

同時市場の制度に関する論点について

2025年3月24日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

本日の議論

- 前回の本検討会では、本検討会を再開するに当たり、まず、同時市場導入の背景となる課題や、導入の意義、同時市場の基本コンセプト等を改めて整理し、中間取りまとめで提案された同時市場の仕組みを前提として引き続き検討を深めることなど、本検討会の検討の方向性について御議論をいただいた。
- また、同時市場の制度設計に関し、今後検討が必要と考えられる論点を示し、各論点の検討の進め方や、今後の更なる検討にあたっては、中間取りまとめで提案された同時市場の仕組みを前提として進めることや、導入に向けた検討（①同時市場の運営主体の在り方、②導入準備の進め方）の方向性についても御議論をいただいた。
- 本日は、前回御議論いただいた主要論点について、現在認識されている課題や、検討の方向性を改めて整理したので、採るべき対応や考慮が必要な事項等について御議論いただきたい。

(参考) 同時市場の制度設計に関する主な検討事項

制度設計に関する検討事項

- 同時市場の根幹となる入札・約定・価格算定・精算機能の観点から、同時市場の制度設計に関する主な検討事項を挙げると以下が考えられる。このうち、前日市場以降の論点については、同時市場の導入の是非の判断を行う上で、現時点で特に検討が必要と考えられるため、次ページ以降で論点の整理を行った。

1	週間運用に関する論点		起動時間が長い電源の起動の仕組みの検討
2	前日市場に関する論点	市場制度	開催時間、参加資格、取引単位等
		入札	売り入札義務の在り方、入札方法 買い入札義務の在り方、入札方法
		約定	TSOの想定需要に基づく電源確保の在り方
		価格算定・精算	kWh価格：系統混雑発生時の市場価格の算定方法 Δ kWh価格：価格算定方法、シングルプライス化の是非 アップリフト：対象費用、算定方法、負担方法
3	時間前市場に関する論点		時間前同時市場の開催回数、開催タイミング TSOの想定需要に基づく電源確保の在り方 Δ kWhの取引の有無、精算方法 前日市場からの入札変更の時間的・内容的限界
4	実需給に関する論点		調整力kWh価格の算定方法 インバランス料金の算定方法

- 1. 売り入札の義務の在り方、入札方法**
2. 買い入札の義務の在り方、入札方法
3. TSO想定需要に基づく電源確保
4. 市場価格の決定方法
5. 時間前同時市場の詳細設計
6. 実需給に関する仕組み
7. 同時市場の導入に向けた検討

前回検討会の議論

- 前回の本検討会では、売り入札の義務の在り方や入札方法について、中間取りまとめで引き続き検討を要するとされた論点についての議論が行われ、主に以下の御意見があった。これを踏まえ、次ページ以降で改めて課題と検討の方向性を整理した。
 - 自己計画電源や各BGの裁量を許容する制度の在り方の検討を深めることは重要。他方、自己計画電源は部分最適の側面もあるので、日本全体で最適化することで大きなメリットを得られることを周知することも重要ではないか。
 - 同時市場の検討を行う過程で、十分な議論がなされないまま、他の大きな制度まで実質的に変更することは避けるべきであり、入札義務の在り方や系統制約の扱いの部分については他の審議会との連携も図るべき。
 - 運用面に配慮した制度設計が必要であり、特に運転パラメータの設定については、どの程度機械的に処理可能かを見極めつつ、運用実態を把握し、実務的にワーク可能な制度設計とすべき。
 - 週間断面の起動の仕組みについて、揚水だけでなく、起動時間の長い大型火力発電を含めて検討すべき。
 - 小売電気事業者が同時市場で買うということは、売り入札が大きく変わるということを意味する。現在のスポット市場、時間前市場では、相対で買ったものの余りを売っていたり、スポットで買ったものの余りを時間前で売っていたり、そういった形で売りが入っており、それなりの割合がある。電源そのものの入札量より多いかもしれない。それと、Three-Part Offerで電源を売り入札するという仕組みは、似ているようで全く違うと思われるので、その点を認識した上で、時間前市場とは何か、小売電気事業者の買いとは何か、系統事業者の予測によって購入量やSCUCの起動電源を決めていくということになったときに、小売電気事業者が買いを入れる意義は何があるのか。それはインバランスというものが何であるのかということにも関わるが、明確にしていく必要がある。
 - 制度設計にエアポケットを作ってはならず、事業者目線ではアグリゲーターの存在が今後重要になる。市場参加を検討する事業者に対し、ローカル系統以下も視野に入れ、同時市場導入後の市場全体の絵姿も発信していく必要があるのではないか。
 - 同時市場の主要な意義は再エネ大量導入に対応可能な市場制度を構築することであり、再エネ電源が下位系統に接続されることを踏まえると、下位系統の最適化をどうするかは、他の会議体で扱うべき課題かもしれないが、重要な検討課題である。
 - 自己計画電源入札が制約される場合に関して、再エネ発電事業者の観点からは、再エネ出力制御や混雑対応についての議論は非常に重要。系統混雑が生じて再エネの出力を下げる必要が生じる場合もあると思うが、そのような場合に自己計画電源が経済的に優遇されるなど不公平な取扱いにならないように検討してほしい。

(参考) 前回検討会で提示された論点

検討事項① (売り入札の義務の在り方・入札方法)

- 売り入札の義務の在り方や入札方法については、中間取りまとめでは、主に以下の論点について、引き続き議論が必要とされており、検討を進めることとしてはどうか。また、以下のほかに検討すべき事項はあるか。
 - **自己計画電源の入札方法**：売り入札の義務・入札方法に関し、中間取りまとめにおいて未整理の論点として、自己計画電源の入札方法（自己計画電源として電源を運用する場合に、同時市場への入札を必須とするかどうか）がある。自己計画電源については、入札と登録のいずれがされても電源態勢は結果として同じになるが、市場入札を行う場合、市場との間で対価のやり取りが発生し、市場外の相対契約が通常は差金決済取引となるため、法律・会計上の扱いも踏まえて検討が必要。
 - **自己計画電源入札が制限される場合の考え方**：自己計画電源としての入札（又は情報登録）を選択することは原則として自由であるが、相場操縦の防止や安定供給の観点から、例外的に、自己計画電源入札や出力容量上下限の設定を制限する必要がある場合について、引き続き議論が必要。
 - **運転パラメータの設定の考え方**：SCUC・SCEDにより電源の起動停止・出力配分を行うためには、Three-Part情報に加え、電源の起動時間、出力容量上下限、起動回数制約、運転時間制約等の運転パラメータを登録する必要がある。この運転パラメータについては、原則としては、電源の仕様・性能に基づいて設定を行うことになると考えられるものの、時間前断面（特に夜間や実需給直前等）での発電事業者の対応負担等の観点から、運転パラメータの設定に一定の裁量を認める必要はないか。
 - **火力電源以外の入札方法等**：再エネ電源等火力以外の電源の入札方法や、相対契約を締結している場合の電源差替の方法についても検討が必要と考えられる。
 - **小売事業者の売り入札の方法**：小売事業者が相対契約で調達した電力を売り入札する場合の入札方法等についても検討が必要。

論点①：自己計画電源の入札方法

課題

- 本検討会では、電源の起動停止や出力配分について発電事業者が一定の裁量を確保すべきという観点から、発電事業者が電源起動を自ら確定させる電源（**自己計画電源**※）としての入札と出力容量の上下限の設定は原則として任意とされた。その上で、相対契約が紐付く自己計画電源について、①同時市場への**入札を必須とするか**、②発電計画等の**情報登録のみ行えばよいか**という点が未整理となっていた。

※ 自己計画電源の意義は本文記載のとおりであり、選択肢①の場合は**自己計画電源の入札**、選択肢②の場合は**自己計画電源の登録**となる。また、自己計画電源には、相対契約が紐付く場合（供給先が決定している場合）と、そうでない場合（供給先は決まっていないが起動・出力を確定させたい場合）がありえ、後者は電源を起動・出力するためには同時市場に入札するしかないため選択の問題は生じないと考えられる。

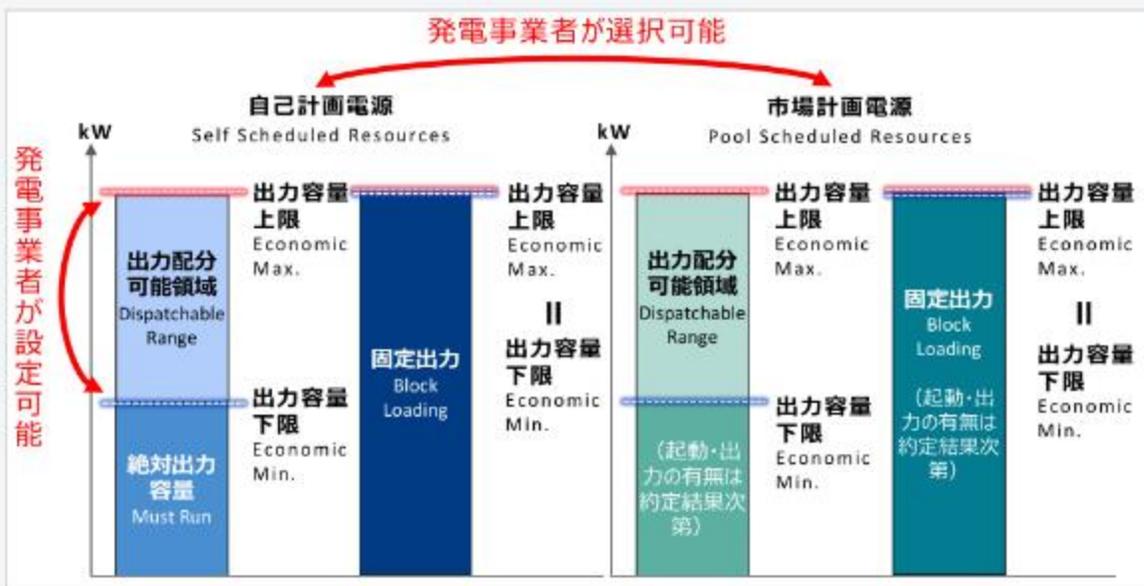
検討の方向性

- ①の場合、相対契約を締結している発電・小売において、**市場との間でも電力の取引・決済**が必要となる。また、発電・小売間の相対契約が、契約価格と市場価格との差金決済を含むことになるため、法律・会計上の整理も必要と考えられる。
- ②の場合、自己計画電源も安定供給等の観点から一定の制約に服する必要があることを踏まえると、**市場外で取引される自己計画電源に対して制約を及ぼす仕組み**の検討が必要となる。例えば、SCUCの結果、制約が必要と判断された場合の通知・対応方法や、発電計画に加えて登録が必要な情報（制約順、制約量を判断するためのThree-Part 情報や運転パラメータが必要ではないか）及び登録方法、制約が発動された場合の当該電源のその後の取扱い（市場入札電源とみなすか）等について詳細な検討が必要。
- 電源の入札義務に関する現在の整理を前提とすると、①、②の**いずれであっても電源態勢は同じになる**ため、上記①、②の**いずれにするかは**、上記のような点を考慮して検討する必要があるか。

(参考) 自己計画電源

自己計画電源としての入札 (セルフスケジュール)

- 以上のとおり、同時市場の仕組みには様々なメリットが認められる一方で、発電事業者の観点からは、Three-Part Offerの導入等により約定結果の見通しが立てにくくなり、**発電事業の予見性**が低下するおそれが指摘された。
- 同時市場は短期的な取引の最適化を図る枠組みであり、**電源の設備投資**や**燃料調達**の観点からは、**中長期的な取引**との整合性も重要である。また、電源の運転制約の中には、現時点ではSCUCロジックでの考慮が難しいものもある。



- これを踏まえ、本検討会では、発電BGは、**自己計画電源** (自ら起動を確定させる電源) としての入札と、**出力容量の上限・下限**を原則として任意に選択・設定可能とされた。これにより、発電BGは、自らの発電計画に基づく運転が可能となる。
- ただし、①**相場操縦等の防止**の観点からの取引規律や監視、②**容量市場リクワイアメント**への対応、③**需給ひっ迫等緊急時**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である。

(参考) 自己計画電源の取扱いに係る選択肢

	選択肢 (1)	選択肢 (2)	
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。

(参考) 市場供出の考え方

同時市場における市場供出の考え方

- 現行制度においても、同時市場においても、安定供給や相場操縦防止の観点からは、基本的にはより多くの電力（電源）が相対取引・市場取引を含む広義の電力市場に供出され、その中で安価な電源から実際に使用されることが望ましいという構造自体は変わらないと考えられる。
- また、現行市場と同時市場の大きな違いとして、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（ Δ kW）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。
 - 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（※1）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（足元においては、電源Ⅱ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。
（※1）電源特定をした相対取引や、スポット市場におけるブロック入札など、電源に紐づいていると観念される取引も一部含まれる。
 - 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（※2）での入札であり、前日同時市場に供出されたkWhと Δ kW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（※3）。
（※2）小規模電源やDRの取り扱い（アグリゲーション等）は要議論。
（※3）SCUC・SCEDロジックで全ての電源のバランスを確定する形では、燃料制約や電源トラブル等との関係で支障が出るおそれがあるため、自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）等の取り扱いについては後述のスライドで整理。

(参考) 市場供出の考え方 (続き)

同時市場における市場供出の考え方 (続き)

- 以上を踏まえると、発電事業者からは、相対契約や同時市場の取引を含めた広義の電力市場 (※ 1) に対して、以下のような供給力の供出が望ましいのではないか。
(※ 1) 相対契約がある場合の同時市場への入札・情報登録の詳細については、後述。
 - 平常時：入札制約 (燃料制約等) を除いた供給力全量 (※ 2)
(※ 2) 現行制度においては、「予備力や入札制約 (燃料制約等) を除いた供給力全量」
 - 緊急時：供給力全量
- また、これは売り惜しみ等の相場操縦がより発生しにくい設計ともいえるのではないか。
- もっとも、予備力に関する議論は、容量市場など同時市場以外の他市場の設計や供給能力確保義務の在り方等にもかかわるものであるため、電力システム改革の検証 (電力・ガス基本政策小委員会) において議論を深め、最終的な結論を出すことにしたい。
- さらに、入札 (市場供出) ・約定・発電するか否かに関わらず、系統混雑・需給ひっ迫時対応等のため、各電気事業者が電源等情報を市場へ提供することを通じた、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はないか。

論点②：自己計画電源入札が制限される場合の考え方

課題

- 本検討会では、**自己計画電源としての入札や出力容量の設定は原則自由**とされ、前日市場後に電源トラブルが生じた等の場合に、**未約定の自社電源の余力を活用すること**（時間前同時市場において自己計画電源として入札することを想定）も可能とされた。
- ただし、**安定供給や適正な取引の確保の観点から、一定の制約に服することが必要**となる場合がある。具体的には、「適切な電力取引についての指針」の相場操縦規制や、容量市場のリクワイアメントに基づき、発電事業者が入札した電源について、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可能領域としての入札が必要となる。また、自己計画電源であっても、需給ひっ迫時等の緊急時における一般送配電事業者による緊急的な電源運用が必要となる場合もあると考えられる。
- 加えて、安定供給（需給バランス維持等）の観点から、出力制御や系統混雑の発生時にも制約が必要と考えられる。これについて、**どのような場合に自己計画電源入札や出力容量上下限の設定が制限されるか**の考え方を明確化する必要がある。

検討の方向性

- 需給バランス維持等のための出力制御は現行制度においても実施されており、基本的には**現行制度の考え方を前提**として、同時市場において自己計画電源入札が制限される場合の具体化を進めていくべきではないか。
- また、自己計画電源入札が認められた趣旨（電源運用の予見性確保）を踏まえると、どの地点、時間帯において自己計画電源入札が制限されるかを**事前に示す仕組み**を設けることが重要と思われる。さらに、**年単位で、どの時期に、どの地域で自己計画電源入札が制限される可能性が高いか等の見通しを策定し、公表する仕組み**を設けることも、安定供給だけでなく燃料調達等の観点からも有益ではないか。

(参考) 適正な電力取引についての指針 (令和7年1月31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し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) 容量市場におけるリクワイアメント

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※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。

※一日前市場（スポット市場）、当日市場（時間前市場）をいう。

(参考) 容量市場におけるリクワイアメント

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 74

- 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に売り入札すること。
- 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売り入札した容量等を控除した容量をリクワイアメント未達成量とします。
- 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成量について、経済的ペナルティが科されます。

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

————— リクワイアメント未達成量の考え方 —————

小売電気事業者等
が活用しない余力

リクワイアメント
未達成量
(kWh)

卸電力市場等に
売り入札した容量
(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：2028年度）（案）において30時間としています。

(参考) 現行制度における出力制御ルール

(参考) 出力制御ルール

- 出力制御には、① エリア全体の需給バランスによるものと、② 個別の送変電設備（基幹系統、ローカル系統）の容量によるものが存在。

	①需給バランス制約（需給制約）による出力制御	②送電容量制約（系統制約）による出力制御（基幹系統）（ローカル系統）
出力制御ルール	<p><u>出力制御ルール</u></p> <p>出力制御順 ↓</p> <ol style="list-style-type: none"> ①火力(石油、ガス、石炭)の出力制御、揚水の活用 ②他地域への送電（連系統） ③バイオマスの出力制御 ④太陽光、風力の出力制御 ⑤長期固定電源[※]（水力、原子力、地熱）の出力制御 <p>※出力制御が技術的に困難</p>	<p><u>再給電方式（一定の順序）</u> <u>再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく一律制御（計画変更）</u></p> <p>出力制御順 ↓</p> <ol style="list-style-type: none"> ①調整力(火力等)(電源Ⅰ)、火力等(電源Ⅱ)の出力制御、揚水の揚水運転、貯蔵装置の充電 ②ノンファーム火力等(電源Ⅲ)の出力制御 ③ファーム火力等(電源Ⅳ)の出力制御 ④ノンファームバイオマス(専焼、地域資源(出力制御困難なものを除く))の出力制御 ⑤ノンファーム太陽光、風力の出力制御 ⑥その他のノンファーム電源[※]の出力制御 <p>※地域資源(出力制御困難なものを除く)及び長期固定電源</p>
出力制御の発生イメージ		

(参考) 現行制度における需給ひっ迫時の持ち上げ対応について

電力需給ひっ迫時の追加供給力対策

- 各種追加供給力対策の前から実需給開始までに検討する対策^{※1}の順序と実施判断基準の予備率については以下のとおり。
- また、追加供給力対策については発動を決定したもから随時予備率に加味していく。



※1 対策の実施の検討においては、発動回数制限やその時の電力需給ひっ迫度合等も踏まえ判断しており、必ずしも同じ順番で検討しないことがある。
 ※2 デマンド・レスポンス 消費者が電力使用量を制御することで、電力需要パターンを変化させること。
 ※3 バランス停止中の余力活用契約を締結している安定電源を除く
 ※4 水力両用機は小売事業者が供給力調達した発電機であるため、本対策の発動に関しては、連系線を活用できない場合に小売電気事業者の承諾を得て供給エリアを切り替えて使用する。
 ※ 電源の作業停止時期の調整や休止電源の稼働等における対策についても実需給断面の状況に応じて実施する。

論点③：運転パラメータの登録の考え方

課題

- 同時市場でSCUC・SCEDを行うためには、発電事業者は、電源のThree-Part 情報に加えて、起動時間や出力容量上下限、最大起動回数制約、最大稼働時間等の詳細な運転パラメータを登録する必要がある。
- この運転パラメータは、電源の仕様・性能を踏まえて登録することになるが、例えば、起動時間については、そのときの電源の状態によって実際の起動時間は変化する上、電源の運用に係る人員配置等の負担（特に夜間や実需給直前）や発電機の消耗も考慮する必要があるため、必ずしも常に性能どおりの起動が可能なのわけではない*。
 - ※ 実際には、発電の計画部門から、発電所に対して、特定の時間に給電が可能かどうか個別に電話で確認する等の運用が行われている。
- そのような点を考慮した場合、運転パラメータの登録方法や運転パラメータに基づく運用方法をどのように考えるべきか。

検討の方向性

- 電源の仕様・性能どおりの運用が常に可能なわけではないことを考慮すると、運転パラメータの登録方法として、発電事業者に一定の裁量を認めることが必要と考えられるか。あるいは、状況に応じて運転パラメータの登録内容を変えることや、あらかじめ複数パターンを登録しておくことが実運用上は難しいとすると、運転パラメータについては原則として電源の仕様・性能に基づき登録し、約定結果に従った起動・運用が難しい場合には個別に調整する仕組み（発電BGの申告に基づいてその後の時間前市場で修正対応する等）を設けることが、現在の運用実態に近く、実現性も高いと考えられるか。
- この点は、現在でも、発電BGの発電計画の策定や送配電部門の需給運用は、各電源の仕様・性能を踏まえて実施していると考えられるため、現在の運用実態を聴取しつつ、海外の例も参考にして、合理的な登録規律を検討していくこととしてはどうか。

(参考) 運転パラメータの登録規律 (PJM)

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(1/2)

MRI



- PJMの発電オファーは以下の3種類に区分され、オファー区分によってThree-parts情報と運転パラメータの登録に一定の規律が課せられる(各区分の規律はp.15の表を参照)。

コストベースオファー
Cost-based Offer

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
※注参照

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
※注参照

- 発電オファーを提出する全電源は、最低1つ以上のコストベースオファーの提出が求められる。PJMマニュアルに基づいて算定されたコストベースの起動費、最低出力費、増分燃料費に対し、それぞれマージン10%を上乗せして登録することが認められる(ただし、増分燃料費は2,000\$/MWhが上限)。

発電オファーに登録する電源の運転パラメータは、PJMと事前合意された値か、それより柔軟な値を登録すること(Parameter Limited Schedule※注参照)が義務付けられている。

- プライスベースでの入札資格を有する電源の場合、コストベースオファーを最低1つ以上提出した上で、プライスベースオファーを提出することが認められる。ただし、容量市場での約定有無によって提出が求められるオファー区分が異なる。

▶ 容量市場で約定した電源がプライスベースの入札を希望する場合(Capacity Resource): 運転パラメータ制約付きプライスベースオファー(PLS Offer)を必ず提出することが求められる。

PLS Offerを提出した場合、運転パラメータ制約無しプライスベースオファー(Non-PLS Offer)が提出可能となる。

▶ 容量市場で約定していない電源(Energy Resource): 任意のプライスベースオファー区分を提出することが可能である。

※注 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せられる。

出典) 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
PJM, "Day-ahead and Real-time market offers effect on Market Clearing Engine", p.2-9, 2023年3月30日

Copyright © Mitsubishi Research Institute

14

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

MRI



- 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、送電アラート、啟停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。

出典) 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
Copyright © Mitsubishi Research Institute

16

(参考) 運転パラメータの登録規律 (PJM)

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マージン10%を上乗せ可能	PJM マニュアルに基づいて算定されたコストにマージン10%を上乗せ可能	合計が\$2,000/MWhを超えない範囲で、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 (\$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 ※プライスベースの場合、半年に1回変更可能	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 ※プライスベースの場合、半年に1回変更可能	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り、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					電力量が設定可能 (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

Copyright © Mitsubishi Research Institute

15

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

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、より三菱総合研究所作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

18

論点④：火力電源以外の入札方法等

課題

- **火力電源以外の入札方法**：本検討会では、これまで、主に火力電源を念頭において入札方法等の検討を行ってきた。このため、再生可能エネルギー電源等、火力電源以外の入札方法等についても、検討を行っておく必要があると考えられる。
- **相対契約で調達した電力の余剰等**：小売電気事業者等が相対契約で調達した電力に余剰が生じた場合など、小売電気事業者が同時市場において売り入札を行うことも考えられる。このような場合の入札方法についても検討が必要。

検討の方向性

- **火力電源以外の入札方法**：例えば、再生可能エネルギー電源やDR等の入札・登録情報としてどのような情報を求めるか。この点について、北米の市場では、Three-Part 情報のうち、増分費用や起動費の一部が適用されるとされており、海外の事例も参考にしつつ、検討を進めてはどうか。
- **相対契約で調達した電力の余剰等**：小売電気事業者が相対契約で調達した電力に余剰が出た場合には、基本的には、量と価格を登録する入札（通常は最低価格等での成行売り等）を行うことになるか。

(参考) 市場への入札情報

市場への入札情報には、Three-Part Offer (Start-Up Cost、No-Load Cost、Incremental Cost)からなる発電コスト情報) の他、最小稼働時間や起動時間等に関する情報が含まれる

入札情報

米国(PJM) 

- エネルギー市場では **Three-Part Offer** に関する情報、アンシラリーサービス市場では各アンシラリーサービスごとの容量および価格の情報、各市場共通ではランプレートや、**運転制約 (最小稼働時間、起動時間等)** に関する情報が必要となる。
- エネルギー市場におけるThree-Part Offerのうち、**太陽光、風力、水力発電設備、蓄電設備、DRには、Incremental costおよび、Start-Up Costのうち燃料費を除いたものが適用される** (また、DRではStart-Up Costに相当するものとしてShutdown Costが適用される)。

－ 主な入札情報 －

対象市場	入札情報の項目		概要
エネルギー市場	Three-Part Offer	Start-Up Cost	起動条件 (Warm、Intermediate、Cold) 毎の、ボイラー、タービン、発電機を起動させるための燃料費、メンテナンス費用等の合計コスト (\$)
		No-Load Cost	発電設備の過去実績等に基づく回帰直線から求められる、理論上の出力0MWにおける熱量や燃料費等から算定されるもの (\$/hour)
		Incremental Cost	任意の最大10点から構成される、出力毎の単位発電費用 (\$/MWh)
アンシラリーサービス市場	上げ/下げ調整力入札		上げ/下げ調整力の入札における容量及び価格 (\$/MW)
	瞬動/非瞬動予備力入札		瞬動/非瞬動予備力の入札における容量及び価格 (\$/MW)
各市場共通	最小稼働時間		発電設備の稼働後に、停止するまでの最小の稼働時間 (hour)
	起動時間		起動条件 (Warm、Intermediate、Cold) 毎の設備の起動に要する時間 (hour)
	ランプレート		エネルギー、瞬動/非瞬動予備力、上げ/下げ調整力入札に係るランプレート
	発電可能量		エネルギー、各アンシラリーサービスにおける最大、最小の発電量 (揚水発電、蓄電設備の場合は最大、最小の貯蔵量を含む)

*1 出所：PJM、Manual 15、2022年1月、<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m15.ashx>
PJM、PJM Markets Gateway User Guide、2022年2月、<https://pjm.com/~media/etools/markets-gateway/markets-gateway-user-guide.ashx>
PJM、Energy Offer Calculation Education、2021年1月、<https://www.pjm.com/~media/committees-groups/subcommittees/cds/2021/20210114/20210114-item-04-energy-offer-calculation-education.ashx>

論点⑤：電源の週間運用・前日以前の起動の仕組み

課題

- 前回検討会において、揚水発電等の週間運用の仕組みに加え、起動に1日以上を要し、前日市場のタイミングでは起動の意思決定が間に合わない電源（石炭火力の一部等）の起動・運用の仕組みについても検討が必要との意見があった。

検討の方向性

- 現行制度では、広域予備率8%未滿となった場合には、容量市場のリクワイアメントにより週間断面から事業者に対しバランス停止機の自発的な起動準備と卸電力市場等への応札が求められる。作業部会では、その点も踏まえつつ、以下の仕組みの検討が必要とされていた。
 - 更なる安定的な起動：前日同時市場で電源情報の一元的な把握・管理をする場合、週間断面から全体の電源起動や需要、系統状況等を確認し、**前日同時市場前に起動が必要な電源を特定し、BGに電源起動を指令することができれば、より確実な電源起動を達成できる。**
 - 経済性の追求：①電源の起動を1週間程度のスパンで判断すれば、起動費は高いが限界費用が安い電源等を効率的に活用することができる。②確実な電源起動には配慮しつつ、市場全体の電源起動状況を踏まえ、電源起動を間に合うタイミングの直前まで引き付ければより効率的な電源運用が可能。
- 現在検討されているとおり、**揚水発電等を含む電源の週間運用**については、週間断面のSCUCを行い、その結果を前日市場のSCUCに反映させることにより対応可能。**発電BGに電源起動を指令する仕組みや指令主体をどうするか等**については、今後の検討が必要と考えられる。また、そのような形で起動された電源については、**前日同時市場において、前日同時市場前に生じた起動費を含め、発電費用の取り漏れのない回収**を可能とすることが考えられる。

1. 売り入札の義務の在り方、入札方法
- 2. 買い入札の義務の在り方、入札方法**
3. TSO想定需要に基づく電源確保
4. 市場価格の決定方法
5. 時間前同時市場の詳細設計
6. 実需給に関する仕組み
7. 同時市場の導入に向けた検討

買入札に関する論点

課題

- **買入札の方法**：現在の卸電力市場では、買入札は、エリアを特定してコマごとに希望する購入量と価格（30分単位のkWhと1kWh当たりの価格）を登録する方法で行う。同時市場においてはどのような方法で買入札を行うべきか。
- **相対契約が紐付く需要の入札義務**：発電事業者において、相対契約が紐付く電源の売り入札を必須とするかどうかを整理する場合には、小売電気事業者においても、相対契約に紐付く需要（相対契約に基づいて供給を受ける電力量）について、買入札を必須とするか、情報登録のみでよいかを整理する必要がある。

検討の方向性

- **買入札の方法**：小売事業者は、同時市場の導入後も、基本的にはエリア単位で需要を想定するものと考えられるため、原則としては、現在と同様、エリア・コマごとに、希望する量と価格を登録する方法で買入札を行うことになるか。一方で、北米の電力市場では、小売事業者は、需要量のみ入札をする方法や需要の地点（ノード等）を特定して入札をする方法も可能とされている。この点については、SCUC・SCEDの計算の収束性や正確性の観点からは、揚水発電のくみ上げや電源の経済差替えなど一定の買入札については地点を特定した入札を求めることも検討すべきではないか。
- **相対契約が紐付く需要の入札義務**：相対契約が紐付く自己計画電源について、発電計画等の登録のみでよいとする場合には、同様に、相対契約が紐付く需要についても情報登録のみでよいとすることが考えられるか。

(参考) 海外における需要側入札の取扱い事例

PJMにおける需要側入札の取扱いについて (2 / 3)

18

- また、PJMにおいて需要側入札の種類は、量のみ入札 (Price fixed) と 量・価格の入札 (Price sensitive) の2種類がある。
- このうち、価格弾力性のある 量・価格の入札 (Price sensitive) に関してもゾーン単位の入札は可能となっており、ゾーン内の各ノードに対して、量は係数 (Distribution factor) によって配分され、価格は同じ価格を設定の上、最適化計算が行われていることをヒアリングで確認した (詳細は下図イメージを参照)。

【米PJMのPrice sensitiveの入札の各ノードへの配分イメージ】

Price sensitiveの入札 (ゾーン単位)



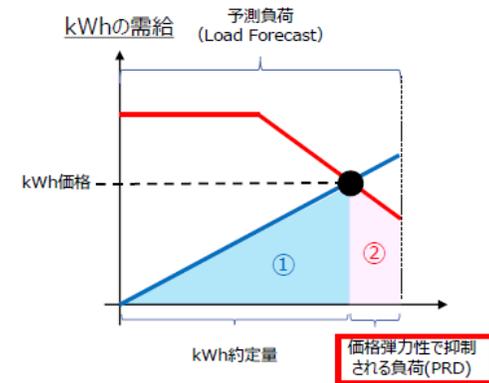
※ DF1~DF3は、各ノードのDistribution Factor。ゾーン内にはノード1~3のみが存在すると仮定した場合の配分イメージ。

PJMにおける需要側入札の取扱いについて (3 / 3)

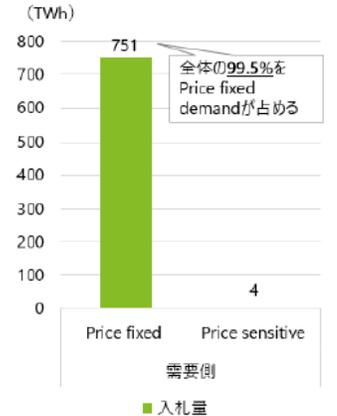
19

- 他方で、量のみ入札 (Price fixed) と 量・価格の入札 (Price sensitive) の入札量の比率を確認したところ、後者は1%に満たない量であったことから、SCUCロジックにおいて簡略化の工夫等を行わなくても、収束性への影響が生じていないと考えられる。

【米PJMの買い入札を考慮した約定ロジックのイメージ】



【1日前市場における入札量 (2023年4月~2024年3月) PJM】



出所) PJM, Data Miner 2 - Hourly Day-Ahead Demand Bids, 2024年10月閲覧
https://dataminer2.pjm.com/feed/hr1_da_demand_bids

(参考) 日本における小売事業者の買入札の取扱い

日本における需要側入札の取扱いの方向性

24

- 前述の海外における需要側入札の取扱いも参考に、日本における取扱いについて検討した。
- まず、現行の日本のJEPXの買入札（エリア単位）において、価格弾力性のある量・価格の入札（999円/kWh以外の入札）について、全需要に占める割合を確認したところ、約60%であった。
- このことから、日本の同時市場において、エリア単位の量・価格の入札をそのままノード単位に配分すると、海外では見受けられなかったSCUCロジックの収束性への影響が生じることが考えられるため、何らかな需要側入札の仕組みを工夫する（ノード単位での量・価格の入札量を減らす）必要性があると考えられる。
- この点、JEPXの買入札には、発電機の経済差替や揚水の買入札等も含まれると考えられるところ、このようにノードを特定可能な買入札は、ノード単位での入札を求めることにより、SCUCロジックの精度向上を図りつつ、計算負荷の低減を両立させる方向性も考えられるのではないかと。（詳細な制度設計は今後検討）

【現行の日本における価格弾力性のある買入札の需要に対する割合】

期間	①需要※1[GWh]	②価格弾力性のある買入札※2[GWh]	割合(②/①)
2021年4月24日 ～2021年5月7日	26,887	16,470	61%
2021年7月24日 ～2021年8月6日	38,596	25,956	67%
2022年1月8日 ～2022年1月21日	40,918	22,407	55%

※1 各エリアにて公表されている供給区域別の需給実績を合算して作成

※2 JEPX実績より、999円/kWh以外の買入札を合算して作成

1. 売り入札の義務の在り方、入札方法
2. 買い入札の義務の在り方、入札方法
- 3. TSO想定需要に基づく電源確保**
4. 市場価格の決定方法
5. 時間前同時市場の詳細設計
6. 実需給に関する仕組み
7. 同時市場の導入に向けた検討

電源確保に関する論点

課題

- 勉強会及び作業部会では、前日市場における確実な電源起動を確保する観点から、約定の時点で、小売入札需要よりもTSO想定需要の方が大きい場合には、TSO想定需要を基準として電源起動を行うものと整理されていた（反対に、小売入札需要の方が大きい場合には、売り切れになることがないよう、小売入札需要で約定処理を行うこととされた）。このTSO想定需要に基づく電源確保の在り方については、以下の点に関して検討を行う必要があると考えられる。
 - TSO想定需要によって追加起動された電源を、作業部会では、kWhや ΔkW と区別するため、 **$\Delta kW-I$** と呼ぶこととしていた。この $\Delta kW-I$ の確保の仕方（出力配分するか、並列指示のみとするか等）
 - $\Delta kW-I$ として調達された電源の運転費用の回収方法

検討の方向性

- 作業部会では、 $\Delta kW-I$ については、TSO想定需要のとりの出力が必ずなされるとは限らないこと等から、並列を指示する方法で確保することが提案されていた。この点について、並列に伴う出力の扱いを含め、確保方法をどうするか。
- $\Delta kW-I$ について、実際に電源の起動・出力がなされた場合には、その点について発電費用の取り漏れが生じない制度設計とすることが必要。また、確保費用の負担については、 $\Delta kW-I$ は、小売電気事業者の需要予測誤差に対応する性質のものであることに加え、安定供給の観点からTSOの想定に基づいて起動等がされる電源であること等も考慮して負担の在り方を検討すべきではないか。

1. 売り入札の義務の在り方、入札方法
2. 買い入札の義務の在り方、入札方法
3. TSO想定需要に基づく電源確保
- 4. 市場価格の算定方法**
5. 時間前同時市場の詳細設計
6. 実需給に関する仕組み
7. 同時市場の導入に向けた検討

市場価格の算定に関する論点

- 前回の本検討会では、市場価格の算定方法に関する論点として、系統混雑発生時のkWh価格の算定方法、 Δ kWh価格の算定方法、アップリフトの算定方法が挙げられ、検討の進め方について主に以下の御意見があった。
 - kWh価格、 Δ kWh価格をどのような枠組みの下で考えるか。アップリフトも含めて、価格シグナルとして信頼できるものが提示される形であることが必要。
 - kWh価格、 Δ kWh価格、アップリフトの各論点の検討は重要ではあるが、同時市場という制度全体として事業者報酬が適切なものとなっているか等、3つ合わせて市場メカニズムが働く仕組みになっているかという観点での確認が不可欠。また、赤字補填の意味合いが強いアップリフトはあまり高くない方がよいなど、価格算定の適切性に関する検討も引き続き必要。
 - 同時市場は、起動費・燃料費の最小化が図られることに加え、系統混雑に対する柔軟な対応等安定供給の観点でもメリットがある。他方、需要家の経済的なメリットは、価格算定や精算の議論の結果で大きく変わりうるため、需要家側と事業者側の双方の観点からバランスの取れた価格算定方法を検討していくことが重要。また、 Δ kWh価格の決定方法を検討するに当たっては、発電機、蓄電池、DRなど、リソースの Δ kWhとしての性能の違いをどう考慮していくかも重要。性能によって支払う対価を変えるといった工夫も必要ではないか。
- 以上を踏まえ、次ページ以降で、課題と検討の方向性について改めて整理を行った。

論点①：系統混雑発生時のkWh価格

課題

- 本検討会では、前日同時市場におけるkWh価格について、Three-Part 情報に基づきkWhと Δ kWhを同時最適した結果の電源態勢におけるシャドウプライス（当該電源態勢で+1kWh出力した時の価格）とされた。
- この場合、エリア内で系統混雑が発生すると、混雑箇所とそれ以外の地点とで異なる電源態勢となることから、複数のkWh価格を観念しうることとなるため、そのような場合のエリアプライスの算定方法を検討しておく必要がある。

検討の方向性

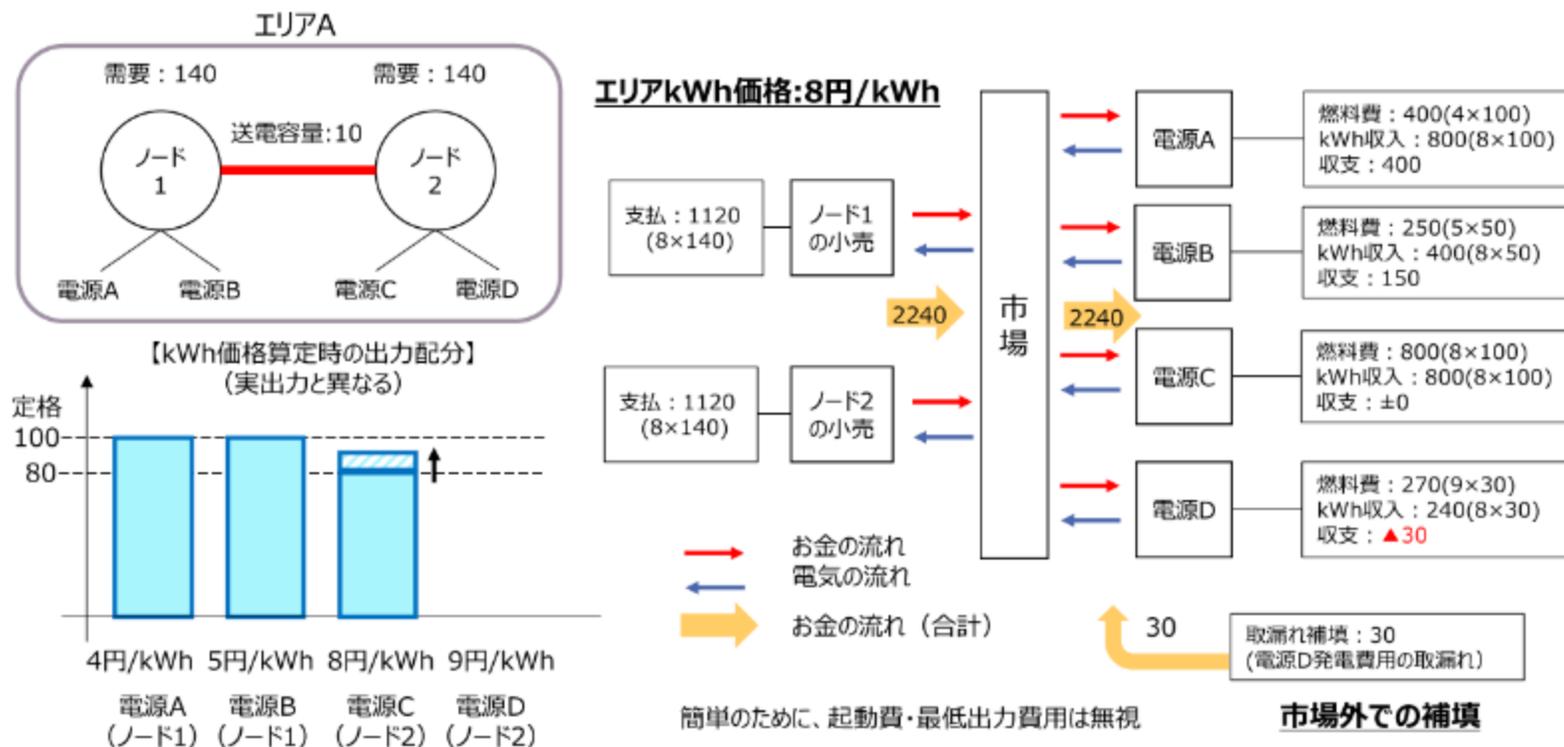
- 地内混雑発生時におけるkWh価格の算定方法として、前回検討会の検証Bでは、海外の電力市場の調査も踏まえ、①**系統制約なかりせばの出力配分結果に基づくシャドウプライス**をエリア単一価格とする方式と、②**地点ごとの限界価格について地点ごとの需要で加重平均を取ったもの**をエリア単一価格とする方式が示され、検証を行っていくこととされた。なお、米国ISO方式については、本検討会では現在の制度を前提とした検討を行うこととしているため、検証の対象とはしていない。
- ①も②も、市場価格より限界費用の高い電源の起動・出力があり得るため、取り漏れた発電費用を補填する仕組みの検討があわせて必要となる。その上で、定性的には、①は系統制約を無視した電源態勢に基づく価格であるのに対して、②は系統制約を踏まえた上で、実際に起動する電源態勢に基づきエリアのkWh価格を算出するものであることから、②の方が実態を反映した価格に近いといえるか。
- いずれにせよ、価格シグナルとしての信頼性も念頭に置き、まずは年間を通じた市場価格や市場外での補填の多寡について定量的に比較検証した上で、合理的な算定方法を検討することとしてはどうか。

(参考) 地内混雑発生時におけるkWh価格の算定方法

ケース1：カナダIESO方式

33

- カナダIESO方式による市場価格は、系統制約を無視した出力配分結果に基づくシャドウプライス（≒マージナル）で算出されることで、エリア単一（域内統一）価格となる。
- その際、下図の電源Dのように、市場価格には反映されない発電費用の取漏れが生じることがありえるため、これらの取漏れ費用等を、市場外で補填する仕組みが合わせて必要となる。

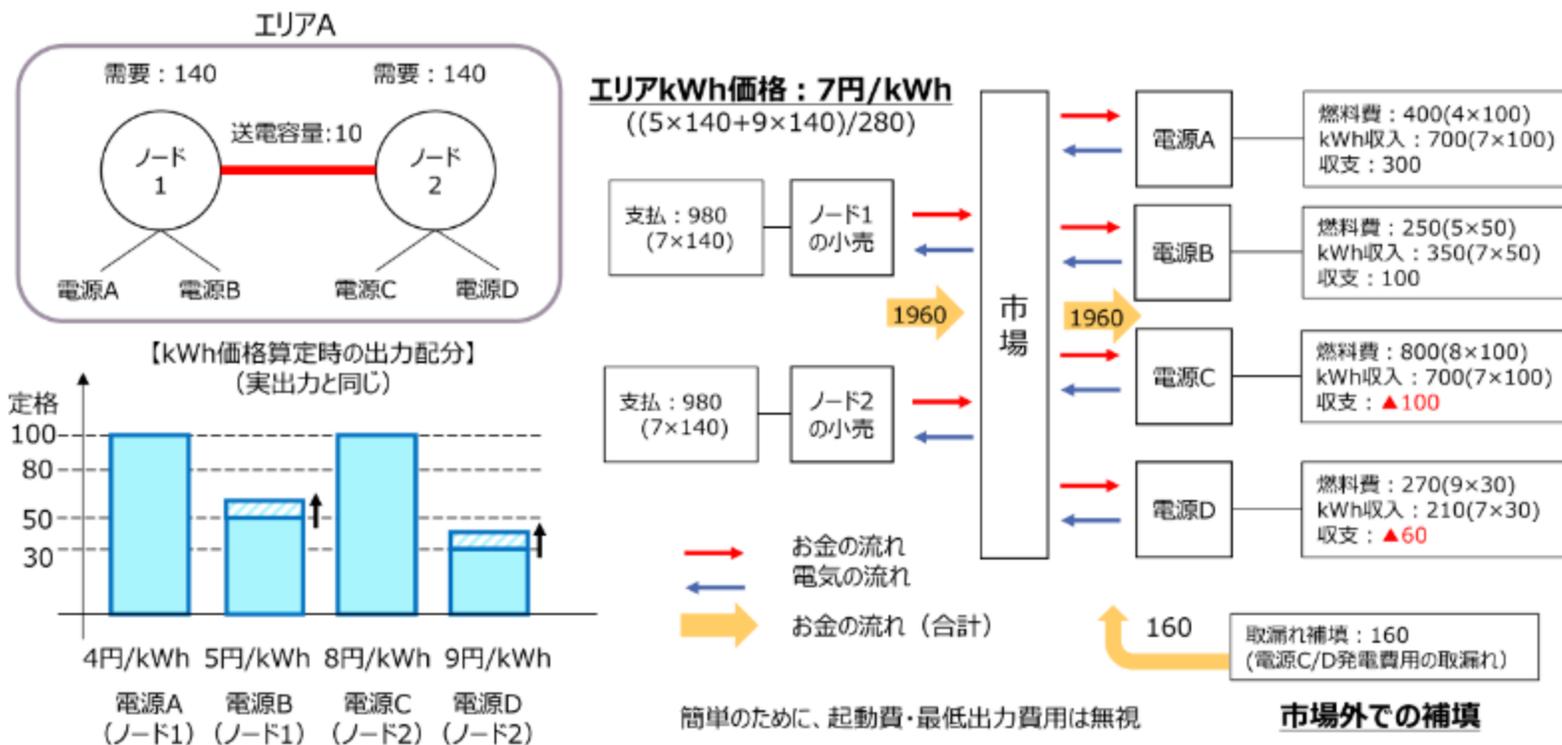


(参考) 地内混雑発生時におけるkWh価格の算定方法

ケース2：LMPの加重平均価格

34

- 価格決定方法の一案として、ノード毎のLMP価格を算定しつつ、各LMPをノード毎の需要で加重平均をとることでエリア単一価格決定を行う方法も考えられる（米PJMのゾーン別需要側料金を発電側にも適用するイメージ）。
- この場合、下図の電源C・Dのように、市場価格には反映されない発電費用の取漏れが生じることがありえるため、取漏れ費用等を市場外で補填する仕組みが合わせて必要となるか。



論点②： Δ kW価格の算定方法

課題

- 現行の需給調整市場では、 Δ kW価格については、原則として、①機会費用（起動費等）、②逸失利益、③その他（一定額）に基づいて事業者が入札価格を設定し、これに基づいてマルチプライス方式で精算が行われている。
- この点について、本検討会では、同時市場の導入後はThree-Part 情報から Δ kW価格を算出することを前提として、 Δ kW価格の算定方法を検討することとされ、シングルプライス化も含め、 Δ kWの供出に適切なインセンティブを与える方法も検討することとされている。

検討の方向性

- 現行制度においては、kWh市場と Δ kW市場が異なるタイミングで開催されており、発電事業者は、それぞれの入札機会において取り漏れのない回収を図ることが合理的。このため、現行制度において、 Δ kW価格の入札価格として起動費、逸失利益、その他が考慮されることは合理的といえる。
- これと比較すると、同時市場は、kWh市場と Δ kW市場を合わせた市場であり、両方の市場から同時に発電費用の回収が期待できる。すなわち、 Δ kW価格として発電費用を全て回収する必要はなく、**同時市場全体から適正な収益が得られる制度**であることが重要。その観点から Δ kW固有の費用を考えると、本来は出力が可能にもかかわらず、調整力として対応するために設けた余力（=逸失利益）については、kWh市場からは費用回収ができないため、 Δ kW価格としての回収が必須と考えられる。他方で、起動費等については、kWh市場と Δ kW市場の両方から回収が可能であり、取り漏れが生じた場合には、どちらかに寄せるのではなく、アップリフトとして不足のない回収を図る仕組みも考えられるか。
- 加えて、 Δ kW電源としての性能の違いに着目し、性能や実際の応動状況に応じたインセンティブ設計等の検討も重要ではないか。

論点③：発電費用の個別補償（アップリフト）

課題

- 同時市場において、kWh価格を同時最適結果のシャドウプライスとする場合、kWh価格をシングルプライスとし、調整力市場からの費用回収を同時に行うとしても、電源によっては起動費等の回収漏れが生じうる。このため、本検討会では、北米の電力市場の例も参考として、実際に要した発電費用について取り漏れが生じないよう、個別補償（アップリフト）を行うこととされた。このアップリフトについては、どのような発電費用を補償対象とするか、補償に要する費用を誰がどのような形で負担するかを整理する必要がある。

検討の方向性

- 市場価格では回収しきれない発電費用としては、主に起動費と最低出力費用が考えられる。また、取り漏れがどのような場合に発生するかに着目すると、①kWh市場における起動電源の起動費等の取り漏れに加え、② Δ kW市場における起動供出電源の起動費や、③ Δ kW-Iの確保費用等も、 Δ kW価格の算定方法や Δ kW-Iの確保費用の考え方によっては、回収漏れが生じうる。このため、補償対象とする発電費用は、アップリフトを不要に増大させないことも念頭に置きつつ、各市場価格等の算定方法と合わせて検討を行うべきではないか。
- アップリフトに要する費用の負担については、①kWh市場、② Δ kW市場、③ Δ kW-Iにおいて取り漏れが生じうることを踏まえると、インバランス料金、kWh価格、託送料金等の形で負担をすることが考えられる。この点については、アップリフトを生じさせた電源の性質（kWhか、 Δ kWか等）や量を踏まえ、公平性・効率性の観点から検討することとしてはどうか。

(参考) 同時市場における市場価格の算定方法 (まとめ)

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。

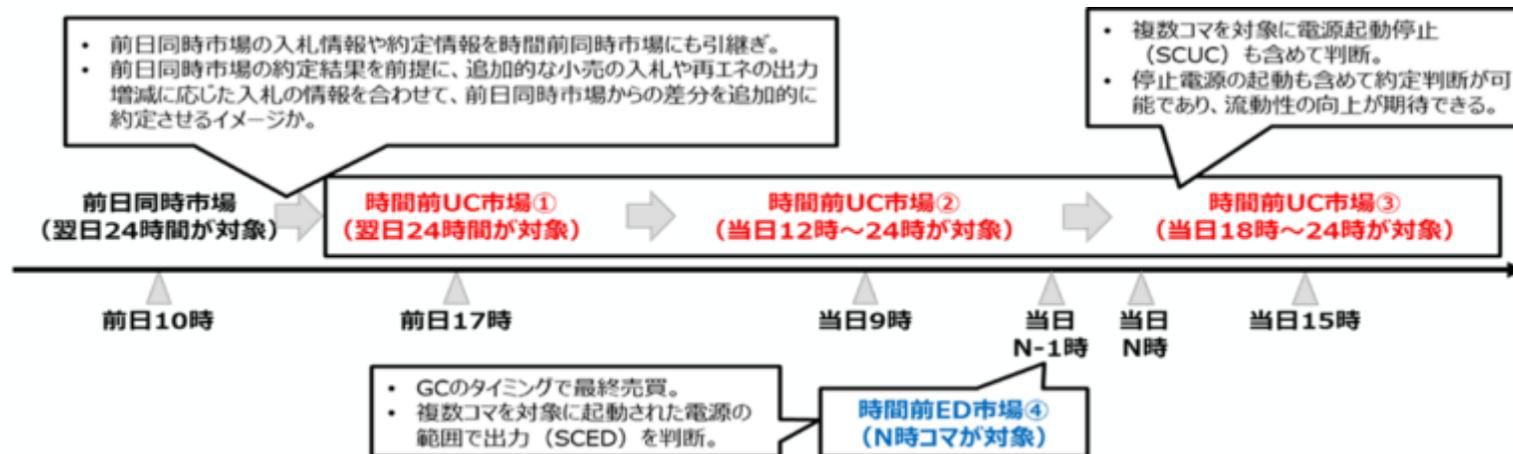
	前日同時市場		実需給	
	①kWh市場	②ΔkW市場	③調整力kWh市場	④インバランス
入札価格規律	<ul style="list-style-type: none"> ● Three-Part Offerに基づいてkWhとΔkWを同時最適した電源感勢におけるシャドウプライス（系統全体で+1kWh出力したときの価格）で算定。 ● 価格算定は増分費用カーブを採用。 ● ただし、上記の価格算定は、起動費や最低出力費用を織り込んだ価格算定に比べると、低くなるのが想定されること等を踏まえ、入札価格は、増分費用カーブに一定程度のリスク等（+10%程度）を織り込むことを可能とする。 ● 一部電源については、リスク等を織り込んで、なお、<u>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。</u>（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） 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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、<u>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。</u> ● <u>機会費用・逸失利益は、Three-Part情報を用い、機械的に算出。</u> ● 算出された<u>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。</u> ※ 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。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 調整力kWhに対する対価としては、<u>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。</u> ● 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、<u>シングルプライスの方が望ましいのではないか。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ● <u>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）。</u> ● 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. 売り入札の義務の在り方、入札方法
2. 買い入札の義務の在り方、入札方法
3. TSO想定需要に基づく電源確保
4. 市場価格の算定方法
- 5. 時間前同時市場の詳細設計**
6. 実需給に関する仕組み
7. 同時市場の導入に向けた検討

時間前同時市場の論点

課題

- 時間前市場について、本検討会では、ザラバ中心の取引を行う市場と、前日市場と同様に供給力と調整力の同時約定を行う市場（=時間前同時市場）の2案が提示され、より効率的な電源運用が可能になる等の観点から、後者を目指すこととされた。
- その上で、前回検討会では、時間前同時市場の詳細設計として、①時間前同時市場の開催タイミング・回数、②取引対象、③入札内容の変更の考え方等について検討を進めることにつき、以下のような意見があった。
 - 同時市場の導入により電源の売り入札がThree-Part Offerで行われるということは、市場の仕組みが大きく変わるということであり、そのような中で、時間前市場とは何か、小売電気事業者の買いとは何か、それはインバランスというものが何かということにもよるが、明確にしていくことが必要。
 - 30分同時同量の在り方を考える必要もあるのではないか。北米では5分単位のリアルタイム市場のようなものがあり、同時市場と連動して系統全体の実効性を高めているという認識。
 - 変動性再エネの観点からは、FIT電源がFIP移行後や卒FIT後にどのようにインバランスコストを下げるかは大きな課題であり、時間前市場の制度設計は非常に重要。また、価格シグナルに応じてしっかり行動変容に結びつく設計にする必要がある。



時間前同時市場の論点

課題（続き）

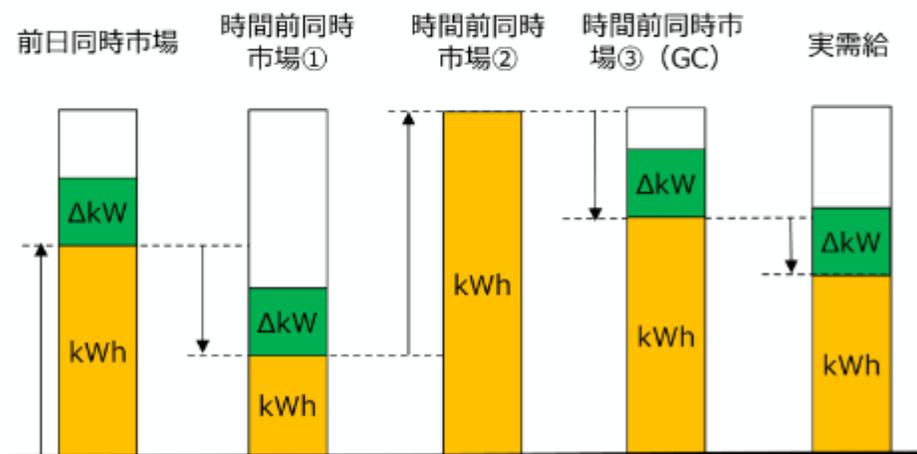
- ①**時間前同時市場の開催タイミング・回数**：発電BG、需要BGは、前日市場後ゲートクローズに向けて、電源の運用状況や需給予測の変化等を踏まえて発電計画、需要計画を時々刻々と修正するものであり、柔軟かつ確実にbalancingを行うためには、可能な限り多く、かつゲートクローズの直前まで時間前市場が開催されることが望ましいと考えられる。一方で、時間前市場が多数回開催されることは、事業者の対応負担を増大させる可能性もある。技術的にも、時間前市場における頻回・高速のSCUC・SCEDが可能かどうか問題となる。
- ②**決済対象**：時間前同時市場において、kWhだけでなく、 ΔkW を取引対象とすることが検討する必要がある。この点について、 ΔkW を取引対象とする場合、各時点において、柔軟に電源態勢が組み変わることを前提とすると、ある時点において ΔkW として確保された電源が、異なる時点においてkWhとして確保されること等が生じ、取引が煩雑になりうる。また、現在の ΔkW 価格の考え方（機会費用、逸失利益、その他）を前提とし、 ΔkW 価格について入札価格ではなくThree-Part 情報から算定する形とした場合には、 ΔkW 価格は、時間前市場ごとにkWh価格が変動した場合、それとの関係で、起動供出電源とみなされるか持ち下げ供出電源とみなされるかが変化し、その点でも精算が複雑化する可能性がある。他方で、各時間前市場においてkWhと ΔkW を含めた電源態勢が確定するとすれば、そこで確保されている ΔkW については価格としても評価された方が、事業者の取引上は望ましいとの意見もあった。
- ③**入札の在り方、入札内容の変更の考え方等**：同時市場がThree-Part Offer で電源の売り入札が行われ、時間前市場においてもSCUCによる同時最適化が行われることを考慮し、時間前市場における入札の在り方について検討することが必要。例えば、発電事業者は、前日市場と時間前市場とで異なる内容の入札をすることも当然考えられ、どの時点まで自己計画電源入札への変更が許されるか等を検討する必要がある。

(参考) 時間前同時市場

同時市場導入の意義④ (時間前同時市場)

- 変動性再生エネルギーを更に大量に導入すると、需給予測の時々刻々の変動は一層拡大することが想定される。時間前同時市場を導入し、各時点の予測の変化に応じた柔軟な電源態勢の組替えを可能とすることにより、より安定的かつ効率的な電源運用が可能となると考えられる。

時間前同時市場による個別電源の出力変更 (イメージ)



※ 極端な例を示したものである点に注意

- 左図は、時間前同時市場でSCUCを行い、その結果を市場計画電源の約定結果に反映させた場合のイメージ。時間前同時市場②の断面では、他の電源に ΔkW の確保量が割り当てられている。
- 発電BGは、起動時間制約など電源の各種制約を運転パラメータとして登録し、市場計画電源として入札することで、市場価格の動向も踏まえた経済的な電源運用が可能。他方、安定供給に支障がない範囲で、自己計画電源として入札し、発電計画を確定させることもできる。
- 時間前の時点でシングルプライスオークションを導入することによる流動性向上も期待できる。

時間前同時市場の論点

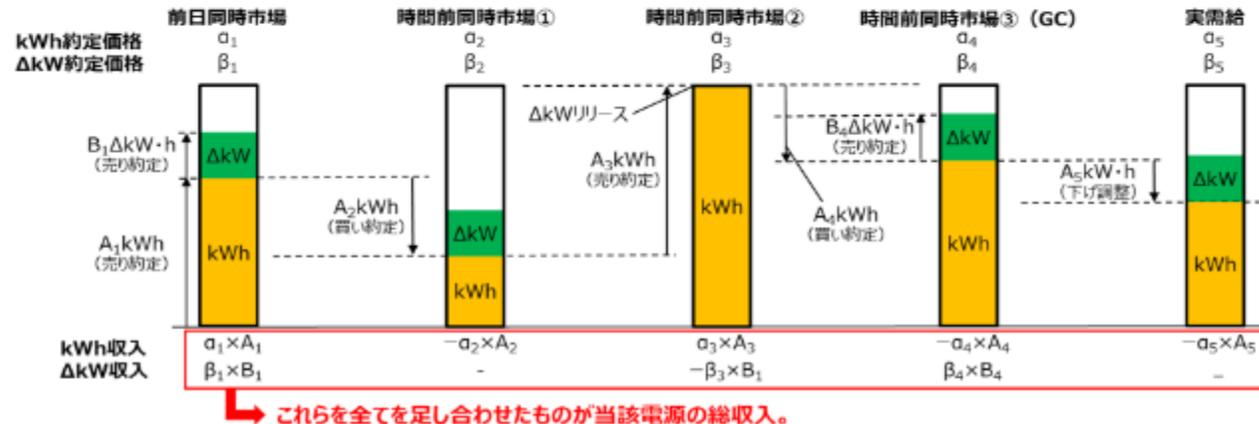
検討の方向性

- ①**時間前同時市場の開催タイミング・回数**：各BGにとっての実需給までの予測変化等に伴う計画修正の必要性に鑑みると、取引機会は可能な限り多い方がよいとも考えられる。他方で、時間前市場があまり頻繁に開催されると、制度の設計次第では、事業者の対応負担が増加する可能性もある。そのような点を考慮し、現在得られている検証Aの結果も踏まえると、時間前市場を前日に1回、当日に2回程度（3～4時間おきに）行う方向性が考えられるか。加えて、ゲートクローズのタイミングで最終売買が可能となる仕組み（ゲートクローズ直前の時間前SCED市場）も設ける必要があるか。
- ②**決済対象**：現在の ΔkW 価格の考え方（①機会費用、②逸失利益、③その他（一定額）から算定）を維持する場合には、検証結果でも示されているとおり、時間前市場で ΔkW 電源としての価格の構成要素が変わりうることとなるため、時間前市場のつど ΔkW 価格を算定し、精算を行うことは現実的ではないとも考えられる。他方、 ΔkW 価格の考え方について、逸失利益を中心としてシングルプライスとする場合には、算定方法が簡明になるため、時間前市場において ΔkW を取引対象とすることも可能ではないか。このため、時間前市場における決済対象については、 ΔkW 価格の算定方法の検討と合わせて検討していくこととしてはどうか。
- ③**入札内容の変更の考え方等**：入札内容を時間前市場の時点で変更することについては、安定供給の観点や、技術的な計算処理の実現可能性の観点から検討が必要であり、海外市場の例も参考にしつつ、引き続き検討することとしてはどうか。

(参考) 時間前同時市場の取引・決済対象

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すると、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) 時間前同時市場の取引・決済対象

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、 Δ kWh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 Δ kWh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 Δ kWhも確保される以上、 Δ kWh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) 時間前同時市場における入札内容の変更

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にないため、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。
 - 変動性再エネ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。

1. 売り入札の義務の在り方、入札方法
2. 買い入札の義務の在り方、入札方法
3. TSO想定需要に基づく電源確保
4. 市場価格の算定方法
5. 時間前同時市場の詳細設計
- 6. 実需給に関する仕組み**
7. 同時市場の導入に向けた検討

実需給に関する論点

課題

- **調整力kWhの価格**：現行制度では、TSOにより、実需給の時点における需給運用に用いる電源が、調整力として確保した電源や余力活用電源の中から発電事業者が登録した単価（上げ単価、下げ単価）に基づいて選定され、利用された分が調整力kWhとしてマルチプライスで精算が行われている。同時市場においては、電源の売り入札においてThree-Part 情報が登録されるため、改めて上げ単価、下げ単価を設定する必要はなく、Three-Part 情報から調整力kWh価格を算出することが可能となる。このため、本検討会では、この算出方法を前提として、シングルプライスとする（前日市場と同様にkWh価格を電源態勢のシャドウプライスとする）ことが提案されている。また、前回検討会では、30分同時同量の仕組みについて、より短い時間単位の電源の動きと連動させる必要性を指摘する意見もあった。
- **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の限界価格を参照して算定されるシングルプライスであり、必要に応じ需給ひっ迫時補正が行われる。同時市場においても基本的な考え方は同様と思われるが、検討を要する部分はないか。

検討の方向性

- **調整力kWh**：同時市場においてThree-Part Offerが行われることや、調整力kWhとして供出することに対する適切なインセンティブの観点を検討すると、これまで提案のとおり、シングルプライス化を基本的な方針としてはどうか。ただし、その場合、同一時間帯において、上げ調整電源、下げ調整電源が混在する場合や、ある電源が上げと下げの両方の動きをした場合について、シングルプライス化により問題が生じないかを検討しておく必要があると考えられるため、その点も含め検討を深めることとしてはどうか。
- **インバランス料金**：同時市場によって事業者の売り入札や買い入札の在り方が変わりうることも踏まえ、変更を要する部分がないか、引き続き検討することとしてはどうか。

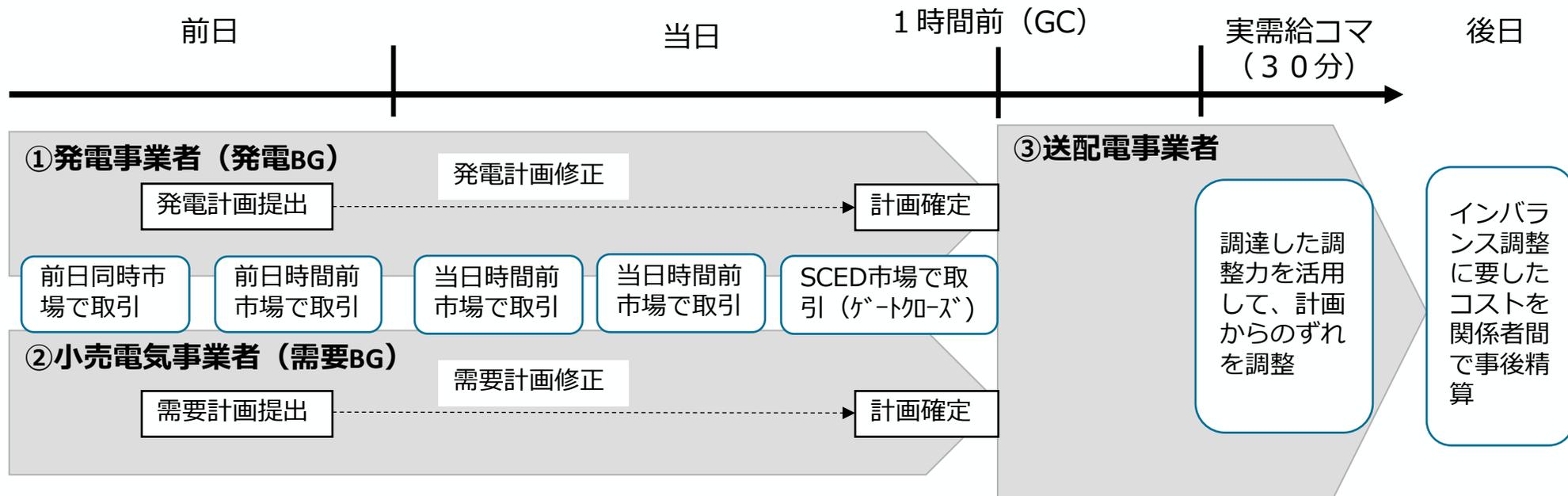
1. 売り入札の義務の在り方、入札方法
2. 買い入札の義務の在り方、入札方法
3. TSO想定需要に基づく電源確保
4. 市場価格の決定方法
5. 時間前同時市場の詳細設計
6. 実需給に関する仕組み
- 7. 同時市場の導入に向けた検討**

同時市場の導入に向けた検討

- 前回の本検討会では、同時市場の導入に向けた検討として、主に、①同時市場の運営主体の在り方と、②同時市場の導入準備の進め方（各仕組みの部分的導入を含む）についての御議論をいただき、委員・オブザーバーから主に次の意見があった。
 - 同時市場の検討については、地に足のついた地道な検討も必要であるが、スケジュールと作業目標をできるだけ早めに示し、それに向かって作業を進めることも重要。このスケジュール、作業目標をいつ頃までに策定するかをぜひ検討してほしい。
 - 同時市場への完全な移行にはある程度の時間がかかるため、足下の課題の解決に資する方策があるのであれば、部分的にでも導入することは合理的。ただし、一部だけ導入することで市場にゆがみが生じたり、同時市場への移行に支障が生じたりすると本末転倒であり、システム改修の負担の面もあるため、どのような部分導入が可能かつ効率的か、慎重な検討が必要。
 - 各仕組みの部分的導入によって効率化につながる部分や課題認識が出てくる可能性もあるため、メリット・デメリットを含めてよく議論すべきであるが、議論の俎上にあげたことには賛成。
 - 電力会社の情報漏えいの問題などにより、ガバナンス機能の面での安全管理の重要さは、業界の中でも認識されてきている。同時市場の運営主体についても、ガバナンスをどのように確保していくのかもきちんと並行して考えるべき問題ではないか。
 - 部分的、段階的導入の議論は必要。ただし、事業者にとってはシステム改修コストだけでなく、制度に対応する体制を構築する負担も大きい。事業者への影響も考慮して万全な検討及び準備が必要。
 - 変動性再生エネルギーの観点からは、時間前市場の流動性の向上が重要。同時市場導入前に時間前のシングルプライスオークションを導入することもぜひ検討してほしい。
 - 部分的・先行的導入については、事業者は、連携部分を含めて既存の入札システムを全て作り直すことになる。先行導入のシステムが同時市場で使えないことになると問題であり、連続性の観点を考慮すべき。また、同時市場の導入については、事業者の開発計画を担保するために、想定しているシステムの仕様やシステム構成の全体像、ロードマップを早めに示してほしい。
 - 同時市場の監視の観点からは、運営主体は電気事業法の規律に服することを前提に、自ら市場監視を適切に行うとともに、監視等委とも適切に連携して市場の監視が行われるように整理がされることが望ましい。
- 以上の御意見も踏まえ、今回はまず、同時市場の役割と今後の作業の考え方を整理したので、その点につき御議論をいただきたい。

同時市場の運営主体の在り方（1）

- 本検討会において検討中の同時市場は、卸電力市場と調整力市場を統合し、Three-part Offerに基づく最適化を行うものであり、発電事業者（発電BG）と小売電気事業者（需要BG）は、その約定結果を踏まえて発電販売計画と需要調達計画を策定・修正することを想定している。
- この点では、現行制度と基本的な仕組みは同様。



同時市場の運営主体の在り方（2）

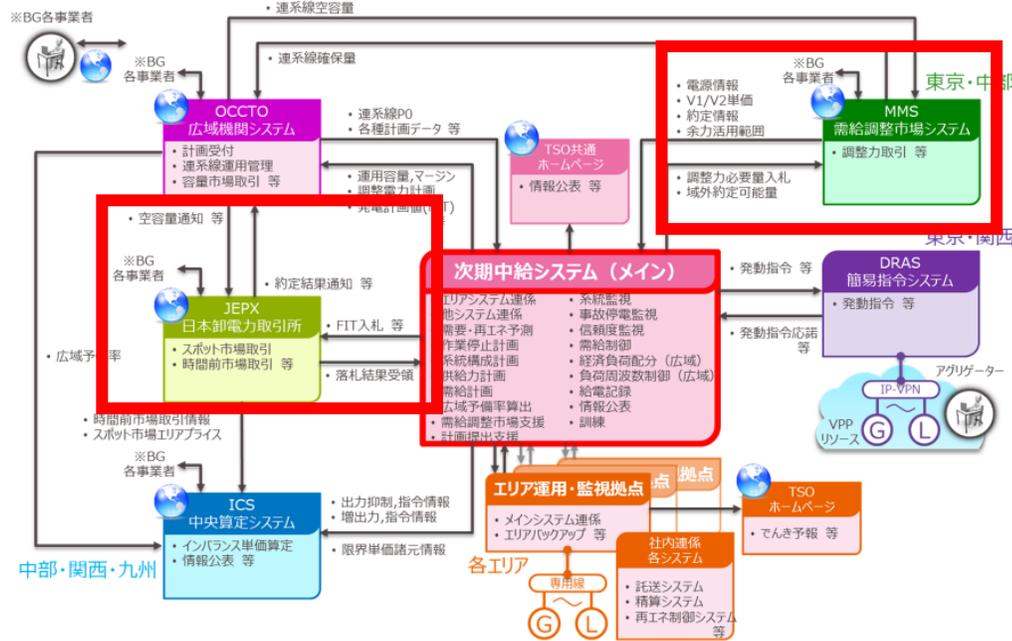
- 前ページの市場設計を前提とすると、同時市場の運営主体の役割は次のとおりと考えられるか。

3.次期中給システム開発の前提条件

検討状況 ▶ 前提条件 ▶ SCUC ロック ▶ 11

次期中給システム開発の前提となる関連システムとの関係

- 次期中給システムは、各社中給システムの更新後のシステムとして、現行の制度を前提とし、関係先システムとの関係性を維持するシステム構成※1とした上で、より効率的な広域需給運用※2を実現することを目指している。



※1：現在、各社中給(9社)は関連システム(N)と9対Nで個別に連係しているが、システム共有化により1対Nでの連係を実現。

※2：次期中給システムのEDC機能により全国メルトオーダーを実現することから広域需給調整システム(KJC)は廃止。

©Transmission & Distribution Grid Council

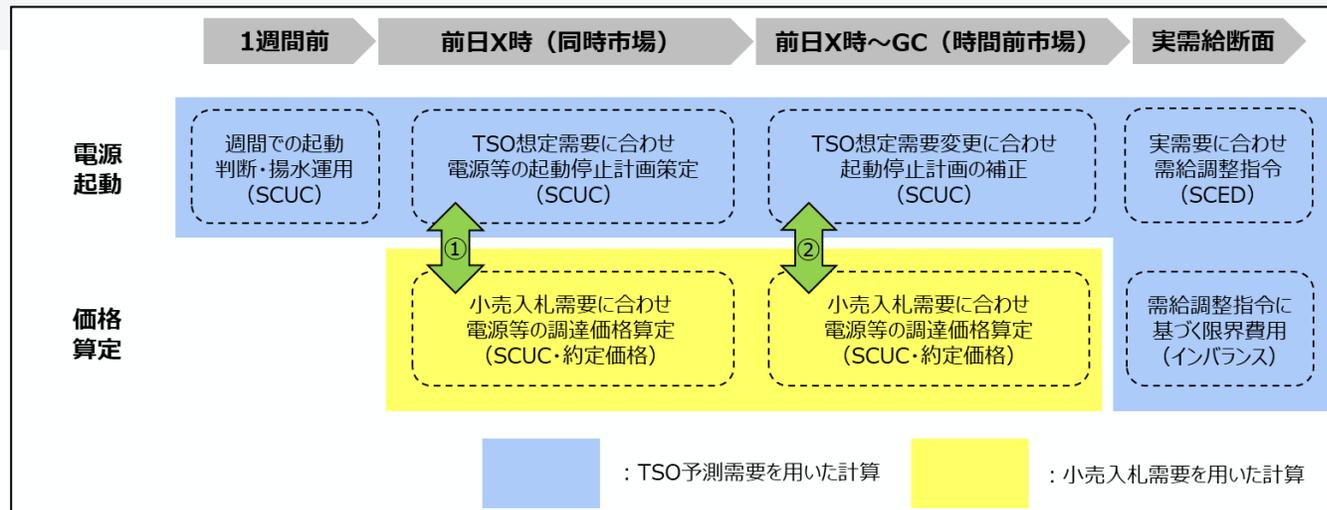
- すなわち、同時市場は、左のイメージにおける「JEPX 日本卸電力取引所」と「MMS 需給調整市場システム」を代替する機能を提供する主体となる。

- 具体的には、BG、次期中給システム、広域機関等との間で、主に以下の役割を担うことが考えられるのではないかと。

- 系統情報や調整力必要量等の情報の受領
- 電力量と調整力の取引・約定
- 電源情報、約定結果等をBGや次期中給に通知・連携

同時市場の運営主体の在り方（3）

- 同時市場と次期中給等との情報連携に着目すると、同時市場は、SCUC・SCEDを行って約定電源を決定する仕組みを採用するため、安定供給・効率性の観点からは、常に、最新の系統情報・電源情報を収集し、約定処理に反映させていく必要がある。
- また、現在の同時市場の検討においては、前日市場、時間前市場のいずれにおいても、市場の約定処理を事業者の入札需要で行いつつ、電源の起動停止計画はTSO想定需要で策定又は補正することとしている。これは、市場約定・価格算定のためのSCUC（いわゆる黄色のSCUC）と、電源の起動停止計画策定のためのSCUC（青色のSCUC）の2種類の計算処理を行う必要があることを意味する。そして、市場約定SCUCのためには、常に最新の系統情報と電源情報が必要になるのと同様に、市場で事業者が取引をする以上、電源起動SCUCのためには、常に最新の約定結果をSCUCに取り込んでいく必要がある。
- 以上のとおり、同時市場の運営主体の在り方については、リアルタイムで系統情報等を収集し、約定処理に反映させる仕組みと、市場開催ごとに行われる2種類のSCUCの結果を相互に連携させていく仕組みを構築することが必要であり、この点を念頭においた検討が重要と考えられる。



同時市場の導入に向けた検討の進め方

- 以上を踏まえ、同時市場の導入に向けた今後の検討の進め方としては、まず、JEPX、EPRXや広域機関の現在の業務や運用方法を調査・確認し、市場運営のために必要となる機能や業務、関係機関との情報連携に必要な仕組み等を具体的に検討することとし、それを踏まえて、導入準備の進め方を検討することとしてはどうか。
- また、導入準備の進め方については、事業者の負担を考慮する必要があることから、現在想定されている同時市場の仕組みを前提とした場合、事業者側でどのようなシステム改修等が必要となるかについて確認し、検討を進めることとしてはどうか。