

第6回同時市場の在り方等に関する検討会

日時 令和6年2月5日（月）9：01～11：08

場所 対面（電力広域的運営推進機関第二事務所会議室0）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6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。

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、よろしくお願いいたします。

2. 議題

（1）電力システム改革の検証の実施について

○金本座長

それでは、お手元の議事次第に沿いまして、これから議論に入りたいと思います。

今日は、3点の議題についてご議論いただきたいと思います。

まず議題1は、「電力システム改革の検証の実施について」でございます。昨年末から一連の電力システム改革の検証が電力・ガス基本政策小委員会で開始されております。

本件につきまして、事務局の資源エネルギー庁から資料3でご説明をいただきます。よろしくお願いいたします。

○事務局

それでは、事務局から資料3のご説明を差し上げたいと思います。

資料3は、電力システム改革の検証の実施についてという資料でございます。先ほど金本座長からご紹介いただきましたとおり、電力システム改革の検証が電力・ガス基本政策小委員会のほうでスタートしたことをアナウンスさせていただくものとなっております。

同時市場のこの検討会でございますが、もともと「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」の取りまとめと、それから2023年5月30日に開催された第62回電力・ガス基本政策小委員会における議論を受けて始まったものでございました。右肩の資料2ページのところに記載のとおりでございます。

また一方で、昨年末の第 68 回基本政策小委員会におきましては、電気事業法の規定に基づきまして、電力システム改革の検証が開始されたところでございます。この検証は、この同時市場の検討会における同時市場の在り方等の検証にも影響を及ぼすものと考えておりますので、本日はその点についてご報告を差し上げるというようなところでございます。

参考として掲載させていただいている右下 4 ページの資料をご覧くださいますと、この同時市場の検討会が立ち上がりましたときのスケジュール (案) というものでございますが、もともと昨年 8 月にこの同時市場の検討会が立ち上がりまして、1 年間程度での取りまとめを目指して約定ロジックの検証や費用便益分析、それらを基にした検討会での議論を実施して、その取りまとめができましたら、また電・ガ小委のほうに取りまとめを報告するということを想定してやっているところということになっております。

右下 5 ページの資料をご覧ください。電・ガ小委のほうで行われている電力システム改革検証の内容でございますが、これは 2015 年に成立した第 3 弾の電気事業法改正法、発送電の法的分離等を定めた法律でございますが、この第 3 弾の電気事業法改正法案においては、同法改正法の附則におきまして検証の規定が設けられておりまして、改正法施行の状況、それからエネルギー基本計画の実施状況、電気の需給状況、料金水準等について検証を行って、その検証結果を踏まえて必要な措置を講ずる旨が規定されていたところでございます。

この改正法の検証規程に基づきまして、電・ガ小委のほうで昨年末から検証が開始されまして、1 月 22 日に開催された第 69 回の小委員会におきましては、電力システムを取り巻く現状あるいは今回の検証についてヒアリングを行うということにいたしまして、そのヒアリングの進め方について議論が行われたところでございます。

委員やオブザーバーの皆様からは、同時市場の検討や市場機能の活用に関連いたしまして、Three-Part Offer の同時最適市場における新規リソースの参入可能性ですとか、各種市場の全体整合性を図るべきといったような点についてご発言をいただいたところでございます。

また、検証に関するヒアリングの進め方につきましては、今月以降、半年程度をかけまして、電力システム改革専門委員会の報告書の主な項目に基づいて、専門家や事業者の皆様から検証に関するヒアリングを行うということにされておまして、そのヒアリングの項目の中には、市場機能の活用をはじめとしまして計画値同時同量制度、インバランス制度といった項目が含まれておりますので、このヒアリングの内容というのは同時市場の在り方の検討にも直接的に関わるものと考えております。

右下 9 ページのところ、検証の主な項目を紹介させていただいております。右下 9 ページの囲みの左下の部分が、電気事業法の改正法の附則に基づく検証項目でございますが、囲みの右下のところ、電力システム改革専門委員会報告書の主な項目とポイントというところになっておまして、最初に総論についてのヒアリングをしていただいた後は、小売全面自由化、市場機能の活用、送配電の広域化・中立化といった形で進んでいくということをご想定しておまして、この赤い囲みで示しているとおり、計画値同時同量の導入、市場機能の

活用、広域系統運用の拡大といったような論点について、ご議論いただいでいくことになる
と考えております。

右下 13 ページでございますが、電力システム改革の検証とこの同時市場の検討会の関係
についてということでございまして、この同時市場の検討会は、同時市場における約定方法、
kWh の価格や ΔkW 価格の計算方法につきまして、主に実需給の 1 週間程度前以降の市
場・電源・系統運用を念頭に議論を行っているところでございます。

これまでも委員及びオブザーバーの皆様からは、短期市場に関する検討についてご意見
を多々いただいできていらっしゃるかと承知をしております。

一方で、これまでのこの同時市場の検討会で出された意見を踏まえますと、今後計画値同
時同量制度ですとか、あるいはインバランス制度といった電力システムの基本的な仕組み
についても何らかの形での整理が必要になると想定されるところでございます。また、この
同時市場の中で決まっていく実需給近辺の電源・系統運用ですとか、各市場参加者の権利義
務の在り方、その予見性といったものは、今後電力システム改革の検証のほうで、中長期的
な電源投資や燃料調達について議論が行われると考えておりますけれども、そう
いった中長期的な電源投資や燃料調達についても影響を与えることと考えております。

この点を踏まえまして、この同時市場の検討会においては、市場機能の活用だけでなく、
安定供給等を含めて電力事業全体を俯瞰いたしまして、検証を行う電・ガ小委の議論と平仄
を取りながら、同時市場の在り方等について検討を深めていきたいと考えているところで
ございます。

資料 3 につきまして、事務局からのご説明は以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございます。それでは、自由討議、質疑応答に入らせていただきます。
会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただいで、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせ
をいただければと思います。順次指名をさせていただきます。それでは、でございますしよ
うか。

JERA の東谷さんから挙がっています。よろしくお願ひいたします。

○東谷オブザーバー

ありがとうございます。JERA の東谷です。1 点だけコメントさせていただきます。

資料の 13 ページの 2 ポツ目に、これまでの検討会の意見を踏まえると、今後計画値同時
同量制度やインバランス制度といった、電力システムの根本的な仕組みについての議論が
必要になるとの記載がありますが、既にこの同時市場の検討の中では、電源の入札約定方法
の選択肢として、市場外の相対取引も含めて全量市場を通じた取引とする案が提示され
るなど、BG 制やプール制といった根本的な仕組みの議論に発展しかねない内容が既に論
点化されております。まさにこういった内容については、中長期的な電源投資や燃料調達の
在り方にも影響を与えるものと考えられますので、電気事業全体を俯瞰し、電力システム改
革の検証を行う電力・ガス基本政策小委員会との連携を取りながら、本検討会との役割分担

を整理の上、検討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

ありがとうございます。

そのほか、ございますでしょうか。今の東谷さんのご意見にコメント等ございますでしょうか。

○事務局

ありがとうございます。事務局でございます。

今東谷さんにいただいたご意見につきましては、基本的におっしゃるとおりかなと思っております。この同時市場の検討会においては、同時市場の詳細設計に必要なことというのは基本的にきちんと議論をしていくというふうに考えておりますが、電力システムの全体的なところに関わる論点というのは、ちょうど電力システム改革の検証ということで、せっかくのいい場ができたと考えておりますから、適切な役割分担をしながら連携して、しっかり進めていきたいというふうに思っております。ありがとうございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。

(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

それでは、次の議題に移らせていただきます。

議題2は、電源起動・出力配分ロジックの技術検証、検証Aと呼んでいますが、これの進捗報告についてでございます。議題2につきましては、事務局の広域機関より、資料4を使ってご説明をお願いいたします。

○下根マネージャー

広域機関事務局でございます。そうしましたら、二つ目の議題ということで、資料4「電源起動・出力配分ロジックの技術検証」、いわゆる検証Aの進捗報告について、ご説明させていただきます。

右肩2ページをご覧ください。こちらは背景でございます。これまで技術検証Aにおきましては、いわゆる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、第三者の技術検証会を立ち上げて検討してきており、本検討会でも進捗をご報告していたところでございます。

本日は、先日1月25日に第3回技術検証会を開催したところでございますので、その中で議論させていただきました内容に関しまして、ご報告させていただきます。

今回の検討状況の概要につきましては、右肩5ページをご覧ください。こちらは本検討会におきまして検証すべき内容というところで、①から⑥といった多岐にわたる検討内容が

ありますが、本日はこのうち赤で囲った前半の項目として、①②に關しまして、検討を実施したところでございます。詳細に關しましては、次の章以降で説明させていただきます。

ではまず、「①基本ロジックの構築に關連した電源運用制約の取扱い」についてでございます。こちらは本検討会でも各事業者の方々からご意見いただいたところでもございますが、発電事業者の方々がお所有する電源に關しましては、燃料調達に起因する制約でございますとか、設備面に起因する制約等、様々な電源制約があるというところでもございまして、そういった電源運用の実態も踏まえながら最適な仕組みの構築が求められておるというところでございます。

こういった制約に關しましては、非常に多岐にわたりまして、ロジックに全ての制約条件を詳細に織り込むことはなかなか現実的ではないと思う一方、可能な限り織り込めないかというところで、より最適な電源の運用でございますとか、市場参加者の皆様方の利便性向上につながることを期待するというところでございます。

そういったところから、今回、電源運用制約としてどのようなものが存在するのかを考慮、整理の上、追加でどのような検討をすべきか、そういったところの対応の方向性を検討したところでございます。

まずは対応の考え方というところが右肩 12 ページでございまして、先ほども申しましたとおり電源運用制約は多岐にわたりまして、一例として下のようなものを挙げさせていただいております。

まず設備面に起因するものとしたしましては、出力・運転方法の制約でございますとか、起動停止の回数、運転時間帯・負荷率の制限、また機器の点検・不具合等々でございます。

そして燃料調達に起因する制約に關しましては、例えば燃料の消費量でございますとか、BOG制約、そして騒音・排水・排気等の環境影響、燃料搬入船等々の制約というところでございます。

こういったところが、電源起動・出力配分ロジックとの関係ということで言いますと、大きく二つの方向性かなと思っております。①制約を直接的にロジックに組み込むという方法が考えられる一方、②個別性が強い制約に關しましては、やはり制約条件はケース・バイ・ケースかなと思っておりますので、直接的に組み込むというよりかは、事業者のほうで判断・申告いただきまして、制約を別の条件に変換した上で間接的に組み込む、そういった方法が考えられます。

具体的にどういったイメージかというところを次の章で説明しております。まずは直接的なモデル化でございます。

こちらは現在、電中研さんのほうに構築いただいておりますベースツール、SCUCツールにおきまして、一定程度運用制約は直接的にモデル化されておまして、具体的には下の表で挙げておりますような項目、出力変化の速度制約や、運転・停止継続時間の制約、起動回数の制約、あるいはサイト運用制約等々は加味しているというところでございます。

こういったところは、以前ご紹介いたしました米国 PJM におけます運転パラメータの

入力項目と比較いたしましても、そこまで遜色ないレベルではないかと考えております。

その他、まだモデル化できていないところの代表的な応動特性といたしまして、17 ページ左下のようなカーブもあると認識してございます。こちらは出力帯ごとに出力変化の速度が異なる点や、補機の切替え等々に伴いまして、出力帯ごとにキープタイムが存在する、そういったところも発電設備に起因するような制約でもございますので、こういったところを何らかモデル化できないのが今後の検討課題ではないかというふうに考えているところでございます。

続きまして間接的なモデル化というところでもございまして、こちらは先ほども申しましたとおり、個別性の強い制約に関しましては、事業者の判断・申告によって別の条件に変換いただくというところを考えているところでございまして、イメージとしては19 ページの下に掲載してございます表のようなイメージでございまして。

主にはkW制約の上限下限でございまして、あるいはkWh制約の上限下限というところで表現してはどうかというふうに考えてございまして、下の段にございまして代表的な制約事項、例えば機器の不具合、軸点検でございましてkW制約の上限を設ける。あるいはBOG制約、マストランでございましてkW制約の下限を設ける。燃料的などところで言いますと、LNGタンクの在庫不足時にはkWh制約の上限を設ける。そして配船計画等々にひもづくというところであれば、kWh制約の下限を設ける。こういったところが考え得るところでございまして。

事業者の方々にどんな形で入札いただくのかというところに関しましては、アメリカPJ Mの入札方法等も参考にすると、例えば下の表のような扱いが考えられます。kW制約の上下限に関しましては、いわゆるEconomic Min、Economic Max、そういうところをパラメータとして入力いただくというところでもございまして、右の段、kWh制約に関しましては、kWh制約を考慮すべき当該期間のコマ数でございまして、期間の中における燃料制約のMax、Minなどの範囲内で最適化を図るロジックが構築できないかと考えております。

kW制約、kWh制約に関しましては、一定程度モデル化自体はできておりますが、特にkWh制約に関しましては、揚水・蓄電池用に構築した制約事項でもございますので、火力で動かした際にどういった挙動になるのかは今後の検証かというふうに思っておりますので、改めてそういったところの検証結果のほうをお示ししたいと考えております。

続きましての項目、①の買入札を考慮したSCUCロジックの改良でございまして。こちらはまず前回議論の振り返りというところでもございまして、前回も既に着手していた検討内容でございまして、この際は右下にございまして、何らか想定したベース需要から需要を抑制する側で約定点、交点を探す、そういったロジックを構築していたところでございまして。

一方、今後の検討内容でございまして、実際の市場の動き、そういったところを踏まえますと、ロジックを改良したほうがよいのではないかと、そういった気付きもあったということ

ろで、まずはそのような背景をご説明したいと思っております。

27 ページが今後の検証内容の一例でございまして、④セルフスケジュール電源の経済差替の検証内容のイメージでございまして、こちらセルフスケジュール電源という言葉が指すその定義でございましてか、あるいは入札方法、詳細設計に関しましては今後実施していくというところではございますが、こういったセルフスケジュール電源におきましては、限界費用のほうが市場価格よりも高い場合は、発電事業者による市場での経済差替のニーズがあると考えてございますので、これまでの議論におきましては、下の表に示しますとおり、複数の電源差替の案が提示されております。

そのうち、赤で囲った②というところに関しましては、計算の収束性、そういった観点から別途技術検証が必要とされています。

具体的なイメージが 30 ページでございまして、こちらは電源を固定運転で売り入札を行うと同時に、電源の差替を念頭に限界費用による買い入札を行うというところで、そういったものを一括で約定処理を行いまして、約定すれば購入と販売が相殺されることによって、電源の出力減もしくは停止というところで、セルフスケジュール電源の経済差替を実現できないか、そういったところの技術の実現性を検証するところではございました。

こういったところの動きを市場全体でイメージすると、31 ページの形になるかと考えてございまして、こちら市場価格よりも高いセルフスケジュール電源が買い入札を行うというところで約定いたしますと、自社発電量が市場調達量に差し替わるというところではございます。こういったところを右の図にも示してございますように、市場全体目線で見ますと、ベースの想定需要から需要を増やす側で交点・約定点を探しに行くというところでもございまして、こういった市場の動きはセルフスケジュール電源の経済差替のみならず、揚水のポンプアップや上げDRでも起こり得ると考えております。

こういったところを含めると、32 ページにございましてようにロジックの改修の方向性が見えてくるところでございます。前回までのロジックにおきましては、左にもございましてように、何らかの想定したベースの需要電力から増加する側、抑制する側、両方取り扱うこととなりますが、こういったところがなかなか判別がつかず、ロジックとして煩雑になりかねないというところもございまして、右にもございましてように、価格が入っていない需要を基準といたしまして、価格と量が入ったいわゆる価格弾力性がある需要曲線に関しましては一律増加方向で扱う、その中で約定点を探す、そういったロジックのほうがシンプルでよいのではないかと考えたところでございます。

ロジック改良のイメージが 34 ページというところでございまして、こちらは右下にもございましてように、価格がない領域というところをベース需要というふうにいたしまして、そこから増加する方法で約定点、交点を探す、そういったロジックに改修しようというところではございますが、一方、目的関数に関しましては、この①と②の合計したものを最小化するというところで、そういった考え方、目的関数の最小化というところ自体は前回から何ら変わっていないところでございます。

また、今回は複数の札の価格弾力性というところも模擬しております。前は左の図にも示してございますように、単調的な需要曲線を模擬しましたが、今回は実際の需要のカーブというところも想定いたしまして、複数の札が入ったときに右の図のように階段の右肩下がりのようなものが実際には想定し得るため、こういった札を模擬した上で検証を行ったところでございます。

こちら改良したロジックの妥当性を確認するというところもございましたので、まずは手計算でも最適化が確認可能な小規模システムモデルを用いまして、今回のロジック検証を行ったところでございます。

具体的なケーススタディといたしましては、37 ページにもございますように、大きくイメージといたしましては、左の①②③のようなものを検討したというところでございます。

こちら、①に関しましては、価格が一定程度高いというところでもございますので、全量約定ケースというところで約定点が最も右側に来るようなケースを想定しておるというところ、逆に③に関しましては、価格帯が低いというところもございますので、全て不落になった上で約定点が最も左になるようなケース、そしてその中間帯というところで部分約定するケースというところを想定したところでございます。

結果でございますが、まずは分かりやすい①③の結果というところございまして、こちらは右の図に記載してございますグラフの見方でございますが、赤とオレンジの点線があると思っております。このうちオレンジの点線がいわゆる価格のないベース需要を表してございまして、そこに追加して約定した分が赤の約定需要になっております。

このうち右上①のケースにおきましては、先ほども申しましたとおり、価格が一定程度高いことから全量約定をしており、その分だけオレンジと赤のところに幅があるというところでございます。

一方、③に関しましては、価格が安いということで全量不落になっているケースでもございますので、こういったところは赤とオレンジが完全一致いたしてございまして、価格弾力性の領域で約定量がゼロということを表しております。

次に、部分約定②のケースでございまして、こちら部分約定の比率が多いか少ないかというところで-1、-2というところで表現してございまして、右のグラフを見ていただきますと、赤とオレンジの幅が広い、狭いところで、部分約定の割合というところが変化している様子が見てとれるというところでございます。

このように、今回構築したロジックは一定程度妥当に動いているのではないのかと評価しております。

一方、やはり気になるのは計算時間でございまして、右の表にも記載してございますように、買入札の札の数を倍にすると、やはり計算時間が長期化する傾向が見受けられます。こうした影響をしっかりと評価するために、次の章では広域連系システムモデルでの検証を行っております。

42 ページがそのイメージでございます。広域連系システムモデルでの検証におきましては、

まずは入力データ、系統データでございますが、需給データに関しましてはこれまで構築したデータを流用する一方、今回新規に買い入札を考慮した需要曲線を作成する必要があると。そこに関しましてはJEPXの実績データ等を用いて需要曲線の模擬を行ったというところでございます。

一方、本来的には一番右下にもございますように、広域連系系統モデルをノード単位で計算することが最終的な目標というところでもございますが、一足飛びにそういった検証をしてしまいますと、やはり計算が膨大になり過ぎるため、まず真ん中、赤で囲ってございませうように、ノード需要をエリア単位に集約した上で検証を行ったところでございます。

また、先ほどもございましたとおり、やはり価格弾力性の区分数、入札の札の数が多くなり過ぎると計算時間に与える影響が多くなるのではないかと推察されますので、少しパターンを変えて模擬・刻み方法を変えてみたところでございます。

具体的には、下のほうにCase 1から5を用意しております。Case 2に関しましては、実際に存在した札の数、エリアによってちょっとばらつきがあるところはございますが、45から200を超える札があるという中で、階段状のステップ関数でそのまま表すという方法。Case 3は、札の数は一緒であるというところではございますが、少し連続変数として表現したいので、点と点を結んだ区分線形の関数で表した方法というところでございます。

こういったところはどちらも札の数が多いのは変わらないということもございませうので、収束性に与える影響を見るためにCase 4、5というところで一定程度区分数を減らして簡略化したケースも設定いたしました。

この結果が47ページでございまして、先ほども申しましたとおりCase 2あるいはCase 3のように、入札された札の数をそのまま厳密に再現した上でシミュレーションを回しますと、計算が終わらなかつたり莫大な時間がかかつたりという結果になったところでございます。

一方、Case 4、5に関しましては、現実的な計算時間の中で収束するというような結果が得られ、やはりこういった区分数が収束性に及ぼす影響が一定程度あるということが見えてきたところでございます。

また、収束性の観点からは48ページの約定状況にもございませうように、もう少し深掘り検討が必要なところもあります。こちらは約定点という観点で言いますと、供給曲線と需要曲線がクロスするところを約定点とするのが正しい結果ではございますが、下の図にもございませうように、そういった挙動を示すところではなく、区分同士の切れ目、刻みが変わるところで収束するという状況もあったので、こういったところに関しましては、ロジックの収束の過程を現在調査しております。

ただ、いずれにしてもというところでもございまして、買い入札の考慮、こういったところに関しましては、やはり区分数をいかに減らすのか、そういった簡易的な工夫が重要になってくると思っております。

一方、今回行った簡略化というところに関しましては、区間ごとの幅が均一でしたので、元の需要曲線とは乖離した需要曲線の形になっているため、そもそも約定のポイントが変わり得る、誤差が生じるとも考えてございますので、こういったところを左下の図にもございますように、必ずしも均等となる幅である必要もないのかなと考えてございまして、下の赤の線でも示しておりますように、傾きごとにうまく 10 区分を使うことによって、需要曲線と同じような形にしつつも区分の数を減らす工夫を両立できればと考えております。

また最終的には、右下の図にもございますように、広域連系系統モデルもノード単位で検証を進めていきたいというところでもございますが、こういったところはそもそも論というところではございますが、エリア単位で入札された買い入札の札をどのようにノードごとに配分して計算を行うのかに関しましては、そもそも海外においてもどのように扱っているのかしっかり調査をした上で深掘りすることが重要かと考えております。

今後の進め方でございますが、こちら第3回の技術検証会におきましてもこういった買い入札の簡略化手法等々につきまして様々ご指摘・ご示唆をいただいたところでございます。今後は、先ほども申しました約定点が乖離する原因でございまして、あるいは買い入札の簡略化の工夫、広域連系系統モデルにおけますノード単位での考慮方法等に関しまして、さらなる深掘りを進めていきたいと考えております。

最後の章は、週間運用を可能にするロジックでございまして。こちら、揚水・蓄電池の運用等々を考えますと、やはり 1 週間程度の計算が必要ではございますが、その分だけロジックが複雑になる、計算時間が長期化するという課題がありまして、こういったところを何らか簡易的に表すことができないのか等々でございまして、そもそも週間運用の必要性、その精緻性についてコメントいただきました。

そのため、今回まずは実運用でございまして、実際に計画作成を実施しております一般送電事業者の方々に、週間運用の実態を確認した上で、それらを踏まえた上で同時市場における週間運用の取扱い等々を検討したところでございます。

まずは一般送配電事業者へのアンケートとして、目的、対象リソース、対象期間、計画と運用が乖離したときの取扱い等々の大きく四つの項目を聞いたところでございます。

まず一つ目、週間計画の目的に関しましては、こちらは従前も現在も大きく変わる場所ではないところではございますが、電源態勢の確認や、揚水池運用の決定並びに供給力確保ができていないか等々を確認するというところで、計画を作成しているところでございます。

また、対象のリソースに関しまして、従前におきましては、供給力としては主に旧一電の電源や大型他社電源の考慮、需要としては気象条件等を考慮しておりましたが、昨今は、やはり再エネが大量導入しているため、供給力として調整能力がどの程度あるのかという点を考慮するようになったところでございまして、あるいは需要の内数として再エネ自体の出力予測が必要になってくるというところで、日射量予測も用いるようになっているというところでございます。

そして今回のアンケートで最も重要であったのが、三つ目の項目、対象期間でございまして

て、こちらは週間計画として7日間を作成しているのが実態でございますが、一方そもそも7日間必要なのかという観点で整理いたしますと、目的別ではございますが、従前と同じく重負荷期等々に関しましては、電源起動時間等を考慮した供給力確保を目的として7日間必要というような意見があった一方、軽負荷時、再エネ抑制等が頻発するような場面におきましては、3日間程度あれば十分だという話でもありました。

また、週間計画と運用に乖離が生じたときにどうするのかに関しまして、当然1週間の予測でございますので、週の後半になりますと精度が落ちてきますが、基本的には週間計画の見直しは実施していないのが実態であるところでございます。

そういったところをポンチ絵としてイメージ化したのが65ページ以降でございまして、従前は下の図にもございますように揚水の供給力をどのように活用するのかという観点から、平日に必要な供給力から逆算して休日にどの程度ポンプアップするのかを7日間単位で見ているところでございます。

一方、最近の運用に関しましては、先ほども申しましたとおり再エネ余剰時、実際に再エネ抑制するような場面に関しましては、基本的にはほぼ毎日揚水を上から下まで上げたり下げたりするところでございますので、実質的には3日間程度の計画があれば十分というような話でありました。

こういったところをタイムチャートに落とし込みますと、67ページのイメージになります。前の週の木曜日に1週間程度計画を策定しますが、こちらは一度作成すれば基本的には見直しを行わないため、週の後半、精度が悪くなる場面におきましては、翌日計画、毎日補正することで対応しているところでございます。

これらを含めて同時市場でどのように扱うのかというところが次の章でございまして、先ほども申しましたとおり、現在の週間計画が週に一度の作成であるため、後半に関しましてはやはり精度が落ちるところでございまして。

他方、同時市場になりますとSCUCにそれは完備されるため、下の図にもございますように、週間計画は日々ローリングするのが可能だと考えております。そういった観点から最初につくった週間計画の作成期間後半に関しましても、数日後には精度が上がってくると考えております。

こういったところを踏まえますと、同時市場における週間計画の対象期間は7日間必要ということは変わらないと考えつつも、精度高く計算が必要なのは再エネ余剰対応に必要な前半3日間かと考えてございまして、後半は少し粗く計算することによって、運用実態の反映でございますとか、計算負荷の簡略化を両立できないかというところが考えられるところでございます。

そういった点から今回整理した内容というところで、実際、本当に狙った効果を得られるのかでございまして、どの程度誤差が生じ得るのかをまずはロジックを構築した上で検証を進めていきたいと考えております。

今後の進め方に関しまして、技術検証会におきまして様々なご意見をいただいております。

いまして、市場における役割の明確化でございますとか、実装上の工夫、評価方法等について、様々なご指摘・ご示唆をいただきましたので、今後はそういったご意見等も踏まえながら具体的なロジックの構築・実装並びに評価を実施していきたいと考えております。

こちらの資料の説明に関しましては、以上となります。

○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、質疑応答に入らせていただきます。いつもどおり会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただいて、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせをいただければと思います。よろしく願いいたします。

では、横山先生、どうぞ。

○横山委員

はい。どうもありがとうございます。横山でございます。

大変有益な資料だと思いました。またこの計算では、いろいろ工夫をしていただいて、計算時間をいかに削減するかということで努力をしていただきありがとうございました。

私から2点ほどコメントをさせていただきたいのは、48枚目のシミュレーション結果の評価(2/3)というところで、区分関数または区分線形関数に直して計算されるところの収束点が区分同士の切れ目になるというところ、ここは私もいろいろ考えてみたんですけど全然分からないということで、皆さんの英知を集めていただいて解析していただきたいんですけど、これを解析する上でやはりこの区分線形関数にしたのと、それからもともとのステップ関数、それから発電側供給曲線がちょうどこの辺りでどういうふうにkWhと限界費用が出ているのかというところを図的に書けるものなら書いていただいて解析すると、何か分かるのかなというような感じもしましたので、その辺りもう少し工夫をして解析をしていただければなというふうに思いました。

それから2点目は49スライドおよび50スライドのところですが、広域連系システムモデルで計算するとき計算時間が非常に増えるということで、今はエリアを一つのノードでやっておられるということで、これを将来システムの上位2システムのいわゆる混雑計算もされ、それを制約に入れて混雑を起らないようなユニットコミットメントまた発電出力の最適化をされるわけです。この上位2システムの潮流状態を制約条件に入れて計算する際に、やはり上位2システムのノードは計算に入れないといけないと思うので、そのノードにおける入札情報、買入札情報というのが実際には要るのかなというふうに思うんですけども、この50スライドでPJMなどの例を拝見しますと、ちょっとよく分からないのがハブとかゾーンの集約バスという、こういう3種類のノードでどういうふうにシステム潮流制約をうまく計算されているのかというところがもう少し分かればいいなというふうに思いました。実際計算するとき、やはりある程度簡略化をしないともちろん計算時間がかかってしまうわけですけど、49枚目にあるような各エリアでこの二つとか三つのノードでいいのかどうかとか、その辺潮流制約の計算に必要な情報等を含めて検討していただければありがたいなというふうに思いました。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

秋元委員の手が挙がっています。よろしくお願いします。

○秋元委員

ご説明いただきましてありがとうございます。秋元です。

詳細に検討いただいてありがとうございます。その上で、まず1点目は今の48とか49で横山先生のご指摘の部分とかぶりますけども、線形補間しているので関数的にはもともとステップ関数の場合は線形関数だと思うんですけど、線形補間するので積分値になってくると思うので、二次関数になってくると思うので、そういう面ではステップ数の取り方次第によってはむしろ計算時間が長くなることもあると思うので、ステップの取り方というのは非常にキーになってくるかなというふうに思いました。その辺り、工夫されて、このステップで均等を取るのではなくて取り方を考えますというお話だったと思うんですけど、そういうやり方でもいいですし、もしくは約定点が割と分かっているようなケースであると、その辺りをむしろ細かく取って、ほかをもう無視するというか1本にしてしまうとか、そういうやり方もあるかなとは思いましたが、約定点が全然分からないという状況だと難しいんですけど、ちょっとそういうことも含めて、場合によったら2回繰り返し計算したほうが早いケースもあるかもしれないので、そこも含めてご検討をしてもいいのかなというふうに思いました。

一方で、いずれにしても近似関数で線形補間すると、約定価格をどこに取って、要は入札価格と入札量とこの近似をした場合で求まる約定価格と約定量が異なってくるので、モデル計算はいいですけど、現実にやろうとしたときにどういうルールでそれを、約定価格を正とするのか、ただそれだと入札量と合っていないので、非常にその後の処理というのが難しい気もしたんですけども、その辺りも含めてどういうお考えの下、やられているのかということをお聞きしたいなと思いました。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

次は、小宮山委員、お願いいたします。

○小宮山委員

小宮山でございます。ご説明ありがとうございました。

私も49枚目のスライドで、先ほど横山先生もご指摘されておりましたけれども、今回9ノードで計算して収束もされて、計算結果も最適化できたということで何よりと思うんですけども、少し私も懸念しておりますのは、今後上位2系統でのノード、母線も考慮に入れて本格的に運用していった際に、収束しないおそれが出てくるということもあり得るというふうに思っておりますけれども、特にこのエリア単位で入札された買い入札情報、これ

は記載のとおりノードごとに配分すると。その配分も入札価格とあと入札量、この二つの情報をどういうふうにノードに配分していくか、ぜひPJM、それからあとそのほかの市場階層等でどういうふうに割り振りが行われているのか、もしくはそうした情報も実際にあって、実情報もあってそれを実際反映しているのかどうか、ちょっとそうしたところも、ぜひ調査を進めていただきたいなど。そこで、恐らくある程度ノードごとにもばらつきが出てくれば、恐らくこの最適化計算でもこの収束の良し悪しにかなり効いてくる大切なところではないかというふうにちょっと推察しておりますので、ぜひこのPJM階層、ほかの市場についてこのノードごとの入札情報をどのように埋め込んで最適化しているか、ぜひ深掘りをお願いいたします。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

JERAの東谷さん、お願いいたします。

○東谷オブザーバー

JERAの東谷です。私から2点コメントさせていただきます。

1点目は、電源運用制約の基本ロジックの組み込みについてです。資料の12ページで、設備面に起因する制約については、直接的にロジックへ組み込めるような記載がなされておりますが、まずもって現行ツールでは細かな運用制約条件まではカバーし切れていないということは前提として認識した上で、第2回検討会でも申し上げましたとおり、運用制約の中には本ロジックで扱う日間や週間だけではなく、年間などの長いスパンで最適化を考えなければならないものもあることは認識しておく必要があると思います。

具体的には、起動停止回数や年間負荷率の制限などが挙げられますが、仮にこれらをこのロジックに組み込む場合、例えば年単位の制約を日間や週間の制約に変換する方法が考えられますが、果たしてこのような手法でもってこの中長期的な需給運用に支障が出ないのかというところに少し懸念があります。

また、燃料調達に起因する制約も含め、このロジックを組む過程において事業者の判断や申告が必要になるのであれば、計算時間もさることながら実務面でワークするのかというところも課題としてあると思います。

これらの懸念や課題について、事業者と今後よく相談しながら検討を進めていっていただければと思います。

2点目は、セルフスケジュール電源の経済差し替えについてです。そもそもセルフスケジュール電源の定義や範囲をどのように設定するかによっても、経済差し替えの要否というのは異なると思いますが、今回、仮にこの経済差し替え可能な電源も含めて幅広くセルフスケジュール電源を設定した場合を想定して計算が収束するかどうかを検証されたものと理解しております。そのような中、今回資料28ページの右下の図をイメージされて検証されているようにも見受けられますが、作業部会でも課題提起されていたとおり、会計上の扱い

といったところについても別途確認が必要と考えております。

以上になります。

○金本座長

どうもありがとうございました。

五十川委員、お願いいたします。

○五十川委員

ありがとうございます。前半にありました基本ロジックの考え方について、特にP19以降のkW制約、kWh制約の取扱いについてコメントさせていただきます。

今の東谷オブザーバーのコメントも一部かぶりますけれども、燃料制約、環境制約など個別性が強い制約については、事業者の判断・申告により別にkW制約とかkWh制約等に変換した上で、その条件をロジックに取り込むという間接的な方法が考えられるというふうにされています。あまりに複雑で細かい制約、最適化を行う上で扱いにくいということはそのとおりだと思いますし、kW制約やkWh制約に直せばロジック上扱えるということも理解できます。

ただ1点気になっているのは、事業者の判断・申告をベースにする上で、実際に運用してみた際に大量の制約が発出されて、最適化の自由度がなくならないかという点が気になっています。この点どういったルールで変換するのか、申告されたものはそのまま認めるのか、あるいは何らかの規制づけを行うのか、22 ページにPJMが参考としてありますが、海外事例も含めまして議論、整理が必要なのではないかと思います。

今回はあくまで技術的な検証でありますので枠外の指摘かもしれませんが、いずれにせよ実装に向けて整理すべき事項であるかなというふうに考えます。

後半のロジックの改良については、ステップを踏んでロジックを精緻化されてきているということだと思いますし、進め方に異存ありません。

現状のシミュレーション結果に関しても、直感に沿うような結果が得られているというふうに認識しています。

以上です。ありがとうございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

松村委員、お願いいたします。

○松村委員

事務局の整理は合理的だと思います。いろんな制約も、できる限り取り込むこと、それでもできない部分が当然に残ることの両方考えながら、今回のように整理していただければと思います。

JERAがご指摘になったことは全く尤もだと思いますが、この検討会と関係ないことを言うようで申し訳ないのですが、とても心配になっていることがあります。それは、監視等委員会とエネ庁にはぜひ考えていただきたい。そのような様々な制約、年間に及ぶ制約、

起動停止回数の全体の制約があること、とても複雑だということですが、それは、本来は例えばJEPXの余剰、限界費用での玉出しと直結しているはず。その制約も考えて玉出しをしているのだとすると、その監視は本当にそういうことまで考えてできていたのでしょうか。そういうことも全部監視等委員会は情報を得て、それを一つ一つ合理的だと精査し、それで玉出しが本当に合理的にできていたことが監視できていたのかという点については、起動費の配分など同時市場を使うと比較的に解決できそうな点については注視して見ているということは十分認識していますが、今のようなことを事業者の言い値そのもので精査もなしに認められていたのか、どれぐらい厳格に監視されていたのかが、同時市場の検討でもとても参考になるし、実際に合理的かどうかは今まで見えていたのだとすれば同時市場でできないことは決してないと思いますし、もしできていなかったとすれば今までの監視が甘かったのではないかと懸念させるようなご説明だったと、私は受け止めました。JERAの発言は相当重く受け止めて、監視等委員会やエネ庁のほうでもこの同時市場だけでなく、足元の話でもきちんと整理していただければと思いました。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました

東京ガスの石坂さん、お願いいたします。

○石坂オブザーバー

私から1点、セルフスケジュール電源の経済差し替えの点でコメントさせていただきます。そもそもこのようなセルフスケジュール電源の経済差し替えってどういうニーズから起きてきたものかということのを改めて振り返ると、これ東谷さんも言及されていましたが、事業者が相対契約を持っていて、それをデリバティブではなくて現物取引として成立させたいというニーズがあると。それにプラスして、当然ながら事業者にとっても電力システム全体にとってもメリットオーダーを追求したいと。この両者を両立させるためにどうするかという点からこのニーズが出てきているものだと理解しています。なので、事業者の立場で申し上げると、どういうやり方をするかというのは、会計処理上現物取引として成立するかどうかというのは非常に大きなポイントになってきますので、そういうポイントで整理いただきたいのと、逆に言いますと会計処理上現物取引とみなせるならば、みなせる範囲内でロジックは簡略化できるのではないかと思いますので、ぜひ検討をよろしくお願いいたします。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

Enchainの野澤さん、お願いいたします。

○野澤オブザーバー

ありがとうございます。事務局の皆様、非常に分かりやすい資料のご準備、ありがとうございます。

ざいます。理解が大変深まりました。

1点だけコメントさせていただきます。資料4のページ19ですが、これ東谷さんも五十川委員からも指摘があったポイントで、少しかぶるところがあるんですけどもコメントさせてください。

まず、このページに書かれているような代表的な制約事項についても特に違和感ないですし、あとkWh、kWの制約の考慮の仕方、特に燃料とか環境など個別性の強い制約についてお示しいただいたような、事業者側が個別の制約を考慮した上で、いわゆる当該機関の発電可能なkWhを申告するという方向性であれば、実務的にもワークする方向で検討できるんじゃないかなという印象は持ちました。

というのも、燃料制約、ちょっと私もバックグラウンドは燃料なので燃料の話ばかりになって恐縮なんですけれども、結構膨大な数があって、例えば配船調整とかも相手もある話ですし、需給が刻々と変わっていく中でオペレーションの判断をしていかないと駄目なので、そういう制約条件一つ一つこのモデルに織り込んで、計算結果を待つというのは、やっぱりちょっと現実的ではないかもなと感じていたのも、今回の事務局案というのはオーバーオール、賛同はしているところでございます。

他方で、もちろん五十川先生がおっしゃるとおり、ある程度こういう局面でこういう制約は来るよみたいな考え方とかパターンとかの整理はもちろん必要だと思いますし、そういうふうにしておくことで、うまくできるのかなと思いましたので、それは今後、発電事業者の皆さんと話し合っただきながら、実務的にワークする方法を決めていけばいいんじゃないかなと感じているところです。

以上です。

○金本座長

ありがとうございました。

市村委員、お願いいたします。

○市村委員

ありがとうございます。市村です。

私からは3点ほどコメントさせていただければと思います。まず詳細にご説明、ご検討いただきまして、ありがとうございます。

まず、運用面の制約への対応ということで、より電源が出しやすいような方向性で制約を具体的に見ていただいているということで、特に内容については違和感ありません。その上で、例えばこういった考え方のところでは、いわゆるDRとかも入れやすくしていくという観点から、一定の制約条件はどういうところがあるかというのはこれまた実態を踏まえてということだと思いますけども、先ほど東谷さんがおっしゃったような年間制約みたいなところがDRについても当然あるということだと思いますので、そういったようなところをパラメータというかここに織り込むということによって、実際のところDRも入りやすくなるような市場環境といった整備もできるんじゃないかなとこれを見ながら思った次第

です。

あともう一点、週間運用のところなんですけど、まずお伺いしたかったのは、ここら辺幾つか週間運用の目的ですとか対象期間、対象リソース、様々記載をさせていただいているところですが、これは例えば系統運用者ごとに考え方みたいなところが違うようなところというのがあったのかどうか。ここら辺というのは、逆に言うとうどういった違いから出てくるのかというところ、仮に皆さん同じような考え方というところであったということであれば、そこは一つなのかなと思うんですが、例えば少し思ったのは、61 スライド目、週間計画の対象期間ということで、現状のルールは基本的には1週間ということであると思うんですが、一方で、ここら辺の再エネの余剰対策を目的とした場合3日間ぐらいといったような話もあろうかと思えます。ここら辺は系統運用者ごとで考え方が違っていきようなところなのか、それとも一般的なスタンダードとしてこういった考え方なのか少し教えていただければと思いました。

あと、49 スライド目のところで、ここについてもなかなか計算の収束とかいうことで考えていくと、やはりある程度決めの問題でやっていく必要もあるかなと思った次第です。

その中で、特にPJMのところですね。ハブというのは電力取引の観点から形成する母線の集合と書いてあるんですが、これはある意味どういった考え方の中につくられているのか、いわゆるゾーンとも違うところだと思いますので、そういった中でそもそも今、広域系統モデルでのノードとか、こういったようなところと、これを日本に当てはめた場合といったところがハブがどういう単位になり得るのかなというところも含めて、今後検証していただければと思っております。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

それでは次、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。

本日の事務局資料におけるセルフスケジュール電源の差し替えについて、発言させていただきます。27 ページにおいてでございますけれども、そもそもセルフスケジュール電源に関しては、主に燃料制約がある場合などにおいて、約定ロジックに起動停止等の判断を委ねるのではなく、自ら起動停止等を決める電源だと理解をしております。それを市場の状況に応じて差し替えるというならば、もはやセルフスケジュール電源と言えるのかという点について、疑問を持っております。

市場外で取引している電源ではあるが、当該電源の発電コストよりも市場の約定価格が低いのであれば、市場での差し替えを行いたいという場合への対応ということであれば、27 ページ目に記載されている②のオプションを追求するのではなく、①を追求するべきではないかとも考えられますが、そもそも同時市場がどういう市場になるのかと、相対取引はど

のように認められ、誰がどのように応札するのかと、市場支配力に対する市場規律はいかにあるべきか等、全体像が明らかになってから改めて議論することが適当ではないかと考えております。

30 ページに書かれております処理は、②のオプションを追求する中で出てきている案でございますが、可能性や妥当性も定かではないと理解しております。セルフスケジュール電気の差し替えによって何を実現したいのか、議論したほうがよいのではないかと考えております。

それから先ほど松村委員からご指摘を受けました監視でございますが、現状のJEPXの取引において、全量入札ができていない場合に我々が必要に応じて監視をしておりますが、その際に長期の燃料制約ということでご説明を受けるということもでございます。ただ年間を通してというよりは、数か月単位でのご説明ということが多いと理解しておりますが、ご指摘を踏まえてもう一度足元のほうをしっかりと見詰めていきたいと思っております。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

送配電網協議会の山本オブザーバー、お願いします。

○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。

私からは、週間計画に関してコメントさせていただきたいと思っております。資料の58ページ以降に、一般送配電事業者への確認事項が記載されていますけれども、同時市場の役割につきましても、一般送配電事業者が行ってきた運用の役割とは違う部分もあるのではないかと考えておまして、この点を明確にしていく必要性を感じております。本検証におきましては、計算負荷の低い簡易手法の検討を行っておりますけれども、週間計画は電源の起動停止判断や、揚水の水位見通しの策定など目的が幾つかございます。検証会においても、私も送配電網協議会から発言させていただいておりますけれども、同時市場においては1週間前の起動停止判断については厳密な最適解でなくても、例えば予備率を持って行うことも可能ではないかと考えます。つまり、市場として何にどこまでの精度を求めるかによって、取るべき手法が変わってくるのではないかと考えております。

したがって、繰り返しになりますけれども、またこれは週間計画に限らないことでもありますけれども、市場の役割を明確にして議論していくことが大切だと考えております。

私は以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

エナジープールの市村オブザーバー、お願いいたします。

○市村オブザーバー

ありがとうございます。

私も週間計画のところでコメントをさせていただきます。まとめとして70ページのところに、検証の方向性ということで起動時間を考慮した目的の場合は7日間、それから軽負荷余剰対策、あるいは再エネ余剰対策の場合は3日間必要だと、こういう前提で方向性をうたわれております。

私はやっぱり、週間運用を行うためにあるべきロジックの考え方というところについては、やはり安定供給の観点というのがすごい重要なポイントになってくるのかなと思っています。今回、我々のこの制度設計の一つのレファレンスはPJMだと思うんですが、PJMはロジックについて運用はかなり前からやっているということは私自身も理解はしているんですけども、それでも時間軸の幅がちょっと違うのかなと思っています。

実は規模感は違うんですけども、需要側のリソースを束ねている我々の立場でも、同様なスキームで今度は負荷側、つまり生産ライン側の運転計画をやはりロジックの構成は異なりますが、似たようなコンセプトで運転計画というのを週間単位で我々計画をして、それに基づいて需要家さんと協議しながら負荷をつくっていくということをやっています。

そのときのロジックで一番悩ましいのは、やっぱり再エネの予測誤差ということになります。その予見性は、我々7日前に一定程度の確率性でご提示申し上げても、実際やっぱりそこにボラティリティリスクがあるのも事実で、やはりそう簡単には行かないなというのが正直なところでございます。

今回、これ一つの方向性ということで示されていると思いますが、私はまだ時間がありますので、一つの案に拘泥することなく幅広に検討していただくのがいいのかなと思っています。

もうちょっと言うとPJMがこうだからということに拘泥するのではなくて、やはりもう少しほかのコンセプトというのもこれからの時間軸で生まれてくる可能性もあると思いますので、そういうことも考えた上で、週間計画のロジック構成は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す。

それでは、お答えできるところを事務局のほうからお願いいたします。

○下根マネージャー

広域機関事務局の下根でございます。

委員の皆様方、オブザーバーの皆様方、大変多岐にわたるアドバイス、貴重なご意見をいただきましてありがとうございます。順不同のところもあるかもしれませんが、お答えできる範囲で、お答えさせていただきたいと思っております。

まず、横山委員、秋元委員、小宮山委員等にいただきましたロジックの収束性等々に関するところに関しまして補足させていきたいと思っております。

こちらは、まず、お示した48ページの状況に関しましては、横山委員からご指摘いた

だいたとおり、ステップ関数のときの収束性との比較も重要になると思ってございますし、あるいは、このページにはお示しできていないですけども、区分線形であったとしても、区分点に収束することなく、うまく交点を見つけているケースもあるので、ステップ関数だから起きる話、区分線形だから起きる話というよりは、もう少し個別の原因があるのかなと思ってございますので、改めてしっかり分析した上で、お示ししていきたいと思っております。

そういったところの模擬に関しましては、秋元委員からもいただきましたように、必ずしも区分線形が最速のやり方とも限らないというところはお指摘のとおりと思ってございまして、今後、ノード単位のところをどのように模擬していくのか次第のところもあるんですけども、一足飛びに1回で計算するのではなく、一定程度、最初の計算で大まかな範囲を見つけた上で、2回目、細かく計算することによって、ステップを踏んで解を探索していくというやり方もあり得るところはお指摘のとおりかなと思ってございますので、そういったところは、今後しっかり工夫していきたいと思っております。

やはり、その過程におきましては、今回、事務局の資料からもお示したように、そもそもこのエリア単位の入札、札というところをどのように配分するのかというのが潮流計算の観点でも非常に重要だと思ってございます。

例えば、一例で言いますと、揚水のポンプアップみたいなのところに関しましては、約定したら、当該ノードにおきまして相当程度の需要が一気に大きくなるということでもございますので、全体に与える影響も非常に大きいため、そもそもどういったふうに分配しているのか等々に関しましては、市村委員からもいただきましたように、ちょっと海外の事例がどうなっているのかということ、**「ハブ単位」**とはそもそもどういった概念なのかをしっかりと精査した上で、どういった方法があり得るのかを検証していきたいと考えてございます。

そういったところで、秋元委員から最後にいただきましたご指摘、近似曲線ということに関しまして、約定価格にギャップが生じる問題等々に関しましては、海外においてもどのように考えているのか、決めの話なのか、割り切るのか等々、いろんなやり方があるのかなと思ってございますけども、そういったところも改めて整理していきたいと思っております。

続きまして、第1章にございました電源運用制約でございますが、この辺りは、まず東谷オブザーバーにいただきましたところで、もちろん、設備に起因するものが全て直接的にモデル化できるとも思ってございませんで、あくまでも傾向的にそういったものが多いであろうということをお示ししているにすぎないということでもございますので、日間に限らず、年間で存在するような設備面制約、そのほかの制約等々に関しましては、何らかモデルでできるところもあれば、できないところに関しましては、kWh、そういったところに落とし込んでいただくということが、まず、ちょっと純技術的な方向としては考えられるところで、提案させていただいておるといところでございます。

ここに関しましては、五十川委員、松村委員からもご指摘いただきましたように、そもそ

も物理的に無理であれば、こういった制約を活用するのは致し方ないのかなとも思っていますが、こういったときに、そういった判断・申告をするルールになっているのか等々に関しましては、先ほど新川オブザーバーにも補足いただきましたように、現行どのような監視といいますか、ルールとして行われているのかと、そういったことの平仄も考えながら、今後しっかり詰めていくべき論点だということをご指摘のとおりかなと考えているところでございます。

もう一点、今後の検討というところでお示ししたセルフスケジュール電源の経済差し替えに関しましては、様々ないただいたご意見は、今後、重要な論点になるのかなとも思っていますが、おっしゃるとおり、そもそものところといたしまして、会計上の論点も含めてクリアできるのかというところが、今後、重要な論点になると考えてございまして、今回は、あくまでもそういった各手法が取り得るのかというバックボーン、技術検証にすぎないというところではございますが、そういったところ、セルフスケジュールとはそもそも何を指すのか等々に関しましては、いただいたご意見も含めながら、今後、整理していく領域と考えているところでございます。

最後、週間計画に関しましていただいたご意見に関しましては、山本オブザーバー、石坂オブザーバーからいただきましたところ、ごもっともだというふうに思っております、そもそも同時市場において週間計画・運用というのがどういう意味を持つのかというところの整理が必要というところに関しましては、先日の技術検証会の中でもいただいたご意見でもございまして、例えばPJMの事例でございすけども、プレスケジューリングというところで1週間単位の電源の起動停止も見ているというところは、Day-Aheadが充足しているのかどうか、要は市場としてワークするだけの電源が起動しているのかというものを見ているというところもございすので、こういったところは、先ほどご示唆いただいたところ、広域予備率を見ているのと近いのかなとも思っておりますし、そこにプラスして、揚水の池水位を見る必要があるというところは日本の特徴なんだというふうに思っております。

また、市村オブザーバーにいただきましたところ、そこに加えてというところだと思っておりますけども、DRの活用等を考えますと、そういったところで見るとべきポイント、市場の役割というところは増えるのではないかと、そういったところも踏まえた上で、今後の検討が必要じゃないのかというところはご示唆のとおりだとも思っておりますので、今後の検討にしっかり生かしていきたいというふうに思っております。

市村委員からいただきましたアンケートの結果、TSOごとに差異があったのか等々に関しましては、基本的な考え方に差があるというよりは、今どういう運用状況になっているのかによつての差異だと考えてございまして、そういった意味で、先ほど例に挙げていただきました再エネの余剰が起きている断面におきましても、3日間程度で十分だということ、やはりそういった運用が頻発しているエリアの方の意見でもございまして、あまりそういった運用にまだ実態としてなっていないエリアからいただいたご意見ではないもの

の、今後、当然そういったエリアも、再エネ余剰が進展していけば、基本的には共通的な考えになるのではないかとということで、今回、一つの考え方を整理させていただきました。

まず一旦、広域のほうからは以上となります。

○長窪調整官

すみません、事務局、エネ庁の長窪でございます。

制度の設計に関していただいた点について、2点ほどコメントさせていただければと思います。

まず、東谷オブザーバー、石坂オブザーバー、新川オブザーバーからは、セルフ電源の経済差し替えについてご意見をいただいたところでございます。事務局としても、このセルフ電源の経済差し替え、その他の論点につきましては、事業者にどのようなニーズがあるかに立ち返って、会計の論点についても整理が必要というのはおっしゃるとおりと考えておりました。今回は、あくまでも技術的な検証でございますので、今後、制度の仕組み、全体像の検討というタイミングで、ご指摘のとおり、併せて進めていきたいと思っております。

もう一点、五十川委員と松村委員からは、事業者の入札方法とか、特に、制約条件の設定等につきまして、事業者のニーズですとか、最適化の自由度とか、監視の在り方といったところ等を踏まえて、どういう規律、仕組みとするのかというようなご意見をいただいたというふうに理解しております。この点も非常に重要なご指摘だというふうに考えております。

今回、事務局の資料にもありますとおり、今回のご説明の中身といたしましては、kW制約とかkWhの制約について、運転パラメータとしてモデル化するというようなことを考えているところでございますけれども、第4回の検討会でもご報告を差し上げたとおりですが、例えばPJMにおいては、その事業者の市場支配力等に応じて運転パラメータを設定していくといったようなルールもあるところでございます。このような諸外国の例ですとか、あるいは、その足元の状況も参考にしながら、我が国においてどういうルールが適切かということについて、これもしかるべきタイミングで、しっかり検討していきたいというふうに思っております。

すみません、事務局からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

私のほうから少しだけコメントさせていただきますと、最初は、この17スライド目の運転パラメータの精緻化の点ですが、これについてはアメリカではいろんなことが、割と最近5年ぐらい行われています。

一つは、揚水・蓄電池の対応ですね。もう一つは、コンバインドサイクルの発電機というのは、ここの絵にあるような複雑さとちょっと違うタイプかもしれないですが、結構、コスト構造とかいろんな制約が複雑で、それを実はきちんとは模擬できていなかったようです。それを実態の制約に合わせる形でモデル化して、この約定計算の中で解いていくというの

が数年前から実用化されているようです。そういうのを鋭意追いかけていていただきたいと思いますが、まずは基本的なところがちゃんと解けるかという問題ですので、それについて取りあえず専念をしていくのかなと思います。

もう一つは差し替えですね。セルフスケジュール電源の差し替え問題ですが、いろんな派生的議論があると思いますが、ここでやっているのは、アルゴリズム的にこれが処理できるかということが基本であります。基本的には、アルゴリズム的には処理できるということだと思います。

一つ、ここではあまり詳しく出ていないですが、マーケット参加者が出してきた需要ではなくて、T S O需要ベースの計算をするときにどうかという話が問題になるかと思いますが、それについては、アメリカを見ていますと、基本的に約定計算で価格をつけるところと切り離すということで、約定計算が終わって価格が決まった後に、I S Oがセキュリティーを保てるかということについて、もう一回やり直すと。そこでI S Oの視点からの最適化をしてユニットコミットメント等を決める。その後、最終的にリアルタイム市場で、この齟齬や相違を精算することになっています。これを日本でどうやるか、同時市場でやるのかどうかとか、いろんなことはこれから考えなきゃいけないことですが、基本的には、アルゴリズム的には処理可能というメッセージかと思っております。

もう一つは、48 スライド、49 スライドのところですね、需要側を入れたときに、今の段階ではうまく収束しないということですが、海外ではこれが問題となっているという話は聞いたことがなく、ヨーロッパではT h r e e - P a r tを本格的にやっていませんが、実はT h r e e - P a r tに近いタイプの注文も入っていますし、ブロックオーダーも入っていて、M I Pで解いているというところなんです。日本と同じような需要ビッドが入っていて、それを入れて最適化をしているんですが、連系線制約の処理も含めて、17 分以内に計算結果を出すということになっており、それで問題なくできているようです。そういうところの、どういう定式化をして、どんな形で、アルゴリズムに入れているかを調べれば、うまくいくんじゃないかなと思っています。それは、またこれから鋭意検証していただくということかなと思います。

取りあえず私のコメントは以上でございます。

(3) 検証B試算結果を踏まえた市場価格算定方法について

○金本座長

では、そのほか、何か特段のことがなければ、次の議題に入らせていただきたいと思いません。

次は、議題(3)の検証Bというところで、この試算結果を踏まえた市場価格算定方法についてでございます。

これについては、資料5を使って事務局の広域機関からご説明をいただけるということ

になっております。それでは、よろしく申し上げます。

○下根マネージャー

広域機関事務局の下根でございます。

引き続き、資料5「検証B試算結果を踏まえた市場価格算定方法について」でございます。

右肩2ページが背景でございます。これまでの検証Bでございますが、こちらは複数の価格算定方法があり得るという中で、それぞれが市場価格にどのぐらい影響を与えるのかを検証するという内容でございます。第5回の本検討会におきまして、一定の前提条件の下で試算した結果をお示ししたという中で、算定方法等の違いによって市場価格やUpliftがどのような傾向を示すのか、こういった価格構造になっているのか等を報告いたしました。

一方、あくまでも一定の前提条件にすぎないものであったため、今後パラメータを変えた上で、こういった傾向を示すのか等を引き続き、深掘り検討することとしておりました。

今回、そういったパラメータを変えた場合の試算結果を追加でお示しさせていただくとともに、kWh価格の算定方法に関する考え方、並びにΔkWの価格も含めた今後の進め方等について検討を行ったため、ご報告させていただきます。

まず、パラメータの変更について、試算条件は右肩5ページのほうに示しております。今回の試算、追加の試算ケースというふうに言うてございますが、やはり市場価格に最も影響を及ぼすのは燃料費であろうと考えてございますので、そういったところから燃料費を引用するところを変えたというところでございます。

こちら、下の図に記載してございますように、前回は、おおよそ平均的なレベル感ではないかという想定の下、2015年3月のCIF価格を引用してきたというところではございますが、今回は、少し極端に振ってみようというところで、昨年度の高騰した2022年度の価格を引用しております。その場合、石炭におきましては5.2倍、原油、LNGに関しましては2倍強と相当程度高騰しているところや、前回小宮山委員に、一定の倍率でそのまま大きくするのはなく、燃種間の価格比率も変えたほうが、傾向が変わって分かりやすいのではないかとご示唆もいただきましたので、5倍、2倍、2倍というところで、燃種間の価格比率についても変えているところでございます。

そのため、まずは同時最適の結果、発電機の態勢自体が変化している点についてご説明を差し上げます。

こちら、追加試算した今回のケースと前回の基本試算ケースとの差をグラフに示しており、燃種別の発電量の差というところをプロットしております。先ほども申しましたとおり、前回と今回の差に関しましては、LNGの価格が、石炭・石油に比べまして相対的に上昇比率が小さいため、そういった観点から、前回に比べるとLNGの発電量が増加している一方、石炭・石油の発電量が減少しているという結果でございます。こういった発電機態勢自体が変わり得る中で、市場の価格自体がどのような傾向を示すのかというところは、次のページ以降でお示しいたします。

11 ページが試算の結果でございます。下の表の見方でございますが、前回同様、各案として、案A、案B-1、B-2を並べております。また、その上段、下段で限界費用等カーブの参照、平均費用カーブの参照を並べております。こちらの見方としましては、四角の1.00でございますとか、丸の2.60などの数字がありますが、こちらは、左上の案Aの限界費用等カーブを標準ケースとみなしまして、四角の1.00といたしますと、例えば、真ん中のB-1でございますと、約1.5倍になり、一番右の案B-2になりますと0.93となっております。そこまで大きく変わらないことが示されております。

また、丸の2.60に関しましては、前回の高騰前の試算ケースを次ページに掲載しておりますが、こちらと相対的に比較すると何倍になっているかを示しております。先ほども申しましたとおり、石炭が5倍強、ほかの燃種は2倍強となっておりますので、基本ケースに対しまして、2.6倍ぐらいの価格になっていることを示している表でございます。

ここから何が読み取れるのかというところが11ページのリード文、上のほうに書いてございまして、まず、市場価格の傾向といたしましては、やはり前回同様、B-1が最も高く、AとB-2が同水準であった点は変わりありません。

Upliftに関しましては、前回に比べまして年間卸取引費用に対する割合が若干減少しておりますが、こちらは、燃料費が高騰したことに伴いまして市場価格が上昇すると、起動費の取漏れ分等々が相対的に減少したことが要因ではないかと考えております。

こういった価格の傾向は11ページで示したとおりですが、前回と今回で、構造的要因としても相違がないのかというところを次のページ以降でお示ししております。

まず、15ページでございますが、市場価格の平均値の傾向（構造）に関しましては、前回の分析によりますと、B-1が最も高い要因に関しましては、同時最適の結果、 Δ kWの確保のために、大宗の時間帯において最低出力の電源を持ち替える必要があるところもございまして、そういった最低出力費用を引用すると、B-1が最も高かったというところがございます。

下の表を見ていただきますと、そういった形で第一区分約定、最低出力での約定の時間帯を書いてございますが、前回は今回も九十数%の時間断面で約定しており、今回の試算結果におきましても構造的要因は変わらなかったことが見えてきております。

また、Upliftに関しましては次の16ページに示してございまして、前回に比べて若干減っている傾向がありましたが、細かい1日単位、1週間単位、そういった判定期間の違いでございますとか、kWh価格の決定方法の違いによる割合の傾向に関しましては、前回同様かと考えております。

具体的には、Upliftの総額や、費用全体に占める割合に関しましてはB-1が最も少ないところですが、これはあくまでも市場価格とUpliftのトレードオフの関係によるものであり、あるいは取漏れを判定する期間に関しましては、コマ単位よりは1日単位、1日単位よりは1週間単位というところで、利益と相殺する期間が長いほど、規模が減少する傾向にあったのは今回も同様でありました。

そういった追加試算結果も踏まえまして、今後の価格検証においてkWh価格の算定方法に関する考え方をどのようにするかを次の章で整理してございます。

今後の価格検証に関しましては、kWhの価格の検証のみならず、 ΔkW の価格の算定方法や、それ以外の論点も多岐にわたるところでございまして、こういった状況下におきまして、kWhの価格算定方法が複数存在する状況になりますと、それぞれのkWh価格算定方法に応じて、 ΔkW の考え方が変わり得るところでもございまして、下の図にも示してございますように、その結果、検証の組合せが膨大になってしまうと考えるべきです。そういったところから、ひとまず検証の前提という形で、これまでの結果を踏まえて、kWh価格の算定方法について絞り込みを行わせていただきたいと思いますというところが趣旨でございまして、

絞り込みに関しまして、まずB-1の扱いでございまして、こちらは先ほどもお示したとおり、前回ケース、今回の追加試算ケースともに、やはり相当程度高くなる傾向があることが見てとれます。

また、個別の傾向に関しましては、下の図にも示してございますように、ゴールデンウィーク1週間の軽負荷帯の傾向を示してございまして、特に再エネ余剰を抑制するような時間帯断面におきましては、案A、B-2に関しましては0円を示している一方で、案B-1は逆に価格が上がる傾向もあり、価格シグナルとしては逆ではないかという考えもございまして、こういった全体目線、個別傾向の目線、両方をもってして、B-1は除外してはどうかと考えております。

続いて、案AとB-2の比較でございまして、こちらは先ほどの傾向でもございまして、そこまで大きく価格帯としては変わらないところでもございまして、プラスアルファとしては、分布の状況を下の図に示してございまして、こちらは、案Aは年間の10%程度の時間帯におきまして第一区分約定するところでもございまして、突発的に高い値段が表れるという傾向がございまして、

以上に加えまして、案Aが同時最適の結果とはまた別に ΔkW なかりせばの結果、そういったものを別途算定する必要もございまして、検証を簡略に行う観点からは、B-2の案が望ましいと思われまので、まずはB-2をベースに ΔkW の価格検証を進めさせていただきます。今後、 ΔkW の話が一定程度進んだ段階で、改めて案Aも含めて評価をしたいと考えております。

次に、参照する費用でございまして、①の限界費用等カーブ、②の平均費用カーブ、の2案がございまして、傾向的には若干②の平均費用カーブが高めではありますが、こちらもそこまで大差のある結果ではありませんでした。そのため、こちらも検証簡略化といった観点から、左の図にございまして、約定電源を決定する際にはThree-Part入札情報では限界費用等カーブを用いているところから約定価格を検証する際にも、同じ価格を用いた方が検証が簡単にできると考えておりますので、まずは、①の限界費用等カーブをベースに検証を進めさせていただきます。以上のご意見を踏まえ、22ページに掲載してございまして、今後の検証の前

提といたしまして、kWh 価格の算定方法に関しましては、まずは案B-2、シャドウプライスを前提といたしまして、参照費用は①限界費用等カーブをベースに検証のほうを進めさせていただきまして、ある程度 Δ kWh の算定方法の絞り込みが進んだ段階で、改めて、ほかの案も含めて検証を行いたいというところでございます。

また、今回の絞り込みの対象ではありませんが、今後検討が必要と考える項目といたしまして、まずは Uplift がございます。こちらの判定期間をコマ単位にするのか、1日単位にするのか、1週間単位にするのかというところはございますが、こちらに関しましては、これまでお示した傾向はあくまでも暫定値でございまして、本来的には、Uplift は、kWh の収入のみならず、今後、検討していく Δ kWh の収入も踏まえた上での取漏れ費用という定義でございまして、 Δ kWh の考え方が一定程度進捗した暁に、改めて試算をしてお示した上で案の絞り込みに着手したいと考えております。

また、価格の算定方法に加えまして、入札価格そのものの規律、いわゆる価格規律に関しても論点になると考えております。具体的には、プライスベースなのか、コストベースなのか、あるいはコストベースと言いましても、完全なる限界費用なのか、あるいは PJM のように 10% のマージン上乗せが可能なのか等の扱いが論点としてあり得るところでございませぬ。

そういったところを踏まえまして、今後実施していきます Δ kWh の価格の算定に関する検証の進め方に関して、まずは、現行の需給調整市場においてどのような考え方になっているのかを振り返りながら、検討を進めていきたいと思っております。

右肩 26 ページから、現行の需給調整市場の仕組みでございまして、現行の需給調整市場は大きく二つの市場が存在しているという状況でございまして、一つが調整力 Δ kWh 市場というところでございまして、こちらはゲートクローズまでにいわゆる余力、 Δ kWh をどう確保するのかという観点で、事業者から応札された価格の安いもの順にマルチプライスオークションする市場だというところでございまして。

もう一点が調整力 kWh 市場でございまして、こちらはゲートクローズ以降に実際に発生した余剰・不足に対して kWh 価格の安いもの順に稼働指令を行うというところで、その際の精算を V1、V2 で行う、そういった形でのマルチプライスオークションでございまして。

こういった二つの市場に対しまして、現行は需給調整市場ガイドラインという形で一定の規範、応札の考え方が示されておまして、大きな市場シェア率を有する事業者に関しましては、この規範に基づいた入札が要請されており、それ以外の事業者に関しましては、ガイドラインに従うことが望ましいと規定されております。

このうち、 Δ kWh の価格規律の具体的なところをご紹介しているのが 27 ページでございまして、 Δ kWh の価格を構成する要素としては大きく三つあるというところでございまして、一つが機会費用、二つが逸失利益、そして一定額というところでもございまして、このうち、下の図にもございますように、予想され得る卸電力市場価格よりも限界費用が高い電源を追加的に起動して、最低出力まで持ち替えた上で Δ kWh を供出するというのであれば、そ

ここにかかった費用を機会費用として計上するところが（ア）の領域でございます。

また、（イ）に関しましては、予想される卸電力市場価格よりも限界費用が安い電源を持ち下げて Δ kWを供出するというのであれば、卸電力市場で得られた収益を逸失利益として計上可能でございます。

最後の一定額に関しましては、当該電源等の固定費回収のための合理的な額として定められておきまして、事業者の方で事前に卸電力市場価格等を予想した上で、これら Δ kWの価格を算定し、応札を行っているのが現行の市場でございます。

一方、この需給調整市場ガイドラインに関しましても、現在進行形で改定が進んでいるというところも補足で紹介しようと考えてございまして、具体的には、調整力 Δ kW市場におきましては、先ほどの一定額等の考え方が変更になっているというところで、具体的には0.33円という完全なる固定価格か、あるいは個別協議単価になっており、また、調整力のkWh市場におきましては、 Δ kW約定電源とそれ以外とで、従前は違う価格規律であったところを同じ規律にするというところで、 Δ kWの市場に応札したほうが収益増加することで応札するインセンティブを高める工夫がなされております。

こういったところを踏まえまして、今後、 Δ kWの価格算定に関してどのように検証を進めていくべきかを31ページのほうに整理してございます。

先ほども申しましたとおり、現行の需給調整市場における Δ kWの費用の構成要素を踏まえますと、大きく三つかと思っております。①の追加起動費用等や、②の逸失利益、そして③その他（一定額）でございます。

このうち、①、②に関しましては、同時市場におきましては、いわゆるThree-Part情報として事前に入札情報として登録されており、kWhと Δ kWの確保が同時に最適化されるため、kWhの価格に関しましては、事業者が事前に予想するというよりは同時に定まる、事後的に同時最適の結果として求まるというような傾向があるところでございます。

一方、③が完全なる新規項目だと考えてございまして、これまでのThree-Part情報に含まれていない追加的な情報だと考えてございますので、まずは、現行のガイドライン等で、こういった費用が認められているのかという観点や、海外ではどのような考え方があり得るのか等の実態等も参考に、③の内容に関しまして、主に定性的な観点からの議論をしていきたいと考えております。

こういったところは、約定ロジックに及ぼす影響もあり得るのではないかと考えてございまして、検証Aにおきまして、Three-Part情報と電源のパラメータを元にして、SCUCロジックを回すというところではございますが、こういった③という項目を扱うことによって、同時最適手法にどのような影響を及ぼし得るのかというところも検証が必要ではないかと考えてございます。

また、その他の重要な観点・論点といたしましては、これまでの取りまとめでございますとか、本検討会でのご意見等も踏まえますと、 Δ kWの約定方法も、現行のマルチプライス

ありきではなく、シングルプライスオークションもあり得るのではないかと、そういったことも含めた幅広い議論ではないかと考えております。

こういったところを踏まえまして、定性的な観点での議論も並行しながら、検証Bにおきましては、先ほどの①、②は既に定量評価も可能と思っておりますので、そういったところを定量評価したものを規模感としてお示しさせていただきつつ、他の議論とも併せて、複合的に検討を進めていきたいと考えております。

最後に、その他、先ほどまでkWhとΔkWの話をしてきましたが、これは、あくまでも前日市場の話だということでもございますので、それ以降の時間帯、時間前市場においてどのような考え方があり得るのか、インバランスの価格をどのように考えるのか等々に関しましても、今後の論点、検討事項だと考えております。

また、本検討会におきましては、基本的には全国9エリアでエリアプライスが算定される、そういった現行制度をベースにして検討を行っているというところではございますが、こちらは、混雑が発生したとき、どのように処理するのか等々に関しましても、一部検討が必要ではないかというふうにも考えているところでございます。

こちらの資料の説明は以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございました。それでは、自由討議、質疑応答に入らせていただきます。いつもどおり、会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただき、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせください。それではございますでしょうか。

横山先生、どうぞ。

○横山委員

どうもありがとうございます。横山でございます。

まず、この資料では、大変詳細な検討をしていただいております。

19 ページの今後の価格検証におけるkWh価格の算定方法の絞り込み(1/4)ですが、非常に有益な情報を出していただいていると思います。再エネ余剰時の場合でも、やはりΔkWを確保するために、かなり部分負荷運転をして、かなりコストの高いところまで動かしていると、並列台数が非常に上がっているということで、B-1の算定方法だと、限界費用が再エネ余剰時でもかなり高くなると。こういう再エネ余剰時でも非常にたくさんの電源が、ΔkWを確保するために動かして、非常に限界費用が高くなっているということは、非常に面白い、興味深い情報で、これはぜひ皆さんに、実際にはこのぐらいの高い値段の発電機が運用されているということを認識するいい機会かと思いました。

今後採用しようとしているB-2で考えますと、この余剰時に並列台数が高くなって、非常に高い値段で起動して動かしている発電機は、この費用の回収は、恐らくΔkWの機会費用の中に含まれて回収されるんじゃないかと思えます。新たにB-2という価格の決め方を採用すると、この高い起動発電機は、kWhでは非常に回収が難しくなるので、恐らく、ΔkWの中の機会費用の中に入れて回収していくと思ったんですが、それでよろしいかと

うか確認です。

それから、もう一点は、このB-1とB-2の比較で、当然、B-1は高くなってB-2が安くなるというのはよく分かるんですが、案AとB-2を比較すると、B-2のほうが低くなっていると、費用価格の平均市場価格が低くなっているというのがちょっと違和感があって、理論的にはそうなるだろうと、計算してみたらそうなると思うんですが、付録の50枚目のスライドにありますように、この6円のところの発電機で Δ kWとkWhの間に隙間が空いているので、当然、ここでの価格がマージナルな電源であるというわけですが、 Δ kWを確保するにおいて、恐らくこの6円の発電機というのは、 Δ kWがびっしりと積み上がって、この Δ kWとブルーのところのkWhの間の隙間が、ここでは6円のところにありますけど、この隙間が出てこないんじゃないかと思うんですよね。そういう隙間のことまで考慮して、B-2でマージナルな価格を決定されているのかどうか。もしそうされているのなら、それでどうして案AよりもB-2のほうが安くなるのかなと、ちょっと私がよく理解できていないので、そういう疑問ができました。

この計算されるときに、恐らくこの安い5円とか6円とか7円とか安い発電機から順番に Δ kWはどんどん埋まっていくはずで、kWhを微量動かす隙間というのは、やはりもっと高いところに来るんじゃないかなというふうに思います。そこは、この同時市場といいながら、 Δ kWは、一意にはまだ求まっていないわけで、後で求めるということになるかと思うので、 Δ kWの確保すべき容量は一応確保されているという制約条件の下に解かれていると思います。このように、 Δ kWが一意に決まっていなくて、あとで、安いものから確保していくとすると、この低いものから順番に、ピタッと定格まで隙間なく埋まっていくんじゃないかなと思うのですが、この今のB-2での計算の仕方というのが、そういうところまで考慮されているのかどうかというのが、もし何か知見がありましたら教えていただきたいと思います。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

小宮山先生。

○小宮山委員

はい、小宮山でございます。

ご説明いただき、ありがとうございました。今回、ご提案いただいている方針に賛同させていただきたいと思います。

最初の燃料費に関して、いろいろ感度分析を進めていただきましてありがとうございました。合理的な結果が試算されているかと思います。

2点目に関しましても、B-1については、今後は除外するという方向でよろしいかと思えます。ただし、B-1につきましても、今、横山先生がおっしゃいましたとおり、こちらもケースとしては大変、その各火力機の停止時の価値を表す大変重要な指標かと思ってお

りますので、除外するとはいえども、こちらはこちらで計算上の意義というのは大変大きいと認識しております。

最後の ΔkW の価格算定に関しての31枚目のスライドでございますけれども、こちらも基本、ご提示いただいた方針でよろしいかと思えます。それで、SCUC・SCEDロジックの中で、恐らく、制約条件の中に調整力ですかね。調整力の必要量と、各様な火力機からの調整力、 ΔkW 、揚水も恐らく含まれると思えますけれども、その調整力に関する必要量と、それから供給に関して、バランス式が恐らく入っているかと思えますけれども、こちら、MIPですので少しシャドウプライス、計算するのが容易ではないかもしれませんが、そちらのバランス式の調整力に関する必要量と供給力のバランス式のシャドウプライスも、この ΔkW の恐らく価値に相当する指標になるかと思えますので、そちらも参考になるのではないかと考えております。

私からは以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

五十川委員、お願いいたします。

○五十川委員

ありがとうございます。10ページ以降にあります前段の試算結果について1点、質問、コメントさせていただきます。

これまで、試算については平均値、Uplift割合を中心に議論がされてきたところかと思えますが、今回の13ページ、14ページありますヒストグラムの比較は示唆のある結果かと思われま。平均だけではなく、分散についても方式によって違いがあるのだとすると、それも評価軸として加える考え方もあるのでしょうか。ただ、今回の結果を見ていると、各方式で、分散についてははっきりした傾向は出ない可能性もあるのかもしれないとも思います。

例えば、B-2については、追加試算ではばらつきが小さく見えますが、基本試算では大きな広がりがあるように見えます。条件によって結果が変わるのだとしたら、方式と分散を議論するのは難しいというふうな考え方もあるのかもしれませんが。あるいは、こういった条件が効いて分散などが変わってくるというふうな議論もできるのではないかと思います。この点の考え方について、もし何かあれば伺えればと存じます。

ひとまず、ベースとして案B-2、プラス限界費用で考えるという方針自体には異存はありません。ただ、報告や、ほかの委員のコメントにもありましたように、 ΔkW の話と合わせて、最終的には評価するということかと思えます。 ΔkW の価格算定については、今後、検討を進めるということだと思えますが、まずは、現状で定量的に出せる部分について示唆を得るというふうな方針について、特に異論はありません。

私から以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

河辺委員、お願いいたします。

○河辺委員

はい、ありがとうございます。河辺でございます。

まず、今回、市場価格算定方法につきまして検討を深めていただきましたことを感謝申し上げます。私からは、目次1の追加試算の部分に関してコメントさせていただければと思っております。

今回、追加試算ケースにおきましても、基本試算ケースと同様の傾向が確認できたということで理解いたしました。案Aと案B-2の対比の部分でのコメントになりますけれども、案B-2は、案Aと比較して若干安くなる傾向が今回も確認できたと理解しておりますが、恐らくこの傾向は、 ΔkW の確保量が多くなるほど顕著になるのではないかと思います。現在の検討におきましては、調整力の確保量は検討中ということも踏まえまして、一定量と、需要に対しての一定割合ということで設定されているかと思いますけれども、この辺り、今後、調整力の検討が深まっていくにつれて、もし、より多くの調整力を確保する必要があるとなってきた場合には、こういった傾向の度合いというの、違いの度合いも変わってくるのではないかなと思われました。

先ほどの横山先生のご発言でもございましたように、例えば、 ΔkW の確保量を増やせば増やすほど、その案B-2では、より高い発電機を追加起動することで、それらの追加起動発電機を部分負荷運転することになると思いますので、その分だけ、代わりに比較的成本の安い発電機を出力下げて、部分負荷運転させるということになるだろうと思っております。そうしますと、シャドウプライスのほうも低くなっていく傾向があるのではないかと思いますので、今回、改めて理解いたしました。

今後、 ΔkW の算定方法の検討も、ご提案の方法でぜひ進めていただければと思っておりますけれども、その検討を進めていく中で、需要家と発電事業者の双方の視点から、バランスの取れた価格算定方法を最終的に検討していただければというふうに思っております。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。

太陽光発電協会の増川オブザーバー、お願いします。

○増川オブザーバー

はい、太陽光発電協会、増川でございます。ありがとうございます。

私のほうからは、資料の19ページ目に、横山先生からもコメントがございましたけれども、再エネが多く発電して出力抑制が起こっているような時間帯になると、B-1のほうは火力機の調整力が必要になって、その分、起動しておかなきゃいけないということで、高めについているということですが、この試算自体は、従来どおり変動性再エネ等の調整力というのは考慮されていないということかなとも思いますし、必要十分な調整力を確保し

ながらも、できるだけ全体のコストを下げるためにも、可能な限り再エネ、変動性再エネの調整力が活用可能であれば、それを使うことの重要性も示されているのかなと理解いたしました。

その観点から、31 ページに事務局のほうで Δ kWの今後の検討への方向性が示されておりますけども、このとおりにかなと私も思っております。特に再エネの場合は起動停止、あるいは原価費用のコストがゼロでございますので、恐らくは②、出力を下げて Δ kWを確保するような状況、その他というところも重要になってくるのかなと思っておりますので、今後の検討におかれては、変動する再エネをできるだけ可能な限り活用することも視野に入れてご検討いただければと思います。

私からは以上でございます。ありがとうございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

次はJ E R Aの東谷オブザーバー、お願いいたします。

○東谷オブザーバー

J E R Aの東谷です。

横山委員と同じような発言内容になるのですが、今後のk W h 価格の算定方法の絞り込みとして、これまでの検証結果で全体コストが最も高くなる案B-1を除外して、シャドウプライスで約定価格を決める案B-2を優先して検証されるというところですが、この場合、約定価格よりも高い限界費用の電源が、運転するケースが出てくることになろうかと思えます。当該電源は、いわゆる調整力確保のために起動している電源だと思えますので、U p l i f t ないしは、今後検討される Δ kW価格のほうで確実に費用回収ができる制度設計のご検討をよろしくお願いいたします。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

次は、関西電力の齊藤オブザーバー、お願いいたします。

○齊藤オブザーバー

ありがとうございます。関西電力の齊藤です。私からは、31 ページの Δ kWの価格算定に関する検証の進め方について発言させていただきたいと思えます。

今回の同時市場の検討では、系統運用者が効率的に、この調整力を確保するというのが目的の一つだというふうに理解してございます。他方、今後、変動性再エネ導入拡大が見込まれる中においては、系統の安定において、調整力の重要性は増していくと考えられますが、同時市場における調整力の効率的な調達、これを可能にするためには、そもそも調整力が安定的に存在していることが必要であるというふうに考えておまして、発電事業者側の調整電源の維持や確保に対するインセンティブという観点からも、この Δ kWの価格算定の在り方についての検討を、ぜひ深めていただければというふうに考えております。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。

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。

31 ページで、 $\Delta k W$ の価格算定に関する検証の進め方について整理していただいておりますけれども、事務局のお考えで、基本的によろしいのではないかと思います。現行の需給調整市場における $\Delta k W$ 価格の構成要素として三つ、①から③の項目が挙げられていますけれども、①と②の機会費用、逸失利益につきましては、現行は事業者による想定価格を用いられていると認識しておりますけれども、資料に記載されておりますとおり、同時市場ではThree-Part情報と実際の市場約定結果を基に、機会費用や逸失利益を算出するということが可能になりますので、現行よりも実態に即した価格になるものと考えております。

また、③のその他の費用につきましては、まずは需給調整市場ガイドラインで認められている項目や、海外の事例を参考にしながら、合理的な価格設定となるように検討していただければと思っております。

私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

新川オブザーバー、お願いします。

○新川オブザーバー

新川でございます。ありがとうございます。 $\Delta k W$ の価格算定に関して発言させていただきます。

いわゆるThree-Part Offerでは、ユニット起動費、最低出力コスト、限界費用カーブを応札するものと承知しておりますけれども、同時市場において、現行ガイドラインにおける一定額等とされている部分、すなわちインセンティブなどをどう取り扱うかというのは、広域機関からもご指摘いただいておりますとおり、同時市場において何を最適化するのかという論点とも密接に結びつくものと認識しております。

また、そもそも $\Delta k W$ と $k W h$ が同時に決定される同時市場において、現行の需給調整ガイドライン上での逸失利益に相当する額を応札価格に織り込むことの是非も検討するべきではないかと考えます。マルチプライス、シングルプライスといった値づけの方法も含め、老朽火力電源が多くを占める現在の我が国の調整力市場の実態や、容量市場などの他市場の関係を踏まえつつ、外国の制度も必要に応じて参照しながら慎重に検証するとともに、丁寧にご議論いただければ幸いです。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。

市村委員お願いします。

○市村委員

市村です。ありがとうございます。

私からは、全体の進め方については特に異存ないです。 $\Delta k W$ の算定についても、まずは実態、あとは海外の状況を踏まえて進めていただくということによろしいかなと思っています。

1点だけ申し上げると、36スライド目のところなんですが、まさに35スライド目のところで、市場全体の価格決定の在り方というところを今お示しいただいているところだと思いますが、やはりここら辺が、その価格規律というのが、それぞれ市場によって異なっているという状況があるというのが現状の市場だと思っています。ここは、それぞれの考え方に基づいて、これまで設計されてきたということだと思いますが、まさに、実態を踏まえながらやっていくということではあるものの、こういったこの同時市場といった枠組みの中で、どういった価格規律、市場の設計の在り方がいいのかというところは、まさに実態を踏まえながら、ゼロベースできちんと考えていくべき話かなと思っていますところでございます。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

それでは、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。

○下根マネージャー

事務局の下根でございます。

委員の皆様方、オブザーバーの皆様方、大変多岐にわたる有意義なご示唆・ご指摘いただきましてありがとうございます。

お答えできる範囲でお答えさせていただければと思っております。まず、横山委員から最初にいただきましたところ、実態としてB-1の断面というところ、再エネ余剰時の断面というのはご指摘のとおりだということもございまして、限界費用の高い電源の回収をどうするんだということに関しましては、東谷オブザーバーにいただきましたところとも共通いたしますが、今後、 $\Delta k W$ の費用、①、②、③等々も含めまして、どういった費用が回収できるのかというところは、今後、試算していきたいと思っておりますし、一義的には、横山委員におっしゃっていただきましたように $\Delta k W$ の確保のために追加起動した領域だと思えば、そこに内包されるのかなとも思いはしますが、全部が全部それに該当するのかどうか、Up liftに回らないものがどれだけあるのかも含めまして、kWhと $\Delta k W$ とUp lift、それら全てを総合的に勘案して、今後、検証のほうを進めていきたいと思っております。

50 ページのところでご質問いただきましたところですが、こちらに関しましては、シャドウプライスの求め方というところに関しまして、ご指摘のとおり、ここで言うところの6円電源で、ぴったり Δ kWが約定するようなケースもあり得ると思っております。

これはシャドウプライスの求め方になりますが、この際、隙間が全くなければ、そこを動かさないという話ではなく、需要が1増えたときに、 Δ kWの確保条件を満たしながら、目的関数が最も最小になるようなバランスを再計算するという定義でもございますので、仮に、この6円の電源に Δ kWがぴったりついているとしたときに、この Δ kWの確保自体が7円ですと、まだまだ空き枠があるというところでもございますので、7円の電源で Δ kWを1増やすというところで、6円の電源のkWhを増やすというところが最も最適なバランスだということ、需要が1増えたときの最適バランスだということであれば、6円電源をシャドウプライスとして引用することもあり得ますので、シャドウプライスの算定方法如何ではございますけれども、そういった断面もあり得るところでございます。

小宮山委員からいただきましたところ、今後の Δ kWの算定方法にもつながるのかなとも思っております、小宮山委員にご指摘いただきましたとおり、PJMにおきましても Δ kWの費用というところは、そういった Δ kWのバランス制約のシャドウプライスを求めているのが実態だと思っております、今申し上げたのがkWh版だとすると、この表におけます Δ kWが1増えたときの全体バランスとして目的関数が最も小さい増加量になるところはどこかという感じで求めてございますので、そういったシャドウプライスを活用する案も十二分にあり得るんだと思っております。

ただ、その際に、先ほどの③というところを何にするのかという議論にも紐づくところではございますが、そもそも Δ kWを確保するときの単価の入力情報がどういったものがあり得るのか如何によっても、そういったシャドウプライスという案が取り得るのかということも変わってくるため、31 ページに戻りますが、そもそもどういった成分があり得るのかを定性的に分析した上で、そういった案も取り得るのかしっかり議論させていただきたいところでございます。

増川オブザーバーからいただきましたところ、今回、ご指摘のとおり変動性再エネの調整機能というところは考慮しておりませんが、従前よりいただいておりますように、変動性再エネ自身が調整力を供出できる世界観になりますと、こういった場面におきましても、単価の安い変動性再エネの調整力のほうが約定されやすいというのはご指摘のとおりだと思っておりますし、そういった中におきまして、今後、 Δ kWの価格を計算していく際には、そういった世界観においても、変動性再エネも含めて、しっかり収益が得られる仕組みになっているのかという観点も忘れず、しっかり検討していきたいと考えております。

齊藤オブザーバーからいただきましたところ、調整力の重要性が増していくというところは、まさにご指摘のとおりだというふうにも思っております、ご指摘のとおり、そもそも調整力自体を維持・確保するところに資するような制度にというのはご指摘のとおりと思っております。 Δ kWの価格決めについてインセンティブを設けるという観点も重

要とさせていただきますし、あるいは、全てが同時市場でワークするものでもなく、設備維持、ほかの市場も含めて、調整能力に関してどのように価値をつけていくのかという議論も大切と思っておりますので、そういった観点も踏まえて、全体の平仄を考えていきたいと考えております。

最後、市村委員にいただきました今後の検討について、前日以降の平仄ということに関してもご指摘のとおりと思っております。現行は現行の考え方があるというところで、一例として紹介させていただいているところではございますが、こちらの同時市場というところが、定義上、1週間前から実需給に至るまで一連の市場という定義をしているため、ゼロベースで、そもそもどういったものが望ましいのかしっかり議論していくというところは、ご指摘いただいたとおりだと思っておりますのでございます。

事務局からは以上になります。

3. 閉会

○金本座長

どうもありがとうございました。

それでは、これで今回の議事は全てとなりますが、特になければ、ここまでとさせていただきますと思います。

この検討会、かなりテクニカルで地味ですが、今後の電力システムのために非常に重要でございますので、引き続き議論を深めていっていただきたいと思っております。

ということで、これをもちまして、第6回の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。

今日はどうも、大変ありがとうございました。