

需給調整市場について

2022年12月21日

資源エネルギー庁

はじめに

- 一般送配電事業者が、周波数調整や需給調整を行うための調整力を、より効率的に調達・運用するために需給調整市場が開設され、2021年4月から三次調整力②（以下「三次②」という。）の取引が開始された。また、2022年4月から三次調整力①（以下「三次①」という。）の取引が開始された。
- 三次①・三次②については、取引開始以降、調達不足や価格の高騰等の課題が生じており、それらの課題に対しどのように対応するか、検討が必要な状況。
- また、ノンファーム電源については、混雑が限定的であるという将来の見通しを踏まえ、当面（2026年程度まで）の間、需給調整市場に参入可能と整理していた。しかし、接続申し込みの増加等を背景に、第43回系統ワーキンググループ（2022年11月30日）では、複数のエリアにおいて、2026年度までに基幹系統で混雑が発生する可能性が示された。そのような状況を踏まえ、混雑が発生した際の需給調整市場における課題と対応について、早急に再整理が必要。
- 今回は、そのような状況を踏まえ、調整力の効率的な調達の在り方や、需給調整市場におけるノンファーム電源の扱いと課題について、ご議論いただきたい。

(参考) 調整力公募から需給調整市場へ

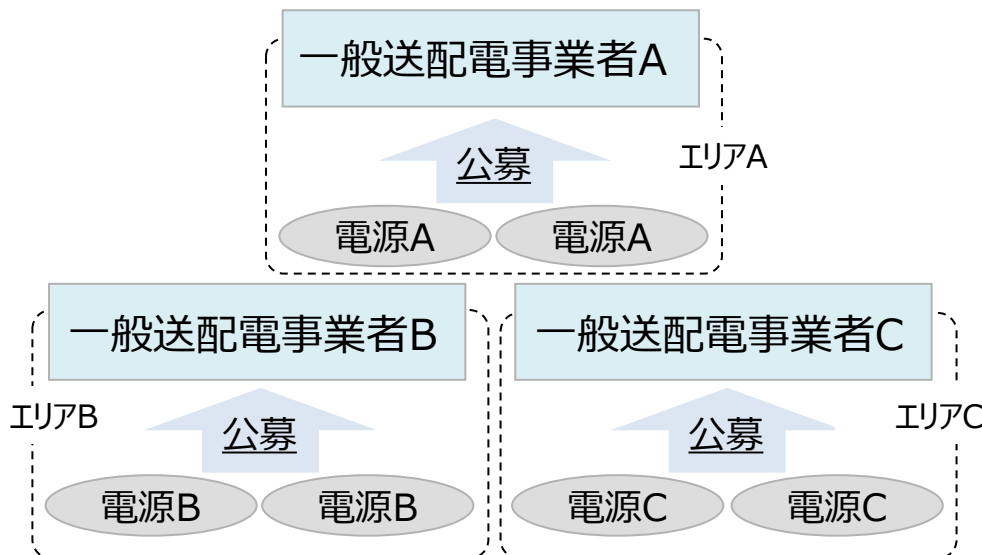
第51回電力・ガス基本政策小委員会
(2022年6月30日) 資料5-1より抜粋

- 周波数を維持し安定供給を実現するため、一般送配電事業者は需要と供給を最終的に一致させる調整力を確保するという、極めて重要な役割を担っている。そのため、2016年10月より調整力公募を毎年実施し、周波数維持義務を果たすために必要な調整力をエリア内で確保してきたところ。
- また、2021年4月よりエリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減を図るため、需給調整市場を開設し取引を開始した※。DR事業者や新電力等の新規事業者も市場に参加し、より効率的で柔軟な需給運用の実現が望まれている。

※2021年度は需給調整市場の商品のうち三次②のみ取引開始。2022年度からは三次①の取引を開始し、他商品は2024年度より導入予定。

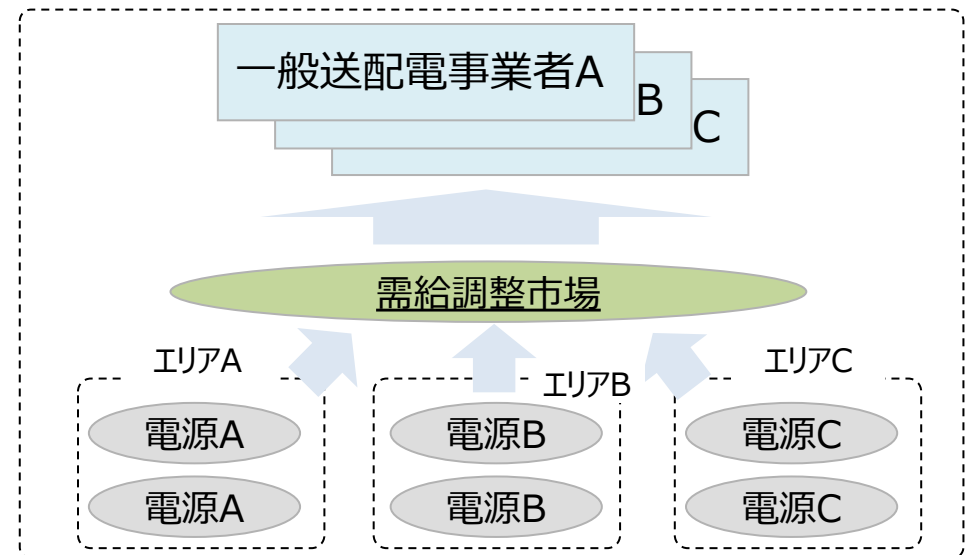
需給調整市場創設前 (調整力公募)

各エリアの一般送配電事業者が公募により調整力を調達



需給調整市場創設後

一般送配電事業者がエリアを超えて市場から調整力を調達

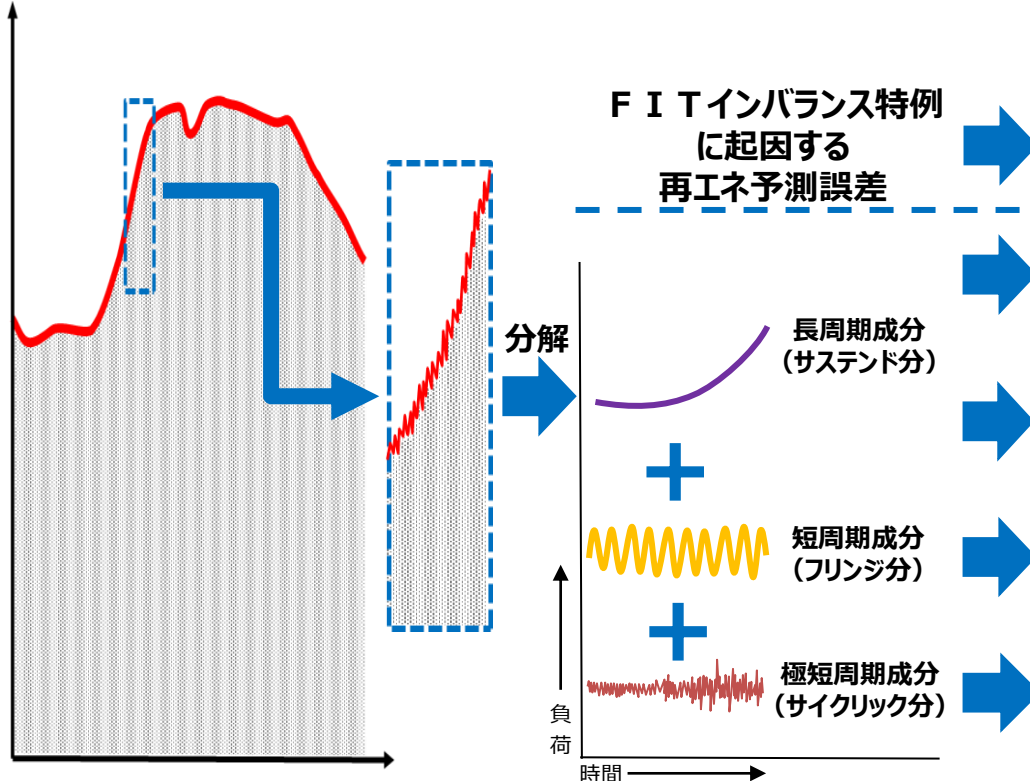


※ 「電源」は旧一電電源、新電力電源、DR等

(参考) 需給調整市場で取り扱う商品と導入スケジュール

- 電力需要の変動は成分毎に分解可能であり、発電機はそれぞれの変動成分に対応した機能を使い分けて周波数制御を実施している。需給調整市場ではこの制御機能等を踏まえ、**応動時間や継続時間に**応じて一次調整力から三次②までの5つの商品を取り扱う予定。
- 需給調整市場において調整力を広域調達するためには、システム改修や連系線の運用変更が必要となるため、まずは**2021年度より低速域の三次②の広域調達を開始**することとした。また、**2022年度からは三次①の調達を開始**し、他商品は2024年度から取引を行う予定である。

<ある一日の電力需要の例>



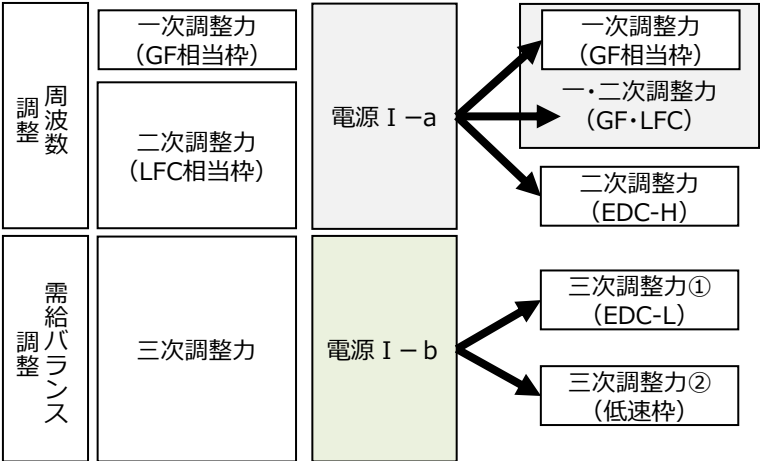
<商品区分と導入スケジュール>

	年度	2021	2022	2023	2024	2025
商品区分	三次② 応動時間45分以内 継続時間：3時間	▼調達開始				
	三次① 応動時間15分以内 継続時間：3時間		▼調達開始			
	二次調整力② 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
	二次調整力① 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
	一次調整力 応動時間10秒以内 継続時間：5分以上				▼調達開始	

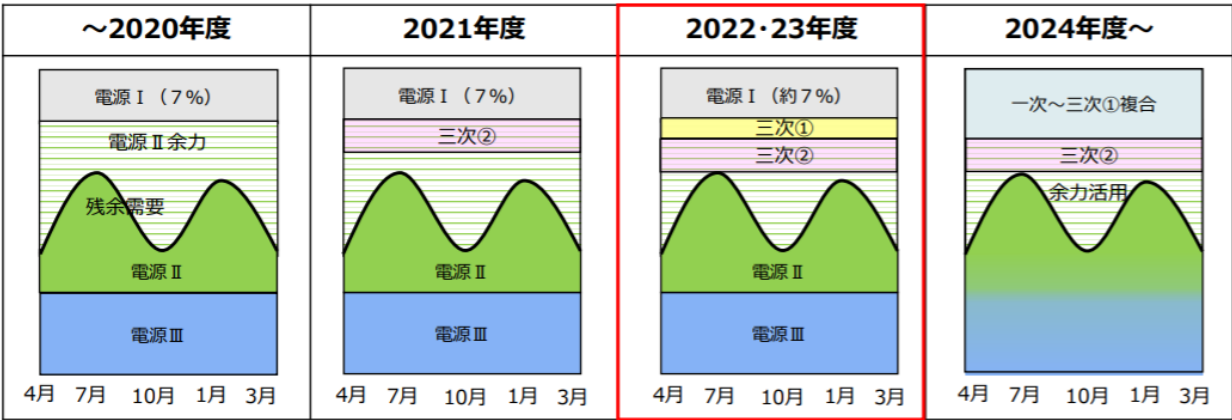
(参考) 調整力の調達・運用方法

- 2022年度は、需給調整市場の5商品のうち三次①、三次②のみが取引開始しており、調整力公募においても調整力を調達している状況。
- 調整力公募は2023年度までを予定しており、2024年度からは応動時間や継続時間に応じ、商品が5つに細分化された需給調整市場を通じて、調整力を調達することとなる。
- また、2024年度以降で調整力が不足する場合には、容量市場でのリクワイアメントとなる余力活用に関する契約による調整力等を利用することとなる。

<調整力細分化の方向性>



<調整力の調達・運用方法の変遷>



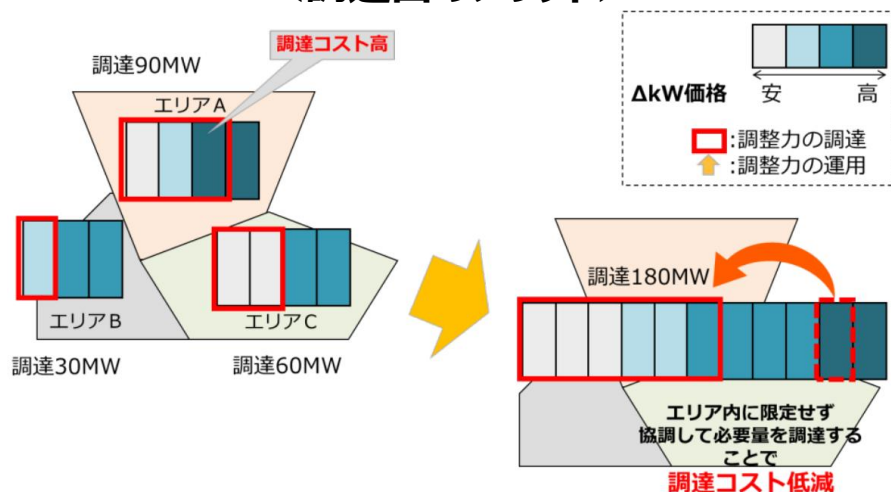
(出所) 第5回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 (2017年8月18日) 資料2より作成
第38回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 (2021年12月10日) 資料 2 より抜粋

(参考) 需給調整市場導入によるメリット

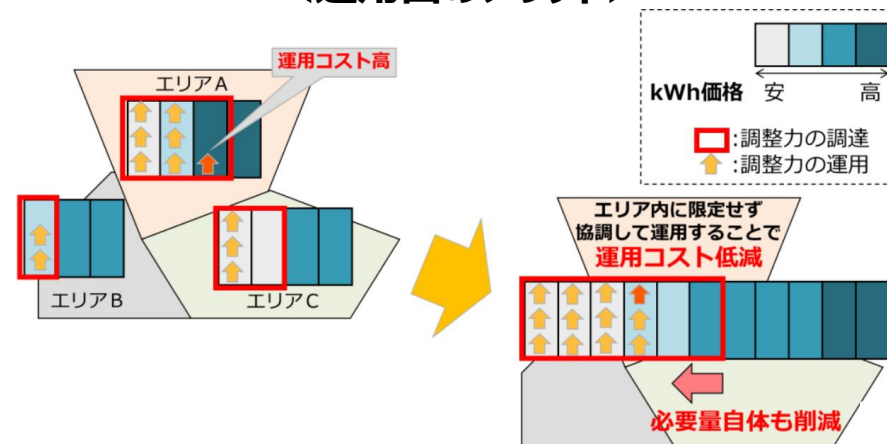
第68回制度検討作業部会
(2022年7月14日) 資料5より抜粋

- 送配電部門の法的分離により、需給調整を担う給電指令機能が発電部門から分離され、市場調達を通して需給調整を行う仕組みの確立が可能となった。
- 需給調整をエリアを越えて広域的に行うことにより、コスト面に関する以下のような効率化が期待されている。
 - ① 複数の一般送配電事業者が協調し、エリアを跨いで広域的に調整力を調達することによる、**必要な調整力調達コスト (ΔkW) の低減**
 - ② **協調して広域的に運用することによる運用コスト (kWh) の低減**および**各エリア内での運用と比べ調整力の総量が減ることによる調達コストの低減**
- また、ゲートクローズ後の最終的な局面においても、**新電力の調整力リソースが旧一般電気事業者と同じ土俵で競争**することとなり、**安定供給の観点でもより効率の良い運用が行われることも**期待されている。
- そのような効果を実現するためには、**需給調整市場取引価格 (ΔkW) の公開**や**メリットオーダーでの発電、新電力の電源やデマンドレスポンスの活用**、**調整の柔軟性が高い電源 (周波数調整用の電源)**が評価される**仕組み**が必要であるとした。

<調達面のメリット>



<運用面のメリット>



論点①：効率的な調整力の調達について

- ①-1:三次①応札量増加に向けた取組について**
- ①-2:需給調整市場ガイドラインの改定について**
- ①-3:調整力の効率的な調達について**

論点②：ノンファーム電源の扱いについて

効率的な調整力の調達について

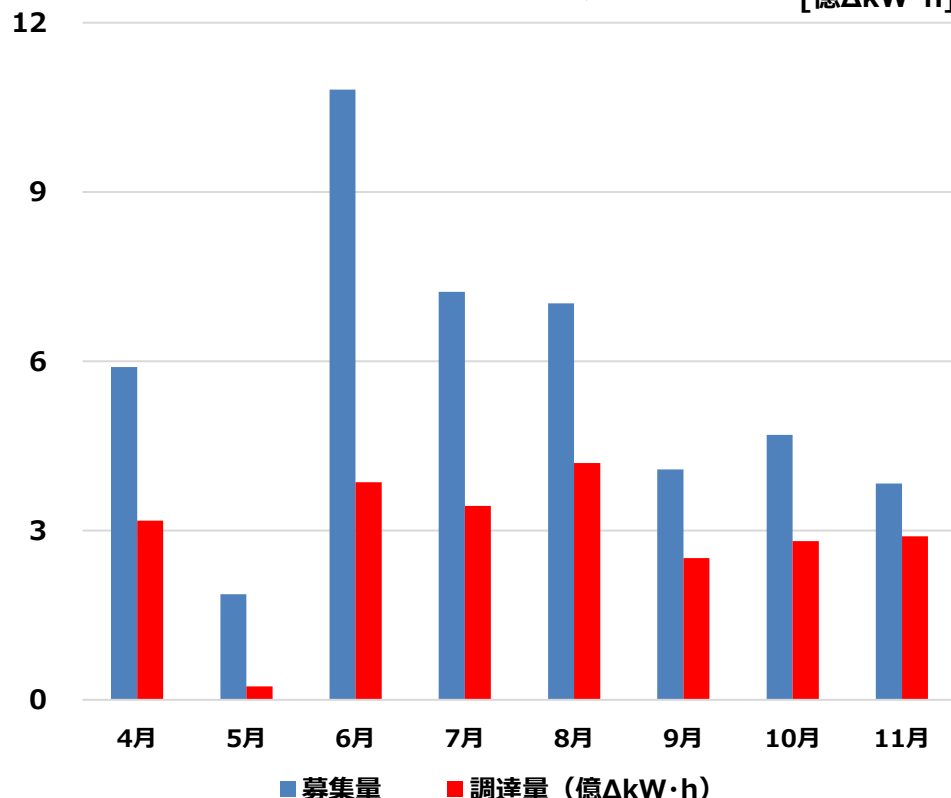
- 2022年度より取引が開始されたゲートクローズ以降の変動に対応する三次①は、市場開設直後より調達不足（落札量が募集量に満たないケース）が発生しており、市場としての競争性や調整力の調達不足が課題となっており、対応策を検討する必要がある。
- 2021年度より取引が開始された、FITインバランス特例に起因する再エネ予測誤差に対応するための調整力である三次②については、足下の燃料価格の高騰等の影響を受け、調達費用が高騰した。そのような状況を踏まえ、電力・ガス取引監視等委員会が価格の分析を行い、機会費用と逸失利益の計上、持ち下げ供出の扱い、起動費等の扱いに関する整理について、議論・検討を行った結果を踏まえ、需給調整市場ガイドラインの改定について、検討している状況。
- 現在、需給調整市場については、複数エリアによる共同調達や、三次②余剰分の時間前市場供出による有効活用、分散型リソースや、需要抑制から発電まで可能なリソース（ネガポジリソース）の活用等、検討を進めている。一方で、三次①や三次②の取引状況を踏まえると、調整力の調達や運用が効率的なものとなっているか、改めて検証が必要であるとも考えられる。
- そのような状況を踏まえ、調整力の調達の在り方に関して、以下 3 点についてご議論いただきたい。
 - （1）三次①応札量増加に向けた取組について
 - （2）需給調整市場ガイドラインの改定について
 - （3）調整力の効率的な調達について

2022年度三次①の取引状況

- 2022年度の取引開始以降、三次①は調整力公募も継続するなか、募集量を削減し調達を行っているが、**募集量に対し応札量が不十分である状況が継続しており、応札量全量が約定するブロックも多い状況。**
- 三次①の調達率が低調な時期は、三次②と比較しても、調達単価が高水準で推移していることが多い。

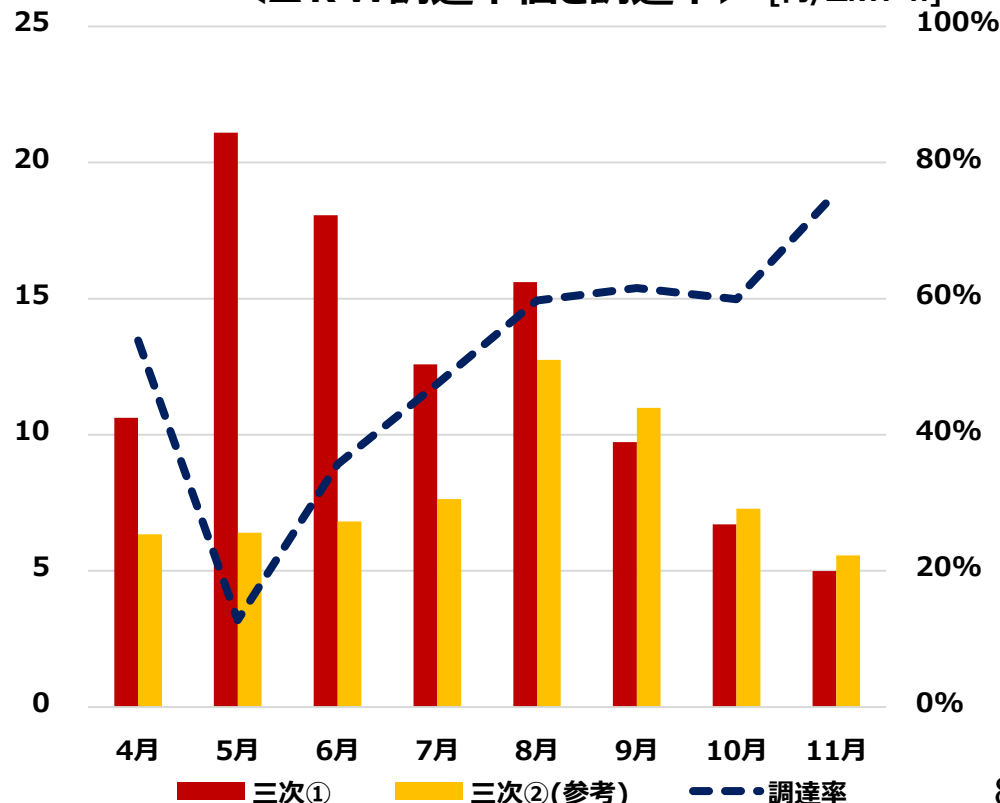
＜募集量及び調達量＞

[億ΔkW・h]



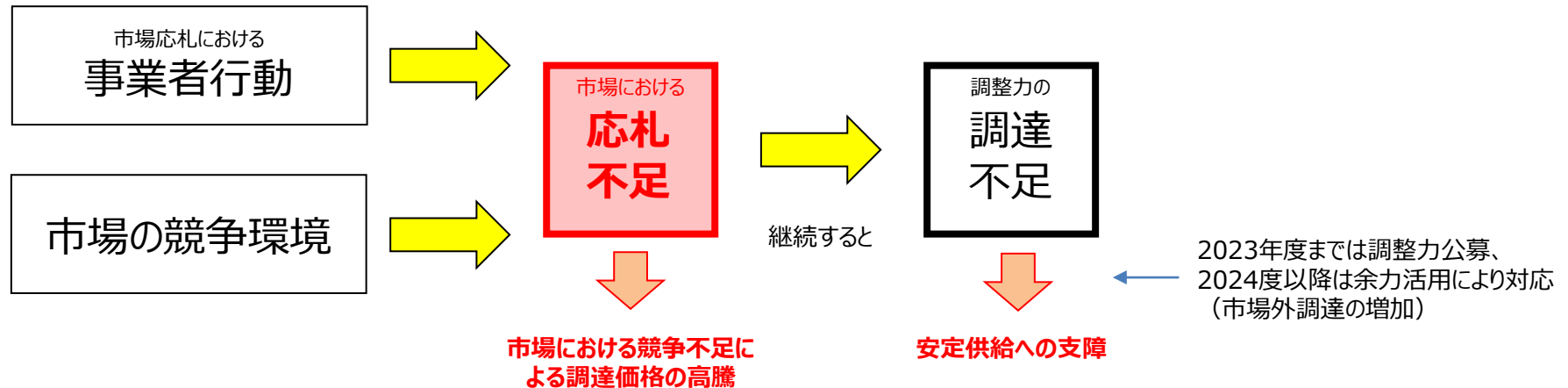
＜ΔkW調達単価と調達率＞

[円/ΔkW・h]



三次①の応札不足について

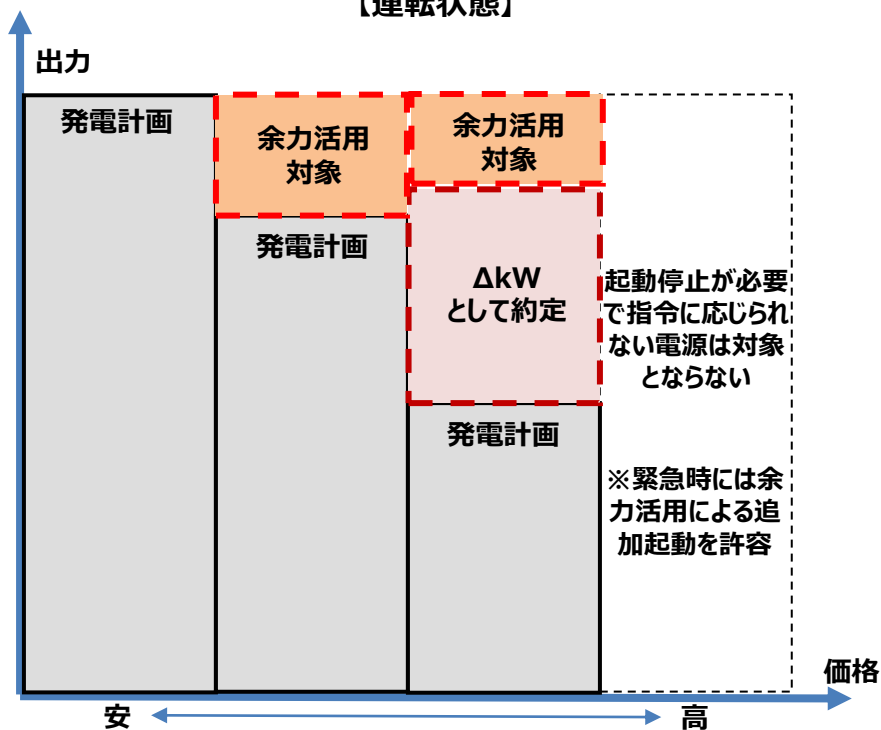
- 三次①をはじめとする調整力の応札不足が継続した場合、市場における競争不足による価格の高騰や、調整力の調達不足による安定供給への支障が懸念される。
- 現在は調整力公募による調整電源が活用できるため、日々の需給に支障は生じていない。また、2024年度以降は新たに余力活用に関する契約が開始され、安定供給の観点ではセーフティネットとなり得ると考えられる。
- 一方で、それだけでは十分ではなく、需給調整市場に本来期待されていた、調整力調達コストの低減や、運用コストの低減といった効率化を実現するためにも、三次①が応札不足である状況には対策を講じていく必要がある。
- その際、2024年度以降、一次から三次②までの全調整力を需給調整市場から調達することになるため、応札不足への対応も、三次①だけではなく全調整力を対象として実施する必要がある。



(参考) 余力活用に関する契約

- 2024年度容量市場開設後において、一般送配電事業者がゲートクローズ後に周波数制御・需給バランス調整・系統運用を実施する際は、ゲートクローズ前の発電事業者等の計画策定に支障を与えないことを前提に、社会コストの低減等、より効率的・安定的な需給調整、系統運用を実施するため、余力を活用する仕組みを設けることが整理されている。
- 余力活用に関する契約においては、必要な ΔkW が市場で調達できない場合、 ΔkW 調達不足へのセーフティネットとして、スポット市場における小売供給力確保後は、余力活用契約による電源の追加起動を認めることとしている。

＜余力活用の対象のイメージ図＞
【運転状態】



必要な ΔkW が市場で調達できない場合における追加起動について

35

- 必要な ΔkW が市場で調達できない場合は、余力活用契約による電源の追加起動を許容することが整理されている一方、現在のように、 ΔkW 未達（三次①）が継続的に発生している状況でも許容するのかが論点の一つ。
 - この点、 ΔkW 未達の問題は、大きく「応札不足」と「調達不足」に分けられ、「応札不足」は競争が不十分といった市場環境上の問題であり、「調達不足」は調整力が不足することに伴う安定供給上の問題であることから、それぞれ対応のアプローチは異なると考えられる。
 - このうち、余力活用契約における追加起動は ΔkW 調達不足への対応（セーフティネット）になると考えられることから、応札不足に対する対応が最大限図られるという前提※で、スポット市場における小売供給力確保後は、余力活用契約による電源の追加起動を認めることとしてはどうか。
- ※引き続き、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会と連携して検討の上、別途報告させていただきます。
- また、これらは市場外での調達になることから、合理的（経済的）に行われるための検討（安価な順に広域調達を行う仕組み等）については、引き続き一般送配電事業者と連携して、行っていきたい。

三次①応札に係る取引事業者への調査について

- 第68回制度検討作業部会における取引事業者へのアンケート調査の結果においては、週間調達であるため需給変動リスクを考慮した応札となっている等の回答をいただいた。それらの回答を踏まえ、より実態を把握する観点から、電力広域的運営推進機関とともに、代表的な取引事業者を選定のうえ、ヒアリング調査を実施した。

需給調整市場に関する取引会員へのアンケート調査について①

第68回制度検討作業部会
(2022年7月14日) 資料5より抜粋

- 電力需給調整取引所の取引会員に対し、電力広域的運営推進機関とともに、応札量算定の考え方や応札量を増加するために改善すべきルール等についてアンケート調査を実施した。
- 三次①への応札量が少ないことの理由としては、**燃料在庫の低下等時期による要因**もみられたものの、**週間調達であり需要予測精度が低いこと、実需給までの需給変動リスクがあること**等が応札量が限定的となる要因として挙げられた。
- なお、応札量増加策として、入札単位（ブロック時間）や最低入札量 5 MWについても意見をいただいたところ、それらについては既に見直すことと整理されている。

<三次①取引実績のある取引会員へのアンケート結果>

	主な意見
応札量／ 応札方法	・一週間前の入札のため、需要想定精度が低い。また、自然変動リソースからの応札は不確実性が高く、アセスメント違反を回避するために応札を見送るものがある。 ・週間調達であり実需給までに、需給や市況に変動リスクがあることから、一定の裕度・予備力を確保していることから応札量が限定的となる。 ・小売、卸供給の増加や燃料在庫の低下等により応札量が少なくなっている（三次②応札では、スポット取引で調達できれば、応札量を確保できるケースがある）。 ・入札単位が3時間ブロックであるため、ブロック内の30分コマの最小余力分しか応札できない。 ・最低入札量（専用線：5MW）の制約により入札できないユニットがある。
その他	・スポット価格の高騰 ・燃料調達環境の悪化 ・入札価格に適切なスポット市場の機会費用を織り込むことができない。 ・VPPシステムが三次①応札に未対応 ・アセスメント・事前審査の要件が厳しく、参入可能なリソースが限られる。

(出典) 第29回需給調整市場検討小委員会(2022年6月24日) 資料2より抜粋

応札不足に対するヒアリング結果

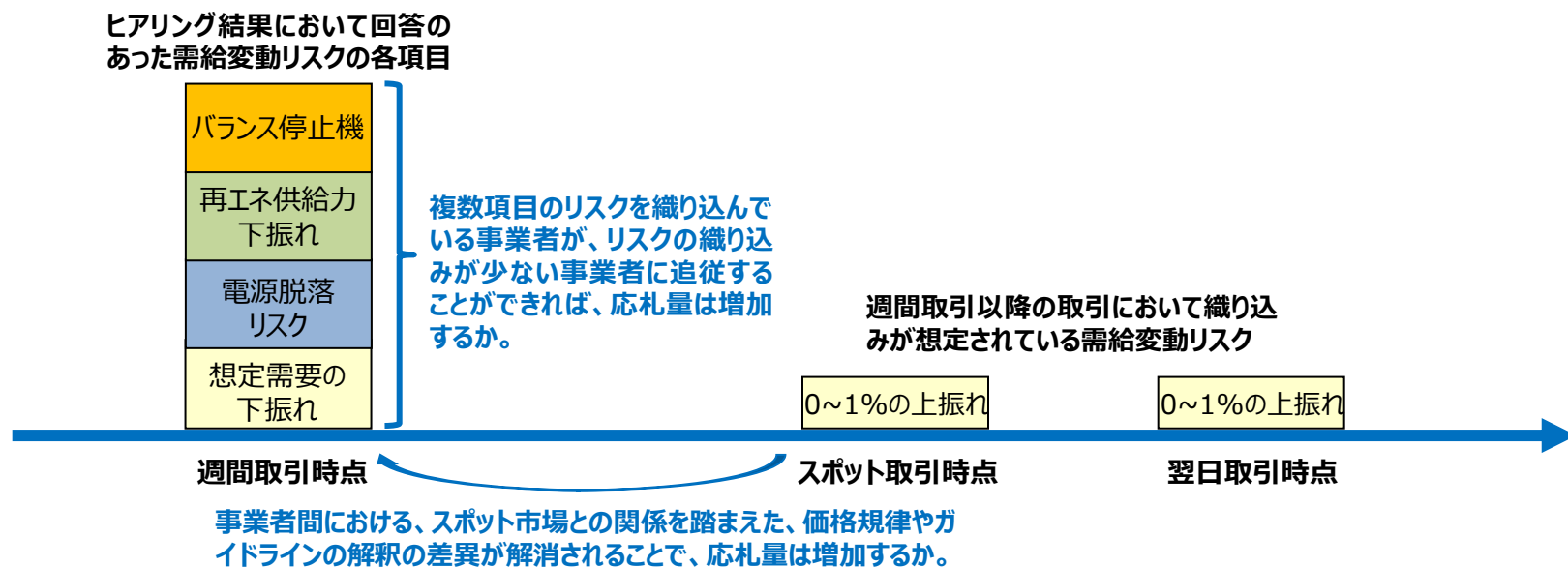
- ヒアリングの結果、週間調達による予測の不確実性を理由に、全事業者が何らかの需給変動リスクを織り込み応札量を算定していた。一方で、リスクの織り込み方については、1項目のみ織り込んでいる事業者もいれば、複数項目勘案している事業者も存在した。バランス停止機についても、大半の事業者は応札量に含めている一方で、応札量に含めていない事業者もいる等リスクへの対応に違いが見られた。
- また、需要変動リスクの織り込み以外で応札量が増えない要因として、三次①以外の取引量を事前に控除したうえで応札している事業者が複数存在した。背景は様々であるが、価格規律・ガイドラインの解釈の違いが影響していると考えられる。
- その他、既に固定費を回収した競争力の高い電源は、スポット市場に入札した場合、シングルプライスオークションにより限界費用以上の利益が得られる可能性が高い。さらに、前日取引である三次②も、三次①と価格規律が同じであり、三次②でも同様に各費用を回収できる。それらの理由から、週間調達である三次①に応札するインセンティブが低いという回答もあった。

＜ヒアリング結果＞

考え方	事業者からの意見例
応札量算定時にある程度のリスクを勘案	バランス停止機の影響や、再エネ供給力の下振れ、電源脱落リスクや想定需要の上振れに加え、天気予報の変動等。
三次①応札量からスポット市場入札量を控除	需給調整市場供出による <u>スポット市場への供出量の減少が「適正な電力取引についての指針」に即しているか判断できない。</u> また、週間ではスポット市場の価格想定が困難であり、 <u>逸失利益算定の合理的な説明が困難。</u> また、 <u>競争力の高い電源はスポット市場へ供出する方が経済的</u> である。
三次②供出量を控除	属地エリアの安定供給の観点から、 <u>属地エリアの三次②供出量も意識した上で入札</u> する。
エリア応札量に合わせ入札	属地エリアの安定供給の観点から、 <u>属地エリアを参考に入札量を確定</u> する。
価格規律・競争環境	週間調達である三次①と前日取引の三次②の価格規律が同じであり、固定費等は三次②でも回収が可能であることから、 <u>スポット市場での買い戻しリスクを抱えてまで三次①に応札するインセンティブが低い。</u>

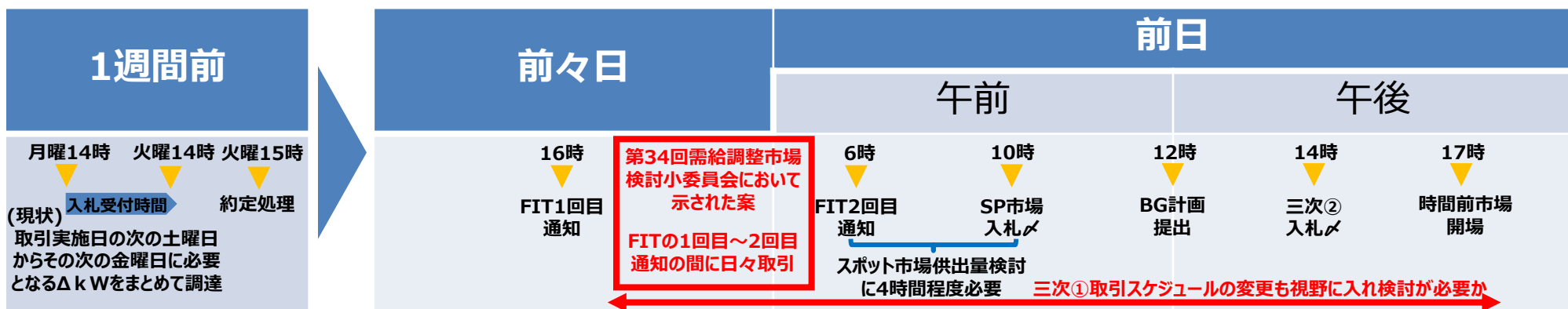
論点①－１：三次①応札量増加に向けた取組について（１／２）

- 調整力の応札量増加については、分散型リソースやネガポジリソース（需要抑制から発電まで可能なリソース）、DRの市場参入促進等を進め、より多くのリソースを活用するとともに、市場競争力を活発化させることも非常に重要である。
- 一方で、ヒアリング結果を踏まえると、リスクの織り込み方について、リスクの織り込み自体は否定されるものではないものの、複数項目のリスクを織り込んでいる事業者が、リスクの織り込みが少ない事業者に追従することができれば、応札量は増加する可能性がある。さらに、価格規律やガイドラインの解釈の違い等が解消されることで、応札行動も変化する、調整力応札量が増加する可能性もある。
- 関係各所と連携のうえ、取引事業者とのコミュニケーションや審議会等での議論を通し、そのような事業者毎の差について解消を促すことが、応札量増加にも繋がると考えられるのではないか。



論点①－ 1：三次①応札量増加に向けた取組について（2／2）

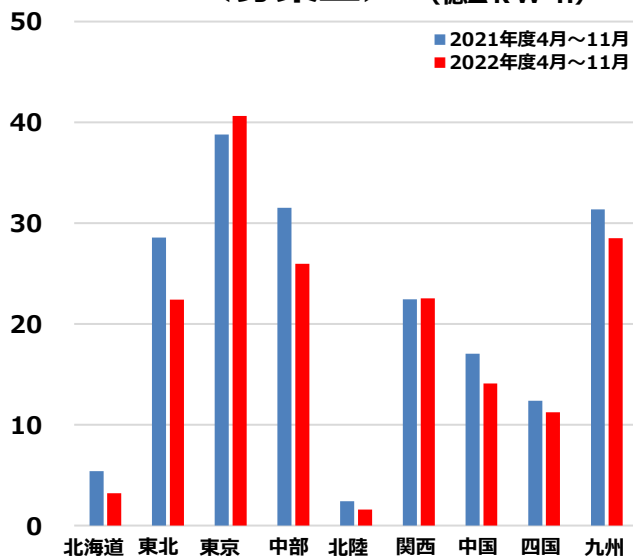
- 他方、取引事業者毎のリスクの考え方の差異が解消されたとしても、週間調達であることによる予測の不確実性が根本的に解消されるわけではない。
- そのような予測の不確実性の低減策としては、例えば取引スケジュールの変更も考えられるのではないか。第34回需給調整市場検討小委員会（2022年12月14日）では、FIT通知も踏まえた再エネ供給力の計算や、スポット市場前のBG供出量検討に要する時間（4時間）の確保等を勘案したうえで、前々日（FIT1回目通知後から2回目通知までの間）に毎日三次①等の調整力を取引する案を示している。
- 取引スケジュールの変更による効果、実務面を勘案した実現可能な取引スケジュール、安定供給といった観点も踏まえ、スケジュール変更も視野に入れ、関係各所とともに実施の可否やその内容について、検討する必要があるのではないか。
- なお、現在2024年度に向け需給調整市場のシステム改修が進められており、スケジュール変更を行う場合も、実装まではある程度の時間を要すると考えられるため、その点も考慮し検討を進める必要がある。



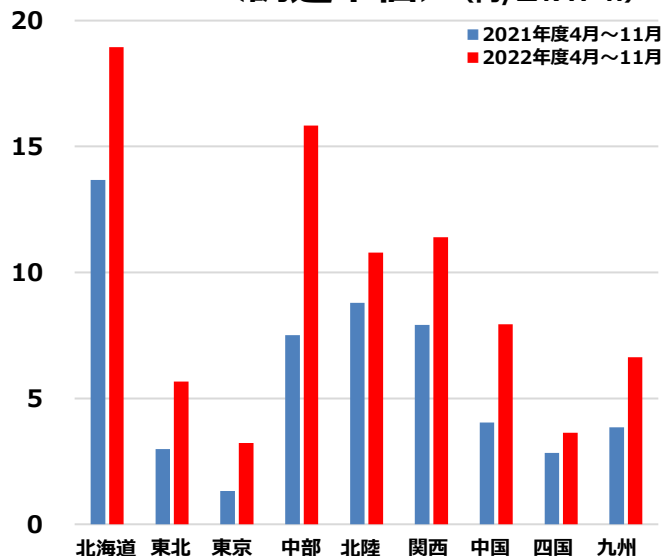
2022年度の三次②取引状況

- 再エネ予測誤差に対応する調整力である三次②については、社会コスト低減や再エネ導入拡大の観点より、安定供給を維持しつつ、調達量の低減や合理化が求められているところ。
- これまでも複数気象モデルの活用等、必要量削減に向けた取組を進めてきており、2022年度からはエリア間の共同調達等、さらなる募集量低減の取組を行っている。
- 2022年度の取引状況について、前年同月と比較した場合、三次②の募集量が増加しているエリアもあるが、減少しているエリアも多く、募集量削減にむけた取組の効果も一因となっていると考えられる。
- 他方、足下の燃料価格高騰等の影響等を受け調達単価は全国的に上昇しており、調達費用は前年同月対比で増加しているエリアもみられる。

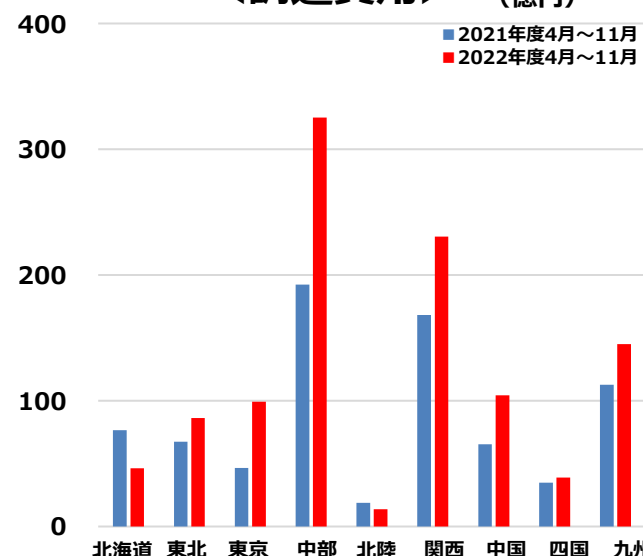
＜募集量＞ (億ΔkW・h)



＜調達単価＞ (円/ΔkW・h)



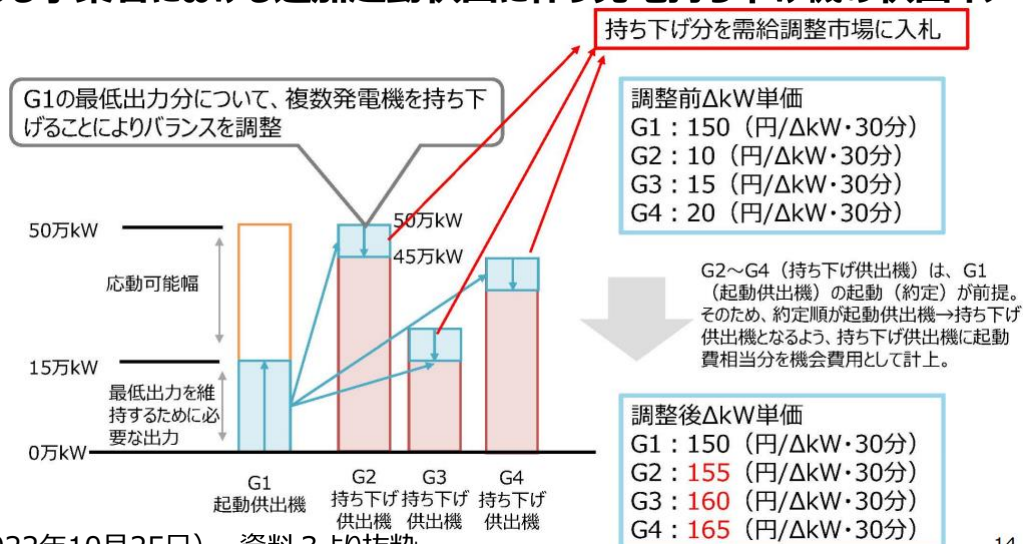
＜調達費用＞ (億円)



三次②の入札価格等に関する分析

- 三次②の取引では、今夏約定価格が上昇し、8月には最高約定価格が347.8円/kW・30分となり、過去最高となった。そのような価格高騰を踏まえ、電力・ガス取引監視等委員会においては、本年8月の三次②の入札価格等のデータに関して報告徴収を行うとともに、合理的な行動となる価格で入札を行っているかを確認するため、ヒアリング等を行った。
- 分析の結果、機会費用と逸失利益の計上に関する考え方について、事業者毎に解釈が異なることが判明した。また、電源の起動並列において、調整力として使用しない最低出力を維持するための電力分を、他のユニットの出力を下げることにより調整し、出力を下げたことにより余力分が生じたユニット（以下「持ち下げ供出機」という）を需給調整市場に入札している事業者が複数確認された。その際、起動供出機の起動費単価を機会費用として計上している事業者がいることが確認された。
- その他、約定したユニットを必ず起動しなければならないという整理はないものの、三次②に応札し、約定したものの、実需給時に起動していないユニットが存在することが判明した。また、その場合の起動費の扱いも、事業者により異なることが判明した。

＜とある事業者における追加起動供出に伴う発電持ち下げ機の供出イメージ＞



論点①－２：需給調整市場ガイドラインの改定について

- 分析結果を踏まえ、機会費用と逸失利益の計上、持ち下げ供出の扱い、起動費等の扱いに関する整理について制度設計専門会合において議論・検討が行われ、とりまとめられた。そのうえで、機会費用や逸失利益の考え方等については引き続き検討することとし、以下の点については需給調整市場ガイドラインを改定することについて、電力・ガス取引監視等委員会より建議が行われたところ。
- 本件は、電源側の費用を必要な範囲で回収しつつ、その適正化を図るものであり、より合理的な入札行動に資すると考えられることから、**建議の通り需給調整市場ガイドラインを改定することとしてどうか。**

＜ガイドライン改定の方向性＞

- ・ 「機会費用と逸失利益の計上に関する整理」では、需給調整市場ガイドラインにおける限界費用、卸電力市場価格（予想）等について明確化。
- ・ 「持ち下げ供出の扱いに関する整理」では、需給調整市場に対して起動供出機を供出し、同時に持ち下げ供出機も供出する場合の、持ち下げ供出機に関する入札価格の考え方を整理。
- ・ 「起動費等の扱いに関する整理」では、実需給時まで起動しなかったユニットの起動費の返還方法や、電源差替え時の価格の考え方等について整理。

＜需給調整市場ガイドライン 改定事項＞

- ・ 限界費用に含まれる燃料コストについては、特段の事情がない限り、定格出力までの間の適切な価格を１つ選定する旨、記載する。また、揚水発電等の限界費用については、需給調整市場ガイドラインの調整力kWh 市場における記載を参照する旨、記載する。
- ・ 卸電力市場価格（予想）は、当該エリアのスポット市場価格と時間前市場価格の想定値の範囲内から、適切な価格を１つ選定する旨、記載する。なお、受け渡し日の前週に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）はスポット市場価格の想定価格とし、受け渡し日の前日に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）は時間前市場価格の想定価格とする旨、記載する。また、時間前市場価格の想定価格は、スポット市場価格を基に算定する旨、記載する。
- ・ ΔkW 価格の算出に当たっては、「 ΔkW 価格 $\leq$ 当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額等」の式を満たすようにし、「等」は売買手数料とする旨、記載する。
- ・ 原則、起動費等の入札価格への反映は１回分までしか認めないこととし、１回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において工夫する点や、取り漏れが生じた起動費等については、当該年度の先々の取引において計上することを許容する旨、記載する。

(参考) ガイドライン変更点をはじめとする制度設計専門会合での整理

限界費用について

- 火力発電の限界費用については、事業者によって限界費用の設定数が異なるため、以下のとおり整理する。
- 限界費用に含まれる燃料コストについては、特段の事情がない限り、定格出力までの間の適切な価格を1つ選定する。
- 揚水発電等の限界費用については、需給調整市場ガイドラインの調整力kWh市場における記載を参照する。

卸電力市場価格（予想）について

- 卸電力市場価格（予想）は、当該エリアのスポット市場価格と時間前市場価格の想定値の範囲内から、適切な価格を1つ選定する。受け渡し日の前週に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）はスポット市場価格の想定価格とする。受け渡し日の前日に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）は時間前市場価格の想定価格とする。なお、時間前市場価格の想定価格は、スポット市場価格を基に算定する。

売買手数料について

- 売買手数料は、需給調整市場の手数料を指し、機会費用ではなく、以下の整理とする。
- ΔkW 価格の算出に当たっては、「 ΔkW 価格 $\leq$ 当該電源等の逸失利益（機会費用） + 一定額等」の式を満たすようにし、「等」は売買手数料とする。

持ち下げ供出機の入札価格について

- 持ち下げ供出機の約定のためには、起動供出機の約定が前提であるため、起動供出機の約定価格以上の入札価格で持ち下げ供出機の入札価格を作成することを可能とするが、約定後、持ち下げ供出機のコストを反映した ΔkW 単価になるよう、当事者間で適切な費用を清算する。
- 持ち下げ供出機のコストを反映した単価は、逸失利益（機会費用）、一定額等（等は売買手数料）から算出し、起動供出機のコストを含めないものとする。

実需給時までに起動しなかったユニットの起動費の返還について

- 需給調整市場に起動費を計上して入札・約定（※）し、一般送配電事業者からの停止指令により実需給時までに起動しなかった場合には、一般送配電事業者との間で起動費を清算する。また、他エリアの一般送配電事業者が調達をした場合には、一般送配電事業者間で別途清算を行う。

※約定後に電源差替えした場合は当該差替え電源が対象。

電源差替え時の価格について

- 電源を差替える場合、 ΔkW 約定単価に関しては、差替え後のユニットに合わせた ΔkW 約定単価に変更する。ただし、差替え後の ΔkW 約定単価は、差替え前の ΔkW 約定単価以下の値とする。

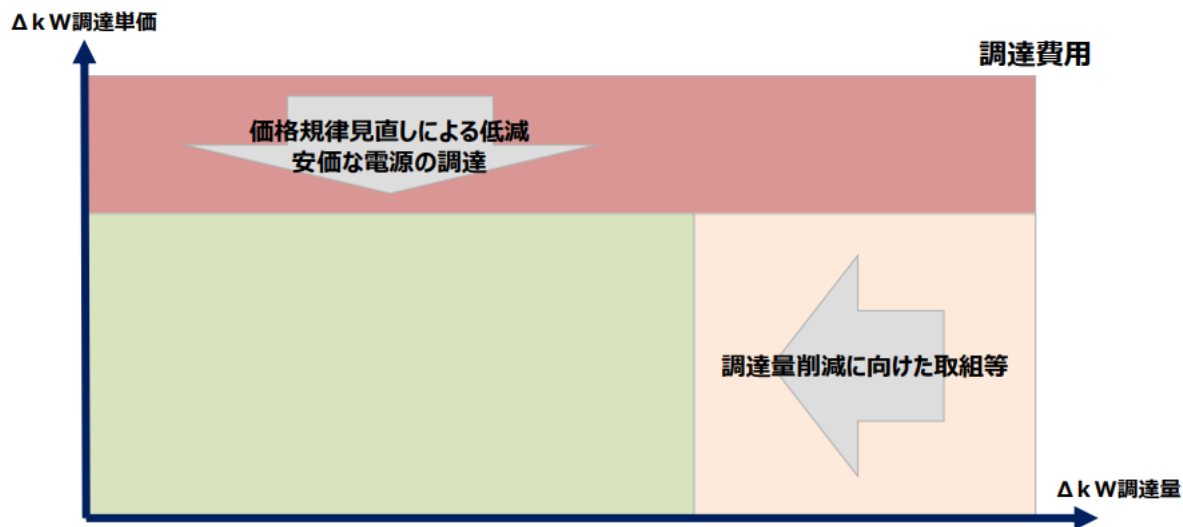
論点①－３：調整力の効率的な調達について

- 三次①や三次②においては、取引開始毎にそれぞれ調達量の未達や調達費用の大幅な上昇といった問題が生じ、関係各所と連携のうえ、一体的に検討を進めてきたところ。
- これらの問題は、三次①、三次②特有の問題ではなく、2024年度に取引が開始される他商品においても共通の課題となり得ることから、**2024年度に調達を始める前に、調整力の調達が効率的なものとなっているか、改めて関係各所と連携のうえ検討を進めてはどうか。**

対応の方向性３－３：調整力の効率的な調達について

第47回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022年12月6日）資料1より抜粋

- 調整力のより効率的な調達に向けて、2021年度から三次調整力②、2022年度から三次調整力①について、需給調整市場を通じた調達が開始した。
- 他方、いずれの調整力についても、調達量の未達や調達費用の大幅な上昇といった課題が生じ、現在、原因の分析と対応策の検討を進めている。
- 今後、2024年度に一次調整力及び二次調整力①・②の市場調達が開始されることも踏まえ、**これらの調整力の効率的な調達の在り方についても、検討を行うこととしてはどうか。**



(参考) 分散型リソースの活用について

第46回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022年11月15日）資料3より抜粋

- 次世代の分散型電力システムに関する検討会では、次世代の分散型電力システムを構築していくため、蓄電池等の分散型リソースを需給調整市場等で最大限活用できるよう、機器個別計測を可能とする評価方法やBG組成の考え方について議論を進めているところ。
- 2022年度内を目処に、個別論点について詳細な議論・検討を進め、各種審議会等と連携しつつ、必要な制度改正等に繋げていく予定。

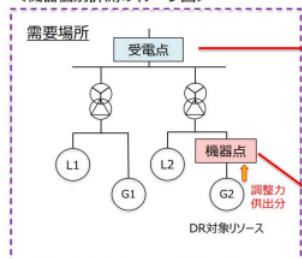
① 需給調整市場における機器個別計測の活用について

（出所）2022年11月7日
第1回次世代の分散型電力システムに関する検討会 資料7

- 需給調整市場にて、蓄電池等の分散型リソースは受電点計測でのDRとして参加可能。
- 他方で、DRが需給調整市場の各商品要件を満たすためには、需要家構内の他の電力負荷やPV等の発電の変動を、蓄電池等で「しわ取り」することが必要となり、蓄電池の能力（出力規模）全てを需給調整市場で十分に発揮することが困難。そのため、需要規模に対して蓄電池等のサイズが小さい場合には、需給調整市場に参画すること自体が難しい。
- この点、需給調整市場における機器個別計測の活用が可能となれば、分散型リソースが潜在能力を発揮し、調整力として、電力の需給安定に貢献することが期待される。
- 検討の論点：
 - 機器個別計測を可能とするにはどのような評価方法が妥当か
 - 1 需要場所内の複数計量や変圧器を挟んだ差分計量をどう整理するか
 - BG組成の考え方をどう整理するか

受電点計測の課題および機器個別計測の効果

<機器個別計測のイメージ図>



【受電点計測での課題】

- ① 需要規模に対してリソースのDR量が相対的に小さい場合、需要変動の影響を大きく受ける。
- ② 需要場所にPV発電設備が設置されている場合、需要予測に加え、PV出力予測の精度も求められるため、不確実性の要素が大きくなる。

【機器個別計測の効果】

- ① 需要規模によらず、リソースごとに機器点でDR量を供出することが可能である。
- ② 需要場所にPV発電設備が設置されている場合においても、PVの出力変動の影響をほとんど受けることがない。

(参考) 脱炭素調整力の活用、ネガポジ電源の市場参入

- 系統蓄電池や揚水発電機等が、単体ネガポジリソース（需要抑制から発電まで可能なリソース）として需給調整市場へ参加可能となることで、応札量増加が期待できる。それらの参加要件について議論を行い、実出力指令は2023年度から、出力変化量指令は2024年度から参入可能とされた。

まとめ

第34回需給調整市場検討小委員会
(2022年12月14日) 資料4より抜粋

- 需給調整市場におけるリソース単体で最低入札量を満たすネガポジリソースのネガポジ型の参入については、以下のとおりとはどうか。

<応札可能な商品>

ネガポジ型として応札可能な商品は、基本的にネガワット側とポジワット側で応動可能な最小範囲とする。なお、ネガワット側またはポジワット側のみで応動可能な商品がない場合、ネガポジ型として、二次②から三次②への応札は可能とする。

<アセスメントⅠ>

アセスメントⅠは、ネガポジ型リソースが、ネガワット側における基準値または計画値とポジワット側における発電可能上限を合計した値が落札した ΔkW 以上となっていることを確認する。

<アセスメントⅡ・事前審査・精算>

アセスメントⅡ・事前審査・精算は、これまで整理した商品と同様の方法で実施する。

<応札方法・指令方法>

ネガワットとポジワットを同時に応札（2応札）することは認める。但し、2応札リソースの場合、一般送配電事業者はネガワットからポジワットまでを合わせた事前審査を行うこととし、応札についても、ネガワットからポジワットまで応動時間内での応動可能な応札に限定する。また、指令においては1応札とみなした（1つのリソースとして合わせた）指令を行う。

<スケジュール>

実出力指令については2023年度から、出力変化量指令については2024年度から参入可能とする。

(参考) 三次調整力② 複数エリアによる共同調達について

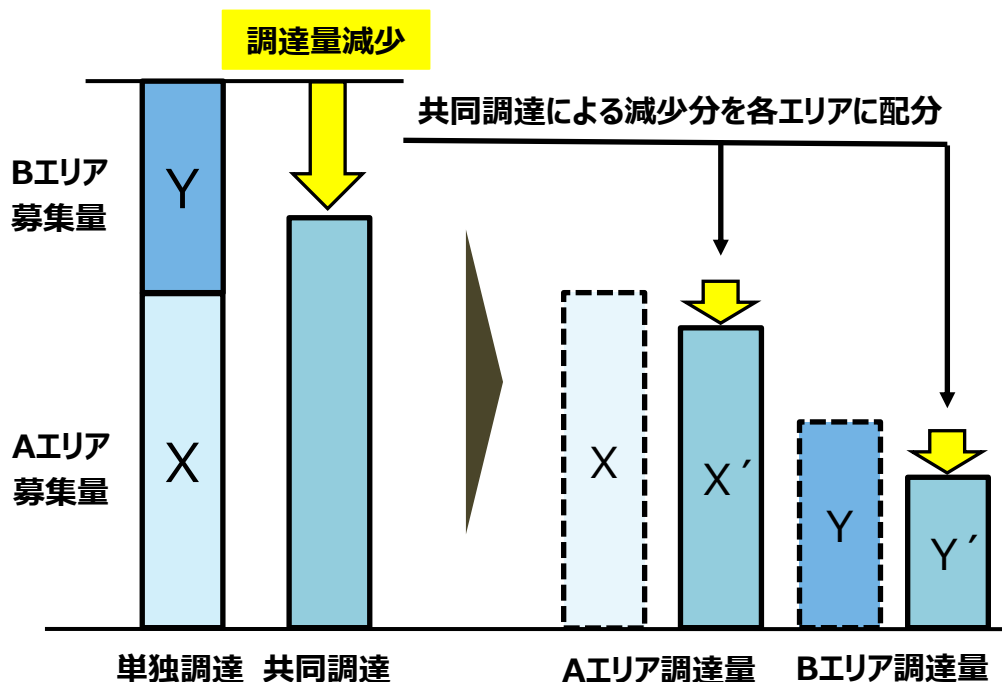
第47回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022年12月6日）資料1より抜粋

- 三次②募集量の低減対策の一つとして、エリア毎に確保している ΔkW の募集量に対して、**エリア間の不等時性を考慮し、複数エリアで共同調達するスキーム**※を2022年4月から導入した。

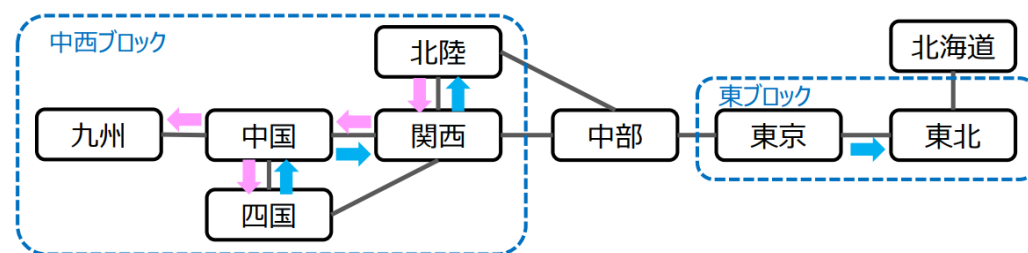
※実運用において空容量が残存している蓋然性が高い連系線に接続しているエリアにて実施
（東ブロック：東北・東京エリア、中西ブロック：北陸・関西・中国・四国・九州）

- 今後、共同調達の実績を蓄積することにより、適宜、対象エリア拡大も含めた共同調達実施エリアの見直しについて、電力広域的運営推進機関と連携のうえ検討していく予定。

<共同調達の考え方（イメージ）※1>



<2022年度の共同調達実施エリア※2>



※2021年度上期の連系線空容量をもとに検討

※矢印は空容量のある向き

※連系線空容量の見直しにより、共同調達実施エリアの範囲は変わりうる

※1：第64回制度検討作業部会（2022年4月25日）資料5-1より作成

※2：第27回需給調整市場検討小委員会（2021年12月21日）資料3より作成

(参考) 三次調整力②の時間前市場への売り入札

第46回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022年11月15日）資料3より抜粋

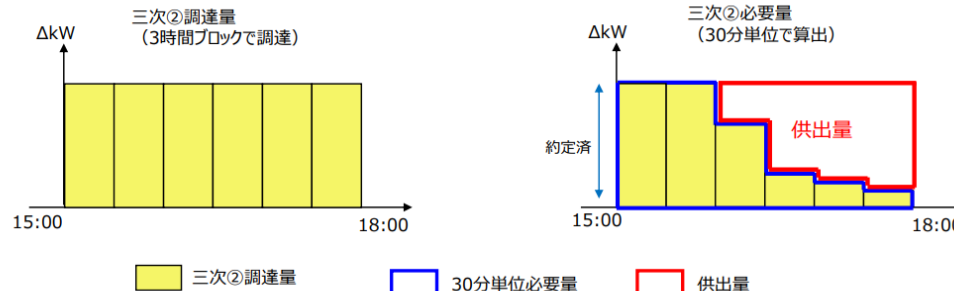
- 電源有効活用や社会コスト低減の観点から、**実需給が近づき余剰となることが明らかになった三次調整力②を時間前市場に供出することを検討**。まずは3時間ブロックで調達することにより、太陽光の上振れ・下振れにかかわらず余剰となる調整力の供出を想定している。
- 2025年度には3時間ブロックでの調達を見直す予定であることから、制度の有効性を担保するためにも、**2023年度早期の開始を念頭に準備を進めている**。将来的にはシステム対応等を目指しつつ、当面の対応として、**主に人間系（マニュアル）で対応することを基本に関係各所と整理を進めているところ**。まずは早期開始を目指しつつ、供出可能量を増やす取組についても引き続き検討を行う予定。

【論点①】供出量の基本的な考え方について（領域a）

（出所）2022年11月2日
第33回需給調整市場検討小委員会 資料2

- 領域aは、3時間ブロック単位で調達していることに伴う、実際には上げ調整力として使用しない領域となる。
- 言い換えると2025年度から30分単位での調達に変更した場合、調達不要となる領域を領域aとすることが、将来の調整力必要量の考え方と整合的である。そのため、調達した調整力と30分単位の必要量との差分を、領域aとして時間前市場へ供出することとしてはどうか。
- また、共同調達は実施している全エリアの30分単位の必要量を充足する必要があることを考慮して、時間前市場への供出量を算出することとする。
- なお、領域bおよび領域cについては、上振れまたは下振れに関するデータ収集やリスクの分析、定量評価が必要な領域であり、引き続き、データ収集やリスクの分析、定量評価を進め、改めて整理することとしたい。

例) ブロックの場合



論点①：効率的な調整力の調達について

①-1:三次①応札量増加に向けた取組について

①-2:需給調整市場ガイドラインの改定について

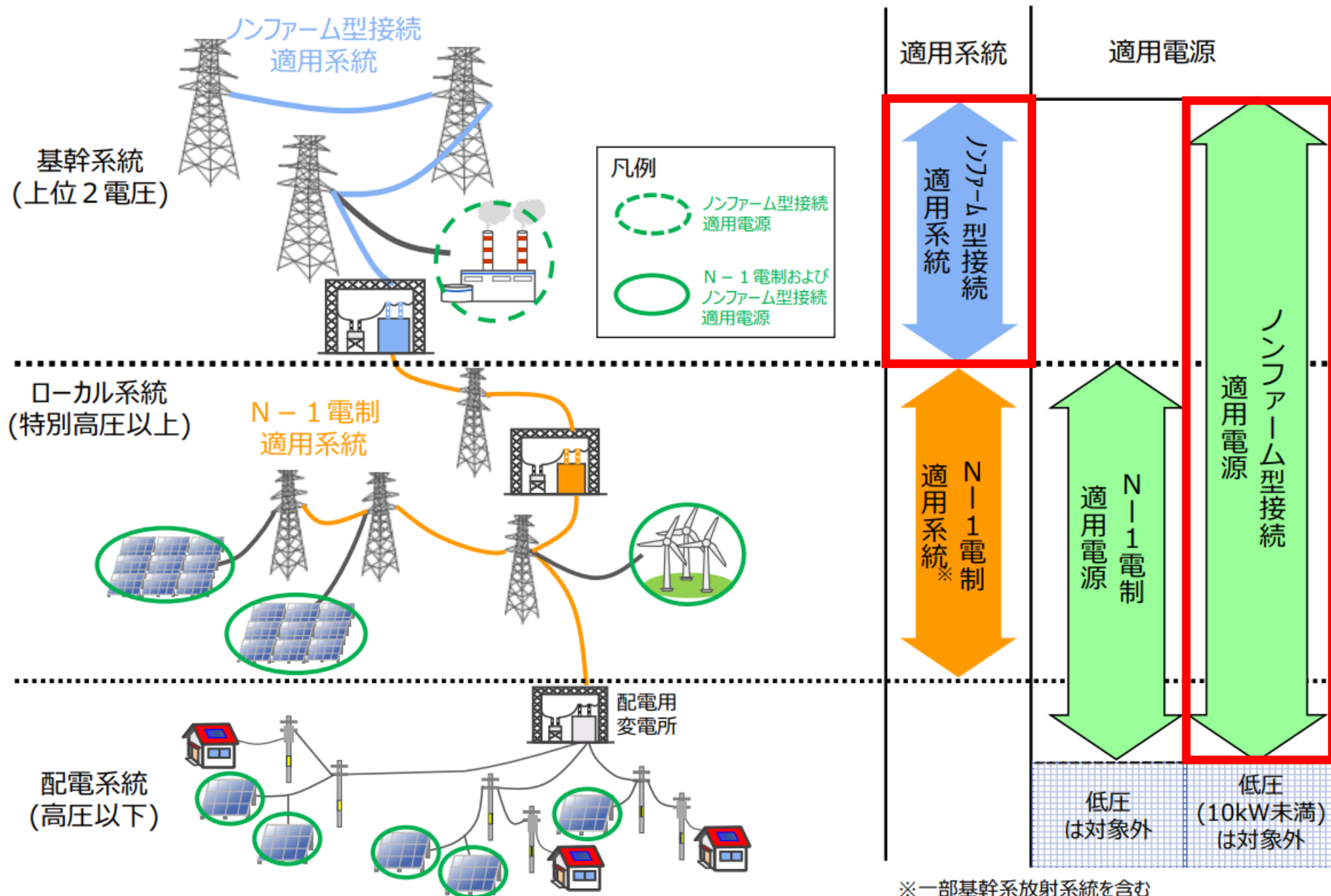
①-3:調整力の効率的な調達について

論点②：ノンファーム電源の扱いについて

需給調整市場におけるノンファーム電源の取り扱いについて

- 基幹系統の混雑については、2021年1月よりノンファーム接続の受付を開始しており、ローカル系統の混雑についても、2023年4月1日よりノンファーム接続の受付の開始を予定している。
- 第58回広域系統整備委員会（2022年1月26日）における基幹系統の混雑見通しを踏まえ、2026年度までは混雑はほぼ発生しないことから、当面の間、ノンファーム接続が適用された電源については、需給調整市場へ参加できることとしていた。
- 一方で、第43回系統ワーキンググループ（2022年11月30日）において、複数のエリアで、2026年度までに基幹系統における混雑が発生する可能性が示されたことから、**混雑が発生した際の需給調整市場における課題と対応について、早急に再整理が必要**となっている。
- 上記を踏まえ、需給調整市場検討小委員会においても、基幹系統およびローカル系統での混雑発生時の需給調整市場における課題と対応について検討を行っている。今回は、需給調整市場検討小委員会における議論も踏まえ、**需給調整市場におけるノンファーム電源の扱いについてご議論いただきたい。**

(参考) ノンファーム接続適用系統とノンファーム接続適用電源



(参考) 2026年度の混雑シミュレーション

- 第58回広域系統整備委員会において、2026年度における地内基幹系統の混雑シミュレーションを実施した結果、混雑が発生する設備は1,411箇所のうち東京エリアの2箇所(1系統)であり、年間のうち混雑が発生する時間の割合はそれぞれ0.14%及び2.17%であり、極めて限定的であった。
- その結果を踏まえ、2026年度までの間は、ノンファーム接続が適用された電源については、需給調整市場へ参加できることとしていた。

(参考) 2026年度の基幹系統の混雑見込み

第58回広域系統整備委員会
(2022年1月26日) 資料1-1より抜粋

混雑設備：2箇所（確認総数：1411）
年間混雑率※：0.14%、2.17% 最大混雑発生量：422MW

※ 年間（8760h）のうち混雑が発生する時間の割合
注：今回の結果は供給計画における需要想定や電源想定を元とした2026年度のシミュレーション結果であり、2027年度以降に連系予定の電源も含めたうえで過酷断面を想定する接続検討の潮流想定的前提条件と異なることや、今後の電源・需要動向によっては結果が変わることに留意が必要。

沖縄

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

九州

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

中国

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

北陸

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

東北

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

北海道

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

四国

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

関西

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

中部

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

東京

年間混雑率※	箇所数
1%未満	1
1%～3%	1
3%超過	0

(参考) 2027年度の混雑シミュレーション

- 一方で、2027年度においては、軽負荷期等限定的な断面ではあるが、全国の複数エリアにおいて、基幹系統・ローカル系統の両方で混雑が発生する見込み（各100箇所以上）が示されており、別途検討が必要。

3. 2027年度系統混雑想定結果（混雑設備数）

第63回広域系統整備委員会
(2022年9月21日) 資料2より抜粋

- 2027年度の系統混雑について3断面（断面Ⅰ：昼間ピーク需要、断面Ⅱ：点灯ピーク需要、断面Ⅲ：軽負荷期等）にて想定した結果（混雑設備数）を以下に示す。

全国合計

	設備数 (総設備数に対する割合(%))		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0 (0)	2 (0.17)	102 (8.6)
ローカル系統	3 (0.03)	1 (0.01)	143 (1.2)

※設備数は各社公表している空き容量マップ一覧表の設備単位でカウント。（総設備数は、基幹系統：1182、ローカル系統：11822）

Ⅰ：昼間ピーク需要断面

Ⅱ：点灯ピーク需要断面（太陽光が発電しない断面）

Ⅲ：Ⅰ、Ⅱ以外の断面（軽負荷期等）

基幹系統は最上位電圧から2階級（供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは最上位電圧。変圧器の分類は一次電圧による）、ローカル系統はそれ未満の電圧階級（配電用変圧器及び配電設備を除く）とした。

北海道

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	16
ローカル系統	2	1	30

沖縄

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

中国

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

北陸

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	2
ローカル系統	0	0	0

東北

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	5
ローカル系統	0	0	31

九州

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	2	33
ローカル系統	0	0	17

四国

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	1
ローカル系統	0	0	10

関西

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

中部

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	4
ローカル系統	0	0	7

東京

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	41
ローカル系統	1	0	48

(参考) 新規接続申込みの増加等による状況の変化

- 本年1月の第58回広域系統整備委員会において、2026年度までは基幹系統における混雑はほぼ発生しないとされていたが、新規接続申込みの増加等により状況が変化。本年11月の第43回系統ワーキンググループでは、配電系統に接続される電源が要因で北海道エリアで混雑が発生すること、また、将来の不確実性まで踏まえたアクセス申込み等の想定を踏まえると、さらに多くのエリアで混雑が発生しうることが示された。
- そのような状況を踏まえ、需給調整市場においても、基幹系統で混雑が発生した際の需給調整市場における課題と対応について、早急に再整理が必要となっている。

(2) 再給電方式（一定の順序）の制御対象の拡大

第43回系統ワーキンググループ
(2022年11月30日) 資料4より抜粋

- 第42回系統WGにて、北海道エリアで高圧電源が起因で混雑が発生する可能性が示唆された。基幹系統が混雑した場合、配電系統も再給電方式の制御対象としなければ新規電源接続ができなくなるため、各エリアの混雑状況について確認し、必要に応じて対応策を検討することとした。
- その後の確認により、最新の実績を踏まえて判断すると、配電系統に接続される電源が起因で混雑が発生する基幹系統が、北海道エリアで2024年度末までに混雑が発生しうることがわかった。また将来の不確実性（今後の更なる新規アクセス申込み等）を踏まえた想定まで見込むと、東北エリアで2025年度末まで、四国エリアで2024年度末までに混雑が発生しうることがわかった。
- このため、再給電方式による制御対象を配電系統へ拡大するなど、何かしらの対応を行う必要がある。低圧を制御する場合も、高圧と同様に受電地点単位での発電計画値の提出が必要となるが、低圧については複数の受電地点を合算して発電計画を作成しているため、計画提出等の観点で課題が多く、直ちに対応することが困難である。また、発電事業者にとっても、電源数が多い低圧系統で受電地点単位での計画提出が必要となる等、業務負担が増す可能性もある。
- 他方、高圧についてもシステム対応の課題は想定されるものの、低圧で懸念される課題による影響と比較して限定的と考えられる。したがって、今後は混雑を前提とした系統利用になることを踏まえ、再エネ接続を円滑化する観点から、制御対象を高圧まで拡大することとしてはどうか。
- その上で、各エリアにおける混雑状況は様々であることから、高圧起因の混雑が発生する可能性があるなど、各一般送配電事業者において必要性が認められた時点で、当該エリアにおいて再給電方式の制御対象を高圧まで拡大することとしてはどうか。なお、可能な限り電源の新規接続を妨げない観点から、低圧の扱いについては引き続き検討を進めることとするとしてどうか。

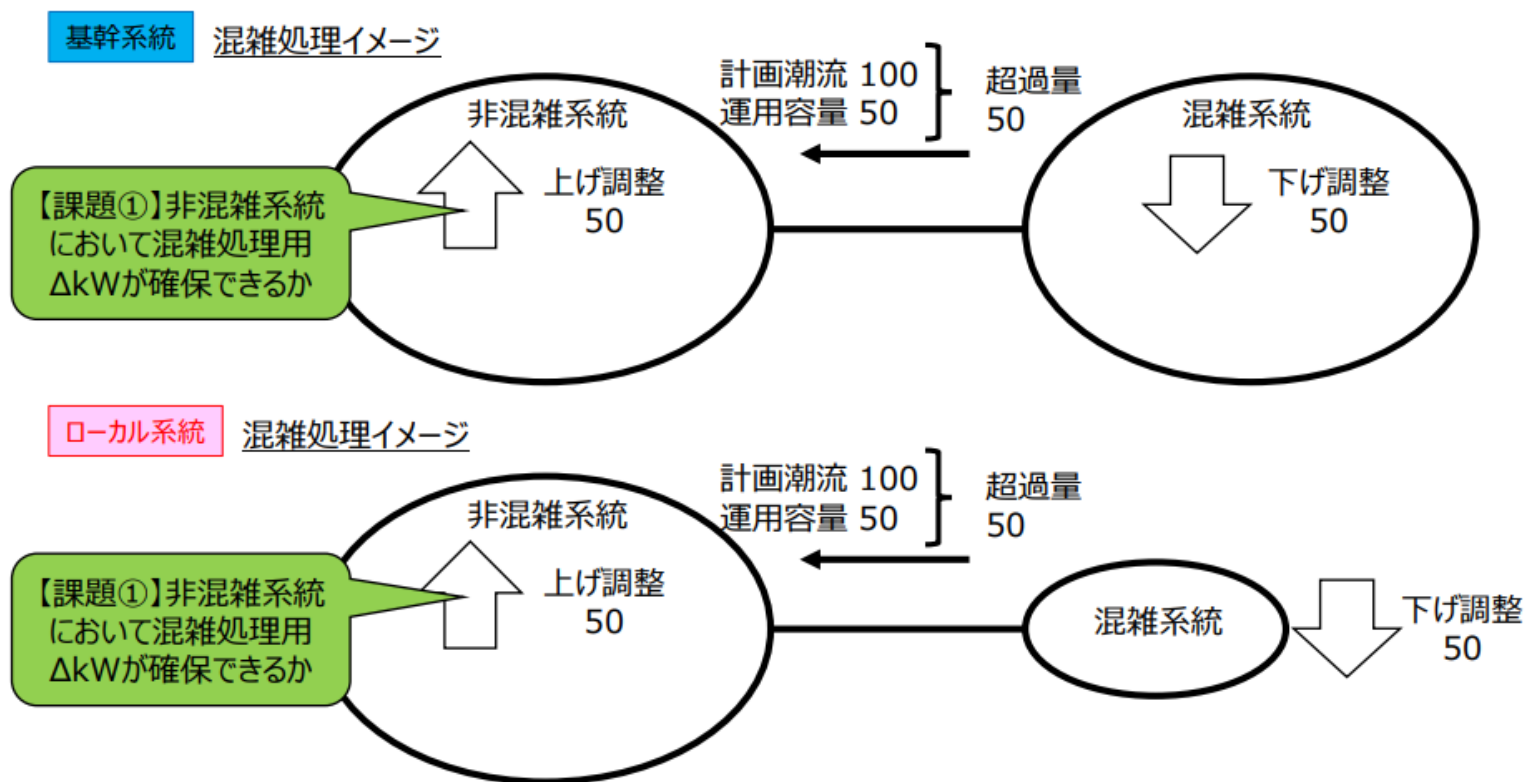
系統混雑発生時の需給調整市場における課題について

- 第34回需給調整市場検討小委員会（2022年12月14日）では、系統混雑発生時の需給調整市場における課題として、混雑処理に必要な混雑処理用 ΔkW を非混雑系統でどのように確保するのか（課題①）、系統混雑により調整力が利用できないことによる需給調整用 ΔkW の不足にどのように対応するか（課題②）の2点が挙げられた。
- さらに、需給調整用 ΔkW が不足した場合については、代わりとなる ΔkW を非混雑系統側でどのように代替するか（課題②－1）、発動制限される需給調整用 ΔkW をどのような考え方で負担するか（課題②－2）、2つの課題が挙げられている。
- また、前提となる混雑状況が変化していることを踏まえ、ノンファーム電源の参加のあり方についても、改めて検討が必要である（課題③）。

区分	課題	詳細
系統全体	①混雑処理用 ΔkW の確保	混雑処理に必要な混雑処理用 ΔkW を非混雑系統でどのように確保するか
	②需給調整用 ΔkW の不足	発動が制限される混雑系統の需給調整用 ΔkW を非混雑系統側でどのように代替するか（課題②－1）
		発動制限される需給調整用 ΔkW をどのような考え方で負担するか（課題②－2）
リソース全体	③参加の在り方	ノンファーム電源の需給調整市場への参加を認めるか否か

(参考) 課題① 混雑処理用 ΔkW の確保について

- 地内で系統混雑が発生した際には、混雑系統で下げ調整、非混雑系統で上げ調整を行う「混雑処理に関する事象」に対応する調整力（混雑処理用 ΔkW ）が必要となる。混雑系統は下げ余力で対応できるが、非混雑系統でいかに上げ調整を行う混雑処理用 ΔkW を確保できるかが重要となる。
- また、エリア全体で確保される需給調整用 ΔkW と異なり、混雑処理用 ΔkW の確保については、「電源がどの系統に属するか」という考え方が必要となる。

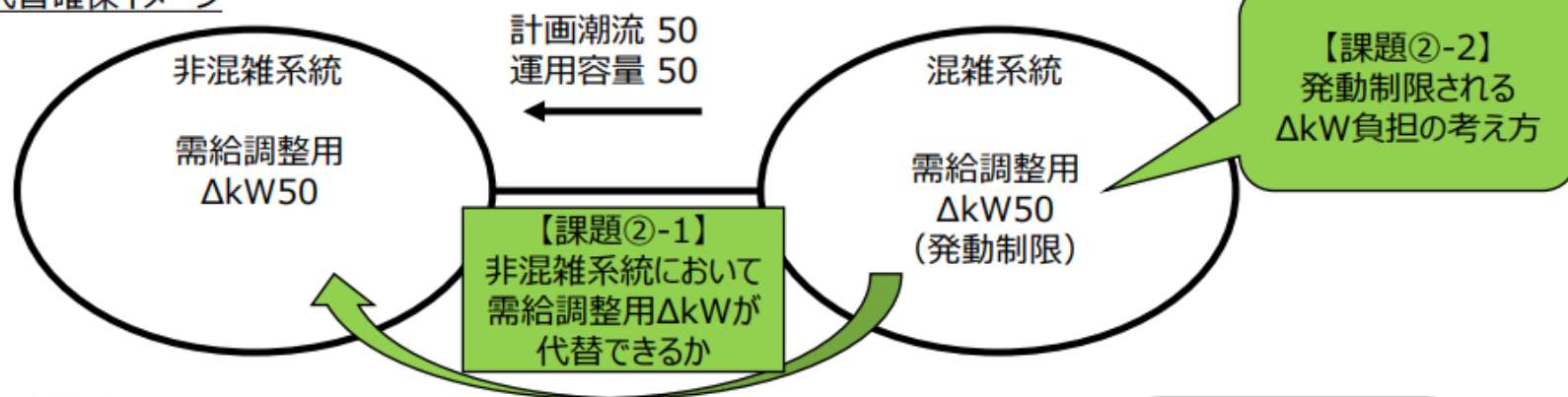


(参考) 課題② 需給調整用 ΔkW の不足について

- 需給調整用 ΔkW はエリア全体で確保しているものの、系統混雑が発生した場合、混雑系統で確保した需給調整用 ΔkW が発動できなくなる。これにより、エリア全体として需要・再エネ出力変動・電源脱落に対応する需給調整用 ΔkW が不足し、需給調整が困難になる可能性がある。
- その場合、非混雑系統において代替となる ΔkW を確保できるか（課題②－１）、発動制限される ΔkW 価値の取り扱いはどうするか（課題②－２）、整理する必要がある。

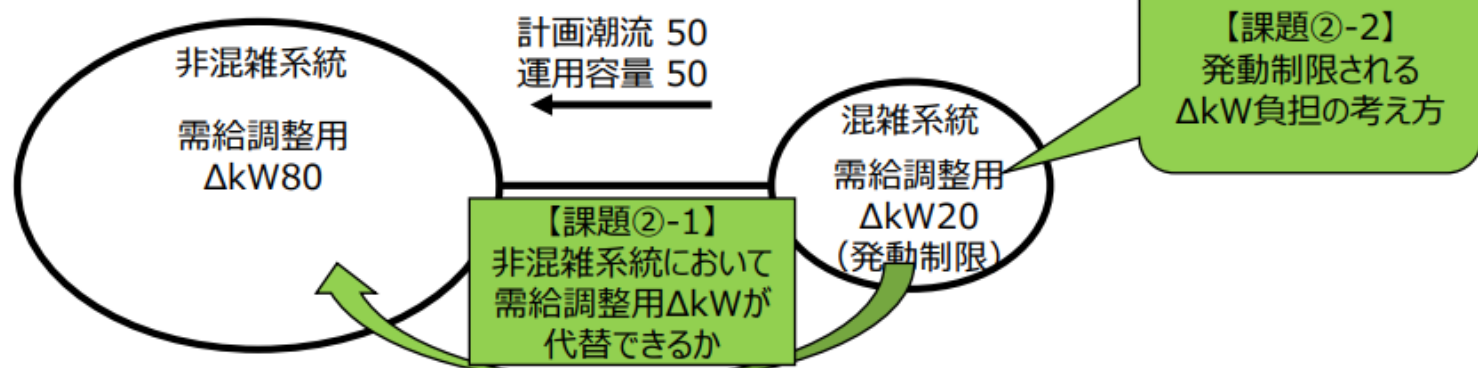
基幹系統

代替確保イメージ



ローカル系統

代替確保イメージ



系統混雑発生時の需給調整市場における課題について

- 第34回需給調整市場検討小委員会では、現時点での各エリアの基幹系統における混雑量・混雑見通しを踏まえると、**課題①については、現時点における混雑処理用 ΔkW の必要量は少量であるため、非混雑系統内の余力で対応可能**であるとした。
- また、課題②-1についても、各エリアの基幹系統における発動制限量を確認したところ、2026年度までの混雑見通しは軽負荷期での発生であり、軽負荷期は設備量に対し残余需要が少なく、非混雑系統側の余力は設備量として十分にあるため、**非混雑系統において ΔkW を代替することは自体は可能**であるとした。

【2026年度までの混雑発生見通し（基幹系統）】 [MW]

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
混雑発生時期	2024年度	—	—	2022年度	—	—	—	—	—
最大混雑量※2	60 (1.1%)	—	—	198 (0.9%)	—	—	—	—	—
エリア内の調整電源	5,376	—	—	21,963	—	—	—	—	—

【2026年度までの発動制限見通し（基幹系統）】 [MW]

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
混雑発生時期	2024年度	—	—	2022年度	—	—	—	—	—
最大制限量※1	700※2 (13.0%)	—	—	198 (0.9%)	—	—	—	—	—
エリア内の調整電源	5,376	—	—	21,963	—	—	—	—	—

論点②：ノンファーム電源の扱いについて（1 / 2）

- 新規接続申込の増加等の状況変化はあるが、2026年度までの系統混雑に関する再評価を踏まえても、混雑発生初期はその影響は小さく、混雑処理用 ΔkW の確保（課題①）や需給調整用 ΔkW の代替（課題②－1）については、余力の範囲で対応可能である見通しである。
- そのため、基幹系統起因のノンファーム電源については、従来通り、需給調整市場の参加に必要なその他の要件を満たしていることを前提に、当面（2026年程度まで）の間は需給調整市場に参加できることとしたい。
- ローカル系統起因のノンファーム電源についても、需給調整市場の全商品の取引が開始され、かつローカル系統の混雑発生が見込まれる2024年度以降から当面（2026年度程度まで）は認めることとしたい（課題③）。
- そのうえで、2027年度以降の対応については、混雑見通し等を踏まえつつ別途検討することとしてはどうか。

(参考) 混雑系統に関する容量市場の整理状況

- 容量市場については、第72回制度検討作業部会において、関係する審議会等の整理を踏まえ、検討が必要な課題が示されたものの、現時点の必要供給想定 of 検討状況を鑑みると、ノンファーム電源の市場参加を制限するものでないとした。

実需給2027年度向けオークションにおける扱い

第72回制度検討作業部会
(2022年11月31日) 資料5抜粋

- 第63回 広域系統整備委員会（2022年9月21日）においては、2027年度における系統混雑想定結果の取りまとめが示され、ピーク需要断面で混雑が見込まれる設備は基幹系統で2箇所、ローカル系統で3箇所であった。
- 第79回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2022年11月22日）においても基幹系統の混雑想定の結果をベースとした供給信頼度への影響について分析を行い、H3需要に対して0.06%程度、九州エリアで0.49%程度となった。一方で、現在手法では時間断面毎の混雑量を精緻に算定できないといった課題も示され、また系統混雑を考慮して供給力を追加で確保する場合、供給力立地の地域選定の必要性やその調達方法等の継続的な検討が必要となるといった課題が示された。
- ノンファーム型接続が適用される電源を2027年度実需給向けの容量市場メインオークションで参加可能とするかどうかについて、現時点の必要供給力想定の検討状況を鑑みると参加を制限するものではないと考えられるのではないかと。また、目的に応じた系統混雑の評価方法や対応の課題については、引き続き検討を進めることとしてはどうか。

発動制限される ΔkW の取り扱いについて（課題②－２）

- 一方で、発動制限される需給調整用 ΔkW をどのような考え方で負担するか、 ΔkW 代替の実施主体及び責任主体については、各案の特徴を踏まえつつ、関係各所と連携のうえ更なる検討が必要であるとされている。

【課題②-2】発動制限される ΔkW の取扱いについて

基幹系統

第34回需給調整市場検討小委員会
(2022年12月14日) 資料3より抜粋

- 一方で、発動制限される ΔkW 代替の実施主体および責任（負担）主体については、論点（②-2）となりうる。
- 考えられる下記3案のうち、 ΔkW 代替の責任主体を一般送配電事業者とする案3は、事業者に対して非混雑系統で需給調整用 ΔkW を供出させる立地誘導インセンティブがなく、反対に、案1・案2について、案1は代替の確実性の懸念や案2は費用回収方法の整理が必要など、それぞれに特徴がある。
- 上記も踏まえ、引き続き、資源エネルギー庁や電力・ガス取引監視等委員会と更なる検討を進めることとしたい。

	案1	案2	案3
ΔkW 代替方法の考え方	混雑系統で需給調整用 ΔkW を落札した事業者が、自ら非混雑系統で代替 ΔkW を確保する（実質、特定負担）	一般送配電事業者が非混雑系統で代替 ΔkW を確保し、確保費用は混雑系統で需給調整用 ΔkW を落札した事業者が負担（特定負担）	一般送配電事業者が非混雑系統で代替 ΔkW を確保する（一般負担）
実施主体	事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者
責任主体	事業者 （発動制限 ΔkW の価値を認めない）	事業者 （発動制限 ΔkW の価値を認めない）	一般送配電事業者 （発動制限 ΔkW の価値を認める）
負担の考え方	代替確保費用を事業者が特定負担	代替確保費用を事業者が特定負担（一送が一旦、立替えて回収）	発動制限 ΔkW への対価 + 代替確保費用を一般負担
特徴	・現行の系統起因による抑制時の考え方（ΔkW価値がなくなる）とも整合が取れている ・事業者による代替のみでは、確実性が懸念される ・事業者に対して非混雑系統で需給調整用ΔkWを供出させる立地誘導インセンティブがある	・現行の系統起因による抑制時の考え方（ΔkW価値がなくなる）とも整合が取れている ・費用回収方法の整理が必要 ・事業者に対して非混雑系統で需給調整用ΔkWを供出させる立地誘導インセンティブがある	・他の案に比べ、発動制限ΔkWへの対価分の負担が増加する ・事業者に対して非混雑系統で需給調整用ΔkWを供出させる立地誘導インセンティブがない

論点 2 : ノンファーム電源の扱いについて (2 / 2)

- 案 1 の場合、事業者が自ら非混雑系統から代替ΔkWを準備し、費用を負担するため、立地誘導インセンティブはあるが、代替ΔkWを確実に確保できるか懸念がある。
- 案 2 は、一般送配電事業者が事業者の代わりに代替ΔkWを確保する点が案 1 と異なっており、代替ΔkW確保の確実性は高く、安定供給に寄与するとも考えられる。一方で、一般送配電事業者との費用の清算方法については、整理が必要である。
- 案 3 の場合、発電側としてはΔkW費用を確実に回収できる一方、活用されなかったΔkWにも費用を支払うため、国民負担が増加することとなる。また、事業者に対して、非混雑系統で需給調整用ΔkWを供出させる立地誘導インセンティブがないことも考慮する必要がある。
- そのような各案の特徴を踏まえ、費用負担の在り方についてはどのように考えるか。また、その他の対応方法等は考えられるか。
- 本課題については早急に整理を進めることとしたい。そのうえで、需給調整市場の全商品の取引が開始され、かつローカル系統の混雑発生が見込まれる2024年度から、今回の整理を適用することとしてはどうか。

	案 1	案 2	案 3
考え方	混雑系統で需給調整用ΔkWを落札した事業者が、自ら非混雑系統で代替ΔkWを確保	一般送配電事業者が非混雑系統で代替ΔkWを確保、確保費用は混雑系統で需給調整用ΔkWを落札した事業者が負担	一般送配電事業者が非混雑系統でΔkWを確保
代替ΔkW確保の実施主体	事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者
責任主体	事業者	事業者	一般送配電事業者
代替確保費用の考え方	事業者が特定負担	事業者が特定負担 (一般送配電事業者が立て替えて回収)	一般負担
代替ΔkW確保の確実性	事業者次第であり、確実性に懸念	確実性は高い	確実性は高い
立地誘導インセンティブ	あり	あり	なし