

本検討会の中間取りまとめ（案）について

2024年9月25日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

はじめに

- 「**同時市場の在り方等に関する検討会**（座長：金本良嗣政策研究大学院大学客員教授）」（以下「**本検討会**」という。）は、第62回総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会（2023年5月30日。以下、電力・ガス基本政策小委員会を「小委員会」という。）の提案を受け、同時市場の仕組みの詳細な検討を行うため、資源エネルギー庁と電力広域的運営推進機関を事務局として設置された。
- 本検討会は、2023年8月3日に検討を開始し、同時市場の仕組みの具体化と費用便益分析の実施・評価を主な目的として、これまで12回の検討を重ねてきた。また、検討の状況や内容について、第77回小委員会（2024年6月24日）への中間報告も行った。
- 本検討会については、1年間程度での取りまとめを目指していたことから（第1回本検討会資料5）、本日は、取りまとめに向け、本検討会の中間取りまとめ（案）について御議論をいただきたい。
- なお、本検討会の中間取りまとめ（案）は資料4のとおりであり、本資料は、本日の議論のため、次ページ以降においてその概要を示すものである。

1. 検討会設置の背景・目的等

2. 同時市場導入の意義

3. 電源の入札・運用

4. 時間前市場の設計、調整力の取扱い

5. 市場価格算定・費用回収

6. その他の論点

7. 費用便益分析

8. 今後の検討の進め方（提案）

1.1 検討会設置の背景及び経緯

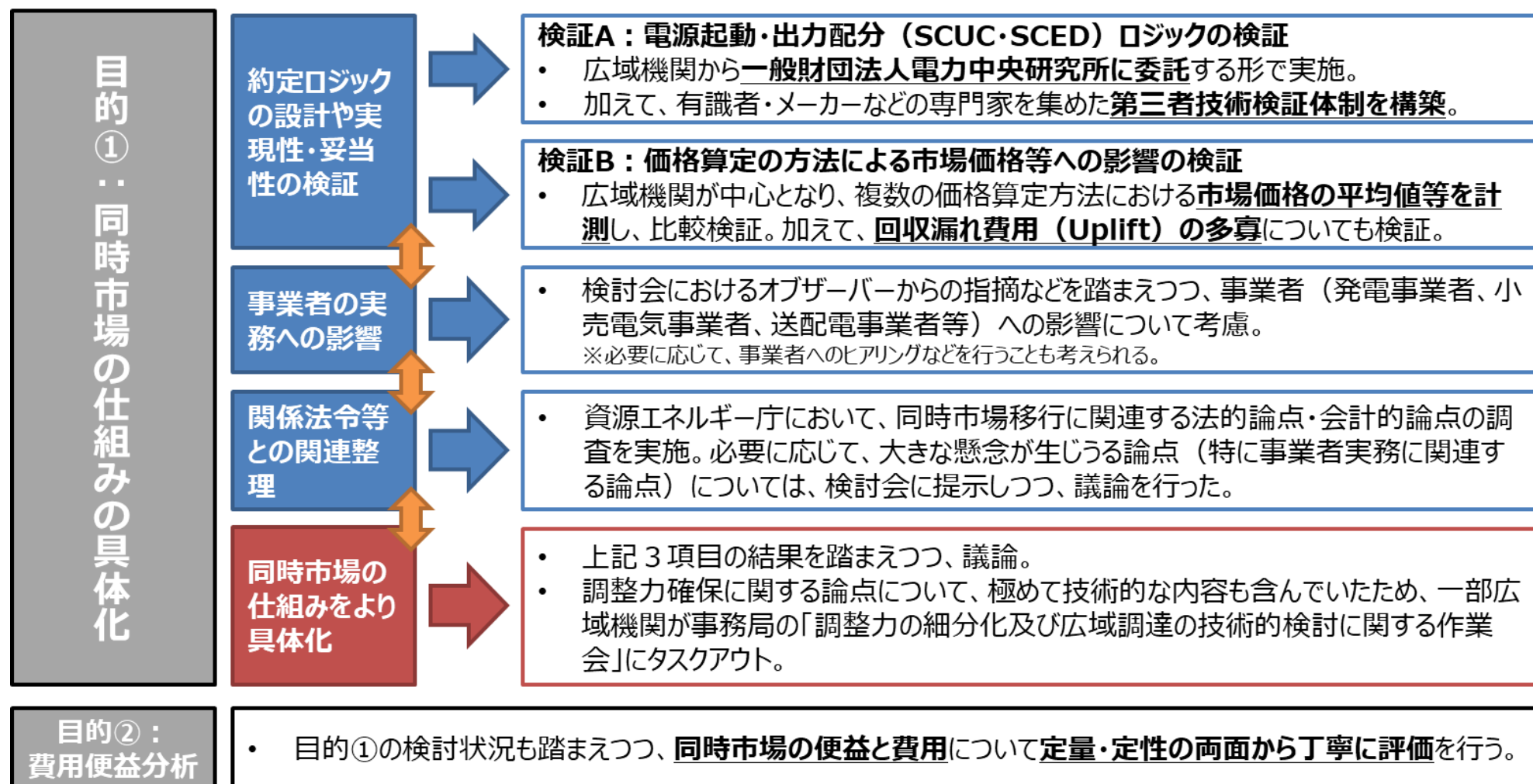
- 現在、電力の効率的・安定的な調達について、卸電力市場や需給調整市場の取引の最適化に係る課題、一般送配電事業者（以下「TSO」という。）における需給運用上の課題、発電事業者の電源運用や小売電気事業者の電気の調達における課題など、様々な課題が顕在化している。
- 変動性再生電源を大量に導入し、需給運用の困難さが増すと、これらの課題は更に拡大することが想定される。そのような中で、S + 3 E の原則を担保しつつ、カーボンニュートラルと両立させるためには、電力システム・電力市場の在り方の不断の見直しが求められる。
- 以上の課題認識の下で開催された「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会」（2021年12月28日～2022年6月20日。以下「**勉強会**」という。）及び「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」（2022年7月29日～2023年4月25日。以下「**作業部会**」という。）では、安定供給のための電源起動とメリットオーダーの追求の観点から、**供給力（kWh）と調整力（ΔkW）を同時に約定させる仕組みの市場**について、具体的な提言がなされた。
- 作業部会の取りまとめの報告を受けた第62回小委員会では、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、これを受けて、本検討会が設置された。

1.2 検討会の目的

- 本検討会の目的については、作業部会の取りまとめを踏まえ、次の2点とした。
 - **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。
 - **目的②** 上記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。

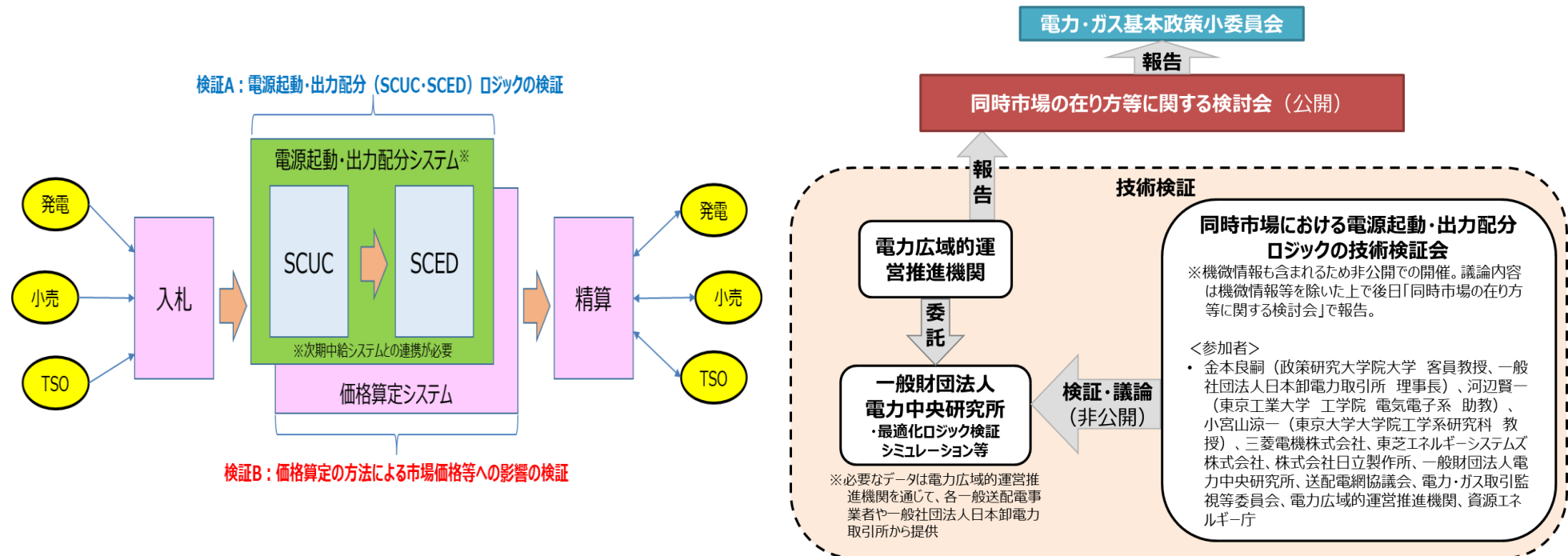
1.3 議論の進め方（検討の全体像）

- 本検討会における同時市場に関する検討の全体像は以下のとおり。一部の事項については検討・調査を委託、タスクアウトするなどして、総合的に検討を行った。



1.3 議論の進め方（検証A・B）

- 同時市場の導入には、市場における約定ロジック等の検証を行う必要があるため、**検証A**として**電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックの検証**を、**検証B**として**価格算定の方法による市場価格等への影響の検証**を行った。
- 検証Aについては、高度な計算を行うことが想定されたため、第三者検証体制（**同時市場における電源起動・出力配分ロジックの技術検証会**）による事前検証を行った。



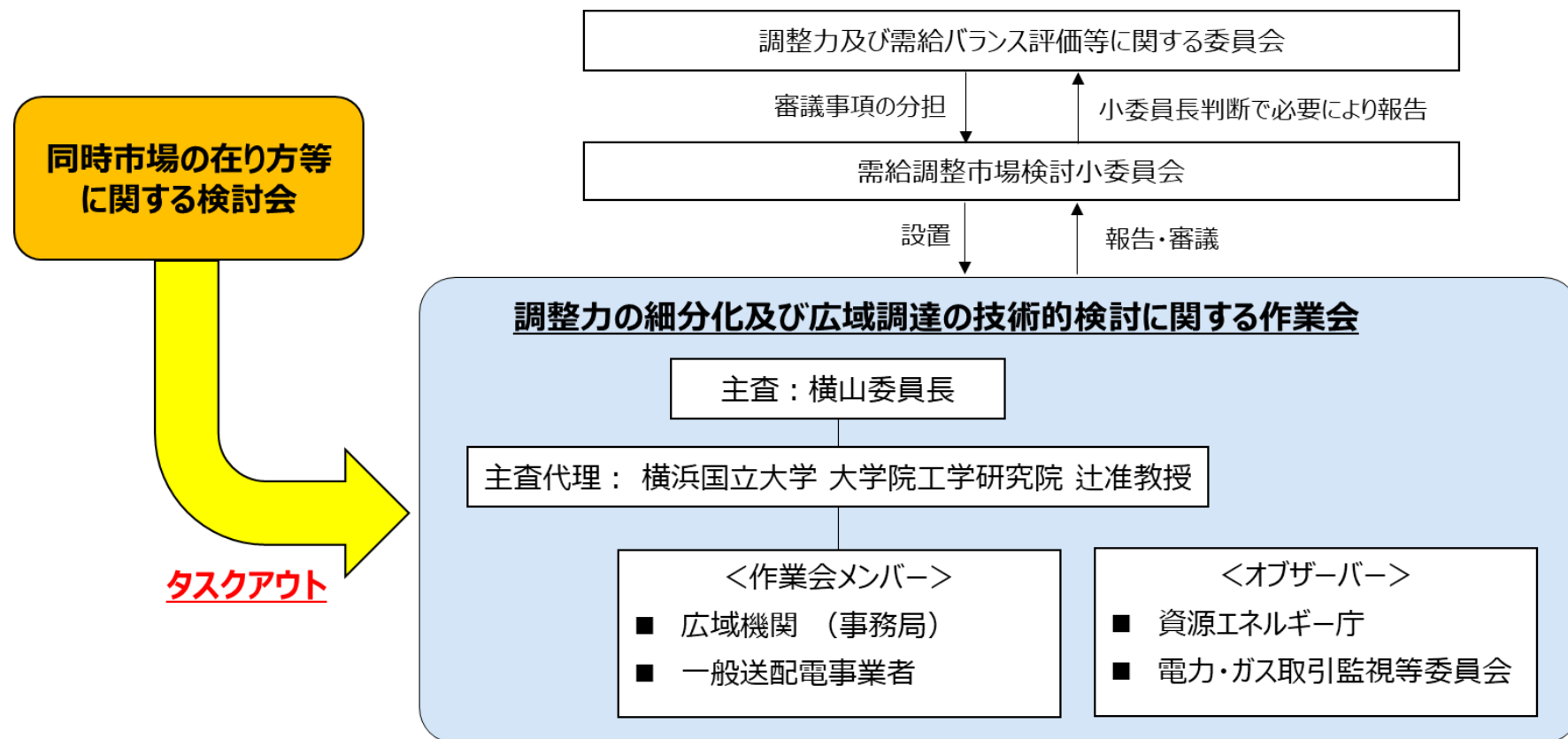
1.3 議論の進め方（制度に関する論点）

- 同時市場の仕組みの具体化のため、検証A、検証Bの検討状況や結果を踏まえながら、主に以下の論点について、議論や海外調査の結果報告を行った。

大項目	詳細項目
電源の入札・運用	● 入札義務 ● 入札規律 ● 自己計画電源を選択した場合の入札方法 ● 自社電源の余力の活用 ● 電源差替 ● 小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札
時間前市場の設計、調整力の取扱い	● 時間前市場の設計に関する2つのイメージ ● 検討の基本方針 ● 決済対象の取引 ● 入札内容の変更
市場価格算定・費用回収	● 現行制度の概要と作業部会での議論の振り返り ● 同時市場における市場価格算定・費用回収（kWh市場、ΔkW市場、調整力kWh市場、インバランス料金）
その他	● 特殊な電源の取扱い（変動性再生電源、DER、大規模揚水・蓄電池） ● 他制度・他市場への影響 ● 同時市場運営主体の役割

1.3 議論の進め方（細分化作業会へのタスクアウト）

- 同時市場の仕組みの具体化（目的①）に必要な論点のうち、調整力確保に関する論点については、高度に技術的な内容を含んでいるため、広域機関が事務局である「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」（以下「**細分化作業会**」という。）に検討事項の一部をタスクアウトする形で検討を行った。



1.4 中間取りまとめ（案）の構成

- 本検討会中間取りまとめ（案）では、第1章で本検討会の設置の背景・目的・議論の進め方について記載した後、第2章で、検討会及び小委員会において議論された同時市場導入の意義について記載している。
- 次に、第3章から第6章において、同時市場の仕組みの具体化（目的①）に関する議論の詳細を記載している。
- 第7章では、同時市場の導入に関する費用便益分析（目的②）の分析結果を記載している。
- 最後に、第8章において、検討会や第77回小委員会での議論を踏まえ、今後の検討の進め方に関する本検討会の提案を記載している。

1. 検討会設置の背景・目的等
- 2. 同時市場導入の意義**
3. 電源の入札・運用
4. 時間前市場の設計、調整力の取扱い
5. 市場価格算定・費用回収
6. その他の論点
7. 費用便益分析
8. 今後の検討の進め方（提案）

2.1 同時市場の導入に関する勉強会・作業部会の議論概要

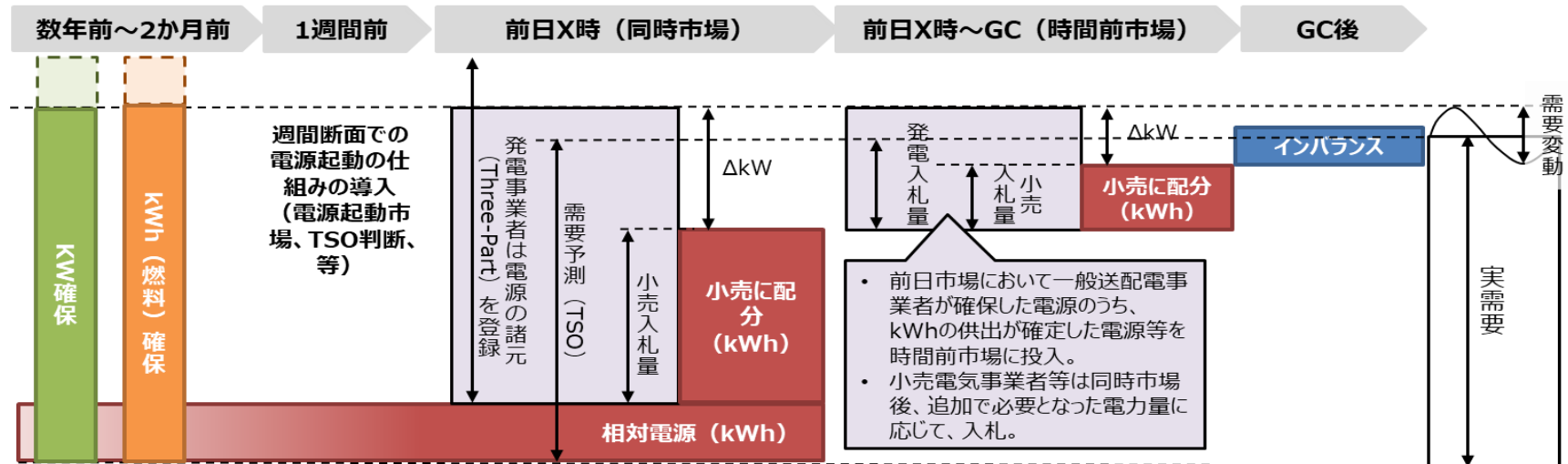
- 勉強会においては、卸電力市場等において生じている様々な課題を踏まえ、安定供給のための電源起動とメリットオーダーの追求の観点から、**kWhとΔkWの同時約定市場の設置、Three-Part Offerの導入**が提案された。
- 作業部会では、同時市場における約定電源・約定価格の決定方法や、時間前市場、電源情報の一元的な把握、電源差替え等について、考えられる方向が整理された。

第10回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年6月19日）資料3から抜粋

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限界費用カーブ）を市場に登録（Three-Part Offer方式）。
 - ✓ 小売電気事業者は買い入札価格・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。



2.2 検討会・小委員会の議論

- 本検討会及び第77回小委員会における本検討会の中間報告においては、同時市場導入の意義について、次ページ及び次々ページの2つの図が示され、議論が行われた。
- 現在、変動性再エネ電源の導入により需給運用が難化しており、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・価格高騰や、足下の需給調整市場の応札不足等の問題は、その課題が顕在化したものと考えられる。
- さらに、変動性再エネ電源が今後大量に導入されると、再エネ予測誤差の拡大により、調整力の必要量も増加する。加えて、時々刻々の需給予測の変化の拡大、系統混雑の増加等により、需給運用は今後一層難化すると考えられる。
- 検討中の同時市場は、実需給の前日以降の断面で、系統制約を考慮したThree-Part Offerに基づくkWhとΔkWの同時約定を行うことにより、kWhとΔkWの適切な配分や柔軟な組替えを可能とする仕組みである。上記課題を踏まえると、このような同時市場の導入により、電源の安定的・効率的な確保や、需給予測の変化や緊急事態への対応力の向上が可能となることには、大きな意義があるといえる。
- また、需給バランスの不安定化によりスポット市場価格のボラティリティが拡大する中、発電機特性を考慮した約定が可能になることによる発電事業者の収益機会の改善や、売り切れの防止による価格高騰の抑制等のメリットもあると考えられる。

(参考) 同時市場導入の意義について①

再エネ大量導入に対応可能な市場制度の構築

第10回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年6月19日）資料3から抜粋

- 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

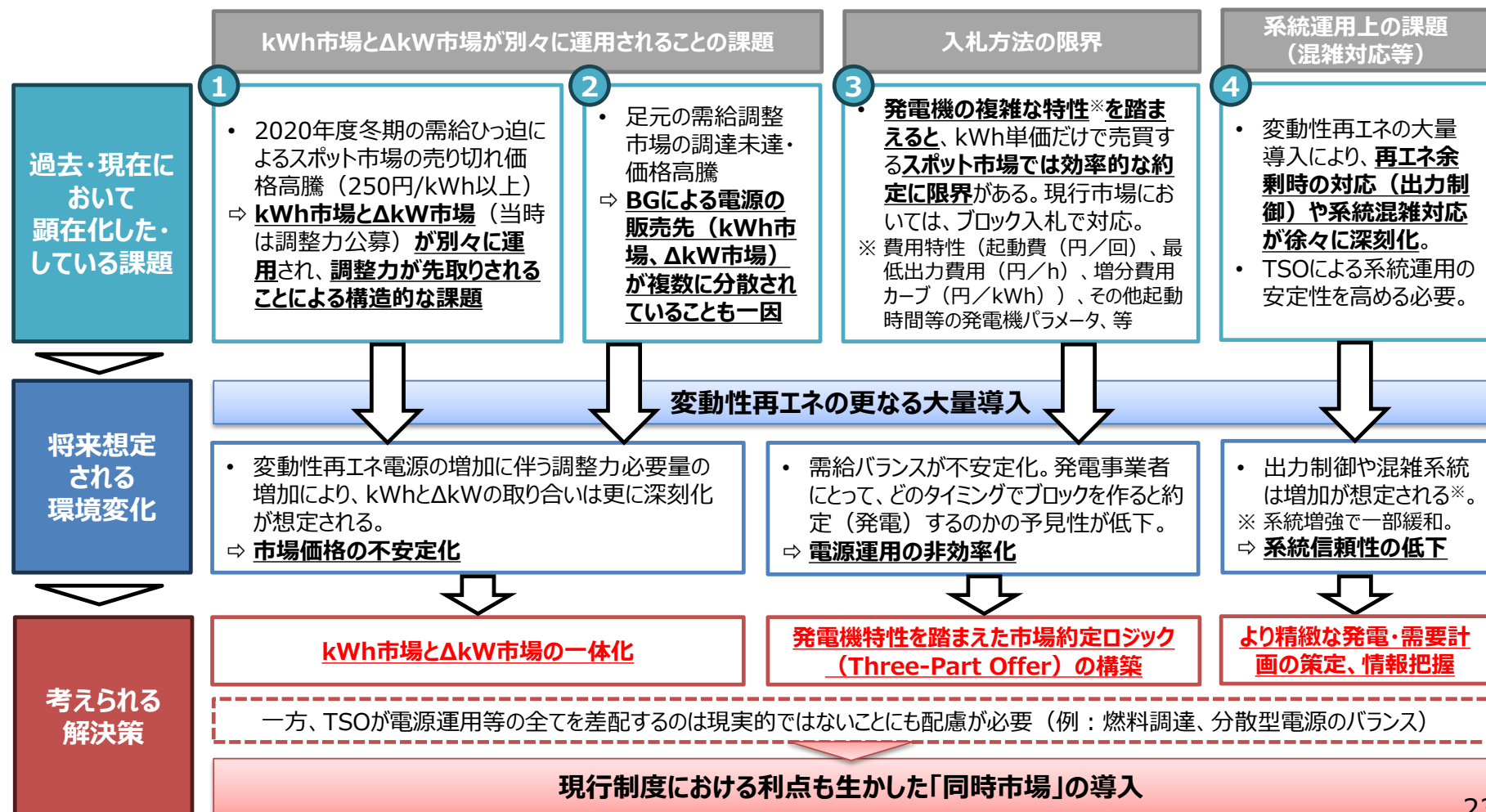
- ・ kWh市場とΔkW市場の一体化
- ・ 発電機特性を踏まえた市場約定ロジック（Three-Part Offer）の構築
- ・ より精緻な発電・需要計画の策定、情報把握

(参考) 同時市場導入の意義について②

同時市場の意義

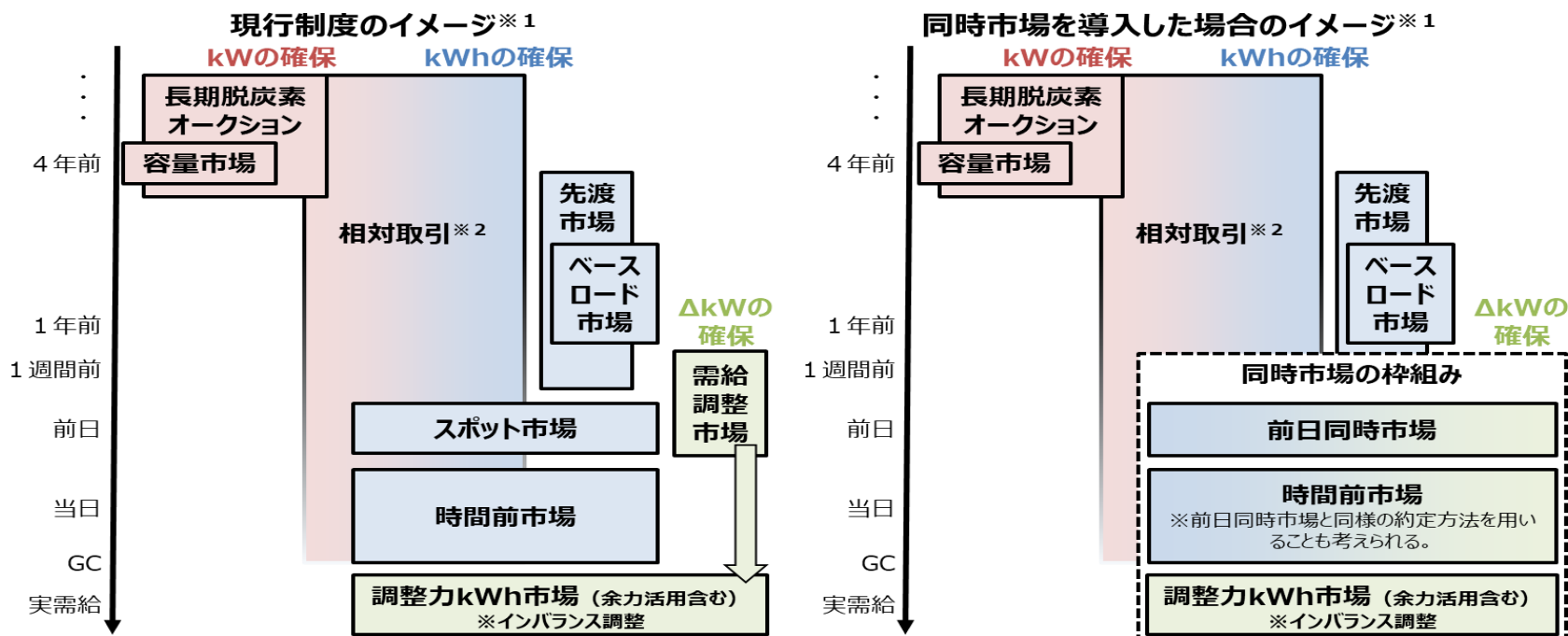
第10回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年6月19日）資料3から抜粋

- 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。**



2.2 検討会・小委員会の議論（続き）

- そのほか、電力市場の全体像と同時市場の位置づけを示すものとして、下図が提示され、同時市場の検討における留意点についても議論が行われた。
- **同時市場は、短期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**であり、電力の安定供給のためには、中長期的にkW（発電設備投資・維持）とkWh（燃料）を確保することも極めて重要であることから、**中長期断面の取引との整合性を確保することが重要**である旨の指摘がされた。



※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。

1. 検討会設置の背景・目的等
2. 同時市場導入の意義
- 3. 電源の入札・運用**
4. 時間前市場の設計、調整力の取扱い
5. 市場価格算定・費用回収
6. その他の論点
7. 費用便益分析
8. 今後の検討の進め方（提案）

3.1 入札義務

【現行制度における市場供出の考え方】

- 現在、発電事業者等の供給者は、スポット市場で取引することは強制されておらず、卸取引の大部分は相対契約で行われている。その上で、**適正な電力取引についての指針**（令和6年4月1日改正、公正取引委員会・経済産業省。以下「適取GL」という）において、供給者は、余剰電力を全量市場供出することが望ましいとされている（※）。
※ 市場支配力を有する可能性の高い事業者は、余剰電力全量の限界費用入札が特に強く求められている。
- **容量市場のリクワイアメント**においては、火力発電等の安定電源については、卸電力取引所（スポット市場、時間前市場）又は需給調整市場に発電余力を供出することが求められており、需給ひっ迫のおそれがある場合には、燃料制約等による発電余力の不供出についてもペナルティが課される。また、余力活用契約の締結や供給指示への対応も求められており、これらは起動電源の余力に限定されているものの、需給ひっ迫時等においては、電源起動についてもTSOが指示することが可能である。
- まとめて、相対取引を含む広義の電力市場における供出義務の現在の考え方はおおむね以下のとおりである。
 - 平常時：**予備力や入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量**を供出
 - 緊急時：**供給力全量**を供出

(参考) 適正な電力取引についての指針 (令和6年4月1日、公正取引委員会・経済産業省) (抄)

第二部 適正な電力取引についての指針

Ⅱ 卸売分野等における適正な電力取引の在り方

2 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為及び問題となる行為

(3) 卸電力市場の透明性

ア 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為

③ スポット市場における売り札

スポット市場においては、シングルプライスオークション方式の下、市場支配力を行使することができる供給者（プライスメーカー）が存在しない状況を前提とすれば、**市場支配力を有さない供給者（プライステイカー）にとっては余剰電力の全量（注1）を限界費用（注2）で市場供出することが利益及び約定機会を最大化する経済合理的な行動**と考えられる。一方で、プライスメーカーが存在する場合、当該プライスメーカーが入札価格の引き上げ行為や売惜しみ行為により約定価格を上昇させるおそれがある。したがって、卸電力市場に対する信頼を確保する観点から、**スポット市場において売り札を入れる事業者は、余剰電力の全量を限界費用に基づく価格で入札することが望ましい**。このように行動している限りにおいて当該事業者は、下記イ③における「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」に該当しないものとする。

また、スポット市場において売り札を入れる事業者のうち、**市場支配力を有する可能性の高い事業者（注3）においては、余剰電力の全量を限界費用に基づく価格で入札することが特に強く求められる**。したがって、当該事業者がこれに反して、合理的な理由なく、限界費用に基づく価格よりも高い価格で市場に供出した場合や、余剰電力の全量を市場に供出なかった場合においては、下記イ③における「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」に該当することが強く推認される一要素となる。

（注1）余剰電力の全量とは、スポット市場への入札時点において算定される各コマの自社供給力から、**自社想定需要（自社小売需要と他社への相対契約に基づく供給量等の合計）・予備力・入札制約をそれぞれ差し引いた残りの供給力**のことをいう。

（注2）限界費用とは、電力を1 kWh追加的に発電する際に必要となる費用をいい、燃料費等がこれに当たる。なお、限界費用における燃料費について、卸電力市場への入札によって燃料が消費されることで将来的な需要に対応するために追加的な燃料調達を行う必要が生じるときであって、当該価格・量での燃料の追加的な調達が合理的であると客観的に確認可能な場合には、燃料の追加的な調達費用を考慮し得る。また、限界費用の考え方について、燃料制約の発生時においては、非両立性の関係（スポット市場で約定すると他の機会では販売できないという関係）が成立することを前提とし、当該価格・量の妥当性が客観的に確認可能な場合には、将来における電力取引の価格を機会費用として考慮し得る。

（注3）市場支配力を有する可能性の高い事業者とは、地域間連系線のスポット市場入札時点における月別分断発生率が継続して高い連系線（具体的には、北海道本州間連系設備、東京中部間連系設備、及び、中国九州間連系線）により4区分した地理的範囲において、当該範囲における総発電容量に対して保有する発電容量（発電事業者との長期かつ固定的な相対契約により確保している発電容量を含む。）が20パーセントを超える、又は、当該範囲における主要な供給者（Pivotal Supplier：当該範囲の年間ピーク需要を満たすために当該供給者が保有する供給力が不可欠とされる供給者）と判定される電気事業者のことをいう。

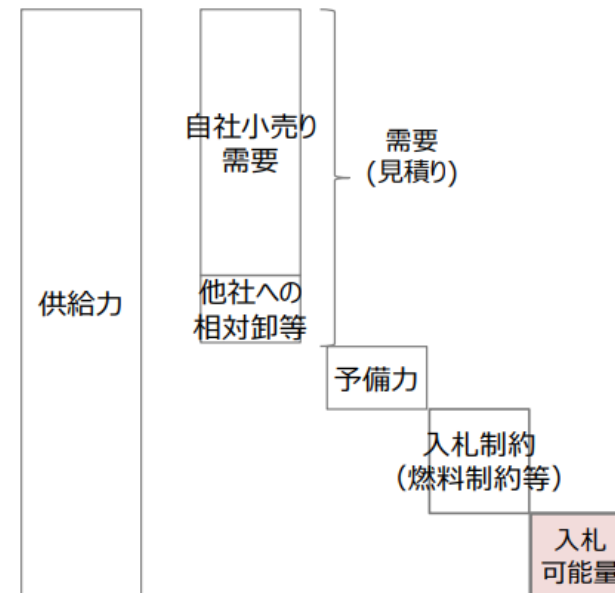
(参考) 余剰電力の全量 (= 入札可能量) の算出方法

第72回制度設計専門
会合 (2022年4月
21日) 資料4より抜粋

「余剰電力全量の限界費用ベースでの市場供出」の基準 余剰電力全量について

- 現状、旧一般電気事業者により行われている自主的取組においては、スポット市場入札時点での余剰電力の全量 (入札可能量) (下図参照) を限界費用ベースで市場に供出することとなっている。
- この余剰電力の全量 (= 入札可能量) は、基本的には、各コマにおける「自社供給力ー自社想定需要 (自社小売り需要と他社への相対卸等の合計) ー予備力ー入札制約」によって算定されている。

(参考) 入札可能量の考え方



(参考) 容量市場に関するリクワイアメントと燃料制約の関係

- 需給ひっ迫のおそれがある場合（広域予備率8%未満）には、供給力提供通知がなされ、容量提供事業者が燃料制約等の制約により発電余力が供出できなかったとしてもペナルティが課されることになる。

容量市場業務マニュアル 実需給期間中 リクワイアメント対応（安定電源）編（対象実需給年度：2024年度）（2023年11月29日、電力広域的運営推進機関）より抜粋

1.4.2.2 市場応札の実施

容量提供事業者は、小売電気事業者等が活用しない余力を卸電力取引所⁶または需給調整市場（以下「卸電力市場等」という）へ売り入札してください。ただし、これらの市場で約定させることがリクワイアメント達成の要件ではありません。

なお、以下の場合は市場応札の容量を減少させることができます。

- ・ 容量市場システム上の電源等情報に登録した「相対契約上の計画変更締切時間」以降において、卸電力市場等が閉場しており余力を入札する市場が存在しない場合
- ・ 火力発電において、燃料制約により入札できる容量が減少する場合（ただし、前日以降の需給バランス評価で広域予備率低下に伴う供給力提供の周知⁷対象となったコマ（以下「低予備率アセスメント対象コマ」という）は除きます⁸）

第87回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年6月28日）資料 1 より抜粋

今回の整理事項 周知名称

18

- 本対応の目的は、広域予備率の改善であり、容量確保契約の契約事業者に向けた周知である。
- また、需給計画は、週間～翌日・当日計画に向けて精緻化されていくこととなり、それも踏まえ容量提供のアセスメント対象は翌日計画以降の48点化したデータにおいて広域予備率8%未満となったコマを対象としている。
- このような観点を踏まえ、周知名称は以下のとおりとしたい。
 - 週間～翌日計画公表前に、広域予備率8%未満となった場合を、『**広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知**』
 - 翌日計画公表以降に、広域予備率8%未満となった場合は、『**広域予備率低下に伴う供給力提供通知**』

周知名称	判定時期・予備率	目的
広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知	【判定時期】 ・週間～翌日計画公表前 【広域予備率】 ・予備率が8%未満	・バランス停止機の起動（準備）を促すこと ・揚水発電機において上池へのポンプアップを促すこと ・小売電気事業者との契約による電気の供給、若しくは、卸電力市場・需給調整市場への応札を促すこと
広域予備率低下に伴う供給力提供通知	【判定時期】 ・翌日計画公表以降 【広域予備率】 ・予備率が8%未満	・容量市場におけるリクワイアメントが「平常時」から「需給ひっ迫のおそれがあるとき」に切り替わったことを周知すること ・稼働可能な計画となっている電源等について、バランス停止機においては起動（準備）、揚水発電機においては上池へのポンプアップを行うことで、小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、卸電力市場・需給調整市場に応札すること

⁶ 一日前市場（スポット市場）、当日市場（時間前市場）をいう。

⁷ 前日計画公表断面（前日 17 時 30 分頃）に周知し、実需給当日においては当日計画公表断面（30 分毎）に周知いたします。広域予備率 Web 公表システム広域予備率に関する通知情報【容量市場向け】（2024 年 4 月に向けシステム改修中）で周知し、広域予備率 8%未満を判定の都度、web 上に表示するとともに、容量確保契約の契約事業者に確認支援のためメールを送付します。

⁸ 燃料制約により入札できる容量が限られ、全ての低予備率アセスメント対象コマに入札ができない場合、可能な限り広域予備率が低い低予備率アセスメント対象コマから入札してください。なお、燃料制約により入札できなかった低予備率アセスメント対象コマについては市場応札のリクワイアメントは未達成となります。

(参考) 容量市場のペナルティ

- リクワイアメント違反の場合の経済的ペナルティの算出式は以下のとおり。

第5章 契約の履行
リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ (④ 市場応札)

安定電源 70

- リクワイアメント：容量停止計画を提出していないコマにおいて、小売電気事業者等が活用しない余力を卸電力取引所等※1に応札すること。
- アセスメント：小売電気事業者等が活用しない余力から卸電力取引所等に応札した容量等を控除した容量をリクワイアメント未達量とします。
- ペナルティ：前日以降の需給バランス評価において、低予備率アセスメント対象コマに該当すると判断されたコマに発生したリクワイアメント未達量について、経済的ペナルティが科されます。

経済的ペナルティ (円) =
$$\frac{\text{容量確保契約金額 (円)} \times \text{リクワイアメント未達量 (kWh)}}{\text{容量確保契約容量 (kW)} \times \text{1年間で低予備率アセスメント対象コマに該当すると想定される時間 (h)} ※2}$$

—— リクワイアメント未達量の考え方 ——

小売電気事業者等
が活用しない余力

リクワイアメント
未達量
(kWh)

卸電力市場等に
入札した容量
(kWh)

小売電気事業者等に
供給する供給力
(kWh)



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

※1：卸電力取引所および需給調整市場のことを指します。
※2：容量市場メインオークション募集要綱（対象実需給年度：2027年度）（案）において30時間としています。

容量市場メインオークション制度詳細について（2023年7月、電力広域的運営推進機関）より抜粋

(4) ペナルティの扱いについて

- ア 経済的ペナルティの年間上限額および月間上限額は、以下の計算式で算定される金額とします。ただし、発動指令電源および非効率石炭火力電源の稼働抑制の未達成に対する経済的ペナルティについては、月間上限額の対象外とします。

$$\text{年間上限額 (円)} = \text{容量確保契約金額 (円)} \times 110\%$$

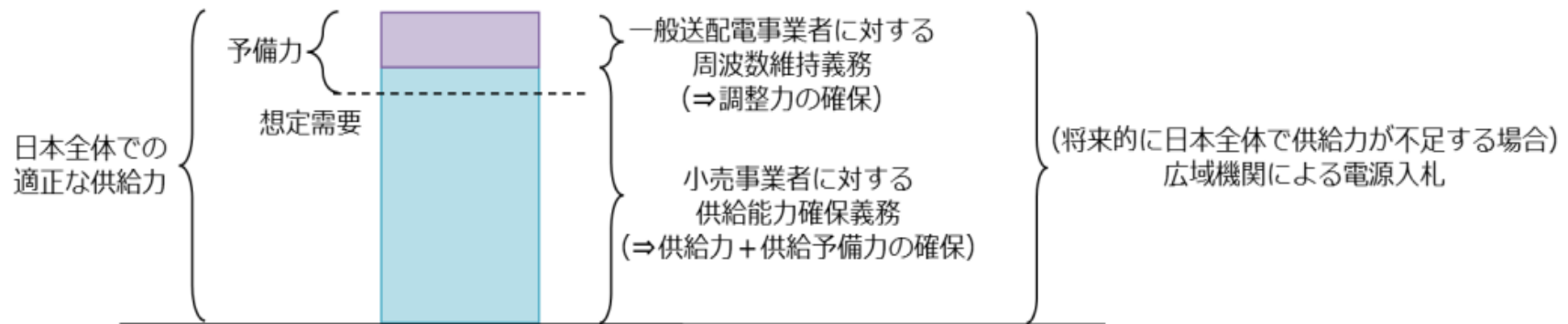
$$\text{月間上限額 (円)} = \text{容量確保契約金額 (円)} \times 18.3\%$$

容量市場メインオークション募集要綱（対象実需給年度：2027年度）（2023年8月2日、電力広域的運営推進機関）より抜粋

3.1 入札義務（続き）

【現行制度における予備力の考え方】

- 予備力については、旧一般電気事業者の場合、自社需要の0～1%分の予備率をスポット市場に投入しなくとも売り惜しみに該当しないと整理されている。
- 小売全面自由化以前（～2016年3月）は、一般電気事業者は、その供給区域における供給義務を負っており、この供給義務の中で、予備力も確保されていた。
- 小売全面自由化後（2016年4月～）は、必要な供給予備力の確保については、TSOの周波数維持義務に基づく一定の供給予備力（調整力）の確保と、小売電気事業者の供給能力確保義務に基づく確保が行われる形となった（下図）。また、市場メカニズムでは電源の建設が進まず、将来的に日本全体で供給力が不足すると見込まれる場合に備えたセーフティネットとして、広域機関が発電所の建設者を公募する仕組み（電源入札）を創設することで、必要な供給力を確保することとした。



3.1 入札義務（続き）

- 容量市場導入後（2024年4月～）については、「**今後の電力システムの新たな課題について 中間取りまとめ**」（2022年2月、小委員会）において、日本全体で必要な供給能力は容量市場を通じて一括して確保されることから、小売電気事業者の供給能力確保義務とは、容量拠出金の支払義務であるとされた。他方、市場供出されるkWhに必要な燃料確保については、「需給ひっ迫を予防するための発電用燃料に係るガイドライン」（2022年12月27日改定、資源エネルギー庁）や容量市場のリクワイアメント等を通じ、発電事業者があらかじめ燃料を確保することが見込まれるものの、kWh不足リスクがなくなるわけではなく、このようなリスクへの対応に必要な費用の負担方法を含む具体的な対応策については、今後より詳細に検討を深めるべきとされた。
- また、「**卸電力市場の流動性向上の観点からの旧一般電気事業者（小売部門）の予備力確保の在り方について**」（平成29年10月31日、電力・ガス取引監視等委員会、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関）では、スポット市場との関係について、各小売電事業者が過剰に予備力を確保すると卸電力市場の流動性が下がる懸念があるため、**旧一般電気事業者各社に対し、翌日の自社需要の0～1%相当の予備力を超える電源分をスポット市場へ限界費用相当価格で投入すること等を求めた。**これを踏まえ、適取GLでは、スポット市場に投入すべき余剰電力とは、「自社供給力から、自社想定需要（自社小売需要と他社への相対契約に基づく供給量等の合計）・予備力・入札制約をそれぞれ差し引いた残りの供給力」と整理された。

(参考) 小売電気事業者の予備力の確保

- 小売全面自由化に向けて議論がなされ、小売電気事業者も一定の供給予備力の確保が求められるという整理になった。

第8回電力システム改革小委員会
制度設計ワーキンググループ（2014
年9月18日）資料5-1より抜粋

(論点4) 供給能力確保命令の発動要件について②

23

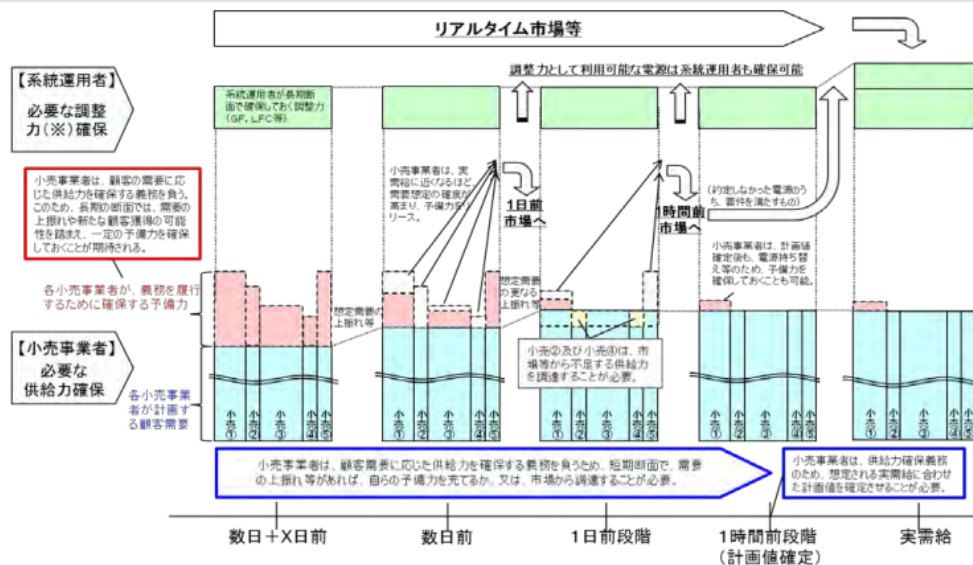
小売供給の相手方が安定的に小売供給を受けられる環境を整備するため、小売電気事業者は需要に応ずるための供給能力を確保すべき義務を負うとともに、当該義務が履行されない場合には経済産業大臣は当該小売電気事業者に対し、必要な措置をとるべきことを命ずることができる(供給能力確保命令を発動する)が、その際の論点は以下の通り。

論点4-(1):「その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力」について

○小売の供給能力確保義務は、各小売事業者が自らの顧客需要に応じた供給能力を確保することにより、需要家の利益を守るもの。

○このような観点から、「小売供給の相手方の電気の需要」とは、気温の変化等による需要の変動も含めた最大需要のことであり、小売電気事業者はこれを上回る「供給能力」を確保することが求められる。(下記(参考)参照。)

○すなわち、小売電気事業者が実需給断面において供給能力確保義務に対応するためには、通常想定される需要に対応する供給能力に加え、需要の上振れ等の可能性に対応するための一定の供給予備力の確保が求められる。(需要の上振れ等により供給能力が不足する場合には、市場等から追加的な供給能力を調達することが必要。)



(参考) 第2回制度設計WG(平成25年9月19日)
資料3-2事務局提出資料より
「小売事業者による供給力確保イメージ」

(※) 系統運用者による調整力は、周波数制御(GP, LFC)及び需給バランス調整(瞬時予備力、運転予備力)等に必要な供給力

(参考) 小売電気事業者の予備力の確保 (続き)

- 具体的には、小売電気事業者が確保すべき予備力は持続的需要変動対応分（H3需要の1～3%）と偶発的需要変動対応分（H3需要の7%）の一部である。

第8回電力システム改革小委員会制度設計ワーキング
グループ（2014年9月18日）資料5-2より抜粋

論点1：周波数制御・需給バランス調整に必要な調整力の量の考え方②

10

- 供給予備力の必要量に関するこれまでの考え方の中には、現在の一般電気事業制度の下、一般送配電事業のみならず、小売電気事業にとって必要となる量についても含まれている。
- したがって、第2弾改正実施に伴う電気事業類型見直し後は、一般送配電事業にとって必要な調整力を特定し、必要費用として認識していくことが必要ではないか。
- なお、これまでの考え方は、昭和62年以降基本的に見直されていないものであることから、第2弾改正実施から当分の間はともかく、広域機関設立後に直ちに再検討に着手していくこととしてはどうか。

現在の必要予備力の考え方

持続的需要変動対応	1～3%	循環的景気による需要変動を過去の実績から分析
偶発的需要変動対応	7%	水力の出力変動 ・過去の実績から水力の出力変動を確率的に織り込み 計画外停止 ・電源の計画外停止の実績を確率的に織り込み 需要変動 ・気温などによる需要変動を確率的に織り込み
合計	8～10% (※)	

(※)ここでは、長期断面での運用が想定されているため、H3需要(年間最大3日平均の需要)に対する8～10%の量ということになる。

出所 昭和62年6月 中央電力協議会

電気事業類型見直し後の方向性

「持続的需要変動対応」:

- ◆循環的景気、すなわち長期的な景気変動に伴う需要変動に対応するためのものであり、基本的に、需要に応ずる供給力の確保は小売事業者の義務。

◆この部分については、**原則、小売電気事業者が確保すべき予備力として整理することが適当ではないか。**

「偶発的需要変動対応」:

- ◆小売事業、送配電事業のそれぞれにとって必要となる供給予備力が含まれる。

(例)

- ー小売事業者が、1週間後の100の需要予測に対し、発電事業者から100の供給力を調達する計画を有していた場合に、当該発電事業者において、計画外停止が発生し、当該発電事業者の発電計画が70となってしまった場合、当該小売電気事業者が、30の代替供給力を確保しなければならない。
- ー発電事業者が、1時間後の30分コマに対して、100の発電計画を有していた場合に、計画外停止が発生し、発電容量が70となってしまった場合、一般送配電事業者が、30の発電インバランス補給をしなければならない。

◆この部分については、**小売電気事業者が確保すべき予備力と、一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると考えることが適当ではないか。**

(参考) 小売電気事業者の予備力の確保 (続き)

- その後、広域機関において、詳細に議論がなされ、2017年度分の調整力公募（電源Ⅰ）においては、偶発的需給変動対応分（H3需要の7%）は一般送配電事業者が確保することとなった。

電源Ⅰ 必要量について（沖縄エリア以外）

第8回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2016年10月6日）資料3-1より抜粋

■ さらに、以下の課題もあることに留意が必要。

- 今年度のデータのみで試算した結果であり、年度毎の違いを考慮できない。
- 冬季ピークのエリアもあるなかで、現時点では冬季の実績が分析できていない。
- これまでの実績に見られる小売電気事業者の需要予測誤差の平均値からの偏差が今後解消していくのかどうか（ゼロ点補正をすることが適当かどうか）の判断が難しい。



■ 電源Ⅰの必要量については、第5回委員会において、小売電気事業者による予備力確保に懸念があることから、偶発的需給変動対応の予備力（H3需要の7%）を暫定的に一般送配電事業者が電源Ⅰとして確保することを提案し、ご異論はなかった。

■ その後、実績データに基づいた電源Ⅰ必要量の算定について検討、試算を行ったが、上記の課題があることも考慮すると、第5回委員会で議論した数値を見直すべきとまでは言えないのではないか。

■ そのため、今回は暫定的に9エリア一律でH3需要の7%とすることでどうか。

- ⇒ 実績としてH3需要の7%を超える変動が発生していることから、残余需要ピーク時間帯においても電源Ⅱ余力に一部期待することになる。実運用において電源Ⅱ余力を活用してもなお調整力が不足する場合は連系線を通じた応援等により対応することとなるが、そのような状況が発生した場合等には、追加調達等の対応の必要性を速やかに検討する。
- ⇒ 次回の公募に向けて、予測誤差等のデータの蓄積を継続するとともに、電源Ⅱ余力の状況を考慮した分析の在り方について検討する。

(参考) 容量市場導入以降の供給能力確保義務及び計画時同時同量義務

今後の電力システムの新たな課題について
中間取りまとめ（2022年2月、電力・ガス
基本政策小委員会）より抜粋

	2021年度	2022～2023 年度	2024 年度以降
供給能力 確保義務	(i 、 ii) 原則として、小売電気事業者は自らkWhを確保することを通じて、供給能力確保義務を果たすことが必要。 一方で、以下の全ての条件を満たす場合、法第2条の12第1項の「正当な理由がある」と考えられる（セーフハーバー）。 ① 需給ひっ迫でない場合（広域予備率（※1）が3%を越える場合をいう。） ② スポット市場に入札したにもかかわらず、スポット市場において売り切れ（ブロック入札の売れ残りを控除した後の売残量が0となる場合をいう。）が生じたことにより、インバランスが発生する場合 ③ スポット市場（※2）及び時間前市場において、小売電気事業者が市場調達を合理的に行おうとしているにもかかわらず（※3）、取引が成立しない場合 ④ 当該小売電気事業者が、事後的にインバランス料金の支払いを行う場合 （※1）2021年度は、当該インバランスが発生させた小売電気事業者のエリアの予備率 （※2）2021年度に限る （※3）市場において買い応札を行わない、常に市場の約定価格と比較して著しく安価な価格で買い入札を続ける等でない場合		(iii) 容量市場における容量拠出金を支払う義務（金銭支払義務）とする。
計画値同 時同量義 務	(iv) 上記と同様。		(iv) 左記と同様だが、「広域予備率（※1）が3%を越える場合」の要件は無し。
燃料確保	(v) 一般送配電事業者によるkWh公募により調達する方法や他の方法も含め、今後より詳細検討。		

※沖縄や離島においては、容量市場やJEPX取引がないことを踏まえ、従来の基準を適用する。

(参考) 需給ひっ迫を予防するための発電用燃料に係るガイドライン (2022年12月27日改定、資源エネルギー庁) (抄)

4. 燃料確保にあたって望ましい行動

(2) 燃料確保にあたって発電事業者にも望まれる行動

① タンク運用・在庫にあたって望まれる行動

LNG火力発電について、旧一般電気事業者等は出力ベースで約9割を保有しており市場支配力を保有する。そのような中で、特にそれらの事業者が相場操縦行為に該当しない行動をするためには、**需給のひっ迫を防止し、燃料制約を発生させないような調達努力が求められる。**そのために各事業者は、**特に需給変動が大きい高需要期において、LNG受払計画を適切に更新し、変動に対応する適正な在庫量を確保することが望ましい。**

(略)

② 電力需給見通し

(1) で述べた各社の燃料確保の実態で示したとおり、需要見通しにあたって、小売電気事業者から通告される電力量想定のみを考慮し調達を実施する場合、燃料調達の2か月程度のリードタイム以内の実需要断面において、小売電気事業者の通告量に大幅な変更が生じると、海外からLNGを調達する発電事業者は柔軟な在庫管理が困難となる。

また、市場入札予定量としての想定を行わない場合、実需要断面において市場で想定していなかった量の約定が生じると、当初予定していた在庫管理がより困難となる。

これらを踏まえると、**燃料調達の需要見通しを立てるにあたって、小売電気事業者通告量に加え、最新の気象見通しやJEPX取引量想定など自社としての見解も取り入れた上で在庫管理を実施することで、小売電気事業者通告量の変動に柔軟な対応を取ることは、需給ひっ迫を予防する観点からも望ましい。**

（参考）「卸電力市場の流動性向上の観点からの旧一般電気事業者（小売部門）の予備力確保の在り方について」（平成29年10月31日、電力・ガス取引監視等委員会、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関）（抄）

3. 今後の対応

電力・ガス取引監視等委員会として、卸電力市場の流動性を向上させる観点から、旧一般電気事業者の小売部門（沖縄、北海道を除く）に対し、以下の内容の取組を求めることとしたい。

なお、今後、例えば安定供給の観点から問題が生じるおそれのある又は生じた場合など、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関及び一般送配電事業者からの具体的な根拠に基づく要請を踏まえ、適宜見直しを行うこととする。

- ✧ **スポット市場入札時点（前日午前10時時点）において、旧一般電気事業者の小売部門は、原則として、翌日の自社需要の0～1%相当の予備力を超える電源分をスポット市場へ限界費用相当価格で投入すること。**
- ✧ スポット市場入札時点以後において、旧一般電気事業者の小売部門は、需要の下振れやスポット市場の売れ残りが生じた場合は、原則として、自社需要の0～1%相当の予備力を超える電源分を一時間前市場開場以降に、順次、できる限り速やかに同市場に投入すること。
- ✧ 旧一般電気事業者の小売部門は、一時間前市場への余剰電源投入について、入札可能量の見直し回数を可能な限り増やすなど、より精緻な取組を行うこと。
- ✧ 併せて、旧一般電気事業者の小売部門は、引き続き、需要計画及び需要予測の正確性向上を図ること。
- ✧ GC 時点までに原則として自社需要を超える電源分を全て一時間前市場へ投入すること。
- ✧ なお、旧一般電気事業者の小売部門へは、スポット市場及び一時間前市場への電源投入のみを求めることとし、その約定結果については問わないこととする。このため、旧一般電気事業者の小売部門が、スポット市場及び一時間前市場へ電源を投入したにもかかわらず、約定せず、結果的にGC 時点で自社需要に対して過大な供給能力を確保していることは問題ないこととする。

3.1 入札義務（続き）

【同時市場における考え方】

- 同時市場においても、多くの電源が広義の電力市場に供出され、その中で安価な電源から使用されることが望ましいという考え方は変わらないと思われる。
- 他方、現行市場と同時市場の大きな違いとして、同時市場は、以下のとおり、個別事業者の最適化だけでなく、**系統制約等を考慮した全体の最適化**をより追求できる仕組みであることや、**供給力（kWh）と調整力（ Δ kW）の両方が売買できる市場**であることが挙げられる。
 - 現行制度においては、基本的には、電源を特定しないkWhの取引が相対や市場で行われ、販売されたkWhの量を踏まえて各発電事業者が電源態勢を組み、GC後にTSOが別途確保した Δ kWを用い、全体バランスや系統制約を踏まえて調整する。
 - 同時市場が導入された場合、相対取引は現行制度と同様であるが、前日市場においては、基本的に電源単位で入札が行われ、kWhと Δ kWについて、系統制約も踏まえて同時に最適化される形で約定し、その結果に基づいて発電事業者が電源態勢を組み、GC後にTSOが調整する。

3.1 入札義務（続き）

- 以上を踏まえると、同時市場においては、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。
- このため、同時市場においては、相対取引を含む広義の市場において、以下のとおり、予備力も含めた供給力全量の供出を求め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を供出
 - 緊急時：供給力全量を供出
- さらに、需給ひっ迫時等の対応のため、電気事業者等が、入札等をするか否かにかかわらず、電源情報を同時市場に提供するなど、一元的な情報の把握・管理の仕組みを合理的に構築することが必要である。

(参考) 電源等情報の一元的な把握・管理

「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」
取りまとめ（2023年4月25日）より抜粋

3.7.3 電源等情報の一元的な把握・管理／長期固定電源等を前提とした制度設計⁷⁸

前日同時市場においては、売り手・買い手の入札だけでなく、TSOの想定需要や日本全体の電源の起動状況等も踏まえて約定結果を決めるため、前日段階での全体の需給の状況の把握が必要となる。加えて、系統混雑管理の観点からは、系統運用者が把握しない形で発電計画変更（差し替え）が行われると再混雑発生などに伴う不確実性・非経済性が課題となりうる。また、需給ひっ迫時の対応のため、電源Ⅲの発電余力を把握する⁷⁹等の観点からも市場で一元的に発電情報を収集することは望ましい。このような電源情報の一元的な把握・管理の観点からは、前日同時市場を通じて必要な情報を把握する仕組みとすることが効率的と考えられる。なお、前日同時市場を通じて必要な情報を把握する具体的な方法としては、入札情報の一つとして求めるか、前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することを求めるか、いずれもありうる。

3.1 入札義務（続き）

【調整力市場への供出義務】

- 現在は、容量市場のリクワイアメントでは、スポット市場・時間前市場又は需給調整市場への供出が求められており、両方の市場への供出までは求められていない。
- 他方、以下を踏まえると、同時市場においては、基本的に、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ことが必要と考えられる。
 - kWh市場とΔkW市場を同時に開催して最適化を図るという制度趣旨
 - 現行制度においても、容量市場の約定電源については余力活用契約の締結が求められていること
 - 現行制度において需給調整市場の応札不足や価格高騰の課題が生じていること
 - 海外の同時最適市場でも、kWh市場、ΔkW市場両方に供出が求められていること
- 以上の規律は、適取GLや容量市場のリクワイアメントの改正により導入することが考えられる。
- 他方、実際に入札義務を課す場合には、何を根拠として、どの電源に、どのような内容の入札を求めるか及びその場合の適正な対価の在り方については、丁寧に整理していく必要があると考えられる。

PJMにおける調整力の取扱い: まとめ

- 調整力の種類に応じて市場応札義務と入札方法が異なるが、Regulation・Reserveの場合は、応札された登録項目を踏まえて調整力必要量を満たすまで、メリットオーダー順にリソースを約定させる。調整力調達費用は、原則として1時間ごとに要した費用を当該1時間コマの需要シェアに案分負担となる。(更に相対取引の調達分を補正し、事業者別の最終的な調達費用負担額を算定する。)
- 日本の需給調整市場と比較すると、逸失利益やその他(一定額)については、形は違えど、一定の配慮はなされているように思われる。一方、機会費用(起動費や最低出力費用のためにかかる費用)は Δ kWの入札・約定価格では、一見考慮されておらず、おそらくUplift等、他の方法で回収されているものと思われる。この点は引き続き調査が必要である。

区分	市場応札義務	入札方法	約定方法	約定価格	調達費用負担
Reserve	容量市場で約定した電源: Reserve市場への市場応札義務有 ※容量市場で約定したDRには市場応札義務はない	火力等の電源: Reserveの提供機能を持つ場合、発電オフアーを提出した電源は自動的に登録※1 DRリソース、水力、蓄電池: 任意で応札可能	オフアー価格・逸失利益(※2)から構成される実効コストを算出し、必要量を満たすまで実効コストのメリットオーダー順に約定	マージナルなリソースの実効コストを参照してシングルプライスで決定(※3)	原則として、1時間毎に要した調整力費用を、当該1時間コマの需要シェアに応じ小売事業者が案分負担 ※PJMでは調整力の相対取引(Bilateral transaction)による調達・販売分を考慮し、最終的な負担比率が補正される。詳細はp.12, p.23参照。
Regulation	全てのリソース: 応札義務なし	Regulationオフアーを提出	オフアー価格(容量価値、応動価値)と逸失利益(※4)の合計額であるRankを算出し、各リソースのパフォーマンス値でRankを補正 調整力必要量を満たすまで、補正後Rankのメリットオーダー順に約定	応動価値: マージナルな約定リソースの応動価値を、シングルプライスとして決定。その後、パフォーマンス値とマイレージ比率で対価を補正。 容量価値: マージナルな補正後Rankから、応動価値のシングルプライス約定単価を差し引くことで決定。その後、パフォーマンス値で対価を補正。 ※逸失利益(※4)の取り崩れが発生した場合、当該リソースに補填	
Frequency Response	強制供出	—	—	—	—

※1: 太陽光・風力・原子力は通常、応札義務の適用外とされている。PJMの承認を得た場合、これらの電源もReserve市場に応札可能。

※2: Reserveにおけるリソース別の逸失利益(Opportunity cost)の考え方については別途精査が必要である。

※3: ご議論の参考となる情報を提供するため、前日市場におけるReserveの約定方法を基に作成した。リアルタイム市場も基本的な考え方は同様だが、より複雑な約定・価格算定方法が採用されている。

※4: Regulationにおける逸失利益の考え方は、リソース約定時・価格算定時・リソースへの対価の精算時によってそれぞれ異なる。詳細はp.19を参照。

3.1 入札義務（続き）

【時間前同時市場における考え方】

- 時間前同時市場を導入することとした場合、需給予測が実需給まで変動し続けることを踏まえると、安定的・効率的に需給・系統運用を行う観点からは、前日同時市場において約定した電源であるか否かにかかわらず、**時間前同時市場にも引き続き電源の入札を求めるべき**と考えられる。
- 他方、その場合の入札の方法については、丁寧な検討が必要と考えられる。安定的・効率的な需給・系統運用の観点からは、できる限り実需給直前まで多くの電源が柔軟に起動停止可能であることが望ましい。一方で、発電所の人員配置等も含めた発電事業者の運用や、発電機の損耗を考慮すると、短時間での起動停止指示に随時従うことは負担が大きいとも考えられる。
- このため、**時間前同時市場における入札については、前日同時市場と同様の供出（入札の継続）を求める**こととしつつ、電源の起動時間、最大起動回数（日間・週間）等の考え方や設定方法など**入札の在り方**については、引き続き議論が必要と考えられる（※）。

※ 起動時間、最大起動回数等の情報は、前日同時市場における電源入札時にThree-Part情報に加えて登録することが考えられる。このため、前日同時市場における入札を含めた入札規律全体の観点からの検討が必要。

市場支配力行使の可能性があるオファー情報に対する 電力市場でのPJMの措置



- ローカルな市場で電源が市場支配力を行使する可能性がある場合、PJMでは域内の需給ひっ迫の有無と、発電オファー提出者の市場支配力行使可能性の有無によって、約定処理に用いるオファー区分を判断する。
- Three Pivotal Supplier Test (TPS Test)を用いて、取引コマ単位で市場支配力行使可能性の有無を判断する。提出されたオファー区分の中から約定処理に用いることが可能なオファーを選択する予防措置が講じられ、その中から最も低いオファーを採用して約定処理を実施する。

各コマの需給状況と市場支配力を踏まえ、約定処理に用いるオファー情報の範囲を選択

以下のオファー区分の中から最も低いオファーを採用

		Three-Pivotal Supplier Testによる判定	
		市場支配力を行使可能	市場支配力を行使できない
需給状況	需給ひっ迫時※	コストベースオファー 運転パラメータ制約無しプライスベースオファー 運転パラメータ制約付きプライスベースオファー	コストベースオファー 運転パラメータ制約無しプライスベースオファー
	平常時	コストベースオファー 運転パラメータ制約無しプライスベースオファー	運転パラメータ制約無しプライスベースオファー

※需給ひっ迫時(Emergency Conditions)とは、PJMが(1)最大発電緊急宣言を発令した時、(2)最大発電緊急アラート、猛暑アラート、厳寒アラートを発令した時、(3)稼働日全体もしくは一部時間帯で(2)の各種アラートを予期して発電スケジュールを組む場合を指す。

出所)PJM, "Background Information: Parameter-Limited Schedule (January 23, 2020)"

PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.48, 2023年5月31日

PJM Interconnection, L.L.C., "AMENDED AND RESTATED OPERATING AGREEMENT OF PJM INTERCONNECTION, L.L.C (Effective Date: July 14, 2011)"

PJM, "PJM Manual 15: Cost Development Guidelines Revision: 44 (Effective Date: August 1, 2023)", p.14, 2023年8月1日 より三菱総合研究所作成

参考 | 運転パラメータ登録時に一定の規律を求める理由



- 2000年代に開催されたPJM内の作業部会(Reserve Market Working Group)の中で、PJMの電力市場を監視する第三者市場監視機関(Monitoring Analytics)から、「電源が柔軟性の低い運転パラメータ(inflexible parameters)を発電オファーに登録することで、市場支配力を行使する」ことを懸念する意見が挙げられた。
- 2008年12月、上記の懸念に対するため、運転パラメータを発電オファーに登録する際に、一定の登録規律(PLS:Parameter Limited Schedule)を求めることが決定された。

2008年に提出されたPLS条項(抜粋)

- Excerpt from the original PLS filing in 2008 (ER08-1569)

In order to address these concerns, PJM is proposing that certain pre-determined limits ("parameter limited schedules") that are based on the physical parameters of the units should be applied when certain system conditions exist and a unit has the potential to exhibit market power. These conditions could exist when (i) the unit owner fails the three pivotal supplier test, and (ii) PJM declares a Maximum Generation Emergency, issues an alert that a Maximum Generation Emergency may be declared ("Maximum Generation Emergency Alert"), or schedules units based on the anticipation of a Maximum Generation Emergency or Maximum Generation Emergency Alert for part or all of an Operating Day. The factors to be considered in determining the parameter limited schedules are Turn Down Ratio, Minimum Down Time, Minimum

参考 | 発電オファー時に登録する運転パラメータ



- 運転パラメータ登録時に一定の規律を受けるコストベースオファーまたは運転パラメータ制約付き価格ベースオファー(PLS Offer)を提出する場合、下記の登録項目に対して事前合意された運転パラメータ値か、更に柔軟な運転パラメータを登録することが求められる。

最小停止時間 : Minimum Downtime

最小稼働時間 : Minimum Run time

最大日間起動回数 : Maximum Daily Starts

最大週間起動回数 : Maximum Weekly Starts

最大稼働時間 : Maximum Run time

起動時間 : Start-Up Time

通知後起動時間 : Notification Time

Economic Min.とEconomic Max.の比 : Turn Down Ratio

3.1 入札義務（続き）

- 本検討会において議論された市場供出及び予備力の考え方をまとめると以下のとおり。

現行制度	適取GL	相場操縦の防止の観点から、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スポット市場に入札（※） ※ 望ましい行為。ただし、支配的事業者については、当該入札をしないことは、相場操縦を強く推認させる行為に当たるとされている。
	容量市場 リクワイアメント	約定した安定電源については、発電余力（※）をスポット市場・時間前市場又は需給調整市場に入札することが必要 ※ 応札時に登録した供給力から発電計画量を除いたもの
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、同時市場を含む広義の電力市場に供出する。前日・時間前同時市場（※）に対しては発電余力全量の供出を求めるとともに、必要な機能を具備する電源については、kWh市場・ΔkW市場の両方に入札を求める。※ ➤ 入札義務の根拠、対象、義務の詳細な内容については、今後、丁寧な整理が必要 ➤ 自己計画電源の供出方法（入札を求めるか、情報登録のみとするか）については今後検討 ※ 時間前同時市場の導入を前提に記載。ザラバ中心の市場とする場合には別途検討が必要	

3.2 入札方法

【入札区分（自己計画電源、市場計画電源）の選択】

- 作業部会及び本検討会においては、電源の起動停止や出力配分について、発電事業者が一定程度は裁量を確保すべきという意見と、同様の目的は低価格入札等の方法で実現すべきとの意見があった。
- 前者の意見に関して、同時最適化を行う北米の電力市場においては、**発電事業者が電源起動を自ら確定させる形で入札を行うこと（Self-Schedule）**は自由に選択可能とされている（自己計画電源としての入札）。
- 本検討会では、主に以下の理由から、**自己計画電源としての入札は原則自由**とすべきとされた。
 - 電源は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**であること
 - 電力の安定供給のためには、発電事業者が、実需給における発電量を見込み、**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必要**であり、そのためには、**電源の運用について一定の予見性が確保されていることが望ましいこと**
 - 発電事業者が自ら電源を運用する場合に比して、同時市場で起動停止・出力配分を決定するために参照できる情報（電源の各種制約等）には限界があること

3.2 入札方法（続き）

- ただし、安定供給や適正な取引の確保の観点からは、自己計画電源であっても一定の制約に服することが求められる。
- 具体的には、本検討会において議論された供出義務の考え方を踏まえれば、相場操縦の防止や安定供給の確保のため、発電事業者の入札電源について、自己計画電源としての出力が決まった上で余力がある場合には、当該余力については出力配分が可能な領域として入札することが求められる。
- また、自己計画電源として入札した電源についても、需給ひっ迫時等の緊急時において **TSOによる緊急運用**が必要な場合や、電力の需給バランス維持の観点から、**出力制御や混雑処理のための対応**が必要となる場合もあると考えられる。

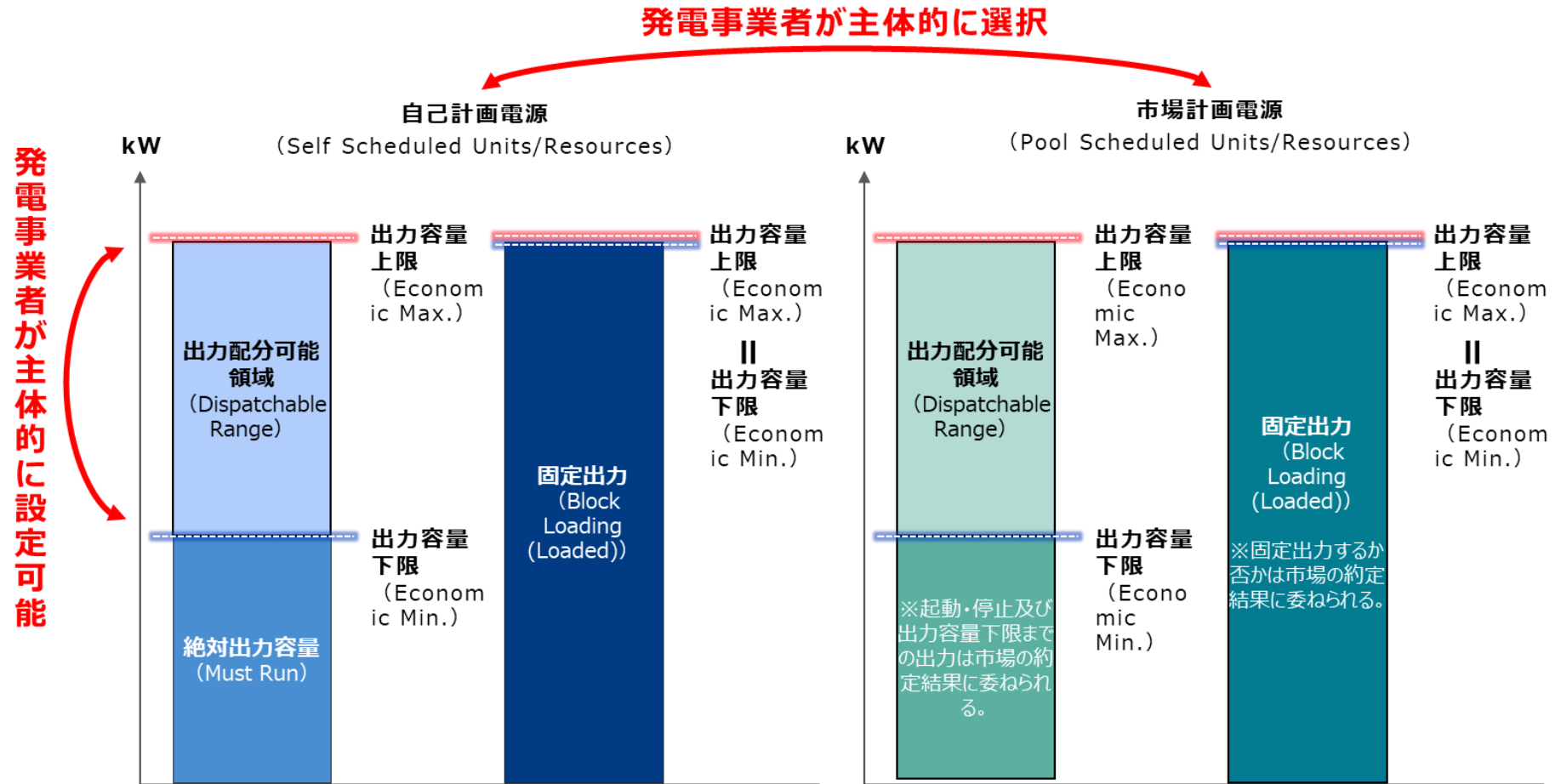
3.2 入札方法（続き）

【出力容量上限・下限の設定】

- 発電事業者の予見性の確保等の観点から、電源起動を自ら確定させる形の入札を認める場合には、**電源の出力容量の上限、下限についても、原則として自由に設定可能**とすべきと考えられる。
- ただし、出力容量の設定についても、入札区分の選択と同様、相場操縦や安定供給の確保の観点から一定の制約には服する必要がある。
- 具体的には、売り惜しみ防止の観点から、出力容量上限を不当に低く設定していないか等の取引規律・厳格な監視や、需給バランス維持の観点から、出力制御や混雑処理のための対応が必要と考えられる。
- このため、電源の入札にかかる仕組みについては、上記の観点を踏まえ、引き続き技術的な検討も含めた議論が必要と考えられる。

3.2 入札方法（続き）

- 本検討会における入札方法に関する議論をまとめると以下のとおり。



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容量市場のリ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) 電源入札・運用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。

3.3 自己計画電源を選択した場合の入札方法

- 作業部会では、発電事業者が自らの電源を自己計画電源として運用する場合に、同時市場に対して必ず入札を求めるか、発電計画・出力量等の情報登録のみでよいか、すなわち自己計画電源を選択した場合の入札方法についても検討が必要とされた。
- 発電計画を自ら策定する形での入札を認めるということは、電力量だけの入札又は登録を認めることを意味する。また、自己計画電源について、入札と情報登録のいずれがされても、実際の電源態勢は同じになる。そうすると、いずれにするかは、電源の差し替えを行った場合の法律・会計上の問題や、実務上の負担、各種システムとの接合性等を勘案しながら、合理的な仕組みを引き続き検討すべきであると考えられる。
- また、入札を求めるか否かにかかわらず、安定供給の観点からは、電源等情報の一元的な把握、管理の仕組みを合理的に構築することが重要であると考えられる。

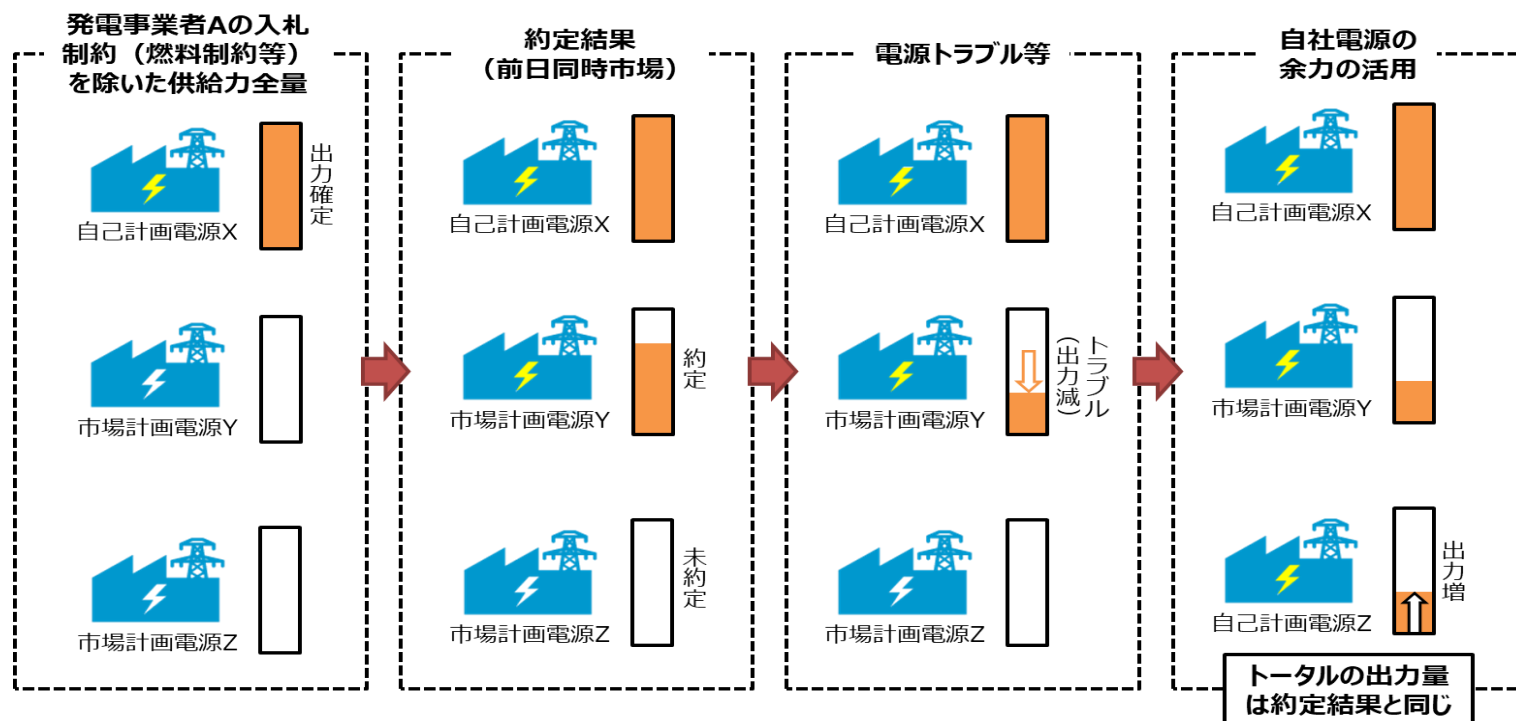
	選択肢		
入札・登録方法（市場運営者が必要な情報を把握する方法）	必ず入札を求める	相対契約が紐づいている等の場合、 発電量の情報登録のみ行うことも認める（入札も選択可）	
市場計画可能領域の取扱い	＜市場約定＞ 量＋価格（Three-Part情報）で入札		
市場計画可能領域以外 （自己計画電源における絶対出力容量及び固定出力）の取扱い	＜市場約定＞ 量のみ入札	（１）相対契約が紐づいていない 場合	＜市場約定＞ 量のみ入札
		（２）相対契約が紐づいている場 合	＜市場外取引＞ 量のみ登録可

3.4 自社電源の余力の活用

- 発電BGは、TSOとの契約上、GCにおいて、計画発電量と実発電量とを一致させる義務を負っている。このため、前日同時市場における約定後に、電源脱落、出力低下等が発生した場合、発電BGは、埋め合わせのため、時間前市場において買い入札をすることや、自社電源の余力（前日同時市場で約定しなかった電源）を追加起動・出力することが考えられる。
- 後者の方法は、前日同時市場の約定結果と異なる電源運用を認めることとなり、望ましくないとの考え方もありうるものの、主に以下の点を踏まえると、発電事業者が前日同時市場後に自社電源の余力を活用することも認めるべきであると考えられる。
 - 発電BGの負担で行う限りにおいては、他の市場参加者のコスト増となるものではないこと。
 - 電源トラブル等の場合に発電BG内で対応可能との予見可能性を確保することにより、発電BGが市場計画電源としての入札をしやすくなる効果や、不足インバランス回避のために電源（kW）や燃料（kWh）を十分に確保するインセンティブを与える効果があると考えられ、それらは安定供給にも資すること。
 - 米国市場の例でも、前日市場の後に、市場計画電源から自己計画電源への入札変更は可能とされていること。
- なお、あくまで前日同時市場で約定しなかった売れ残りの電源の活用を認めるものであり、電源トラブル等に備えるために電源の売り惜しみを行うことを認めるものではない。

3.4 自社電源の余力の活用（続き）

- 一方、自社電源の余力の活用により、系統全体の電源バランスが変わり、混雑が発生するなど、安定供給上問題が生じることも考えられる。
- この観点からは、例えば、余力として活用できる電源を一部限定するなど（混雑が発生しないことが想定されるゾーンに限定するなど）、何らかの措置が必要であると思われる。この点は、どのような仕組みが実務上実現可能であるかも含め、引き続き、技術的な観点も含めた検討が必要と考えられる。



3.5 電源差替

- 発電事業者と小売電気事業者との間に相対契約が存在する場合、発電事業者は、スポット市場や時間前市場の価格が安いときは、自らの発電機により発電をするのではなく、市場から電気を調達して小売電気事業者に供給することがある（いわゆる**電源差替**）。
- 電源差替が可能な電源は、本来は市場計画電源としての入札も可能なはずである。そうであるにもかかわらず、発電事業者が、電源差替のため、市場計画電源としての売り入札を行わず、市場からの買い入札のみ行くと、市場約定の対象となる電源が減少し、同時市場を導入した効果は薄れると考えられる。
- 他方、相対契約と市場入札を両立させるため、相対契約における電気の受渡方法を、市場を介して行う方法（市場渡し）とし、発電・小売間の精算を差金決済で行うことにすると、発電事業者が入札した電源が約定するとは限らないことなどから、**当該相対契約が、会計上デリバティブ取引に該当する可能性がある**と指摘されている。
- このため、例えば、発電事業者がThree-Part Offerで電源の売り入札を行い、この電源が約定しない場合、約定しなかった分だけ発電事業者が市場から電気を購入したこととすることにより、相対取引が現物取引であることを確保する仕組みを設けるなど、**柔軟に電源差替を可能とする仕組み**を検討することが必要と思われる。

3.6 小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札

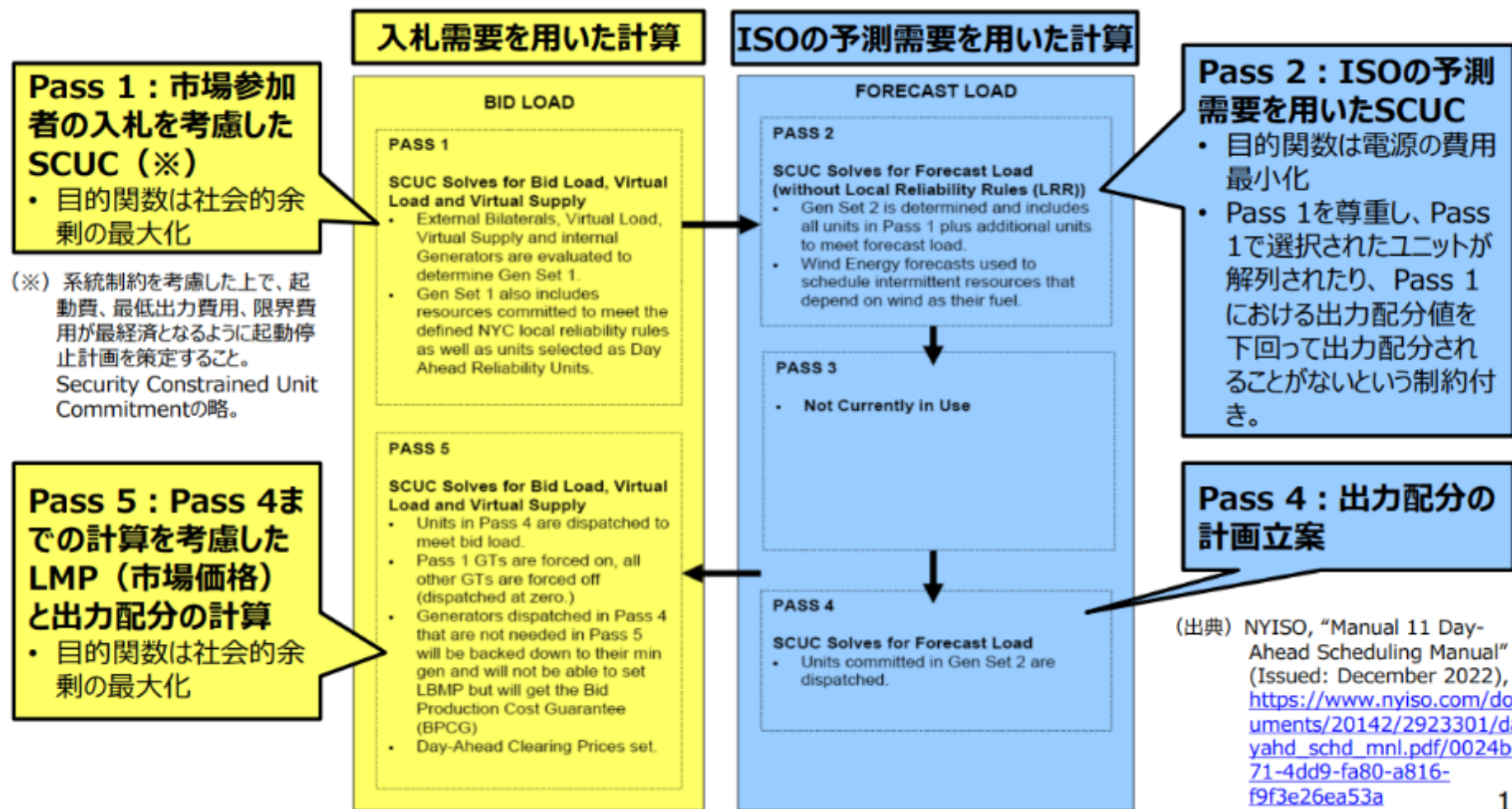
- 同時市場への参加方法については、発電事業者が売り入札、小売電気事業者が買い入札を行うだけではなく、相対取引による調達状況や実需給に向けて精緻化する再エネ出力予測・重要予測に応じたポジション調整など、小売電気事業者による売り入札や発電事業者による買い入札等のニーズもある。
- このため、**同時市場（前日市場、時間前市場）においては、小売電気事業者の売り入札や発電事業者の買い入札も可能とする仕組みを整備することも必要**となる。
- また、その場合の設計に当たっては、作業部会で紹介されたNYISOの仕組みを参考に、事業者の入札需要に基づく計算と、TSOの予測需要に基づく計算をうまく組み合わせることが肝要であると考えられる。

(参考) NYISOにおける約定価格と約定電源等の決定プロセスについて

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

(参考) NYISOにおける約定価格と約定電源等の決定プロセスについて

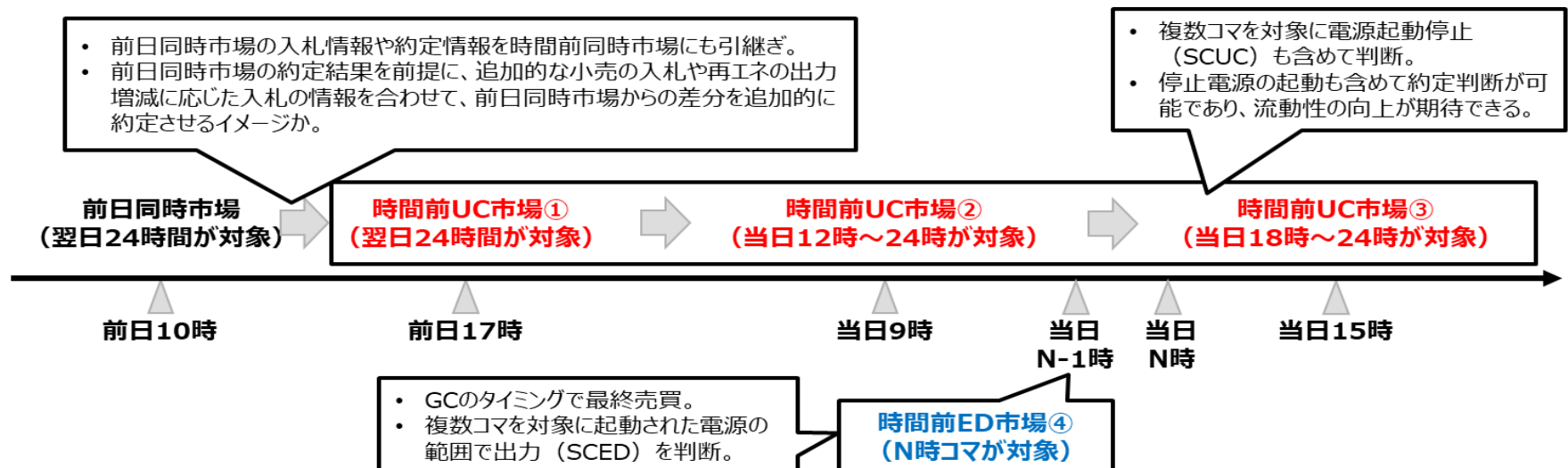
- Three-Part Offerを導入し、供給力と調整力の同時約定を行っているNYISOにおける、前日市場の約定価格と約定電源等の決定プロセスは以下の通り。市場での入札を尊重しつつ、ISOの予測需要も用いた形（系統信頼度の維持）となっている。



1. 検討会設置の背景・目的等
2. 同時市場導入の意義
3. 電源の入札・運用
- 4. 時間前市場の設計、調整力の取扱い**
5. 市場価格算定・費用回収
6. その他の論点
7. 費用便益分析
8. 今後の検討の進め方（提案）

4.1 時間前市場の設計に関する2つのイメージ

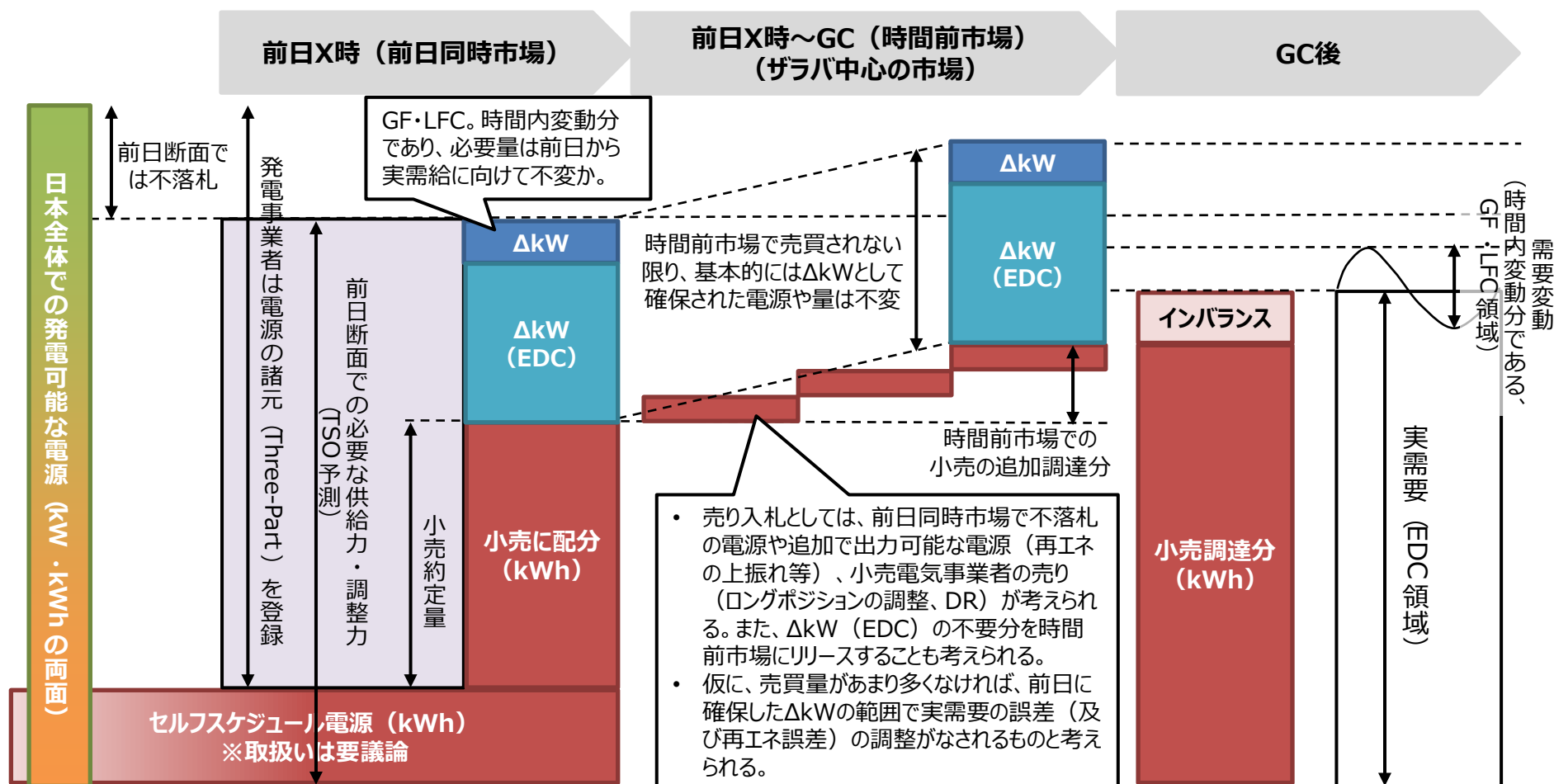
- 作業部会においては、前日に同時市場が開催される場合の時間前市場の在り方として、以下の2つの案が提示されていた。
 - ① 現行の時間前市場と同様の仕組み（ザラバで電気事業者等が自由に売買を行う方法）
 - ② 前日同時市場と同様の仕組み（前日同時市場後の断面において、kWhとΔkWの同時約定を行う仕組みを導入し、SCUC・SCEDを繰り返しつつ実需給を迎える仕組み。以下「時間前同時市場」という）
- 現行の仕組みと大きく異なる②については（下図のイメージ）、①と比べると、入札をより集約した形となり、流動性が高まると想定されていた。



(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より抜粋

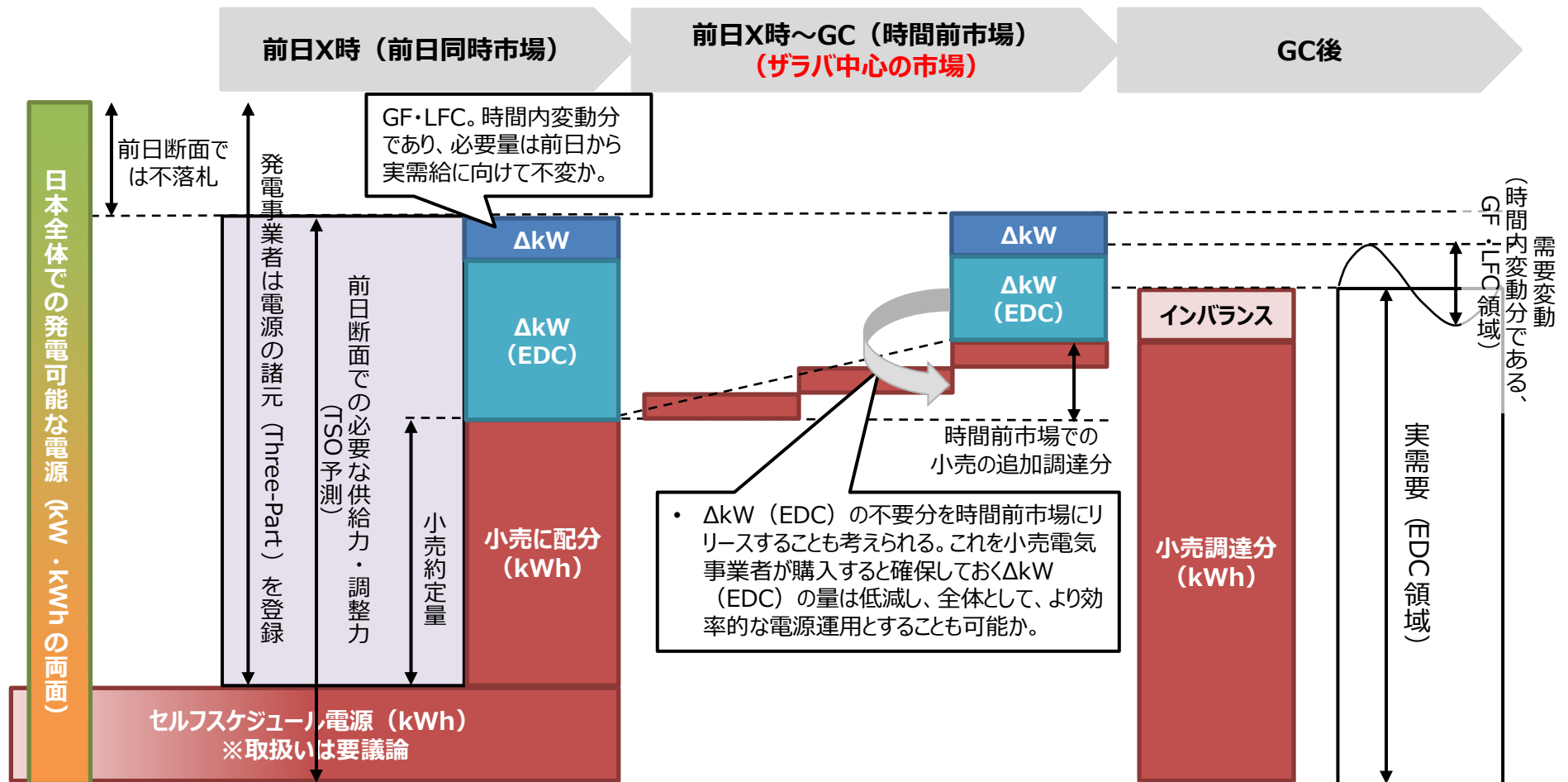
- スポット市場と需給調整市場の開場タイミングを前日の同時間とし、 ΔkW を前日断面で現行制度のような考え方で確保し、時間前市場をザラバ中心の市場にするのであれば、以下のようなイメージになるか。



(参考) ①の補足

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より抜粋

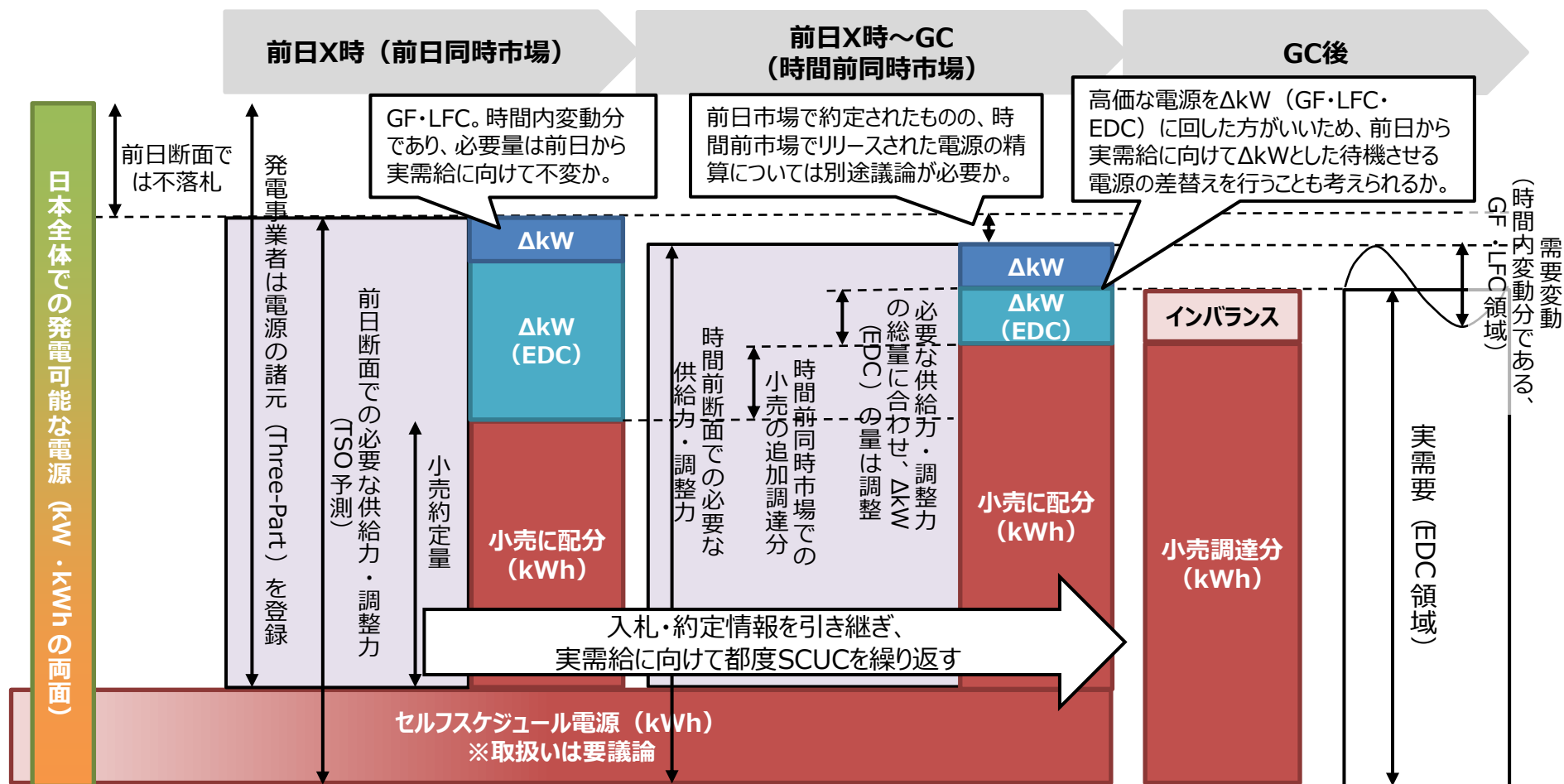
- 前日断面で確保した ΔkW （EDC）を時間前市場にリリースし、それを小売電気事業者が購入すると、全体として、より効率的な電源運用を行うことも可能か。



(参考)「②前日に同時約定を行い、かつ、時間前市場にも同時約定を行う仕組みを導入し、都度SCUCを繰り返し、実需給を迎える市場」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より抜粋

- 時間前同時市場においても需要予測や再エネ出力予測に応じて、市場全体で必要な供給力・調整力を調整するイメージか。米国の市場制度に似た形とも言えるか。

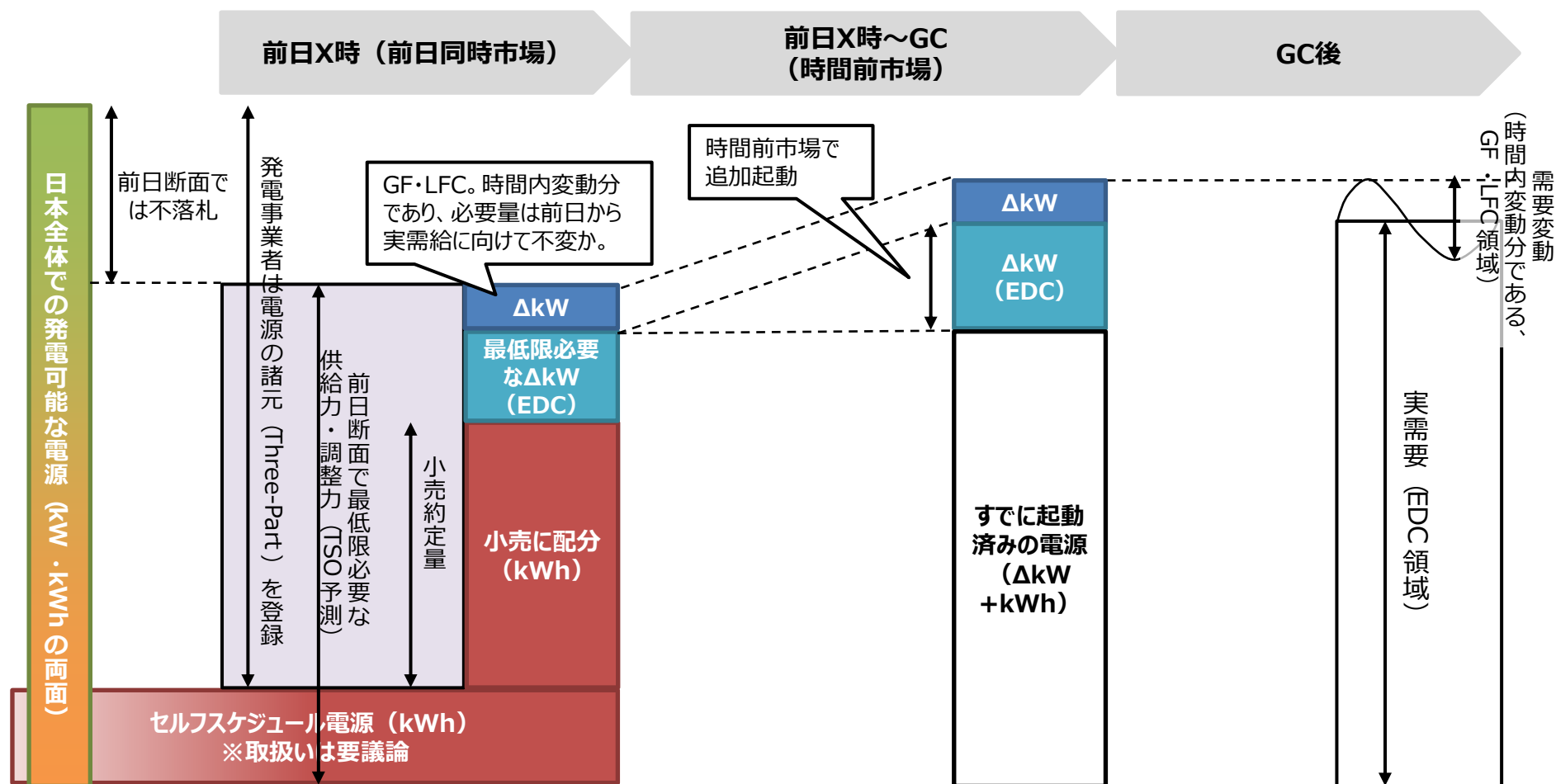


※時間前同時市場が1度だけ開場している図になっているが、複数回行うことも考えられるか。

(参考) 補足：起動速度が速い電源の有効活用

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より抜粋

- 必ずしも同時市場という制度設計でしか達成できないものではないが、起動速度が速い電源が市場に多く存在しており、需要予測誤差や再エネ予測誤差に素早く対応できるのであれば、時間前市場の断面で追加起動・調達することも考えられるか。こういった可能性についても留意して同時市場の在り方を検討することが必要か。

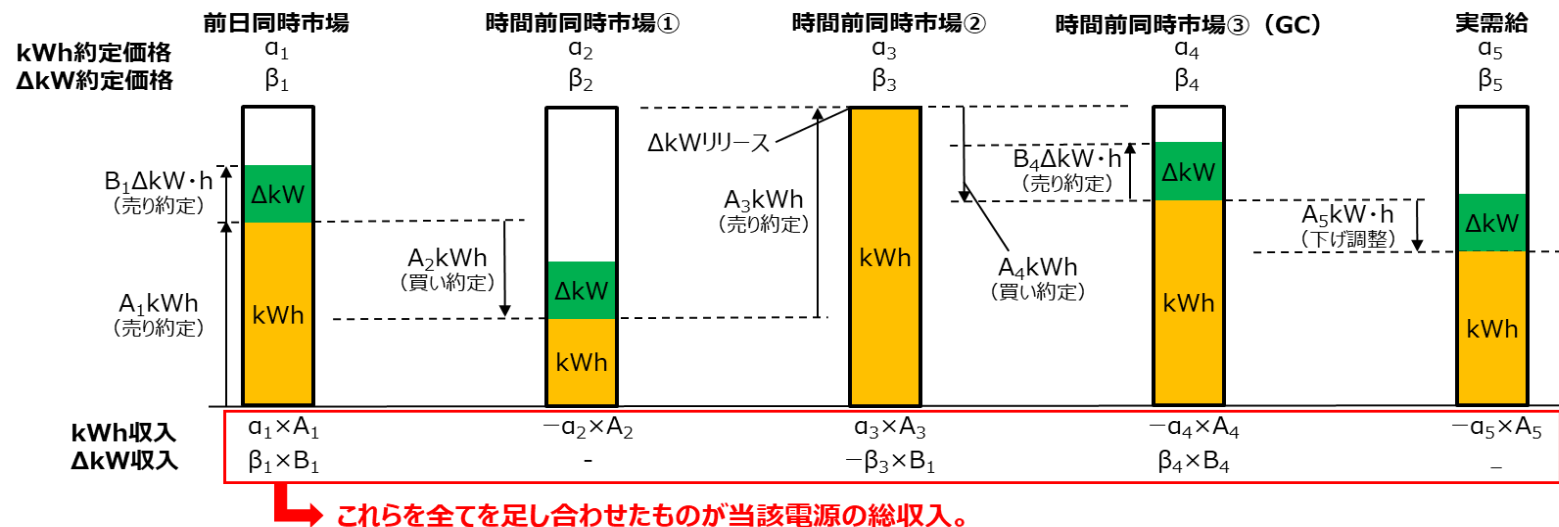


4.2 時間前市場の設計に関する基本的な方針

- 2つのイメージについて、本検討会においては、より効率的な電源運用が可能となると考えられること等から、「②時間前同時市場」に対する賛成の意見が多かった。
- 一方、北米や欧州の電力市場において、時間前の断面で、kWhとΔkWの同時約定を行いつつ取引の決済を複数回行う②のような仕組みを採用した例は見当たらない。
- 前日同時市場の後、実需給に近づいていく中で、都度SCUC・SCEDの計算をしつつ、適切に決済を行い、適切な価格シグナルを発して適切な市場参加者の行動を促す仕組みを導入することは、制度設計・システム設計のハードルが高いことも事実である。
- これを踏まえ、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**」こととした。

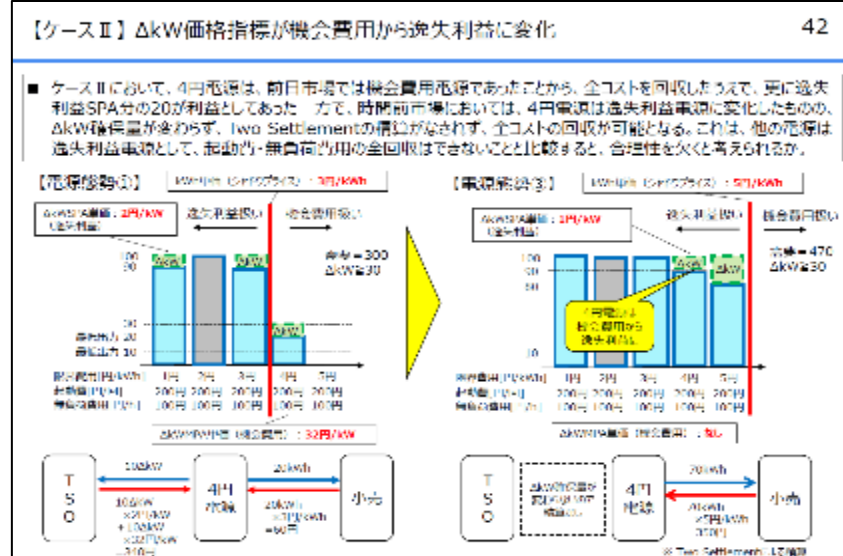
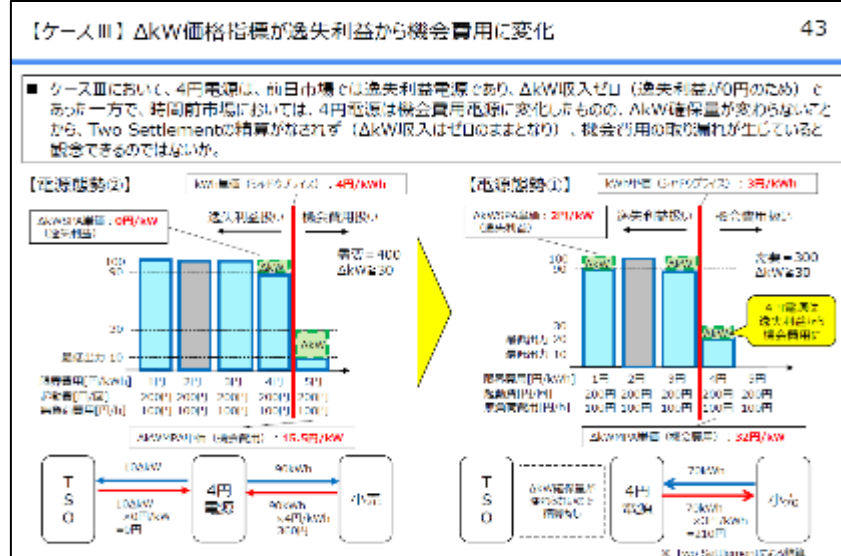
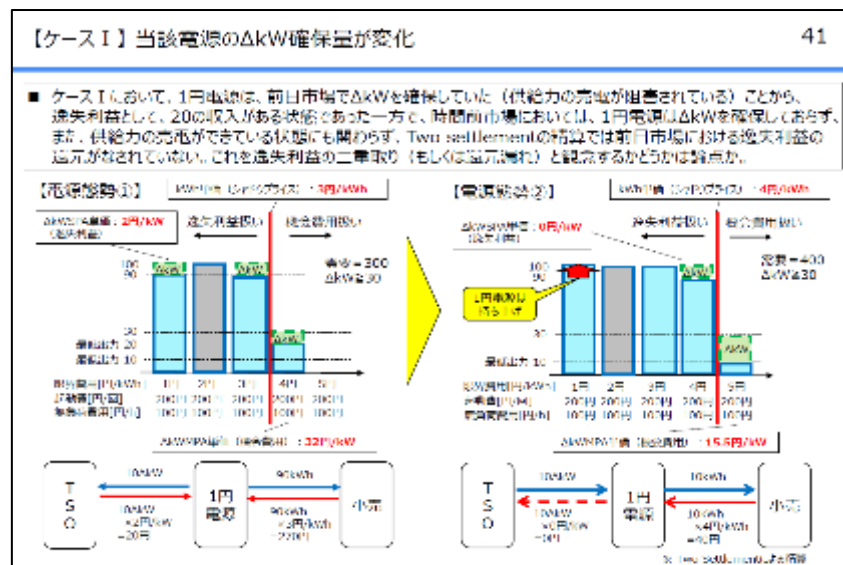
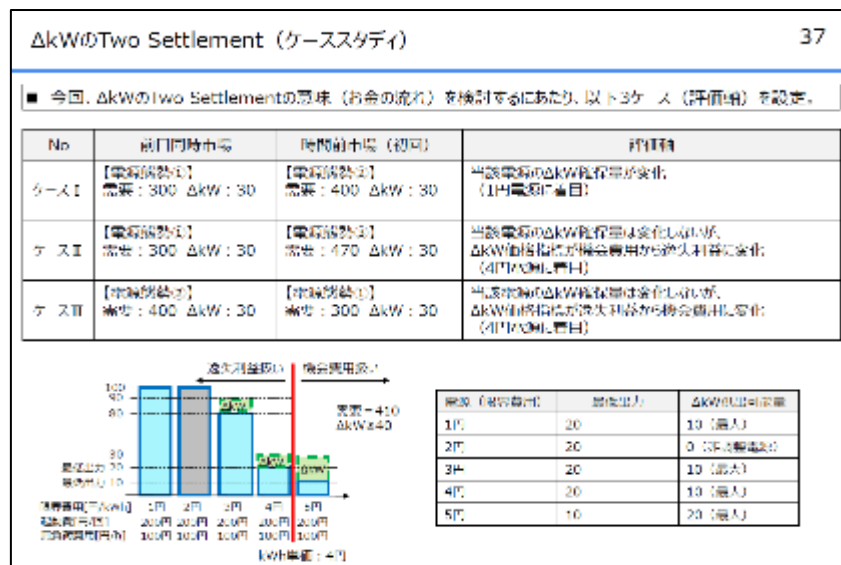
4.3 時間前同時市場における決済対象の取引

- 時間前同時市場を導入する場合、時間前の断面で実際の売買及び決済処理をいかに行うかが問題となる。仮に、時間前市場でkWhも Δ kWも取引を行い、前日市場との差分を決済するとなると、下図のとおり、特に約定点近辺の電源はkWhと Δ kWが頻繁に差し変わるため、決済が非常に煩雑になり、何を取引して、それが何の意味を持つのか、かなり分かりづらい。
- 加えて、検証Bの Δ kW価格のケーススタディのとおり、 Δ kW価格は、時間前同時市場において約定したkWh価格との関係で、価格の構成要素（機会費用と逸失利益）が頻繁に入れ替わる可能性がある。
- このため、時間前同時市場における取引のニーズについて、まずは整理する必要がある。



(参考) 時間前同時市場における ΔkW 価格のケーススタディ (検証B)

- ΔkW 価格の構成要素は、時間前の断面で頻繁に入れ替わる可能性がある。



4.3 時間前同時市場における決済対象の取引（続き）

- 作業部会取りまとめ（2023年4月25日）では、時間前市場へのニーズは主に以下の3点としており、これらは全てkWhの取引である。
 - 小売電気事業者：需要変動に応じたポジション調整のための売買
 - 変動性再エネ事業者：再エネ変動に応じた売買
 - 発電事業者（変動性再エネ以外）：電源脱落時等の買い、電源差替のための買い、前日同時市場で約定しなかった電源の売り
- 加えて、時間前同時市場では、起動速度が速い電源を追加調達することも望まれる。
- 以上を踏まえると、kWhについては時間前同時市場において都度売買（差分決済）を行うことが考えられるが、 ΔkW については、都度売買（差分決済）を行う必要は必ずしもないとも考えられる。その場合、どのタイミングで ΔkW を認識、決済するかが論点となり、候補としては、前日同時市場、GCのほか、実需給、追加起動の時点などがある。また、様々なタイミングで発生しうる発電事業者の機会費用等についても考慮が必要。
- 一方で、時間前同時市場において、その都度kWhだけでなく ΔkW も確保される以上、 ΔkW についてもその都度決済するのが合理的との意見もあった。
- 以上を踏まえ、本論点については、具体的な電源運用の事例等も考慮しつつ、引き続き検討を深める必要があると考えられる。

(参考) 時間前市場のニーズ

(参考)「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」取りまとめ
(2023年4月25日) より抜粋

3.6.1 時間前市場に求められること

各事業者において、時間前市場へのニーズとして、大きいと考えられるものは以下のとおりである。過去の勉強会の議論68を踏まえると、特に再エネの出力変動に伴う調整のための売買に最も大きなニーズがあると考えられる。より具体的な売買例については「【参考 2】時間前市場で想定される売買例」を参照されたい。

- 小売電気事業者：需要変動に応じたポジション調整のための売買
- 変動性再エネ事業者：再エネ変動に応じた売買
- 発電事業者（変動性再エネ以外）：電源脱落時等の買い、経済差し替えのための買い、前日同時市場で約定しなかった電源の売り

4.4 時間前同時市場における入札内容の変更

- 時間前同時市場において、入札内容の変更をどの程度可能とするかも論点となる。
- この点については、前日市場における電源情報が時間前断面で大きく変更されることは基本的でないため、**原則としては、前日市場の入札情報や約定結果を引き継ぐ形で、時間前同時市場において、追加の約定処理を行う**ことが考えられる。
- 一方、例えば、発電事業者については、以下のような場合に、入札情報の変更や追加入札が考えられる。
 - 変動性再生電源の出力予測に合わせて、追加の売買を行う。
 - 前日市場で約定後に電源トラブルが発生し、出力減となる電源の埋め合わせのため、前日市場で約定しなかった発電余力を自己計画電源として入札（登録）する。
 - 前日で約定しなかった電源について、安い価格で入札しなおし、時間前同時市場での約定可能性を高める。
- 小売電気事業者についても、需要予測の変化に応じて追加の売買をしたり、前日で約定しなかった買い入札の価格を見直し、より高い価格で再入札することが考えられる。
- この点については、米国における規律（次ページ参照）や海外の諸制度も参考にしつつ、**適切な取引規律の設計や監視の在り方の検討**を行うことが必要と考えられる。

参考 | 前日市場でセルフスケジュールで入札した電源がリアルタイム市場で入札情報を変更する場合

MRI



- PJMでは、前日市場でリソースをセルフスケジュールとして登録していた場合、前日市場の約定結果の公開から前日14:15までのリアルタイム市場の入札期間中、起動方法をプールスケジュール(Economic)へ変更することはできない。
- その後、前日22:00以降から実運用65分前までセルフスケジュール電源のスケジュール調整が可能である。

前日市場～実運用65分前までの市場タイムライン

前日11:00	・ 前日市場の入札期間終了。すべての買い入札と売り入札はPJMに提出されなければならない。 ・ PJMは11:00時にDay-ahead market clearing softwareの実行を開始し、前日市場の1時間ごとの約定スケジュールと市場価格を決定。 ・ Fixed demand, price sensitive demand bid, demand reduction bid, Day-ahead Scheduling Reserveの目標調達量を満たす、発電機起動停止計画を策定し、エネルギーとリザーブの総コストは最小化される（一定の制限を受ける）。 ・ この起動停止計画分析は、PJMの外部の相対取引スケジュールや前日市場への外部リソースの売入札も含まれる。
前日13:30まで	・ 前日13:30までに、PJMはMarkets Gateway Systemに、前日市場の毎時間のスケジュールと市場価格の約定結果を掲載する。PJMは、これらの結果をダウンロード可能なファイル、Markets Gateway System、または専用の通信リンクを介して利用可能にする。
前日市場結果公開 ～前日14:15	・ PJMがリアルタイム市場の入札期間を開始する(rebid period)。 ・ 期間中、市場参加者は売入札を修正して提出することができる。 ・ ただし、市場参加者が前日市場でリソースをセルフスケジュールしていた場合、再入札期間中にユニットのステータスを“Economic”に変更することはできない。
前日14:15	・ リアルタイム市場の入札期間が終了。 ・ PJMは、Reliability Assessment and Commitment (RAC) Run(信頼度評価・起動停止計画実行)と呼ばれる第2の発電機起動停止計画の策定を行う。 ・ このリソースコミットメントには、更新された売入札、更新されたリソースの利用可能性(availability)情報、更新されたPJM需要予測情報と需要予測偏差が含まれる。 ・ この発電機起動停止計画の焦点は信頼度(reliability)であり、追加的に起動停止計画の対象とされる発電機の起動コスト(start-up cost)と最低出力コスト(no-load cost)を最小限に抑えることを目的としている
前日14:15～ 実運用日	・ PJMは、更新されたPJM需要予測と最新のリソース利用可能性情報に基づき、必要に応じて追加の発電機起動停止計画を策定することができる。 ・ PJMは、必要に応じて、特定の発電所有者に対して個別に更新された発電スケジュールを送信する。
前日18:30～ 実運用65分前	・ 前日18:30以降のReliability Assessment and Commitment (RAC) Run(信頼度評価・起動停止計画実行)完了後から実運用時間の65分前までに、修正された売入札がPJMに提出される可能性がある。 ・ 前日22:00以降、セルフスケジュールリソースはスケジュールを調整することができる。ただし、緊急時にはPJMがセルフスケジュールリソースをスケジュールし、ディスパッチする権利に従う必要がある。

1. 検討会設置の背景・目的等
2. 同時市場導入の意義
3. 電源の入札・運用
4. 時間前市場の設計、調整力の取扱い
- 5. 市場価格算定・費用回収**
6. その他の論点
7. 費用便益分析
8. 今後の検討の進め方（提案）

5.1 現行制度の概要と作業部会における議論の振り返り

- 現行制度のスポット市場、需給調整市場等の入札価格規律・価格算定方法は下表のとおり。

	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・余剰インバランスは同一の単価)

5.1 現行制度の概要と作業部会における議論の振り返り（続き）

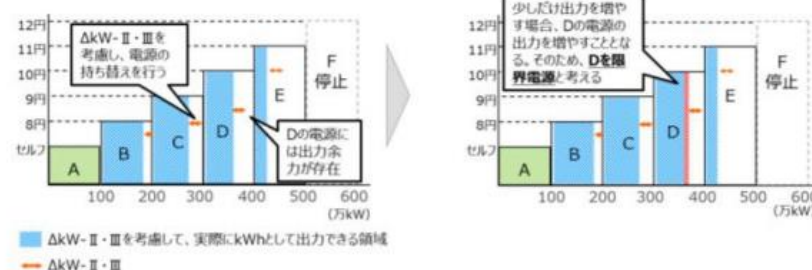
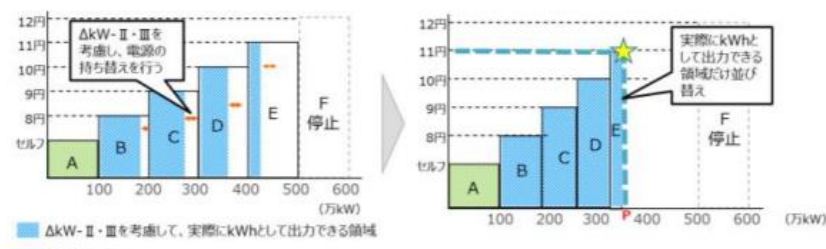
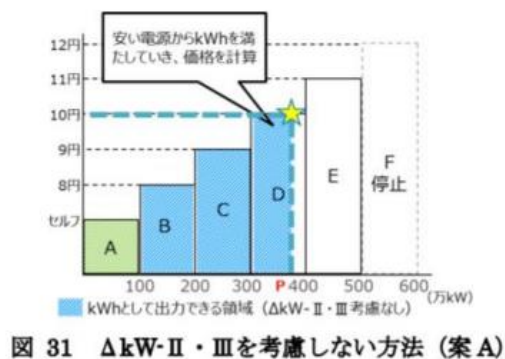
- 作業部会においては、まず、kWhの価格算定について、シングルプライスオークションとマルチプライスオークションの比較を行い、価格指標性や市場設計における困難性等の観点からシングルプライスオークションを基本として検討を行うことが合理的とされた。
- その上で、 ΔkW の確保を踏まえたkWhの価格算定方法として、3つの方法が提案された。
 - **案A** kWhの取引だけを考慮した（ ΔkW を考慮しない）電源ラインナップを作った上で、市場価格を算定する方法
 - **案B-1** ΔkW も考慮した電源ラインナップを作った上で、稼働する電源の中で最も高い費用の電源で約定価格を決定する方法
 - **案B-2** ΔkW も考慮した電源ラインナップを作った上で、追加で 1 kW出力を増加させるときの費用（シャドウプライス）で約定価格を決定する方法

(参考) 案A、案B-1、案B-2

ΔkWの考慮有無について（1 / 3）

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5より抜粋

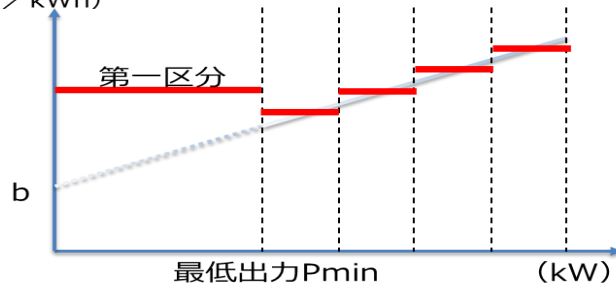
- 電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックを用いて最適化計算をすることで、kWhとΔkWの同時最適結果が算出されるが、kWh価格を決定するにあたり、ΔkWの考慮有無で複数の決定方法が示されていた。
 - 案A：ΔkWなかりせばの限界費用等カーブ（または平均費用カーブ）の最高価格をkWh約定価格とする案
 - 案B-1：同時最適結果の限界費用等カーブ（または平均費用カーブ）の最高価格をkWh約定価格とする案
 - 案B-2：同時最適結果に対して、米PJM同様、シャドウプライスを適用した考え方（次頁以降参照）



5.1 現行制度の概要と作業部会における議論の振り返り（続き）

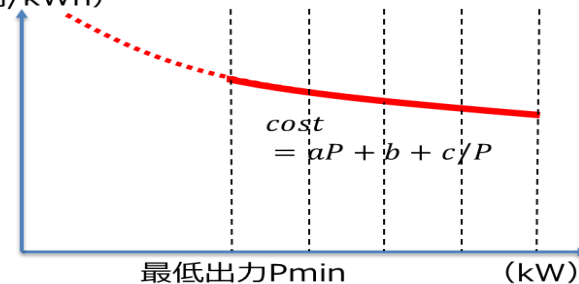
- また、作業部会においては、市場価格の算定における起動費及び最低出力費用の取扱いについても議論がなされた。
- 起動費については、取り漏れが発生しないような市場価格の設定が望ましいものの、約定計算の負荷等の関係で困難である可能性がある。その場合、選択された算定方法において生じる取り漏れについて、起動費等を別途回収する仕組みが必要であり、取り漏れの判定期間や負担者等の議論が必要とされていた。
- 最低出力費用については、価格算定に使う費用カーブとして、増分費用カーブと平均費用カーブ（後者の場合、最低出力費用は取り漏れない。）の取扱いを、シミュレーションを行った上で決定する必要があるとされていた。

①最低出力にかかる平均費用と限界費用カーブ
(円/kWh)



- ①-1：第一区分が高価な場合、約定価格を第一区分で決定
⇒第一区分の取漏れが生じないが、市場価格が著しく高くなる可能性が存在。
- ①-2：第二区分以降で決定
⇒第一区分により市場価格が高くなる可能性を回避することが可能だが、第一区分の費用が取漏れて費用補填を行う必要がある可能性が存在。

②平均費用カーブ
(円/kWh)



- 第一区分の取漏れが生じず、かつ、第一区分により市場価格が高くなる可能性を回避することが可能。
 - Three-Part Offerを前提としつつ、平均費用カーブで約定価格を決定する諸外国の事例は確認できず、約定価格の計算負荷等の課題がないか、検証が必要。
- (※) 平均費用カーブは出力量を確定しないと費用が決まらないことから、一旦は、限界費用カーブを用いて各電源の出力量を確定し、その上で、平均費用カーブに直して供給曲線を作成の上約定単価を計算することになる。

5.1 現行制度の概要と作業部会における議論の振り返り（続き）

- Δ kWの価格算定については、kWhの約定価格との関係も考慮しつつ、現行の需給調整市場における機会費用、逸失利益、固定費のそれぞれについて、今後、検討を深めることが必要であるとされていた。
- また、前日同時市場においては、機会費用（最低出力費用及び起動費）については、Three-Part情報に含まれており、逸失利益については、市場運営者が算出することが可能となっていることを踏まえて、入札にあたって、Three-Part情報以外でどのような情報を追加で提出を求めることが必要かといった観点、約定価格の決定方法はシングルプライスカ、マルチプライスカといった観点についても、今後検討が必要であるとされていた。
- その他作業部会において議論された内容については、作業部会取りまとめ（2023年4月25日）を参照されたい。

5.2 同時市場における価格算定・費用回収

- 本検討会では、同時市場の性質（kWh市場と Δ kW市場が同時に開催されることや、入札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）となること等）を踏まえ、価格算定の方法について議論が行われた。

【案A、案B-1、案B-2】

- kWhの価格算定方法として、案A、案B-1、案B-2のいずれを採用するかについては、検証Bの結果も踏まえ、議論が行われた。
- 検証Bによれば、案B-1は全体的に価格が高くなるほか、再エネ余剰時に市場価格が高くなる傾向がある。この点で、価格シグナルとしては他の案に比べて劣後すると考えられる。
- 次に、案A、案B-2を比較すると、両案の価格は大きくは変わらないが、案Aの方がLNG（コンベンショナル）や石油により価格が決定される時間帯が多かった。両案に大きな優劣はないものの、案B-2の方が、 Δ kWを考慮した電源態勢に基づく市場価格であり、より安定的かつ現実の電源運用に沿った価格シグナルであると考えられることから、案B-2が優位であると考えられる。

(参考) 案B-1における価格シグナル

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5より抜粋

今後の価格検証におけるkWh価格の算定方法の絞り込み (1 / 4)

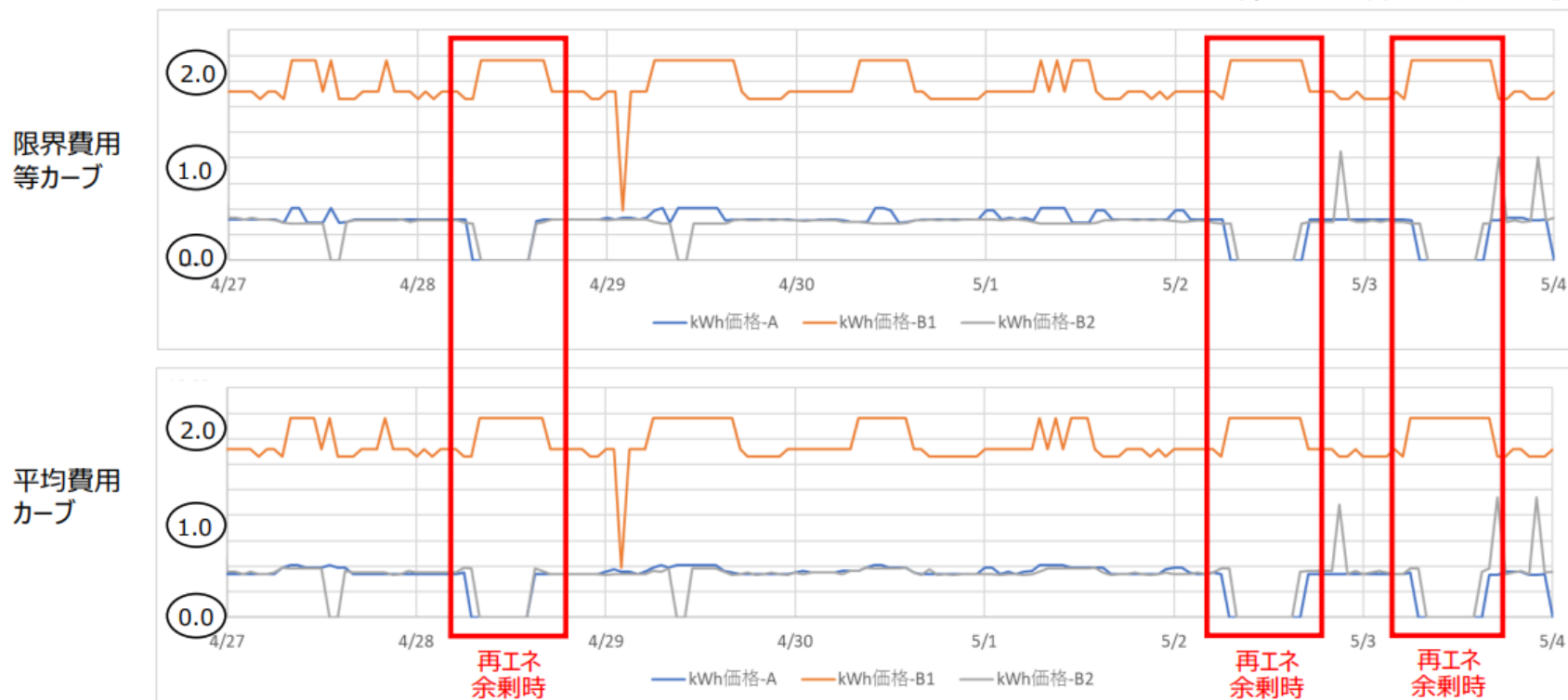
19

- まず、案B-1については、案A、案B-2と比較し、市場価格平均値は相当高くなる傾向があり、年間卸取引費用とUplift双方の取引合計（全体としてかかるコスト）を踏まえても最も高くなっている。
- また、個別の傾向を見ても、案B-1は軽負荷期等の再エネ余剰時に逆に価格が上がる※（最低出力の並列台数が多くなるため）等、再エネ余剰時に電力需要を増加させるといった行動を促す価格シグナルを発していると言いたいことから、まずもって案B-1は除外することとしてはどうか。

※ 案A（火力なしでkWh上バランスする）とB-2（再エネ制御量が1MW変化することを評価）は0円/kWhになる。

【基本試算ケース（春期の市場価格傾向）】

（東京エリアを含む広域ブロックの値）

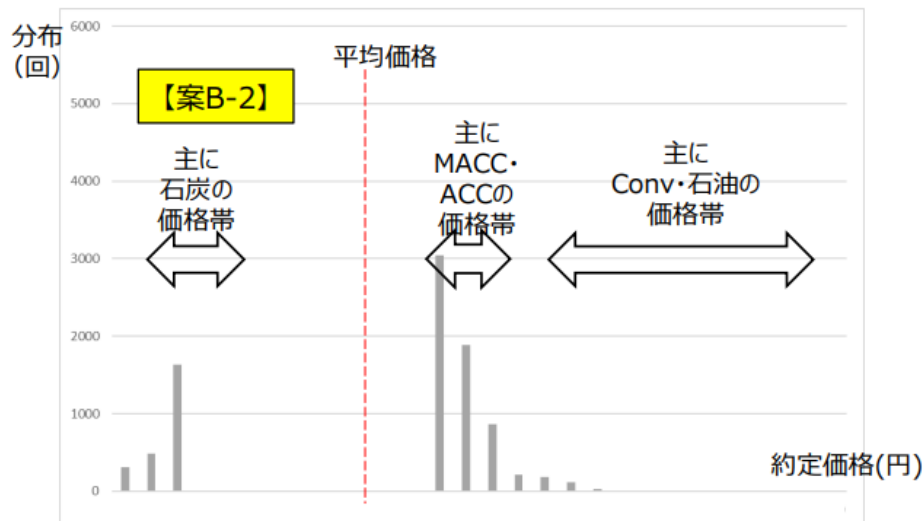
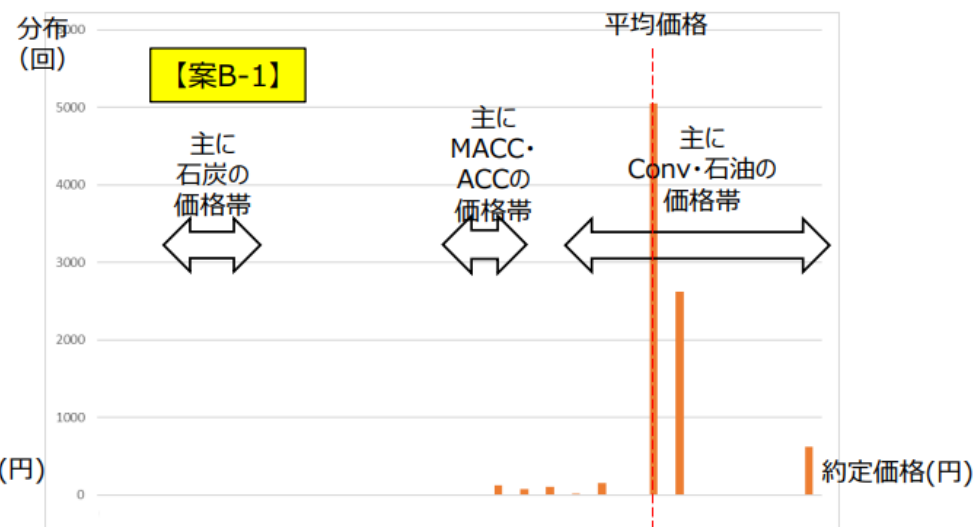
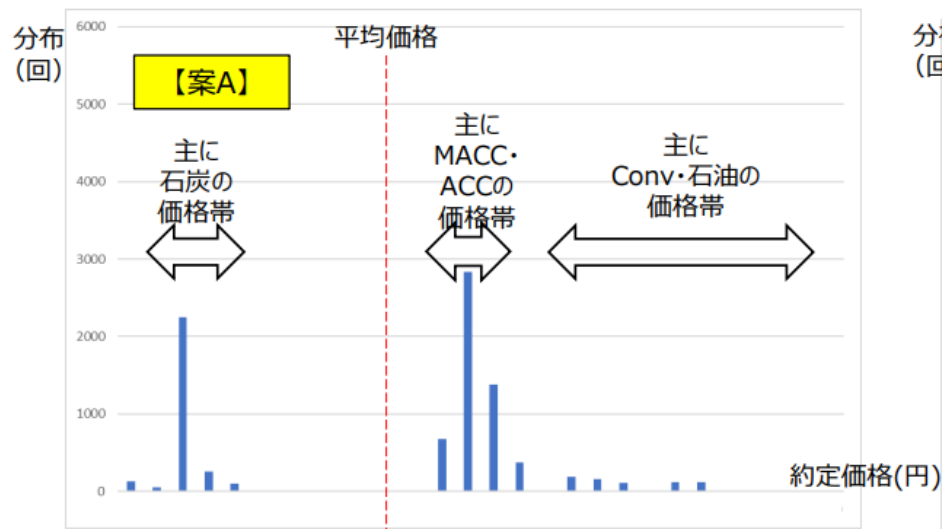


(参考) 案A・B-1・B-2における価格の平均値・分布

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5より抜粋

(参考) 基本試算ケースにおける市場価格の平均値・分布(限界費用等カーブ)

14



※ 横軸は0円/kWh刻みとして、ヒストグラムを作成。

5.2 同時市場における価格算定・費用回収（続き）

【起動費・最低出力費用の取扱いを踏まえた価格規律】

- 作業部会では、起動費の取漏れが生じない価格算定方法も検討するものとされたが、そのような価格算定方法は、北米等の一部の市場でFast-Start電源に限り導入されていることを除くと、主に技術的な観点から実用化には至っていない（※）。
※ 詳細は検証Aの中間取りまとめ参照。
- このため、本検討会においても、増分費用カーブに基づく価格算定が基本的な方針となるが、その場合、起動費や最低出力費用が取り漏れることをどう考えるかが問題となる。
- 本検討会では、主に以下の点を考慮し、**入札価格については、増分費用カーブに一定のリスク（+10%程度）を織り込むことを可能とすることが合理的とされた。**
 - 本来、電源ラインナップの決定においては、起動費・最低出力費用も考慮することが合理的であること。また、ピーク・ミドル電源は頻繁な起動停止がなされることから、起動費・最低出力費用も考慮した価格とすることが実態に沿うとも考えられること。
 - kWhの市場価格は、相対取引、先物取引、燃料調達等中長期の取引に対する**価格シグナルとして適正な水準**である必要があること。
 - 検証Bにおいて、最低出力費用を考慮した平均費用カーブに基づいて市場価格を算定すると、増分費用カーブに基づく価格と比較し、約10%高いものであったこと。
 - 米国市場では、起動費、最低出力費用、増分費用カーブに各10%の上乗せが認められていること。また、PJMにおける取引監視機関のレポートによると、その上乗せは、燃焼タービンの限界費用算定に不確実性が伴うことに基づいて認められたものであり、その点は我が国においても同様であると考えられること。

(参考) 起動費の取扱い

「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」
取りまとめ（2023年4月25日）より抜粋

表 10 起動費の取り扱い（詳細論点）

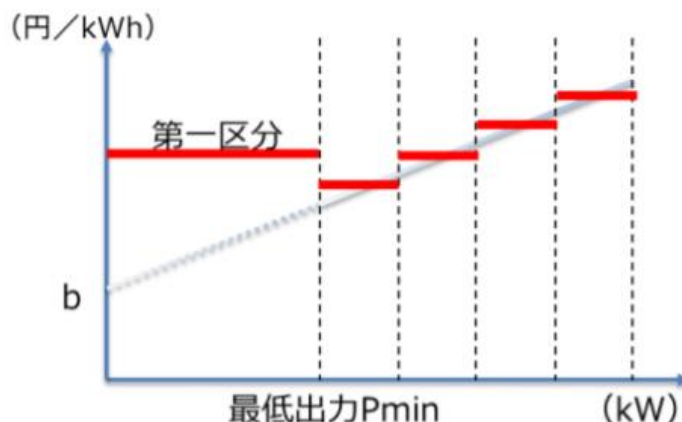
論点		詳細
i)	起動費の取漏れが発生しないように、市場価格を計算できるか。	PJM においては、市場価格の計算では起動費を考慮しないため、取漏れが発生しうる。<u>本来的には起動費が確実に回収できるようにするため、起動費の取漏れが発生しない形での市場価格の設定が望ましいと考えられるものの、計算負荷等⁵³との関係で、そのような約定ロジックを組みうるかは検証が必要。</u>
↓		i)が取り得ない場合、PJM のように、市場価格は限界費用カーブのみを用いて算出した上で、取漏れた起動費の回収を別途行う方法が考えられる。
ii)	起動費の取漏れの判定期間	起動費の取漏れが発生しているか否かを判定する期間はどの程度とするか。 (例) ✓ 起動した電源が起動してから停止するまでの期間とする。 ✓ ユニット単位や事業者単位で一定の期間（1日、1週間、1か月、それ以上、等）において、起動費の取漏れがないか（「Σ 市場価格 - Σ 起動費等の各種費用 ≥ 0」か否か。）を判定する。
iii)	起動費の取漏れの負担者	- 調整力を供出するために電源を起動させる場合の起動費を除いた、同時市場で入札され約定した電源の起動費の未回収分については、受益者負担の趣旨からすれば、kWh 市場に参加している者で負担することが適切ではないか。 - この場合、起動費の取漏れが発生した電源が稼働していたコマにおいて市場で約定した事業者に限定して負担するか、起動費の取漏れの判定期間に市場で約定した事業者全体で負担するか。
iv)	負担割合	負担割合の設定方法として、kWh の約定量で比例配分するか。

最低出力費用の取扱いについて (1 / 2)

18

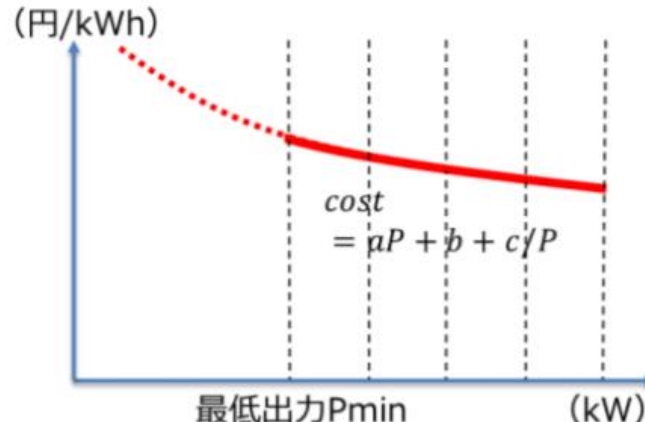
- 価格算定時における最低出力費用の取扱いについては「①最低出力にかかる平均費用と限界費用カーブ（以下「限界費用等カーブ」という。）」ならびに「②平均費用カーブ」を用いるやり方が提示されており、それぞれ得失があることから、いずれの考え方をとることが適切かは、最終的に日本の電源特性も踏まえつつ、シミュレーションを行った上で決定する必要があるとされた。

①最低出力にかかる平均費用と限界費用カーブ



- ①-1：第一区分が高価な場合、約定価格を第一区分で決定
⇒第一区分の取漏れが生じないが、市場価格が著しく高くなる可能性が存在。
- ①-2：第二区分以降で決定
⇒第一区分により市場価格が高くなる可能性を回避することが可能だが、第一区分の費用が取漏れて費用補填を行う必要がある可能性が存在。

②平均費用カーブ



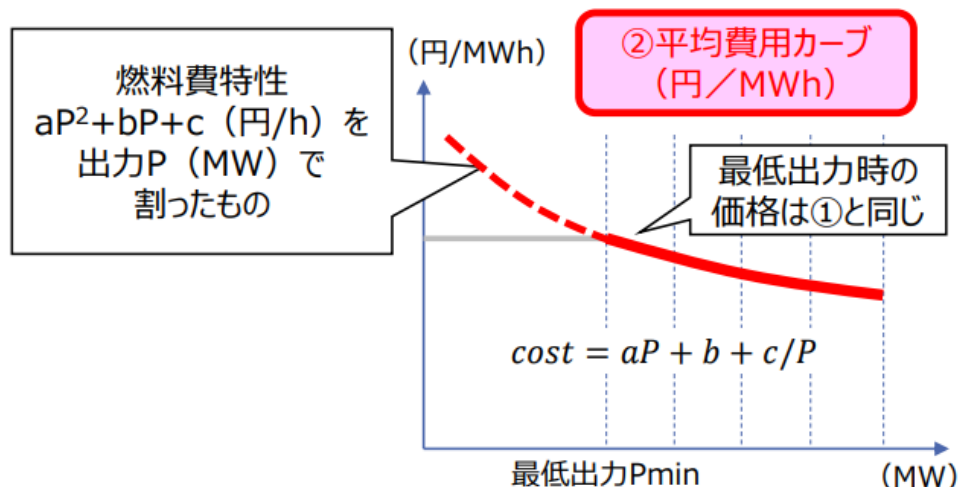
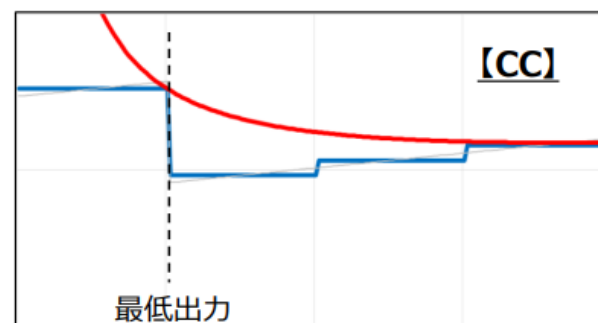
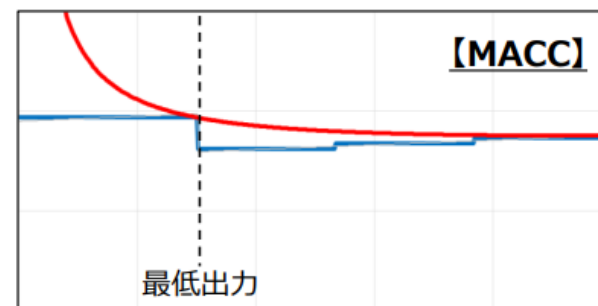
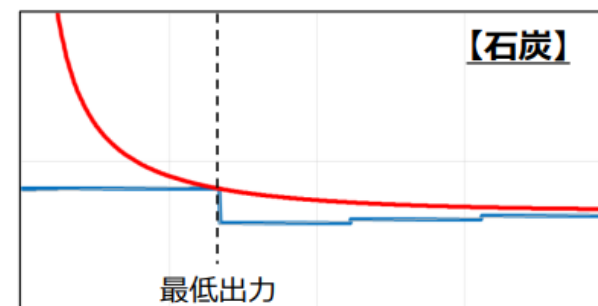
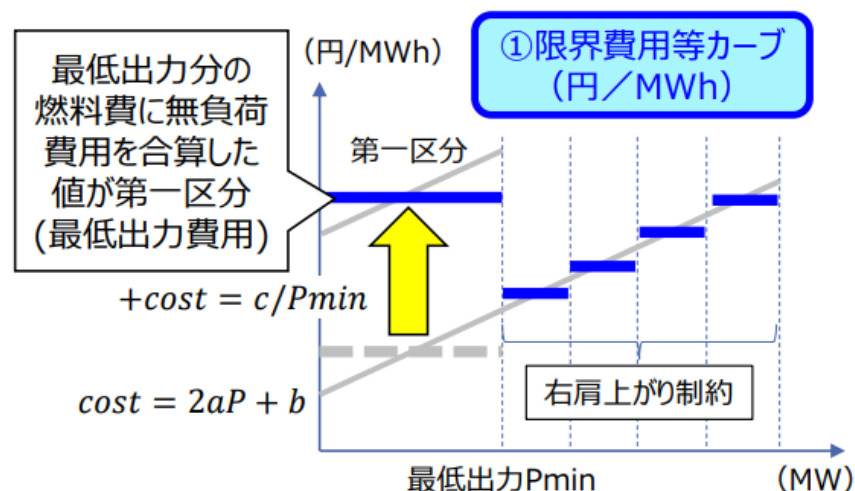
- 第一区分の取漏れが生じず、かつ、第一区分により市場価格が高くなる可能性を回避することが可能。
 - Three-Part Offerを前提としつつ、平均費用カーブで約定価格を決定する諸外国の事例は確認できておらず、約定価格の計算負荷等の課題がないか、検証が必要。
- (※) 平均費用カーブは出力量を確定しないと費用が決まらないことから、一旦は、限界費用カーブを用いて各電源の出力量を確定し、その上で、平均費用カーブに直して供給曲線を作成の上約定単価を計算することになる。

図 24 限界費用カーブと平均費用カーブの留意点

最低出力費用の取扱いについて (2 / 2)

19

- 「①限界費用等カーブ」「②平均費用カーブ」については、基本的に②が高くなる（定格付近で逆転することもある）ため、どの程度の差異となるかについて、市場価格（平均値やボラティリティ）の計測を行い、比較検証を行っていく。



(参考) 最低出力費用の取扱い (続き)

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5より抜粋

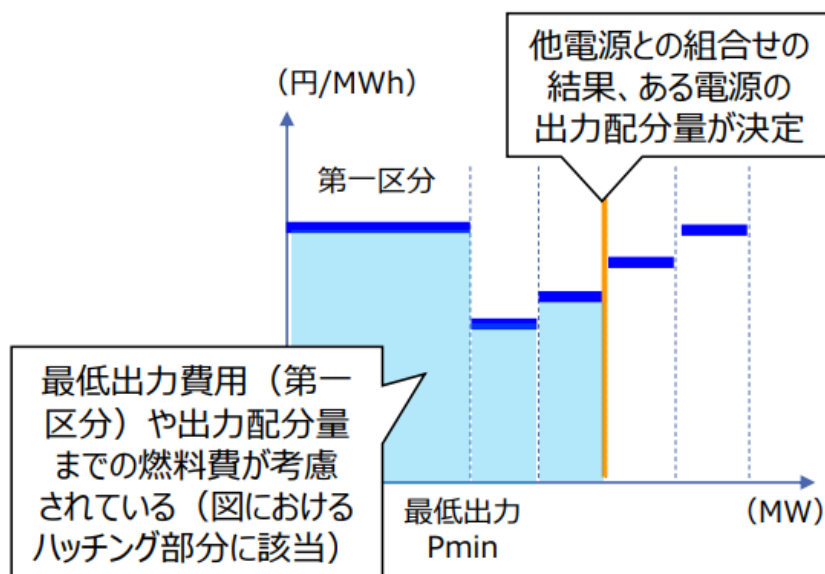
(参考) 約定電源決定時と約定価格算定時の費用の取扱いの違い

20

- 約定電源を決定する際は、電源起動・出力配分ロジックにおいて、当該電源の最低出力費用（第一区分）や、出力配分量までの燃料費（ならびに起動費）を考慮して、総電源エネルギー費用が最小となる他電源との組合せ（起動有無、出力配分量）を算定している。
- 一方で、今回の「①限界費用等カーブ」と「②平均費用カーブ」のどちらにするかについては、ある電源の出力配分量（約定結果）自体は同じだとしても、価格の算定方法（①or②）が変われば、約定価格の方は変わり得るため、どちらの方法を選ぶかという価格決めの問題となる。

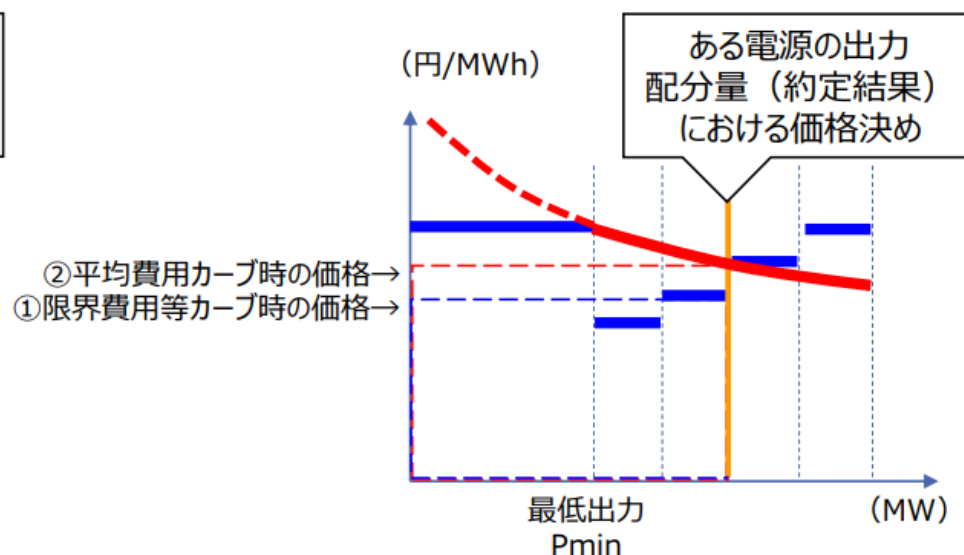
【約定電源決定時】

電源起動・出力配分ロジック（検証A項目）に該当



【約定価格決定時】

市場価格の算定方法（検証B項目）に該当



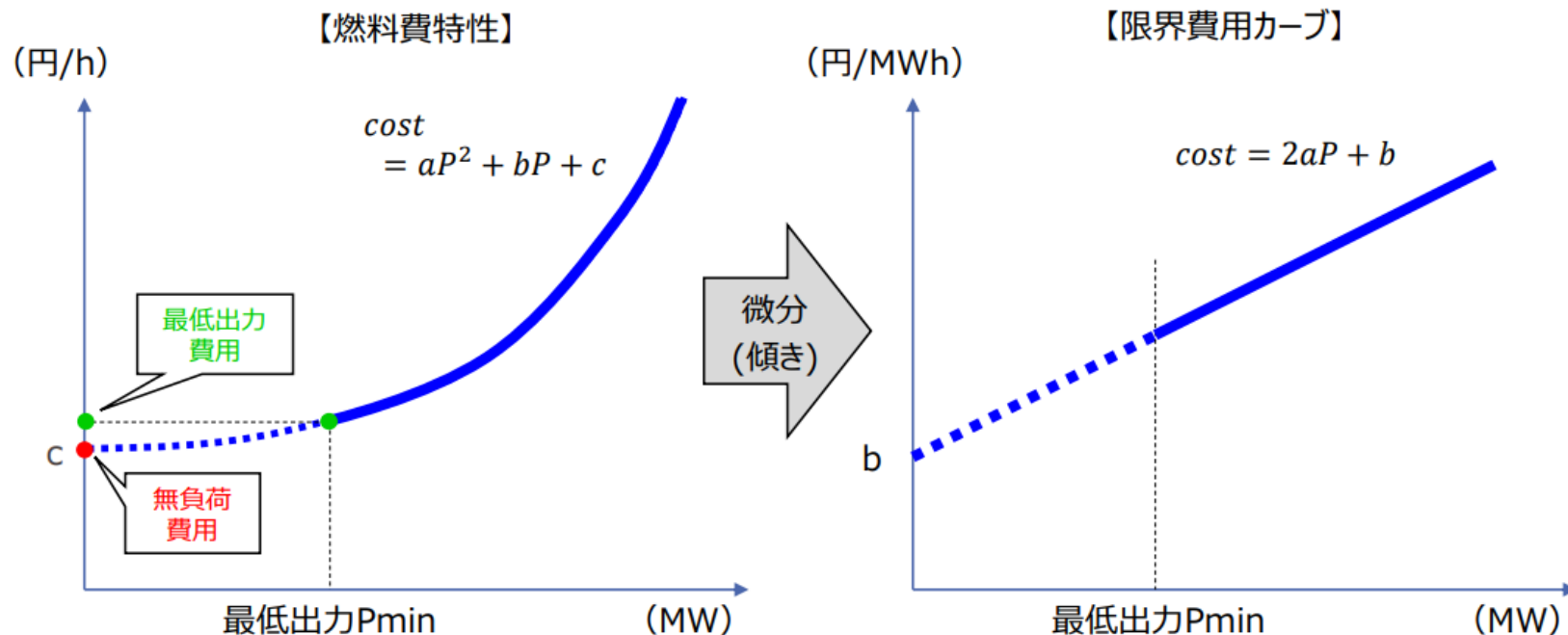
(参考) 最低出力費用の取扱い (続き)

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5より抜粋

(参考) 燃料費特性と限界費用カーブ

21

- 燃料費特性（発電機を一定の出力で発電する際に1時間あたりに必要となる費用）を一階微分した「 $2aP+b$ 」の一次関数が、当該出力から一単位（1MW）出力を増加させる際に必要となる費用を表す限界費用カーブとなる。



起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討（検証の進め方）

69

- Upliftは市場外精算の仕組みでもあり、透明性の観点からは、なるべく低減させることが望ましいとの考え方のもと、海外においてもUpliftの低減方法について研究されているが、殆ど実用化には至っていない。
- 一方で前述のとおり、仮に起動費等を市場価格に反映する（Upliftを可能な限り減らす）となった際は、価格算定ロジック（SCUC・SCEDロジックと同種のロジック）の改良を要することから、海外の研究動向等も参考に、upliftの低減方法の研究動向、および実装可能性についても検証していくこととしたい。

	凸包プライシング	ELMP（整数緩和）	AIC	Non-uniform pricing
考え方の概要	非凸な総費用曲線を、凸に近似	起動1or停止0ではなく、0～1に制約を近似 結果的に、限界費用単価に、起動費／設備量を加算したことと等価	最適化後、約定価格に、起動費／稼働量を加算	どの入札者も損失を被らない制約のもと、入札者のUplift負担の最大額を最小化するような約定価格を決定
適応事例	なし	PJMのfast-start	なし	なし（R&D段階）
起動費回収漏れ	△あるが最小化	△ある	○なし	○なし
その他の評価	×計算時間を要し、実用に耐えられない ○最適稼働から乖離するインセンティブが小さい	○容易に計算可能 △整数緩和する量が多いほど、最適稼働から乖離 △起動費を稼働時間で割り付けるロジックではないため、fast-startなど最小運転時間の短い電源にしか適用されていない	○容易に計算可能 ×約定価格で起動費を回収でき、フル運転するインセンティブが生じることで、最適稼働から乖離	? 計算負荷は不明 ○最適稼働から乖離するインセンティブが全くない

複数の価格算定方法毎の試算結果

22

- 前章の検証の進め方を踏まえると、検証ケース（複数の価格算定方法の組合せ）は全18ケースとなり、今回の（一定の）前提条件の下で試算した各価格算定方法毎の結果については、下表のとおりとなった。

【検証ケース（全18ケース）】

(東京エリアを含む広域ブロックの値)

ΔkW考慮		案A（ΔkWなかりせばのマージナル）			案B-1（同時最適のマージナル）			案B-2（同時最適のシャドウプライス）		
Uplift判定期間		コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位
限界費用等カーブ	市場価格 平均値※1	1.00			1.77			0.97		
	年間卸取引 費用に対する Uplift割合※2	2.6%	2.2%	2.1%	0.1%	0.1%	0.1%	3.7%	2.9%	2.8%
平均費用カーブ	市場価格 平均値※1	1.04			1.77			1.06		
	年間卸取引 費用に対する Uplift割合※2	2.2%	1.8%	1.7%	0.1%	0.1%未満	0.1%未満	2.7%	1.9%	1.8%

※1 限界費用等カーブの案Aを基準にした比率。

※2 Upliftについては、kWh収入しか見込んでいないため、今後議論予定のΔkW収入を見込めば、全てのケースにおいて額（割合）は変わり得る（減る）と考えられる。

(参考) 起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討

第4回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年11月27日）資料5-2より抜粋

MRI



電源に求められる規律：

発電オファーにおける価格規律・運転パラメータの登録規律(2/2)

オファー区分	容量市場(PJM)		Three-parts情報の価格規律			運転パラメータの登録規律 (PLS or Non-PLS)
	約定した電源 (Capacity resource)	約定していない電源 (Energy resource)	起動費 (start-up)	最低出力費 (no-load)	増分燃料費 (incremental energy offer)	
コストベースオファー (Cost-based Offer)	最低1つ以上のオファー提出が義務 (最大12オファー提出可)	最低1つ以上のオファー提出が義務 (最大12オファー提出可)	PJM マニュアルに基づいて算定されたコストに <u>マージン10%を上乗せ可能</u>	PJM マニュアルに基づいて算定されたコストに <u>マージン10%を上乗せ可能</u>	合計が\$2,000/MWhを超えない範囲で、 <u>マージン10%または\$100/MWhのどちらか小さい方を上乗せ可能</u> (\$2,000/MWhを超える場合、マージンは上乗せできない)	事前合意された運転パラメータ、又はより柔軟なパラメータを登録することが要求される(PLS)
運転パラメータ制約付き プライスベースオファー (Price-based PLS Offer)	プライスベースの入札資格を持つ場合、オファー提出が義務	プライスベースの入札資格を持つ場合、どちらか一方、または両方を提出可能	コストベース又はプライスベースのいずれかを選択可能	コストベース又はプライスベースのいずれかで選択可能	原則\$1,000/MWhを上限に設定可能 ※ただし、コストベースの増分燃料費が\$1,000/MWhより大きい場合、コストベースの増分費と\$2,000/MWhのどちらか小さい方を上限とする。 ※\$1,000/MWhを超える場合、PJMマニュアルに従い価格の妥当性を証明する必要がある他、様々な規則が課されている。規則を満たさない場合は、上限\$1,000/MWhに制限される。	事前合意された運転パラメータ、又はより柔軟なパラメータを登録することが要求される(PLS)
運転パラメータ制約無し プライスベースオファー (Price-based Non-PLS Offer)	プライスベースの入札資格を持ち、かつPLS offerを提出している場合、オファー可能		※プライスベースの場合、半年に1回変更可能	※プライスベースの場合、半年に1回変更可能		電源が設定可能(non-PLS)

※PLS:Parameter Limited Scheduleの略。運転パラメータ(Operating parameter)の登録時に一定の登録規律が課される。

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.30-37, 2023年5月31日

PJM, "PJM Manual 15: Cost Development Guidelines Revision: 44 (Effective Date: August 1, 2023)", p.43-44, 2023年8月1日 より三菱総合研究所作成

5.2 同時市場における価格算定・費用回収（続き）

【Uplift】

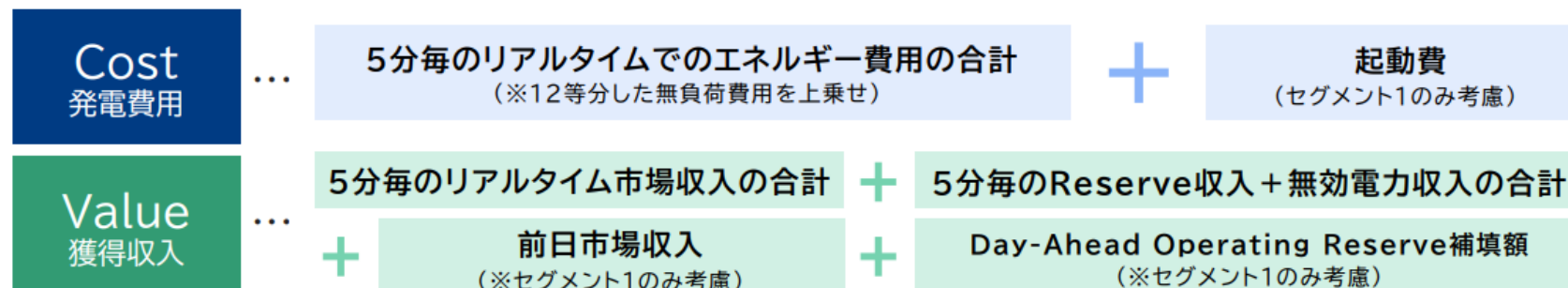
- 市場価格の算定においては、検証Aのとおり、どのように市場を設計しても起動費等の取り漏れ（Uplift）は発生しうる。これについては、作業部会の議論のとおり、確実な回収が必要と考えられる。
- その場合に、このUpliftの算定期間や、回収・負担方法をどうするか。
- まず、算定期間については、同時市場が1日単位で実施されることや、米国市場の例を参考にすると、**1日単位**とすることがよいかとも考えられる。
- 次に、Upliftの回収・負担方法については、全買い約定に均等配分する方法、全小売電気事業者に均等に配分する方法、インバランスに賦課する方法等が考えられる。
- Upliftに関する論点については、以上の考え方を踏まえつつ、**引き続き議論が必要**。

リアルタイムにおける Balancing Make Whole Creditの計算方法と算定単位(2/2)

- Balancing Make Whole Creditは、セグメント別に算出したリアルタイムでの発電費用(12等分した無負荷費用を含む)から、リアルタイム市場収入・前日市場収入・Reserveや無効電力収入等の合計を差し引くことで、発電費用の取り漏れの有無を確認する。計算結果が負となった場合は取り漏れは発生していないため、ゼロとなる。
 - ただし、起動費と前日市場収入、Day-ahead operating reserve補填額についてはセグメント1計算時のみ考慮され、セグメント2では考慮されない。
- Balancing Make Whole Creditは、1日毎に該当するセグメント別に費用補填額を計算する。
 - 前日市場時点でのコミットメント又は最小稼働時間のより大きいコマに対するCredit(セグメント1)と、リアルタイムディスパッチに伴うCredit(セグメント2)を個別に算定され、セグメント間でのCredit額はオフセットされない。

Balancing Make Whole Creditの計算方法

Make Whole Credit = Cost minus Value (floored at zero)



出所) PJM, "Operating Reserve Make Whole Credit Education", 閲覧日2023年9月29日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2022/20220413/item-11a---operating-reserve-make-whole-credits-education.ashxc>

PJM, PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting, p.38-39, 2021年9月1日



各RTO/ISOにおけるUplift費用の負担方法(1/2)

- RTO/ISOは、Uplift費用の負担方法として前日市場の買い入札や実需要等のMWhで案分する受益者負担、前日市場での約定結果とリアルタイムでの発電量・実需要の乖離を発生させた発電・小売等へ配分する原因者負担、またはその組み合わせを採用している。しかし、RTO/ISOの現在のUplift費用配分方法は、その粒度等の点で大きく異なっており、何をもって差分とするかの定義も異なる。
- FERCは、FERC Order 844の草案において、RTO/ISOにリアルタイム・Uplift費用をその発生の原因となったと合理的に予想される取引を行う市場参加者のみに配分するよう求めていたが、大きな懸念を示す意見が出されたり、RTO/ISOからも実現性に懸念が示されたため、FERC Order 844のうち費用配分を原因者負担にする案については撤回された。

各RTO/ISOのUplift費用の負担方法①（次ページに続く）

RTO/ISO	概要
PJM	■ PJMは、信頼性を理由に発生したUplift費用は、前日市場での買い需要やリアルタイムでの実需要で案分する。(受益者負担) ■ 信頼性以外の理由で発生したUplift費用を、前日市場取引からの発電量・実需要等の乖離量(deviation)、Virtual bid※に案分している。(原因者負担)
CAISO	■ Upliftには多くのカテゴリーがあり、系統運用者が送電制約、エネルギーインバランス、リアルタイム混雑のいずれに対処するためにディスパッチ決定を行ったかに応じて、Uplift費用を送電所有者(需要家負担)、買い需要、域外輸出に配分している。
NYISO	■ 通常、受益者負担の原則に基づいてUplift費用が発生した時間帯のリアルタイム需要を用いて、リアルタイムUplift費用を案分している。 ■ 州全体の信頼性に関連するUplift費用を、ISO全需要に案分 ■ 地域の信頼性に関連するUplift費用を、信頼性アクションが実施された送電地区内の需要に案分



受益者負担・
原因者負担の
組み合わせ



受益者負担・
原因者負担の
組み合わせ



受益者負担

※前日市場とリアルタイム市場の精算価格における金融的ヘッジを目的とした入札。前日市場の売り・買いのvirtual bidの入札に対し、RT市場で反対売買が発生するため、前日市場の約定量に対する乖離が発生する

出所) FERC, "Uplift Cost Allocation and Transparency in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators", 閲覧日2023年9月15日,
<https://www.federalregister.gov/documents/2017/02/07/2017-02332/uplift-cost-allocation-and-transparency-in-markets-operated-by-regional-transmission-organizations#footnote-38-p9543>



各RTO/ISOにおけるUplift費用の負担方法(2/2)

各RTO/ISOのUplift費用の負担方法②

ISO/RTO	概要
ISO-NE	Uplift費用の約半分は、発電機・負荷・Virtual bid・域外輸入の前日市場のスケジュールからの乖離量(deviation)に案分している。
SPP	SPPは、原因が特定可能で、そのためのコストが利益を上回らない場合、原因に基づいてUplift費用を配分している。例えば、リアルタイムUplift費用は、前日スケジュールやSPPのディスパッチ指示からの乖離量(deviation)に対して配分される。
MISO	- MISOは、Uplift費用の配分にきめ細かなアプローチを採用しており、可能な限り、コスト起因性の判断に基づいている。MISOがUpliftの原因と判断するものに基づき、定義された一連のカテゴリに従ってUplift費用を配分する。 - MISOは、リアルタイムの容量コミットメントに起因するUplift費用は、物理的な需給の乖離量、Virtual bid、域外輸入・輸出の物理的スケジュールを含む乖離量に主に配分される。 - 送電制約の緩和から生じるUpliftの一部は、混雑の原因となった乖離量に割り当てられる。



受益者負担・
原因者負担の組
み合わせ



原因が特定
可能な場合は
原因者負担



可能な限り
原因者負担

5.2 同時市場における価格算定・費用回収（続き）

【 ΔkW の市場価格】

- 調整機能を持つ電源を多く市場に参入させる観点からは、容量市場といった他市場の設計も踏まえつつ、 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である。
- 現在の需給調整市場では、 ΔkW の入札価格（機会費用・逸失利益等）については、調整力供出者が設定することとなっている。この点については、同時市場では、 kWh の入札時にThree-Part情報が登録されることから、これらの情報を用いた機械的な算出（調整力供出者が設定しない形）が可能であり、合理的であると考えられる。
- シングルプライスオークションとするか、マルチプライスオークションとするかについては、現行制度と同様にマルチプライスオークションとすることも考えられるものの、適切な対価性や事業者の入札行動に与える影響を考慮すると、シングルプライスオークション化についても検討を行うことが望ましい。他方、検証Bの結果を踏まえると、電源の追加並列費用も考慮してシングルプライスを算定すると過大な市場価格となる場合があるため、逸失利益のみに基づくシングルプライスの算定をまずは検討すべきと考えられる。
- その他、シングルプライスオークション化以外のインセンティブ設計や、DR等の取扱い方法等についても、今後議論を深めていく必要がある。

5.2 同時市場における価格算定・費用回収（続き）

【調整力kWhの市場価格】

- 調整力kWhの価格は、現在は、V1・V2単価（限界費用ベースに±10%）に基づくマルチプライス精算が行われている。同時市場における価格算定・精算方法については、以下の評価も踏まえ、シングルプライス化等について、引き続き議論が必要と考えられる。

価格算定方法	評価
シングルプライスとした場合 ※現行のように上げ調整単価と下げ調整単価で別の単価を設定するという形にしないことを前提とする。	● 前日同時市場と同様の方法を用いることで、Three-Part情報（現行においては、V1・V2・V3単価）について、前日と実需給で違う情報を登録する必要がなく、 ① 市場運営者や電力事業者にとって簡便な情報登録・管理となる、 ② 約定ロジックの構築が前日と実需給で整合的に設計でき、前日と実需給で電源の出力配分の優先順が異なる（前日に想定していた指令と当日の指令が異なる）といったことが生じなくなる、 ③ 監視がより効率的に可能、 といった利点があると考えられる。 ● シングルプライスオークション化により、調整力提供事業者の報酬が高くなる可能性があり、調整力供出のインセンティブが高まるとも考えられる。 ● 一方、価格がスパイクすると、調整力kWhに支払う価格全体が高騰するため、調整力使用費用の増大につながるおそれがある。 ※ΔkW市場を現行制度同様にマルチプライスとしつつ、調整力kWhのみシングルプライスとする設計も考えられるか。
マルチプライスとした場合 ※増分費用（コストベース）だけでなく、一定額のマージン（±10%マージン）を載せることを前提とする。	● 現行と似た制度であるため馴染みがある。 ● 価格がスパイクしたとしても、調整力kWhに支払う価格はコストベース（±10%マージン）であるため、調整力使用費用は抑えられる。 ● 上欄の1ポツ、2ポツのような利点が無い。

5.2 同時市場における価格算定・費用回収（続き）

【インバランス料金】

- インバランス料金については、現在は、調整力kWhの限界価格に、需給ひっ迫時価格補正を組み合わせた算定が行われている。
- 同時市場において、現在の考え方をベースにすると、調整力kWhの限界価格については、調整力kWh市場の約定価格とすることが考えられる。
- その上で、インバランス料金の算定方法については、同時市場全体を俯瞰し、発電BG、小売BGに適切なインセンティブを働かせるための制度設計について、今後検討が必要と考えられる。例えば、Upliftの一部をインバランス料金に賦課する仕組みや、現行制度における需給ひっ迫時価格補正の設計の在り方の検討等が考えられる。

5.2 同時市場における価格算定・費用回収（続き）

- 同時市場における価格算定・費用回収について、本検討会における議論をまとめると以下のとおり。

	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 に基づいて 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。 ● 算出された機会費用・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。 ● 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）

1. 検討会設置の背景・目的等
2. 同時市場導入の意義
3. 電源の入札・運用
4. 時間前市場の設計、調整力の取扱い
5. 市場価格算定・費用回収
- 6. その他の論点**
7. 費用便益分析
8. 今後の検討の進め方（提案）

6.1 特殊な電源の取扱い

【変動性再エネ電源】

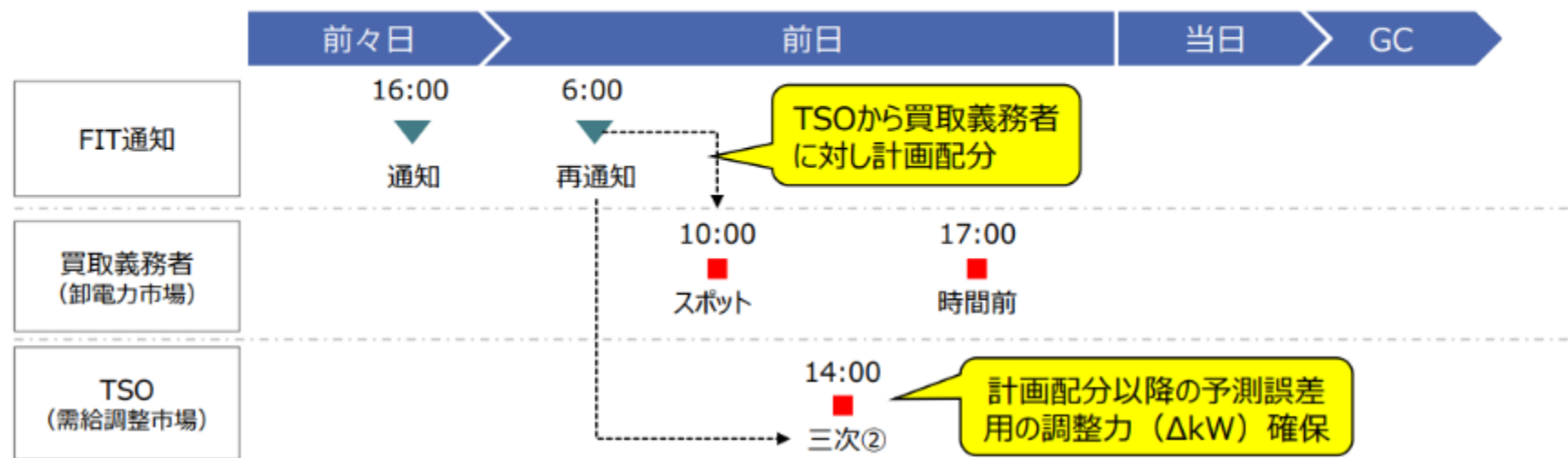
- 変動性再エネ電源には、FIT電源、FIP電源、非FIT電源があり、FIT電源は、FIT特例①（小売・特例発電BGがインバランス精算主体、インバランスリスクなし）、FIT特例②（小売がインバランス精算主体、インバランスリスクあり）、FIT特例③（TSOがインバランス精算主体、スポット市場投入）に分類される。
- これらの電源について、各BGの入札行動やそれに伴う需給曲線の変化と、市場全体を見たときの予備力・調整力の確保の在り方の両面から議論することが必要。
- 特に、FIT特例①・③については、現行制度上は前日 6 時の通知から特例発電BGの発電計画（FIT特例①）やスポット市場への投入量（FIT特例③）を変動させないという運用になっている。予備力・調整力を柔軟に運用する観点からは、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よいという考え方もあり得るものの、FIT特例①については、特例発電BGの発電計画の随時変更を求める形とすると、小売電気事業者のインバランスリスクとなる。
- 以上のとおり、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、特例発電BG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うることについて、今後検討が必要と思われる。

【FIT電源①③】制度の概要（同時同量達成義務）

12

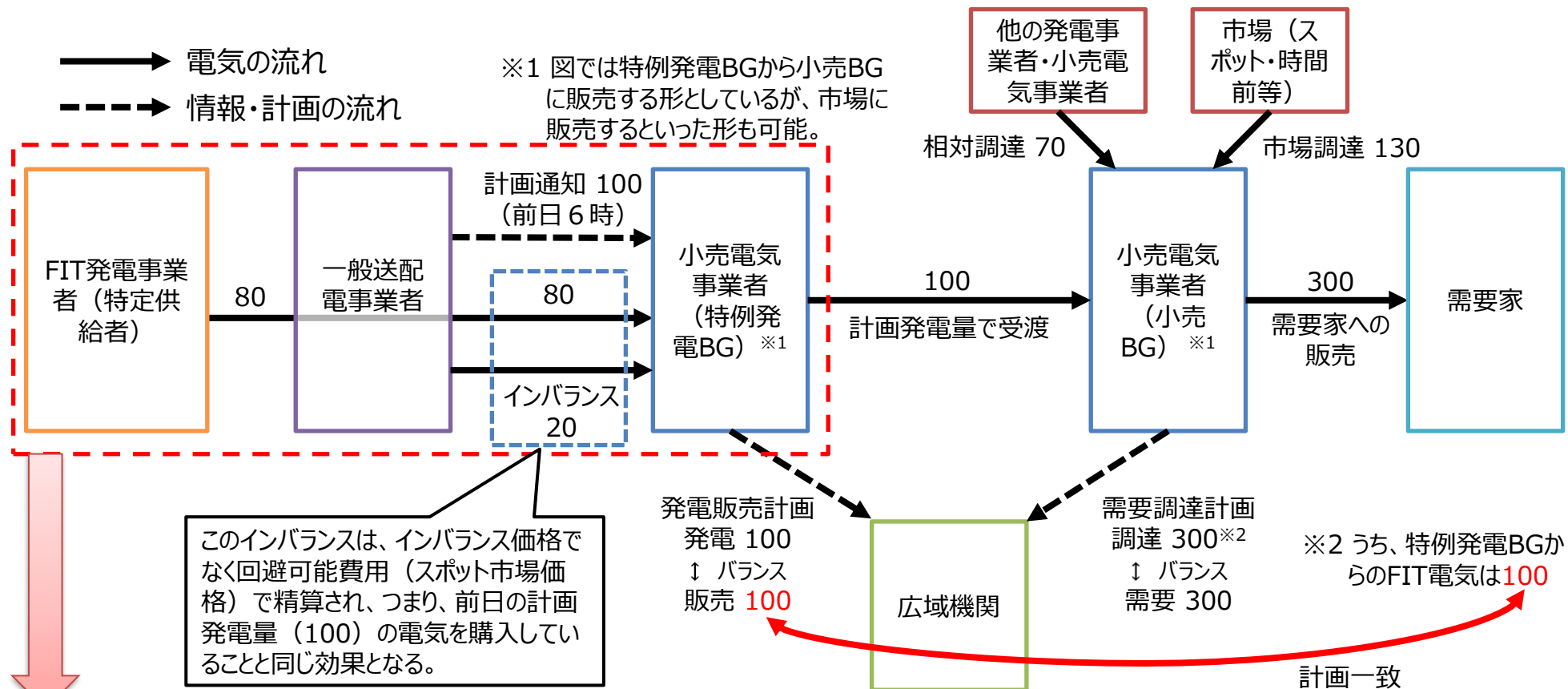
- 通常であれば、発電事業者が発電（GC時の同時同量）計画を策定するところ、FIT電源①③を保有する事業者に関しては、発電事業者自身で計画策定することなく、買取義務者（FIT特例①であれば小売電気事業者。FIT特例③であればTSO。）が代行で計画策定することになっている。
- また、FIT特例①では、買取義務者（小売電気事業者）についても、FIT発電量の計画配分に対し、それ以降の当該FIT電源の変動に関する同時同量達成義務は免除され、FIT特例③では、買取義務者（TSO）が卸電力市場を通じた売電を行う。
- FIT発電量の計画配分については、TSOから買取義務者に対し前日6時頃に行われており、これは取引量の多い前日スポット市場で確実に売電すべく、前日スポット市場の締切（10時）を踏まえて設定※されている。
- また、計画配分以降の下振れ（予測誤差）に備え、TSOは前日需給調整市場で、三次調整力②として ΔkW を調達しており、この締切時間（14時）については、再通知時間および調整力提供者の応札準備時間を踏まえて設定されている。

※ 制度設計当時、時間前市場の取引量は十分でなく、計画上振れ時の売電（あるいは下振れ時の買電）が上手く行かない際の混乱が懸念された。



(参考) 現行のFIT特例①の計画提出実務 (イメージ)

- 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。



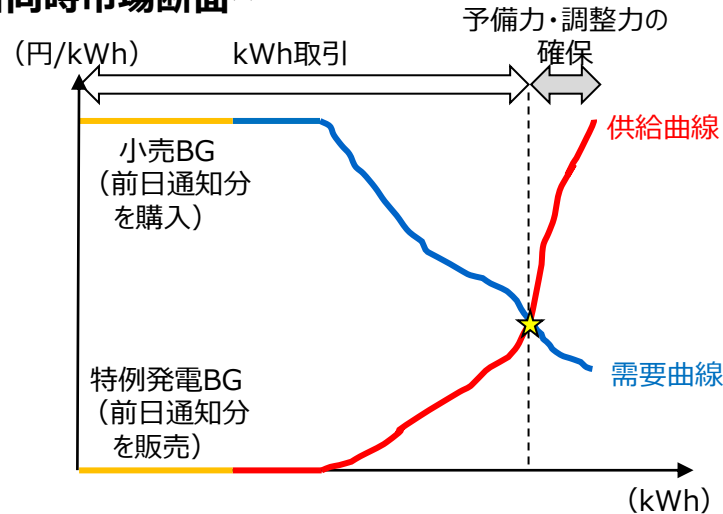
問題意識

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。

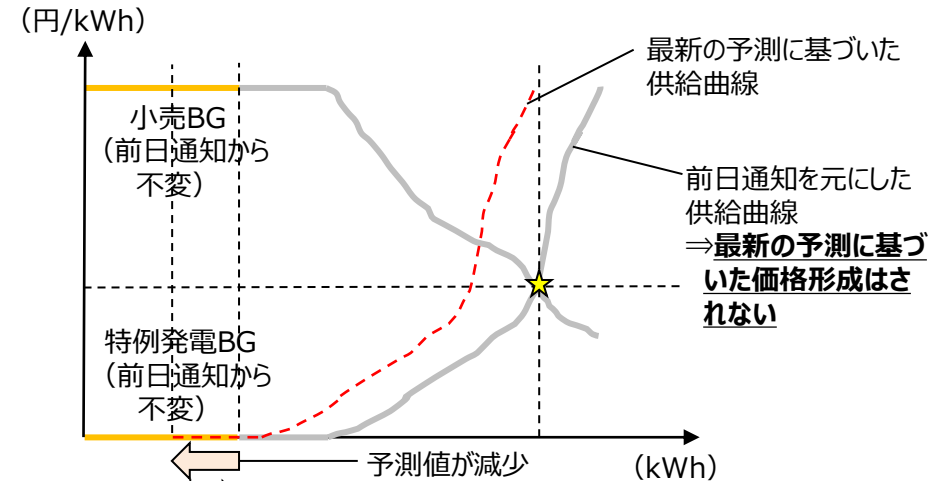
(参考) FIT特例① (小売がインバランス精算主体、インバランスリスクなし) の論点

- 現行制度と同様、小売買取分は前日のFIT通知のまま動かさない場合 (インバランスリスクなし)、市場取引 (価格・量) として、FIT電源の誤差分が反映されないことについてどう考えるか。

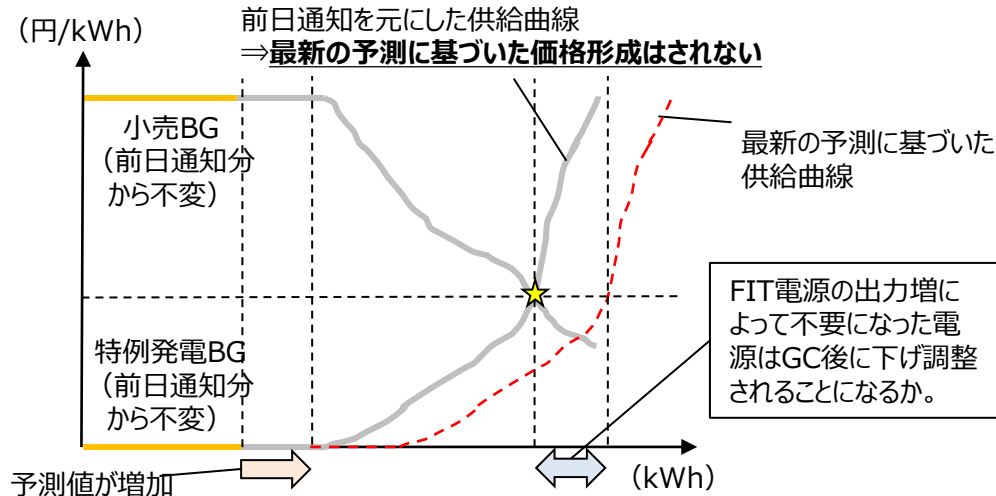
前日同時市場断面※



時間前同時市場断面 (FIT再予測・出力減パターン)



時間前同時市場断面 (FIT再予測・出力増パターン)



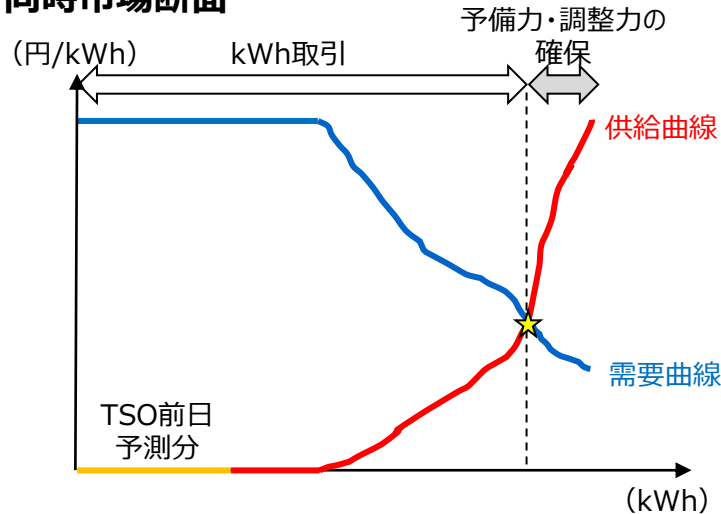
予測値が減少した分は、予備力・調整力 (図の灰色⇔) で対応することになる。
 =>ただし、需要誤差の対応分や電源脱落対応分等、**他の予備力・調整力と一体的に運用することによって、現行の三次調整力② (FIT外れ対応に特化) に比して、より効率的な予備力・調整力の運用は可能となるか。**

※ (左上の図の※印) この図は、小売電気事業者がFIT特例①の発電前日通知分を当該小売電気事業者の需要に全て充てることを前提に記載。当該通知分が当該小売電気事業者の需要を上回る場合には、当該小売電気事業者は上回った分を市場に売り入札をする (供給曲線が右に伸びる) といった行動を行うことが想定される。

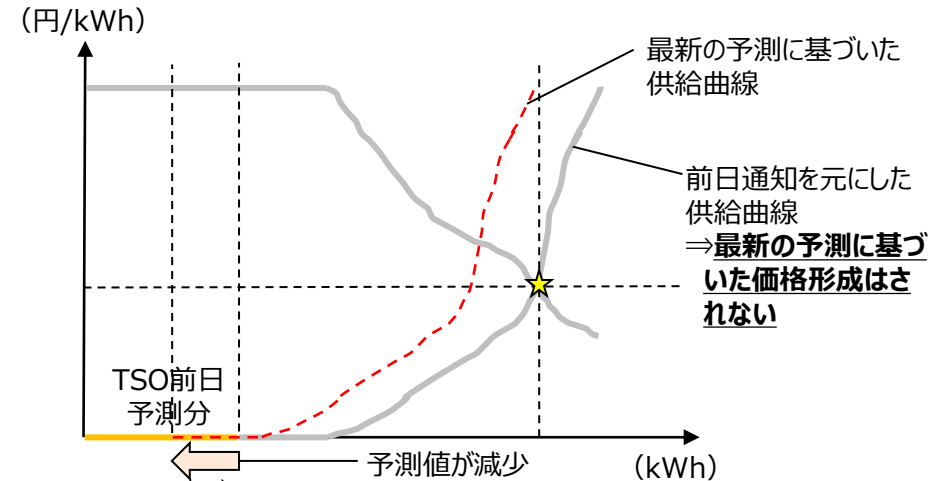
(参考) FIT特例③ (TSOがインバランス精算主体) の論点

- 買い札が前日通知で固定されないことを除けば、基本的に前ページと同じ需給曲線のイメージとなる。**市場取引 (価格・量) として、FIT電源の誤差分が反映されないことについてどう考えるか。**

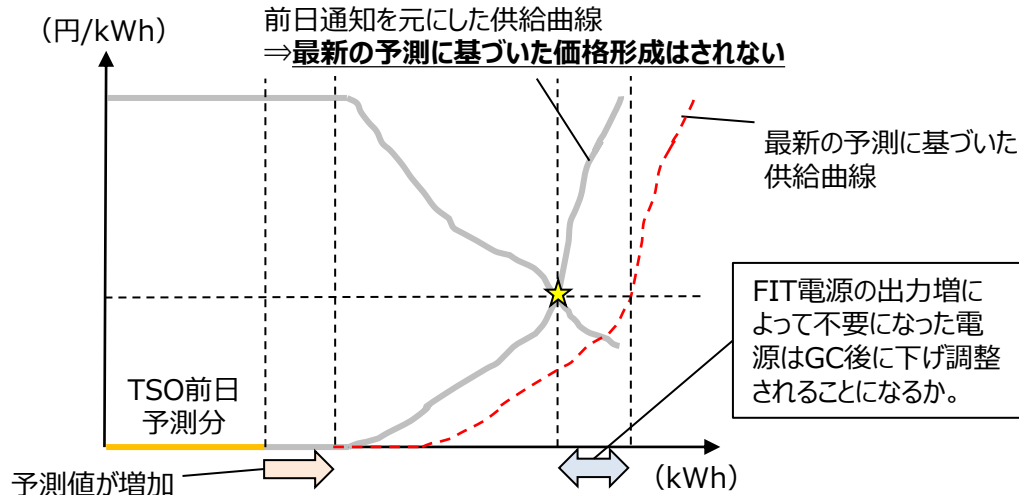
前日同時市場断面



時間前同時市場断面 (FIT再予測・出力減パターン)



時間前同時市場断面 (FIT再予測・出力増パターン)



予測値が減少した分は、予備力・調整力 (図の灰色⇔) で対応することになる。
⇒ただし、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、現行の三次調整力② (FIT外れ対応に特化) に比して、より効率的な予備力・調整力の運用は可能となるか。**

(参考) FIT電源①・③と予備力・調整力

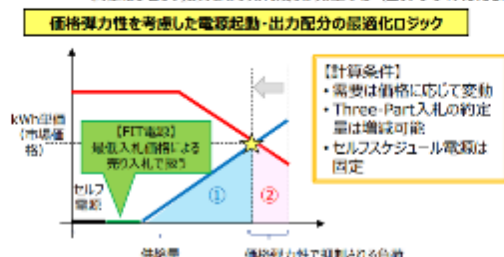
第3回同時市場の在り方等
に関する検討会（2023年
10月23日）資料4より抜粋

【FIT電源①③】同時市場における取り扱い（1 / 2）

18

- 前回の本検討会資料3において、時間前市場の設計と調整力確保のタイミングについて、2つのイメージ（「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」を以下「イメージ①」、「②前日に同時約定を行い、かつ、時間前市場にも同時約定を行う仕組みを導入し、都度SCUCを繰り返し、実需給を迎える市場」を以下「イメージ②」という。）を提示したところ。
- どちらのイメージにしても、FIT制度における同時同量達成義務やインバランスリスクが現行制度と同じと仮定するのであれば、FIT電源①③（買取義務者による買取分）の前日同時市場における取り扱い自体は、現行と大きく変わらないと考えられる。具体的には、TSO予測に基づく計画配分値について前日同時市場を通じて取引する場合は、限界費用のみの最低入札価格（現行0.01円/kWh）で売り入札することになるため、同時市場（SCUCロジック）においても、成行約定に近い※通常の電源と同じように取り扱うことになると考えられる。
- 一方で、時間前断面でどのような取り扱いをすべきかについては、時間前市場の仕組み等によっても変わり得るため、それらと合わせて検討を進めていく必要がある。

※ 最低入札価格である0.01円/kWhで入札したとしても、同価格の売札量が買札を上回った場合、約定はプロラタ分となり売れ残りが発生する（エリアプライス0.01円/kWhの時、発生している事象）

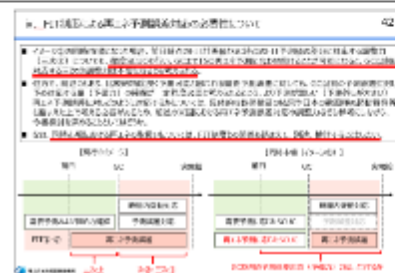


第3回同時市場の在り方等
に関する検討会（2023年
10月23日）資料4より抜粋

【FIT電源①③】同時市場における取り扱い（2 / 2）

22

- また、調整力の取扱いについて、イメージ①の場合、前日同時市場において、その時のFIT電源①③の再エネ予測誤差に応じた ΔkW （EDC）を確保することが考えられる。この際、前日同時市場においては、他の用途の ΔkW （EDC）や kWh と同時に調達することも可能であるため、全体の電源の起動量や出力余力を見て、調達量を決定することができれば、現行の三次調整力②と全く同じ考え方で ΔkW （EDC）を調達する必要は必ずしもない。
- 加えて、前日同時市場のタイミングから実需給に向けて、TSOの再エネ予測にに合わせて、都度SCUCを行うといったやり方も考えられる。この場合、前日段階で予測した再エネ出力からの変動対応のため三次調整力②（調整力）を固定的に確保するやり方ではなく、予備力を一定確保しつつ、時々刻々と変動する再エネ予測誤差に対して、より効率的に全体の電源の運用を行うことも考えられる。
- このやり方について、イメージ①のザラバ中心の市場で調整することも考えられるが、イメージ②の時間前同時市場における追加的なSCUC・SCED（入札・約定情報を引き継ぎ、実需給に向けて都度繰り返す）により対応することで、より効率的に運用できる可能性もある。いずれにしろ当該論点については、「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」において、深掘り検討を進め、適切なタイミングで本検討会にフィードバックしたい。



出所）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6より抜粋
https://www.meti.go.jp/press/2023/09/20230920-sts007_06_00.pdf

6.1 特殊な電源の取扱い

【FIP電源等】

- 本検討会の議論を踏まえると、同時市場におけるFIP電源、非FIT電源（以下併せて「**FIP電源等**」という。）の入札については、原則として、発電BGが、電源の出力を予測し、一般的な電源と同様に入札することが考えられる。
- この場合、前日同時市場における約定量の決定後、時間前同時市場・実需給の断面で出力予測が変動することが想定される。出力増の場合は、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（※）などの方法を使い、バランスを取ることが考えられる。反対に、出力減の場合は、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（※）などの方法を使い、バランスを取ることが考えられる。
※ 自社の他の電源を活用する場合は、本資料3.4記載のとおり、系統全体の電源バランスが変わるため、混雑の発生等安定供給上の問題が生じる可能性があり、その点については技術的な検討が必要。
- BGによる同時同量を前提として、最終的にバランスがとり切れなかったものは、インバランスとして、実需給でTSOが調整することになる。この誤差分については、他の予備力・調整力と一体的に運用し、安定性・効率性を目指すことが肝要。

(参考) 新たな再エネの調達手法の増加と同時市場での取引との関係

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4より抜粋

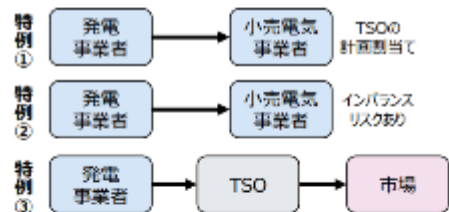
第3回同時市場の在り方等
に関する検討会（2023年
10月23日）資料4より抜粋

新たな再エネの調達手法の増加

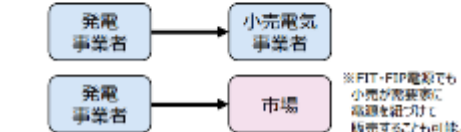
29

- 脱炭素化に対する世界的な取り組みが加速化するなか、我が国においても再エネ電源の導入拡大が求められており、再エネ電源への投資やその電源からの電力調達に関する手法も多様化している。具体的には、従来のFIT電源やFIP電源に加え、需要家主導型で、発電事業者・小売電気事業者が長期の電力購入契約を結ぶ電力取引形態（コーポレートPPA）について注目が集まりつつある。
- 同時市場の導入後において、それぞれの取引形態に関して、各事業者間の契約がどのように変化するのか、また、発電事業者や小売電気事業者が、市場に対してどのような入札を行うかなどを丁寧に整理することが必要。

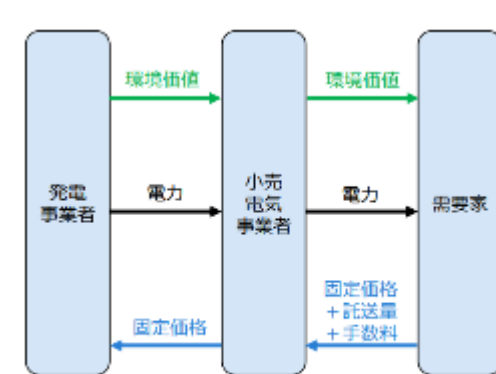
【FIT電源】



【FIP電源】



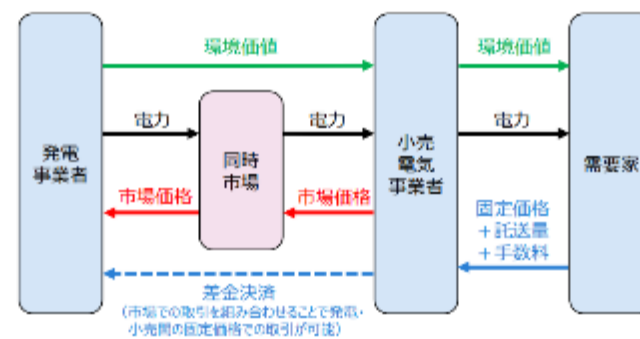
【需要家主導型（コーポレートPPA）（一例）】



発電事業者・小売電気事業者間の取引と市場との関係

30

- 前ページ左下の例のように発電事業者が市場に売り入札を行う形の場合については、同時市場における入札方法（発電量を市場約定の結果に委ねるか、自社で確定させたいか）や、入札量の設定の方法（次ページで詳細を記載）は、変動性再エネ電源以外の電源の入札の方法との関係も考慮しつつ、整理が必要。
- また、前ページ右下のコーポレートPPAの例のように、発電事業者と小売電気事業者で事前に相対契約を締結している場合について、同時市場への入札を必須とするか（次ページの選択肢①又は②）否か（次ページの選択肢③）は、今後の同時市場の設計次第と考えられる。仮に、同時市場への入札を必要とした場合には、下図のとおり、取引のプロセスに変化が生じる。この場合について、発電事業者が同時市場に対して、どのような入札の方法（発電量を市場約定の結果に委ねるか、自社で確定させたいか）や入札量の設定の方法（次ページで詳細を記載）を行うか、整理が必要。



(参考) 変動性再エネ電源の同時市場への入札量の設定の方法

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4より抜粋

変動性再エネ電源の同時市場への入札量の設定の方法

31

- 変動性再エネ電源の出力量を同時市場に入札又は登録する場合、その量の設定方法については、いくつかやり方が考えられる。
- FIP電源等について、変動性再エネ電源の自立化の観点からは、基本的には、発電事業者（もしくは相対契約を締結している小売電気事業者）が自社で発電量を予測した上で、予測した出力量を市場に入札又は登録することが考えられるか。また、その場合の入札内容については下表のように考えられるか。

作業部会における入札に関する選択肢の整理

		選択肢①	選択肢②	選択肢③
前日同時市場を通じて必要な情報を把握する方法		入札情報の一つとして求める		前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することを求める
発電量を市場約定の結果に委ねる電源		<市場約定> 量 + 価格（Three-Part情報）で入札		
発電量を自社で確定させたい電源	長期固定電源等	<市場約定> 量のみ入札 （優先約定の順位 ①長期固定電源等 ②長期固定電源等以外）	<市場約定> 量のみ入札（優先約定）	<市場外> 量のみ登録
	長期固定電源等以外		<市場約定> 量 + 価格（Three-Part情報、低価格）で入札	

変動性再エネ電源に当てはめた場合

「発電量を市場約定の結果に委ねる」といっても、約定結果としては、基本的には「全量約定する※」か、「約定しない」かの2択となる。
※市場価格が0.01円/kWhの場合、プロラタ約定となることには留意。

		選択肢①	選択肢②	選択肢③
発電量を市場約定の結果に委ねる変動性再エネ電源		<市場約定> 自社の出力予測量 + 価格（限界費用（例:0.01円/kWh））		
発電量を自社で確定させたい変動性再エネ電源		<市場約定> 自社の出力予測量のみ入札	<市場約定> 自社の出力予測量 + 価格（低価格）	<市場外> 自社の出力予測量を登録

(参考) 自己計画電源を選択した場合の入札方法

第7回同時市場の在り方等に関する検討会
(2024年3月18日) 資料3-1より抜粋

自己計画電源を選択した場合の入札方法 (続き)

- 先述の2. で記載した用語の定義に照らし合わせると、上表 (作業部会までの整理) は下表 (今回の整理) のとおり整理される。

作業部会までの整理

		選択肢①	選択肢②	選択肢③
前日同時市場を通じて必要な情報を把握する方法		入札情報の一つとして求める		前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することを求める
発電量を市場約定の結果に委ねる電源			<市場約定> 量 + 価格 (Three-Part情報) で入札	
発電量を自社で確定させた電源	長期固定電源等	<市場約定> 量のみ入札 (優先約定の順位 ①長期固定電源等 ②長期固定電源等以外)	<市場約定> 量のみ入札 (優先約定)	<市場外> 量のみ登録
	長期固定電源等以外		<市場約定> 量 + 価格 (Three-Part情報、低価格) で入札	

今回の整理

	選択肢①	選択肢③	
前日同時市場を通じて必要な情報を把握する方法	入札情報の一つとして求める	相対契約（社内取引含む）が紐づいている場合、前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することを求める	
市場計画可能領域	<市場約定> 量＋価格（Three-Part情報）で入札		
市場計画可能領域以外 （自己計画電源における絶対出力容量及び固定出力）	<市場約定> 量のみ入札 （優先約定の順位 ①長期固定電源等 ②長期固定電源等以外）	（１）相対契約が紐づいていない場合 ※マストラン電源をプライステイカーとして入札するといった状況を想定。	<市場約定> 量のみ入札
		（２）相対契約が紐づいている場合	<市場外> 量のみ登録

※上記は、発電事業者が相対契約を締結した状態で電源差替を行う場合を想定していない整理。電源差替を念頭に置く場合、さらに詳しく入札方法や市場における取り扱いを設計する必要。詳細は、後述の3. (5)に記載。

(参考) FIP電源等と予備力・調整力

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4より抜粋

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4より抜粋

【FIP電源等】再エネ上振れ時の同時市場における取り扱い

24

- ここでは簡単のために、FIP電源等は市場を通じて取引するケースを想定する（相対取引時にどのように取扱うか、次章の論点も含めて、検討が必要。）。
 - まず前日同時市場において、FIP電源等は収益最大化のため（発電量に応じたプレミアムを得るため）、その時点の再エネ予測値（以下「前日BG予測値」という。）を0円に近い費用で入札^{※1}し、全量約定する^{※2}と考えられる。
 - その後、時間前断面における再エネ予測値（以下「時間前BG予測値」という。）が上振れした場合には、販売先を探すべく時間前市場に売り入札を行い、約定すれば発電計画の書き換え、不発となれば発電計画はそのまま、実需給断面においては「単独型」「併設型」とともに、上振れ抑制を実施^{※3}することで、発電計画通りに発電される。
- 上記について、仮にTSO予測値が、前日BG予測値・時間前BG予測値を上回っていたとしても、基本は発電実績に反映されることはないため、同時市場における供給力（kWh）計上はBG計画を所与とすることが望ましいか。

※1 市場に入札するだけでなく、蓄電池等に蓄電することで、より市場価格の高いタイミングでの発電を試みる場合もある。
※2 系統余剰時には、最低価格の売り入札で買い入札量を上回るため、按分（プロラタ）約定となる場合もある。
※3 合わせてインバランスを出さない適切なインセンティブ設計となっていることが重要。



【FIP電源等】再エネ下振れ時の同時市場における取り扱い

26

- 続いて、前日同時市場において前日BG予測値が全量約定した後に、時間前断面において、時間前BG予測値が下振れした場合について検討する。
 - この時、調達先を探すべく時間前市場に買い入札^{※1}を行い、発電計画の書き換えを行った上で（約定時は、調達計画も書き換え）、実需給断面において、「単独型」であれば成行の発電実績を、「併設型」であれば蓄電池放電により一定程度（可能な範囲で）発電計画通りに発電される。
- 上記について、仮にTSO予測値が、前日BG予測値・時間前BG予測値を下回っていた場合、そのまま発電実績に反映されるケースも存在するため、同時市場における供給力（kWh）計上はBG計画を所与とした上で、これらの下振れリスクに対応するための予備力・調整力を一定程度確保する等の対応が必要になると考えられるか。

※1 時間前断面の前に蓄電池等の放電を決定することで、市場で追加調達（買い入札）しない場合もある。



※2 広域機関システム上、計画不一致でも受付するが、適切なインバランス算定のために、広域機関側で書き換える（発電計画は販売計画に合わせる）仕様となっている。

6.1 特殊な電源の取扱い

【DER】

- 将来の電力市場においては、いわゆる「DER」（Distributed Energy Resources、分散型エネルギー源。本検討会では変動性再エネ、蓄電池、DR等を想定）の増加が想定される。DERについては、小規模なリソースが分散しているため、市場参加については複数のリソースを組み合わせた（アグリゲーション）入札が想定される。従来型の大規模電源とは、小規模かつ散在している点、系統接続の電圧階級が様々存在している点等異なる性質を有していると考えられ、DERについても、同時市場における取扱いを議論する必要があると考えられる。
- 本検討会においては、関連する論点として、DR（需要側リソース）の取扱いについて、市場において売買を行う「市場向けDR（Explicit DR）」とBG内やBehind-the-meter（BTM）で取引が閉じる「市場外DR（Implicit DR）」があると整理するとともに、以下のような論点について議論したところ。

<市場向けDR（Explicit DR）>

- － DRの入札情報（売り入札・買い入札・ Δ kW）、価格規律（プライスベースの可否）
- － DRの入札方法（売り・買い）に応じた約定ロジック（SCUC・SCED）の取扱い
- － kWh取引と Δ kW取引におけるDRのベースラインの取扱い
- － DRのアグリゲーションの規律（最低入札量の在り方等）

<市場外DR（Implicit DR）>

- － 市場取引を可能化・促進するための環境整備、需給ひっ迫時等の情報提供の在り方

6.1 特殊な電源の取扱い（続き）

- DRのみならず、DER全体について、同様に、入札やアグリゲーションの方法・規律等について、引き続き議論を行うことが重要と考えられる。
- この点、DERの入札については、諸外国においても、入札規律等に関する議論が進んでいるところ。例えば、米国FERC（Federal Energy Regulatory Commission、米国連邦エネルギー規制委員会）のOrder No.2222（※）では、DERの電力市場への参入促進に関する記載がなされている。FERCは、DERの例として、蓄電池システムや屋根置き太陽光、スマートサーモスタットのような電力利用を削減できる商品、EVなど様々な例を挙げている。

※ 参照：FERC HP（<https://www.ferc.gov/ferc-order-no-2222-explainer-facilitating-participation-electricity-markets-distributed-energy>）[2024年5月8日アクセス]

- FERCは各RTO/ISOに対して、市場参加の障壁を取り除くように要求しており、具体的には、より低い最小入札容量要件を設定することや、混雑管理のため地理的な入札単位などが論点。
- 我が国においても、DERの市場参入の促進と計算時間等の技術的な要件のバランスを考えつつ、諸外国の事例も踏まえ、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であると考えられる。

同時市場でのDRの取扱いにおける論点

19

- 作業部会での事業者からの提案内容等も踏まえ、DRの取引形態（市場向けDR・市場外DR）毎に論点整理し、次ページ以降で具体的な検討を行った。

DRの取引形態		項目	論点
市場向けDR (Explicit DR)	kWh取引 ΔkW取引	入札情報	【論点①-1】 DRのkWh市場への入札情報は何か必要か 【論点①-2】 DRのΔkW市場への入札情報は何か必要か 【論点①-3】 kWh市場かΔkW市場か入札指定可能な仕組みとするか
		価格規律	【論点②】 DRにプライスベースでの入札を認めるか
		入札の扱い	【論点③】 下げDR・上げDRの買い入札・売り入札の扱い
		その他	【論点④】 同時市場におけるベースラインはどのように設定するか 【論点⑤】 同時市場においてアグリゲーションをどのように扱うか
市場外DR (Implicit DR)	インバランス調整 (同時同量達成)	把握の 必要性	【論点⑥】 TSOから把握できないDRをどのように扱うか

(参考) PJM・CAISOにおける最小入札容量

令和5年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（同時市場に関する詳細設計等に係る調査等事業）調査報告書（三菱総合研究所）より抜粋

MRI

PJM・CAISOにおける最小入札容量・最小取引単位



- PJMの最小入札容量要件は通常の発電機・DERともに100kW以上と設定されている。
- CAISOの最小入札容量要件は、通常の発電機は500kW以上、DERは市場参加モデルや参加する市場に応じて100kW以上・500kW以上のいずれかと設定されている。
- PJMの最小取引単位は100kW、CAISOの最小取引単位は10kWと設定されている。

PJMにおける最小入札容量要件

市場参加モデル	通常の発電機	Curtailment Service Provider (CSP)	DER Aggregator (DERA) (2026年スタート予定)	Energy Storage Resource (ESR)
リソース種	• DER以外の電源	• 需要削減	• DER • 需要削減	• 蓄電リソース (FOM、BTMいずれも含む)
容量	• 100kW以上 (エネルギー市場、容量市場、アンシラリーサービス市場)	• 100kW以上 (エネルギー市場、容量市場、アンシラリーサービス市場)	• 100kW以上 (エネルギー市場、容量市場、アンシラリーサービス市場)	• 100kW以上 (エネルギー市場、容量市場、アンシラリーサービス市場)

PJM・CAISOにおける最小取引単位

市場	最小取引単位
PJM	• 100kW
CAISO	• 10kW

CAISOにおける最小入札容量要件

市場参加モデル	通常の発電機	デマンドレスポンス (PDR、PDR-LSR、RDRR)	DERプロバイダー (DERP)	非発電リソース (NGR)
リソース種	• DER以外の電源	• 需要削減	• DER	• 蓄電リソース
容量	• 500kW以上	• 100kW以上 (エネルギー市場) • 500kW以上 (アンシラリーサービス市場)	• 500kW以上	• 100kW以上

出所) PJM, "PJM Manual 11 (revision 127)", "PJM tariff". CAISO, "CAISO Fifth Replacement FERC Electric Tariff Section 4", "Proxy Demand Resource (PDR) & Reliability Demand Response Resource (RDRR) Participation Overview" 等より三菱総合研究所作成

(参考) 米国PJMにおけるDRの入札

- 米国PJMにおいては、エネルギー市場（kWh市場）の入札情報ではあるが、火力等の電源の入札情報と概ね同様であり、Incremental Cost（限界費用カーブ）やShutdown Cost（入札単位としては起動費と同じであり、1回発動するときに係るコスト）が入札されている。

第2回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（2022年10月4日）参考資料5より抜粋

DRにおける入札項目は発電側の入札情報と概ね同様であり、Incremental CostやShutdown Costの他、最小停止時間等の制約条件に関する項目等がある

エネルギー市場におけるDRの主な入札情報^{*1,2}

米国(PJM)



入札項目	概要
<u>Incremental Cost (\$/MWh)</u>	■ 任意の最大10点から構成される、DRの削減量（最小単位0.1MW）毎の価格 ■ 日毎の値に加えて、時間毎の値を設定することが可能である（任意項目）
<u>Shutdown Cost^{*3} (\$)</u>	■ 対象のDRにかかる固定費用であり、人件費、設備費、機会費用等が含まれる^{*2}（任意項目） ■ 発電設備におけるStart-Up Costと同様に6か月毎に変更が可能であり、4~9月、10~3月に分けて登録する ■ Shutdown Costは、提出されない場合0に設定される
<u>最小停止時間 (Hour)</u>	■ 対象のDRでのコミットメント、ディスパッチにおける、連続した最小時間数（任意項目） ■ 最小停止時間は、提出されない場合0に設定される
<u>通知時間 (Hour)</u>	■ 対象のDRがディスパッチを行う上で必要な、事前の通知時間（任意項目）
<u>運転制約 (MW)</u>	■ 対象のDRにおける、時間毎のエネルギー、アンシラリーサービスの合計に対する上方/下方制限値

^{*1} 出所：PJM, PJM Markets Gateway User Guide, 2022年2月, p.143~150, <https://www.pjm.com/-/media/etools/markets-gateway/markets-gateway-user-guide.ashx>

^{*2} 出所：PJM, Manual 11, 2022年3月, p.153~158, <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>

^{*3} 出所：PJM, Shutdown Costs for Demand Response Resources, 2012年8月, p.2, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/subcommittees/cds/20120813/20120813-item-03b-shut-down-costs.ashx>

6.1 特殊な電源の取扱い（続き）

【大規模揚水・蓄電池】

- 作業部会の取りまとめ（2023年4月25日）においては、大規模な揚水や系統用蓄電池（以下「揚水等」という。）については、発電事業者が、①他の電源と同じように市場に入札を行い、自ら池全体の水位（充電量）を運用することと、②同時市場に運用を任せることを任意に選択できることとすることが考えられる、としていたところ（※）。

※米国PJMにおいても、発電事業者が自ら価格等の情報を入札し、市場で約定する方法だけでなく、発電機の機器特性（貯水量制約）等を踏まえて最適計画を作成する方法（PJM Pumped Hydro OPTIMIZER）もある。

- 一方、以下の環境変化を踏まえると、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については、むしろ積極的に同時市場において運用すること（上記における②）を追求すべきではないか。この際、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。例えば、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を検討することも考えられる（参考となる前例：電源Ⅰ契約）。

- 現行の需給調整市場において揚水の入札が少なく、改善策として、公募調達実施について検討されていること。
- 今後、変動性再生電源が更に導入された環境下では、発電事業者の予見性は更に低下する可能性があり、また、市場運用者・系統運用者はより柔軟な需給・系統運用が求められること。
- 検証Aにおいては、基本ロジックにおいて、揚水等も含めた計算に一定程度成功していること（計算精度を高めるためには今後も研究開発が必要。週間運用についても計算の工夫を実施し、検証中）。

(参考) 揚水・蓄電池に関する作業部会における取りまとめ

(参考)「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」取りまとめ
(2023年4月25日) より抜粋

3.5.3 揚水・蓄電池の取り扱い

揚水発電について、2024年度以降（注釈67）は発電事業者が池全体の水位の運用を行うこととされている（ただし、再エネの出力抑制回避や需給ひっ迫時の周波数維持のために、一時的にTSOが運用することも認められている。）。

2024年度以降の運用に合わせるのであれば、発電事業者が他の電源と同様に、市場への入札等（Three-Part 情報（価格）での入札や、第3.7.3項の表18に記載の発電量を自社で確定させたい電源のうち長期固定電源等以外に記載の入札。）を行い、池全体の水位を運用し、その上で、再エネ出力抑制の回避や需給ひっ迫時の周波数維持のために、一時的に TSO が運用することを認める形が考えられる。

または、前項の通り、1週間先までの需給バランスを見て電源の起動停止判断を行う（SCUCを1週間の期間で回す）ことを前提とすれば、発電事業者が入札したThree-Part情報等を踏まえて、揚水や蓄電池もこのSCUCに合わせて、1週間での効率的な運用をする形も考えられるか。具体的には、週間のSCUCの中で、最適なポンプ（蓄電）と発電のタイミングを計算し、それらの量を決定し、それに基づき前日同時市場における約定処理をすることが考えられる。

いずれとするかについては、発電事業者が任意に選択できることとすることが考えられる。

また、系統用の蓄電池については、需要（DR）とアグリゲートをしない場合は、揚水と同様に考えることが適切といえる。

（注釈67）2023年度以前は、揚水発電の運用をTSOが行うエリアと調整力提供者が行うエリアが存在し、BG計画の策定の方法などが異なる。詳細は、第67回電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合（2021年11月26日）資料7を参照されたい。

(参考) PJMにおける揚水発電の取扱い

第2回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（2022年10月4日）参考資料5より抜粋

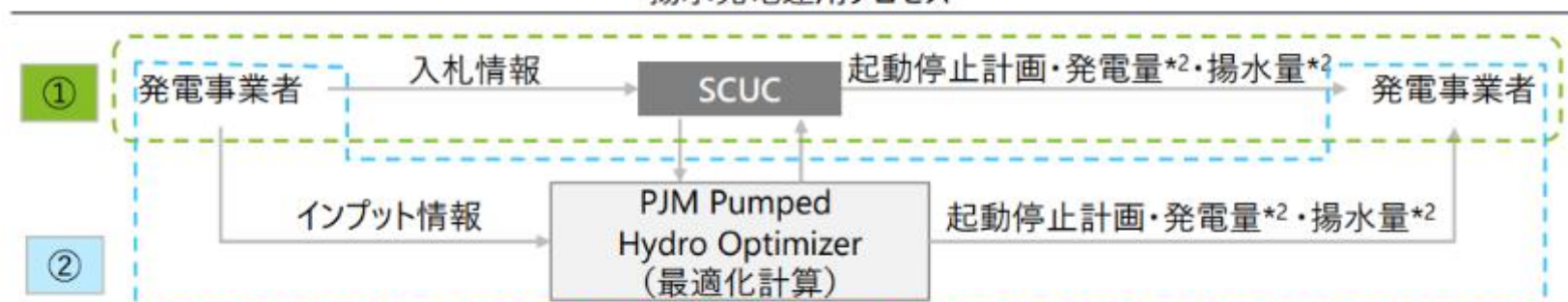
一般的に揚水発電は市場入札を通して運用が決定されているが、PJMが最適運用できる仕組みも導入されている

揚水発電の取り扱い*1

米国(PJM) 

①市場メカニズムによる運用	②PJMによる運用
【概要】 前日市場、リアルタイム市場へ入札し、市場メカニズムで運用を決定	【概要】 PJM Pumped Hydro OPTIMIZER（PJMの揚水発電運用プログラム）で運用を決定する
【入札情報】 発電設備のモード、Incremental Cost、最小稼働時間、ランプレート、発電可能量（運転制約）等 【発電設備のモード】 Continuous Mode：揚水・発電ともに許可するモード Charge Mode：揚水のみ実施するモード Dis-Charge Mode：発電のみ実施するモード	【発電事業者のインプット情報】 貯水量制約、揚水効率、定格出力等 【最適化計算】 揚水発電所の利益（売電収入－買電支出）が最大化されるように各時間帯の運転計画を決定

揚水発電運用プロセス

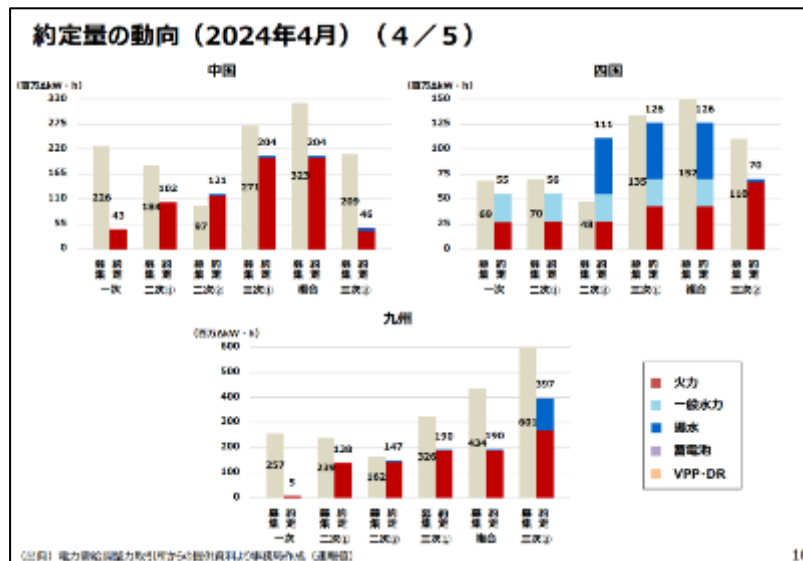
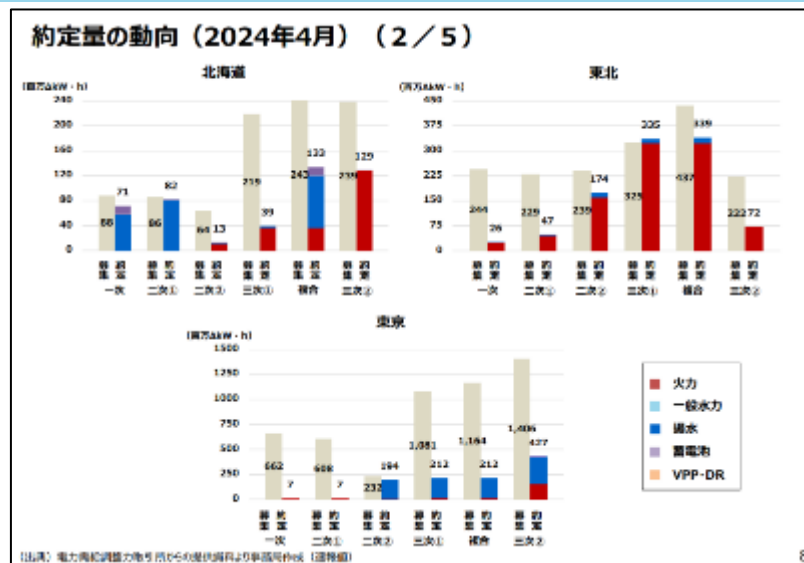
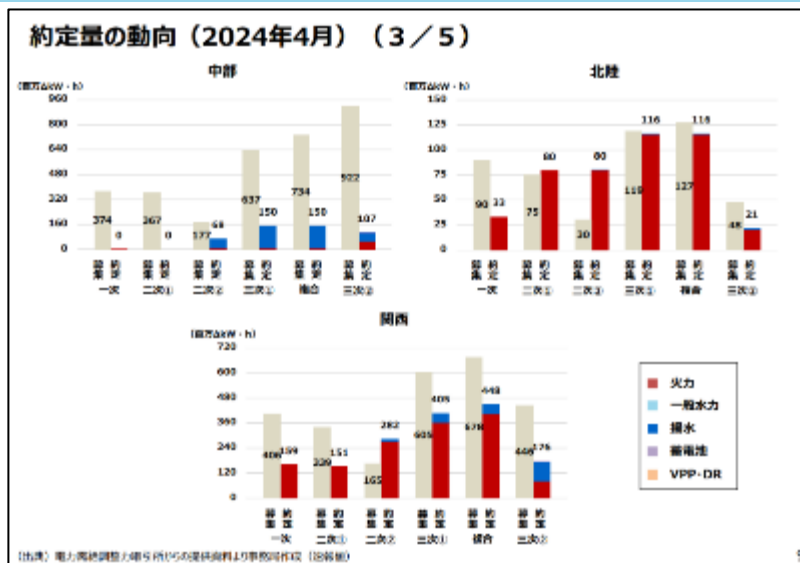


*1 出所：PJM、PJM Energy Storage Participation Model：Energy Market、<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/20190315-special-esrco/20190315-item-03a-electric-storage-resource-model.ashx>

*2 最終的な発電量や揚水量はリアルタイム市場後、SCEDを経て確定する

(参考) 現行の需給調整市場における揚水の入札状況

- 揚水は、本来、応動時間の短い一次や二次①に適したリソースであるが、北海道以外では一次及び二次①での応札が極めて少ない。また、北陸及び中国では、全商品について揚水の約定がほとんどなく、東北、関西、九州においても約定量が少なくなっている。



第92回制度検討作業部会 (2024年5月10日) 資料4より抜粋

(参考) 需給調整市場における揚水の取扱い (最新の議論の動向)

- 第92回制度設計専門会合（2024年5月10日）において揚水の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
調整量の削減	A. 調整需要量の見直し	短 取引規模変更等は必要	・調整量を何らかの水準を以て削減すること ・直接的に調整力の調達未達を防止	・対象商品や価格等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	短	・現行の需給調整市場の取引ルールを踏まえ、揚水リソースの公募調達により、一度程度需給調整市場の募集量を削減できる	・公募は既に2024年3月に沖縄エリアを除き終了しており、その整理と実行する動き ・公募要件や募集仕様に引き継ぎ
応札量の増加 (価格内)	C. (余力活用比で魅力ある) 価格規律の見直し	中～長	・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 ・需給調整市場での調達競争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	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協定見直し等が必要	・揚水発電事業者にとって、一次・二次①に就する供出がしやすくなり、当該商品の供出額が増加	・並列必須要件の存在意義に十分審視し、効果の可測、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 (価格外)	E. 需給調整市場における制度的な供出義務化	慎重な検討が必要	・需給調整市場に対する押し入れがなくなり、一定の水準の市場供出量が確保 ・高価格帯の応札が減少し市場から押し出されることがある	・リソースによっては調度事情で供出不可な場合もあり、義務化の検討をどのようにするか検討が必要 ・義務に抵触した場合は罰則課税と徴収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		・高価格帯を市場から押し出すことが可能 ・調度価格の抑制防止に寄与	・固定価格買取制度は非営利性事業者の参入を抑制し、リソースを中心に退出事業者が存在

30

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ご参照）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りうるか。
- 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

(参考) 検証Aにおける揚水の挙動

- 検証Aの基本ロジックの構築において、揚水は太陽光発電の出力を吸収し、需要ピークで発電されることが確認されており、市場全体として効率的な活用ができていると考えられる。

第4回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年11月27日）資料4より抜粋

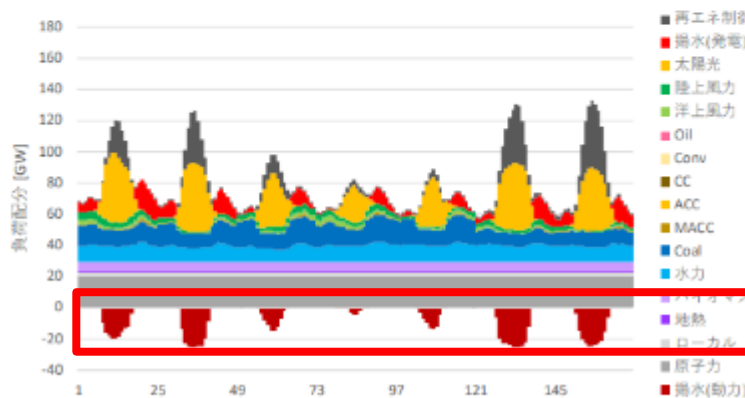
シミュレーション結果の評価（2 / 2）

22

- 全体の需給バランス（電源ラインナップや出力配分量）については、運用上妥当な結果が確認できた。
 - 電源の出力配分量は概ね想定したメリットオーダーの通りとなっていた
(固定供給力(原子力・地熱等) > 再エネ(PV・風力・水力・バイオ等) > 石炭 > MACC > ACC/CC > LNGコンベ > 石油)
 - 揚水は経済運用を行い、PV出力を吸収し、需要ピークで発電
 - PV出力増等で生じる余剰電力（軽負荷時）および系統混雑に対し、調整電源・再エネ等の出力を制御することによって解消を実現

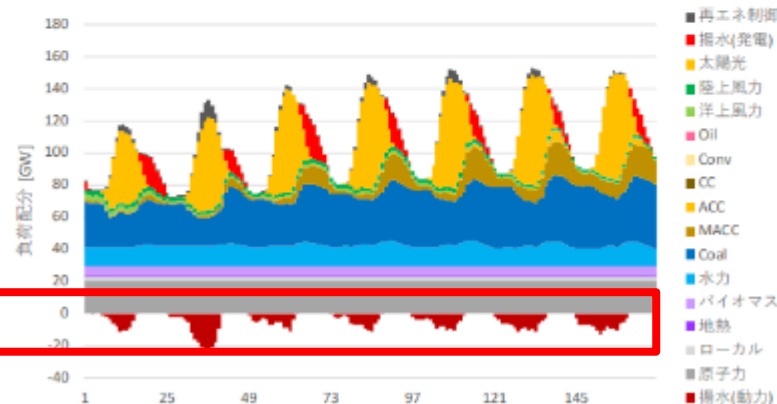
【全体の需給バランスの概要】

【春期7日間】



燃料費：820,800[万円]
起動停止費：8,650[万円]

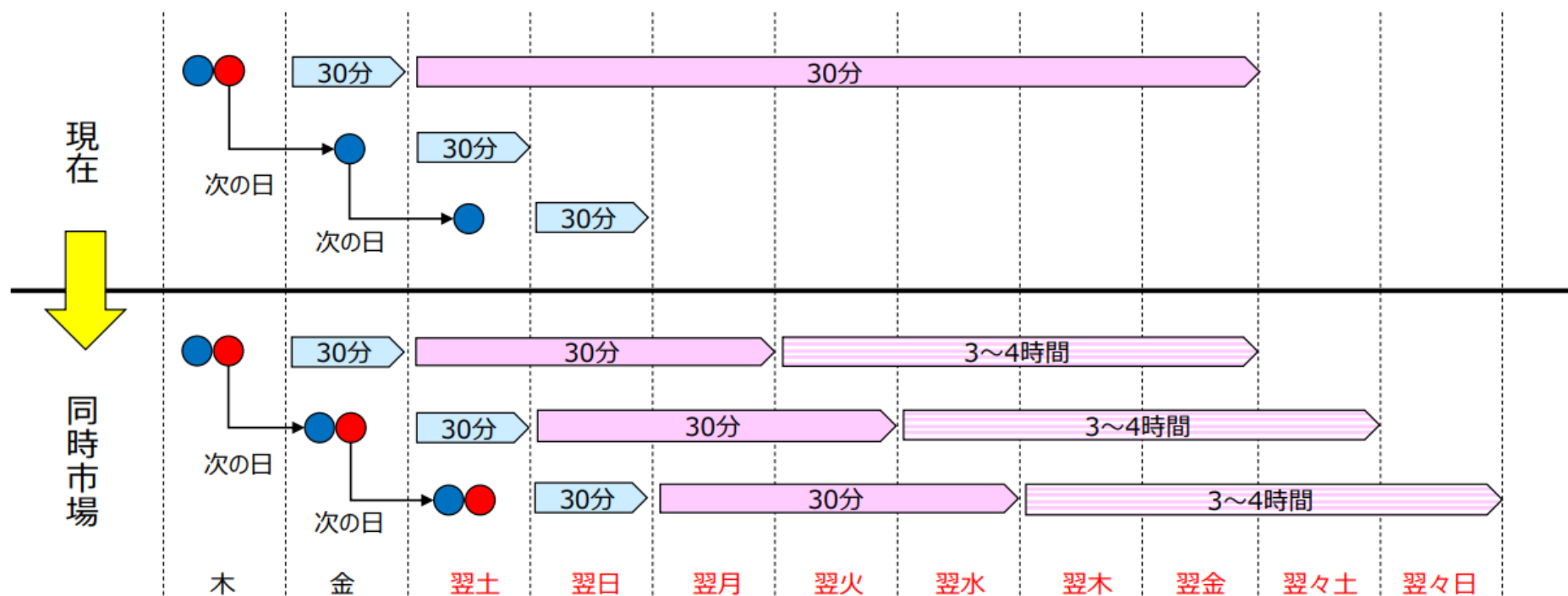
【夏期7日間】



燃料費：3,006,722[万円]
起動停止費：49,150[万円]

70

- ：計画作成日（●：週間、●：翌日） □：計画作成対象期間（□：週間、□：翌日、枠内の数値は作成粒度）



6.2 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容させうる制度変更であるため、他制度・他市場にも大きな影響を及ぼす可能性がある。導入に当たっては、細かい論点を含めて丁寧に整理をすることが必要と考えられる。
 - **中長期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も重要。一方、同時市場が中長期の電力取引の阻害にならないように注意しつつも、実需給に近い断面でより安定的・効率的に電源を活用することも重要。その観点から、電源の入札・運用についての検討が必要（本資料3.1参照）
 - **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設計になっている。同時市場においても、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。
 - **先物市場**：同時市場を導入した場合の先物商品については、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、現行同様の商品設計が可能と考えられる。なお、米国においても、ICE Futures U.S、NYMEX、Nodal Exchangeといった取引所が電力先物商品を提供しており、こういった事例も参考になる。
 - **FIT・FIP制度**：本資料6.1記載のとおり、特に、FIT特例①（小売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**：本検討会の議論をベースにすると、「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、同時市場においては、kWh市場とΔkW市場の両方にThree-Part入札を求める」との規律を導入する必要がある（規律の詳細は、電源ごとの特性等も踏まえつつ、今後検討が必要である）。また、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、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がある。

(参考) 米国における電力先物取引所

第1回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（2022年7月29日）資料6より抜粋

1. 概要

諸外国における主な電力先物取引所一覧 米国

	ICE Futures U.S	NYMEX	Nodal Exchange
市場概要			
設立経緯	2007年にNYBOT買収により誕生	1996年より電力先物商品を上場	2007年に大手エネルギー取引会社等の数社により設立。2017年にはEEXグループにより買収
主な株主	ICE Group	CME Group	EEX Group
市場設計			
売買仕方	ザラバ方式	ザラバ方式	ザラバ方式
マーケットメイカー	導入していない	導入していない	導入（流動性提供プログラム）
取扱商品	電力、農産物、その他多数（注：電力商品の割合は小さい）	電力、天然ガス、原油、ガソリンなど他多数（注：電力商品の割合は小さい）	電力、ガスなど
対象エリア	北米におけるRTO/ISO	北米におけるRTO/ISO	北米におけるRTO/ISO
商品設計			
対象商品	RTO/ISOにおける前日・リアルタイムのLMP価格 (Future: Peak/Off-Peak, Day-average/Monthly averageなど)	RTO/ISOにおける前日・リアルタイムのLMP価格 (Future: Peak/Off-Peak, Day-average/Monthly averageなど)	RTO/ISOにおける前日・リアルタイムのLMP価格 (Future: Peak/Off-Peak, Day-average/Monthly averageなど)
決済方法	現金決済	現金決済	現金決済
参照価格	RTO/ISOにおけるLMP平均価格 (Hubベース)	RTO/ISOにおけるLMP平均価格 (Hubベース)	RTO/ISOにおけるLMP平均価格 (ノードルベース)
契約単位	1MW	5MW	1MW
清算機関	ICE Clear Europe	CME Clearing	Nodal Clear
主な市場活性化策	—	・広域的な市場・展開・拡大	・流動性提供プログラム

出所：経済産業省 令和2年度産業経済研究委託事業「諸外国の卸電力市場における時間前市場及び先渡市場・先物市場調査」（https://www.meti.go.jp/medi_lib/report/2020FY/000345.pdf）、経済産業省 令和3年度商取引・サービス環境の適正化に係る事業「電力先物市場等の在り方に関する調査」（https://www.meti.go.jp/medi_lib/report/2021FY/000354.pdf）、その他各取引所公開データより作成（2022年7月25日アクセス）

6.3 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、システム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. 検討会設置の背景・目的等
2. 同時市場導入の意義
3. 電源の入札・運用
4. 時間前市場の設計、調整力の取扱い
5. 市場価格算定・費用回収
6. その他の論点
- 7. 費用便益分析**
8. 今後の検討の進め方（提案）

7.1 費用便益分析の進め方

- 本資料1.2にも記載のとおり、本検討会においては、同時市場の仕組みの具体化に係る議論の結果を踏まえ、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も目的の1つとしていた。
- Three-Part Offerによる入札方法や供給力と調整力の同時最適を市場の仕組みとして採用している米国においても、市場移行時には費用便益評価を実施している。諸外国の評価事例も参考にしながら、**費用便益項目として何が適切なのか、何が評価可能なかを議論した上で、抽出された費用便益項目について、定量・定性の両面から、具体的な分析**を行った。
- 具体的には、便益については、定量評価可能と考えられる以下の便益項目①②に関するシミュレーションを行い、費用については、海外事例等に基づく評価を実施した。
 - **便益①**:調整力確保の高価な電源稼働が不要になることに伴う、燃料費・CO₂対策コスト低減費用を算定
 - **便益②**:混雑処理の持替をより安価な電源で実現できることに伴う、燃料費・CO₂対策コスト低減費用を算定
 - **費用**:米ERCOTを元にした英Ofgemの算定結果（2022年）を、系統容量・物価上昇等で補正
- 費用便益分析の詳細な内容については、**第9回本検討会資料5**を参照されたい。

7.2 定量分析の結果

【便益①の分析結果】

- 同時市場の導入に伴い、調整力必要量が低減する場合、調整力確保のための高価な電源稼働が不要になることに伴い、燃料費・CO₂対策コストが低減する。
- 具体的な調整力必要量の低減効果については、同時市場（イメージ②）において、将来の需給調整市場における必要量「14.9%」に対し、同時市場への移行によって、「9.0%」（▲5.9%）に低減可能といった結果が得られた。
- 調整力必要量が需用比で5.9%低減される場合、燃料費・CO₂対策コストは、602～737（億円/年）低減した。

	現行（需給調整市場）	同時市場	低減される差分
確保エリア	エリア単位	エリア単位	---
調整力必要量[%] （エリア需要比率）	14.9%	9.0%	5.9%
総燃料費[億円／年]※ （燃料費＋CO ₂ 対策コスト）	38,830～47,820	38,228～47,083	602～737

※ 沖縄を除く9エリアの総燃料費の合計額

7.2 定量分析の結果

【便益②の分析結果】

- 便益②については、同時市場の導入により、混雑管理方法がエリア単位の再給電方式から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対策コストの低減費用をシミュレーションした。
- 分析方法としては、再給電方式を模擬したシミュレーション結果と、SCUC・SCEDロジックを模擬した結果の燃料費・CO₂対策コストの差額を便益として算定した。
- その結果、SCUC・SCEDロジックによって、再給電方式に比べて、混雑処理の持替をより安価な電源で実現できることにより、燃料費・CO₂対策コストは959～1,252（億円/年）低減した。

	再給電方式（Step1）	再給電方式（Step2）	SCUC・SCED
模擬対象	現行の卸電力市場	再給電方式	同時市場
制約条件	連系線制約：運用容量 地内制約：なし	連系線制約：Step1算定値 地内制約：あり	連系線制約：運用容量 地内制約：あり
総燃料費[億円/年]※ (燃料費+CO2対策コスト)	38,234～46,978	39,789～49,072	38,830～47,820

※ 沖縄を除く9エリアの総燃料費の合計額

②広域大の混雑処理による費用低減
⇒959～1,252 [億円/年]

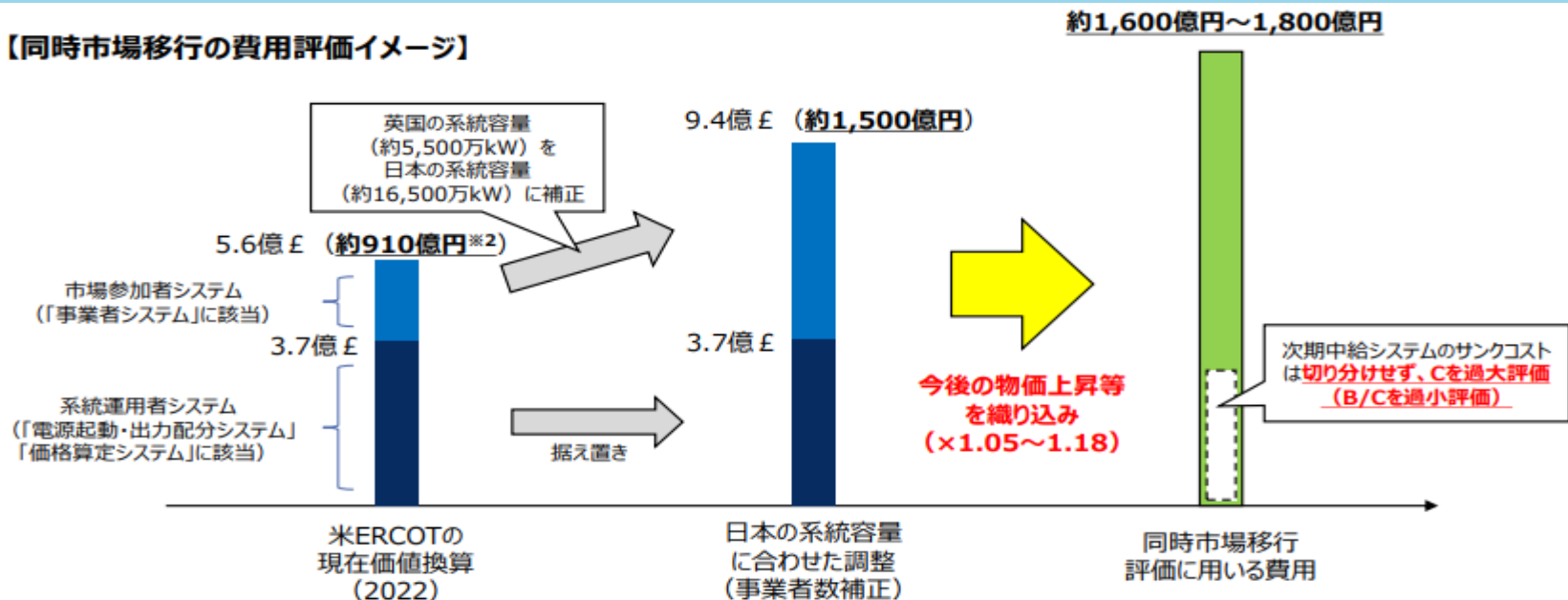
7.2 定量分析の結果

【費用評価結果】

- 同時市場移行の費用については、海外事例に基づく推定値に今後の物価上昇等を織り込み、1,600～1,800億円と評価した。
- 物価指標については、一般的に用いられる国内の消費者物価指数を用い、2022年（英Ofgemが費用便益評価した年次）の消費者物価指数からの上昇比率である1.05～1.18を今回の費用評価に用いている。

※上記費用のうち次期中給システムのサンクコストについては、現時点において精緻に切り分けることが困難であるため、今回の分析では切り分けていない。このため、定量的なB/C評価としてはCを過大評価（B/Cを過小評価）していると考えられる。

【同時市場移行の費用評価イメージ】



※2 為替は2022年平均値 (TTM) を使用 (162円/£)

7.2 定量分析の結果

【費用便益分析結果】

- 定量的な便益分析（シミュレーション）結果及び定量的な費用評価結果を踏まえ、10年評価（2030年頃から10年）に換算した結果は以下のとおり。
- 同時市場への移行によって、費用便益分析（B/C）としては「6.4～9.2」という結果が得られた。

		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

7.3 定性的な費用便益項目の整理

- 定量的な費用便益分析に加えて、定性的な費用便益項目についても整理を行い、それらが定量的な費用便益分析に与える影響評価や、同時市場を導入する際の留意点の示唆について検討を行った。いずれの項目も、費用便益分析を安全側にする方向、あるいは市場参加者のメリットにつながるものと考えられる。

定性的な便益（１／２）

- 卸電力取引所の売り切れによる価格高騰の改善
kWh市場とΔkW市場が別々に運用され、調整力を事前に確保すると、需給ひっ迫時にkWh市場が売り切れ、価格高騰が生じ得る（2020年度冬期価格高騰で発生した事象）。この点、同時市場においては、供給力と調整力を一体で取り扱うことで、このような事象の発生を抑える効果があることが期待できる。
- 需給調整市場（ΔkW市場）の売り入札不足等の改善
kWh市場とΔkW市場を同時に開催することにより、kWh市場とΔkW市場両方への入札義務を効果的に課すことができ、現行制度における需給調整市場への売り入札不足やそれに伴う価格高騰の改善が期待できる。
- 非効率的な電源態勢（ブロック入札の限界）の改善
Three-Part情報等の電源情報を元にしたSCUC・SCEDにより、最経済な電源稼働が期待される。定量評価には、ブロック入札よりも改善されるであろう電源態勢による効果を織り込んでいないため、その評価結果は安全側となる。
- ブロック入札による逸失利益の改善
Three-Part情報等の電源情報を元にしたSCUC・SCEDにより、最経済な電源稼働が期待されるため、ブロック入札を原因とする事業者の逸失利益の改善が期待される。

7.3 定性的な費用便益項目の整理（続き）

定性的な便益（2 / 2）

- 便益評価側における今後の物価上昇等の織り込み
費用評価側で織り込んだ今後の物価上昇について、燃料費・CO2対策コストの物価上昇想定が困難であることから、便益評価では織り込んでいないことにより、その評価結果は安全側に働くと考えられる。
- 週間断面での電源の確実な起動等
同時市場における週間断面での電源の起動・停止計画の策定により、起動に時間のかかる電源の確実な起動や、揚水発電等の効率的な運用による経済性の追求が期待できる。
- 時間前市場の流動性の向上
今後の時間前市場設計にもよるが、前日同時市場と同様の仕組みとする場合には、より札を集約した形で流動性高く取引を行うことができると考えられるため、流動性の向上が期待される。加えて、時間前の断面においても効率的に供給力と調整力を売買することによる経済性の向上も期待される。
- 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
同時市場では、 Δ kW確保エリアを広域運用単位に拡大し、地域間連系線と地内系統を区別なく扱うことに伴い、新たな運用容量（管理）の考え方になるため、現行の連系線利用枠の取り合いは不要になる予定。
- 事務手続の低減
同時市場の約定結果をBG計画に簡易に引用できる仕組みを導入するなど、事務手続のフローを工夫することで、事業者の手間の低減も期待できるか。

1. 検討会設置の背景・目的等
2. 同時市場導入の意義
3. 電源の入札・運用
4. 時間前市場の設計、調整力の取扱い
5. 市場価格算定・費用回収
6. その他の論点
7. 費用便益分析
- 8. 今後の検討の進め方（提案）**

今後の検討の進め方（提案）

- 本検討会においては、以上のとおり、今後の電力市場のあるべき姿の一つとして、**同時市場の仕組みの具体化**と、**費用便益分析**に関する議論を行ってきた。
- 現在、小委員会において電力システム改革の検証が実施されているところであり、**同時市場の導入の是非については、電力システム全体を俯瞰した議論の中で、同時市場という仕組みの必要性やその位置づけについて、十分な議論が行われることが必要**と考えられる。
- 他方、**変動性再エネの大量導入に対応可能な市場制度の構築は、今後ますます重要な課題**となっていく。本検討会において示された同時市場の意義及び費用便益分析の結果を踏まえれば、本検討会の中間取りまとめとして、**同時市場については、基本的には導入するとの方向性の下、想定される課題については十分に議論を行い、対応していくことが望ましいとし、小委員会に対し、その旨の提案を行うこと**としてはどうか。
- また、小売電気事業者の買い入札の方法、時間前市場の設計、調整力の市場価格の算定方法、市場運営者の在り方等、同時市場の仕組みをより具体化するための各論点については、今後更に検討を深める必要がある。それらの論点については、電力システム改革の検証の状況も踏まえつつ、早急に検討を行うこととしてはどうか。
- なお、本検討会の下に設置した技術検証会については、本検討会の中間取りまとめ後も引き続き検証を継続することとしたい。