

第 23 回同時市場の在り方等に関する検討会

日時 令和 8 年 4 月 20 日（月） 9 : 00 ~ 10 : 25

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

○事務局

定刻となりましたので、ただいまより第 23 回同時市場の在り方等に関する検討会を開催します。委員及びオブザーバーの皆様方におかれましては、ご多忙のところご参加いただき、誠にありがとうございます。なお、横山委員におかれましては、本日、欠席との連絡をいただいております。

本日の検討会については、電力広域的運営推進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。

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

2. 議題

（1）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。

今日は、二つ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）として、電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証 A）の進捗報告について、事務局の広域機関から、資料 3 のご説明をお願いいたします。よろしく願いいたします。

○駒田電力広域的運営推進機関企画部マネージャー

広域機関事務局の駒田です。

資料 3 についてご説明させていただきます。

電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証 A）についての進捗報告でございます。

2 スライド目、「はじめに」と書いておりますけれども、第 2 回本検討会におきまして、同時市場における電源起動・出力配分ロジックの技術検証会を設置したこと、また、同時市場に関するロジック技術検証（検証 A）の進め方、並びに検証項目についてご報告を行ったところでございます。

その後、これまで検証状況の進捗報告を行ってございまして、第11回、第18回本検討会におきまして、中間取りまとめを行ってございます。残る深掘り項目につきましては、引き続き、技術検証会を開催して議論を深めることとしていたところでございます。

本日は、そのうち、8番の項目でございます、自己計画電源等に一定の制約を課すロジックの検証について、技術検証会の中で議論を進めてきたので、本日、取りまとめのご報告を行うところでございます。

検討状況の概要については、5スライド目が検証Aの検証項目一覧でございます。

本日、8番の検証項目である自己計画電源等に一定の制約を課すロジックにつきまして、進捗状況を報告するということところでございます。

まず初めに、10スライド目でございますけれども、これまでの検討会での議論状況と今回の検証内容でございます。

第7回本検討会におきまして、入札区分というものは、発電事業者が自己計画電源または市場計画電源とするか、自由に選択できる仕組みとすることが適当と整理してございます。

一方で、この点について、安定供給の観点から必要がある場合は自己計画電源につきましても、一定の制約を求めるといこととしてございまして、第14回本検討会において、出力制限や混雑処理といった抑制側の制約が発生する場合や、一方で需給逼迫等の焚き増し等の制約が発生する場合において、一定の制約を行う必要性を整理したところでございます。

また、一定の制約に関しまして、市場取引への反映につきましては、現時点で、取引断面ごとにSCUC計算を2回実施することは、まだ計算時間が明確に定まっていないというところもございますので、次の取引でのSCUC計算において反映することとしていたところでございます。

今回、こういった議論状況を踏まえまして、一定の制約を課すロジックをどのように実現するかについて検討してまいりまして、広域連系システムモデル等で検証を行ったため、今後の方向性についての整理でございます。

また、検証会の中での議論としまして、これまで前提としていました次の市場取引のSCUC計算において制約を反映するという点、また、制約が必要と判断された場合には自己計画電源を優先せずにメリットオーダーで公平に出力配分するという点については、検証の中で新たな示唆が得られたというところもございますので、そういった点も含めてのご報告でございます。

まず、13スライド目からが少し振り返りになりますけれども、第14回本検討会におきまして、一定の制約(抑制側)の特定方法について検討してございます。SCUC計算の結果、再エネ抑制に至っている地点を対象として、自己計画電源に一定の制約を課すと整理してございます。

また、再エネの出力がない時間帯や系統におきましては、下げ代不足や、運用容量超過に至っている地点を対象とするということも示していたところでございます。

なお、一定の制約の対象となった電源につきましては、以降の取引断面において、自己計画電源についても市場計画電源としての取扱いを求めるところが考えられたところでございます。

続いて、14 スライド目が焚増側でございます。

こちら、抑制側と同様に、SCUC計算を行いまして、上げ代不足に至っている系統を一定の制約を課す対象とすると整理されたところでございます。

上げ代不足につきましては、広域予備率や調整力確保状況により判定することが考えられるところでございます。

なお、一定の制約の対象となった電源につきましては、以降の取引断面において、自己計画電源についても上限設定を解除して、市場計画電源として取り扱うことを求めているというようところが考えられるところございました。

続いて、15 スライド目ですけれども、こちらは一定の制約の市場取引への反映でございます。

現時点におきまして、取引断面ごとのSCUC計算時間について、まだ正確な時間が出ていないところもございますので、2回実施するのではなく、次の市場取引のSCUC計算において一定の制約を反映するとしていたところでございます。

続きまして、16 スライド目ですけれども、前日同時市場以降の時間前取引について、でございます。こちらは、想定需要の変動等に対しまして市場約定を通じて安定的、効率的な電源運用ができるように、前日市場の未約定分の入札ではなく、定格出力全体について入札すると整理してございます。

この点、基本的には、前日市場と大きく電源態勢が異なるわけではないんですけれども、発電事業者の負担も踏まえまして、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をし、電源起動を固定するということが可能と整理したところでございます。

こういったところから、市場計画電源から自己計画電源への変更も可能であるという点を踏まえまして、一定の制約を判定した時点における自己計画電源に制約を課すというだけではなく、制約を課す地点（ノード）の特定というものが制約を求める際には必要というところがございます。

続いて、18 スライド目ですけれども、こちらが、こういった前提を踏まえて、どういったロジックで自己計画電源に一定の制約を課すのかを検討したものでございます。

これまでの整理では、SCUC計算の結果から一定の制約を課す対象を特定して、以降のSCUC計算で、自己計画電源を解除した状態でメリットオーダーにて計算を行い、それによって電源態勢と出力配分を決定するところが考えられるところでございます。

また、市場計画電源で約定した電源は、以降の取引で自己計画電源への変更も可能であるというところから、一定の制約を課す対象地点（ノード）というのは、自己計画電源だけではなく、市場計画電源についても判定する必要があるといったところでございます。

そういった点を踏まえ、以下のように、まず、混雑・非混雑系統等でグループ分けをした上で、そのグループでの対象を判定する方法が考えられるところをごさいます、具体的なロジックとして、一つはグループを正しく分割できるのかどうかという点、二つ目が分割したグループに対しましてどのようなルールで制約を課すのかという点で検討を行ってごさいます。

20 スライド目が、まず、グループ分けのロジックでごさいます。

制約を課す対象を特定するために、SCUC計算の結果からグループ化の手法について検討してごさいます。

例えば抑制側で制約がかかる場合、一般的に混雑送電線に対しまして、非混雑系統側は抑制をしたとしても混雑解消に寄与しないことから、基本的には一定の制約を課す必要はないと考えられるところでごさいます。

こういった点を踏まえて、混雑系統と非混雑系統でグループ化を行うことが一案と考えられて、これまでLMPベースでの手法というところを紹介してきてごさいましたけれども、課題もごさいましたので、その改良版及び別の手法の潮流感度による手法についてのロジック検討を行ったところでごさいます。

21 スライド目が、過去、お示ししたものでごさいます、第13回本検討会におきまして、LMPベースでの手法ということで、特定（混雑）ブランチの両端のLMPの値差を用いまして、混雑・非混雑系統を特定する簡易ロジックを紹介してごさいます。

ただ、この手法ですと、右下の絵に描いておりますけれども、北海道エリアと九州エリアが同じグループに分類をされるというような課題がごさいます、この点、系統構成（トポロジー）を考慮しておらず、離れた系統でのグルーピングが生じたというような課題が残った手法でごさいました。

これにつきましては、クラスタリング手法等の活用を用いて深掘り検討するとしていたところでごさいます。

22 スライド目が、このLMPベースでの手法について、先ほどの課題への対応として系統トポロジーを考慮するといった手法を検討したものでごさいます。

特にループ系統につきましては、潮流値のみでは系統を分割できないというところでごさいます、LMPに基づく系統のグルーピング（クラスタリング）が有効と考えられるところでごさいます。

そのため、階層型クラスタリングというものを応用して、クラスタリング手法のロジックについて検討を行ったところでごさいます。

24 スライド目が、この系統トポロジーを考慮したLMPクラスタリング手法でグルーピングしたものを示してごさいます。

広域連系系統モデルで検証を行ってごさいます、下の絵のとおり、混雑・非混雑系統のグルーピングが可能であるということを確認したところでごさいます。

各系統色につきましては、黒色が非混雑グループで、それ以外の色が混雑グループという

ところでございます。また、各線につきまして、破線（点線）の部分がございまして、100%の使用率ということで、混雑送電線を示しているというところでございます。

ただ、リード文、二つ目で書いておりますけれども、この手法について、グループの境界を明確に確定できない可能性というところも課題としてあったというところでございます。

25 スライド目が、本手法の計算時間でございまして、1日48コマ当たりの広域連系系統での計算時間としては40分程度を要したというところでございます。ただ、この点について、ノード探索の効率化やプログラム実装の工夫等で改善の余地はあるといったところでございます。

続いて、26 スライド目が、本手法の課題事項でございまして、グループの境界を明確に確定できないというところでございます。

こちらについては、下の図、右側でございまして、①と書いております茶色系統に対して、緑系統との関係が混雑・非混雑の関係になっているという結果でございまして、一方で、②のように、緑系統から茶色系統で見た場合も、混雑・非混雑の関係ということでございます。

ですので、クラスタリング手法でグルーピングを行う際に、繰り返し、この①に該当する、②に該当するというところが循環してしまうというところで、ここがグループの境界を明確に判定できないというところの課題でございました。

27 スライド目が、そういった課題を踏まえまして、LMPベースでの手法の深掘りは難しいと考えられたというところでございまして、グループの境界の計算精度についての議論が生じない手法としまして、潮流計算に基づいてグルーピングする手法について検討を行ったものでございます。

具体的には、DC法潮流計算によりまして、混雑・非混雑系統の分類を行うというところでございます。

ベース断面としては、SCUCの計算結果から、①で書いておりますけれども、需要を1MW増加させて、その増加分については、各需要ノードの負荷比率で配分するというところでございます。

それに対しまして、各電源ノードに1MWの発電力を追加しまして、DC法潮流計算をして、全ブランチに対して潮流の増減を確認して、その潮流感度として算出をするというものでございます。

その結果、混雑ブランチの潮流が増加すれば、当該ノードは混雑系統、一方で、混雑ブランチの潮流が減少すれば、非混雑ノードといった形で切り分けを行う部分でございます。

28 スライド目が、小規模系統モデルでこの潮流感度によるグルーピングを行った部分でございます。

左下が、線路Aの混雑ケースで、中段左側の緑色のハッチングをした線路Aが混雑送電線であった場合の混雑・非混雑系統のグルーピング結果でございまして、境界を正しく判別できたというところでございます。

また、右下は南北フェンスの混雑ケースで、ループ系統の送電線混雑につきましても、正しくグルーピングができたというところでございます。

なお、HVDC等、直流設備に対しましては、潮流の調整が可能な場合には、潮流感度だけでは分類し切ることが難しいといったところもございまして、そういった系統への対応として、電源の持ち替えやHVDC等による混雑解消というところにつきましても、別途、DC-OPF等による手法が考えられるというところで、後ほど述べたいというところがございます。

29、30 スライド目につきましては、各潮流感度を用いた算定結果を参考で入れているところでございます。

また、DC-OPF等の手法につきましても、直流法で線形近似を行った潮流最適計算をDC-OPFと呼んでいるものがございます。

続きまして、33 スライド目からが一定の制約を課す方法でございます。

先ほどのSCUCの計算結果から、混雑・非混雑系統に分類をしたグループに対して、どのような条件で一定の制約を課すのかというところを検討し、その制約条件についての妥当性を検証したというところがございます。

大きく二つの手法を検討しておりまして、一つ目は、まずもって、制約が必要となり得るケースについてケーススタディを実施してございまして、一定の制約を課す条件について整理してございます。

整理した条件につきましては、広域連系系統におけるLMPクラスタリング手法による混雑・非混雑系統の分類を用いまして、この一定の制約を課した場合の妥当性について確認を行ったというものでございます。

二つ目としましては、潮流感度の手法を用いて混雑・非混雑系統の分類を行ったものについては、ループ系統も明確に判別できる一方で、HVDC等による潮流の調整可能な場合には課題が残るというところも踏まえまして、混雑解消の手法として、DC-OPFを用いてHVDC等の潮流調整や自己計画電源に一定の制約を課す（系統制約を解消するために出力を再配分する）というロジックを新たに構築して、妥当性を検証したというものでございます。

まず、一つ目の手法に関しましてのケーススタディを34 スライド目から38 スライド目で示してございまして、余剰時、単一エリアでの抑制及び複数エリアでの抑制といったものや逼迫時などを、それぞれケーススタディを実施してございます。

40 スライド目が、それらケーススタディを踏まえた一定の制約を課す条件についての整理でございます。

余剰時につきましては、基本的に、地内送電線と地域間連系線でロジックを変える必要はなく、混雑・非混雑系統により分けられた混雑グループに対して、再エネがある時間帯につきましても、再エネ抑制が発生しているという条件で判別する方法が考えられるところがございます。

また、再エネがない時間帯につきましては、混雑グループ内の下げ可能量で判定するということが考えられるところでございます。

この点につきましては、必要な下げ調整力を除いて、下げ可能量がゼロとなった場合に再エネ抑制が行われるところでございますので、再エネがある時間帯についても、この混雑グループにおける下げ可能量がゼロとなることを条件とするということが考えられるところでございます。

一方で、逼迫時でございますけれども、こちらについては、基本的に、広域ブロックあるいは非混雑系統内の上げ代が不足する場合や予備力が不足する場合がございますので、焚き増しが必要となるのは、混雑・非混雑のグループ区分において、非混雑グループ内の上げ可能量がゼロとなること、または予備力が閾値以下となることを条件で判定することが考えられるところでございました。

続いて、42 スライド目ですけれども、そういった制約を課す条件に関しまして、広域連系系統におけるLMPクラスタリングでの混雑・非混雑系統の区分結果を用いて、以下4ケースを実施したというところでございます。

主に、余剰時、逼迫時で、それぞれ単一エリア及び広域ブロックで検証を行ってございまして、調整電源の下げ可能量及び上げ可能量で判別できるのかどうかというところを検証したというものでございます。

44 スライド目が、まずケース①-1、余剰時の単一エリアの場合でございます。

混雑系統内の調整電源の下げ調整では対応できないために生じる再エネ抑制を代替すべく、自己計画電源に出力下限解除を制約するというものでございます。

こちらは、過去のシミュレーション結果から、ケース①-1に該当する結果を抽出しまして、混雑系統内の調整電源の下げ可能量を指標として、制約を課す判断が可能かを確認したものでございます。

具体的な系統としましては、左下の図でございますけれども、紫色の点線の送電線が、関門連系線でございます。関門連系線が混雑時に、九州エリア単独の状態です。再エネ抑制が発生しているというような断面でございます。

指標に関しましては、右下の図にありますとおり、最低出力から下げ可能量の必要分を除いた現在出力からの下げ可能量を定義して確認をしたというところでございます。

45 スライド目が確認結果でございます。再エネ抑制の断面というところ、19から30コマまででございますけれども、集計対象の火力と揚水につきまして確認をしまして、下げ可能量がゼロであります。18から30コマが下げ可能量がゼロであったところでございます。

なお、当該時間帯におきましては、関門連系線についても混雑が発生していたというところでございます。自己計画電源に一定の制約を課す判断として確認できたところでございます。

46 スライド目ですけれども、こちらでは、自己計画電源に制約を課す場合の検証としまして、自己計画電源以外の電源を起動停止、全て固定した上でSCUCシミュレーションを

実施してございます。時間コマ 19 から 30 コマにおいて、自己計画電源の出力変化及び再エネ抑制量を確認したというところでございます。

こちらは、自己計画電源を、左下の表で示していますが、市場計画電源として取り扱う際の単価設定を 3 ケース実施してございます。

再エネの単価設定としては、②が同一価格でございまして、それよりも高い単価になりますと、③のグレーの部分ですけれども、自己計画電源が抑制をされるというところでございます。

この際に、右側が再エネ抑制量のグラフでございましてけれども、その分、再エネ抑制量が減少したというところで、想定どおりの結果が得られたという部分でございました。

続きまして、49 スライド目がケース①-2 でございまして、余剰時における広域ブロックでの抑制が生じる断面での確認、分析というところでございます。

下のグラフでございましてけれども、まず、下げ調整力について下限に到達しているコマにおいて、中段のグラフは、送電線の使用率で書いている部分ですけれども、東京-中部間の F C 設備でございまして。逆方向で混雑をしている断面でございまして、その中で、中西 6 エリアで再エネ抑制が発生をしているという断面について確認を行ったところでございます。

50 スライド目が、当該中西 6 エリアでの下げ可能量合計と再エネ抑制量合計を示してございます。

火力につきましては、14 から 34 コマで下げ可能量がゼロということで、再エネ抑制が生じる時間帯を包含しているというところでございました。

また、揚水につきましては、16 から 31 コマで下げ可能量がゼロというところでございまして、最後の 2 コマ、32、33 コマにおいては、再エネ抑制あり、下げ可能量ありが同時に発生をしていたというところでございます。

ただ、この 32、33 コマについては、関門連系線で混雑をしていたというところでございまして、九州エリアのみが単独系統になっていたことから、この 32、33 コマに関しては、ケース①-1 に該当するというところでございます。そのため、総じて下げ可能量がゼロにてこの制約を判断することが可能であるということを確認したところでございました。

続いて、52 スライド目からが逼迫時における検証でございまして。

ケース②の逼迫に関しては、非混雑系統内の調整電源の上げ調整では対応できずに、需要抑制あるいは過負荷が生じる場合に、自己計画電源に出力上限解除の制約を課すというものでございます。

ここでも、余剰時のケースと同様のアプローチが有効と考え、非混雑系統内の調整電源の上げ可能量を指標として確認したというところでございます。

ただ、右下の記載でございましてけれども、過去のシミュレーション結果から、この自己計画電源に出力上限解除の制約を課すような結果は得られていなかったというところでございまして、代わりに上げ可能量が極力小さい断面でありましたシミュレーション結果から、単一エリア及び広域ブロックでの断面で確認を行ったというものでございます。

まず、53 スライド目が単一エリアでの逼迫状況を踏まえたものでございます。

重負荷期の東京エリアの地内混雑に着目しまして、右下のグラフでございますけれども、上げ可能量のトレンドを示してございます。

高需要断面から混雑系統グループの上げ可能量を算出してございまして、夜間点灯帯に向けて上げ可能量は減少しますけれども、火力の上げ可能量は十分に存在し得たというところでございます、自己計画電源に制約を課す必要はないと判断できる部分でございます。

続いて、54 スライド目が広域ブロックでの検証でございます。

重負荷期の中西6エリアで上げ可能量を算出してございます。

上げ調整力としては下限に達しておりまして、中西6エリアでの広域予備率としても下限の7%に到達していた断面があった断面でございます。

ただ、FCの送電線については、空き容量があった断面でございまして、また、右側でございますけれども、中西6エリアの上げ可能量合計についても、十分、火力の上げ可能量があったというところでもございましたので、本ケースに関して、自己計画電源に制約を課す必要はないと判断できるという部分を確認したものでございます。

55 スライド目ですけれども、これら4ケースについての検証結果のまとめでございます。

余剰時につきましては、混雑系統のグループにおいて、下げ可能量の合計がゼロかどうかで判別をするというもの、逼迫時については、非混雑グループにおける上げ可能量がゼロかどうかで判別をするというところを確認した部分でございまして、制約としては、次回取引時に反映をするというところでの整理でございます。

続いて、56 スライド目がもう一つの手法でございまして、こちらは潮流感度を用いました混雑・非混雑系統の分類でございまして、こちらはループ系統も明確に判定できる一方で、HVDC等による潮流が調整可能な場合については、一部、課題が残りますので、混雑の解消手法として、DC-OPFというものをを用いたHVDC等の潮流調整や自己計画電源に一定の制約を課す（系統制約を解消するために出力を再配分する）というロジックを新たに構築して、その妥当性を検証したものでございます。

本手法につきましては、用いますDC-OPFの目的関数の設定次第で自己計画電源の調整量の最小化等を最適化できる可能性がある手法でございます。

また、これまで、次の市場取引で一定の制約を課すことを前提に検討を行っていたものでございますけれども、このDC-OPFを行うことで1回の市場取引の中で自己計画電源に一定の制約を課すということも改めて検討を行ったという部分でございます。

検証内容としては、まず、潮流感度での混雑・非混雑系統の分類を用いまして、混雑線路に対して、DC-OPFを用いまして自己計画電源を含む出力を再配分することによって、この潮流制約を解消できるかというところを確認したというところでございます。

また、HVDC（直流設備）を追加した場合での検証及び広域連系系統モデルに適用した場合の検証を行ったというところでございます。

57 スライド目が系統モデル及び検証フロー、また、58、59 スライド目がDC-OPFの定式化に関する目的関数及び制約条件というところを参考で示してございます。

60 スライド目が、この検証方法でございますけれども、自己計画電源が市場計画電源の各ノードに接続されていることを想定した上で、DC-OPFとして、自己計画電源の調整コスト最小化で、まずは再配分を算出し、混雑線路に対して運用容量内に収まっているかを確認したものでございます。

具体的な自己計画電源の設定方法ですけれども、吹き出しで書いております、各ノードに自己計画電源が定格 100MW、調整可能範囲が±50MWあるものとして計算をしたというものでございます。

61 スライド目が計算結果でございます、DC-OPFにおける出力再配分の結果が下側の各コマごとに上げ・下げが等量の出力再配分をしたものでございます。これによりまして、線路Aの潮流超過していた部分については、潮流限度内に収まったということが確認できた部分でございます。

62 スライド目が、HVDC（直流設備）について考慮した部分でございます、直流設備ですと、送り・受けができる容量が調整できますので、両端ノードで同量の電力授受ができるというところを加味して定式化を行って計算をしたという部分でございます。

63 スライド目が直流設備でHVDCを考慮した結果でございますけれども、こちらについても、出力再配分の結果、混雑系統について制約解消の結果が得られたというところでございます。

続きまして、64 スライド目になりますけれども、こちらではDC-OPFの目的関数を3通り設定した場合のシミュレーション結果の差異を検証したというところでございます。

目的関数としては、一つは自己計画電源の調整コスト最小化とするもの、二つ目につきましては、自己計画電源も市場計画電源も、全ての電源コストが最小となるような目的関数を設定したもので、三つ目につきましては、①、②とのハイブリッド型でございますけれども、自己計画電源については調整コスト、市場計画電源については電源コスト最小化を目的関数として計算をしたものでございます。

なお、自己計画電源と市場計画電源の単価の大小関係によって計算結果が異なる形になりますので、下のグラフで示している部分についても、大小関係でそれぞれ示している部分でございます。

特徴的なものとして、目的関数②につきましては、自己計画電源が市場計画電源よりも単価が小さかった場合は、自己計画電源等の持ち替えも生じるというところから再配分量としては大きく出ているという部分でございます。ただ、燃料費としては最小の結果が得られたというようなどころでございます。

このように、目的関数の設定次第では、自己計画電源の調整量の最小化や、全体の燃料費の最小化を図ることが可能と考えられますので、今後、この自己計画電源に制約を課す目的を踏まえて整理をしていくことが考えられるところでございます。

続きまして、66 スライド目が、こちらのDC-OPFにおける出力の再配分の計算時間でございますけれども、日間 24 断面に対してトータルで 0.5 秒程度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既存電源の並・解列を変更しない条件でありますと、大規模システムに対しても高速に計算可能というところでございます、広域連系システムにおいても、目的関数①、②についての収束性を検証したものでございます。

67 スライド目が広域連系システムモデルでの検証条件でございます。

重負荷期の日間 48 断面を対象としまして、北本連系線と関門連系線で混雑が生じるという条件設定をして計算を行っております。

また、簡略化のために、自己計画電源の模擬につきましては、各エリア特定の 1 ノードに対して設定をして計算をしたところでございます。

68 スライド目が最適計算の結果の収束性評価結果でございます。

下の表、一番右側の計算時間でございますけれども、おおよそ 60 秒程度で計算できたというところでございます。

発電コスト最小化の目的関数②では、電源の再配分量というところは増加しますけれども、市場計画電源との持ち替えによるコスト削減効果が得られる可能性がある部分でございました。

続いて、今後の進め方という部分でございます、70 スライド目については、技術検証会でいただいたご示唆というところを一部記載してございます。

第 16 回技術検証会におきましては、目的関数の設定を工夫することで、自己計画電源の調整量を極力抑えた上で全体を最適化できる可能性を示してございまして、これに対しては自己計画電源の出力帯に応じて、あらかじめ計算上の価格差を設定することで電源出力の計算時に自己計画電源の調整量を極力抑える方法等のご示唆をいただいたところでございました。

また、入札段階で自己計画電源の入札内容として物理的制約であるのか確認するなど、考慮すべき点でありましたり、自己計画電源がまずもって何であるかというところの整理をすべき点についてのご指摘もいただいたところでございました。

71 スライド目が今回の検証結果のまとめとしている部分でございます、今回、まず、グループ分けを正しくできるのかどうかという点、また、分割したグループに対してどういったルールで制約を課すのかという点について検証を行ったものでございます。

一つ目のグループ分け、グルーピング手法につきましては、LMPによるクラスタリング手法及び潮流感度を用いた手法でのロジック構築をしたものでございます。

検証結果としましては、潮流感度を用いたグルーピングのほうが混雑・非混雑システムを正しく区分することができますので、この手法をベースに、今後の詳細検討及び技術研究を進めることとしたいと考えてございます。

72 スライド目が、二つ目の一定の制約を課す方法の条件整理でございまして、下表のと

おり、制約を課すことの妥当性の検証を行ったという部分でございます。

また、潮流感度を用いた手法につきましては、DC-OPFを用いることで自己計画電源に一定の制約を課すロジックというところも新たに構築・検証した部分でございます。

本手法によりますと、目的関数の設定次第では、これまでの前提条件としていた、制約が必要と判断した場合に自己計画電源を優先せずにメリットオーダーで公平に出力配分するといった点と異なる部分もありますけれども、自己計画電源の調整量の最小化や燃料費の最小化などの観点から最適化を行う余地があるといった手法でございます。

また、短時間で処理可能でありますと、1回の市場取引の中で自己計画電源に一定の制約を課すことも考えられる手法でございました。

以上から、この検証項目⑧の内容について、検証Aとしては完了としたいと考えてございます。

また、73 スライド目で、今後についてですけれども、今回の検証結果から、自己計画電源の制約方法につきましては、1回の市場の中で自己計画電源の出力調整を行うことを視野に、SCUCの計算時間次第ではございますけれども、以下の2ケースについて、詳細検討及び技術研究の中で深掘りしていくこととしたいと考えてございます。

最後、78 スライド目ですけれども、こちらは検証A全体として、検証項目につきましては、今回、⑧の自己計画電源等に一定の制約を課すロジックの検証結果をお示しし、当初設定しておりました検証Aの項目全て完了というところで、全体として大きな課題は見つかっていないというところもございまして、技術検証会としては閉会となる部分でございます。

今後、残る論点や生じる論点につきましては、新たに設置されます業務設計・技術研究会の場で、適宜、取り扱っていきたいというところでございます。

本資料の説明については、以上になります。

○金本座長

どうもありがとうございました。

それでは、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いただき、Webの方は挙手ボタンでお知らせください。順次指名をさせていただきます。

それでは、どなたかございますでしょうか。河辺委員、お願いいたします。

○河辺委員

ありがとうございます。河辺です。

技術検証会のこれまでの結果につきまして、まとめていただきましてありがとうございました。

私からは、今後の進め方のところで、1点だけコメントさせていただければと思います。

スライドの73ページを見ながら発言させていただこうと思います。

こちらのスライドでは、二つのケースを今後に向けて設定していただいておりますけれども、ここで整理いただいておりますi.のケースにおきましては、DC-OPFに関する検討を深めるといふようにしておりますが、このDC-OPFによる出力再配分というものは、並列発電機の組合せは変えないという前提であると思いますので、条件によっては予備力の制約を満たす解が存在しない場合もあるというふうに思っております。

例えば、自己計画電源に一定の制約を課しても、非混雑系統における予備力が閾値以下となるような場合におきましては、非混雑系統内で電源の並列台数を増やすということが考えられるかと思っております。

そのため、i.の1回の市場でSCUC計算を2回行うことができない場合という場合でありまして、次の市場におけるSCUCで一定の制約を課した計算が必要になる場合があるということがあると思っておりますので、それを踏まえて、今後の検討を進めていただくというのではないかなというふうに思った次第です。

以上でございます。

○金本座長

ありがとうございます。

そのほか、ございませんでしょうか。

委員がいらっしゃらないので、川島オブザーバー、お願いいたします。

○川島オブザーバー

ありがとうございます。JERAの川島でございます。今回から参加をさせていただきます。

まず、これまでの検討に関する丁寧なご報告について感謝を申し上げます。

その上で、私からは、自己計画電源の一定の制約の解除についてコメントいたします。

一定の制約に関しては、実運用上、必要な場合において行われるものでございまして、状況変更などによりその必要性がなくなった場合には、制約については、本来、速やかに解除されるのが自然と考えてございます。

この点、一定の制約の解除については、今後の整理事項と理解してございますので、引き続き、技術研究会での丁寧なご検討をお願い申し上げます。

あわせて、この解除についての技術的な課題につきましても、解消に向けた取組のご検討をお願いできればと思います。

私からは、以上でございます。

○金本座長

ありがとうございます。秋元委員、お願いします。

○秋元委員

ありがとうございます。

すみません、特にあるわけではないんですけども、どなたもないので少しかコメントさせていただければと思います。

大変丁寧に検討いただいて、方向性としてもうまくいきそうだということを示していただいて、本当に感謝申し上げます。

やっぱり、ちょっと見ていて、技術検証会での議論の70ページ目に記載されている部分は、私も聞いていて、若干気にはなったところでございまして、自己計画電源が、いきなりそこが解除されたときに、一つのロジックの下で急速に中に入ってきて制約が外れるということで、状況からすると適切だとは思うんですけども、事業者からすると、本当にそれでいいのかと、自己計画電源は理由があつてそういうふうになっていると思うので、そこについての議論はやっぱりあるかなというふうにして聞いていて、70ページ目を見たときに、そういう議論はやっぱりなされていたんだなというふうには思ひまして、これをどうしていくのかというのは、全体を考えると、このロジックで正しいと思うんですけども、やっぱり自己計画電源の指定していた理由があつたりすると思いますので、そこも踏まえて、丁寧に、引き続き議論を進めていただければというふうには思いました。

いずれにしても、非常に詳細な検討をいただいたことに関して深く感謝申し上げたいと思います。ありがとうございます。

○金本座長

そのほか、ございますでしょうか。よろしいですか。

では、私から一言だけ。コメントですけども、自己計画電源か市場計画電源か、ゼロ、1という頭を持っていらっしゃる方も多いかと思いますが、実際にはいろんなバリエーションがございます。入札のときにどういう入札をするかということ、キャパシティー100%を自己計画電源ですということでもないかもしれないということです。ここまでは相対があつてやりますけど、残りのところについては全量供出義務が日本でも適用されていますし、アメリカでは容量市場で約定した電源、日本でもそうかもしれないですけど、については、全量供出義務がかかっています。

ですから、残りの部分については市場計画電源になっているというのが実態です。あと、技術的な事情で出力変動が難しいものについては、それなりに入札の中に織り込めるということですし、出力の変動スピードについても、上限とかを織り込めるといったことになっていますので、そういったことを全て踏まえて、これからどういうふうに市場設計するかということを考えなきゃいけないということだと思ひます。

取りあえず、私のコメントです。

あと、事務局のほうからご回答をお願いできればと思います。

○駒田電力広域的運営推進機関企画部マネージャー

委員・オブザーバーより様々なご意見・ご示唆を頂き有難うございます。河辺委員よりいただきました、今後の進め方の部分について、一つ目のケースでございますと、DC-OPFを考慮する際に、起動停止を変更せずに最適計算、差分計算をすると、こちらは書いてございますけれども、場合によっては起動停止の見直しが必要となるというご指摘はごもっともでございます。今後、ロジックの詳細を詰めていく際には、こういった部分も加味できるような内容は検討していきたいというふうに考えてございます。

また、川島オブザーバーからいただきました自己計画電源の一定の制約の解除につきましては、今回1回の市場の中で答えを返すことができるとすれば、都度都度、その入札データを基に制約を要したのか、要さなかったのかというところの判別ができる部分かというふうに認識をしている部分でございます。

ただ、前段で前提に置いてありました、次の取引時に一定の制約を反映して計算をする場合には、こういった制約の解除、いつの断面をどう解除するのかみたいなのも課題になるかと思えます。その場合には事業者のご意見もいただきながら検討を進めていければというふうに考えてございます。

また、秋元委員からいただきました、自己計画電源の設定の理由というところに関しましても、ちょっと説明の中では割愛した部分でございますけれども、自己計画電源自体も絶対領域と任意領域というところもございますので、絶対領域として起動停止ができないものであったりとか、具体的な対象とする制約条件の詳細内容については、今後、事業者の皆さまのご意見も踏まえながら整理していく部分であろうかと思えます。一方で、任意領域の部分につきましては、調整し得るというところを前提に入札いただく領域になるのかなというふうに認識してございます。

この辺りも含めて、今後、詳細の部分ではご意見をいただきながら進めていきたいというふうに考えてございます。

広域機関事務局からは、以上になります。

○金本座長

ありがとうございます。

○木村資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課制度企画調整官

資源エネルギー庁の木村です。

事務局から、少し補足で発言をさせていただきますと、今回、この資料3についてご説明させていただいた内容としては、自己計画電源に制約をかけるといった場合に、技術的な検討と制度的な検討とがあると思えますが、その技術的な部分について、このような方法もあり得るということが、今までに考えられていないところも追加されたというところがある

かと思っています。

その上で、では、実際、その目的関数をどうするかとか、最適化というものは何なのかということ、自己計画電源というものに発電機の性質等からマストのものと契約によるものが含まれていると理解していますが、そういう性質の違いも踏まえて、今後、技術研究とともに詰めていく必要がある点かなと思っていますので、その観点から制度的な面でも検討を進めたいと思っています。

以上です。

○金本座長

ありがとうございました。

それでは、次の議題に移らせていただきます。

(2) 同時市場に関する今後の検討事項について

○金本座長

議題(2)は、同時市場に関する今後の検討事項についてでございます。

事務局の資源エネルギー庁のほうから、資料4のご説明をお願いいたします。

○木村資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課制度企画調整官

それでは、資源エネルギー庁の木村から、資料4についてご説明を申し上げます。

こちらの資料は、同時市場に関して今後の検討事項をまとめさせていただいたものになります。

2ページですが、本日の議論として書いていますが、本検討会は2025年、昨年10月15日に第二次中間取りまとめを公表しまして、議論の内容を取りまとめさせていただきました。

そして、第21回の検討会でご議論いただきましたとおり、今後、本年度、第1フェーズとして詳細業務設計と技術研究等を進めていくということになっております。

本日は、この第二次中間取りまとめの内容を前提として、現時点において想定される第1フェーズにおける詳細業務設計及び技術研究の対象となる検討事項、その他の今後の検討事項について確認させていただきたいと思ひまして、こちらの資料をご用意させていただきました。

3ページです。

こちらの検討事項について、いくつか留意点となるような点をここに書かせていただいています。

まずは、一つ目のぽつについては、第1フェーズの進め方について書かせていただいております。第二次中間取りまとめの内容を前提に、詳細事項や残論点について、事業者に対するヒアリングや並行して実施する技術研究の内容も踏まえて検討を進めていくというこ

とになります。

二つ目についてですが、今回の資料に検討事項をまとめさせていただきましたが、こちらは検討事項を限定するという趣旨ではございません。ほかにも検討を要する事項は存在するかと思っています。

三つ目については、具体的な検討スケジュール、こちらについては技術研究会のほうで、その研究のスケジュールと併せて検討したいと思っております。

ですので、こちらの資料に書かせていただいたものは、全てを第1フェーズで決定することは必ずしも想定しておりませんので、第2フェーズ以降に検討を行うことになる項目も含まれているかと思えます。

最後のところですが、こちら検討事項については、変更を行うことや新たに検出されるということも想定しているところでございます。

それでは、内容に入っております。

4ページです。

検討事項の全体像としてスライドを書かせていただいておりますが、検討事項として、項目を分けると七つぐらいかなと思ひまして、開催市場、入札・登録、約定、価格規律・取引監視、アップリフト、運営主体、その他の七つに分けて、次のページから各項目を挙げさせていただきます。

5ページに参ります。

開催市場についてですが、今まで同時市場については、前日市場、時間前市場、直前市場という、大きく分けて三つの開催市場について議論をしてきたところでございます。

こちらについて、詳細事項を詰めていくということが検討事項になるかと思ひますが、大きくは、まず、時間前市場について、何回行うのかといったところ、これは前日市場も併せてになりますが、スケジュールをどう組んでいくかという話が大きな検討事項になっていくかと思ひます。あとは、ザラバ方式の取引所を開設するかも含めて検討することになっているかと思ひます。

直前市場については、そもそもその回数が24回なのか、48回なのかのほかに、取引対象こまをどうするのかという話も検討事項として残っていると理解しております。

その他、事業者の対応負担を軽減する仕組みの導入も検討してまいります。

以上が開催市場です。

6ページ、入札に関してになりますが、売り入札、買い入札、電源差替等ということで書かせていただいております。

まず、売り入札についてですが、発電計画の詳細内容及び提出方法は、売り入札の内容と関わってまいりますので、検討事項になるかと思ひます。

続いて、まさに入札の内容となりますが、運転パラメータであったり、あとは火力発電等の運転制約等について、どのような運転制約を認めるかという話があります。

次が、市場外で供給を行う自己計画電源の登録についてですが、こちらについて市場にど

のような形で登録をしてもらおうかという話を決める必要があります。

次が、発電事業者以外の売り入札ですが、アグリゲーターや小売電気事業者等による売り入札も考えられますので、こちらの方法を決めていく必要がございます。

次、自己計画電源の制限情報の公表と書いていますが、こちらは先ほど議論させていただきましたが、自己計画電源の制約というふうに申し上げておりましたが、こちらについて、どういった場合に生じるのかみたいなものを事前にアナウンスできるということがあれば、それをしたいという話になります。

次が、市場計画電源から自己計画電源への変更ですが、こちらについて、どのようにこの制度の中に取り込んでいくかという話でございます。

その反対側の自己計画電源から市場計画電源への変更、これは、まず、そもそも認めるかという話があるところでございますが、その上で内容を詰めていくという話でございます。

続いて、買い入札ですが、入札情報の内容について決めていく必要があるかと思えます。そのところでは、量のみの登録の可否であったりとか、受電地点の特定の要否なども検討事項として挙げられているところです。

続いて、市場外で調達する電力等の登録と書いていますが、これは先ほどの売り入札の逆側ということになるかと思えますが、市場外で調達した分について、市場にどのように登録してもらおうかという話でございます。

買い入札の最後が入札方法ですけれども、一つ、大きなポイントとして、データセンター等、大規模需要について、地点を特定した入札の要否、こういったものも検討事項として残っているところでございます。

電源差替等については、電源差替、そもそも入札において特定する必要があるのではないかという話は、それを踏まえた約定方法の話の前回の検討会でも少し触れさせていただきましたが、その話であったり、あとはその差し替えに関係して、会計上の課題があったりとか、IBTと呼ばれる、北米で採用されている市場が反対売買を行う仕組みがありますが、こちらについてどのように取り込んでいくのか、そもそも取り込むかどうかという話でございますが、この辺りを検討していくという話でございます。

続いて、7ページ、約定についてでございます。

1点目、自己計画電源等に一定の制約を課すロジック、これはまさに資料3の話でございました。

2点目の電源約定における小売・TSO想定需要の扱い方、こちらは前回扱わせていただきまして、まず案①をもって検討を進めるということとさせていただいたところでございます。

調整力の精算方法については、送配電事業者がどこ取引をするか、精算をするかという話でございます。差分精算に伴う費用回収の在り方は、やや細かい話ですけれども、精算をどのように行うのかという話です。

約定結果の通知・公表については、これはどのような情報について、どのタイミングで、

どのように通知・公表を行っていくかということを決めてまいります。

調整力(ΔkW) 価格については、需給の状況やパフォーマンス評価を踏まえた価格算定を行うということとなっておりますので、こちらについて詳細を詰めていくこととなります。

BG計画への反映は、約定の結果について、計画にどのように反映していくか、そういった話になります。

系統情報等の更新・連携は、系統情報について、どのような頻度で情報の更新を行うか、またはそのデータの連携の在り方、そういったところを決めていくという話になります。

送電ロスの取扱い方は、前回の検討会で取り扱わせていただいたものになります。

8 ページ、価格規律・取引監視の話になります。

まず、価格規律については、入札価格や市場価格の規律の話があるかと思えます。

そして、もう一つ、市場支配力の行使に関する規律もあるかと思えて、そもそも市場支配力をどのように判定するのか、こちらはプライスベースの入札の議論にも関わってくるかと思えます。

こちらは、監視等委員会とも連携しながら決めていくという内容になるかと思えますが、こちらの資料にも挙げさせていただきました。

取引監視については、今申しあげました監視等委員会が監視を行うという部分もあるかと思えますが、そのほか、市場自体、市場運営者が行う監視というものも考えられるかと思えますので、その役割分担であったりとか、あとは具体的にどういった監視を行うのか、そういったものを検討していきたいと思っております。

続いて、9 ページ、アップリフトと運営主体の話を書いております。

アップリフトについては、補償の対象であったりとか、負担配分の在り方については、まだこれから決めていくものでございますので、具体的な内容を詰めていきたいと思っております。

運営主体については、従前から議論をさせていただいているとおりで、こちらは検討を進めていくということになります。

10 ページ、その他の一つ目になりますが、その他の検討事項としては、まず、週間運用について、こちら、起動時間がかかるような火力発電であったりとか、揚水発電であったりとか、そういったものがあるかと思えますが、その主に起動通知の仕組みなどが検討事項として挙げられていたかと思えますので、この点ということになります。

安定供給との関係では、小売・TSO 想定需要の精度を高める仕組み、従前から話をさせていただいているものを書かせていただいているほか、前回少し触れさせていただいた TSO が電源約定結果に介入するのかどうかという話もありますが、その場合の基準であったりとか、方法であったりとか、そういう話を検討していくということでございます。

続いて、特殊なリソースについて、こちら入札や登録の方法ということがメインになってくるかと思えますが、変動性再エネ、FIT の話であったりとか、揚水電源・蓄電池の話、

あと、DERの話などを詰めていくということになると思います。

本資料の最終ページになります。

検討事項、その他の②ですが、インバランス制度との関係で、この不足インバランスの回避を促す観点からの制度の検討などが検討事項としてあるかと思えます。

続いて、下位系統混雑や余力活用契約、これらについては、他の審議会等における議論なども踏まえながら、連携もしながら検討していきたいと思っています。

他市場との関係については、まずは容量市場リクワイアメント、こちらの改定が必要ということがあるかと思えますので、書かせていただいています。

最後の二つは、広域機関のシステムの関係になりますが、一つはゲートクローズ後の需給運用との関係で、次期中給システムとの関係、これを整理していくということがあるかと思っております。そもそも同時市場システムと次期中給システムの役割分担というものはどういったものなのか、そこの整理とシステム間の連携方法などについて整理していくということになるかと思えます。

最後に、その他の広域機関のシステムとして、計画などに関するものがあるかと思えますので、こちらと同時市場システムとの役割分担や関係の整理、そういったものを行っていくということでございます。

ざっと説明をさせていただきました。冒頭に申し上げましたとおり、これに尽きるといったものではございませんので、他に検討が必要なのではないかと、そういった点があれば、ご指摘等をいただければと思っております。

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いただき、Webの方は挙手ボタンでお知らせください。順次指名をさせていただきます。

それでは、どなたかいらっしゃいますでしょうか。

市村委員、お願いいたします。

○市村委員

ご説明、ありがとうございました。

私からは、全体的なところの進め方について1点と、あと細かい点で2点ほどコメントさせていただきます。

まず、1点目のところは、全体的な進め方というか、今後の論点については、特段、異論があるものではないんですけども、前々回ですか、今回再開したところの中で、導入に向けた本格的な検討を進めるという、そういったフェーズにあるというふうに理解しています。

したがって、こういった論点というところをまず挙げていただいたところは、全体と

して非常に重要なことだと理解していますが、やはり実現していくために何を決めていかなきゃいけないのかということ、優先的に決めていくべき事項というところ、そういったところをきちんと押さえながら進めていくことが重要ではないかというふうに思っております。

あと、2点目につきましては、かなり細かいところであるんですが、6スライド目のところで、会計上の課題というふうに書いていただいているところがあるかと思います。方法によっては、デリバティブ該当性が生じる可能性ということなんですが、これは商品先物取引法上のデリバティブというか、そういった論点というのもありますので、会計だけの問題ではないというところは、念のため整理しておかれたほうがいいのかというふうに思っています。これまでもそういう整理だったかなと思っています。

あと、3点目ですが、インバランス制度のところ、11スライド目ですが、これも特に異存があるわけではありませんが、現行の制度の中でも、やはり意図的にインバランスを出すような事業者というところがあるというのが実態だと思っています。

なるべく、基本的には現行の制度と同様の制度設計といった考え方自体には異存を挟むものではないんですけども、よりインバランスを読みにくくするというか、インバランスを意図的に出しにくくするような制度設計、ここは具体的な制度的な位置づけといったところもそうですし、具体的なインバランス料金制度の設計、この二つの経済的な意味というところだと思いますが、この二つの観点から、ここは検討を深めていくということが重要ではないかというふうに思っているところでございます。

私からは以上です。

○金本座長

ありがとうございました。

そのほか、ございますでしょうか。新川オブザーバー、お願いします。

○新川オブザーバー

ありがとうございます。ご説明いただき、ありがとうございました。

価格規律及び取引監視をテーマとする検討事項4の中には、市場の健全な競争を促す観点から監視実務を担います、規制当局であります電力・ガス取引監視等委員会が主体となって検討すべきものもあると考えております。

例えば価格規律の中でも、市場支配力の行使に関する規律、それから、市場価格規律など、最終的には当委員会で検討し、必要なルール化を行う必要があるというものもあると考えております。適切なタイミングで検討を行うこととしたいと考えております。

その他の事項につきましても、適切な規律の設定や適切な監視を実現する観点から、資源エネルギー庁及び広域機関における検討に協力してまいりたいと考えております。

以上でございます。

○金本座長

ありがとうございます。

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。

個別の点については本日特にないのですが、全体について1点だけコメントさせていただきます。

これまでの検討で積み残された部分、さらに議論が必要な部分として、今回、重要なものを挙げていただいているところであり、特段、今回の時点では異論はありません。今後、それらについて詰めていくということで理解しました。

ただ、言わずもがなではあるのですが、これらの今回挙げられているような個別項目は相互に関連する話でもありますので、全体像として最適な姿をつくっていくという考え方が重要だと思っています。

典型的に想定しているのは約定やアップリフトに関する部分で、これまでの検討会でもそういったところがありましたが、個別での検証では、個別の価格が高いから問題だとか、問題でないとか、そういう話にも陥りがちなのですが、仕組みの全体として、あるいは物によってはほかの市場も踏まえて、事業者が費用を回収できる形になっており、価格が適切なシグナルとして機能するということが重要だと理解しています。また、この点は価格規律をどうするのかという点とも密接に関連する部分だと思っています。

こういった点を十分踏まえて、今後の検証、今後の議論も進めばよいと思いました。

私からは以上です。ありがとうございます。

○金本座長

ありがとうございます。小宮山委員、お願いいたします。

○小宮山委員

小宮山です。ご説明いただき、ありがとうございます。

今回ご提示いただいた方向性について、異論は特にございません。

2点、コメントをさせていただければと思います。

まず1点目でございますけれども、次期中給との関係、整理について大切なポイントかと思っておりますので、しっかり進めていただければと思います。

今後、恐らく次期中給に関しましては、ご説明がこれまでもあったかと思っておりますけれども、TSO需要をベースにいたしまして、安定供給をしっかり次期中給で確保していく、国内の、日本の全ての系統を踏まえて最適化するロジックが今後、組み込まれるということでござ

いますので、そのシステムを利活用、連携をうまく取りながら、今後、同時市場のほうでさらに検討を深める予定である小売需要をベースとした市場の約定価格のプロセスをうまく連携しながら進めていくことが、同時市場の実現可能性を高める上でも大切なポイントと認識しておりますので、ぜひこの点、検討を深めていただければと思っております。

もう一点でございますけれども、TSO需要と小売需要の関係性について、電源約定におけるTSOの想定需要の扱い方に関しまして、これまでも様々な議論が行われていたかと思えます。

本会でも、青色、黄色、また、緑色のロジックを踏まえながら、どのように約定プロセスを進めていくかで、今回、検討の結果、案の①をもって検討を進めるということでご報告があったというふうに認識しております。

今後、やはりTSO需要と小売需要、双方のバランスをしっかりと踏まえて検討する方向性、案①、適切だというふうに認識いたします一方で、また、この点については、例えば日本の実系統を踏まえた検証がまだなされていないかというふうに認識しております。

恐らく日本の実系統を踏まえた場合ですと、計算負荷も一定程度高まる可能性もあり得るかと思えますので、もしそうした課題に直面した場合は、この際にもご提示していただいたほかのオプション、例えば案の②であったり、また、案の③、基本的には小売需要、それからTSO需要のそれぞれの計算結果の差分を重視して、計算負荷を一定程度、低減するような、そうした案も提案されていたかというふうに思えますので、この点については柔軟にご検討を進めていただければというふうに思っております。

私からは、以上でございます。ありがとうございます。

○金本座長

ありがとうございます。秋元委員、お願いします。

○秋元委員

今回の整理、非常に包括的になされていて、特に私も異存はございません。

ただ、2点ぐらいだけ申し上げておきたいと思えますけど、1点目は、五十川委員もおっしゃったことと同様で、ほかの市場も含めて、全体としてどうなのかというところは常にやっぱり念頭に置いてやる必要があるかなと思っております。

多少、ここで、どうしてもここは短期市場なのでコストが安い方向を選びがちですけども、若干、ここでコストを上げることをしても、事業者の予見性を高めるとか、事業者の投資回収をよりよくするということが、全体最適につながる可能性もあるので、そういう視点も忘れないように進めていただきたいというのが1点目です。

2点目も同じようなことなんですけども、人の裏にいる人の問題とか、そういうものもどうしても忘れがちではあるので、要は、人がどういうふうにオペレーションしやすいのかとか、その人のこととか、全体サプライチェーンも含めたりする場合ももしかしたらあるかも

しませんが、裏にあるそういうところも含めて検討を進めていくということが重要なというふうに思いますので、全体として、今回、個別で何か異論があるということではないですけども、その辺を念頭に置きながら進めていただければと思います。

以上です。

○金本座長

ありがとうございました。

次は、東京ガスの渡邊オブザーバー、お願いいたします。

○渡邊オブザーバー

ありがとうございます。東京ガスの渡邊です。

今後の検討事項の全体像等を整理いただきまして、ありがとうございました。

第二次の中間の取りまとめを拝見しますと、最終的な同時市場の導入判断については、フェーズ2において決定とされておりますけれども、今後の検討に当たっては、同時市場導入の判断要素についても議論していく必要があると考えております。

これまで判断要素の一つとして、コスト・ベネフィットの分析などは行われましたけれども、技術検討の結果ですとか、市場環境の変化、こういったものも考慮して、改めて検討していく必要も出てくるのではないかと考えているところです。

費用を抑制するという観点からは、同時市場を入れるか入れないかという比較だけではなくて、これまで検討した結果、内容を部分的に既存の仕組みの中に取り入れる、こういったことも考える余地がないのかというように思っているところでございます。

新たな市場の導入というのは、技術的なハードルもございますが、事業者から見たときに大きな負担といったことも想定されますので、最終的な同時市場の導入の判断に当たっては、どのような検討が必要になるのか、適切なタイミングで、今後、ご議論いただければと考えております。

私からは、以上です。

○金本座長

ありがとうございます。

次は、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。

幾つかコメントさせていただきたいと思います。

まず、同時市場はSCUCのように全体最適を目指しつつ、計画値同時同量を事業者に求める点に特徴がありまして、この両立に留意しながら、今回、提示された課題に対して検討

を進めることが必要と考えております。その上で、何点か申し上げたいと思います。

まず、火力の運転パラメータや発電制約についてですけれども、これは多岐にわたります。よって、これを約定ロジックにどこまで取り込むかという点であります。

全ての制約を反映することは難しいと考えられますので、その場合、市場結果と実態との乖離をBG計画の中でどのように調整するのか、同時同量のインセンティブにも関わりますし、その責任の在り方についても整理が必要だと思います。

また、資料10ページの安定供給に関して、ここに約定結果とありますけれども、それだけではなくて、約定後から実需給に至るまでの間に、需要変動や電源トラブル、系統事故など、様々な事象が発生し得ることを踏まえまして、こういった需給変動に対して、例えば本日も自己計画電源についての議論がありましたが、ゲートクローズ以降、TSOが自己計画電源をどの範囲まで調整可能とするのかなど、市場約定後の運用ルールについても、緊急時のみならず、平時も含めた整理が必要と考えております。

加えて、11ページにもありますが、容量市場等の関係では、リクワイアメントや緊急時の供出義務の整理など、同時市場導入に合わせて、他市場に求める事項があるのかなど、市場間での整合を図ることが重要であります。

最後に、今後の検討事項、多岐にわたりますけれども、全てを市場、あるいはロジックの中で解決することには限界もあると認識しております。優先給電ルールの扱いや青・黄ロジックの在り方などの検討に当たりましては、先ほど小宮山委員からもありましたけれども、市場と運用の役割分担、これは先ほど秋元委員からもありました人も含めてですけれども、バランスを意識した整理が必要でありまして、必要に応じて現行ルールの見直しも視野に入れつつ、システム実現性を踏まえて検討を進めていただければと思います。

私からは、以上です。

○金本座長

ありがとうございました。

そのほか、ございますでしょうか。いいですか。

じゃあ、私のほうから一つだけコメントで、この検討会はインバランスとか、そういうゲートクローズ後の話は議論の対象にならないという仕切りですけども、アメリカのISOの人たちと話をしていると、市場設計の基本はリアルタイム市場で、その前の前日市場はリアルタイム市場をやった後でいいんだという、実際にもPGMの場合はまずリアルタイム市場ができて、それから、1年後に前日市場ができたといったことになってます。

したがって、インバランス料金制度というのはリアルタイム市場に相当しますけども、こちらの議論をかつちりと固めないと、後になって危ないことが起き得るといったことかと思えます。

あと、それと関係しますけども、先ほど山本オブザーバーからもありましたけど、アメリカの人と話をしていると、基本、リアルタイムのところは、市場どおりかつちりとはできな

い。いろいろ、運用上、市場をオーバーライドしなきゃいけないというのがいっぱいあって、それを前提に市場設計をしないと危ないということが言われています。

したがって、運用上、難しいことにならないような配慮も必要かなということがございます。

ということで、あと、事務局のほうからご回答をお願いできればと思います。

○木村資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課制度企画調整官

ご意見等、ありがとうございます。エネ庁の木村です。

それでは、いただいた意見についてご回答申し上げます。

まずは、市村委員やその他、五十川委員、秋元委員などからもコメントをいただきましたが、全体的な進め方として、今後、どのように進めていくのか、何をどのように決めていくのかという観点のところ、他市場との関わりであったりとか、全体的な観点から確認する必要がある。あと、その他、人の面についても配慮しなければいけない、そういったご意見をいただきました。

いずれもご指摘のとおりだと思いますので、技術研究として何を研究していくか、その点も加味しながら、どのような優先順位で何を決めていくのかということはきっちり考えていきたいと思っています。

市村委員からいただいたその他の指摘については、デリバティブの問題は、会計にとどまらず、商品先物取引法の話もあるということは理解しておりますので、きちんと検討するようにしたいと思います。

インバランスについてのご指摘は、既に存在している問題ということでもあるかと思いますが、同時市場の検討を進める中で、そこにどう向き合うかということも併せて検討していきたいと思っております。

新川オブザーバーからいただきましたご指摘はまさにそのとおりだと思いますので、監視等委員会と連携と申しましたが、むしろ主体的に決めていただくようなことも出てくるかもしれません、都度、協力して進めていきたいと思っております。

続いて、五十川委員にいただいたコメントについては、先ほど回答申し上げましたとおりです。

小宮山委員からいただきました次期中給との関係についてはご指摘のとおりだと思いますので、我々としても次期中給のシステム、現状の理解も深めながら、同時市場というものをどういうものにしていくのか、そのときにどういったものを役立てられるのかという点は、注視していきたいと思っております。

T S O 需要と小売需要の関連性については、まさに前回ご議論いただいたところかと思いますが、ご指摘いただいたとおり、まず、案①で検討してみようということ、前回、諮らせていただいたものと理解しております、今後、検討を進めていく中で、やはり難しいという話があったときには、ほかのオプションも考えていくということ想定しております。

す。

続きまして、渡邊オブザーバーからいただきましたご意見について、こちらは第2フェーズの終わりのところということになりますが、第1フェーズを検討していく中で、同時市場の最終的に導入するかどうかという判断要素も見据えながら、検討する必要があるというのはご指摘のとおりかと思っておりますので、その観点も持ちながら、第1フェーズの検討を進めていきたいと思っております。

山本オブザーバーからいただきました意見については、いずれもご指摘のとおりかと思っております。約定ロジックにその制約をどこまで織り込むのか、そういった話を技術的な観点も含めて検討していく必要があるかと思っております。

また、次期中給との関係というところにも関わってくるのだと思っておりますけれども、TSOとして、あと、それと同時市場との役割分担、あと、TSOがどこまで何をするのか、そういったところも役割分担とも関係するかと思っておりますが、その辺りを詰めていきたいと思っております。

全体を通してですけれども、事業者の方からご意見を伺いながら進めていくということが、この先、引き続き重要になってくるかと思っておりますので、その中で、「人」としての対応可能性、そういった部分も見えてくる部分があるかと思っておりますので、その辺りも重要視しながら検討を進めてまいりたいと思っております。

金本先生から最後にご指摘いただきました事項も非常に重要な事項だと思っておりますので、米国のリアルタイム市場、その制度なども見ながら検討を進めてまいりたいと思っております。

私からは、以上です。

○金本座長

ありがとうございました。

大体、今日の議論は出尽くしたようでございますので、自由討議、質疑応答はここまでとさせていただきます。

活発なご議論をありがとうございました。

同時市場に関しましては、引き続き、議論を深めていかなければいけないということでございますが、よろしく願いいたします。

3. 閉会

○金本座長

それでは、これもちまして第23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。今日は、大変ありがとうございました。