

電力・ガス基本政策小委員会への中間報告 について

2024年6月19日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

電力・ガス基本政策小委員会への中間報告

- 第6回検討会（2024年2月5日）で御報告したとおり、現在、電力・ガス基本政策小委員会（以下「小委員会」という。）において、電力システム改革検証が実施されている。本年2月以降、有識者・事業者ヒアリングを行っており、同時市場に関わるプレゼンテーションや発言もいくつかいただいているところ。
- 第76回小委員会（2024年6月17日）で一旦全体のヒアリングが終わったところでもあり、電力システム改革検証における同時市場関連の議論材料の提供のため、一度、小委員会に対して、本検討会の議論進捗の報告をしたい。
- 小委員会への報告資料案（P.8以降）を作成したので、その内容について、御議論いただきたい。
- なお、小委員会への報告はあくまで中間的な報告の位置づけのため、これまでの議論について、詳らかに全てを網羅する形でなく、代表的な論点や概要についてまとめる形としている。また、事務局としては、小委員会への中間報告ののち、これまで本検討会において議論した内容の詳細について、取りまとめ作業を行いたいと考えている。

(参考) 電力システム改革検証の進捗状況

第6回同時市場の在り方等
に関する検討会（2024年
2月5日）資料3より抜粋

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。

5

第76回電力・ガス基本政策
小委員会（2024年6月
17日）資料3より抜粋

電力システム改革の検証に係るヒアリングの予定

- 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）の主な項目を踏まえ決定する。

（2023年）

12月26日（第68回）： 検証の進め方

（2024年）

1月22日（第69回）： 電力システムを取り巻く現状

2月27日（第70回）： 総論

3月13日（第71回）： 小売全面自由化

4月17日（第73回）： 海外の電力システム改革の動向

5月 8日（第74回）： 送配電の広域化・中立化

6月 3日（第75回）： 市場機能の活用・供給力確保策

<今回> 6月17日（第76回）： 事業環境整備(分散化、デジタル化、グローバル化等)

※ ヒアリングについては、今回が最終回

2

(参考) 電力・ガス基本政策小委員会への報告

第62回電力・ガス基本政策
小委員会（2023年5月30
日）資料4-1より抜粋

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。**

28

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

今後のスケジュール（案）

- 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。



10

(参考) 電力システム改革検証における同時市場関係の議論 (概要)

- 同時市場は、 ΔkW と kWh を効率的に利用可能にできるメリットがある一方で、色々な改良や再設計が必要になる。特に、発電事業者の燃料調達の情報まで考慮することは非常に難しいので、発電事業者の長期的な効率性を達成できるかどうかは懸念がある。(日本エネルギー経済研究所・寺澤理事長)
- 寺澤理事長の資料の最後、効率的な需給運用のところで、オプションで同時市場の導入と需給調整制度の改良という欧州型の2つが対比され、どちらかを選ぶというようなプレゼンをされていた。最近調べていると欧州でも、同時最適化の検討がしばらく前から行われていて、昨年11月に今のアルゴリズムを改良して同時最適化ができるようにする提案について、パブリックコメントをやっていた。(金本オブザーバー)
- 揚水発電所の利用を考えると、BGは市場価格の安い時間帯に揚水し、高い時間帯に発電するなど kWh 面、経済面で活用し、調整力としての活用は限定的。TSOにおいては、供給力・調整力のための揚水の全体最適運用が可能と考える。将来入る大量の蓄電池発電所も含め、揚水の貯蔵設備をTSOが常時運用できる仕組みを考えるべきではないのか。今検討されている同時市場の機能によって貯蔵設備の有効活用ができるので、この機能が期待されていると考える。(東京大学・横山名誉教授)
- 同時市場はまだ検討会での議論中であり、導入ありきではなく、慎重な検討が必要と考えている。(村松委員)
- 短期の市場としては同時市場を期待している。一方で供給側という視点でいくと、同時市場で送配の方に権限が委ねられてくると、発電側にとっては懸念も大きくなる。(秋元委員)
- 本年4月から需給調整市場で扱う商品が拡大しているが、募集量に対して応札量が約定量が達しない未達の状態が続いており、監視等委員会としても応札行動の分析等を進めている。現在検討されている同時市場の導入により、卸電力市場と需給調整市場の同時最適が図られるものと理解。(監視等委)
- 同時市場について、発電側、小売側の両方の視点があるが、目下の視点の中心は小売側。発電側は、長期の電源見合いで、卸売次第でリスクヘッジを図る考え方も理屈上はあり得るが、小売側においては、顧客の需要や数量が、日々・年々変動するものであり、市場を活用することは不可避と考える。目下、需給調整市場やスポット市場など複数の市場が併存しており、それぞれの市場価格変動が激しくなっていることが、このリスクとなっている。何らかの合理的な価格形成が図られることが必要であり、その手段の例として、同時市場に期待している。(出光興産・吉田部長)

(参考) 電力システム改革検証におけるヒアリング資料 (同時市場関連)

第70回電力・ガス基本政策小委員会 (2024年2月27日) 資料5
(日本エネルギー経済研究所 寺澤理事長の説明資料) より抜粋

効率的な需給運用：調整力の最大限活用

8

(1) ΔkWとkWhの効率的利用のための2つのオプション

- **オプション①：同時市場の導入** (ΔkWとkWhの同時調達) ※米国RTO/ISOで実施
- **オプション②：需給調整制度の改良** (現行の前日スポット市場の枠組みは変更せずに、ゲートクローズを実需給に近づけ、バランシング間隔を短縮) ※欧州で実施

	同時市場の導入	需給調整制度の改良
利点	・送配電側がΔkWとkWhを効率的に利用可能。 (※ 未利用のΔkWをkWhでも活用可能) ・送配電側が限界費用、起動費や最低出力コストを考慮するため効率的な計画を策定することが可能。	・現行制度の改良であるため発電・小売側の負担が少ない。(※ 日本の電力システムは欧州型を基本としているため、親和性が高い) ・各発電事業者がそれぞれの燃料確保の状況等を踏まえて長期的な電源運用を行うことが可能。
欠点	・発電・小売側はシステム改良、業務フローの再設計や職員のトレーニング等の負担増加。 ・各発電事業者の燃料制約等の情報まで考慮することは困難であるため、長期的な需給運用の効率性を達成できるか懸念。	・発電・小売側が適切に需給調整を実施できるか懸念。 ・ΔkWとkWhの非効率な運用は残る。 (※ 未利用のΔkWが部分的に残る)

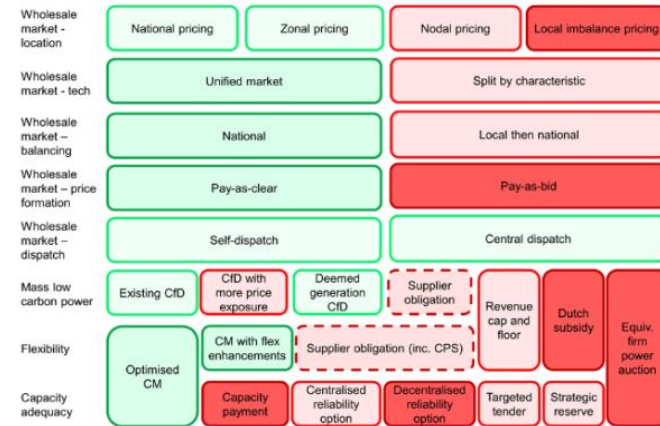
(※現状では三次調整力① (応動時間15分以内)、三次調整力② (同45分以内) の市場化が行われており、2024年度以降に一次調整力 (応動時間10秒以内)、二次調整力 (同5分以内) の市場化が実施される予定)

- **高速周波数調整市場 (応動時間1秒以内) 等の創設** によるインセンティブ強化 (※英国で導入されたDynamic Containment等)
⇒ 蓄電池等の導入促進

第73回電力・ガス基本政策小委員会 (2024年4月17日) 資料3 (IEA Pablo Hevia Koch
Head of Renewable Integration and Secure Electricityの説明資料) より抜粋

Design of power markets is being reviewed in many systems

iea



UK analysis has reaffirmed the role of wholesale markets and marginal pricing, as well as put focus on need for capacity and adequacy through long term markets.

IEA 2024. All rights reserved.

Page 7

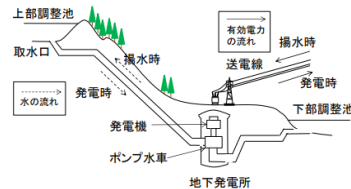
第74回電力・ガス基本政策小委員会 (2024年5月8日) 資料10
(東京大学 横山名誉教授の説明資料) より抜粋

調整力確保 — 揚水の活用 —

- ・2024年4月より需給調整市場においてすべての商品が取引開始。
- ・まだ市場は始まったばかりではあるが、調整力として最も期待される大量の揚水機が、調整市場に出てこない状況にある。
- ・調整力はあるが、需給調整市場が機能していないと見られてしまうのは望ましくない。

BG : 市場価格の安い時間帯に揚水し、高い時間帯に発電するなどkWh面 (経済性) で活用する。調整力としての活用は限定的となる。
TSO : 供給力(kW)、調整力(ΔkW)のための揚水、その発動としての発電、全発電機の経済性向上(kWh)のための運用 (全体最適運用) が可能である。

- ・TSOが揚水機の一部を、常時運用できる仕組みを考えるべきではないか。
- ・揚水発電事業者には適切な報酬が得られるのが前提



将来の同時市場の機能が期待される

6

第75回電力・ガス基本政策小委員会 (2024年6月3日) 資料10
(出光興産 吉田部長の説明資料) より抜粋

課題認識と期待①市場機能活用・供給力確保に関して

現在検討中の同時市場の導入や、長期脱炭素電源オークション、電源オープンアクセス (内外無差別卸売等) の深化により、下記課題認識の解消が進むことを期待致します

現状認識

- 複数市場が併存。価格変動が激しく、予見も困難
- 短期相対調達も市場価格に大きく影響される

事業者としての課題

市場活用が収支面等、事業の大きなリスク要因に。

適した土地・リソースがあっても電源投資の判断が困難

安定供給力へのアクセス能力が小売販売の制約条件に

今後への期待

資源価格・需給等と整合した、市場価格形成の実現
・同時市場導入推進・導入時期の明示化

電源投資判断の後押し (長期脱炭素電源オークション)
・水素・アンモニア等に関する市場・制度設計の進展
・系統用蓄電池の最低入札容量水準の維持

電源・小売双方がWin-Winとなる形で電源へのオープンアクセス機会の拡大
・内外無差別取引の推進と継続実施の明確化

idemitsu

Copyright © Idemitsu Kosan Co., Ltd. All Rights Reserved.

11

(補足)「限界費用」という用語の使い方

- 本検討会においては、限界費用という言葉が2つの意味で使われている。
- 一つはThree-Part Offerの一要素である「限界費用カーブ」である。これは、発電機の出力を1kW増加させるときにかかる追加費用のことである。海外では、Incremental Energy OfferやIncremental Energy Cost Curveといった記載がなされている。
- もう一つは、日本の現行制度における「スポット市場の限界費用余剰全量供出」といった文脈で記載される「限界費用」である。これは「コストベース」といった文脈で使われている場合が多い用語であると思われる。
- この両者を混合しないように、今後は前者（Three-Part Offerにおける構成要素である限界費用カーブ）の方については、「増分費用カーブ」という書き方にしたい。

電力・ガス基本政策小委員会への 中間報告資料（案）

1. 「同時市場の在り方等に関する検討会」設置 の背景・目的等

①検討会設置の背景・目的・検討の全体像

②同時市場の意義

2. 目的①：同時市場の仕組みの具体化

3. 目的②：費用便益分析

同時市場検討の経緯と「同時市場の在り方等に関する検討会」の設置

- 電力の効率的・安定的な調達について、卸電力市場や需給調整市場の取引の最適化に係る課題、一般送配電事業者における需給運用上の課題、発電事業者の電源運用や小売電気事業者の電気の調達における課題など、様々な課題が顕在化している。
- 実需給直前まで出力が変動する変動性再生可能エネルギー電源を大量に導入し、需給運用の困難さが増すと、これらの課題は更に拡大することが想定される。一方、これらの課題に対応できないことで、再生可能エネルギーの導入に遅れが生じ、2050年のカーボンニュートラルが達成できないことは許されない。**S+3Eの大原則を担保しつつ、カーボンニュートラルと両立させるためには、それに対応する電力システム・電力市場の仕組みの不断の見直し・アップデートが求められる。**
- これらを踏まえ、以下のとおり検討を進めてきたところ。これまでの議論の結果、市場に**Three-Part Offer（①起動費、②最低出力費用、③増分費用カーブでの入札）を導入するとともに、kWhとΔkWを同時に約定させる仕組み**等の提案がなされた（以下、実需給の1週間程度前から実需給までの間に、安定的な電源起動・運用とメリットオーダーを追求する枠組み全体を「**同時市場**」という。）。
 - － 第41回電力・ガス基本政策小委員会（以下「小委員会」という。）（2021年11月18日）において、勉強会設置の提起
 - － 卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会（以下「勉強会」という。）の実施（2021年12月28日から2022年6月20日）
 - － 第51回小委員会（2022年6月30日）において、勉強会取りまとめの報告、新検討体制の提起
 - － 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（以下「作業部会」という。）の実施（2022年7月29日から2023年4月25日）
 - － 第62回小委員会（2023年5月30日）において、新たな検討会と検証体制の構築の提起
- 作業部会の取りまとめの報告を受けた第62回小委員会（2023年5月30日）では、更に詳細な検討を行うため、有識者や事業者を構成員とした新たな検討会を設置することとされた。これを踏まえ、「**同時市場の在り方等に関する検討会**」（以下「検討会」という。）が設置され、これまで10回にわたって議論をしてきたところ。

再エネ大量導入に対応可能な市場制度の構築

- 現行、我が国においては、kWh市場（スポット市場、時間前市場）とΔkW市場（需給調整市場）が分散している市場制度を構築・運用（※）。これまで経験してきた課題の解決と再エネ大量導入という将来的な環境変化への対応が可能な市場制度を再構築することが必要。

（※）必要な供給力・調整力の確保という観点からは、容量市場や相対取引、先渡市場、ベースロード市場等、多種多様な市場が存在するが、ここでは、実需給の1週間程度前以降での取引について記載。

課題 ▷ 環境変化 ▷ 解決策

- **市場価格の高騰・不安定化の緩和**
 - ✓ 2020年度冬期の需給ひっ迫・市場価格高騰、需給調整市場の調達未達・価格高騰
- **供給力・調整力の効率的・安定的な確保・運用**
 - ✓ kWh市場、ΔkW市場それぞれの部分最適化（ΔkWの過剰調達・調達不足）
- **効率的・安定的な需給・系統運用**
 - ✓ 再エネ出力制御による需給運用の難化、地域内の系統混雑の拡大

変動性再エネの更なる大量導入による上記課題の拡大

同時市場の導入

- kWh市場とΔkW市場の一体化
- 発電機特性を踏まえた市場約定ロジック（Three-Part Offer）の構築
- 一元的な情報把握及び系統制約を考慮した発電計画の策定

(参考) 勉強会において提案された仕組みのイメージ

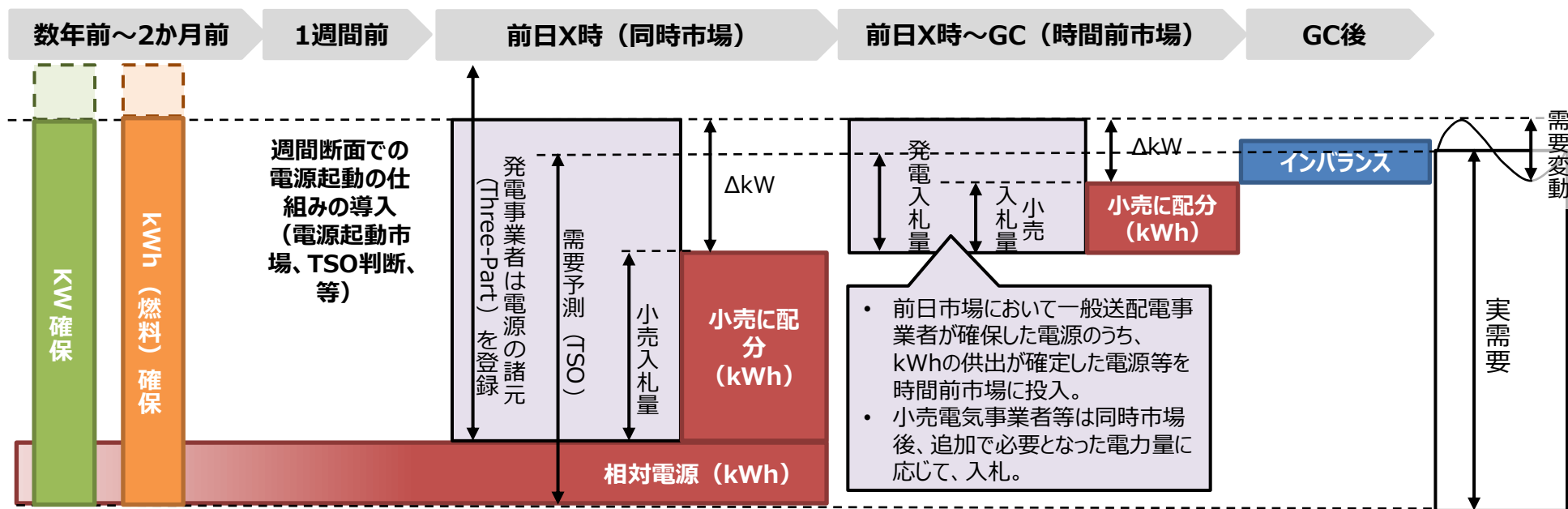
- 中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿として、以下が提案され、作業部会を経て、検討会において、週間断面から実需給までの一連の仕組みについて、議論中。

「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する勉強会」取りまとめ（2022年6月20日）を一部修正

具体的な仕組みのイメージ(※)

- 週間断面での電源起動の仕組みを設ける。
- 前日X時にkWhとΔkWの同時約定市場を設ける。
 - ✓ 発電事業者が電源諸元（①起動費、②最低出力費用、③増分費用カーブ）を市場に登録（Three-Part Offer方式）。
 - ✓ 小売電気事業者は買い入れ価格・量（kWh）を入札。
 - ✓ 同時市場において、翌日の需要予測に従って、過不足なく、電源を立ち上げる（kWhとΔkWを確実に確保）。
- 前日市場において一般送配電事業者が確保した電源のうち、kWhの供出が確定した電源などを、時間前市場に投入する。小売電気事業者等は実需給に近づくにつれて精緻化される需要予測を元に、**時間前市場で売買を行う。**
- GCまで小売に配分されていない電源は、一般送配電事業者が実需給断面における需給調整に用いる。

(※) 必要なkWh及びΔkWが確保されていることを前提。



（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) 第62回小委員会の議論 (同時市場関連)

- 作業部会の取りまとめについて、第62回小委員会 (2023年5月30日開催) において報告が行われ、今後の進め方等について議論が行われた。
- その際のコメントは以下のとおり。

(参考) 第62回小委員会 (2023年5月30日開催) 委員等のコメント

- ・ 市場・系統運用の効率化に非常に期待している。再エネの導入やDRを含めて考えると、同時市場の検討はさらに複雑さを増すが、アメリカ等でも小さなリソースをどのように需給に活用していくかという議論が進んでいるところであり、(日本でも) 早急に(同時市場を) 立ち上げていただきたい。(岩船委員)
- ・ リスク管理の根本的な在り方は、同時約定の問題だけでなく、供給側と需要側でどのようにリスクを分担するかということも含めて整理していただけるとありがたい。(松橋委員)
- ・ 同時市場は多くのプレイヤーにインパクトを与えようと思慮。特に供給力確保、電源の維持・新設は重要。同時市場と発電力確保は互いに影響するものではないのか、それとも発電事業者の一部退出に繋がり得るのか、発電全体を俯瞰した議論が必要。また、すでに相当細かく議論されてはいるものの、市場の決定には幾つか詰めていかなければならない事項があると理解。システム開発はかなり複雑なものになることを考えると、拙速に進めずに、きちんと練り上げた形で運用を進めていただきたい。また、広範な影響があるため、発電・小売に対して意見を聞く機会が必要ではないか。(村松委員)
- ・ 同時市場の導入は、次期中給システムの導入スケジュールを考えると幅のある話。一方、同時市場の議論は、足元の改革にも大いに役立っている。現状、システム開発ができるところまでは議論が詰まっていなかったため、事業者からの意見を聞くということも含めて、引き続き、細部にわたる議論が継続されることになると思う。(松村委員)
- ・ 技術的な議論が先行してしまい、骨太の議論が見えにくくなることを懸念。電力システムが複雑化する中でも、ある程度忘れずに骨太の議論を行うことが重要。(大橋委員)
- ・ 市場取引の枠組みを非常に大きく変えるもので、市場参加者のシステム、運用面に多大な影響があると想定される。詳細検討において、実務的な検証をしっかりと行うことはもちろんだが、導入に当たっては、十分な試行期間を設けるなど、慎重かつ丁寧な対応を求める。(佐々木オブ)
- ・ 市場の実現は、広域機関、JEPX、一般送配電事業者など多くのプレイヤーに関わる大きな変更を伴うと理解。運営方法や運営主体の中立性の確保などを含め、法的な整理も必要。詳細な議論も必要だが、大きな枠組みについても、しっかり議論する必要。メリットオーダーの実現やインバランスの処理等については、非常に期待を持てる議論がされているが、いずれ、混雑管理についても議論する必要がある、その点も忘れずに詳細検討する中で議論していただきたい。(新川オブ)
- ・ シミュレーションや便益評価などを行う際には、一般送配電事業者として検討に協力したい。(平岩オブ)

(参考)「同時市場の在り方等に関する検討会」の委員等構成・開催実績

委員等名簿（2024年6月19日時点）

※五十音順、敬称略、◎は座長

（委員）

秋元 圭吾 公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループ グループリーダー
五十川 大也 大阪公立大学 経済学研究科 准教授
市村 拓斗 森・濱田松本法律事務所 パートナー 弁護士
◎金本 良嗣 政策研究大学院大学 客員教授
河辺 賢一 東京工業大学 工学院 電気電子系 准教授
小宮山 涼一 東京大学大学院 工学系研究科 教授
松村 敏弘 東京大学 社会科学研究所 教授
横山 明彦 東京大学 名誉教授

（オブザーバー・事務局）

石坂 匡史 東京ガス株式会社 執行役員 エネルギートレーディングカンパニー 電力事業部長
市村 健 エナジーホールジャパン株式会社 代表取締役社長兼CEO
國松 亮一 一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
齊藤 公治 関西電力株式会社 理事 エネルギー・環境企画室長
新川 達也 電力・ガス取引監視等委員会 事務局長
永田 真幸 電力中央研究所 グリッドイノベーション研究本部 ネットワーク技術研究部門長
西浦 寛 株式会社ユーラスエナジーホールディングス 国内事業企画部 担当部長
野澤 遼 株式会社enechain 代表取締役
東谷 知幸 株式会社JERA 企画統括部 調査部 上席推進役
増川 武昭 一般社団法人太陽光発電協会 事務局長代理兼企画部長
山本 竜太郎 送配電網協議会 理事・事務局長

大山 力 電力広域的運営推進機関 理事長
長窪 芳史 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
筑紫 正宏 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 政策課 電力産業・市場室長
小川 要 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課長

開催実績

- 2023年8月3日 第1回
- 2023年9月20日 第2回
- 2023年10月23日 第3回
- 2023年11月27日 第4回
- 2023年12月27日 第5回
- 2024年2月5日 第6回
- 2024年3月18日 第7回
- 2024年4月19日 第8回
- 2024年5月22日 第9回
- 2024年6月19日 第10回

検討会の目的

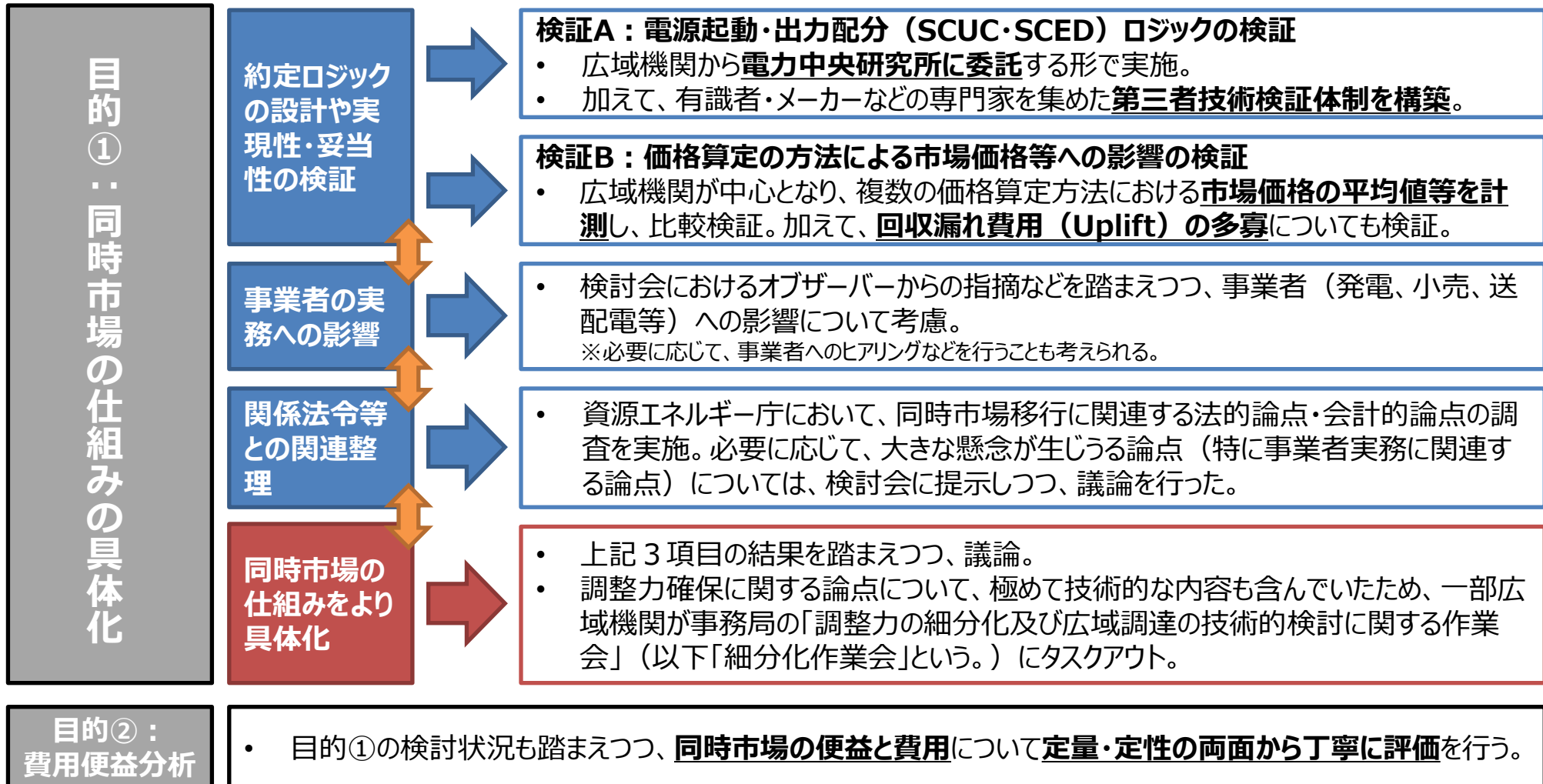
- 作業部会の取りまとめにおいては、「本書の提案の中には複数案を提示したものもあり、今後、これまでの整理を踏まえて、約定ロジックの設計や実現性・妥当性、事業者の実務への影響、関係法令等との関連整理など更に具体的に検証することが必要となる。また、新たな仕組みに関する導入の適否を判断するにあたっては、当該検証内容も踏まえて、同時市場を導入した際の費用便益分析などを行うことが必要となる。」とされている。これを踏まえ、本検討会の目的は以下の2点とした。

<検討会の目的>

- ① 作業部会における提案について、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など更に具体的に検証を行い、同時市場の仕組みをより具体化すること。
- ② 上記の具体化の結果も踏まえつつ、同時市場の導入の可否の判断に資するため、費用便益分析を行い、その妥当性について評価すること。

同時市場に関する検討の全体像

- 前ページの目的に照らし合わせて、技術的・定量的な分析も含めて、以下のとおり、検証・議論を行った。



(参考) 約定ロジックの設計や実現性・妥当性の検証

- 同時市場の制度全体で必要になるのは「入札」「約定（電源起動・出力配分、価格算定）」「精算」の仕組み。電源起動や出力配分は次期中給システムとも連携が必要であり、また、市場システムとして社会的余剰の最大化の観点からは電源起動等のみならず、価格算定や入札・精算の仕組みも整える必要があると考えられる。
- 検討会においては、入札・精算の仕組みの前に市場全体のコアとなる約定ロジックの検討が重要と考えられ、以下を中心に検証を行った。

A) 電源起動・出力配分 (SCUC・SCED) ロジック

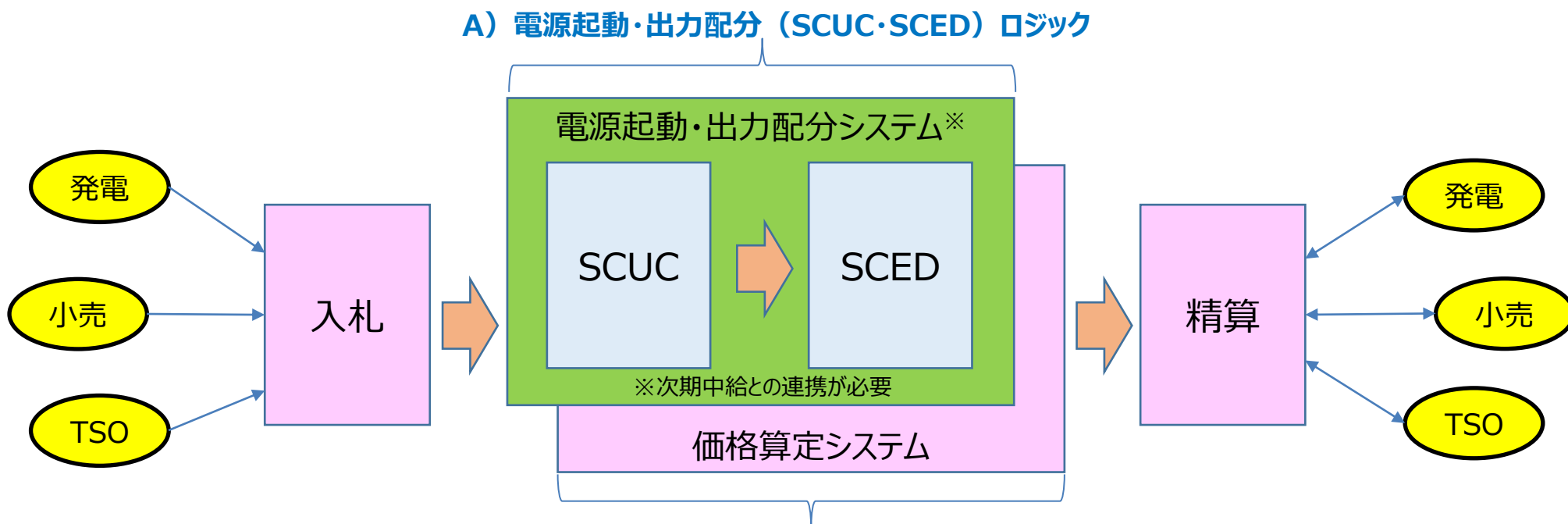
B) 価格算定の方法による市場価格等への影響

※SCUC：系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、増分費用が最経済となるように起動停止計画を策定すること。

Security Constrained Unit Commitmentの略。

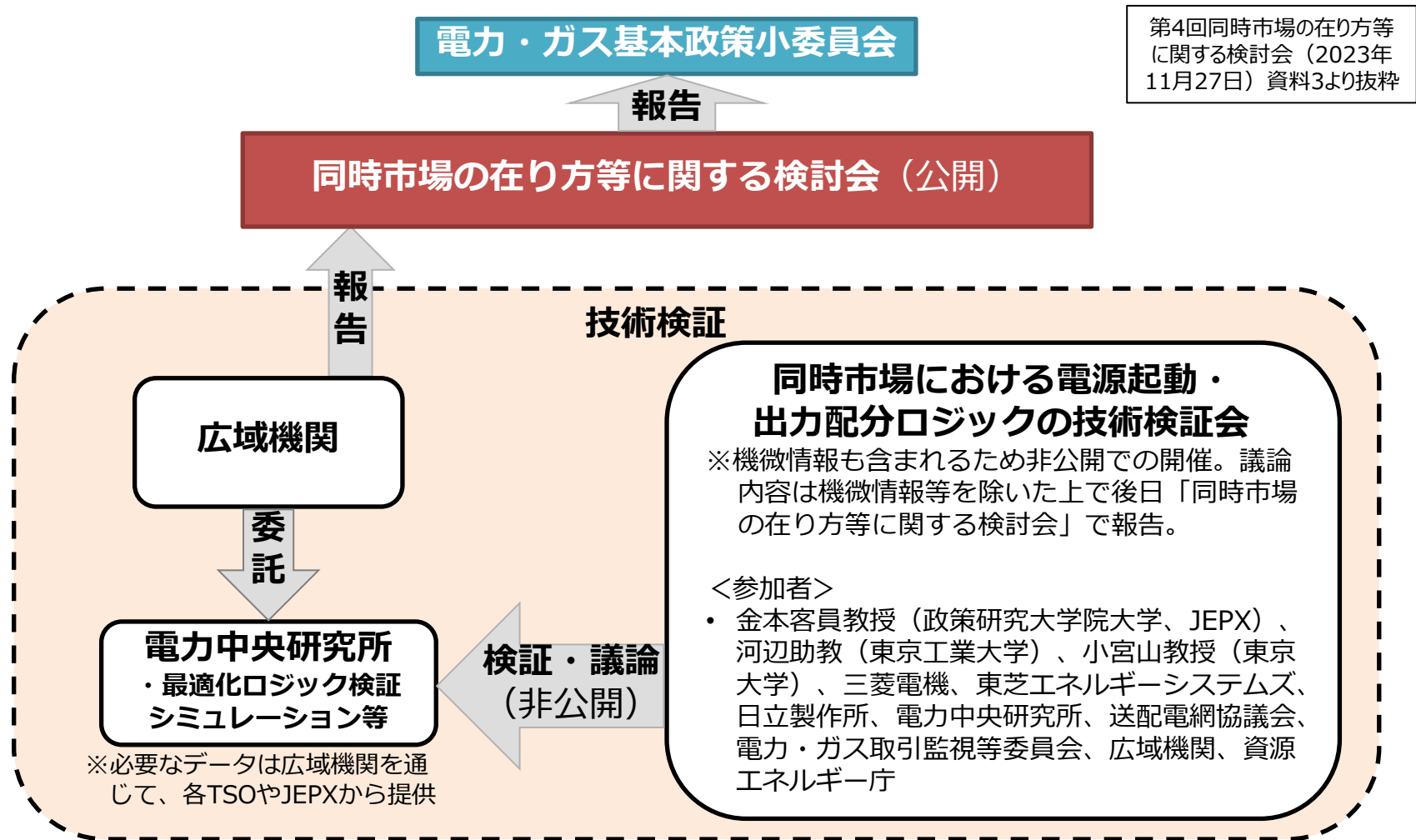
※SCED：系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、増分費用が最経済となるように経済負荷配分を決定すること。

Security Constrained Economic Dispatchの略。



B) 価格算定の方法による市場価格等への影響

(参考) 検証A：電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックの検証



(参考) 検証A・B、細分化作業会の詳細

- 検証A・B、細分化作業会の議論の詳細については、以下の資料を参照。

＜検証A：電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックの検証＞

- ・ 第2回検討会（2023年9月20日）資料4
- ・ 第4回検討会（2023年11月27日）資料4
- ・ 第6回検討会（2024年2月5日）資料4
- ・ 第8回検討会（2024年4月19日）資料5
- ・ 第10回検討会（2024年6月19日）資料4

＜検証B：価格算定の方法による市場価格等への影響の検証＞

- ・ 第2回検討会（2023年9月20日）資料5
- ・ 第5回検討会（2023年12月27日）資料3
- ・ 第6回検討会（2024年2月5日）資料5
- ・ 第7回検討会（2024年3月18日）資料4-2
- ・ 第8回検討会（2024年4月19日）資料3-1
- ・ 第9回検討会（2024年5月22日）資料3

＜細分化作業会：調整力確保に関する詳細検討＞

- ・ 第8回検討会（2024年4月19日）資料4（最終報告）

1. 「同時市場の在り方等に関する検討会」設置 の背景・目的等

①検討会設置の背景・目的・検討の全体像

②同時市場の意義

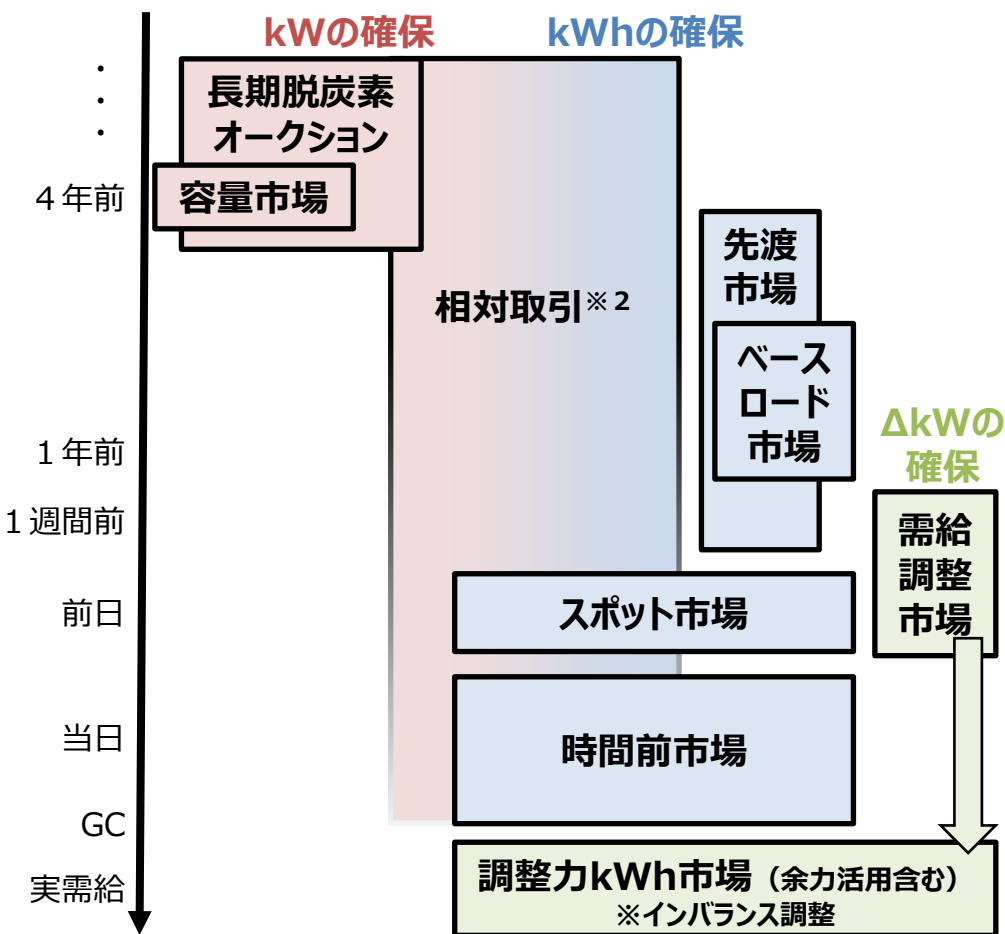
2. 目的①：同時市場の仕組みの具体化

3. 目的②：費用便益分析

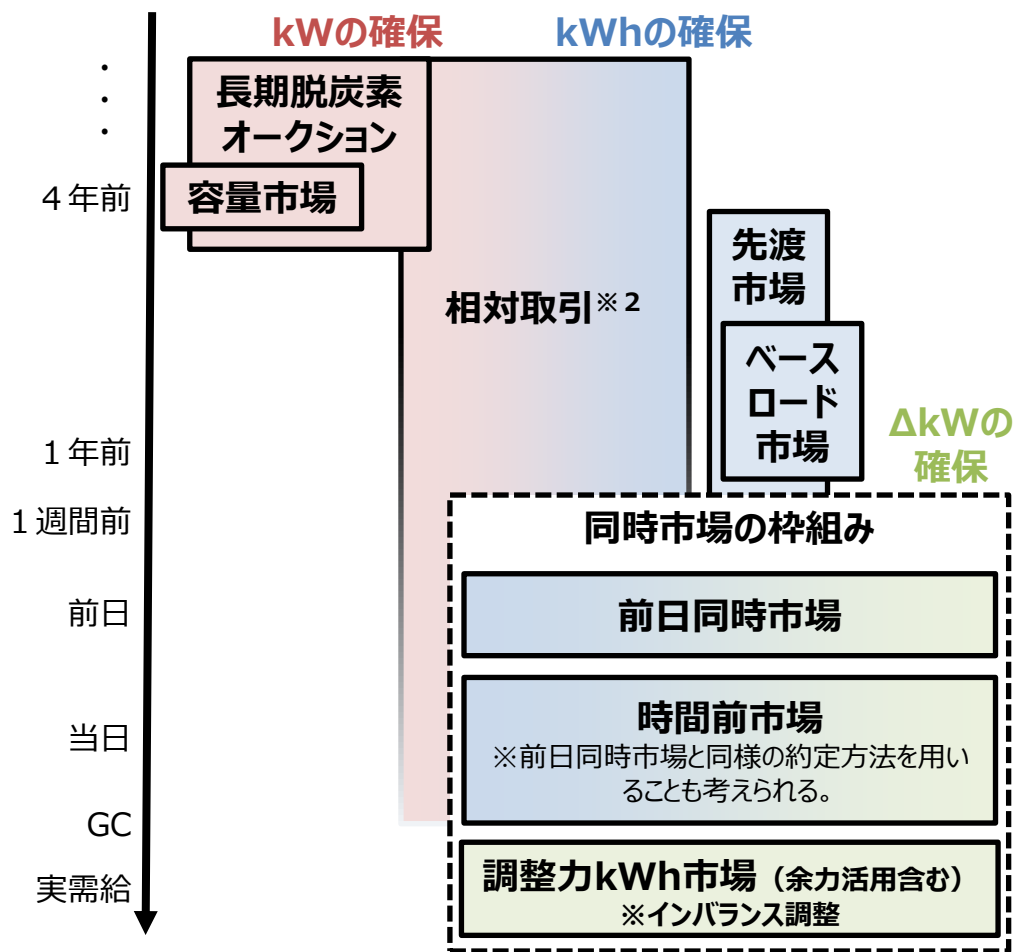
電力市場の全体像における同時市場の位置づけ

- 同時市場は、実需給の1週間程度前から実需給までの、短期の需給の断面で、安定的な電源起動・運用とメリットオーダーを追求する枠組み。一方、同時市場以前の中長期の需給において、kW（発電設備投資・維持）とkWh（燃料）を確実に確保することも電力の安定供給のためには極めて重要。中長期断面の取引とも接合可能なように、同時市場の制度設計を行うことが重要。

現行制度のイメージ※1



同時市場を導入した場合のイメージ※1



※1：図には代表的な市場・取引について記載。図に書かれていない市場・取引（容量市場の追加オークション等）もあれば、必ずしも価値（kW、kWh、ΔkW）が明確に区別できない場合もあることに注意。

※2：相対取引はGC直前までの通告変更や新規の取引も考えられるため、図ではGCまで箱を伸ばしている。一方、相対取引の契約締結のタイミングとしては実需給の数年前から数か月前の流動性が高いものと考えられる。

同時市場の意義

- 下図のとおり、足元様々な課題が顕在化しており、今後変動性再エネが増加すると、これらの課題は更に拡大することが想定される。その対応策として、**発電機の特性を考慮できるThree-Part Offerを導入し、kWhとΔkWを同時約定する「同時市場」を導入することには大きな意味がある。**

kWh市場とΔkW市場が別々に運用されることの課題

- 1
- 2020年度冬期の需給ひっ迫によるスポット市場の売り切れ・価格高騰（250円/kWh以上）
⇒ **kWh市場とΔkW市場（当時は調整力公募）が別々に運用され、調整力が先取りされることによる構造的な課題**

- 2
- 足元の需給調整市場の調達未達・価格高騰
⇒ **BGによる電源の販売先（kWh市場、ΔkW市場）が複数に分散されていることも一因**

入札方法の限界

- 3
- 発電機の複雑な特性※を踏まえると、kWh単価だけで売買するスポット市場では効率的な約定に限界がある。** 現行市場においては、ブロック入札で対応。
※ 費用特性（起動費（円/回）、最低出力費用（円/h）、増分費用カーブ（円/kWh））、その他起動時間等の発電機パラメータ、等

系統運用上の課題（混雑対応等）

- 4
- 変動性再エネの大量導入により、**再エネ余剰時の対応（出力制御）や系統混雑対応が徐々に深刻化。**
 - TSOによる系統運用の安定性を高める必要。

過去・現在において顕在化した・している課題

将来想定される環境変化

考えられる解決策

変動性再エネの更なる大量導入

- 変動性再エネ電源の増加に伴う調整力必要量の増加により、kWhとΔkWの取り合いは更に深刻化が想定される。
⇒ **市場価格の不安定化**

- 需給バランスが不安定化。発電事業者にとって、どのタイミングでブロックを作ると約定（発電）するのかの予見性が低下。
⇒ **電源運用の非効率化**

- 出力制御や混雑系統は増加が想定される※。
※ 系統増強で一部緩和。
⇒ **系統信頼性の低下**

kWh市場とΔkW市場の一体化

発電機特性を踏まえた市場約定ロジック（Three-Part Offer）の構築

一元的な情報把握及び系統制御を考慮した発電計画の策定

一方、TSOが電源運用等の全てを差配するのは現実的ではないことにも配慮が必要（例：燃料調達、分散型電源のバランス）

現行制度における利点も生かした「同時市場」の導入

(参考) 2020年度冬期の電力需給ひっ迫・市場価格高騰に係る検証 中間取りまとめ (2021年6月) (抄)

Ⅲ. 今般の事象の評価と電力システム上の課題

(2) 市場価格の高騰に係る評価及び電力システム上の課題

① 市場価格の高騰に係る評価

今冬の市場価格高騰については、電力・ガス取引監視等委員会において、電気の取引という観点から、下記のとおり評価されている。

今回の高騰に関して、kWに余裕があったにもかかわらず売り切れが継続したことについて、制度の欠陥である、といった指摘もある。しかしながら、何らかの理由により系統全体の供給力が減少し、一般送配電事業者が確保する電源Ⅰを除いた供給力が需要を下回った場合に、スポット市場が売り切れ状態となることはあり得ることである。すなわち、電力市場の運営と系統の運用がそれぞれ別の主体により行われているバランシンググループ型の電力市場では、実需給断面で十分な予備率が確保されているも、この予備率は一般送配電事業者が確保した調整力を含む値であるため、市場に供出可能な供給力は需要量を下回る可能性があることに加え、スポット取引断面でBGが策定した計画と実績との間にずれがある場合、実需給断面で十分な予備率が確保されている場合でも、スポット市場断面では売り札が不足する可能性がある。

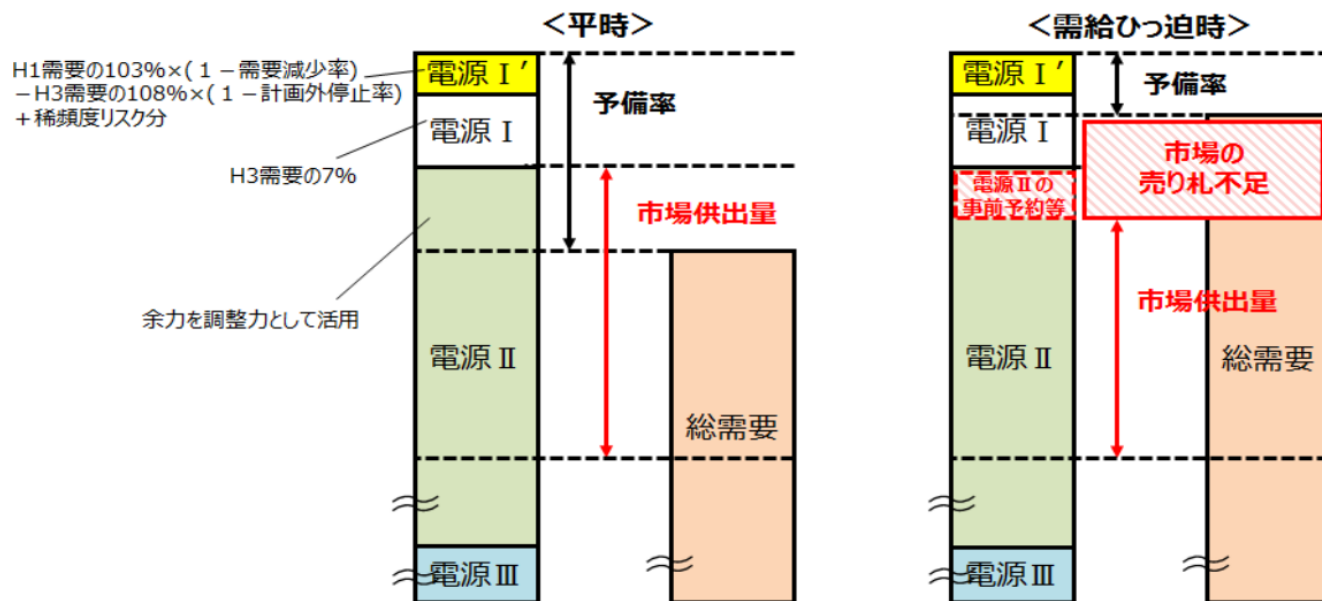
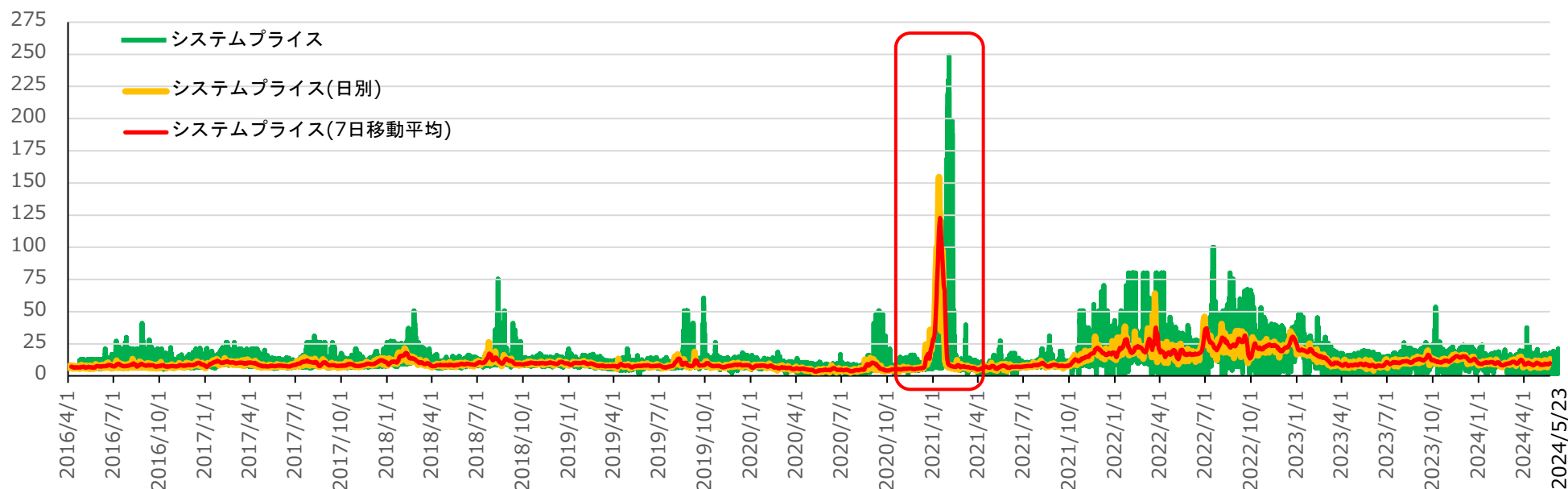


図 49 調整力確保量と市場供出量の関係 (イメージ)

(参考) スポット市場価格の推移

- スポット市場の価格は全面自由化以降、年間平均で10円/kWh弱であったが、**2020年度冬期の需給ひっ迫や2021年度後半からの燃料価格の高騰等で価格高騰や変動が発生。**

取引価格（スポット市場）



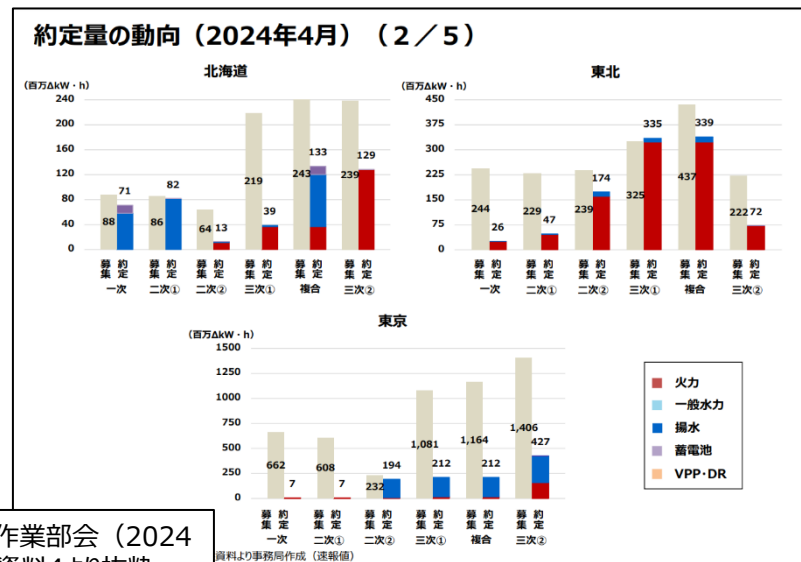
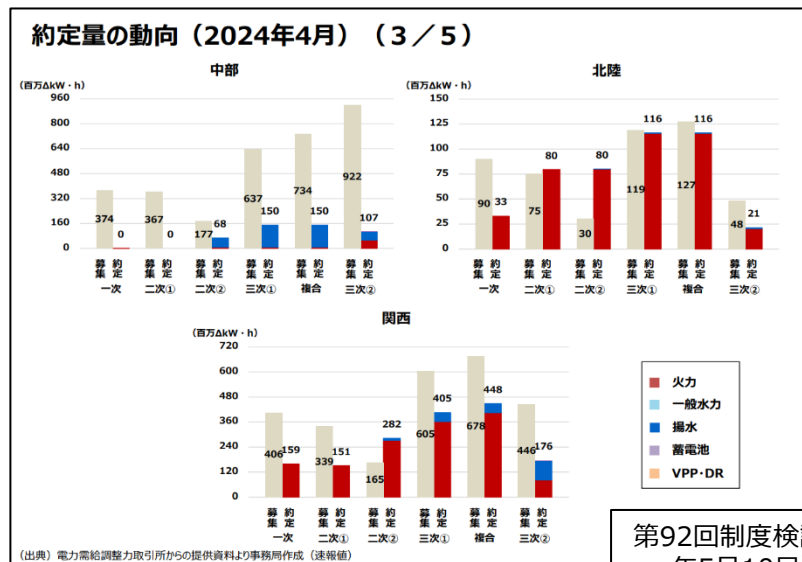
(出所) JEPXホームページ

	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度※
平均価格 (円/kWh)	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5	20.41	10.74	9.38
最高価格 (円/kWh)	55	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0	80.0	100.0	52.94	20.0
200円/kWh超えの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	0.3%	0	0	0	0
100～200円/kWhの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	1.6%	0	0.04%	0	0
(参考)0.01円/kWhの時間帯※	0	0	0	0	0	0	0.1%	1.5%	1.6%	3.3%	4.7%	8.8%

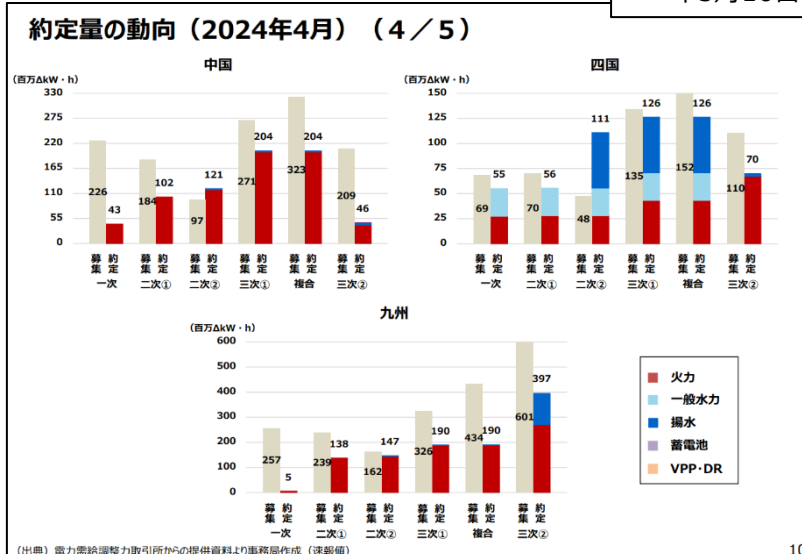
※2024年度の平均価格は2024年5月23日時点までの価格

(参考) 需給調整市場における約定量の動向

- 本年4月の需給調整市場における約定量の動向は、エリアにより差があるものの、一次から三次②までのすべての商品について、総じて募集量に比べて応札量が少なく、約定量が募集量を大幅に下回る傾向が続いている。



第92回制度検討作業部会 (2024年5月10日) 資料4より抜粋



約定量の動向 (2024年4月) (5 / 5)

【商品別の未達率(%)】

	一次	二次①	二次②	三次①	複合	三次②
北海道	19	5	80	82	45	46
東北	89	79	29	8	24	68
東京	99	99	19	80	82	70
中部	100	100	62	76	80	88
北陸	63	4	0	5	9	56
関西	61	56	3	33	34	61
中国	81	45	9	25	37	78
四国	22	21	0	7	17	37
九州	98	48	34	46	56	34
全国	84	71	28	54	56	66

(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成 (速報値)

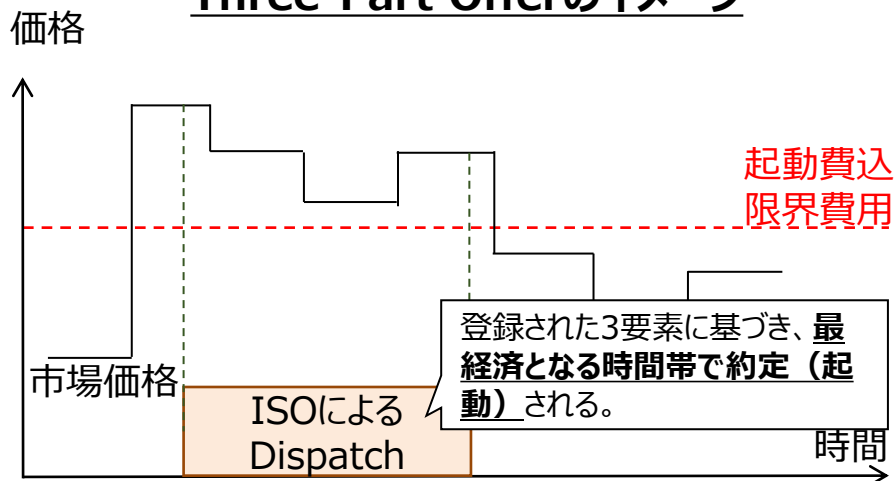
(参考) 諸外国におけるブロック入札について

- 米国PJMやERCOT等では、入札にあたり電源の①起動費 ②最低出力費用 ③増分費用カーブの3要素を登録し、**全体最適な起動および電力供給となるようなアルゴリズムである“Three Part Offer”**が導入されている。
- 欧州EPEXでは、**ブロック入札に複数の条件を組み合わせることで、事業者が収益最大化可能な“Smart & Big Blocks”**が導入されている。

PJM・ERCOTにおける“Three-Part Offer”

- ✓ 発電事業者は、入札時に①**起動費** ②**最低出力費用** ③**増分費用カーブ**の3要素（Three-Part）を登録する。
- ✓ ISOは入札データを集約し、**社会的なコストが最適化される運用（＝発電事業者が最経済となる運用）**となるように、約定（起動）し、電源がディスパッチされる。

Three-Part Offerのイメージ



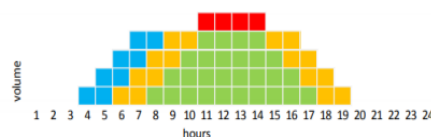
出所：各取引所HPより

EPEXにおける“Smart & Big Blocks”

- ✓ 通常のブロック入札に加え、複数種類のブロック入札を導入し、事業者はそれらを組み合わせて収益を最大化する。

種類	概要
Big blocks	従来のブロックよりも規模が大きく、最大1300MWまで対応可能なブロック。大規模な発電能力をカバーできる。
Loop blocks	双方が約定、あるいは未約定となる一対のブロック。買い・売りのブロックをまとめることで蓄電・放電に対応する。
Curtaillable blocks	全量が約定あるいは未約定、もしくは取引事業者の定めた最低引受比率の部分のみ約定するブロック群。
Linked blocks	他ブロックの約定に依拠するブロック群。市場価格に対して多様な発電方式を提供することを可能にする。
Exclusive blocks	複数のパターンのブロックを想定し、最も収益性の高いタイミングで約定するブロック。

Linked Blockの例



Exclusive Blocksの例



(参考) 再エネ余剰への対応

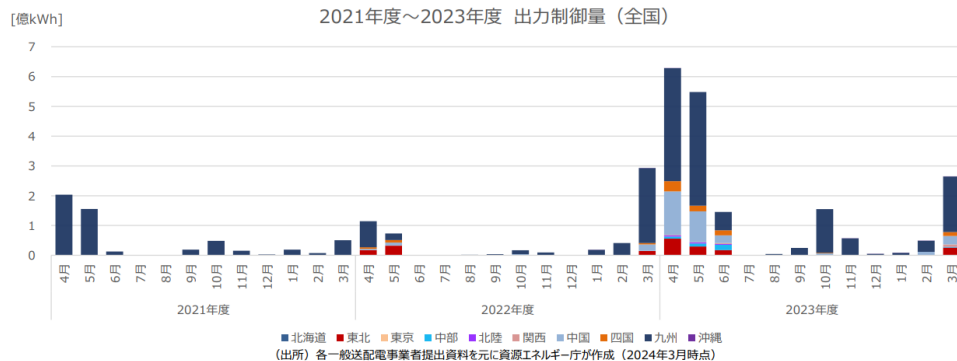
- 再エネの導入拡大により、再エネの出力制御量は増加傾向。また、余剰時における下げ代不足も顕在化し始めており、需給・系統運用は難化しているものと考えられる。

第51回電力・ガス基本政策小委員会
会系統ワーキンググループ（2024年
5月24日）資料1より抜粋

第51回電力・ガス基本政策小委員会
会系統ワーキンググループ（2024年
5月24日）資料1より抜粋

再エネ出力制御の実施状況について

- 再エネの導入拡大により出力制御エリアは全国に拡大、複数エリアでの同時出力制御の増加による域外送電量の減少や電力需要の減少等もあり、足元の出力制御量は増加傾向。
- 3月～5月は、全国的に出力制御が行われている。九州エリアにおいては、昨年3月に比べ、気温低下による需要の増加と揚水の補修停止の減により制御量は減少。



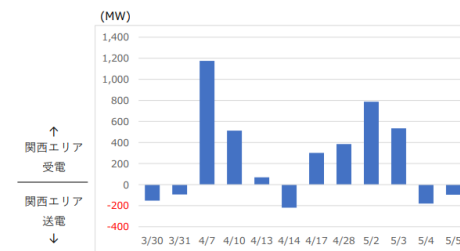
※ 淡路島南部地域は四国から電気を供給される関係から、出力制御は四国エリアと同様に行われるが、数字は関西に含む。

3

課題①：連系線を介した供給量の増減（時間前取引）

- 今春、関西エリアでも3月末から再エネの出力制御が実施されており、下げ代が厳しい状況が続いている。その中で、**時間前市場取引等の影響により、前日の計画と比較して連系線を通じた供給力が増加し、当日のエリア内の下げ代が不足する可能性**が生じた。
- この状況を受けて、関西エリアでは、**時間前取引による連系線増加リスクを想定誤差に織り込み、当日の下げ代不足に備える運用を行っている。**
- 時間前市場取引等の影響による連系線を通じた送電量の増減は、数字の多寡はあるものの、**関西エリアのみならず、他のエリアでも見受けられ、実績を踏まえながら、必要な対策が取られてきている。**

連系線を介した供給量増加実績（関西）



・2024/3/30～5/5のうち関西エリアで再エネ抑制を実施した日、コマは11:30～12:00
・連系線変動量は翌日計画の策定時点と最終更新時点との差を抽出（広域機関HPより）
・関西エリア受電がプラス、関西エリア送電がマイナス

時間前取引による潮流変化が当日指令の一因となった例（北海道）

4. 10/8、13のオンライン自然変動電源の当日指令について 8

- 前日計画時点では、優先給電ルールに則った電源Ⅰ・Ⅱの出力抑制で、下げ調整力を確保できたため、電源Ⅲ抑制、長周期広域周波数調整の申込、バイオマス電源抑制、自然変動電源の抑制は不要と判断。
- 当日段階で、太陽光出力・風力出力の上振れ、時間前取引による連系線の送電量の減少等から、下げ調整力が不足し、当日指令にて自然変動電源の出力抑制を実施。
- 当日指令のため、前日指示の必要な電源Ⅲ抑制、長周期広域周波数調整、バイオマス抑制を行えず、やむを得ずオンライン自然変動電源の抑制を実施。
- 北海道エリアにおいては2022年度に当日指令が2回あったことから、**時間前取引による連系線潮流の変化についても想定誤差に織り込むこととしていたが、今回の変化量は想定を超えていた。**

※引き続き、太陽光・風力出力予測および時間前潮流の想定について精度向上検討を要請

(出所) 北海道エリアにおける再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証結果（2023年10月抑制分）（電力広域的運営推進機関）

7

(参考) 混雑系統の増加

- ノンファーム型接続の増加により、系統混雑が徐々に増加することが想定される。2028年度の予測では、100箇所以上の系統で混雑発生の可能性が示されている。

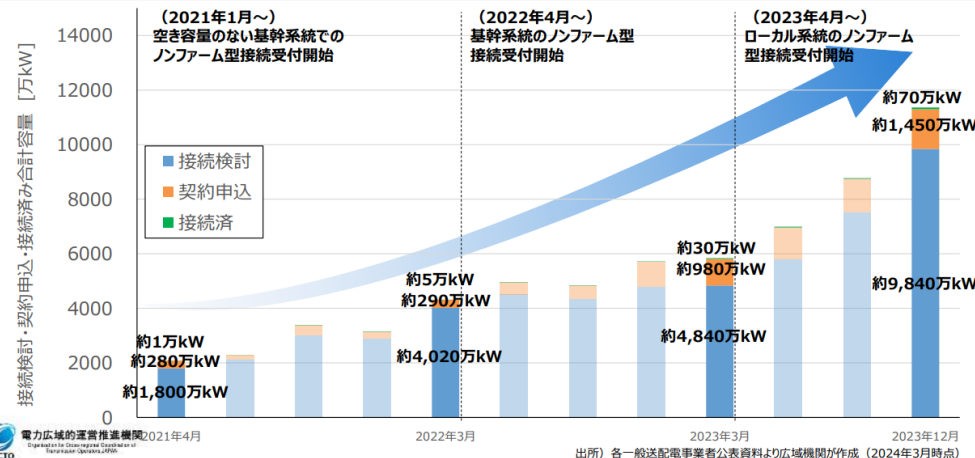
第78回広域系統整備委員会（2024年4月10日）資料1より抜粋

第78回広域系統整備委員会（2024年4月10日）資料1より抜粋

ノンファーム型接続による受付を行った再生可能エネルギー等の状況

5

- 再エネ電源等の導入増加等により、平常時の系統制約による出力制御を前提とした新規電源の系統接続申込は増加傾向にあり、**2023年12月末時点で、今後の系統接続予定(契約申込)の電源は約1,450万kW**となっている。
- 基幹・ローカル系統に新たに連系する電源はノンファーム型接続となることから、さらに電源の系統接続が増加すると、これらの系統で**系統混雑が徐々に増加することが想定される。**



中長期的な系統混雑見通し（2028年度）

7

- 第70回本委員会(2023.9.22)にて、**2028年度の代表3断面(重負荷期、軽負荷期等)における系統混雑の想定結果**を報告した。その中で、**100箇所以上の系統で混雑発生の可能性**を示した。
- 今後、**系統混雑見通しの精緻化**とともに、**系統混雑に伴う課題と対応の検討を進める必要がある。**

3. 2028年度時点の系統混雑想定結果（混雑設備数）

第70回広域系統整備委員会（2023年9月22日）資料3

6

- 混雑設備数※1は、一般送配電事業者における運用対策等※2の対応により、昨年度の想定結果と比べ、**断面Ⅰ・Ⅱでは同程度（混雑箇所は変化）、断面Ⅲにおいては減少**することを確認した。

※1 今後の電源の稼働状況や系統の運用状況の変化によっては、混雑想定結果が変わる場合がある。

※2 N-1制の本格適用ほか

全国合計			
設備数	断面Ⅰ	断面Ⅱ	断面Ⅲ
基幹系統	1	1	25
ローカル系統	3	2	95

設備数	断面Ⅰ	断面Ⅱ	断面Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

設備数	断面Ⅰ	断面Ⅱ	断面Ⅲ
基幹系統	0	0	1
ローカル系統	0	0	0

設備数	断面Ⅰ	断面Ⅱ	断面Ⅲ
基幹系統	0	0	3
ローカル系統	0	0	1

設備数	断面Ⅰ	断面Ⅱ	断面Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	15

設備数	断面Ⅰ	断面Ⅱ	断面Ⅲ
基幹系統	0	0	1
ローカル系統	0	0	6

設備数	断面Ⅰ	断面Ⅱ	断面Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

設備数	断面Ⅰ	断面Ⅱ	断面Ⅲ
基幹系統	0	0	1
ローカル系統	0	0	8

設備数	断面Ⅰ	断面Ⅱ	断面Ⅲ
基幹系統	0	0	3
ローカル系統	2	1	17

(参考) 変動性再エネ電源の増加に伴う調整力必要量の増加

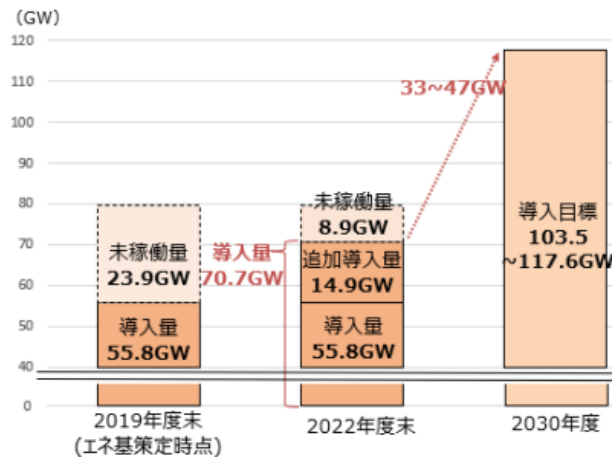
第69回電力・ガス基本政策小委員会（2024年1月22日）資料3より抜粋

変動性再エネ電源の増加に伴う調整力必要量の増加

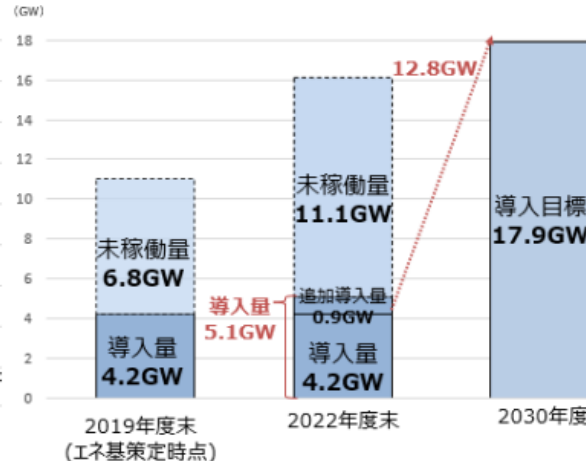
- 足元の変動性再エネ（太陽光・風力）の導入量は75.9GW。今後、未稼働分等の追加稼働により、2030年度、ひいては2050年CNに向けて、さらに導入量が拡大することが予想される。
- こうした、変動性再エネの拡大に向けては、市場での調整力の確保も重要となる。

第52回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2023年6月21日）資料1より抜粋（一部修正）

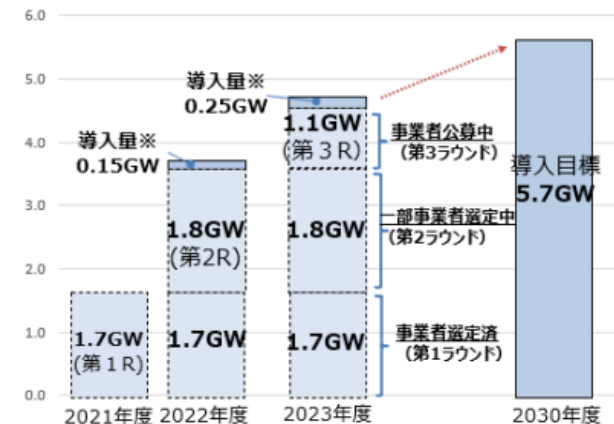
太陽光発電



陸上風力発電



洋上風力発電



1. 「同時市場の在り方等に関する検討会」設置 の背景・目的等

①検討会設置の背景・目的・検討の全体像

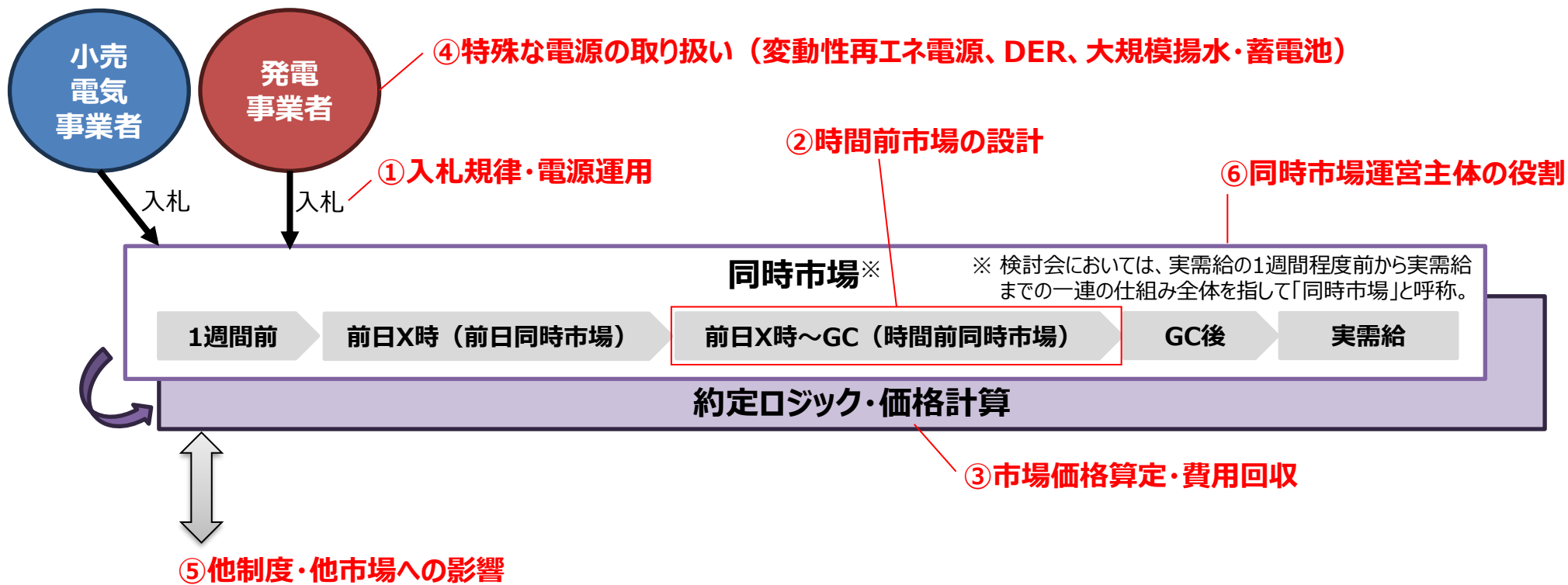
②同時市場の意義

2. **目的①：同時市場の仕組みの具体化**

3. 目的②：費用便益分析

同時市場の仕組みの具体化

- 検討会においては、同時市場の仕組みの具体化のために、入札に関する規律や、前日から時間前、実需給に至るまでの全体の設計、市場価格の算定方法等について議論を行った。次ページ以降、議論の概要について、紹介する。



(参考) SCUC・SCED

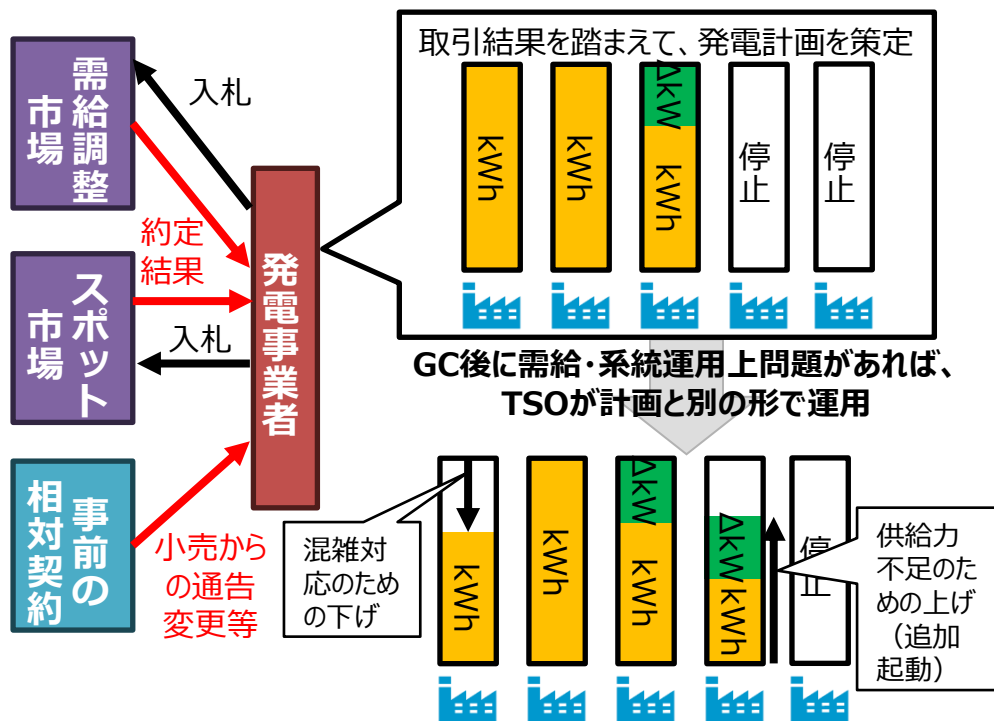
- SCUC・SCEDとは、系統制約を考慮した上で、発電にかかる起動費、最低出力費用、増分費用（いわゆるThree-Part情報）が最経済となるように電源の起動停止（SCUC）や出力量（SCED）を決定すること。前者はSecurity Constrained Unit Commitment、後者はSecurity Constrained Economic Dispatchの略。
- 系統制約や日本全体の需要動向、電源特性（費用特性のみならず、電源の起動時間や出力変化速度等の稼働制約も含む）を踏まえつつ、kWhとΔkWの取引が最経済となるような電源態勢を組むことができることに利点がある。米国の一部ISO等、海外における電力市場において、この仕組みを活用している国・エリアも存在。日本においても次期中給においては、類似の機能を具備する方向。一方、卸電力市場では具備しておらず、電源特性はブロック入札で一部配慮ができるものの、限界があることが指摘されている。



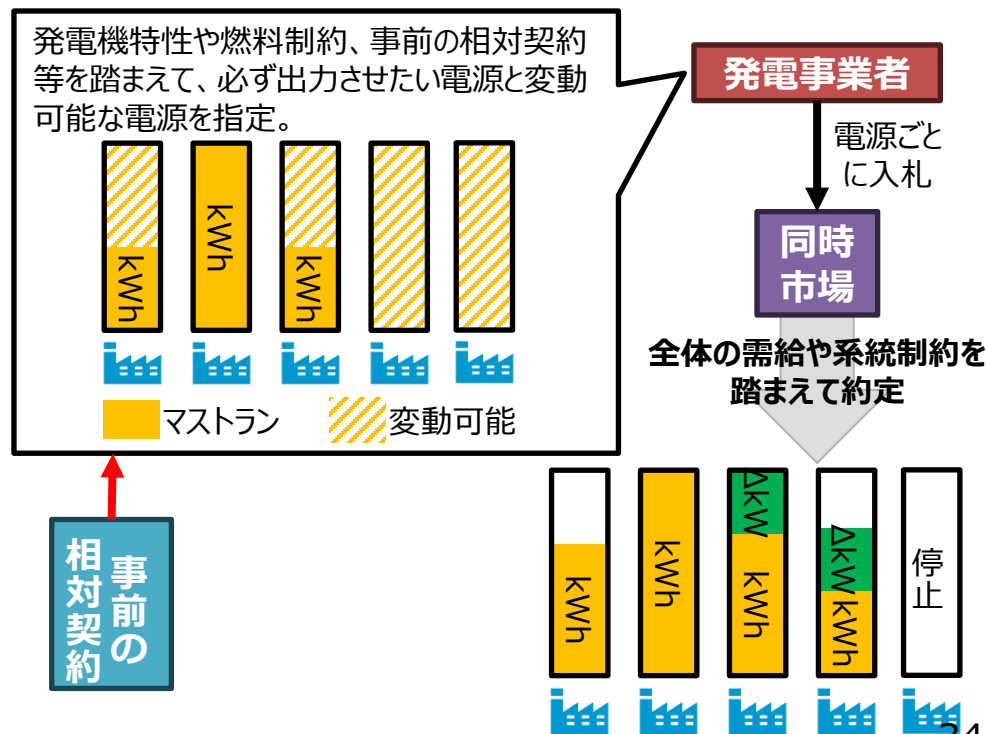
(参考) 現行制度と同時市場の違い (イメージ)

- 現行制度については、特に**kWh市場（供給力の取引）**については、**ポートフォリオ入札（電源を組み合わせ入札）**であり、また、**連系線の混雑は考慮しているものの、地内混雑は考慮していない**。そのため、発電計画をベースとしつつも、インバランスの調整や系統安定性の維持のために、TSOが需給調整市場のみならず余力活用契約を使って、BGの発電機の追加起動停止や出力変更を行っている。BGの発電計画とTSOの運用があまり乖離していなければ、現行制度でも問題はないものの、再エネ余剰時の対応（出力制御）や系統混雑対応がより多く求められるようになると、**より大きく計画と運用が乖離し、電源運用が煩雑になり、安定性・効率性の両面から問題が生じることが想定される**。
- この点、**同時市場においては**、基本的に大規模な電源については電源単位の入札になり、また、TSOが考慮している要素（全体の需給・系統状況等）を事前に織り込んだ上で約定計算を行うことで、**GC以前の電力売買と実際の電源運用・系統運用がより整合的になるようにkWh（供給力）とΔkW（調整力）の取引が可能**となることが想定される。

現行制度 (イメージ)



同時市場 (イメージ)



①入札規律・電源運用

- 市場供出に関する考え方として、同時市場においては、個別事業者の最適化だけでなく、全体の最適化をより追求できることや、供給力（kWh）と調整力（ΔkW）の両方が売買できる市場であること等を踏まえると、現行制度以上に同時市場供出による社会全体のメリット（系統信頼性等も含めた安定供給、経済性の追求、等）が高まると考えられ、前日同時市場の断面においては、より多くの電源の供出が望まれることから、以下のような考え方の整理が適当。

現行制度

- 適正な電力取引についての指針（令和6年1月12日、公正取引委員会・経済産業省）（以下「適取GL」という。）（市場支配力や相場操縦の観点）や容量市場のリクワイアメントの整理を踏まえると、現行制度においては、相対取引や市場取引を含めた広義の電力市場においては、基本的には以下のような形で発電事業者から電力が供給されることとなっている（※）。
 - 平常時：予備力（0～1%相当）や入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量
 - 緊急時：供給力全量（※） 分かりやすさの観点から、大まかな整理として、このような記載としているが、細かくは市場支配力の有無や容量市場での約定電源が否かによって、広義の市場に対する供出の義務の強度やリクワイアメントの内容は異なることに留意。

同時市場

- 現行制度においては、基本的には電源を特定しないkWhの取引が相対取引や市場取引で積み重なった上で、販売されたkWhの総量を踏まえて、発電事業者が電源バランスを組み、GC後に需給調整市場や余力活用契約に基づき、一般送配電事業者が電源態勢を最終調整する形。
- 一方、同時市場においては、相対取引が行われる点は現行と同様であるものの、前日同時市場におけるThree-Part Offerによる入札は、基本的には電源単位での入札であり、前日同時市場に供出されたkWhとΔkWが同時最適化されつつ、日本全体で電源バランスが組まれる形。
- この違いを踏まえ、より社会全体でのメリットを高めるために、発電事業者からは、予備力も含めて、供給力全量が広義の電力市場において供出されることが望ましいと考えられる。
 - 平常時：入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量
 - 緊急時：供給力全量

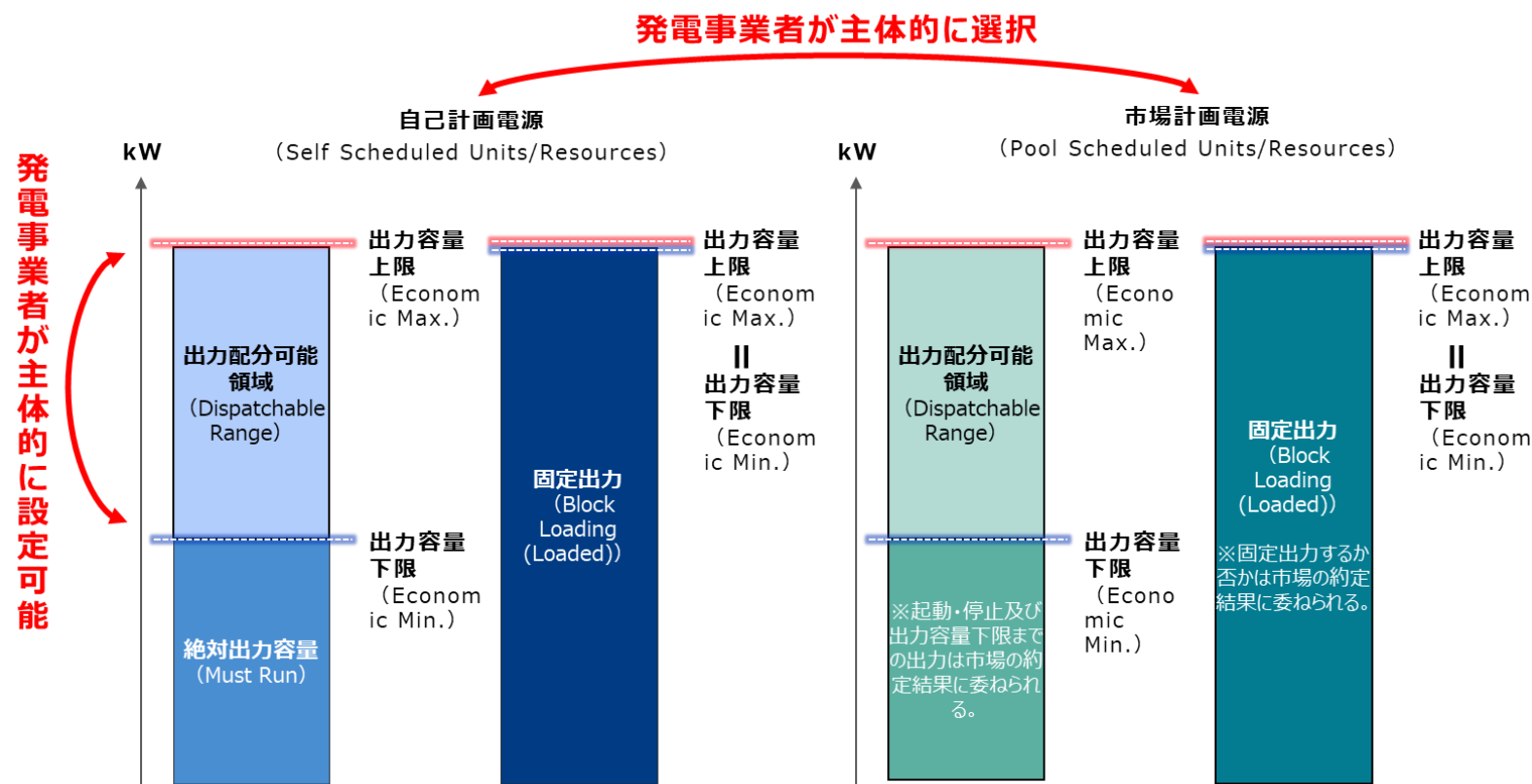
①入札規律・電源運用（続き）

- 加えて、kWh市場とΔkW市場を同時に開催してkWhとΔkWの確保の最適化を図るといふ同時市場の制度趣旨や、現行制度において発生している需給調整市場（ΔkW市場）の売り入札不足や価格高騰などの課題を解決する必要があることなどを踏まえると、**基本的には、同時市場においては、調整機能がある電源については、kWh市場とΔkW市場の両方に入札する義務を課す（市場支配力の観点（適取GL）や容量市場のリクワイアメントを念頭）ことが求められる。**
- また、前日同時市場において入札された電源については、**時間前同時市場（後述）の断面においても入札を継続することを求めることが考えられる。**一方、その場合の入札の在り方（発電所の人員配置その他電源起動に必要な準備作業を踏まえた電源の起動時間の設定方法等）は、引き続き、議論が必要。
- 以上、前ページからの内容をまとめると下表のとおり。

	適取GL（相場操縦の観点） ※支配的事業者：以下を満たさなければ相場操縦と強く推認、 その他：望ましい行為	容量市場リクワイアメント ※容量市場で落札した安定電源
現行制度	● 予備力や入札制約（燃料制約等）、自社想定需要を除いた余力の全量を <u>スポット市場</u> に入札	● 発電余力（※）を <u>スポット市場・時間前市場又は需給調整市場</u> に入札 （※）応札時に登録した供給力－発電計画値
同時市場	● 入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量を相対契約や同時市場の取引を含めた広義の電力市場に供出し、 <u>同時市場（前日・時間前※）</u> において、 <u>kWh市場とΔkW市場の両方</u> にThree-Part入札 ※時間前同時市場（後述）の導入を前提に記載。ザラバ中心の取引を行う市場を導入する場合は別途入札ルールの検討が必要。	

①入札規律・電源運用（続き）

- 同時市場において、電源単位での入札を行う場合、電源の起動停止や出力量をどの程度発電事業者自身が自由に決定するか／市場の約定結果に委ねるかというのが論点になる。この点、電源が発電事業者の財産であり、発電事業者が法令の範囲で自由に使用、収益できることが原則なことや、kW（設備形成・維持）とkWh（燃料含む発電原資）を中長期にわたり適切に確保することが重要であり、電源の起動停止や出力配分について発電事業者に一定の裁量を持たせ、予見性を与えることが望ましいことなどから、一定の規律の下（下図の赤枠）、発電事業者が原則として自由に選択できる仕組みとすることが適当。



ただし、①相場操縦や売り惜しみ等の防止の観点からの取引規律や監視、②容量市場のクワイアメントへの対応、③需給ひっ迫等の緊急時の一般送配電事業者による電源運用、④再エネ出力制御や混雑対応、については、引き続き、議論が必要。

(参考) 電源運用・入札に関する用語の定義

- 前ページの図に記載の用語の定義は以下のとおり。

用語	米国における用語（※）	定義
自己計画電源	Self Scheduled Units/Resources	電源等（DR等のリソース含む）の起動及び出力容量下限（Economic Min.）までの出力を電源等の保有主体が決定する電源等のこと。なお、出力容量下限（Economic Min.）よりも上の出力帯があり、出力配分可能領域（Dispatchable Range）として入札されている場合、当該領域については、同時市場の約定結果に応じて出力配分量が決定することになる。
市場計画電源	Pool Scheduled Units/Resources	電源等（DR等のリソース含む）の起動及び出力容量下限（Economic Min.）までの出力を同時市場の約定結果に委ねる電源等のこと。なお、出力容量下限（Economic Min.）よりも上の出力帯があり、出力配分可能領域（Dispatchable Range）として入札されている場合、当該領域についても、同時市場の約定結果に応じて出力配分量が決定することになる。
出力容量下限	Economic Min.	自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）や、同時市場での約定の結果、起動することが確定した市場計画電源（Pool Scheduled Units/Resources）において、最低限出力させる容量のこと。電源等の保有主体が登録する値であり、必ずしも発電機における機器の運用制約と一致するわけではないことに注意。
出力容量上限	Economic Max.	自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）や、同時市場での約定の結果、起動することが確定した市場計画電源（Pool Scheduled Units/Resources）において、最大限出力が可能な容量のこと。電源等の保有主体が登録する値であり、必ずしも発電機における機器の運用制約と一致するわけではないことに注意。
絶対出力容量	Must Run	自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）における出力容量下限（Economic Min.）のこと。自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）は確実に起動され、出力容量下限（Economic Min.）までは確実に出力されることになるため、「絶対出力容量（Must Run）」という別称を定義。
出力配分可能領域	Dispatchable Range	自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）や市場計画電源（Pool Scheduled Units/Resources）における出力容量下限（Economic Min.）と出力容量上限（Economic Max.）の間の領域のこと。同時市場の約定結果に応じて出力配分量が決定することになる。
固定出力	Block Loading (Block Loaded)	自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）や市場計画電源（Pool Scheduled Units/Resources）において、出力容量下限（Economic Min.）と出力容量上限（Economic Max.）が一致している状態のこと。当該電源は一定の値での出力を行うことになり、言い換えると、出力配分可能領域（Dispatchable Range）が存在しない電源ともいえる。
市場計画可能領域	-	同時市場の約定結果に起動・停止や出力配分を委ねる領域全体の総称。具体的には、自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）における出力配分可能領域（Dispatchable Range）全体と市場計画電源（Pool Scheduled Units/Resources）全体（起動・停止も出力配分も市場で確定）のことを指す。

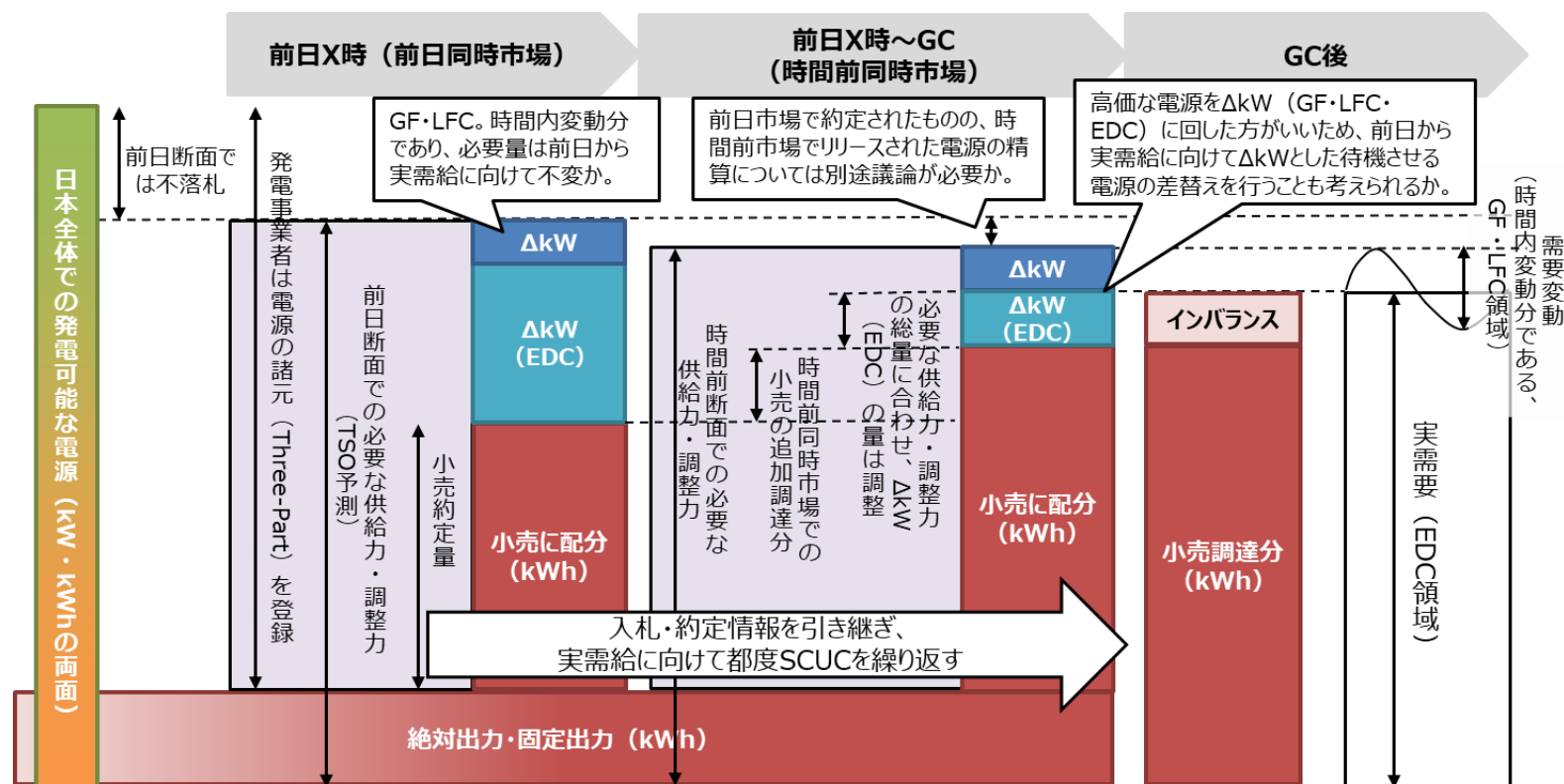
（※）米国においても用語の使い方が様々であり、必ずしも本資料の定義と一致しているわけではないことに注意。

②時間前市場の設計

- 時間前市場については、現行と同じく、ザラバを中心とした市場を行うことも考えられるが、流動性高く、調整力も含めて、より効率的に電源運用を行う観点からは、時間前の断面においてもSCUC・SCEDを行う市場（以下「時間前同時市場」という。）を行うことが合理的。一方、諸外国において、このような市場の例は見当たらず、制度設計・システム設計のハードルが高いことも事実。そのため、**時間前市場の設計に関する基本的な方針としては、「時間前同時市場の導入を第一目標としつつ、実現性に乏しい場合は、現行の時間前市場と同様にザラバ中心の取引を行う市場を導入する」とする。**

（※）時間前同時市場の設計に当たっては、時間前同時市場における入札義務、起動時間の取り扱い（発電所の人員配置その他電源に必要な準備作業をどう考慮するか。）、kWh及びΔkWの決済方法・タイミング、入札規律・監視等、様々な観点から引き続き議論が必要。

時間前同時市場のイメージ

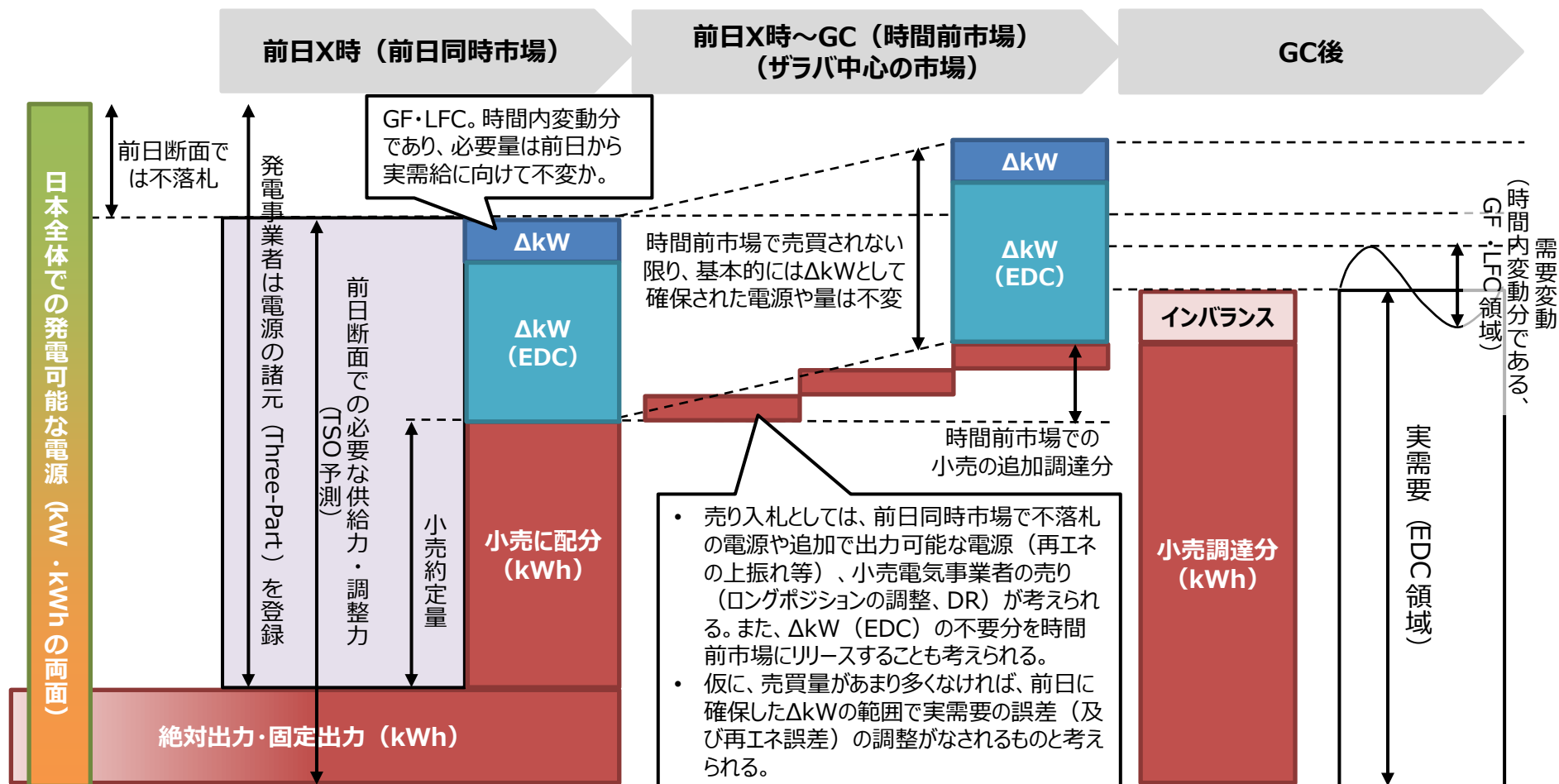


※時間前同時市場が1度だけ開場している図になっているが、複数回行うことも考えられるか。

(参考)「①前日に同時約定を行い、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場」のイメージ

第2回同時市場の在り方等に関する検討会
(2023年9月20日) 資料3を一部修正

- スポット市場と需給調整市場の開場タイミングを前日の同時間とし、 ΔkW を前日断面で現行制度のような考え方で確保し、時間前市場をザラバ中心の市場にするのであれば、以下のようなイメージになるか。



③市場価格算定・費用回収

- 現行制度における、それぞれの市場の入札価格規律や算定方法は以下のとおり。

	前日	週間～前日	実需給	
	スポット市場	ΔkW市場 (需給調整市場)	調整力kWh市場	インバランス
入札価格規律	● 限界費用（コストベース） （※）ブロック入札の場合は、起動費等もkWh単価に含まれる。	● 以下の3つの費用を事業者が見積もって入札可能。 ① 機会費用：電源を追加並列する場合の起動費や最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用の差額 ② 逸失利益：電源の持ち下げでΔkWを確保する場合の卸電力市場価格（予想）と限界費用の差 ③ その他（一定額）	● 上げ調整力：限界費用（コストベース）＋10%マージン ● 下げ調整力：限界費用（コストベース）－10%マージン	● 以下のうち、高い価格を採用。 ① インバランスを埋めるため用いられた調整力の限界的なkWh単価 ② 需給ひっ迫時価格補正（上限200円/kWh） （※）厳密には、出力制御時やブラックアウト時などの特定の状況下における細かいルールが存在。
価格算定方法	● シングルプライス	● マルチプライス	● マルチプライス	● シングルプライス（不足インバランスも余剰インバランスも統一の単価で精算）

※ 市場支配力の有無等によってルールは異なるが、本表では基本的なものを整理。41

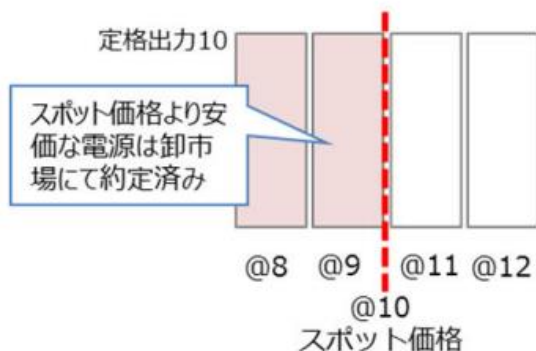
(参考) ΔkW 市場における機会費用と逸失利益

(ア) 卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し ΔkW を確保する場合

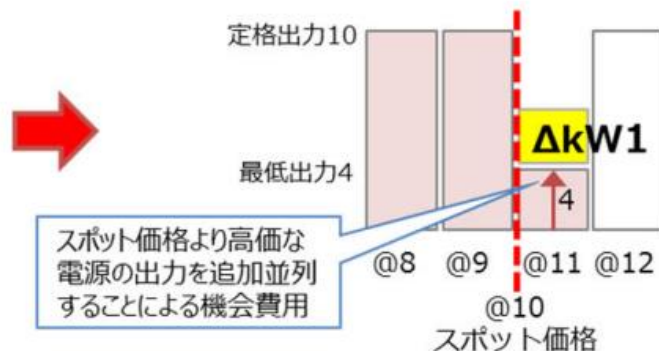
この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その「起動費」、及び、「最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額」の**機会費用**が発生

需給調整市場ガイドライン（改定 2024年
3月25日、経済産業省）より抜粋

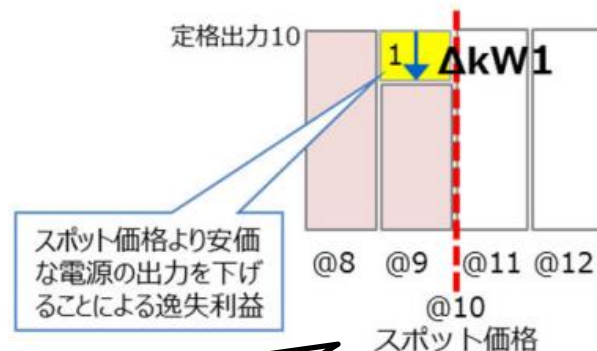
ΔkW を確保しない状態
（上げ余力なし）



ΔkW 供出方法（ア）



ΔkW 供出方法（イ）



(イ) 卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げて ΔkW を確保する場合

この場合、 ΔkW で落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の**逸失利益**が発生

③市場価格算定・費用回収（続き）

- 同時市場においては、kWh市場とΔkW市場が同時に開催される点や、入札価格情報が発電機の費用特性を踏まえたThree-Part情報（起動費、最低出力費用、増分費用カーブ）になる点等が現行と異なる。これを踏まえ、検討会においては、前日から実需給までの価格算定の全体像として、以下を提案。今後、より詳細な算定方法の検討が必要。

	前日同時市場		実需給	
	①kWh市場	②ΔkW市場	③調整力kWh市場	④インバランス
入札価格規律	● Three-Part Offerを元に、kWhとΔkWを同時最適した電源態勢におけるシャドウプライス（系統全体で+1kWh出力したときの価格）で算定。 ● 価格算定は増分費用カーブを採用。 ● ただし、上記の価格算定は、起動費や最低出力費用を織り込んだ価格算定に比べると、低くなることが想定されること等を踏まえ、入札価格は、増分費用カーブに一定程度のリスク等（+10%程度）を織り込むことを可能とする。 ● 一部電源については、リスク等を織り込んでなお、起動費等の取り漏れ（Uplift）が発生しうるため、この費用については、確実に回収できる制度を設ける。 （例：全買い約定に均等に配分、全小売電気事業者に均等に配分、インバランスに賦課、等）	● 調整機能を持つ電源を多く市場に参入させる観点から、容量市場といった他市場の設計も含め、ΔkWの価値（高速な出力調整等）を適切に評価し、調整力供出者が適切な対価を得られる形とすることが重要。 ● 機会費用・逸失利益は、Three-Part情報を用い、機械的に算出。 ● この機械的に算出した機会費用・逸失利益をベースにマルチプライスとする案も考えられるが、適切な対価性や事業者の入札行動の変化等総合的な観点から、シングルプライスオークション化（※）や調整力のパフォーマンスに応じた追加報酬、調整力kWhのシングルプライスオークション化（右欄）等も要検討か。 （※）機会費用のシングルプライスオークション化は過剰な調整力調達費用の増加になりうるため、まずは逸失利益だけのシングルプライスオークション化を検討か。	● 調整力kWhに対する対価としては、シングルプライスとマルチプライスの両方が考えられる。 ● 前述の①（P.35、36）の入札規律がかり、より調整力も含めて市場に供出されやすい状況を前提にすれば、シングルプライスの方が望ましいのではないか。	● 現行制度と同様の制度設計（調整力kWhの限界価格＋需給ひっ迫時価格補正）。 ● BGに不足インバランスを回避することを促す観点からは、Upliftの一部を賦課するといった形や、現行制度における需給ひっ迫時価格補正の取扱いの検討などもあり得るか。
価格算定方法	● シングルプライス	● マルチプライス（必要に応じて、シングルプライスも要検討）	● シングルプライスの方が望ましいか。	● シングルプライス（不足インバランスも余剰インバランスも統一の単価で精算）

(参考) 前ページの修正意図 (赤枠部分)

- ΔkW市場の「供出インセンティブ」関係の記載については、第8回検討会（2024年4月19日）での議論を踏まえ、他市場（特に容量市場）も含めた全体像として価格算定方法を設計する必要があることや高速な出力変動対応といった価値を評価する重要性に言及する形に修正したが、どうか。
- その他、資料全体の平仄を取る観点から必要最低限の記載変更を行った。

第8回同時市場の在り方等に関する検討会
(2024年4月19日) 資料3-2より抜粋

同時市場における価格算定・費用回収の全体像 (案)

	前日同時市場		実需給	
	①kWh市場	②ΔkW市場	③調整力kWh市場	④インバランス
入札価格規律	● Three-Part Offerを元に、案B-2（kWhとΔkWを同時最適した電源態勢におけるシャドウプライス（系統全体で+1kWh出力したときの価格））で算定。 ● 価格算定は限界費用カーブを採用。 ● ただし、上記の価格算定は、起動費や最低出力費用を織り込んだ価格算定に比べると、低くなることが想定されること等を踏まえ、入札価格は、限界費用カーブに一定程度のリスク等（+10%程度）*を織り込むことを可能とする。 ● 一部電源については、リスク等を織り込んでもなお、起動費等の取り漏れ（Uplift）が発生しうするため、この費用については、確実に回収できる制度を設ける。 （例：全買い約定に均等に配分、全小売電気事業者に均等に配分、インバランスに賦課、等）	● 調整機能を持つ電源を多く市場に参入させる観点から、kWhから得られる利益と比較してΔkWに対する十分な供出インセンティブが必要。 ● 機会費用・逸失利益は、Three-Part情報を用い、機械的に算出。 ● この機械的に算出した機会費用・逸失利益をベースにマルチプライスとする案も考えられるが、更にΔkWの供出インセンティブを高める場合は、シングルプライスオークション化（※）や調整力のパフォーマンスに応じた追加報酬、調整力kWhのシングルプライスオークション化（右欄）等も要検討か。 （※）機会費用のシングルプライスオークション化は過剰な調整力調達費用の増加になりうるため、まずは逸失利益だけのシングルプライスオークション化を検討か。	● 調整力kWhに対する対価としては、シングルプライスとマルチプライスの両方が考えられる。 ● 1. の入札規律がかかり、より調整力も含めて市場に供出されやすい状況を前提にすれば、シングルプライスの方が望ましいのではないか。	● 現行制度と同様の制度設計（調整力kWhの限界価格+需給ひっ迫時価格補正）。 ● BGに不足インバランスを回避することを促す観点からは、Upliftの一部を賦課するといった形や、現行制度における需給ひっ迫時価格補正の取扱の検討などもあり得るか。
価格算定方法	● シングルプライス	● マルチプライス（必要に応じて、シングルプライスも要検討）	● シングルプライスの方が望ましいか。	● シングルプライス（不足インバランスも余剰インバランスも統一の単価で精算）

*中長期断面における先物・相対取引動向も踏まえた価格水準の在り方については、現行制度における取り扱いも含め、システム改革検証（電力・ガス基本政策小委員会）において、議論を行ってはどうか。

(参考) 第8回検討会 (2024年4月19日) における意見概要 (Δ kWのインセンティブ関連の意見抜粋)

電力・ガス基本政策小委員会への中間報告資料からは削除予定

- 同時市場において、kWhと Δ kWの両方に入札義務を課すと、 Δ kWの供出インセンティブは関係なくなるのではないかと。(横山委員)
- 調整力の供出インセンティブには、そもそも設備のスペックとして調整機能を持たせることと、セルフスケジュールではなく、調整力として市場に供出させることの2つがあり、前者は系統連系技術要件や長期脱炭素電源オークションのリクワイアメントの中での義務付け、後者は最終的には余力活用契約があること等も意識しながら整理をしていくことが必要。(市村委員)
- 供出インセンティブについて、現在の問題は市場に調整力が出てこないことであり、これが議論されているにもかかわらず、事務局の資料では、調整力を備えた電源に投資するインセンティブの議論をしており、ミスリーディング。これは容量市場等の文脈で議論すべきであり、全体として非効率的な制度になることを懸念。容量市場等で議論することが自然で、それでも不十分だということになって初めて(事務局の)議論が出てくると思慮。(松村委員)
- 限界費用が高いものの、高速な出力調整能力により、電力システムの周波数安定化のために並列運転することが求められる同期電源もあると理解。限界費用が高い電源は、利用率を踏まえると、kWh収入は大きくなりづらいと思慮。高速な Δ kWの提供に対する適切な対価を付与することが安定供給のための電源維持という観点では重要。この点は他の市場も併せて考える必要。加えて、パフォーマンスに応じた報酬を追加で与えるといった方法も一案。(河辺委員)
- 全ての火力発電所が需給調整市場に供出できるわけではなく、通信設備や制御設備などの追加設備投資が必要であったり、オペレーション体制も専用に作らなければならないという面もあるため、供出インセンティブは Δ kW市場に参加できる体制を整えるインセンティブと理解。(東京ガス)
- Δ kWの入札不足に対しては、入札義務化よりも適切な費用回収など市場の魅力を高める方が市場の流動性が増すのではないかと。 Δ kWに十分な供出インセンティブを持たせることは重要。限界費用カーブに10%程度リスク等を織り込むことが認められれば、 Δ kWの機会費用・逸失利益にも適用することで、 Δ kW価格の改善につながると思うが、これまで計上が認められていた一定額が織り込まれない場合、供出インセンティブは限定的になるのではないかと。十分な供出インセンティブを持たせるために、シングルプライスも有効な手段の一つかと思うので、高速商品へのインセンティブを含めて検討してほしい。(JERA)
- 調整力提供者に対して、どのようなインセンティブを課すかは、容量市場などの他市場収益の存在も勘案した上で、安定供給上からも価格の安定化からも重要な調整力について、必要十分な費用を過不足なく支払うという観点で、社会コストの最小化と安定供給を両立していく上で重要。(監視等委)

④特殊な電源の取り扱い（変動性再エネ、DER、大規模揚水・蓄電池）

- 特殊な電源（変動性再エネ電源、DER、大規模揚水・蓄電池）について、今後議論が求められると考えられる内容は以下のとおり。

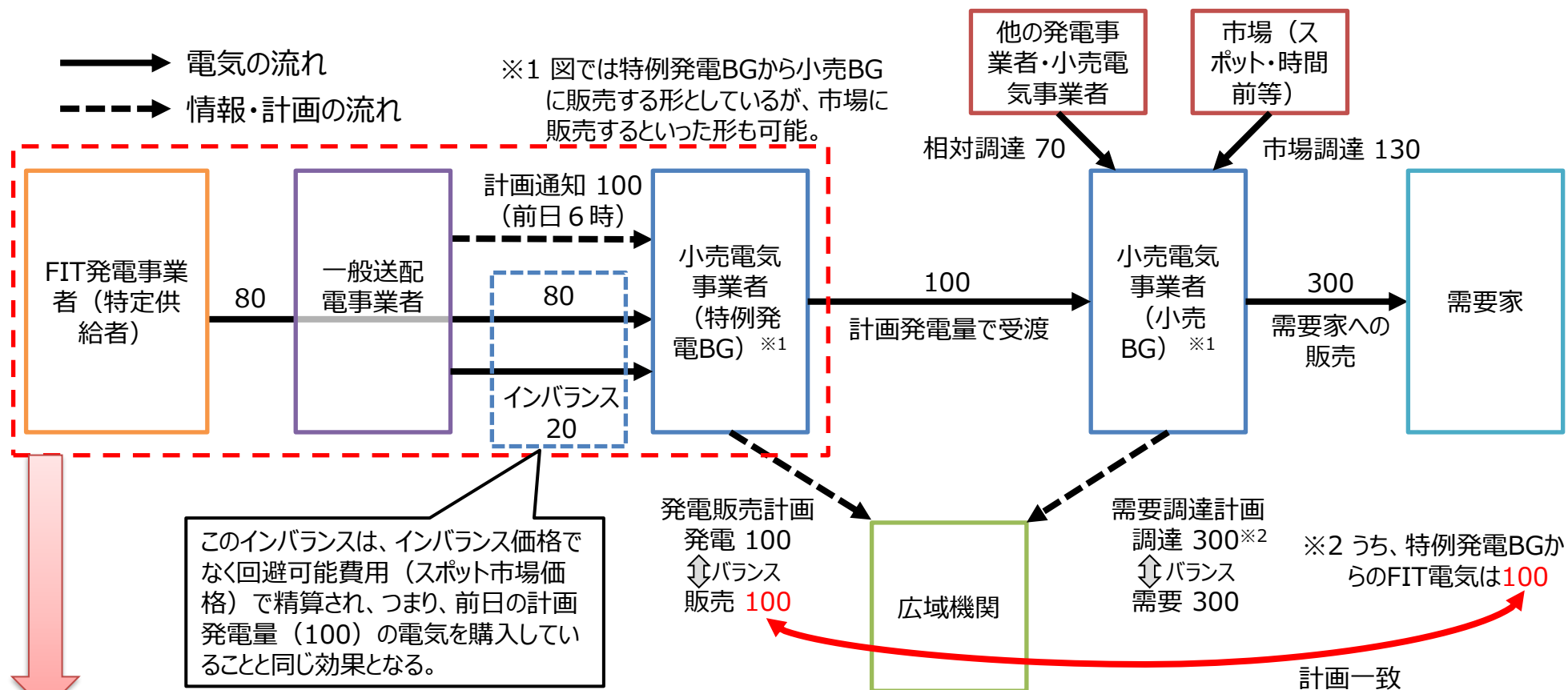
特殊な電源		論点
変動性再エネ電源※1	FIT特例①、③	現行制度上は前日6時の通知から特例発電BGの発電計画（FIT特例①）やスポット市場への投入量（FIT特例③）を変動させない運用になっているものの、予備力・調整力を柔軟に運用する観点から、実需給が近づくにつれて精緻になる再エネ出力予測に応じて、FIT電源の発電予測量を変化させた方が良いという考え方もあり得る。一方、この場合、特にFIT特例①については、小売電気事業者のインバンスリスクとなるという問題が生じる。実需給が近づくにつれて精緻になるFIT電源の発電予測量・発電量と前日6時の発電計画とが乖離し、市場の約定量や価格に影響を与え得ることに対して、どう対処するか。
	FIT特例②、FIP、非FIT	BGが出力誤差を調整。 ➢ 出力増する場合：パワーコンディショナーで出力を制御する（前日の約定量を維持する）、増加分を時間前市場で売り入札する、増加した分だけ自社の他の電源の出力を下げる、等。 ➢ 出力減する場合：減少分を埋め合わせるために時間前市場で買い入札する、減少した分だけ自社の他の電源の余力を活用し埋め合わせをする、等。 - BGによる同時同量が前提であるが、インバンス（BGが発生させた誤差）は実需給でTSOが調整。この誤差は、同時市場で需要誤差の対応分や電源脱落対応分等、他の予備力・調整力と一体的に運用することによって、より安定的・効率的な運用を目指すことが肝要。
DER※2		DERの市場参入の促進と市場における約定計算の時間等の技術的な要件のバランスを考えつつ、同時市場におけるDERの各種規律等の議論を行っていくことが重要。 （例）入札に必要な情報（売り入札・買い入札・ΔkW）、入札規律（価格規律、最低入札量、混雑管理のため地理的な入札単位、等）、約定ロジックの設計、ベースライン（特にDR）の取り扱い、等
大規模揚水・蓄電池		大規模揚水や大規模蓄電池といった技術的に系統運用者から指示が可能な電源は、積極的に同時市場において運用することを追求した方が良いか。揚水等の保有主体は発電事業者であることを踏まえると、揚水等を市場で運用することに対する適切な対価性も必要か。 （例）一定期間市場運営者等に対して容量を供出する契約（市場で運用する契約）を締結し、市場運用に対する対価を別途支払う仕組み等の検討。

※1：FIT特例①③は小売電気事業者にインバンスリスクが無く、TSOが調整力を用いて出力誤差分を調整。FIT特例②、FIP、非FITについては、発電事業者や小売電気事業者が自ラズれを調整。

※2：Distributed Energy Resourcesの略。小規模な電源や需要側リソース等、分散型のエネルギー源のこと。変動性再エネ電源、蓄電池、DR等を想定。

(参考) 現行のFIT特例①の計画提出実務と同時市場における論点

- 現行のFIT特例①における計画提出実務のイメージについては下図のとおり。なお、FIT特例③については、図の左部について、FIT発電事業者から一般送配電事業者に電気が渡り、スポット市場に投入されるといったシンプルな形となる。



問題意識

時間前同時市場のSCUC・SCEDにおいて、実需給に向けて改善する出力予測に応じて、FIT電源の発電量を都度見直せると、より効率的に市場取引できるようにも思えるものの、特例発電BG (ひいては電気の受け渡し先の小売BG) にインバンスリスクが生じるという問題が発生する。

(参考) 需給調整市場における揚水の取り扱い（最新の議論の動向）

- 揚水の応札が極めて少ないことを踏まえ、第92回制度検討作業部会（2024年5月10日）において、公募調達実施に関する検討について提起されている。

第92回制度検討作業部会（2024年5月10日）資料4より抜粋

対応策の基本的考え方③

- 前頁で取り上げた各対応例に伴い想定される効果・懸念点は以下の通り（それぞれについて、適切な場で今後詳細な検討が必要となる）。

		対応所要期間	想定される効果	懸念点
募集量の削減	A. 調達募集量の見直し	短 取引規程改定等は不要	・ 調達量を何らかの水準を以て削減することで、直接的に調整力の調達未達を防止	・ 対象商品や適切な削減水準について十分に検討する必要がある
	B. 揚水発電の公募調達実施	中～長 技術的な検討に加え、適切な水準の検討、需給調整市場ガイドラインや取引規程改定等が必要	・ 現行の需給調整市場の取引規程を変えずに、揚水リソースの公募調達により、一定程度需給調整市場の募集量を削減できるか	・ 公募は直近2024年3月に沖縄エリアを除き終了しており、その整理と逆行する動き ・ 公募要件や実効性等について精査要
応札量の増加（誘導的）	C. （余力活用比で魅力ある）価格規律の見直し		・ 支配的事業者による応札をより促すこととなり、供出量が増加	・ 需給調整市場における調達コスト増加に直結するため、需給調整市場での調達意義を損なわない範囲での調整が必要 ・ 効果の顕在化に時間を要する
	D. 一次・二次①に関する並列必須要件の見直し		・ 揚水発電事業者にとって、一次・二次①に対する供出がしやすくなり、当該商品の供出増加に貢献	・ 並列必須要件の存在意義に十分着目し、対応の可否、実効性についての十分な検証が必要 ・ 効果の顕在化に時間を要する
応札量の増加（規制的）	E. 需給調整市場における制度的な供出義務化		・ 需給調整市場に対する出し惜しみがなく、一定の規律の下市場供出量が増加 ・ 高単価応札が自ずと市場から押し出されることとなる	・ リソースにとっては個別事情で供出不可な場合もあり、義務化の線引きをどのようにするか検討が必要 ・ 義務に見合った確実な費用回収と収益の確保体制に関する検討が必要
価格面の対応	F. 三次②上限価格設定	慎重な検討が必要		・ 高単価応札を市場から押し出すことが可能。調達価格の高騰防止に寄与

30

第92回制度検討作業部会（2024年5月10日）資料4より抜粋

B. 揚水発電の公募調達実施

- 揚水発電においては、揚水発電所の上池容量を踏まえた運用の制約などを主因に、一次・二次①における並列必須要件への適応が困難である（後述 D 参照）課題があり、需給調整市場における揚水リソースの供出にはハードルがある。
- そこで、揚水リソース由来の調整力については、需給調整市場ではなく公募等で調達を行う方式に変更し、調達に自由度を一定程度設けることも一案か。本対応により、公募での調達を行う分需給調整市場での募集量の削減にも繋がらうか。
- ただし、需給調整市場での調整力調達を促し市場競争によりコストを低減すべく、調整力公募は沖縄エリアを除き2024年3月に終了した中、リソース限定での公募復活による効果や公募調達の対象・公募要件などについては検討が必要である。

32

⑤他制度・他市場への影響

- 同時市場の導入は週間から実需給までの市場・需給運用等を大きく変更しうる制度変更のため、導入に当たっては、きわめて細かい論点も含め、丁寧に整理をすることが求められる。他制度・他市場との関係で大きく影響を及ぼす点は、具体的には以下のとおり。

他制度・他市場	留意点
同時市場以前の断面で電力取引を行う市場（相対取引、先渡市場、ベースロード市場）	・ 安定供給（電源投資、燃料調達）や価格安定性、競争促進の観点からは、同時市場以前の断面での電力取引の環境を整備することが重要。 <u>中長期の断面と整合的な同時市場を構築する必要。</u>
間接送電権市場	・ 現行の間接送電権市場は、一部の連系線を対象に、運用容量等をベースに設定された販売量を対象に、買い側がシングルプライスオークションで買い札を入れる、という設計。同時市場においても、 <u>同様の設計で問題ないかどうか、制度変更すべきならばどのような変更を行うべきか、今後、議論・整理する必要。</u>
先物市場	・ <u>先物取引の最終決済価格を同時市場における約定価格とすれば、現行の先物商品と似たような設計が可能</u> と考えられる。
FIT・FIP制度	・ 先述の④（P.46）のとおり、特にFIT特例①（小売（特例発電BG）がインバランス精算主体、インバランスリスクなし）については、特殊な運用になり得ることも考慮しつつ、適切な設計を行う必要がある。
容量市場	・ <u>容量確保契約約款等の変更が必要</u> 。具体的には、前述の①（P.35、36）に記載のような規律を規定する必要。 ・ 今後詳細に設計されるkWh市場及びΔkW市場の価格算定方法や価格規律を踏まえつつ、 <u>容量市場への入札事業者は他市場収益を適切に見積もる必要。</u>

⑥同時市場運営主体の役割

- 同時市場の運営者は、市場参加者（発電事業者、小売電気事業者、DR事業者、一般送配電事業者等）が供給力（kWh）及び調整力（ΔkW）の取引を行うために、入札情報を受け付け、系統の運用状況や電源の稼働情報・費用情報を把握し、それを元に約定処理を行うとともに、決済、精算、市場監視等を行うことが想定され、取引市場の運営から電力の広域需給・系統運用に関連する業務まで幅広く行うことになると考えられる。加えて、同時市場を導入後も、日本全体の電源構成・電源種・系統状況の変化やテクノロジーの発展、電力市場に求められる社会的・政策的な要請などが随時生じると考えられ、このような環境変化に対して、適切に約定計算等の仕組みを改善していく高度なシステム開発能力も必要と考えられる。
- 取引参加者の利便性の確保、円滑な資金決済、適切な市場監視、安定的な広域需給運用等を実現するため、同時市場の運営者には、強靱かつ安定的な事業運営能力、取引参加者の信頼を得られる中立性・透明性、高度なシステム開発能力を有し、必要なガバナンス、人材、経理的基礎等が確保されていることが求められると考えられる。
- 以上を踏まえつつ、今後、具体的な運営主体について、電気事業法等の関係法令の規律も含め、適切に検討していく必要がある。

1. 「同時市場の在り方等に関する検討会」設置の背景・目的等
 - ①検討会設置の背景・目的・検討の全体像
 - ②同時市場の意義
2. 目的①：同時市場の仕組みの具体化
3. **目的②：費用便益分析**

費用便益分析

● 同時市場の費用便益について、定量・定性両面から評価した結果は以下のとおり。

費用便益分析の留意点

- 定量的な費用便益分析の結果については、一定の仮定を元に試算したものである。今後の同時市場の設計の詳細によって費用・便益は変わり得、本試算が絶対的な指標ではないことに留意いただきたい。
- また、資料後段の定性的な評価に記載しているとおり、今回定量的に評価できなかった要素によっても、費用・便益の双方が変化し得、費用便益分析の結果は変わり得ることに留意いただきたい。

定量分析

		初年度評価[億円]	10年評価[億円]
便益	①調整力コスト低減 	602 ~ 737	3,880 ~ 4,734
	②混雑処理費用低減 	959 ~ 1,252	6,138 ~ 7,992
	合計（① + ②）		10,018 ~ 12,726
費用※	割引率・年経費率で換算		1,389 ~ 1,562
費用便益分析（B/C）結果			6.4 ~ 9.2

※ 英Ofgemの事例を参考に、米ERCOTの算定結果（2008年）を現在価値に換算した結果を元に日本の系統容量等に合わせて調整の上、算定。海外事例が必ずしも日本における同時市場の導入における制度変更と一致しないことや、日本のシステム開発におけるサunkコスト（次期中給システム）や既存システムの更新費用等を考慮しきれていないことに留意。

（定量的評価できていない追加便益）
定性分析

- 卸電力取引所の売り切れによる価格高騰の改善
- 需給調整市場（ΔkW市場）の売り入札不足等の改善
- 非効率的な電源態勢（ブロック入札の限界）の改善
- ブロック入札による逸失利益の改善
- 便益評価側における今後の物価上昇等の織り込み
- 週間断面での電源の確実な起動等
- 時間前市場の流動性の向上
- 需給調整市場用の連系線利用枠の解放による電源稼働の改善
- 事務手続きの低減





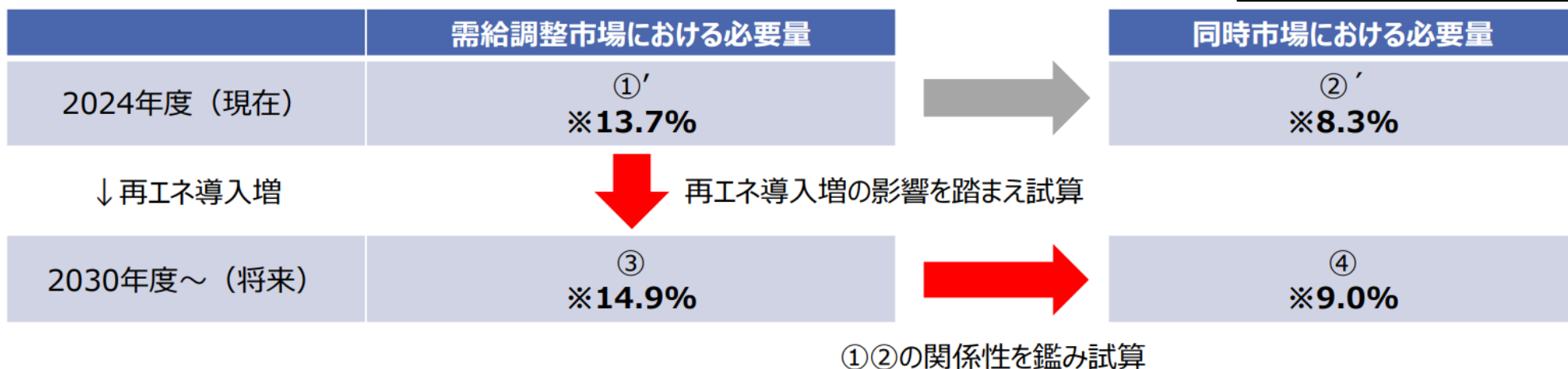
* 詳細は、第3回検討会（2023年10月23日）資料3、第7回検討会（2024年3月18日）資料5、第9回検討会（2024年5月22日）資料5を参照。

(参考) 調整力コスト低減効果の算定

- 同時市場においては、供給力・予備力・調整力を一体に扱うことが可能であり（つまり、供給力の確保状況に応じた、予備力・調整力の調達量の工夫が可能。）、また、時間前市場を効率的に設計できた場合、時間前市場においても追加的にSCUC・SCEDの計算を行い、予備力・調整力を調達することが可能（つまり、前日断面において、必ずしも全量の予備力・調整力を確保する必要が無く、効率的な確保が可能。）。
- これらを踏まえ、調整力確保のための電源稼働が一部不要になることに伴う、燃料費・CO₂対策コスト低減費用をシミュレーションにより算定。

同時市場における調整力必要量（試算）

第60回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会
(2024年2月7日) 資料2より抜粋

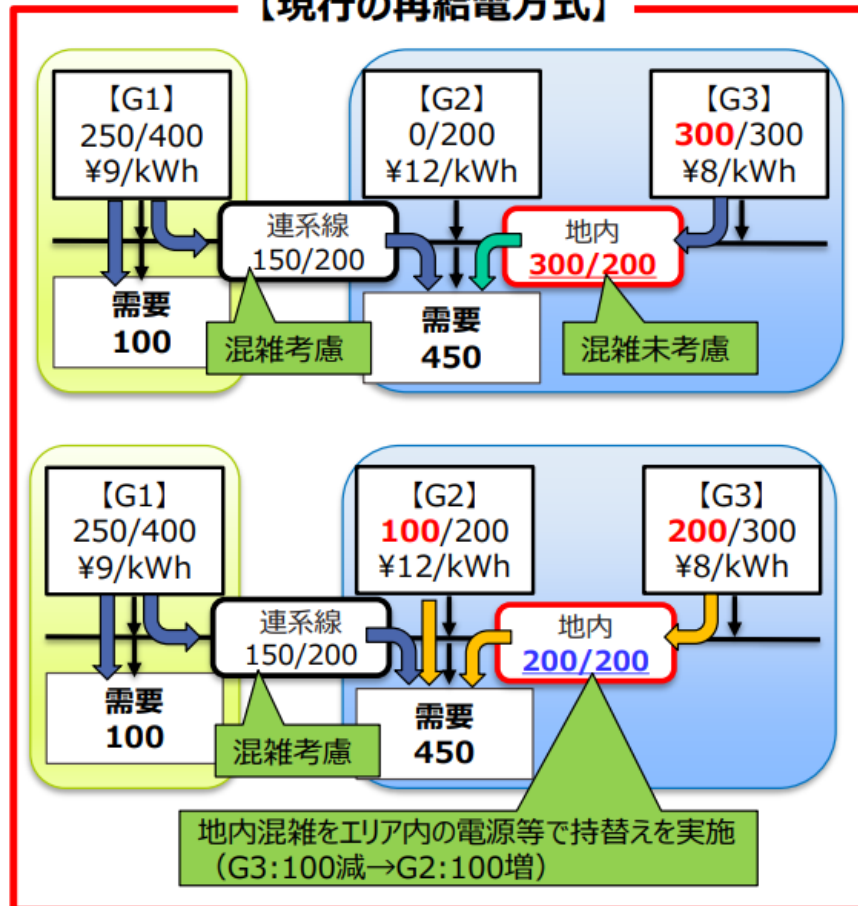


※9エリア合計の需要平均に対する調整力必要量の比率

(参考) 混雑処理費用低減効果の算定

- 同時市場の導入に伴い、混雑管理方法が、再給電方式（エリア単位の個別最適）からSCUC・SCEDロジック（広域大での全体最適）になることに伴う、燃料費・CO₂対策コスト低減費用をシミュレーションにより算定。

【現行の再給電方式】

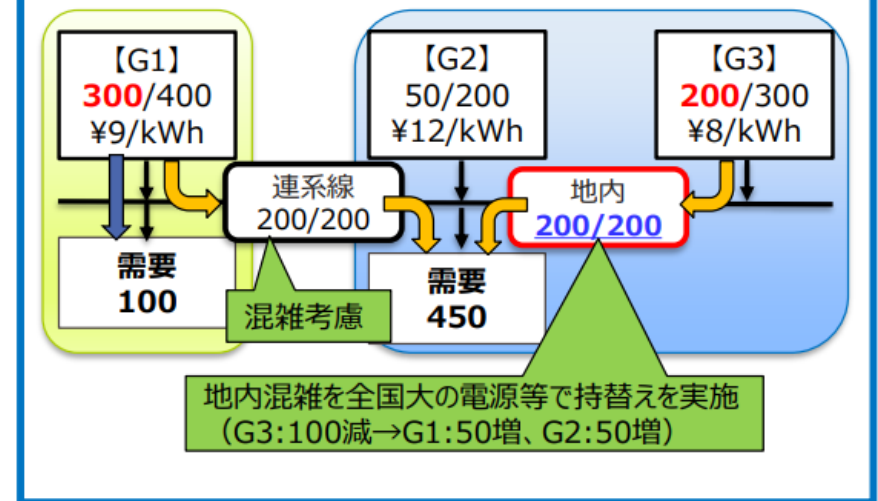


第3回同時市場の在り方等に関する検討会
(2023年10月23日) 資料3より抜粋

【SCUC・SCEDロジックによる混雑処理】

広域大での全体最適

地域間連系線および各エリアの地内系統の混雑を同時に考慮し
混雑時は全国大の電源等で持ち替え



(参考) これまでの検討会の意見概要

(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考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の間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帰着するが、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。（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。（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も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、恣意的なものとならないように、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け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）活用の仕方でも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で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つつ、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）

(参考) 第6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）

電力システム改革 の検証

- ・既に同時市場の検討の中で、電源の入札約定方法の選択肢として、市場外の相対取引分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いる。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と考えられるので、電力・ガス基本政策小委員会との連携を取り、本検討会との役割分担を整理の上、検討を進めていただきたい。（JERA）

電源起動・出力配 分ロジックの技術 検証（検証A）

- ・資料4のP.48のシミュレーションを解析する上で、区分線形関数とステップ関数、発電側供給曲線において、kWhと限界費用がどのように出ているか、図で描くなどして、工夫して解析いただきたい。また、上位2系統の混雑計算について、PJMではハブやゾーンで集約するとなっており、この辺りも精査が必要。P.49のように、各エリアで2、3のノードでいいのかどうかなど、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（横山委員）
- ・P.48、49について、ステップ関数の場合はステップ数の取り方次第でむしろ計算時間が長くなる場合もあるので、ステップの取り方がキーになる。約定点がある程度わかっているならば、値の近辺で細かくステップを取り、他を無視する（一本化する）といったやり方もある。一方、いずれにしても近似関数で線形補完すると入札価格と入札量が近似した場合の約定価格と約定量と異なるので、ルールの整理をどうするかは気になる。（秋元委員）
- ・（特に買い入札について）入札価格と入札量をどのようにノードに配分するかは収束の良し悪しに影響があると推察するので、PJM等、他の市場の情報も含めて、深堀してほしい。（小宮山委員）
- ・P.12で設備面に起因する制約を直接的にロジックへ組み込めるような記載があるが、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ことは前提として認識した上で、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も認識しておく必要がある。燃料調達に起因する制約も含め、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であれば、計算時間に加え、実務面でワークするのも課題。また、経済差替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と理解しているが、会計上の扱いについても別途確認が必要。（JERA）
- ・kW・kWh制約の取扱いについて、事業者の判断・申告をベースにすると、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懸念。この点、どういったルールにするのか、海外事例も含めて整理すべき。（五十川委員）
- ・色々な制約を出来る限り（ロジックに）取り込みつつ、取り込めない部分が残ることも考慮しながら整理することは合理的。一方、様々な制約（年間に及ぶ制約、起動停止回数の全体の制約等）は複雑だが、これは本来はJEPXの余剰・限界費用供出と直結しているはず。これまでどれぐらい厳格に監視されていたのかは同時市場の検討でも参考になるし、もし監視できていなかったとすれば、これまでの監視が甘かったのではないかと懸念が生じる。JERAの発言は重く受け止めて、監視委とエネ庁においては足元の制度も含めて整理を進めるべき。（松村委員）
- ・セルフスケジュール電源の経済差替は、事業者が相対契約を持っていて、デリバティブではなく現物取引として取引を成立させたいニーズと、事業者・電力システム全体双方にとってメリットオーダーを追求したいニーズ、の両者から出てきているものと理解。事業者の立場からは、会計処理上、現物取引として成立するかどうかは非常に大きなポイントであり、成立するのであればロジックも簡略化できるのではないかと。（東京ガス）
- ・kW・kWh制約の考慮の仕方について、特に燃料や環境など個別性の強い制約は事業者側が個別の制約を考慮した上で、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形で検討できるのではないかと。他方、ある程度、制約などのパターンの整理も必要であり、今後、発電事業者とも話しながら実務的にもワークする方法を決めればよいのではないかと。（enechain）
- ・DR等も（市場に）入れやすくする観点から、DRにおける年間制約などもパラメータといった形で織り込むと市場環境を整備できるのではないかと。また、週間運用については、系統運用者ごとに、週間運用の目的や対象期間、対象リソース、再エネ余剰対策等も考え方が違うのではないかとと思うので、一般的な考え方は気になる。P.49について、計算の収束を考えると、ある程度決めの問題としてやっていく必要もあるか。その際、ハブやゾーンの考え方も今後検証が必要だと思う。（市村委員）

(参考) 第6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） （続き）

- ・市場価格が安い場合に電源差替を行いたい場合は、市場運営者が約定ロジックに従い、電源を出力するかどうかを決定するべきかと思うが、同時市場がどのような市場か、相対取引はどのように認められるか、誰がどのように応札するか、市場支配力に対する市場規律はどうあるべきか等、全体像が明らかになってから改めて議論するのが適当ではないか。また、現状のJEPXの全量入札の監視について、全量入札ができない場合に（事業者から）長期の燃料制約の説明を受けることもある。松村委員の指摘も踏まえ、足元の対応もしっかり見詰めていきたい。（監視等委）
- ・同時市場の役割については、週間計画の方法等、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り、市場の役割を明確にして議論することが肝要。（送配電網協議会）
- ・起動時間を考慮した目的の場合は7日間、軽負荷余剰対策や再エネ余剰対策の場合は3日間必要という方向性について、PJMとは時間軸も異なるので、一つの案に拘泥することなく、幅広く週間計画のロジック構成は検討いただきたい。（エナジープール）

検証B 試算結果 を踏まえた市場価 格算定方法

- ・資料5のP.19の同時最適のマーギナル電源を用いた価格算定（案B-1）について、再エネ余剰時でも ΔkW を確保するために多くの電源を動かすことで限界費用が高くなっていることは興味深く、実際にはこの程度高い発電機が運用されていることを認識できる。シャドウプライスを用いた価格算定（案B-2）を採用すると、 kWh 収入で高い起動費を回収することが難しくなるため、 ΔkW の機会費用で回収するのは気になる。また、 ΔkW なかりせばのマーギナル価格（案A）と案B-2の比較で、なぜ案B-2の価格が低いのかや、 ΔkW との関係で案B-2におけるマーギナル価格の決定方法がどうなっているかにも関心がある。（横山委員）
- ・今後は案B-1を除外するという方向でよいと思う。ただ、各火力機の停止時の価値を表す重要な指標であり、計算上の意義は大きい。 ΔkW の価格算定に関しても、P.31の方針でよいと思う。調整力の必要量と供給に関するバランス式のシャドウプライスも ΔkW の価値に相当する指標になるのではない。（小宮山委員）
- ・燃料費の変化による試算について、平均価格だけではなく分散についても違いがあれば、評価軸として加える考え方もありえるか。案B-2の方針で異存はない。 ΔkW 価格と合わせて最終的に評価するのだと思う。（五十川委員）
- ・案B-2が案Aと比較して若干安くなる傾向について、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。 ΔkW の確保量を増やせば、安い発電機が部分負荷運転することになるので、シャドウプライスも低くなると思慮。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きたい。（河辺委員）
- ・出力抑制が起こる時間帯について、案B-1では火力機の調整力が必要で高価になるとのことだが、変動性再エネ等の調整力が考慮されていない。出来るだけ全体のコストを下げるためにも変動性再エネの調整力が活用可能であれば、その活用の重要性も示されているものと理解。再エネの出力を下げて ΔkW を確保するなど、変動性再エネの活用も検討いただきたい。（JPEA）
- ・案B-2の場合、調整力確保のために約定価格よりも高い限界費用の電源が運転するケースもあるため、Upliftや ΔkW 価格で確実に費用回収できる制度設計を検討いただきたい。（JERA）
- ・調整力の効率的な調達には、調整力が安定的に存在することが必要であり、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の観点からも検討を深めていただきたい。（関西電力）
- ・ ΔkW の機会費用・逸失利益は、Three-Part情報と実際の市場約定結果をもとに算出し、実態に即した価格になると思慮。 ΔkW のその他の費用は、需給調整市場ガイドラインや海外の事例を参考にして、合理的な価格設定となるように検討いただきたい。（送配電網協議会）
- ・（ ΔkW の）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のように取り扱うかは、何を最適化するかという論点と密接に結びつく認識。 ΔkW と kWh が同時に決定される同時市場においては、現行の需給調整ガイドラインの逸失利益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。我が国の調整力市場の実態や他市場の関係も踏まえつつ、外国の制度も参照して丁寧に議論いただきたい。（監視等委）
- ・全体の進め方には異論はなく、 ΔkW の算定も、実態や海外の状況を踏まえて進めることでよいと思う。価格規律が市場によって異なるのが現行制度であり、同時市場の枠組みの中で、どのような価格規律・市場設計の在り方がいいかは、実態を踏まえてゼロベースで考えていくべき。（市村委員）

(参考) 第7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）

同時市場の詳細 論点①（入札と 電源の調達・運 用）

- ・説明された方針に全体的に賛同。同時市場に電源のkWhとΔkWを可能な限り供出した上で全体最適を図り、安定供給や経済性のメリットを最大化していくことが何より大事。一方で、SUCU・SCEDロジックでは参照できる情報も限られており、定量化が難しい部分もあるので、セルフかプールか、事業者に裁量を持たせることも必要ではないか。セルフとプールの市場全体での比率がどのように経済性や安定供給に影響を与えるかは気になる。（小宮山委員）
- ・P.50以降について、発電事業者が原則として入札区分を自由に選択できる仕組みとする点は特段異存はないものの、プールのみだとしても低価格入札をすれば同様の目的を達成できるという指摘の回答にはなっていないのではないかと。セルフが実質的に意味があって必要なのか、もしくは低価格にすればプールでも目的は達成できるものの、電源は発電事業者の財産であるためにセルフが必要なのか、この辺りの整理を確認したい。また、セルフを認めるとしても、モニタリングや種々の対応、規律付けが重要であり、入札区分の選択の仕組みが有効に機能するよう、今後、細部を詰める必要。（五十川委員）
- ・P.62の提案（発電事業者による前日同時市場以後の自社電源の余力の活用を認める）について、各社の勝手な運用ではなく、TSOが逐次のSCUCで運用を決める方法もあるのではないかと。（横山委員）
- ・適取GLによる運用（余剰電力限界費用入札、相場操縦）を踏まえると、同時市場においては、最適運用をするために原則としてはネットワークに接続する全ての電源について入札をしてもらうことが望ましく、他方、その電源の入札方法は、自己計画電源なのか、固定出力電源なのかも含め、発電事業者が自由に選択できることが原則。ただし、市場支配力のある事業者などについては、一段高い規律・制約条件以外の供給力について全量供出が求められることではないかと。（監視委）
- ・発電事業者が（入札区分を）原則として自由に選択する仕組みは残念だが、発電事業者を含めて多くの圧力があることを前提とすると、やむを得ない整理。多くの電源に参加してもらうことは望ましく、一定の制約を加えるという整理は合理的。原則自由と整理する以上、合理的なものが出来るだけ多く市場に出てくるように誘導することが重要であり、手段としては、容量市場のリクワイアメントや監視強化が考えられる。合理的な市場ができれば監視は緩められるという期待は、今回の整理でなくなったと考えられる。調整力市場も、足元を見れば、市場支配力を行使しやすい市場だと考えられ、監視対象を広げることを含めて、考えなければならない。市場支配力の行使に関して、価格の高さのみならず、限定的にしか市場に参加しないこと（実質的に価格を無限大にして入札していることと同じ）への監視は不可欠。（松村委員）
- ・P.62について、混雑が発生する位置に余力を持つ電源がある場合をあらかじめ想定することが重要。自社電源の余力活用を優先することによって、他の電源の約定結果に影響を及ぼすこともあるのではないかと。他の市場参加者への影響を考慮しながら、安定供給の観点も併せて検討を深めてもらいたい。（河辺委員）
- ・同時市場の仕組みの中では、電源情報が一元的に管理されると理解しており、ひっ迫時の安定供給や売り惜しみなどの監視の観点からも極めて重要。また、売り惜しみの観点では、前日同時市場だけでなく、時間前市場の仕組みもセットで考えていく必要があり、前日以降の断面で差替え後に余っている電源の活用など、タマを出すような設計は重要。P.69の電源差替えの仕組みは、デリバティブや会計といった実務上の整理も含め、今後、検討が必要ではないかと。（市村委員）
- ・調整力確保の観点から、自己計画電源でも余力がある場合は、出力配分可能領域として入札することに加えて、市場計画電源での入札インセンティブが働く市場設計などの仕組みを検討いただきたい。また、需給ひっ迫の緊急時には一般送配電事業者による緊急的な電源運用が引き続き必要。（送配電網協議会）

(参考) 第7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）

同時市場の詳細 論点①（入札と 電源の調達・運 用）（続き）

- 重要なことは、電源等情報の一元的な把握・管理の仕組みの構築が本来の目的であって、入札や情報登録はその手段でしかないということ。P.69の電源差替えについても、目的を明確し、市場への入札自体が目的化することがないように留意してほしい。同時市場は全体最適を一層追求できることが期待できるので、市場取引の活性化には賛同するが、あくまで日間や週間の短期的な最適化であることは認識しておくべき。長期的な観点からは、安定的な燃料確保の問題があり、相対契約が重要な役割を果たしている。市場取引だけでなく、相対取引とうまく併存させていくことが大切。相対契約にネガティブな影響が出ないように慎重に検討いただきたい。（JERA）
- P.69や資料3-2のIBTについて、デリバティブ扱いにならないようにすることが重要。デリバティブの場合、多くの事業者にとって、証拠金管理のオペレーションや資金繰り、期またぎによる財務会計上の利益の変化など、実務上ワークしなくなるおそれ。PJMのIBTについて、実際にキャッシュフローを3回動かすのは面倒。相対のインボイスだけ出して、PJMに対してはセルフの量だけ登録ではダメだったのか。デリバティブ扱いを防ぎつつ、煩雑にならない形を模索すべき。また、IBTの商流にISOが入ることで、ISOが不要に与信リスクを取ることにないように留意いただきたい。（enechain）
- 今回示された基本的な考え方が今後の具体的な仕組みの中で実現されるとともに、電源トラブル等に対する事業者のリスク等も考慮いただき、機能的で信頼性のある市場となるように検討を進めていただきたい。（関西電力）
- 市場主導型の混雑処理方法や再エネの出力制御対策の論点が将来議論になった際に、同時市場が柔軟に対応できることは確認しておく必要。また、当面の混雑処理は再給電方式だが、市場制度の中にて何か考慮するのか、制度の枠外とするのかは認識の共有が必要。P.57について、自己計画電源でも選択肢①を選択した場合には、全て市場を通じて電力取引を行うと理解。この場合、コーポレートPPAが成立するのか、グローバルな再エネ調達基準を満たせるか、24/7のカーボンフリー電力の調達に対応できるのか、考慮いただきたい。一方で、市場外での取引を行う選択肢③の場合に、出力配分が必要になったとき、どのように扱うのか、プロラタ配分が有り得るのかは検討が必要。（ユース）
- 変動性再エネをセルフスケジュールにした場合の札の入れ方や、GCまでの出力の変動の扱い、FIT電源やコーポレートPPA電源の取り扱い、出力変動する中での時間前市場の取り扱い、出力制御の約定処理の仕方や変更点など、今後、検討を深めていただきたい。（JPEA）

ΔkW価格算定 方法（検証B）

- ΔkW約定量の特定方法については、シングルプライスにするか、マルチプライスカに大きく関わってくると思う。TSOの調整力確保費用の最小化と、発電事業者のコスト回収をうまく調和させ、シングルかマルチかを検討してほしい。（横山委員）
- ΔkW調達費用がどのように変わるかは、マルチプライスの場合との費用比較も含めて気になる。kWh収入やUpliftの規模感とも合わせて定量評価いただきたい。ΔkWの割り当ては、応動能力の違いも踏まえる必要があると思うが、今後、どのように扱っていく予定なのか。（河辺委員）
- ΔkWもメリットオーダーで電源を割り当てて、価格もそれに対応させるのが自然という印象。価格が高すぎる、低すぎるといった点を調整するために制度自体が理屈と合わない形で歪まないようにすべき。（五十川委員）
- SCUC・SCEDロジックで、制約を入れながら最適化を行うときに、その制約のシャドウプライスがΔkWの価値を表す指標になり得、その指標や電源の起動状況等も確認しながら、どのような方法が適切か、考察を深めていくことも大事。（小宮山委員）
- シングルプライスだと高くなり、マルチプライスだと安くなる、という発想はやめるべき。プライシング方法により、入札の戦略などが一般論として変わり得、同時市場でも同じことが起きる。シングルであれば価格に影響を与えるのは限界電源だけだが、マルチプライスなら全ての電源であり、監視の負荷も全く異なる。また、調整力市場の価格を抑えることは重要。一方で、他の市場（容量市場等）とリンクしており、同時市場でコストがかさんだとしても、（容量市場の）他市場収益になるため、必ずしもシステム全体のコストが増えるとは限らない。現在の調整力市場は調達不足が頻発しており、シングルプライスだと、価格が高騰するおそれがあるが、その問題を引き起こしているのはマルチプライスという懸念もあり、難しい状況に直面していることを認識すべき。（松村委員）

(参考) 第7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）

ΔkW価格算定 方法（検証B） （続き）

- ΔkWの価格はUpliftとの整理が重要な論点であり、ΔkWだけを取り出してシングルかマルチかという議論しても仕方がない。UpliftとΔkWは同時に議論すべき。（東京ガス）
- 変動性再エネにおけるΔkWの扱いは今後の検討課題。特に出力制御の際に上げ調整力・下げ調整力を上手く活用すれば、全体の調整力のコストを下げることに繋がると思慮。（JPEA）
- 今後、ΔkWやUpliftの費用負担を議論する際には、kWhよりも限界費用が高い電源は、全体として見れば、kWhとΔkWの両方のために動かしている点を考慮し、検討いただきたい。（送配電網協議会）
- ΔkW価格の算定方法の検討にあたり、発電事業者が調整電源を確保、維持するための健全なインセンティブの在り方を含めて検討いただきたい。（関西電力）
- コマ単位では費用回収が出来ても、日や週単位では相殺されて費用回収が出来ない事も起こり得る。回収漏れがないような形で全体の仕組みの設計をお願いしたい。（JERA）

費用便益分析

- ERCOTの事例を基に数字が記載されているが、ERCOTには容量市場もFITもないため、同時市場の前提もスペックも変わってくる。またサイバーセキュリティの対応を考えるとより短く回すことが妥当なのではないか。今回、具体的な定量データが公表されたが、その数字が独り歩きしないようにピン止め時には留意する必要がある。（エナジープール）
- 系統の構造等も費用に影響を与える可能性も軽微ながらあるかもしれない。今回、ERCOTやイギリスの例を参考にされているが、東日本とイギリスの系統は類似している部分もあるので、参考にするのは悪くないと思う。（小宮山委員）
- 次期中給システムは実運用に使用するシステムであり、計画的に構築することは重要。他方、その使用が同時市場の約定ロジックと大きく異なる場合は、連携する際に複雑な仕組みとなり、コスト高になる可能性があるとの認識。どんな乖離が生じて、次期中給システムの追加実装で対応できるように、次期中給システムの使用等も勘案して議論することが時には必要。（監視等委）
- 電中研にてSCUCツールを開発し、これまで提供・分析いただいている中で、最適解ではなく準最適解として出てくる部分の扱いをどうするのかは気になる。その結果次第では、費用便益分析の結果も変わる可能性があるのではないか。（秋元委員）

※ その他、主に三菱総合研究所の資料に対して、各委員・オブザーバーからの質問があり、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7回検討会資料や議事録を参照されたい。

(参考) 第8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）

同時市場の詳細 論点②（入札義 務・価格算定・費 用回収）

- ・ 現行の需給調整市場に比べて、同時市場の調整力確保費用が小さいことが同時市場の役割であり、今回の試算（シングルプライス・マルチプライス）と現行の調達価格との比較結果を知りたい。複合約定の場合に、例Ⅰ（限界費用の安価な順）と例Ⅱ（限界費用の高額な順）のような形で簡単に計算できるのか、新たな最適化計算が必要になるのか、が気になる。また、同時市場において、kWhとΔkWの両方に入札義務を課すと、ΔkWの供出インセンティブは関係なくなるのではないかと。（横山委員）
- ・ 実務の観点からも、ハイブリット清算（逸失利益をシングルプライス、機会費用をマルチプライスで精算）の検討を深めていくことが大事。また、同時市場の趣旨からもkWhとΔkWの両方に供出義務を課するのは、同時市場自体の前提条件となる極めて大事な条件であり、賛同。加えて、調整力のある電源自体がなければ同時市場がワークしない可能性もあるので、容量市場も含めた全体感のある議論が大事。前日市場でThree-Part Offerで最適化している中で、時間前市場でもSCEDで最適化する提案にも賛同。（小宮山委員）
- ・ 調整力の供出インセンティブには、そもそも設備のスペックとして調整機能を持たせることと、セルフスケジュールではなく、調整力として市場に供出させることの2つがあり、前者は系統連系技術要件や長期脱炭素電源オークションのリクワイアメントの中での義務付け、後者は最終的には余力活用契約があること等も意識しながら整理をしていくことが必要。入札義務は、時間前市場の設計と強く関係しており、この検討を進めていく中で具体化していくものと理解。入札価格の規律について、現行のkWh市場は限界費用での入札であるものの、ブロック入札では起動費を含めたkWh価格になっており、また、平均費用カーブと限界費用カーブで10%程度の差があることなどを踏まえると、一定程度のリスク等を織り込むことも一つの整理。需給調整市場の取引動向との関係について、現行市場は（kWh市場とΔkW市場で）別になっているという課題が大きいため、同時市場の枠組みが実現し、必要な調整力・供給力があれば、（現行の需給調整市場の）現象は起きにくくなると思慮。（市村委員）
- ・ 供出インセンティブについて、現在の問題は市場に調整力が出てこないことであり、これが議論されているにもかかわらず、事務局の資料では、調整力を備えた電源に投資するインセンティブの議論をしており、ミスリーディング。これは容量市場等の文脈で議論すべきであり、全体として非効率な制度になることを懸念。容量市場等で議論することが自然で、それでも不十分だということになって初めて（事務局の）議論が出てくると思慮。また、シングルプライスの方がマルチプライスに比べて高くなる発想は必ずしも正しくない。システムが変われば入札行動も変わる。一方で、事務局の整理として、かなりの程度をシングルプライスに寄せて、一部にマルチプライスが残るというのは合理的だが、今の機能不全の市場を前提に置けば、本当に正しいかどうかはきちんと考える必要。（松村委員）
- ・ 約定量の特定については、実際に使われる電源への対価性を満たすことが基本と認識。例Ⅰはわかりやすいが、今回の試算を踏まえて、ΔkW価格の水準が許容できないレベルで高い場合は留意せざるを得ない。また、起動費や最低出力費用の取り漏れについて、Upliftとして確実に回収できる枠組みをしっかりと詰めていく必要。（kWh市場の）10%の議論について、限界費用への上乗せを大きくして、市場価格をUpliftの生じにくい水準にするアイデアも有り得る。ただし、市場価格がシグナルとして意味を持つことが原則であり、10%という水準が適切なら良いが、この点は軽視されることがないように設定していくことが重要。（五十川委員）
- ・ 限界費用が高いものの、高速な出力調整能力により、電力システムの周波数安定化のために並列運転することが求められる同期電源もあると理解。限界費用が高い電源は、利用率を踏まえると、kWh収入は大きくなりづらいと思慮。高速なΔkWの提供に対する適切な対価を付与することが安定供給のための電源維持という観点では重要。この点は他の市場も併せて考える必要。加えて、パフォーマンスに応じた報酬を追加で与えるといった方法も一案。（河辺委員）
- ・ DSRの実態（バッチ処理の可否、企業行動、蓄電池との組み合わせ、アグリゲーターのノウハウ、等）によって、限界費用カーブや起動費（シャットダウンコスト）は変わり得、この千差万別の違いを理解しながら議論を深めてほしい。（エナジープール）

(参考) 第8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）

同時市場の詳細 論点②（入札義 務・価格算定・費 用回収）（続 き）

- 全ての火力発電所が需給調整市場に供出できるわけではなく、通信設備や制御設備などの追加設備投資が必要であったり、オペレーション体制も専用に作らなければならないという面もあるため、供出インセンティブは ΔkW 市場に参加できる体制を整えるインセンティブと理解。Upliftについては、最終手段としての赤字補填であり、発電事業者としては、収入を依存することはできないため、Upliftが極力少ないような制度設計にしてほしい。マルチプライスの場合の ΔkW 価格が市場参加のインセンティブにつながるかどうかは確認する必要があり、また、Upliftも大きな数字になっていることは気になる。故に、マルチプライスの場合は、適切なマージンを検討せざるを得ないと思慮。一方で、シングルプライスの例Ⅲ（ ΔkW 供出可能量を全て ΔkW 約定とする）では、単価も総額も抑えられているので、シングルプライスでも、設計の仕方によっては、検討の価値があるのではないか。（東京ガス）
- 資料3-1の結果で、 ΔkW の精算方法の違いによる価格水準の違いの一定の傾向をつかむことはできるものの、発電事業者の視点では電源維持にどのように影響が生じるのか把握しにくい状況であるため、絶対値のレベル感を含めて結果を提示してほしい。また、同時市場の導入により、市場約定価格にどの程度の変化が出るのか、仮に影響が生じるのであれば、制度全体の中で発電事業の持続性をどのように確保していくか、別の審議会も含めて検討してほしい。（関西電力）
- 入札義務について、余剰電力の供出を求めるとした場合に当該電源の調整力もセットで供出することは一定程度理解するものの、あくまで現行制度同様に相対取引分や入札制約を除く余剰電力が対象であることを確認したい。 ΔkW の入札不足に対しては、入札義務化よりも適切な費用回収など市場の魅力を高める方が市場の流動性が増すのではないかと。 ΔkW に十分な供出インセンティブを持たせることは重要。限界費用カーブに10%程度のリスク等を織り込むことが認められれば、 ΔkW の機会費用・逸失利益にも適用することで、 ΔkW 価格の改善につながると思うが、これまで計上が認められていた一定額が織り込まれない場合、供出インセンティブは限定的になるのではないかと。十分な供出インセンティブを持たせるために、シングルプライスも有効な手段の一つかと思うので、高速商品へのインセンティブを含めて検討してほしい。（JERA）
- 費用の取り漏れ分をUpliftで回収するのは賛成だが、Upliftは出来るだけ抑えて、可能な限り市場の価格を適正な水準にすることも重要。短期取引の約定価格は市場参加者がヘッジ取引を検討する際のプライスシグナルとして非常に影響が大きく、この整合性を視点として織り込んでいくことがよい。+10%マージンのオファー上限が取り漏れを構造的に発生しない水準として適正なのかは気になるので、発電事業者の意見や実務的な観点も入れて検証してほしい。もちろんやみくもに高い水準はよくなく、コストを抑えながら合理的な水準を検討する必要。（enechain）
- 調整力提供者に対して、どのようなインセンティブを課すかは、容量市場などの他市場収益の存在も勘案した上で、安定供給上からも価格の安定化からも重要な調整力について、必要十分な費用を過不足なく支払うという観点が、社会コストの最小化と安定供給を両立していく上で重要。また、限界費用に一定のリスクを織り込むかどうかといった判断は、事業者にゆだねる場合に、事業者ごとに判断が異なれば、本来の限界費用のメリットオーダーがゆがんでしまい、同時市場が目指す最適化の達成を妨げることにならないか懸念。加えて、容量市場やUpliftの対応もある中で、何に対するリスクに備えるのかを明確にする必要がある。また、中長期的な観点からの価格水準については、燃料価格のフォワードカーブの影響を受け、また長期相対契約は短期とは異なる価格契約・価格決定が行われていることを踏まえると、同時市場における価格が先物取引や相対取引の相場を決める支配的な要因とも考えられないことから、慎重な議論をお願いしたい。（監視等委）
- 同時市場における電源起動はkWhと ΔkW の両方のために動かしいるケースも考えられるので、今後の費用負担を議論する際は念頭においてほしい。また、時間前市場も同時市場として差分決済方式とする場合には、前日以降のSCUCで並列ユニットが変わって ΔkW が差し替わることもあるので、その時の清算の扱いや、調整力kWhのシングルプライス化による、インバランスが同一コマで上げ下げ混在する場合の扱いなど、色々な課題が出てくると思慮。各事業者が受益に応じた適切な費用負担・回収が出来る仕組みになっているか確認する必要。（送配電網協議会）
- 資料3-2のP.14の同時市場の価格規律について、市場メカニズムが発揮される市場ではなく、総括原価に近いやり方に戻すのかと思っている。これを相対取引とも合わせながら、複雑なものを提案・導入し、現行制度を崩して、同時市場を導入する必要性は疑問に思う。（JEPX）
- 長期脱炭素電源オークションなど各種市場がある中で、同時市場として ΔkW 、電源確保に対してどのような手当てが必要なのかはさらに議論が必要。また、市場への入札義務を課す場合に、何を根拠にどのような対象電源に義務を課すかは、今後丁寧に整理する必要がある。（ユーラス）

(参考) 第8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）

同時市場における調整力に関するタスクアウト項目の報告について（最終報告）

- インセンティブ設計の部分において、約定に関してPJMと同様の設計を同時最適化ロジックに組み込むことは困難と報告されている。別案としてパフォーマンスでリソースを二分する案が提示されているが、約定結果が効率的なものになるかの評価も実現性の検証とともに重要。また、約定に関する議論とともに精算の議論も必要であり、PJMで参考にできる要素は取り入れていく方針でよいと考える。（五十川委員）
- 今後さらに深掘すべき検討項目、例えばFIT交付金で負担する3次②と託送料金で負担する3次①の仕分をどうするかという課題等もあるので、一つ一つ明示しながら議論を進めていくのがよいと思慮。（送配電網協議会）
- 需給調整市場で下げの ΔkW を確保することはせずに優先給電ルールで対応しているところ、同時市場の導入によって合理的に下げの ΔkW を確保できるのは大きなメリットと認識。SCUCによる電源の起動の停止も広義の下げ調整力になると認識しているが、この電源の停止の価値はどのように扱われるのかは気になる。（小宮山委員）

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

- 買い入札を考慮したSCUCロジックにおける系統制約の考慮は、今後、海外の知見等を参考にして深掘りすることかと思うが、現時点で海外の状況で分かっていることや今後どう生かしていくか等が気になる。（市村委員）
- 今回の検証において、最低限必要な実行可能解が現実的な時間内で得られたのはよかったと思う。今後、双対ギャップを小さくするのは大事だが、必要な時間で得られた解が、今のkWhと ΔkW の確保コストの総コストより低ければよいのではないかと思う。また、広域系統・ノード単位での実証を今後進めるにあたり、ノードに需要を割り当てる方法について、何か考えがあるか、気になる。（横山委員）
- 今後発生する計画問題は難しい部分も多く、どのように問題を簡略化するか、何を簡略化するか、切り分けていく必要がある。最適解との双対ギャップに関するコストの誤差や全体の費用感は引き続き検証を進めながらチェックが必要。金額的に大きいのであれば、全体の制度設計にも絡んでくると思慮。近似解の部分で、パラメータの調整については、実運用の難しさがあるので、総合的に検討を進めていただければと思う。（秋元委員）

(参考) 第9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）

市場価格算定方法（検証 B）に関する進捗報告

- ・時間前市場価格・インバランス価格の検証について、論点としては参加主体に十分なインセンティブが与えられるかどうか及び効率的な電源運用が実現できるかの2点で整理できる。誘因確保に問題ないかを確認した上で、効率性を最大限実現できるような設計が望ましいと考える。ΔkW価格の取扱いに関しては、対価性等の観点を入れながら、誘因を適切に確保できる形で、今後整理していく必要がある。（五十川委員）
- ・時間前市場価格・インバランス価格の検証について、（事務局資料のとおり）V1/V2単価を用いる方式は燃料費が最小となる最適な電源運用にはならないので、時間前同時市場と同様の方式（一つの単価）が非常にいいと感じる。ΔkW価格の取扱いについて、時間前同時市場を何度か行うときに、機会費用と逸失利益が入れ替わるのは非常に大変な印象。（横山委員）
- ・時間前市場で逸失利益と機会費用のポジションの変化が複数回起こりうる場合、事業者にどのような影響を与えるかはよく考える必要。一方でSCEDの最適化ロジックの実施自体は合理的な手法であり、市場全体のコスト最小化の観点からは意義のあるもの。（小宮山委員）
- ・時間前のΔkW約定価格が前日以上となる場合に、事業者からするとマイナスの費用（支払い）が生じる。仮に入札義務を課して、最適化を目指す観点から、入れ続けていただくことを前提として、マイナスが発生していくと設計としては難しいと思うので、権利義務関係や精算関係等を整理していく必要。ΔkWの価格において、ある断面で機会費用や逸失利益と割り切って考えるのは、一つの考え方としてあると思っているが、先ほどの点を今後検討していく必要がある。（市村委員）

同時市場の詳細論点について③（時間前市場の設計、その他の論点）

- ・現状、需給調整市場では、未達の状況が頻繁に生じている。結果的に、電源の起動や調整力の確保といった意味で、電力システム全体で合理的な電源の運用になっているのか、疑問が残る状況。時間前市場についてもザラバ市場にして応札を待つよりは、可能であれば約定処理を繰り返すなどが合理的な電源運用になるのではないかと。ただ、発電所の人員配置等の運用も考えると、どのような費用が発生するのか、Upliftとして負担するのか。負担しないとしても、社会的コストが少ない方がよいと、事務局においてヒアリングを行い、方針を決めていただきたい。また、揚水発電は重要な価値を持つ電源であり、事務局提案の方法も含めて適切な対価の下で、最大限活用される仕組みを作ることが望ましい。さらに、同時市場運営主体については、電気事業法の規律の下に運営されることが必要。（監視等委）
- ・先日、PJMに訪れた際に痛感したのは、アメリカには圧倒的な燃料、電源があふれており、パイプラインが張り巡らされており、制約になり得ず、日本の市場環境とは大きく異なるということ。PJMの担当者はDR事業はアフーマティブアクションだと言っていたものの、日本にはこのように大目に見る余裕はない。需給調整市場等の状況を鑑みると性善説で制度設計するのは無理がある。アメリカのFERC Order 2222があるから日本でも、という議論は大変なことになるという肌感覚であり、日米の差を熟慮した議論が大事。（エナジープール）
- ・経済的には起動時間が早くなるほどコストが大きくなるトレードオフが通常考えられる。関係主体へのヒアリングを行いつつ、柔軟に制度を設計していく必要。また、起動費に一定程度の上乗せを認めるというのは1つのアイデアだが、加えて起動スケジュールと起動費をコンビネーションとして複数のオフアを認める考え方もあるのではないかと。（五十川委員）
- ・昔の電力会社のユニットコミットメントでは、発電機の出力変化速度や起動時間は当然考慮されていたと思う。需要の価格弾力性などを考え、日本全体の最適化を行う意味で、恐らくこれらの運用制約はSCUC・SCEDロジックでうまく考慮されるはず。3回ほどGCまでの間にSCUCの時間前同時市場を行うとして、起動に人員が必要であれば起動費の増加で対応できるのではないかと。その費用がどうなるかは、監視する必要はある。時間前同時市場において、何度も決済すると非常に複雑になるため、GCの時点でだけ決済するのは、一つの簡易方法であり、良いアイデア。また、揚水や大型の蓄電池等は非常に重要な調整力の電源であり、また、それらの原資としての火力運用は非常に重要になるので、同時市場の中で最適化して有効に活用することが重要。（横山委員）
- ・調整力の確保において揚水は非常に役割が大きい電源であり、同時市場に運用を任せるオプションを設けることは大切である一方で、ブラックスタート等、安定供給に貢献する電源であるため、任意に入札を行うオプションを用意するのは良いアイデア。日本でもPJMと同様に揚水を考慮に入れたSCUC・SCEDのロジックを完成させて活用することは大切。また、再エネ大量導入において、揚水の運転のオペレーションが複雑化することも想定されるので、同時市場で低速機・可変速機を全体として最適化するのは、意義が大きい。（小宮山委員）

(参考) 第9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）

同時市場の詳細 論点について③ （時間前市場の 設計、その他の論 点）（続き）

- ・大規模揚水・蓄電池の取扱いについて、基本的には発電事業者やネットワーク部門にとっても選択肢を増やすことで、合理的な運用ができるように、足元でも将来でも、積極的に議論していくことは重要。他市場との関連では、容量市場を介した義務付けは一つの手段。容量市場は4年前に調達する難しさがあり、同時市場を見据えて、オブリゲーションを書き換えることは不利益変更として、反発が出てくる。4年前の段階で相当に厳しいオブリゲーションを課す議論をせざるを得なくなるので、膨大な追加コストがかかるような変な設計をしないことを前提として一定の対応はあり得ることは、発電事業者にも考えていただきたい。（松村委員）
- ・同時市場の中で必ずしも完全な最適化を図らなくても、他の市場等で役割を担うことで中長期の断面を含めて全体最適になることがあるので、他の市場との関係性も含めて、丁寧に整理・検討を行ってほしい。また、FITからFIPへの大きな路線があると思うので、FIPで担うべきところと同時市場との関係も踏まえて全体の最適につながるような大きな視点をを持った検討がますます必要。（秋元委員）
- ・同時市場の入札義務について、前日に約定していない札の売り入札は分かりやすいものの、前日に約定した上で出力を下げる場合は買い入札のような関係になると思われ、どのような権利義務になっており、入札義務がどういう意味合いなのか、今後整理していく必要がある。また、FIT特例①を前提とすると、その運用と計画は分けて考えざるを得ない気がする。大規模揚水・蓄電池の取扱いは同時市場で運用していくことで賛成。一方で、蓄電池は長期オークションでも相当数が落札されている状況。同時市場において運用者に任せる電源の範囲を揚水に加えてどこまで求めるかは実態を踏まえて、検討していく必要。（市村委員）
- ・時間前市場の設計に関する基本方針に大きな違和感はない。実効的な頻度で開催できることが重要。入札義務は変動性再エネの出力変化にも考慮し、実効的な仕組みとなるようにヒアリングや議論を進めてほしい。FIP電源等については、コーポレートPPA等の新たな再エネ調達手段に対応できるのかは気になる。例えば、選択肢①について、相対契約がある場合の電気の販売と調達のひもづけや会計上の扱いといった課題の対応策は、まだ明確になっていないと理解。（ユース）
- ・時間前市場の決済対象の取引について、発電事業の予見性の観点から前日市場の約定結果は尊重されるものと理解。ΔkWの決済についても前日段階で必要なΔkWを市場から調達した結果から前日市場は決済対象となると考えられる。逸失利益や機会費用は都度決済することで煩雑になることは理解するが確実に手当てされるように検討してほしい。また、再エネ大量導入にあたり、柔軟に起動停止ができる揚水を調整力として活用するとともに、自社の供給力として活用していくことの両立が必要。（関西電力）
- ・電源を市場内でThree-Partで経済差替するケースにおいて、相対契約を行っている場合があるため、会計処理上、現物として成立するような整理をお願いしたい。また、実需給直前での起動停止や出力変更については、発電所のオペレーターだけの話ではなく、入札行為を行う等のスタッフ業務を含めて24時間対応するのは難しい事業者もいるため、その実態を踏まえて整理をお願いしたい。（東京ガス）
- ・相対契約と紐づく電源を売り入札する場合に、差金決済のようなものを導入するために、会計上の扱いを留意する必要がある。会計上の懸念や手続きの煩雑化を踏まえてもなお、こういった売り入札（Three-Part Offer）を行う形が合理的なのかは慎重に検討してほしい。また、火力機の場合、停止継続時間により起動に要する時間が変化することに注意が必要。これを約定ロジックに正確に反映できるのか、できない場合に入札の都度、入札条件の確認・修正を行うことが実務的にワークするのか、慎重な検討が必要なため、事業者へのヒアリングを通じて実態をよく把握いただきたい。時間前同時市場については、前日同時市場からの差分を追加的に約定させることが望ましいと考えるため、前日の約定のタイミングで一旦決済することを前提に以降のΔkWの逸失利益や機会費用の扱いについて検討してほしい。（JERA）
- ・同時市場においては安価な電源を優先的にkWhに割り当てた上で、ΔkWのための余力があるかないかを確認しながら、全体最適化するため、各市場での確保状況や構成要素が変わり得るΔkWの清算については、GC時点を決済タイミングとする方法がよいのではないと思う。（送配電網協議会）
- ・時間前入札義務の流れの中でどの程度の柔軟性をもって運用されているかについて、余力活用契約のような形で実運用の断面で必要に応じて柔軟性を確保して活用する考え方もあり、これ重要であると認識。（電中研）

(参考) 第9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）

同時市場の詳細 論点について③ （時間前市場の 設計、その他の論 点）（続き）

- 変動性再エネが大量に導入されることになれば、火力等も含めて電源の柔軟性は非常に重要。時間前市場においても柔軟に対応できる電源が数多くあるのが全体最適・安定供給に重要であり、インセンティブを高めて柔軟性を確保していくことが重要。FIT特例①は出来る限りFIT特例③に誘導し、FIT特例①がなくなることも重要と思うため、他の委員会等で議論されることを希望する。また、変動性再エネとDERの関係性は強いと理解。10kW以上の太陽光発電設備は全国で70万件以上あり、これらをどのように上手く活用して、同時市場の中で使っていくかも大きな課題。基本的にはアグリゲーションを行うことになると思うため、DERと共通の課題として検討してほしい。（JPEA）
- PJMのtwo-settlementは妥当性があると感じる。オペレーション上、前日の計画は重要であり、前日の時点で1回決済して、収益を含めて確定させることが重要。その上で、当日に差替えがあれば都度決済することが合理的ではないか。差替えは事業者も検討すると思うし、逆に決済をしないと分かりづらいのではないかな。他方で、出納はある程度まとまったタイミングでネットして支払うのがいいのではないかな。（enechain）

同時市場における 費用便益分析の 結果

- ロジックを使うことで、週間断面での電源の確実な起動等を合理的にできるものの、コールドスタートやホットスタートなどの電源の状況によって起動時間も異なり得るので、どのようにSCUC・SCEDロジックに組み込むか、モデルの性能をアップさせていく努力は怠ってはいけない。（小宮山委員）
- 数字が独り歩きしてはいけないので、具体的に定量的に評価し、定性的な部分も評価されたことは意味がある。いずれにせよ、制度設計の中身が大事であり、これをきちんと進めていくことが重要。（市村委員）
- 消費者物価指数が上がるとコストは上がると考える一方、便益は上がると考えないことは違和感がある。便益の性質によっては、インフレと関係ないことも有り得るが、（今回の評価は）インフレによって貨幣価値が下がれば、その分、便益も上がるというのが大半と思慮。（松村委員）
- 数字が独り歩きしないようにというのはそのとおり。今後も数字がしっかりアップデートされていくことが重要である中で、ダブルチェックが重要。リアルビジネスの世界で、B/Cが6倍から9倍になるのは、経験したことがないイメージ感であり、若干違和感を感じる。同時市場と関係ないベネフィットが入っていないかなど継続的にチェックしていく必要がある。（enechain）