

第 13 回同時市場の在り方等に関する検討会

日時 令和 7 年 2 月 19 日（水）09：00～12：00

場所 対面（電力広域的運営推進機関第二事務所会議室〇）兼オンライン会議

1. 開会

○長窪調整官

定刻となりましたので、ただ今より第 13 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、松村委員におかれましては、本日欠席とのご連絡を頂いております。

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。

本検討会は、昨年 11 月にそれまでの検討会の議論を中間取りまとめとして公表し、その後、電力・ガス基本政策小委員会等での議論を受けて、同時市場の導入に向けて検討未了の論点や対応すべき課題についての議論を改めて進めていくものです。

本日は、検討会の再開に当たり、資源エネルギー庁電力・ガス事業部電力基盤整備課長の筑紫から一言ごあいさつをさせていただきます。

○筑紫課長

お時間いただきありがとうございます。電力・ガス事業部電力基盤整備課長の筑紫でございます。

本検討会は 23 年 8 月に開始をして、昨年 9 月までに 12 回やらせていただいて、11 月に中間取りまとめを出していただいたというところであります。2～3 カ月の休憩を挟みまして今回 13 回目ということで、委員およびオブザーバーの皆さまにおかれましては、ご多忙の中、活発なご議論にご協力いただきまして感謝を申し上げます。

電力市場において 2020 年度の冬季の需給ひっ迫、それもあってスポット市場の売り切れ、価格高騰、系統混雑といった課題、徐々に発生しておりまして、今後、変動性再エネがさらに大量に入ってくると、その中で需給面をどうやっていくのか、電力市場の在り方を見直すために検討を進めてきたところでございます。

昨年までの検討会、3 年間かけて電源の入札、運用、時間前市場の設計、市場価格の算定、主要な論点について議論を出していただきまして、あるべき姿というものの方向性を大枠で示していただいた。その後、電力・ガス基本政策小委員会、それから、基本政策分科会での議論を経て、昨日ですが第 7 次のエネルギー基本計画を閣議決定いたしました。その中で同時市場についても、さらに導入に向けた検討を深めていくという方向性を、政府として正式に位置付けたというところでございます。

そのような背景も踏まえまして、電力システム改革の検証の取りまとめの報告書も今準備が進んでいます。本検討会も併せて再開をし、検討が進んでいない論点、対応すべき課題についてさらに議論を進めていくというところでございます。電気事業者、関係者の皆さまの実務に関わる制度設計になっていくということです。安定供給の実現、電力システムのある種の中心になっていくということになると思いますので、さらにご議論にご協力いただければということで、私からのごあいさつとさせていただきますと思います。

○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) 本検討会における今後の検討について

○金本座長

それでは早速でございますが、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。本日は3点の議題についてご議論を頂きたいと思います。

まず、議題1は、本検討会における今後の検討についてです。本件につきましては、事務局の資源エネルギー庁から資料3の説明をお願いいたします。

○長窪調整官

事務局の資源エネルギー庁の長窪から資料3のご説明をさせていただきます。資料3は、「本検討会における今後の検討について」と題する資料でございます。

本日の議論といたしまして、この検討会は、先ほど挨拶がありましたとおり、これまで12回にわたって議論を行ってきて、昨年11月に中間取りまとめを公表したところでございます。この同時市場につきましては、昨日閣議決定をされましたエネルギー基本計画におきましても、その導入に向けて本格的に検討を深めていくとの方針が示されたところでございます。また、現在、電ガ小委で行われている電力システム改革の検証においても、同じような方針が示される方向でございます。こういったことを踏まえまして、この検討会においても議論を再開して、同時市場の導入に向けた検討を本格的に行っていくこととしたいと考えております。

本日は、この検討を再開するに当たりまして、この検討会における今後の検討の方向性や、制度設計に関する論点、または導入準備の進め方といったところについて、幅広くご意見を頂ければと思っております。

1つ目のテーマでございますが、同時市場の検討の方向性についてです。同時市場の導入の必要性につきましては、これまでも、現在、卸電力市場、需給調整市場等においてさまざまな課題が顕在化しているといったところでございまして、これらを踏まえて、これらの課題の解決と、再エネ大量導入という将来的な環境変化への対応が可能な市場制度として、そ

の導入が提案されてきたというところでございます。

主な課題の1つ目は、需給ひっ迫・市場価格高騰といった事象が過去に発生したというところでございます。2020年の冬季です。2021年の1月に寒さによる需要増と燃料の制約等に起因して、JPEXのスポット市場価格が高騰したという事象が発生したところがございます。これによって市場連動型料金メニューの需要家の料金が高騰したり、小売電気事業者が撤退して無契約状態の需要家が発生したり、託送料金、インバランス料金の大規模な未回収が発生したといったような、社会的にも大きな影響がありました。

この時の需給ひっ迫、また、市場高騰の要因といたしましては、寒さによる需要増と燃料制約等といわれていますが、特徴としては、実需給断面での予備率は確保されていたものの、スポット市場で売り切れが生じたということが指摘されています。

8ページをご覧くださいますと、特に右側の赤線が引いてある部分ですが、燃料制約等によってスポット市場への売り札が減少して、売り切れが発生しました。その結果、多くの新電力が電気を調達できなくなり、不足インバランスが発生しました。それに対して一般送配電事業者が行った需給対策として、例えばローマ数字の小さい5をご覧くださいますと、発電事業者が燃料不足懸念から抑制していた電源Ⅱの火力電源を活用するといったようなことも行われました。これは必要な措置であったわけですが、燃料不足から抑制してスポット市場に売らなかったものを、このタイミングで使ったことになります。電源のkWhと調整力の配分がうまくいかない事態が生じていたことが、ここからも分かると思います。

そのような形で市場において売り切れが発生し、買入札価格によって市場価格が決定する状況が生じまして、市場価格のスパイラル的な高騰が発生しました。

課題の2番目は、現在の需給調整市場で生じている課題です。ご案内のとおり需給調整市場では、2024年の4月から全商品の取り扱いを開始したところがございますが、約定量が募集量を大幅に下回る状況が発生しました。

課題の3つ目は、起動費を考慮した入札や費用回収が難しいことです。これも皆さまご案内のとおり、火力電源の運転費用というのは、伝統的に起動費と総燃料費に基づいて算出されています。他方で電力が自由化されて、市場機能を導入するということになりますと、現在の市場においては、市場を通じて電力を取引するためには、発電費用を、kWh単価、ΔkW単価というような形で1つの単価で表現をする必要があります。こういった場合に起動費をどのように入札価格に織り込んで、かつ、取り漏れのない回収をするかは、スポット市場と需給調整市場に共通して難しい問題となっています。

スポット市場におきましては、ブロック入札というような形で、起動費を織り込む形の入札も可能ではございますが、発電事業者が市場価格を予測して、適切にブロックを設定することが必要です。発電事業者の予測が外れますと、ブロックの全てが不落になって、発電事業者としては収益機会を逃しますし、社会全体としても電源の活用が図れないことになります。

他方、需給調整市場でも入札価格への起動費の織り込み方法は、課題となっております。

入札価格への起動費の過大な参入を防止して、取り漏れを防ぐという観点からは、起動費の全部または一部を事後精算とすることが考えられるわけですが、その場合、入札価格に起動費が反映されなくなりますので、相対的に起動費の高い電源が約定するという事など、約定電源を入札情報に基づいて適切に選定できない問題が生じ得るというところでございます。

課題の4つ目は、変動性再エネ電源の大量導入によって、需給運用がさらに困難化するであろうということでございます。再エネが当然大量に入ってきますと、予測誤差も拡大しますので、調整力の必要量も増加することが想定されていますし、または需給予測の時々刻々の変化も拡大すると考えられております。また、将来的には系統混雑の増加も想定されているところでございまして、こういう需給運用の困難化が進みますと電源運用が煩雑になり、また、再給電費用も増加するといったような課題があるというところでございます。

このような課題を解決し得る市場として提案されたのが同時市場ということでございまして、この検討会で提案されている同時市場というのは、電源の売り入札を起動費と最低出力費用と増分費用カーブの3つの情報を登録する方法で行いまして、電力量と調整力を同時に取引して約定させる市場をいいます。

現在、検討されている同時市場の基本的なコンセプトということで、21 ページに幾つかの要素をまとめております。

大きく7点記載しておりまして、同時約定、それから入札義務、Three-Part Offer、SCUC・SCED、自己計画電源、アップリフト、時間前同時市場といったようなところを記載しております。このようなコンセプトの同時市場を導入することについてのメリットをまとめたのが、次のページ以降ということになります。

1つ目は、同時市場導入の意義①ということでございまして、同時約定・電源情報の把握でございます。

22 ページが同時市場導入の意義の1番目ということで、同時約定についてのメリットということでございます。これはkWhの市場とΔkWの市場を一緒にやるということで、市場間の電源の取り合いが解消されて、電源をkWhとΔkWに適切に配分することが可能になるということです。そうすると先ほど申し上げたような配分がうまくいかないことによる売り入札不足が生じて、それによって価格高騰といったようなことが防止でき、それから、変動性再エネ電源の増加に対応するための十分な調整力の確保といったようなことも、期待できるということでございます。

また、23 ページでございしますが、電源情報の把握を可能にする仕組みを導入することも重要であろうと考えております。これは需給ひっ迫が生じた時に、一般送配電事業者が詳しく情報を把握している電源というのは、過去の制度における言い方でいえば電源Ⅰ、電源Ⅱのような電源になるということでございまして、それらに関わらず同時市場が電源情報を一元的に把握して管理するという仕組みを設けることによって、需給ひっ迫時等の対応が可能になると考えております。

その次の 24 ページでございますが、同時市場導入の意義の 2 番目として、Three-Part Offer の意義があると考えております。Three-Part Offer に基づく約定とは、3 つの費用情報に基づいて電源コストを最小にするように、電源態勢の組み合わせの計算を行うものでございます。これを実施することによって、運転費用の観点から最も経済的な電源態勢を求めることが可能になると考えております。

また、先ほど、市場機能を活用して起動費を考慮して入札や費用回収をすることには課題があると申し上げたところでございますが、これについても Three-Part Offer に基づいてまず電源ラインナップを決めるということにすれば、起動費を考慮して最適な電源態勢をつくることができます。また、この後に出てくる、アップリフトという取り漏れた発電費用の個別補償の仕組みを設けることによって、適切な費用回収も図ることができることになると考えております。

その次の 25 ページは、SCUC・SCED を導入することのメリットでございます。SCUC というのは、Security Constrained Unit Commitment でございまして、要は系統制約等、セキュリティーを考慮した上で電源の起動停止計画を行うということでございます。

広域系統整備委員会の想定では、将来的には、同時市場で取り扱うような基幹系統においても、複数箇所ですべて系統混雑が発生する見通しということでございます。そうしますと、一度系統混雑を考慮しないで電源ラインナップをつくり、その後でさらに運用を行い、実需給の断面でコントロールしていくというよりは、約定電源を決定する上で系統制約を SCUC によってあらかじめ考慮することで、余分な電源運用の費用が発生しなくなると考えられます。

26 ページに記載しておりますが、同時市場検討会の費用便益分析でも、SCUC の導入によって混雑処理費用が 1 年間当たり 959 億円から 1,252 億円低減可能と試算されているところでございます。

29 ページでございますが、時間前同時市場を導入することの意義でございます。変動性再エネ電源をさらに大量に導入すると、先ほど申し上げましたとおり需給予測の時々刻々の変動は一層拡大するであろうということでございます。これに対応するために時間前同時市場を導入することで、その時その時の予測の変化に応じて柔軟な電源態勢の組み替えを可能にするということについては、メリットがあります。

30 ページにこの点について費用便益分析で試算をした結果を示しているところでございます。時間前同時市場を導入した場合、TSO の予測需要に基づいて電源の追加起動等が可能となり得るということでございますので、そうしますと電源脱落に対応する調整力の一部や、前日市場の段階での残余需要予測誤差の一部を確保しなくていいことになります。

また、現在 5 商品ある調整力の商品について、同時市場を導入することに伴って、一定の集約を行うことによって、調整力の確保の費用が、1 年当たり 602 億から 737 億円程度低減可能ということになっております。

また、31 ページで、この検討会の検討では、自己計画電源としての入札も自由に選択可能とすべきであるということになっております。これは同時市場の導入によって発電事業の予見性が低下するのではないかということ、すなわち、Three-Part Offerを導入することによって、kWh単価1本で入札する時に比べると、約定結果の見通しが立てにくくなるのではないかというようなご懸念を頂いたことを踏まえて、検討されたものでございます。

同時市場は短期的な断面での取引の最適化を図る枠組みですから、電源の設備投資や、燃料調達の観点からは、中長期的な取引との整合性も重要ということでございまして、その点も踏まえて発電事業者の予測可能性を確保する仕組みということで、自己計画電源入札を自由としたところでございます。また、発電事業者が自分で電源起動を確定させるだけでなく、出力容量の上下限の設定についても原則として任意に設定可能になっております。

一方で、相場操縦等の防止の観点から、売り惜しみというようなことはあってはならないということや、また、安定供給の観点から需給バランスに問題がある時、それから、系統混雑が発生しているような時は、その出力容量の下限を持ち上げたいといってもなかなかそれはできないので、自己計画電源についても一定の制限は当然あり得るということになっております。

1点目のテーマとしては以上でございまして、このようなコンセプトの同時市場の検討について、引き続きこのような方向性で検討してよいかというようなことについて、ご議論いただきたいと考えております。

2点目は35ページ以降でございしますが、同時市場の制度設計に関する論点でございします。

36ページでございしますが、中間取りまとめでは、これまで電源の運用や、それから、時間前市場の考え方、市場価格算定・費用回収等の主要論点について議論を行っていただいたところでございします。他方、小売電気事業者の買い入札の方法、それから、調整力の市場価格の算定方法など、時間前市場の詳細な設計といったところについては、今後の検討ということになっています。

再開後の検討会では、今、挙げたような論点も含めて、同時市場の導入の判断に必要と思われる部分については、より具体化を目指していきたいと考えております。

検討が必要な論点について、若干抽象的な書き方ではございますが、まとめたのが39ページです。ここに書いてあるものはいずれも重要な論点と考えておりまして、特に入札、約定、価格算定・精算といったようなあたり、時間前市場実需給のところは、同時市場の導入の判断のためには、この検討会で検討しておく必要が高いかと考えております。

特に重要と思われる論点について、次のページ以降から頭出しをさせていただいているところでございます。

1つ目の検討事項は、売り入札の義務の在り方や入札方法というところでございます。これについては、例えば先ほど自己計画電源も、安定供給の観点から一定の場合には制限されるということを申し上げたところでございますが、その一定の場合というのはどのように

考えていくのかということについて、もう少し具体化をする必要があると思っております。

また、運転パラメーターの考え方も重要だと思っております、発電事業者がThree-Part Offerで入札をしていただく時には、その電源の運転パラメーターについても設定をしていただいて、それに基づいてSCUC・SCEDをやっていくということになります。この運転パラメーターというのは、例えば電源の起動時間や出力容量の上下限、起動回数制約、運転時間制約といったような、その電源のパラメーターでございます。

この運転パラメーターの設定に当たりまして、基本的には電源のスペックに基づいて設定をしていただくということだろうと思っております。他方で、中間取りまとめ前の検討会でも若干のご議論を頂きましたとおり、例えば時間前の断面に着目いたしますと、発電機自体は起動が可能だとしても、実際には発電事業者において人員を配置し、そのための対応や準備というものも必要になるということでございます。そういうものも考慮しながらSCUCを使って電源をコントロールしていくためには、この運転パラメーターの設定においても、発電事業者に一定の裁量を認める必要があるのではないかというようなことについて、検討をしていく必要があると思っております。

また、売り入札という観点では、これまで火力電源を中心に議論してきましたので、火力電源以外の入札方法についても検討する必要があると思っておりますし、小売り電気事業者が、相対契約等で調達した電源に余剰が出た場合の市場への売りの在り方といったようなことについても、検討が必要かと考えております。

検討事項の2番目は、買い入札の義務の在り方や入札方法ということでございます。これは先ほども申し上げましたとおり小売電気事業者の買い入札の在り方というのは、これまであまりしっかりと議論できてこなかったところですので、この検討会で議論をしていきたいと考えております。

簡単なところで言えば、発電事業者の売りにセルフスケジュールというものが認められて、それは市場入札が必須なのか、市場外の取引でもいいのかというのが議論になるとすると、それに対応した相対契約に紐づく買い入札の在り方というのにも考える必要があると思っております。今、JPExには量と価格で入札をしていただいているところを、同時市場になった場合にはどのような形で入札をするのが望ましいのか、または可能なのかといったようなことを検討していく必要があると思っております。

検討事項の3番目は、TSOの想定需要に基づく電源確保というところでございます。この点はこの後の資料5でも詳しくご説明を差し上げますので、ここでは簡単にご説明を差し上げます。

この検討会ではこれまで議論してきませんでしたが、この検討会の前身の作業部会では、前日市場において市場約定は事業者の入札需要に基づいて行うことにしつつ、安定供給の観点から、電源の起動停止は、送配電が想定した需要に基づいて決めるべきではないかというご意見があったところでございます。例えば、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、小売の想定需要に基づいて確保された電源に加えて、さらに

送配電の想定需要に基づいて電源を追加的に確保する必要があるとされていたところでございます。

そうだといたしますと、この追加で確保される電源について、確保の在り方については、送配電は需要を想定しているわけなので出力を指示するのか、あるいは送配電の想定需要とはいっても実際に発動されるかは分からないので、並列を指示するようにするなど、検討する必要があります。また、そのように追加で確保された電源についての費用負担の在り方についても、検討していく必要があるだろうと思っております。また、この問題は、前日市場だけのことでなく、時間前のタイミングでも同じように発生することですので、整理をしていく必要があると考えております。

次の43ページが検討事項の④市場価格の算定方法でございます。これは、市場価格、 kWh の価格、 ΔkW の価格、それから、アップリフトにおける回収といったようなことについて、中間取りまとめの前の検討会でもある程度ご議論いただいたところでございますが、さらに詳細な検討をしていく必要があると考えております。この辺も資料5でさらに詳しくご説明を差し上げますので、今は割愛をさせていただきます。

46ページが検討事項の5でございます。これは時間前同時市場について、もう少し詳しく検討していきましようということでございます。時間前同時市場を目指していくということになってはいますが、具体的にいつ何回やるかといったようなことについてまだ決まっておりませんので、その点についてもイメージをつくっていきたいと思っております。

また、中間取りまとめ前の検討会では、 kWh だけでなく ΔkW を取引対象とすべきかどうかということについて、引き続きご議論いただくということになっておりましたので、その点についても検討していきたいと考えております。また、この点については、先ほど説明を割愛してしまいましたが、同時市場における ΔkW の価格の在り方といったようなことと密接に関係するところですので、併せて検討していきたいと考えています。

51ページが検討事項の⑥でございます。これは実需給に関する仕組みということでございます。具体的には、調整力 kWh の価格とインバランス料金の算定方法等について、検討していく必要があると考えております。

調整力 kWh については、現在はこれもよくご案内のとおり、事業者がV1単価、V2単価というものを設定して、それに基づいてマルチプライスで精算が行われる仕組みでございます。他方で、電源についてThree-Part Offerで入札をしていただくということになると、このThree-Part Offerに基づいて調整力 kWh としての費用も算出することが可能になるわけでございますが、そういった時にマルチプライスで精算をするということになると、事業者にとって影響指数に対する適切なインセンティブがあるかどうかというようなことも問題になると思われましますので、Three-Part情報から調整力 kWh の価格を算出することを前提として、シングルプライスとすることも考えられるのではないかなというようなことが、この前の検討会では少し頭出しをさせていただいたというところでございます。

インバランス料金については、基本的には調整力 kWh の限界価格という考え方になっていくのかなと、事務局としては考えているところでもございますが、一方で同時市場になった場合に、今と同じような考え方でいいかどうかということについては、幅広くご議論いただければと思っております。

52 ページ以降が、同時市場の導入準備についてというところでございます。53 ページのところで同時市場の導入に向けた検討の中身について大きく 2 点書いております。

1 つは同時市場の運営主体の在り方というところでございまして、これは中間取りまとめにおいても一定の役割、機能の在り方というのを整理させていただいたところではございますが、この再開後の検討会では、さらにもう少し具体的にその同時市場が実際に行うべき業務や、関係機関との関係性の整理、特に次期中央給電指令所システムとの関係といったようなことについて、整理をしていきたいと考えております。

もう 1 点、同時市場の導入準備の進め方についても検討していく必要があると考えておりまして、この点はこれまでの検討会ではほとんど議論をしてこなかったところでございますが、エネ基などで、導入に向けた検討を本格的にせよということになりますので、導入準備の進め方についても検討していく必要があると思っております。

現段階で具体的に同時市場をいつ導入して、それまでに何をするというロードマップを策定できるような状況ではないわけでございますが、ただ、少なくとも、導入に向けたスケジュールのイメージなど、作業目標のイメージといったものを、共有できるような状態になることが望ましいのかなというふうに考えているところでございます。

最後に 57 ページでございますが、導入準備の中で 1 つ論点となり得るところについて、資料 3 で頭出しをさせていただいております。これは現行制度を踏まえて対応をどうするかというような論点でございます。

同時市場と今の市場制度を比較すると、幾つかの点で大きく状況が変わることになります。市場制度としては、 kWh と ΔkW の同時約定の導入の仕組みというのが導入されますし、電源の入札単位ということを考えますと、今は電源を特定しない形で単価と量が入札されていくところを、同時市場になりますと、基本的には電源単位で *Three-Part Offer* をしていただくという形になります。また、時間前同時市場を導入すると、現在時間前市場がザラバで取引されているのと比べると、これも大きな変化ということになります。

他方で、こういったことについて、よく考えてみますと、同時市場にならなくても導入できる仕組みも幾つかはあると考えております。例えば、今のところ実現可能性を考慮しない申し上げ方にはなりますが、例えば電源単位での *Three-Part Offer* といったものも、 kWh 市場における *Three-Part Offer* ということでしたら、それは JPEX においても理論的には導入は可能なのではないかと考えられます。また、時間前市場についても、時間前市場のシングルプライスオークション化というのは、これまでも議論の対象にはなってきたところでして、必ずしも同時市場にならなければできないと

いうものでもないだろうと考えております。

例に挙げた Three-Part Offer は、本検討会の前に行われた勉強会において、現在のブロック入札よりもより効率的な仕組みではないかというようなことでご提案を頂いたものでございまして、そのように、これらの変化は、部分的に導入しても、一定のメリットが得られる仕組みではないかとも考えられるところでございます。また、関係者からしても、同時市場になっていきなり制度が大きく変わるというよりは、段階的に同時市場に近づけていったほうが、同時市場への円滑な移行が可能となるのではないかという考え方もあると思っております。

ただ一方で、同時市場になってそれなりに大きなシステム改修が想定される中で、同時市場を導入する前にも部分的、あるいは段階的にシステム改修を行っていかなければならないとすると、事業者の皆さまの対応の負担というのが、かえって大きくなるというご意見もあろうかと想定しております。

そのようなところを踏まえて、現行制度を踏まえてこれらの制度を部分的、あるいは段階的に前倒しで導入をしていくということについて、導入の準備との関係で、ご議論を頂いておく必要があるものと考えております。資料3のご説明は以上です。

○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りたいと思います。いつもどおりですね、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を頂ければと思います。順次指名をさせていただきます。横山委員、お願いいたします。

○横山委員

どうもありがとうございました。非常に十分な、必要な要点がまとめられていたかと思います。方向性につきましても異論ございませんし、論点についても異論はございません。必要なもの全て盛り込まれていると思います。要るものかどうかは分かりませんが、必要なものはあると思いました。

導入準備のところ、先ほどのスケジュール感について作業目標について言及がございました。この検討は非常に大変であるため、地に足の着いた地道な検討も必要だと思いますが、いたずらに時間をかけて検討していくよりも、スケジュール、そして、作業目標はできるだけ早めに示していただいて、それに向かって作業を進めていき、そして、また実際に、もし同時市場が実現したら、その中でまた改善を加えていくというようなことも、やったほうがいいのではないかと思います。

そういう意味では、同時市場の円滑な移行のところもスケジュールが決まれば、どのようなことを早めに検討すればいいかも分かると思います。このスケジュール、作業目標をいつ頃までに策定してやるかを、ぜひご検討いただきたいと思いました。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。その他はございますか。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。同時市場の議論を再開するに当たり、同時市場の検討の方向性について、あるいは同時市場の制度設計に関する論点について、改めて整理いただいたものと理解しました。今回の整理について大筋で異論ありません。

35 ページ以降の個別論点については、論点が多岐にわたっておりますし、細部について詰める必要がある部分が多く残っていると理解しています。その中で同時市場の導入可否を決定する際に、前提となるような論点にまずは焦点を合わせて、議論を進めていくという方針に賛成します。

具体的な論点も挙げていただいておりますが、例えば 43 ページには、市場価格の算定方法があります。kWh についてもそうですが、 Δ kW 価格についてはどのような枠組みの下で考えるべきかについても、まだまだ議論が必要だと思います。アップリフトもそうですが、価格シグナルとして信頼できるものが提示されるような形で、適用を行うことが必要であると考えています。

もう 1 点ですが、最後の 57 ページに記述していただいている点も重要であると考えます。同時市場へ完全な移行をすることとしても、ある程度の時間が必要となると思われますので、足元の課題も解決に資する方策があるのであれば、部分的にでも導入するというのは、合理的なアイデアだと考えられます。

ただし、一部だけを導入することによって、逆に市場にゆがみが生じたり、同時市場への移行に支障が生じたりすると本末転倒ですし、書いていただいているとおりですが、システム改修の負担の面もありますので、どのような部分導入が可能なのか、効率的なのか、慎重に議論が必要であると考えます。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。それでは次、秋元委員、お願いいたします。

○秋元委員

秋元です。ご説明を頂きましてありがとうございます。同時市場のメリット、そして、課題、そして、現状どこまで検討が進んでいるのかということを含括的に整理頂いて、改めてこの問題、この課題を理解する上で大変有用な資料になっていると思いました。

方向性や論点の整理について異論ございません。その上で今、最後のスライドに映っていますが、今回新しい点として、現行制度を踏まえた上での対応ということで、やはり同時市場は非常に複雑で、システムを大きく変えないといけないという中で、どのようなタイミングでどのように実施するのかということに関して、まだまだたくさんの課題を解決していないといけないと思っています。その一方で、何か部分的に導入することによってメリットがある可能性があることを、先行して検討していくということは、効率化につながる部分もあるかもしれませんし、また、同時市場を本格的に動かすところでの、課題認識もでてくる可能性もあるかと思っています。

是非に関してはこれから議論して、記載のとおりデメリットもあると思いますので、よく

議論をすべきだと思いますが、議論の俎上に上げていただいたということは、大変ありがたいと思って聞いたところでございます。いずれにしても今回の整理、ありがとうございます。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。次は市村委員、お願いいたします。

○市村委員

ご説明いただきましてありがとうございます。まず、同時市場の検討の方向性について、これまでの課題ということで、過去の同時市場の議論が始まった理由など極めて分かりやすく整理いただきましてありがとうございます。

その上で同時市場の意義に関してですが、これは単純に私の理解を申し上げるところにあります。まさにこういった課題が生じたことに対する対応として、同時約定、オプティマイゼーションの議論や、需給ひっ迫の時の電源情報の一元的な把握というところ、さらには *Three-Part Offer* と、こういったところが1つの解決としてなっていくのではないかということ。

さらには今後再エネが大量導入されていくと、こういった中での *SCUC・SCED*、系統混雑の問題や、さらには時間前市場の活性化というところがより一層重要になってくるということで、同時市場の意義としてお示ししていただいたと思います。

さらには、やはり短期マーケットのところとの関係の中では、中長期的な取引との整合性、これをどう図っていくかということでセルフスケジュールの議論ということで、全体のバランスの取れた議論をこれまでしてきたということが、改めて私としては理解できたと思っております。

従いまして、基本的な方向性に関しましては、基本的にはこれまでの議論をより深めていくという方向でよいと思っております。ありがとうございます。

次に、同時市場の制度設計に関する論点というところでございますが、基本的にはこちらにつきましても 39 スライド目で書いていただいている内容については、特段異存はございません。

一方で、1点だけ確認ですが、週間市場に関するところについては、どちらかというと前日以降のほうが同時市場の導入の是非の判断を行う上で大事であるということで、前日以降の論点について特に検討をしていくということと理解しました。1点だけ念のためですが、この週間運用に関するところは、様々なやり方はあると思いますが、市場を使っていくというよりは、むしろ電源の起動を早めにかけていくというような、そういったような運用をしていくので、改めて何か市場的なものをつくるわけでもないの、最後は市場の運用や精算については、前日以降の断面ということになるということを見ると、検討事項としてはもちろん当たるものの、まずは優先的に前日以降の仕組みを検討していくと。そういうことと理解しましたが、その理解で良いか確認させていただければと思います。

加えて、46 スライド目のところですが、時間前市場の詳細設計につきましても、個別の

論点については今後の議論だと思いますが、30 スライド目のところで同時市場の意義に、時間前同時市場のところで、調整力の一部確保が不要になるというメリットが、約 600～700 億円ということを示されているということと理解しています。

これで仮にこの同時市場の設計の中で、 Δ kW を対象としないということになった場合、この便益ってというのはどうなるのでしょうか。時間前同時市場のところで、 Δ kW も取引対象とするということを、基本的には考えるべきではないかなと思っていますが、ここは単に取引として管理をするか否かということで、引き続き調整力自体は確保するということだとすれば、このメリットというのは特段変わらないと思います。1 点、確認させていただければと思います。

最後のところに関しましては、導入準備に関しましては基本的な方向性は異存ございません。同時市場の運営主体のところですが、まさに現在様々なシステムの関係や、技術的なところは極めて重要で、まずは検討を進めていくということだと思います。やはり同時市場に関しましては、kWh と調整力、これを同時に調達するということで、極めて電力市場においては重要な主体になってくると思います。

昨今も電力会社でも情報漏えいの問題などで、いわゆるガバナンス機能の面で安全管理の重要さということは、特にこの業界の中でも認識されてきているということだと思います。こういった中で同時市場の運営主体のところにつきましても、やはりガバナンスをどのように確保していくのかもきちんと並行して考えていくべき問題ではないかと思っていますところでございます。

2 点ほどコメントさせていただければと思います。同時準備の進め方に関しましては、先ほどの皆さまのご指摘のとおり、私もこれは基本的にはマイルストーンを設けながらきちんとやっていくということが大事だと思っておりますし、システム改修の負担というところをどのようにすれば、実務的に、現実的に対応可能な形になるのかということは、慎重に考えていくということは大事だと思っているところでございます。

最後に 57 スライド目のところですが、ここにつきましては、ものにもよるということと思っておりますが、一方で基本的には足元で改善が図られるものについては、それは図っていくという方向で検討していくべきだろうと思っています。その上でやはり実務的にシステム改修の課題や、さまざまな難しさを抱えての非効率性を生むということがあれば、そこは導入については少し先を考えていくことと思います。

現状も需給調整市場においても、もともと週間調達のところも、同時市場の議論なども踏まえて前日調達化ということで、これは Δ kW だけということではありますが、そういったような仕組みに変えていくこともやっているとと思っておりますので、同様の観点でぜひ手前でも可能なものがあれば、そこは前向きに検討していきつつ、実務的なところの実現可能性というところのバランスを取っていく進め方が、必要ではないかと思っています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。次は小宮山委員、お願いをいたします。

○小宮山委員

ご説明ありがとうございました。今回ご提示いただいた検討事項、今後議論を深める方向性に賛同させていただきたいと思います。

1点だけコメントでございますが、申すまでもなく同時市場、あらゆる電源リソースの技術情報を踏まえて、日本全体の電力システム総コストを最小化するという、そこが大変大事な意義と認識しております。その中で、その一方でやはり自己計画電源、セルフスケジュール、各バランシンググループの裁量をやはり許容する制度の在り方の検討を深めること、大変大事だというふうに認識しております。

その中でやはりセルフスケジュールというのは、ある意味部分最適のそうした側面もあるかと思います。今後検証を進めていく中で、やはり日本全体を対象に最適化することで、より大きなメリットが得られるということを分かりやすく周知していくということも、一方で売り入札の義務の在り方、入札方法を検討する中でも、日本全体でやはり最適化することでより大きなメリットが得られるというところを、分かりやすく周知していくことも大事ではないかと認識しております。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。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した。検討会再開に当たりますて、大変分かりやすく、論点を網羅的に整理いただいたことに感謝申し上げます。論点自体には大きな修正すべきことはないと思っておりますし、異存はないのですが、2点ほどコメントさせていただきます。

まず1点目、43 ページになります。市場価格の検討です。ここに挙げていただいた kWh 価格、Δ kWh 価格、アップリフトは書かれており検討していくことは重要ではありますが、これ以前にも申し上げたかもしれませんが、同時市場という制度全体として3つを合わせて事業者報酬が適切なものになっているかなど、3つ合わせて市場メカニズムがきちんと働く仕組みになっているかという観点での確認は、不可欠だと思っております。

また、議題の3にも関連しますが、例えばΔ kWhの市場供出インセンティブにつながっていることなど、赤字補填の意味合いが強いアップリフトは、あまり高くないほうが良いなど、そういうところの検討も引き続きお願いしたいと思います。

2点目、57 スライド目になりますが、これ新しい論点と認識いたしました。今回非常に大きな制度変更になりますので、確かに言われたとおり部分的、段階的導入が必要だろうというふうに、そういう議論は必要だろうと考えました。

ただし、ここにすでにご記載いただいているとおりですが、事業者にとっては非常にシステム改修、コストがかかりますし、システムだけでなく体制をつくることも、非常に変更するには負担が大きくなりますので、そういう事業者にどのような影響が及ぶかということ

も考えていただいた上で、万全な検討の準備をお願いしたいと思っております。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。河辺委員、お願いいたします。

○河辺委員

どうもありがとうございます。本日は今後の検討の方向性、それから、制度設計に関する論点など、まとめていただきましてありがとうございます。いずれの論点、それから方針につきましても賛同させていただきたいと思えます。私から2点ほどコメントさせていただければと思います。

まず1点目ですが、まずは同時市場の導入に関しましては、起動費、燃料費の最小化が図られるだけではなく、系統混雑に対する柔軟な対応など、安定供給の観点でもメリットがあるものと思っております。

他方で、需要家側の経済的なメリットを考えた時には、今後の価格算定や精算の方法の議論の結果によって、大きく変わり得るものなのではと思っております。この観点で以前にも申し上げましたが、需要家側と事業者側の双方の観点から、バランスの取れた価格算定方法を検討していくことが重要だと思っております。

もう1点、 ΔkW 価格の決定方法のコメントですが、 ΔkW 価格の決定方法を考えていくに当たりましては、 ΔkW のリソースでの発電機や、もしくは蓄電池やDRといったさまざまなものが含まれると思っておりますが、これらのリソースの ΔkW としての性能の違いというのを、どのように考慮していくかという観点も重要ではないかと思っております。資料の中で ΔkW と呼んでおりますが、これもリソースによって出力変更の指令に対する応答速度など、性能という観点では実際にはさまざまなものがあると思っておりますので、やはり性能によって支払う対価を変えるとといったような工夫も、必要になってくるのではないかと思っております。

例えば蓄電池のように、 ΔkW の提供によって費用回収を目指すリソースにとっては、特にそういった仕組みがあるということが必要になってくるのではと思っておりますので、今後の議論の中の1つの論点としてあり得るのではと思っております。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。JERAの東谷オブザーバー、お願いいたします。

○東谷オブザーバー

JERAの東谷です。まず、これまでの検討の振り返りと、今後の主要論点について、改めて分かりやすく整理していただきましてありがとうございます。私のほうからは、今後の方向性と、それから主要論点についてそれぞれコメントさせていただきます。

まず、同時市場の検討の方向性についてですが、中間取りまとめの内容を前提に進めることで異論はございません。その上でいま一度留意すべき点として2点、コメントさせていただきます。

1 点目は、現行制度を前提として検討を進めるという点でございます。以前から申し上げているとおり、同時市場という個別制度の検討を行う過程で、十分な議論がなされないまま、他の大きな制度まで実質的に変更してしまうようなことは、避けなければならないと考えております。具体的には入札義務の在り方や系統制約の扱いの部分には、その要素が多分に含まれていると思いますので、必要に応じて他の審議会とも連携を図りながら、慎重に検討を進めていただければと思います。

2 点目は、運用面に配慮した制度設計とするという点でございます。資料でいいますと 40 ページ、46 ページに運転パラメーターの設定と記載されている部分が、主にこれに該当いたしますが、特に火力発電においては、考慮しなければならない運用制約が多数存在しますので、Three-Part 情報と同じく事前登録するだけでどの程度機械的に処理できるのかは慎重に見極める必要があります。

仮に入札の都度運転パラメーターを人の手で登録するようなことになれば、業務負担や運用ミスの増加にもつながりかねないため、今後も事業者ヒアリングなどを通じて、運用主体を把握し、実務的にワークできるような制度設計となるよう、ご配慮いただければと思います。

次に、今後の主要論点について、資料 40 ページ以降に検討事項①から⑥というふうに整理していただいておりますが、先ほど市村委員からも言われていましたとおり、39 ページの表の一番上に記載いただいている、週間断面の電源起動の仕組みについても、具体的に検討を進めるべきじゃないかと思います。この点、本検討会では揚水発電の運用を中心に、まずは中間計画の扱いについて議論がなされたと記憶しておりますが、前日市場よりも先んじて起動判断が必要な、起動時間の長い大型火力発電を含めて、起動判断や精算の仕組みについても引き続きご検討をお願いいたします。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。送配電網協議会の山本オブザーバー、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。論点の整理を進めていただきましてありがとうございます。同時市場の導入は、需給変動の拡大に対応して、調整力を安定的かつ効率的に確保するための重要な仕組みと認識してございます。検討を深めていくことに賛同いたします。その上で私から幾つかコメントをさせていただきます。

まず、同時市場の導入に当たりましては、各事業者の業務フロー等の運用見直し、あるいはシステム改修対応などの実務面への影響があると考えられますので、関係する事業者からご意見を伺いながら、コンセンサスを得ながら制度設計を進めていただくとともに、53 ページにあります導入に向けたスケジュールの策定に当たりましては、システム構築期間や各事業者の準備期間を考慮した上で、現実的なスケジュールとなるように検討をお願いできればと思います。

また、57 ページには、段階的、部分的な先行導入の可能性について示されておりますが、

これも先ほど述べましたように事業者の準備期間を考慮しつつ、制度の連続性も踏まえた円滑な移行が大切だと思っておりますので、こちらも各事業者の意見を伺いながら進めていただければと思います。

最後に今後引き続き一般送配電事業者の立場から詳細な制度設計、実務的な検証に貢献してまいりたいと考えてございます。どうぞ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。卸電力取引所の國松オブザーバー、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。

資料のはじめからですが、同時市場の必要性、何回も議論されてきたところですが、例えばP 5 ページですが、さまざまな課題が顕在化して、それぞれの市場のそれぞれの役割がある中、同時市場を入れなければならない一番大きな理由は再エネの大量導入、カーボンニュートラルを 2050 年にどう達成していくのか、その中で今のやり方の延長線上にそのゴールは達成できるのかということが、一番大きな理由だと思っております。このあたりどのような考えなのか、どのような課題があるのかと思いました。

課題①の需給ひっ迫の市場価格高騰、こちらは市場価格が高騰したことがいけないわけではなく、同時市場になったとしてもこれは起こり得て、その時には価格が上昇しない可能性もある。電源の価格で決まるため上昇しないが、この時に需要をどう抑えるのかが大事であって、この時は価格が上がったことによって需要を抑えることがある程度は効くはずで、かなり苦労して持たせようという努力があったと思っております。価格が上がらないように、需要をどう抑制かけていくのかは、別の方向で考えなければいけない。価格を上げることによって需要が抑制されるという仕組みは気を付けなくてはならない点と思っております。

様々な課題がある中で、15 ページの部分は非常にこのとおりと思っておりますし、混雑費用の導入というのは、混雑費用が増加する時に混雑処理をどのように処理をするのかというのは、広域機関で話合われた中で、ノーダル制の導入を将来的にやっていく。それとともにカーボンニュートラルの実現のために、同時市場が検討されているというように考えております。

それを受けたP 19 の同時市場のこの図が分かりやすい。電源が全て同時市場に入って、それが小売りに割り当たっていくというイメージは非常に分かりやすいと思っております。ただ、この図のとおり設計がなされているのかというところが多少疑問でございます。P19 の絵は今後実現していこうとしている絵であって、現行ルールの上で同時市場をつくりながらできるのかというのは、ドメスティックに変えなければ、これにする意味がなかなか生まれないのではと思っております。そのあたりの折り合いをどう付けるのかは難しい課題かもしれません。

次に具体的なことで申せば、時間前市場でございます。時間前市場、57 ページでも触れ

られておりますが、同時市場での時間前市場はどのような想定であれば存在するのかというのがあり、今の仕組みでシングルプライスオークションをやるかやらないかという議論はできるが、この時の時間前市場は何でしょう。

そもそも言えば、小売電気事業者が同時市場で買うということは、売り入札が大きく変わることです。Three-Part Offerを実施するということは、発電機が売り入札をされるということで、現在のスポット市場、時間前市場では、電源が売り入札されているわけではなく、買われた方が余ったものを売ったりもしています。それは相対で買ったものの余りを売っていたり、スポットで買ったものの余りを時間前で売っていたり、そういった形で売りが入っています。そういうものもそれなりのパーセント、電源の入札以上にもしかしたらあるかもしれません。

そのような仕組みでやっているものとThree-Partで電源ユニットを売り入札するという仕組みは、似ているようで全く違うと思いますので、そういうことを認識した中で時間前市場とは何か、小売電気事業者の買いは何か、系統事業者の予測によって、Three-Partの中で購入量やSCUCの起動電源を決めていくということになった時に、そこで小売電気事業者が買いを入れている意義は何があるのか。それをまたインバランスというものが何であるのかということにもよりますが、明確にしていく必要があると思っております。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。市村オブザーバー、お願いいたします。

○市村オブザーバー

ありがとうございます。まずは今日のこの資料、今までの経緯と、それから今後の課題、こういったものを簡潔に整理していただいていて、ほんとに感謝申し上げます。ある意味これから同時市場の議論に事業者としてコミットしたいという方々も多数いると思いますが、彼らに対しての目線でこの資料を見ておくと、全体の方向性が見えてくるという意味で、非常に示唆に富んだ良い資料だと思っています。私のほうは、どちらかというと事業者目線で今後の議論の方向性に関して、2点ほど伺いたいです。

まず第1点目は、こちらの場でも以前にも申し上げましたが、同時市場が再エネをいかに活かし切るのか、系統混雑も回避していくのか、そういう主目的でわれわれは導入することを前提に議論していました。ただ、これがあくまでも上位系統の話であり、東京電力の管内でいえば50万ボルト、27万5,000ボルトにおける議論で、実は再エネが大量導入されて結節されてくるというのは、基本的には15万4,000ボルト、あるいは6万6,000ボルト以下のローカル系統のほうに入ってくるということになるわけですね。

われわれは制度設計にエアポケットをつくってはならないと思っており、その場合は今同時市場で議論している上位系統でしょうか、同時市場とLMPを組み合わせでディールするものと、今度ローカル系統以下、どのようにbalancingさせていくのか、これを分けて考えていかなくてはなりません。その前に事業者目線ですと、やはりbalancingグルー

ブ側の小売り事業者と需要側を束ねて、極力出力制御を回避し得るアグリゲーターの存在は、重要になってくると思っています。

そのアグリゲーターも今や皆さま方のご尽力で 100 社以上登録されていて、当然各々の事業環境、こういった市場や事業の規制の環境が変わることに対して、予見性を担保できれば事業計画も作りやすくなる。そういった時にこのような検討会の中では、同時市場が仮に導入された以降の市場の全体の絵姿も市場参加を考える方々に対して、メッセージとして発信していく重要性はあると思っています。個社、みなで自分たちのシステムを開発し、事業計画を作って安定供給、環境と融合性のために貢献していきたいと、思っているわけで、全体像が見える中で今われわれが議論しているのは、ここの部分だという対比がある程度できるような、まさに第 2 ラウンドが始まりましたが、第 2 ラウンドはそういうことも俯瞰していただけると大変ありがたいというのが、1 点目でございます。

もう 1 点目は、今、J P E X の國松さんがご発言したものと若干関係しますが、いわゆる時間前同時市場の考え方ですね。これやっぱり短期の取引の安定化の観点で同時市場をやろうと。われわれはレファレンスとして北米を取りました。今の議論の前提は、例えばですが、前の日の夕方、あるいは当日の朝にシングルプライスオークションを 1 回ずつ追加して、更新していくと、このようなイメージだと思いますが、やはり再エネの予測誤差を解消し、実効性を高めるという意味では、同時市場のこの場で議論するかどうかは別として、30 分同時同量ってものの考え方をもう少し考えていかなければならないのではないかな。具体的に言うと例えば 15 分など、そのような動きと連動させる必要性もあると思っています。事実、北米では 5 分単位のリアルタイム市場みたいなのもあって、それが同時市場と連動して動いて、より系統全体の実効性を高めている認識だと理解しています。

第 2 回目のキックオフの冒頭に対して大きな方向性ということで、時間前同時市場の考え方についても事務局のご意見を伺えればと思っています。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。増川オブザーバー、お願いいたします。

○増川オブザーバー

太陽光発電協会の増川でございます。私のほうからは大きく分けて 3 点コメントを。まず今回の取りまとめ、整理いただきまして、大変分かりやすくなって良かったということと、今後の検討についても私としては全く異存ございません。

コメントですが、まず先ほど市村オブザーバーから最初のコメントにあったのと全く同じでございまして、今回のこの検討のスコープというのは、上位系統になっているわけですし、太陽光の場合、特に下位系統、配電系統にたくさん接続されていることになってくると思います。それが将来再エネに併設する蓄電池等も含めて様々な分散電源がたくさん導入された時に、下位系統の全体最適化をどうしていくのか。その下位系統の全体最適を行い、かつ今回の同時市場のような上位系統の全体最適、それをうまくシームレスにつながっていくということが必要になってくると思います。ここでは上位系統の検討にフォーカスさ

れて、それをまず先行させるべきと思いますが、下位系統をどうしていくのかということも、別の場になるかもしれませんが、重要な検討課題としてご検討いただければと思います。これが1つ目です。

2つ目が時間前市場についてです。P29に、特に変動性再エネ側から見ますと、F I Tからフィードインプレミアムに移行、あるいは卒F I Tした後はどのようにインバランスコストを下げていくかというのは大きな課題でございまして、そのような意味でも時間前市場は非常に重要になります。同時市場において時間前市場がしっかり機能して、インバランスに関しても変動性再エネ事業者が安心して卒F I Tできる、あるいは卒F I Tに移行にできるというようになっていく制度設計をぜひお願いしたいのが1つ。

それから、もう1つは価格シグナルに応じてせっかく卒F I T、あるいはフィードインプレミアムに移行したものが、価格シグナルに応じてしっかり行動変容に結び付いて、全体の最適化につながるような、そういう設計にさせていただく必要があると思いました。

これに関連してですが、P29の一番下に時間前のシングルプライスオークション、この導入によって流動性の向上も期待できるとありますが、確かにそのとおりと思っております。これに関しては最後のページとP57が関連してくると思われました。

場合によっては様々な課題を整理して、システム改修のコストやデメリットも考慮しなくてはならないですが、同時市場の導入の前にでも時間前市場のシングルオークションを導入ということも、ぜひ検討いただければと思います。

これによって、例えばですが、変動性再エネ事業者がF I Tからフィードインプレミアムに移行が促進される。結果的に今課題になっております、三次調整力②の必要量が大幅に削減できるといったことも期待できますので、そういった面も含めてぜひシングルプライスオークション、時間前市場での導入を検討いただければと思います。

3点目はP31、セルフスケジュール電源の入札についてです。ここの資料でも整理いただいたように、最後に④のところで、再エネ出力制御や混雑対応については引き続き議論が必要で、まさにこれは大変われわれにとって重要だと考えております。セルフスケジュールの電源においても、先に混雑が起こって、場合によっては再エネの出力を下げなきゃいけないということも起こり得ると思いますけど、その時に不公平な取り扱いにならないように、ぜひセルフスケジュール電源が経済的に優遇されることのないように、ぜひご検討いただければと思います。私からは以上でございまして。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した。齊藤オブザーバー、お願いいたします。

○齊藤オブザーバー

関西電力の齊藤でございまして。まず、今後の検討の方向性、ならびに論点の進め方につきまして、丁寧に整理いただきまして感謝いたします。その上で私からは、同時市場の検討の方向性について、少しコメントさせていただきたいと思っております。

まず、33スライドの3ポツ目でございまして。この中では同時市場の導入の是非の判断に

必要な検討事項に言及いただいているということでございます。以前の本検討会の中で、費用便益分析の結果をご提示いただいたことがあったと思います。この時には一定の仮定を基に試算したものであって、今後精査が必要というような議論があったと認識してございますので、今後費用便益の算定方法につきましては、精査検討をぜひお願いしたいと思っています。

また、足元では需給調整市場のほうの見直しの議論が進められているということでございますが、同時市場に期待される効果も、需給調整市場側の見直しの議論の中で一部見込まれることも踏まえまして、改めて同時市場導入による費用便益分析の結果をご提示いただいた上で、今回の導入是非の判断に必要な検討事項を踏まえまして、導入判断がなされるものと認識してございます。

最後になりますが、委員の方々からも幾つかコメントがございましたが、57 スライドの中身でございます。同時市場全体の導入判断との関係で、まず全体の導入判断の前に、部分的な制度導入の可否をどのように判断していくのかということが課題になるかと思うので、ここはよく慎重に検討していただく必要があると考えています。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、お願いいたします。

○野澤オブザーバー

e n e c h a i n の野澤です。これまでの検討や今後の論点をまとめていただいてありがとうございます。非常に分かりやすい資料で感謝しております。

最終の P57 について、すでに委員の先生からもコメントありましたが、システム改修など、その辺について実務的な視点でコメントさせていただければと思います。

まず部分的な先行導入ですが、できるのであれば移行前でもできることを先取りして、どうにかベネフィットを入れていきたいと思いますというのは、そのとおりに思います。

一方で、事務局からもありましたが、事業者側のシステム開発は非常に負担が大きくなると思っており、連携を含めて全部作り直し、既存の入札システムを作り直すようなことになると思うので、仮に先行導入で作った仕組みが同時市場の本番システムで全く使えないことになると、これは厳しいなというご意見が出ると思いますので、連続性の観点にご留意いただければと思います。

それから、先行導入の話は置いておいて、本番システムの話もですが、これは市村さんからもコメントありましたが、事業者の開発計画を担保するために、想定しているシステムの仕様や、アーキテクチャーの全体像、それから、ローンチの時間軸を示したようなロードマップっていうのは、できるだけ早めに出したほうがいいと思います。

これは事業者からすると、後でそんな仕様変更来るとは聞いてない、それであればこんな作り方しなければよかったなどの話が出てくると思いますので、全体像は決して同時市場単体の話だけではなく、例えば本日もコメント出ていましたが、ゾーン制やノードル制の移行、同時市場とは別の審議会で検討が進んでいたとしても、結局スポットなど、需給調整時

間内に影響してくる話も含めて、全体像を示すアライメントを取っていただければと思っています。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。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。風力発電協会、西浦です。本日、検討会の再開に当たりまして、論点を改めて簡潔に整理いただきまして誠にありがとうございます。整理自体には基本的にこれまでの議論に沿ったものとして違和感ございませんが、P57に示されたものは、これは新たな検討の方向性になると思いますので、すでに皆さんからのコメントがありましたが、私からもコメントさせていただければと思います。

事業者としては、今後の市場設計、市場制度の内容がどうなるのかというのは、非常に気になるところではありますが、やはり新たな制度への移行の費用、移行の期間、タイムスケジュールというところは非常に気になります。今回これまでに検討してきた同時市場を、ある意味一括で導入するというケースの他に、個別の制度を段階的、部分的に導入という考え方が示されたという理解です。

このような考え方自体はあって良いものと思いますが、皆さん何度もコメントされていますが、事業者としては各段階で負担が生じますし、場合によっては手戻りみたいなことも生じる可能性があるという中で、ぜひ各段階における評価、費用対便益、さらにスケジュール、これは全体的なスケジュール感も確認して、コンセンサスが得られるような形で議論を進めていただければありがたいと思います。私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。新川オブザーバー、お願いいたします。

○新川オブザーバー

事務局からのご説明ありがとうございました。むしろ大変分かりやすくなってきたと思っています。

ただ、先ほど國松オブザーバー、それから、東谷オブザーバーから出てきたような論点を踏まえますと、現在構想されている同時市場が、日本の将来のシステムとしていかにあるべきか、各事業者の役割、責任、費用の精算の方法なども含めて、丁寧な議論を行っていく必要があると思っています。

また、監視について申し上げますと、現在、電力・ガス取引監視等委員会においては、JEPXやEPRXから市場を監視するために必要なデータの提供を受けて、監視業務に活用しているところです。運営主体の在り方、導入準備の進め方について議論がなされていくものと理解しております。同時市場をどのように監視していいかの整理を現在行っているものではございませんが、同時市場の監視の観点から、運営主体は電気事業法の規律に服することを前提にしつつ、自ら市場の監視を適切に行うとともに、監視等委員会とも適切に連携して市場の監視が行われるように、整理がされることが望ましいと考えております。監視

等委員会事務局としまして、検討に必要な協力をしてまいりたいと考えております。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す。以上で全員ということでございます。特に他にございますか。それでは、事務局のからコメントや回答がございましたらお願いいたします。

○長窪調整官

大変重要なご指摘をたくさん頂きましてありがとうございます。一つ一つこの場でコメントはいたしません、大変参考になる重要なご指摘だったと思いますので、今後のご議論に反映していただけるように、事務局としても準備をしていきたいと思っています。

その上でご質問があった点について、若干コメントをさせていただきます。まずは委員の市村先生からは、週間運用に関する部分の理解についてのご確認というところで、週間運用に関するところについて、市場を使うというよりは、電源の起動を早めにかけていく仕組みということ想定していて、その運用や精算、最後は市場の運用や精算といったものについては、前日以降の断面になると、そのような理解でいいかというようなご質問を頂いたと認識しています。

この点は、この検討会では実はあまり扱っておりません。揚水発電の週間運用といった観点で技術的な検証はしているところですが、仕組み面での検討はしてこなかったところですが。実は今、市村委員が言われたとおりの内容で、作業部会では整理されておりますから、そういう理解で進めていくと思っておりますが、この検討会でも、イメージの共有はできたらよいと思っています。

次に、時間前同時市場の設計の中で、 ΔkW を市場取引の対象としないとした時に、費用便益分析で算定したメリットがどうなるかというようなことでございまして、この点もちろん仕組みによる部分はあるところですが、時間前同時市場の中で ΔkW を取引の対象とはしないとしても、時間前同時市場自体は実施し、それでSCUCを行うことによって、電源ラインナップの組み替えは行っていくことを想定していますから、そういう観点では便益の考え方自体は特に変わらないと考えております。この点は仕組みによる部分もあるかもしれませんので、その点は検討はしていきたいと思っています。

それから、エナジープールジャパンの市村オブザーバーからもご質問を頂いたところですが、まず同時市場について、特に再エネがローカル系統に入ってくることも踏まえると、その点も踏まえて全体像の提示が必要であると。これはご指摘のとおりと思っているところです。

ご案内のとおり同時市場は上位2系統、上位2電圧の基幹系統を取り扱っていくということを今のところ想定しておりますから、ローカル系統の混雑管理といったことについては、直接同時市場でやることではございません。他方で同時市場とローカル系統の混雑管理というのを、どのように両立させていくかというのは確かに難しい問題であって、例えばDERの集約の在り方、そういった点についても若干この検討会でもそのイメージをお示し

することができたら望ましいと、ご指摘を伺って考えたところでございます。

それから時間前同時市場です。市村オブザーバーだけではなくて、國松オブザーバーからでもご指摘を頂いたところではございます。これについては、大きな考え方としては、これは小宮山先生からご指摘があった点とも関連しますが、今のわれわれの検討している仕組みでは、同時市場によつての最適化とB Gによる最適化がそれぞれ行われるということになっております。そうしますと、この2つの最適化を両立させる仕組みとして必要なものが時間前同時市場ということでございまして、大きな考え方としてはそういうことになります。これはこの後の資料5などでもより詳しくご説明を差し上げられればと思います。

簡単なイメージを申し上げますと、発電事業者は、前日市場の後、時間前でも、引き続き、市場計画電源か自己計画電源かを選んで入札をしていただくことだと思っています。前日市場と需給予測が変わりますと、約定する量が変わるということは当然あるわけですが、その約定する量が変わった分については、時間前市場の価格で精算が行われることになります。

例えば前日で100のkWhが付いて、時間前で20が増えて120になりましたという時には、20のkWhに対して時間前市場の価格で精算が行われる。つまり、時間前市場の20のkWh価格がもらえると、これが基本的な考え方だと思っています。この時、普通は需要が増えていますから、価格は前日より上がるはずということになります。

小売の買いは、今度は時間前で100買ったが、さらに20の需要を買いたいということになった時には、20の買いを入札するということだと思っています。約定すれば当然時間前市場の価格で20の分を支払うと。この買い入札の在り方は、入札を必須とするのかは今後の検討ですが、小売は必ずしも需要予測の変化に応じて買い入札は入れなくていいとしても、入れなければ不足インバランスになるということと思っています。そういう形で、前日市場の約定結果が、時間前市場との関係で、尊重といいますか、反映されていくわけです。

以上のように考えておりますが、御指摘をいただくと、このような一連の取引の流れを、イメージを提示しながら、ご議論いただくということも必要と思いました。

市村オブザーバーから、取引や精算の対象コマをどう考えるかということも検討すべきではないかという御指摘もありました。この点については、同時市場の検討会は基本的には同時市場の仕組みを検討することにしており、その前提となる様々な制度については、現在の考え方を前提にしながら検討していくということにしています。

ただ、他方で精算コマをどう考えるかというのは、特に実需給の運用において、調整力kWhや、インバランスなど、その運用を考える点では重要な論点であるため、ある程度の検討は必要かもしれないと思ったところでございます。

最初に戻りますが、時間前市場ですね、検討中の同時市場の案では、海外との比較でもかなりユニークなことをやろうとしていることは間違いのないわけで、資料5でもご説明差し上げたいと思いますが、引き続きご指導、ご議論いただければと思います。事務局からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

では、特にということがございませんようでしたら、次の議題に移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

議題2は、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です。この議題につきましては、事務局の広域機関から資料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

広域機関事務局の下根でございます。そうしましたら次の議題、資料4に基づきまして、電源起動・出力配分ロジックの技術検証の進捗報告をさせていただければと考えてございます。

資料の投影に遅延が発生しているようでもございますので、もしよろしければ皆さま方でお手元の資料をご覧くださいながら説明できればと考えております。

2ページのはじめににつきまして、こちらはいわゆるロジックの技術検証を、これまでも実施してきたというところでございまして、こちらいったん昨年8月の時点で中間取りまとめをご報告させていただいたところでございます。

他方、その後残る論点に関しましては、引き続き非公開の技術検証会を継続開催して、議論を深めてきたところで、その後9月、11月、そして年が明けた1月に開催しているというところもございます。そこでの議論の結果を、今回一部進捗報告させていただければと思っております。

具体的には先ほどからご議論を頂いてございますように、時間前同時市場、そのところは重要な論点になってくるところでもございますので、まずはそれらを支えるロジックが実現できるかどうかの検証を行ったところでございます。

1つ目が、これまでの振り返りで、こちらは簡単に説明をさせていただきます。5ページ目以降に書いてございますように、技術検証におきましては、SCUCロジックの実現目途というところでさまざまな論点、考慮事項を検討してきたところでございます。

8ページにも書いてございますように、基本ロジックを構築した上で市場を構築するために必要なカスタマイズというところで、さまざまな関連論点を個々別々に取り扱ってきたところでございます。

9ページが技術検証会の体制でございまして、主には電力中央研究所さんにやっていただいたシミュレーションの結果等々に関しまして、有識者の先生方、あるいはベンダーの皆さま方等の知見も頂きながら、議論を重ねてきたところでございます。

10ページが中間取りまとめで報告をした内容でございまして、一部完了に行き着いたと

ころもございますが、まだまだ残論点もございまして、本日はこのうち一番下に囲ってございます⑦の項目に関しまして、結果をご報告させていただきます。

では、その⑦の項目の検証内容が第2章でございまして、まずは議論の振り返りでございます。こちら同時市場における時間前断面の市場について、幾つか案もあり得るとしておりましたが、基本的な方針としては、前日と同じくSCUCを用いた時間前同時市場の導入を第一目標にしようとしたところでございます。他方、そういったところが世界を見ても類を見ないところがございますので、ほんとうにロジックそのものが作れるのかという話もあったところでもございますので、まずは検証Aにおきまして、そういったところを押さえていこうとしたところでございます。

続いて14ページですが、一言で時間前同時市場といいましても、開催する時間帯によってはさまざまな形態があり得ると思っております、主に前日で回すところと、当日回すところで大きな違いがあらうかと考えてございます。

具体的には、例えば前日の夕方ぐらいに時間前同時市場を回すということであれば、これは前日の同時市場と同じく、翌日24時間を対象にした最適化の計算にならうかと考えてございます。一方で日をまたぐ当日に入りますと、すでに一部の時間は開催といいますか、手続きが終わっているところでございますので、そのようなところから残り時間を対象にして開催する等々で、差異があり得るところでございます。

そういったところをどのように検証していくか、というところが16ページでございまして、時間前断面での同時市場の重要性という部分に関しましては先ほどからご議論がありましたように、そういった時間断面にかけて生じ得る需要の変動や再エネの変動、こういったところに対してSCUCロジックがきちんと時間内で計算を出せるのか、そして、最適化結果をきちんと出せるのかが大事であらうというところから、そういったところの検証を行ってきたところでございます。

追加的な検証といたしまして、時間前の断面に関しましては、現行と同様にザラバ方式を採用する案もあったかというところでもございますので、こういうところの対比、あるいは、SCUCロジックの最大の難点はやはり計算時間がかかることと思っておりますので、こういったところ、収束のための工夫が図れないのかというところで、検証を取り組んだところでございます。

それらの全体像が17ページでして、下の表に書いてございますように、前日の時間前同時市場、当日の時間前同時市場での検証項目でしたり、あるいは右側の追加論点と、今回少し長大ではございますが、この6つの内容に関しましてご報告をさせていただきます。

まず1つ目、前日の時間前同時市場の検証でございまして、こちらは昨年8月に一部のケースに関しましてはご報告済みでもございます。当時は、前日24時間を回すケースに関しまして、需要変動を模擬したケースをご報告差し上げたところでございます。今回のその続きで、再エネ変動を模擬したケースのご報告でございます。

需要変動と再エネ変動の大きな違いについてのイメージですが、22ページ左下にも書い

てございますように、一般的な需要変動は 24 時間全ての時間帯で生じますが、再エネの変動に関しましては、やはり太陽光が中心ということを考えますと、夜間帯がそれほど変動しない一方で、昼間帯は、需要変動の比ではないくらいドラスティックな変動が起こり得るところでございます。こういった特徴に対して、一定程度の余力を確保した上で S C U C ロジックが追従できるのかが、重要な検証項目であるところでございます。

検証のケースを 24 ページに示してございまして、主には上段の夏季高需要帯と下段のゴールデンウィークの低需要帯、そういったところで再エネが上振れしたケース、下振れしたケースにおいて検証を実施したところでございます。

ここで特徴として書いておりますのが、真ん中にございます初期値でございまして、これはどういうことかと申しますと、こちら時間前の市場でもございますので、その直前というところでは前日の午前中ぐらいに開催いたします、前日同時市場の約定結果があるところでもございまして、これがそのまま時間前断面の最適解になるというわけではございませんが、約定結果を引き継いで計算をリスタートするというところで、スムーズに解を探索できるのではないのかということを期待して、こういった設定をしているところでございます。

結果は 26 ページ以降でございまして、まずは収束性をお示しします。こちら先ほども申しましたように、前日同時市場の約定結果を引き継ぐというところで、スムーズな解探索につながる期待のとおり、定量的な評価におきましても、計算時間が短くなっていることが確認できたところでございます。一部のケースに関しまして、最後の詰めで時間を要したケースもございますので、こういったところは今後の課題かと思いつつも、定性論的に全体の傾向として短くなったことを確認できたところでございます。

もう一方、時間前同時市場において重要なところが、先ほども申しましたように、変動に対してしっかり追従できるのかというところでございます。こちらに関しては 30 ページ以降、電源ラインナップ、そして、出力配分の調整によって追従できたかを示しているところでもございます。こちらは再エネの変動に対して、起動停止が間に合う電源で、主には M A C C ・ A C C の追加起動等々によって対応できている。そして、残りの電源に関しては、各電源の出力配分の調整で最適化の結果をお示しできているところで、想定どおり動いたことをお示ししているところでございます。

続きまして、当日の時間前同時市場の断面でございまして、こちら下段に書いてございますように、需要変動の模擬、再エネ変動を模擬したケースの検証をやっていくところでございます。その前に、右下にも書いてございますように、そもそも S C U C というものがあるいろんな種類があり得るという話の中で、先ほどからご議論いただいておりますように、週間以降、そういった最適化の計算は連続性をもって実施していくというところでもございますので、こういった週間のロジック、前日のロジック、そして、当日のロジックが、そもそものような関係性にあって、どのような時間断面で、どのようなデータを引き継ぐのかというところを整理の上で、検証の前提条件といえますか、そういったところを進めていく

ところでございます。

そういった観点で、まずはSCUCロジックのデータの引き継ぎについての整理から進めるところでございまして、その前提条件といたしましては、基本情報でございますが、そもそもSCUCロジックで何を回しているのかというところから整理しているというところでございます。こちら記載してございますとおり、SCUCロジックは需給バランスの制約、送電容量の制約、 ΔkW の確保制約等々、そういった制約条件を満たすように回しつつ、Three-Part 情報等を基に全体のコスト最小化というところで、電源起動や、出力配分、そういったところを決定するところでございます。

こういったところのイメージをもう少しを分かりやすくしたのが、37 ページでございます。左側の値が起動停止や発電機出力、あるいは揚水の水位、こういったところは最適化の結果として出てくるものとして示してございます。右側のパラメーターは、ロジックを回すにあたり事業者さまから提出していただくThree-Part 情報、あるいは最新の想定に基づく需要、再エネの出力、そういったところを与えることによって計算を回すというところで、大きく2つの取扱いがあることを示しているところでございます。

また、ロジックの連続性という観点では、39 ページにも書いてございますように、同じ時間帯、例えば翌日の24時間のところを改めて回し直すという意味での連続性もあれば、右下の図にも書いてございますように、昨日の結果の最終断面が次の日の最初の値になるというところで、こういったところは時間的には連続的に流れているところでもございしますので、ここの連続性を担保しておかないと、そもそも実需給の流れるような動きは実現できないことから、このような連続性も大事になってくるというところでございます。

変動し得る変数とパラメーターをどのように引き継ぐのかを類型として整理したのが、41 ページでございます。同じ時間帯に関しましては、先ほどの前日の検証でもございましたように、直前の市場の結果を参照すると、解がスムーズに探索できるというところでは①の形があり得る。あるいは、需要変動等々の状況の変化について、パラメーター情報として更新するべきところは更新した上で次の計算を行う②の形があり得るところでございます。また、連続的な時間等に関しましては、直前の情報を次の断面の始端の情報として引き継ぐというところで、③のような引き継ぎの形態もあり得るところでございます。

こういったところ、実際の時間断面においてどのような体系になるのかを42 ページ以降に、過去の一般送配電事業者の方々がこういった考え方でもってオペレーションを回していたのかから整理しました。

こちらは過去の中給の当直者の方々が、いわゆる経験則に基づいてやっていたところを落とし込んだものでございます。まずは週間の考え方からでございますが、こちらは太字で書いてございますように、比較的起動時間を要する電源を起動させておく必要があったり、あるいは1週間単位で揚水の水位の管理把握であったり、そういった目的で1週間の計画を立てていたところでございます。

一方、本格的な計画になりますと、前日以降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、前日の午前中、あるいは夕方断面で翌日の 48 コマの計画を立てるところ、こちらに関しては、コマごとの精緻な計画について最新の予測データ、あるいは週間計画から引用するデータ等々を用いて作成していたところでございます。当日に入りましたら、その後も当然さまざまな予測がはずれ得るところもございますので、こういったところも日をまたいでから都度補正をする形で回していたのが、実態であったところでございます。

S C U C ロジックに関しましても、こういったところが参考になるのではないかと考えてございます。46 ページにも書いてございますように、各断面で回す S C U C ロジックが、先ほどもご紹介申し上げた過去の運用において、いわゆる週間の計画、翌日の計画、そして当日の計画と言われますところと、ある意味では目的等々含めて合致するのかなと考えておりますので、先ほどのようなデータの引き継ぎに関して、そういったところを参照しながら、ロジックも整理してみたところでございます。

49 ページ以降、それらの週間から前日、そして当日にかけての動きを改めて見える化したところございます。内容的には先ほどと共通でございますので、少し飛ばさせていただきます。全体的なところをまとめたのが 54 ページです。図だけ見ると少し複雑なところもあろうかと考えてございますが、時間的な流れとロジックを連続で回すというところに関して、こういった形になるといったところを、まずは整理させていただいたところでございます。

こういった関係性を踏まえた上で当日の時間前同時市場の検証に入るのが、55 ページ以降でございます。時間前同時市場自体を何時間おきに開催するのかはこれからの議論ではございますが、一例として当日の 0 時、6 時、12 時、18 時の断面で回した時にどうなるのかということを検証したところでございます。

各断面を回すに当たり、先ほどの考え方のおり直前の市場の結果を初期値として運用しながら、起動停止に関しましても残り時間が少なくなってくると思えば、自然と起動停止ができる電源の態勢が少なくなってくところで、そういったところの特徴も模擬しています。

そして、一番下段にございますのが k W h の始端、終端で、こういったところを先ほどの関係性に基づきデータを引用しながら、55 ページでの需要変動の模擬のケース、そして、56 ページでは再エネ変動の模擬のケースで設定をしてみたところでございます。

59 ページ以降に、需要変動の模擬の検証結果を示しております。こちらは先ほど来ご紹介しておりますように、主に当日の時間前同時市場の特徴である、そもそも計算する対象のコマが少なくなっている、あるいは残り時間が少ないことを考えますと、そもそも起動停止の対象電源自体が少なくなっているところもございますので、その解の探索の組み合わせ自体が少なくなっていることでもございますので、計算的には早く終わるであろうと思っていたところ、実際に検証しますと、下の図にも書いてございますように、前日 24 時間回すケースに関しては数時間程度かかったところ、当日断面では分オーダーや秒オーダーと

なり、相当程度短く計算することができたところでございます。

一方で、起動停止の対象電源の選択肢が少ないということは、なかなか追従がしづらい可能性もあるのかというところでもございますので、そういったドラスティックな変動に対応するべく電源の可能な起動停止を組み合わせつつ出力配分で追従できたのかというところが、61 ページ以降だということでもございます。こちらでも需要変動のケースに関しましては電源起動の実施、そして、出力配分の調整というところで対応できておったというところで、想定どおり動いたというところが確認できたところでございます。

もう1点、再エネ変動に関しても66 ページ以降で検証をしたところでございます。こちらでも再エネの上振れ、下振れということで、ケース数自体は多くなっているところもございます。傾向的には先ほどと同じかと思っております、下の表をご覧くださいとおりではございますが、24 時間回す前日の断面では相当程度時間がかかっていたところ、当日の断面に入ると分オーダー、秒オーダーで高速に回っているという結果は変わらなかったところでございます。

そして、同じく再エネ変動にしっかり対応できるのかという観点に関しまして、69 ページ以降に電源の起動停止の変化、あるいは出力配分の変化をお示したところではございますが、こちらでも正しく追従できたというところで、想定どおりの結果が得られたところでございます。

続きまして追加的な検証でございまして、冒頭申しましたように1つがザラバとの比較、もう1つが時間のかかっている24時間回すような断面での収束性を高める工夫でございます。

まず、ザラバとの比較でございます。こちら現行のザラバ方式は、各処理をするに当たり、地域間連系線に影響を与えないようにという観点で、広域機関システムとも連携のほうをいたしまして、都度空き容量をチェックした上で問題なければマッチングされる、そういった仕組みになっているところでございます。

こちらの言い方を変えますと、連系線の混雑は考慮できている一方、地内の混雑は考慮できていないというところもございますので、そういったところ、前日の同時市場におきましては地内制約も考慮した上での約定処理を行っている一方、時間前の断面で需要が変動した際にその追加の処理、地内の混雑を考慮せずにマッチングを処理すればどうなるのかをシミュレーションしてみたところでございます。

結果は、78 ページにも書いてございますように、ある意味では自明な結果ではございますが、そういった前日から時間前の断面にかけて生じ得る需要変動等に関して、地内の制約を考慮せずに処理を行いますと、当然改めて地内の混雑が発生するというを書いております。こういうところから、やはり技術的にできるのであれば、時間前断面に関しましては前日と同じくSCUCを回し続けるというところが、技術的には優れているのであろうということが、お示しできたかなと考えているところでございます。

最後は、一部固定化の考え方ということでございまして、これはどういったことを言って

いるかというふうに申しますと、こちらは前日の同時市場で一定程度起動停止という結果が出てくるといってもございますので、その後需要が増加する、あるいは減少するというケースに関しまして、単価が安い電源であれば起動したままで良いのではないかと、あるいは単価が高い電源であれば停止したままでないかと、そういうところも一定程度予見できるのではないかと考えてございます。そういったところをゼロイチの選択肢があり得るという状態で再計算回すというよりかは、そういったところを固定して回すことによって、最終的な最適化の結果には影響を与えずに、計算時間だけを短縮できないのかという工夫を実施したというところでございます。

そういったところ、こういった傾向があり得るのかということをもまずはつかもうというところで、簡単な2つの地点を用いた試算をしたというところが、81ページ以降でございます。下の図に書いてございますように、まずは地点Aから地点Bというところで、赤字のような前日同時市場の約定結果があったとした上で、その後各系統におきまして需要が増えた、あるいは減ったという断面で、起動済み電源の起動の蓋然性、あるいは停止済み電源の停止の蓋然性というところがどうなるのかというところを、スタディーしてみたというところでございます。

1つ目のケースが82ページでございまして、こちらはどちらの系統でも需要が増えたケースだということでもございます。こちらは非常にシンプルなケースというところで、各需要の増加に対しまして、それぞれの系統で追加並列等も用いて対応しようという形になるかというふうにも考えてございますので、そうなりますと、下の図に書いてございます赤字の電源ですね、前日の同時市場で起動しておった電源は、時間前の断面でも起動したままである蓋然性が高いというところが、傾向として見えてくるというところでございます。

ケース2が、少し組み合わせ的なケースになってまいります、地点Aというところで混雑系統のほうで需要が減少する、そして、地点Bでは増加するケースというところでございます。こちらに関しましては、右側の非混雑系統に関しましては、先ほどと同じく起動済み電源は起動したままかというふうに考えてございますが、左側に関しましては需要が下がる系統でもございますので、こちらは起動しておった電源も、抑制のために停止することもあり得るかというふうに考える一方、ここでいう4円、5円電源のように、前日同時市場の断面で停止しておった電源というところは、停止したままという可能性が高いかなというふうに考えているところでございます。

続いてが組み合わせを逆にしたケースでございまして、地点Aでの需要が増加するケース、地点Bでの減少するケースというところでもございます。こちらは次のページにもございますように、少しバリエーションがあらうかというふうにも考えてございます。地点間を結ぶ送電線の潮流の向きというところが変わらない前提であれば、このページに書いてございますように、需要が減少するところは停止したままの蓋然性の高さ、そして、需要が増加する系統に関しましては、起動済み電源は起動したままかというふうに考えているというところでございます。

一方でというところで、そもそも地点間を流れる潮流が変わるケースというところもあり得るかというところが、85 ページでもございます。こちらでお示ししておりますところは、左側の地点Aに着目いただければというふうに考えてございますが、混雑系統で需要が上がったとしても、地点Bから受電をする、そういった断面もあり得るかというふうに考えれば、必ずしも起動済み電源を起動したままかということは、言い切れないということを示しているというところでございます。

最後はケース4で、両方の地点共に需要が減少するケースだということでもございまして、こちらは改めて簡単なケースに戻るというところではございますが、両方の系統共に需要が減るということであれば、停止中電源は停止したままかと考えているというところでもございます。

以上のスタディーに基づきまして、傾向を示したのが87 ページでございます。こういった傾向が一定程度言えるのかなというふうに考えてございますので、あとはS C U C ロジックにおきまして取得できる情報を基に、どういうふうにロジックに落とし込んでいくのかというところの整理を行ったというところでございます。

次の88 ページにも書いてございますように、情報としては混雑系統ごとの需要の増減というところの把握も難しいのかなとも考えてございますので、こういったところの把握可能な情報としては、エリア全体の需要が増えたか減ったか、そういったところかなとも思っております。そうなりますと、エリア全体の需要が増えたケースにおけます共通的な傾向、あるいは減少側の共通的な傾向というところで、赤で囲ってございますように、需要が増加したケースに関しましては、非混雑側に関しましては、起動済み電源は起動したままというのが言えるのかなと。また、エリア全体の需要が減少したケースに関しましては、非混雑系統の停止中電源は停止したままということが言えるかというところで、こういった共通傾向に関しましては、固定化の考え方を適用しても問題ないかというふうに整理をしたというところでございます。

こういったところを実際にS C U C ロジックでどう実現するのかというところが、89 ページ以降というところでございます。まずはそもそもこの考え方を適用する混雑系統、非混雑系統というものをどのように特定するのかというところからロジックの開発を始めたというところでもございます。1つのロジックとして考案したのが、下のようなイメージで、まずはS C U C 計算を行いますと、混雑処理を行った過程の中で、各送電線の潮流の計算結果が出てくるところでもございまして、ここで送電線の潮流が運用容量に合致していることは混雑処理を行った上での結果でもございますので、ここが混雑していた箇所だというところの特定はできようかと考えてございます。

そのうえで下の図で言いますと、50 分の50 と書いておりますところの右側、左側、どちらが混雑系統でどちらが非混雑なのかということ特定するに当たりましては、地点ごとの限界費用を算定しますと、基本的には混雑が起きているほうが、限界費用が低くなるということでもございますので、そういったところから、ここでいうところの5.0 円のほうを混雑系

統と特定しまして、同じ価格帯でグルーピングを図っていくと、混雑系統の特定が可能ではないかと考えたところでございます。

このようなロジックを構築してみた上で、日本全部の系統で実際のロジックを回した結果が 91 ページでございます。少し分かりづらい図になっているところでございますが、各グラフにおける横軸が時間コマ、縦軸がノード番号を示しております。同じような色になっている時間帯に関しましては、当該エリアに関しては同じ傾向でございますが、同じエリアの中でも色が分かれているところに関しましては、地内で混雑が発生して分断している、そういう状況を示しているというところで、おおむね地理的に近くのノードでのグルーピングができていたことが、確認できたところでございます。

ただ、こちらもう少し今後の確認が必要と考えてございますのが、先ほど構築したロジックが、あまり系統構成（トポロジー）のつながりを考慮していないというところもございますので、レアケースではございますが、限界費用が一致というところでグルーピングのほうを図っていきますと、本来地理的には大きく離れており、系統的につながっているはずもない箇所に関しましても、同じグループと判定してしまう。そういったところもあろうかということもございますので、こういうところに関しては、今度ロジックを精緻化する過程におきまして、詰めていきたいと考えているところでございます。

今回は粗々でございますが、開発したロジックを用いまして、先ほどの考え方を適用した際にどういった傾向になるのかを、以降のページでお示しするところでございます。

99 ページから、まず需要変動に対して実施したケースでございまして、こちらは下の表も見ていただければと考えてございますが、上段が高需要帯、下段が低需要帯で、こういった一部固定化の考えをせずに全てフリーで回しますと、やはり 24 時間計算しますと、数時間かかるころではございます。一部固定化したところでは、想定のとおりではございますが半分以上の時間になったところで、やはり効果が出たところでございます。

一方、計算時間が早ければいいという話ではなく、それプラス最適化の結果に影響を与えないということが大事だということでもございますので、そちらに関しましては 101 ページ以降で電源ラインナップ、そして、出力配分の量で確認しているところでございます。この下の図に関しましては、左側が全てフリーで回した状態、右側が一部固定化の考え方を適用したところで、右側の図でいうところの白い棒が固定したところを指しておりまして、ご覧いただいたとおりではございますが、フリーであったとしても起動する電源は起動したままでございますし、停止のところは停止というところで、とにかくちゃんと固定すべきところは選定できたと考えているところでございます。結果として起動停止の台数、そして、出力配分の量はほとんど変わらなかったところで、問題なく構築できたと考えたところでございます。

105 ページが再エネ変動のケースで同じことをやったケースでございまして、こちらにも収束性に関しましては、先ほどと同じく半分以上の時間になったところを今回得られたというところでございます。追加で得られた示唆といたしましては、ここで言う下から 3 つ目、

4つ目のケースに関しまして、一部固定化したほうの時間が長くなったケースがあったところで、こちらに関しまして少し深掘りして検討したところでございます。

原因としましては、やはり最適化を進める過程におきまして、収束が難しくなる断面もたまにはあるところもございますので、一部固定化するリソースの考え方というところも工夫の余地があるのではないのかというところでございます。具体的には、火力のような電源に関しては、起動とか停止というところが非常に分かりやすいというところではございますが、一方、揚水に関しましては、起動、停止と一概に言えるものでもなく、発電、停止、そして充電というところで、そういったところで連続性を持って変動しているリソースでもございますので、揚水は固定しないほうが計算時間が早く出るような示唆も得られたところでもございます。こういったところは、電源の特性に応じて使い分けるところも一案かと考えているところでございます。

また、先ほどと同じように電源のラインナップ、あるいはその出力配分に与える影響に関しまして、固定すべきところはうまく選定できたかというところは変わらなかったところで、問題なく結果が得られたというところでございます。

ここまでの検証結果でございまして、技術検証会におきましては、細部にわたってご議論いただき、頂いたご意見に関しましては多岐にわたるというところでございますが、こちらは結果自体に否定的な話があったというわけではなく、おおむね方向性は問題ないかというような確認を頂きながらも、今後詳細検討をしていく過程におきましては、こういった考え方もあるのではないかと等々のアドバイスもさまざま頂いたというところでもございます。そういったところを今後の考え方にしっかり生かしていきたいと考えてございます。

本日、本検討会におけます報告事項の結論といたしましては、120 ページに書いてございますように、一通り全ての検証は終えたかというところで、全ての検証項目、一定程度問題ない結果が得られたと考え、そういったところから時間前同時市場、その基本ロジックは構築できたと考えているところでございます。まずは検証Aといたしましては、いったん完了とさせていただいた上で、先ほども申しましたとおり、今後実装に進んでいく過程におきまして、しっかり頂いたアドバイスも含めて深掘りしていきたいと考えているところでございます。

最後がまとめと今後の検証でございまして、本日は表一覧の一番下を検証したところで、次回以降、緑で囲った項目を、改めてご報告させていただきたいところでございます。

こちらの資料の説明に関しましては以上となります。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、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か。横山委員お願いします。

○横山委員

ありがとうございます。時間前の同時市場の詳細な検討をしていただきまして、大体理解がよくなりましたと思います。

また、中間取りまとめ以降、この検討、検証Aをずっと進めていただいて、特に技術検証会の皆さんに詳細に検討していただいて、ご議論いただいた後ろのほうの議論の様子を拝見させていただいて、しっかりやっていただいて、もう私は何も申し上げることはないのかなと思いました。

1点だけちょっと確認させていただきたいことは、最後のところで今後の検証課題を書いてあるところがございます。122枚目ですね。そこで、今後の検討項目①の買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジックというところで、私の理解では、今回は需要家側の曲線は価格弾力性が考慮されていないということだと思うのですが、前日の同時市場では価格弾力性を考慮して約定価格を決めると。その後の時間前市場になった時に、価格弾力性は考慮するのかしないのかというところで、計算時間が大きく変わってくると思います。また、それをほんとに考慮する必要があるのかと。量だけで足らない部分、前日で確保した部分であと足らない部分、余った部分を取引するという意味では、価格弾力性は必要なのか、どうなのかというところ、私の理解で正しければ、それを考慮するのか、しないのかっていうことも、今後検討されるのかどうか、お聞きしたいなと思いました。

必ずしも計算時間と、それから、前日の同時市場の取引以降のことを考えると、考えなくてもいいのではないかなと。そのほうがいいのかなというような気もしますし、また、経済性で差し替えもしなきゃいけないという事業者さんがいるなら、やらないといけないのかなと思いますし、その辺のところを教えていただければと思いました。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。その他ございますか。秋元委員、お願いします。

○秋元委員

ありがとうございます。非常に大変なご検討をされていて、同時市場の検討会が止まっている間も相当ご努力されて、大変な作業をされていたと理解しました。基本的には引き続き検討していただければと思いますし、ただ、他方で相当難しいことがたくさん残っているかなという感触もあり、ただ、すごくイノベティブなことをされていると思っていますので、頑張っていただきたいと思いました。

その上で混合整数計画を解いた経験があり、もうだいぶ前になりますが、やっぱりなかなか解けないことがある時に解空間を狭めたいと思うので、ルールベースを導入して解空間を狭め、解きやすくするというのは王道のやり方と思っていて、そのようなことを今回も試行されたと思います。そういう面で王道だと思いますし、問題ないかなと理解しています。

他方で、やはりルールベースを導入したからといって、一部計算が長くなったというケースの報告もあって、私の経験からもそういうことはありまして、なかなか思っているように短くならないケースが突然現れるということもあると思います。そういった場合にどう対応していくのか、引き続き検討は進めていただきたいというふうに思います。それが1点で

す。

もう1点は、やはり解きにくいので、ルールベースをたくさん導入していくことを、今後
もいろいろ進めるに当たって壁にぶつかっていくことがあると思うので、ルールベースを
導入していくことになってくる可能性もあるかなと思っていますが、そうした場合にだん
だん同時市場の本来こうあってほしい完全な最適化みたいなところから外れてきて、何か
現状やっていることとあまり大差がなくなってきたりしないかと。要はルールベースって
いうことは、特に今の中で部分的に考えていっても近いものが出てくる可能性がなきにしも
あらずということもあると思うので、そのあたりよくプロセスを進める中でしっかり確認
をしながら、引き続き検討を進めていただければと思います。非常に大変な努力いただき
まして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。その他ございますか。それでは、事務局からコメントや、
ご回答をお願いいたします。

○下根マネジャー

委員の皆さま方、大変貴重なご示唆のほうを頂きましてありがとうございます。

まず、横山委員に頂きましたところでございますが、まずは前日の同時市場というところ
は、当然買い入札を考慮したロジックが必要であろうというところと、その後の断面でござ
います時間前同時市場に関しましても、こちらは次の資料5でもご議論いただこうと思
ってございますが、言及いただきましたように事業者の経済差し替えやポジション替えも
あり得るかと思えば、買い入札を考慮したロジックというところも一定程度必要かと考え
てございます。

そういった観点では、時間前同時市場のロジックにおきましても、買い入札を考慮した場
合の検証も必要になってくるところではございますが、こちらは検証のステップといたし
まして、全てを網羅的に入れた上で検証すると、なかなかうまくいかない時に何が原因か
というのがつかみづらいところもございましたので、そういった観点で検証項目を分けて、一
つ一つ分解して進めているというところでもございます。買い入札を考慮したところの傾
向に関しましては、次回以降お示ししていきたいとも思ってございますので、そういった
ところで併せてご確認いただければと考えております。

続きまして、秋元委員に頂きましたところも、ご指摘のとおりと考えてございまして、今
回一部固定化というところで、一定程度傾向が見られるというところを固定してやって
みると、おおむねいい結果が得られたのかなというところではございます。ただ、そういった
ところをあまりやり過ぎると、本来の最適化から外れる可能性もあるというところは、ご指
摘のとおりと考えてございます。このあたりは今回のようにしっかり最適化していて、崩れ
てないことの確認も大事かとも思っておりますし、あるいは、全てが全てルールベースで対
応するというよりかは、これプラス同時最適、そういったところのさらなる高速化の工夫と
いうところも、今後の検討の余地としてはあろうかと考えてございますので、そういった意

味ではまだまだ課題があるというご示唆、アドバイスのとおりかなと思ってございます。新たな方法というところの組み合わせに関しまして、今後しっかり検討していきたいと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。

基本的にこの検証は非常に少人数でやっている検証でありまして、それでもこういう結果が一応出ますという、そのような解釈していただければ良いかと思います。基本的に実際に使っているアメリカのISOなどは、その辺の工夫を、アルゴリズムへの工夫を重ねていて、実務的に大丈夫といった感じになっているようでございますので、それに向けての努力はまた別途日本でもやる必要はあるのかなと思います。

いずれにせよ、時間前市場で1時間も解くのかかかっていては話になりませんので、これは抜本的な改善が当然期待されてしかるべきというか、期待しないと使いものにならないといった感じかと思っておりますので、その辺のご理解をお願いいたします。

(3) 市場価格算定方法（検証 B）における検証の進め方について

○金本座長

それでは、3番目の議題に入らせていただきたいと思います。これは市場価格算定方法、検証Bにおける検証の進め方についてです。事務局の広域機関から資料5の説明をお願いいたします。よろしくお願いします。

○下根マネジャー

広域機関事務局の下根でございます。引き続き資料5の市場価格算定方法、検証Bの検証の進め方に関しまして、ご説明をさせていただきます。

こちら2ページが背景でございます。そもそも検証Bとしては、いわゆる市場価格の算定方法は、いろんな方法があり得るところでもございまして、各方法をとった時に、市場価格にどういった影響があり得るのかを、年間通じたシミュレーション等々を通じて、傾向をお示しして、そういったところの方向性についてご議論させていただいたところでございました。

こちら先ほどの検証Aと同じくというところで、昨年8月断面に関しまして、いったんは中間の取りまとめをご報告させていただいたというところではございますが、一方というところで、その時点に関しましてまだ検討できていなかった、そういった項目もあろうかというふうにも思っておりますので、今回改めて同時市場の検討を深掘りしていくというフェーズに入りましたので、そういったところ、追加の論点もあり得るところで、どういった論点があり得るのかと、それらの検証の進め方を、今回ご説明させていただくところでございます。

まずは中間取りまとめに至るところの検証の振り返りというところで、時間もございませんので簡単にはございますが、先ほど申しましたとおり検証Bは、同時市場の仕組みを具体化する上で、実現性・妥当性の議論をするにあつての、市場価格算定方法の価格影響の検証をするところでございます。

これまでは、大きく7ページにあるようなところでの検証をしてきたというところで、 kWh 、 ΔkW 、それぞれの市場の計測、比較検証や、それに伴い発生するアップリフトの多寡の検証を2軸において、時間断面に関しまして、前日断面、時間前断面、インバランスの断面、そういったところの検証を行ってきたところでございます。

具体的なデータの作成やロジックの概要は飛ばさせていただきます、中間取りまとめの方向性だけを簡単に説明させていただきますと、17ページに書いてあるところを取りまとめた内容でございます。

この点、オレンジに書いております kWh に関しましては、一定程度イメージが湧いたかなと考えまして、具体的には前日の同時市場に関しましては、同時最適化のシャドウプライスによって kWh の価格をつくり、以降の時間帯に関しまして、同じような方法で算定した上で差分の決済を行うところで、分かりやすいのではないのかと示したところでございます。

一方、中段の ΔkW がさまざまな課題があったかと考えてございます。具体的には ΔkW の価格要素に関しましては、起動等に関する費用を含んだ機会費用と、あるいは抑制に伴う逸失利益、この両方があり得るところでございますので、そのような異なる価格要素が混在している状況下においてシンプルプライスにすると高騰する懸念があったところ、あるいは、各時間断面の差分決済を行うと、なかなか整理が難しかった課題があったところでございます。

そういったところを受けまして、今後の検証の論点が第2章でございまして、20ページの下の図に書いてございまして、前日の同時市場だけではなく、時間前の断面に関しまして、事業者の入札に応じた計算自体が必要なのかなと考えてございます。その中で灰色の吹き出しが、以前の中間取りまとめで示したところでございます。

他方、論点というところに関しましては、リード文を見ていただきますと、大きく3つほどであろうかと考えてございまして、1つ目が地内混雑発生時の kWh の価格。2つ目が先ほども申しました ΔkW の諸課題に関する深掘り。そして3つ目が少し古い議論にさかのぼりますが、TSO想定需要に基づく電源起動、その関係性をどのように整理するのかという論点が残っているところでございます。

具体的な内容に関しましては、次のページ以降で考えてございまして、まずは1つ目が地内混雑発生時の kWh の価格でございます。こちら概要だけは以前にも示していたところでございまして、同時市場の検討会に関しましては、いわゆる現行制度、9エリアでの9つのエリアプライスが算定される、そういった制度をベースに検証をしてきたというところでございます。

他方で、これまでもいろいろお示ししてきたように、今後地内混雑は当然発生し得るところで、最終的なディスパッチに関しましては、SCUCの結果によって混雑がないように持ち替え処理を行うというところでございます。

ただ、そういった結果になったあかつきに、市場の価格をどのように算定すべきなのかの検討が未着手でありましたので、今回こういった方法があり得るのかを、海外事例を参考にしながら考えてみましたので、そういったところの進め方をお示しするところでございます。

23 ページ、まず海外の動向でございます。このあたりはディスパッチにSCUCを用いている、北米を参考にしようというところでございまして、具体的にはPJMとか、あるいは今回カナダが特徴的な方法を取っていたというところでもございますので、このあたりをまずはご紹介をさせていただきたいと考えるところでございます。

まずはPJMでございます。PJMはご存じのとおりいわゆるノードル制が導入されているエリアでもございますので、ディスパッチ自体に関しましては当然系統制約を考慮したSCUCを行っているところでございます。その結果に基づきまして、ノード単位のLMPも算定しているところでございます。この算定したLMPに基づきまして、発電単位に関しましては、ノード単位の精算が行われている実態があるところでございます。

ただ一方、意外と需要側に関しましてはそうではないということも見てきたところでございまして、28 ページに書いてございますように、全てのノード、需要というわけではないのですが、9割程度の需要に関しましては、ノード単位という形よりも、むしろノードを集約したゾーン単位で入札、精算が行われている実態があるところでございます。

こちらノードを集約したゾーン単位で入ってきた札をどのように扱うのかということに関しましては、SCUC、潮流計算自体は実施する必要があるというところでもございますので、過去実績等を用いまして各ノードにまずは分配すると、その上で最適化計算を行った上で、結果としてノード単位のLMPは算定されるというところでございます。最終的に精算に使う価格に関しては、先ほどの分配係数から割り戻した加重平均単価という1つの単価をつくることによって、いわゆるゾーンの1つの単価をつくっているところでございます。

もう1点、カナダの方式でございます。こちらはいわゆるTwo-schedule systemが導入されているところでございまして、このTwo-schedule systemとはそもそもこういったものなのかと申し上げますと、簡単に申しますとディスパッチのためのSCUCと、価格算定のためのSCUC、この2つのシステムを持つという発想でございます。

下の図に書いてございますように、ディスパッチ自体は当然混雑を残して続きを迎えるわけにはいきませんので、系統制約を考慮してSCUCを回すというところは変わらないところではございますが、価格を算定する断面に関しましては、こちらは1つの単価をつくる目的に基づいて回しているところでもございますので、系統制約を無視したSCUCを回しまして、それによって1つの価格を算定する、そういった仕組みであったというところ

でございます。

こういったところから、今後の日本の同時市場においてこういった方法があり得るのかというところの案出しを行ったのが、32 ページ以降でございます。大きく2つほど案を挙げてございます。

1つは先ほどもございましたカナダの方式が一案かなというところでもございますので、SCUCも2つ持って、系統制約を無視したSCUCで価格を算定する。そして、系統制約を考慮したSCUCの右側のところに関しまして、その価格で精算をするという形が考えられるところでございます。

もう1点は、PJMの方式の発展型みたいなところでございまして、先ほどもございましたようにPJM、ノード単位でLMPを算定しているところではございますが、需要家の精算に関しましては、加重平均した単価で精算をしているというところでもございます。この作成した単価を需要側だけではなく、発電側にも適用しますと、関係的にはエリアプライスを1つつくっていると見なせるのかなとも思っておりますので、そういった方法も案としてはあり得ると考えたところでございます。

33 ページ以降に、それらの傾向というところで簡単な試算といいますか、簡易系統に基づく定性的な評価を行ったところが、33 ページ、34 ページでございます。こちらはカナダの方式というところで、混雑なかりせばのSCUCロジックによってエリアの価格が算定されますと、それに基づきまして各電源との精算を、市場を通じて行うところでございます。

ここで見ていただければと思っておりますのが、一番右下の電源Dのような電源でございまして、これは一定程度ならしたエリアプライスになってしまうところもございまして、電源Dのように限界費用の高い電源等々に関しましては、やはり発電費用が取り漏れることもあろうかと考えてもございます。そういうところに関しましては、右下の図にも書いてございますように、市場外での補填といった仕組みの検討も併せてするようになるかと考えているところでございます。

34 ページが2つ目の案でございますLMPの加重平均の案でもございまして、こちらは傾向的にはケース1と変わらないのかなと考えております。やはりLMPプライスというところ、加重平均でならしているところもございまして、こちらと同じく右下に書いておりますように、限界費用の高い電源に関しましては、取り漏れる時間帯もあろうというところで、こういったところで補填の仕組みの検討が必要というところは、先ほどのケース1と変わらないというところでございます。

こういった大きく2案を今後検証していければと考えてございます。36 ページに書いてございますように、まずは特徴を洗い出そうという観点から、下の図に書いてございますように便宜的に東京エリアを2つに区分いたしまして、その中で混雑が発生した時にこういったエリアプライスの結果になるのかを、年間を通じたシミュレーションでお示ししていきたいと考えてございます。そういったところの結果を基に、次回以降皆さま方とご議論させていただきたいと考えているところでございます。

続きまして ΔkW の価格の話でございまして、こちらは先ほども申し上げたとおりではございますが、現行の需給調整市場の価格の構成要素、そういったところを基に、これまで検討のほうをしてきたというところでございます。この点、先ほども申しましたように、起動等に関する費用も含む機会費用と、抑制に伴う逸失利益、そういった2つの成分が混在しているところから、シングルプライスにする時の高騰の懸念、あるいは、差分決済した時の精算の難しさがあったところでございます。

この点、38 ページの下から2つ目のポツにも書いてございますように、さまざまなアドバイスを頂いたところでもございまして、そもそも同時市場というところは kWh と ΔkW の同時最適ということを考えますと、起動等に要する費用というところが、全てが全て ΔkW の価格に含めるのはおかしいのではないのかというアドバイスを頂いたところもございまして、これ自体おっしゃるとおりかなと思ったところもございまして、今回その考え方にに基づきまして少し案を追加して、検証の深掘りをしていきたいと考えたところでございます。

具体的にはというところで、45 ページ以降に案のほうを示しているところでございまして、先ほども申しましたとおり kWh 、 ΔkW 、どちらの用途にも使用される起動等に関する費用は、いったん ΔkW の構成要素から抜いた上で計算をいたしまして、それで最終取り漏れたところに関しましては、アップリフトの補填に回すという、そういった考え方であるというところでございます。

一方、バリエーション的には大きく2つあるかと考えてございますのが、起動等に関する費用とは何を指すのかという定義の話でもございまして、下のところに書いてございますように、起動費のみを指すのか、あるいは最低出力も含めた費用を指すのかというところで、大きく2案あるかと考えてございますので、お示ししてございますように、この2つの案を軸に検討を行っていきたいと考えているところでございます。

特徴的には47 ページ以降に2ケース書いてございまして、やはり機会費用を全て含まないケース1が、おそらくは ΔkW の価格が最も安くなろうかと考えてございます。

他方でというところで、これはトレードオフの関係性かなと考えてございますが、アップリフトの増加という傾向も見受けられるかなと思ってございまして、ケース2はその傾向が半々になると考えているところでございます。

こういったところに関しまして、過去の検討では、年間のシミュレーションを通じて、こういった規模感になるのかということもお示しした上でのご議論でございましたので、こちら次回以降、年間のシミュレーション結果等々も含めてお示ししながら、議論のほうをさせていただきたいと考えているところでございます。

また、先ほども申しましたように、前日同時市場以降の時間断面において、 ΔkW を取り扱うのかどうなのかというところに関しまして、先ほども申しましたように価格要素が複数あれば、なかなかこの取り扱いも難しかったところではございますが、今回考え方を少し変えてみて試算をしてみるところでもございまして、そういった断面になりますと、改

めて差分決済の考え方がどうなるのかに関しましては、併せて検証した上でお示しできればと考えているところでございます。

最後は、T S O想定に基づく電源起動の関係性でございまして、こちらは検討会のさらに前、前身の実務検討作業部会の時の議論でもございますので、少し当時の議論を丁寧に振り返りたいと考えてございます。

当時の議論に関しましては、やはり安定供給の観点からは、T S Oの想定需要に合わせて電源起動するのが合理的というように整理したところでございますが、一方でT S O想定需要よりも小売りの想定の方が大きい時に、そういった電源起動に基づく小売りに多くの売り切れが発生するのかなというのも合理的ではないという整理から、約定自体は小売りの想定に合わせるとしていただいていたところでございます。他方、そういった大小関係に基づく取り扱いでさまざまな問題が残っていたというところが実態であったところでございます。

こういったところに関しましては、海外に目を向けますと、54 ページにも書いてございますように、こちらNY I S Oの事例ではございますが、NY I S Oに関しましては、市場の入札需要を用いた黄色のロジックと並行して、安定供給維持のための I S O想定に基づく青色のロジック、そういったところも回している事例もあったところでもございます。こういったところを参考に、日本においてのやり方を深掘りしてはどうかとしていたところでございます。

また、55 ページ、こちらは少し前の検討会で扱った内容ではございますが、黄色のロジックと青色のロジックの関係性に関しましては、先ほども少しご示唆いただいたとおり電源差し替えとか、そういったところ、市場価格如何によって事業者の行動変容が起こり得るということを考えますと、そういったところも反映しないと、安定供給維持のためには不十分かなというところもございます。何が言いたいかと申しますと、青色ロジック単独で安定供給を守れるものではなく、黄色のロジックの結果如何によって状況が変わったところに関しましては、しっかりと青色ロジックに連携しないと安定供給が守れないかというところで、こういったところの連携の在り方も論点にあったところでございます。

こういったところの過去の議論をまとめましたのが、56 ページでございまして、分かりやすくまとめますと、青色ロジックは、安定供給のためにT S O想定に合わせて実際の電源起動を決めるロジック。黄色ロジックは、市場取引のために小売りの札に合わせまして価格算定を行うロジックで、そういった特徴から、先ほども横山委員にご指摘いただいたとおり、黄色のロジックでは価格弾力性のある需要を扱う必要が出てくるところでございます。

また、先ほどの想定需要の大小に関する論点に関しましては、T S O想定の方が大きい状況であれば、電源起動自体はそれに合わせてする一方、そこで追加起動したものに関しましての金銭的な取り扱いをどうするのかというところが、論点の整理で残っておったというところでございます。

逆においても論点があったところが、小売りの想定の方が大きかったケースに関しましては、市場の約定自体はそれに応じて実施するところではございますが、T S O想定に基

づく、そもそも実際には起動する必要性がない電源なのかなという予見性も立つところでもございますので、そのあたりは実際に起動させるかどうかというところも、論点であったところでございます。

こういったところの全体像を、今後日本においてどのように考えていくのかというところをお示しするに当たりましては、まずは海外事例ということも参考に、次のページ以降で整理のほうを行ったところでございます。

58 ページがP J Mの方式でございまして、こちら下の図に書いてございますように、前日の断面、Day Aheadの市場に関しましては、こちらは全て小売りの需要でクローズしているというところで、小売想定需要に基づきまして、SCUCを回しまして価格を算定して精算しているというところ。一方で、前日市場が終わり次第、前日の14時ぐらいからリアルタイム市場が始まるというように定義がされてございまして、このフェーズがP J M想定需要に合わせまして、安定供給のための電源態勢の補正、あるいは最終的なデイスパッチに伴う価格の算定を行っているところでございます。

こういったところを先ほどの黄色と青というところの関係性に落とし込んだのが、61 ページでございます。Day Aheadの市場は全て黄色、それ以降の時間帯は全て青というところで、こういった時間の前後というところで関係性が分かれるという、非常に分かりやすい構造になっているところでございます。

一方、これから日本が目指そうとしているところは、こういった形になろうかというところを63 ページに示しているところでございます。先ほど来ご議論がございましたように、前日の同時市場で事業者の札に応じて計算をすることが必要である一方、それ以降の時間に関しまして、事業者のポジションを調整する市場が必要かというところで、黄色のロジックはゲートクローズまで実施の必要があらうかと考えてございます。

他方、安定供給の観点から青色のロジックで、前日断面でTSO想定に合わせて電源起動を行うところでございますが、当然そのTSOの想定自体も変動し得るということを考えますと、それぞれの時間帯に関しましては都度補正を行う必要性、それで最終的に実需給に繋げる必要性があらうかと考えてございます。こういった連続する時間帯に関しまして、青と黄色が並行するところが、なかなか世界でも類を見ないところなのかなと思ってございますので、このあたりをしっかりと整理する必要があるところでございます。

以上、説明させていただきました、3つの論点を全体像に落とし込んだのが65 ページでございまして、中間取りまとめの中では灰色のところを一定程度お示ししたところではございますが、併せてというところで、今回ピンクの吹き出しをお出しするというところでございます。

こちらをご覧いただければお分かりのところかと思っておりますが、各論点に関しましては、一つ一つそれを個別に整理するという話ではなく、それぞれが相互に影響し合うという関係性であるというところでもございますので、こういった観点から各論点を整理するに当たりましては、制度全体を俯瞰しながら、整合性、連続性、そういったものを踏まえ

た議論を行っていきたいと考えているところでございます。

最後のページは、以上の内容をまとめたところで、次回以降、こういった論点に関して着手していきたいところを申し上げておりますので、説明は割愛させていただきます。

説明に関しては以上となります。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、質疑応答の時間に移ります。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、Web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。それではどなたかございますか。横山委員、お願いします。

○横山委員

ご説明ありがとうございました。私は1点だけコメントさせていただきたいと思います。

地域内系統混雑を考慮した価格算定のところでございます。事務局のご説明では、33 スライドのカナダIESO方式と、34 ページのLMPの加重平均価格、これはPJMでの方式ですかね。その次の35 ページの米国のISO方式っていうのは参考ってことで、これご説明を省かれましたが、33、34、35 を比較してみますと、35 ページの米国ISO方式も、いわゆる市場外での補填というものがなく、非常に合理的にできているような気がして、発電のゾーンに分けるという、混雑しているところでゾーンを分けることはやるわけですが、今の日本でも9エリア、混雑すればエリアごとに分けて価格が決まるわけですから、それを地域内でまたもう1つ何かゾーンをつくるというような、2つに分けてゾーンをつくるというようなイメージで、非常に合理的な考え方で来ているような気がしまして。これ参考と書いてありますが、これも何か1つ検討の対象になるのではないかなと思いました。そういう意味で皆さんのご意見を聞きながら、この辺も検討していただければよいのでは、というのが私の意見です。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。JERAの東谷オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○東谷オブザーバー

JERAの東谷です。同じく地内混雑発生時のkWh市場価格算定について、コメントさせていただきます。

現行制度と同様に全国9エリアでのエリアプライスを算定するという前提に立つと、まだ日本では導入されていないノーダル制を前提としたPJMの仕組みを参考に、ケース2のようにLMPを用いることに違和感があります。地内の系統混雑管理の選択肢として、市場主導型にも柔軟に対応できるように技術検証を行うことに関しては、全く異論はありませんけれども、制度としてこれを組み込むかどうかに関しては、慎重な判断が必要と考えます。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。市村オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○市村オブザーバー

ありがとうございます。今日のこの資料は大変私も勉強になりました。特にカナダの事案は実は私も不勉強で存じ上げなかったので、大変興味深く拝聴いたしました。

その中で 32 ページから 34 ページ、ノードの考え方が示されていて、34 ページの LMP の加重平均方式っていうのは、PJM でも似たような議論が今でも行われているというふうに認識しています。というのは、例えば上位システムのノードの数が数百と想定した場合に、これ加重平均方式になればある意味ノードの数が減っていくとか、ある意味では加重平均になるわけですから、価格シグナルは減っていく方向になっていくわけですね。

今後の議論次第ですが、私はやはり複数ノードを束ねる場合は、加重平均が複数ノードを束ねるわけではないにしても、市場に発信されるシグナルとしては、束ねられるのと同義だと僕は思っていて、これが LMP の精度に影響を与えて、ある意味では価格シグナルとして誤ったメッセージを送る可能性もあるのではないかと。その場合、結局は地内混雑の回避という形にならない可能性もあるのではないかと、今のお話を伺っていて思いました。

というのは、例えばこれは少し次元が違いますが、PJM でアグリゲーターが事業をやる時に、FERC Order の 2222 でも議論されましたが、ノードを指定しない場合は、やっぱり LMP の精度に影響が出て問題だという議論は、PJM で行われているというように私、認識しています。

ただ、今回はいろいろな考え方があるということで、まずブレストするため呼び水ということで選択肢が出ているという理解はできるのですが、34 ページの加重平均方式は、そういう意味では価格シグナルとの関係性において、地内混雑回避につながらないリスクもあるのではないかなって、その辺、事務局のご意見を伺えればなと思った次第でございます。よろしくお願いします。

○金本座長

どうもありがとうございます。小宮山委員、お願いいたします。

○小宮山委員

小宮山です。ご説明大変ありがとうございました。

私も先ほどの横山先生のご意見と同様ですが、やはり 35 スライドの米国 ISO 方式というのが、最も経済合理的な方式だと認識しております。これがおそらく最終的に一番完全な形だというふうに認識しております。

しかしながら現行の制度と比較いたしますと、かなり大幅な変更を伴うということでございますので、実際社会実装する観点からは、非常にハードルが高いと認識しておりますけれども、大変理論的には経済合理的な最も美しい絵姿だというように認識しております。

例えばいろんな多分考え方があると思いますが、最終目標としては米国 ISO 方式を目指すということで、その移行過程の中で、例えばカナダの方式であったり、加重平均であったり、あと、36 枚目でご提案いただいたような形でマイルストーンとしながら、米国 ISO 方式を長期目標として据えるという、そういう考え方もあるかなというように認識して

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した。その他ございますか。市村委員、お願いします。

○市村委員

ありがとうございます。私からは2点ほどコメントと、お伺いしたい点もあります。

まず、33 スライド目や、34 スライド目ですが、ここでいずれの方式にせよ、発電費用の取り漏れが生じるケースがあるということで、一方で ΔkW のところでは別途いわゆるアップリフトの議論がされていると思います。アップリフトは基本的に先ほどご説明いただいたように、起動費とか、最低出力費用とか、これを取り入れるかどうかということで、そこがある意味起動費の回収漏れ等をカバーすると、そういった思想かというように理解しています

ここで言う発電費用の取り漏れは、スライドを拝見すると最低出力費用とか、起動費は無視した上での話ということだとすると、これはいわゆる通常の変費というか、その取り漏れを意味するという理解で良いでしょうか。実際のところ私の認識では、PJMなどでこの辺を補填しているという認識がなかったのですが、実際に今こういった仕組みになっているかを教えていただければと。これはカナダの方式も含めてです。これが1点です。

もう1点が、青と黄色の相互関係性に関連して、52 スライド目の青と黄色の関係ですが、もともと過去の議論の中で、TSOの予測需要のほうが大きい場合についてはTSO予測需要に合わせる、一方で小売り需要のほうが大きい場合については、約定は小売り需要に合わせる、こういうことになっていたかと思います。あまり電源起動に関してどうするかという議論は、明確にはされてこなかったのかなと思います。それは合理的だと思います。

今の資料の前提では、黄色と青というのは、どちらかというときそういった形で小売り需要が大きかった場合でも、基本的にはこれはTSO需要想定に合わせて電源を起動していく考え方なのか。これについて今後の議論、整理するということなのか、ここについても併せて教え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す。その他ございますか。ないようですね。では事務局からコメントとか、ご回答とか、お願いをいたします。

○下根マネジャー

広域機関事務所でございます。委員の皆さま方、オブザーバーの皆さま方、さまざま多岐にわたるご意見を頂きましてありがとうございます。

まず、横山委員に頂きました今回参考としてお示ししたケースについてですが、参考のケースに関しましては、これはある意味、今純然たるPJMで行われている方式というところで、ノードごとのLMPを算定した上で、ここでいう左側の小売り、需要側に関しましては加重平均した単価で精算、そして、発電側はノード単位で精算しているというところの流れを描いているというところでございます。そこでつくった7円というところが発電側でも

適用すれば、ある意味では1つの単価として計算できるであろうということを示したのが、34ページの今回お示ししたケースでございます。

このあたりのところに関しまして、サンプルをお示ししたケースの合理性というところを、小宮山委員でございますとか、市村オブザーバー等々にも言及いただいたというところではございます。こちらは検討の前提条件にもなってくるところではございますが、先ほどから申し上げてございますように、本検討会が、現行の9エリアのエリアプライスを前提にしているというところでもございますので、さらにその先という話自体が全くあり得ないという話ではございませんが、そういったところを議論するにあたりましては、東谷オブザーバーにも頂きましたように、この場だけではなく、それにふさわしい場での議論も必要になってくるというところでもございます。そういった審議する場の関係性とかも踏まえながら、整理が必要になってくるかと考えているところではございます。

一方で、シミュレーション上といいますか、数字的にはこういった傾向が出るというところを、知見を蓄えていくことも大事なかなと思ってございますので、そういった観点で検証をしっかりと進めた上で、そういったところをお示ししながら、ご議論を進めていきたいと考えているところでございます。

最後に市村委員から頂きましたところに関しましても、まさにおっしゃるとおりで、アップリフトと市場外の補填の関係性、特に言及いただきましたPJMで見たことないというのはそのとおりでございます。これは35ページでもお示したように、ノード単位で精算をいたしますと、そもそも可変費の取り漏れが発生し得ないというところでもございますので、PJMにおけるアップリフトの品目には存在していない理由でございます。

一方で、今回のカナダを調べさせていただきまして、カナダにおきましてはまさにこの33ページに書いているような市場外の補填、いわゆるCMSCと言われますような市場外の補填費用があるというところではございます。こちらもう少し詳しく申し上げますと、アップリフトという市場外の補填という大きな枠がある中で、起動等に関する費用という科目もあれば、混雑処理に伴う費用という科目、そしてそれ以外の科目もあるところで、いわゆるアップリフトのうちの1つの項目として発生し得るというような概念で、カナダでは精算されているところでもございます。

今回ケース1、2みたいな方法を取れば、日本においても新たなそういったアップリフトの科目が発生し得るということも含めた上での、ご議論を進めていくことになるかなと考えているところでございます。

最後は、青・黄ロジックに関しましても、小売想定が大きい時の電源起動の扱いはどうするかということに関しましては、こちら現時点で決まったものはない、あくまでも今決まっているのは過去の議論の振り返りのほうでまとめさせていただいたとおり、そこをどうするのかという論点があるというのみという認識でございます。このあたり市村委員に頂きましたように、結局はTSO 想定に合わせて止めるというのも一案だと思っておりますし、あるいは起動したままの時にどういった流れになるのかということも含めた上で、時間

軸も含めた検証をした上で、そういったところの議論をさせていただくことだと思ってございます。現状の整理におきましては、まだ決まっておらず、今後の検討ということでご理解いただければと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す。追加のご質問とかはございませんでしょうか。よろしいでしょうか。

それではありがとうございました。自由討議、質疑応答はここまでとさせていただきます。大変活発な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、今後の電力システムの根幹をなすものでございますので、引き続き議論を深めていただきたいと思います。

では、これをもちまして、第13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。