

# 再エネ予測誤差に対応するための 調整力確保費用

2024年2月7日  
資源エネルギー庁

# 本日御議論いただきたい事項

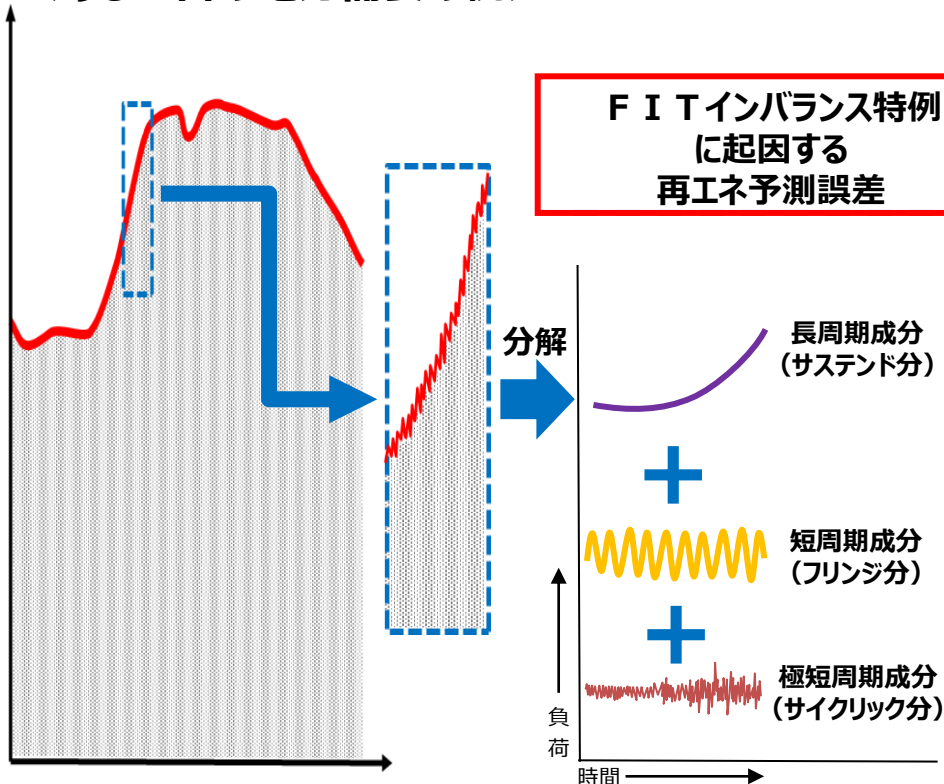
- FIT制度では、発電に関する計画値同時同量制度に基づくバランシングの主体を、再エネ発電事業者ではなく、買取義務者が代行する特例制度（FITインバランス特例①・③）を設けた上で、一般送配電事業者が、この特例に起因する再エネ予測誤差に対応するための三次調整力②（以下「三次②」という。）を調達する費用については、再エネ交付金を交付することとしている。
- 前回会合においては、2024年度の交付金算定について、2023年度の交付金算定の方法を踏襲し、
  - ① 2024年度の三次②確保費用見込額をベースとして、
  - ② 2023年1～12月における交付額と調達実績額の差額のうち一定分について調整を行う（±3%以上の単価差が生じた場合に、交付額と調達実績額の差に対応する）方向などを御議論いただいたところ。
- 本日の会合では、前回会合の御議論を踏まえ、2024年度の交付金算定について、更なる詳細を御議論いただくこととしたい。

# (参考) 需給調整市場と三次調整力②

第63回電力・ガス基本政策小委員会  
(2023年6月27日) 資料6を加工

- 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年度から低速域の三次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 | <b>三次調整力②</b><br>応動時間45分以内<br>継続時間：3時間  | ▼調達開始 |       |      |       |      |
|      | <b>三次調整力①</b><br>応動時間15分以内<br>継続時間：3時間  |       | ▼調達開始 |      |       |      |
|      | <b>二次調整力②</b><br>応動時間5分以内<br>継続時間：30分以上 |       |       |      | ▼調達開始 |      |
|      | <b>二次調整力①</b><br>応動時間5分以内<br>継続時間：30分以上 |       |       |      | ▼調達開始 |      |
|      | <b>一次調整力</b><br>応動時間10秒以内<br>継続時間：5分以上  |       |       |      | ▼調達開始 |      |

**1. 2024年度三次調整力②調達費用見込額**

**2. 交付額と調達実績額の差額の取扱い**

# 2024年度三次②調達費用見込額の算定の考え方

- 2024年度の三次②調達費用見込額の算定の基本的な考え方については、前回会合で御議論いただいたとおり2023年度の算定を踏襲することとする。

- ① 「調達単価見込額」に「調達見込量」を乗じて算定する。
- ② 「調達単価見込額」は、2023年1～12月の三次②取引実績を用いる。
- ③ 「調達見込量」は、2023年1～12月の三次②取引実績を基礎とする。その上で、一般送配電事業者による調達量の継続的な削減を促しつつ、また、各社の調達量削減に向けた取組を適切に評価するため、効率化係数・インセンティブという仕組みにより調整を行っている。

✓ 効率化係数

三次②取引実績の変動のうち、一般送配電事業者の削減努力によって変動可能と考えられる範囲として、0.5%/年と設定。前年の三次②調達取引実績に0.5%を乗じた量については、翌年度の調達見込量の算定から控除。

✓ インセンティブ

各社の調達量削減について、自らの前年度からの改善率（縦比較）と、他社の改善率との競争（横比較）の双方を考慮して評価し、これに応じ、翌年度の調達見込量に+3%、±0%、▲3%のいずれかのインセンティブを付与。詳細はp.7参照。

（※）インセンティブとして付与できる金額については、国民負担を原資とするFIT交付金を活用していることや、継続的に三次②調達費用を低減させていく必要があることを踏まえ、前年度の交付金額を参考に上限を定めることとしている。

# 2024年度三次②調達費用見込額（調達単価見込額）

- 2024年度の三次②調達費用見込額の算定に当たって、調達単価見込額は、市場実績を可能な限り反映するため、2023年1～12月の三次②取引実績を活用する。

| エリア | 1～12月<br>取引実績額<br>(億円) |   | エリア | 1～12月<br>取引実績量<br>(億ΔkW・h) |   | エリア | ガイドライン等の改定<br>を踏まえた調達単価<br>(円/ΔkW・h) |
|-----|------------------------|---|-----|----------------------------|---|-----|--------------------------------------|
| 北海道 | 15.1                   |   | 北海道 | 4.0                        |   | 北海道 | 3.8                                  |
| 東北  | 52.8                   |   | 東北  | 22.9                       |   | 東北  | 2.3                                  |
| 東京  | 82.3                   |   | 東京  | 34.5                       |   | 東京  | 2.4                                  |
| 中部  | 67.4                   |   | 中部  | 24.5                       |   | 中部  | 2.8                                  |
| 北陸  | 3.6                    | ÷ | 北陸  | 2.5                        | = | 北陸  | 1.5                                  |
| 関西  | 72.0                   |   | 関西  | 19.6                       |   | 関西  | 3.7                                  |
| 中国  | 55.1                   |   | 中国  | 12.0                       |   | 中国  | 4.6                                  |
| 四国  | 58.5                   |   | 四国  | 11.7                       |   | 四国  | 5.0                                  |
| 九州  | 87.5                   |   | 九州  | 26.4                       |   | 九州  | 3.3                                  |
| 合計  | 494.3                  |   | 合計  | 158.0                      |   | 平均  | 3.1                                  |

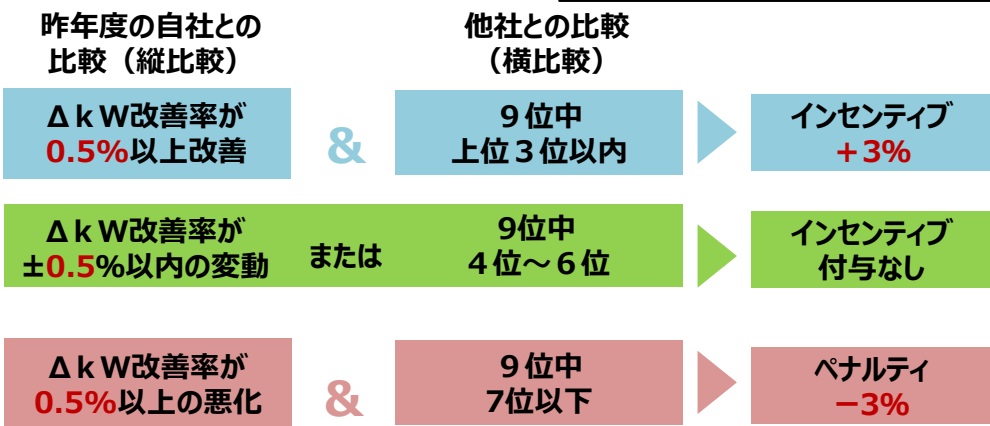
※ 1 : 各数値は四捨五入のうえ表示。  
※ 2 : 11月、12月の取引実績量については暫定値であり、確定値が判明次第、実績量に変化が生じ得ることに留意。  
※ 3 : 2023年3月のガイドライン改定前の起動費重複計上、持ち下げ供出、経済差し替え等による調達費用は、昨年度同様算定対象から除外。  
※ 4 : 沖縄については、需給調整市場が開場していないため、2021年度・2022年度・2023年度の交付金算定時と同じ考えのもと、調達単価 3.0円/ΔkWhとしている。  
※ 5 : 三次②では調達不足が発生していることを踏まえ、2024年度の調整力確保費用算定には、取引実績量を使用した<sup>1)</sup>が、今後調達不足の解消が進んだ際には、取引実績量ではなく、必要量の実績値を使用することが考えられる。

# 2024年度三次②調達見込量の算定に当たってのインセンティブ

- 三次②調達見込量の算定に当たっては、昨年度の自社との比較（縦比較）と他社との比較（横比較）を行い、双方の要件を満たす場合に±3%のインセンティブ・ペナルティを付与する。
  - 縦比較：ΔkW改善率が0.5%以上改善でインセンティブを付与／0.5%以上悪化でペナルティを付与。
  - 横比較：ΔkW改善率が上位3位以内でインセンティブ付与／下位3位でペナルティを付与。
- 2023年のΔkW改善率を計算すると、改善率が0.5%以上、かつ上位3位以内に当たる一般送配電事業者は、東北、東京、中国であり、2024年度三次②調達見込量の算定に当たって+ 3%のインセンティブを付与する。（※なお、ΔkW改善率が0.5以上悪化したエリアはなく、▲ 3%のペナルティが付与される者はいない。）

## <インセンティブの考え方>

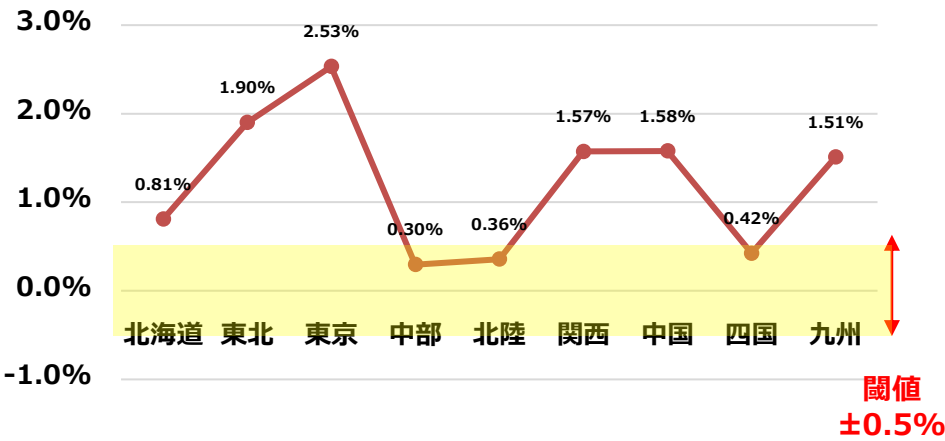
第49回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会（2023年2月）資料2より抜粋



## <ΔkW改善率の計算方法>

$$\frac{\text{改善量}}{\text{FIT設備量（前年度）}} = \frac{\text{ΔkW必要量（前年度－当年度）} \pm \text{FIT設備量影響} \pm \text{気象影響}}{\text{FIT設備量（前年度）}}$$

## <2023年におけるエリア別ΔkW改善率>



※送配電網協議会提供の情報を元に事務局にて作成

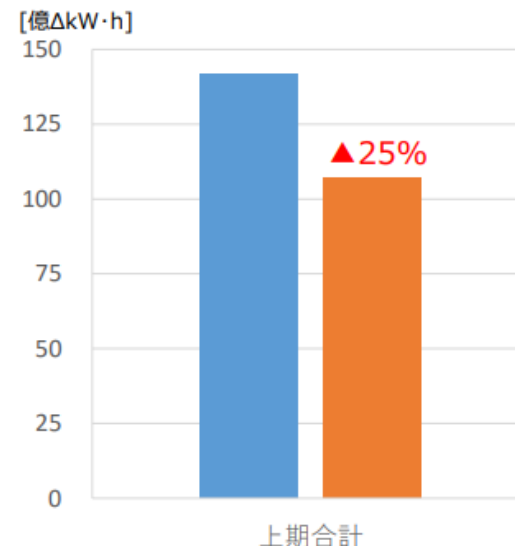
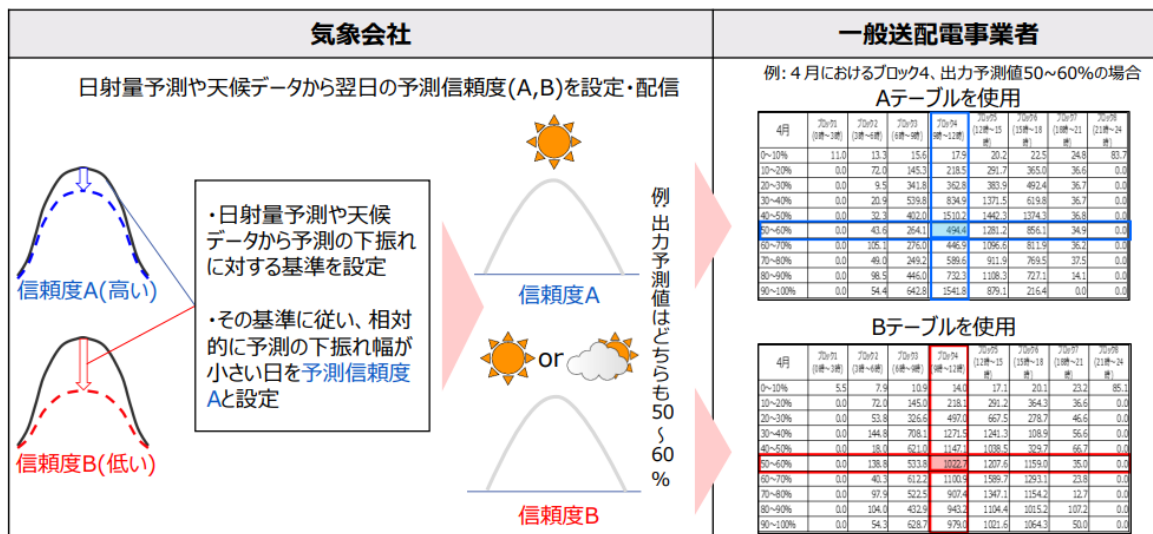
# (参考) 気象モデルの効果的活用による必要量の効率化

第58回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2023年12月19日）資料3より抜粋

- 三次②の必要量低減に向けて、一般送配電事業者の取組やNEDO事業における気象予測精度向上の技術開発について、関係者で情報の共有・連携を行うため、気象の専門家を含む関係者で、気象勉強会を開催し議論を行っている。
- 気象会社が、気象予報に基づく日射量の精度に応じて信頼度（A又はB）を設定し、一般送配電事業者が、翌日の気象予報の信頼度に応じて、過去の再エネ予測誤差に基づき、必要量テーブルを使い分ける手法である。
- この手法は、2022年度に中部エリアで試験的に導入され、効果が見られたことから、2023年4月までに全エリアで導入された。その結果、広域機関の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会の中で、2023年度上期において、25%の三次②必要量の削減効果があったことが報告されている。

## <日射量予測制度の信頼度に応じた必要量テーブル>

## <アンサンブル予測の導入による三次②必要量>



（出所）第92回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年11月17日）資料1より抜粋

# (参考) 複数エリアによる共同調達

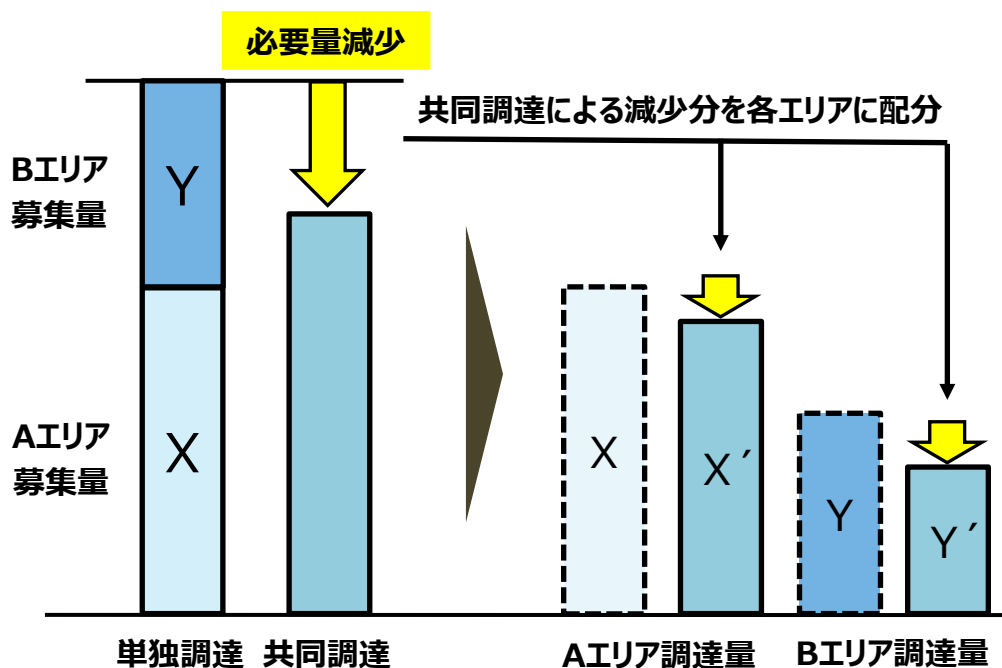
第49回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2023年2月9日）資料2を一部修正

- 従来、エリア毎に確保していた調整力の必要量について、複数のエリアで同時に全て調整力が必要となるわけではないことを考慮し、**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。電力広域的運営推進機関において、2022年4月～10月の取引状況を分析したところ、**共同調達により東ブロックで約19%、中西ブロックで約8%の必要量低下**が確認された。

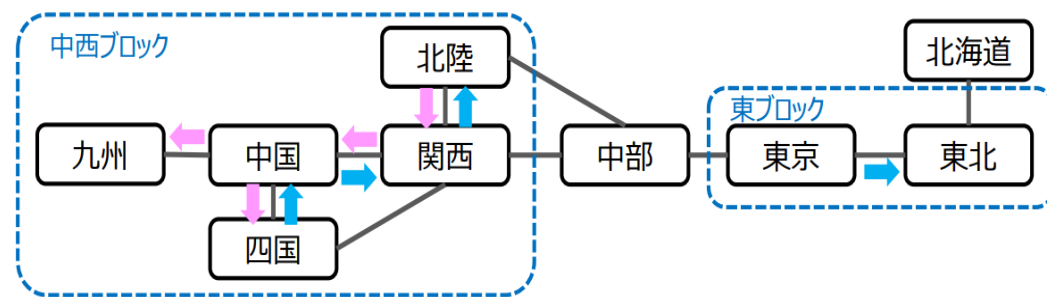
(※) 実運用において、空容量が残存している蓋然性が高い連系線に接続しているエリアにて実施

- 連系線空容量実績値を踏まえ、2023年度も同様のエリアを対象として共同調達を実施するが、今後、さらに実績を蓄積することにより、**対象エリア拡大も含め見直しを検討する**予定。

## <共同調達の考え方※1>



## <2022年度・2023年度の共同調達実施エリア※2>



※連系線空容量実績値をもとに検討

※矢印は空容量のある向きを示している

※今後、連系線空容量の見直し等により、共同調達実施エリアの範囲は変わりうる

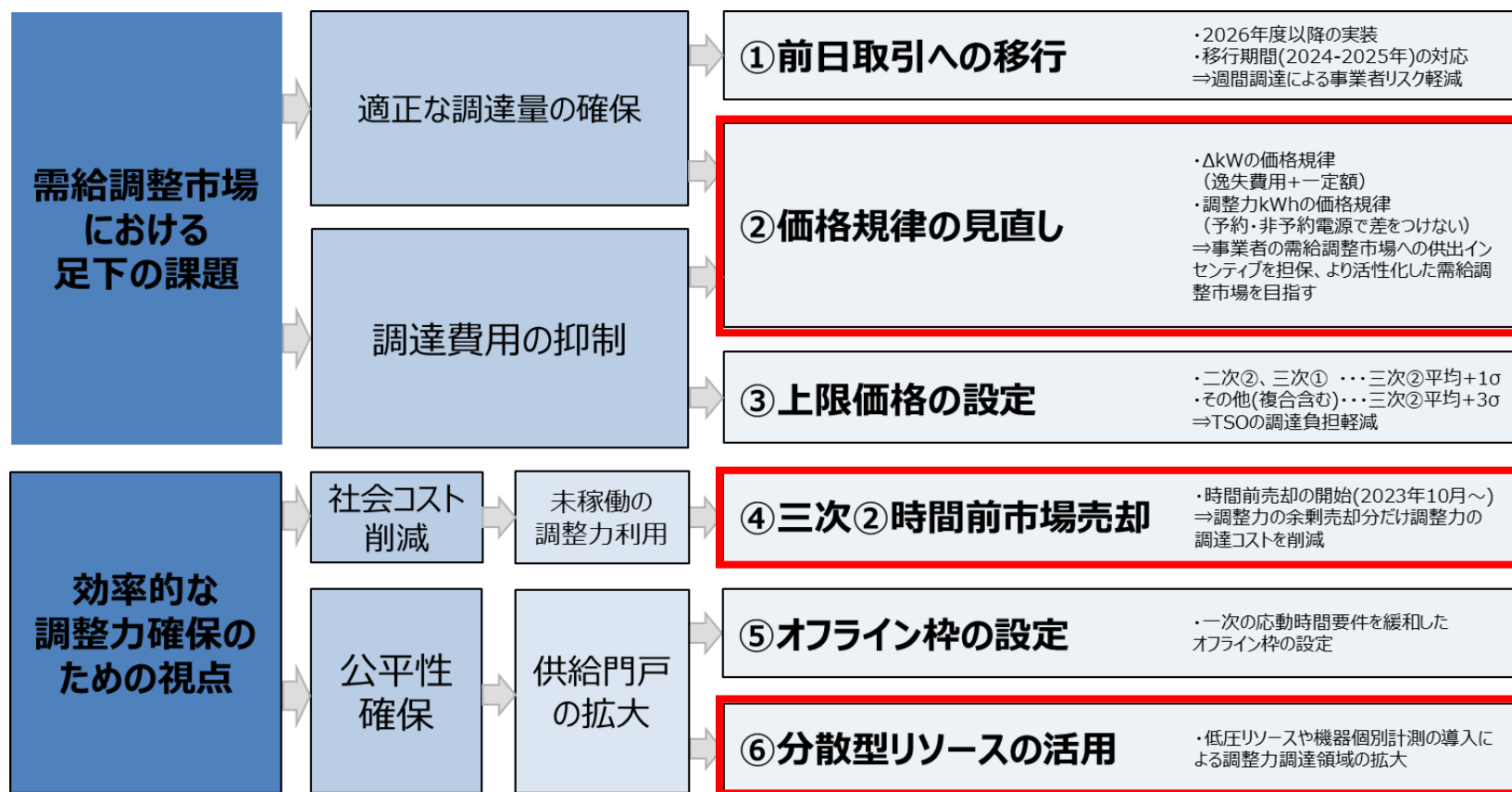
※1：第64回制度検討作業部会（2022年4月25日）資料5-1より作成

※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) 需給調整市場における検討事項

第67回電力・ガス基本政策小委員会  
(2023年12月7日) 資料5を一部修正

- 足下の課題としては、適正な調達量の確保、調達費用の抑制を挙げ、さらに効率的な調整力の確保のために、**三次②の時間前市場売却、新しい調整電源の応札量増加**などを進めている。



# (参考) 価格規律の見直し

第58回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2023年12月19日）資料3より抜粋

- 市場参加者間の競争によるコスト抑制を図っていく観点からは、市場参加者を増やすことが重要であり、このためには、需給調整市場への応札インセンティブを高くしていくことが課題となっている。
- そこで、監視等委によって、需給調整市場への応札を促すため、現行の価格規律における調達費用（三次②を含むΔkW価格）、調整力の発動費用（kWh価格）の双方の算定方法の見直しの検討を行った。
- この見直しにより、需給調整市場への応札インセンティブを確保し、今後の市場での更なる価格競争の活性化に繋げていく。

第90回制度設計専門会合  
(2023年10月31日) 資料7より一部修正

【調整力ΔkW市場の価格規律（上限値）】

| 電源種           | 現状                              | 変更案                          |
|---------------|---------------------------------|------------------------------|
| A種（固定費回収済電源等） | 逸失利益orマージン（「限界費用」×10%×電源I稼働率5%） | 機会費用（逸失利益）+一定額（0.33円）        |
| B種（未回収固定費有電源） | 機会費用（逸失利益）+固定費回収のための合理的な額等      | 機会費用（逸失利益）+一定額（監視等委員会と協議し決定） |

【予約電源kWh市場の価格規律（上限値）】

| 限界費用 | 現状   | 変更案                     |
|------|------|-------------------------|
| 安い   | 市場価格 | 限界費用+マージン(上げ「限界費用」×10%) |
| 高い   | 限界費用 | 限界費用+マージン(上げ「限界費用」×10%) |

【非予約電源kWh市場の価格規律（上限値）】

| 固定費 | 現状             | 変更案                 |
|-----|----------------|---------------------|
| 済   | 限界費用±マージン(10%) | 限界費用±マージン(限界費用×10%) |
| 未   | 限界費用±固定費       |                     |

※「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」規律を2回分までとする。

※揚水発電、一般水力、DR等の限界費用の考え方について、第62回制度設計専門会合（2021年6月）にて検討した内容を需給調整市場ガイドラインに明記する。

※揚水機及び蓄電池の限界費用は下記の算定式とする。

$$\frac{\text{揚水ポンプ・蓄電原資} + \text{揚水・蓄電ロス量にかかる託送費従量料金分（再エネ賦課金含む）}}{\text{発電量（揚水量－ロス量）}}$$

① 調整力ΔkW価格は、一定額（マージンに相当）を0.33円/ΔkW・hとすること（A種電源）とした上で、この水準で未回収固定費が回収できない電源については、監視等委と個別で協議して決定（B種）することとした。

② 調整力kWh価格は予約電源と非予約電源でマージンに差を設けず「限界費用」×10%で統一としたことで、ΔkW価格が享受できる分予約電源（需給調整市場へ応札する電源等）のインセンティブが確保される構造となった。

# (参考) 三次②時間前市場売却について

第58回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2023年12月19日）資料3より一部修正

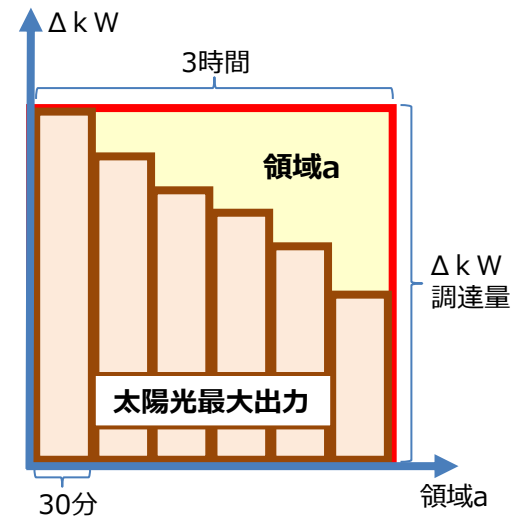
- 実需給が近づき、余剰となることが明らかな三次②を時間前市場に供出できれば、電源の有効活用に資すると考えられ、電取委や広域機関と連携し、検討を進めてきた。その結果、太陽光の上振れ・下振れに関わらず使用しない余剰領域a（右下図参照）について、時間前市場に投入することとした。
- また、第86回制度設計専門会合において示された、市場支配力に関する評価結果を踏まえ、TSOが時間前市場に売入札する際の価格について、まずは価格規律等は設けず、取組開始後の状況を踏まえ、必要に応じて更なる対応を検討することとした。
- これらを踏まえ、TSOが売却主体となり、2023年10月から本取組が開始された。

## <三次②時間前市場売却の取組状況>（取組開始～12/31）

| エリア            | 北海道             | 東北              | 東京              | 中部              | 北陸              | 関西              | 中国              | 四国              | 九州              |
|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 取組開始<br>(日数)   | 10/27<br>(44日間) | 10/27<br>(44日間) | 10/27<br>(44日間) | 10/17<br>(41日間) | 10/24<br>(40日間) | 10/28<br>(43日間) | 10/28<br>(43日間) | 10/27<br>(44日間) | 10/24<br>(41日間) |
| 総売入札量<br>(GWh) | 12.8            | 91.7            | 127.7           | 95.4            | 4.1             | 56.0            | 25.2            | 38.1            | 60.1            |
| 総約定量<br>(GWh)  | 0.8             | 0.4             | 0.5             | 14.3            | 0.5             | 0.7             | 1.9             | 2.3             | 6.9             |
| 約定率            | 6.1%            | 0.5%            | 0.4%            | 15.0%           | 12.2%           | 1.3%            | 7.3%            | 6.0%            | 11.5%           |

※沖縄は時間前市場が存在しないため本取組の対象外

## <領域aのイメージ>



- 本小委員会の第55回会合（9月27日）において、余剰となる三次②を時間前市場に入札し、約定することで一般送配電事業者が得た利益については、再エネ賦課金の低減に活用することとした。また、本取組による利益や約定量の最大化を促すような枠組みについて、本小委員会で検討することとした。
- 三次②については、国民負担に基づく再エネ賦課金を原資に交付されているものであり、その余剰分について生じた利益は、一般送配電事業者が得るべきものではなく、再エネ賦課金の低減に活用すべきものである。同時に本取組は、三次②として調達した電源のうち、余剰分として使用されない電源の有効活用が重要であり、なるべく多くの電源を時間前市場に供出し、約定することも必要である。

（※）一般送配電事業者の三次②時間前市場売却価格は、市場の過去実績を参照して想定されるV1単価等を踏まえて決定しているが、参照時点と比較してV1単価が上昇した場合、時間前市場に売却した電源について、売却益がマイナスとなる（売却損が発生する）可能性はあるところ。その売却損分は一般送配電事業者が負担することが基本。
- こうした中で、一般送配電事業者による本取組の成果をどのように評価することが適切か。その際の評価指標（例：売却量、売却益等）については、エリアごとに売却可能量等が異なることも踏まえる必要があるほか、本取組が本年10月下旬に開始したところであり、既に売却損が発生しているエリアもあることから、まずは安定的に売却益が発生するような調整も考えられる。そのためにも損失の発生要因等の分析が必要。
- 引き続き売却状況をモニタリングしながら、国民負担の抑制の観点に留意して、適切な仕組みを検討していくこととしたい。

## (参考) 分散型リソースの活用

第67回電力・ガス基本政策小委員会  
(2023年12月7日) 資料5より一部修正

- 脱炭素化の流れの中で、調整力の多様化を進める上で、需要家側リソース（DSR）や蓄電池等の分散型リソースに対する期待は大きい。
- 現行制度上、需給調整市場において、分散型リソースは、受電点計測でのデマンド・リスポンス（DR）として参加可能である。
- 他方、DRが各商品要件を満たすためには、需要家側の他の電力負荷の変動等を蓄電池等で「しわ取り」することが必要となる。その結果、需要規模に対して蓄電池等の出力規模が小さい場合には、需給調整市場に参画することが難しい。
- この点、需給調整市場において、受電点での計測ではなく、機器毎の個別計測が認められるようになれば、分散型リソースが潜在能力を発揮し、調整力としてより一層活用されることが期待される。
- このため、次世代の分散型電力システムに関する検討会において、家庭用蓄電池等の低圧リソースの需給調整市場での活用について検討が行われ、機器個別計測での調整力供出を把握する契約の考え方等が整理された。
- また、数千～数万に及ぶことが想定される低圧リソースを全体管理する際の適切な手法についても、一定の方向性が示された。
- これらの検討結果を踏まえ、2026年度の開始を目指し、TSOにおいてシステムの改修・構築を進めることとしている。

# (参考) 更なる三次②の効率的な調達 (時間前市場での購入)

第58回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会 (2023年12月19日) 資料3より抜粋

- 三次②の更なる効率的な調達として、**前日取引における調達量を減少させ、調整力が不足する場合は時間前市場で購入する方法**が挙げられる。現在広域機関において、国と連携したうえで、引き続き実務的・技術的な検討を進めているところ。

## 今後の検討の進め方

第43回需給調整市場検討小委員会  
(2023年11月9日) 資料2 抜粋

- 今回、三次②の効率的な調達における追加調達に関する検討事項について、以下のとおり整理を行い、必要量や追加調達の実施方法など実務的・技術的な論点については概ね方向性が定まった。
- また、残る検討項目 (買い入札時の価格規律や追加調達費用をどのように扱うか) について、国とも連携した上で、検討を進めているところ。
- 上記事項を踏まえ、三次②の効率的な調達に関する方針や実現時期については、別途お示しすることとしたい。

| 項目              |           | 本小委員会を含めた整理(実務的・技術的な論点)                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
|-----------------|-----------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 追加調達の判断・実施タイミング |           | <ul style="list-style-type: none"><li>・時間前市場への供出 (領域a) を考慮し、追加調達判断は前日15時とする</li><li>・追加調達が必要と判断した日については時間前市場での買い入札のみを行うこととし、追加調達が不要と判断できる日においては売り入札 (領域a) を実施する</li><li>・追加調達の対象は平日対応可能な日の3~6Bとし、前日17時頃に入札、前日19時頃に一斉に札下げをする</li><li>・系統余剰時 (市場価格0.01円/kWh) においては、前日15時の下振れを実質的に0と見做し、追加調達を行わないこととする</li></ul> |
| 必要量             | 前日市場での必要量 | <ul style="list-style-type: none"><li>・調達量算定においては共同調達を考慮し、アンサンブル予報については信頼度Aの日はAテーブル、Bの日は従来 (A+B) テーブルを用いる</li></ul>                                                                                                                                                                                           |
|                 | 追加調達量     | <ul style="list-style-type: none"><li>・前日15時時点の再エネ予測値を加味して、<br/>【前日15時時点の必要量 + 予測値の下振れ量 - 前日調達量】とする</li><li>・調達量算定においては共同調達およびアンサンブル予報は適用しないこととする</li></ul>                                                                                                                                                   |
| 追加調達判断基準 (閾値)   |           | <ul style="list-style-type: none"><li>・「前日予測値-前日15時予測値」の分布のうち、再エネ予測値が下振れした中で上位16%となる場合に追加調達を実施する (再エネ予測値が、各エリア再エネ設備量の2.5%~5.9% (エリア毎の閾値) 以上、下振れした場合を追加調達閾値とする)</li><li>・効率的な調達の導入後、実績について都度確認し、仮に問題が生じた場合には速やかに閾値の見直しを行うこととする</li></ul>                                                                       |

## 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はどうか。**

### ＜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。
- ・  $\Delta kW$  価格の算出に当たっては、「 $\Delta kW$  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。

# 2024年度三次②調達費用見込額（計算結果）

- 以上を踏まえ、各エリアの2024年度三次②調達費用見込額を計算した結果は以下のとおり。
- （※）補正後の見込量は、2023年1～12月の三次②取引実績を基礎とし、効率化係数・インセンティブにより補正したもの。

| エリア | 調達見込単価<br>(円/ΔkW・h) |   | エリア | 補正後の見込量<br>(億ΔkW・h) |   | エリア | 2024年度調整力確保費用<br>(億円) |
|-----|---------------------|---|-----|---------------------|---|-----|-----------------------|
| 北海道 | 3.8                 | × | 北海道 | 4.0                 | = | 北海道 | 15.0                  |
| 東北  | 2.3                 |   | 東北  | 23.4                |   | 東北  | 54.2                  |
| 東京  | 2.4                 |   | 東京  | 35.4                |   | 東京  | 84.3                  |
| 中部  | 2.8                 |   | 中部  | 24.4                |   | 中部  | 67.1                  |
| 北陸  | 1.5                 |   | 北陸  | 2.4                 |   | 北陸  | 3.6                   |
| 関西  | 3.7                 |   | 関西  | 19.5                |   | 関西  | 71.6                  |
| 中国  | 4.6                 |   | 中国  | 12.3                |   | 中国  | 56.5                  |
| 四国  | 5.0                 |   | 四国  | 11.7                |   | 四国  | 58.2                  |
| 九州  | 3.3                 |   | 九州  | 26.2                |   | 九州  | 87.1                  |
| 沖縄  | 3.0                 |   | 沖縄  | 1.7                 |   | 沖縄  | 5.1                   |
| 平均  | 3.1                 |   | 合計  | 161.0               |   | 合計  | 502.6                 |

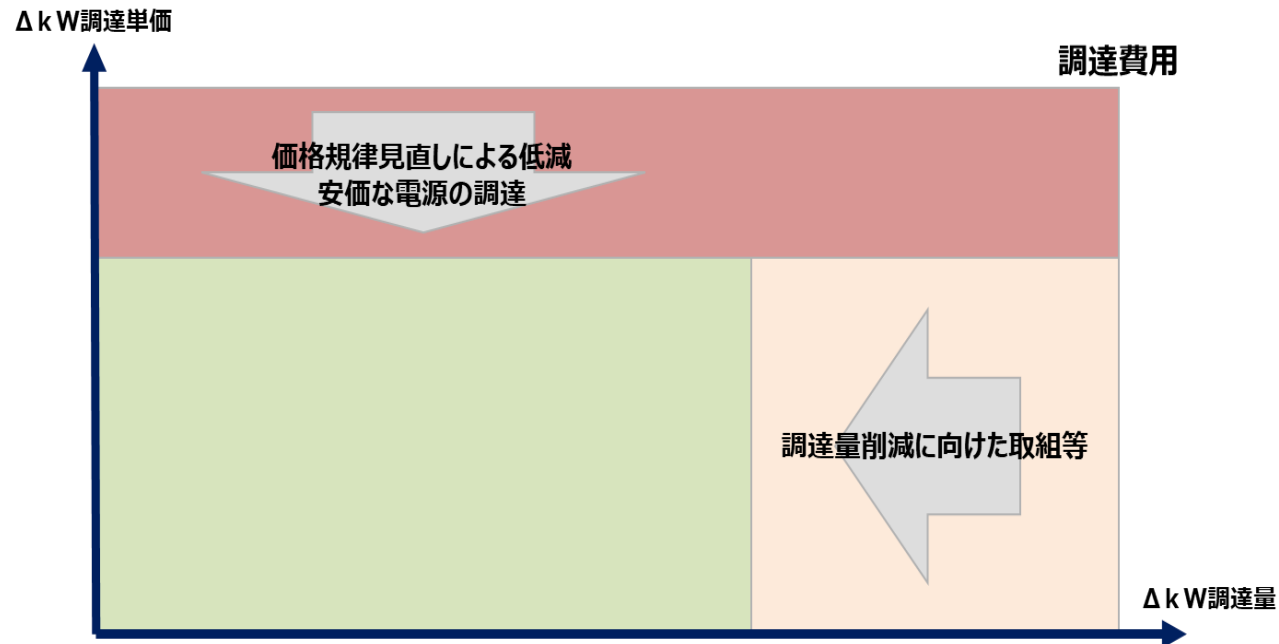
- ※ 1：各数値は四捨五入のうえ表示。
- ※ 2：2023年3月のガイドライン改定前の起動費重複計上、持ち下げ供出、経済差し替え等による調達費用は、昨年度同様算定対象から除外。
- ※ 3：実際の交付額単価は、FIT設備の見込量で算定した交付金額を、エリアごとに2023年度の買取電力量の見込値で割り戻し、決定される。
- ※ 4：沖縄については、需給調整市場が開場していないため、2021年度・2022年度・2023年度の交付金算定時と同じ考えのもと、交付金を算定する。
- ※ 5：11月、12月の取引実績量については暫定値を用いていることから、2024年度交付金見込額についても、変化が生じ得ることに留意。
- ※ 6：三次②では調達不足が発生していることを踏まえ、2024年度の調整力確保費用算定には、取引実績量を使用したが、今後調達不足の解消が進んだ際には、取引実績量ではなく、必要量の実績値を使用することが考えられる。

1. 2024年度三次調整力②調達費用見込額

2. 交付額と調達実績の差額の取扱い

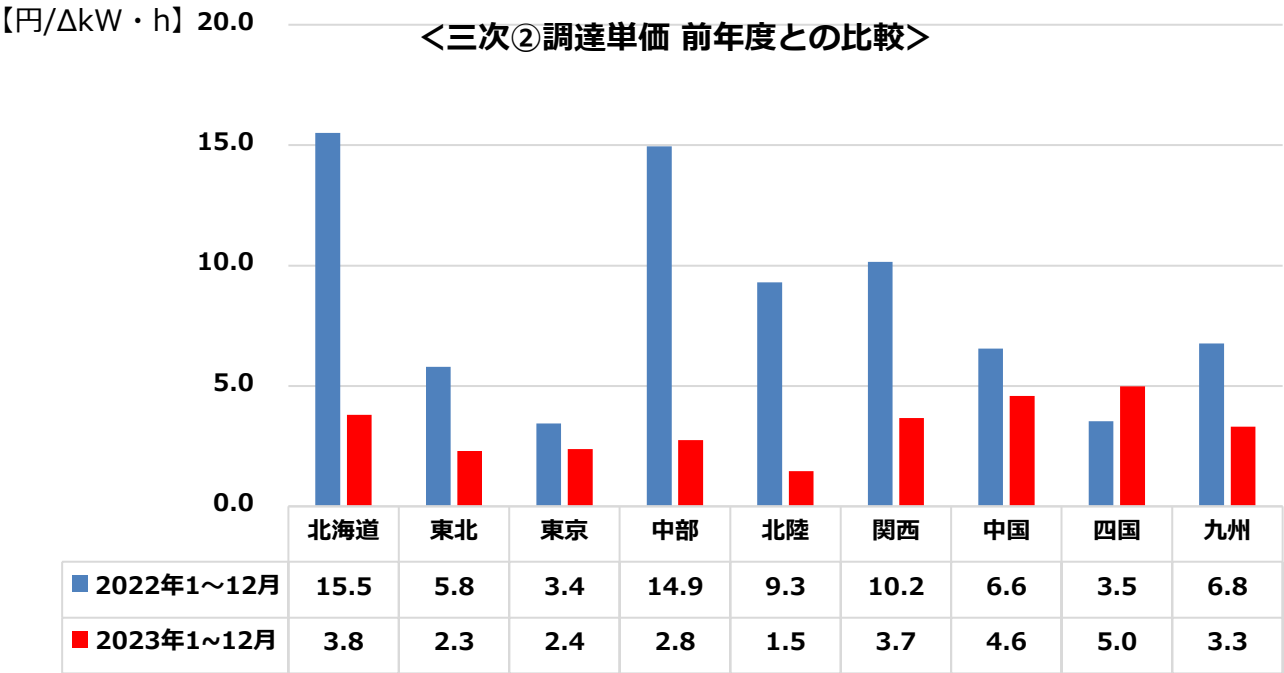
# 交付額と調達実績の差額の取扱い（基本的な考え方）

- 三次②調達費用の交付については、次年度の調達見込額を年度開始前に算定することとしているため、交付額と実際の調達実績には差額が発生し得る。こうした差額については、2022年1月分以降、交付額と調達実績に一定以上の差が生じた場合に、次年度の交付金で差額調整を実施している。
- 具体的には、調達単価と調達量の視点から検討し、
  - 調達単価を要因とする変動については、一般送配電事業者の取組以外の要素等によっても変動しうるものであることを踏まえ、±3%以上の単価差が生じた場合に対応することとし、
  - 調達量を要因とする変動については、一般送配電事業者の取組により削減する余地があることから、差額として対応することはないこととしている。



# 足下の調達単価の減少

- 2023年1～12月の三次②の平均調達単価は3.1円/ΔkW・hであり、昨年度同時期（7.6円/ΔkW・h）と比較して低下傾向。
- 同時期の卸電力市場価格は、燃料価格の下落を背景に、前年同時期と比較して大きく下落しており（約23円→約11円/kWh）、需給調整市場においても同様の事象が生じていると考えられる。
- エリアごとに調整電源の構成が異なるほか、例えば北海道エリアでは電圧調整機能公募が開始したことなども、エリアごとに単価下落幅が異なる一因と考えられる。
- 四国エリアの単価上昇は、四国電力送配電等にヒアリングを行ったところ、定期点検により安価な火力発電所の運転が停止したことによる影響と考えられる。

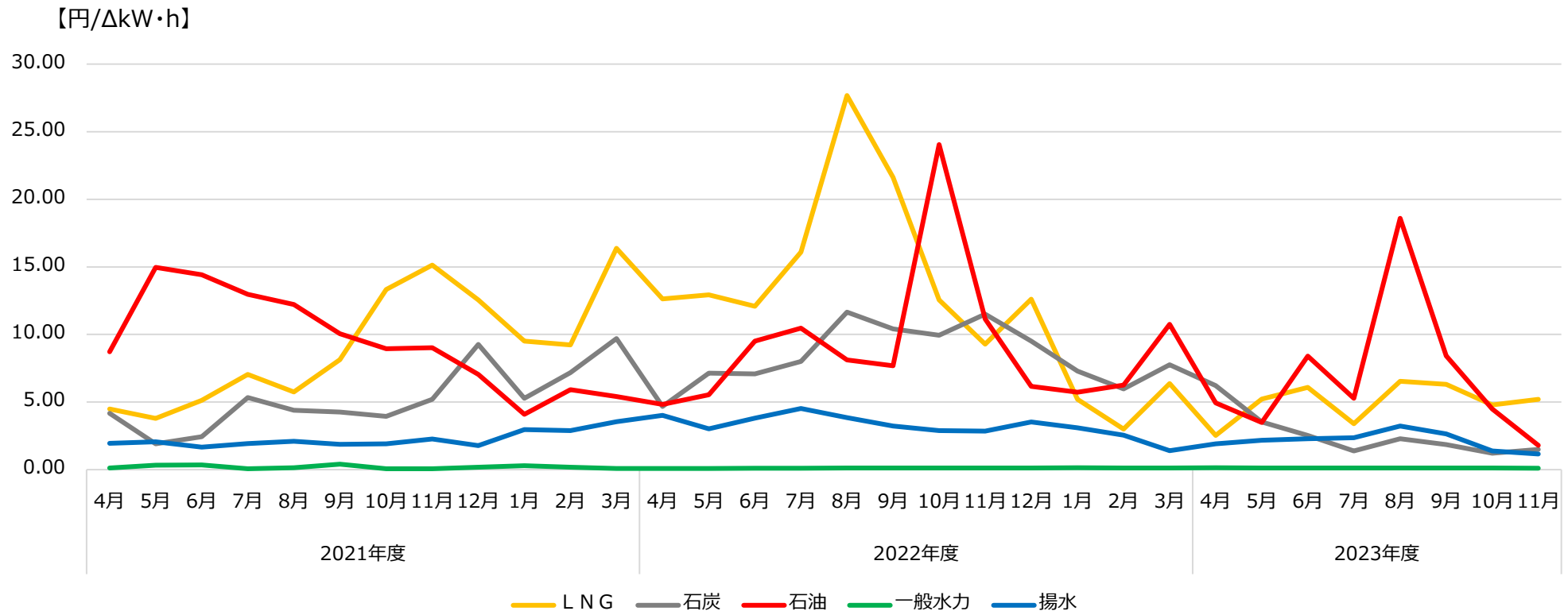


※送配電網協議会による提供資料（確報値）に基づき事務局作成。  
※沖縄については、需給調整市場が開場していない

# (参考) 三次②電源種ごとの調達単価推移

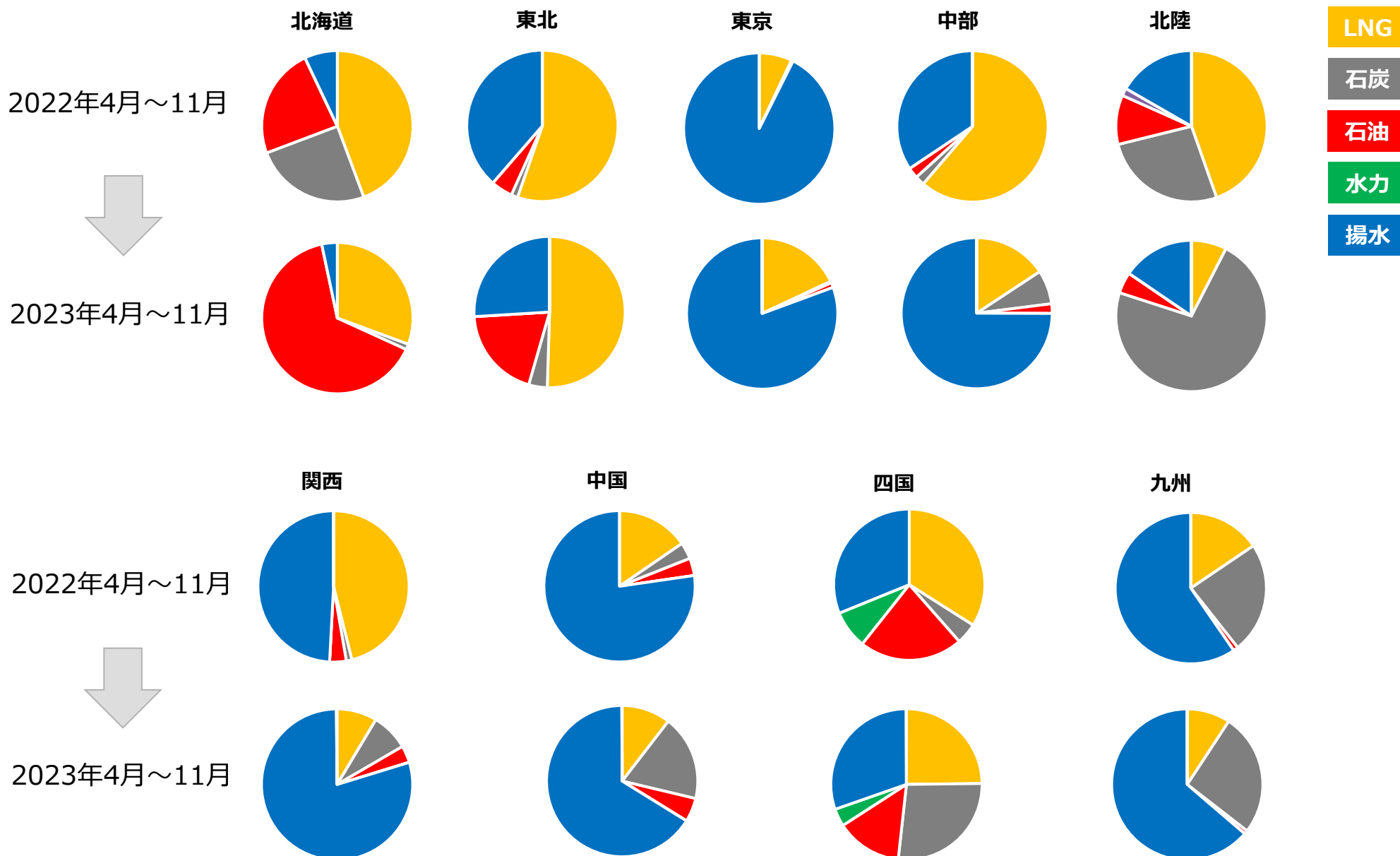
第58回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会  
(2023年12月19日) 資料3より抜粋

- 三次②の約定方法においては、広域メルिटオーダーに基づき、全エリア合計の調達費用が最小化されるよう電源を確保した後、連系線の影響を勘案し自エリア優先で紐付けを実施している。
- そのため、各調整力電源の調達割合はエリア毎に大きく異なり、燃料価格の変動等が与える影響も、エリア毎に差が生じる状況。
- 電圧調整公募や定期点検による主要な調整電源の運転・停止により、エリアにおける調整電源の構成が変わり、その結果、エリア毎の調達単価に影響が生じることが考えられる。



# （参考）三次②電源構成比 エリア別の变化

第58回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会  
(2023年12月19日) 資料3より抜粋

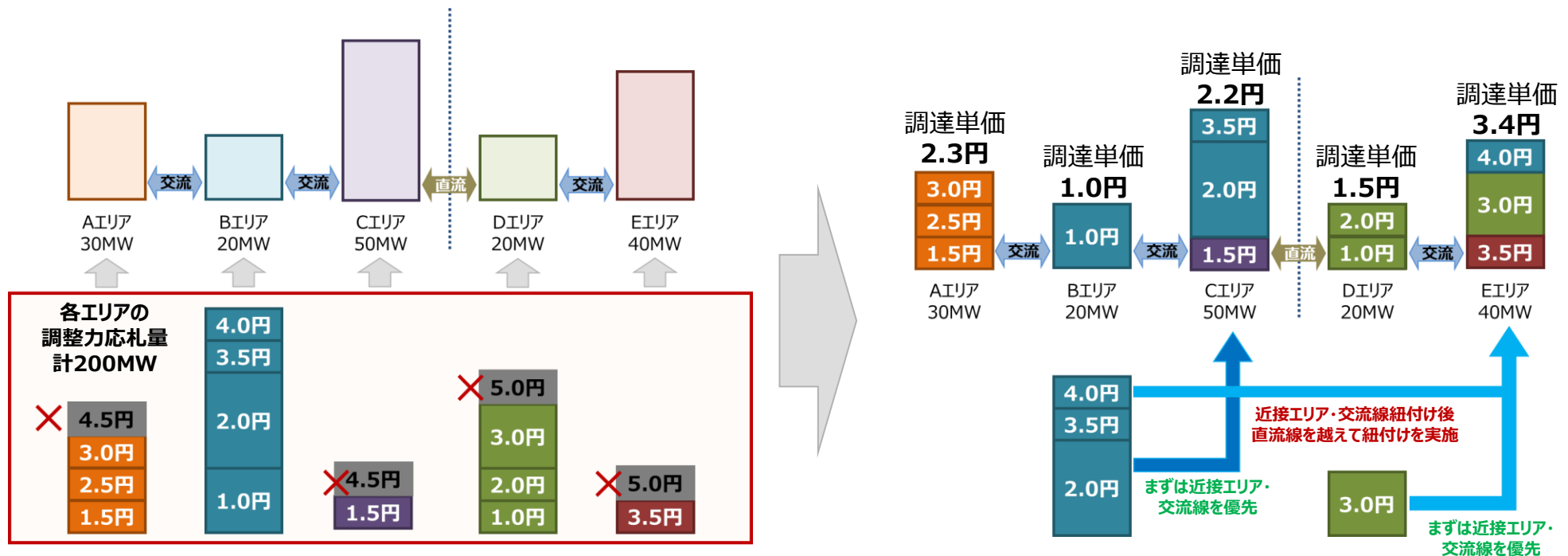


# (参考) 各エリアへの調整力電源の紐付け

第46回再エネ大量導入・次世代電力NW  
小委員会（2022年11月15日）資料3を修正

- 三次②の調整力の約定の仕方については、
  - 募集量に達するまで全国規模で安価な調整力から順に確保した上で、
  - 近接エリア・交流線を優先して紐付けを実施することで、各エリアに紐付けられる。

＜三次②における調整力確保の考え方（イメージ）＞



募集量が160MWであるため、全国規模で安価な調整力から計160MWを確保する。  
本事例では、単価が4.5円超の電源は約定しない。

- 近接エリア・交流線を優先
- 近接エリア・交流線紐付け後、直流線を越えて紐付けを実施

- 北海道エリアにおいては、**2023～2025年度の期間、電圧調整機能公募を実施。**
- **電圧調整機能公募のリクワイアメントとして、余力分は需給調整市場等に供出することとされており、公募において最低出力相当分の固定費が得られている電源等が需給調整市場に参入したことも、同エリアの約定単価を引き下げた一つの要因**と考えられる。

### 事務局提案のまとめ

第73回制度設計専門会合  
(2022年5月31日) 資料8より抜粋

- 今回の事務局提案をまとめると以下のとおり。
- 今後は、今回御議論頂いた入札価格の基本的な考え方を基に、今回の公募における監視を適切に実行し、その結果については、落札者選定後の本専門会合において報告することとしたい。

#### 入札価格の基本的な考え方

- ✓ 入札価格は、電圧調整電源の固定費相当額としてはどうか。
- ✓ 固定費相当額は、電源Ⅰと同様の考え方とし、対象範囲は最低出力相当分までとしてはどうか。
- ✓ 固定費相当額の精算対象期間は、電圧調整電源の運転要請期間に限定することとしてはどうか。  
なお、入札価格作成のため、予め募集要綱に想定運転要請期間を明記し、実際の精算は実績運転要請期間で行うこととしてはどうか。
- ✓ 追加起動に係る持ち替え費用については、入札価格には織り込まず、都度実費精算としてはどうか。また、一般送配電事業者からの起動指令により生じた発電余力については、需給調整市場等に応札することをリクワイアメントとしてはどうか。

#### 今後のスケジュール (予定)

|         |            |
|---------|------------|
| 2022年7月 | 募集要綱案の意見募集 |
| 9月～10月  | 公募期間       |
| 11月下旬   | 落札結果公表     |
| 2023年4月 | 運用開始       |

# 2023年における三次②の交付額と調達実績の差額について

- 2023年においては、概ね全国的に、三次②調達費用の交付に当たっての調達見込単価が、実際の調達単価を一定以上（3%以上）下回った。  
  
（※）四国エリアについては、三次②調達費用の交付に当たっての調達見込単価が、実際の調達単価を一定以上（3%以上）上回った。
- この調達単価の変動を要因とする交付額と調達実績の差額については、以下のとおり、2024年度の交付金で差額調整を実施する。

＜2023年1月～12月 差額調整の対象費用＞

【単位：億円】

| 北海道   | 東北    | 東京   | 中部    | 北陸    | 関西     | 中国   | 四国    | 九州    | 合計     |
|-------|-------|------|-------|-------|--------|------|-------|-------|--------|
| ▲38.4 | ▲56.7 | ▲7.1 | ▲89.8 | ▲12.1 | ▲106.3 | ▲7.0 | +21.0 | ▲62.8 | ▲359.1 |

※ 2023年3月のガイドライン改定前の起動費重複計上、持ち下げ供出、経済差し替え等による調達費用は、昨年度同様算定対象から除外。

# 2021年における三次②の交付額と調達実績の差額について

- 交付額と実際の調達実績の差額は、前述のとおり、2022年1月分以降、交付額と調達実績に一定以上の差が生じた場合に、次年度の交付金で差額調整を実施している。一方で、FIT制度において三次②交付額の交付を開始した2021年4月から同年12月までの差額（約760億円）は、現時点で未調整。
- 今般、三次②交付額の交付を開始してから概ね3年が経過し、また、需給調整市場ガイドラインの改定等により、需給調整市場における価格規律に関する論点（起動費の重複計上等）についても整理がなされたことを踏まえ、上記の2021年4月～12月の差額についても、以下のとおり、対象を精査した上で、調整を行うこととしてはどうか。

## （1）起動費の重複計上の取扱い

- 上記の差額には、2021年12月の電取委の制度設計専門会合において「のぞましくない入札」とされた起動費の重複計上費用（約50億円）が含まれている。当該費用は調整の対象とすべきではなく、調整対象額から控除する。

## （2）過年度の調達量要因による交付額と実際の調達実績の差額分

- これまで、交付額と実際の調達実績の差額のうち、調達量の変動によるものは、一般送配電事業者の取組により削減する余地があることから、差額調整の対象外としている。
- こうした取扱いは、一般送配電事業者の調達量削減インセンティブになっている一方、今般、2021年分の差額調整に当たっては、三次②の交付額が国民負担（再エネ賦課金）を原資としていることを踏まえて厳格に整理を行う観点から、過年度の調達量要因による交付額と実際の調達実績の差額分を控除することが妥当ではないか。

＜2021年4～12月 差額調整の対象費用＞

【単位：億円】

| 北海道  | 東北   | 東京  | 中部    | 北陸   | 関西   | 中国  | 四国   | 九州   | 合計    |
|------|------|-----|-------|------|------|-----|------|------|-------|
| 13.4 | 60.0 | 0.0 | 166.5 | 11.8 | 79.2 | 3.5 | 13.8 | 67.1 | 415.3 |

## (参考) 起動費の重複計上について

- 需給調整市場へ応札するため、停止している電源を起動並列し、 $\Delta kW$ を供出するケースにおいては、起動費が発生する。起動費は、同一の発電機の $\Delta kW$ を連続する複数のブロックに入札し約定された場合、その発電機に係る起動費は、1回分となる。
- しかし、歯抜け約定による回収漏れとならぬよう、連続するブロックへの入札において、複数のブロックに起動費を全額計上したことから、起動費の過回収となる可能性があることから、望ましくない入札行動とされた。

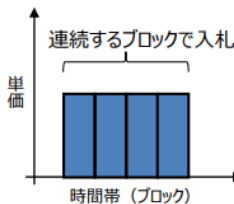
### (参考) 歯抜け約定のイメージ・起動費の過回収、回収漏れ及び入札戦略の例

第68回制度設計専門会合  
(2021年12月21日) 資料4より抜粋

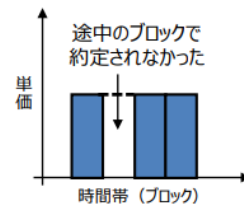
- 歯抜け約定のイメージ、起動費の過回収、回収漏れ及び入札戦略の例は以下の図のとおり。

#### 【歯抜け約定】

<入札時>



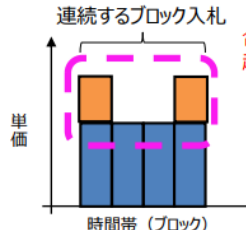
<約定結果>



連続するブロックにおいて、一部のブロックのみ約定している状態。

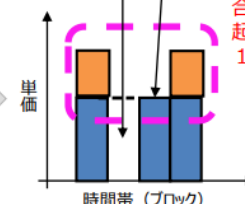
#### 【起動費の入札戦略の例】

<入札時>



合計：  
起動費  
1回分

<約定結果>  
途中のブロックで  
約定されなかった



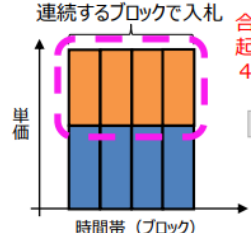
合計：  
起動費  
1回分

※出力を下げるだけ  
なので、追加の起動  
費はかからない

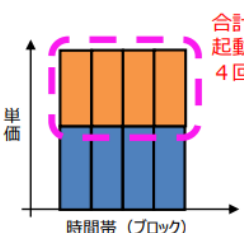
約定確率の高いブロックに傾斜配分することにより回収漏れを防ぐ。

#### 【起動費の過回収の例】

<入札時>



<約定結果>

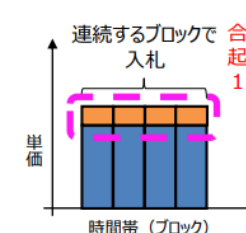


合計：  
起動費  
4回分

発電機に係る起動費は1回分で済むが、  
ブロックごとに起動費を計上することにより、  
過回収が生じている。

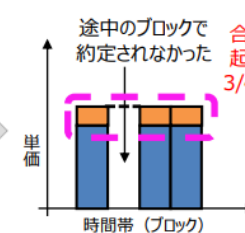
#### 【起動費の回収漏れの例】

<入札時>



合計：  
起動費  
1回分

<約定結果>



合計：  
起動費  
3/4回分

起動費1回分を均等按分すると、歯抜け約定が起こった場合、  
約定されなかったブロックに計上した分の回収漏れが起こる。

# マイナス精算と一般送配電事業者の事業安定性の確保について

- 前回会合においては、交付額と調達実績額の差額調整による返還分（マイナス分）の絶対値が、当年度の三次②調達費用見込額を上回った場合（マイナス精算が発生した場合）については、**次年度の交付金をゼロとした上で、なお調整が必要な額について次々年度以降に繰り越す**ことと整理した。また、年度ごとの単価変動を抑制する方法も今後検討していくこととした。
- FIT制度において三次②交付額の交付が開始してから概ね3年が経過し、**翌年度交付額の算定方法についても、そのフォーミュラが概ね確立している状況**にある中で、一般送配電事業者における三次②交付額に関する会計上の取扱いも含め、**一般送配電事業者の事業安定性を確保するための方策**について、引き続き、検討を進めていく。

第58回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2023年12月19日）資料3より抜粋

## 論点2：マイナス精算発生時の取扱い・単価変動の影響の抑制について

- 2023年度について、前述のとおり、**三次②の調達単価と調達量は、交付額算定時よりも総じて減少している**。このため、各エリアごとの交付金について、**2023年1～12月における交付額と調達実績額の一定以上の差額の絶対値が、2024年度確保費用見込額を上回り、マイナス精算が発生する**可能性がある。
- マイナス精算が発生した場合は、三次②確保費用が国民負担による再エネ賦課金を原資として交付されていることに鑑み、**一般送配電事業者に収益が発生することのないよう調整することが必要**となる。例えば、**次年度の交付金をゼロとした上で、なお調整が必要な額について次々年度以降に繰り越す**などの対応を行うことはどうか。
- そのうえで、調達単価見込額は、前年実績のエリア毎平均に基づき算定しているが、これまで調達単価は大きく変動しており、その結果、**見込みと調達実績との差額が大きくなっている**。見込みと調達実績との差額は、**翌年度に調整することとしているが、一般送配電事業者の事業の安定性の確保などの観点から、年度ごとの単価変動を抑制する方法（例：直近複数年間の取引実績に基づき算出する等）を今後検討すること**としてはどうか。

|                       |       |   |                                     |   |                          |
|-----------------------|-------|---|-------------------------------------|---|--------------------------|
| 2024年度<br>三次②関連FIT交付金 |       | = | 2023年1～12月<br>交付額と調達実績額の<br>一定以上の差額 | + | 2024年度における<br>三次②確保費用見込額 |
| エリアA                  | 5億円   |   | -10億円                               |   | 15億円                     |
| エリアB                  | -10億円 |   | -20億円                               |   | 10億円                     |
| ⋮                     | ⋮     |   | マイナス精算が発生                           |   | ⋮                        |

【注意】上記エリアA・Bはあくまでも例示であり、実際の特定エリアの試算結果を指すものではない。