

安定供給のための電源起動と メリットオーダー等について

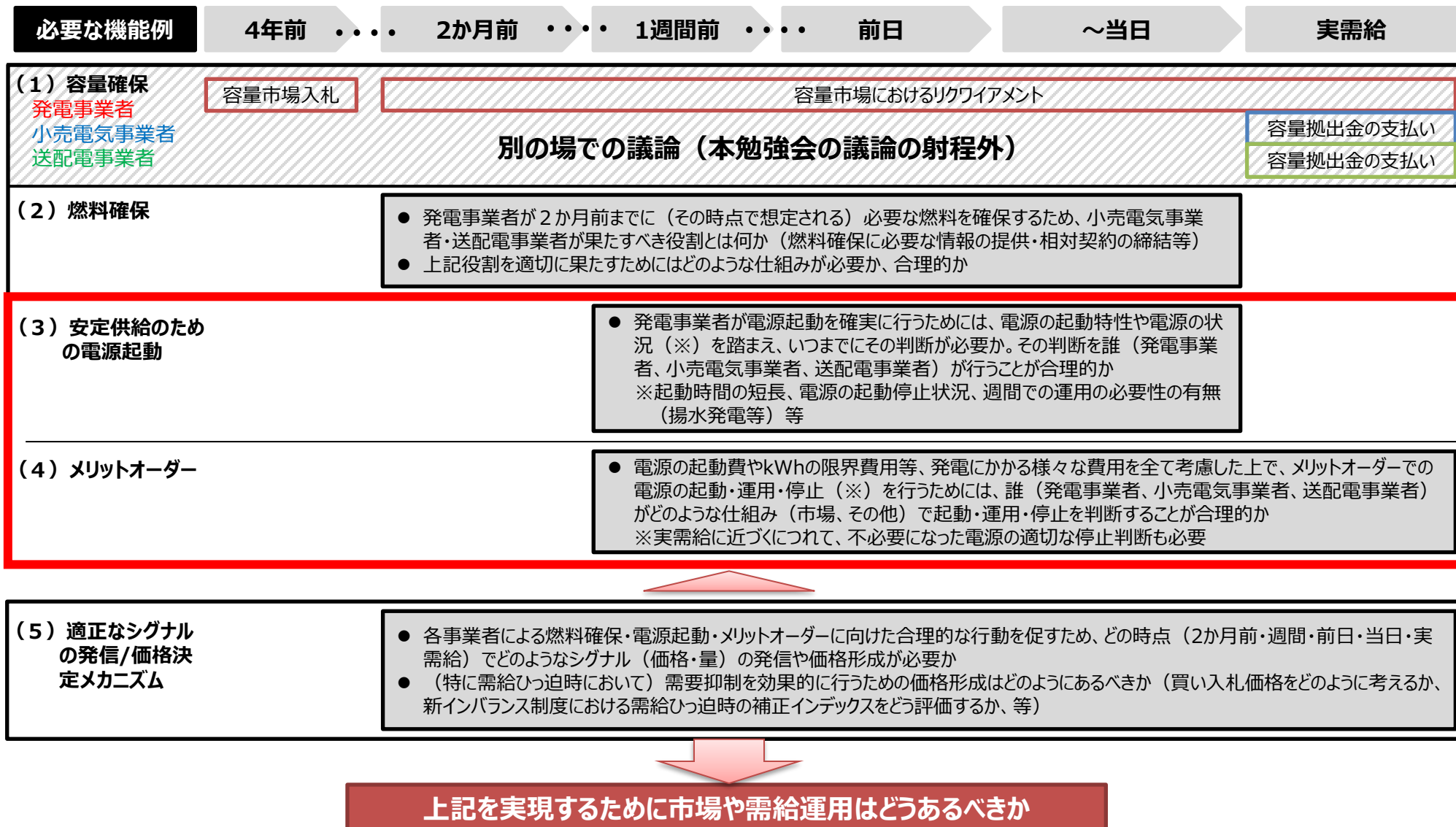
2022年4月22日

資源エネルギー庁

1. 安定供給のための電源起動とメリットオーダーについて

2. 適正なシグナルの発信/価格決定
メカニズムについて

- 「電力システムの目指すべき姿」すなわち、「①電力の安定供給の確保」「②持続可能、効率的かつ公正な電力供給の実現」のために必要な機能は何か。各事業者や市場はどのような役割を果たすべきか。



【論点①】電源の確実な起動・揚水発電の効率的な運用

- 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、日次停止・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。
- 特に需給ひっ迫時などに、このような電源を確実にかつ効率的に起動・運用するために、どのような仕組みが考えられるか。また、電源の起動・揚水発電の運用の判断は、誰（発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者）が行うことが合理的か。
- なお、現状の整理は以下の通り。
 - － 小売電気事業者が確保している相対電源については、発電事業者との合意（自社電源は自社の判断）に基づき、必要に応じて1日以上前から電源の起動の意思決定が行われると考えられる。
 - － 2024年度以降においては、週間断面で調達がなされる需給調整市場の1次～3次①等で落札した電源については、電源の性質を踏まえ、必要に応じて1日以上前から電源の起動を行うこととなる。
 - － 揚水発電について、2024年度以降（※）は発電事業者が任意にスポット市場や需給調整市場に入札し、ポンプ・発電を行う運用となる（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、一時的に一般送配電事業者が運用することも認められている）。
（※）2024年以前は、揚水発電の運用を一般送配電事業者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。
 - － その他、緊急時に限定して、需給調整市場において必要な Δ kWを確保できていない場合などは、余力活用契約に基づき、必要な電源の起動が行われる。

(参考) 発電機の起動特性調査について

第62回制度設計専門会合
(2021年6月) 資料7より抜粋

- 発電機の起動特性にかかる調査の概要は以下の通り。

➤ 調査概要

- ✓ 時間前SPAに入札しうる停止電源の起動には一定のリードタイムが必要となるため、電源種毎に起動指令から定格出力に達するまでの起動特性を調査した。

➤ 利用データ

- ✓ 旧一電・JERA・電源開発を対象として、火力・水力発電所^{*1}の全ユニットについて、ユニット毎の発電機の停止モードに応じた起動特性データ^{*2}の提出を依頼。
- ✓ 電源の起動特性は、前回の停止からの経過時間によって変化するため、以下の停止モードを想定し、各停止モードから起動指令をかけた際に、定格出力に達するまでの所要時間をそれぞれ調査した。

➤ 分析内容

- ✓ 電源種（石油・ガス火力／石炭火力／水力・揚水）、停止モード（日次停止（8時間）^{*3}／週末停止（48時間）^{*4}／定検等（72時間以上）^{*5}）毎に、起動指令から一定時間経過した時点で、どれだけの電源が定格出力まで起動可能かを分析した^{*6}。

^{*1}：時間前市場への入札が想定されうる電源。原子力は通常起動操作に24時間以上かかることから、本調査の対象より除外。

^{*2}：事業者名/発電所名/ユニット名/定格出力/電源種別/停止モード毎の定格出力までの所要時間を一式で受領。

^{*3}：日々の需給バランスに応じて起動・停止を切り替えるユニット。停止後8時間経過したユニットを想定。DSS（Daily Start and Stop）とも呼ばれる。

^{*4}：需要の多い平日に起動し、週末には停止するユニット。停止後2日間（48時間）経過したユニットを想定。

^{*5}：定期点検等、中長期に渡って停止するもの。停止後3日間（72時間）経過したユニットを想定。

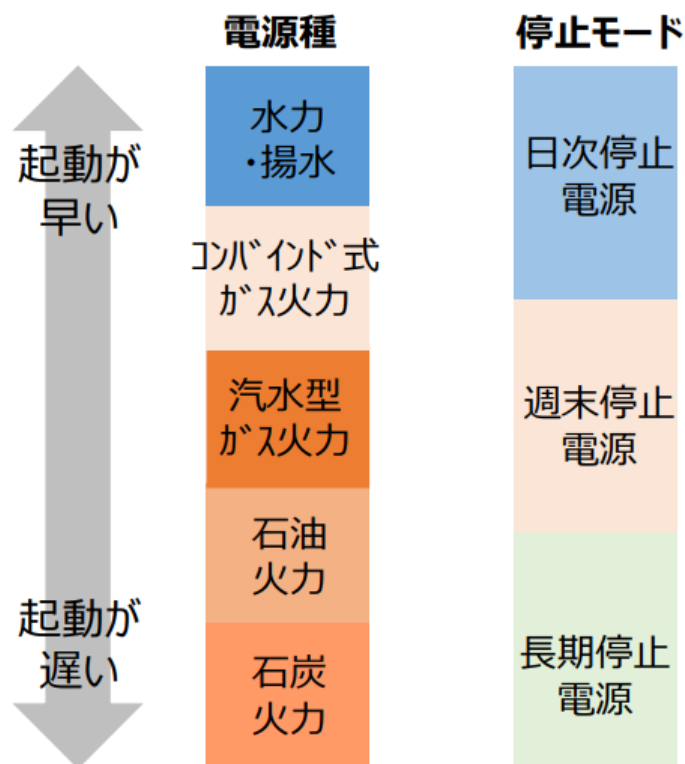
^{*6}：例えば、①定格出力100万kWで停止後8時間状態での起動時間が180分の電源 ②定格出力50万kWで停止後8時間状態での起動時間が90分の電源がある場合、起動可能容量を以下のように計算した。起動指令後1.0時間時点：0 kW（①②ともに未起動）、起動指令後1.5時間時点：50万kW（②のみ起動）、起動指令後3.0時間時点：150万kW（①②ともに起動）

(参考) 発電機の起動特性の調査内容について

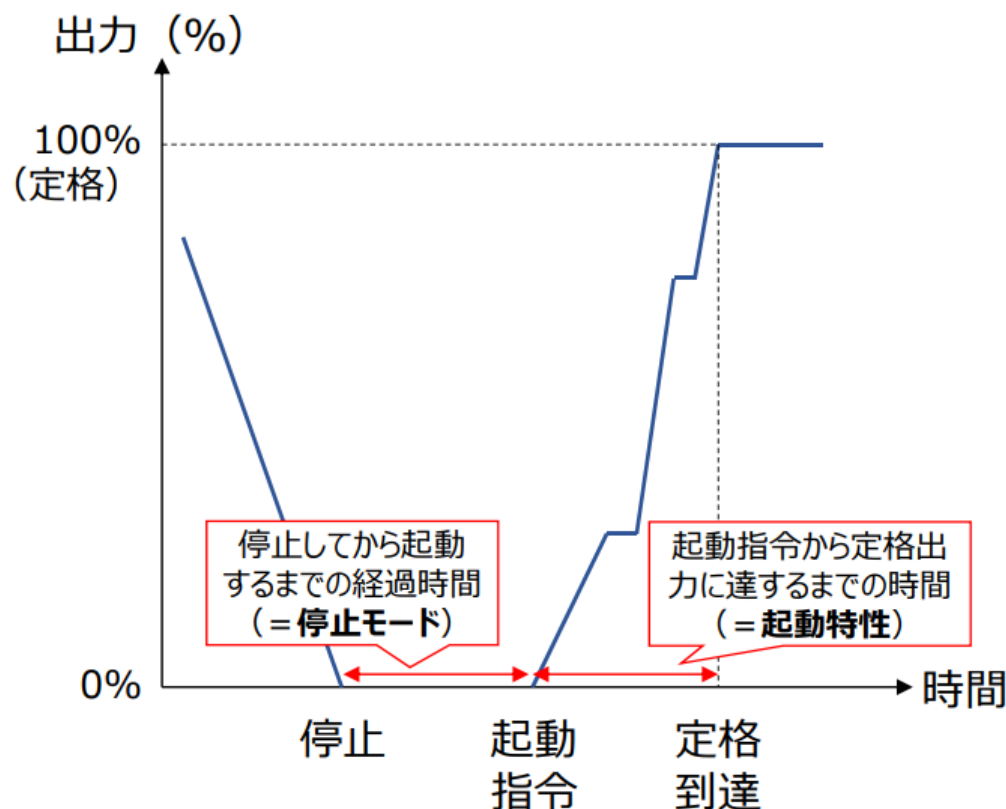
第62回制度設計専門会合
(2021年6月) 資料7より抜粋

- 起動指令をかけてから、定格出力に達するまでの時間（＝起動特性）は、一般に電源種と停止してから起動するまでの経過時間（＝停止モード）の2つの要素によって決定されるため、旧一電・JERA・電源開発に対し、発電ユニット毎に電源種や停止モードに応じた起動特性を調査した。

発電機の起動特性の構成要素



発電機の起動特性のイメージ



(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%					

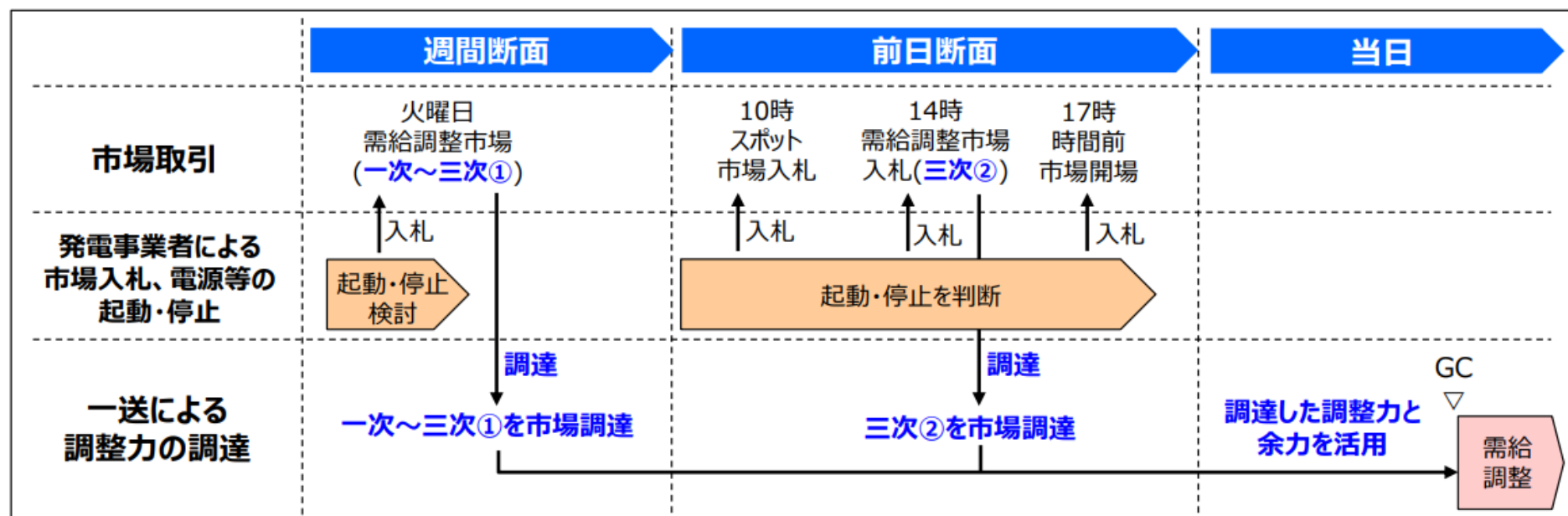
起動指令後**12時間**
以上経過すると、
70%以上起動可能。

**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。

3. 2024年度以降の需給運用（平常時）

- 2024年度以降、調整力公募（電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ'等）は廃止され、調整力の調達は需給調整市場（一次～三次②まで）を通じた調達となります。
- また、2024年度から、容量市場が発効され、一送は需給調整市場を通じた調整力（ Δ kW）と、容量市場のリクワイアメントにより余力活用契約を締結した電源等を活用して需給調整を行います。
- 調整機能を有しない電源（現状の電源Ⅲ相当）等は余力活用契約締結の義務はなく、容量市場で約定しない電源等を含め、一送が需給運用に必要な電源等の情報を把握することにはなっていません。



(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

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、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が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と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が池全体の水位の運用を認めることとしてはどうか。

3. 2024年度以降の需給運用（緊急時）

- 容量市場が発効する2024年度以降、想定以上の電源トラブル時等により調達した ΔkW では不足する場合、若しくは必要な ΔkW が市場調達できない場合などの緊急時には、一送による余力活用契約を締結した電源等の追加起動が可能となっています。
- しかしながら、緊急時の定義が明確になっていないため、緊急時の電源等の追加・起動の基準等についてルール化することが重要と考えております。
- また、2024年度以降は需給ひっ迫時においても、小売事業者はインバランス料金の支払い等により同時同量義務を果たしたことから、一送が小売事業者分を含めて需給一致の役割を担うことから、週間断面での精度の高い需給バランス想定が重要であり、需給ひっ迫への対応として一送が非調整電源の蓋然性の高い発電計画や余力情報等を把握する仕組みの構築が重要になります。（前回勉強会でご説明）

⑦緊急時の追加起動

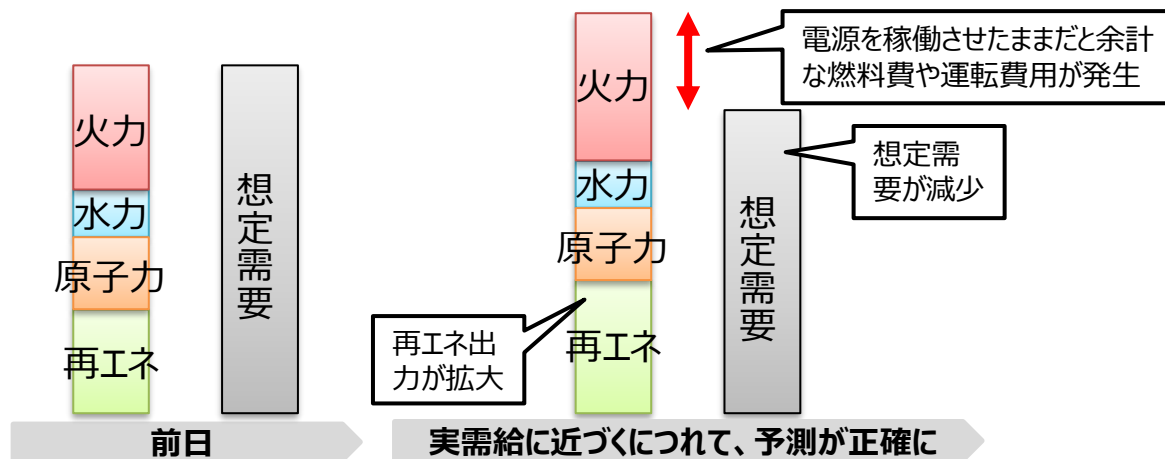
第11回需給調整市場検討小委員会（2019年4月25日）資料2抜粋

- 第8回本小委員会において、電源等のトラブル時や調達不調時などは、オンライン電源をエリア内からエリア外の順に、次にオフライン電源をエリア内からエリア外の順に調達していくことと整理した。
- 緊急時には、これらの電源に対して起動を指令したり、増出力運転を含む出力増減を指示する必要がある。
- オンライン電源については、こうした緊急時の追加起動や出力増等についても、余力活用の仕組みにおいて実施することとし、その対価を支払えることとしてはどうか。
- なお、調整力のコストを低減し、透明かつ市場原理による効率的な調整力（ ΔkW ）の調達とその運用を行うために需給調整市場を設けることとなった。他方、電源の起動・停止を自由にできる契約とすると、需給調整市場で ΔkW を調達せずとも発電機の調整幅を確保できることとなり、市場に期待していた透明かつ効率的な調整力の調達が果たせなくなる可能性がある。必要な ΔkW は需給調整市場で確保することを前提とし、第8回本小委員会で整理したように、想定以上の電源トラブル時等により調達した ΔkW では不足する場合、若しくは必要な ΔkW が市場で調達できない場合などに限り、電源の追加起動を許容することとしてはどうか。

【論点②】社会的費用最小化のための電源の出力増減、起動・停止

- 実需給断面に近づくにつれて、太陽光等の自然変動電源の出力が増減することにより供給力が増減したり、需要が想定よりも上下することとなる。そうした需給見通しの変化にあわせて、追加的な起動や、立ち上げた電源の出力を増減させたり、停止しなければ、余計に燃料費や運転費用が掛かり、社会全体として余計なコストを負担することとなる。
- 適切な電源の出力増減や起動・停止を行うために、どのような仕組みが考えられるか。また、電源の運用の判断は、誰（発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者）が行うことが合理的か。
- なお、現状の整理は以下の通り。
 - － 再エネ予測誤差については、三次調整力②（需給調整市場）を通じ、一般送配電事業者による調整が行われている。
 - － 相対契約がある電源については、インバランスを発生させないよう、発電事業者との相対契約に基づき小売電気事業者によって判断（自社電源は自社によって判断）される。
 - － 2024年度以降は、すべての調整力について需給調整市場を通じ、一般送配電事業者による調整が行われることとなる。
 - － その他、余力活用電源や優先給電ルール（※）に基づき特定の電源について、一般送配電事業者が指示する場合などがある。

（※）優先給電ルールは電源種などによりあらかじめ決められた順に抑制されていくため、必ずしも社会的費用が最小化される形で抑制されていないことに注意が必要。

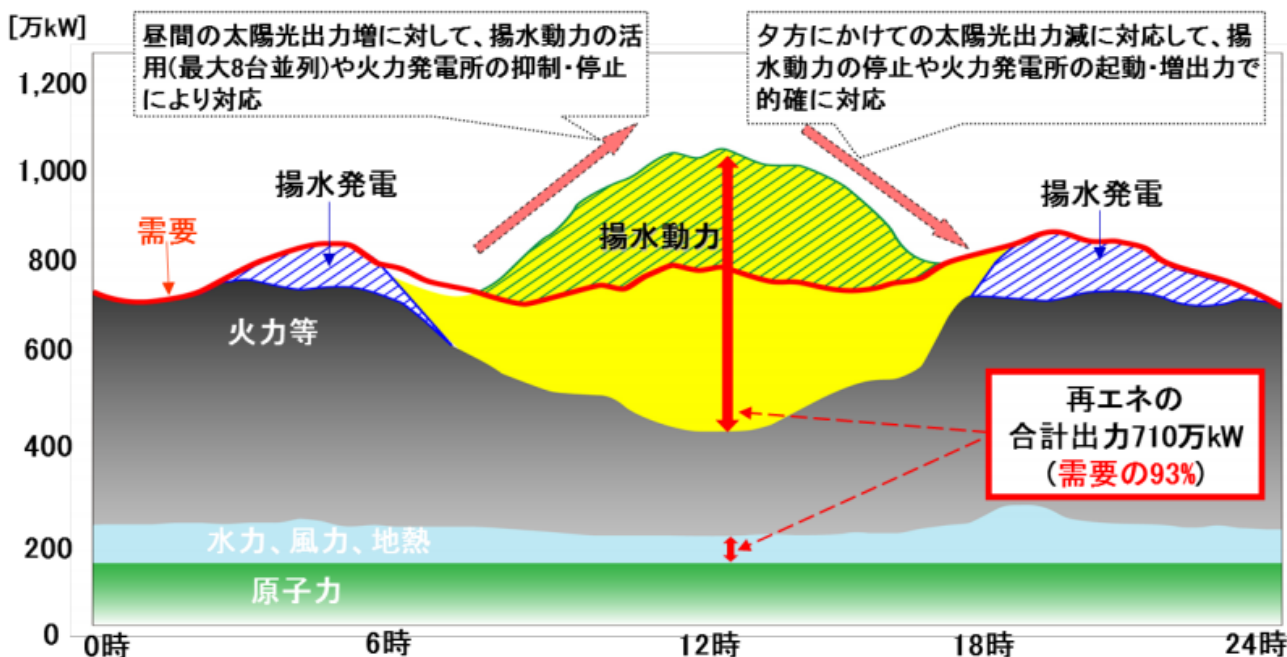


(参考) 九州エリアの再生可能エネルギーの出力制御に向けた対応

第17回新エネルギー小委員会系統ワーキンググループ（2018年10月）資料3より抜粋

- 九州エリアでは毎月5万kWのペースで太陽光発電の導入が進んでいる。この結果、2018年のゴールデンウィーク5月3日（13時）には、**再エネの出力が全体需要の93%（太陽光だけで81%）**を記録し、**足元でも再エネ導入が進行中**。
- こうした中で、電力需要の少ない春秋の休日や年末年始等には九州全体の発電量が需要量を上回る（電気が余る）可能性があり、**電気の需要と供給を一致させ、安定供給を維持**していくためには、電気が余る時間帯に**適切に電源を制御していくことが必要な段階**。
- 今後、FIT法省令や電力広域的運営推進機関の送配電等業務指針でルール化された**優先給電ルールに従って再エネの出力制御**も行っていく必要がある。

＜2018年5月3日の九州の電力需給実績＞



＜優先給電ルールに基づく対応＞

- 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（連系線）
- ③バイオマス出力制御
- 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

※出力制御が技術的に困難

【論点③】メリットオーダーの追求（複数市場の在り方）

- 2024年以降の仕組みでは、小売電気事業者は相対契約やスポット市場・時間前市場（スポット市場等）での電力の調達を行い、一般送配電事業者は需給調整市場での調整力の調達を行う。スポット市場等・需給調整市場それぞれの市場で、メリットオーダーでの約定がなされているものの、複数の市場に分かれていることで、以下のような問題も発生しうる。電源等（DR含む）の起動費やkWhの限界費用等、発電にかかる様々な費用を全て考慮した上で、全体としてメリットオーダーを追求するためには、市場はどのようにあるべきか。

（本勉強会において指摘された現行制度の課題例）

- kWh市場とΔkW市場が異なる市場として運営され、過剰な台数の起動等、電源の運転が非効率になる懸念があるのではないかな。
- 卸電力市場と需給調整市場のオークション方式および価格規律の関連が薄く、調整力も含めた電源のメリットオーダーが成立しにくい構造となっているのではないかな。
- BGの立場からすると、調整力として確保された電源がスポット市場や時間前市場に売り入札されず、市場の売り切れに伴う価格高騰や、再エネが市場統合されていく中における再エネ予測誤差への対応の困難さが課題となっているのではないかな。
- 加えて、各市場に導入されているブロック入札については、売り残りによる逸失利益の存在やスポット市場の売り切れ等の問題がすでに本勉強会でも指摘されているところ。市場での約定ロジックはどうあるべきか。

※kWhとΔkWの性質の違いなども鑑みた制度設計やシステム設計の検討が必要。

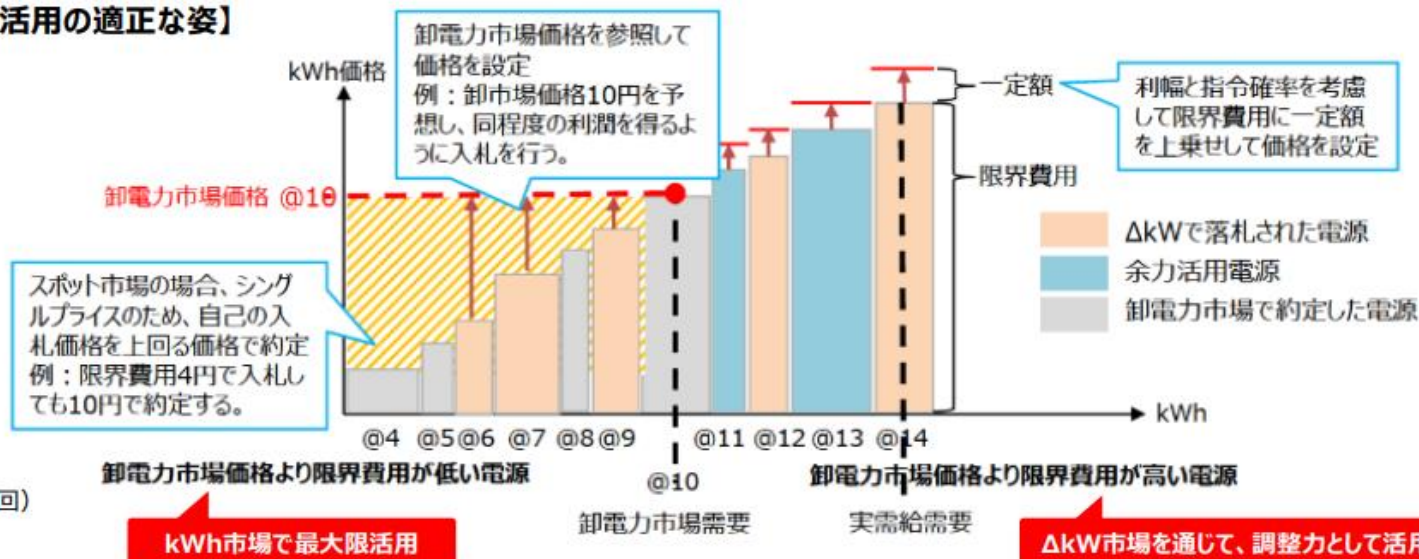
社会最適の観点から見た課題

- kWh市場とΔkW市場が異なる市場として運営され、過剰な台数の起動等、電源の運転が非効率になる懸念
- 卸電力市場と需給調整市場のオークション方式および価格規律の関連が薄く、調整力も含めた電源のメリットオーダーが成立しにくい構造（6頁参照）
- kWh市場におけるブロック入札割合の増加に伴い、需給状況と必ずしも連動せずに市場価格が乱高下することで価格シグナル機能が低下。また、国全体での電源最適運用から大きく乖離する懸念

課題3：

電源運用・系統運用に非効率が発生しており、社会最適から乖離

【参考：kWh・ΔkW活用の適正な姿】

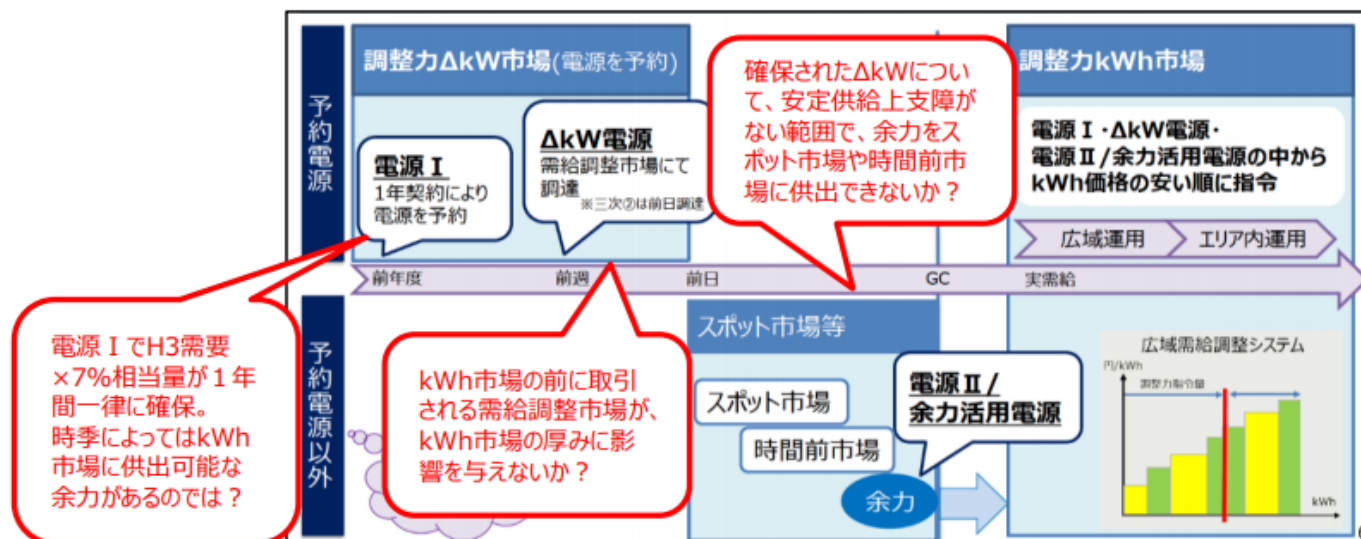


制度設計専門会合(第47回)
資料3をもとに当社編集

参考：kWh市場とΔkW市場の併存による課題

第2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2月) 資料5より抜粋

【量の観点】



制度設計専門会合(第52回)
資料5をもとに当社編集

(特に3次調整力①の広域調達開始以降)

kWh市場の厚みが損なわれ、予備率に余裕がある状況でもkWh市場価格が高騰する懸念 (P.4)

【価格の観点】

	kWh市場 (スポット市場)	ΔkW市場
オークション方式	シングルプライス	マルチプライス
価格規律	限界費用	機会費用+固定費等

- ✓ 両市場のオークション方式・価格規律が異なる状況下では、競争が十分に機能していない場合、kWh価格が安い電源であっても、固定費次第ではΔkW市場をあえて選択することが合理的となりうる

限界費用が安い電源のkWhを活用できず、社会コスト増大を引き起こす懸念 (P.5)

(参考) 各社の売りブロック入札実態

第68回制度設計専門会合
(2021/12/21) 資料7

- 各社の売り入札量全体に占めるブロック入札の割合及びその約定率を見ると、下表の通り。
- 一部の事業者においては売り入札量全体に占めるブロック入札の割合が5割を超えていながらその約定率が0～10%台となっている一方で、ブロック入札の約定率が8割を超えている事業者も複数見られるなど、事業者ごとに大きな差が確認された。
- ブロック入札の割合や約定率は、各社の電源構成やエリア・時間帯ごとの約定価格、地域間連系線の空き容量をはじめ様々な要素によって左右されるため、一概に比較することは難しいものの、各社がそれぞれの所与の条件の中で合理的な考えに基づき、約定機会の最大化に取り組んでいるのか、確認する必要がある。
- そのため、今回はまず、なぜ入札割合や約定率が事業者ごとに大きく異なるのか、各社のブロック入札に関する考え方やブロックを作る際の工夫などを確認しつつ、初期的な分析を実施した。

	A社	B社	C社	D社	E社	F社	G社	H社	I社	J社
売り入札量全体に占めるブロック入札の割合	85%	63%	34%	97%	55%	94%	69%	45%	94%	44%
ブロック入札約定率	15%	7%	1%	58%	40%	99%	85%	74%	0%	96%

※1 報告徴収対象期間（10/1～11/8）における全てのブロック入札について確認。

※2 ブロック入札比率としては、実質売り入札量（a）に対して、売り先が決まっていない実質ブロック入札量（b）の割合を計算。

（a）実質売り入札量＝全売り入札量－グロス・ビディング高値買い戻し量－間接オークション売り入札量

（b）実質ブロック入札量＝通常ブロック入札量（間接オークション、グロス・ビディングを除く）＋グロス・ビディング実質売りブロック量（＊）

（＊）グロス・ビディング実質売りブロック量＝グロス・ビディング売りブロック量－グロス・ビディング高値買い戻し量。マイナスとなる場合はゼロとしてカウント。

※3 売り入札量全体に占めるブロックの割合が5割以上かつ約定率が2割以下の事業者を青色、ブロック入札の約定率8割以上の事業者を赤色で着色している。

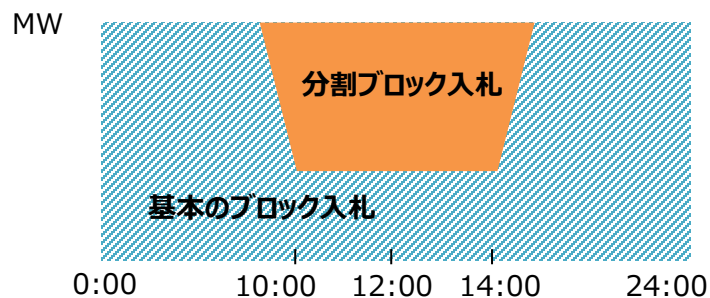
(参考) 売りブロック入札の約定率が高い事業者による入札時の工夫

第68回制度設計専門会合（2021/12/21）資料7

- 約定率の高い事業者においては、市場価格の安い昼間時間帯のみのブロックと、昼間時間帯の入札量を低く抑えたブロックとを分割して入札を行っている例があった。
- また、一つのユニットに紐付くブロックを複数に分割し、1ブロックあたりの入札量を低く抑えることで、約定機会を最大化している例があった。

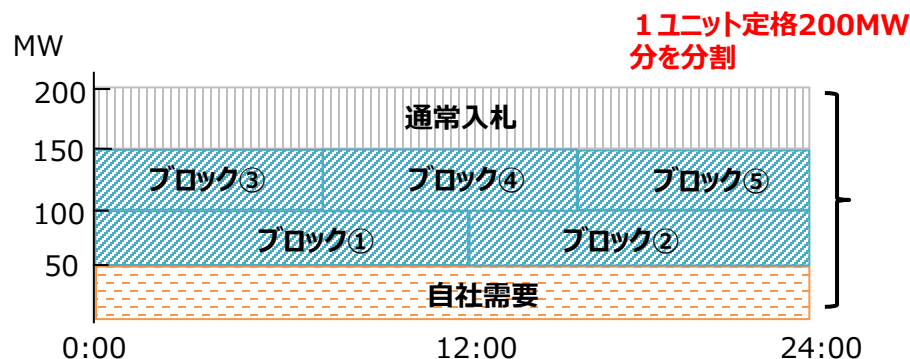
事例①

- ✓ 市場での約定価格が低くなる昼間時間帯についてブロックを分割すること等により、約定率を引き上げる工夫を行い、高いブロック約定率を継続的に維持しているケース。



事例②

- ✓ 1ブロックあたりの入札の量を50MW以下などの小さい単位に分割し、各ブロックの約定可能性を最大化し、同規模の電源を有する他社と比べ相対的に高い約定率となっているケース。



※数字はイメージ

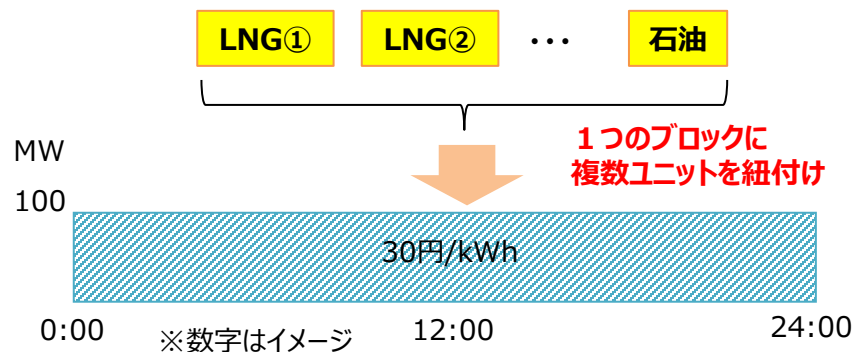
(参考) 売りブロック入札の約定率が低い事業者による入札の実態

第68回制度設計専門会合（2021/12/21）資料7

- 一方で、約定率が極めて低い事業者においては、実際のユニットとブロックが1対1で紐付いておらず、燃料も混在したユニット群が1つのブロックと紐付けられていた事例も確認された。
- また、1つのブロックの入札量が多い、コマ数が多い（全48コマ等）等、約定率を高める工夫が見えない事例や、約定率が継続して低いにも関わらず長らくブロックの作り方の見直しが行われていない事例など、改善の余地がある事例が複数見られた。

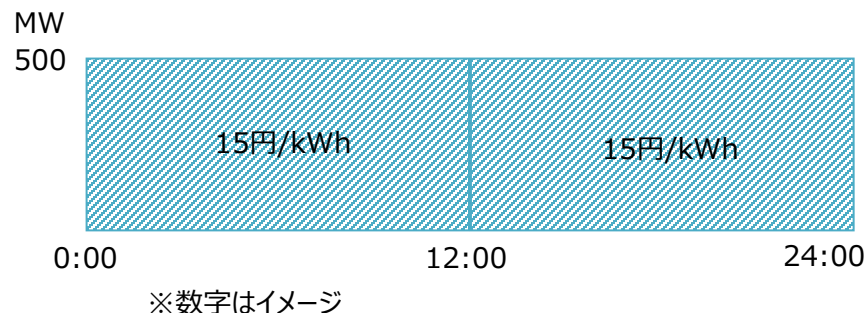
事例①

- ✓ 1ブロックにLNG、石油等の燃種の混在した複数ユニットを紐付けているケース。
- ✓ こうした事業者からは、入札に関するシステムの仕様による制約があるため、このような入札を行っているとの説明があった。現在、当該事業者の約定率は長期にわたって極めて低い水準で推移している状況。



事例②

- ✓ 1つのユニットに紐付いたブロックを長さ、高さの両面で分割する工夫を行わず、500MW、24コマずつなどの大きなブロックで入札を行い、結果として約定率が極めて低い水準で推移しているケース。
- ✓ こうした事業者の中には、継続的に未約定の状態が発生しているにも関わらず、1年に1度程度しかブロックの作り方の見直しを行っていない事業者も存在。



(参考) 諸外国におけるブロック入札について

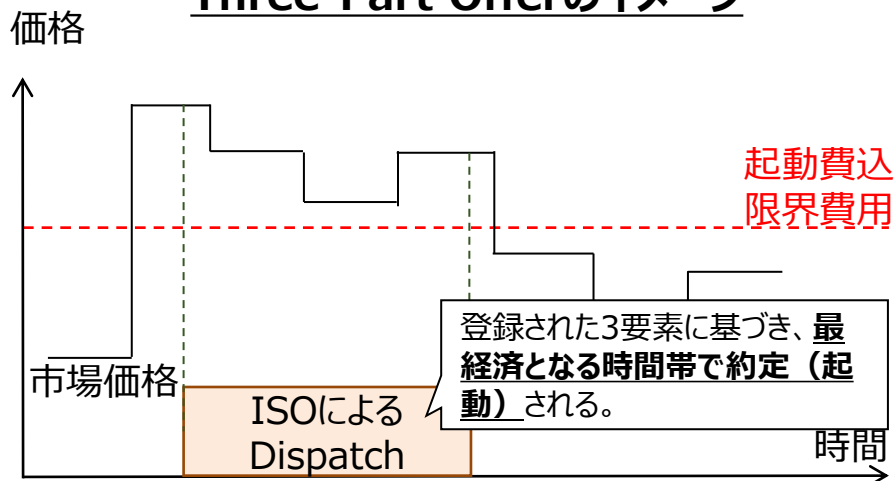
第65回制度設計専門会合
(2021/10/1) 資料9

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

PJM・ERCOTにおける“Three-Part Offer”

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

Three-Part Offerのイメージ

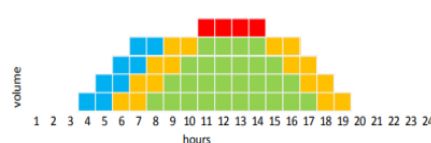


EPEXにおける“Smart & Big Blocks”

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

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

Linked Blockの例



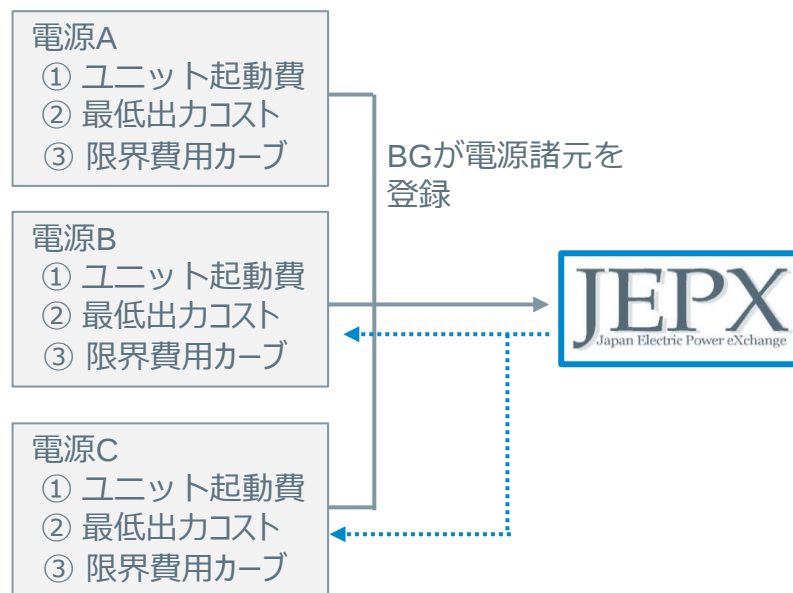
Exclusive Blocksの例



2. “Three-Part Offer”と“ブロック入札”

- 欧州ではブロック入札が改良され、一方で北米では“Three-Part Offer”が既に導入されているものと認識
- 両スキームは、「どのレベルまでの最適化を求めるか」という点が根本的に相違
- 「再エネの主力電源化」を前提とすれば、今後はより高い最適化レベルの実現が求められるのではないかと

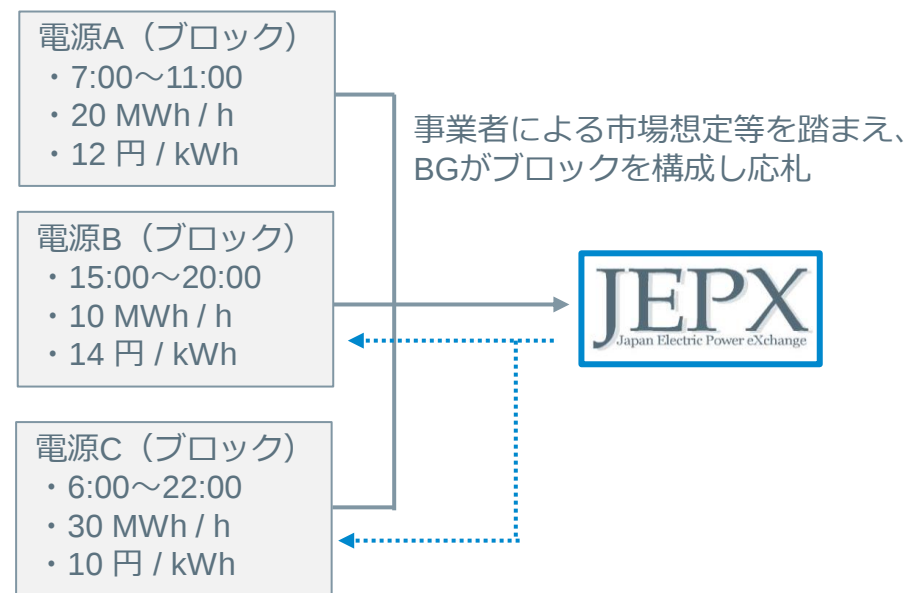
Three-Part Offer



【電源単位最適化】

登録された諸元を基にコスト最小化となる各電源の運転パターンを市場運営者が決定

ブロック入札



【ブロック単位最適化】

各BGの応札内容を基にコスト最小化となるよう約定・未約定をブロック単位で市場運営者が判断

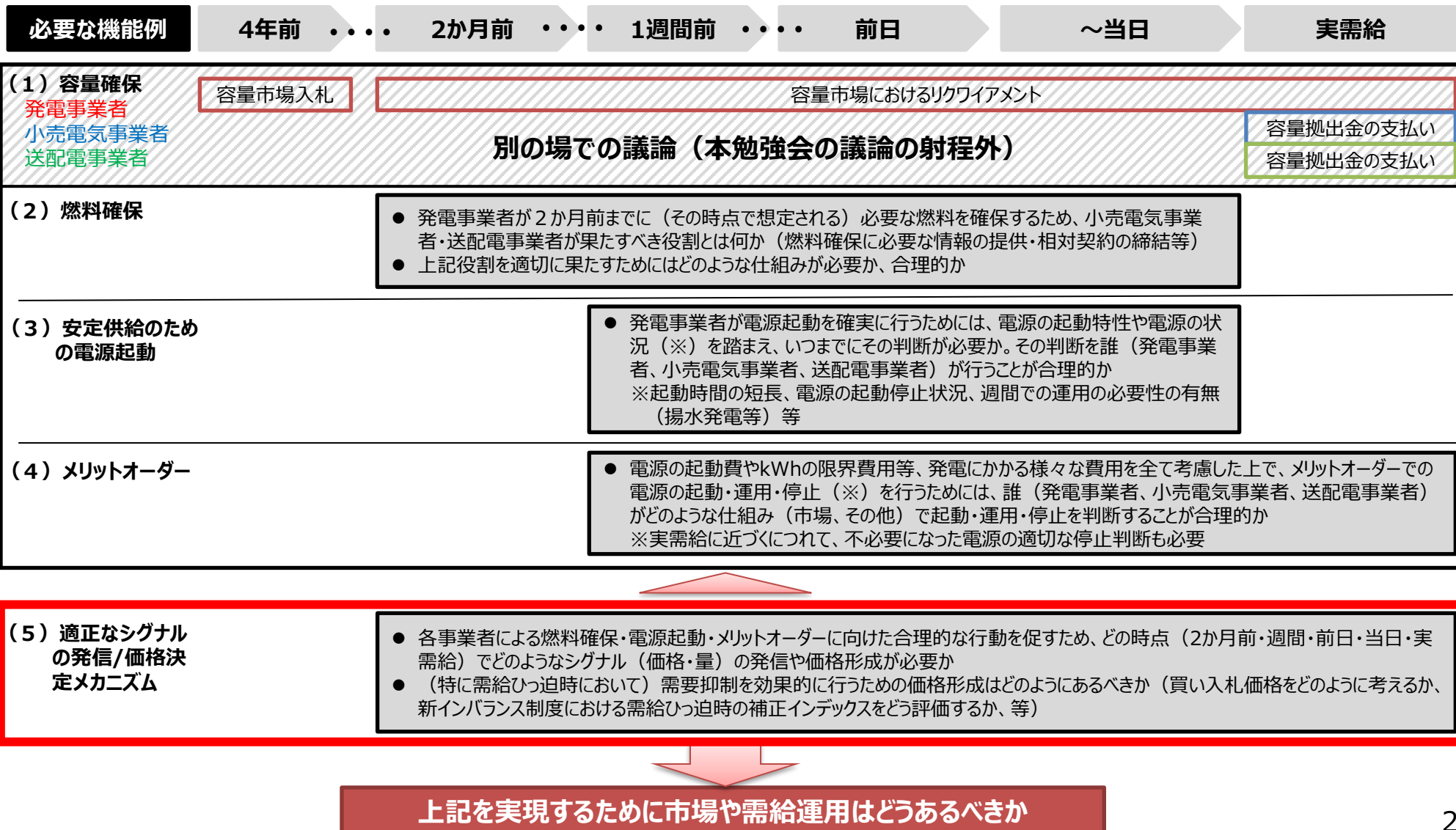
<参考> 対比：Three-Part Offerとブロック入札

	Three-Part Offer	ブロック入札
入札方法	✓ 事業者が電源諸元を登録の上、下記を毎日入札 ① ユニット起動費 ② 最低出力コスト ③ 限界費用カーブ ✓ ③のみでの応札も可	✓ 事業者が市場価格想定等を踏まえ、ブロックを構成し応札 ✓ ブロック入札以外の応札も可
市場での最適化方法	✓ 市場が登録された電源諸元を基にコスト最小化（またはその他便益の最適化）となる各電源の運転パターンを決定	✓ 事業者の作成したブロックを基に約定判定を実施（事業者の応札内容を基に最適化）
取引の透明性	✓ 各電源が登録した諸元を基に市場が最適化しているため、事業者の恣意性が入りづらい	✓ 事業者判断のもとブロックを構成するため、事業者の恣意性に関する疑義が生じる
事業者の負担	✓ 移行時に既存運用システム改修が必要（但しシステムは簡素化する方向か）	✓ 市場価格予測モデル、ブロック入札への対応ロジック構築等、運用システムが特殊化・複雑化
市場管理者の負担	✓ 約定処理システムの抜本的変更が必要	✓ 現行通り（但し改良対応は必要か）

1. 安定供給のための電源起動とメリットオーダーについて

2. 適正なシグナルの発信/価格決定メカニズムについて

- 「電力システムの目指すべき姿」すなわち、「①電力の安定供給の確保」「②持続可能、効率的かつ公正な電力供給の実現」のために必要な機能は何か。各事業者や市場はどのような役割を果たすべきか。



【論点①】燃料調達のためのシグナル（価格・量）の発信

● 燃料調達のためにどのようなシグナル（価格・量）の発信が必要か。

資料 4 より抜粋

【論点②－ 1】2 か月前までの確実な燃料調達（発電事業者の役割）

- 燃料ガイドラインにおいては、旧一般電気事業者等の「事業者が相場操縦行為に該当しない行動をするためには、需給のひっ迫を防止し、燃料制約を発生させないような調達努力が求められる。」、「燃料調達の需要見通しを立てるにあたって、小売電気事業者通告量に加え、最新の気象見通しやJEPX取引予想量など自社としての見解も取り入れた上で在庫管理を実施することで、小売電気事業者通告量の変動に柔軟な対応を取ることは、需給ひっ迫を予防する観点からも望ましい。」とされているところ。

- また、容量市場導入後、発電事業者に対し発電余力の供出や電気の供給指示に応じることがリクワイアメントとして求められているところ、需給ひっ迫のおそれがある場合（※ 1）においては、燃料制約等の制約により発電余力が供出できなかったとしてもペナルティが課される（※ 2）ことになる。

（※ 1）広域予備率8%を切る場合

（※ 2）免責事項の規定にも一定留意をしながら、今後、具体的なケースの発生を踏まえて、実務的な観点の検討を更に深めていく予定

- このため、発電事業者はJEPXの取引予想量なども踏まえて燃料をあらかじめ調達することとなる。もっとも、本勉強会で事業者からプレゼンテーションがあったように、発電事業者が2か月前の時点で確実に把握しているのは、自社取引も含めた契約済みの需要量に留まる。また、再生電源の供給電力量（kWh）の変動や、気温の変化による需要の変動等、燃料消費量の不確実性も高い。スポット市場・需給調整市場における取引量が拡大している現状においては、燃料消費量が合理的に予測ができないといった燃料調達上の課題が生じているのが現状。

- このような中で、2 か月前までに発電事業者による合理的な燃料調達行動を促す観点から、必要な仕組みや、発電事業者の開示・提供することが適切な情報（小売電気事業者のスポット市場依存量（総需要－相対契約締結（自社取引分を含む）量）・燃料種別の予測kWh消費量等）はないか。

【論点②】約定価格の形成

- 電力市場における約定価格はどのように形成されるべきか。
- 例えば、スポット市場と需給調整市場が同時に約定される仕組みや、需給調整市場で約定された電源を一部スポット市場に入札する仕組み等であれば、市場における売り切れが発生する可能性が下がると考えられる。この場合、売り切れにより、売り入札カーブが垂直に立ち上がり、買い入札価格で約定価格が決まる形はあまり想定されなくなるが、このような仕組みにおいても、買い入札は何らかの役割を果たすと考えられるか。
- その他、以下のような観点をどのように考えるか。
 - DRの促進
 - 新インバランス制度（調整力の限界的なkWh価格や需給ひっ迫時の補正によるインバランス料金の決定）
 - 卸電力市場の価格が与える他の市場への影響（例：先物市場はスポット市場の約定価格を参照している）

(参考) 3. 卸電力市場に着目した課題

第1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（2021年12月）資料5より抜粋

① スポット市場における売り切れ

- 一般送配電事業者が事前に調整力を確保した結果として、卸電力市場で売り切れが生じ、需要曲線側の価格で約定が行われる事象が発生。
- 2024年度には、容量市場の運用が開始されるところ、この運用によって、スポット市場での売り切れは、基本的に回避できると考えられるか。できない場合があるとすれば、どのような場合が考えられ、また、これに対してどのように考えるべきか（下記②）。

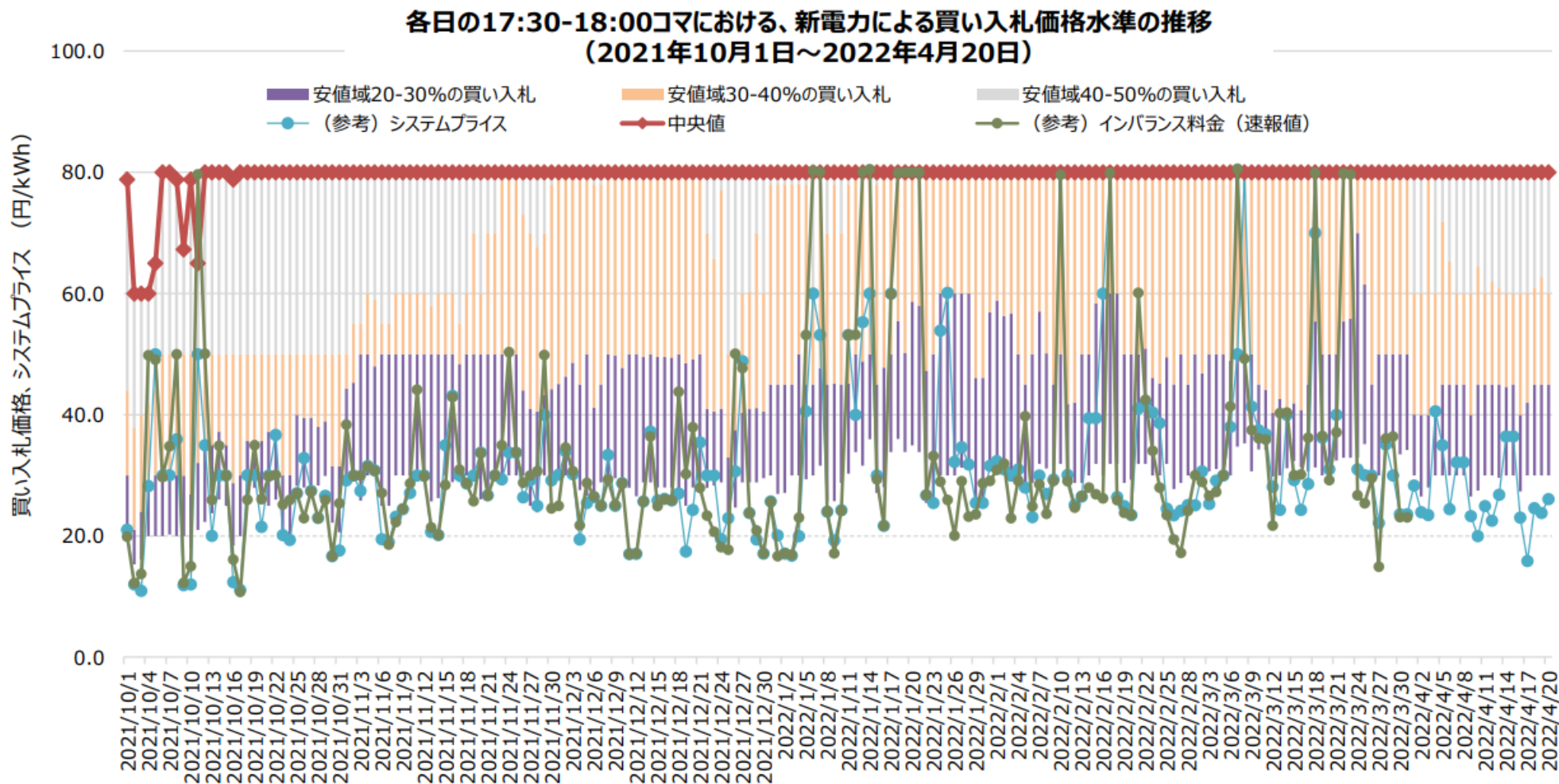
② 合理的な価格形成

- 卸電力市場で売り切れが生じる場合、需要曲線側の価格で約定が行われるが、こうした中でも、需要曲線が、DR価格などに応じた合理的な価格によって応札が行われている限り、卸電力市場では一定の合理性のある価格形成が行われる。
- 現実として、このようなメカニズムの下での価格形成が行われていると考えられるか。行われていないとすれば、どのような対応を行うべきか。

(参考) 新電力による買い入札価格の推移 (夕方時間帯)

第72回制度設計専門会合
(2022.4) 資料5より抜粋

- 4月1日より、新インバランス料金制度が適用されているが、新電力の買い入札価格の中央値は、継続的に80円/kWhで推移。



※ JEPX提供データ(非公開)より事務局にて作成。

※ 各日の17:30-18:00コマについて、新電力の買い札を価格の低い順に並べたとき、価格の低い方から安値域20-30%、30-40%、40-50%、中央値に当たる水準の推移を示したものの。

- 1日当たり買い入札量 価格帯別推移
2022/3/1~4/20
- 新インバンス料金
制度適用後
-
- Y-axis: (MWh) 0 to 1,400,000
- X-axis: 3/1 (火) to 4/20 (水)
- Legend (Price Bands in Yen):
- 10円未満
 - 10円以上20円未満
 - 20円以上30円未満
 - 30円以上40円未満
 - 40円以上50円未満
 - 50円以上60円未満
 - 60円以上70円未満
 - 70円以上80円未満
 - 80円以上90円未満
 - 90円以上100円未満
 - 100円以上110円未満
 - 110円以上120円未満
 - 120円以上130円未満
 - 130円以上140円未満
 - 140円以上150円未満
 - 150円以上200円未満
 - 200円以上300円未満
 - 300円以上310円未満
 - 540円以上560円未満
 - 900円以上

30

(参考) 新インバランス料金制度下における買入札価格の考え方

第72回制度設計専門会合（2022.4）資料5より抜粋

- 新インバランス料金制度下における各小売電気事業者の買入札価格の決定方法をヒアリングしたところ、「すでに新制度に合わせた買入札価格の見直しを実施している」者はわずかに留まり、「今後変更予定」とした事業者が過半であった。
- 「買入札価格の決定にあたり参照している情報」としては、「インバランス料金」、「気象予報」、「第3者機関が提供する予想市場価格」等が挙げられた。また、「今後の追加的な情報公開を希望する項目」としては、「需給曲線のCSVデータ」、「ユニット別での発電実績公開」等を望む意見があった。

<すでに新制度に合わせた買入札価格の見直しを行っている事業者における取組状況>

- ✓ 制度変更後、限界的な調整力のkWh価格などを参照している。
- ✓ インバランス料金情報公表サイトの情報を逐次分析したうえで、経済合理性を比較して入札価格を決定している。
- ✓ 需給逼迫の目安価格（45円/kWh）に合わせて、一部の入札価格を見直し。
- ✓ 従来、硬直的に80円/kWhでの入札を行っていたが、インバランス価格、市場価格等の価格動向をタイムリーに把握し、入札価格を判断する運用へ変更した。

<今後、新制度に合わせた買入札価格の見直しを行う予定の事業者における取組状況>

- ✓ 今後、端境期、需要期それぞれのインバランス価格動向次第で買入札価格を変更予定。
- ✓ 4月以降の約定実績を踏まえて変更したい。
- ✓ 現時点ではモニタリング中であり、入札行動を変更するかどうかを含め検討中。
- ✓ 具体的な変更内容は現時点で未定だが、インバランス料金推移を踏まえて変更を検討したい。
- ✓ 今後、自社電源の限界費用などを参考に複数入札価格を保持できるよう、入札システムを改修見込み。

(参考) 2021年度までのインバランス料金の算定方法

第9回制度設計WG(2014.10)
事務局資料 一部抜粋

- インバランス料金は、スポット・時間前市場価格に系統全体の需給状況に応じた調整項 (α) を乗じた価格を基礎とし、これに地域ごとの市場価格差を反映する調整項 (β)、インセンティブ定数 (k, l) を加減算して求められる。
- α には、そのコマで生じたインバランスがスポット市場で取引されたと仮定し、この場合の仮想的な入札曲線の交点を求めた上で、これを実際の約定価格で除した値が用いられる（系統全体が不足であれば $\alpha > 1$ 、余剰であれば $0 < \alpha < 1$ となる）。

$$\text{インバランス精算単価} = \text{スポット市場価格と時間前市場価格の30分毎の加重平均値} \times \alpha + \beta + k - l$$

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

β : 地域ごとの市場価格差を反映する調整項（精算月の全コマにおけるエリアプライスとシステムプライスの差分の中央値）

k, l : インセンティブ定数（系統全体が不足の場合加算、余剰の場合減算）

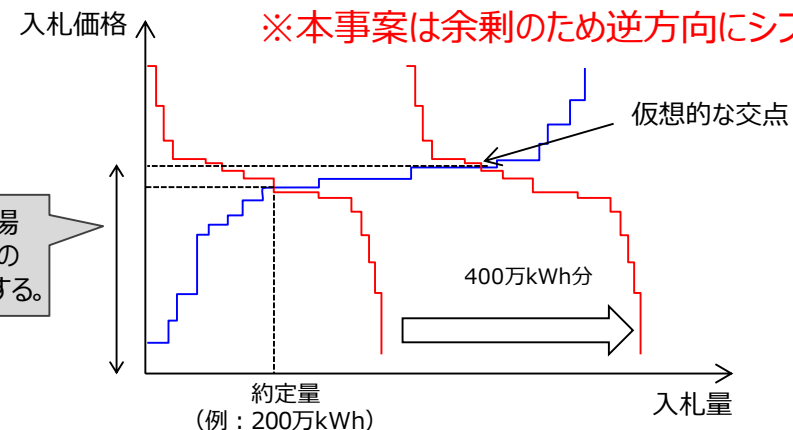
スポット市場での入札曲線を利用した α の決定

- 実際に発生したインバランス相当量が仮にスポット市場で取引されていたと想定した上で、仮想的な入札曲線の交点を求め、市場価格から補正すべき加算・減算額を計算する方法を採用。
- これにより、系統全体で生じるインバランスの発生量が僅かである場合には、市場価格から大きく異ならない料金でインバランス料金精算が行われることとなる。

※インバランス料金の算定にスポット市場価格を用いる際には、連系線制約による市場分断を行わずに算定することが適当（地域間の差異については β により調整するという考え方）。

例：系統全体で不足インバランスが400万kWh発生した場合

※本事業案は余剰のため逆方向にシフト



(参考) 2022年度以降の新たなインバランス料金の考え方

新インバランス料金制度説明会（2022.3）資料 1 より抜粋

- インバランス料金は、系統利用者の価格シグナルのベースとなるもの。したがって、
 - ① 実需給の電気の価値（電気を供給するコストや需給の状況）が適切にインバランス料金に反映されるようにするとともに、
 - ② その価格や需給状況に関する情報がタイムリーに公表されるようにする。

新たなインバランス料金の基本的な考え方

- ① インバランス料金が、実需給の電気の価値を表していること
- ② 系統利用者に対して需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなること
- ③ 一般送配電事業者が調整力コストを適切に回収できるものであること

インバランス料金
(その時間における電気の価値を反映)

タイムリーな情報発信

(補正)

調整力のkWh価格

インバランスを埋めるため用いられた
調整力の限界的なkWh単価

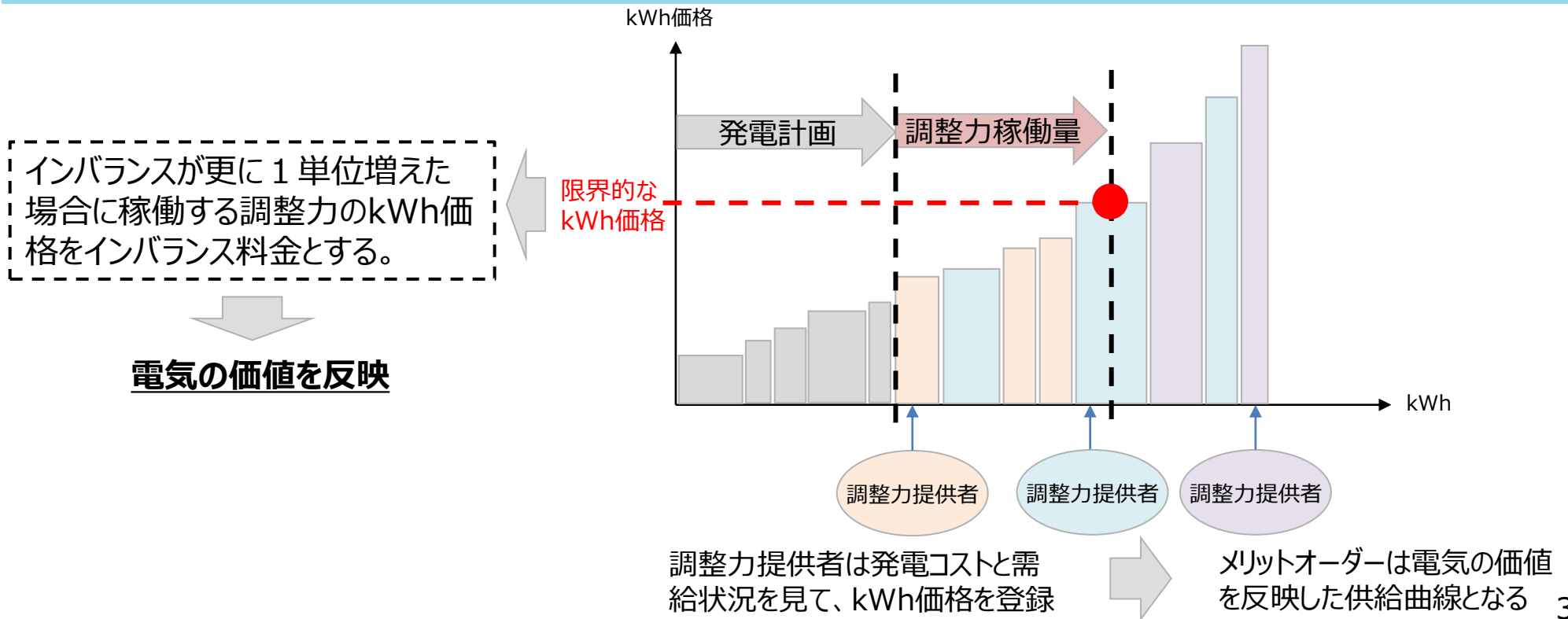
需給ひっ迫による停電リスク等のコスト

その時間帯における需給ひっ迫状況を踏
まえ、インバランスの発生がもたらす停電
リスク等のコスト増

(参考) インバランス料金の基本的な考え方 (調整力の限界的なkWh価格)

新インバランス料金制度説明会 (2022.3) 資料 1 より抜粋

- 一般送配電事業者は、実需給で発生するインバランスについて、調整力をメリットオーダーで運用することにより調整する。
- このとき、発電事業者等による調整力のkWh価格の登録が十分に競争的なものとなれば、実需給で稼働する調整力の限界的なkWh価格はその時間帯の電気の価値を原則として反映すると考えられる。
- したがって、基本的に、各コマごとに稼働した調整力の限界的なkWh価格をインバランス料金に引用する。



(参考) 需給ひっ迫時補正インバランス料金 (供給力の追加確保コストを反映)

新インバランス料金制度説明会 (2022.3) 資料 1 より抜粋

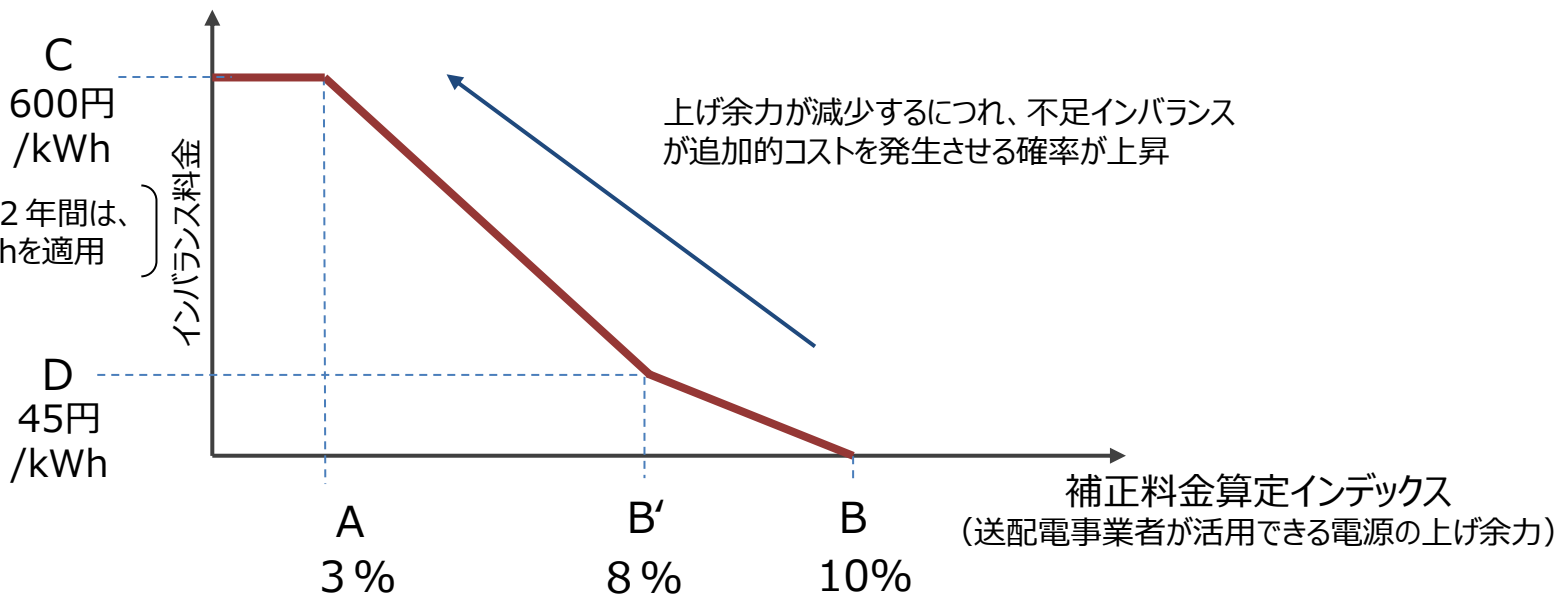
- 需給ひっ迫時の不足インバランスの発生は、大規模停電等の系統全体のリスクを増大させ、緊急的な供給力の追加確保や、将来の調整力確保量の増大といったコスト増につながる。
- このため、新たなインバランス料金制度では、こうしたコストが料金に反映されるよう、一般送配電事業者が活用可能な「上げ余力」が減少するにつれ、リスクに備えた緊急の供給力追加確保や将来の調整力確保量の増加といった追加的コストが上昇していくと考え、それを一定の式 (下図のような直線) で表し、インバランス料金に反映させることとした。
- 需給ひっ迫時にインバランス料金が上昇する仕組みとすることにより、需給ひっ迫時には時間前市場の価格も上昇し、DRや自家発など追加的な供給力を引き出す効果や、需要家が節電する効果も期待される。

需給ひっ迫時の補正インバランス料金

緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格として、新たにDRを追加的に確保するのに必要な価格。

〔2022年度から2023年度までの2年間は、暫定的措置として200円/kWhを適用〕

確保済みの電源 I' のkWh価格を参考に決定。



政府が需給ひっ迫警報を発令する水準を参考に決定。

電源 I' を発動が確実となる水準を参考に決定。

電源 I' を発動し始めるタイミングを参考に決定。