検証のほうも示していきたいというふうに考えているというところでございます。

こちらの資料に関しましても、説明は以上となります。よろしくお願いいたします。

○金本座長

ありがとうございました。

それでは自由討議、質疑応答の時間に入らせていただきます。いつもどおり、会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただき、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせいただければと思います。

では、ございますでしょうか。

東谷オブザーバー、お願いいたします。

○東谷オブザーバー

J E R A の東谷です。ご説明ありがとうございます。

2 点ほどコメントさせていただきます。

1 点目は、抑制・焚増の優先順位についてです。

同時市場に入札される電源というのは、まず市場計画電源と自己計画電源の二つに区分

されると認識しておりまして、今回のご提案ですと、自己計画電源は更に二つに分けて、この3区分に分類されるかと思います。

先ほども申し上げたとおり、自己計画電源に対する制限というのは、安定供給上、本当に必要な場合に限定されるべきだと考えておりますので、供給力不足や供給力余剰、系統混雑が見込まれる場合、基本的には市場計画電源から調整して、それでもなお調整し切れない場合に、この自己計画電源に制限をかけるという考え方が合理的なのではないかなと考えております。

その上で、市場計画電源内、あるいは自己計画電源内の優先順位として、優先給電ルールなどの現行制度の優先順位の考え方を適用するというのが適切ではないかと考えております。

2点目は、任意セルフ電源と絶対セルフ電源の区分についてです。

現状、安定供給上必要な場合、燃料制約に伴うマストランあるいは出力容量上限抑制などについては、協議によって調整しているところではありますが、これを事前登録によって協議なしで一律に調整してしまうことにやや懸念を持っております。

したがって、任意セルフ電源と絶対セルフ電源の線引き、すなわち調整不可な入札制約の考え方を検討するにあたっては、協議を省略するという現行制度の違いを踏まえ、慎重にご検討いただければと思います。

以上です。

○金本座長

ありがとうございます。

そのほか、ございますでしょうか。

小宮山委員、お願いいたします。

○小宮山委員

小宮山でございます。ご説明いただきましてありがとうございます。

今回17枚目のスライドで、新たに自己計画電源を、これまでご説明いただいております絶対セルフ電源に加えて、任意セルフ電源という新しい区分についてご提案いただきましてありがとうございます。

ご提案のとおり、私も従来の絶対セルフ電源に加えて、任意セルフ電源という新しい区分を設けることに賛同させていただきたいと思います。

その背景には、こちらの図でご提示いただいているピンク色の領域、市場計画電源であれば市場計画に委ねる領域、それから任意セルフ電源でのこの調整可能領域、やはりこのSCUC、SCEDロジックに基づくものであれば、このピンク色の領域を市場内で拡大していくことが、より一層、日本の全体の電力システムのコストの低減につながるということ、これは間違いないことだと思いますので、やはり可能な限り、このピンク色の領域を設けることがコスト低減を実現する上では、大変大事なことだというふうに認識しております。

ですので、やはりこの任意セルフ電源、今後どういうふうに、具体的にこの市場システム

の中に実装していくか、より議論を深めていく方向性に賛同させていただければと思います。

また、やはりこのピンク色の領域を拡大することで、より日本の電力全体のコストが低減できるということを今後、シミュレーションを通じて、このピンク色の領域を拡大していくことが、よりコスト低減につながるという、そういうようなシミュレーションも今後行うことで、この任意セルフ電源のこの意義を理解していくことも大変大事かというふうに認識しております。

私からは、以上でございます。

○金本座長

ありがとうございます。

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す。

自己計画電源が一定の制約に服するという整理になっていたところ、そもそも一定の制約をどのように定義づけるのかという点は必要な議論ですし、こういった整理は重要であるところだと考えます。

先ほどから議論があるところですが、前提として、今回一つ出てきている考え方は、自己計画電源を「任意」と「絶対」に分けているという点です。この区分自体に異論はありませんし、それをあらかじめ登録しておくということも理解できるのですが、抑制側、焚増側それぞれについて、何が絶対セルフ電源になるのかという区分はそんなに簡単ではない可能性があるので、今後詰めていく必要があるということかと思っています。

その上で、一定の制約の特定方法について、抑制型と焚増側に分けた考え方が18ページ以降に整備されています。今回提示されている考え方自体は合理的なものだと思いますので、これを基礎として議論を進めるということでよいのではないかと考えています。

私からは以上です。

○金本座長

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

私自身が資料をいただいたときに、この絶対セルフ電源、任意セルフ電源というのは、新しい概念ではないと思い込んでいました。さらに、ここで議論しているのは、同時市場の話ではないというのはちょっと言い過ぎなんですけど、同時市場があろうとなかろうと外からの制約が当然あるわけで、今でも当然問題が起これば制約するということがあり、それを同時市場の中でならどう表現するの、対応するのと、そういう議論をしているだけで、これはまさに既にある話だと思っています。

その上で、今だって何か再エネよりも後に抑制される電源は当然あるわけで、それは理由

があつてそうしているわけなので、この同時市場の世界だって、そこもみんな一緒くたにするわけにはいかないから、当然今の発電制約が合理的であるとすれば、そのまま引き継ぐという格好で整理されているだけ。

そうすると、絶対セルフ電源とは何ですかというのは、もうおのずから、そういう外生的なというか技術的な型で、再エネよりも後に制御せざるを得ないような電源というのが、そういう類のものは全部ここに入るという、そういう整理だと私は受け止めていました。

次に、最初に出てきたのは、何か制御をしなければいけないということが出てきた全体としての需給ということもあり得るし、特定の線の混雑ということもあり得るし、何か制御しなければいけない。それはどういう市場があろうとなかろうと制御しなければいけないという状況のときに、市場に入れた電源だけ一方的にまず制限されて、セルフのほうは後回しとかというのはあまりにも不公平じゃないか。こんな制度を組み込んだら、最初っから市場に参加するインセンティブを著しく損なうではないかということで、ここはフェアにやりましょうという大原則を事務局から最初に説明していただいたんだと思います。

しかし、今回オブザーバーから出てきた議論は、それと真逆のものが出てきている。まず市場から制御しようというんだけど、私は普通に聞いていれば、すごい無体な議論だと聞こえたと思います。例えば今、再エネが余っているところに出力制御をするというときに、市場に参加している電源、火力発電をまず抑制するけど、でもそうでないところは、セルフで決めているところは最後まで抑制しなくて、それでも足りないときだけ、ようやくそちらを制御すべしとの意見。

例えば線が混雑しているというときに抑制しなければいけないというときに、市場に参加した電源は先に抑制するけど、そうでない電源は、そこで抑制して混雑が解消できないというときにようやくやりますという、そういう順位をつければ、その送電線に対して、言わばその市場に参加しない電源に優先権を与えているのと同じになってしまう。そんな不公正な制度を同時市場の世界でやるのですか。それは同時市場であらうとなかろうと制御しなければいけないという、そういう状況のときにフェアに制御しましょうという当たり前のことを言っているだけで、その当たり前の提案というのが、今回事務局から出てきたと受け止めています。それに関して、先に市場で抑制するんでしようという発想というのは、私は相当変ではないかと思います。

しつこいようですが、そのときに必要もないのにやたらと抑制するなよというのは正当な議論だし、だから本当に必要なときだけするようにしてください。価格メカニズムで、あらかじめ調整できて、その必要性がなくなる状況なら、それを追求してくださいというのは正当だと思うけれど、しかしこの文脈で、市場に参加しない電源が優先されるなどという発想は、私はあり得ないと思います。

以上です。

○金本座長

そのほか、ございますでしょうか。

増川オブザーバー、お願いいたします。

○増川オブザーバー

ありがとうございます。発電協会、増川でございます。

今、松村委員から話あったところとちょっと関連するんですけども、再エネ、太陽光のことだけ考えても、例えばコーポレートP Pがありますと。市場に参加しませんといって、その太陽光は抑制されないと。一方、そうでない市場取引される太陽光は抑制されて、すごい変な話で、そこをどういうふうに公平性を担保するかというのを、私の中ですごいシンプルで、抑制されない電源は、それなりに混雑処理の費用を払えと。

自分がコーポレートP Pをやって、これ以上、混雑費用がかかるなら、もう自分の電源を止めていいですと。ただ、ここまでは混雑処理費を払うので動かしてくれというやり方がすごい公平だと思います。そういうやり方ってできないんでしょうかというのが質問と、要はその市場に参加する、参加しないとか、要は抑制しなければいけないと、太陽光全部半分50%下げなければいけないということになっているわけですね。それで、どれかが電源がされなくていいとか、されるとかというのはすごい変な話で、それをされない人は、ちゃんとそれをされた人のオンライン代理制御ではないですけども、費用を払うというのは当然かなと思いました。その辺の考え方を教えてください。

以上です。

○金本座長

そのほか、ございますでしょうか。

市村委員、お願いいたします。

○市村（拓）委員

ありがとうございます。

私から1点だけ、基本的には今議論されているところとの関係で、1点、視点としてのところを整理いただければと思ったんですけど、基本的には公平にどうやっていくかという、このルールの方だと私も思っています。

あとは、従来からあるように、中長期的な電源との確保との関係性、これをどういうふうにバランスを取っていくのかという議論は一つあると思うので、その観点との関係で、どう整理していくのかという点も、併せて検討いただければというふうに思っています。

以上です。

○金本座長

ありがとうございます。

そのほか、ございますでしょうか。

河辺委員、お願いします。

○河辺委員

ありがとうございます。東京科学大学の河辺です。

私から細かいところで恐縮なんですけど、二つほどコメントさせていただければと思い

ます。

一つは、例えばスライド 18 のところで示していただいている「一定の制約」の特定方法のところなんですけれども、今回一案として、例えば S C U C の計算で再エネ抑制に至っている系統を対象にするということをご提案いただきまして、これについてはご提案のとおり、検討を進めていただければとは思っております。

ただ、その部分で思ったところといたしましては、この再エネの抑制というのが、運用容量が理由で起こっているという状況におきましては、この系統混雑の生じているエリアで、この任意セルフ電源を調整するということが合理的な方法になるかなというふうに思うんですけれども、もしこれが連携系統全体の需給バランスの制約が理由で再エネの抑制が起こっているという状況だと、必ずしも再エネの抑制が起こっているエリアだけでなくてもいいのかなという気もしたので、ここは、まず最初はこの方法でということでもいいと思うんですけれども、ほかの選択肢も今後、検討してみてもいいかなというふうに思いました。

もう一つは、これは一定の制約の市場取引への反映方法という呼び方をされていたかと思うんですけれども、まとめのところでも示していただいていたとおり、週間の S C U C の結果に基づいて、前日同時市場の S C U C 計算を工夫するというのがございまして、これも今後、技術検証の中で進められていくということで、まずはこの方法からスタートしていただければというふうに思ったところではございますけれども、何かほかにもここもやり方があるのかなという、これは具体的な案があるというわけではないんですけれども、一度の S C U C の中でも、例えば重みづけ係数みたいなものを設定することで、この任意セルフ電源も調整の対象にして、一度の S C U C で解けないかとか、そういうことも思ったりいたしましたので、これがまずスタートということでやっていただければと思うんですけれども、ほかのアプローチというのも検討していくといいのではないかなというふうに思いました。

私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。

そのほか、ございますでしょうか。よろしいですか。

では、事務局のほうからお願いいたします。

○下根マネジャー

委員・オブザーバーの皆様方、大変多岐にわたるご意見等々をいただきましてありがとうございます。

まず、松村委員にいただきました今回の「任意セルフ」「絶対セルフ」という定義が新出のものではないのではないかということに関しましては、まさにご指摘のとおりだというふうに考えてございまして、現行制度におきましても、先ほどもご紹介いたしましたように、都度協議をした上で、抑制するところとそうでないところがあるというところを同時市場に置き換えると、どのような形になるのかというところの枠組みとしてご紹介させていた

だいたというところでもございますので、概要的には当初よりあった、今でもあるものというところ、同時市場で扱うにはという一案として、提案させていただいたというところがございます。

その上で、市場計画電源を優先するのか、任意セルフ電源を優先するのかということにしましては、一番最初の議題でもございましたように、そもそも現行制度自体が妥当なのかという観点も含めた上での検討が重要ではないかとも考えてございまして、この点、現行の優先給電ルールというところに振り返りますと、確かに現行の優先順位というところに関しましては、調整電源を抑制した上で、オフラインの電源Ⅲに至るところではございますが、こちらオムラインかオフラインかというところでの人間系処理のスピード感でございましたりですとか、あるいは一般論的に、調整電源のほうが単価の高い電源である可能性が高いというところもございますので、そういったところから現行の仕組みの中で実現し得る妥当な方法という形になっているんだと思ってございますので、そちらを先ほど来ご議論頂いておりますように、同時市場においてメリットオーダーで扱えるという世界観になるのであれば、そういったフェアな扱いというところが原則ではないのかというところは、松村委員のご指摘のとおりなのかなというふうにも考えているということでございます。

その上で、五十川委員にもいただきましたように、任意セルフと絶対セルフをどのように区分けするのかというところが非常に重要であるというところは、まさにご指摘のとおりかなと思ってございまして。少し小さく※書きにも書かせていただいたとおり、そこに該当する要件というところが非常に重要な話であるというところで、今後検討かなとも思ってございまして、まずは現状、そもそも協議をしているというところで申し上げるところもございすけども、各エリア、各系統において、どういった協議の状況下において、それを認めるのか等々を実際に深掘りした上で、どういったルールメイクをしていくのか等を深掘りしていくのが大事なのかなと思ってございますので、そういったところは、今後も丁寧にやっていきたいというふうに考えているというところでございます。

続きまして、増川オブザーバーにいただきましたところ、こちら類似の論点ではございましたが、コーポレートPPAだけ抑制されないみたいな話はおかしいよねというところは、事実、そのとおりかなと思ってございまして、現行の優先給電ルールにおきましても、TSOが抑制対象とする再エネに関しましては、あまり契約がコーポレートPPAなのか、そうでないのか、そういったところを区別することなく、厳密に言いますとできないというのが正しいんですけども、そういったところも抑制は公平にやっているというところでもございますので、やはりフェアというところを原則として考えた上で、その抑制の仕組みがあった中で、契約をどのように結ぶのかというところが追加の論点であり得ると、そういう関係性なのかなというふうに考えているというところでございます。

その点、抑制されない電源に対しての混雑費用の支払いですとか、そういったところに関しまして、どのように抑制するのが合理的なのかというところを可能な限りメリットオ

ーダー、価格シグナルで促していくというところを検討しつつも、こういった方法があるのかというところは、今後の検討かな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、市村委員にいただきましたところ、中長期との関係性に関しましては、こちらは一つ目の議題の中で長窪調整官からもいただきましたところでございますが、やはり電源抑制の予見性を示すことが大事なかなと思ってございまして、こういったところは現行におきましても、再エネ抑制がかかるという話であれば、数日前から予告するですとか、需給の状況は、1年通すと大体傾向とかもございしますので、例えば九州エリアの中で再エネ抑制が行われ、それがゴールデンウィークに多いというような話がありますと、事業者もおのずとゴールデンウィークにおいては、最低限の発電計画を出してくるとか、そういったところもございしますので、やはり一定程度、予見性並びに学習効果というところを期待して、全体的にうまくワークさせるのが大事ではないのかなというふうに考えているというところでございます。

最後に、河辺委員からいただきましたところの一定の制約の特定方法というところに関しましては、再エネ抑制をトリガーにするのも一つの案ではあるものの、全体としての余剰時はどうするのかというところに関しましては、おっしゃるとおり、連系線ですとか、地内の混雑と見切れずに、極端な言い方をしますと、同期連系系統全てが余剰になっていると、そういった断面も将来的にはゼロではないという話だと思ってございまして、まさに、そういったケースに対応するべく、19 ページにも書いてございますように、再エネ抑制だけではなく、下げ代不足でしたりですとか、ほかのトリガーというところも入れることによって、系統全体としても制約が必要になってくるという断面もピックアップできるようにというところで、幾つかのトリガーというところをまとめる必要があるのではないのかということをご提案差し上げておるというところでございます。

特定方法の二つ目に関しましては、週間以降のSCUCを利用するというところも一案ではあるものの、重み係数を入れることで一回で収まるのではないかとということに関しましては、あまりちょっと任意ケースに重みを入れ過ぎると、先ほども申し上げたフェアという扱い自体を若干阻害するところもございしますので、その案自体が採用できるかという話はあるんですけども、何かしらあまり時間をかけることもなく、制約を特定できることのほうが望ましいということ自体は変わらないのかなと思ってございしますので、そういったところ、技術検証も含めまして、何ができるのかというところに関しましては、引き続きしっかり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。

事務局からは以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございました。

よろしゅうございますでしょうか。

(5) 同時市場における相対契約の会計上の論点について

○金本座長

それでは、もう一つ議題がございまして、次の議題5、同時市場における相対契約の会計上の論点についてに入らせていただきます。

これにつきましては、トーマツのヒノ様から資料7-1、それから勅様から資料7-2、事務局の資源エネルギー庁から資料7-3の説明を一括でお願いいたします。よろしくお願いします。

○有限責任監査法人トーマツ（樋野）

お時間いただきましてありがとうございます。トーマツの樋野でございます。

私からは資料7-1で、諸外国の電力取引における会計上の取り扱いということなんですけど、諸外国における電力の相対取引について、どういうふうに会計処理をなされているかというのをちょっと調査してまいりましたので、そのご報告になります。

ちょっと資料をご覧くださいと、結構文字だらけで大変恐縮なんですけど、会計処理の調査となると、どうしても会計処理というのが個別の事象とか、個別の取引で判断することになりますので、会計基準の列挙みたいな形になってしまいます。

とはいえ、この場でこの会計基準を説明するというのはあまりにちょっと分かりにくいので、3ページ目のサマリーで、端的に今回の調査結果についてご報告させていただきたいというふうに考えております。

今回の調査の趣旨といいますか背景について、ちょっとリキャップをさせていただきたいなと思っているんですが、これ、資料上は日本というところの現状認識と課題のところを書かせていただいている内容を少しデフォルメしてお話させていただければと思いますが、もともと今、発電と小売とで相対取引をされているというところに関しては、普通に電力の販売と購入という形で取引をされていると、会計処理をされているというふうになっております。

これについて、同時市場を入れる過程において、仮にプール市場のような形で全ての電力取引を取引所を通じて行うというふうになった場合に、発電は取引所に対して電気を売り、小売は取引所から電気を買うという形で物理的な電力の取引については市場と取引をするという形になり、一方で相対取引については、市場価格との差額を決済するという形で、差金決済をするという形になってくるというふうになることを想定した場合に、この差金決算の部分については、物理的な電力とは別で、市場価格と一定の金額との差額だけを決済する形になりますので、この部分がデリバティブになってしまうのではないかとということがご懸念としてあったというのが論点でございますので、この点について、どういうふうに海外で取引されているかというのを調べてきたというところが、改めてリキャップなんですけども、背景になります。

日本は、この点については、差金決算の部分だけ見ますと、やはりデリバティブの定義に当たってしまうのではないかとということでございますので、じゃあ、海外はどうなっている

んですかというところがポイントになります。

下、調査結果というところに「米国会計基準」と「国際会計基準」と書かせていただいております。日本はまだ、こういったグロスプール市場はありませんので、特別な規定がないんですが、米国基準と国際会計基準においては、適用している国において、もしくは地域において、こういったような市場がございますので、どういうふうにするのかということについて、ある程度のガイダンスはございました。

まず、米国基準についてですが、米国会計基準では相対取引に係る電力の授受がISOを介して行われ、LMPと契約金額の差額を精算する場合、通常の購入販売として行われると。デリバティブの適用除外として認められる可能性があると言わせていただいております。

これはもう端的に申し上げると、米国では特別な規定がございまして、こういったような電力は市場を介するのだけでも、差額決済をするような場合においては、デリバティブとしては扱わないことが認められる可能性があるということが規定されているということでございます。ここはちょっと特別な規定をわざわざこのために作っているような形で、例外的な形の取扱いを認めているという形になっています。

ただ、なぜそれが認められるかという根拠が詳しく書いているわけではなくて、やはり実務的なところに配慮したような形で、特別な規定があるのかなというふうに見えております。

一方では、国際会計基準のほうなんですけど、こちらは相対取引に係る電力の授受がグロスプール市場介して行われる場合、自己使用の例外は適用されず、デリバティブの適用除外にならないとしていると書かれております。

これ、すなわち国際会計基準はもう原理原則どおりで、契約ごとに会計処理を検討しますから、電力の授受と、それから差金決済は別々で処理するということで、差金決算のところはデリバティブになる可能性が高いという形になるのかなと思っています。米国基準と国際基準で泣き別れてしまっているという状況になっているのが実情でございます。

最後に、国際会計基準のところ、ただしという形で書かせていただいているものがございます。これは、今ご説明した内容を変更するものであったり、覆すものではないんですが、2024年12月に、直近に電力の売買契約に関する解釈指針が一つ新しく出ましたので、ちょっとご紹介ということで書かせていただいております。

こちら、まず少しだけややこしいんですが、背景をご説明させていただくと、国際会計基準上、電力の売買をしている場合に、その買手側については自分で全ての電気を消化する場合は普通の電力の購入という形で処理するんですけど、購入した側が活発な市場があるということで、市況によっては転売するし、市況によっては自分で使うという形で、要はトレーディングをしているような場合については、そもそも電力の購入契約自体を時価評価しなさいというようなルールがございます。

こういった場合に、その自然変動電源、こういったものを全て自分で使うつもりで買っても、どうしても自分の需要とその発電量がマッチせずに余ってしまうということで売

却することがございます。こういった場合もトレーディングですかということで、時価評価を求められると困るというような声があったので、これについては、自然変動電源については、仮に余ってしまったものを売却するにしたとしても、全体として自己使用というか、自分で電気を利用することを目的として買っている場合は、電力の購入として処理できるということが書かれました。

これをなぜ紹介させていただきたかったかというところ、国際会計基準も、こういう形で実務的にいろいろ支障があるようなことがあった場合には議論が行われ、可能な範囲でそういう形に変更していくことがございますので、今後もグロスプール市場の取扱いについても注視してまいりたいなというふうに考えているところでございます。

私からの説明は以上になりますので、続きまして資料7-2についてご説明させていただきます。

○有限責任監査法人トーマツ（酒井）

私、監査法人トーマツの酒井と申します。

私のほうからは、米国における相対契約の形態についてというところでご報告をさせていただきます。

今、目次を投影させていただいておりますが、本資料は非常にコンパクトな内容となっております。米国における相対取引の仕組みについてご説明させていただくものですが、後ほどのエネ庁様のご説明資料にも関連情報が載っていると思いますけれども、本調査の背景としては、先ほど来、一部ご議論いただいている相対契約にひもづく電源を市場に入札させる、そういった仕組みを検討するに当たって、米国の、特に自由化州の状況を調査したというものでございます。

こちらのスライドですけれども、まずはPJMの仕組みからのご紹介となります。

こちら、過去の同時市場検討会において、三菱総合研究所様からご紹介いただいた資料となっておりますが、PJMにおけるIBTの取引構造を図示したものとなっております。

PJMでは、売手と市場、買手と市場の金銭のやり取りをIBT料金により実質的に相殺することで、最終的な精算は市場外の相対契約に基づき、買いから売手に直接支払われる金額で固定化されるといったご説明が、過去の検討会でご説明があったかなというところがございます。

これはあくまで以前の調査結果ではございますけれども、弊社のほうでも、改めて調査を進めたところ、CAISOですとか、ERCOTにおいても、PJMと非常に似た仕組みが導入されているといったところを確認しましたので、本日、ご共有させていただければなというところになります。

上から順に、まずCAISOについてご紹介いたします。

CAISOでは、Inter-SC Tradeと呼ばれる相対契約の精算スキームというものが整備されております。

CAISOの市場では、Scheduling Coordinatorが市場参加主

体となっております。例えば図に示しておりますとおり、Scheduling Coordinator Aが管轄する発電設備とScheduling Coordinator Bが管轄する小売事業との間で締結された相対契約の精算を、このInter-SC Tradeというものによって行うことができます。

スキームとしては、前のページのPJMの図と非常によく似ておりまして、市場と参加者、市場と市場参加者間の取引というものを相殺して、結果として当事者間での直接的な金銭授受が残る、そういった構造になっているというところでございます。

続いて、ERCOTについてです。

こちらは、あくまでヒアリングに基づく情報ですが、発電事業者と小売電気事業者との間の相対取引においては、ISO、ここではERCOTを介する形で精算される必要があるというふうに伺っております。

ERCOTでも、PJMのIBTですとか、CAISOのInter-SC Tradeと同様に、市場を通じた取引を相殺しつつ、実質的には当事者間の契約に基づく支払を維持するような、そういった構造になっているというふうに理解をしております。

このように、前回の三菱総研様の調査結果から一部追加更新された内容として、PJMのIBTに類似した取引スキームがほかの自由化州でも導入されており、比較的一般的な制度として運用されているという点が新たに確認できつつありますので、ぜひ今後の同時市場に関する議論の中で、こういった海外事例も一つの参考情報としてお役立ていただけますと幸いですというところで、資料7-2のご説明を終了させていただきます。

○長窪調整官

では、エネ庁の長窪のほうから、資料7-3について、ちょっとかいつまんでご説明をさせていただきます。

もともとどうしてこういう検討をやっているかという、今現状、現行制度において、その相対契約がある場合に、電源差替えというようなことをやっているの、同時市場になっても同じようなことができたほうがよいのではないかとということで検討しているというところでございます。

これまで、相対契約がひもづく電源について、市場入札を必須とした場合には電源差替えをするとデリバティブの問題が生じ得るというふうに言われていたわけですが、要は先ほどもご説明があったとおり、電源差替えそのものがデリバティブになるというわけではなくて、その金融商品会計基準の下にくっついている実務指針において、デリバティブの特徴のようなものが第6項で定められているわけですが、その特徴の中で、市場価格と約定価格を契約上つくって、市場価格に対する約定価格というのを契約上定めて、その市場価格と約定価格との間で差金決済をしていく取引というのは、デリバティブ取引の特徴を有していると言えるのではないかとというようなことが書いてあるものですから、そうすると、その市場入札を必須として、市場入札を必須とするというのはどういうことかということ、発電事業者が市場に売り入札をして、小売事業者は市場に買い入札をして、それで、例

例えば市場価格が 10 円で、相対契約の価格が 12 円でしたというようなときには、発電事業者は市場から 10 円もらえますが、残り 2 円はもらえないので、それを小売からもらうみたいな話になるわけでございまして、要はそういう場合には、相対契約が市場価格と、それから約定価格との差金決済になるものですから、それでデリバティブになる可能性がございますねというようなところでございます。

一方で、これも若干さっき例外ということでご紹介いただきましたが、日本の会計基準でもデリバティブ取引の例外というのはあるということでございまして、それは、この参考としてトーマツさんの資料を載せさせていただいておりますとおり、当初から現物を受け渡すことが明らかな取引と、トレーディング目的以外の将来予測される仕入、売上、または商品为目的として行われる取引で、当初から現物を受け渡すことは明らかなものは対象外ということで、デリバティブ取引として処理しなくていいですよということになっていますので、そうすると、今その市場を介して行われているような電力の取引であっても、現物を受け渡すことが明らかなものというふうに言えるのであれば、例外に当たる可能性があるというようなところだろうというふうに思っています。

問題は、その電源差替えをするというときに、最もシンプルなやり方としては何かというと、その作業部会で提案をされていたのは、通常の売り入札と同じように、Three-Part Offerを行う方法が最もシンプルじゃないかというふうに言われていたというところでございます。

これは 7 ページの下図に書いてあるとおりでございますが、要は発電事業者は普通に Three-Part Offer で市場に電源を入札しますと。小売電気事業者は、これ、市場渡しの相対契約ということにして、小売電気事業者は市場に買い入札を入れますということでございます。これで発電事業者の Three-Part 電源が約定すれば、めでたしめでたしということでございまして、発電事業者が市場を通じて小売に渡したというふうに見なせばよろしいということでございます。

一方で、発電事業者の電源の限界費用が市場価格よりも高い場合には、発電事業者の電源は約定しないわけですが、このとき小売は市場に対して買い入札を入れていますので、小売は自分の分は調達できるというわけでございます。市場外の相対契約で差金決済にしておけば、このとき小売は自分が市場に払って、相対契約との差額を発電に払うということでございまして、これはいわゆる電源差替えが行われた場合と、経済的な効果としては全く一緒ということになるということでございます。

ただ、経済的な効果としては全く一緒になるんですが、この右下の場合に何が問題になるかということ、発電事業者は、このとき、基本的には供給をしないということになります。供給はしないというのでどういうことになるかということ、先ほどの、これは当初から現物を受け渡すことが明らかな取引なのかという問題になるということでございます。

つまり発電事業者としては、相対契約を締結する時点で、絶対に自分の電気を渡すというふうに決めているわけではなくて、市場価格との関係で、自分の電源のほうが高い場合には

自分の電源を渡します。それ以外のときは何もしないで差金決済をしますというような取引になってしまうのだとすると、それはちょっとデリバティブの問題があるかもしれないということで、中間取りまとめの前に事務局からご提案をさせていただいたのが、こういう場合には発電事業者の市場に入れた電源が約定しない場合には、発電事業者が市場から買ってきたことにして、それを小売に供給するということにすれば、それはその発電事業者の自分の電源が約定しない場合でも、現物取引であるという整理ができるので、問題がないという整理ができるのではないのでしょうかということでありました。

ただ、それもいろいろ考えると、契約上、結構難しいなとも思っておりまして、例えばこの8ページに書いてあるような図でございますけれども、右下の図、市場価格が8円の場合の図を見ていただくと、発電事業者が自分の電源が回らなくて市場から買ってきた場合、このとき普通に考えると、小売は小売で市場から買ってしまっているのです、両方とも買いが成立してしまっていて、両方のプレイヤーとも市場から電力を調達しているし、市場にお金を払っているのです、何か精算が難しいのではないかなというような気もしないでもないというところでございます。

これを回避するために、その発電事業者の自分の電源が約定しなくて、発電事業者が市場から買ってきた状態になったときには、小売の買い入札は自動的にキャンセルしてしまっていて、それで発電事業者が市場外で小売に電源を渡せばいいじゃないかというのも一案で、そういうやり方も考えられるかなと思ったのですけれども、ただ、これはこれで、こうすると、相対契約がどういうふうになるのかなと考えてみると、発電事業者は、自分の電源が約定した場合には市場渡しにして差金決済をします。発電事業者の電源が約定しなかった場合には、市場外で渡して固定価格にしますというような形になってしまっていて、ちょっと契約としてはやりにくいなということで、この発電事業者が市場から買ってくるパターンも、多分構成によってはあり得るかなと今でも思っているんですけども、最もシンプルなやり方とすると、ちょっと逆に煩雑になってしまうかなというふうに思っているところでございます。

ということでございまして、アメリカの電力市場では、こういう市場取引と相対契約をうまく両立する仕組みとしてIBTというのがあるというのは、さっきご紹介いただいたとおりですので、前回の検討会でIBTを取り上げたときには、海外にはこういう仕組みがありますねというふうに紹介しただけだったんですけども、我々も、こういうことが同時市場でも可能になるように検討してみてもどうかというのが今回の事務局のご提案ということでございます。

ただ、もっとも、これを標準化しましょうとか、皆さんにこれを強制しますとかいう話ではないと思っていて、こういうことをやりたい事業者ができるような仕組みを準備しておくことでどうでしょうかというような、あくまでもそういうものということでございます。

念のため、IBTのイメージをもう一回だけ説明しますと、発電事業者は自分の電源は市場に売ると。一方で、発電と小売というのは市場外で相対契約を締結しているということで

ございます。発電事業者は、この相対契約で供給する分の電力は市場から買ってくると。それを小売に受け渡すと。このとき、発電と小売の間では当然普通の相対契約ではありますので、差金決済みたいなことはしないということでございます。小売は、相対契約で調達を受けた電力は市場に売却してしまって、自社の需要分については、市場から調達すると。こういう取引をすることによって、その相対契約と市場取引を両立することができて、また自然に電源差替えもできるということでございます。

ご説明は以上でございます。

○金本座長

ありがとうございました。

それでは、自由討議、質疑応答の時間に入らせていただきます。いつもどおり、会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただいて、ウェブの方は挙手ボタンでお願いをいたします。でございますでしょうか。

野澤オブザーバー、お願いします。

○野澤オブザーバー

会計の話、取りまとめていただいてありがとうございます。非常に分かりやすかったです。

ちょっとコメントしようか迷ったんですけど、事務局の資料7-3の2ページにあるとおり、非常に分かりやすくまとめていただいていると思っていて、あくまで本件は相対契約において、特定電源がひもづいている場合に、差し替えたとき、現物の売りがなくなるので、デリバティブ扱いになるおそれがあるゆえに、こういう検討をさせていただいているというふうに理解しています。この点、差替えのときって、IBTが挙動すれば、デリバティブ扱いにならないというふうに整理できるという示唆をいただいたというのは、非常に意味のあるところなのかなというふうに思いました。

他方で、さっきも申し上げたんですが、相対契約においては、特定電源がひもづかないほうが結構多いかなという実態もあるので、ちょっと一応念のため確認したかったんですけども、仮にこれ、最後に長窪さんに・・・いただきましたが、IBTが適用されないにしても、これは別に何か強制とかというわけではなくて、あくまでそういう手段があるというだけで、全ての電源がひもづかない契約にも、これを適用するということではないという理解をして、それでいいのかというところだけちょっと確認させていただきたかったです。

質問の意図なんですけど、IBT方式は現状、卸取引においては一切こういうのを採用されていないです。これは釈迦に説法なんですけれども、現状このBG渡しと、それからJEPX渡し、市場渡しというこの二つがもう圧倒的に大きくて、これがIBTが出てくると、やっぱり既存の契約の建てつけとかオペレーションにそれなりに影響すると思うので。特に、ちょっと課題として二つあるなというふうに感じたことをシェアさせていただくんですけども、1点目が与信の話。これ、取れる与信が多分一般的な市場渡しと比べると減るかもというところと、2点目は、その精算のオペレーションがちょっと厄介になるなという感覚を持ったので、一応実務的な観点をシェアさせていただきます。

1点目は、先ほど長窪さんもおっしゃったとおり、12円と10円の値差を精算するみたいな話になると、要は2円分のクレジット与信だけ取れば良いということなので、売主からすると、一般的な市場渡しは結構取れる与信が大きくなるみたいな、そういう声がやっぱり多いです。仮に特定電源がひもづく契約だとしても、やっぱり特に固定費とかを負担する長期契約が増えると思うので、市場渡し、いわゆる値差だけやり取りできるほうが、売主としては売れる量が増える可能性があるということです。

I B Tの場合、映していただいている10ページの②というところ。結果的に差し替えたときは、類似渡しの、この契約価格の与信を取る必要があるということだとは思っているので、そういう意味で言うと、ちょっと与信評価に影響が出るかもというふうに感じました。

あと2点目、事後精算なんですけれども、これ、差し替えたときは、このまさにこのページ10の②のような形で契約価格をやり取りするか、差し替えなかったときは、仮に市場渡しにしていた場合は、値差だけをやり取りするというような事後の精算のようなことが走ることになるので、ちょっと面倒だなというふうに感じたところがあります。

とはいえ、こういうラストリゾート的なI B Tみたいなものがあって、結果、それをやればデリーブ扱いにならないということには大きな意味があるのかなというふうに思いましたので、今回リサーチいただいたところというのは非常に感謝しているところです。

今、申し上げたような実態も踏まえて、今後、実務の観点も踏まえて、継続、検討いただければというふうに思います。

以上になります。

○金本座長

ありがとうございます。

ほか。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、石坂でございます。どうもご説明ありがとうございます。

私のほうからも、第6回の検討会で、このような検討を行ってほしいということを申し上げまして、大変感謝しております。10スライド目で示されたような方式が実際に整理されれば非常にありがたいので、引き続き検討いただきたいと思います。

そこで、ちょっと1点、コメントなんですけれども、11スライドの経済差替えの例を見ると、発電が価格つき買い入札を行っているのと、小売の価格つき売り入札というのは、必ず成り行きで、かつ売り買いが必ずネットティングするとゼロという取引になるので、これは、取引上はこういうことをする必要があったとしても、S C E Dの処理上は、テクニカルには、これ、両方省略できるのではないかというふうに思います。

現在でもJ E P Xにおいて、発電事業者が価格つきの買い入札を行っているケースというのは、経済差替えがあると思われていて、これに該当するのだと思うので、これをもしやられるならば、S C E Dの処理上は、その価格弾力性需要、先ほどの議題2に関連するのですけれども、価格弾力性需要の計算負荷の問題というのは、実はかなり低減できるのではな

いかというふうに考えておりますので、ご検討いただければと思います。

以上です。

○金本座長

ありがとうございます。

そのほか、ございますでしょうか。

市村委員、お願いいたします。

○市村（拓）委員

会計上の論点ということで分かりやすくまとめていただきまして、ありがとうございます。

私からは2点、コメントですね。

一つは感想主体なところではあるんですが、ヒさんにご説明いただいたところで、米国会計基準と国際会計基準、こちらもやっぱり結構違いがあるという中で、やっぱり日本法の会計基準というところだけではなくて、やっぱり国際会計基準をきちんと見ていかなければいけないと。制度設計の中では、そこも踏まえながら考えていかなければいけないというところは、結構その点は設計上、留意しながら考えていくということは必要なのかなと。いろんなプレイヤーが今入ってきているところだと思うので、そういった中で見ていけば、やはり国際会計基準を無視できないということなのかなというふうには理解しました。

あともう一点は、これは既にご認識いただいているところだと思うんですが、今回、会計上の論点ということで説明いただいたということですが、これは商品先物取引法上の論点というの、これも併せてあるということだと理解しています。

基本的には、会計の考え方とパラレルになるのかなというふうには思っておりますが、これ、法律上、会計上、きちんと整理していくということかなというふうには思っております。

以上です。

○金本座長

ありがとうございます。

そのほか、ございますでしょうか。

私のほうから1点、このIBTは、私が調べたときは、相対の場合も売り入札が行われるとされているのですが、反対売買が即座になされると。ただ、これは卸電力市場の価格で反対売買があったりするわけではなくて、システム上、一応入れるんだけど、即座にPJMが入れた価格で反対売買をしたというふうに処理して、入札価格がなくなったことになるということだと思いました。

ですから、これはシステム上の方便と見たほうがよくて、取りあえず相対契約で成立している部分は、それをそれとして認める。認める手段が、システム上は、一旦普通の取引と同じように価格を出したこととして、すぐに反対の取引をしたというふうに仮想して処理しているという、そんなことかなというふうに。そこの辺はもうちょっと詳しく調べておいていただければと思います。なぜそういうふうにしたのか、日本の人は、単に届出しているだ

けだと思っているのですが、そうでない仕組みになっている理由は何なのかというところがよくわかりません。

あと、混雑料金とかロス料金とかは、皆さんご存じのとおり、これにかかわらず相対でも払わなければいけないということが当然ありますので、そういう前提で考えていただきたいと思います。

以上でございます。

それでは、事務局のほうから、コメント等がございましたらお願いいたします。

○有限責任監査法人トーマツ（樋野）

市村委員にコメントいただいた件なんですけど、おっしゃっていただいたとおり、米国の会社以外は大体国際会計基準なので、これを使っている会社さん、日本の会社でも結構多いので、これは無視できないというのはおっしゃるとおりなのと、あと日本基準がどうなるかという話は、米国基準は特別な規定があるのでこういう形で取り扱っているので、日本の場合、仮に特別な規定がない場合、どうしてもやっぱり原理原則でやっている国際会計基準のほうを参照しがちなもので、これを踏まえた上で、今後もしこういう制度設計なされる場合には、ちょっと留意が必要かなというふうに思っているところでございます。

○長窪調整官

エネ庁、長窪です。ありがとうございました。

まず最初に、石坂オブザーバーからいただいたコメントについては、私も同じような理解をしております、今、座長からご指摘いただいたので、もう少し調べないといけないかなと思い直したところではあるのですが、このIBTのイメージって、何か小売のところが肝なのかなと思っていて、相対契約でもらったもの、小売は自分の需要に充てたっていいわけなんですけど、これ、わざわざ市場に売り戻さなくてはいけなくて。ただ、それをやることによって市場から見ると、相対分が行って来いになりますから、普通に市場売買をやられたのと同じようにSCUCを回せばいいんだろなと思っていて、そういうメリットは確かにあるのかなと、これを見たときには思っていたので、石坂オブザーバーのご指摘のようなところなのかしらと思っていたところではあります。

それはそれといたしまして、あと野澤オブザーバーからいただいた質問とコメントについては、おっしゃるとおりといいますか、申し上げましたとおり、これを強制するということでは全くなくて、こういう取引をしたい事業者がいる場合には、もちろんニーズをお聞きしてですけども、そういうことができる仕組みというのでも検討してはどうかというところでございます。

また、こういう仕組みにすると、先ほども申し上げたと思いますが、この市場外の相対契約が差金決済にならないものですから、そういう点で、ちょっとメリットが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。

それと市村委員におっしゃっていただいたとおり、これはおっしゃるとおりで商先法も、もちろんデリバティブ取引の問題というのはあり得るわけでございまして、その点も含め

で確認していく必要があるというふうに、事務局としても思っております。

以上でございます。

○金本座長

ちょっと追加の話で、野澤オブザーバーの論点については、基本この話というよりは、ポートフォリオ入札なのか、あるいは電源代入札なのかというところの差で、もっとある意味深いと思います。基本は、アメリカは電源代入札ですので、そういうまとめて相対で売り買いをした場合も、どの電源が売手の場に入っているというのはチェックされていて、その電源単位でISOには届けているはずだと、そういったことかと思います。

それをどこまでやるかと、欧州の場合は、ポートフォリオ入札のまま同時市場をやりたいみたいな人が多いらしいんですが、そこをどうやるかというところは論点になるわけです。

あともう一つ、PDFを調べていますと、差替入札は、買手側しかできないということになっています。この相対で出すと、相対が1組の入札者になると。買手側が代表するというふうに書いてあります。それで買手が差替入札をして、それが約定しますと、その相対入札が落ちると、両方ゼロゼロになると。両方ゼロゼロになれば、別に相対入札でやり取りしている人たちはちゃらですから、何も損得なしと。生き残るのは買手の買い入札だけと。そういうふうなシステムで犠牲というか、うまく仕掛けをつくっているみたいであります。それも日本でどうするかというのは結構検討会で、いろいろな解決策はあるという感じでございます。

松村委員、どうぞ。

○松村委員

……申し訳ないのですが、私、誤解していたような気がしていて。

これは相対契約が電源単位になっていなくても使えるものだと思っていました。ここに発電コストと一応書いてあるのだけど、経済差替えとかをしたい。これ以下の値段なら自分のところを止めて、市場からやったほうがいいかなと、仮にそう思っている価格というのを発電コストと独立にあったとしてもよい。そういう価格ある人で、相対契約ある人で、それでも使えるというのを示してくださったと思っているので、これは相対契約が電気特定しているかどうか関係なく使える制度だと、私は理解して聞いていました。ごめんなさい。もしそれがすごい誤解だったとすれば、次の機会に、本当はこうですということをまた伺えればと思います。

時間がないときにごめんなさい。

○金本座長

そこまでやっていると、ちょっと時間がなくなるかもしれないので。

○長窪調整官

多分このスキーム自体は、恐らく電源特定しなくても、経済的には多分できるはずなんですけど、ちょっとそこは調べなければいけないと思っているんですが、座長がおっしゃったとおり、PJMでは電源単位でユニット入札していて、これはまさに石坂さんがおっしゃっ

たとおりで、電源とひもづけることによって、つまり外の相対契約を見ないでいい、その市場に全部電源が入ってきたものをSCUCだけ回す仕組みでいいということになっていて、そういうことをしたいんだったら、外で取引されるものと、その市場に入札された電源のひもづけというのはやらないとできないのかなというふうに思ったところではあります。

○松村委員

差替えのときの電源を特定するだけなのではないかと思って。

○長窪調整官

基本、差し替えるときに落ちる、止める電源は特定しないと困るということだけではあります。その仕組みという以外に、意外に面倒な感じで。

○金本座長

よろしゅうございますか。ほかにございますでしょうか。

少し時間が長引いてしまいまして申し訳ございません。自由討議、質疑応答はここまでとさせていただきます。皆様、活発なご議論ありがとうございました。

3. 閉会

○金本座長

この検討会、いつも申し上げていることですが、今後の電力システムを支えていくため、極めて重要ですので、引き続き議論を深めていきたいと思いをします。

これをもちまして、第14回同時市場の在り方等に関する検討会を閉会させていただきます。本日はどうもありがとうございました。