

電力システム改革の検証の実施について

2024年2月5日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

本日御報告する内容

- 本検討会は、「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（2023年4月25日）及び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（以下「小委員会」という。）における議論を受け、同時市場のあるべき仕組みについて1年程度を目途に詳細の検討を行い、必要なタイミングで小委員会に議論の報告を行うこととしたもの。
- 一方、昨年末の第68回小委員会（2023年12月26日）において、電気事業法の規定に基づき、電力システム改革の検証が開始された。当該検証は、本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られるため、本日は、当該検証について御報告したい。

（参考）今後の検討方針（安定供給のための電源起動とメリットオーダー）

- 安定供給のための電源起動とメリットオーダーについては、作業部会の取りまとめの第4章「おわりに」では、「今後、約定ロジックの設計や実現性・妥当性、事業者の実務への影響、関係法令等との関連整理、同時市場を導入した際の費用便益分析などの検証が必要であるため、早期に実務的な検証が可能な新たな検討体制の構築を行うこと」とされている。
- 今後の検討については、技術的な内容も多く、資源エネルギー庁だけでなく、広域機関も共同事務局となり、有識者や事業者を構成員とした新たな検討会（公開）を組成し、検証内容（次ページに例示）について報告・議論を行うとともに、あるべき仕組みの詳細な検討を進めることとしたい。また、検討会での議論は必要なタイミングで電力・ガス基本政策小委員会で報告することとしたい。
- また、実際のシミュレーションや費用便益分析については、広域機関、一般送配電事業者、JEPXなどとも連携し、分析を進めることとしたい。加えて、需給運用・系統運用の専門家（大学、研究機関、等）で構成された検証体制を構築し、約定ロジック等について、第三者目線から検証を行い、実現性や妥当性の確認を行った上で、新たな検討会において、議論を行いたい。

(参考) 今後のスケジュール (案)

第1回同時市場の在り方等
に関する検討会（2023年
8月3日）資料5より抜粋

- 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。



電力システム改革検証の内容

- 2015年に成立した第3弾の電気事業法改正法においては、同法附則において検証規定が設けられており、法施行の状況やエネルギー基本計画の実施状況、需給状況、料金水準等について検証を行い、その検証結果を踏まえ、必要な措置を講ずる旨が規定されている。
- これを踏まえ、小委員会において昨年末から検証が開始され、第69回小委員会（2024年1月22日）においては、電力システムを取り巻く現状や検証に係るヒアリング等の進め方について議論が行われた。委員等からは、同時市場の検討や市場機能の活用等に関連して、Three-Part Offerの同時最適市場における蓄電池等の新規リソースの参入可能性や、各種市場の全体整合性等について発言があった（次ページ、次々ページ参照）。
- また、2月以降、半年程度をかけ、電力システム改革専門委員会報告書（2013年2月）の主な項目に基づいて、専門家、事業者等から検証に係るヒアリングを行うこととされた。ヒアリング項目の中には、市場機能の活用や計画値同時同量、インバランス制度、広域系統運用といった項目が含まれており、これらは、同時市場の在り方等の検討にも直接的に関わるものと考えられる。

(参考) 第69回小委員会 (2024年1月22日) における委員・オブザーバーの意見 (同時市場や市場機能の活用等に関する意見抜粋) ①

● 村松委員 (PwC Japan有限責任監査法人)

市場機能の活用について、今まで市場は次々創設されたが、1つずつは目的適合な仕組みであっても、全体を俯瞰した場合に機能しているのかという見方は今回も必要。市場の価格変動はやむを得ないものもあるが、事業者の額面の収支が大きく変動するというのはなかなか事業上厳しいと思う。(中略) 調整力確保は最優先課題の1つだが、やはり発電事業者が永続的に新規投資のインセンティブを十分に確保できているのかという点は必要。

● 岩船委員 (東京大学生産技術研究所)

市場ができたことで競争が活性化されたことの価値がどこにあるのかをしっかりと評価する必要がある。市場は短期的な話になりがちで、どうしても参加するプレイヤーが削られすぎているかは充分注意しなくてはいけない。重要なのは価格や安定供給も含めて、長期的にどうなっていくかという点。長期的には様々な不確実性があり、容量の価値、系統増強の費用、再エネの統合費用などを含めて、長期的にどのように落ち着いていくか、どこを目指すべきなのか、かつそれは電力だけの価格だけ見てもよくない。CO₂対策を考えると、エネルギー価格とのバランスも考えていく必要があると思う。全体的に3E+Sを目指すために全体最適のために今何すべきかを真摯に考える機会にしていきたい。(中略) 最近気になっているのは、市場価格。特にスポット市場は限界費用タマ出しをしているのが基本であって、価格は非常に安定している。内外無差別の評価の結果、発電側に様々なリスクが載ることで、相対の価格等が高くなって、選ぶ人がいなくなる。ショートポジションのプレイヤーが増えてきて、安定供給という視点から大丈夫なのか少し懸念している。基本的にはある程度長期的な見通しが立った上で、発電事業者も小売事業者も一定のリスクを抱えた上で、電力の供給を行っていく需給バランスが保たれるのが理想だと思う。そのバランスも含めて少し長い目の視点で検討をお願いしたい。

● 松橋委員 (東京大学大学院工学研究科)

これからThree-Part OfferでCo-Optimizationに向かっていくが、CNの観点から私は入っているが、電力系統工学な観点から入っている場合と行政の中でも若干壁があるように思う。再エネを大量導入する必要があるが、調整力が不足してくる。だが、現状三次①も②も大きな欠損が出ている。Three-Part Offerになった時に、火力だけではなくて、蓄電池やEVやその他エンドユースの技術がたくさん市場に入ってくないと、とても調整力がまかなえないが、Co-Optimizationのやり方で、果たして数多くのこれまで参加してこなかった事業者が入って来れる構造になっているのか心配があり、やはりもう一段CNと電力系統工学・電力システムの整合性はこれから考えていくべきところ。JEPXスポット市場は非常に流動性が高まっているのは素晴らしい成果。残された課題は時間前市場。まだ非常に薄いので、どのように取引量を増やして行くか。シングルプライスオークションもひとつの手段と思うが、ぜひ今後に向けてご検討いただきたい。

(参考) 第69回小委員会（2024年1月22日）における委員・オブザーバーの意見（同時市場や市場機能の活用等に関する意見抜粋）②

● 松村委員（東京大学社会科学研究所）

今までの電力システム改革は、理念が先行して来たという発言があり、とても驚いている。そのような面が全くないとは言わないが、今の電力システム改革においては、ある種の理念は貫徹してはなく、過去のしがらみや既得権益の配慮、あるいは激変緩和などを考慮した結果として、その理念が完結しない姿が残っている。小さな例だが、容量市場の設計でもミクロ経済学の色もふまえないような設計をした結果、当然予想される以上に酷い結果が出てきて、慌てて直した。本来なら電力システム改革は、社会的に見て価値のあるものに貢献してくれた事業者が、その価値に対応して収益が得られる市場メカニズムが素直にできる。

● 秋元委員（公益財団法人地球環境産業技術研究機構）

全般的な話だが、短期のコスト最小化・効率化ではなく、長期でのコスト最小化・効率化にシステム改革が寄与しているかもしくは足りない部分がどこにあるのか、検証をしていただきたい。

● 金本オブザーバー（日本卸電力取引所）

当日市場は欧州と比較して流動性が低いということは認識。間接送電権市場や先渡市場についても、うまく機能しているかどうか検証が必要であると考え。市場設計を改良すべき点が残っていると思うが、それに加えて、市場間の関係について検証を行って課題が残っていないかということを検討しなければいけない。（中略）電力取引の時間軸は長期相対取引から始まり、JEPXの前日市場、当日市場、それから需給調整市場、最後がインバランス料金とつながっている。これらの関係が整合的にデザインされているかが極めて重要で、その視点からの検証が必要。

● 谷口オブザーバー（株式会社エネット）

市場機能の活用について、これまで制度改革の中で様々な電気の価値を細分化して、市場取引ができるように整備していると思うが、この市場の新電力のリスクヘッジに対するニーズは、極めて高くなっている。リスクヘッジの一環として、BL市場の取引であったり、中長期商品の取り組みも進めているが、新規事業者にとって実効的に機能するヘッジ策として十分に流動性も含めて存在するのか、予見性にも配慮をされた制度整備となっているのかという点についても検証いただきたい。また、需給調整市場について、小売事業者はこれまで1時間前までの計画値同時同量を担いながら事業をしているが、需給逼迫時におけるスポット市場での売り切れであったり、系統運用者と小売事業者間での電源の取りあいなどの経験、課題を踏まえて、再エネ大量導入期における安定供給と競争実現を経済的に実現していくといった観点から、改めて小売事業者、系統運用者の責任分担、役割分担と言う点についての検証もお願いしたい。

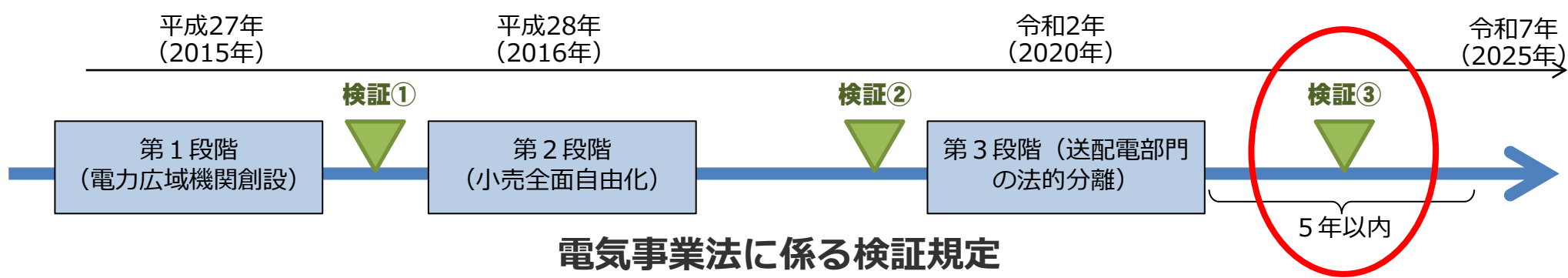
● 新川オブザーバー（電力・ガス取引監視等委員会）

電力システムとして、同時市場の検討も行われており、これらも大変重要と考えている。

(参考) 第3弾改正法における検証規定

第68回電力・ガス基本政策
小委員会（2023年12月
26日）資料6より抜粋

- 2015年に成立した第3弾の改正電気事業法においては、検証規定が設けられている。
- 具体的には、①小売全面自由化前、②2020年4月の送配電部門の法的分離前、**③法的分離後、それぞれのタイミングにおいて、法施行の状況やエネルギー基本計画の実施状況、需給状況、料金水準等について検証**を行い、その検証結果を踏まえ、必要な措置を講ずる旨を規定している。



(電気事業に係る制度の抜本的な改革の実施に係る検証等)

附則第七十四条 政府は、電気の安定供給の確保、電気の小売に係る料金の最大限の抑制並びに電気の利用者の選択の機会の拡大及び電気事業における事業機会の拡大を実現するための電気事業に係る制度の抜本的な改革の段階的な実施を踏まえ、**次の各号に掲げる期間の適当な時期において、それぞれ当該各号に定める状況並びに当該改革に係るエネルギー基本計画に基づく施策の実施の状況及び電気の需給の状況、電気の小売に係る料金の水準その他の電気事業を取り巻く状況について検証を行うものとする。**

一 (略) 二 (略)

三 この法律の施行後五年を経過する日までの間 第三条の規定による改正後の電気事業法の施行の状況

2 政府は、前項の検証の結果を踏まえ、必要があると認めるときは、原子力政策をはじめとするエネルギー政策の変更その他のエネルギーをめぐる諸情勢の著しい変化に伴って特定の電気の小売業を営む者又は特定の電気の卸売業を営む者の競争条件が著しく悪化した場合又は著しく悪化することが明らかな場合において当該特定の電気の小売業を営む者又は当該特定の電気の卸売業を営む者の競争条件を改善するための措置、電気の小売業を営む者の間又は電気の卸売業を営む者の間の適正な競争関係を確保するための措置、電気の安定供給を確保するために必要な資金の調達に支障を生じないようにするための措置等について検討を加え、その結果に基づいて**必要な措置を講ずるものとする。**

(参考) 検証の進め方①：検証の主な項目

第68回電力・ガス基本政策小委員会
(2023年12月26日) 資料6より抜粋

- 前回の検証に引き続き、第3段階の施行後の検証について、本委員会において御議論いただくこととしたい。今回は、一部経過措置は残るものの改正法全体が施行された後の検証であることから、電力システム改革全体に渡る検証を行うこととしたい。
- このためには、電気事業法附則の検証規定を踏まえつつ、電力システム改革専門委員会報告書（2013年）の項目に沿って検証を進めることが考えられる。加えて、近年、特に必要性が増している脱炭素化に向けた電力システムの在り方も重要であるところ、今後の検証項目について、御議論いただきたい。

電気事業法附則に基づく検証項目

- 改正法の施行の状況
- エネルギー基本計画に基づく施策の実施状況
 - 供給力確保
 - 競争・市場環境の整備
 - 次世代型の電力ネットワークと分散型電力システムの構築
 - 脱炭素電源が活用できる事業・市場環境整備
 - 災害等に強い供給体制の構築
- 需給状況
- 料金水準
- その他の電気事業を取り巻く状況

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

I. なぜ今、電力システム改革が求められるのか

- ・東日本大震災がもたらした環境変化、電力システム改革を貫く考え方 等

II. 小売全面自由化とそのために必要な制度改革

- ・小売全面自由化、小売料金の自由化（料金規制の段階的撤廃、経過措置期間における料金規制 等）、需要家保護策等の整備、**計画値同時同量の導入** 等

III. 市場機能の活用

- ・卸電力市場の活用、新電力の電源不足への対応、電力先物市場の創設、需給調整における市場機能の活用 等

IV. 送配電の広域化・中立化

- ・**広域系統運用の拡大** 送配電部門の中立性確保の方式（所有権分離含む）、法的分離の実施、中立性確保のための必要な行為規制 等

V. 安定供給のための供給力確保策

- ・供給力確保の仕組み、**時間前市場の創設、インバランス制度の導入** 中長期の供給力確保策（容量市場の創設 等） 等

VI. その他の制度改革

- ・自己託送の制度化、特定供給の扱い 等

□ …「同時市場の在り方等に関する検討会」に直接的に関連すると考えられる項目（検討会事務局にて赤枠を追記）

(参考) 検証の進め方②：有識者・実務者ヒアリングについて

第68回電力・ガス基本政策
小委員会（2023年12月
26日）資料6より抜粋

- 電力システム改革全体に渡る検証を進めるにあたって、専門的や実務的な観点を十分に踏まえた上で検討を行うことが重要であることから、**有識者・実務者からの意見のヒアリングを実施**することとしたい。
- 次回の本委員会において、**電力システムに関する現状整理を行った上で、その後、半年程度かけて実施することとしたい。**

□ 議事の運営

- ・ 本ヒアリングは、公開する。
- ・ 配布資料、議事要旨、議事録については、原則として公開とする。
- ・ 電力・ガス基本政策小委員会において、検証内容に関する有識者・実務者を呼んでプレゼンいただき、その後、委員・オブザーバーとの質疑応答を行う。

□ ヒアリングの項目

- ・ 前頁の電力システム改革専門委員会の項目を基本とする。

□ ヒアリング候補者

- ・ 学識経験者、専門家、関係事業者、業界団体等から、事務局が選定する。

(参考) 電力システム改革の検証に係るヒアリングの予定

第69回電力・ガス基本政策小委員会（2024年1月22日）資料6より抜粋

- 電力システム改革全体に渡る検証を進めるにあたって、専門的や実務的な観点を十分に踏まえた上で検討を行うことが重要であることから、有識者・実務者からの意見のヒアリングを実施する。
- ヒアリングのテーマは、電力システム改革専門委員会報告書（2013年）の主な項目を基に実施する。

(2023年)

12月26日（第68回）： 検証の進め方

(2024年)

<今回> 1月22日（第69回）： 電力システムを取り巻く現状

2月以降、半年程度： 電力システムに係る有識者・実務者ヒアリング

ヒアリングのテーマ

※次々回以降については、ヒアリングの参加者の予定を踏まえつつ、テーマの順番含め調整する。

- ・ 総論【次回、2月下旬を予定】
- ・ 小売全面自由化
- ・ 市場機能の活用
- ・ 送配電の広域化・中立化
- ・ 供給力確保策
- ・ 事業環境整備（その他の制度改革）
- ・ 海外の電力システム改革の動向

(参考) 電力システム改革の検証に関する意見募集の実施

第69回電力・ガス基本政策小委員会（2024年1月22日）資料6より抜粋

- 電力システム改革の検証について、多様な観点から包括的な検証を行うため、電気事業者をはじめとする関係者の皆様から幅広く御意見を伺うための意見募集を実施する。

1. 意見募集対象

- ①小売全面自由化
- ②市場機能の活用
- ③送配電の広域化・中立化
- ④供給力確保策
- ⑤事業環境整備
- ⑥その他

2. 意見募集期間

令和6年1月22日～令和6年2月21日

・その他、意見募集に係る方法等については、資料5を参照

電力システム改革検証と本検討会の関係について

- 本検討会は、同時市場における約定方法、kWh価格やΔkW価格の計算方法について、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もの。
- 他方、これまでの検討会の御意見や委員等の御意見を踏まえると、今後、計画値同時同量や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整理が必要になると想定される。また、実需給近辺の電源・系統運用や各市場参加者（発電事業者・小売電気事業者）の権利・義務の在り方やその予見性は、電力システム改革検証において議論が行われると想定される中長期的な電源投資や燃料調達（安定供給のための供給力確保策）の在り方に影響を与える。
- 以上を踏まえ、本検討会については、市場機能の活用のみならず、安定供給等を含め、電力事業全体を俯瞰し、検証を行う小委員会の議論と平仄を取りつつ、必要なタイミングで本検討会の議論内容を小委員会に報告することを念頭に、同時市場の在り方等について検討を深めることとしたい。

(参考) 本検討会における意見概要

(参考) 第1回検討会の意見概要①

委員・オブザーバーからの意見（概要）

全体への意見 （他市場・他 制度との関係、 再エネ大量導 入、等）

- ・変動性再エネが増えて、 ΔkW の重要性が増す中で、 kWh と ΔkW の同時約定を考え、なるべくコストを下げることは非常に重要な方向性だが、これまでの市場とは違う形であり、複雑であり、丁寧な議論が必要。（秋元委員）
- ・Three-Part Offerに基づく、約定する電源に大きな偏りが出てくると理解。約定しない電源について、これまで以上に退出が進むことになりかねず、その場合、容量市場等への影響が出る可能性もあり得る。費用便益分析も重要だが、全体の意思決定のためには、容量市場等にどのような影響があるかや、発電事業者の行動をどう変容させるのか等、費用便益分析の範囲を超えた部分にも意識を持つ必要。（秋元委員）
- ・技術的な問題だけでなく、基礎的な問題がまだ残っている。（松村委員）
- ・他の市場や他の制度との関係性を考えていく必要。燃料調達や競争の在り方は並行的に議論が進んでいると理解。（市村委員）
- ・大量の変動性再エネが市場統合する中で、どのように活用すると日本全体にとって最も良いのかという視点が大事。FIT・FIP・卒FITの扱いをどうするかもポイント。例えば、今の約定価格が0円になった場合は、同時市場の中では調整電源としての扱いになるイメージか。（JPEA）
- ・市場メカニズムを適切に機能させ、市場への信頼を確保するためにも、市場運営の担い手やその在り方、約定結果に対する監視方法、トラブル発生時の対応等についても検討していくことが重要。（監視委）
- ・燃料調達や中長期的な電源投資、維持等の在り方と整合的にする必要。具体的には、燃料調達のリードタイムや同一発電所における複数の発電機を同時に起動できないケースがあるといった運用制約等。（関西電力）
- ・ノーダル制も併せて検討することが望ましい。（監視委、JPEA）
- ・2030年の電源構成を念頭に置いた議論が必要。屋根上太陽光のようなプロシューマと呼ばれる存在や大型再エネであれば洋上風力がメインに増えるのではないかと。また、火力であれば、水素やアンモニアやCCSが増えていく中で、系統の計算がどうなるかを念頭に置く必要。（東ガス）
- ・燃料制約について、発電事業者は、制約を考えて問題を解き、最適な運用をしている。そこで出てきた帰属価格が事実上の限界費用だと考えれば、それを入札すれば対応できる。燃料制約の問題を全て組み込んで同時市場での約定ロジックを組むことが可能であれば、それは重要な選択肢だが、それができないからといって、発電側がスケジュールを決めるといった後退した整理ではなくても他のやり方もあり得る。限界費用の燃料費に当たる部分の考え方を变えることも選択肢の一つ。（松村委員）

電源の調達・運用 に関するBGの自 由度

- ・現在のJEPXで出来ていること（小売の売り、発電の買い、アグリゲータの売り等、多様な売買）は実現できるようにしていただきたい。（東京ガス）
- ・セルフスケジュール電源が本当に自由に認められるべきなのか、検討が必要。（松村委員）

個別電源等に関 する意見

- ・需要家の生産ラインの稼働を変更したときに追加的に発生するインクリメンタルコストのようなものを、同時市場である程度対応できるならば、生産ラインの運用幅は広がる可能性。一方、 ΔkW と kWh を同時にDRがどういう形でコミットできるのかというと、テクニカルにはかなりナローパスか。DRとして、何ができて、何ができないかを精査し、活用の幅を広げるような道筋が見えればありがたい。（エナジープール）

(参考) 第1回検討会の意見概要②

委員・オブザーバーからの意見（概要）

電源起動・出力配分 ・ ロジックの技術検証（検証A）

- ・ SCUCやSCEDの解の性質が最適かや、実務的に運用できるかを確認することが大事。最経済だが、運用不能な場合は、モデルを変えながら、発電機全体の運用の制約を追加しながら計算することが必要。また、計算時間が長くなる場合もモデル化の工夫が重要。（横山委員）
- ・ 自由化前の系統運用で行われていたUCのアルゴリズムを参考にしてはどうか。（横山委員、JEPX）
- ・ 価格弾力性の値によって結果が大きく異なり得るのならば、その点に関する頑健性の検証が重要。（五十川委員）
- ・ 市場に必要な調整力や設備容量など、計画の観点からも今回のモデルの分析等を通じて、何か示唆を得ることが大事。（小宮山委員）
- ・ SCUC・SCEDの計算で、カーボンプライスや発電側課金を盛り込むのかどうかの考慮が必要。（JPEA）
- ・ 発電運用に影響するようなパラメータ等を扱う場合は、その妥当性について事業者の意見を聞きながら、検証作業を進めていただきたい。（JERA）
- ・ 系統規模はSCUCの実装の観点からは大事な論点。系統規模が拡大すると計算時間は非線形的に増加する可能性が多分にあるため、大きくしすぎると実装も困難。計算の工夫（整数変数は線形緩和する、時間の解像度を変更する、系統規模や需要データの利用可能性、風況や太陽光出力の考慮方法、等）が必要。（小宮山委員）
- ・ 電圧階級をどう扱うか、分散型高圧・低圧をどのようにモデルにくみこんでいくか、慎重に検討が必要。（JPEA）

価格算定の在り方 ・ 価格算定方法の検証（検証B）

- ・ 価格算定、精算の仕組みは非常に大事であり、再経済運用のメリットを需要家に還元でき、かつ、発電事業者のコスト回収ができるようにする必要。（横山委員）
- ・ 回収漏れ費用の多寡の検証は極めて重要な論点。（五十川委員、JERA）
- ・ SCUC・SCEDの結果をどのように価格算定に織り込むかは非常に大事。電源投資回収、電気料金の低減、日本特有の市場環境等を踏まえて検討することが大事。（小宮山委員）
- ・ ΔkW における固定費回収の取り扱いに注目。仮に、既定路線を超える固定費回収を考えているのであれば、それは容量市場の他市場収益に織り込むべきで、早急に容量市場の方も対応する必要。（松村委員）
- ・ 回収漏れ費用の回収については、 kW にまつわる費用ではないことを明確にすべき。（松村委員）
- ・ ネガティブプライスの議論が進むことを期待。（松村委員、JPEA）
- ・ 発電に支払う価格と小売から受け取る価格が同じ約定価格である必要は無い。ユニットごとに発電事業者を支払う金額はある程度決まっていて、それをどう小売から回収するかがポイント。（JEPX）

技術検証全体への意見

- ・ 変動性再エネの不確実性をどのように織り込んで分析するかも大事な観点。（小宮山委員）
- ・ シミュレーションの前提の議論も慎重に行うべき。同時市場の導入が早くても2028年ならば、足下の環境と異なる可能性。具体的には電源構成、制度面ではネガティブプライスやカーボンプライシング、セルフスケジュールの比率、ヘッジ浸透率、内外無差別の進展具合等。（enechain）
- ・ 計算機技術によって、将来的には実装できる可能性もあり、この観点から導入時期も重要になる。（河辺委員）

事業者の実務への影響、関係法令等との関連整理

- ・ 関係法令・事業者実務への影響は重要（市村委員、JWPA）。例えば、 ΔkW 等、現行制度と性質が変わる中で、ロジック検証だけでなく、権利義務関係等、並行的に議論が重要（市村委員）。
- ・ 一連の対応が現実的に実務的にワークするか引き続き整理をお願いしたい。（送配電網協議会）

費用便益分析

- ・ 費用便益分析の前提を共有することが重要。具体的には、どの視点（需要家目線か、 CO_2 排出量といった外部性も考慮するか、等）で、どの時間軸か。（五十川委員）

(参考) 第2回検討会の意見概要①

委員・オブザーバーからの意見（概要）

時間前市場の設計と調整力確保のタイミング

- 時間前市場が現行と同じくザラバ中心のイメージ（以下「イメージ①」という。）と時間前市場でも同時約定を行うイメージ（以下「イメージ②」という。）で二元論ではなく、イメージ①だとしても背後でSCUCを行い、調整力をリリースすればイメージ②と基本的には変わらない。その上で、前日で約定された結果を尊重することを前提とすれば、電源の効率的な運用・活用といった観点から、イメージ②を追求出来ないか検討していくのではないかな。起動速度が速い電源の有効活用といった点については、両イメージでどういう違いがあるのか精査する必要がある。今後、具体的な検討が必要だが、時間前同時市場を1回行い、その後ザラバを設けるといったハイブリッド型も選択肢としてはあるのではないかな。（市村委員）
- イメージ①は追加の ΔkW の確保イメージが無く、追加の工夫が必要と理解。一方、イメージ②は前日から当日に向けてSCUCを繰り返すので、 ΔkW の差替えが可能と理解。将来の再エネの導入拡大を見据えると、前日から当日にかけて ΔkW の持ち替えが可能な仕組みであることが望ましく、これが経済性だけでなく、安定供給にも資するのではないかな。（河辺委員）
- イメージ①は、時間前市場において ΔkW をどの程度リリースすることで最適となると保証されるのかわからない点とザラ場中心の取引では流動性を確保できるのかという点から運用可能か疑問がある。イメージ②の方針が望ましいが、イメージ①と②の中間的な形式はありえるので、運用上の実現性も考慮して制度を決めることが重要。（五十川委員）
- 足下の制度設計でもザラバに余った ΔkW を供出することが難しいという課題に直面しており、イメージ①と②が同じように機能するという発想は止めるべき。（調整力の）追加調達できることも重要であり、これが柔軟に出来るならば、調達量などにも大きく影響することになり、テクニカルな問題だけでなく、かなり難しい問題があることを認識する必要。一方で、イメージ②は本当にできるのが最大の問題。まず、イメージ②を前提として考えて、それでも色々な技術的な問題で難しいのであれば諦めるという検討が自然。（松村委員）
- 電力コストの低減や安定供給上もメリットが大きいので、時間前でも同時約定を目指すべき。求解時間が長く実装が難しい可能性がある中で、技術的なバランスを踏まえながら、時間前市場において、複数回の約定ロジックを実施することを長期的な目標とすべきではないかな。また、起動速度が速い電源の有効活用は非常に良い提案。（小宮山委員）
- BG制の下、発電事業者と小売電気事業者が計画値同時同量の達成に向けて、当日段階における需給調整に努力することで、再エネ変動を含めた残余需要の変動の抑制を図り、需給安定に貢献するということと、それでもなお需給変動が増える中で系統運用者が充分かつ適切な量の調整力を確保することの双方が引き続き必要。再エネが急激に拡大している状況で、電源の起動特性や今後の蓄電池などの拡大などの変化等も踏まえ、日本の特性に合致した市場の在り方の検討を深めてほしい。（関西電力）
- イメージ②の方が最新の需要予測あるいは電源状況に応じてメリットオーダーでの電源構成が出来ると思っている。システム負荷あるいは各事業者の入札・計画提出、色々な業務負担も考え、実務がワークするかも踏まえて、総合的に検討していかなければならない。（送配電網協議会）
- ゲートクローズに近い時間帯においても最適化を目指していく観点からはイメージ②が適当と考えるが、ただイメージ②を取った時に、誰がどういう動き方をするか、もしくは運用方法などに関して、さらに詳細な議論をする必要がある。（監視委）
- 再エネの導入が増えることで前日の計画値から大きくずれることもあり、また、起動速度の速い電源の有効活用など需要側の行動変容も踏まえると、技術的に可能な限り、都度、SCUCを回して全体最適とするのが望ましい。（JPEA）
- ザラバに委ねのではなく、Three-Part情報を基に約定していくというのが妥当。（エナジープール）
- 時間前同時市場について、前日同時市場の約定結果を尊重する意味合いや効率性を考えると、前日同時市場の約定結果をベースとして、時間前同時市場ではその時点の過不足分のみ調整するといった仕組みが考えられる。（JERA）

(参考) 第2回検討会の意見概要②

委員・オブザーバーからの意見（概要）

電源の調達・運用 に関するBGの自 由度

- ・長期固定電源以外をコストベースであるThree-Partで入札しなければいけないとした場合、発電事業者の電源の予見性といった観点からは課題が生じるため、相対取引については基本的には認められるもの。この論点は資料3のP.23のどの選択肢を選択するかに着目するが、各選択肢は本質的には大きな違いはない。効率的かつ安定的な需給運用の観点から、電源に関する必要な情報を市場運営者が把握出来ているかの透明性が重要であり、デリバティブ取引の論点も含めて法律上、会計上の課題もあるため、現時点で選択肢を狭めることは好ましくない。（市村委員）
- ・経済差替えについて、資料3のP.24の各方式について、どの程度実質的な違いがあるのかを、様々な観点（商先法、会計、効率性、技術的な観点等）から明確にする必要。経済的に望ましい方式は何なのかや、望ましい方式があったとして、他の方式と比較してどの程度アウトカムに差があるのかの検証が重要。（五十川委員）
- ・セルフスケジュールを認めないと色々な支障が出てくるという意見は、入札価格を事業者が決めることを考えれば不合理だと思う。高い価格に対する規律は有り得るが、色々な在庫等の制約があって、（燃料を）燃やさざるを得ない時に低い価格で入札することはどんな制度設計をしても認められるはず。セルフスケジュールを自由に認めることで9割方が不透明な取引に移行しかねないという状況下で、会計上の課題によりやむをえない場合であっても十分に考える必要がある。（松村委員）
- ・発電事業者は日々の国内の需要やグローバルな市況を踏まえて、燃料の貯蔵設備の制約や発電設備の運用上の制約、燃料調達契約に関するコマーシャル上の制約を考慮して調達・配船を行い、裏でデリバティブ中心のヘッジ取引も行うのが実態。燃料確保の観点を含めてヘッジを活性化することは、セルフスケジュール電源の存在にも関わり、長期契約含めて非常に重要。同時市場の設計においても、BGの自由度を確保した上での設計を議論することがいいのではない。（enechain）
- ・発電事業者が、中長期的な観点で、自らの設備の信頼性を確保し、燃料調達費用と安定性のバランスを実現できる電源運用を検討することが安定供給に資する。小売電気事業者目線でも、特定の電源種や地域の電源から供給を受けたいという需要家ニーズもあり、これはCN実現の中で、更に今後高まると思慮。小売電気事業者が調達先を選べる環境を実現するための発電事業者側の運用を考えることが必要。発電事業者の電源運用の実態を踏まえつつ、将来にわたっても各事業者が創意工夫出来るような調達・運用の在り方を考慮いただきたい。（関西電力）
- ・BGの自由度を残しつつ検討するのであれば調整力市場の焼き直しにすぎない。BG制を追求するのであればBGの責任や罰則を厳しくする必要。また、SCUC・SCEDの計算を行うのなら、時間前で何を売買するつもりなのか、良く分からないし、インバランスも含めて価格の動向には注意すべき。（JEPX）
- ・電源差替の方法については、系統運用者が電源停止をしっかりと把握できる仕組みとなっているのか確認しながら検討いただきたい。（送配電網協議会）
- ・予見性の観点については、AI技術等のおかげで需給バランスの予測精度が高まっており、BG内で実同時同量を組成することは可能になってくると思う。（エナジープール）
- ・発電事業者は、燃料運用や設備運用において平常時やトラブル時などの様々な制約を加味しながら、1日や週間断面だけではなく、年間などの長いスパンでも安定供給の確保を前提としつつ、最経済となるような運用に努めている。これらの運用制約をすべて特定して、かつ、市場の約定ロジックに組み込んで解決するというのは現実的には厳しい。市場設計の前提となる安定的、経済的な燃料確保の観点も踏まえて、慎重に議論すべき。（JERA）

約定価格の計算 方法や費用の回 収方法

- ・約定価格の計算方法については、容量市場と密接に関連しており、他市場収益控除の関係で入札の規律に大きく影響する。容量市場は4年先行するため、出来るだけ早めに容量市場の対応を考えなければならない。（松村委員）

(参考) 第2回検討会の意見概要③

委員・オブザーバーからの意見（概要）

電源起動・出力配 分ロジックの技術 検証（検証A）

- （需給バランス違反・送電制約違反等の）ペナルティ項の係数によって、どの程度アウトカムが異なるのかという点は、今後の将来的な実装において有用な帰結になるのではないかと。（五十川委員）
- 燃料費特性をもう少し細かくすべきかどうか、検討してほしい。多様な発電機、同じ起動特性のコンバインドサイクルであっても多様なデータを作って検証するのがよい。系統制約の観点から ΔkW の連系線におけるマージンの取り方を2030年以降を踏まえて検討した方がいいのではないかと。（横山委員）
- 週間で揚水の運用計画を求めることは非常に計算の時間がかかるので、ある程度割り切りや工夫が必要。（横山委員、秋元委員）
- 最適解からの誤差が受容可能なのかや、出てきた解を最適だと誤認しないか等、しっかり議論してほしい。（秋元委員）

価格算定方法の 検証（検証B）

- 費用の回収漏れに関する検証について、まずは実態整理が大切だが、個人的には、週間単位程度が合理的のように思う。（市村委員）

その他の意見

- 細部の議論をするうちに、いつの間にか大きな制度設計が決まることがないように、または、知らずのうちに関係者の間で認識の不一致が生まれることがないように具体的なイメージを持ち、議論していくことが重要。（監視委）
- 自然変動電源である風力発電の事業者の立場から、新たな時間前市場の設計においては実受給直前まで時間前取引ができるという観点や、ゲートクローズを1時間前のままにすべきかどうか重視して検討すべき。（JWPA）
- アグリゲーターの目線では、需給調整市場は大切なマーケット。最も金や手間がかかっているのはシステム開発で、ほとんど採算が取れないまま、新たな市場を迎えるのは悩ましく、こういったことにも考慮すべき。（エナジープール）

(参考) 第3回検討会の意見概要①

委員・オブザーバーからの意見（概要）

費用便益分析

- ①kWhとΔkWの同時最適化に伴う調整コストの削減と②広域大の混雑処理による全国メルットオーダーの推進による費用低減の二つが非常に大きなパート。（横山委員）
- 費用便益分析は、結果が数字ではっきり出るものなので、恣意的なものにならないように、数字が独り歩きしないように丁寧に実施する必要。一定の仮定を置きながら分析を行うことになると思うので、前提条件が変わった場合に、どの程度結果が変わるのかという頑健性の検証が非常に重要。定性的に議論せざるを得ない項目が定量的なものに比べて、本当にマイナーなのかは丁寧に議論する必要がある。実際に新しい制度に移行する際には主体別の費用便益というも論点としてあってもよい。（五十川委員）
- 横山委員の指摘の①②の効用が最大になると思慮。SCUCとSCEDを実施することで起動性能や運転性能といった電源の様々な機能を踏まえて無駄なく調整力の必要量を最適化し、起動計画を最適化することや、広域的に混雑処理をし、調整力を融通することで調整力全体を合理化することが便益の中心になると思う。加えて、同時市場の便益が最大化できるような調整力の区分の合理化も検討いただきたい。（小宮山委員）
- 同時最適の便益だけでなく、Three-Part Offerに変更したことによる便益の定量的・定性的な評価も必要。（市村委員）
- 同時市場において、何が費用で何が便益なのかに関して、丁寧にその定義を明確にし、定量的な分析をしっかりと行っていただきたい。どうしてもできない場合は、定性的な評価もしっかり行い、意見を拾い上げて行っていただきたい。（秋元委員）
- 中給は一定年数で更新がどのみち必要なことから同時市場の費用にはならない。（費用・便益に）入るかどうか判断に迷うものは今後教えていただきたい。簡略化した結果として、便益が過小・過大評価になっていれば最終的な段階で丁寧に説明いただきたい。（松村委員）
- 日本とアメリカの制度設計の違い（ノーダルプライス、ネガティブプライス、燃料調達等）に伴う、追加的な便益や費用もあるだろうから、大きな部分は漏れがないように評価すべき。（enechain）
- 費用について、同時市場を導入せずとも要した費用を想定して、同時市場導入による差分を明らかにする必要がある。中給システムの統合の費用は所与か否かは明確化する必要。加えて、市場約定システムの構築費用や小売電気事業者・発電事業者におけるシステム対応費用を対象範囲とするのか検討する必要。（監視委）
- どのような市場の仕組みを前提としたかに加え、発電事業者、市場運営者及び系統運営者等の各費用便益をどこまで分析に取り入れたのかを明確にし、導入の効果をしっかりと議論出来る形で分析結果を提示してほしい。（関西電力）
- 変動性再エネ等の扱いは、大きく影響を及ぼすこともあり得るので、その考え方については丁寧に検討いただきたい。また、（再エネの）活用の仕方で大きな影響が出るのであれば、何か方向性を示してもらうと、将来の変動性再エネの活用の仕方にも示唆が得られるのではないかと。（JPEA）
- 費用便益を考える際に、将来の施策をどう織り込むか、どう取り除くかは整理しておく必要（例えば、需給調整市場の取引前日化）。また、定性的な評価に留まるかもしれないが、市場の売り切れでスパイクが発生することが抑止される効果は事業者目線では非常に大きい。（東京ガス）

(参考) 第3回検討会の意見概要②

委員・オブザーバーからの意見（概要）

変動性再生エネの取 り扱い

- 順序として、同時市場におけるインバランス制度の在り方について議論した上で、FIT・FIP制度や再生エネ電源についての論点を議論すべき。すなわち、同時市場における調整電源の費用負担や各市場参加者の責務について整理が必要。同時同量やBG計画といった現行制度が続くという一定の想定を置いた議論を行っているように見え、混乱が生じることを懸念。（監視委）
- 事務局の整理に大きな違和感はない。風力発電の場合、出力予測は発電事業者よりは発電BGを担う再生エネアグリゲーターの役割と認識。相対契約については、大手だけでなく地域新電力の再生エネ調達のようなケースもあるので、ケース分けした整理がよいのではないかと。（ユース）
- 予備力・調整力の確保に際し、TSOがエリア全体での再生エネの出力予測を行い、その結果もBG計画と併せて用いることが重要。また、出力抑制を計画しているFIP電源が上げ調整力を提供すること等も技術的には可能ではないか。（河辺委員）
- 精緻な制度設計も重要だが、制度を具体化するために本当にシステム構築が可能かどうか踏まえて、議論する必要。（エナジープール）
- 変動性再生エネは不確実性への対処が重要になると思う。予測精度向上の動向も踏まえた上で、制度を考えることも大事。（小宮山委員）
- 現行制度を前提とするかどうかにかかわらず、誰が再生エネの計画を立て、入札をするのかといった検討は必要。（市村委員）
- 変動性再生エネの場合、出力抑制の時間帯であれば、場合によりアグリ調整力の活用も可能と思う。今後の検討課題に加えてほしい。（JPEA）
- 需要家ニーズ（フィジカル型コーポレートPPAやRE100等）にどこまで応えられるのかは気にする必要。（東京ガス）

同時市場とDR

- 共通化した費用積算やThree-Part Offer等が難しいという点や、予見性の観点から課題がある点等は理解。DRの特性を考慮に入れて、事業者目線に配慮した制度設計を今後行う必要がある。市場に供出される範囲において、現実的な範囲でしっかり情報開示ができるような制度にすべき。（五十川委員）
- 生産プロセスDR（特に電炉）について、最小停止時間や最小稼働時間を提供することで、同時市場での活躍が期待できるという印象を持った。（小宮山委員）
- 経済DRはkWh市場やΔkW市場に出づらいと理解したが、これは残念。一方、経済DRが市場に供出されなくとも、ある種の調整能力を発揮し、調整力必要量が減れば、安定供給にも資すると理解。できる範囲で積極的に（DRの）情報を出すという表明もとてもありがたい。インバランスやBG制度の設計の方がDRに直結する議論と理解。（松村委員）

※ その他、第3回検討会ではエナジープールジャパン株式会社からプレゼンテーションが実施されるとともに、プレゼンター（市村オブザーバー）と検討会参加者の間で質疑が実施された。詳細は第3回検討会資料5や議事録を参照されたい。

(参考) 第4回検討会の意見概要①

委員・オブザーバーからの意見（概要）

電源起動・出力配 分ロジックの技術 検証（検証A）



- ・日間単位を2日ずつ行うSCUCと週間単位のSCUCについて、前者はいい簡略化方法なものの、高需要期においては、土日に水位を上げ、金曜の夜に向けて水位を下げていく方法が最もいいとすると、後者の方が経済性が高い。両者の比較は興味深い。（横山委員）
- ・双対ギャップと費用の削減度合いを比較するといいのではないか。双対ギャップが緩くてもいいならば、早い（計算の）収束が可能。（横山委員）
- ・今回のシミュレーションは揚水の調整力を使っていないと伺った。揚水のLFCを利用したときにどうなるかに関心がある。（横山委員）
- ・市場支配力の確認のようなところは、市場管理者だけでなく規制当局も監視すると思うが、約定システムに不具合が生じていないか、改善の余地がないかといった検証は、市場管理者が行うことで改善すると思うので、その視点も持って議論すべき。（監視委）
- ・揚水も含めて厳密に計算ができるのであれば、厳密に計算を行うべきだが、いかに運用可能な範囲で簡略化するかが論点と理解。どの部分が対象できるかは経済的な影響を踏まえることが重要。（五十川委員）
- ・技術検証会において、3、4日後の運用は精緻化する必要がないとの発言があったが、日本と海外で同じ仕組みが合理的なのか、それとも違うのかは気になるところ。（市村委員）
- ・価格弾力性ではなく、SCUC・SCEDが複雑な系統と揚水・再エネの出力において、うまく回るかに主体を置くべき。（JEPX）
- ・双対ギャップの0.3%という閾値について、この制度を導入するメリット・費用便益分析に関係するので、丁寧に議論が必要。（秋元委員）
- ・今回のシミュレーション結果において、多くのケースで目標精度が未達であり、その問題の一つとして制約条件の多さが相当程度あると分析されている。対応策として、問題の単純化が検討メニューとして挙げられているが、発電事業者の運用には考慮すべき様々な制約条件があるので慎重な検討をお願いしたい。（JERA）
- ・週間計画を策定する目的は、揚水の水位の見通しを立てるとともに、起動時間がかかる電源の起動判断を行うことであるため、市場取引に用いるSCUCほどの精度は必要ないのではないかと。したがって、効率化手法を取り入れるといった方向性も取りうるのではないかと。次に、市場取引に用いるSCUCは約定結果に直結するため、より高い精度が求められる。計算時間が長く、実運用上の課題となるようであれば、例えばインプット方法や制約条件の設定を工夫するなど、必要な精度を確保しながら、最適化ロジックを高速化していくことも大事。検証全般について、詳細な市場ルールが明確になった段階で、系統情報や各事業者からの入札情報など、市場で扱うデータやその量を具体的に想定し、シミュレーションの過程で十分に検証・チューニングを行うことで、実用に耐えうる約定システムの構築が可能になる。（送配電網協議会）

米国 (PJM, ERCOT, CAISO) の市場 調査



- ・系統制約による ΔkW の発動制限について、アンシラリー用のマージンを設けた運用を行う方法と、 ΔkW も併せて運用容量以内に抑えるためのSCUCロジックを用いる二つの方法が考えられる。前者は経済性を損ねるおそれがある一方で、後者はアルゴリズムが複雑になるため、その実現性に懸念があり、それぞれメリット・デメリットがある。米国と日本の違いを意識して検討を進めていくことが重要。例えば、起動時間が短い電源が多いほど実需給の直前までSCUCが行えるので、 ΔkW の発動制限があまり深刻に問題視されていない理由になっているといったこともあるのではないかと。（河辺委員）
- ・Make-Whole-Paymentを踏まえると、PJMはセルフスケジュールを制限するよりは、Economic Dispatchにインセンティブを与える方向で運用されており、その結果Upliftが減ってうまくいっているのではないかと。（enechain）

(参考) 第4回検討会の意見概要②

委員・オブザーバーからの意見（概要）

米国 (PJM, ERCOT, CAISO) の市場 調査（続き）

- ステークホルダー等と丁寧に議論を重ねることはとても重要であり、例えば、融資の観点から金融機関等にも意見を聞いてほしい。また、再エネについて、系統全体として予測誤差あるいはインバランスを減らすためには、ISOの予測値の精度をどれだけ良化できるのかがポイントであり、本検討会の主要な論点ではないと思うが、留意点としてはどこかで触れてほしい。また、米国では、再エネはヘッジ手段を駆使できるマーケットブローカーが発電事業者に代わって市場に入札し、再エネの起動停止まで行うことが多いと聞く。米国におけるこのヘッジの実態と、それを日本でも実現し得るのかはぜひ整理いただきたい。（ユース）
- 日本の場合、再エネ電源、特にFIT電源等が存在する制度上の違いは大事なポイント。また、発電オファーの情報について、リアルタイム市場と前日市場の両輪での制度設計は重要。（小宮山委員）
- セルフスケジュール電源はプライステイカーという理解でいいか。その場合、市場価格が0円であれば、発電事業者は0円しか受け取れないことになる。火力発電など可変費が高い電源は赤字が生じることになるので、セルフスケジュール電源としてオファーするかは、事業者がその前提を踏まえて判断をすることになる。セルフスケジュール電源がこういうものであることはよく認識しておく必要。（監視委）
- セルフスケジュールに比べてプールスケジュール電源の方がよりUpliftを受け取る権利が多くなっているから、これがインセンティブであるというのは、理解できない。セルフスケジュール電源にUpliftはあるはずがないという当たり前の整理がなされているだけ。仮にインセンティブといった議論が今後もなされるのであればちゃんと説明が必要。また、PJMの議論をする際には、セルフスケジュールの部分だけを見るのではなく、全体の制度設計がどうなっているのか頭に入れてほしい。BG制やインバランス制度とも密接に関係している。例えば、BG制の下、BGが予備力を確保することで、他のBGの大規模電源が脱落して需給ひっ迫していても、その低い稼働率が維持されるとなると、社会的には無駄であり、安定供給上も深刻な状態になる。（松村委員）
- 調整力として供給できる電源に対してインセンティブを与えるという観点からは、調整力価格をシングルプライスにするか、マルチプライスにするかは原理的には効果がある。シングルプライスにすれば、それなりに儲かることになり、容量市場では価格は下がるかもしれないが同時市場では稼げる。また、容量市場に関して、需給ひっ迫時にセルフスケジュールの結果として最大限の供給力を供給しなかった事業者は容量市場のリクワイアメントを満たさなかったとすれば強いインセンティブになる。（松村委員）
- 再エネの予測誤差は発生するものの、大外しが起こる確率も踏まえながら、用意する調整力をいかに合理的に減らしていくかが重要。（JPEA）
- PJMにおいて、セルフスケジュールとして発電計画と発電量がずれた場合のペナルティはどうなっているのかについて関心があり、BG制とPJMの仕組みにおいて、どういう違いがあるのか整理していく必要がある。また、Upliftやセルフスケジュールなどの一側面を見るのではなく、制度全体としてどのように整理されているかや、実務的にワークするのか等を考えることは重要。（市村委員）
- DRのようなリソースがUpliftの適用対象になるのかに関心がある。回収漏れがあると、マーケットへの参画を促したとしてもどうしても二の足を踏む可能性がある。今後の議論においては、電源だけでなく、DRについてもイコールフットイングを考慮いただきたい。（エナジープール）
- ISOの制度変更による長期相対契約への影響について質問されているが、各社の制度変更の中身や長期契約の具体的な期間、市場取引の割合によって受け止め方が異なる。また、セルフスケジュールの定義が合っているかなど、前提となる各社の実態を把握した上で、（米国ISOの）回答を受け止めなければミスリードとなる可能性。（JERA）

※ その他、第4回検討会では各委員・オブザーバーからの質問に対して、金本座長、電中研（永田オブザーバー）、三菱総合研究所及び事務局から補足の回答があった。詳細は第4回検討会資料や議事録を参照されたい。

(参考) 第5回検討会の意見概要①

委員・オブザーバーからの意見（概要）

算定方法等の違いによる市場価格傾向（検証B）

- 価格算定方法の案B-1（同時最適のマージナル）はかなり高く、 ΔkW は別にあるとすると、この約定方法は不適切で、案A（ ΔkW なかりせばのマージナル）か案B-2（同時最適のシャドウプライス）という感じがする。一方、案Aと案B-2の結果の値が近いが、なぜ近いのかももう少し検証が必要か。（秋元委員）
- 案B-2は、コストが安く、上げの余力が存在する電源が選択されて価格が決まる点から、システマティックで、数学的にも美しく、非常に合理的な解であることが簡易的な計算の中でも現れていて、今後検討する際にも大変有用な方法。また、Upliftと市場価格はトレードオフの関係がみられるので、市場全体のコストを見る視点は非常に大事。加えて、LNGと石炭価格を熱量等価で見たときの値差によって最適な起動・運転パターンが異なると思うため、この相対的な価格比率にも着目して、市場価格がどのように推移するか、可能であれば分析いただきたい。（小宮山委員）
- 案Aから案B-2について、市場価格がシングルプライスで、Upliftで補填されるとなると、市場における総支払コストも含めて検討すべき。（市村委員）
- 定量的な評価も重要だが、実際に決まる価格がそもそもどうあるべきかという点が本来の話であり、この点、価格算定においては実際の限界費用を捉える仕組みがよいのではないかと。補填が少ないからという理由で、案B-1や平均費用の考え方を取るのには疑問がある。また、取漏れ判定期間については、日々最適化を行うので、コマ単位ではなく、PJMと同様に1日単位で判定するのが自然ではないか。（五十川委員）
- 案Aは ΔkW の制約を無視して、マージナルコストを計算しており、最適化の前提条件とは異なっている。一方、案Aと案B-2が同程度の価格となるのは、偶然なのか、一般的にこのような性質があるのか、今後の検証で考察が必要。（河辺委員）
- 価格算定の検証結果を踏まえて、最終的にどの案を採用するかは単純に各案の価格が低いものではなく、 ΔkW 価格を含めた価格算定方法全体としての合理性や電源の起動特性を踏まえた適正な価格シグナルを考慮の上、検討いただきたい。（JERA）
- ΔkW 価格がどう決まるのか、 kWh 価格とはどのような関係なのか、ボラティリティはどういう傾向を示すのかなど、全て見ないと事業者としてはどう影響が出るのかわからないため、明らかにしていただきたい。（東京ガス）
- 価格の動向を突き詰めて、卸取引や先物・先渡取引を行うので、プライスシグナルの観点や価格の傾向（ボラティリティ等）は非常に大事。（enechain）
- 発電事業を今後も維持していくためには、必要なコスト回収が可能かどうかを評価することが必要であり、最終結果を報告する際には検証の前提条件とともに価格の絶対値も提示いただきたい。（関西電力）
- 案B-2の場合、発電事業者としてはUpliftや ΔkW の収入がないと成り立たないと思うので、トータルでどういう価格になるかを考えることが重要。また、例えば、出力制御時にほとんどの発電所が最低出力で運転している際には、どの電源が ΔkW を確保するための電源なのか、自己都合のマスラン運転の電源なのかという選別方法も議論になってくると思慮。（監視委）

(参考) 第5回検討会の意見概要②

委員・オブザーバーからの意見（概要）

調整力に関する タスクアウト項目の報告 (中間報告)

- 資料4のP.17について、左の図はBG需要予測および供給力確保、右の図はTSO予測需要に応じた予備力確保と書いてある。これは単に整理だけの問題かもしれないが、見方によっては、調整力の考え方にとどまらず、BGの在り方そのものをどうするか議論しなければいけないようにも見える。（東京ガス）
- BG制かどうかは、法律的にはいずれでも問題ないと思慮。先の作業部会は、前日段階での電源起動を何を基準とするかについて、TSO予測がより合理的であるという議論がなされ、この考えに基づくと、前日からGCまでの予測誤差を予備力として、新たに確保していくということかと思われ、これはBG制の中でも適用可能か。（市村委員）
- 同時市場では予備力は増えるが、三次②などの商品と一緒に調達することで効率化が図られているのではないか。二次②と三次①の統合は一つの方角性かと思うが、必要量を確保できないリスクと、商品が増えることで必要量が増えてしまう懸念とのバランスではないか。また、広域的なエリア調達は効率化の観点から実施すべき。加えて、これは将来のことかもしれないが、慣性力の調達についても考える必要。（市村委員）
- 商品区分の集約化の方向性はよいが、実現可能かわかっていない。インセンティブ設計や、ある種のクオリティをピットに反映するなど、先行事例を参考として、検討を進めていただきたい。（五十川委員）
- SCUCを何度も行う上で、各電源の調整力として共有できる部分の障壁をなくすことは、コスト最小化を実現する上では大事。二次②と三次①を統合するのは合理的な提案であり、どのように調達コストが変わるか、可能であればシミュレーションしていただきたい。また、コスト最小化した際に、一次・二次・三次が最適となるかどうか、検討を深めることが大事。（小宮山委員）
- PJMにおけるGF機能の強制供出の記載について、このような仕組みを導入するか否かにより、事前に確保すべき調整力に影響を与えようと思慮。調達方法については、今後事業者の意見も踏まえながら、本検討会で議論いただきたい。（JERA）
- 商品区分の集約は正しい方向。一方、変動性再エネや需要家のリソースなど、リソースを最大限活用し、全体最適に近づける、あるいは、全体最適に役立つリソースの投資を呼び込むなど、新規参入の観点から商品区分は必要になると思うので、バランスは重要。（JPEA）
- 商品区分の見直しについて、SCUCの計算時間を短くし、計算頻度を上げていくために、現行の商品区分を集約する方向性に同感。時間前市場の開場頻度の観点からもSCUCを高い頻度で実施できる形が望ましい。また、調整力必要量の試算はあくまでも24年の導入量を前提しているが、将来を想定した試算をお願いしたい。時間内変動については、広域運用不可が前提とされているが、増強される連系線をどこまで有効活用するかなど、運用を広げた場合の試算もあってもよいのではないか。（ユーラス）
- 長期的には混雑を前提とする系統になり、調達エリアが細分化された場合、計算時間等に影響が出てくる。検証Aとも歩調を合わせて議論を進めたい。（電中研）
- 商品区分ごとに技術的に可能な限り、広域での市場を目指す方針に異論はないが、エリア内での工夫や市場分断が生じるようなエリアの最小単位をどうしていくかは、エリア内混雑の管理手法やkW市場のエリアの最小単位なども含めて検討していくような課題と理解。また、現行の需給調整市場は連系線の使用量を減らす観点で自エリア優先約定ロジックが含まれているが、費用負担がエリアに遍在することもあり得るので、この運用を踏襲すべきかどうかは検討する必要がある。（監視委）
- 需給調整市場と同時市場における必要量の比較について、TSOの確保必要量が低減しているのは三次①と二次②の集約による効果とTSO計画基準へ変更することによる精度向上によるものと認識。前日からGCまでの予測誤差について、電源の追加起動判断を行うことで必要な予備力も低減でき、効率的な運用になるものと理解。また、今までの議論からすると、TSOはGC以降の需給調整の対応をすることに変わりはなく、GC以前は市場にて対応するものであり、確保主体は別途整理が必要。GC以前の予備力の確保主体やΔkW-Iの取り扱い、発電・小売・送配電の各事業者の役割分担を踏まえた負担の関係についても整理をお願いしたい。（送配電網協議会）
- 同時市場になれば、社会的コストをどう下げていくかという観点が重要になるので、二次②と三次①などをまとめていくのは合理的。また、FITからFIPに変わる中で三次②がどうあるべきなのかの議論も必要。加えて、統合化にあたっては、調整力不足にならないように議論を進めていただきたい。（エナジープール）

(参考) 第5回検討会の意見概要③

委員・オブザーバーからの意見（概要）

DRの取り扱い

- 約定規模により対象顧客範囲が変化すると、DRアナウンスが困難となることから、kWh市場での入札か、 Δ kWでの入札かを指定できる仕組みが必要という記載があるが、この点はそのとおりであり、事業者の制約を入札情報に反映し、その制約を組み入れて最適化を行うことがよいのではないかと思慮。また、kWhと Δ kWのベースラインを統一することが可能なのか、考え方として適切なのかは疑問。DRは性質が異なるので、 Δ kW市場とkWh市場を分けることが自然にも思うが、そもそも両方の市場への入札需要がどの程度あるかにも依存すると思うため、この点も踏まえて検討いただきたい。（五十川委員）
- DRは同時市場導入後でも社会の中で様々な形で活用されていくべき。その際、インバランス制度がどうなるのかにもかかわるので、これも含めて考える必要。市場外DRが小売電気事業者のインバランスを解消する手段になりうるという視点もあるのではないかと。（監視委）
- DRの普及は小規模DRを含めて推進する必要があるため、基本的には市場外DRであっても、市場向けDRにもできる限り参加できるように要件を作るのが望ましい。（東京ガス）
- 全体最適を通じて、コスト最小化を図るために、DRに関してもThree-Part Offerや付随する技術情報を提供するのが原則か。実態を踏まえて、起動費はゼロにするといった対応を行えばよいのではないかと。（小宮山委員）
- TSOから把握できないDRについて、太陽光の場合は、自家消費や配電系統のBehind-the-meterが入ってくる。その時に残余需要に大きな影響を与える可能性があるため、上手く把握していくことが課題。（JPEA）
- 取引しやすい環境を整備し、市場競争を促すといった方向性がいいと思慮。容量市場で落札されるDRの発動タイミングについては、市場供出を求めるなどのアレンジも有り得るのではないかと。（市村委員）
- DRのアグリゲーションについては、複数のリソースの組合せによる調整力の要件確保など、再エネの拡大を見据えても意義のある取組み。DRの拡大の観点も踏まえつつ、今後の検討をお願いしたい。（関西電力）
- DRのベースラインは事業者の経営哲学次第で操作できることを踏まえると、適正な事業報酬率を上乗せした上でのコストベースであるべき。またkWhと Δ kWのベースラインについては、ゲーミングのリスクや、需給ひっ迫時のDRが安定供給のラストリゾートとなっている実態を踏まえると、同じベースラインであるべきではないかと。また、DRリソースは負荷だと思慮することが多いが、需要家の生産ラインは需要であり、需要家の生産ラインには後工程や顧客に提供する商材がある。エネルギーコストの低減に寄与するDRと顧客への商材の便益の分析をどこまで考慮できるかに行きつく。こういったことを加味した上で、幅広い議論をしたい。（エナジープール）