

# 需給調整市場について

2023年1月27日

資源エネルギー庁

# はじめに

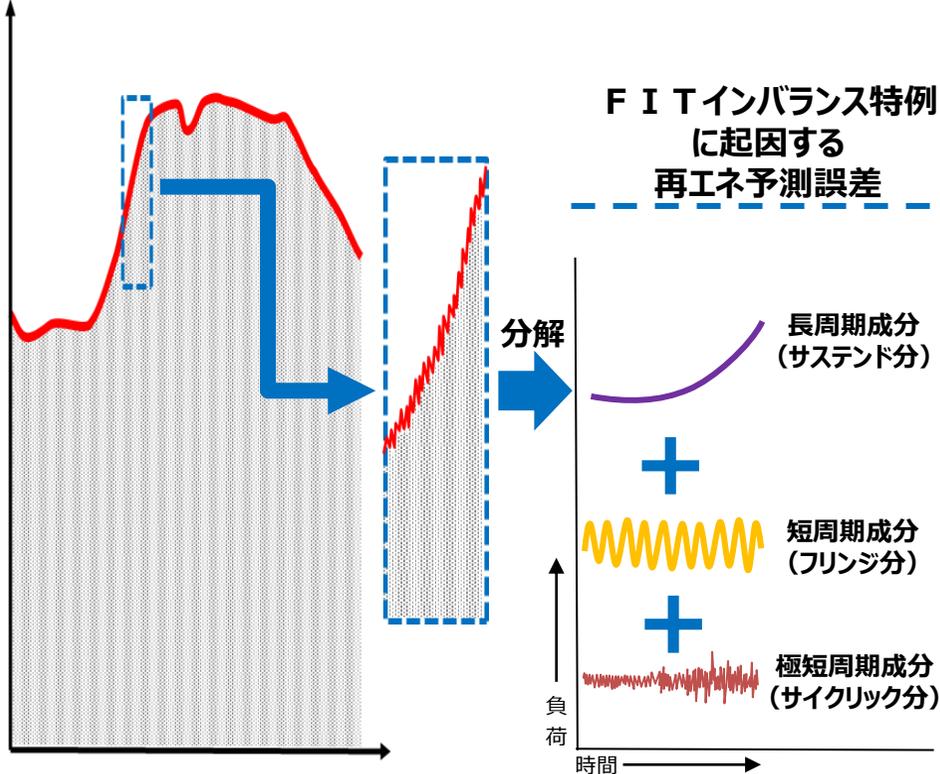
- 一般送配電事業者が、周波数調整や需給調整を行うための調整力を、より効率的に調達・運用するために需給調整市場が開設され、2021年4月から三次調整力②（以下「三次②」という。）の取引が開始された。また、2022年4月から三次調整力①（以下「三次①」という。）の取引が開始された。
- 第73回制度検討作業部会（2022年12月21日）では、系統混雑が発生した際の需給調整市場における課題と対応について整理を行い、当面（2026年度程度まで）の間、基幹系統起因・ローカル系統起因のノンファーム電源も、他要件を満たしていることを前提に、需給調整市場に参加できることとした。
- 今回は、引き続き整理を進めることとしていた、混雑により発動できなかった $\Delta$  kWの費用や、発動できなかった $\Delta$  kWに代わり確保される $\Delta$  kWの費用について、ご議論いただきたい。
- また、関係各所と連携のうえ、実需給において使用しない三次②について、一般送配電事業者が主体となり、時間前市場に売入札することを検討している。本件についても、他検討会等における検討状況を報告のうえ、一般送配電事業者が、調整力を売入札する際の、日本卸電力取引所（以下「JEPX」という。）における取引会員の在り方について、ご議論いただきたい。

# (参考) 需給調整市場で取り扱う商品と導入スケジュール

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	

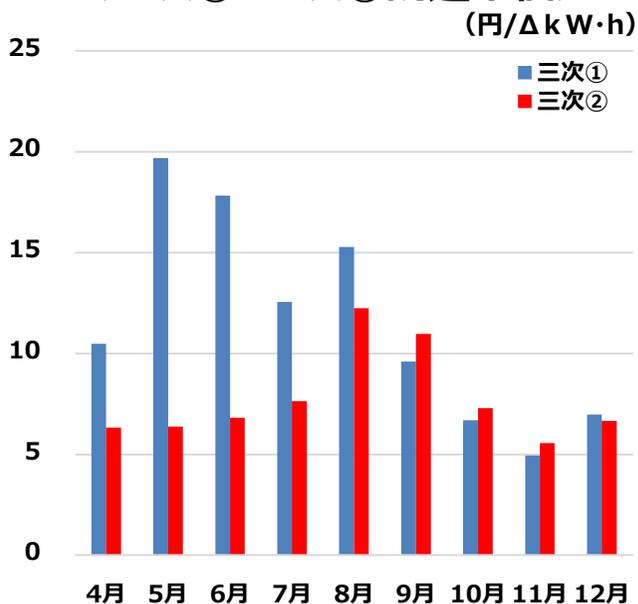
# (参考) 2022年度の三次①・三次②の取引状況

- ゲートクローズから実需給までの予測誤差については、需給調整市場の一次から三次①の組み合わせで対応することとなる。そのうち、三次①は電源脱落も考慮した長周期成分の調整力である。
- 三次①等の調整力が、ゲートクローズから実需給までの事象を対応しているのに対し、三次②は、FITインバランス特例①・③に起因する前日から実需給のゲートクローズまでに生じる再エネ予測誤差に対応している。
- 2022年4月から12月に、需給調整市場で調達された三次①は約26億 $\Delta$ kW $\cdot$ h ※1、三次②は約149億 $\Delta$ kW $\cdot$ hであり、調達単価は、期間平均で三次①11.4円/ $\Delta$ kW $\cdot$ h、三次②7.8円/ $\Delta$ kW $\cdot$ hであった※2。

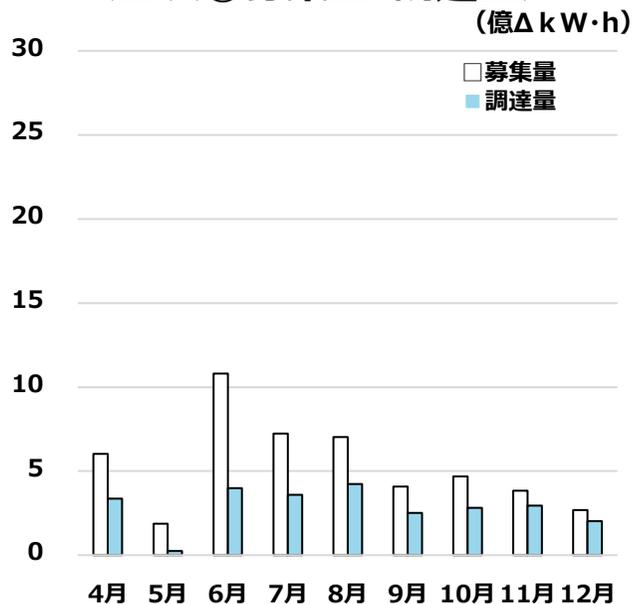
※1 2022年度の三次①調達量については、一次～三次①の複合約定時の必要量から電源 I 確保量を控除したうえで、電源 I 必要量算出断面である夏季（7～9月）および冬季（12～2月）の6・7ブロック（15～21時）は調達量を0としている。また、電源 I 必要量算出断面以外は2022年度の供給可能設備量（kW）からエリア想定需要の101%を差し引いたものを「電源 I + 三次①調達量」の上限値とし、三次①調達量を減少補正している。

※2 調達量、約定単価は、ゲートクローズ時点のものに追加調達分を含む

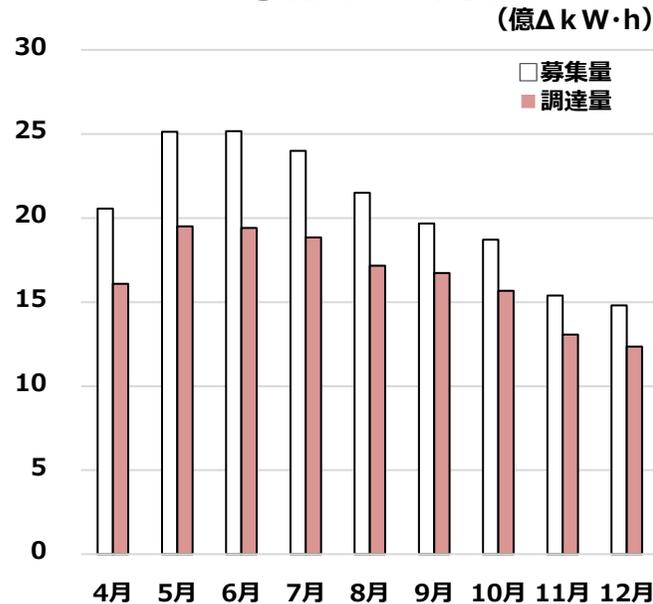
## <三次①・三次②調達単価>



## <三次①募集量・調達量>



## <三次②募集量・調達量>



※電力需給調整力取引所より提供された数値より事務局作成

**1.論点1:系統混雑時における $\Delta kW$ の費用負担**

3.論点2:三次②の時間前市場への売入札について

# 論点 1 : 系統混雑時における $\Delta k W$ の費用負担について

- 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開始を予定している。
- 前回は、第43回系統ワーキンググループ（2022年11月30日）において、2026年度までに、基幹系統における混雑が、複数のエリアで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、他検討会の議論状況を踏まえつつ整理を行った。
- その結果、2026年度までの系統混雑状況の再評価を踏まえても、混雑処理のための $\Delta k W$ や、混雑系統に属し、発動できなくなった需給調整用の $\Delta k W$ の代わりとなる調整力については、余力の範囲で対応できるため、**安定供給に支障はない見通しであることが確認された**。これらを踏まえ、ノンファーム電源については、当面（2026年度程度まで）の間、市場参加要件を満たしていることを前提に、需給調整市場に参加できることとした。  
※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いる。
- 一方で、**約定した $\Delta k W$ の価値が、系統混雑により発揮できず、代わりとなる調整力（代替 $\Delta k W$ ）を確保しなければならないという事象は発生する可能性がある**。そのため、以下の点については、市場に参加する事業者の予見性の観点からも、早急な整理が必要。
  - ① 代わりとなる調整力（代替 $\Delta k W$ ）を確保する主体については、どのように考えるか。
  - ② 混雑により調整力を提供できなくなった $\Delta k W$ （約定 $\Delta k W$ ）について、約定費用はどのように考えるか。
  - ③ 代替 $\Delta k W$ の調達にかかる費用の負担については、どのように考えるか。
- 電源の立地誘導インセンティブや売手事業者の入札インセンティブ、社会費用の増減等を踏まえつつ、上記3点についてどのように考えるか。

## (参考) 論点2：ノンファーム電源の扱いについて (2 / 2)

第73回制度検討作業部会  
(2022年12月21日) 資料4より抜粋

- 案1の場合、事業者が自ら非混雑系統から代替 $\Delta$ kW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 $\Delta$ kW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 $\Delta$ kWを確保する点が案1と異なっており、代替 $\Delta$ kW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 $\Delta$ kW費用を確実に回収できる一方、活用されなかった $\Delta$ kW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 $\Delta$ kW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 $\Delta$ kWを落札した事業者が、自ら非混雑系統で代替 $\Delta$ kWを確保	一般送配電事業者が非混雑系統で代替 $\Delta$ kWを確保、確保費用は混雑系統で需給調整用 $\Delta$ kW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 $\Delta$ kWを確保
代替 $\Delta$ kW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 $\Delta$ kW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

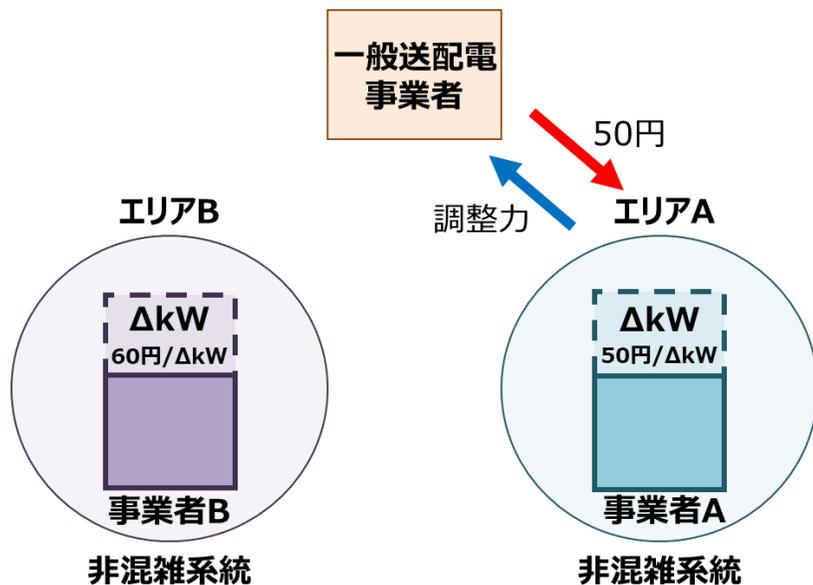
# (参考) 第73回制度検討作業部会 (2022年12月21日) におけるご意見

- 発電事業者が自ら代替 $\Delta k W$ を確保することは困難である可能性があることや、立地誘導インセンティブだけではなく売手事業者の売入札インセンティブも重要であること、また、事業者の予見性向上のための情報公開等の措置も重要であること等について、ご意見をいただいた。
- ノンファーム電源の扱いにおいて、需給調整市場検討小委員会との繰り返しの発言となるが、案1で発電事業者が自ら代替 $\Delta k W$ を確保するという点については、非混雑系統に電源を持つ事業者しか応札できなくなる懸念がある。案1、案2ともに、混雑が発生した際は約定した $\Delta k W$ が発動できないことから、代替 $\Delta k W$ を調達する必要があると理解。代替 $\Delta k W$ 価格は、約定した $\Delta k W$ より価格が高い可能性があることから、発電事業者としてはリスクが生じることとなり、応札について後ろ向き、抑制的になるのではないか。また、発電事業者には混雑系統の予測は困難であるため、案1、2となるのであれば、混雑となりうる系統の情報が一般送配電事業者から提供されることが必要と考える。案1～3に限定することせず、混雑系統・時間帯からは約定させない方法等検討等の幅広い検討を願う。
- ノンファーム電源の扱いにおいて、案1～3についてメリット・デメリットが示された。ノンファーム電源の導入、混雑系統への対応が重視されるなかで、立地誘導インセンティブ確保は大変重要ではないか。その観点からも案3の場合は、社会コストの増加のほか、立地誘導インセンティブが働かず、系統混雑の抑制メカニズムが働きにくい可能性が気になる。一方で、案1、案2において、立地誘導インセンティブは働くものの、応札インセンティブには悪影響を与える可能性があると考える。案1、案2に対して可能な限り事業者の予見性を高める措置が追加で確保できないかと考える。
- ノンファーム電源の扱いにおいて、案1、案2では $\Delta k W$ 供出事業者に代替 $\Delta k W$ の確保や費用負担を求めるとのことであるが、事業者は系統の混雑状況の把握が困難であり、代替 $\Delta k W$ を確保できる系統を判断できないという問題や、非混雑系統に電源を保有していない可能性もある。そのため、混雑が発生する可能性のある系統で、需給調整市場へ応札するインセンティブが失われる。その他の方法の例として、一般送配電事業者は実需給断面で混雑系統を予想する能力があるため、ある程度予想したうえで、予め落札可能 $\Delta k W$ の上限を設けて市場取引を行うことができれば、事後で利用不可能な $\Delta k W$ が生じず、発電事業者の応札インセンティブを維持しつつ、可能な限りの $\Delta k W$ も確保し、不要な清算も発生しないではないか。引き続き様々な方法を検討いただきたい。
- 論点2における発動制限される $\Delta k W$ の扱いについて、今後の電力系統は社会便益最大化のために、系統混雑を許容した系統接続となる。混雑管理については、早期に実現可能な再給電方式が導入された。メリットオーダーにより出力制限される再給電方式には異論はないが、 $\Delta k W$ 落札事業者から見れば、事後的に発生する系統混雑により $\Delta k W$ が認められなくなり、代替 $\Delta k W$ の確保や負担を負うことは、需給調整市場へ応札することへの新たなリスクとなる。このリスクを入札価格に織り込むことは社会コストの増加に繋がりがねないため、発動制限される $\Delta k W$ を極力発生させないよう、例えば予め系統混雑を見通した $\Delta k W$ の落札量の上限を示すなど、 $\Delta k W$ の約定処理方法においても是非検討願いたい。なお、発動制限がゼロになることはないと思うため、今回の課題に対する検討は必要であり、社会コスト低減や、需給調整市場への与える影響を考慮した慎重な議論を願う。

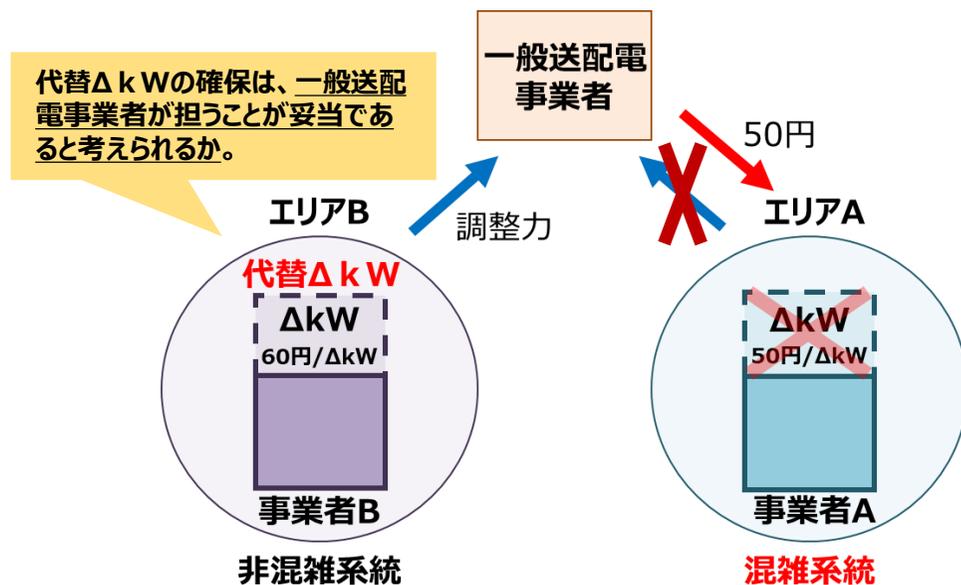
# 代替 $\Delta k W$ の確保主体について

- 約定した $\Delta k W$ の価値が、系統混雑により発揮できなくなった場合については、①代替 $\Delta k W$ を確保する主体や、②約定 $\Delta k W$ の費用負担、また、③代替 $\Delta k W$ の費用負担等の観点から整理する必要がある。
- そのうち、前回の議論を踏まえると、安定供給や確実な代替 $\Delta k W$ の確保等の観点から、①代替 $\Delta k W$ の確保主体については、一般送配電事業者とすることが妥当ではないか。

＜混雑が発生していない場合(通常時)のイメージ＞



＜混雑が発生した場合のイメージ＞



	一般送配電事業者	事業者A	事業者B
約定 $\Delta kW$	▲50円	50円	—
代替 $\Delta kW$	—	—	—
合計	▲50円	50円	—

- ① **代替 $\Delta k W$ を確保する主体について**  
1：発電事業者      2：一般送配電事業者
- ② **約定 $\Delta k W$ の費用負担について**  
混雑により発電できない約定 $\Delta k W$ の価値はどのように考えるか
- ③ **代替 $\Delta k W$ の費用負担について**  
代わりとなる $\Delta k W$ の費用は誰が負担するか

※約定 $\Delta kW$ とは、需給調整市場において約定していた $\Delta k W$ のことであり、代替 $\Delta k W$ とは、約定 $\Delta k W$ が混雑により発電できなかった場合に確保される $\Delta k W$ のこと。

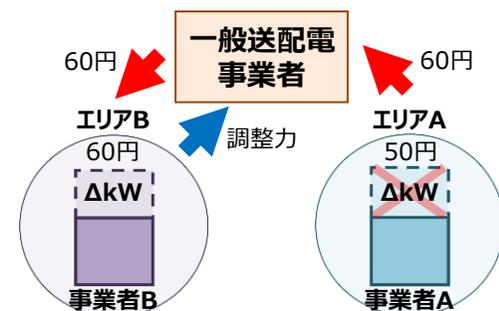
# 約定 $\Delta k W$ と混雑 $\Delta k W$ の費用負担を踏まえた対応案

- ②約定 $\Delta k W$ の費用負担については、例えば以下の2通りの考え方が挙げられる。
  1. 約定 $\Delta k W$ は調整力としての価値は無くなったが、系統混雑が原因であることから、通常通り対価は支払う（一般負担）
  2. 混雑により約定 $\Delta k W$ の価値は無くなったため、対価は支払わない（発電事業者の特定負担）
- また、③代替 $\Delta k W$ の費用負担については、以下の2通りの考え方が挙げられる。
  1. 一般送配電事業者が負担する（一般負担）
  2. 約定 $\Delta k W$ を有していた発電事業者が負担する（特定負担）
- それらを踏まえると、②約定 $\Delta k W$ の費用を支払わず（発電事業者の特定負担）、③代替 $\Delta k W$ の費用も発電事業者が負担し（特定負担）、社会費用が0となるような、受益者負担の考え方に沿わないような案（案D）を除けば、**以下の案A~Cが検討対象として考えられるか。**

## <費用負担の対応案>

	案A	案B	案C	案D
※前回議論時の案	案2	案3		
① $\Delta k W$ 確保主体	一般送配電事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者
②約定 $\Delta k W$ の費用負担	支払う (一般負担)	支払う (一般負担)	支払わない (特定負担)	支払わない (特定負担)
③代替 $\Delta k W$ の費用負担	発電事業者 (特定負担)	一般送配電事業者 (一般負担)	一般送配電事業者 (一般負担)	発電事業者 (特定負担)
検討可否	検討対象	検討対象	検討対象	混雑により社会費用が0となるため、今回は検討しない

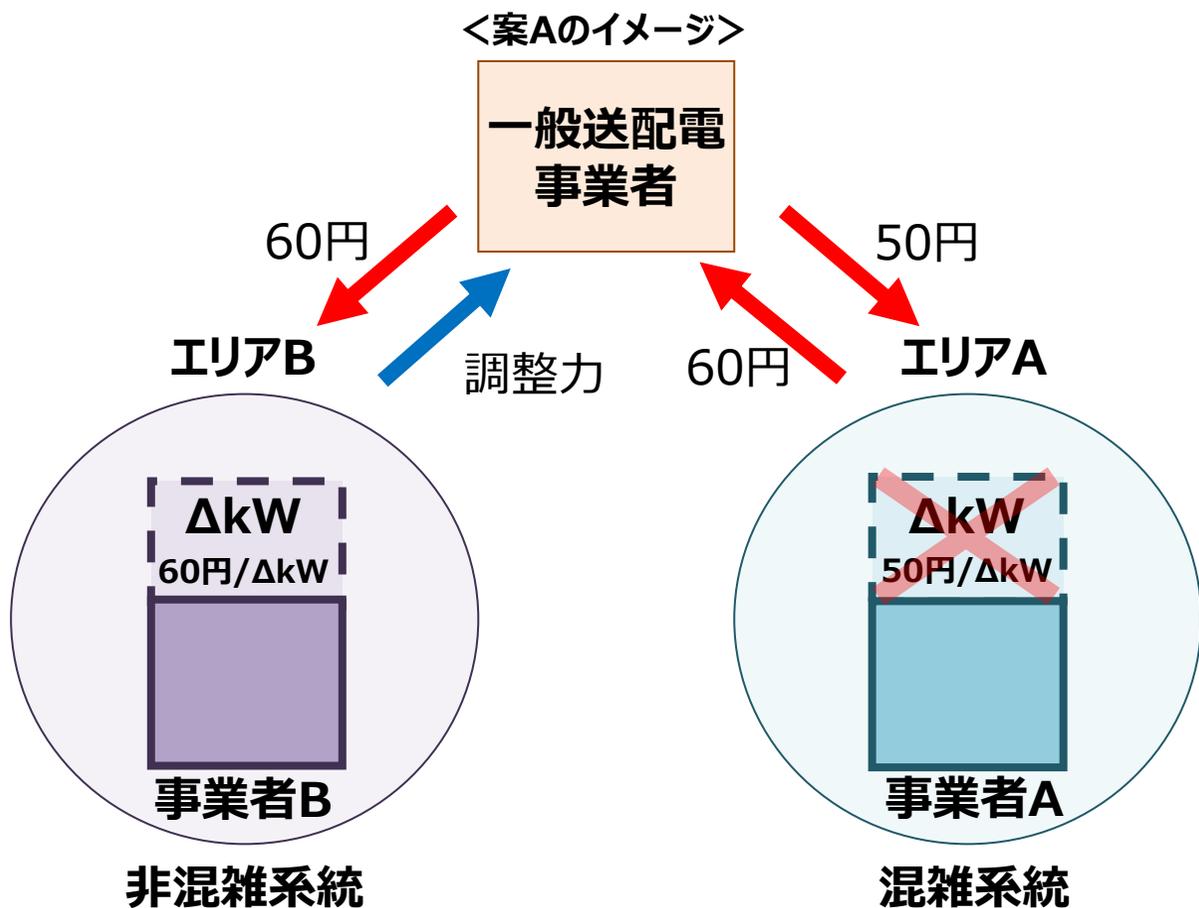
## <案Dのイメージ>



	一般送配電事業者	事業者A
約定 $\Delta k W$	0円	0円
代替 $\Delta k W$	▲60円+60円	▲60円
合計	0円	▲60円

# 対応案Aについて

- 案Aについては、約定 $\Delta kW$ と代替 $\Delta kW$ の差額を発電事業者が負担することになり、非混雑系統からの調整力提供が志向されることとなるため、電源の立地誘導インセンティブは確保される。
- 一方で、発電事業者の費用負担額は予見性が無く、発電事業者の売入札インセンティブは低いと考えられる。
- 社会費用は、混雑発生によって変化しない。



## ＜各論点への対応方針＞

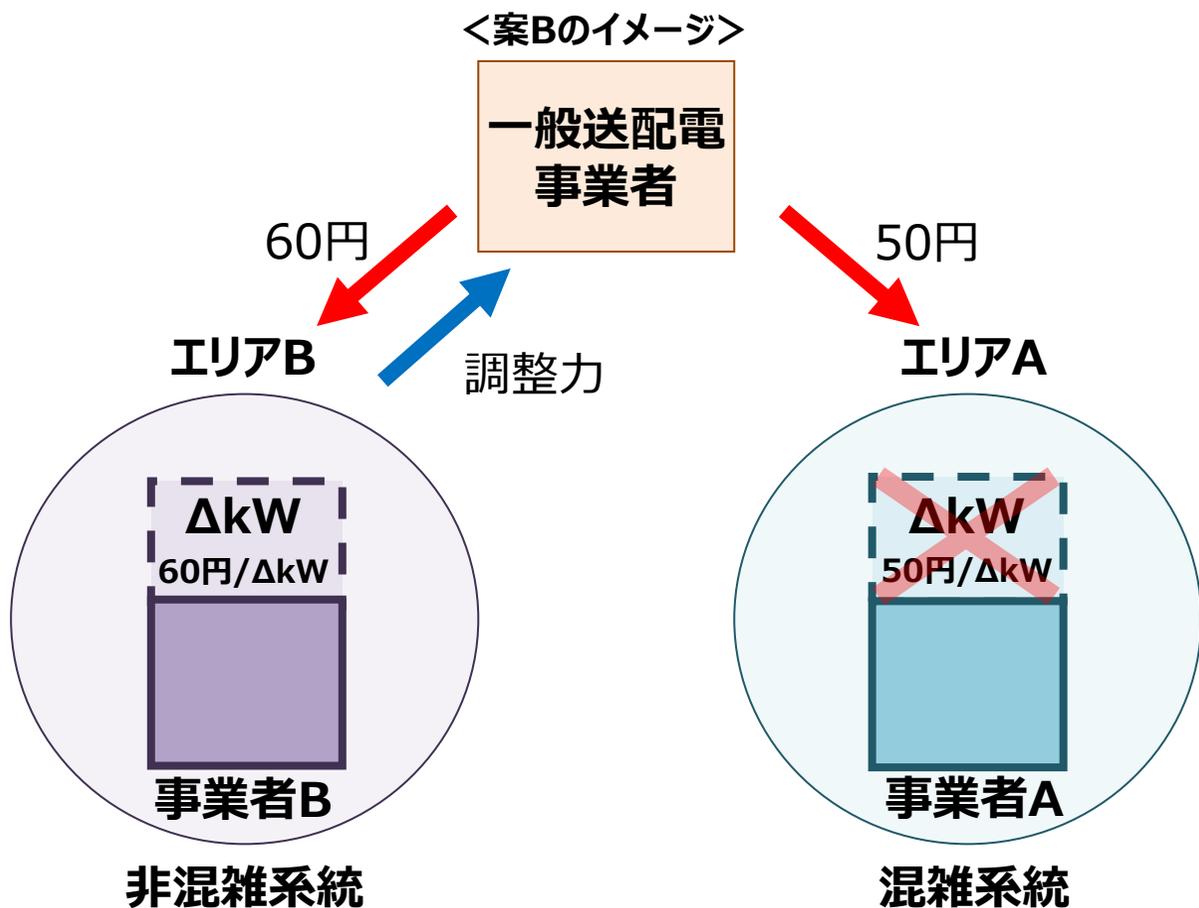
①代替 $\Delta kW$ 確保主体	一般送配電事業者
②約定 $\Delta kW$ の費用	支払う（一般負担）
③代替 $\Delta kW$ の費用負担	発電事業者（特定負担）

## ＜各事業者の費用負担＞

	一般送配電事業者	事業者A	事業者B
約定 $\Delta kW$	▲50円	50円	—
代替 $\Delta kW$	▲60円 +60円	▲60円	60円
合計	▲50円	▲10円	60円

# 対応案Bについて

- 案Bについては、混雑の可否に関わらず事業者Aは約定 $\Delta$  kWの費用を受け取れ、費用負担も発生しないため、電源の立地誘導インセンティブは低いと考えられる。
- 約定費用の受領は約束されるため、発電事業者の売入札インセンティブは、他案に比べて高い（もしくは低下しない）。
- 一方で、社会費用は、調整力を重複して確保することになるので、増加する可能性がある。



## ＜各論点への対応方針＞

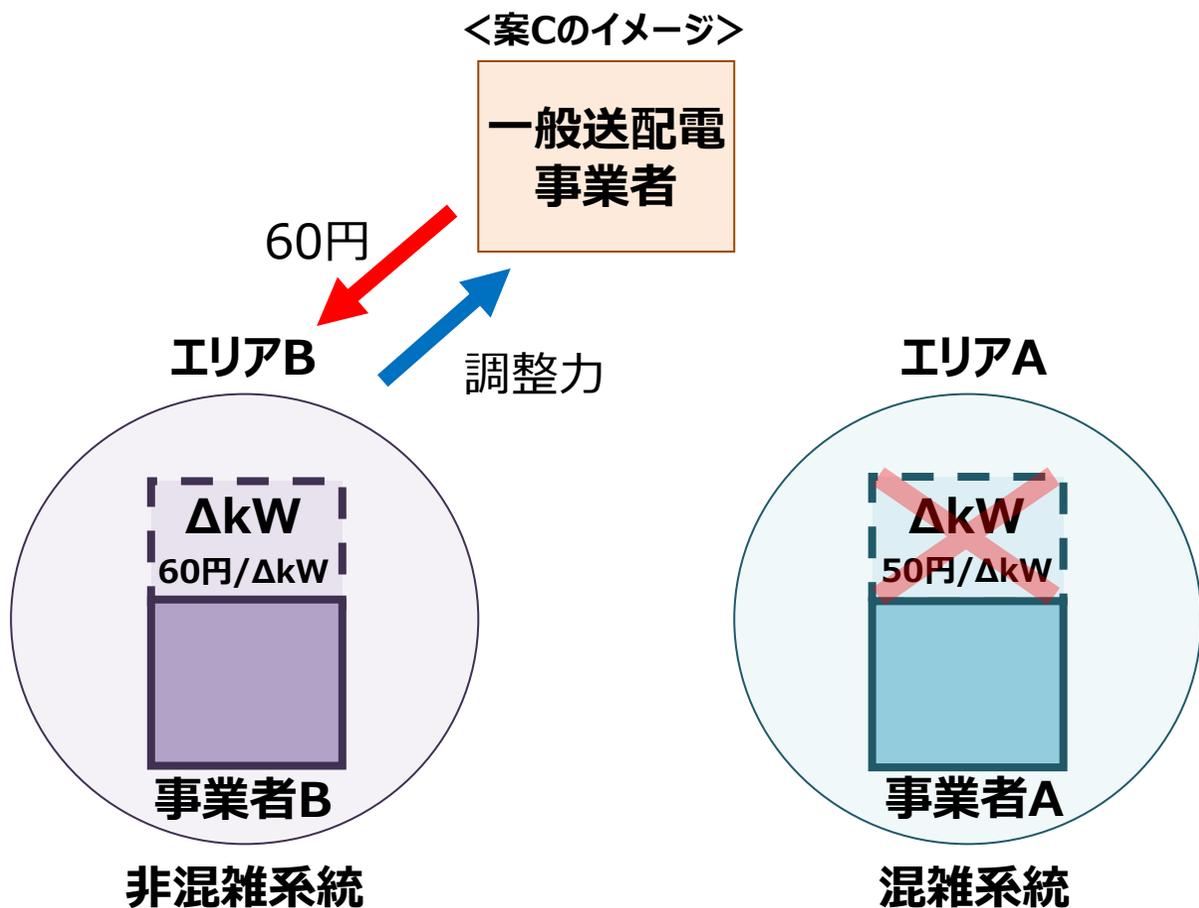
①代替 $\Delta$ kW確保主体	一般送配電事業者
②約定 $\Delta$ kWの費用	支払う（一般負担）
③代替 $\Delta$ kWの費用負担	一般送配電事業者（一般負担）

## ＜各事業者の費用負担＞

	一般送配電事業者	事業者A	事業者B
約定 $\Delta$ kW	▲50円	50円	—
代替 $\Delta$ kW	▲60円	0円	60円
合計	▲110円	50円	60円

# 対応案Cについて

- 案Cについては、混雑系統に属する事業者Aは、代替 $\Delta$  kWの費用を負担する必要はないものの、約定 $\Delta$  kWの費用は受け取れないため、**ある程度立地誘導インセンティブは働くと考えられる。**
- 約定費用が受領できないため、案Bより発電事業者の売入札インセンティブは低いものの、**差額負担が発生する案Aより高いと考えられる。**
- 社会費用は、代替 $\Delta$  kWの価値が反映されることとなる。



## ＜各論点への対応方針＞

①代替 $\Delta$ kW確保主体	一般送配電事業者
②約定 $\Delta$ kWの費用	支払わない (特定負担)
③代替 $\Delta$ kWの費用負担	一般送配電事業者 (一般負担)

## ＜各事業者の費用負担＞

	一般送配電事業者	事業者A	事業者B
約定 $\Delta$ kW	0円	0円	—
代替 $\Delta$ kW	▲60円	0円	60円
合計	▲60円	0円	60円

# 約定ΔkWと代替ΔkWの費用負担を踏まえた対応方針について

- 電源の立地誘導インセンティブや、発電事業者の売入札インセンティブ、社会費用の増減等を踏まれば、一定程度立地誘導インセンティブも働き、発電事業者の売入札インセンティブも案Aほど低くはない、**案Cが最も望ましいと考えられるか。**
- 社会費用については、混雑によって約定ΔkWの価値から代替ΔkWの価値へ増加することとなるが、その点は混雑の結果を反映したものであるとも考えられる。
- 本整理は、**需給調整市場の全商品の取引が開始され、かつローカルシステムの混雑発生が見込まれる2024年度から、適用することとしたい。**また、案Cをもとに対応する場合の実務面についても、引き続き確認することとしたい。
- あわせて、**事業者の予見性を高めるような情報開示等を進めることが重要**であると考えられる。また、将来的な市場主導型の導入等、引き続き検討を進めていく必要がある。

## <費用負担の対応案>

	案A	案B	案C
※前回議論時の案	案2	案3	
①代替ΔkW確保主体	一般送配電事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者
②約定ΔkWの費用	支払う(一般負担)	支払う(一般負担)	支払わない(特定負担)
③代替ΔkWの費用負担	発電事業者(特定負担)	一般送配電事業者(一般負担)	一般送配電事業者(一般負担)
立地誘導インセンティブ	高い	低い	中程度
売手の入札インセンティブ	低い	高い	中程度
社会費用	▲50円	▲110円	▲60円

# (参考) 再給電方式と市場主導型について

- 地内混雑が発生することを踏まえた、再給電方式による「ノンファーム+メリットオーダーに基づく出力制御」という対応は、**あくまでも、市場主導型など、新たな系統利用の仕組みを導入することを見据えた対応であり、引き続き検討が必要。**

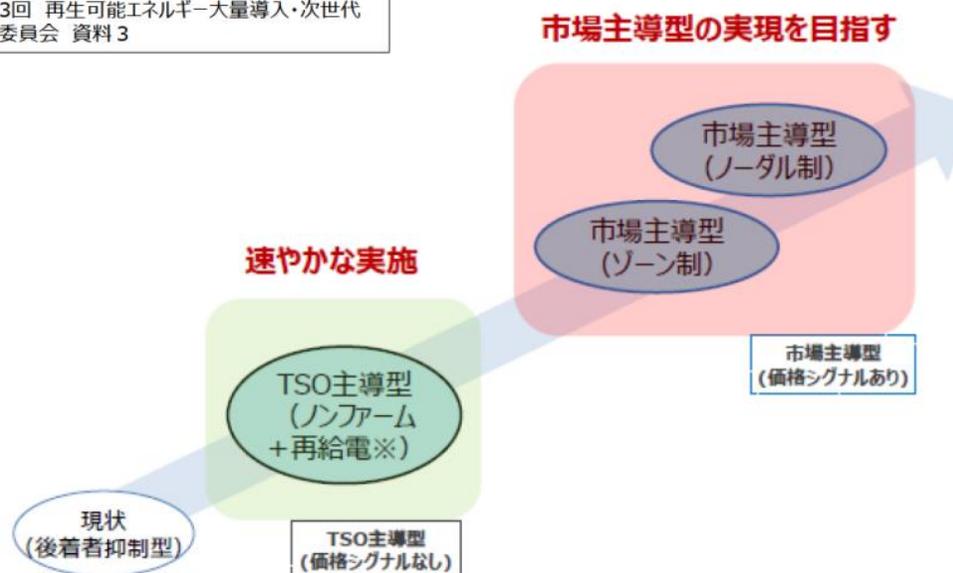
※再給電方式とは、S+3E等を考慮した上でメリットオーダーに従い出力制御することにより、基幹系統の混雑管理を行う方式

## (参考1) 混雑処理手法の検討

第55回制度設計専門会合  
(2021年2月5日) 資料3より抜粋

- **系統混雑が発生しても確実に対応できる仕組みを速やかに設けることが必要**との考えから、**現行の実需給段階における需給調整方法を踏襲した仕組みで、TSOが混雑処理を行う「再給電方式」の早期導入を目指す**旨、資源エネルギー庁の審議会や電力広域機関の勉強会において整理がなされている。
- **あくまでも再給電方式はその先に市場主導型の実現を見据えた対応**である。

2021年1月 第23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 資料3



5

※市場主導型におけるゾーン制とは、あらかじめ混雑系統を特定し、混雑処理を行う準備を整えた上で、混雑発生時には市場において混雑処理を行う手法のこと。  
ノード制とは、電力系統全てに対し混雑処理を行う準備を整えた上で、混雑発生時には市場の入札情報などをもとに混雑処理を行う手法のこと。

# (参考) 2026年度までの混雑発生見通し

- 本整理は2024年度から適用予定。現時点の混雑見通し（混雑発生の初期段階）であれば、最大混雑量は最大1.1%程度の見込。
- また、エリアによっては、エリア内調整電源のうち、最大13%程度のΔkWが発動制限を受ける可能性がある。

＜2026年度までの混雑発生見通し（基幹系統）＞

[MW]

	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 <sup>※1</sup>	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]

	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 <sup>※1</sup>	700 <sup>※2</sup> (13.0%)	—	—	198 (0.9%)	—	—	—	—	—
エリア内の調整電源	5,376	—	—	21,963	—	—	—	—	—

※1：（）内の数値は、最大混雑量/エリア内の調整電源  
 ※2：ループ系統の一部

# (参考) 系統情報の公開・開示について

- 系統混雑が発生し、調整力も発電制限が発生する可能性があるところ、**事業者の予見性を高めるためには、系統情報の適切な公開・開示が重要**であると考えられる。

## (参考) 系統の情報公開

第40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4月7日）資料1より抜粋

- 再エネ導入が進む中で、需給バランス制約や送電容量制約が顕在化すると、発電事業の収益性を適切に評価できるようにする観点から、**事業期間中の出力制御の予見可能性を高めることが必要**。
- こうした出力制御の見通しについて、**発電事業者等が自らシミュレーションを行い**、その精度を高めるためには**必要な情報が各一般送配電事業者や電力広域的運営推進機関から適切に公開・開示されることが重要**。必要な情報については、これまで本小委員会において議論がなされてきた。

(公開)

- **需給情報**に関しては、**可能な限りリアルタイムに近く、取引単位である30分値で電源種別にグラフ・表といったビジュアル化して公開・提供**する方向で見直す予定。また、**火力の情報公開**については、**燃料種別で公開**<sup>※1</sup>するよう見直す予定。ただし、燃料種別のリアルタイムでの情報公開は燃料調達に影響が及ぶ可能性があるため、**リアルタイムに近い時間軸では合算で公開、一定期間経過後（一ヶ月後頃）に燃料種別を公開**する方針。遅くとも2023年度中の公開を目指す。

(開示)

- 現状、**個別電源に関する情報については、「出力制御量のシミュレーションに使用する」という目的を達成するため開示情報と整理**されており、過去の電源情報<sup>※2</sup>の入手が可能である。他方、開示の目的を出力制御量のシミュレーションに限定せず拡大することは、データの権利制度の違いを考慮する必要も無いため、まずは**社会理解の増進に向け、再エネや需給ひっ迫等に関する分析を可能とするため、学術や公益的な目的においても、情報を開示できるように整理**してきた。

※1 燃料種別での公開が特定の発電所の需給実績となる場合を除く

※2 情報更新日から起算した3～14か月前の1年間が開示

注 学術や公益的な目的においても、秘密保持契約を締結のうえ、利用者・利用目的を限定したうえの開示であり、研究成果等の公表により情報提供者へ損害を生じさせた場合は、公表した開示請求者が負うことに留意が必要

公開情報…一般送配電事業者及び配電事業者が、ウェブサイト等において公開する系統情報

開示情報…一般送配電事業者及び配電事業者が、開示請求者と秘密保持契約を結ぶこと等により、利用者・利用目的を限定した上で開示する系統情報

1.論点1:系統混雑時における $\Delta kW$ の費用負担

3.論点2:三次②の時間前市場への売入札について

## 論点2：三次②の時間前市場への売入札について

- FITインバランス特例に起因する再エネ予測誤差への対応に特化した三次②は、再エネ予測の下振れに備え確保している。需給調整市場検討小委員会における事後検証を踏まえれば、調達量のうち20%程度が再エネ予測誤差に対応していたと考えられる。
- 調整力であるため、常に調達量全量が使用されるわけではないが、実需給が近づき使用しないことが明らかになった三次②を時間前市場に供出できれば、電源の有効活用にも資すると考えられ、関係各所と連携のうえ検討を進めているところ。
- また、使用しない調整力を市場へ供出する主体については、経済的・効率的な需給運用を行うため、調整力を時間前市場へ供出する行為についても、電力量調整供給を行い、電圧・周波数調整を担う一般送配電事業者の業務の一環であると考えられる。
- そのことから、第69回制度検討作業部会において、電気事業法上も、一般送配電事業者が入札主体となることは問題ないと考えられ、三次②の時間前市場供出については、一般送配電事業者が入札主体となる場合を主軸とし、検討を進めることとした。
- 今回は、需給調整市場検討小委員会等における議論状況を報告のうえ、現時点では、基本的に、JEPXの特別取引会員として、限定的な取引のみを行っている一般送配電事業者について、調整力の売入札を行う際は、特別取引会員として行うべきか、取引会員として行うべきか、ご議論いただきたい。

# (参考) 時間前市場への供出量について

- 時間前市場に供出する量としては、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・下振れに関わらず使用しない量（領域a）について、時間前市場に供出することとしている。
- そのほか供出可能と考えられる調整力はないか検討を継続しつつ、2025年度には3時間ブロックでの調達を30分単位に見直す予定であることから、**本制度の有効性を担保するためにも、2023年度の早期には本制度を実装できるよう、検討を進めているところ。**

## 【論点①】供出量について（1/4）

第29回需給調整市場検討小委員会  
(2022年6月24日) 資料3を一部加工

- 三次②の調達は、現状、3時間のブロック単位で行っているため、調達量はそのブロック内で再エネ予測誤差が最大となる時間帯の値で算出されている。なかでも、再エネの大宗を占めている太陽光については、基本的に、出力と誤差は相関関係にあり、出力が大きい時間帯ほど誤差も大きくなる。
- このため、例えば、太陽光出力が夕方にかけて減少するブロック6（15-18時）では、下図のように15時頃の再エネ予測誤差に基づき、三次②を3時間を通じて調達していることから、この三次②調達量について、再エネの上振れ、下振れといった事象ごとに、以下のとおりケース分けし、時間前市場への売り入札の検討を行った。

領域 a : 太陽光の上振れ、下振れに関わらず使用しない領域\*

→ 早期の市場供出を検討

領域 b : 太陽光の下振れが発生しても使用しない領域

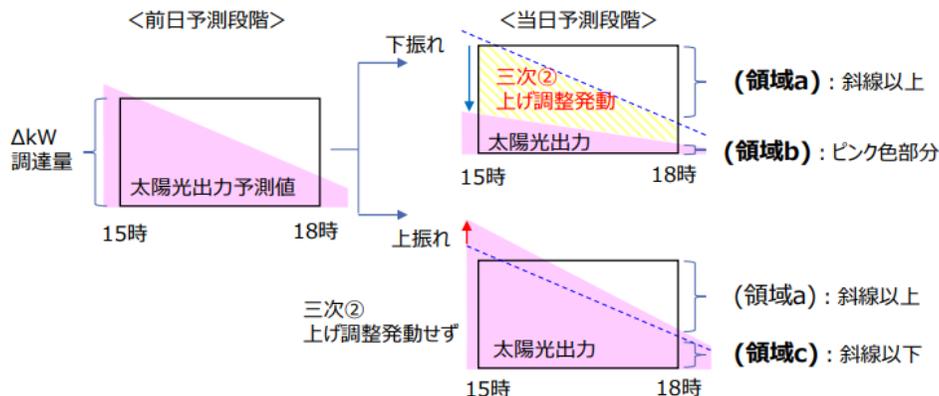
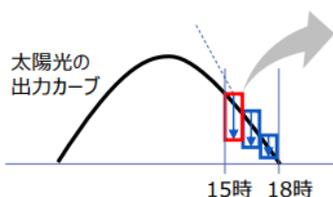
→ 市場供出可能か引き続き検討

領域 c : 太陽光の上振れが発生すれば使用しない領域

※入札単位が30分（2025年度開始予定）となれば、この領域は市場調達しない

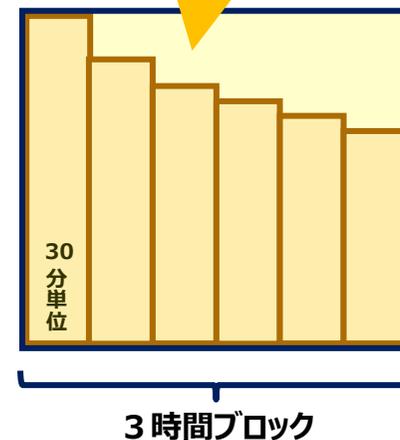
### 三次②調達量

ブロック期間内で再エネ出力誤差が最大となる時間帯の値（最大値）



太陽光の上振れ・下振れに関わらず使用しない領域（領域a）

※2025年度には30分単位の取引に見直す予定



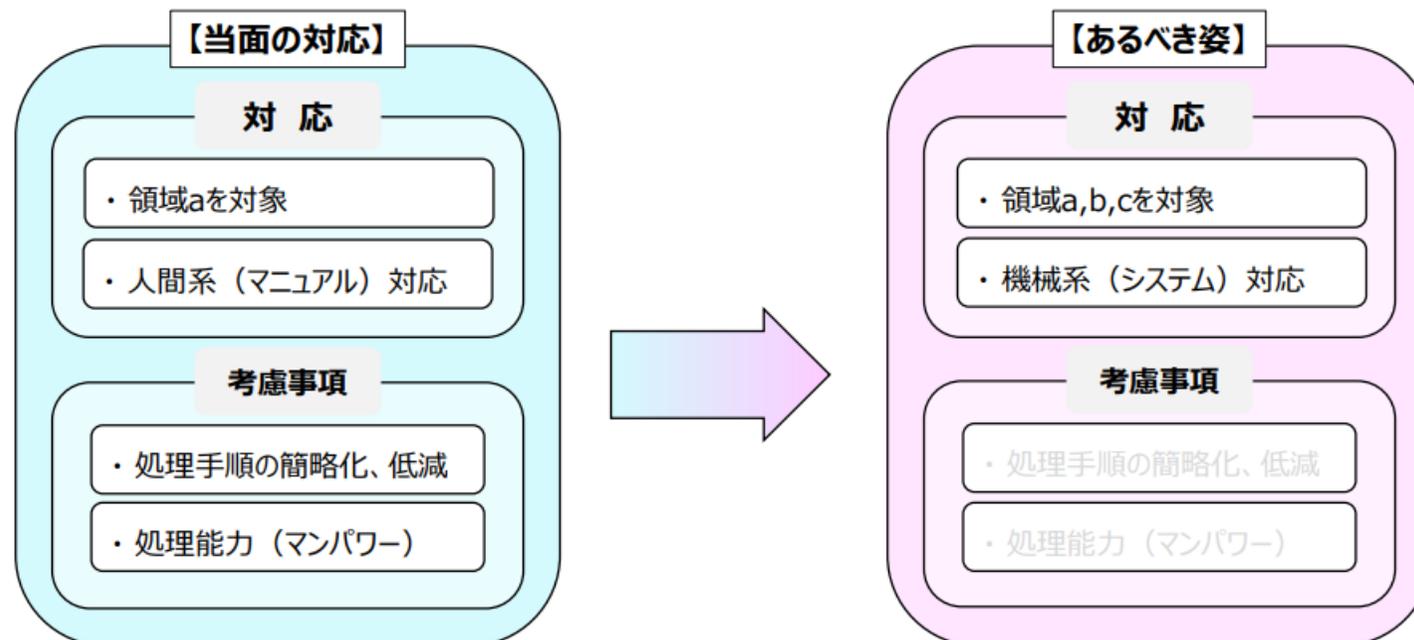
# (参考) 売入札を行う一般送配電事業者の体制について

- 三次②の時間前市場供出については、システム対応をあるべき姿としつつ、早期実現のため、制度導入当初は人間系（マニュアル）での対応を予定している。

## 領域aの時間前市場への売り入札に対する検討の基本的な考え方について

第33回需給調整市場検討小委員会  
(2022年11月2日) 資料2より抜粋

- 領域aは、需給調整市場の取引単位が3時間ブロックであることに起因して、実需給断面では使用しない調整力である。そのため、2025年度にブロック時間を30分に短縮すると、時間前市場に供出できなくなることから、早期実現に向け検討を進める必要がある。
- 将来的に（あるべき姿として）は、領域b・cも含め、実務的課題等への対策を整理し、準備（システム構築等）を整えたうえで時間前市場への売り入札を実施したいが、これには相応の期間を要すると考えられる。
- そのため、将来的にはあるべき姿を目指すことを前提に、今回は、早期実現を目的に、主に人間系（マニュアル）で対応することを基本に検討を行った。



# (参考) 想定される売入札量について (1 / 2)

- 人間系で対応することを踏まえ、需給調整など安定供給のための運用に支障が生じないように、まずは**ブロック5~7 (12:00~21:00)**において調整力を売入札することを検討している。
- その場合、**全ブロックを対象とした際に供出可能と考えられる量のうち、約57%程度が時間前市場に供出可能**であると考えられる。

第33回需給調整市場検討小委員会  
(2022年11月2日) 資料2より抜粋

## 【論点③】入札対象とするブロックについて

- 入札対象とするブロックについては、本来的には全ブロックが時間前市場への入札対象になると考えられる。
- 一方、前述のとおり、約定後の計画等の提出や未約定時の札下げ等の処理を人間系で行うことを考えると、供出量を考慮したうえで、可能な限り、その処理回数を減らしたいところ。
- この点、需給調整など安定供給のための運用に支障が生じることのないよう、可能な限り当直者による対応を回避し、処理の大宗を日勤者で対応可能なブロック5~ブロック7 (12:00~21:00) ※1に限定することも考えられる。  
(この場合の、領域aの供出量の試算値は、年間供出量57.6億ΔkWhの約57%となる)
- 他方で、処理回数については、全体業務フロー (その他の論点) が定まることで見通せるものであることから、実際の入札対象ブロックについては、引き続き検討を進める。合わせて簡易ツール等の作成により、出来る限り早期に入札対象ブロック数を増やす取り組みについても引き続き検討を進めることとしたい。

※1 GCの前には対応を完了する必要があるため、日勤時間帯 (9:00~18:00) とズレが生じる

<エリア毎の供出量の試算値※2>

(億ΔkWh)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国計
①全ブロック	1.5	7.4	12.3	9.4	0.8	6.6	5.6	4.1	9.8	<b>57.6</b>
②5B~7B	0.8	3.8	7.1	5.1	0.4	3.9	3.4	2.6	5.7	32.8
②/①	51%	51%	57%	55%	55%	59%	61%	64%	58%	<b>57%</b>

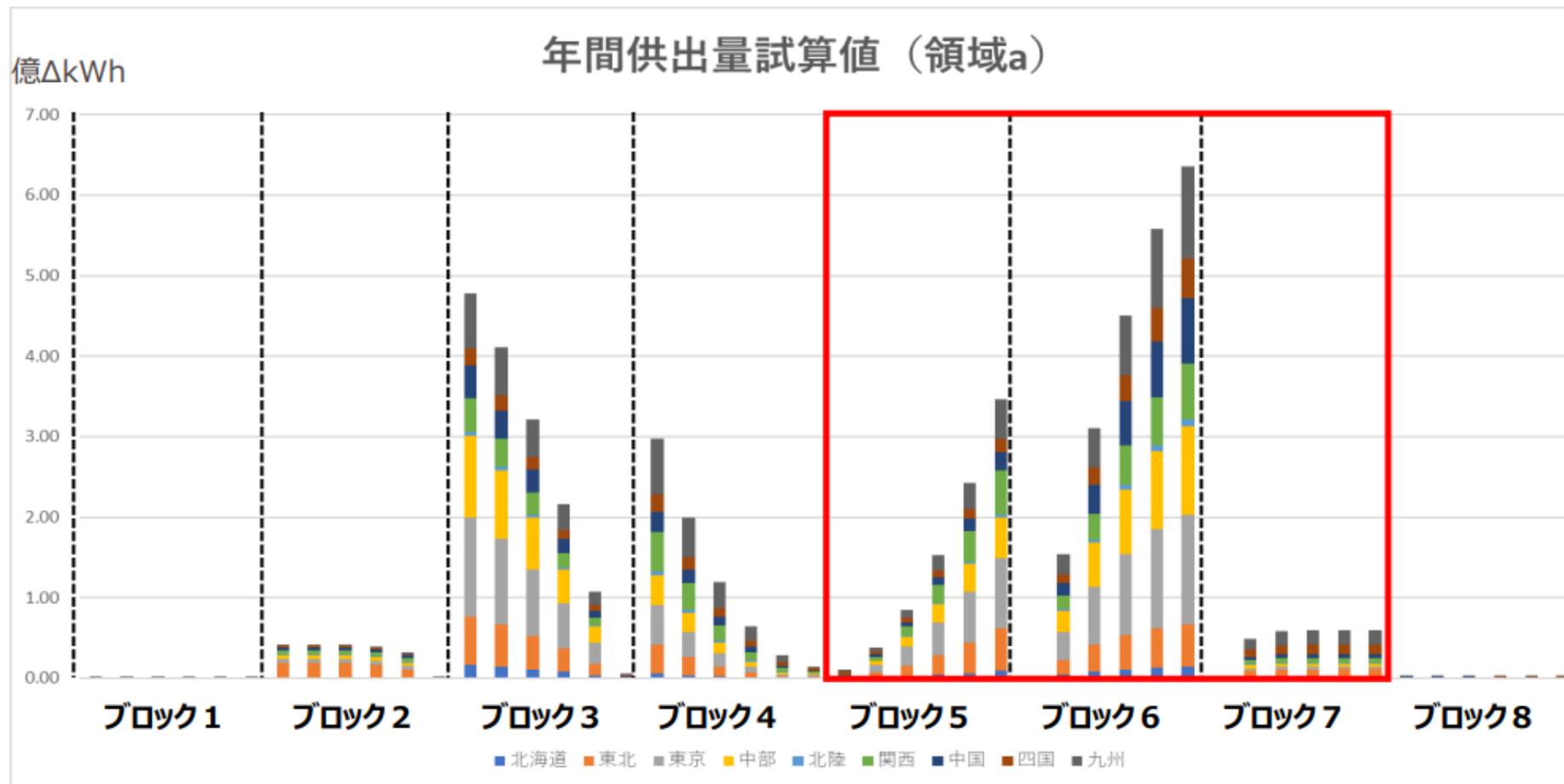
※2 実績データではなく、2022年度三次②事前評価データをもとにした試算値 (調達不足は未考慮) であり、実取引における供出量とは異なる。  
端数処理の関係で全国計と各エリア合計が一致しない場合がある。

# (参考) 想定される売入札量について (2 / 2)

(参考) 2022年度三次②事前評価データをもとにした年間供出量の試算値(領域a)

22

■ ブロック5~ブロック7の供出量は、全体の約57%を占める。



※ 2022年度三次②事前評価データをもとにした試算値 (調達不足は未考慮) であり、実取引における供出量とは異なる。

# 調整力の売入札における取引会員の在り方について

- 現在、一般送配電事業者は、FIT法で義務付けられたFIT電源の売却等のみを行う特別取引会員となっており、**調整力を時間前市場へ売入札する行為を、特別取引会員として行うか、取引会員として行うか検討する際には、以下の点を考慮する必要がある。**
  - 現状、特別取引会員はFIT電源の売却等、規定された取引以外は行えないこと
  - 一般送配電事業者が、最終保証供給のための必要最小限の量をスポット市場で調達する際は、取引会員として取引していること
  - 中長期的には、**FITインバランス特例①・③に起因する三次②以外の調整力を売入札する可能性も考えられること**
- それらを考慮し、調整力の売入札は、特別取引会員の取引とは分けて取引することとし、**JEPXの取引会員規定に定める「本取引所が適格と認めた者」として、取引会員資格を付与し、調整力を売入札することとしてはどうか。**
- 本取組については、関係各所と連携のうえ、早急な実現に向け引き続き検討を進めて参りたい。

	取引会員	特別取引会員
取引会員資格	1. 一般送配電事業者と接続供給契約を締結(予定)している事業者 2. 一般送配電事業者と発電量調整供給契約を締結(予定)している事業者 3. 一般送配電事業者と需要抑制量調整供給契約を締結(予定)している事業者 4. 1～3に該当する者から依頼を受けた事業者 5. <b>その他、本取引所が適格と認めた事業者</b>	1. 特定契約又は一時調達契約に基づき調達する再生可能エネルギー電気を、卸電力市場における売買取引により供給する事業者 ※対象は一般送配電事業者もしくは特定送電事業者に限られる
入会費	必要 (10万円)	不要
信認金	必要 (100万円)	不要
年会費	必要 (50万円)	不要
預託金	必要 (取引量に応じて)	不要

## ＜JEPX 取引規程＞

(取引資格) 第6条 2

特別取引会員は、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法第17条第1項に係る電気の売り入札、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電力の運用および流通設備の作業停止に伴い行われる電力の運用のための取引以外は行うことができない。

# (参考) 一般送配電事業者による最終保証供給原資の調達について

- これまで、一般送配電事業者が行う最終保証供給については、調整電源（電源Ⅱ等）を活用し供給を行ってきた。2022年度の夏季・冬季においては、最終保証供給量が例年以上に増加しており、調整電源の多くが最終保証供給の電源として活用された場合、調整電源の不足やコストの増加が懸念されたことから、**一般送配電事業者が、最終保証供給のための必要最小限度の量を、スポット市場で調達することを認めている。**
- その際も、一般送配電事業者は、取引会員として取引を行うこととしている。

## 論点② スポット市場調達時期及び条件

第55回電力・ガス基本政策小委員会  
(2022年11月8日) 資料4-1より抜粋

- 来年4月頃には旧一電小売業者の受付が再開する見込みであり、最終保障供給契約が減少することが期待されるため、**スポット市場からの調達時期**については、各一般送配電事業者の**準備が整った日から、来年3月末まで**としてはどうか。
- また、市場参加者の予見可能性を高めるため、一般送配電事業者がスポット市場を通じた取引に参加するときは、**①取引参加期間、②市場調達予定量もしくは最終保障供給契約量(kW)、③市場からの調達実績(コマ別)を示す**こととしてはどうか。
- また、一般送配電事業者がスポット市場で取引を実施する場合は、他の取引と分けて、市場への影響や上記の入札価格及び調達量に係る条件の遵守状況を監視する必要がある。このため、夏季同様に、FIT法で義務付けられたFIT電源の売却等のみを行う特別会員としてのアカウントとは分けて行うこととし、**取引所の取引会員規程に定める「本取引所が適格と認めた者」として取引会員の資格を付与**することとしてはどうか。
- なお、**今年度の取引内容の監視は取引と並行して進める**こととし、最終保障供給契約数の動向を確認しながら、**来年4月以降の対応については必要に応じて検討を行う**こととする。

### (参考) JEPX取引規程

(取引資格) 第6条 2

特別取引会員は、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法第17条第1項に係る電気の売り入れ、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電力の運用および流通設備の作業停止に伴い行われる電力の運用のための取引以外は行うことができない。

### (参考) JEPX取引会員規程

(取引会員適格) 第2条

本取引所は、次の各号のいずれかに該当する者（以下「取引会員適格者」という。）に、本取引所の取引会員たる資格を付与することができる。  
～中略～

(5) 前各号のほか、本取引所が適格と認めた者