

第 15 回同時市場の在り方等に関する検討会

日時 令和 7 年 4 月 22 日 (火) 15:00~17:43

場所 電力広域的運営推進機関第二事務所 会議室 0 (オンライン併用)

1. 開会

○長窪制度企画調整官

定刻となりましたので、ただ今より第 15 回同時市場の在り方等に関する検討会を開催します。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。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。ウェブでの中継も行っており、そちらでの傍聴も可能となっております。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、よろしくお願ひいたします。

2. 議題

(1) 同時市場の制度に関する論点について② (入札・電源運用)

○金本座長

はい。それでは、お手元の議事次第に沿って、これから議論に入りたいと思います。本日は 4 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の②入札・電源運用でございます。本件について、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。よろしくお願ひいたします。

○長窪制度企画調整官

資源エネルギー庁の長窪でございます。私からは、資料 3 につきましてのご説明をさせていただきます。今回の資料は「同時市場の制度に関する論点について②」ということで、入札・電源運用についての論点について主に取り扱うものということになっております。

これまで、同時市場の、この再開後の検討会において、検討が必要と考えられる論点について、課題ですか検討の方向性についてご議論いただきてきたところでございますが、本日からは個別の論点について一定の整理をしていきたいと考えております。本日は同時市場の中核たる機能である入札、約定、価格算定、精算のうち、入札に関する論点を中心に取り扱いたいと考えております。

まず 1 つ目が、週間運用と前日市場以前の起動の仕組みということでございます。この点につきましては、前回・前々回でも取り上げさせていただいたところでございますが、そこでの議論を踏まえまして、改めてイメージをまとめさせていただいたというのが 6 ペ

ージでございます。

まず、現在でも、発電事業者・小売電気事業者の皆さまには、発電販売計画や需要調達計画として、週間計画、翌々日計画、翌日計画といったものをご提出いただいているところでございますが、同時市場になった場合にも、引き続きそういうような計画を提出していただくということであろうと思っております。ここで提出していただいた計画に基づいて、送配電事業者あるいは同時市場の運営者は、毎日翌日から1週間を対象とした週間SCUCを行うということでございます。

この週間SCUCを、週間運用をしたい電源については使っていくということでございまして、この週間SCUCの結果を前日市場のSCUCの制約条件とすることによって、市場約定を通じて電源の週間運用が可能となるであろうということでございます。

また、その週間SCUCの結果、前日市場では起動の意思決定に間に合わない電源について、前々日以前に起動したほうがいいということになった場合には、当該電源に対して起動指令を行う。そういう形で起動していただいた電源については、前日市場に入札をしていただいて、通常は、それは約定すると思われますから、約定した場合には市場を通じて発電費用の取り漏れのない適正な回収が図られるということと考えております。

また、前回ご意見を頂いたとおり、起動指令を受けて起動した電源について、不落の場合はどうするのだということところでございますが、これも起動指令を受けて起動した電源ですから、約定しなかった場合でも必要な費用は当然補償されるという仕組みが必要だうと思っていますところでございます。

次に、2番目の論点ということでございまして、市場開設等に関する事項でございます。こちらは、同時市場も市場でございますので、その開設に関する詳細な事項を決める必要があるということでございます。例えば、開催時刻ですとか、参加資格ですとか、取引単位といったようなことについて検討する必要があるだろうと考えております。もっとも、こういった事項については、これから同時市場が仮に導入されるとしてもまだ少し時間があると思われますので、同時市場の導入が決定して、その詳細な設計が行われる段階で、その時点の市場環境や技術的な要請を考慮して決めるということでいいのではないかと考えているところでございます。

一方で、同時市場の論点についてご議論いただく上で、同時市場が大体どのような市場なのかということについては、ある程度イメージが共有できたほうが議論の役に立つかと思い、暫定的なイメージを10ページに記載させていただいております。

例えば開催時刻につきましては、現在のJEPXが計画提出との関係で午前10時に入札締め切りにしているということでございますので、同じような形になるかというようなことでございます。参加資格につきましても、現在は小売電気事業者、発電事業者、DR事業者、アグリゲーター等ということになっていますので、同じような形が、現時点の制度を前提にすると考えられるかなと思っています。

取引単位につきましても、今の制度を踏まえるならば入札の時間単位は30分コマ等でご

ざいまして、スポット市場は 0.1MW、1 コマ当たりは 50 キロワット時。また、需給調整市場については最低入札量 1 MW、刻み幅 1 kW というところでございますが、こういった点についても、今後議論の進展がある場合には、同時市場のほうでもそれを取り込んでいくということなのかなと思っております。

3 番目が、発電事業者の売り入札に関する論点ということになります。論点の 1 つ目は、自己計画電源の入札および登録についてということでございます。12 ページには前回の検討会でいただいた議論を書いているところでございます。この論点は、自己計画電源について、必ず市場に入札をしていただくか、それとも市場外で取引をするということで、市場に対しては情報の登録だけでよい、情報の登録だけするという方法も認めるかどうかという論点でございます。

自己計画電源については、これまで作業部会等でご議論いただいたとおり、市場内外のいずれで取引されたとしても、その電源の余力が出力配分可能領域として市場にきちんと入札をされるということであれば、S C U C ・ S C E D の結果の電源態勢は同じになると思っております。

そうしますと、特に大きなメリットやデメリットがない限りは、市場取引を強制するといったことまでは必要がないのかなと思っておりまして、前回もご議論いただいたとおり、自己計画電源については、安定供給の観点から、必要な場合に制約を及ぼす仕組みの導入といったことを前提として、市場入札を必須としないということでおよいのではないかと考えております。

そうすると、どういう入札の仕方になるかというのをまとめたのが 15 ページでございます。自己計画電源については、入札、登録のいずれであるかにかかわらず、自己計画電源である旨と、それから出力量、すなわち発電計画を登録または入札していただいて、併せて電源情報、T h r e e - P a r t 情報ですとか運転パラメータを登録していただくというところでございます。

なお、相対契約がひも付く電源について、市場外で取引をしてもいいというのはどういう意味かということについて、ご質問いただいたことがありましたが、要はどういうことをやっていただくことになるかというと、発電事業者は自分が保有する電源、例えば全部で 500 だったら 500 あるということだとして、それで相対契約に基づく供給量が、あらかじめ 400 が分かっているということであれば、500 の出力に対して相対契約の供給量 400 を割り付けて、これは自己計画電源として市場外で取引を行いますというような形で、残りを市場に入札していただく。こういったような仕分けをやっていただくということかなと思っております。

論点の 2 番目は、自己計画電源の制約の考え方というところでございます。この点は、前回の検討会では一番ご議論が多かったところかなと思っております。16 ページと 17 ページは、頂いた意見について記載をさせていただいているところでございます。

19 ページのところは、前回頂いたご意見を踏まえまして、改めて考え方を整理してみた

というところでございます。まず、自己計画電源がなぜ導入されるかということでございますが、これは同時市場において、Three-Part Offerに基づく約定方法が導入されることを踏まえまして、そうすると電源稼働の予見性、約定結果に対する予見性が下がってしまうのではないかというような懸念があることから、その予見性を確保する目的で導入されるものと理解をしております。

そうだといたしますと、現行の優先給電ルールの例外を新たに設けるものではございませんし、出力制御ですか混雑発生時に優先的な送電枠を認める趣旨ではないということでございます。

この考え方を踏まえるならば、自己計画電源の制限を発動するのは真に必要な場合に限定されるべきというのは、ご指摘のとおりと考えておりますが、一方で、再エネの出力制御ですか、下げ調整力が不足するというような状況においては、自己計画電源も公平に制約に服することが必要ではないかと考えているところでございます。

そうだといたしますと、自己計画電源の制約の考え方としては、大きくこの19ページの①②に書いてあるような考え方ではどうかということでございます。まず、自己計画電源の制約が必要か否かの判断方法としては、対象となる市場の直近で実施されたSCUC、例えば前日市場について考える場合には週間SCUCにおいて、市場計画電源を調整してもなお再エネ出力制御ですか下げしろ不足といったような事態が生じるか否か、ということで判断をするということでございます。これは、再エネ出力制御や下げ調整力不足に至らない範囲で、自己計画電源を市場計画電源よりも優先するということと同義だろうと考えております。

一方で、再エネ出力制御とか下げ調整力不足等に至るという場合、すなわち自己計画電源の制約が必要だというふうに判断された場合には、今度は自己計画電源を優先することはせずに、市場計画電源とメリットオーダーで、横並びで公平に出力配分を行うということではどうか、ということでございます。

ただし、前回任意セルフ電源、絶対セルフ電源という形で区分をお示ししたとおり、自己計画電源の中には出力制御ができない電源もありますので、何らかの区別は必要と思っております。この点についてはどう考えるかというと、この点も基本的には現行の優先給電ルール等の考え方に入ります。

といいますのは、優先給電ルールでは、火力発電は変動性再エネよりも先に抑制されて、いわゆる長期固定電源については、抑制順が最後とされているところでございます。また、火力発電であっても、出力制御が困難な電源に該当する電源については、必要な分の出力は抑制対象外とされていると認識しております。

ということでございますので、自己計画電源の区分についてもこの考え方を使うことにいたしまして、発電事業者が自ら任意セルフ電源か絶対セルフ電源かを選択して登録するのではなくて、自己計画電源の入札・登録情報から抑制順を判断する仕組みとしてはどうかということでございます。

つまり、自己計画電源の制限が発動されたという場合におきましては、まず、自己計画電源の入札・登録情報に基づいて長期固定電源に当たるか否かを判断いたしまして、長期固定電源に当たる場合には抑制順を最後にする。それ以外の自己計画電源については、基本的には、制限が発動された場合には、市場計画電源を含めてメリットオーダーで出力配分を行うということでございます。

他方で、先ほど申し上げましたとおり、現在の運用でも、出力制御が困難な電源は抑制対象外とされています。例えば一部の石炭火力の最低出力分ですとか、LNG火力のボイルオフガスの消費に必要な出力といったようなものは抑制対象外とされているということでございますので、発電事業者は、一定の出力を確保しなければならない運転制約があるという場合には、この制約を登録して、最低限の出力を確保することを可能とする、こういった運用にしてはどうかということでございます。

このような考え方が現行制度と何が違うかということにつきましては、主に火力発電の抑制方法が変更となると考えております。現在は、優先給電ルールにおいては、抑制順が同列の電源については個別の協議によって抑制を行っているというところでございますが、今回の提案ではメリットオーダーで抑制をしていくことになる。また、その場合に個別協議は、基本的にはしないということでございます。

この点についてどう考えるかということでございますが、まず、個別協議を行わない点につきましては、今の個別協議においても、抑制対象外とすることが自由に認められていくわけではなくて、一定の合理的な理由がある場合に必要な出力が認められているものというふうに認識をしております。そういたしますと、どういうような制約があれば抑制対象外としてよいかということをあらかじめ明確化しておく、それを踏まえて、発電事業者が、出力制御が困難である理由を事前に登録するというやり方で、基本的には対応可能なのではないかなど考えております。

ただ、そうはいっても、事前登録による対応ができない場合というのもあると思います。そういう例外的な場合につきましては、発電事業者が約定結果に従うことができないというのを事後的に連絡して、個別調整を行うこととしてはどうかと考えております。これはあくまでも例外的な場合を想定したものではございますが、発電事業者として、約定結果にかかわらずその電源の抑制はできない場合、できないものは仕方ありませんので、抑制しない前提で発電計画を作成しまして、次の市場で、これはこういう理由で抑制ができませんと登録をしていただく。同時市場側としてはこれに基づいてSCUC、SCEDを行って、必要な補正を行うということが考えられるかなと思っております。

現行制度からもう一つの大きな差分として、メリットオーダーを導入するということでございますが、メリットオーダーは、抑制順位が同列の電源をどう出力を配分するかということについては、一つの公平な仕組みだろうと考えております。

また、この検討会でこの点はこれまでそれほど議論ができておりませんけれども、この自己計画電源に限らず、そもそも電源を売り入札していただく時のThree-Part

情報について、実コストよりも高い価格で登録することについては、特に市場支配力のある事業者については問題となるというようなご意見があると思います。けれども、実コストよりも低い価格で登録することは可能ではないかというようなご意見も、これまでも頂いてきたところあります。

こういったようなことを、自己計画電源の電源情報の登録時にもやってよいのだとすれば、発電事業者はその時点における電源稼働の必要性を加味して Three-Part 情報を登録するということができまして、その結果、その時点の状況をより反映したメリットオーダーということになるのではないかなど考えております。

このような考え方をまとめさせていただいたのが 22 ページということになります。分かりやすさの観点から、抑制側の検討、また優先給電ルールを踏まえて基本的に検討しておりますけれども、たき増し側も考え方としては基本的に同様かなと考えております。また、抑制側においても、需給バランス制約に基づく優先給電ルールと、系統制約に基づく出力制御のルールでは異なる部分がありますので、実際に詳細ルールを決めていく時にはそれらも考慮して決めていく必要があるのかなと思っております。

また、22 ページにお書きで記載させていただいているとおり、自己計画電源というのは自分で起動を確定させる電源ですので、起動費等の個別補償、アップリフトの対象にはならないというところでございます。

論点の 3 つ目が、運転パラメータの登録でございます。同時市場において SCUC を行っていく上では、起動時間等の運転パラメータについても登録をしていただく必要があるということでございます。

これまで、この運転パラメータにつきましては、発電事業者の皆さんの対応の負担等を考慮して、登録については裁量を認めることにして、それで適切なパラメータを登録していただく形ではどうかということを検討してきたところでございますが、そうはいっても、時々刻々、どういったパラメータを登録すればいいのかというのは変わり得るわけでございまして、その時その時で適切に登録するというのは非常に難しいというご意見も頂いたところでございます。

そうすると、この点は考え方を改めまして、前回の検討会で 2 番目の選択肢として挙げさせていただいた方法、すなわち運転パラメータについては原則として電源の仕様や性能に基づいて登録をしていただくことにして、それで市場の約定結果に従った起動出力ができない場合には、その旨を連絡して個別に調整をするという方向で進めてはどうかと考えております。

ここで個別に調整といっていますのは、基本的には、例えば起動時間の関係で、約定したけれどもその時間には間に合わないというような場合の対応をイメージしております。他方で、中間取りまとめ整理されたこととして、発電バランスシングループは、ある電源が思ったように起動できないという時に、自分に余力があれば、前日市場の約定の後で、約定しなかった電源というものがいればそれを適宜自分で持ち上げて、それでバランスシ

グをすることも認められるという整理になっております。そうすると、当然このような場合も、約定量を減らす方向の修正だけではなく、自分の余力を持ち上げる形で約定分に充てていくということももちろんできると考えております。

ただ、その場合には、自分で起動した電源について同時市場に情報提供をしていただく必要がありまして、市場外で取引する自己計画電源の形で市場に登録をしていただくとか、次の市場に対して自己計画電源として入札をしていただくといったようなやり方が考えられるかと思っております。そういう形で、同時市場の側でもSCUCを回して電源態勢を直していくということかなと考えております。

運転パラメータとしてどういう内容の登録が必要かということにつきましては、かつての電源I、IIの時に一般送配電事業者が把握していたような電源情報ですとか、あるいは北米の現在の例ですとか、今電中研にやっていただいているSCUCで用いている運転パラメータとか、そういうものも考慮して今後決めていけばいいのかなと思っております。

論点の4番目が、時間前市場における電源の入札ということでございます。こちらは特にオブザーバーの皆さまから、時間前同時市場における入札対象とか取引対象について議論が必要であるというようなご意見を頂いたところでございます。この点につきましては、28ページの図に記載をしてありますとおり、時間前市場で何を入札の対象とするのかというような論点でございます。

例えば、前日市場で定格100の電源について80約定したという時に、時間前市場でその80の約定量にかかわらず改めて定格出力全体について入札をするというのが選択肢の①でございます。選択肢の②は、同じように100のうち80約定したという時に、売れ残りの20だけ売り入札をするというようなことでございます。

この点をどう考えていくかということでございますが、そもそもこの同時市場の意義の一つとして、時間前の断面において柔軟な電源態勢の組み替えを可能にするということがございます。選択肢②の売れ残り分について追加で売り入札をしていくという方法を採用した場合には、前日市場の後に想定需要が上振れしていくような場合にはあまり大きな問題はないかなと考えておりますが、想定需要が下振れしていく場合ですか、前日には考えていなかった地点で変動性再エネの出力が大幅に増加したというようなことがありますと、その電源について出力を下げていただく必要が出ますので、これが、選択肢②の場合には市場約定を通じてうまくできない問題があるかと思っております。

そうだといたしますと、選択肢①ということで、定格出力全体について時間前市場でも入札をしていただくということが望ましいと思っております。その場合、取引対象をどう考えるかということにつきましては、これまでにも技術検証の資料において示されているとおり、前日市場と時間前市場の約定量の差分について精算を行う仕組みとすることによって、取引対象としては前日市場と時間前市場の約定量の差分、この差分を取引対象としていることに、経済的にはなると考えております。

また、同時市場のシステム上、前日市場との差分について、約定量が増加した場合には

発電事業者が売ったことと見なして、約定量が減少した場合には発電事業者が買い戻したことと見なして取引結果を作りまして、先ほど申し上げたように差分精算をするという仕組みを設ければ、発電事業者が時間前市場において入札をする時に、前日市場で 80 が約定したから、時間前市場では 20 を売りで 80 を買い戻しと、いちいち入札方法を使い分ける必要もなくて、基本的には定格全体について Three-Part Offer をやっていただければよいというようなことで、簡単な方法になるのかなと考えております。

もう少しご説明をいたしますと、この選択肢①の図をご覧いただいて、入札が 100 で約定が 80 といった時に、時間前市場で今度は 100 約定しましたという時は、この追加の 20 分について追加で売ったというふうに見なして、20×時間前市場の価格を発電事業者はもらえるということでございます。逆に時間前市場で 60 しか約定しなかったという時は、これは 20 を発電事業者が買い戻したというふうに見まして、20×時間前市場の価格を発電事業者が払うと、こういったようなことでいいのではないかと考えております。

これによって、発電事業者は時間前市場においてどういう行為をしていることを意味するかというと、経済的あるいは法的には、発電事業者は時間前市場において 20 を売って、80 の買い入札をしているということだろうと思っておりますが、いちいち前日市場の約定量を把握して、それに対して売り買いを使い分けるというのも煩雑ですので、定格を常に入札するというやり方で、あとは市場のシステムが仕分けをするというやり方が簡単なのではないかと、こういったようなことを考えております。

30 ページは、このような差分精算をすることによって、発電事業者の観点から見てもより経済的な電源運用が可能となるのではないかということでございます。想定需要が下がる場合には基本的には市場価格も下がりますから、そうしますと、燃料費も考えれば、マージナルに近くなるような電源については出力を下げたほうがかえってお得ですよ、ということです。

また、現在使っているロジックを前提といたしますても、基本的には需要が上振れする方向では市場価格が上がって、下振れする場合には市場価格が下がる方向になるということは、これは去年の 8 月ごろの検討会でもすでにお示しをしているところということでございます。

ただ、特に発電事業者の皆さんから、前日市場の約定結果を尊重してほしいというふうにご意見を頂くのは、このような経済的な観点だけではなくて、電源運用の負担についても考えてくださいと、そういうご意見もあると思っております。と申しますのは、時間前市場において、直前の市場の約定結果に反する起動停止の指示が頻繁に来るということになると、これは発電事業者の対応負担も大きくなる可能性があるだろうと思っております。

他方で、この点につきましては、まず今想定している時間前同時市場というのは、そんなに深夜に行うといったことはあまり想定していなくて、例えば前日の夕方ですとか当日の朝昼といったようなことで開催時間を想定しています。また、時間前市場における SC

UCというのと、前日市場と基本的には同じようなロジックでやっていくと、目的関数の最小化を目指してやっていくということでございますから、需給の状況があまり大きく変わらない限りは、前日市場と時間前市場とでそれほど大きく異なる電源態勢となることは、通常はないのかなと思っております。

さらに、発電事業者の観点からすれば、やはり、起動停止が発電計画の作成後に変わってしまうのは大変だということだろうと思っております。そうしますと、例えば前日市場である程度の出力が約定した場合には、時間前市場において、その電源の最低出力分までを自己計画電源として入札または登録をしていただくというやり方によって、起動状態を固定するということも可能だと考えておりまして、こういったやり方で負担を軽減するといったことも可能ではないかなと考えております。

最後に、小売電気事業者の買い入札に関する論点でございます。まず1つ目は買い入札の方法についてでございますが、この点についてもさまざまご意見を頂いたところでございまして、代表的なものを36ページに記載をしております。頂いたご意見で多かったのは、やはり普通の需要について小売電気事業者が需要の地点を把握して、特定して買い入札をするというのは、技術的にも、また今の運用からも大きくかけ離れていて難しいということかと思っております。

ですので、この点は将来的な課題としたしまして、今回検討する同時市場においては、これまで提示された方向性のとおり、小売電気事業者は基本的にエリア、コマごとに量と価格を登録して買い入札をするということが原則でよいのではないかと考えております。

また、海外では価格を登録しない買い入札というのもかなりのボリュームで行われているようですので、この点も可能とする方向で検討してもよいのではないかと考えております。

ただ、一方で、発電事業者が行う揚水発電のポンプアップの需要ですとか、あるいは電源の経済差し替えのために買い入札を併せて入れにいくというようなものについては、これもこれまで何回かご提示させていただいているところではございますが、こういったようなところについては、同時市場のSCUCの結果をより正確なものとして、また、その計算の収束性を高めるためにも、地点を特定した入札をお願いしたいというところでございます。

この点について考慮しなければならない点として、今の相対取引の実務では、普通の火力の相対取引においては、供給元の電源をあえて特定はしていませんという御意見があり、その点は確かにおっしゃるとおりかと思うのですけれども、経済差し替えのために買い入札をする局面では、この電源について差し替えが可能であれば差し替えしたいというような意図で買い入札をするのだと思いますので、そのタイミングでは、ある程度、差し替え対象電源は特定が可能なのではないかと思い、いったんはその方向で、この資料には書かせていただいております。

また、これまであまり明示的にはお示ししておりませんけれども、このような発電事業者が行う買い入札だけじゃなくて、データセンターのようにものすごく大きな規模の需要で、かつ使用電力量の変動が大きいものが仮にあるとすれば、そういうしたものについては、地点を特定もできるのではないかと思いますし、揚水発電のポンプアップとか火力発電の経済差し替えと同じような理由で、可能な限り地点を特定した入札をしていただくということも検討の対象としてもいいのではないかと思っております。

買い入札の論点の2番目は、相対契約がひも付く需要の入札義務というところでございます。これは、相対契約がひも付く電源について、市場外の取引が認められるのであれば、需要の側でも、この分の需要については相対契約から供給を受けるので市場には買い入札をしませんという対応も認められるのではないかということでございまして、その点を記載させていただいているというところでございます。

資料3についてのご説明は以上のようなところでございます。

○金本座長

ありがとうございました。それでは、自由討議、質疑応答の時間に移ります。会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただき、ウェブの方は举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。じゃあ、新川オブザーバー、お願ひします。

○新川オブザーバー

ご説明ありがとうございました。小売電気事業者が価格を登録せず、購入量のみで買い入札を行えることとした場合、この仕組みを活用していわゆる成り行き買いが行われると考えておりますけれども、株式市場の成り行き買いと電力市場の成り行き買いは意味が異なるのかなと考えております。売り切れが発生した場合、価格が登録されていない札で約定価格が決定することも想定されることから、約定価格の取り扱いといった問題が生じるのではないかと考えております。

現在のスポット市場においては、システム上の理由から最低価格は0.01円、最高価格は999円となっていると承知しておりますけれども、この市場においてどのように考えるのかはまだ議論されておらず、価格が文字通り青天井になる可能性も否定できないと思っております。このような場合の取り扱いを検討しつつ、市場価格の算定方法や買い入札の方針に係る議論を進めていく必要があるのではないかと考えます。以上でございます。

○金本座長

ありがとうございます。その他にございますでしょうか。じゃあ、山本オブザーバー、お願いいいたします。

○山本オブザーバー

ありがとうございます。送配電網協議会の山本です。論点について整理いただきましてありがとうございます。今後の検討という観点でコメントをさせていただきます。

これは少し細かい点になりますが、6ページの電源の週間運用と前日市場以前の起動の仕組みについての表で、「3. 起動指令」という表現がありますけれども、市場の計算結果に基づく依頼であると考えますと、指令ではなくて通知とするほうが適切ではないかと思っています。

同時市場においては、市場運営者から発電事業者へ、電源起動を含めた市場約定結果が通知される仕組みになると想定しています。従いまして、前日市場、時間前市場と同じように、週間においても起動の通知は市場運営者が行う整理としたほうが、アップリフトの精算主体との関係性からも望ましいのではないかと考えておりますし、今後市場の役割を検討する中で整理をお願いしたいと思います。

私からは以上です。

○金本座長

ありがとうございます。その他にございますでしょうか。五十川先生、お願いします。

○五十川委員

はい。ありがとうございます。入札に関する論点ということでまとめていただいたものだと思います。大枠の方針として異論はありません。3番の発電事業者等の売り入札に関して、何点か個別にコメントします。

まず論点①、自己計画電源の入札および登録について12ページ以降にあります。前回もあった議論ですが、14ページにありますように、安定供給の観点から、必要な場合に制約を及ぼす仕組みの導入を前提に市場入札を必須としないことを方針とするということでよさそうにも思っています。ただし、これも記載のとおりですが、SCUC、SCEDの結果が電源態勢と同じになるというのは、必要な情報が不足なく提供されることが前提ということかと思います。情報の登録について、15ページにありますような整理は一つかと考えています。

続いて論点②、自己計画電源の制約の考え方についてです。任意セルフ電源と絶対セルフ電源の区分について議論が残っていましたが、今回の提案は、基本的には個別協議により抑制するのではなく、事前に登録した入札登録情報から抑制順を判断する仕組みにするということで理解しました。この方法で回るのであれば、透明性が高く、明確な運用ということかと思います。

併せて、少し進める話をすると、本来的には任意とか絶対とかいうのはゼロイチの話ではなく、それぞれの制約の状況によって、稼働の必要性というのは連続的に分布しているということだと認識しています。それぞれの長期の最適化という複雑な問題が本来的には

あるところですが、提案されているアプローチは、それを現実的な範囲で落とし込んで実現する方法であるという整理ができるのではないかと考えています。

最後に論点④、時間前市場における電源の入札については、29 ページにある、定格出力全体について入札を行う選択肢①を採用する案に賛成します。記載のとおりですが、そもそも時間前同時市場の目的が、状況の変化に応じた対応ということですので、可能な限り柔軟に対応できる体制が望ましいと考えます。私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。その他。じゃあ松村委員、お願いいいたします。

○松村委員

発言します。細部にわたって詳細に整理してくださり、ありがとうございます。反対ということではなく、念のために確認したい点です。

優先給電指令の話が出てきて、現行の優先給電指令の考え方についての説明をいただいだと思います。私の理解では、この同時市場の議論の外にある優先給電指令の考え方について分けられるとの説明していただいたのだと思います。現行の優先給電指令が合理的かどうかは、同時市場の検討と独立にされる余地はあると思います。当然、そちらで整理されれば、そのルールに従って適用されるという意味で、現行という言葉をお使いになったのだと思います。

今まま必ず行くということを、この委員会ではそもそも議論できることではないので、もちろんそういう意図ではなかったことは十分分かりますが、現行のというよりも、いわば外で決まる優先給電指令の考え方についてのこと。それが変わらなければ現行のまま行きくことを説明いただいたのだと思いますが、念のために確認させてください。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。その他にございますでしょうか。 J E R A の東谷オブザーバー、お願いいいたします。

○東谷オブザーバー

はい。 J E R A の東谷です。私のほうから 4 点コメントさせていただきます。

まず 1 点目は、前日以前の電源運用についてです。6 ページに、各計画の記載内容や提出方法などについては今後の検討扱いとなっておりますが、過去の検討会では 8 ページに記載のとおり、同時市場における週間計画について、毎日ローリングする方向性が示されています。この点、現行制度よりも事業者に過度な負担とならないようご配慮いただければと思います。

続いて2点目は、自己計画電源の扱いについてです。入札を必須とせず、制限の対象は事前登録した運転制約や、例外的な個別調整を踏まえ判断するという考え方について異論はございません。その上で、22ページの4つ目の矢羽根に、焚増側の制限においては、自己計画電源として設定された出力容量上限にかかわらず、原則として定格出力の範囲で、メリットオーダーで出力配分が行われるという記載がございますが、出力容量上限についても、やはり運転制約があるということについてはご留意いただければと思います。

また、5つ目の矢羽根に、自己計画電源はアップリフトの対象にならないという記載がございますが、25ページを見ると、PJMにおいても自己計画電源のうち出力配分可能領域は一部アップリフトの対象とされていることや、制限が発動された場合、自己計画電源というのは市場計画電源と同等に扱われるということも踏まえて、もう少し丁寧な整理が必要なのではないかと思っております。

それから3点目は、運転パラメータの登録についてです。発電事業者との個別調整の機会を設けていただくということは大変重要なことだと思いますが、こちらは先ほどの制限が発動される場合だけではなく、日々の運用の話ですので、この頻度がかなり多くなってしまうと、業務負担や運用ミスの増加につながりかねないことを危惧しております。今後も事業者ヒアリング等を通じて運用実態を把握し、必要な運転パラメータをなるべく反映いただく方向でご検討をお願いいたします。

最後4点目は、時間前市場における電源入札についてです。時間前同時市場の導入目的に照らし合わせて、基本的には選択肢①とするものの、仮に前日市場の約定結果を固定したい場合には、時間前市場に自己計画電源として入札することで、選択肢②に近い方法も選択し得ると理解いたしました。その上で選択肢①におけるkWh取引の精算方法の例として30ページに分かりやすくお示しいただいておりますが、ΔkW取引についても、時間前同時市場での取り扱いが明確になった段階で、この精算方法についてご検討いただければと思います。

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。その他にございますでしょうか。市村委員、お願いいいたします。

○市村委員

ありがとうございます。細部にわたって丁寧に資料を整理いただきましてありがとうございました。私としては、全体としては特に違和感はないというか、基本的な考え方についてはよく理解できました。

1点だけ、ちょっと細かい点なんですが。個別調整というところで記載がされている、21スライド目ですか、26スライド目のところです。これ自身はこういった対応が現実的

なのかなと思う一方で、例えば 26 スライド目などでは、いったん約定しているものを個別に調整するということをその次の市場でやっていくみたいなイメージなのかなと思うんですが。これらについて、どういう契約関係というか権利義務関係になるのかというところは、別途整理いただく必要があるかなというふうには思っています。

キャンセルするのか、それは約定した上で次の市場での精算という形になるのかといったところですね。これらを少し、今後の中では整理いただければと思った次第です。私は以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。じゃあ、野澤オブザーバー、お願いいいたします。

○野澤オブザーバー

はい。取りまとめありがとうございます。大きな方向性について、異存はないです。ちょっと私からは 2 点だけコメントです。ページ 20 の自己計画電源の稼働制約についてですけれども、真に必要な場合に限定されるべきという考えには賛同しております。

他方で、この米印のところで書いてあるんですが、運転制約について、今後の検討というところもまさにそうなのかなと考えております。これは松村先生がおっしゃったとおり、同時市場の枠内ではなく、もしかしたら別で議論するということなのかもしれないんですが。

記載のある一部石炭火力の最低出力とか、あと B O G ですね。こういったところの消費に必要な出力というのはそうだと思いますし、それだけではなくて、例えば炭の貯蔵状況とか、L の貯蔵状況、それから配船状況とかによっては、どうしてもマストランに近い制約がかかる時期とかタイミングというのもあったり、これは安全性の観点でもどうしてもマストランをしなければいけないタイミングというのはあると思うので、そういったところを議論できるようにしたほうがいいのではないかというふうには思いました。

あとはページ 25 ですね。アップリフトです。これは仮に稼働が制約された時に、アップリフトの L o s t O p p o r t u n i t y C o s t というのが、どういうふうな部分をカバーするのかみたいな議論というのは、やはり今後検討が必要かと思っています。

例えば、これも、すみません、燃料の例で恐縮なんですけれども、稼働制約がかかり続けて、最悪このカーゴが取れないというふうになった時の配船調整のコストが含まれるかとか、やはり日本だと、P J M はパイプラインがつながっているので想定していないケースというのもたくさん出てくると思うので、このあたりは海外事例も参考にしながら、日本固有の事情も踏まえて議論すべきかなとは思います。

以上になります。

○金本座長

どうもありがとうございます。

○横山委員

はい。ありがとうございます。横山でございます。詳細なご説明ありがとうございます。私は1点だけ、質問です。

32枚目のスライドの3ポツに、先ほど東谷さんからもちょっと触れられましたけれども、時間前市場において、最低出力までを自己計画電源の絶対出力として入札するということで、起動状態を固定することが可能だと。これは、理論的にはこのような方法はあると思います。

その発電事業者の対応負担が大きくなる可能性がある場合にということなんですけれども、需給の状況に大きな変化がある時には、前日市場と大きく異なる電源態勢となるということがあるわけです。そういう場合には、経済的な観点と、発電事業者の負担との関係で、これを自己計画電源としていいのかどうかというところは、いろいろ事情とかそういうのが発電事業者にあると思うので、そういうところを考慮しながら慎重に進める必要があるんじゃないかなと思いました。

そういう理解でよろしいのでしょうか、という質問でした。以上でございます。

○金本座長

ありがとうございます。小宮山委員、お願いをいたします。

○小宮山委員

小宮山です。ご説明ありがとうございました。私も、今回ご提示された方向性に全般的に賛同させていただきます。

私からは1点だけ、コメントなんですけれども。今、ちょうど横山先生からご指摘いただいた点と重複するポイントなんですけれども、時間前市場における扱いに関して、スライドの、こちらに今ちょうど表示していただいている32枚目です。需給状況に大きな変化がない限りは、この記載のとおり、恐らくSCUC・SCED、どちらかというとSCEDのほうで出力配分が決まる形になると思うんですけども、ご指摘のとおり、電源態勢があまり異なるということは恐らくないであろうと推定はされるんですけども。

先ほど横山先生もおっしゃったとおり、需給状況に大きな変化がある場合、例えば再エネの出力予測で大外しをした場合、やはりそうした可能性というのも、確率は非常に低いんだとは思いますけれども、起き得る可能性もあると。やはり、こうした確率の非常に低い、需給状況に大きな変化が起こり得る場合は、この最低出力まで自己計画電源、これを入札することは、かなり必要になる、恐らく状況になるのではないかと思います。この点をどういうふうに、実際に今後制度設計を詳細化していく際に扱うのか、少し慎重に検討することが大事なのではないかとも思っている次第でございます。

以上がコメントとなります。ありがとうございました。

○金本座長

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

それでは、幾つかご質問が出ておりますので、事務局のほうからお答えできることはお答えをお願いいたします。

○長窪制度企画調整官

本日もいろいろなご意見を頂きましてありがとうございました。まずは確認あるいは質問事項についてお答えできればと思います。

最初に松村委員から、優先給電ルールの考え方に関するご確認をいただいたところでございます。現行の優先給電ルールの考え方を踏襲するとか従うなどと書いてあるのは、これはあくまでも現行はそういう優先給電ルールの考え方になっているからであって、今後、その優先給電ルールが合理的かというのは、同時市場の検討とは独立で検討する余地があって、そちらで別の整理になれば、それを取り入れるということもあるのではないかということをございますが、これは全くご指摘のとおりだと思っております。

優先給電ルールの考え方については、優先給電ルールに限らず、系統制約に基づく出力制御ルールも同じだと思っておりますけれども、同時市場の検討の中だけで完結する問題ではないと思っておりますから、この同時市場の検討の外で何らかの議論が行われて、それで変更されたという場合には、その都度同時市場側はそれを前提に、では同時市場はどういう在り方が合理的かということを検討していくことだらうと思っております。なので、ご指摘のとおりかなと思っております。

また、横山委員、小宮山委員から頂いた点ですが、時間前市場のSCUCが、需給の状況が大きく変わらない限りは同じような結果になるはずということについて、横山委員と小宮山委員お2人から、需給の状況が変わる場合には電源態勢が変わるので、時間前市場において自己計画電源として約定結果を固定することについては慎重に検討すべきというご指摘を頂きました。

元々の発想といたしましては、例えばPJMでも、セルフスケジュールは、5割強ぐらいはセルフスケジュールで市場に入ってきてていることがあると思っており、一定程度が自己計画電源として固定されても問題はないのではないかと思っておりました。また、今の事務局の整理でも、その1つ前のSCUCで、自己計画電源の制約が求められることになった場合には、制約されるということになります。その場合には、時間前市場で最低出力分を自己計画電源で固定することもできないので、その点も考慮すると、自己計画電源に変更する方法で対応することが考えられるのかなと思っていたところではあるのですけれども。

そういうような形で本当に足りるのかどうかということで、1つ前のSCUCから、電

源態勢ががらっと変わることも、場合によってはあるのかもしれませんし、これから技術検討をさらにしていただくところだと思っていますが、どの地点で制約を発動させるべきかというような、予測に関わるところでもあると思いますので、この点は慎重に検討が必要というのはおっしゃるとおりかと思いました。ありがとうございます。

それから、頂いたコメントについて、可能な範囲で若干コメントをさせていただきます。まず最初に、新川オブザーバーから頂いた、成り行き買いのような量だけを登録する買い入札の方法については、売り切れが発生した場合のようなことも考えると検討が必要なのではないかというご意見を頂いたと思います。

これは確かに、同時市場の議論のきっかけとなった2021年の1月の市場高騰でも、市場で売り切れが生じて、それで買い入札価格で市場価格が決まるというような状況になって、市場価格がスパイラル的に上がってしまったというようなことがあったわけでございますので、同時市場では、なるべく売り切れみたいなことが起こらないというようなことを想定しつつ、今後、価格の入札方法をどう考えるのかという点について検討が必要というのをご指摘のとおりかなと思いました。

次に、山本オブザーバーから、起動に長時間要する電源の起動指令について、週間S C U Cの結果に基づいた起動の通知を考えたほうが適切なのではないかというようなご意見を頂いたところでございます。

この点についても、今後検討が必要というのはご指摘のとおりかなと思っておりますが、この場合には、前日以前に起動を指令ないし通知するということを、それは一体どういう性質のものかを考えるかにもよると思っています。例えば、安定供給のために、今で言えば系統運用者が指令をするということなのか、それとも、週間市場みたいなイメージで、起動したほうが経済的だから起動してくださいというふうに通知するのかといったようなことにもよるのかなと思っております。その点も考慮しながら、結論としてはご指摘のとおり、今後市場の役割を整理する中で、誰が指令あるいは通知をするのかということは検討していく必要があるのかなと思いました。

それから、五十川委員から特に2番目にご指摘いただいた点について、私としては非常になるほどと思ったところですけれども、任意セルフとか絶対セルフというふうに、前回セルフ電源についての区分が示されたところですが、これは零か一かじやなくて、実際には稼働の必要性みたいなものに応じて連続的に分布しているはずであって、こういったものの最適化というのが、複雑な問題としてはあると。今回の提案はそれを現実的な範囲で扱うこととしたものだ、というご指摘があったのですけれども、これはまさにおっしゃるとおりかなと思っております。

今回、事務局の整理の最後のほうで、発電事業者が自己計画電源について電源情報を登録する時に、Three-Part情報について、低価格で入札をすることによって、その発電事業者から見た稼働の必要性みたいなものも織り込むことができるようにしてはどうかというふうに整理をさせていただいたのは、まさにその点に関するものなのかなと思

っているところでございます。そういったことも考慮したほうが、かえってその時の状況をよく反映したメリットオーダーにはなるのではないと思っているところでございます。

また、JERA東谷オブザーバーからはたくさんご指摘を頂いていて、特に検討上留意してくださいというふうな形で御意見を頂いた点については、ご指摘のとおりかなと思っております。ちょっとコメントをさせていただきたいと思ったのは、自己計画電源についてアップリフトの対象とならないとしつつ、25ページを見ると、出力配分可能領域についてはアップリフトの対象になる場合もあるではないかというようなことでございます。

これは、PJMとかでも、ディスパッチャブルで出されたものについて、本当は約定するのに約定しなかったということがあるとすると、その持ち下げ部分が逸失利益としてアップリフトの対象になるということでございまして、これが同時市場でどういうことになるかというと、普通に考えると、本当は約定するのに持ち下げられているというのは、調整力で取られていて、調整力の逸失利益のところで、基本的には考慮されるのかなと思っておりますので、今回、資料の本文のところでは書いていないということでございます。

ただ、今回御提案した方法は、自己計画電源についても場合によっては市場計画電源と横並びで抑制するとしています。それも、その後いつまた自己計画電源に戻せるのかについては、今のところまだ検討ができていません。つまり、自己計画電源が、市場計画電源と、それ以降の市場において横並びで扱われるということだとすると、そういう場合にどこまでアップリフトの対象にならないということにするのかというのは、もう少し丁寧な整理が必要というのはご指摘のとおりかなと思いました。

また、運転パラメータについても、個別調整は個別調整でかえって負担が大きくなるかもしれないというようなご指摘を頂いたところですけれども、これは別に、無理に個別調整を増やそうとしているわけではなくて、今の電源運用の実態になるべく合わせた実運用にしたらいいのかなと思っていたところではあります。ではありますが、ご指摘を踏まえて検討していきたいと考えております。

あと、時間前同時市場の入札について、 ΔkW についても考えてくださいというようなことで、それが明確になった後で、精算方法について改めて考えてくれというところでございました。この点もご指摘のとおり、今回 kWhについてお示しをしたところでございまして、 ΔkW についても、これまで技術検証の資料でも示されてきたとおり、基本的には差分精算をするのかなと考えておりますが、引き続き検討が必要かなと思っております。

市村委員から頂いた、個別調整についてどういう権利義務関係になっているのか、そこは検討が必要という点があつて、ここはまさにご指摘のとおりかなと思いました。特に、個別調整をする場合にどういう形で精算をするかというのは、確かに検討が必要な論点かなと思ったので、今後検討していきたいと思っております。

野澤オブザーバーから頂いた、自己計画電源の抑制について、運転制約というのはここで書いている以外にもいろんなものがあつて、タイミングによってはマストランに近い制約がかかるものがたくさんあるという、これもまさにご指摘のとおりかなと思います。ど

ういう運転制約を認める必要があるかというのは、今後の検討と考えており、いただいた御意見も踏まえて検討していきたいと考えております。

ということで、頂いたご意見については以上のように今のところは考えております。ありがとうございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。今ので、ちょっと私自身が疑問に思ったことがあって。

1つは、横山委員などのご指摘で、32 スライドのところで、市場状況が変化した時に、そのままじゃいけないケースがあるのではないかというところです。それについて、先ほど野澤オブザーバーのほうからで、運転パラメータを変えることができるので、前日市場で出したパラメータで約定して、それでやりたいといった時に、それが変わると困るような時については、運転パラメータの最低出力を調整するとか、そういう対応もできるのかなと思っていて。別に自己計画電源にしなくても、いろんな対応ができるのかなと思うんですね。

ただ、それでやると、例えば最低出力を上げると約定しなくなる可能性があって、前日市場で約定していたんだけれども、全部ゼロベースで時間前市場をやると、全然発電できないみたいな、そういうのをどう考えるかという問題も発生するかなと思っています。その辺、もうちょっと検討しなきゃいけないのかなと思いました。

あとは、成り行きをどう考えるかということですが、J E P Xでは新しい約定エンジンを入れましたので、成り行きを導入することも可能になっていると私は聞いています。この辺は、違っていれば國松オブザーバーから後で指摘を頂きたいんですが。

ですから、成り行きで入れることは自然なことで、それについてどういうふうな対応を取るかというのは、成り行きを認めないというよりは、アメリカだと上限価格を決めたりしていますし、あとはスケアシティープライシングとかも入っていますので、その辺も含めて考える必要があるかなという気がしました。それについては、特に事務局のほうからさらにお答えというのではないですね。

いろんな論点をありがとうございました。議題（1）については、ご議論はここまでにさせていただきたいと思います。

（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

それで、次の議題（2）に移りたいと思います。これは、電源起動・出力配分ロジックの技術検証でございます。この議題（2）につきましては、事務局の広域機関のほうから、資料4のご説明をお願いをいたします。よろしくお願ひいたします。

○下根マネジャー

はい。広域機関事務局の下根でございます。そうしましたら、2つ目の議題ということをございまして、電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証A）の進捗（しんちょく）の報告について、説明のほうをさせていただきます。

右肩2ページでございますが、これまでも技術検証会の成果ということに関しましては、都度ご報告差し上げてきたというところでございます。前々回、前回にも項目の進捗のほうをご報告したところ、今回関しましては、矢尻のほうに書いてございますように、①基本ロジックの構築の検証、そして②週間運用を可能とするSCUCロジックの検証を実施したというところでもございますので、こちらの内容に関しまして、ご報告のほうをさせていただければと考えているところでございます。

検討状況の概要に関しましては、その一覧表に関しまして、①と②を扱うということを書いているだけということでもございますので、こちらのほうはちょっと割愛させていただきまして、早速、第2章から、①、基本ロジックの構築に関する検証内容についてご報告のほうをさせていただきます。

9ページでは、これまでの振り返りも含めてではございますが、①は基本ロジックというふうに書いてございますように、こちらはそもそも、電中研さんがお持ちのベースロジックが、どういったスペックがあって、どういった結果が出るのかをまずは確認しようというところで、当初より検証してきた項目でもございます。こういった中では、妥当な結果が出てきているということを確認してきたというところでございます。

一方で、やはり継続課題と考えてございましたのが収束性、計算時間が長くかかるというところだとも思ってございます。そういったところをどのように収束性を高めるのかですとか、あるいはベースロジックに追加する形で、さまざまな火力の応答特性のモデル化、そういったところも可能な限り増やせないか、今回検討のほうを行ってみたというところでございます。

ではまず1つ目、収束性を高める工夫でもございまして、こちらに関しましても、以前、大きくは3つのアプローチがあるのではないかと示してございました。1つ目が、解く問題を簡単にするという話。2つ目がソルバーのパラメータを調整するという話。3つ目が、力業ではございますけれども、計算機自体を高性能にする、そういった方法もあり得るというところでございます。

今回、この3つに関しまして、どういった対応が考えられるのかを検証したというところでございます。まずは12ページ、1つ目の問題の簡単化、こちらは、SCUCで解く最適化問題に関しましては、やはり一般的には、非線形な要素があればあるだけ解くのが難しくなるというところでもございますので、そういったところを線形的な問題に置き換えるというところで、収束性が高くなる特性があるというところでございます。

具体的には、例えば火力機の燃料費特性ですとか、起動停止というところを厳密に扱おうと思いますと非線形になるというところではございますが、こういったところを、収束

性を高めるに、いったん線形的な特性として簡単化して解いた上で、その結果をもとに詳細な特性を模擬して最適化を行う、そういう2段階の最適化も、一つのアプローチとしては有効ではないかと考えているところでございます。

13ページがその一例でございます。先ほども申しました、本来非線形の燃料費特性をいったん線形に置き換えて解いた上で、2段階目におきましては、その状態で解いた起動停止状態を固定した上で、精緻な燃料費特性を扱ったと、そういうところも模擬してみたというところでございます。

こちらの下のところに結果のほうを書いてございますように、やはり一括で解くことに比べますと、収束性、計算時間自体は相当短縮できるというところではございます。一方、一括で最適化していないというところもございますので、そういうところから、最適化を取りこぼす特徴も見受けられたというところでございます。こういった特徴を有するというところでもございますので、こういった方法、2段階の最適化に関しましては、そもそも一括最適化が難しい、そういうケースに関して適用を考える、そういう手法などのかなと考えているところでございます。

続きまして、ソルバーのパラメータ調整でございます。こちらも完璧なファインチューニングを行ったというわけではございませんで、あくまでも14ページに載せてございますところが、商用ソルバーでございますG u r o b i の代表的なパラメータで、こういったところを、各要素を少し振ってみたらどういう傾向になったのかの感度分析を行ったというところが、今回のご報告の趣旨でございます。

17ページ以降にその結果を載せているというところでございまして、例えば、線形最適化手法に関しましては、双対単体法ですか内点法、そういうところへ変更することによる収束性の向上が見受けられたというのが1点。最適化の戦略に関しましては、あまりこれだというようなパラメータがなかったというところでございます。

3つ目に関しましては、ヒューリスティクスというところでもございまして、こういったところに関しましても、探索の時間を増やすというところで収束性向上の効果が期待される。そして、カットに関しましても、カットを多めにやるほうが収束性が向上するかというところも見受けられたというところでございます。

ただ、こちらも先ほど申しましたように、感度分析でもございますので、では例えば、この項目の良かった結果とあの項目の良かった結果、そういうものを組み合わせたとしても、必ずしもよりよくなるとも限らないというところでもございます。こういったところ、パラメータ同士が影響を与えるというところにも留意が必要かと考えてございます。

このように、実際に実装するに当たりましてはファインチューニングも必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が、そういうところは、今後の詳細設計の段階の話かなとも思ってございまして、今回におきましては、こういった収束性向上の可能性が見受けられたというところをもって、その成果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。

3つ目に関しましては計算機の高性能化でございまして、こちらは、技術検証会におきまして、小宮山委員にもご協力いただいて検証した内容でもございます。具体的には、小宮山委員が有してございます、高性能で高速な計算環境におきまして同じ問題を解くという過程におきまして、双対ギャップの目標精度を、電中研さんが実施されているところよりも10倍以上精度を高くして回してみたというところでもございます。そういったところも、同時間程度でも解けたというところでもございますので、そういった意味でも、やはり計算機の高性能化も収束性向上の鍵になるのかなと考えているところでございます。

続きましてが、火力機の応動特性のモデル化でございます。こちらは22ページ、以前お示した方向性ではございますが、SCUCロジックにおける電源運用制約への対応といたしましては、大きく2つの方向があり得るかと考えております。制約を直接的にロジックに組み込むという方法もあれば、やはりなかなか個別性が強くそういったものが難しいという話であれば、事業者の判断・申告によって、別の制約で、例えばkW制約あるいはkWh制約という形に置き換えていただいた上で組み込む、そういった間接的な方法もあり得るということをお示ししたところでございます。

こういったところは、できる限り直接的なロジックに組み込むほうが精緻かというところもございますので、このあたりは、まだモデル化できていなかった代表的な特性として、今回、起動停止カーブならびに出力帯ごとの特性、そういったところのモデル化のほうを検討したというところでございます。

まずは起動停止カーブのモデル化というところでもございまして、イメージといたしましては23ページのイメージで描いてございますように、実際の発電機の挙動といたしまして、起動完了する前のコマあるいは停止を開始した後のコマに関しましても、系統に並列している限りにおきましては一定程度の出力がなされるのだというふうにも考えてございます。こういったところもしっかり精緻に模擬した上で、他の発電機等も含めた需給バランスの一致は図る必要があると考えているところでございます。

こういったところを、ロジックを構築してみた上で、実際に石炭機等々で模擬してみた時にどうなったのかを示しているというところでございます。こちらは、ケース1、2、3でこういった起動停止の時間を少しずつ長くしたケースでもございまして、やはり起動停止の時間が長いイコール他のコマに影響を及ぼすところが増えるというところでもございます。そういったところから、多少なりとも計算時間の増加があったというところではございますが、現実的な範囲内のかなというところで、十分収束するかということを確認したというところでございます。

また、出力配分の結果に関しましても想定どおりかというところで、先ほどもお示ししたように、停止をしてからの数コマ分、あるいは起動する前の数コマ分、実際に出力がされており、他の発電機ともバランスが取れているということが確認できたというところでございます。

続きまして、出力帯ごとの特性のモデル化でございまして、具体的にどういったものを

モデル化したのかのイメージが下のところでございます。実際の発電機の挙動といたしましては、左下のモデルにも描いてございますように、とある出力帯、ここでいうバンド1に関しましては、一定の変化レートがある。そこから次の出力帯に行こうと思いますと、切り替え時間という形でキープタイムが存在するというところで、そこを時間経過した上でバンド2の領域にたどり着きますと、今度はまた新しい変化レートになるというところでございます。

こういった複雑な挙動を模擬すべく、右下に描いてございますような仮想バンドとか、そういうものを活用したモデル化ということを考えてみたというところでございます。

こういったところは、モデル化としてはこれで回るだろうというふうには考えてございますが、一緒に扱う変数の数がちょっと多くなり過ぎるかというところもございまして、そういったところは、冒頭にも申しましたように、一括で最適化することが困難になることが想定され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、先ほどもご紹介した2段階の最適化で、イメージとしては下のところに描いてございますように、最初の1回目に関しましては一般的な変化レートのカーブで計算のほうを行いまして、それによって起動停止が固定されると、精緻な切り替えカーブに置き換えるという、そういったロジックを構築してみたというところでございます。

こういったところを、28ページにも書いてございますように、日本全国のうちエリア単位、9ノードで扱った時の挙動の確認と、ノード単位で扱った時の挙動の確認を行ってみたというところでございます。30ページが、まず9ノード、エリア単位の検証でもございまして、こちらでお示ししてございますのが収束性の話でございます。こちらも定性論どおりといえば定性論どおりではございますが、一括で最適化するのに比べますと、2段階最適化のほうが計算時間が短縮できているということが確認できたところでございます。

また、先ほどのバンド制約というところに関しましても、しっかりと模擬できたかというところでもございまして、見方といたしましては、左がバンド制約を考慮しない時の挙動、右側が制約を考慮した時の挙動で、先ほどもありましたとおり、切り替え時間、キープタイムに関しては、本来的には調整力の出力が不可能にな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計上可能な調整力という形で適切に模擬されているというところでございます。

続きまして、ノード単位で検証したのが34ページでもございまして、こちらのほうがより本質的なところの示唆が得られたのかなと思ってございます。やはり日本全体の電力系統ということも模擬いたしますと、そこにバンド制約を考慮した上で一括最適化を図るうと思いますと、そもそも収束しない、回らないという結果が得られました。そういったところに鑑みて、2段階最適化ということを適用いたしますと、今回、一番下の1-3というところに書いてございますように、解が得られたというところが、成果として最も有益だったのかなと考えてございます。

つまるところ、そもそも一括最適化ではロジックとしてはなかなか難しかったところが、ロジックとしての実現化の目途が立ったというところだと考えているところでございます。

こういったところの結果をもちまして、電源運用制約に関しましては一定程度対応の見込みが立ったと考えているというところでございます。こういった内容に関しまして、技術検証会のほうでもしっかりとご議論いただいたというところでもございまして、今後の進め方に関しましては、収束性を高めるためのパラメータ調整ですとか、モデル化に関しまして、幾つか示唆を頂いたというところでもございまして、今後の実装にしっかりと活かしていきたいというふうには考えてございますが、まず検証という過程におきましてはいつたん完了と考えているというところでございます。

続きましてが、②の週間運用を可能にするロジックでございまして、こちらの方向性自体は以前お示ししたところで、こちらも1週間単位を精緻に回そうと思いますと、やはり計算時間がかかる仕方がないという話かというふうにも考えてございます。この点は、下の図に描いてございますように、例えば前半の3日間は精緻に行った上で、後半の4日間は粗くする、そういうロジックを構築して回してみてはどうかということを確認してみたというところでございます。

こちらも、先ほどもございましたとおり、エリア単位かノード単位かというところで検証のほうを行ったというところでもございまして、まずはエリア単位の検証の内容のご報告でございます。44ページに書いてございますのが、収束性、計算時間の評価でございまして、こちらも想定どおりで、後半を粗くすることによって計算時間自体は大幅に短縮できたというところでございます。

一方、後半を粗くすることによる悪影響はなかったのかという評価が46ページ以降だというところでもございます。この点、左下の需給バランスに描いてございますように、元々30分コマのところを4時間コマに平均化しているというところでもございますので、何かカクカクした形になりますが、ただ、こちらはkWh自体も平均化した形になっているというところでもございますので、そういう観点からは、右の図、発電量ですかコストに与える影響はほとんどなかったというところでございます。

また、週間運用の主たる目的でございますが、揚水の水位管理に関しましても、当然後半の揚水の水位が粗くなるということ自体は自明ではございますが。こちらも一日の始まりでございますとか終わり、そういうところの管理目標値を把握するのに関しましては、こういった粒度でも十分かということが評価できたというところでございます。

1点、少し課題かなというところが見受けられたのが、48ページでもございまして。先ほどもございましたように、各30分コマをkWhとして平均化したというふうになりますと、左下の図にも描いてございますように、とあるピーク帯、kWが取り漏れる可能性があるのかなというところが顕在化したというところでございます。

この点に関しましても、同時市場におきましては、週間のSCUCというところは毎日回す予定でもございますので、そういうところを、いずれ3日以内、精緻なゾーンでピ

ックアップができるかなと考えますと、そこから対応しても間に合うかという考え方もありますが、あるいは4日目以降のロジックにおきましても、全てが全て4時間で平均化する必要があるかと考えますと、こういったピーク帯に関しましては、例えば1時間ぐらいの精緻な粒度、他の時間帯は6時間ぐらいの粒度というところで、そういうことを使い分けるということをすれば、ロジック上問題はなくなるかという、そういう示唆も得られたというところでございます。

50ページはノード単位の結果ではございますが、傾向としては先ほどのエリア単位の検証と同様であったというところでもございまして。計算時間が短縮できたという話と、先ほどのバランスとコスト等の評価に関しまして、傾向は同じであったというところでございます。

こういったところの結果に関しましても、技術検証会のほうでご議論いただいたというところでもございまして、先ほども申し上げましたとおり、ピーク需要に合わせた供給力を確保する工夫で、やはりいろいろ示唆を頂いたというところではございますが、そもそも目的としてございましたような計算時間の短縮効果ですかとか、週間運用の主目的でございます揚水水位の管理・ロング機の起動も一定程度満たせるかということが確認できたというところでもございますので、こちらも検証Aとしては完了かと考えているところでございます。

そういったところでまとめさせていただいたのが55ページ以降でございまして、前々回、前回、そして今回というところで、検証項目の進捗のほうをご報告させていただいたというところでもございます。これまで提示しておった検証項目の①から⑦というところに関しましては、一通り完了したのかなと考えているというところでございます。

一方で、であれば技術検証会を閉じるのかというと、そんなこともないのかなというふうにも考えてございます。これまでお示ししてきた方針でもございますけれども、今後同時市場の導入に向けた検討ということは本格的に行っていくフェーズになるのかなとも思ってございますので、逆に技術検証等に関しましてはより一層重要になってくると考えているというところでございます。

そういった観点からは、やはり技術検証会に関しましても、引き続き継続的に開催した上で検証を進めていきたいと考えてございまして、まずもってはこういった課題がまだ残っているかという観点で着眼したのが大きく2つです。

⑧の項目に関しましては、こちらは先ほど来ご議論いただいたございましたように、自己計画電源等に一定の制約を課すロジック、こういったところをちゃんとロジックとして精緻に再現できるのか検証したいですとか、あるいは⑨に関しましては、これまで明示的に扱ってこなかったところではございますが、やはり送電ロスをロジック上どう扱うのかも検証が必要かなとも思ってございます。こういったところを検証項目に加えた上で、引き続きしっかりとやっていきたいと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は、説明は以上となります。よろしくお願ひいたします。

○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、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。それでは、どなたかございますでしょうか。

○横山委員

はい。横山でございます。丁寧、詳細なご説明ありがとうございました。私は1点質問で、一番最後の57枚目のスライドの今後の検証というところで、送電ロスを考慮したSCUCロジックというところです。まず質問は、過去の系統では、このUCと、SCUCはやっていないと思うんですけども、ED（ELD、経済運用）において、損失を考慮して計算をされていたのかということです。後で多分損失を損失率か何かで計算して付け加えられたんじゃないかなと思うんですが、昔はいわゆる最適計算の中に損失を入れていたのか入れていなかったのかです。

今回、入れて少し検討してみようということなんですが、これは、検討してみて昔の損失の考慮の仕方、最適計算に損失を入れて詳細な計算をしているのではなくて、後で損失を割り振っているようなことでいいのであれば、それを使おうという、そういう意味での検討をされるのか。それとも、本格的に本当に損失を入れて最適計算をやるおつもりなのか。その辺を、ちょっとお聞かせいただければと思いました。以上です。

○金本座長

ありがとうございます。その他にございますでしょうか。JERA東谷オブザーバー、お願いいいたします。

○東谷オブザーバー

はい。JERAの東谷です。1点コメントさせていただきます。

今回、火力機の代表的な応動特性として、起動停止カーブのモデル化についても検証いただきましてありがとうございます。今回の検証では、計算時間および出力配分結果の妥当性とともに一定の見通しが得られたということで、ひとまず安心しておりますが、実運用では機器の状態によってユニットごとに起動カーブが複数存在しますので、その使い分けを含めて実務に対応できるのか、今後の詳細検討の中で深堀りを進めていただければと思います。以上になります。

○金本座長

どうもありがとうございます。秋元委員、お願いいいたします。

○秋元委員

はい、秋元です。ご説明いただきましてありがとうございます。また、大変な作業をされていると理解しています。成果も上がっていて、感謝申し上げたいと思います。

その上で、特に今回、週間運用のところで、後半を粗くしてかなりいい結果が出ているとか、考えるとそうかなと思いつつも、実際にやってみていい成果が出ているかなと思いました。起動停止のところについても、詳細についてはこれからさらにということでしょうけれども、一定の成果も出て、こちらも喜ばしい感じがしました。

前半のほうで、どう最適化、早く計算を解いていくかということで、幾つかのやり方でトライをされていることもとても重要かと思いますし、私もこのMIPでいろいろ昔解いた経験からしますと、書かれていることはそのとおりかなと。経験からしても、自分もそういう経験を持っていて、今日ご説明のところも、そういうことになりやすいかなと思いました。そういう面ではかなり進展してきていて、ありがとうございます。

ただ、ちょっとこれからということになるかと思いますが、全体像としてどういうふうに動かしていくのか、実運用になった時にどういうロジックで、どこからどういうケースだとどういうふうに簡略化をするのか、もしくはパラメータをいじるのか。それぞれのケースについてはご報告がありましたけれども、全体としてどういうロジックを組んで、順番にどうしていくのか。ただ、時間がない中で計算していかないといけないので、そういうルール化みたいなことを、今の段階ではないということは当然よく理解しているわけですけれども、少しそういうところを念頭に置きながら全体として仕上げていく意識を持っていただいて、さらに頑張っていただければと思いました。

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。その他にございますでしょうか。五十川委員、お願ひいたします。

○五十川委員

ありがとうございます。1点、簡単にコメントのみです。

非常に精緻な分析をしていただき、タイムコンシューミングな形で検討を進めていただきありがとうございます。いろいろな工夫と技術の積み重ねだと思いますし、そういう形で一定の成果が出ているというのは、極めて有用なことで、改めてお礼申し上げます。

今回の検討はそれぞれ工夫があった中で、一つ、テクニック的なことではないのですけれども、計算機の高性能化みたいな論点も入っているのが個人的に面白いと思いました。実際に実装に際してどういった形でそれを、計算機も含めて実装するのかという点は、実装が近づいてくると絶対に出てくる論点でありますので、こういったものもエビデンスとして重要ではないかと感じました。

今後の話を 57 ページにまとめさせていただきましたけれども、おっしゃられたように、自己計画電源等に一定の制約を課すロジックといった点は、先ほどの資料 3 においても大きな話としてありましたので、ぜひ引き続き検討を深めていただければ助かるところではあります。

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。その他にございますでしょうか。大丈夫でしょうか。では、事務局のほうからお願ひいたします。

○下根マネジャー

はい、事務局でございます。委員の皆さま方、オブザーバーの皆さま方、ご質問ですか、今後に向けた有意義なご指摘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、送電ロスのところに關しまして回答させていただきますと、過去、各エリアが U C とか E D C をやる時に、ロスをどう扱っていたのかというところに關しては、全ての答えを持ち合わせているわけではないのですが、そもそも送電ロスに關しましては、横山委員もご存じのとおり、送電線を通った潮流の大きさ次第によって、全体のロスがどの程度流れるのか、発生するのかが変わり得るというところでもございます。そういったところ、過去の U C に關しましては、当然その系統自体を模擬していないということを考えますと、一般的には需要の末端というところでロスが一定程度発生するであろうということを見なしで加算した上で、全体のバランスを整えているというところだと考えてございます。

こういったところが、 S C U C という形になると、系統も模擬した上で、そこに流れ得る潮流というところも U C の結果次第によって変わり得るというところで、ロスを精緻に把握することもできますし、逆に言うと、そこを模擬しないと、実際に混雑が発生した時に、本当にそれが制約に引っかかっているのかとか、そういったところもなかなか判別しづらくなるというところもございます。まずは海外の事例等も含めまして、技術的にどういった扱いがあり得るのかということを勉強させていただいた上で、何をどこまでできるのかという、最後の落としどころといいますか方向性に關しましては、それを踏まえた上で考えていきたいと考えているところでございます。

続きまして秋元委員、五十川委員、そして東谷オブザーバーに頂いたことは共通的なところかなというふうにも考えてございます。それぞれの項目に關しての成果というところに關しましてはご賛同いただいたのかなと思ってございますが、これからという話になつていきますと、やはり実装に向けて全体像ですとか、そういったところ、さまざまな課題が発生しないのかをしっかりと見ていくってほしいということだとも思ってございます。

東谷オブザーバーに頂きましたところも、ご指摘のとおりかと思ってございまして、実

際には起動停止カーブというところがユニットごとに違うというところはそのとおりかと思ってございます。こちらのモデルに関しましても、事業者の方から各ユニットごとに提出いただいたカーブをちゃんと再現できるようにはしているというところではございますが、そういったところが、いろんな種類のものが入ってきた時に、果たして収束性がどう変わり得るのかというところの検証まではできていない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全体像という話の中で、実際の系統を模擬してみて、いろんなケースも回していくと。そういったところの過程におきましても、しっかりと大切に検証していきたいというふうには考えているところでございます。

最後に、一定の制約に関しましても、五十川委員に頂きましたとおり、非常に重要な論点だというふうにも考えてございますので、送電ロスの話と併せて、しっかりと着手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。

（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

どうもありがとうございました。それでは次に行かせていただきまして、次は議題（3）で市場価格算定方法（検証B）に関する進捗報告についてでございます。議題（3）につきましては、こちらも事務局の広域機関より資料5のご説明をお願いいたします。よろしくお願ひいたします。

○下根マネジャー

はい、広域機関事務局の下根でございます。そうしましたら、3つ目の議題ということでございまして、市場価格算定方法（検証B）に関する進捗のご報告をさせていただければと考えてございます。

こちらは、第13回の本検討会におきまして、検証Bの中間取りまとめの結果の共有ですか、その時点では未着手であった今後の検証が必要となる論点ということもお示ししたというところでございます。

こちらは、前回に関しましてはまずは ΔkW の市場価格算定に検討着手したというところでございました。今回に関しましては2つ目の論点で、地内混雑発生時の kWh の市場価格に関して、そういったところの試算ですとか考察を行ったというところでもございますので、内容に関しましてご説明のほうをさせていただきたいと思ってございます。

では、まずそもそもどういった課題だったかということの振り返りでございます。6ページにも書いてございますように、当然、今後、地内におきましても系統混雑が発生し得るというところでもございますので、そのためにSCUCを設けているというところでもございます。混雑を発生させないという観点からは、ディスパッチの世界におきましては、

しっかり混雑処理を行うのだと考えてございます。

一方で、精算に関しましては、やはりエリアに1つのプライスだというところの前提で検討を進めているというところでもございますので、そういった系統混雑発生時に市場価格をどのように作るのかということに関しましては、海外事例を参考にしながら今後の検証を進めていくというふうにしておったところでございます。

具体的にはということで、大きく2つの案を示しておったというところでもございまして、1つがカナダの方式だというところで、カナダに関しましては、ディスパッチ自体は、当然系統制約を考慮した上でSCUCを行うというところではございますが、それとは別にエリア共通の単価を作るということにおきまして、系統制約を無視した、系統制約なかりせばみたいなところのSCUCを別立てで回してございまして、そういったところから単価を算定する方法もあるというところでございます。

2つ目に関しましては、そんなことはせずとも、系統制約を考慮したディスパッチの結果から、ノードごとのLMP自体は算定されるというところでもございますので、そういったところをエリアで加重平均すれば、それはそれで一つのエリアプライスではないか、そういったところで精算する案も、2つ目として挙げておったというところでございます。

こういったところを、8ページにも書いてございますように、まずは比較検証という観点で、東京エリアというところを大きく二分いたしまして、それで混雑が発生した時にどういった価格の傾向になるのかを検証していこうというふうにしておったところでございます。

ではまず、そういった検証のモデル、どういった状況なのかというところを簡単にご紹介させていただければというふうに考えてございまして、14ページに書いてございますように、大きく東京エリアを2つに区分して混雑を発生させたというところでございます。こちら、末端側にございます東京の②という系統に関しまして、火力が多い系統になっているというところでもございますので、この系統におきまして重負荷期に火力が高稼働になりますと、②から①に流れる潮流が運用容量を超過しやすいというところで、混雑の発生を再現してみたというところでございます。こういったところ、混雑発生が年がら年中起きているという話ではなく、先ほども申しましたとおり高需要期において発生しているというところでもございますので、年間にならしますと約2%の断面で発生する、そういった検証モデルになっているというところでございます。

実際に混雑が発生した時間帯を抽出いたしますと、16ページに書いてございますように、系統制約を考慮したロジックに関しましては、しっかり運用容量以内に収めるようにSCUCが回っているですとか、一方、系統制約なかりせばというところに関しましては、そういった時間帯におきまして、運用容量を超過しても特に気にせず流すと、そういったロジックを用意したというところで、検証用のモデルのほうを2つ整えたというところでございます。

また、こういった断面における火力の稼働状況に関しても確認したというところでござります。

ざいます。こちらも、想定どおりといえば想定どおりではございますが、混雑発生時に混雑処理のほうをいたしますと、混雑系統でございます系統②のほうでは、単価の安い火力というのは抑制されまして、非混雑側の系統に関しましては単価の高いコンベンショナルのような火力が焚き増しされているというところで、混雑処理の状況のほうを再現しているというところでございます。

こういったモデルにおきまして、実際どのような結果になったのかを第2章でお示しするというところでございまして、早速結果のほうを19ページの表のほうでまとめてございます。表の見方といたしましては、左からケース1、ケース2と、上段から混雑発生時、非混雑時、そしてトータルの期間を表しているというところでございます。

このうち、混雑発生時に関しましては、そもそもケース1とケース2では算定方法が違うというところでもございますので、ある意味では結果が違って当然かと。この結果をもちまして、価格が高いから駄目だ、安いからいいという単純な話でもないかというふうにも考えてございます。

どちらかというと、着目いたしましたのが真ん中の非混雑時だというところでもございまして。こちらは、非混雑時だと考えれば、ケース1、ケース2で価格が一緒になるのかなと思っておったところに差異が発生しているというところが何故なんだというところかとも思ってございますので、こういったところを中心に考察のほうを行っていったというところでございます。

そこに関係する話といたしましては、地内混雑発生時に新たに発生する市場外補填（ほてん）というところに着目したというところでございます。同時市場におきましては、従前より左下のアップリフトのイメージと書いてございますように、シャドウプライスが、限界費用から求めているというところもございますので、なかなかどうして、電源によつては起動費等が取り漏れる可能性があるというところでもございますので、そういったところの取り漏れが生じないように、市場外補填、アップリフトの仕組みが必要というふうなことは、以前より整理してきたところでございます。

一方で、今回、地内混雑が発生するとなりますと、そこでならしたエリアプライスは、やはりどうしても真ん中の、平均的なプライスになってしまうというところもございまして、そういったところ、非混雑系統で焚き増した電源に関しましては、右下の図に描いてございますが、ピンクの領域、可変費に関しましても取り漏れる領域が新たに発生し得るというところでもございますので、こういったところが、今回の仕組みによる新たな市場外補填なのかなというところで、この領域に着目いたしまして、この領域の多寡の検証に入ったというところでございます。

そちらの試算結果が24ページでもございまして、こちらは真ん中の段に、従来のアップリフトの規模感、そして一番下の段に新たな補填の規模感というのを示してございます。こちらは、従来のアップリフトに比べますと、非常に少ない規模感であるというところになつてございますが、こちらは先ほども紹介したモデルで、今回はあくまでも東京エリア

の1カ所で混雑が発生する、そういうモデルを再現したというところでもございます。

当然、この新たな補填に関しては、混雑箇所が2カ所、3カ所に増えていくと増えていくという話でもございますので、こちらも現時点での絶対量に意味があるという話ではなく、どちらかというと左と右を見比べるという観点で、ケース1の新たな補填とケース2の新たな補填というところを比べますと、ケース1のほうが新たな補填というところが4倍程度大きいというところもございます。ここが、先ほどの話も含めまして、何故なのかをしっかりと分析すべきかと考えたところでございます。

そちらの考察が次の章でございまして、先ほどの新たな補填をしっかりと検証すべく、もう少し断面を切り分けたというところが下の表でございます。具体的には混雑発生時か非混雑時か、あるいは混雑系統側か非混雑系統側か、どこで新たな補填が発生しているのかに着目して分析したというところでございます。

こちらは右側のケース2から見ていただければと考えてございますが、ケース2であれば、混雑発生時の非混雑系統側で新たな補填が発生しているというところで、こちらは混雑処理に伴います非混雑系統での焚き増しによる補填で、これは理屈の上でも整合的のかなと考えているというところでございます。

一方で、左側のケース1のほうを見ていただければと思ってございます。こちらは混雑発生時だけではなく、下段の非混雑の時にも新たな補填が発生しているというところで、これはやはり相当歪な構造ではないかというふうにも考えてございまして、こういったところの要因分析を綿密にやってみたというところでございます。

27ページがその要因分析の結果でもございまして、調査の結果、分かったことといたしましては、よくよく考えてみるとそれはそうかというところではございますけれども、S C U Cロジックは、単一コマを最適化しているわけではなく、連続コマで最適化を行っているというところでもございます。この点で、とあるコマにおきまして電源の起動がなされると、その当該電源に関しましては起動を保ったままのほうが経済的だと、そういった他のコマに影響を与えるんだということを考えますと、その次のコマ以降でも非混雑の断面になったとしても、非混雑断面での電源態勢というところは、系統制約ありせば・なかりせばのロジックにおいては異なることも当然発生し得るんだというところが見えてきたところでございます。

そうなりますと、先ほどの結果に繋がるのも分かるかなというところでもございまして、ケース1というところで非混雑時に新たな補填が発生したのは、そういったなかりせばロジックということを回しますと、違う電源態勢で評価する結果になったというところでございます。そうしますと、やはり非混雑時において焚き増し電源を補填するという、本来あり得ない概念に対して費用の補填がなされるというところでもございますので、こういったところはあまり望ましくないのかなとも思ってございます。

この点、このケース1に関しては、そもそもはカナダの方式を採用したのであって、じゃあカナダはなぜこういった問題が発生していないのかということも深堀りしてみたと

いうところでございます。厳密にカナダの制度というところを改めて考えますと、現時点におきましては、いわゆるリアルタイム市場に対してのみこういったありせば・なかりせばのロジックを適用しているというところでもございますので、こういったところ、電源態勢がおおむね固定されたリアルタイム市場のＳＣＥＤであれば特に問題ないのかなとも思ってございますが、電源態勢が変わり得る場合、ＳＣＵＣに対して適用すると、こういった問題が生まれるというのが、見えてきた示唆だというところでございます。

こういったところも踏まえますと、当然、日本の同時市場というところは前日から電源態勢も含めて取り扱うというところでもございますので、そういった制度におきましては、先ほどのようなケース1というところは、やはり歪な構造になろうかというところで望ましくないという評価になろうと思ってございます。実際に起動する電源態勢に基づいて価格が算出されるケース2というほうが、実態を反映した価格となり、シグナルとしての信頼性も高いかと考えているというところでございます。

また、補論でございますが。この市場外補填に関しましても、先ほどまでのご議論は、前日同時市場の一断面のみを対象に検討してきたというところではございますが、当然、地内混雑ということに関しましても、前日断面で発生して時間前で解消する、あるいはその逆ということも起こり得るということを考えますと、あまり都度都度精算することによって不要に増大させるというよりかは、やはり市場外補填というものの性質を考えると、アップリフトと同じかあるいはその一項目として扱うことによって事後的に補填する、そういう方向性が整合的ではないかと考えているところでございます。

今回のまとめと今後の進め方に関しましては33ページに書いたとおりでもございます。先ほども申しましたとおり、地内混雑発生時のkWhの価格というところに関しましては、やはりケース2のほうが合理的かというふうにも考えてございまして、今回の結果としてはそういった形をお示ししているというところでございます。今後に關しましては、残る論点というところで、約定電源の関係性ですとか、あるいは調整力kWh価格等々に関する論点に関しまして、しっかり検討のほうを深めていきたいと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、説明のほうは以上となります。よろしくお願ひいたします。

○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、ウェブの方は举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。ＪＥＲＡの東谷オブザーバー、お願ひいたします。

○東谷オブザーバー

J E R A の東谷です。私のほうから 1 点質問をさせていただきます。

前回お示しいただいた資料の 20 ページや 21 ページの例を見ますと、右下の市場外での補填額が、ケース 1 のカナダ方式よりもケース 2 の LMP 加重平均価格のほうが大きい額になっております。これは注釈にもあるとおり、起動費それから最低出力費用は無視されておりますので、通常の可変費の補填であると理解をしております。

一方で、今回の検証ではたき増し電源への補填という部分がこの可変費の補填に該当するかと思いますけれども、24 ページを見ると、ケース 1 のほうが逆に 4 倍ぐらい大きい額になっております。ちょっと私の理解が及んでおらず大変恐縮なんですけれども、この違いについて改めてご教示を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。その他にございますでしょうか。よろしいですか。じゃあ、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

はい、事務局でございます。東谷オブザーバー、ご質問いただきましてありがとうございます。20 ページと 21 ページで掲げてございました、前回お示ししたところに関しましては、まずは代表的な傾向といいますか一つの断面というところで、混雑が発生した時の断面のほうをお示ししているというところでもございますので、この点、混雑発生時の価格如何によって市場外補填というものは変わり得るというところは、そのとおりなのかなと思ってございます。

一方、今回検証したところといたしましては、20 ページ、21 ページでは示し切れていないような、次のコマ以降の非混雑の時も含めた上での検証結果のほうをお示してございます。20 ページ、21 ページにはない非混雑断面におきまして、ケース 1 で不可思議な、歪な構造の流れがあったというところから、結果論的に、26 ページにも書いてございますように、下段の非混雑時の補填のほうが規模が大きくなつたというところで、先ほどのような 4 倍になった、そういう傾向が見受けられたというところでもございます。こういったところがまさに、1 つの断面だけを手計算しただけでは見えなかつた、年間シミュレーションをやつた上で見つかった傾向なのかなというところで、新たな知見として、今回ご報告のほうをさせていただいたという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

よろしくございますでしょうか。ケース 1 は結構むちゃなことをしているというか、系統制約はあるんだけれども無視して、それで最適化をしたんだけれども、こんなものができるわけがないということをしたということで、変なことになるのは当たり前というこ

とでもあるかなとは思います。最適化する時は、やはり系統制約をちゃんと入れた段階で最適化をしないといけないなというのが教訓だろうと思います。その後にプライシングをどうするかは、またちょっと別の話かというふうには思います。

その他にございますでしょうか。よろしいですか。じゃあ、次の議題に移らせていただきます。

（4）同時市場における特殊なリソースの取扱いについて①

議題（4）は同時市場における特殊なリソースの取り扱いについての①でございます。これにつきましても、事務局の広域機関から資料6-1、それから資料6-2の説明をまとめてお願ひいたします。よろしくお願ひいたします。

○下根マネジャー

はい。広域機関事務局の下根でございます。そうしましたら、4つ目の議題ということでございまして、同時市場における特殊なリソースの取り扱いということで、今回におきましては6-1で変動性再エネ、そして6-2で揚水と蓄電池、ここに関して扱ったというところでもございますので、併せて資料のほうを説明させていただければと考えてございます。

まず6-1でございまして、再エネの話でございます。こちらは右肩2ページに背景のほうを書いてございますが、以前の検討会におきましても、一定程度論点のほうをお示しておったかなというふうにも考えてございます。具体的には、実需給が近づくにつれまして精緻になるFITの予測等々の扱いをどのように考えるのかが検討事項であったというところでございます。

また、併せて、火力以外の入札方法に関しましても、再エネに関してはどのようにすべきなのかという点も論点であったかというふうにも考えてございますので、今回、現行制度の特徴も鑑みながら、今後同時市場においてどのような扱いが考え得るのかと、そういった場合の課題についても整理を行ったというところでございます。

ではまず、現状の変動性再エネの取り扱いと課題を踏まえた上で、第2章の同時市場における取り扱いというふうに入っていくというところでございます。

右肩7ページをご覧ください。こちらは以前に分類した整理というところではございますが、変動性再エネといいましても、非常に多くの種別がございます。これらを大きく二分いたしますと、インバランスリスクがなく市場関係なく出力されるFIT電源等と、インバランスリスクがございまして市場に統合されるFIP電源等と、こういったところに大別されると考えてございます。こういった2つの種別に関しまして、現行制度でどのように扱われているのかをお示しするというところでございます。

まずは、現状のルールの仕組みの簡単な紹介だというところでもございまして、9ペ

ページではF I T電源の制度の概要、全体像のほうをお示ししているというところでございます。こちらのF I T制度に関しましては、いわゆる全量買い取り制度でもございまして、F I T①であれば小売買い取り、F I T③であればT S O買い取りが主になるというところでございます。

これを具体的にどのように同時同量計画に反映するのかに関しましては、T S Oからの計画配分、前日6時の再通知分を同時同量の計画に反映させた上で、以降というところに関しましては、上振れ、下振れが起きようが、特に計画反映のほうはしてございません。そういったところの上振れ下振れした分に対しましては、いわゆる調整力での対応ですか、優先給電ルールで出力制御を行って対応しているという実態があるというところでございます。

11ページ以降は以前もお示しした資料でございますので、詳細な説明のほうは割愛させていただきます。今回の新規の内容といたしましては、16ページ以降に、市場外の優先給電ルールに関しましても、補足的に扱っているというところでございます。

こちらは先ほどの前日6時の再通知以降、実際にどのように市場取引がなされて、かつ市場外取引がなされるのかをお示ししたというところでもございます。こちらの上段にございますところの前日10時～12時にかけては、いわゆる市場取引だというところで、スポット市場でも取引が行われるというところでございます。その後、前日の12時に翌日計画が策定されると、そこで提出された計画を用いまして、いわゆる優先給電ルールでの対応が始まるというところで、前日であれば夕方17時までにオフライン事業者の出力制御の指示、そしてオンラインであれば実需給の2時間前ごろに指示を行うと、そういった仕組みになっているというところでございます。

こういったところ、概要に関しましては、これは皆さまご存じのとおりかなとも思ってございますが、前日に需給バランスを策定した上で、それでも余剰になってくるということであれば、まずは電源Ⅲですか、バイオマスの出力制御を行うと。なお下げ調整力不足になるということであれば、変動性再エネも出力制御に至るというところでございます。

こういったところで、先ほどもございましたとおり、前日の12時をまたぎまして、12時前の市場取引と12時後の優先給電ルールがあるというところでもございますので、まずはS T E P①で、12時前のスポット取引のところの扱いを紹介しているというところでございます。

先ほども申しましたように、F I T電源①③に関しましては、買取義務者が計画に反映する必要があるというところでもございますので、F I T①の一部でございますところは、自社供給分というところに宛がわれると思ってございますが、それ以外に関しましては、基本的にはスポット市場に売電するのかなとも思ってございます。

この点は、基本的には0.01円といった最低入札価格で入札しているかということで、一般的な断面であれば基本は売り切れるという話ではございますが、こちらはやはり再エネが余剰傾向にある断面になりますと、こういった0.01円で売ったとしても、0.01円の札

だけで全て充足してしまうというところで、そういったケースにおきましては、いわゆるプロラタ按分で、全量は売り切れず一部しか売れない、そういった状況もあり得るんだというところでございます。

こういったところに關しまして、下の図にも描いてございますように、買取義務者といたしましては、売れ残ったところが同時同量計画に反映できないと、そういった課題が発生し得るというところでもございますので、こちらに關しましては、現行の取り扱いといたしましては、売れ残った分に關しましては、控除をした上で同時同量計画を策定してもよい、そういった制度になっているというところでございます。

つまり、現行の制度に關しましては、個別の事業者単位で見ますと、一見すると同時同量計画は達成されておるというところではございますが、実際にはその裏に余剰が残っているというところでもございますので、そういったところが、以降の時間帯の市場外取引、優先給電につながっていくというところでございます。

また、というところで、FIT電源とは違いましてFIP電源等に關しましてはそういった措置もないというところでございますので、こういったところがプロラタ按分で未約定になったということであれば、当該事業者が他の売電先を見つける限りにおきましては同時同量計画に織り込めない、それすなわち事業者自ら抑制するというような制度になっているところでございます。

続きましてが、12時をまたいだ優先給電ルールの業務フローということの簡単なご紹介でもございます。これは現行制度のご紹介ではございますが、下の処理フローにも描いてございますように、前日の14時～15時というところで需給調整市場の約定処理が行われてございまして、それ以降15時～17時という非常に短い時間の中で優先給電に基づく対応がされているというところでございます。

具体的には、例えば②長周期の組み合わせに關しましては、こちらは地域間連系線、そういったところに空き容量があると、そういったところを活用した上で再エネの出力制御量を下げようというところでもございますので、そういったところを最適に配分する、そういった取り組みがあるというところでもございます。それにより、地域間連系線の量というところが固定されると、エリア内のバランスの算定に入るというところで、こちらで再エネ制御量の算出ですか、制御指示が行われるというところでもございます。

やはり、こういった複数のステップが存在しているというところから、現行におきましても相当程度の時間、マンパワーが費やされる、そういった実態があるのだというところでございます。

24ページ以降ということに關しましては、そういった優先給電ルールというところが、実際どの程度増えているのかをお示ししたというところでもございます。数年前に關しましては、九州エリアの一部で始まったところではございますが、それ以降各エリアにおきましても少しずつ増えているというところでもございまして、24ページあるいはその次のページの25ページを追っていきますと、年々右肩上がりだというところで、今後より一層

増えていくのではないかが予見されるところでございます。

こういった現行の仕組みということを踏まえまして、現行どういった課題が掲げられているのかを整理したのが次の章でもございまして。先ほども申しましたように、やはり前日 12 時をまたぎまして、市場取引と市場外取引が分散的に実施されているというところが一つの課題なのかなというふうにも考えてございまして。

27 ページに書いてございますのが、そういった再エネの余剰時に関しましては、基本的にはスポット価格は最低価格である 0.01 円付近で約定するのだというふうにも考えてございますので、こういったところ、調整電源・電源Ⅲのような、一定程度の限界費用が存在する電源に関しては、それが抑制可能な領域ということであれば、経済差し替えを行っていただくことのほうが、おそらくは経済的合理的な行動であろうというふうにも考えてございますし、そういった差し替えの札があるということであれば、そこは約定した上で、FIP 電源等のそういったプロラタ按分の減少にもつながるというところでもございますので、そういった形が本来的には望ましいのではないかと考えているところでございます。

一方、そうはいっても電源Ⅲの出力制御というのも一定程度存在しているのが実態なんだと考えてございます。こういった断面では一体どういった状況になっているのかということを改めて考えてみると、下の図に描いてございますように、そういった電源Ⅲの出力制御が、FIP 電源等の未約定ということの後で行われるということを考えると、スポット市場の断面で電源Ⅲが差し替え札として入っていれば、そういった出力制御に至らなかつた、そういった FIP 電源の抑制も、一定程度生まれているのではないかということを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、31 ページにも書いてございますように、先ほどもご紹介いたしましたが、優先給電ルールの処理フローというところが、相当程度時間とマンパワーが費やされているのかなというところも思ってございます。この点に関しましては、第 55 回の需給調整市場検討小委員会におきましても、そういったところに関して議論のほうがなされているというところでもございまして、こういった中では、やはり優先給電に基づいた広域的な再エネ出力制御方法の課題が少しずつ顕在化しているのかなということだとは思ってございます。将来的な再エネ大量導入を見据えますと、やはり抜本的な対応も考えていく必要があるかと考えているところでございます。

こういったところを踏まえた上で、同時市場においてどのような扱いが考えられるのかも第 2 章以降で論じるというところでございます。

33 ページでございますが、先ほどの課題 1 に関しましては、端的に申しますと、同じ時間帯で扱っていないことが課題なのかなというふうにも考えてございます。この点、同時市場の SCUC ロジックに関して、一元的に扱うという形になれば整合的なのではないのかと。

そして、先ほど来ご議論いただいてございますように、こういった再エネ余剰時という

ところに関しましては、やはり一定の制約が必要であろうというふうにも考えてございます。こういった一定の制約ということがしっかりと反映することができるということであれば、こういった断面におきましては、電源Ⅲのような電源に関しましても、やはり一部の領域というところは、Three-Part情報に置き換わるというところでもございますので、そういった中で計算のほうをいたしますと、まずは電源Ⅲの抑制、そしてFIP電源、そういった形になろうかというところで、整合的だと考えているところでございます。

加えて、実運用のところに関しましても、そもそも同時市場のSCUCロジックが、地域間連系線ですか、地内の送電線の制約を考慮して最適なバランスを作るということでもございますので、そもそも市場の約定、余剰の断面にもかかわらず地域間連系線の空き容量がまだ残っていると、そういった状況自体がそもそも発生し得ないのかなとも思ってございます。そういった観点からは、現行の長周期の組み合わせですか、再エネ制御量の算出の大部分が自動化されるのかなというところで、課題②の解決も図れると考えてございます。

加えて、優先給電ルールに基づく対応に関しましては、前日で終わりという話ではなく、それ以降当日にかけてというところで、都度再エネの出力予測ということを更新してございまして、こういったところを時間前同時市場などで扱うというふうにいたしますと、より一層効率的な市場取引と運用になるのではないかと考えているところでございます。

そういったところがおそらく仕組みとしては整合的なんだろうと考えてございますが、やはりそういったところを都度反映するためには何をすればいいのかという観点に立ちますと、FIP電源であれば発電事業者のほうに自発的に入札していただきたいということでおございますし、あるいはFIT電源①③ということであれば、TSOからの最新の予測値に基づきまして、買取義務者に入札を行っていく必要があるかと考えてございます。

こういったところにやはり課題が生じるのかなというふうにも考えてございまして、そういった買取義務者が都度の入札あるいは計画見直しに対応できるかといった物理的な課題ですか、あるいは現行の制度に関しまして、買取義務者に金銭的負担をかけない制度になっているというところでもございますので、そういったところも実現できるのかが課題なんだと考えてございます。こういったところを中心的に、次のところで議論のほうを行いうというところでございます。

まずは入札のほうに関する課題でございまして、こちらはThree-Partの情報の扱い等を含めて扱っているというところでございます。先ほどもご紹介させていただきましたように、FIT電源の①③に関しましては、現行のスポット取引をする際には、最低入札価格、いわゆる0.01円で入れているのかなとも思ってございまして、同時市場において入札する際にも同じような方法が考えられるというところでございます。

この点は、下のイメージ図にも描いてございますように、同時市場というところに関しましてはいわゆるThree-Part、3つの項目を扱う必要があるというところでは

ございますが、こちらに関しましても、不要な項目はそもそもゼロとして入れればいいのかなとも思ってございます。具体的には、起動費ゼロ、最低出力をゼロにした上で、限界費用のみ 0.01 円というふうに入れる、それで問題ないのかなと考えているというところでございます。

また、SCUC ロジックは、そもそも系統制約を考慮するというところから、計算の処理上はノード単位の売り入札ということが本来的には必要だというところではございます。一方、買取義務者が、じゃあノード単位で入札することができるかというと、これはとても現実的には思えないというところでもございますので、こういったところは現行同様、買取義務者の入札ということはエリア単位で行った上で、ロジックの中で、TSO が把握するような係数に合わせて分配する、といった方法が合理的ではないかと考えているところでございます。

FIP 電源等に関しましても、基本的には同じ方法でもいいのかなというふうにも考えてございますが、こちらは、例えばメガソーラーみたいな形ですとか、さまざまな設備形態が考えられるというところでもございますので、こういったところは必要に応じて Three-Part の項目を使いたいというニーズですとか、ノード単位で入れたいというニーズもあり得るのかなということを考えますと、入札に関しましては選択制にしてはどうかと考えているところでございます。

続いて、前日以降の再エネが上振れした時と下振れした時の入札方法のイメージをお示しするというところでございます。38 ページに示してございますのが、前日以降に再エネ出力予測が上振れた際の入札の方法だというところでございます。こちらに関しましても、特に難しいことをしていただく必要はないのかなというところです。例えば前日 50 で時間前 100 という話になるのであれば、この発電量を更新いただくだけでもいいのかなと考えてございます。

そうしますと、1 つ目の議題でも取り扱いましたとおり、ここで電源 C というところが前日で 50 約定しているというところではございますが、このゼロ～100 というところがディスパッチャブルとして入っていただきたいということなのであれば、これは 50～ゼロにするというところも、買入札としてマッチングするという形になろうかと考えてございます。

この際に、お金の流れとしても整合的かというふうにも考えてございまして、再エネ上振れ時は基本的には市場価格が低下する断面だと考えますと、この再エネ事業者にとってみれば、前日の予測をもうちょっと高めておけばよかったですというような形で、以降予測精度を高めようとするインセンティブにつながるかというふうにも考えてございます。あるいは、この電源 C にとってみれば、これは1 つ目の議題でもございました差分精算の形になるというところでもございますので、下げ調整に応じる対価が支払われるということで、もうかる構図になるというところでございます。

39 ページは再エネ下振れ時の話だというところでもございまして、こちらは先ほどと同

じといいますか、逆の構図になろうかというふうにも考えてございます。例えば発電量予測というところが50からゼロになるという話であれば、それを素直に入れていただくことで、今度は単価の高い電源の売り入札とマッチングするのだと思ってございます。こちらもインセンティブの関係性ですとか、上げ調整に応じる対価という意味では整合的だうと考えている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、仕組みとしてはおそらくこれで整合的になろうかというふうには考えてございますが、やはり最後に残るのは、じゃあ一体誰がそういったことの入札をやっていただけるのかという話かとも思ってございます。この点は、FIP電源等の事業者であれば、先ほどもお示ししたように、自らもインバランスリスクを低減したい、そういったインセンティブも働くのかなとも思ってございますので、こういった観点から、最新の予測に基づいて都度しっかりと入札をいただけるのかなとも期待してございますけれども、FIT電源①③に関しましては、こういったところを買取義務者として担ってございます小売あるいはTSOがどういった対応ができるのかということとも思ってございます。

この点、FIT電源③であれば、そもそもこういった仕組みというところがTSOにとってもメリットがある話なのかなというふうにも考えますと、整合的なのかなというふうにも考えてございますが。一方で、FIT電源①ということに関しましては、やはり買取義務者でございます小売に対しまして直接的なインセンティブがないと考えますと、こういったところの扱いというのが今後の課題かと考えているところでございます。

続きましてが、精算方法に関する課題だというところでもございまして、先ほども申しましたように、このFIT制度というところが、買取義務者に金銭負担をかけない、収支相償する仕組みだというところでもございまして、これを実現するための手段に関しまして具体的に45ページに書いてございますが、そういったFIT電源の前日断面の計画時と実績のぶれというところに関しましては、インバランス精算を行うというところではございますが、こちらはインバランス単価で精算するのではなく、いわゆる回避可能費用で、スポット価格相当で精算すると、こういった仕組みを入れることによって、買取義務者の収支はプラスマイナスゼロにする、といった仕組みになっているんだというところでございます。

こちらに関しましても、厳密に申し上げますと、小売買い取り分に関しましてはスポットと時間前の加重平均という単価にしているというところ、TSO買い取りに関しましてはスポット価格にしているというところで異なっているというところではございますが、今回、先ほど来紹介させていただいている仕組みが、前日の同時市場だけではなく、時間前同時市場も活用しようという仕組みでもございますので、そういった意味では、前日と時間前同時市場の加重平均にするという方向性のほうが整合的なのかなとも思ってございます。そういった方向にした場合にお金の流れがどうなるのかを、次のページ以降で確認したというところでございます。

47 ページが、まず前日以降に再エネが上振れした時の話だというところでもございまして、こちらのケースに関しましては前日が 50、時間前が 80、実需給が 100 だったと、そういったケースを示しているというところではございます。左上の図にも描いてございますように、前日に 50 売りまして、時間前で追加で 30 売りまして、それでもなお余剰になつたところというのは、ゲートクローズ以降に余剰インバランスで精算されると、そういう関係性を描いているというところでございます。

こういった 3 つの取引というところを下の図に描いてございますような電気とお金の流れに落とし込みまして計算いたしますと、最終的な買取義務者の収支といたしましてはしっかりと相償する、プラスマイナスゼロになるというところで、金銭負担をかけない制度になつてているということが確認できたというところでございます。

続いてが下振れについてという話でもございまして、こちらも同じような計算をやつたというところではございますが、前日が 100、時間前が 80、実需給が 50 であれば、前日に 100 売った上で、時間前断面では 20 の買いに該当するのかなと。そして、それでもゲートクローズ以降下振れしたものに関しましては、不足インバランスという形にならうかというところで、この 3 つの取引というところのお金の流れということを確認いたしますと、こちらも同じくプラスマイナスゼロになるということで、整合的ということが確認できたところでございます。

そういった観点から、50 ページにも書いてございますように、精算方法に関しましてはそこまで大きな課題もないのかということが確認できたというところでございます。

最後にまとめというところでございますが、同時市場におきまして再エネを扱うということのイメージというところも全体像を含めてお示ししたというところでもございまして、先ほども申しましたように、どういった入札をやっていくのかということがやはり課題かというふうにも考えてございますが、そういったところも含めて、今回、取り扱いというところをお示ししたというところが本資料の趣旨だというところでございます。

では、続きまして 6-2 というところで、こちらは特殊なリソースの揚水と蓄電池の扱いだというところでございます。右肩 2 ページでございまして、こちらも大規模揚水・蓄電池に関しましては、以前の検討会におきましても一定の方向性は示しておったというところでもございまして、やはり今後の環境変化等も踏まえますと、積極的に同時市場においても運用する、そういうことを追求したいということを申し上げておったというところでございます。

一方で、揚水等の保有主体はやはり事業者にあるということも踏まえますと、それを無償で提供することはある得ないという話だとも思ってございますので、揚水等を市場で運用することに対する適切な対価が大事だというふうになっておったというところでもございます。今回、そういったところも踏まえた上で、どういった対価性が生まれ得るのかというところを深堀りしてみたというところでございます。

まずは、過去から現在にかけてそもそも揚水をどのように運用しているのかということ

の実態を明確にした上で、揚水を同時市場で動かした時のお金の流れ等々の検討に入っていったというところでございます。

6ページからでございます。こちらはご承知のところかとも思ってございますが、揚水等のリソースの、まず最大の特徴といたしましては、やはり kW 量の管理だけではなく kWh の管理というところが、当然火力においても必要な制約ではございますけれども、より一層シビアな管理になるというところが、この揚水等リソースの特徴なんだと考えているところでございます。

そういうところはご存じのところと思っておりますが、23年以前の過去の揚水運用におきましては、いわゆる揚水の TSO 運用だというところでございまして、 kW 面の話だけではなく kWh 面に関しましても、TSO が池の水位ということも把握した上で運用のほうを行っておったというところが過去の運用であったというところでございます。こういったところが 2024 年以降は制度が変わったというところで、10 ページ以降に示してございますように、いわゆる揚水というのは BG 運用に変わったというところでございます。

ただ、一言で BG 運用というふうに申し上げましても、一から十まで BG が全て管理しているかというとそうではないというところだとも思ってございまして、実際の kWh 面の管理に関しましても、常時水位を把握・管理しているという話ではなく、属地の TSO との申し合わせにおきまして、1 日 1 回お互いに水位を認識し合うというところで、こういったところは、BG が自分の取引で使った水位というところを除いた残りの量に関して、TSO が余力としても活用するという、そういったハイブリッド的な運用をやるという観点で、こういったようなやり方が取られているというところでございます。

また、先ほど紹介いたしましたように、現行におきまして、揚水に関しましては、もうそういうハイブリッド的な運用になっているというところでございますが、今後導入が拡大すると見込まれる蓄電池に関してどうしようかということに関しましても、現行制度の中で議論が進んでいるというところでございます。

こちらも、やはり一定程度規模の大きい蓄電池であれば、揚水と同じような扱いが整合的かというところで、そういうところに関しましては、先ほどのようなハイブリッド的な運用というのも志向していきたいという方向性を示しているというところではございますが、一方、あまり大きくない小規模な蓄電池ということであれば、そういうものを含めて全て中給のシステムにつなぐという話になりますと、やはりなかなか全てをコントロールするのは難しいと、そういう実態もあろうかと思ってございますので、一定の規模以下という話であれば、こういったところは TSO が kWh を把握・管理しないという話の中で、BG のほうで池容量といいますか充電容量を管理した上で、 kW 面の入札だけいただく、そういう方法があり得るんだということでございます。

こういったところをまとめたのが 15 ページでございまして、ここで何が言いたかったのかと申しますと、以前の検討におきましては、同時市場における揚水の扱いというところが、市場に任せることあるいは BG が運用するか、この 2 択であると申し上げてきたと

いうところではございますが、実際としてはこういった、実は3通りの方法があるということを念頭に置いた上で今後の検討を進めるべきかというふうにも考えてございますし、今回冒頭にも申し上げましたように、このうちの一番左側で、同時市場による運用ということを試行した時にどういったお金の流れになるのかを深堀りしてみたというところでございます。

では、そういう揚水等を市場運用する時の精算や対価について、次のページ以降で説明のほうをさせていただきます。こちらは、そもそも揚水等のリソースを同時市場で運用するというはどういったイメージになるのかということを示しているというところでもございます。やはり、そもそも市場に任せているというところでもございますので、この点は、事業者の方で Three-Part の情報、入札情報を作る必要がないというところで、そういうところを作成いただく必要はないというところと、kWh の管理に関しては検証 A の中でもお示ししたように、週間の SCUC ロジックの中でしっかりと水位を見ていくんだというところでございます。

こういった中で、イメージとしては、右下の図にも描いてございますように、市場単価の安い時間帯におきまして揚水のポンプアップということを行いまして、そしてそれを単価の高い時間帯で発電することによって、日本全体の燃料費コストというところを低減する、そういうところに活用するのだと考えているところでございます。

こういったところは、単純に言いますと、低需要期と高需要期の需要シフトという関係性なのかなというふうにも考えてございまして、右の領域に書いてございますように、市場価格の低減効果と、当然揚水にはポンプロスのデメリットも存在するというところでもございますので、ポンプ容量の関係性の中で全体整合的になる断面におきまして、こういった取引が成立するということを書いているというところでございます。

その上で、SCUC ロジックの中で揚水をポンプアップ、そして発電するということが、市場の収支にどのような影響を与えるのかを整理したのが 21 ページございます。こちらは、こういった揚水のようなリソースがなければ、通常のコマであれば発電から市場に渡り、そして小売に渡る電気の量は、本来的には 1 対 1 の対応になるというところで、その際のお金の流れに関しましても、パススルーでプラスマイゼロになるというところが普通の断面だというところでございます。

一方で、先ほどもございましたように、揚水をポンプアップするあるいは発電するという断面になりますと、上の段に書いてございますように、ポンプアップをする断面に関しましては、発電から市場に行くほうが、市場から小売に行く量よりも増えるというところでもございますので、この断面単独で見ますと、市場の収支ということはマイナスになるのかなというふうにも考えてございまして。

一方で下段に行きますと、揚水が発電しているという断面でもございますので、こちらになりますと傾向が逆になるというところで、市場の収支がプラスになるのだと考えてございます。こういったところ、両方のコマを合計いたしますと、当然収支はプラスになる

のかなとも思ってございまして、こういったところの収支が残る構造が、対価性につながるのかなと考えているところでございます。

22 ページにも書いてございますように、こういった揚水等が運用された結果として、市場に収益が残る構造で、この収益というところを原資として対価を支払う構図ということが一つ考えられるところでございます。

こういった値差取引等に関しましては、理屈の上では BG が自身で運用されても一定程度同じような効果が得られるということでございますが、ここは期待収益という観点に立ちますと、やはり日本全国の状況を加味した上で、BG が入札するということはなかなか難しいのかなというふうにも思ってございますので、そういった、最適なタイミングで活用できるかという観点でいいますと、市場取引に限って言えば、対価性はやはり同時市場に任せたほうが上回るのではないかということを考えているところでございます。

そういったところもございまして、24 ページに書いてございますのが、以前の方向性と同じといえば同じ話ではございますが、今回確認した限りにおきましても、同時市場による運用が全体最適に寄与するのみならず、事業者から見た対価性の面でも合理的なのかなというふうにも評価し得るというところでもございますので、改めまして、こういった大規模揚水・蓄電池に関しましては、BG が同事市場による運用を選択し得る仕組みを導入した上で、市場による運用を積極的に目指すことが望ましいと書いているというところでございます。

また、ということで、とはいえる、先ほども申しましたように市場取引ではない、例えば相対取引とかそういったところで、BG の方が BG 運用を選択されたい、そういったニーズ自体もあり得るのかなとも思ってございます。そういったこと自体は原則自由なのかなと思ってございますが、一方で、先ほど来ご紹介してございますように、現状の大規模揚水でございますとか、一部の大きな蓄電池ということに関しましては、真ん中のほうに掲げてございますようにストレージ式の運用、いわゆるハイブリッド的な運用を志向しているというところでもございます。この点、同時市場の導入後に、事業者の方がこういったリソースに関しまして、市場運用ではなく自分で使いたいという話になりましても、即右に行くという話ではなく、やはり現行制度の延長線上からも真ん中のストレージ式の運用になるということがいえるのかなと考えているところでございます。

続いての章に関しましては、先ほども申しましたように、やはり選択制なのかなと考えますと、実はこういった論点もあり得るかということを書いているというところでございまして。具体的には、例えば 1 つの揚水発電所、1 つの池の中に、揚水の発電機が 4 台程度存在したという場合におきまして、そのうちの 2 台を市場に任せた運用、そして 2 台を BG が使う運用になったというところで、そういった断面で、どういった形で池の管理をすべきかという話を書いているというところでございます。

先ほども申しましたように、BG 運用に関しましては、例えば相対契約とか市場外取引という話の中で、そういったところの取引を成立させるために、やはり kW 量に関しまし

てもセルフスケジュール相当の運転がしたいニーズもあるのかなと思ってございますし、そこにおきましては、当然原資となる kWh、要は水位に関しましてもセルフ相当の扱いになるんだと考えてございます。そういった、池の水位に関しまして、一部事業者が使う領域があるということを考えますと、そこを無視して全てを市場取引で使うということは、やはり問題が生じるのかなというところを少し考慮したというところでございます。

28 ページ目に書いてございますのが、そういったところの課題というのも明記したというところでもございます。やはり、そういった事業者が使う領域ということを無視して市場の中で全ての領域を使うという話になりますと、先ほどのようなセルフの領域ということを自動で上書きするような形になるのかなというところで、そこに要するコスト、そういった非効率性もあるかということで、望ましい状態ではないと考えているところでございます。

29 ページに書いてございますのが、そうなりますと、1つの池の中で複数ユニットが存在するという形に関しましては、理想論を言いますと、同時市場による運用か BG による運用、どちらか一方に寄せるというほうが整合的かと思いつつも、やはりそこは事業者のニーズと選択制だと思いますと、先ほども申しましたように、半分半分という形も起こり得るんだと考えてございます。

そういった断面になった暁には、先ほども申しましたように、やはり市場側と BG というところで池水位の区分、権利義務ということは明確に区分した上で、しっかり運用すべきということを課題として掲げさせていただいているというところでございます。

最後に、まとめと今後の進め方でございますが、今回は大きく3つの運用があり得るというところの提示と、市場で運用した際の対価性を中心的に扱ったというところでございます。今後、こういったところの運用、詳細的なところを検討していくにあたりましては、こういったところをさらに深堀することもあるかと思ってございますが、まずはこのようなイメージで、今回の資料をお示しするというところでございます。

長くなりましたが、資料 6-1、6-2 に関しまして、説明のほうは以上となります。よろしくお願ひいたします。

○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、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせください。順次氏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。じゃあ、永田オブザーバー、お願ひいたします。

○永田オブザーバー

はい、電中研の永田でございます。ご説明ありがとうございました。ちょっと私の理解の確認だけの話なのですが、6-1 のほうで現行の優先給電ルールの課題をお示しいただ

いて、SCUCの活用というのがその課題の対策として非常に有用であるというご説明が
あって。これはそのとおりだと理解いたしました。

一方で、SCUCの中に具体的にどういうふうに、どんな優先給電ルールを落とし込む
かというところは、先ほど松村先生から優先給電ルールのあるべき論はまた別に議論があ
るというご指摘もございましたし、こうした議論も踏まえて、詳細検討の中で具体的なと
ころは詰めていかれるのかなと理解しております。それでよいかということのご確認でござ
ります。以上でございます。

○金本座長

はい。それでは、増川オブザーバー、お願ひいたします。

○増川オブザーバー

はい。太陽光発電協会の増川でございます。ご説明ありがとうございました。特に、今、
質問がありました、資料の6-1で、変動性再エネの取り扱いについてここまで詳しく検
討していただいたのは多分今までなかったのかなと思うくらいよく検討していただいて、
非常にありがとうございました。

このまとめのページにありますとおり、最初の矢羽根のところで、FIT電源等であれ
ば自発的な入札、それからFITの電源①③についても、TSOから最新の計画配分に基
づいて買い取り義務者の入札あるいは計画見直しを行うことで、現行制度における課題解
決ならびに効率的な市場取引と需給運用が可能。そうだろうな、そういうことなんだなと
よく理解できました。ですので、同時市場を導入することに、再エネ大量導入において同
時市場のメリットというのがある程度明らかになったかなと思いました。

一方で、今回のスタディー、検討がどこまで使えるかは分かりませんけれども、現行に
おいても三次調整力②をどうやって減らすかとか、再エネの制御量と最小化というの
は大きな課題になっていますので、今回の検討結果で、一部でも現行の系統運用等でも使える
ようなものがあれば、ぜひそれも検討していただけだと大変ありがたいなと思いました。

それから、この矢羽根の下から2つ目、「前日以降に」というところですけれども、発
電量を更新することで対応できるということで、FIT電源等は事業者が自分でやると。
特にFIT電源③についても、これはTSOが買い取り事業者になりますので、その都度
対応することが可能なんですが、FIT電源①の扱いが非常に大変だというのは、確かに
そうだなと思いました。

これはその前のところにも課題としてありましたけれども、ここの検討会、委員会の対
象、スコープではないんですけども、例えば大量導入小委員会と、再エネ特措法を議論
しているところでご議論いただいて、もちろんFIT電源①から③に移行することによつ
て不都合とか不利益があるのかどうかも含めてご検討いただいて、場合によってはFIT
電源③への移行を進めるなどというのも必要かなと思いました。

あと、すみません、これは今回のスコープ外にはなってしまうんですけれども。現行の制度においても、将来の同時市場においても、やはりできるだけ市場外の取引というのを最小にすることが重要だとすごく思いました。できるだけ市場の原理に基づいて約定することをまず最優先して、市場外取引というのを最小限にすべきというのはそのとおりかと思いますので、その辺も大きな課題かなと思っています。

例えばなんですけれども、現行の制度においては売り買いの入札の最低価格が 0.01 になっていますけれども、それを場合によって下げたらどうなるかなどは、私の想像では下げることによって市場外取引というのは減るのかなと。例えば、FIP 電源であればマイナスになったら約定しないので、わざわざ優先給電ルールで止めるなどというような必要がなくなるということを考えると、そういったことも一つの、いいか悪いかはここで議論する話ではないんですけども、今後のこの議論の流れとしては、そういったところの検討も重要な課題になるのかなと思いました。私のほうからは以上です。ありがとうございました。

○金本座長

ありがとうございました。それでは、小宮山委員が挙がっていますのでお願いいたします。

○小宮山委員

はい、小宮山です。ご説明いただきましてありがとうございました。私からは 1 点コメントでございまして、資料の 6-2 のほうの揚水・蓄電池に関する資料でございますけれども、右上 24 枚目のスライドでご提案されている方向性について、私も同じ意見を持っているというところでございます。

どちらかといいますと、こちらの下線部で書いてあるところで、揚水は「同時市場による運用を積極的に目指すことが望ましい」という記述で、そうした方向性が望ましいのかなと思います。一方で、私自身は、揚水利活用、揚水の同時市場での運用によって揚水が恐らく利益最大化するような形で、同時市場に任せることで最適に運用されるという大変分かりやすい事例が 17 枚目以降のスライドでお示しいただいておりますとおり、積極的に目指すということでなくとも、恐らく自然に、多くの事業者さんが揚水を同時市場に任せ形になるのではないかというふうな気もしております。

ですので、今回ご提案いただいた方向性として、BG 運用でもストレージ式運用と非ストレージ式運用、あと同時市場による運用、この 3 オプションを基本的には用意して、その中で恐らく自然と多くの事業者さんが同時市場による運用を選択されるのではないかなど、そういう世界になるのではないかというふうに個人的には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

ありがとうございました。次は市村オブザーバー、お願いいいたします。

○市村オブザーバー

はい。ありがとうございます。まず、分かりやすくご説明をいただきましてありがとうございます。私は、この再エネの取り扱いですね。資料6-1について、先ほどの増川オブザーバーのお話にも少しかぶるんですけれども、FITがあってFIPがあつて非FITがある。そういう環境下で同時市場を導入するという、ある意味で私たちは非常に精緻な議論を行つてゐると思いますし、ヨーロッパやアメリカでも、そういうFIT、FIP、非FITがある中で同時市場をやるというのは、ある意味では非常にリスペクトを持って見られているのかなというふうな印象を持っています。

従つて、実現に向けてわれわれは最大限努力を傾注すべき前提で、今ご説明いただいた資料に、ちょっと幾つか私自身も面白いメッセージがあつたなと認識しています。これは、先ほどの41ページのスライドだったと思うんですが、FIT特例の①と③について事務局のほうの資料に書かれています。再エネの上振れ・下振れの対応で、特例の①と③が、これはご存じのようにインバラリスクがない電源だけれども、③はTSO側の目線では需給調整市場の三次の②の量を抑制できるから負担は少ないと、こういうふうに書いてございます。

おっしゃるとおりである一方、FIT①については小売事業者の買い取り義務になりますから、状況が変わつくると。ここは、資料の下のほうに小さくアスタリスクで書かれているんですが、36年のころには大宗のFIT電源①が存在しなくなると思われるため、と書いてございます。これはおっしゃるとおりなんですけれども、36年はそれでも10年以上先の話なので、これはエネ庁さんの別の審議会の議論であることは百も承知な上で、やはりFIT特例の①と③の扱いというのは検討していくのがいいかなと思います。

というのは、われわれシステムエンジニアの目線で申し上げると、この時間前の同時市場のロジック、つまりSCUCの入札システムをシステム上構築する場合は、やはり極力電源パラメータの数が少ないほうが、当然ながらコストも時間も少なくて済むわけです。こちらの検討会でも、将来的には三次の②は=ターシャリー=に吸収される前提で議論された経緯もあります。

そう考えると、例えばFIT特例の③だけであれば、時間前の同時市場ロジック、いわゆるSCUCのシステム構築も、そういう意味ではストリームライン化できて、同時市場実現に向けて、私はやはり加速化が図れるんじゃないかなと思っています。

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す。あとは、東京ガスの鳥居オブザーバー、お願いいいたします

す。

○鳥居オブザーバー

はい。ご説明ありがとうございました。私は資料 6-2 の同時市場の運用について確認したい点が 2 点ございまして、発言いたします。

まず 23 ページ目のところですけれども、こちらに BG 運用との比較がございまして、その確認です。BG 運用であっても、ストレージ運用のディスパッチャブル領域を池全体または充電範囲全体に近づければ、同時市場による運用と同じことになります。対価性の差もほぼなくなるのではないかと考えておりますが、こういった理解で正しいでしょうかという確認が 1 点でございます。

また、2 点目は次のページ、24 ページに関するところであります。今回、同時市場の運用対象として、10 メガ以上の専用線オンラインと限定しても、相当多数の導入が、蓄電池では予測されていると思います。これを全て同時市場による運用とするというのは、計算負荷の観点から、なかなか難しい側面があるのではないかと懸念をしております。こちらの 24 ページの記載でも、BG が同時市場による運用を選択し得る仕組みを導入と記載していただいているが、揚水や蓄電池のセルフスケジュールを含めた運用方法というのは、あくまでその資産を保有している事業者の自由選択であるべきだと考えております。

この点に関して、事務局の見解をいま一度確認させていただければと考えております。

以上でございます。

○金本座長

ありがとうございます。次は山本オブザーバー、お願ひいたします。

○山本オブザーバー

はい、ありがとうございます。送配電網協議会山本です。資料 6-1 の変動性再エネの取り扱いに関して、基本的に事務局の整理に賛同したいと思います。

時間前同時市場では、最新の需給予測に基づきまして、SCUC 結果に応じて柔軟に電源を運用することが重要と考えております。挙げていただいた課題もありますけれども、その実現のためにも、FIT 配分値を最新の再エネ予測に基づき再配分して、その数値をもって時間前市場での SCUC 計算を行うということで、他の電源も含めて実態に応じた約定結果になるものと考えております。FIT 配分値を時間前市場ごとに都度見直すことが望ましいと思います。

また、資料に記載されていますように、FIT 配分値の見直しに当たりましては、買取り義務者の収支が均衡となるような仕組みについても検討をお願いしたいと思います。

私からは以上です。

○金本座長

ありがとうございます。西浦オブザーバー、お願ひいたします。

○西浦オブザーバー

はい。日本風力発電協会の西浦です。ありがとうございます。今回は丁寧なご検討、ご説明をありがとうございました。私からは資料6-1に関して発言させていただければと思います。

基本的に、全般に違和感はございません。若干、コメントのみさせていただけたと幸いです。全て52ページにまとめられているところではありますけれども、同時市場ロジックを活用した仕組みのところ、時間前を含めて、時間前同時市場ロジックを活用すると、現行制度における課題解決ならびに効率的な市場取引、＝事業運営が可能＝になる。再エネ電源については、制御量の最小化が可能になるということで、これはとてもありがたいことと考えております。

次に変動性再エネ電源の入札方法のところですけれども、FIT電源①③の市場入札につきましては、再エネ発電事業者ではなく買い取り義務者のほうでの役目となりますので、再エネ発電事業者としては、丁寧に取り扱いをご検討いただいているということ、あるいは今後ご対応いただくことになる買い取り義務者の方への感謝しかございません。

一方、今はもう再エネ自体は大きな流れとして、FIP電源等の入札については再エネ発電事業者等が自発的に行う。もうこれは、今はFIPの制度の導入というところも市場統合を促す措置として導入されているというところを勘案しても、違和感のないところになります。入札に際して、その起動費、最低出力費用の項目費活用や、そのノード単位、エリア単位での入札が選択可能となっておりますので、この点についても特段違和感はございません。

以上となります。ありがとうございます。

○金本座長

ありがとうございます。他にはなさそうですので、それでは事務局のほうで何かコメント等ございましたらお願ひいたします。

○下根マネジャー

はい。事務局でございます。委員の皆さま方、オブザーバーの皆さま方、大変多岐にわたるご意見、ご質問等を頂きましてありがとうございます。6-1と6-2双方に幾つかコメントを頂いておったかと思いますので、少し順番を切り分けて回答のほうをさせていただきます。

まず1つ目の6-1でございまして、永田オブザーバーから頂きましたところは、SC

UCが有用なのはそのとおりではある一方、優先給電ルールというところをどうするのかは今後の課題だというところは、ご指摘のとおりかなと思ってございます。この点は1つの議題でもございましたように、そもそも優先給電ルールがどう変わり得るのかということとも整合を図りながらというふうにも思ってございますが、現時点では、SCUCロジックの中でも、そこまで優先給電ルールをそのまま再現するというロジックまでは組んでいないというところでもございますので、今まま取り扱うことになりますと、34ページに書いてございますように、持っている情報というところが、再エネなのかどうかというところと、単価情報しかないというところでもございますので、おそらくはノード単位での総量算出までしかできないのかなと。その上で、現行ルールに基づいてどういうふうに配分するのかは、別のシステムか、あるいは追加のロジック実装か、そういうことが必要になってくるというところではございますけれども、いずれにせよ、1つの議題でもご議論いただきましたとおり、今後優先給電ルールそのものがどうなるのかということとも整合を図りながら、どういったロジックを構築していくのが合理的なのかというところも考えていくという話なのかと思ってございます。

続きまして、増川オブザーバーあるいは市村オブザーバーから頂きましたところでございまして、今回お示しした方向性というところが合理的ということはご理解いただいたとおりと考えてございます。その上で、FIT①あるいは③の取り扱いに関して言及いただいたのだと考えてございます。

これも、コメントの中で頂きましたように、本検討会の中で取り扱う所掌の範囲ではないというところではございますが、ご指摘自体はおっしゃるとおりなのかなとも思ってございますので、こういったところは、まずは同時市場で扱うのであればこんな課題があり得るということを、しっかり課題提起のほうをさせていただいた上で、そういうものをどのように扱うのかということに関しては、まさに記載しているとおり、関連する審議会とも連携しながら対応のほうを考えていきたいというところでございます。

もう一点、増川オブザーバーから頂きましたところで、今後、そもそもマイナス価格だとか、そういう話もあり得るのではないかというところも、この検討会の外という話ではございます。方向性としては当然そういった議論、検討もあり得るのかと思ってございますが、こちらも、以前の検討会の中でもお示ししたように、検討会の対象外で、そういうところに関しては別の会議体で取り扱う整理になっているところでもございます。いずれにしろ、そういうところに関しては、関連するところとも連携しながらやっていくという話だとも思ってございます。

もう一点増川オブザーバーに頂きましたところで、現行制度においても適用できるところはやっていったほうが望ましいというところは、これ自体はご指摘のとおりかなとも思ってございます。再エネの話に限らず、同時市場の仕組みということを検討するにあたりまして、前倒しで導入したほうが現行制度上も有益だという話があれば、積極的に検討していくことだとも思ってございますので。こういったところで何ができるのかも、

具体的な検討はこれからかなというふうには思ってございますけれども、そういう方向性自体はご指摘のとおりかなと考えているところでございます。

次に、山本オブザーバーに頂きましたところもご指摘のとおりかなと思ってございます。時間前同時市場を活用するという話の中で、都度最新の予測をやることによる有益性は、ご指摘のとおりかなというところです。仮にそういうところを志向する際には、収支相償の仕組みが重要になってくるというところで、今回は精算面のところも一定のケースにおいてお示ししたところではございますが、こういったところが、いろんなケースにおきまして、本当にこのようになるのかをしっかり検討していくべしという話かとも思ってございますので、そこはご指摘のとおりかと考えているところでございます。

続きまして 6-2 の揚水のほうにいかせていただければと思ってございます。こちらも、小宮山委員に頂いたとおりかなというふうにも思ってございます。24 ページに示してございますように、市場による運用を目指すことが望ましいという話もそのとおりだと思っており、あるいは利益が最大化する仕組みをこういう形でお見せすれば、おのずと BG の方もそれを目指すのではないかと、そういうところはまさにご指摘のとおり、制度全体として促していく方向性が合理的ではないかということをお示ししたというところでございます。

この点は、東京ガスの鳥居オブザーバー代理に頂きましたところのご質問にも関連するところではございますが、23 ページの BG 運用と比較した時に、BG 運用といったところに関しましても、いわゆるディスパッチ領域で出しているということであれば同じ結果になるのではないかというご質問があったと思ってございます。

こちらは kW 面で、ディスパッチ領域として出すという話に加えまして、BG 運用の取引の時には、やはり Three-Part の単価情報が入ってくるという話だとも思ってございますので、その単価の設定如何によっては、市場価格の大小関係で必ずしも約定しないケースもあり得るんだということを考えますと、入札情報をそもそも保有しておらず、ロジックの中で扱うという SCUC ロジックの扱いに比べますと、やはりいささか劣後する断面も出てくるのかなと考えているというところでございます。

もう一点、10MW 以上の専用線オンラインも今後増えていくということはご指摘のとおりかなとも思ってございまして、こちらは同時市場でというよりかは、あくまでも現行制度でまずは扱いのほうを検討しているというところが実態なのかというふうにも思ってございまして、まさにそういうところが今後の課題なのかなというところは、現行制度におきましてもしっかり課題認識のほうはしてございます。そういうところを、全てが全て中給システムにつなげるのか等、システム面を含めた検討のほうがなされているというところでもございますので、こちらに関しましては、その現行制度の検討の状況も注視しながら、そこと整合的になるように考えていくというところかと考えてございます。

一通り、頂いたご質問等々に関しましては以上かなと思ってございます。事務局からは以上でございます。

3. 閉会

○金本座長

ありがとうございました。特にあとは何もないようでしたら、自由討議、質疑応答はここまでとさせていただきます。活発なご議論、大変ありがとうございました。この検討会は今後の電力システムを支えていくために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っております。

それでは、これをもちまして、第15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。本日は長い間、どうも、大変ありがとうございました。