

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5月23日

資源エネルギー庁

- 「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。

必要な機能例

4年前

2か月前

1週間前

前日

～当日

実需給

(1) 容量確保

発電事業者
小売電気事業者
送配電事業者

容量市場入札

容量市場におけるリクワイアメント

別の場での議論（本勉強会の議論の射程外）

容量拠出金の支払い

容量拠出金の支払い

(2) 燃料確保

- 長期契約を含め、適切に燃料調達ポートフォリオを構築し、発電事業者が2か月前までに（その時点で想定される）必要な燃料を確保するため、小売電気事業者・送配電事業者が果たすべき役割とは何か（燃料確保に必要な情報の提供・相対契約の締結等）
- 上記役割を適切に果たすためにはどのような仕組みが必要か、合理的か

(3) 安定供給のための電源起動

- 発電事業者が電源起動を確実に行うためには、電源の起動特性や電源の状況（※）を踏まえ、いつまでにその判断が必要か。その判断を誰（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
※起動時間の短長、電源の起動停止状況、週間での運用の必要性の有無（揚水発電等）等

(4) メリットオーダー

- 電源の起動費や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、メリットオーダーでの電源の起動・運用・停止（※）を行うためには、誰（発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者）がどのような仕組み（市場、その他）で起動・運用・停止を判断することが合理的か
※実需給に近づくにつれて、不必要になった電源の適切な停止判断も必要

(5) 適正なシグナルの発信/価格決定メカニズム

- 各事業者による燃料確保・電源起動・メリットオーダーに向けた合理的な行動を促すため、どの時点（2か月前・週間・前日・当日・実需給）でどのようなシグナル（価格・量）の発信や価格形成が必要か
- （特に需給ひっ迫時において）需要抑制を効果的に行うための価格形成はどのようにあるべきか（買い入札価格をどのように考えるか、新インバランス制度における需給ひっ迫時の補正インデックスをどう評価するか、等）

上記を実現するために市場や需給運用はどうあるべきか

(参考)【論点①】電源の確実な起動・揚水発電の効率的な運用

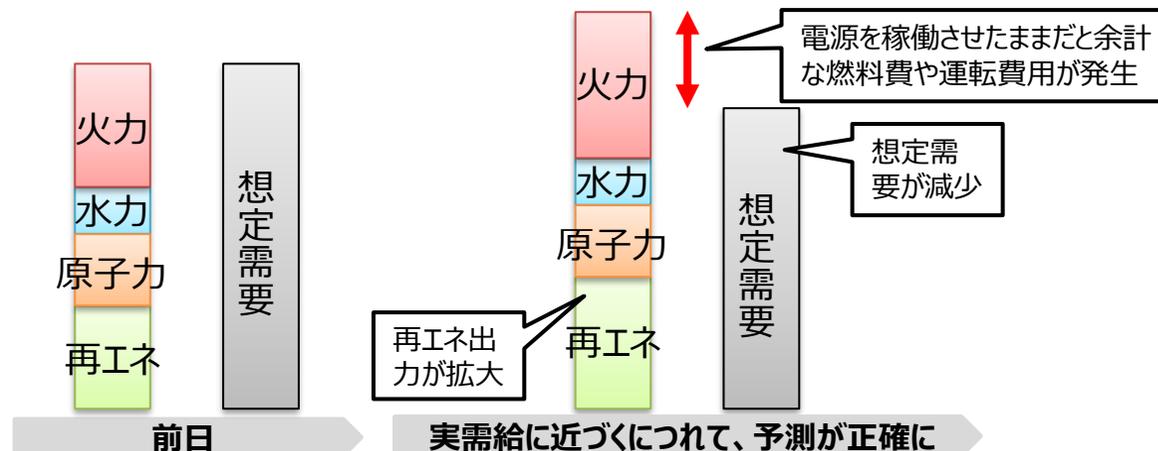
第4回卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会（2022年4月）資料5より抜粋

- 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 ΔkW 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) 【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

第4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4月）資料5より抜粋

- 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) 【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 Δ kW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。
 - 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。
 - 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。
- 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 Δ kW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。

● 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ー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、再生エネ電源の供給電力量(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、発電事業者に開示・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。

(参考) 【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）

第4回勉強会 資料5に関する意見

☆ 安定供給のための電源起動とメリットオーダー

【論点①】電源の確実な起動・揚水発電の効率的な運用

- 発電事業者が揚水発電の運用を一任する場合、他の電源の状態や再エネ出力等を見越した計画をどのように立ててもらい、緊急時等の利用ができるようにするのかの検討が必要。
- 一般送配電事業者が全体最適を行うのがいいのではないか。
- 現状の需給調整市場のような週間段階での市場取引や、何らかのデータを週間段階で開示する仕組みが重要ではないか。加えて、費用回収等、事業者にとってのインセンティブも重要。
- 揚水発電だけでなく、蓄電池等、同様の機能を持っている電源も考慮し、検討が必要。
- 週間断面での予測の困難性などから、3次①の調達量不足などが発生。

【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

- 実需給に近づくにつれて正確になる再エネ予測に基づき、電源の出力増減、起動・停止を一般送配電事業者が行える仕組みが社会的費用最小化の観点からは合理的。これは系統制約を加味した観点からも重要。
- 一般送配電事業者が全体最適を行うのがいいのではないか。

【論点③】メリットオーダーの追求（複数市場の在り方）

- 容量市場で約定した電源について、Three-Partの情報を収集し、kWh市場とΔkW市場の統合をすることで、社会コストが最小となるように運用できる仕組みを整えることができるのではないか。
- 足元の対応として、ブロック入札の改善などの検討が必要か。
- 一般送配電事業者が全体最適を行うのがいいのではないか。一般送配電事業者が管理できない電源（電源Ⅲ等）はJEPXの取引所で売買するのがよいのではないか。集中管理型の市場では、調整力市場に重点が移るのではないか。
- kWhとΔkWの機能が違う中で、機能ごとに必要な量を確保できるよう、具体的な議論が重要。

☆ 適正なシグナルの発信/価格決定メカニズム

【論点②】約定価格の形成

- DRの活用等に応じて買い入札のバリエーションができるので、売り切れの有無にかかわらず、買い入札の意味はあるのではないか。

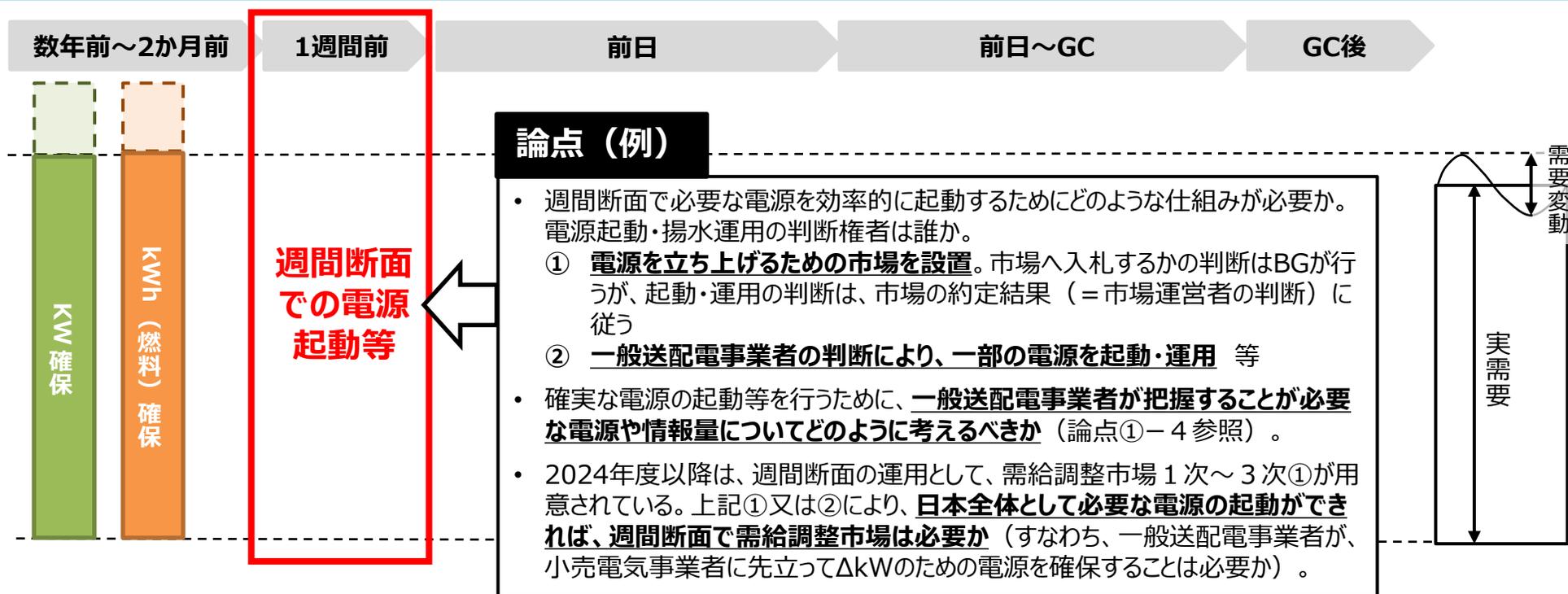
☆ その他、全体に関わる論点等

- 現行制度における本質的な問題の分析や新しい仕組みのメリットの精査等が重要。
- 集中型の仕組みを選択する場合、集中型のオペレーションをする者のインセンティブが歪まないことが重要。
- 将来あるべき電源構成を念頭に置いた検討が必要。
- 業務システムを変更する負荷にも配慮が必要。

【論点①-1】週間断面での電源の確実な起動等

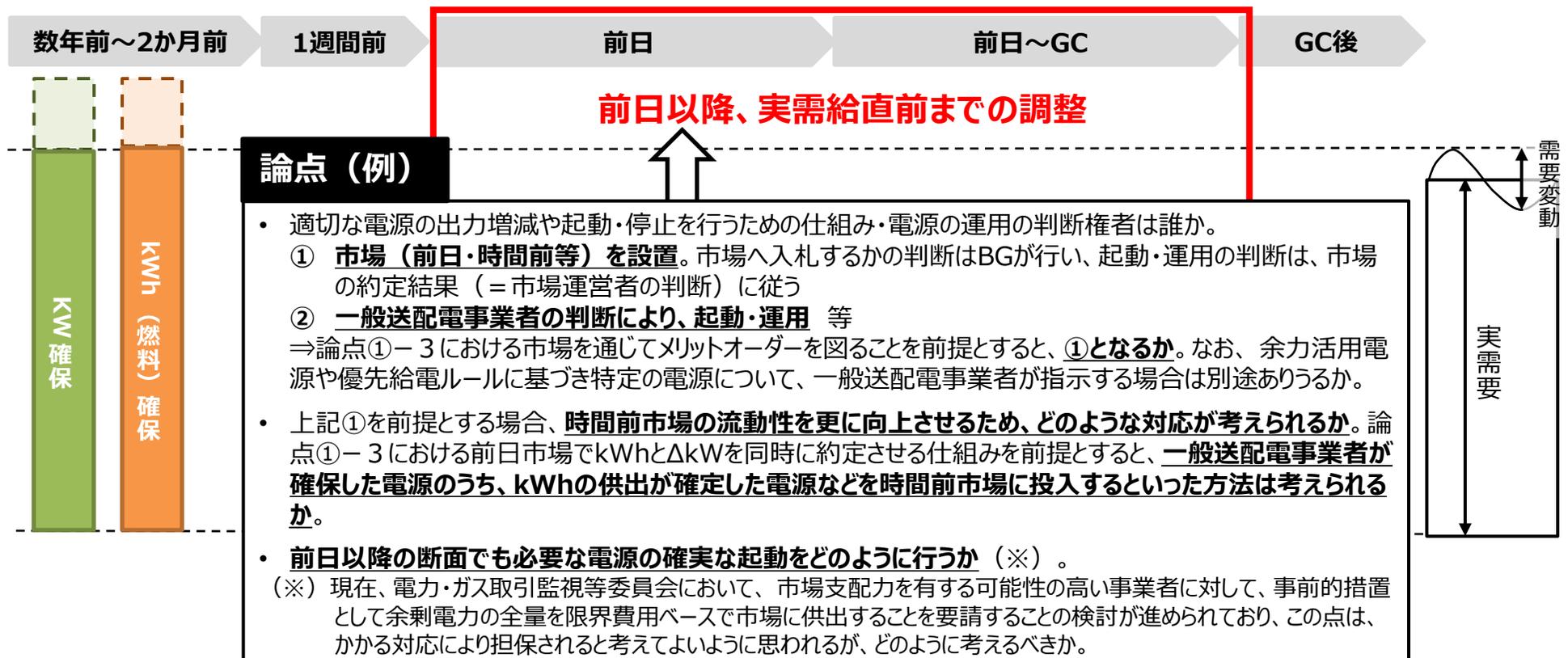
- 前回勉強会において、一部の電源（石炭火力の約半数等）や揚水発電については、安定的・効率的な運用を行うために、週間断面から起動・運用の計画が必要であることをお示しし、概ね賛同の御意見をいただいたところ。
- このような電源を確実に起動するため、具体的に、どのような仕組みが考えられるか。また、電源の起動の判断は、誰（発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者）が行うことが合理的か（※）。

（※）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）に基づき起動される。



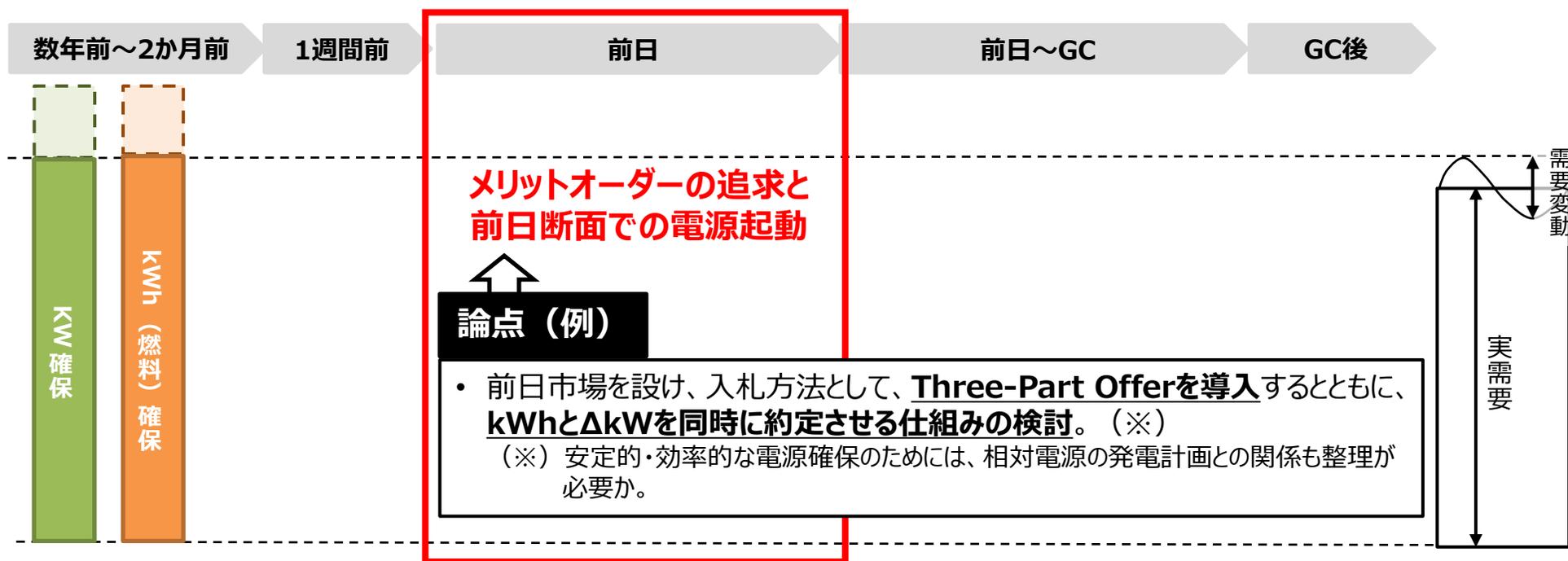
【論点①-2】社会的費用最小化のための電源の出力増減、起動・停止等

- 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、これまでの勉強会では、時間前市場の流動性の向上等の課題が指摘されているところ。この点の評価については、議論がありうるところであるが、特に非FITの再エネが大量導入されることを念頭に置けば、より一層活性化を図ることが必要。この課題に対応するために、どのような仕組みが考えられるか。



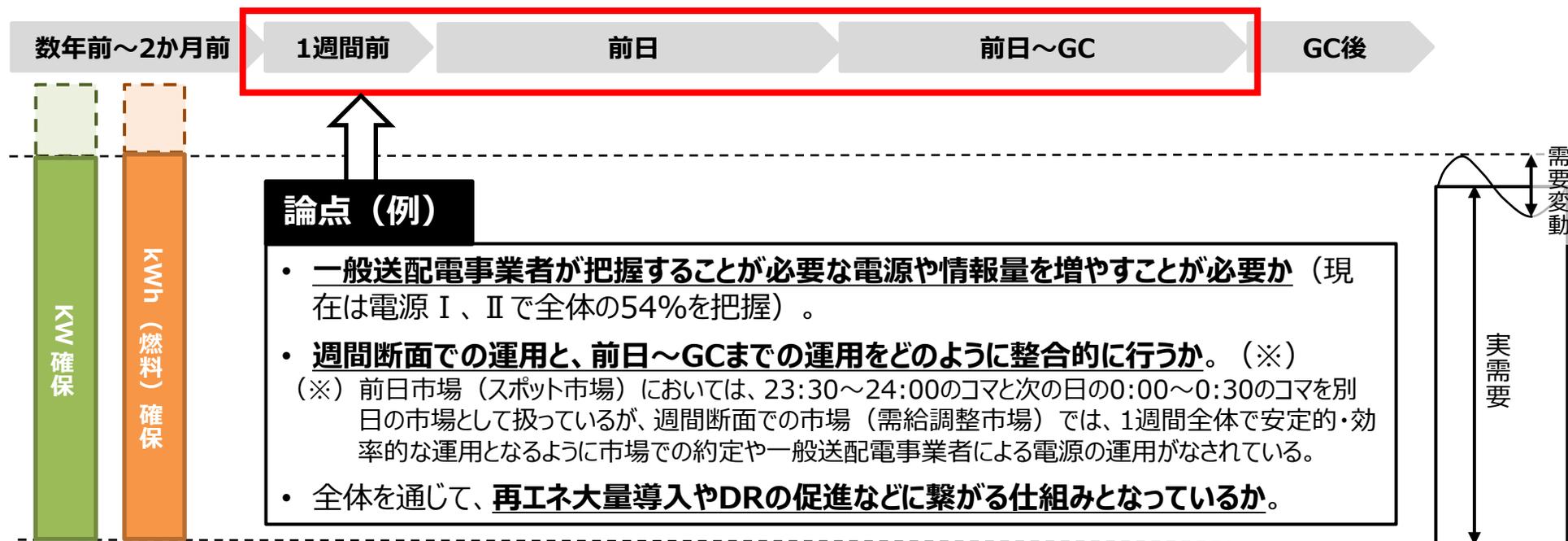
【論点①-3】メリットオーダーの追求（複数市場の在り方）等

- これまでの勉強会では、複数市場における問題や約定ロジック（主にブロック入札等）における課題が指摘されてきたところ。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、前日市場において、入札方法としてThree-Part Offer（①ユニット起動費、②最低出力コスト、③限界費用カーブでの入札）を導入するとともに、kWhと ΔkW を同時に約定させる仕組みが考えられるのではないか。



【論点①-4】全体を通して見た際の論点

- 週間断面からGCまでの全体を見たときにどのような論点が考えられるか。



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' 厳気象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

【論点①－５】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。また、約定価格と電源起動・出力はどのような関係にあるか。
- 論点①－３で提起した通り、Three-Part Offerを導入するとともに、kWhとΔkWを同時に約定させる仕組みを導入し、総需要の予測を行い、それに従った電源の起動や出力を行う場合、買入札価格に関係なく、メリットオーダーの追求が可能だと考えられるのではないかと。加えて、上記仕組みにより市場における売り切れが発生する可能性が下がることから、売り切れにより、売り入札カーブが垂直に立ち上がり、買入札価格で約定価格が決まる形は基本的には想定されなくなるのではないかと。
- 従って、このような仕組みにおいては、電源起動・出力との関係で、買入札価格が果たす役割は極めて限定的といえるのではないかと。そのほか、買入札価格が果たす役割・機能について、どのように考えられるか。
- また、足元、新電力の買入札の中央値は継続的に80円/kWhで推移するとともに、200円/kWhの買入札が増加するといった現象も発生。このような中で、スポット市場の価格が形成されるときに、市場価格はどのような意味を持つか。

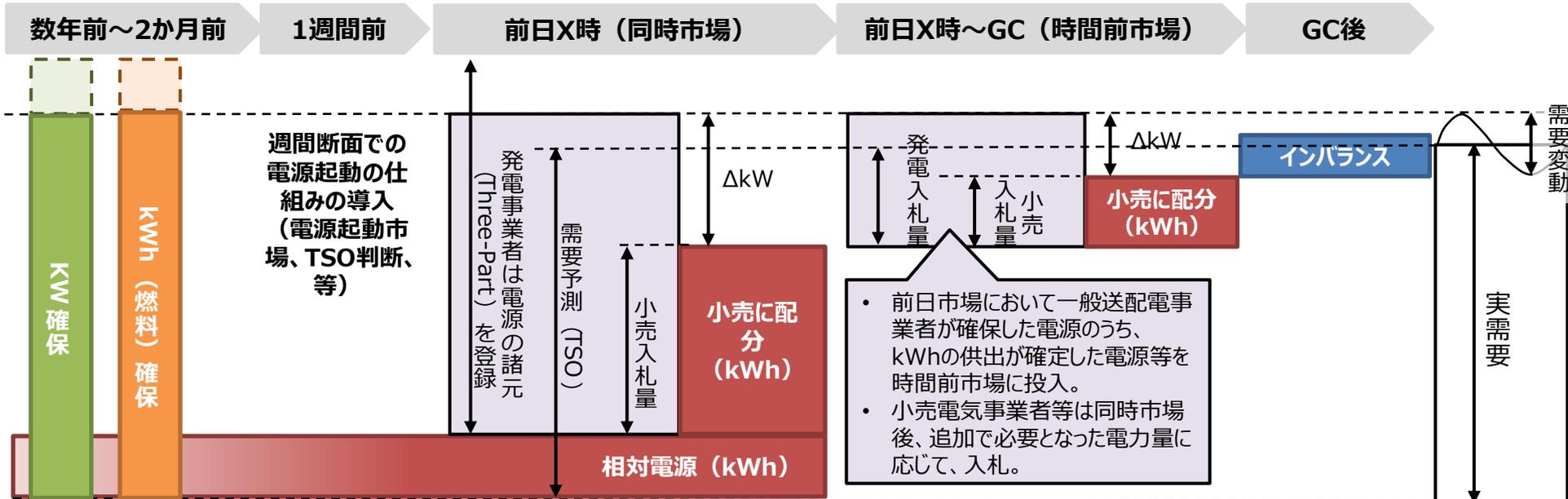
【論点②】具体的な仕組みのイメージ

- 論点①の各論点に基づく方向性を前提とすると、**中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿としては、以下のような仕組みが考えられるのではないか**。これにより、本勉強会で挙げられていた現状の各課題は、次スライド以降に記載のとおり、解決可能ではないか。
- 今後さらに踏み込んだ議論・検討を行うべく、**具体的な約定ロジックの検討や海外における類似の仕組みの調査、時間軸の検討等を行い、引き続き、あるべき姿の検討を進めることとしてはどうか**。

※現在、一般送配電事業者において、中給システム仕様統一の検討をしており、緊急時の対応として、Three-Part Offerと同じ機能を具備することなどが議論されている。（本日の勉強会においても資料5で紹介）

具体的な仕組みのイメージ

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



【参考】新たな仕組みを導入することにより解決が見込まれる課題

- 新しい仕組みの議論・検討を深めるためには、現状の仕組みの課題と新しい仕組みのメリット（※）の整理が必要。例えば、以下の表のような課題・メリットが考えられるか。

（※）新しい仕組みのデメリット（例えば、システム導入の際のコスト等）の整理も必要であるが、まずは、あるべき仕組みを議論するために、メリットの整理から行う必要があるのではないか。

分類	現状の仕組みの課題	Three-Part Offerを前提とした同時市場のメリット
安定供給の観点 ①	<p>需給調整市場とスポット市場が異なった時間軸で存在しており、かつ、入札する市場をBGサイドが選択できる場合、以下のような課題が生じる可能性。 （課題例）</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ BGが需給調整市場（マルチプライスオークション）に入札せず、調整力の調達が確実に行えない。 ※需給調整市場の価格は固定費や機会費用が織り込めることや、調整力が不足すると需給調整市場の価格が上昇することから、必要なΔkWが確保されることとなるのが本来だが、三次①や②の現状を踏まえると、現実はそのようにならない可能性。 ➤ BGが需要を過度に低く見積もり、スポット市場等での電気の調達が過小にしか行われず、電源等の起動が十分になされなかった場合、一般送配電事業者が調達した調整力だけでは不足インバランスの穴埋めができない。 <p>⇔不足インバランスを想定して厚めに調整力を確保すると、⑦の課題が生じる。</p>	<p>週間断面での電源起動に加え、前日市場における同時市場において、必要な電源を全て約定させることにより、左記の課題は解決可能か。</p>

【参考】新たな仕組みを導入することにより解決が見込まれる課題（続き）

- 新しい仕組みの議論・検討を深めるためには、現状の仕組みの課題と新しい仕組みのメリット（※）の整理が必要。例えば、以下の表のような課題・メリットが考えられるか。

（※）新しい仕組みのデメリット（例えば、システム導入の際のコスト等）の整理も必要であるが、まずは、あるべき仕組みを議論するために、メリットの整理から行う必要があるのではないか。

分類	現状の仕組みの課題	Three-Part Offerを前提とした同時市場のメリット
メリットオーダーの観点	② ブロック入札による約定機会の最大化。	Three-Part Offerの導入により、現行のスポット市場等におけるブロック入札制度と比較し、約定機会をより大きくすることができるか。
	③ kWh市場とΔkW市場が異なる市場として運営されていることや市場スケジューリング、前日以降の電源起動停止の計画更新頻度が少ないことにより、過剰な台数の起動等、電源の運転が非効率になる懸念。 ※例えば、現行の仕組みにおいて、需給調整市場で一定の台数を起動させた上で、その後開場されるスポット市場において、買い約定が想定よりも多かった場合などは過剰に起動台数が増える可能性。	日本全体で必要な台数の電源を起動させた上で、起動している電源を同時約定させることにより、kWhとΔkWで合理的に割り付けることができれば、現状よりも最適に近い電源起動が可能か。
	④ kWh市場とΔkW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懸念。	同時約定により、（市場に応札された）すべての電源によるメリットオーダーを追求可能か。
	⑤ 本来、系統不足であれば、スポット市場よりも実需給断面に近い需給調整市場の方が、kWh単価が高くあることが電源全体のメリットオーダー上望ましいが、需給調整市場が週間調達であることにより、必ずしもそのような大小関係とはならないといった課題。	同時市場とすることにより、kWh単価の安い電源から小売需要に当てていけば、解決可能か。
	⑥ 需給調整市場（一次～三次①）の連系線枠の事前確保により、広域的なメリットオーダーが成立しにくい構造となる懸念。	同時約定により、市場ごとの連系線枠の事前確保は不要となるか。

【参考】新たな仕組みを導入することにより解決が見込まれる課題（続き）

- 新しい仕組みの議論・検討を深めるためには、現状の仕組みの課題と新しい仕組みのメリット（※）の整理が必要。例えば、以下の表のような課題・メリットが考えられるか。

（※）新しい仕組みのデメリット（例えば、システム導入の際のコスト等）の整理も必要であるが、まずは、あるべき仕組みを議論するために、メリットの整理から行う必要があるのではないか。

分類	現状の仕組みの課題	Three-Part Offerを前提とした同時市場のメリット
その他の観点	⑦ 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。	同時約定により、供給力と調整力の取り合いが解決するのではないか。
	⑧ 再エネのインバランスをどのように調整するか（時間前市場の流動性の向上、等）が課題。	同時市場で入札された電源のうち、稼働・未稼働が決定した電源を時間前市場に投入すれば、時間前市場の流動性が拡大するのではないか。 ※なお、現行の需給調整市場においても、時間前市場に投入するといったことができれば、同時市場と同様の効果が得られるか。
	⑨ BGの立場からすると、それぞれの市場で異なる応札の締め切り時間や入札方法が課されており、プロセスが煩雑。	kWh市場・ΔkW市場の入札を1回で行うことで、プロセスの簡素化が可能か。

【論点③】今後、検討が必要な論点

- 今後、検討が必要な論点は、以下のとおり。そのほか、検討が必要な論点はないか。

週間断面	<ul style="list-style-type: none">・ 週間断面で電源を起動する仕組み	
同時市場 ・ 時間前市場	<ul style="list-style-type: none">・ 入札の具体的な方法・ kWhとΔkWを同時に約定させるロジック ※需給調整市場で調達されている調整力の区分も踏まえた上での検討が必要か。・ 市場運営主体<ul style="list-style-type: none">– 市場を運営する際のJEPX、一般送配電事業者、広域機関等の体制・役割・ システム改修の内容・コスト等の精査・ 時間前市場の在り方	
	スケジュール	<ul style="list-style-type: none">・ 制度改正、体制構築、システム改修、周知期間等を踏まえた導入スケジュール
	その他	<ul style="list-style-type: none">・ 足下の対策として、措置すべき内容・ 新しい仕組みの効果の検証