

あるべき市場の仕組みのイメージについて

2023年1月31日

資源エネルギー庁

(1) 本日まで議論いただきたい内容

(2) 前日同時市場における残る論点

(I) 約定電源等の決定方法と約定価格の決定方法との関係性

(II) 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

(III) 再エネ電源やデマンドリスポンスの取り扱い

(3) 週間運用の基本的な考え方

- ・ 週間断面での電源起動の仕組みの導入と揚水・蓄電池の取り扱い

本日も議論いただきたい内容

- これまでの「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」（以下「作業部会」という。）や市場WGにおいては、「①約定電源等の決定方法」や「②約定価格の決定方法」の基本的な考え方について、議論を行ってきたところ。
- 本日は、前日同時市場における残る論点や週間運用の基本的な考え方について、御意見をいただきたい。
- また、これまでと本日の御意見も踏まえ、次回以降、時間前市場等の残る論点について議論を行い、今春を目途にこれまでの議論の取りまとめを行いたい。

本日も議論いただきたい内容

前日同時市場における残る論点

- （Ⅰ） 約定電源等の決定方法と約定価格の決定方法との関係性
- （Ⅱ） 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
- （Ⅲ） 再エネ電源やディマンドリスポンスの取り扱い

週間運用の基本的な考え方

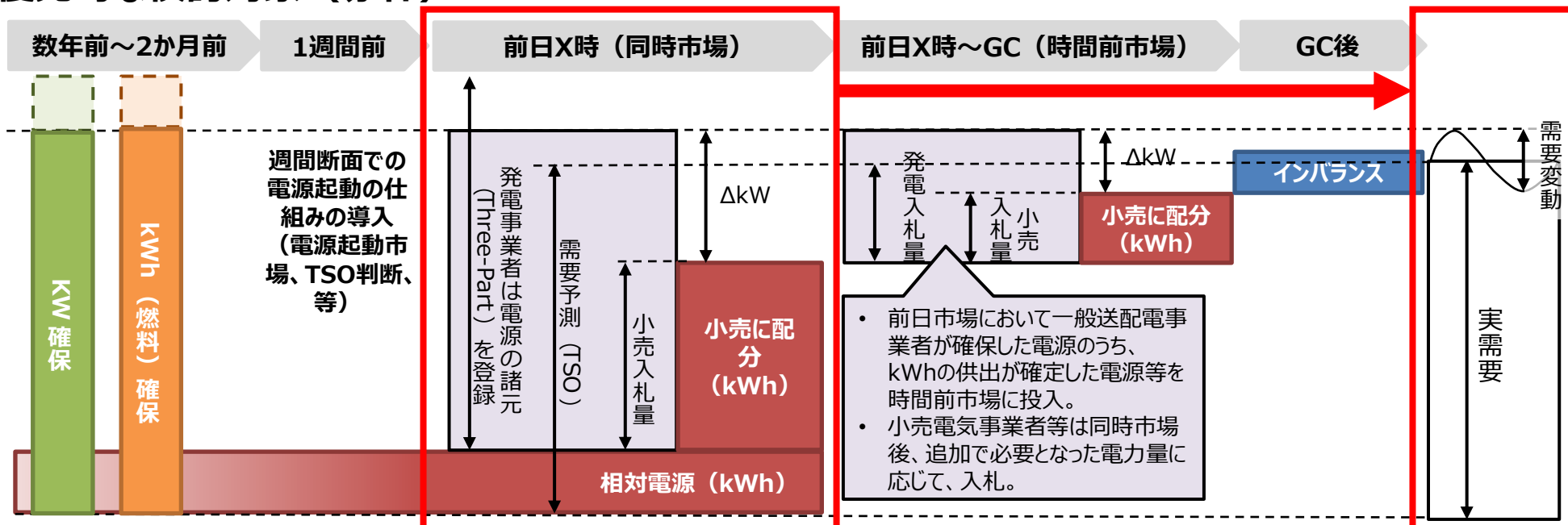
- ・ 週間断面での電源起動の仕組みの導入と揚水・蓄電池の取り扱い

(参考) 検討の進め方・本日まで議論いただきたい内容

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）資料4より抜粋

- 本作業部会においては、まずは、新しい仕組みの根幹となる同時市場の仕組みについて検討を行うこととしてはどうか。
- また、同時市場の仕組みの検討にあたっては、まずは、「①約定電源等の決定方法」を中心に検討し、その後「②約定価格の決定方法」について検討することとしてはどうか。
- その上で、前日時点では起動が間に合わない電源の週間断面での起動判断や、同時市場で約定した ΔkW の時間前市場への入札の在り方、現行のインバランス制度との関係（価格規律の在り方等）について、同時市場との関係性や連続性も考慮しつつ、検討を行うこととしてはどうか。（※）
（※）議論の中で、同時市場の仕組み等において変更すべき点が出てくれば、適宜チューニングを行う。
- 本日は、同時市場の仕組みのうち、「①約定電源等の決定方法」について、ご議論をいただきたい。

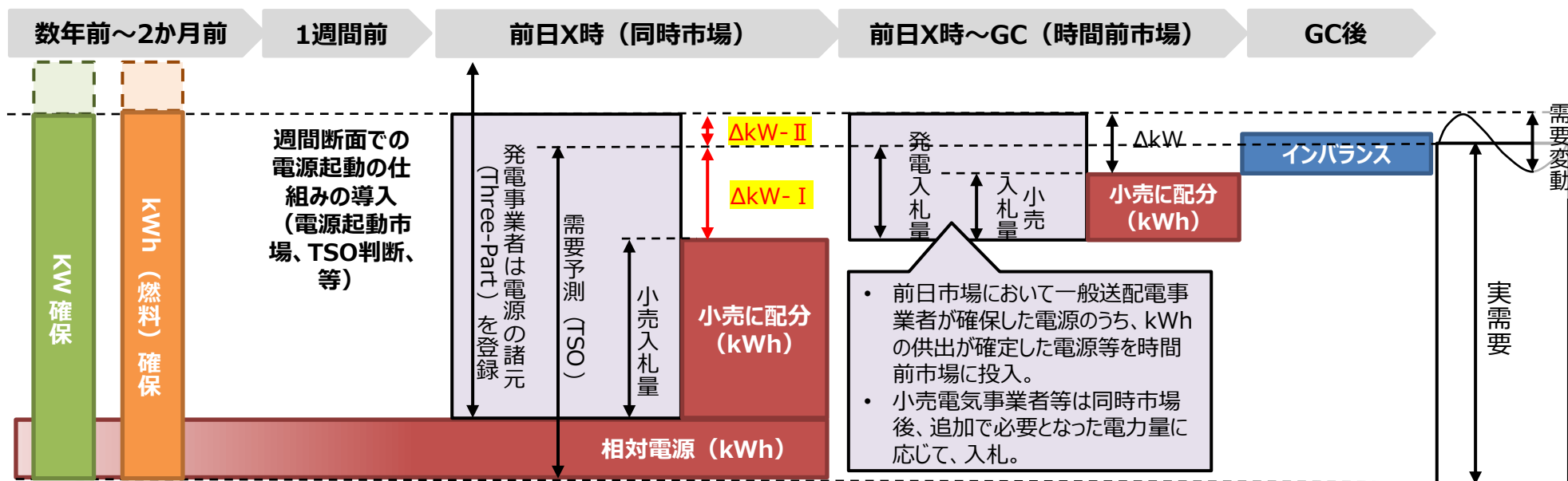
優先的な検討対象（赤枠）



(参考) 用語の定義

- 前日段階でのTSO予測需要との小売調達需要の差を含めて確保することを前提に、今回の検討においては、それぞれ、便宜的に以下のように定義（※）。
 - **kWh**：小売約定分
 - **$\Delta kW-I$** ：前日断面においてTSOが予測するインバランス想定分（前日時点でのTSO予測需要との小売調達需要の差）。 ΔkW （TSOの調整電源）とkWh（小売調達需要の差分の埋め合わせ）の両方の性質を持つと考えられる。
 - **$\Delta kW-II$** ：GC後の最終的な需給変動対応（一般的に ΔkW といわれるもの。需給調整市場一次調整力～三次調整力①）
 - **$\Delta kW-III$** ：GC前の再エネ（FIT特例①及び③）の変動対応（三次調整力②）

（※）今後の議論の結果、適宜必要な見直しを行う。



$\Delta kW-III$ ：上図では、記載していないが、GC前の再エネ（FIT特例①及び③）の変動対応（三次調整力②）のこと。

（※）必要なkWh及び ΔkW が確保されていることを前提。

(参考)【論点③】検討スケジュール

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）資料5より抜粋

- 以下のスケジュールを念頭に、今後のあるべき姿の導入に向けたスケジュールを検討していくこととしてはどうか。
- そのほか、留意すべき事項はないか。

年度		4月	7月	2022	1月	2023	2024	...	2027	2028以降
既存の仕組みの制度変更		★FIP制度導入 ★三次①導入		10月	★リンクブロック導入 (スポット市場)		★一次～二次②導入 ★容量市場導入			
燃料確保	①場の改善	<div style="border: 2px dashed red; padding: 10px;"> <p style="text-align: center;">作業部会・WGにおいて検討</p> <p>(※1) 全体の議論を待たずとも足下で対応すべきものは順次措置を実施。</p> <p>(※2) 相対契約の推進や小売電気事業者のヘッジ取引の活性化については、電力・ガス取引監視等委員会での議論を前提として、必要な検討を行う。</p> </div>								
	②情報提供									
	③小売電気事業者のヘッジ取引の活性化									
安定供給のための電源起動とメリットオーダー		<div style="border: 2px dashed red; padding: 10px;"> <p style="text-align: center;">導入のための具体的なスケジュール</p> </div>								
中給リプレイス(※)										

(※) 第5回卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会（2022年5月）資料5を参考に作成

(1) 本日まで議論いただきたい内容

(2) 前日同時市場における残る論点

(I) 約定電源等の決定方法と約定価格の決定方法との関係性

(II) 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

(III) 再エネ電源やデマンドリスポンスの取り扱い

(3) 週間運用の基本的な考え方

- ・ 週間断面での電源起動の仕組みの導入と揚水・蓄電池の取り扱い

約定電源等の決定方法と約定価格の決定方法との関係性

- 第2回作業部会において、約定電源等の決定方法として、以下を御提案したところ。
 - TSO予測需要 > 小売調達需要の場合において、TSO予測需要基準で電源起動の判断をすること。
 - 小売調達需要 > TSO予測需要の場合において、kWhの約定量は、小売入札量によって決定すること。（※）
（※）過剰な電源起動が発生する場合の電源起動・出力の取り扱いについては、別途検討が必要。
- また、第3回作業部会において、約定価格の決定方法として、以下を御提案したところ。
 - 買い入札カーブに合わせて、様々な電源ラインナップを想定とそのラインナップにおける限界電源の価格の計算を繰り返し、約定価格の決定を行う方法を検討すること。
 - 上記の方法は計算負荷が高いなど、実現性に課題があることも想定されるため、TSO予測需要に合わせた電源ラインナップの計算と、簡易的な供給曲線から約定価格の決定を行う方法も検討すること。
- 約定電源等の決定方法と約定価格の決定方法相互の関係性について、Three-Part Offerの仕組みを導入しているNYISOの例を参考にして、P.15～17で整理したい。

(参考) 同時市場で調達する電力の範囲 (続き)

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) 資料4より抜粋

- 前日時点におけるTSO予測需要と小売の需要想定については、広域機関の分析によると、**TSO予測需要が精度が高い**という結果が出ている。(詳細は参考資料3を参照)
- **TSO予測需要に対し、小売調達需要が不足する場合において、前日市場においてTSO予測需要を基準として電源起動をする案**(以下「TSO予測需要基準」という。)と、小売の需要想定に基づき小売が入札する量を基準に電源起動する案(以下「小売入札基準」という。)のそれぞれにおけるメリットとデメリットは、下表のとおり。**他にメリットやデメリットは考えられるか。**
- **安定的な電源運用の観点を重視するのであれば、TSO予測需要基準が合理的と考えられる。**他方で、**小売入札基準とする場合は、調達した調整力で不足する場合は市場外の余力活用契約により確保を図ること**で対応することも考えられるところ、**下表のメリット・デメリットを踏まえ、どのように考えることが適切か。**

電源の起動判断	メリット	デメリット
安定的 TSO予測需要基準	<ul style="list-style-type: none"> ● 予測精度が小売BG計画に比べ、正確であるため、確実な電源の起動がなされ、安定的な電源運用に資する蓋然性が高い。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 自ら調達をせずともインバランス精算をすればよいという事業者が増加し、前日段階における小売電気事業者の調達インセンティブが阻害される可能性。 ⇒小売電気事業者が前日市場でヘッジを行うニーズを生むインバランス料金制度とすることが必要。 ● 現行制度と比べて一般送配電事業者が確保する量が増加する可能性。 ⇒具体的な対応策は、P.45、46。
小売入札量基準	<ul style="list-style-type: none"> ● 「TSO予測需要に合わせる場合」のデメリットが生じない。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2024年度以降は、市場を通じた電源の確実な起動が必ずしも担保されない。(前ページを参照) ● 需給ひっ迫時において、小売電気事業者の入札量(予測需要)が大幅に下回ると、需給運用に深刻な影響が発生する懸念が存在(例:2022年6月30日)。(P.22を参照)

(参考) 市場WG (9月) における主な意見

- TSO予測需要をベースとすることが適当。
- TSO需要予測ベースで良いが、予測需要の精度も分析し検討を進めて欲しい。
- TSO予測需要の方が小売予測需要よりも精度が高いが、小売予測需要の方が大きい場合も一定存在。こういったファクトを踏まえつつ、取引をどのようにしていくか、具体的に検討をしていく必要。
- TSO予測需要に合わせることに一定の合理性はあるが、小売調達需要が大きい場合の検討も必要。

(参考) 小売調達需要> TSO予測需要の場合の取扱い

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)資料4より抜粋

- **小売調達需要> TSO予測需要となる場合において、市場の約定量もTSO予測需要基準に合わせる場合、小売電気事業者の買い入札価格にも依るものの、同時市場において、売り切れが発生することが想定され、以下の課題があると考えられる。**
 - ① 仮に、同時市場における売り切れ時の約定価格が買い入札価格で決定する仕組みとする場合、小売電気事業者が売り切れをおそれ、高い買い入札を行った結果、買い入札価格がスパイラル的に上昇すること
 - ② 売り切れの発生の有無について、発電事業者と小売電気事業者の入札行動だけが作用して決まるのでないことや、小売電気事業者単体で見れば、想定需要が適切な場合もあることからすれば、市場参加者の理解を得ることは困難であること
 - ③ 勉強会においても、売り切れに伴う価格高騰等について、問題提起がなされていたこと(※)
(※) 但し、勉強会で取り上げた売り切れは、調整力と供給力の取り合いやブロック入札が原因。この点は、同時市場の仕組みにより解決することが見込まれる。
- **そのため、小売調達需要> TSO予測需要となる場合のkWhの約定量は、小売入札量によって決定することとしてはどうか。**
- **なお、過剰な電源起動が発生する場合の電源起動・出力の取扱いについては、余力活用契約の対象範囲や同時市場導入後における同契約の内容とも関係してくるところ(P.41を参照)。この点についても、週間断面での電源起動の仕組みや時間前市場の在り方といった市場全体の設計を踏まえ、今後詳細の検討を進めることとしてはどうか。**

(参考) 価格弾力性のある買入札の取り扱い (基本的な考え方、検討の方法)

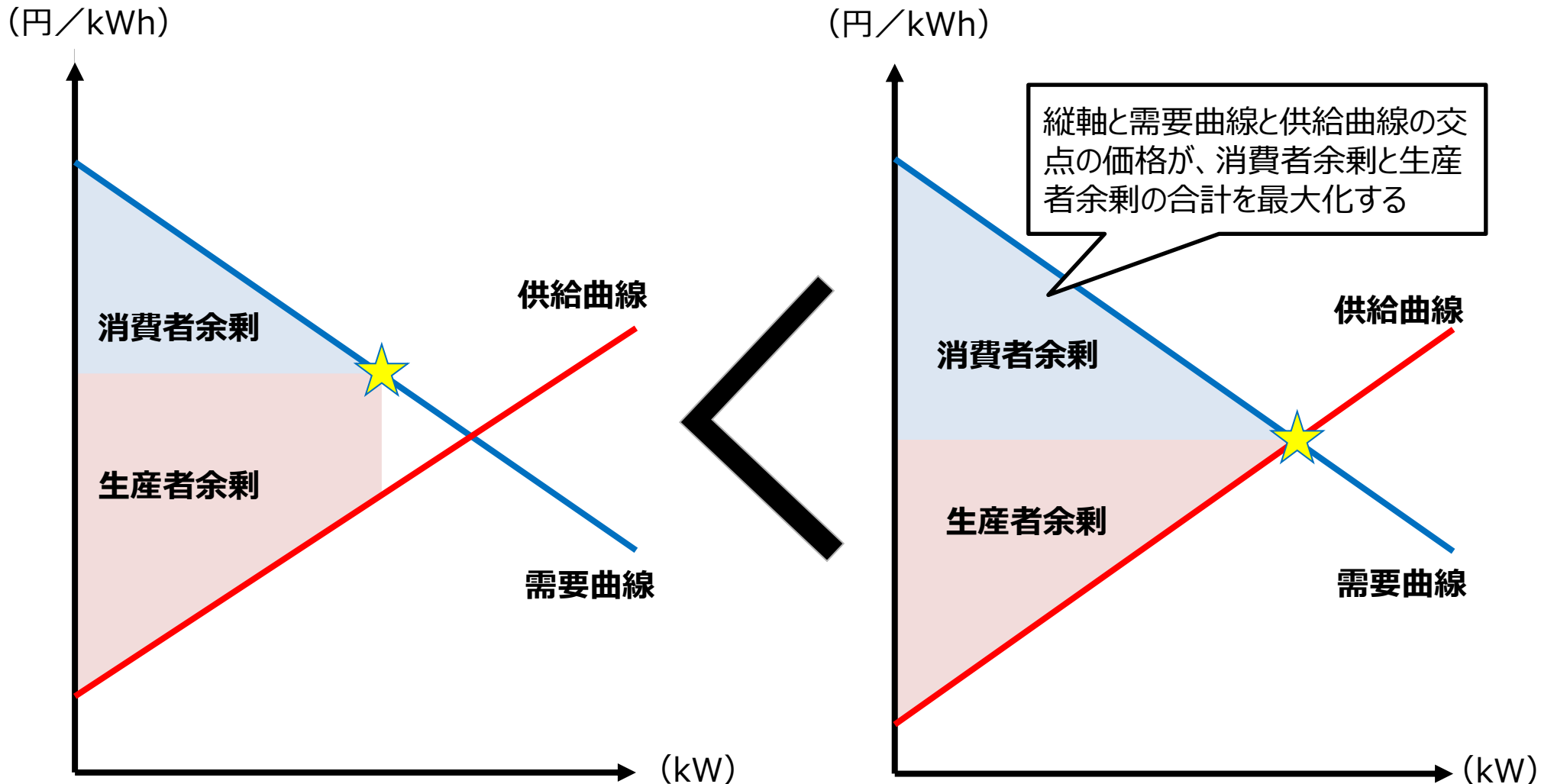
第3回あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会(2022年12月)資料5より抜粋

- 同時市場においては、**Three-Part Offerでの入札**となり、限界費用カーブに加えて、起動費や最低出力費用も入札情報として登録することになり、当該費用も踏まえて約定電源等を決定することが必要となる。
- このため、**需要量によって約定電源等のラインナップ自体が変化する可能性があるところ、買入札価格によって需要量が変わることから、買入札を尊重して約定価格を決定するためには、P.43の通り、買入札価格を踏まえて、様々な需要を想定した上で、ラインナップの確定とそのラインナップにおける限界電源の価格の算出を繰り返し行い、供給曲線を作成し、需要曲線との交点を探索(※1)することにより、約定価格の計算を行う**、といった対応が考えられる(供給曲線の作成方法①参照)。(※2)
 - (※1) 実際の約定システムを構築する際は「供給曲線と需要曲線の交点を探す」という問題を直接解くのではなく、同値の問題として、「生産者余剰と消費者余剰の合計を目的関数として設定した上で、この最大化を行うことができる電源ラインナップを算出する」という問題を解くというやり方もあり得る(次ページ参照)。以下では、イメージのし易さの観点から、供給曲線と需要曲線を用いて各論点の整理を行った。
 - (※2) この計算にあたっては、単一コマでなく、一定期間のコマの電源ラインナップを同時に考慮することが必要。また、最適化計算をどの期間を単位として行うか(1日48コマかなど)といった点の検討も必要。
- 他方で、**この方法による場合、繰り返し計算による計算負荷が高いなど、実現性に課題があることも想定**される。そのため、並行して、**その他の方法として、P.44の通り、あらかじめ一定の需要を想定して供給曲線の作成を簡易的に行う方法についても検討**を行った(供給曲線の作成方法②参照)。

(参考) 需給曲線の交点の探索と社会的余剰の最大化

第3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12月）資料5より抜粋

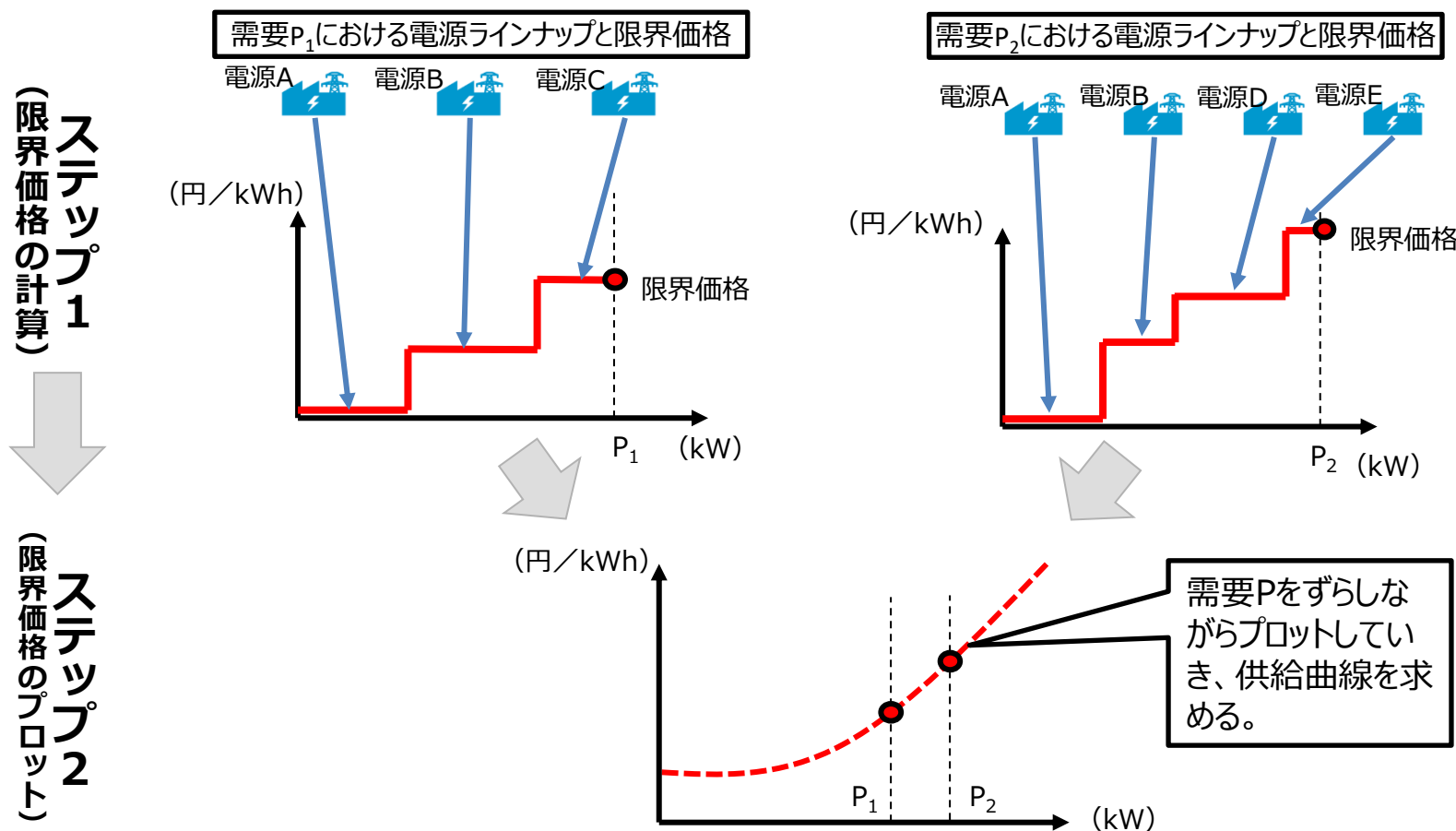
- 「需要曲線と供給曲線の探索」と「消費者余剰と生産者余剰の合計の最大化」は同値。



(参考) 価格弾力性のある買い入札の取り扱い (供給曲線の作成方法①)

第3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12月) 資料 5 より抜粋

- 需要Pにおける電源ラインナップを計算し、ラインナップの中で最も高い価格の電源をマージナル電源として、需要Pにおける限界価格とする (ステップ1)。小売電気事業者による買い入札価格と量を踏まえて、この需要Pを少しずつずらし、電源ラインナップの計算と限界価格の計算を何度も繰り返し行うことで、供給曲線を作成する (ステップ2)。

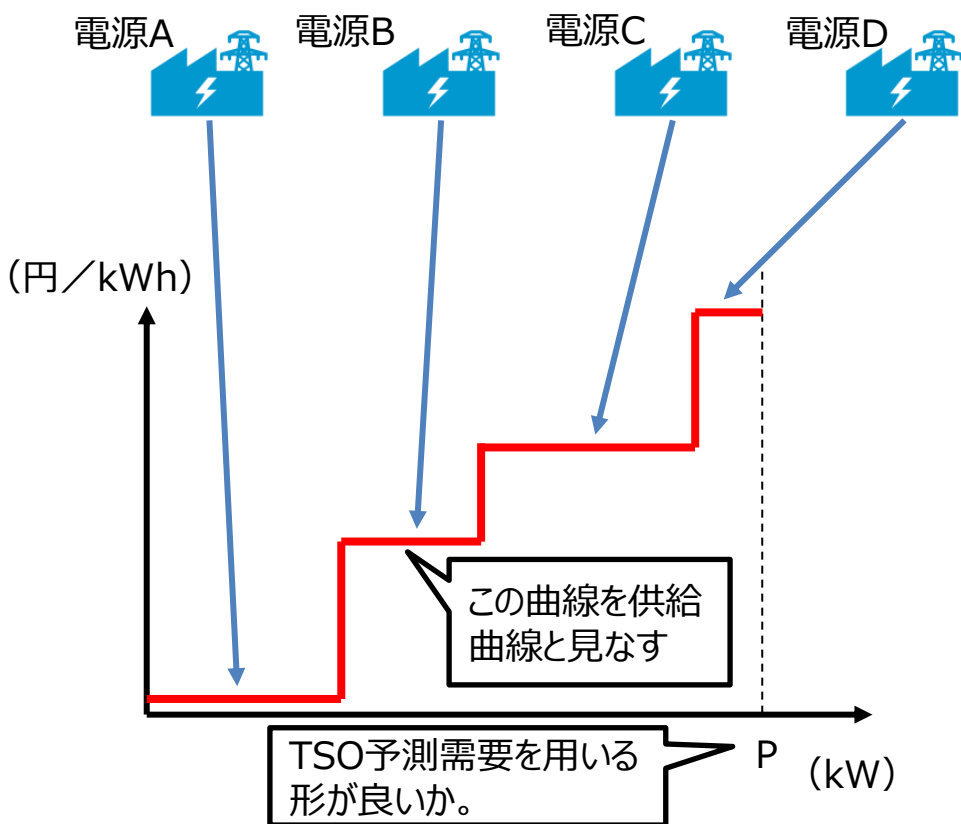


(参考) 価格弾力性のある買入札の取り扱い (供給曲線の作成方法②)

第3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12月) 資料5より抜粋

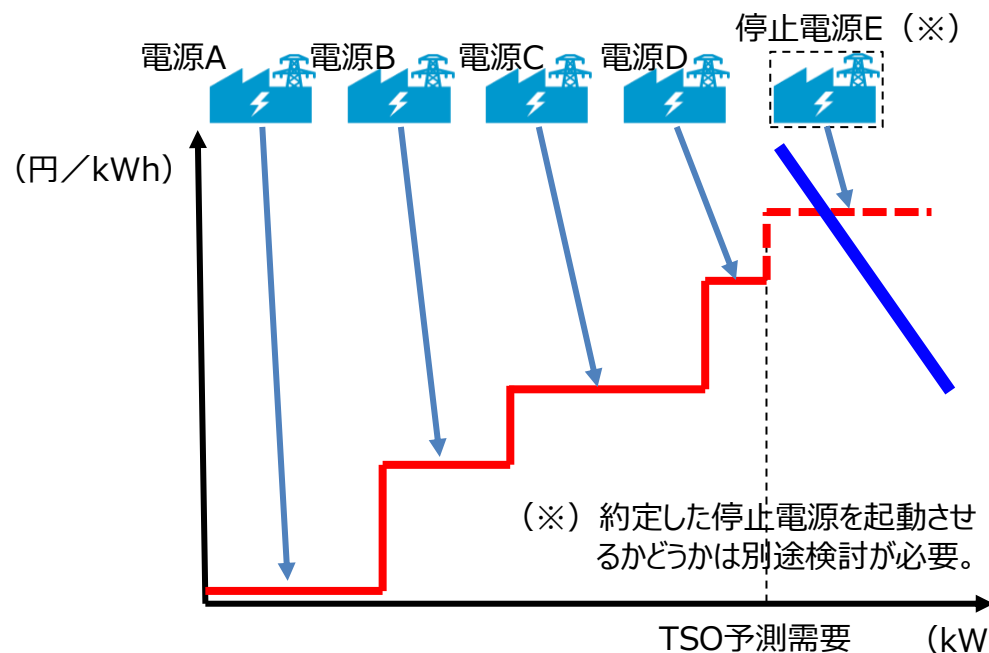
- 前ページのステップ1で限界価格の計算をするにあたって、一定の需要を想定し、それに基づき簡易的に作成した曲線を供給曲線として利用することも案として考えられるか (以下、この簡易的な曲線を「簡易供給曲線」という。)。なお、この際、簡易供給曲線を作成するために想定する需要をどのように設定するかが論点となる。

簡易供給曲線作成のイメージ



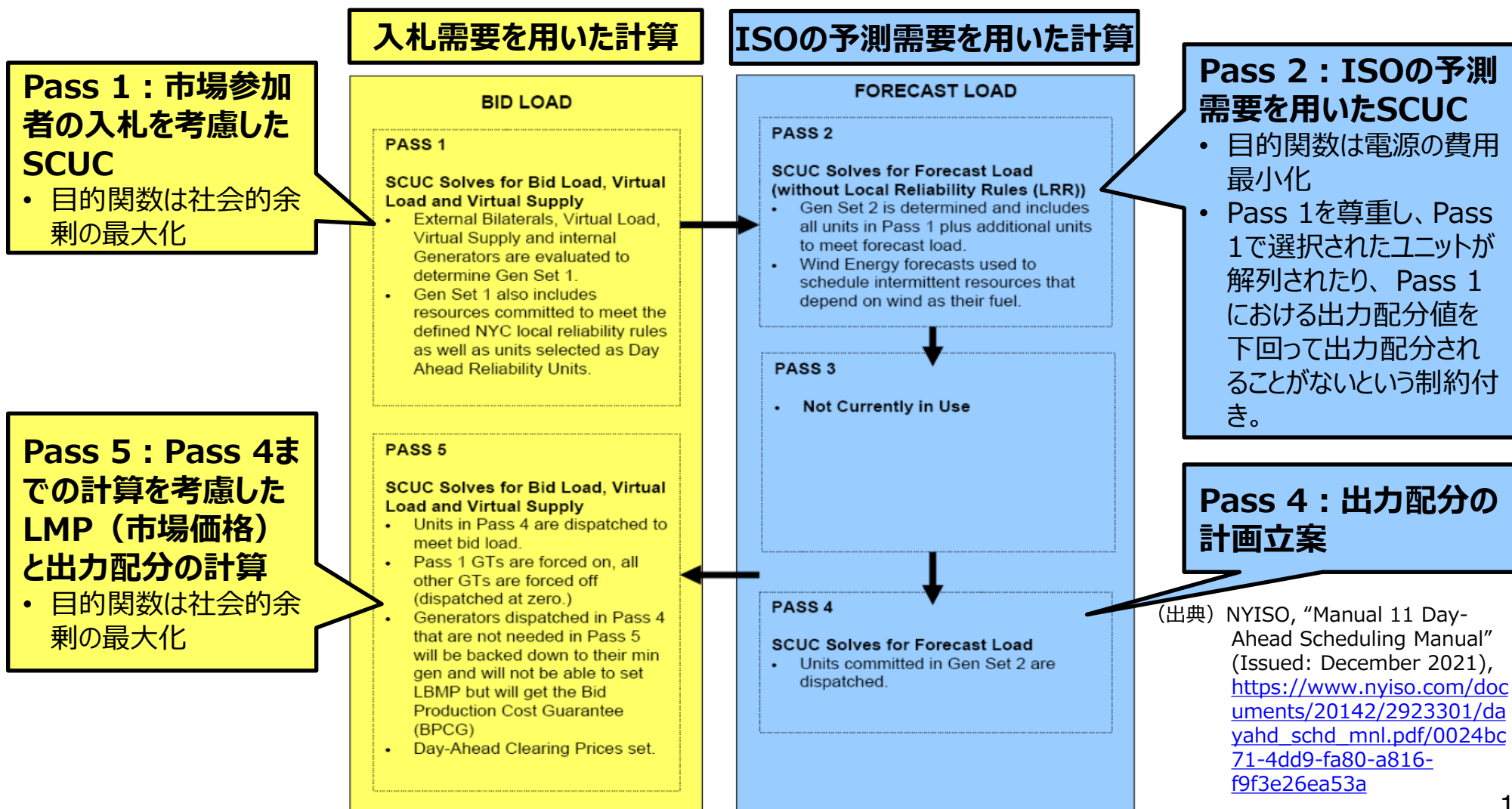
【論点】簡易供給曲線の作成のために、想定する需要(P)はどのように設定することが考えられるか。

- TSO予測需要に合わせて、簡易供給曲線を設定することを基本とし、需要に比べて簡易供給曲線が足りない場合は、次にkWh単価が安い電源を簡易供給曲線の一番右側に加えていき、簡易供給曲線を右に伸ばしていく、という方法が考えられるか。



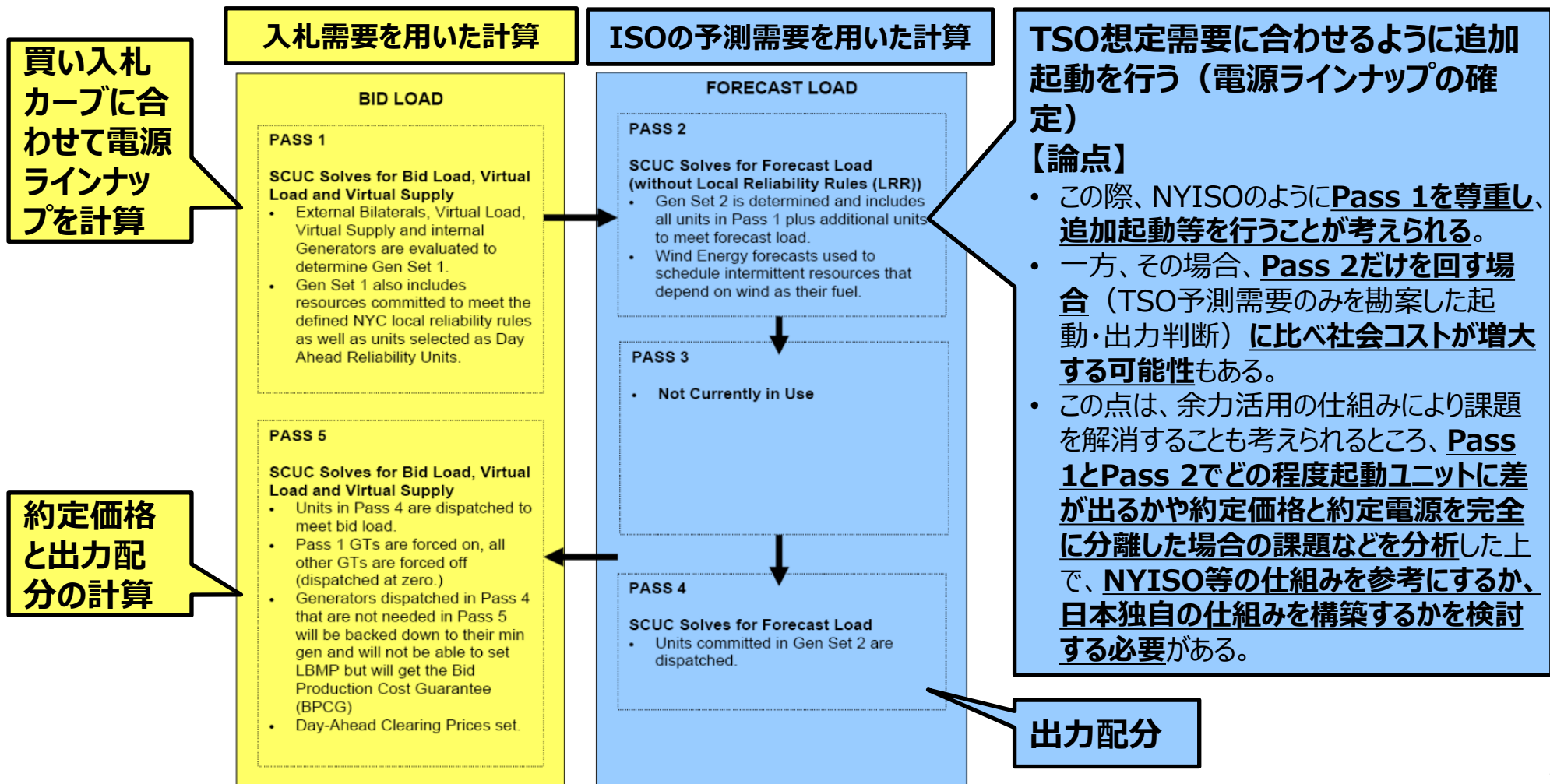
NYISOにおける約定価格と約定電源等の決定プロセスについて

- 前日時点におけるNYISO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。



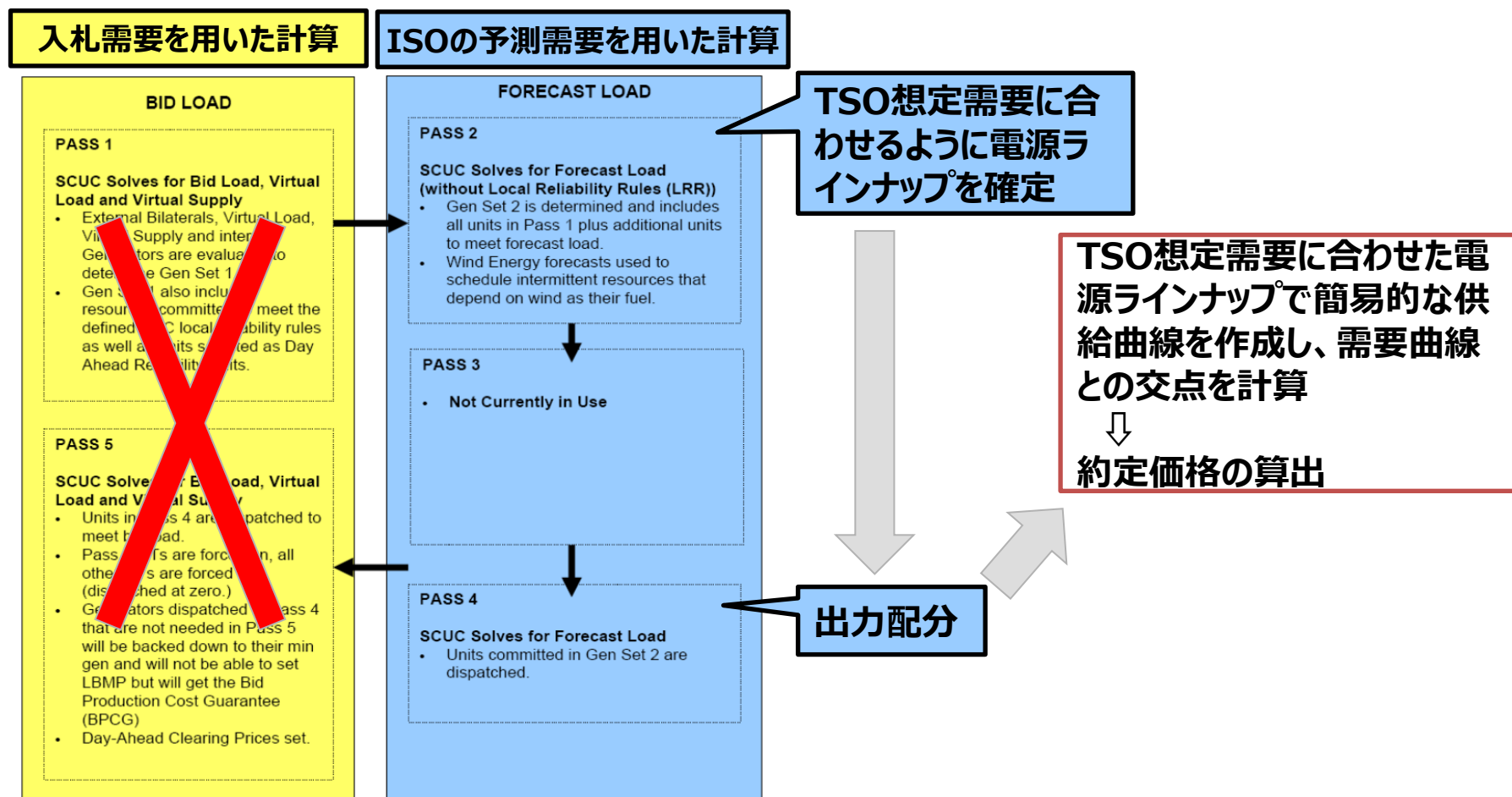
NYISOの仕組みとこれまで作業部会で提案した仕組みとの比較①

- 「買い入札カーブに合わせて、様々な電源ラインナップを想定とそのラインナップにおける限界電源の価格の計算を繰り返し、約定価格の決定を行う方法」（供給曲線の作成方法①（P.13を参照））と約定電源の決定方法の組み合わせは、以下のNYISOの仕組みと同様に考えることができる。



NYISOの仕組みとこれまで作業部会で提案した仕組みとの比較②

- 「簡易的な需給曲線から約定価格の決定を行う方法」（供給曲線の作成方法②（P.14参照））については、まずTSOの予測需要に合わせた電源ラインナップの確定を行う点は、NYISOにおける青枠のプロセスと同様に考えることができる。その後、約定価格の決定の際には、青枠の計算で算出した約定電源をもとに簡易的に供給曲線を作成した上で、需要曲線との交点を探るというプロセスが別途必要となると考えられる。



(1) 本日まで議論いただきたい内容

(2) 前日同時市場における残る論点

(I) 約定電源等の決定方法と約定価格の決定方法との関係性

(II) 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

(III) 再エネ電源やデマンドリスポンスの取り扱い

(3) 週間運用の基本的な考え方

- ・ 週間断面での電源起動の仕組みの導入と揚水・蓄電池の取り扱い

約定処理等に必要なた源等情報の把握・管理の在り方

- 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（差替）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ではないか。（※）
（※）具体的に必要な情報は、第2回作業部会での整理（P.22を参照）も踏まえ、別途整理することが必要。
- 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、いずれもありうるところ。

2-1. 2020年度冬季の需給運用

需給ひっ迫時の非調整電源の発電余力の把握に係る検討事項

20

- 2020年度冬季の需給ひっ迫においては、広域機関より発電事業者に対して焚き増し指示が出され、追加の供給力が卸電力取引市場に供出されました。
- その際、一般送配電事業者は、非調整電源の焚き増し可能量を個別に事業者から聞き取るなどして需給対策の検討を行いました。一般送配電事業者が、より迅速かつ正確に非調整電源の発電余力を把握する仕組みについてご検討いただきたい。

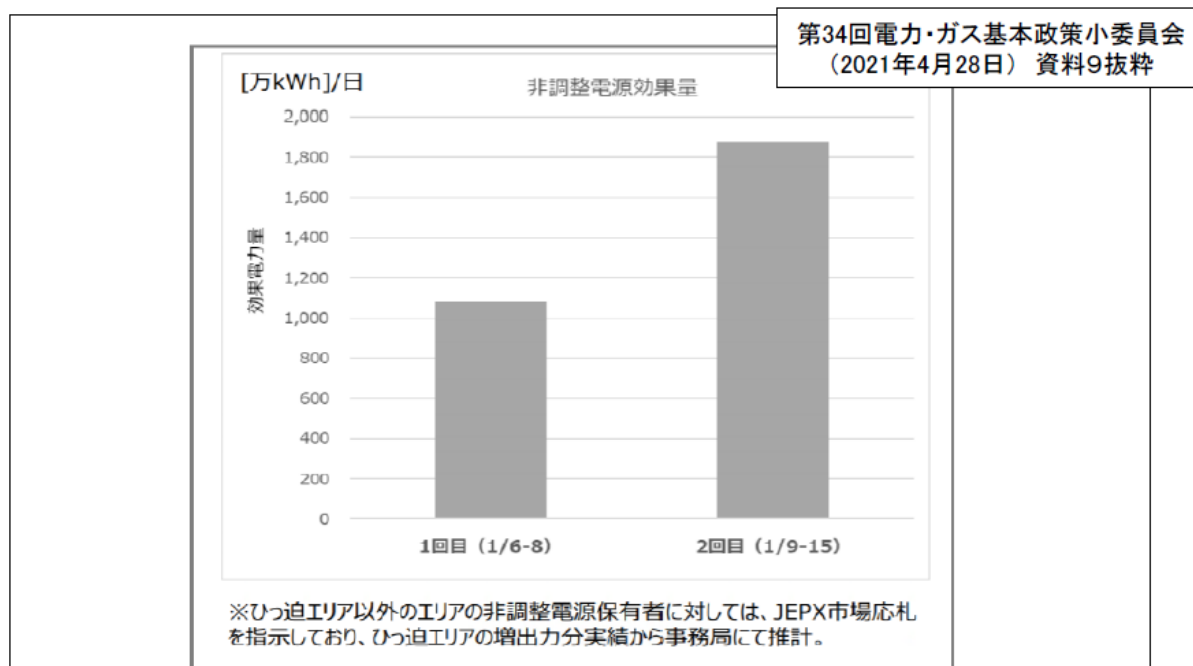


図 32 電力広域機関の指示による非調整電源の市場供出効果量

2. 一般送配電事業者が把握している電源等の情報

- 一送が把握している代表的な電源等の情報は以下のとおり。
需給調整に活用する電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ'は調整単価等多くの情報を把握しています。
- また、一送は調整電源等（電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ'）に対し起動・停止の指令が可能であり、2021年度の電源Ⅰ・Ⅱの電気事業者の発電設備出力合計に占める割合は約54%（電源Ⅰ：約4%、電源Ⅱ：約50%）

		電源Ⅰ 一送の専用電源として、 常時確保する電源等	電源Ⅱ 小売の供給力等と一送の調 整力の相乗りとなる電源等	電源Ⅰ' 酷暑等H1需要における電源 トラブル等に備えた供給力等	電源Ⅲ・自家発 一送からオンラインで 調整ができない電源等
一送が把握している電源等の情報	定格出力	○	○	○	○※1
	最低出力	○	○	—	○※1
	運転継続可能時間	○	○	○	—
	運転制約	○	○	○	—
	調整単価（V1,V2）	○	○	○	—
	起動費（V3）	○	○	—	—
	起動カーブ	○	○	—	—
	起動時間	○	○	—	—
	出力変化速度	○	○	—	—
一送による起動停止可否		可	可	可	否
設備量※2		1,111万kW（約4%※3）	13,381万kW（約50%※3）	427万kW※4	—

※1 電源の系統連系に伴い取得

※2 2021年度向け調整力公募結果（第58回制度設計専門会合 資料6-1参照）

※3 電気事業者の発電設備出力の合計27,059万kW（エネ庁電力調査統計（2021年9月）参照）に対する該当設備出力の割合

※4 DR含みの量

(参考) 入札にあたって必要な情報

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）資料4より抜粋

- 発電事業者が同時市場に登録・入札する情報の基本的な考え方は、以下のとおりとしてはどうか。
 - **市場で発電出力量を決定する電源**：Three-Part情報を登録。他に起動・停止カーブ、出力変化速度、燃料制約などが必要と考えられるが、今後、海外事例も参考に詳細な整理が必要。
 - **セルフスケジュール電源**：発電計画を登録。登録の単位（発電機ごとか、BGごとか、地点ごとか、等）は整理が必要。また、市場約定させるのか（成り行き約定）、発電計画を登録するのみか別途検討が必要。
- 加えて、需給ひっ迫時の対応として、電源Ⅲの発電余力の把握などは必要か。

Three-Part情報等の例

Three-part情報等	詳細情報	概要
起動費	起動コスト	起動に要する費用
最低出力費用	最低出力費用	最低出力まで出力させた場合にかかる費用
限界費用	V1/V2	限界費用カーブ算出（V1/V2）
その他 (発電制約等)	最大/最低出力	発電機の出力量範囲
	起動カーブ /停止カーブ	各出力帯でのホールド時間や出力変化速度（起動カーブについては、停止時間により異なる場合はそれぞれについて提供要）（起動停止時間含む）
	ゾーン切替	ゾーン切替出力およびゾーン切替に要する時間
	最低出力時間	燃料制約等に伴う最低出力継続可能時間
	燃料制約	発電可能量（kWh）
	出力変化速度	各出力帯毎の出力変化速度（または、各出力帯毎の調整力供出可能量）
その他制約情報	発電機毎に考慮が必要な特殊制約	

※電源によっては登録不要な情報もありうる。また、情報の種類に応じて、登録のタイミングや頻度が異なることも考えられる。

長期固定電源等を前提とした制度設計の必要性

- 一元的なメリットオーダーを追求する観点からは、すべての電源について、Three-Part情報を含めた情報を提出させ、メリットオーダー順に約定処理をすることが考えられる。
- 一方で、**出力制御の技術的課題等を有している長期固定電源等（※）については、自由に出力幅を変更できるわけではない。**

（※）出力制御に課題がある電源や、系統信頼性の維持のために必要な電源等。間接オークションにおける承認電源等の例（以下）が参考になる（間接オークションの概要はP.24～26）。

1. 長期固定電源（原子力、水力（揚水式を除く。）又は地熱）
2. 運転中の発電機出力が連系線の運用容量に影響を与える電源制限装置を有する電源
3. 電気の受給契約（上記1. 及び2. の電源に係る電気を含むものに限る。）又は当該受給契約に代わる同一事業者内の計画等
4. 電気事業法第24条第1項に定める供給区域外に設置する電線路による託送供給に係る一般送配電事業者たる会員の間で行われる電力の運用に係る契約
5. 流通設備の作業停止に伴い一般送配電事業者たる会員の間で行われる電力の運用に係る契約

- また、長期固定電源等以外の電源であっても、**調達した燃料に余剰が生じた場合や安定的な電源投資や燃料調達・小売事業の調達価格を安定化させる観点から、発電事業者・小売電気事業者が供給量と価格を合意することにより**（ここでは、市場外で電力の売買を行う合意のみならず、市場を通じて電力の売買を行い市場外で市場価格と合意した価格との差額を精算する合意（自社取引を含む。）を含み、以下当該合意を「相対契約等」という。）**、発電量を自社で確定させたいというニーズも存在。**加えて、相対契約等を認めることで、相対契約等で合意された価格と前日同時市場の約定価格で競争（均衡）が働き、前日同時市場の価格の高止まりなどを防止する作用もあると思われることから、**相対契約等は、相場操縦等のリスク回避につながり、社会的便益の最大化につながる**ことも考えられる。

- 実際に、Three-partの仕組みを採用しているPJMなど**北米型の市場でも、市場価格にかかわらず自社で発電量を確定させる電源の存在を前提とする制度設計**が行われている（参考資料2を参照）。

- 以上を踏まえると、我が国における前日同時市場においても、**長期固定電源等、上記の点を踏まえた制度設計をすることが必要ではないか。**

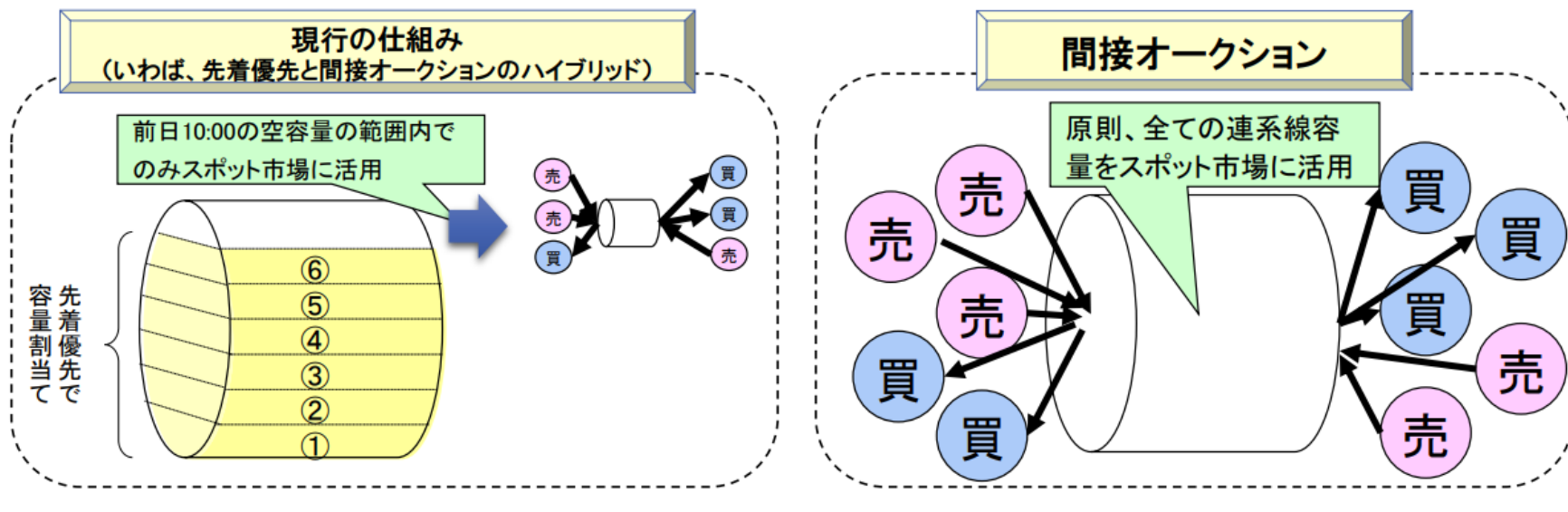
(参考) 間接オークションの概要

地域間連系線の利用ルール等に関する検討会
平成28年度（2016年度）中間取りまとめ

II. 連系線の割当てルールの概要

3. 間接オークション

- 1) 「直接オークション」は、連系線を利用する地位又は権利を、オークションにより割り当てる仕組みであるのに対し、「間接オークション」は、こうした権利の割当てを行わず、全ての連系線利用を、エネルギー市場（日本でいえばJEPXにおける市場）を介して行うこととする仕組み。
- 2) 具体的には、現行ルールでは、先着優先での容量割当てを積み重ねた上、前日10時の段階で、なお空容量となっている部分を活用して、スポット市場取引が行われているところ、原則、全ての連系線容量をスポット市場取引に割り当てることとする仕組みと考えることができる(※)。
(※) 我が国のスポット市場は現在でも全国市場であるため、連系線の全ての容量をスポット市場取引に割り当てること、すなわち、間接オークションと同義となる。また、スポット市場約定後は、時間前市場によって、割り当てる仕組みとなる。
- 3) すなわち、現行の「先着優先」に基づく連系線予約を停止すれば、実質的に、間接オークションが実現。



(参考) 間接オークションにおける長期固定電源の取り扱い

地域間連系線の利用ルール等に関する検討会
平成28年度(2016年度)中間取りまとめ

Ⅲ. 検討結果

5. 長期固定電源の取扱いの方向性等

- 1) 現行の送配電等業務指針において、「長期固定電源」は、「原子力、水力(揚水式を除く。)又は地熱電源」と観念されている。
- 2) これらの電源は、出力制御に当たって、設計・運用等の技術的課題や、規制上の制約等があるという特徴を有している。
- 3) このため、長期固定電源については、たとえ経済的な便益があったとしても、これらの電源の出力を抑制し、又は他の電源に差し替えるといった行動をとることが困難。
- 4) このため、長期固定電源については、設計・運用等の技術的課題や規制上の制約等が存続する限り、確実に発電し続けることを担保することが必要。

- 1) 長期固定電源は、スポット市場において、成行価格での約定を可能とする仕組み(※1)を設ける。
【JEPX側で規定】
- 2) 市場約定後、故障等によって運用容量が減少する場合、長期固定電源を含むbalancingグループ(BG)が同時同量を達成することができない場合であっても、余剰インバランスの発生を許容するものとする。【広域機関側で規定(※2)】
- 3) 上記1)2)の仕組みを設けることを前提に、長期固定電源は、間接オークションの下で取り扱うものとする。
- 4) なお、連系線の中には、特定の電源の出力を直ちに制限する装置を電源側に設置して運転を行うことを前提に、運用容量が設定されているものがあるため、これらの電源についても、当面の間、長期固定電源と同様の扱いとする。

(※1) 他電源(送配電事業者により市場に投入されるFIT電源等を含む)よりも優先的に約定できる仕組み

(※2) 託送約款上は、通常の余剰インバランスの引き取りとして処理されることとなる。また、エリア全体の電力が余剰となる場合は、「優先給電ルール」に基づき抑制する。

(参考) 特定契約について

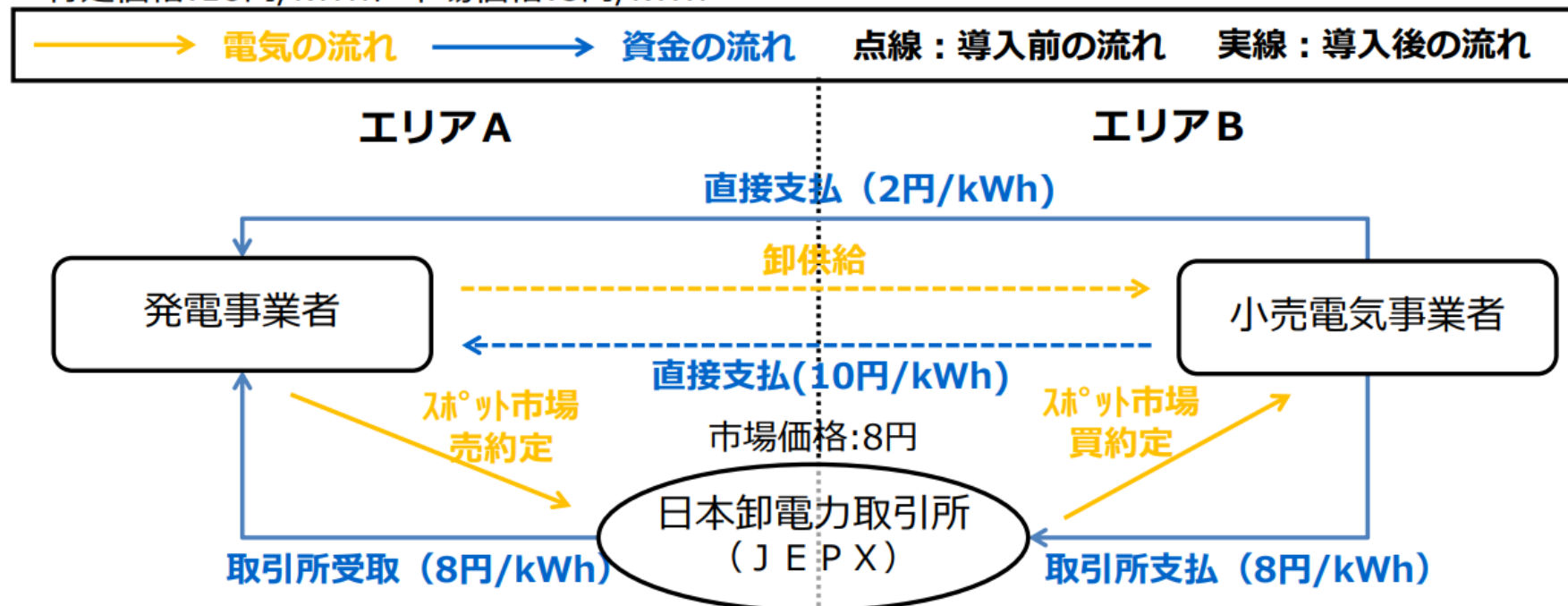
第9回制度検討作業部会（2017年7月26日）資料4より抜粋

特定契約について

- 連系線利用ルールの見直しに伴い、間接オークションが導入された場合、エリアをまたぐ電力取引については、一度JEPXを通して、取引されることとなる。（スポット市場価格で約定）
- 当事者間の合意により、JEPXのスポット市場価格にかかわらず固定価格で電気の受け渡しを行う場合に、特定契約（※）を結ぶことが考えられる。
※①スポット市場を介して電力を受渡すこと、②特定価格、③特定価格の一部（市場価格）が取引所で決済されること、④残り（特定価格と市場価格の差額）を直接支払うこと、を内容とした契約を指す。

【間接オークション導入前後のエリアを跨ぐ電力取引の資金と電気の流れ（イメージ）】

※ 特定契約を締結した場合
特定価格:10円/kWh、市場価格:8円/kWh



(参考) セルフスケジュール電源とメリットオーダーへの影響

- セルフスケジュール電源の限界費用の方が市場価格より高価な場合、発電事業者もしくは、相対契約等でセルフスケジュール電源の電気を購入している小売電気事業者にとっては、競争上不利な行動を行っていることになり、発電事業者であれば市場での電源差し替えや、小売電気事業者であれば相対契約等でなく市場での調達に切り替えることが考えられる。結果、セルフスケジュール電源は減り、価格と量を入札する形での市場での取引が多くなり、均衡するため、市場での差し替えや電気の調達の機会さえあれば、メリットオーダーは追求されることとなるのではないか。

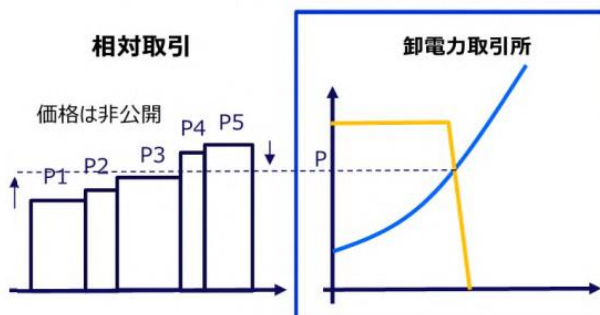
欧州と米国の卸電力市場の枠組みの比較

IR 電力中央研究所

卸電力取引の枠組みと価格形成

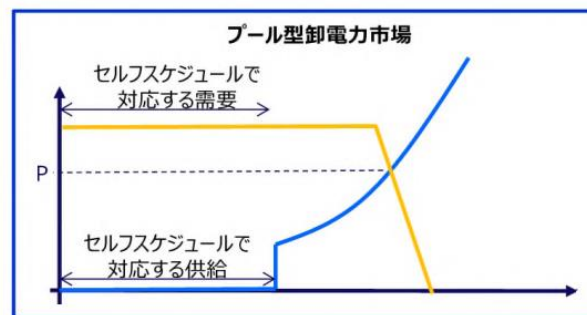
第3回卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会（2022年3月）資料4より抜粋

典型的な欧州の分散型卸電力市場



どちらの取引を選ぶかは市場参加者の自由で、取引所では、取引所を選んだ市場参加者の入札で価格が決まり、取引量が少なければ、市場全体の需給を反映した価格にはならないが、取引所の取引量が増え、価格が指標性を持つようになれば、相対取引の価格も取引所の価格に概ね収れんしていくと考えられる。

米国のプール型の卸電力市場



系統運用者は、相対取引のためにセルフスケジュールを選んだ市場参加者の取引量を含めた市場全体の需給を把握した上で、入札価格に基づいた、系統制約を考慮した経済負荷配分 (Bid-based Security Constrained Economic Dispatch, SCED) により、地点別価格 (LMP) を計算する。

欧州では、取引所取引と相対取引の間で価格が調整される過程を通じて、市場全体の価格が形成され、米国では、プール型の卸電力市場で、市場全体の需給を反映した価格が計算される。

長期固定電源等を前提とした制度設計の具体的な在り方

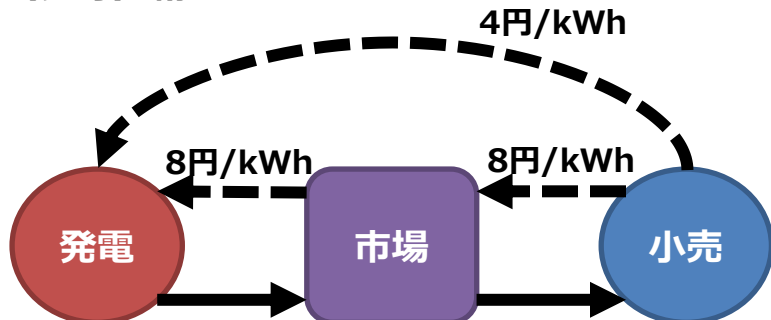
- 約定処理等に必要な情報を入札情報の一つとして求める場合、すべての電源等について、前日同時市場への入札を求める（電気のやり取りは、市場を通じて行う）ことが必要となる。
- この場合、前日同時市場の仕組みとして、出力制御の技術的課題等を有している**長期固定電源等**については、優先約定をさせることが必要ではないか。但し、当該電源については、価格を入札する意義が乏しいことから、量のみを入札させることが適切ではないか。
- 長期固定電源等以外の電源については、どのように考えるべきか。この点、長期固定電源等は技術的課題等があることから、それ以外の電源と比較して優先的に約定させることが必要。長期固定電源等以外の電源についても、発電事業者が落札の可能性を高めたい場合、その入札方法としては、以下の2つの方法がありうる。
 - ① 量のみを入札するものの、長期固定電源等に約定処理の順位を劣後させるが、Three-Part情報（価格）を入札している電源よりも優先して約定処理する。
 - ② Three-Part情報（価格）を入札するが、いずれの情報（価格）も実際に発電に係る費用にかかわらず、より低い価格で入札し、落札させやすくすることを認める。
- 一方で、約定処理等に必要な情報を入札情報の一つとして求めない（＝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）**場合**、上記の各電源については、市場外での取引を行うことで対応が可能ではないか。

長期固定電源等を前提とした制度設計の具体的な在り方（続き）

- 前ページまでの検討をまとめると下表のとおりか。また、選択肢①や②の場合、発電量を自社で確定させたい電源について、市場外で市場価格と合意した価格との差額を精算する合意をすることを認めれば、市場外で物理的な電力売買に関する合意をする場合と取引価格や量に差は生じない形とすることが可能。
- 具体的にどのような市場設計が適切かについては、本日の御意見も踏まえ、次ページ以降の課題や、開発するシステムへの負荷やコスト、事業者への影響等を総合的に勘案し、今後検討していくことが必要。

		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	

（参考）精算合意のイメージ



（※）いずれの電源についても、発電量の一部を自社で確定させ、残りを市場の約定結果に委ねる場合もありうる。

（※）市場価格を8円/kWh、事前の相対契約等を12円/kWhとする。

(参考) 全量市場を通じた取引とした場合の課題：

① 電源の差し替えを行った場合における法律・会計上の問題

- 前ページの選択肢①や②のように、全量市場を通じた取引とし、発電事業者と小売電気事業者の間で精算合意をし、発電事業者が電源差し替えを行う場合、具体的な方法としては、次ページの例①やP.32の例②のような方法が考えられる。
- このような取引を行った際の法律・会計上の取り扱い（※）も考慮した上で、具体的な売買や電源差し替えの方法を検討する必要があるのではないか。
（※）商品先物取引法、デリバティブ会計、等

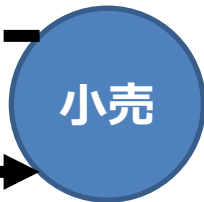
(参考) 市場における電源差し替えの例①

【前提】

電源の限界費用
10円/kWh



金銭の流れ
12円/kWh



電気の流れ
100kWh

限界費用より安い電気を市場調達できるのであれば、差し替えを行うのが合理的な行動。

【入札行動】



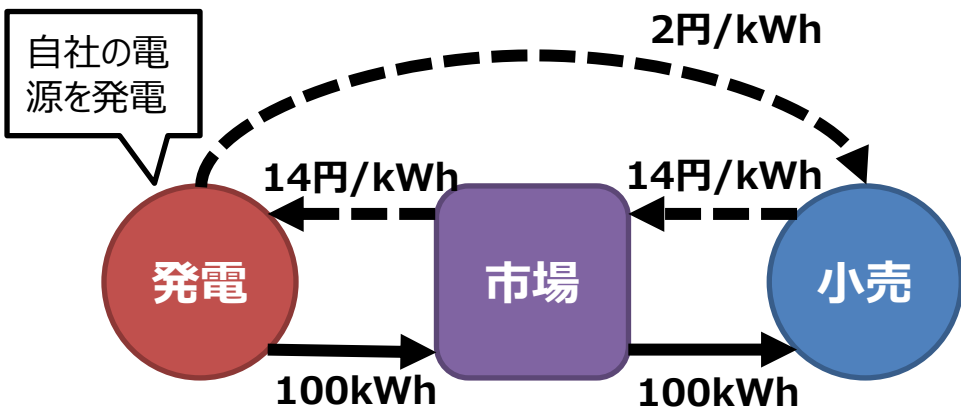
100kWh×10円/kWhでの売り入札



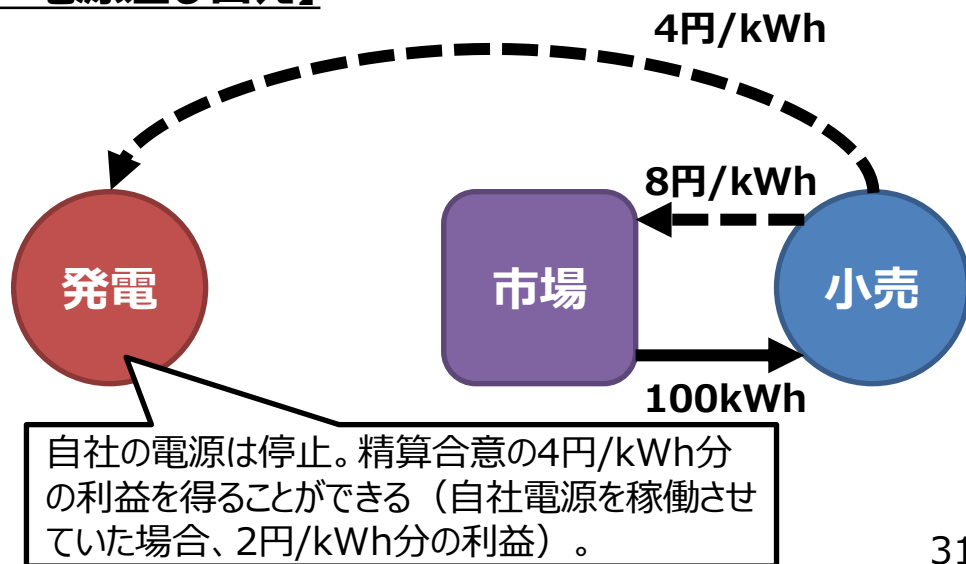
100kWh分、量のみ
又は高価格での買い
入札（成り行き約定）



【市場価格が14円/kWhの場合 ⇒電源差し替えせず】



【市場価格が8円/kWhの場合 ⇒電源差し替え】



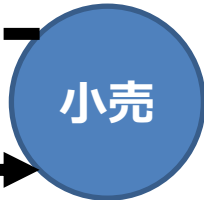
(参考) 市場における電源差し替えの例②

【前提】

電源の限界費用
10円/kWh



金銭の流れ
12円/kWh



電気の流れ
100kWh

限界費用より安い電気を市場調達できるのであれば、差し替えを行うのが合理的な行動。

【入札行動】



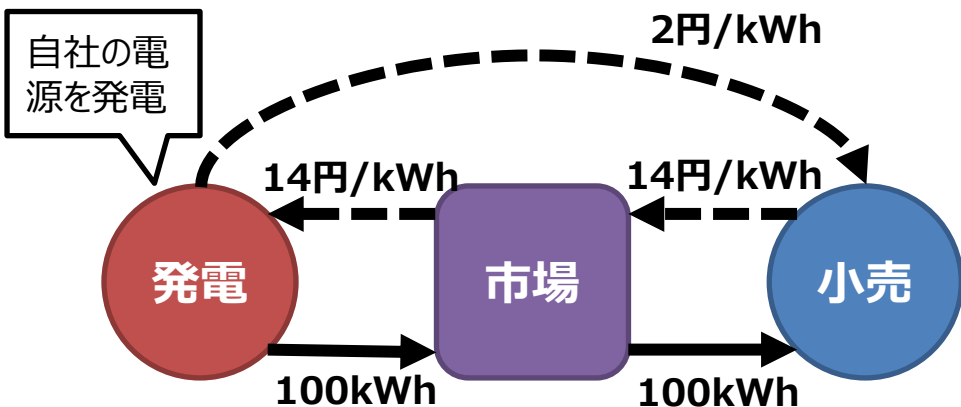
100kWh分、量のみ
又は低価格での売り
入札（成り行き約
定）と、
100kWh×10円
/kWhでの買い入札
を同時に行う



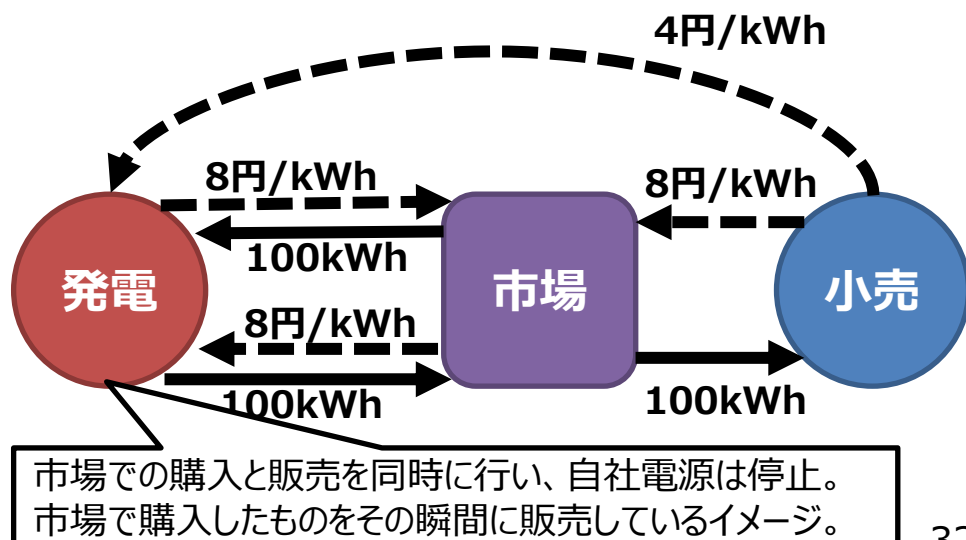
100kWh分、量のみ
又は高価格での買い
入札（成り行き約
定）



【市場価格が14円/kWhの場合 ⇒電源差し替えせず】



【市場価格が8円/kWhの場合 ⇒電源差し替え】



(参考) 発電事業者の買入札の取り扱い

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）資料4より抜粋

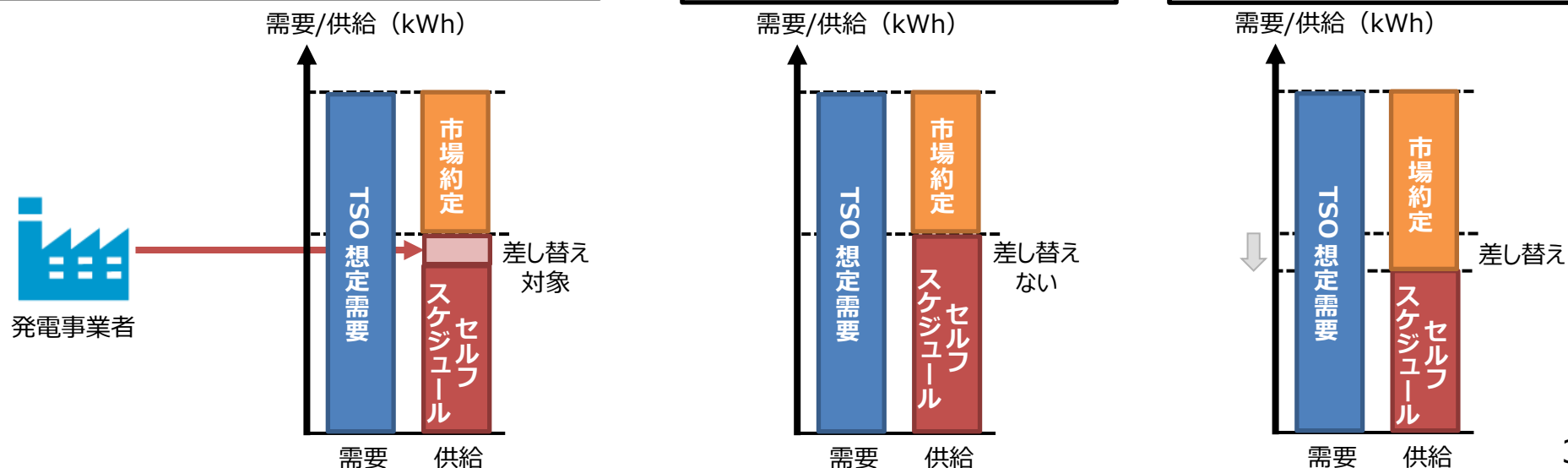
- 市場WGにおいては、発電事業者による経済差し替えのための買入札についての要望が多かったところ。セルフスケジュール電源も含めた最経済を図る観点からは、このような差し替えを認めることが適切と考えられるがどのように考えるべきか。
- 他方で、仮に、TSO予測需要基準とする場合、セルフスケジュール電源と差し替えが行われる場合は、前日段階での必要なkWhの確保が図られない可能性も存在。
- 例えば、下図のように、セルフスケジュール電源に紐づけた形で買入札を行い、差し替えが行われるかどうかを市場運営者が把握できる仕組みとすれば、安定供給と電源差し替えの両立も可能と考えられる。
- 今後、時間前市場における差し替えなども含め、詳細の検討を進めることとしてはどうか。
- なお、小売入札量基準とする場合も、発電事業者の買入札について差し替えを行うことは現行と同様に認めることが考えられるが、どのように考えるべきか。

(例)

発電事業者がセルフスケジュール電源と差し替えることを念頭に買入札を行う場合、買入札とリンクするセルフスケジュール電源を合わせて登録。

①買入札が約定しなかった場合（差し替えない場合）

②買入札が約定した場合（差し替える場合）



(参考) 小売電気事業者の売り入札の取り扱い

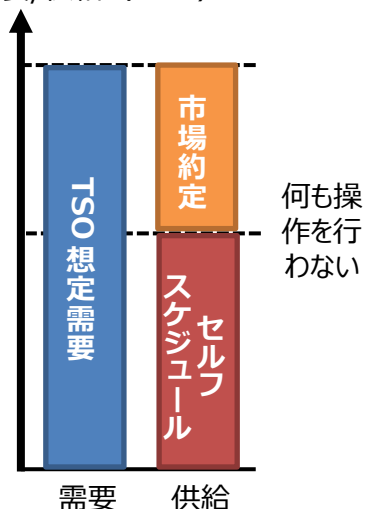
第2回あるべき卸電力市場、需給調整市場
及び需給運用の実現に向けた実務検討作
業部会（2022年10月）資料4より抜粋

- 市場WGにおいては、小売電気事業者による売り入札についての要望もあったところ。また、これを認めない場合、ショートポジションの小売電気事業者が多くなる可能性もある。そのため、**小売電気事業者の売り入札を認めることが適切と考えられるがどのように考えるべきか。**
- 仮に、TSO予測需要基準とする場合、例えば、下図のように、小売電気事業者の売り入札の約定した分だけ市場における約定量が増加すると考えれば、安定供給とポジション調整の両立が可能と考えられる。
- **今後、時間前市場における差し替えなども含め、詳細の検討を進めることとしてはどうか。**
- なお、**小売入札量基準とする場合も、小売電気事業者の売り入札について差し替えを行うことは現行と同様に認めることが考えられるが、どのように考えるべきか。**

(例)

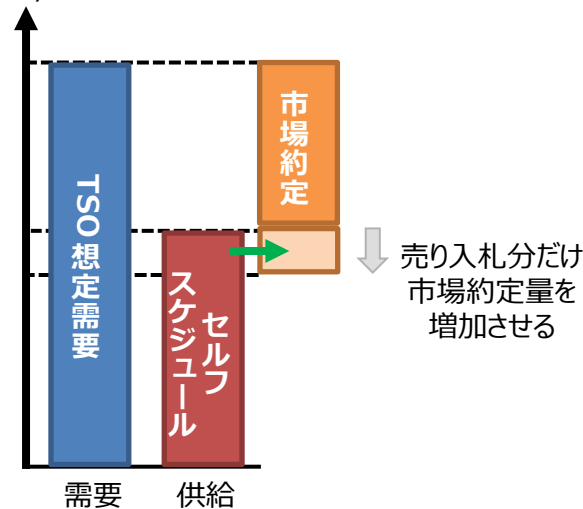
①売り入札が約定しなかった場合

需要/供給 (kWh)



②売り入札が約定した場合

需要/供給 (kWh)



(参考) 全量市場を通じた取引とした場合の課題：②売買した電源の特定

- P.29の選択肢①や②のように、全量市場を経由して売買を行うこととし、例えば、全小売電気事業者のCO₂排出係数が市場調達での値に固定された場合、再エネ電源への投資インセンティブが削られるといった問題が発生しうる。
- そのため、**事前に発電・小売間で結ばれた精算合意を電源を特定した形で評価する仕組みが必要となるのではないか。**(現行の間接オークションにおける取り扱いは下記を参照。)

(参考) 電力の小売営業に関する指針 (平成28年1月制定 令和4年9月16日最終改定、経済産業省)

(※) 間接オークションを用いた調達の場合

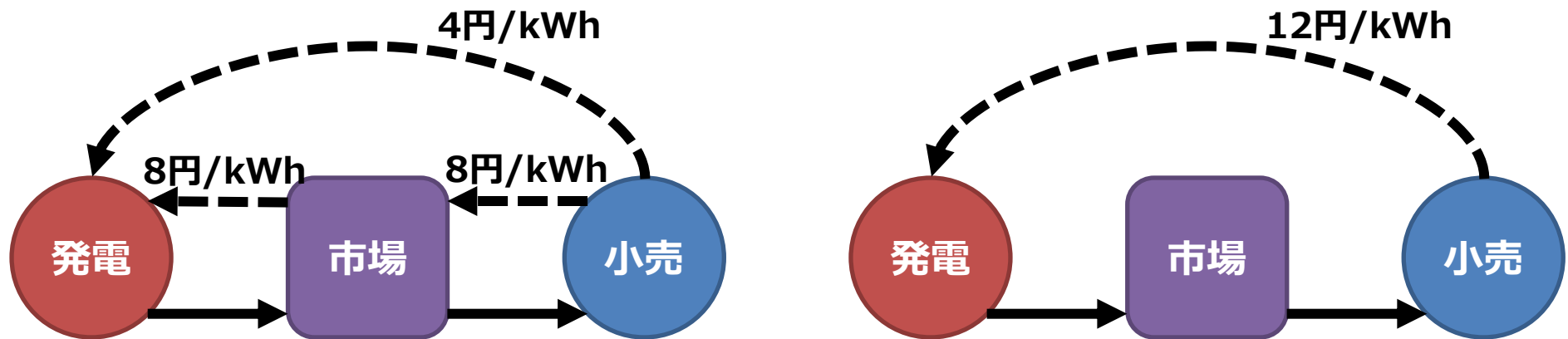
小売電気事業者が、連系線を利用して電気を調達するために、日本卸電力取引所を介して電気を取引する場合、当該電気は日本卸電力取引所から調達した電気に該当する。しかし、小売電気事業者が連系線を利用して他の事業者から調達する電気につき、**(ア) 売入札側の事業者との間で電源構成等を特定した契約を締結し、かつ、(イ) 日本卸電力取引所において同一の30分の時間帯に当該小売電気事業者及び売入札側の事業者が入札し約定した電気の総量が当該契約に基づいて調達されたとする電力量以上であるとき**(注釈27)は、**小売電気事業者は、その調達した電気を当該契約に定められた電源構成等の割合で調達したものとみなして区分しても問題とならない**。また、ある事業者が売入札した電気を連系線を介して自ら買い戻すために日本卸電力取引所に入札するときは、同一の30分の時間帯における自社電力の買戻しに相当する電力量について、売入札側の電源構成等の割合で区分して電源構成等を算定しても問題とならない。

これらの要件を満たさないにもかかわらず、日本卸電力取引所を介して調達した電気を区分するに当たり、売入札側の電源構成等を用いて算定することは、問題となる。

(注釈27) より明瞭な管理を行うため、連系線を利用した電気の調達について、売入札側及び買入札側の事業者が、任意で、日本卸電力取引所において契約ごとに別IDで取引を行い、同一の30分の時間帯に売入札側及び買入札側の事業者が入札し約定した電力量が確認できるようにすることは妨げられない。なお、二酸化炭素排出係数の算定においては、連系線を利用したエリアを跨ぐ取引を行う場合において、売入札側と買入札側が電源を特定した現状の電源特定メニューの販売状況を踏まえると、これらの要件を満たす限り、市場分断が発生した場合や連系線が事故等で不通になった場合においても、売入札側の電源構成等が維持されているものとして算定することは妨げられない。

(参考) 全量市場を通じた取引とした場合の課題：③ 決済

- P.29の選択肢①や②のように、全ての電気の決済を市場を通して行う場合、決済システムの構築・保守コスト等の問題や、預託金等を市場運営者に預ける必要があると、電気事業者の運転資金に影響が出る問題、等が存在する可能性がある。この点については、今後、課題の有無を含めて具体的に精査することが必要。
- 仮に、この点に課題が生じる場合は、発電・小売で相対契約等を結んでいる場合、電力の取引は市場で行うこととしつつ、金銭のやり取りは市場外で行うということも考えられるか。一方、特に他エリアへの売買の場合は値差が発生するので、市場での決済も必要といった論点や、発電・小売の相対契約の売買量を一致させる必要があるという論点も存在（売買量がずれると市場運営者に利益や損失が発生する可能性があるため）。



(※) 市場価格を8円/kWh、事前の相対契約等を12円/kWhとする。

(1) 本日まで議論いただきたい内容

(2) 前日同時市場における残る論点

(I) 約定電源等の決定方法と約定価格の決定方法との関係性

(II) 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

(III) 再エネ電源やデマンドリスポンスの取り扱い

(3) 週間運用の基本的な考え方

- ・ 週間断面での電源起動の仕組みの導入と揚水・蓄電池の取り扱い

再エネ電源（入札方法等）

- 以下、FIT電源（※）、FIP電源、非FIT電源が併存していることを念頭に検討。
 （※）インバランス特例制度として、FIT特例①（TSOがFIT事業者に代わって発電計画を作成し、小売にその発電計画値を割当て）、FIT特例②（FIT電源を買い取った事業者（小売電気事業者）がインバランスを調整）、FIT特例③（TSOが買い取ってスポット市場に投入）の3つが存在。
- **FITの特例制度やFIP制度の趣旨や運用を尊重することを基本とし、詳細は今後検討することが必要**であるが、**P.29の選択肢①や②のように、全量市場を経由して売買を行うこととした場合には、その入札方法等については、下表のような整理が考えられるか。**なお、入札にあたって発生しない費用がある場合（太陽光発電や風力発電の場合における起動費や最低出力費用等）、そのような項目については、0円又は登録なしとして入札を求めることが考えられるか。
- また、FIT特例②やFIP電源、非FIT電源（以下総称して「FIP電源等」という。）については、BGがFIP電源等の出力を予測することが前提となるため、GCまでどのように計画値同時同量を達成するかという点とも関係するため、**時間前市場の詳細設計も重要であり、次回以降検討**をすることとしたい。

P.29の選択肢①や②のように、全量市場を経由して売買を行うこととした場合に考えられる入札方法等

電源種	入札方法等	再エネ予測誤差の調整
FIT特例①	<ul style="list-style-type: none"> ● FIT事業者と小売電気事業者が事前に相対契約を締結した上で、当該電源の発電契約者・アグリゲーター（以下「発電契約者等」）が市場に入札（TSOが発電量を予測して通知）。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 三次調整力②（ΔkW-Ⅲ）で調整。
FIT特例②	<ul style="list-style-type: none"> ● FIT事業者と小売電気事業者が事前に相対契約を締結した上で、発電契約者等が市場に入札（当該電源の発電契約者等が発電量を予測して、入札量を決定）。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 再エネ予測誤差はBGサイドが調整。そのため、時間前市場の流動性の向上が重要。
FIT特例③	<ul style="list-style-type: none"> ● TSOが市場に入札（TSOが発電量を予測して、入札量を決定）。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 三次調整力②（ΔkW-Ⅲ）で調整。
FIP電源、非FIT電源	<ul style="list-style-type: none"> ● 当該電源の発電契約者等が市場に入札（当該電源の発電契約者等が発電量を予測して、入札量を決定）。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 再エネ予測誤差はBGサイドが調整。そのため、時間前市場の流動性の向上が重要。

再エネ電源（SCUCの際の再エネ出力量の諸元）

- 前日同時市場でのSCUCの計算（P.15におけるPass 2、Pass 4）の際に、FIP電源等の出力は、BG計画を所与とするか、それとも、現状のFIT特例①のようにTSOが独自に算出した再エネ電源の出力予測量を用いることとするか。（※）
（※）現行制度においては、出力が変動する太陽光発電や風力発電については、BGが計画提出したFIP電源等の出力量ではなく、TSOが別途予測した発電量を諸元として、TSOは系統全体の電源の運用を行っている。
- これまでの議論において、需要に関しては、前日断面でのBGの需要予測に比べて、TSO予測需要の方が精度が良かったことから、TSO予測需要基準で電源起動の判断等を行う方向で検討しているところ。同様に考えると、（仮にFIP電源等の出力予測がTSOの方が精度が高いのであれば）FIP電源等についてもSCUCに関してはTSOの出力予測値を用いるという考え方は整合的のように思える。
- 一方、今後、FIP電源等の導入量が増加し、かつ、太陽光・風力といった変動性の再エネについて、インバランス発生量を最小化にする観点や収益最大化のために発電所に蓄電池等を併設することなどが増加することが想定される^{ところ}。この場合、FIP電源等について、発電量を合理的に判断できるのは、TSOではなく、BGとなる。この場合、BG計画を所与としてSCUCを行うことが適当と考えられる。
- 以上を踏まえると、本論点については、FIP電源等の導入量やアグリゲートの実態に応じて、安定的・効率的な運用方法を検討することが必要となるのではないか。

ダイヤモンドリスポンス（DR）

- 参考資料3のとおり、第5回市場WG（2023年1月）において、大阪ガス株式会社より、DRに関して、主に以下のような御提案があったところ。
 - 約定規模により対象顧客範囲が変化し、DRアナウンスが困難なため、 Δ kWでの入札か、kWhでの入札かを指定できる仕組みが必要ではないか。
 - DRは起動費等は存在しないため、限界費用カーブのみの登録としてはどうか。
 - DRが市場支配力を行使できる規模に成長するまでは、コストベースでなく、プライスベースでの入札を認めてはどうか。
- これらを踏まえ、**ダイヤモンドレスポンスの最大限の活用のために、前日同時市場においては、どのような仕組みが考えられるか**。なお、上記の3つ目の-については、現行の「適正な電力取引についての指針」において、スポット市場への入札に関連して、次ページのように規程されていること等も踏まえて、検討が必要ではないか。

(参考) 適正な電力取引についての指針 (令和4年11月14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。

(後略)

(参考) 入札にあたって必要な情報 (DR)

- DRに関して、入札にあたって必要な情報はどのように考えられるか。
- PJMでは、DRにおける入札項目は火力電源の入札情報と概ね同様（但し、最低出力費用に相当する項目はない）。日本においても、PJMと同じような情報を入札させることが考えられるが、その他、どのような入札情報が考えられるか（日本において、特殊性や考慮すべき要素はあるか）。

PJMにおけるDRの主な入札情報（参考資料5から抜粋）

入札項目	概要
<u>Incremental Cost</u> (\$/MWh) ≡ 限界費用	<ul style="list-style-type: none"> ■ 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> (\$) ≡ 起動費	<ul style="list-style-type: none"> ■ 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</u> (Hour)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 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
通知時間 (Hour)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 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）
運転制約 (MW)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 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) 本日まで議論いただきたい内容
- (2) 前日同時市場における残る論点
 - (I) 約定電源等の決定方法と約定価格の決定方法との関係性
 - (II) 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
 - (III) 再エネ電源やデマンドリスポンスの取り扱い
- (3) 週間運用の基本的な考え方**
 - ・ **週間断面での電源起動の仕組みの導入と揚水・蓄電池の取り扱い**

週間断面での電源起動の仕組みの必要性と2024年度以降の仕組み

- 電力・ガス取引監視等委員会の調査によると、起動指令後18～24時間後には、日時停止・週末停止状態のコンバインド式ガス火力の100%、石油火力・汽力式ガス火力の80%以上が起動可能なものの、一部の電源（石炭火力の約半数等）は1日以上
の起動時間がかかり、前日同時市場のタイミングでは起動の意思決定が間に合わない。
- もっとも、容量市場が開始される2024年度以降においては、卸電力市場と需給調整市場の競合が起こる蓋然性が高い広域予備率8%以下となった場合には、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ならびに卸電力市場・需給調整市場への応札を求めることとなっている。
- そのため、BGが確実に容量市場のリクワイアメントを達成すれば、週間断面での電源起動の問題は解決しているようにも考えられる。

週間断面での電源起動の仕組みの必要性和2024年度以降の仕組み（続き）

- しかしながら、以下の点を踏まえると、容量市場のリクワイアメントとは別途、電源起動に関する追加的な仕組みに関して、検討を行う必要があるのではないか。
 - 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（P.19を参照）、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。
（※）
（※） 起動が必要な電源の判断や、BGに電源起動を指令する主体については、別途検討が必要。
 - 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。

（参考）週間運用に関連する過去の議論

第1回・第2回市場WG（2022年9月）における議論概要（抜粋）

- 発電機の起動については、週間で固定するのではなく、あくまで目安として週間断面で確認するだけで、並解列は間に合う直前まで引きつけることが必要ではないか。

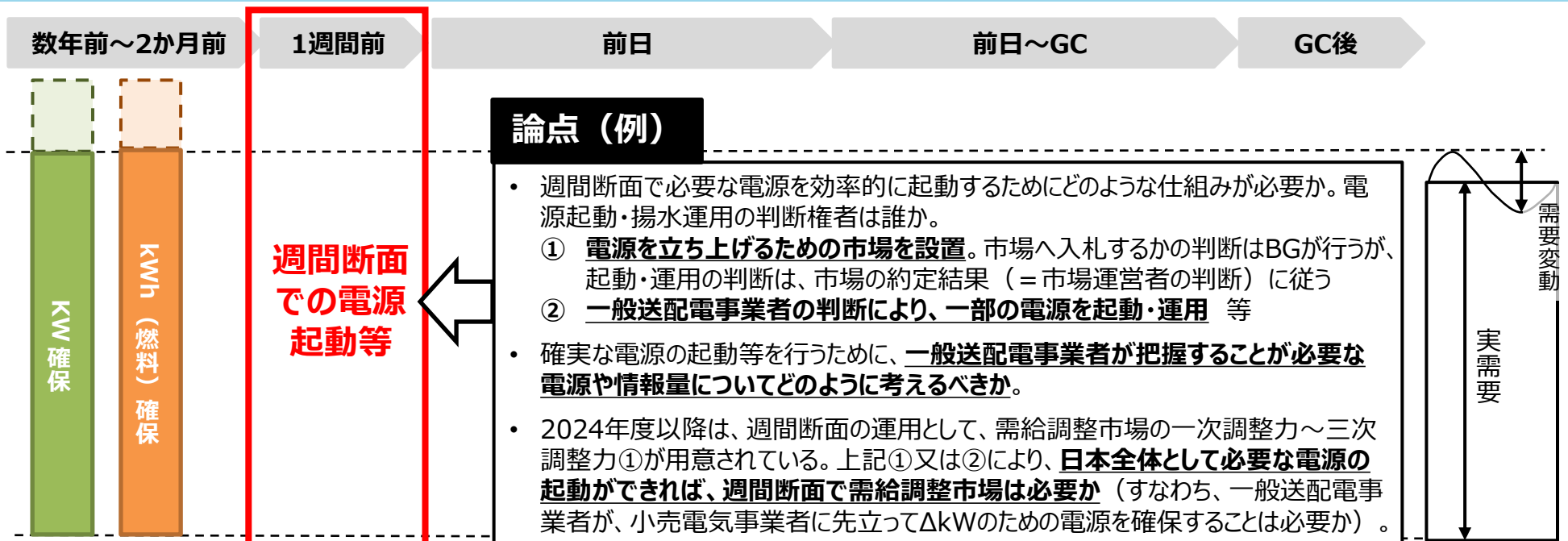
第3、4回市場WG（2022年10月、11月）における議論概要（抜粋）

- 1日でSCUCの計算をすると起動費が高くなるが、例えば1週間等であれば、価格が高騰するといった問題は防止できるのではないか。
- kWhに起動費を漏れなく載せ、起動費を織り込んだ市場価格の計算を追求するべき。
 - ✓ これによって、電気の価値を適切に反映できるのではないか。起動費を入れ込む期間は1週間程度で、極力起動費を反映できる計算方法を検討してほしい。
 - ✓ これによって、従来は起動していなかったような電源も起動できるようにすることが重要ではないか。

(参考) 検討に当たっての論点①：週間断面での電源の確実な起動等

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

- 電力・ガス取引監視等委員会の調査によると、**起動指令後18～24時間後**には、**日時停止・週末停止状態のコンバインド式ガス火力の100%、石油火力・気力式ガス火力の80%以上が起動可能**という結果が出ている。現行のスポット市場が前日10時であり、当日の需要が上昇し始めるのが朝方であることを考えると、多くの火力電源にとって、起動に必要な時間が確保されていると考えられる。
- 他方、**一部の電源（石炭火力の約半数等）は1日以上**の起動時間がかかる。また、**揚水発電**について、安定的・効率的な運用を行うためには、**週間断面から計画が必要**である。
- このため、**このような1日以上**の起動時間がかかる電源を**確実かつ効率的に起動・運用するために具体的な仕組みを検討する必要がある**。併せて、**電源の起動・揚水発電の運用の判断主体（発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者）についても検討が必要**である。



（参考）分析結果 電源種、停止モード別の発電機の起動特性

- 起動指令後一定時間経過後における起動可能容量を計算した結果、**起動指令の12時間後には日次停止・週末停止状態の石油火力と、コンバインド式ガス火力を中心として、全石油・ガス火力の70%以上が起動可能**であることが確認された。
- 更に、**起動指令後18～24時間後には、日次停止・週末停止状態の石油火力・汽力式ガス火力の80%以上が起動可能**であることが確認された。

電源種毎の起動特性の分析結果

70%~85%、85%~100%

電源種	総容量 (GW)	停止モード	起動指令からの経過時間毎の起動電源の割合					
			3時間後	6時間後	9時間後	12時間後	18時間後	24時間後
石油・ガス火力計	85GW	全停止モード平均*1	24%	47%	64%	71%	88%	91%
コンバインド式ガス火力	46GW	日次停止	81%	87%	93%	93%	100%	100%
		週末停止	34%	71%	93%	93%	100%	100%
		定検等	0%	39%	73%	87%	98%	98%
汽力式ガス火力	30GW	日次停止	19%	45%	51%	63%	95%	95%
		週末停止	0%	18%	32%	42%	73%	85%
		定検等	0%	6%	26%	26%	52%	66%
石油火力	9GW	日次停止	19%	66%	71%	93%	93%	93%
		週末停止	0%	8%	45%	72%	82%	82%
		定検等	0%	0%	0%	7%	62%	62%
石炭火力*2	26GW	全停止モード平均	3%	9%	16%	33%	46%	51%
水力・揚水	32GW	全停止モード平均	100%					

起動指令後**12時間**以上経過すると、**70%以上起動可能**。

コンバインド式ガス火力の方が汽力式よりも起動が早く、**9時間後には日次停止・週末停止**ユニットの**90%以上**が起動可能。

石油火力も**12時間**以上経過すると、**日次停止・週末停止**のユニットの起動可能量が増加。

*1：全停止モード平均は3種類の停止モードの起動電源割合の平均値。 *2 石炭火力は限界費用の低いベースロード電源であり、基本的にはスポット市場時点で約定するため、詳細分析の対象外とした。 47

(参考) 容量市場リクワイアメントの概要 (需給ひっ迫のおそれがあるとき)

- 容量市場落札電源に対し、需給ひっ迫のおそれがあるときには下記のリクワイアメントが課される。
 - 稼働可能な計画となっている電源等 (バランス停止機含む) は、**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、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札する。**
 - 市場へ応札する余力は、燃料制約によって減じることを原則認めない。
 - 需給ひっ迫のおそれがあるとき、対応可能な範囲で計画停止の中止を求める。

第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2019年8月27日) 資料3より抜粋

容量市場のリクワイアメントによる需給ひっ迫抑制効果		5
<ul style="list-style-type: none"> ■ 容量市場において、「平常時」と「需給ひっ迫のおそれがあるとき」ではリクワイアメントが異なる。 ■ 具体的には、「平常時」では、稼働可能な電源等の市場応札を求めるものの、経済的ペナルティは課さない。それに対して、「<u>需給ひっ迫のおそれがあるとき</u>」では、<u>全ての稼働可能な計画となっている電源等に対して、小売電気事業者に電気を供給すること、もしくは市場に応札することを求め、燃料制約によって未達となった場合でも、経済的ペナルティを課すこととなる。</u> ■ したがって、容量市場における「需給ひっ迫のおそれがあるとき」の仕組みにより、稼働可能な電源等により必要な電気が供出されることが期待される。 		
事業者	リクワイアメント	ペナルティ
平常時	<ul style="list-style-type: none"> ● 稼働可能な電源等における余力を応札する。 ● バランス停止を予定している電源の不経済な起動は求めない。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 事前に経済的ペナルティを設定するのではなく、問題のある行為があった場合は、参入ペナルティを課す。
需給ひっ迫のおそれがあるとき	<ul style="list-style-type: none"> ● 稼働可能な計画となっている電源等 (バランス停止機含む) は、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、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札する。 ● 市場へ応札する余力は、燃料制約によって減じることを原則認めない。 ● 需給ひっ迫のおそれがあるとき、対応可能な範囲で計画停止の中止を求める。 	<ul style="list-style-type: none"> ● リクワイアメント未達量 (kW・時間) から、以下にてペナルティ額を算定する。 ● ペナルティレート (¥ / kW・h) $= \text{容量収入額} \times 100\% \div (\text{容量確保契約量 (kW)} \cdot Z (h))$ 経済的ペナルティ額 = リクワイアメント未達量 × ペナルティレート ※ Zとは1年間で需給ひっ迫のおそれがあるときとなる時間が想定される時間

(参考) 容量市場リクワイアメントの概要 (需給ひっ迫のおそれがあるとき) (続き)

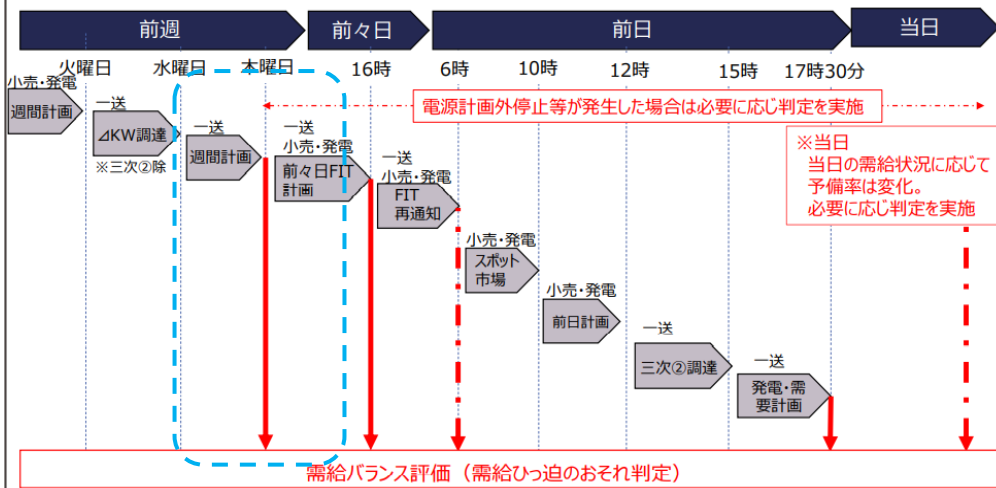
- 広域機関は、翌週分の需給バランスを評価して、前週木曜日に需給ひっ迫のおそれ判定を実施する (広域予備率8%未満が見込まれる場合に、「需給注意報」等のアラートを発信)。
- 前週木曜日断面での判定は、発電事業者に対し、電源の起動時間を考慮したうえで、容量市場のリクワイアメントを遵守させることで、起動準備を促すためのものとなる。

第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2019年8月27日) 資料3より抜粋

需給バランス評価 (需給ひっ迫のおそれ判定) のタイミング

21

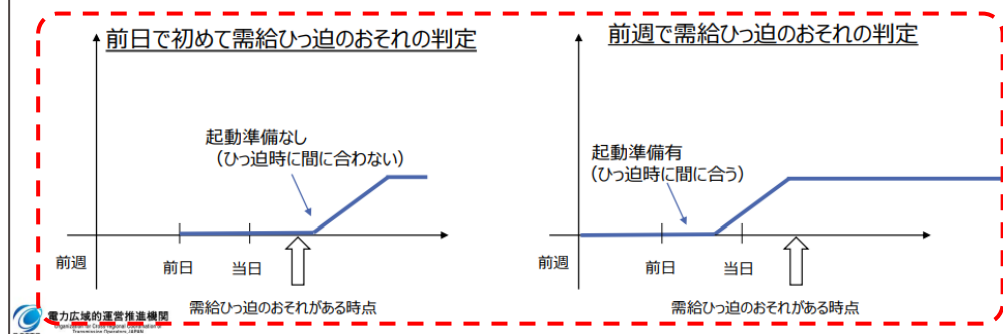
- 需給バランス評価のタイミングにおいて、基本的に需給ひっ迫のおそれ判定を実施することとなるか。
- 具体的には、前週木曜日に翌週の需給バランスを評価し、その後の追加的な計画外停止等の発生時に必要に応じ評価してはどうか。また、前日スポット市場の前 (例; 前々日のFIT特例①の配分時など) に再評価してはどうか。
- 前日の前日計画受領以降は、需給状況の変化等を踏まえ、30分コマ単位で、より精緻に評価することとなる。



前週における需給ひっ迫のおそれの判定 (前週判定) の必要性

22

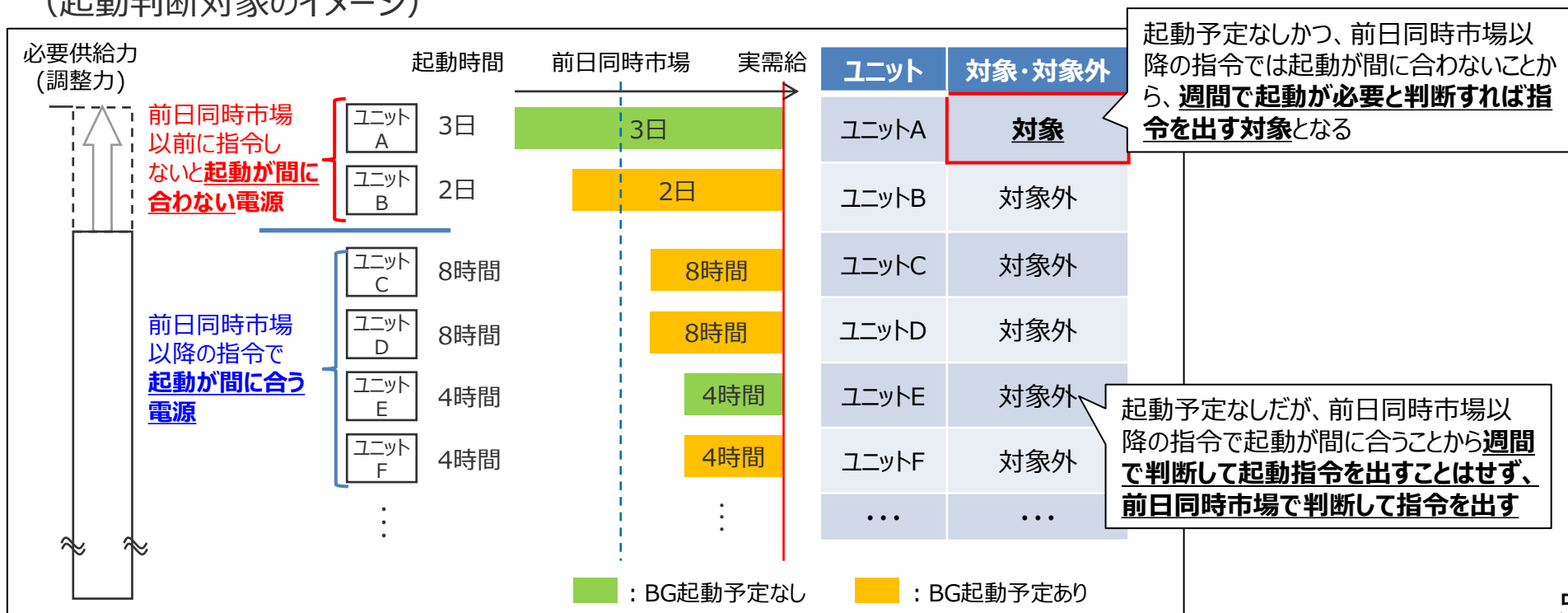
- 前日計画の断面で初めて需給ひっ迫のおそれありと判定された場合、バランス停止機が起動に時間がかかる状態で、需給ひっ迫のおそれがある実需給時点までに起動並列が間に合わないという状況が発生することが想定されることから、前週～前々日の断面での需給ひっ迫のおそれの判定 (以下「前週判定」と略す) をする必要があるか。
- 前週判定を行うことで期待できる事項は以下のとおり。
 - 発電事業者が週間計画受領の断面でバランス停止している発電機を、需給ひっ迫のおそれがある日時に向けて起動準備を促すことができ、需給ひっ迫時の予備力が増加する。
 - 発電事業者が運用する発電機の計画停止の中止可否の検討を促すことができる。
- 前週判定を実施し、発電事業者に容量市場のリクワイアメントを遵守させることで、発電機の起動準備を促すことしてはどうか。



電源起動の指令

- 週間断面で起動指令を行う場合、その**対象電源は、①前日同時市場前に指令しないと起動が間に合わない電源**、かつ、**②BGに起動の予定がない電源**が考えられるか。なお、起動の予定の有無の把握は、BGの週間計画などの利用が考えられるか。
- また、**週間断面で起動指令を行う場合、その判断基準について、どのように考えるか。** 週間断面での電源起動の仕組みが必要となる趣旨を踏まえれば、需給ひっ迫の場合に限定せず、例えば、1週間先までの需給バランスを見て、前日同時市場以前に起動が必要な電源を判断することなどが適切ではないか（次ページ参照）。

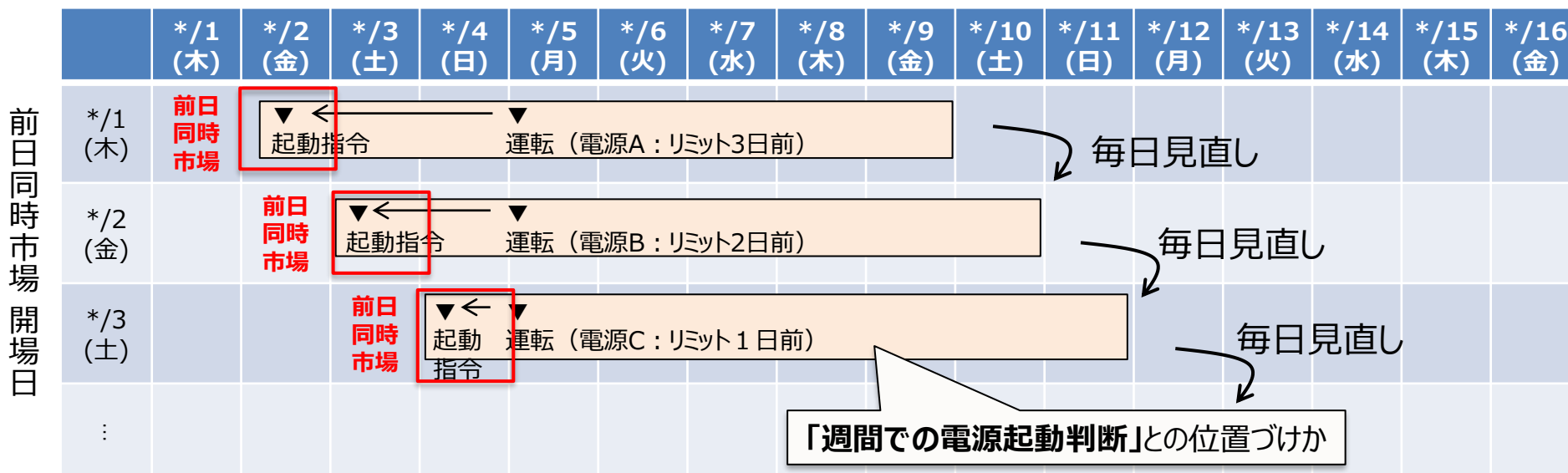
(起動判断対象のイメージ)



週間の起動判断と前日同時市場のSCUCの関係

- 第2回作業部会においては、単日で起動停止判断を行うと、起動費が高い電源が起動対象に選ばれにくくなることを踏まえ、全体最適の観点から、**同時市場における起動停止判断の対象期間**について、例えば、**次の1週間の計画を考える**ことも考えられる旨をお示したところ。
- 詳細は今後システム負荷の問題や費用対効果を踏まえて検討することが必要となるが、前日同時市場において、翌日の電源起動停止を判断する際には、1週間先までの需給バランスを見て判断できれば、週間の起動判断と同じ処理となる。この場合、**前日同時市場における1週間先までの起動判断の中に、週間の起動判断も含まれると整理できるのではないか。**
- また、**週間の起動判断は、毎週1回実施するのではなく、例えば、**毎日の前日同時市場の結果を踏まえて指令を出す**ことが考えられるのではないか。**

(前日同時市場と電源起動判断の対象期間の関係)



前日同時市場の取引対象日
 SCUCの対象期間

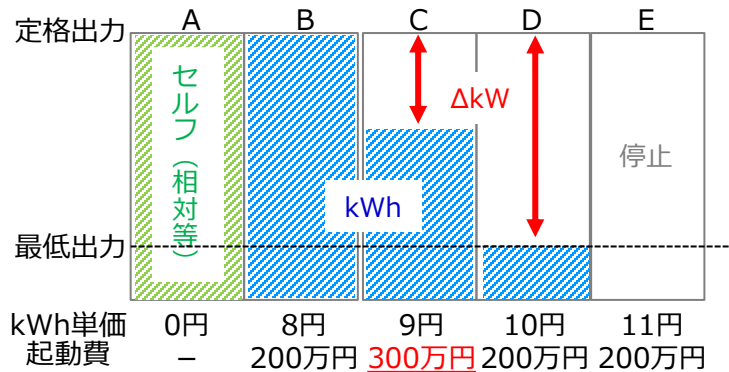
(参考) ①電源起動 (停止) 判断 (起動停止判断の期間等)

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) 資料4より抜粋

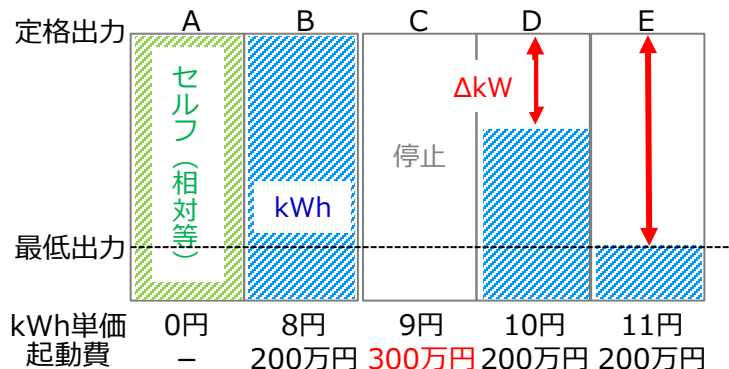
- 起動停止判断にあたり、起動済み電源であっても、常に一定の起動費を織り込んで計算を行うと、変動費が安かったとしても起動費の高い電源は選ばれにくくなる。そのため、**前日に稼働し、当日も継続的に稼働させる電源については、起動費をゼロとして考え、起動停止判断を行ってはどうか。**
- また、単日で起動停止判断を行うと、起動費が高い電源が起動対象に選ばれにくくなる。**今後、起動停止判断の対象期間 (例えば、次の1週間の計画を考える等) も検討する必要があるか。**

常に起動費を織り込んで起動停止判断を行う場合

kWh費に着目すると電源Cを出力させるべきだが、起動費も考慮した結果、電源D・Eが選ばれる可能性が存在。

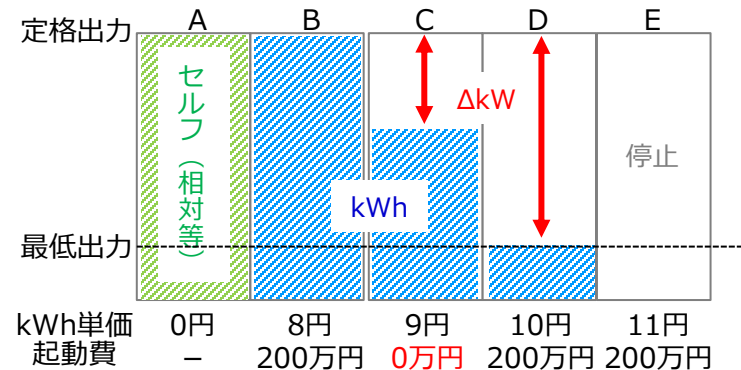


起動費を考慮すると以下の運用の方が効率的な場合が存在



前日の稼働を考慮する場合

前日に稼働し、当日も継続的に稼働させる電源については、起動費をゼロとして考え、起動停止判断を行えば、確実に電源Cが活用され、最経済運用となる。




前日の23:30~24:00のコマで運転されていて、当日の0:00以降も継続的に運転する場合

起動指令を受けた電源の起動費の扱い

- 起動の指令を受けた電源は、前日同時市場において、Three-part情報での入札を行うこととなる。この場合、前日同時市場の約定結果に基づき、最終的な系統並列の有無（前日同時市場での約定の有無）が決定される。
- このように、週間での起動判断は、前日同時市場での起動判断対象（ラインナップ）を準備するための行為ともいえ、最終的な系統並列の判断（前日同時市場での約定）は前日同時市場にて実施されるものと考えられる。
- そのため、週間で起動指令した電源の起動費についても、基本的には、前日同時市場（や今後議論予定の時間前市場）の精算ルール（次ページを参照）で対応することとしてはどうか。（※）
（※）起動に時間のかかる電源については、ある程度の期間稼働させることが経済合理的であることから、通常は前日同時市場である程度の期間を通じて約定し、起動費の回収も図られる蓋然性が高いことが見込まれる。但し、前日同時市場で約定しなかった電源については、別途、起動費の回収を認める仕組みが必要。

(参考) 起動費の取り扱い (詳細論点)

- 起動費について、以下のような論点が考えられるが、それぞれどう考えるか。その他、どのような論点があるか。

論点	詳細
i)	<p>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。</p> <ul style="list-style-type: none"> 前ページの通り、PJMにおいては、市場価格 (LMP) 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。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、P.35の通り、計算負荷等との関係で、そのような約定ロジックを組みうるかは検証が必要。
	<p>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。</p>
	<ul style="list-style-type: none"> 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) <ul style="list-style-type: none"> ✓ 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 ($\sum \text{市場価格} - \sum \text{起動費等}$の各種費用 ≥ 0) か否かを判定する。
iii)	<p>起動費の取漏れの負担者</p> <ul style="list-style-type: none"> 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)	<p>負担割合</p> <ul style="list-style-type: none"> 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。

揚水・蓄電池の取り扱い

- 揚水発電について、2024年度以降（※）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。
- 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P.29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方法）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、前ページまでの通り、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か。
- 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してはどうか。
- 系統用の蓄電池についても、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か。何か課題はないか。

(参考) 現在のポンプアップ実施主体別の揚水発電の運用について

第67回制度設計専門会合（2021年11月）資料7より抜粋

- 2024年度以降の揚水発電のポンプアップ実施主体の検討に当たって、現在のポンプアップ実施主体別の各エリアにおける揚水発電の運用について確認を行った。

ポンプアップ実施主体別の揚水発電の運用

※各項目の詳細は、次頁以降で説明

項目	一般送配電事業者主体	調整力提供者主体
池全体の水位の管理	一般送配電事業者	調整力提供者
発電機、ポンプの運転	調整力提供者 ※オンライン制御可能な設備は、一般送配電事業者による遠隔制御が可能	調整力提供者 ※同左
調整力の稼働指令 (発電・ポンプアップ)	一般送配電事業者（電源Ⅰ・Ⅱ契約に基づき指令）	一般送配電事業者（電源Ⅰ・Ⅱ契約に基づき指令）
調整力の稼働計画 (発電・ポンプアップ)	一般送配電事業者が池全体の水位を踏まえて、調整力の稼働計画を立てる。 ※調整力提供者のBG計画は考慮しない。	調整力提供者が調整力（電源Ⅰ・Ⅱ）として利用可能な池の水量を一般送配電事業者に連絡。 ↓ 一般送配電事業者は、基本的に連絡を受けた水量の範囲で調整力の稼働計画を立てる。 ※状況によっては、一般送配電事業者は提示された水量の範囲を超えた調整力の稼働要請を行う場合がある。この結果生じたBG計画と実績の乖離はインバランスとは見なされない。
BG計画（調整力提供者による調整力以外の稼働計画） (発電・ポンプアップ)	調整力提供者が調整力（電源Ⅰ）として契約している分の池の水量を除いた範囲でBG計画を立てる。 ※一般送配電事業者が池全体の管理、運用を行っているため、状況によっては一般送配電事業者の判断によりBG計画通りの運用とはならない場合がある。この結果生じたBG計画と実績の乖離は、インバランスとは見なされない。	調整力提供者が池全体の水位を踏まえて、調整力（電源Ⅰ）として契約している分の池の水量を除いた範囲でBG計画を立てる。

(参考) 2024年度以降の揚水発電の運用のあり方

- 2024年度以降、調整力の調達が需給調整市場のみとなると、現行の需給調整市場の取引規程等では、現在のような揚水発電の運用はできなくなる。
 - ポンプアップの運用等を電源Ⅱ契約で規定していることを踏まえると、2024年度以降は容量市場で落札した電源を対象とした余力活用契約において、ポンプアップの運用等を規定するといったことが考えられる。
- 需給調整市場が、必要な調整力は市場による競争を通じて透明性をもって確保することなどを背景に創設されたことを踏まえると、現在の一般送配電事業者主体のエリアのように、電源Ⅰ等の契約電力の範囲を超えて、自由に池全体の水位を運用できることが継続すると、需給調整市場で ΔkW を調達しなくてもよいこととなり、これは需給調整市場の制度趣旨にそぐわないのではないか。
- こうしたことから、2024年度以降、一般送配電事業者が利用可能な水位の範囲については、需給調整市場で調達した ΔkW の範囲を遵守することを基本的な考え方とすべきではないか。
 - 余力活用契約における余力の範囲については、GC前の発電事業者等の計画策定に支障を与えないことが前提とされているが、スライド22のとおり、支障を与える事例は相当限定的なものとなっている。余力が多いと ΔkW を調達しなくてもよいこととなることから、揚水運用において余力の範囲をどこまでとすべきか。
- また、上記の調整力の調達の透明性の観点や、本来、発電所はそれを所有する者に運用の権利があることや、前回会合で述べた調整力の登録kWh価格の考え方を踏まえると、揚水発電における池全体の水位の運用主体については、調整力提供者が行うことが適当ではないか。
 - 揚水発電と同様の機能を持つ蓄電池については、その充放電の運用主体は蓄電池の所有者にある。蓄電池との整合性の観点からも調整力提供者が運用主体である方が適当ではないか。

※運用主体を統一する場合は、運用変更となる側の一般送配電事業者にシステム改修が発生し、最短でも2年程度要するとのこと。需給調整市場の取引が本格化する2024年度に間に合わせるには、2022年度からシステム改修に着手する必要がある、本論点を2021年までには整理を行う必要がある。

(参考) 下げ調整力の確保について

- 2024年度以降、前述のように一般送配電事業者が利用可能な水位の範囲については、需給調整市場で調達した ΔkW の範囲を遵守することを基本的な考え方とするものの、他方で再エネ余剰吸収のための下げ調整力の確保が課題となる。
- したがって、再エネの出力抑制回避等※のために一般送配電事業者が必要と判断した場合には、あくまで一時的に一般送配電事業者に池全体の水位の運用を認めることとしてはどうか。
 - 需給調整市場で調達した ΔkW の範囲を遵守することを基本的な考え方とすれば、中長期的には一般送配電事業者が事前の契約で調整力提供者から下げ調整力を確保するなど、下げの価値を評価する仕組みを設けるといった対応も考えられる。
- なお、その場合は、調整力提供者が必要なときに上池水位を確保できず、不足インバランスの発生や、需給調整市場でのペナルティの発生が考えられるが、これらの負担が生じないようにする必要がある。
- したがって、一般送配電事業者が上記の運用を行っている期間中、調整力提供者に発生するインバランスの発生については、現在と同様、インバランスとは見なさず調整力の稼働として整理することとしてはどうか。更に、需給調整市場でのペナルティの発生については、免除するよう資源エネルギー庁で検討を行うこととしてはどうか。


※需給ひっ迫時においてもエリアの周波数維持義務を履行するために一般送配電事業者が必要と判断した場合には、一時的に一般送配電事業者に池全体の水位の運用を認めることとしてはどうか。

(参考) PJMにおける揚水発電の運用

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）参考資料5より抜粋

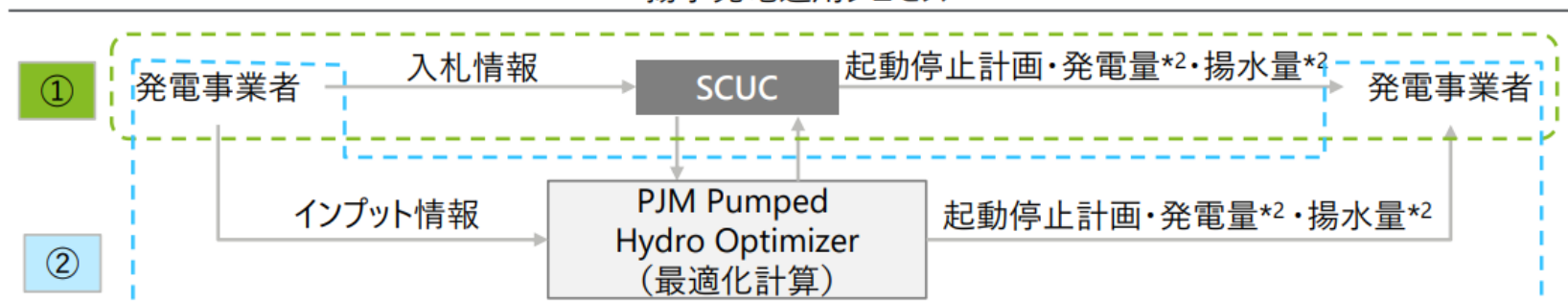
一般的に揚水発電は市場入札を通して運用が決定されているが、PJMが最適運用できる仕組みも導入されている

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-esrc/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) 過去の作業部会や市場WG での議論

(参考) 第1回・第2回市場WG (2022年9月) における議論概要

【全体の進め方等に関する意見】

- 公正な市場や競争環境の整備、イノベーション、安定供給、メリットオーダー、揚水や蓄電池や再エネの扱い、高度化法や省エネ法との関係性、複合約定ロジックの具体的内容、諸外国におけるビジネスモデルなど、様々な視点から検討が必要。
- 広域的な運用や公正・透明な市場原理・メカニズムを念頭に検討を進めることが重要。
- 日本の電気事業制度全体との整合が必要。

【電源起動、出力の確定】

○TSO予測需要と小売調達需要

- TSO予測需要をベースとすることが適当。
- TSO需要予測ベースで良いが、予測需要の精度も分析し検討を進めて欲しい。
- TSO予測需要の方が小売予測需要よりも精度が高いが、小売予測需要の方が大きい場合も一定存在。こういったファクトを踏まえつつ、取引をどのようにしていくか、具体的に検討をしていく必要。
- TSO予測需要に合わせることに一定の合理性はあるが、小売調達需要が大きい場合の検討も必要。
- 約定は小売入札に合わせることで賛成。
- kWが充足している状況で市場で売切れが生じないことが重要。
- 前日からGCに向けて、TSOとBGの需要予測はどの程度精度が高くなっているかについても分析があると良い。

【電源起動、出力の確定】(続き)

○同時市場後のkWhの扱いや調整力確保のタイミング

- 調整力の確保のタイミングについて、例えば、PJMでは約定を実需給に近づけることによって、EDC領域の調整力を確保しないという効率化を図っており、こういった仕組みも参考になる。
- 前日からGCまでのTSOとBGの需要の差は、時間前市場で確保していくべき。その上で、必要に応じて、余力活用契約などを用いて対応するのがいいのではないか。また、TSOの並解列をどこまで許容するかも論点。
- 経済合理性などを考えると余力は活用すべき。
- PJMのように、ISOがシングルバイヤーとなって、供給力と調整力を実需給まで運用していく仕組みが簡素であり、良い。
- 余力活用契約について、必要な機能や量はまだ評価が難しく、今後の議論の全体像の中で検討を深めていく必要。
- 仮に電源Ⅲに調整機能の具備が求められる場合、コスト負担等で参入障壁となる可能性に留意が必要。
- 調整力確保のタイミングに応じて、BG計画にどのように反映するか、電源運用がどう変わっていくか等、市場参加者に広く関係するため、プロコンの整理が必要。
- 三次調整力②は多大なコストがかかっており、調整力の確保のタイミングを実需給に近づける(例:PJM)といった考え方は有用な可能性。
- 調整力の約定のタイミングについて、実需給に近づけるほど起動可能な電源が減ると国の審議会でも報告があった。こういった実情も踏まえて、調整力が供出可能か検討するべきではないか。

（参考）第1回・第2回市場WG（2022年9月）における議論概要（続き）

【電源起動、出力の確定】（続き）

○調整力の取り扱い

- $\Delta kW-I$ が調整力なのか、供給力なのかは重要な論点。供給力の場合、余力活用で対応かと思うが、容量市場との整合性も考える必要。調整力の場合、どういった費用回収になるのかの検討が必要。
- $\Delta kW-I$ を同時市場で調達する場合、BGの不足インバランスの低減インセンティブへの影響も考慮した設計が必要。
- $\Delta kW-I$ の議論と同時に時間前市場の厚みに関する議論も必要。
- $\Delta kW-I$ の受益者と負担者の関係を整理して欲しい。
- $\Delta kW-II$ として、調整力の価値が異なる電源を一つにまとめるのは適切ではない。
- 新たな市場において、再エネの調整や予測誤差も含めて、発電計画が組まれるのであれば、 $\Delta kW-III$ は不要ではないか。
- $\Delta kW-III$ は $\Delta kW-II$ と一緒に扱うのが理想的だと思うが、費用回収の関係もあるので、整理が必要。
- 再エネの発電計画が下振れした場合、それを補完できる電源は $\Delta kW-III$ のため、 $\Delta kW-III$ は必要ではないか。
- 再エネも調整力として使えると考えられる（特に出力抑制されているときの上げ調整）。

○その他

- 発電機の起動については、週間で固定するのではなく、あくまで目安として週間断面で確認するだけで、並解列は間に合う直前まで引きつけることが必要ではないか。
- 長期的な重要予測に基づいて、ベース稼働させるべき火力発電等があるのであれば、入札条件以外の観点からも稼働の決定をしてもいいのではないか。
- 入札でなく、BG計画の提出をトリガーとして、電源起動や約定について考えていくべきではないか。加えて、BG計画の取り扱い（BG計画は所与とするか、TSOが書き換えるか）も検討が必要。

【入札情報】

- 昨今、燃料価格が大きく変動している事も踏まえ、コスト情報などについては、柔軟に変更・更新ができるようにすべき。
- セルフスケジュール電源が減少すると、供給力が減少することになるので、セルフスケジュールとして発電計画を登録する内容の定義について整理・検討が必要。
- 限界費用の定義について議論すべき。
- Three-Part情報としてどのような費用をどのように登録するのか、今後議論が必要。

【発電の買い、小売の売り】

- 単純化のため、また、新しい市場においては、メリットオーダーの追求がなされているため、発電の買いと小売の売りは認めない方向でいいのではないか。
- 経済差し替えや小売のDR、電源脱落への対応等のためにも、発電の買いと小売の売りは認めるべき。
- 供給力確保には支障が無いようにする必要。また、小売の売り入札も問題となる行動生じないようにルールメイクする必要。
- 発電の買いと小売の売りを認めない場合、先物市場でのヘッジ行動に変容が生じる可能性。
- セルフスケジュール電源が減少すると、供給力が減少することになるので、セルフスケジュールとして発電計画を登録する内容の定義について整理・検討が必要。（再掲）
- 差し替える場合はTSOとの連携の仕組みも必要ではないか。

(参考) 第1回・第2回市場WG (2022年9月) における議論概要 (続き)

【約定価格の決定方法、費用負担】

- セルフスケジュール電源の費用負担は、その電源の稼働に紐づいている小売電気事業者が負担すればよいのではないかと。
- 約定エンジンの物理的な制約も考慮しつつ、一定程度のロジックの簡素化は重要。例えば、PJMにおけるLMPは起動費等は考慮せず、限界費用カーブのみで価格を決定し、一部起動費等はUpliftという仕組みで回収している。
- PJMにおいて、市場で費用回収すればいいものを、何故Upliftの仕組みが必要だったのか、その理由を精査する必要。
- kWhとΔkWを同時に約定させ、マージナル電源の価格を最終的な約定価格にすべき。シングルプライスオークションが良い。
- kWhとΔkWの価値とその評価を分けて考える必要。
- 先物市場の設計との関係では、ベシスリスクやヘッジ会計等の観点から、同時市場はマルチプライスでなくシングルプライスでの約定の方が合理的。
- PJMのShortage Pricingについて、こういった仕組みの前にkW不足対応を容量市場の議論などで行うことが必要。
- 市場メカニズムで再エネの抑制を行うためにも、ネガティブプライスについての議論が必要。

【再エネやDRの取り扱い】

- 再エネの予測について、BG予測を積み上げるのか、TSOがエリア全体で予測するのか等、検討が必要。TSOの予測の方が精度が高いことを考えるとTSO予測に基づくのが良いと考える。
- 今後、再エネの出力制御が増えていくと想定される中で、どのような抑制量を算定すべきか、コストの低減につながるかについて、検討が必要。
- 古い再エネ電源にオンライン制御を付けるのは難しいが、このような電源をどう活用するか。
- 再エネの大量導入が進んでいる国や地域の情報も参考にすべき。
- 新しい仕組みによって、DRの参入障壁が高くなるのは反対。引き続き、TSOと小売電気事業者から指令できる形にすべき。

【BGの創意工夫等】

- BG計画はBGが変更していくべきではないか。BGの責任をしっかりと持たせた上で、相対契約や経済DR、市場活用させる仕組み等、BGの創意工夫との両立も大事。
- BGがそれぞれ計画を合わせていくのではなく、前日市場で精算をいったん確定して、リアルタイム市場で全体を調整しつつ、最終的な実績に基づいて精算する形がいいのではないかと。一方、BGやアグリゲーターが需給バランスを保つために創意工夫した分は報酬が得られるような仕組みを検討すべき。
- Three-Part情報を登録し、市場でのメリットオーダーに任せる場合、発電事業としてのインセンティブへの影響が懸念される。発電事業者の創意工夫と国全体の最適運用とが両立するような市場運用ルール設計が重要。

【その他】

- 時間の制約もあり、小売電気事業者が時間前市場をフル活用するのは難しく、同時市場までの約定結果を踏まえ、インバランスも勘案していくこととなる。
- 入札量よりも約定量が少なくなっている現状を鑑みつつ、海外のインバランス事例などを参考にしつつ、色々とパターン分けをした検討が必要。
- エリア内も含めて送電制約をしっかりと反映できるようなシステム構築が必要。
- 需給調整と混雑管理を同時に実施していくのかについて、早急に議論が必要。
- 発電設備出力のうち約半分は電源Ⅲが占めており、需給逼迫時の備えとして、その発電余力を把握することが必要。
- 欧州を含め、諸外国の調査は引き続き必要。

(参考) 第2回作業部会(2022年10月)における議論概要

【全体の進め方等に関する意見】

- 同時市場に移行した場合の各ルールがどのように適用されるのかを電力市場構造を踏まえ検討する必要。市場の運営者や監視ルール等も検討が必要。

【電源起動、出力の確定】

○TSO予測需要と小売調達需要

- TSOの方が小売に比較して予測精度がいい理由はどこにあるか。両者の保有している情報の差や、インセンティブの差、諸元の提出タイミングの差などが考えられるか。
- TSO予測需要と小売予測需要の大小にかかわらず、TSO予測需要をベースとすることも考えられるか。他方で、これは売り切れの問題をどの程度重視するかに依存する。
- TSO想定需要に頼った場合に、小売の調達インセンティブがどうなるかという規律の問題を整理する必要。
- TSO想定需要に合わせることで賛成。

【電源起動、出力の確定】(続き)

○同時市場後のkWhの扱いや調整力確保のタイミング

- 調整力確保のタイミングはメリデメ踏まえて検討が必要。
- 同時市場以降の時間帯で追加で調達するか、それとも、先に調達したものを放出するか、現行の市場設計も見ながら検討が必要。
- 時間前市場でも同時市場を行うということや、約定タイミングを実需給に近づけるということ、再エネ出力や需要予測の変化に合わせて都度需給計画を修正するPJMのやり方を参考にしつつ余力活用の仕組みを検討すること等は、経済性や供給信頼度の向上に資するのではないか。
- 調整力の確保タイミングを実需給に近づけると、必要な調整力を少なくできる一方で、起動できる電源に限られるという側面もあり、両面で検討が必要。
- 前日市場と時間前市場のそれぞれの位置づけや役割、スケジュールの検討が必要。例えば、時間前市場の方が取引が多くなった結果、全体として非効率になるといったことはあり得る。

○調整力の取り扱い

- $\Delta kW-I$ は前日断面で考えられる最適な電源構成を構築したことで生じるコストと考えられ、こういった点を踏まえつつ、受益者と負担者の関係を整理して欲しい。
- $\Delta kW-I$ はTSOのインバランス想定分と考えれば、調整力としてとらえられるのではないか。

○その他

- 電源起動はTSO予測需要でなされて、 ΔkW も含めて計画が作られ、実需要が近づくにしたがって、調整力の動かし方が指示されるという形なのではないか。そうであれば、時間前市場は必要ないのではないか。

(参考) 第2回作業部会 (2022年10月) における議論概要 (続き)

【セルフスケジュール電源の在り方】

- セルフスケジュールが増えると、効率化が図れない。
- Δ kWについても、セルフスケジュール電源からどうやって調整力を供出してもらうかを考える必要。
- セルフスケジュール電源を認めることは所与ではない。kWhの入札価格について、下限値で複数の入札があった場合、どう落札を決定するかというルールの問題はあり得るものの、マイナス無限大の入札が認められればほぼ確実に出力できる。セルフスケジュールを認めるのであれば、議論・整理が必要。
- 長期的な相対や自社電源の保有によって、発電事業者の事業予見性を高めることが重要で、全量プールはリスクがある。
- どのような電源がセルフスケジュールになるかによって、市場の絵姿が変わる。
- セルフスケジュール電源を0円やマイナス価格で入札して、確実に約定させたとしても、市場の外で価格ヘッジの必要性は生じる。そういったヘッジ取引が法律面からも可能かどうかの検証が必要。
- PJMにおけるセルフスケジュール電源はマストラン電源のようなものを想定しており、相対電源はセルフスケジュールのルールが必ずしも適用されているわけではない。また、過去、英国で全量プールがうまくいかなかった例や、米国でも相対契約を尊重しているという例もある。
- 間接送電権の例の通り、相対契約を尊重することと市場取引で発電スケジュールが決まることは矛盾しない。英国の例は本当にセルフスケジュールの問題だったかどうかは疑問がある。

【発電の買い、小売の売り】

- 電源差し替えでセルフスケジュール電源の供給力が減少し、必要な供給力が不足しないようにする必要。
- 前日市場と時間前市場のそれぞれの位置づけや役割、スケジュールの検討が必要。例えば、時間前市場の方が取引が多くなった結果、全体として非効率になるといったことはあり得る。(再掲)

【約定価格の決定方法、費用負担】

- どうやって調整機能を優遇するかを検討が必要。
- Δ kW- I も含め、調整力の待機の価値や発電の価値が適切に評価される必要。

【再エネやDRの取り扱い】

- DRや蓄電池、再エネの導入のためには同時市場の価格シグナルをしっかりと出すことが重要。

【その他】

- BG制が残った状態で、セントラルディスプレイは実現できるのか、疑問。
- 需給ひっ迫時の対応として、電源Ⅲの余力把握は重要。
- 同時市場の導入で大きく制度が変わると、各社のオペレーション等に影響が出ることには配慮が必要。
- kWh、 Δ kW- I・II・Ⅲのそれぞれで権利・義務の整理が必要。

(参考) 第3、4回市場WG (2022年10月、11月) における議論概要

【同時市場におけるkWhの価格決定方法】

○シングルプライス・マルチプライス

- シングルプライスにすべき。
 - ✓ 価格指標性の観点から賛成。
 - ✓ 多数の事業者が参加する中での簡便な精算という観点から賛成。
 - ✓ 再エネやDRがマルチプライスでの約定だと収入が無くなる。
 - ✓ マルチプライスだとFIP制度の抜本修正が必要で、電源ごとに参照価格が変わると、投資回収の判断も難しくなる。
 - ✓ マルチプライスだとザラバ市場のようになり、実務的に非常に困難。またザラバ市場だと入札システムへの投資によって、市場の活用の度合いが変わり、ザラバ市場をどこまで有効活用できるかに疑問が生じる。また、生産者余剰と消費者余剰の最大化の観点からはシングルプライスの方がいいのではないか。
 - ✓ 先物市場は最終決済価格の参照価格が一定（シングルプライス）でないと設計が難しく、また、シングルだからこそ現物価格と先物の最終決済価格が完全に一致することで会計上もメリットがあり、先物市場の参加者の安心にもつながる。
 - ✓ マルチプライスだと、プライスベースでの入札になり、価格高騰の原因にもなり得る。
 - ✓ シングルプライスだと過剰な利益が生じるのではないかと懸念だが、容量市場では、kWh市場での利益を控除することになるため、必ずしも過剰な利益が出ることは無いのではないかと。
 - ✓ 1日でSCUCの計算をすると起動費が高くなるが、例えば1週間等であれば、価格が高騰するといった問題は防止できるのではないかと。

- マルチプライスにすべき。
 - ✓ 買い手が支払う価格と売り手が受け取る価格が一致する必要は無い。
 - ✓ 同時市場はシングルバイヤーなので、マルチプライスが選択可能。
 - ✓ セルフスケジュール電源をどの程度許容するかという議論と合わせて、シングル・マルチの議論をするべき。
 - ✓ 起動費を含めて最大効率で運転することを考えると、発電事業者にはマルチでの支払いをし、買い手は平均費用で精算するといいいのではないかと。短時間の稼働電源について起動費が織り込まれることにより、市場価格が高騰するのではないかと。
 - ✓ 同時市場により電力市場の姿は大きく変わるので、FIP制度などはその姿に合わせて変更すればいいのではないかと。

○起動費の取り扱い

- kWhに起動費を漏れなく載せ、起動費を織り込んだ市場価格の計算を追求すべき。
 - ✓ これによって、電気の価値を適切に反映できるのではないかと。起動費を入れ込む期間は1週間程度で、極力起動費を反映できる計算方法を検討してほしい。
 - ✓ これによって、従来は起動していなかったような電源も起動できるようにすることが重要ではないかと。
- 起動費を市場価格に反映し、かつシングルプライスにするのであれば、安い電源の利益が大きくなるのではないかと。
- 前日市場で起動停止費用を入れて市場価格を計算する場合は、前日市場が高くなると、時間前市場が相対的に安くなり、前日市場で高く売り、時間前で安く買うといったモラルハザードが発生する可能性があるため、工夫が必要ではないかと。
- 起動費をkWh単価に割り戻して単位を合わせることが足下の価格高騰の一因。SCUCでThree-Part情報で社会費用最小化をしているにも関わらず、市場価格の計算で起動費をkWh単価に戻すことでメリットが無くなるのではないかと。

(参考) 第3、4回市場WG (2022年10月、11月) における議論概要 (続き)

○起動費の取り扱い (続き)

- 起動費の負担者は、受益と負担が一致するように整理が重要。
 - ✓ 市場で約定した電源は、市場調達者へのkWh供給という側面と、 ΔkW は実需給断面での調整力やインバランス供給に利用される側面がある。
 - ✓ kWhと ΔkW の両方で使う電源の負担の配分や、バランス停止後に起動する電源の起動の起因者が市場参加者なのかどうか、などは整理が必要。
 - ✓ 仮に、 ΔkW - II・IIIはTSO側で負担すべきものであるとすると、それがkWh価格に現れないという考え方もあり、起動費の受益と負担が整理されれば、シングルプライスで過剰に価格が高くなるという問題も解消されるのではないか。
- 現行の需給調整市場において、起動するといって入札したのに実際は起動していないというケースも多々あり、市場価格の影響が出たときにどうするかというのも論点ではないか。

○限界費用カーブと平均費用カーブ

- DR等、必ずしも費用カーブが右肩上がりでないものもあることを考えると、限界費用で約定させるという考え方もあるか。また、ドイツ等は平均費用を使っているが、安い風力発電がたくさんあり、多額の利益を得ることを回避する意味もあると思慮。日本の電源構成を考えると、限界費用での価格形成が良いか。
- 限界費用カーブは第一区分が高くなるといった問題はあるものの、PJMでも限界費用は最低出力より上の価格となっているし、(最低出力は)起動費の一部という形で認識するのも一案ではないかと思う。
- 例えば、定格で出力している電源の費用には何が含まれているのか。単純に限界費用や起動費なのか、何等か利益みたいなものも含まれているかなどの観点も重要か。

○価格弾力性のある需要の取り扱い

- 市場分断が発生する中で、繰り返し計算を行いながら供給曲線を作成する方法は難しい可能性もあり、そういったことも考慮しつつ、最適化ロジックを考える必要。

○ ΔkW - II・IIIの取り扱い

- kWhだけでなく、 ΔkW に係る費用も含めた総コストを最小化するアルゴリズムが理想。※約定電源等の決定方法(SCUC)にも関連。
- 電気の価値を反映するためにも、 ΔkW - II・IIIも考慮した上で、kWhの価格を決定する必要。案B-2については、需要が増えると限界費用が上がったり下がったりするので、価格指標性の観点からは歪になる可能性。
- 約定価格の決定方法によって、価格が変わり得る。価格決定手法によって、どの程度価格が変わるのか、ユーザーへの影響はどうなるかなど、様々な観点から検討が必要。特に、価格が高価になった場合に、どういうメリットがあるのかは考える必要。

○その他

- 同時同量のインセンティブの観点から、特に需給がタイトなタイミングでは、前日市場とインバランス料金を比較したときに後者の方が高くなる設計である必要。

(参考) 第3、4回市場WG (2022年10月、11月) における議論概要 (続き)

【同時市場における ΔkW - I・II・IIIの価格決定方法】

○ ΔkW - I

- BG制であれば、時間前市場は重要で、今後全体像を踏まえた議論をしてほしい。
- ΔkW - Iは ΔkW として確保が良い。時間前市場に投入する範囲は、安定供給の観点から、TSOが不要なものを投入して、安ければ小売電気事業者が差し替えに活用するのが良いか。また、現状の電源IIのように追加並列して ΔkW - Iを確保しないことで社会的費用を少なくすることも考えられるか。他方で、その場合に、 ΔkW - IIやIIIも必要ないという議論になるのは問題があり、ここには一定のルールが必要ではないか。
- 費用負担については、 ΔkW - Iについて、TSOの想定が過大な場合もあるので、託送料金の負担ではないか。kWhが発生したときは時間前市場やインバランスでBGの負担が良いか。
- 時間前市場への投入の範囲は、 ΔkW - Iが ΔkW - IIなどと重複があるかといった観点からも検討が必要。重複がなければ全量投入することもあり得るか。
- ΔkW - Iの受益者については、 ΔkW - Iを確保しない場合に時間前市場で起動が間に合わない電源についても前日同時市場で ΔkW - Iを確保することで時間前市場以降においてもそれらの電源を活用できるということになるため、時間前市場で調達した事業者やインバランスを受給した事業者が受益者であり、受益者に賦課するのがよいのではないか。
- 機会費用や逸失利益については、kWh市場における差し替えや起動との関係を一貫線を持って整理していくことが大事。
- ΔkW - Iが大きくなる（小売の想定需要が外れる）ということであれば、インバランスの負担に載せるということも考えられるか。
- ΔkW - Iで起動された電源が最終的にkWhとして使われたのか否かなど、起動された電源の受益に基づき起動費の負担者が誰なのかは議論が必要。
- 容量市場の費用分担において、小売とTSOの分担がどうかという論点とも関係するか。

○ ΔkW - II・III

- 現行の ΔkW はかなり価格差があるので、マルチプライスの方がいいか。ただし、kWhがシングルプライスで ΔkW がマルチプライスのロジックをどう組むかは工夫が必要であり、海外調査なども必要か。
- 固定費については、容量市場での回収が望ましいが、供給力kWhと ΔkW での適切な負担についても検討が必要。
- 低廉な需給運用の観点からはマルチプライスが良いのではないか。
- 機会費用や逸失利益については、kWh市場における差し替えや起動との関係を一貫線を持って整理していくことが大事。(再掲)
- 同時市場では逸失利益が市場運営者によって一意に算出できる。
- マージナル電源については、期待される値差や約定確率が低いと、固定費の回収予見性も低い。そのため、事業予見性の観点から、しっかり固定費が回収できるような仕組みとして、シングルプライスなのかマルチプライスなのかというのを選択してほしい。
- 固定費については、容量市場やスポット市場での費用回収も含めて全体の整理が必要。
- 固定費を載せられない仕組みになると発電機の廃止に繋がり、安定供給に支障を来す可能性がある点には注意が必要。
- ΔkW - IIやIIIがBGの調達後に余った電源で確保されるのだとすると、全国のメリットオーダーや再エネ大量導入に備えるというという観点からは問題がある。
- 調整力の入札の追加情報としては、燃料制約に伴う発電可能量や出力変化速度等、第2回作業部会で議論した情報などが必要。

【その他】

- 同時市場において、様々な選択肢がある中で、現行のルールがしっかり解決されているかや、費用対効果がどの程度かや市場価格の水準等の定量的な評価があると、選択肢を絞りやすい。
- 複雑な約定システムの場合に、本当にシステムを実装できるかを考えておく必要。最善策でなかったとしても、前例の有無や簡素かどうかなどで仕組み選択してもいいのではないか。
- 仕組みを作るときはメカニズムの分かりやすさも重要。
- 地内混雑や市場分断も考慮した約定価格の決定方法の検討が重要。

(参考) 第3回作業部会 (2022年12月) における議論概要

【同時市場におけるkWhの価格決定方法】

○起動費の取り扱い

- 基本的には先行事例、特にPJMを踏まえて仕組みを作るのが良いか。ただ、価格算定と約定を分離した上で、透明性があり、効率的な仕組みを構築するのは困難か。理想的には価格算定についても、起動費等は考慮するのが望ましい。
- 現在の需給調整市場三次調整力②においても、起動費に起因した価格高騰が生じるケースあった。現在の需給調整市場はマルチプライスのため、この問題は特定のユニットの価格付けの問題だが、今後シングルプライスの市場ということになると、この問題が他のユニットの価格にも影響し、さらに大きな問題になると理解。今回、PJMの仕組みも参考に現実的な提案が事務局から行われていることについて、評価。前例のない最も効率的な手法を追求するよりも、参考にできる前例が存在しているシンプルな手法のほうが、市場参加者にとっても理解をしやすいのではないか。

○価格弾力性のある買い入札の取り扱い

- 価格弾力性を考慮するためには、Three-Part情報に基づく、混合整数非線形計画問題を解く必要があるか。これを単一の時間断面でなく、最低でも1日程度の複数時間断面で同時最適することを考えると、計算が時間内に収束しない可能性もあるので、計算量の削減を図った簡略的な方法も併せて検討することが必要。
- よほど計算上の問題があるということでない限り、起動する電源を効率的に決定するという点が肝要なため、簡易供給曲線でなく、価格弾力性を考慮した形とするべき。

○ ΔkW - II・IIIの取り扱い

- kWhとして出力できる領域で考える案Bが自然か。特に案B-2を念頭に考えてはどうか。

【同時市場における ΔkW - I・II・IIIの価格決定方法】

○ ΔkW - I

- 費用負担は、受益者と負担者の一致を図ることが基本。 ΔkW - Iの受益者は、時間前市場で調達した事業者や、インバランスを発生させた事業者であり、 ΔkW 単価にそれらの料金を付加するのがよい。

○ ΔkW - II・III

- ΔkW - II・ ΔkW - IIIの取り扱いに関連し、その限界価格の求め方について複数の案が挙げられている。調整力確保のための費用の負担者の考え方に整合的に考えるべきか。託送料金や発電側課金のような形で回収するのであれば、案Aが望ましいが、調整力確保のための費用をkWh市場の参加者で按分するのなら案Bが望ましい。
- 同時市場であれば、kWh市場との関係で、機会費用を補填することが可能であり、固定費を別途回収するという議論は理屈に合わない。
- 調整力の時間前供出について、現行制度とは大きく議論が違う。時間前市場での購入者が自社の電源を無秩序に止めるということがかなり限定されている。
- 固定費の織り込みについて、固定費は容量市場からの回収が望ましいが、設備はkWhを供するためにも必要であり、容量市場やkWh市場での回収の観点や、現状の ΔkW 価格には逸失利益分が考慮されていることも踏まえて、全体の整理が肝要。
- 逸失利益について、同時市場のkWh価格と限界費用の差額により、市場運営者が一意に算出することが可能。
- Three-Part情報以外で必要な追加情報としては、第2回作業部会の資料4に記載のとおり、燃料制約に伴う発電可能量や出力変化速度等がある。
- 低廉な需給運用を実施する観点からマルチプライスがよいが、kWh単価の議論を踏まえつつ検討が必要。

(参考) 第3回作業部会 (2022年12月) における議論概要

【その他】

- 実際の電源の起動停止の判断は約定結果に基づくのか、それとも経済性と供給信頼度の追求という観点から、TSOの需要予測に基づくのか。BG制を残す意義にも関連する。TSOの需要予測に基づくのであれば、小売電気事業者に前日段階で需要予測を正確に行ってもらうインセンティブとしては、電源ⅢのようなTSO側から制御できない電源に自主的に動いてもらうことが挙げられるか。余力活用に関する今後の整理の結果によっては、前日段階で約定させる必要性も変わってくるし、約定を実需給に近づける検討も進み得るか。
- 同時市場は、スポット市場と需給調整市場の単純な統合ではない。ほぼ全電源がThree-Part情報で運用が決められる。運転計画が決まった後の費用負担については、PJMのやり方もあれば、全額を応分負担させることもあり得る。よって、約定価格は必ず売りと買いが同じ価格である必要は無い。セルフスケジュールという形で相対電源を別にとっておいて、余剰電力だけでThree-Part約定をやるのはあり得ない。
- 複数案が存在するときに、容易に別の案に変更が可能なのか、膨大なコストがかかるのか等は明確にして議論をしてほしい。今メリットだと思っていたものが実は小さく、小さなデメリットだと思っていたものが非常に大きいということは発生しうる。また、現在の制度に固執しないように注意してほしい。
- 広域機関の資料のP.13のように、コミットメントの量を安定サイドで決めると、コストがかかることを示している。足下の調整力調達でも発生していて、足下の市場改革も一層努力して行くべき。

(参考) 第5回市場WG (2023年1月) における議論概要

【約定電源等の決定方法と約定価格の決定方法との関係性】

- ・ (売り切れの場合の最適化計算と約定価格の決定について) 現行のスポット市場は売り切れると買い札で値が決まる。同時市場で社会的余剰最大化を目的関数にするのであれば、価格は売り札で決めても買い札で決めても社会的余剰の大きさは変わらない。どういふ価格決定になるのか議論が必要。
- ・ 約定価格のルールは、端的には、「約定価格以上の買いは必ず買える、約定価格よりも安い売りは必ず売れる、約定価格と同額の場合は部分的に約定する可能性がある」が原則。買いが多い場合は高い札を入れた者から買えるのは当たり前か。
- ・ 電源ラインナップの確定において、重要なのは社会コストの最小化。Pass 1における起動・出力の調整を余力活用契約で解決することも考えられるかもしれないが、前日市場の価格と余力活用契約の価格には差があるため、この差の取り扱いを考えなければ、社会コストを最小にする仕組みは難しいのではないか。

【電源等情報の一元的な把握・管理】

- ・ 発電情報の一元管理は必要。長期固定電源等以外の電源の入札方法としては、② (Three-Part情報 (価格) を入札するが、いずれの情報 (価格) も実際に発電に係る費用にかかわらず、より低い価格で入札し、落札させやすくすることを認める。) の方向か。系統混雑やノーダル・ゾーンの議論の状況を見据えながら検討が必要か。
- ・ 全ての電気のやり取りを市場を通じて行うか、情報だけ同時市場に登録するか、について、記載のとおり会計上の課題等もあると思われることから、課題の解決策や実務面の効率性、システムの効率性考慮して詳細の検討・整理していくことが肝要。
- ・ 市場外での取引はあり得ないのではないか。情報管理をすることによって、カーボンニュートラルやエネルギーセキュリティの担保が可能なのではないか。発電事業者がどうしても電源を売りたいのであれば、安値で入札すればいいだけ。高値の入札は約定価格のつり上げの問題があるかもしれないか、安値の入札は認めればいいのか。相対電源をThree-Part Offerで入札しないのであれば、電源はあるのに市場が売り切れるといったことが発生することも考えられる。

【電源等情報の一元的な把握・管理 (続き)】

- ・ BG制は残るものと認識している。同時市場へのBGの関わり方がどうなるかを整理してほしい。BG制が残るのであれば、需給バランスを維持する主体はBGであり、相対と市場の2つを通じて、バランスを取るのだと理解している。そうであれば、同時市場へ入札しない電源を認めるのが原則。安定供給のためにTSOで情報を把握することは重要だが、市場を通じた情報収集に限る必要は無い。
- ・ 全量市場を通す場合の会計上の問題について、現状、先物市場では時価会計を使っている事業者も多い。そのため、時価会計を使う余地が事業者にも生まれてきているのではないか。
- ・ 小規模な小売電気事業者は時価評価に慣れていない。また、地方の小さな金融機関なども対応できないことが想定される。
- ・ 全量市場を通す場合の売買した電源の特定の問題についてだが、再エネに関しては、コーポレートPPAスキームが脚光に浴びており、電源の特定を認める必要がある。
- ・ 全量市場を通す場合の決済の問題について、取引相手の信用力に疑義がある場合はクリアリングハウスを通すことは解決先の一つ。むしろ、コストメリットが生じる可能性もあるので、一長一短あるか。
- ・ 電源Ⅲの発電余力について、自家発の情報を集めるのは難しいのではないか。
→発電計画の上限値と計画値の差分から余力を把握すべく、現在、広域機関でも検討を進めている。同時市場においても、発電機の入札情報と約定量から余力の把握ができるのではないかと考えている。

(参考) 第5回市場WG (2023年1月) における議論概要 (続き)

【長期固定電源等を前提とした制度設計】

- 長期固定電源等を優先約定し、それ以外は相対価格と市場価格の差額を特殊契約で調整するという方向性に賛成。承認電源等は燃料制約等を考慮していないので、燃料制約等の取り扱いは今後議論が必要。
- 電源特有の制約や、事業者の発電量を確定させたいニーズなどを踏まえた柔軟性のある運用が認められる方向で議論を進めてほしい。一方、長期固定電源等以外にも出力量の制約がある電源は存在（例えば、再エネ出力抑制時に稼働している火力電源など）。仮に優先約定の対象を長期固定電源等のみに限定した場合、同様の制約を持つ電源のうち、長期固定電源等だけが優先されるので、全ての電源がイコールフットイングとなるような方向で検討が必要。
- 落札の可能性を高める入札方法として、量だけ入札と低価格での入札が挙げられているが、選べる形にするのがいいのではないか。米国では風力は dispatchable な形で入札されているが、税額控除制度によって、ネガティブプライスだとしても利益を得られる水準までは低い価格で入札したいというニーズだと理解している。そのため、低価格の入札も認めるべきではないか。
- 発電量を自社で確定させたいニーズについて、例えば、産業用で自家発の余剰電力を販売（逆潮）している事業者は、構内の消費電力や熱利用の観点から発電量を確定させたいニーズがあると考えられる。こうした電力事業を本業としていない事業者の存在にも留意した制度設計が必要。

【再エネ電源やデマンドリスポンスの取り扱い】

- インバランスが単なるペナルティーではなく、取引の要素が強まるのであれば、需給管理は小売電気事業者にとって、競争力の一つ。小売電気事業者の戦略的な活動を活性化するには、BG制の機能を確保していくことが重要。
- 再エネ誤差の調整のために、時間前市場の流動性向上、調整力の確保、SCUCの運用方法の検討が重要。また、同時同量を求める粒度について、再エネ変動の均し効果を考えると、電源単位でなく、BG単位としてほしい。SCUCの諸元はFIP電源等の導入量やアグリゲートの実態に応じて検討するという方針には賛成。
- SCUCの諸元は、精度が高いものを採用するのが効率的。当面はTSOの方が精度が高いと思うが、将来的には蓄電池等の導入でBG計画を活用することになるか。
- 従来出力抑制の考え方とは大きく変わる可能性。時間前市場の考え方や、オンラインで制御できる再エネは下げ調整力と考えるか等、様々検討する必要。
- 太陽光の場合、自家消費が増えている。系統接続されていない場合、BG計画に反映されるのか、自家消費の電源も含めてTSOが把握するか、等一つの課題になり得る。
- 時間前市場の流動性の向上について、足下の議論なのか、将来を想定した議論なのかが重要。足下の流動性が低いと言うが、安い売りや高い買いなら約定できるので、流動性を簡単に説明するのは難しい。

(参考) 第5回市場WG (2023年1月) における議論概要 (続き)

【週間断面での電源起動の仕組みの導入と揚水・蓄電池の取り扱い】

- SCUCの期間が1週間でいいかは、ケーススタディが必要ではないか。1週間ではなく、より短い期間やより長い期間がいいかもしれない。
- 容量市場のリクワイアメントは逼迫時の安定供給のためで、メリットオーダーが目的でなく、市場に間に合う発電機を多めに並列することが目的か。よって、常時の運用として、容量市場のリクワイアメントが使えるかは疑問。常時の運用としては、週間でのメリットオーダーで並列を決め、かつ、並列可能な時間のぎりぎりまで引き付けることで、経済性を追求していくのが良いのではないか。
- 揚水や蓄電池について、カーボンニュートラルのためには再エネは出力抑制をしない方がいいため、電力需給の管理者が揚水等を最大限有効活用するのがいいのではないか。
- 容量市場のリクワイアメントについて、市場で約定するかが不透明な中で、起動準備までするのは悩ましい。前日市場に絡めて先々を予想しながら、起動を判断する方が、発電事業者にとっても予見性が高まるのではないか。
- 起動指令があったが、同時市場で約定しなかった場合、起動準備にかかった費用の取漏れが発生するので、これに配慮して検討してほしい。

【その他】

- PJM・NYISO・CAISOと比べて、ERCOTは異質。参考事例として今後紹介いただくのがいいのではないか。