

# 需給調整市場の運用等について

第97回 制度設計専門会合  
事務局提出資料

2024年5月28日（火）



電力・ガス取引監視等委員会  
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

# 本日の御議論

- 2024年4月から、需給調整市場の全商品の取引が開始されたが、多くのエリアにおいて募集量に対して応札量が足りず、調達量未達となる状況が発生した。こうした中、前回会合（2024年4月26日）では、需給調整市場の取引状況について、4月中旬までの取引データを用いて議論し、調整力必要量の見直し・低減を含め多くの御意見をいただいた。
- その後、2024年5月1日受渡分からは、二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達を一時中断する方針が各一般送配電事業者及び需給調整力取引所から告知された。
- 事務局において、5月中旬までのデータを活用して引き続き分析を行うとともに、応札事業者への聞き取り等を行い、これらを踏まえて今後の対応策に関して検討したため、今回の会合では、その結果・内容に関して御議論いただきたい。

## (参考) 前回会合（2024年4月）における主な御意見

- 本来の需給調整市場の目的としては、市場約定によって追加起動を促す仕組みであり、起動が確定した電源の余力のみを応札し、追加起動しないことは、合理的な行動とはいえない。事業者においては、こうした需給調整市場の本来の目的を踏まえて、応札行動の見直しを検討いただきたい。その上で、事務局においては、応札行動の見直しがみられるかどうかをぜひしっかり監視を行っていただければ。また、事業者にとって魅力ある市場となるよう、適正な価格規律について検討いただきたい。（大山オブザーバー）
- 明らかに三次②の募集量が、週間の需給調整量の未達というのが乗って不連続に量が増えているというのは、ある程度状況が分かってきている。今の募集の方法、募集量の決め方を早急に見直す必要がないのかというところは少し気になっている。三次②の調整力の価格がかなり高いままになってしまわないか。（岩船委員）
- 市場の監視をする時に、色々な市場に1つの電源から色々な商品に出していることになるので、1か所だけの市場を見て云々ということがどれくらいの効果があるのか。（山口委員）
- 相当市場の事態が深刻。今回、分析を丁寧にしていただいたが、相当募集量の問題もあると思う。また、単価がかなり高い事業者がいるという感じもする。この辺り、どのような市場の状況になっているのかという分析をしていただくのが重要。あと、そうした分析の一方で、可及的速やかに措置をとらないと、コストの問題にもはねるかもしれない。二段構えで進めていくのが重要。（大橋委員）
- 本質的な問題は単純に募集量が多過ぎるということ。このことを解決することなく根本的に解決するということはとても難しい。高い応札を価格規律で縛ることは一つの考えだが、本来なら別の手段で、最終的にはこの調整力市場の外で調達できる調整力というのがあり、それに対応できるのにもかかわらず、未達である限りにおいては取る必要もないようなものも取らざるを得ないという状況になっているということが諸悪の根源。技術的に決まっているものなのだからいじれないということ言う人がいるが、ずっと同じ構造の問題が続いていて、開場したときからずっと起こっていること。未達になるということがほぼほぼ分かっているような調達というのを続けて、どんなに高い値段だって必ず落札できるという状況をどうしていつまでも続けるのか。（松村委員）
- 追加起動をはじめとする余力活用契約に基づく運用をしており、現時点では安定供給上の問題は発生していない。今後の市場の動向や運用状況を注視しながら、こうしたセーフティーネットの枠組みは維持した上で、安定的かつ安価に調整力を調達できるように今後も対策を検討する必要がある。一般送配電事業者としても、速やかに講ずるべき対策を検討し、中長期的な視点による市場競争の活性化に向けた対策の検討に努力してまいりたい。（山本オブザーバー）

**1. 募集量の変化による約定価格の変化等について**

**2. 5月以降に発生した事象について**

**3. 需給調整市場への供出状況について**

**4. 今後の対応策について**

**5. まとめ**

# 1. 募集量の変化による約定価格の変化等について

- 一般送配電事業者 9 社は、資源エネルギー庁と協議の上、2024年5月1日受渡分より、二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達を一時中断することとし、4月26日、各社及び電力需給調整力取引所から、その旨が告知された。
- 今回の前日追加調達の一時中断は、関係一般送配電事業者各社の自主的判断によるものであるが、資源エネルギー庁の制度検討作業部会で前日取引の募集量削減が議論されていたほか、4月26日開催の本専門会合においても募集量削減の必要性を指摘する意見があった。

電力需給調整力取引所ホームページ



一般社団法人電力需給調整力取引所  
Electric Power Reserve eXchange

## 二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断のお知らせ

2024 年 4 月 26 日

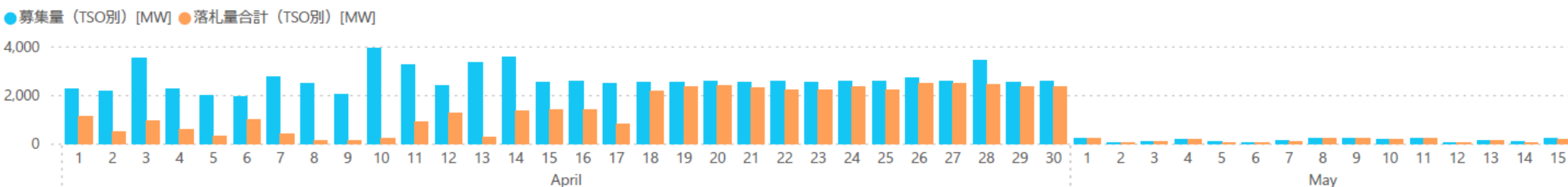
一般社団法人 電力需給調整力取引所

一般送配電事業者 9 社(北海道電力ネットワーク株式会社、東北電力ネットワーク株式会社、東京電力パワーグリッド株式会社、中部電力パワーグリッド株式会社、北陸電力送配電株式会社、関西電力送配電株式会社、中国電力ネットワーク株式会社、四国電力送配電株式会社、九州電力送配電株式会社)より、2024 年 4 月 30 日取引分(5 月 1 日受渡分)から当面の間、二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達を一時中断するとの申し出がありましたのでお知らせします。  
詳細や再開時期については、各一般送配電事業者ホームページでご確認ください。

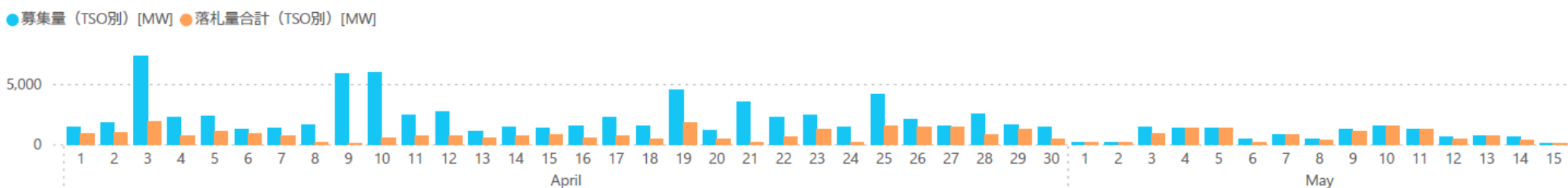
# 1-1. 前日調達における募集量の変化の影響（募集量と約定量①）

- 前日追加調達の一時中断を受け、5月1日から多くのエリアにおいて前日調達の募集量は減少。

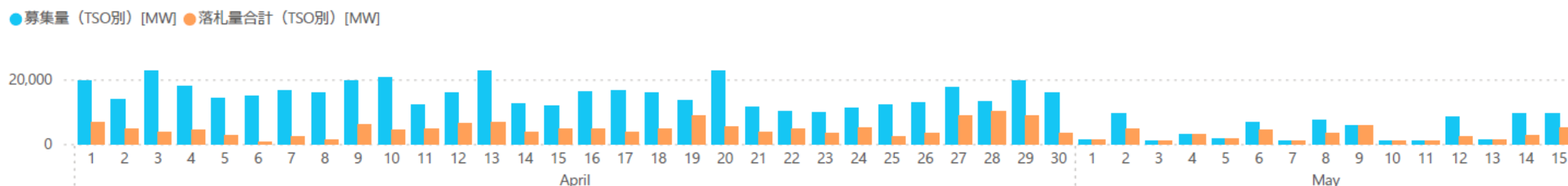
## 北海道



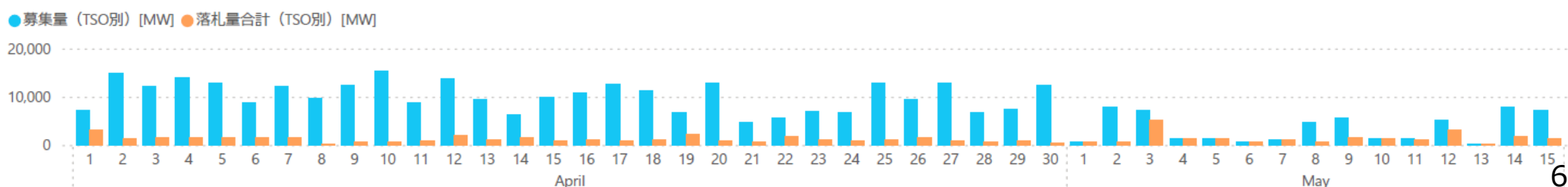
## 東北



## 東京



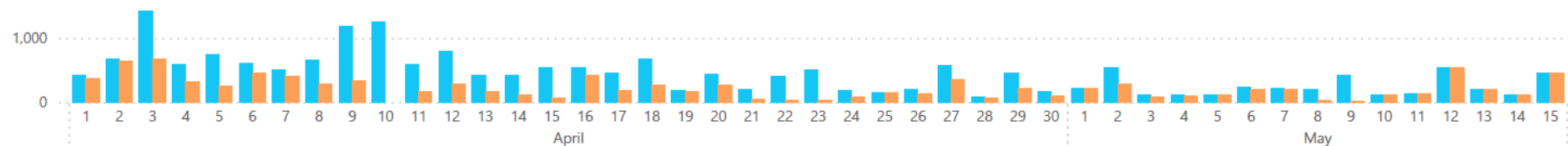
## 中部



# 1- 1. 前日調達における募集量の変化の影響（募集量と約定量②）

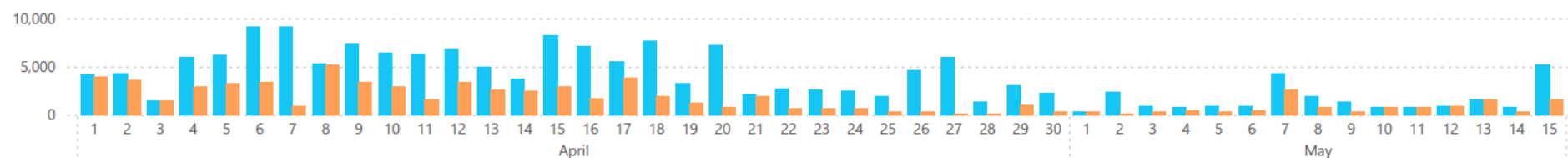
北陸

● 募集量（TSO別）[MW] ● 落札量合計（TSO別）[MW]



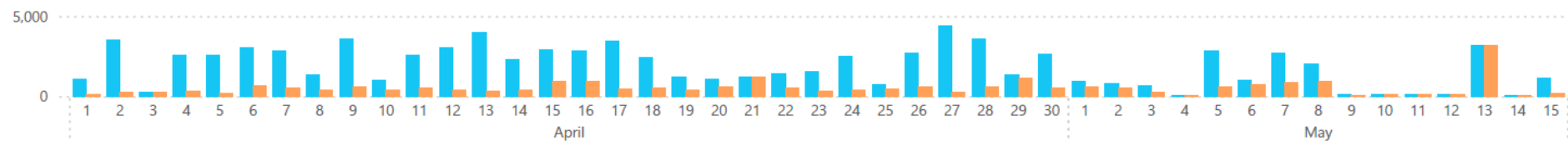
関西

● 募集量（TSO別）[MW] ● 落札量合計（TSO別）[MW]



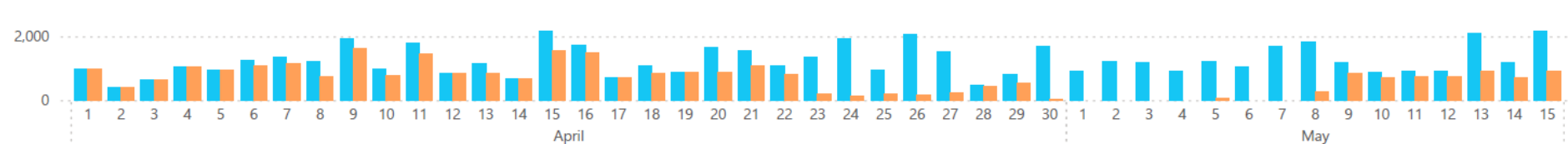
中国

● 募集量（TSO別）[MW] ● 落札量合計（TSO別）[MW]



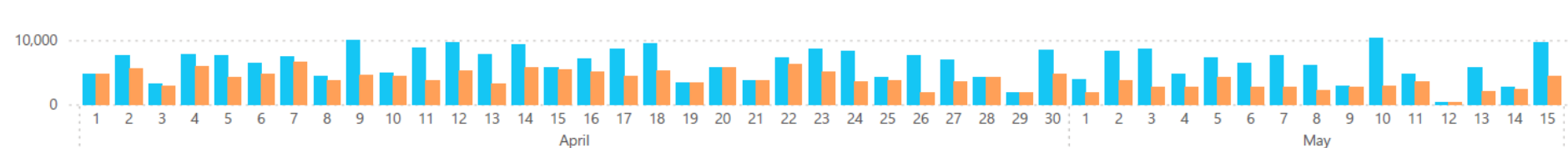
四国

● 募集量（TSO別）[MW] ● 落札量合計（TSO別）[MW]



九州

● 募集量（TSO別）[MW] ● 落札量合計（TSO別）[MW]



# 1-2. 前日調達における募集量の変化の影響（平均約定単価①）

- 前日追加調達の一時中断により、前日取引の募集量が減少したが、引き続き高い平均約定単価となったブロックがあった。

北海道



東北



東京



中部





# 1-2. 前日調達における募集量の変化の影響（平均約定単価②）

北陸



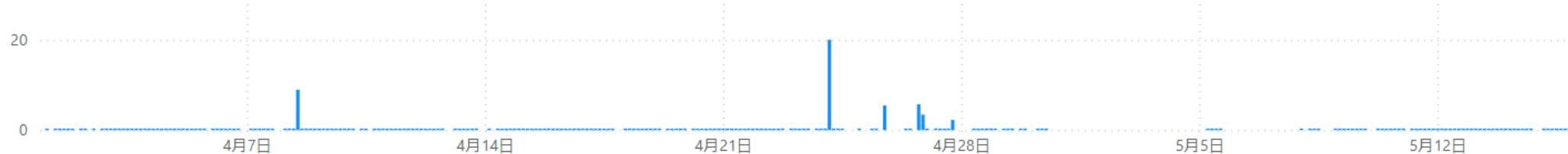
関西



中国



四国



九州



**1. 募集量の変化による約定価格の変化等について**

**2. 5月以降に発生した事象について**

**3. 需給調整市場への供出状況について**

**4. 今後の対応策について**

**5. まとめ**

## 2. 5月以降に発生した事象について

- 前述のとおり、前日追加調達の一時的な中断によって、需給調整市場は前月よりも落ち着きを見せたところ。一方で、4月から5月にかけて下記のような事象が発生しているため、要因を確認した。
  - ①一次調整力、二次調整力①等の調達量未達
  - ②一部案件における高額な約定価格
  - ③上げ調整単価、下げ調整単価（円/kWh）の乖離が大きい案件

## 2-1. 一次調整力・二次調整力①の調達率が著しく低いエリアについて

- 前回の会合で需給調整市場の調達状況を確認したところ（※）、東京エリア・中部エリア・九州エリアについては、一次調整力・二次調整力①の取引が発生しない日があったことから、その後の動きを確認した。
- 東京エリアは4月20日以降、一次調整力・二次調整力①の取引はほぼ毎ブロック発生した（調達率は約3%付近で推移）。
- 中部エリアについては、一次調整力の取引が4月9日～17日の間に計8ブロック取引があった以降は、一次調整力・二次調整力①の取引は発生しなかった。
- 九州エリアは、二次①調整力については、毎ブロック取引が発生していたが、一次調整力については、4月1～5月22日までの間、7日取引が発生しない日があった。
- この背景を確認するため、上記エリアの事前的措置対象事業者等に対して供出がない理由を確認したところ以下の回答があったところ、引き続き応札状況等を確認していきたい。

（※）4月1～17日のデータを確認

### 事業者からの回答

- 揚水発電リソースにとっては並列必須要件を満たすことのハードルが高いため、一次・二次①の供出を行うことができていない。一方で、現状の価格規律では全ての商品が同一であり、アセスメント（並列必須要件等）の厳しさに対してインセンティブが乏しい。（なお、要件緩和後、複合商品の内数として供出することを検討する事業者、要件緩和後即応札を行うかは別途検討が必要とする事業者があった。）
- 週間応札時点で需要の変動に影響されず稼働を計画している電源の余力を応札の基本としているが、当該期間には該当する電源がなかった。
- 週間取引時点で想定した電源の余力を供出。一次調整力の機能を有しない電源にしか余力がない場合が発生した。
- 周波数調整機能は有しているものの、ガバナフリー幅が一次調整力の最低入札量に満たない等、一次調整力に応札不可の電源がある。

## （参考）東京・中部・九州エリアの調達率の動き（4月1日～5月22日）

東京エリア：一次調整力



東京エリア：二次調整力①

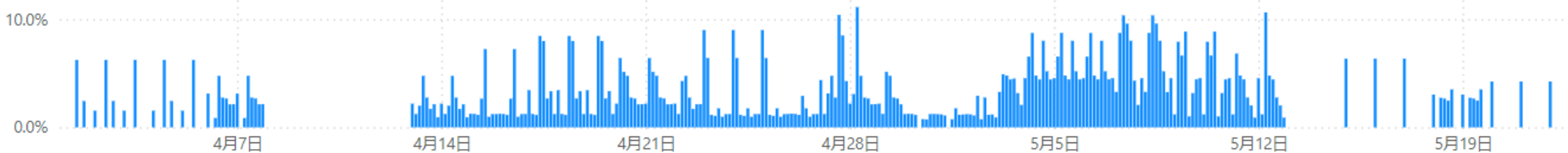


中部エリア：一次調整力



中部エリア：二次調整力①（取引なし）

九州エリア：一次調整力



九州エリア：二次調整力①



## 2-2. ΔkW単価が高値の案件について

- 需給調整市場ガイドラインでは、事前措置の対象事業者ではない事業者においても、事前措置の対象事業者に求めている行動が望ましいものであるとされているところ。
  - 4月の需給調整市場の案件別約定単価の分布及び大きな収益が出た案件について、週間取引の上限価格（19.51円/ΔkW・30分（※1））以上の約定の多くが1億円以上の収益を得ていたことが認められた。  
（※1）複合商品、一次～二次①調整力の上限価格
  - そのため、前日取引において週間取引の上限価格以上の約定で、4月の収益が1億円以上の案件14件について、事業者に対してΔkW単価の算定方法の詳細を確認したところ次項の内容が確認された（詳細は次項に掲載）。
  - 特に以下の点が、ΔkW単価を高値となる起因と考えられる。
    - 固定費に事業報酬（※2）・過去の未回収費用等の算入。
    - 約定率を保守的に見積もる。
- （※2）事前措置対象事業者に対する価格規律では、事業報酬の算入は認められていない。
- 今後の応札状況を確認しつつ、算定方法として適切と判断しかねるものについては、必要に応じて制度設計専門会合において確認いただくことにしたい。

(参考) ΔkWの価格規律の対象事業者以外の入札価格

| 応札単価の決定方法についての聞き取り結果 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 機会費用                 | <ul style="list-style-type: none"><li>・ 需給調整市場へ応札する目的でのみ稼働する場合について、最低出力維持費用が計上されている案件があった。</li><li>・ 最低出力維持費用の算出において、卸電力市場への供出損失分が計上されている案件があった。</li><li>・ 固定費とは別に、1ブロックに応札する必要経費を計上している案件があった(DR供出需要家への支払い、固定費に計上していない市場運用のための人件費、事業報酬等)</li><li>・ 起動費について、年間で発生すると考えられる起動費を基に算入額を算定している案件があった。</li><li>・ 蓄電池について、(充電費用－市場価格)を計上している案件があった。</li></ul>                                                                                                                                           |
| 逸失利益                 | <ul style="list-style-type: none"><li>・ (市場価格－限界費用)の値差を計上している案件があった。</li></ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| 固定費                  | <ul style="list-style-type: none"><li>・ <u>事業報酬を含む案件があった。その中には、他の固定費項目と比して高額な事業報酬を含んでいる案件があった。</u></li><li>・ <u>事業報酬の計上に際して、過去の損失分の回収を目的としている案件があった。</u></li><li>・ <u>事業報酬の計上に際して、過去費用の未回収分、将来の追加投資見込額等を考慮した額としている案件があった。</u></li><li>・ <u>過去費用の未回収分が計上されている案件があった。</u></li></ul>                                                                                                                                                                                                                |
| 他市場収益                | <ul style="list-style-type: none"><li>・ 容量収入を控除している案件がある一方で、容量収入があるが、控除していない案件があった。</li><li>・ 卸電力市場(※)での損失分を計上(マイナス収益として、固定費に加算)している案件があった。</li><li>・ 調整力kWh収入を加味していない事業者があった。</li><li>・ 国や自治体からの補助金収入は控除されていた。</li></ul> <p>(※)例えば、火力電源でマストランが必要となる電源は、市場価格が限界費用を下回ったとしても、マストラン運転を停止することができないことから損失が発生する。</p>                                                                                                                                                                                   |
| ΔkW想定約定量             | <ul style="list-style-type: none"><li>・ <u>電源の運用計画に基づいた供出量を算定したうえで、過去の約定率を乗じて算定。過去の約定率をもとに保守的に約定率を見積もった案件もあった。</u></li><li>・ <u>今年度から参入したため、過去の調達率から約定率を予想し算定した案件があった。</u></li><li>・ <u>新規参入であることから、ペナルティリスクを回避することを考慮したうえで供出ブロックするを決定した案件があった。</u></li><li>・ 約定率は概ね10～50%として算定されていた。</li></ul>                                                                                                                                                                                                  |
| その他                  | <ul style="list-style-type: none"><li>・ 多くの案件においてΔkWの大半は一定額(固定費回収の合理的な額)で構成されていた。</li><li>・ 同程度の容量や固定費の案件であっても、供出量の考え方及び約定率の考え方によって大きな単価差が発生していた。また、同程度の容量であっても、案件によって固定費の差が大きかった。</li><li>・ 現行ガイドラインによると0.33円/kW・30分での入札しかないため、固定費回収後は、応動リスクの方が高く、入札回数を減らす可能性があるとしている案件があった。</li><li>・ <u>4月の収益により、固定費を回収した案件が1案件あった。想定より早期に固定費を回収することが予想される案件については、単価見直しについて関係事業者と協議中の案件や、既にΔkW価格の見直しを行った案件があった。</u></li><li>・ <u>当初事業計画にて想定していた収益(固定費回収とは別)に到達することが見込まれる場合、応札単価を見直すとしている案件があった。</u></li></ul> |

## 2-3. 上げ調整単価と下げ調整単価の乖離幅の確認

- 2024年度から適用された需給調整市場ガイドラインにおいては、上げ調整単価（V1単価）、下げ調整単価（V2単価）の-marginは限界費用×10%となったところ。
- そのため、V1単価から割り出した限界費用を元に、同じ出力帯のV2単価が算定されているかを確認したところ、V1単価とV2単価の乖離幅が大きい案件があった（※）ことから、複数の事業者に対して理由を確認をした。
- 今回の確認をきっかけに、V1・V2単価の算定を誤っている案件が発見された。
- なお、以下の考え方が合理的であるかについては、引き続き確認することとしたい。

（※）4月1日に登録されたV1単価、V2単価を確認した。最低出力費用を含む可能性のある出力帯（一番小さな出力帯）は対象外とした。

### 事業者からの回答

- （火力電源）各出力帯の最大出力の限界費用をV1単価の諸元とし、最小出力の限界費用をV2単価の諸元としている。（例）100kW～200kWの出力帯の場合200kWの限界費用をV1単価諸元とし、100kWの限界費用をV2単価の諸元とする。（参考）通常限界費用は出力帯が大きくなるにつれ高値となる。
- （火力電源）V1単価の登録ユニットには、複数の軸があり、実際は軸毎に運用していることから、運用の実費用と調整力収入（margin分除く）との間に乖離が生じている。そのため、実費に基づいた限界費用とするため、四半期に一回乖離した額を調整する単価を算定し、その後の四半期の限界費用に、V1単価の場合は加算。V2単価の場合は減算している。
- （揚水）V1単価は、TSOに使用された電力量を、即日夜間に自社の限界電源でポンプアップするという考えの基、それに該当する電源の限界費用を参照した。V2単価は、本来、自社電源の週間計画において限界電源の限界費用が安いタイミングでポンプアップする考え方の基、それに該当する電源の限界費用を参照した。



1. 募集量の変化による約定価格の変化等について
2. 5月以降に発生した事象について
3. 需給調整市場への供出状況について
4. 今後の対応策について
5. まとめ

### 3.需給調整市場への供出状況について

- 昨年度との比較を行いつつ、本年度4月以降の需給調整市場への各種電源の応札状況や、実需給時における稼働状況、調整力としての活用状況について電源種について、次ページ以降で分析を行った。
- この結果、①24年度に入り、水力の調整電源（**揚水発電所含む**）の**応札量が大きく減少**していること、②火力の調整電源について**事業者ごとの応札状況に大きな違い**があること、③需給調整市場での**約定状況にかかわらず調整電源として活用されている**こと、④**一定程度の余力が活用可能と考えられる時間帯※でありながら、需給調整市場への供出が行われていない**状況が一部で確認された。

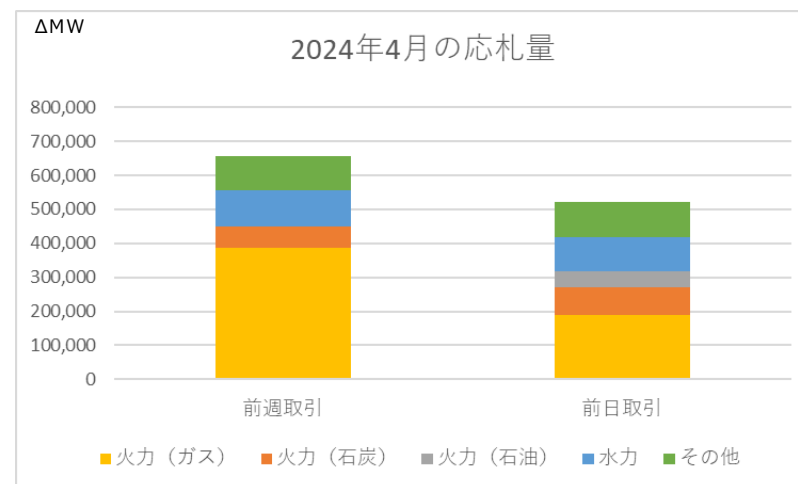
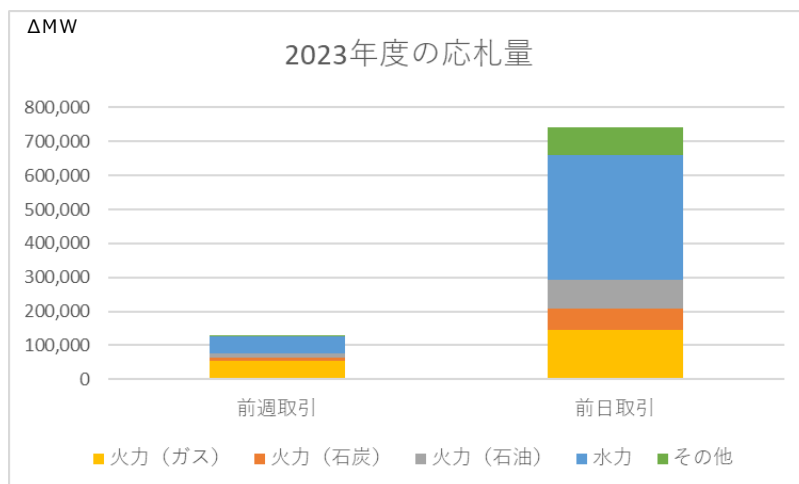
※個々の電源についての詳細状況を確認していないため、全てのケースで実際に余力が活用可能だったかどうかは断定はできない。

### 3-1.需給調整市場への供出電源に係る分析

- 昨年度と本年度4月以降の需給調整市場への応札電源種について調べたところ、以下のとおり。
  - － 本年4月から電源Ⅰ制度※が沖縄エリアを除いて廃止されるとともに、需給調整市場の前週取扱商品が拡大された。これに伴って、前週取引への応札量は、火力電源を中心に増加した。他方で、火力電源の応札量の増加は前週取引の募集量の増加を満たすものにはなっておらず、調達量未達の状況は5月に入っても引き続き継続している。（未達の場合は、余力活用契約を活用することになる。）
  - － 水力電源（揚水含む）は、昨年度、前日取引市場（三次調整力②）で多くの応札があったが、本年4月から電源Ⅰ制度が廃止されたものの、減少している。背景として、本年4月以降、揚水発電の運用主体が、一般送配電事業者からBGに変更され、スポット市場等で値差取引を開始したことが考えられる。

※2023年度の電源Ⅰは1,290万kW（揚水864万kW：67%、火力426万kW：33%）

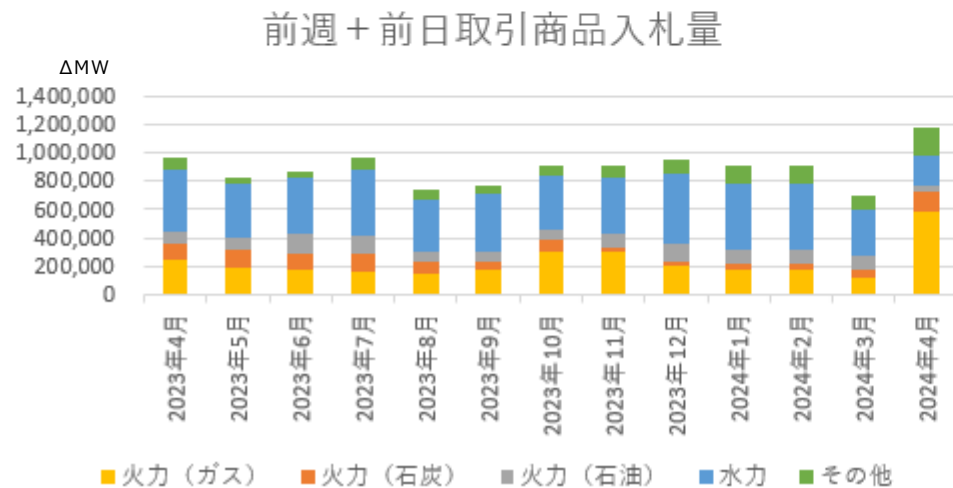
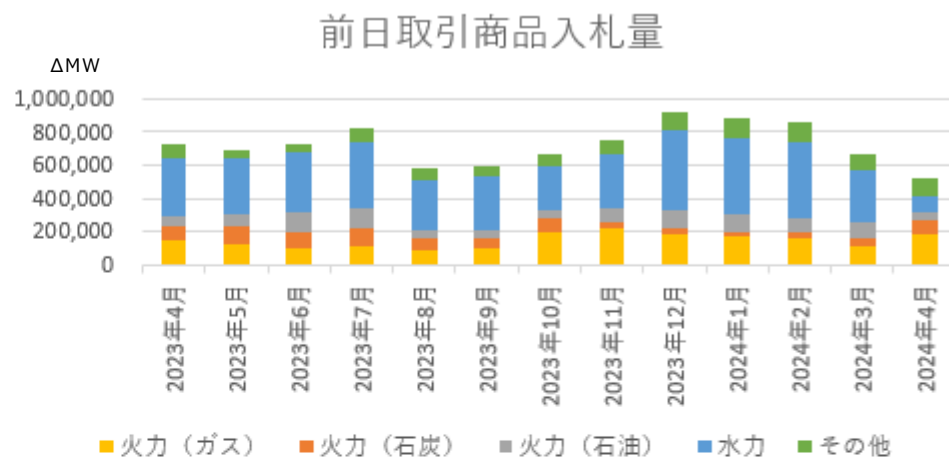
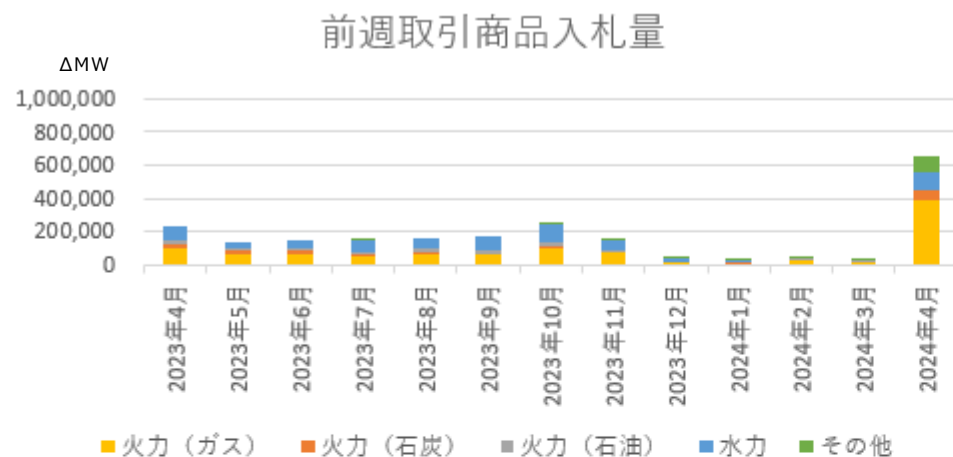
#### ●2023年度（月間平均値）と2024年4月の応札量



上記応札量については、発電情報公開システム（HJKS）に登録されている認可出力10万kW以上の発電ユニットであって、需給調整市場に応札しているものについて、ブロックごとの応札量（MW）を積み上げたもの。発電形式はHJKSに登録されている発電種による。2023年度の年間応札量合計値の月平均を算出し、2024年4月と比較した。

## 3-2.需給調整市場への供出電源に係る分析

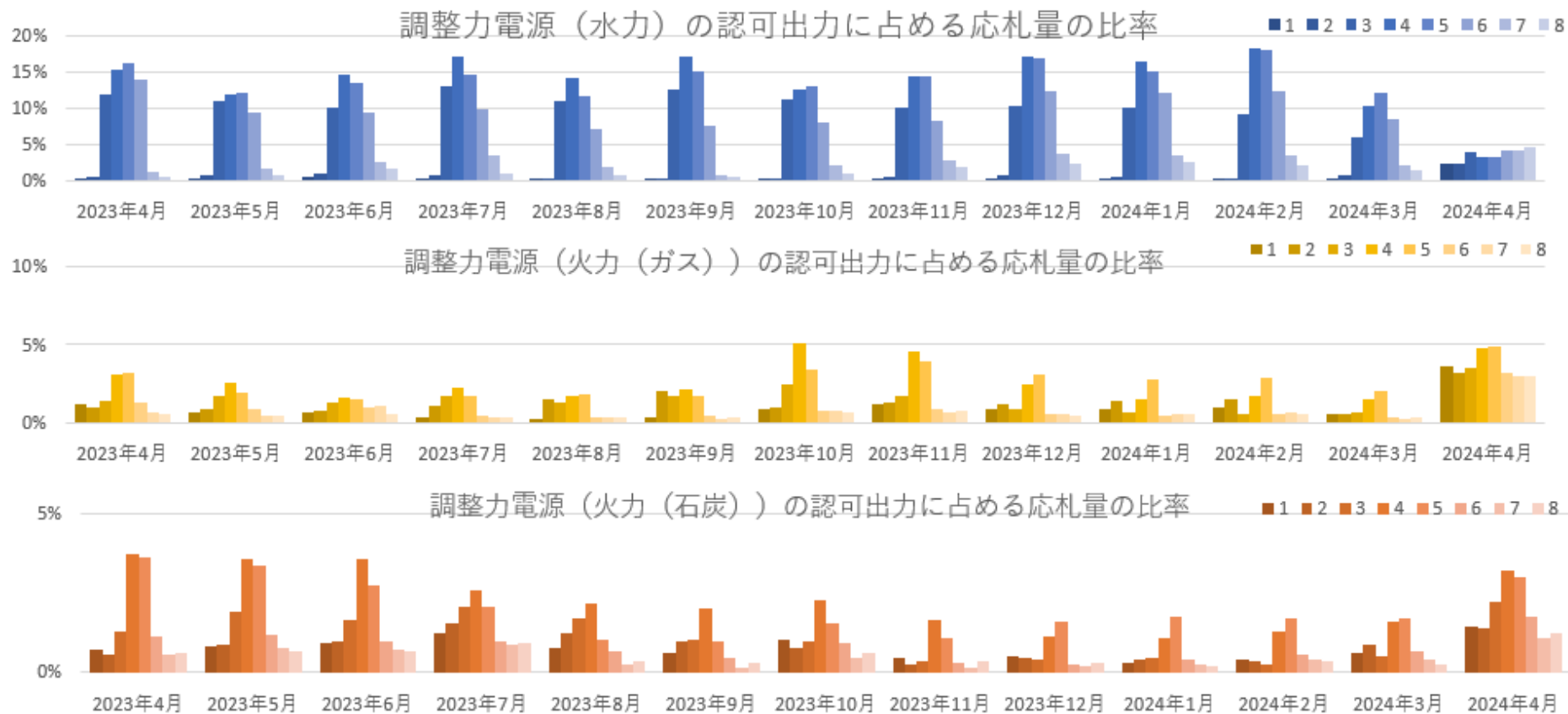
- 昨年度と本年度4月以降の**需給調整市場への応札量**（電源種別）について調べたところ、以下のとおり。



上記応札量については、発電情報公開システム（HJKS）に登録されている認可出力10万kW以上の発電ユニットであって、需給調整市場に応札しているものについて、ブロックごとの応札量（MW）を積み上げたもの。発電形式はHJKSに登録されている発電種による。

### 3-3.需給調整市場への供出電源に係る分析

- 昨年度と本年度4月以降の需給調整市場への応札電源について、需給調整市場のブロック（3時間単位）ごとの応札量を調べたところ、以下のとおり。
  - 日中時間帯に多くの調整力を供出してきた水力電源の入札が、本年4月以降、日中時間帯において大きく減少している。他方で、夜間時間帯の入札量は増加する傾向にある。
  - 火力電源については、本年4月に入り、応札量が増加する傾向にある。



上記応札量については、発電情報公開システム（HJKS）に登録されている認可出力10万kW以上の発電ユニットであって、需給調整市場に応札しているものについて、ブロックごとの応札量（MW）を積み上げたもの。発電形式、認可出力はHJKSに登録されている情報による。HJKSの停止情報は反映。

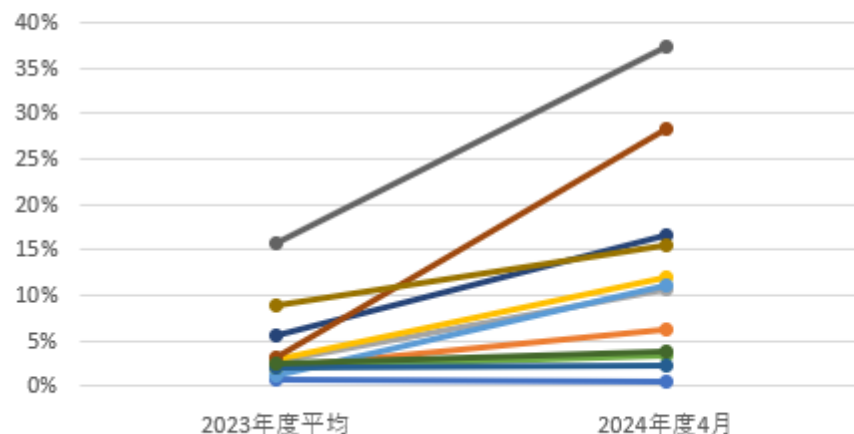
### 3-4.需給調整市場への供出電源に係る分析

- 需給調整市場への火力電源の応札量は、2024年4月に入り増加しているが、増加幅は事業者によって異なる。
- なお、2023年度においても、保有電源の認可出力の中で、需給調整市場に応札（※）している割合についても、事業者によって大きく異なっていた。

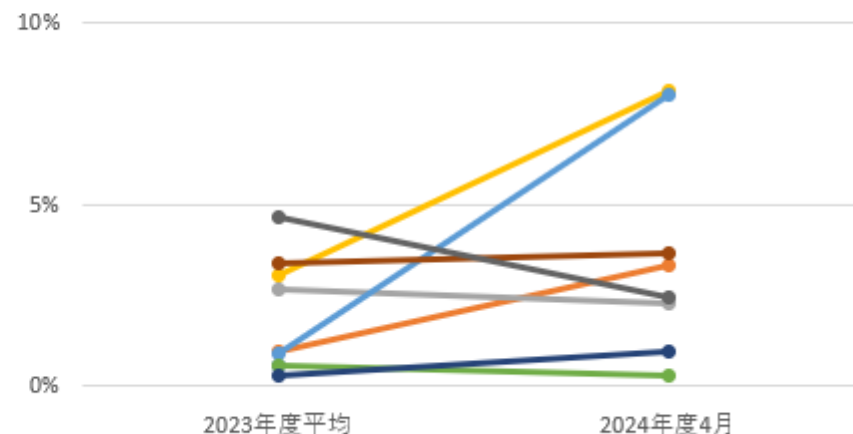
（※）週間取引及び前日取引

- 2023年度（月間平均値）と2024年4月の認可出力に占める応札量比率 （注）事業者名は非公開とする。

調整力電源（ガス火力）の認可出力に占める応札量の比率（事業者別）



調整力電源（石炭火力）の認可出力に占める応札量の比率（事業者別）

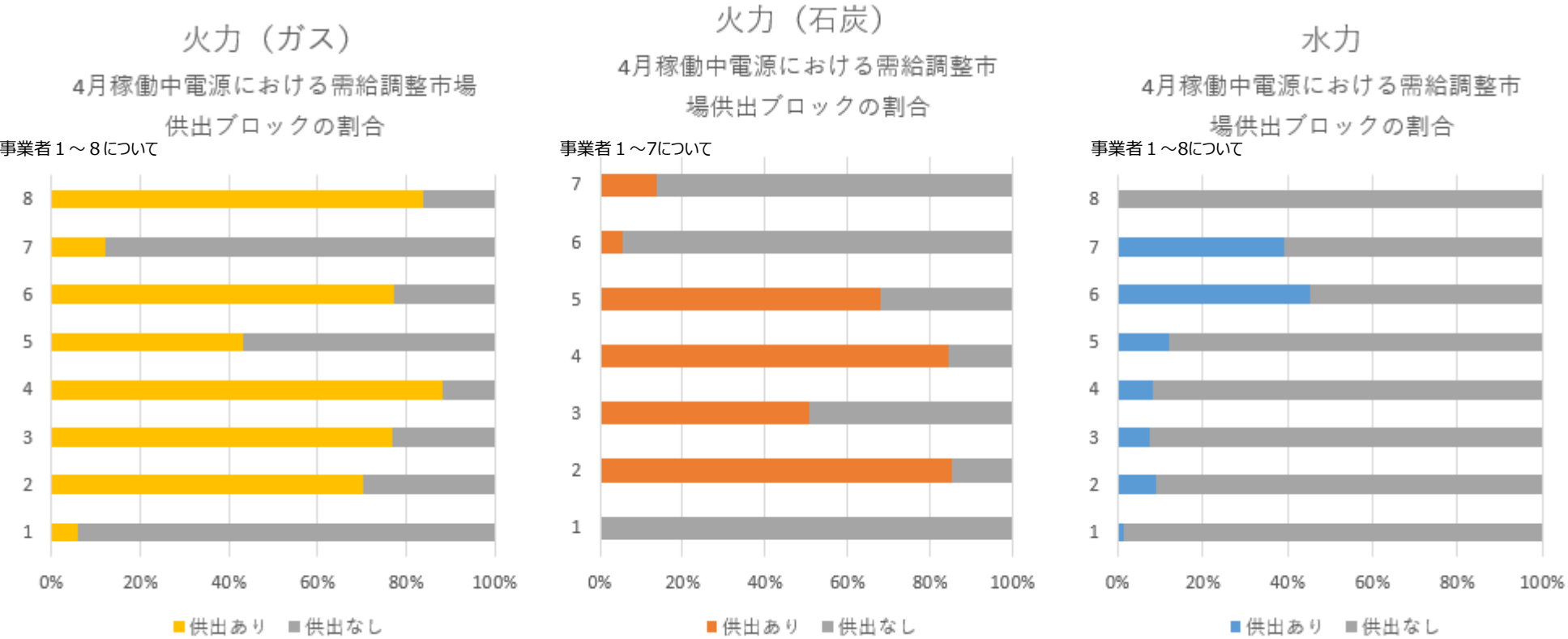


上記応札量については、発電情報公開システム（HJKS）に登録されている認可出力10万kW以上の発電ユニットであって、需給調整市場に応札（週間取引及び前日取引）しているものについて、ブロックごとの応札量（MW）を積み上げたもの。発電形式、認可出力はHJKSに登録されている情報による。HJKSの停止情報は反映。

### 3-5.需給調整市場への供出電源に係る分析

- 2024年4月において稼働していた電源のうち、需給調整市場に応札（※）した頻度は、調整力提供事業者によって大きく異なる。
  - こうした諸点を踏まえて、細かい稼働分析を次ページ以降において行った。
- （※）週間取引及び前日取引

● 2024年4月の稼働電源が需給調整市場に応札した頻度 （注）事業者名は非公開とする。



ユニット別発電実績公開システムで稼働状況が公開されている発電ユニットについて、4月中の需給調整市場の応札ブロック（週間取引及び前日取引）に相当する時間帯で少しでも稼働しているもののうち、需給調整市場に応札したコマの割合について示したもの。

## (参考)

- 発電事業者が確保するBG余力の量が決定される時点は、相対契約の最終通告期限によって異なるものと考えられる。

第86回制度設計専門会合資料 5  
(2023年6月)

### (D.8)各社のオプション価値（通告変更量・期限）とその評価 2/2

- JERAと東電HDについて、卸標準メニュー（東電HDは電力預かりサービス）は内外同一のオプション価値が設定されているが、コミットメント以前に締結した長期契約で提供しているオプション価値は、グループ内のみ提供されている。

| 変動数量契約における条件設定（23年度受け渡し分）※1 |       |                                               |                                                                                                  |
|-----------------------------|-------|-----------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 事業者                         | 区分    | 最終通告期限                                        | 通告変更量のアローアンス                                                                                     |
| 北海道                         | 社内    | ・なし（確定数量契約のみ）                                 | -                                                                                                |
|                             | 社外    | ・なし（確定数量契約のみ）                                 | -                                                                                                |
| 東北                          | 社内    | ・エリア内：2日前の16時まで<br>・エリア外：2営業日前の15時まで          | ・契約kWの範囲内<br>・ただし、毎月の最低引取量あり（契約電力の上限で受給した場合の合計受給電力量の半量）                                          |
|                             | 社外    | ・エリア内：2日前の16時まで<br>・エリア外：2営業日前の15時まで          | ・契約kWの範囲内<br>・ただし、毎月の最低引取量あり（契約電力の上限で受給した場合の合計受給電力量の半量）                                          |
| 東電HD・RP                     | グループ内 | ・【既存長契】前日23時、当日7時、当日15時 ※2<br>・【預かりS】GC3時間前まで | ・【混合揚水PPA】契約kWの範囲内<br>・【預かりS】契約kWの範囲内                                                            |
|                             | グループ外 | ・【卸標準メニュー】なし（出なりで受電）※2<br>・【預かりS】GC3時間前まで     | ・【預かりS】契約kWの範囲内                                                                                  |
| 東電EP                        | グループ内 | ・【BG加入卸】なし（東電EPが需給運用を実施）<br>・【相対卸】前日0時まで      | ・【相対卸】年間計画値の±10%以内（コマ単位）                                                                         |
|                             | グループ外 | ・【入札制】前日0時まで<br>・【相対卸】前日0時まで                  | ・【入札制】前日通告は、年間計画に対して±10%以内（コマ単位）<br>・【相対卸】年間計画値の±10%以内（コマ単位）                                     |
| 中電HD                        | グループ内 | ・なし（電源特性上、未設定）                                | -                                                                                                |
|                             | グループ外 | ・なし（電源特性上、未設定）                                | -                                                                                                |
| 中電MZ                        | グループ内 | ・なし（確定数量契約のみ）                                 | -                                                                                                |
|                             | グループ外 | ・なし（確定数量契約のみ）                                 | -                                                                                                |
| JERA                        | 対EP   | ・前日まで                                         | ・契約kWの範囲内<br>・1年前通告は、2年前通告量に対して±10%以内<br>・月間通告は、四半期毎通告量に対して±5%以内<br>・GC前通告は、当日起動している発電機の空きkWの範囲内 |
|                             | 対ミライズ | ・GC1時間前まで                                     | ・契約kWの±10%以内（コマ単位）                                                                               |
|                             | グループ外 | ・3か月前                                         | ・契約kWの±10%以内（コマ単位）                                                                               |

※1 複数の契約のうち、条件の自由度が高いものを例示として抜粋。

※2 東電HDの卸標準メニューは、東電HD・RPと東電EP間の既存長期契約（原子力（出なり）・一般水力（出なり）・混合揚水（通告変更権あり）・太陽光（出なり））の内、システム運用制約の都合上等の理由から、混合揚水PPAを除いて卸標準メニューを作成しているため、卸標準メニューは出なり（通告変更権なし）となっている。



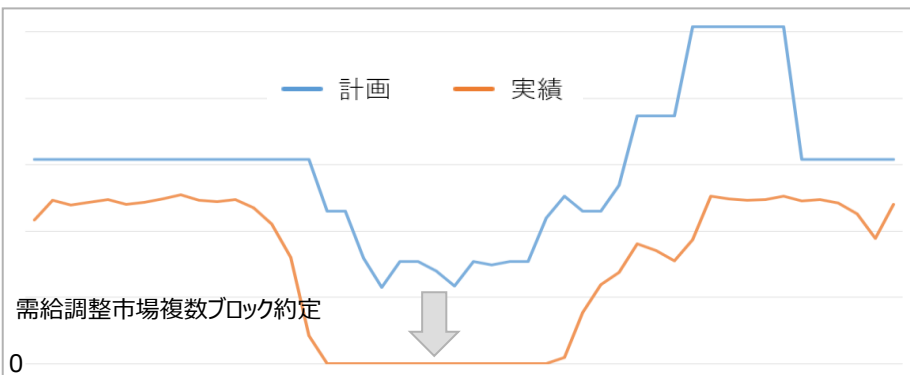
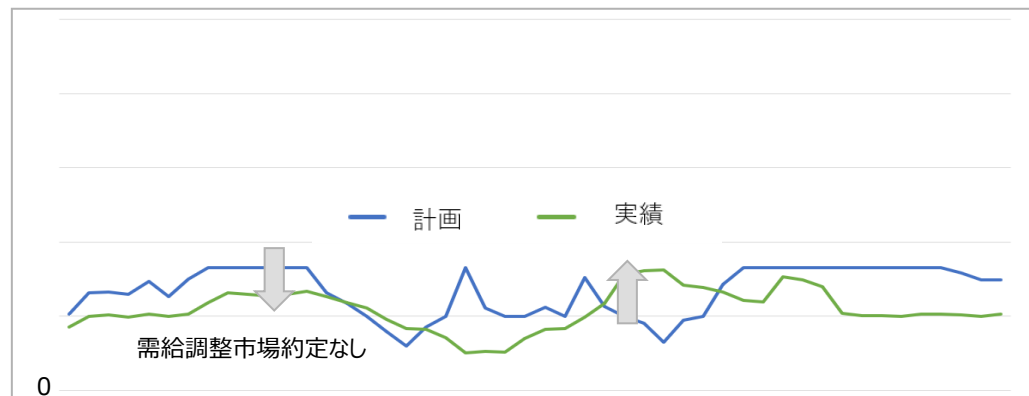
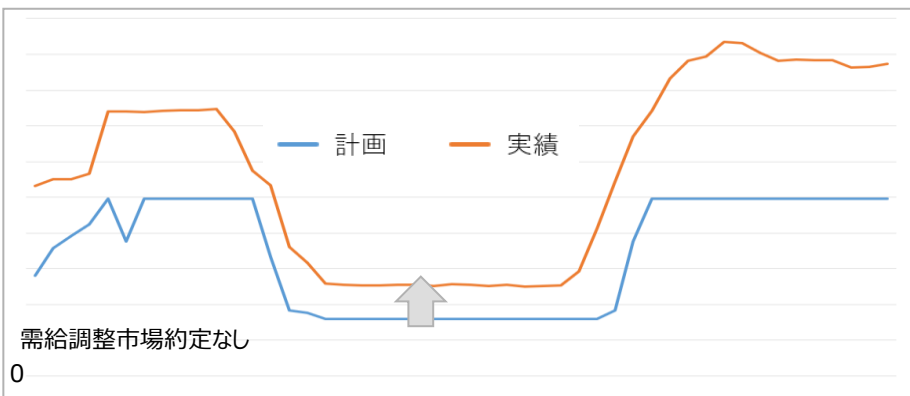
### 3-6.計画値と発動実績について

- 2024年4月について、サンプルとして2エリアの複数の電源の1日の計画値と発動実績を比較した。ゲートクローズ時点のBG計画は、BGとして最経済な計画となっていることが考えられるところ、実績値としては、需給調整市場での約定のありなしに関わらず、同じ時間帯に上げ調整が行われた電源もあれば、下げ調整が行われた電源もあった。
- これは、余力活用契約に基づいて一般送配電事業者が、将来の上げ $\Delta kW$ ・下げ $\Delta kW$ を確保する等（※）のために電源等への調整力指令を行った結果と考えられる。なお、調整力は5分値で指令されることから、30分値として計上する際には上げ調整・下げ調整がネットされることに留意。
- なお、実需給断面では、需給調整市場の $\Delta kW$ の約定単価とは関係なく、上げ調整単価（円/kWh）をもとに調整力指令電源が決まる。

（※）インバランス供給、広域メリットオーダーによる持替、BG下げ代不足に伴う停止、エリア内で最経済な電源構成とするための持替等。なお、需給調整市場（ $\Delta kW$ 市場）では、上げ調整のみを調達している。

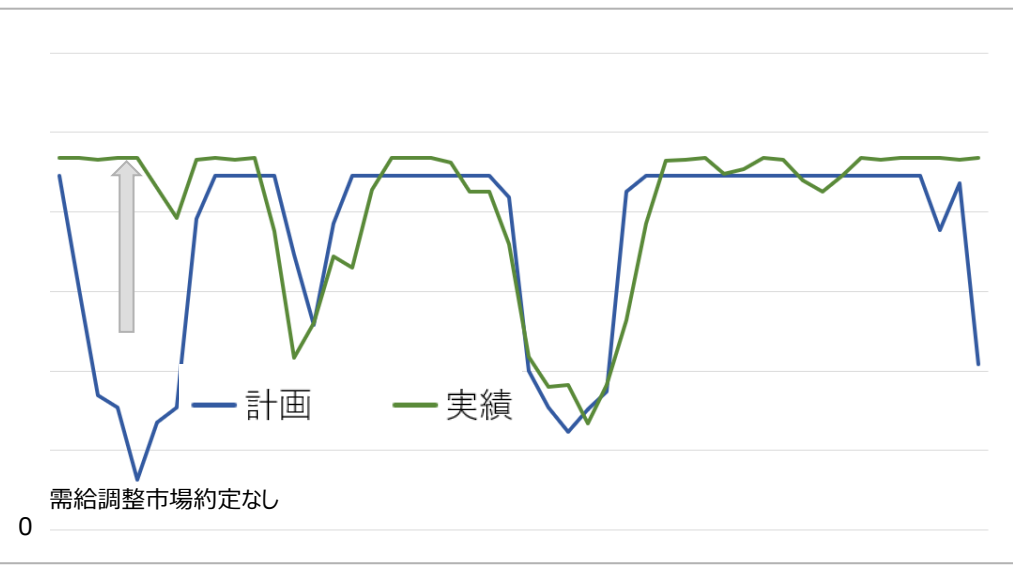
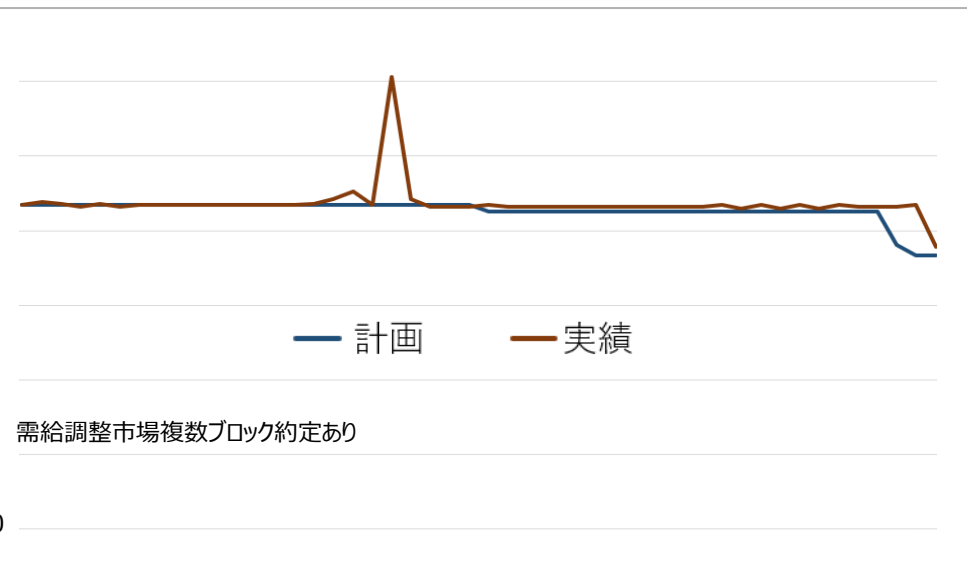
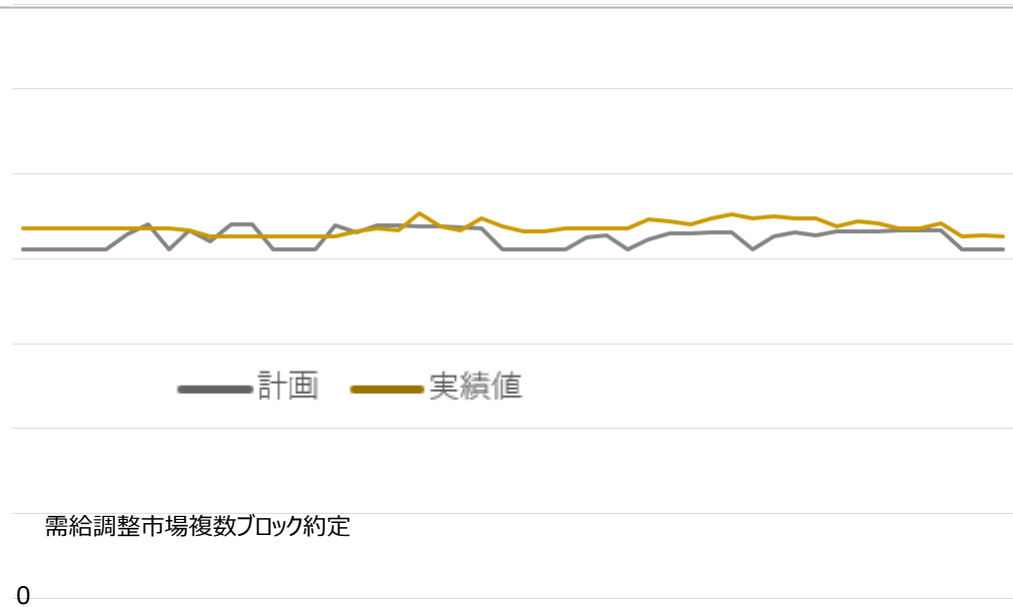
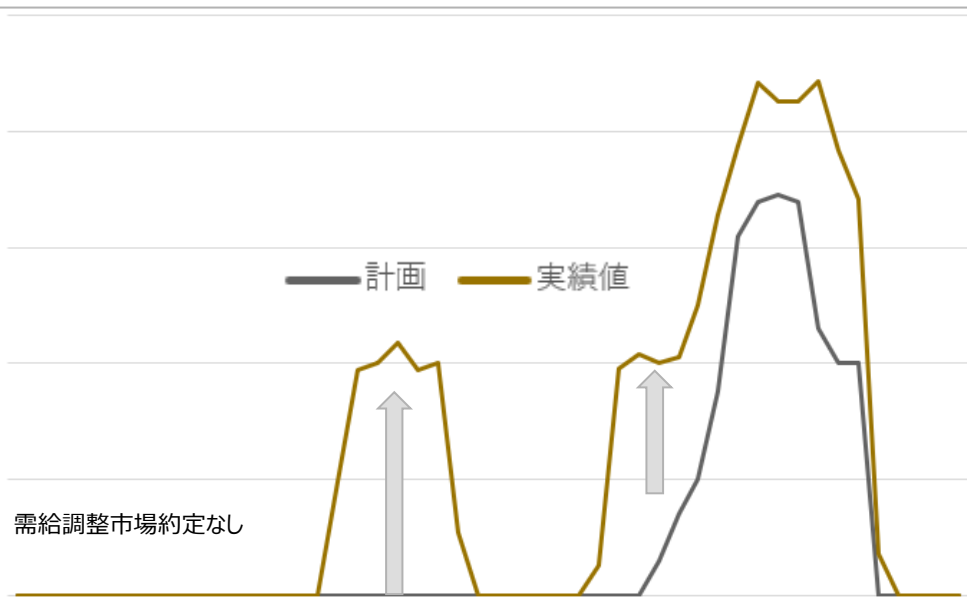
Aエリア：2024年4月A日の調整電源4機の動き

（注）広域機関提出データおよび広域機関HPからダウンロードしたデータを基に作成。電源が特定される項目の公表は控える。



## BIエリア：2024年4月B日の調整電源4機の動き

(注) 広域機関提出データおよび広域機関HPからダウンロードしたデータを基に作成。電源が特定される項目の公表は控える。

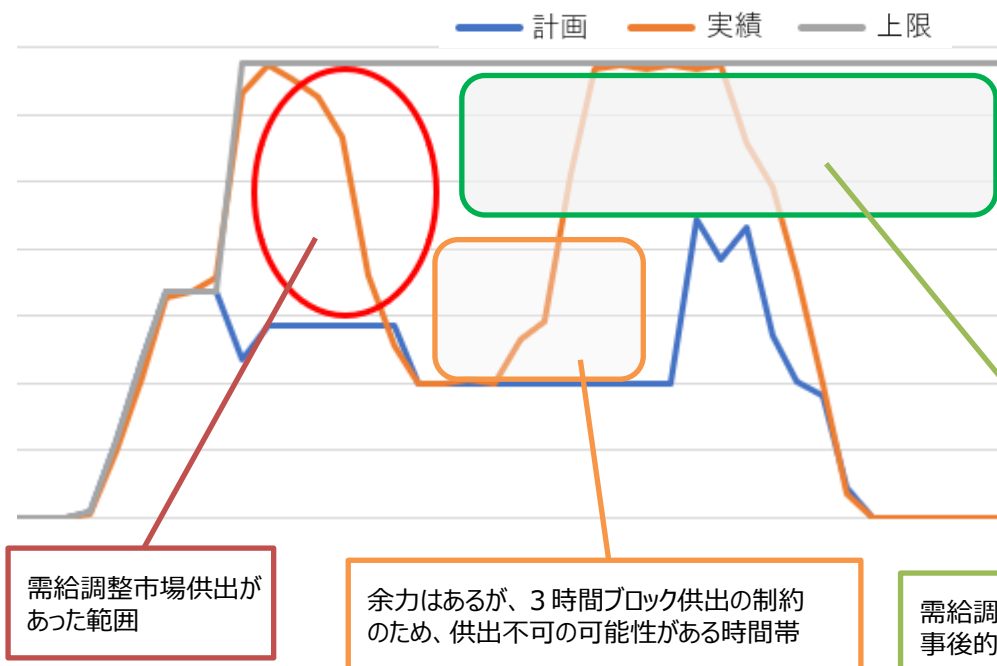


### 3-7. ゲートクローズ時点のユニット別余力についての確認

- 2023年度に電源 I a契約があった火力機サンプル 2 機について、需給調整市場への供出日があった日となかった日の発電計画値・発電実績値・発電上限値について確認した。
- 参照した発電計画値は、ゲートクローズ時点である。需給調整市場前日取引前の計画値ではないため、前日取引時点でのBG余力の状況とは異なる可能性があり、このデータのみをもってして理由なく余力が供出されなかったとは断定できない。他方で、本データ上は、余力が活用可能と考えられる時間帯でありながら、需給調整市場への供出が行われていない状況も一部で確認された。  
(注) 応動速度による上限値については考慮していない点に留意が必要。

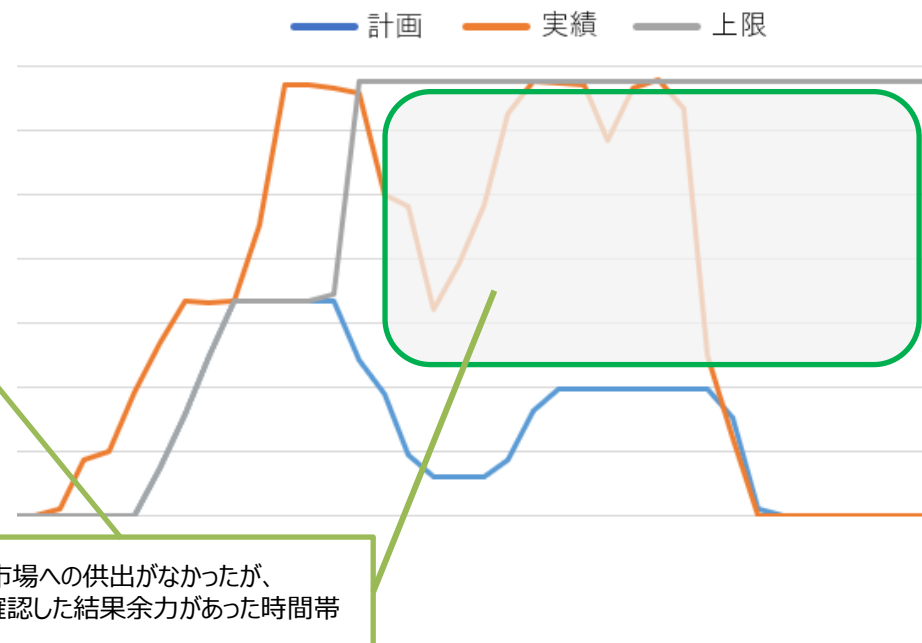
#### ● 火力電源A

需給調整市場への供出があった日の計画値・実績・発電上限の動き



#### ● 火力電源A

需給調整市場への供出がなかった日の計画値・実績・発電上限の動き

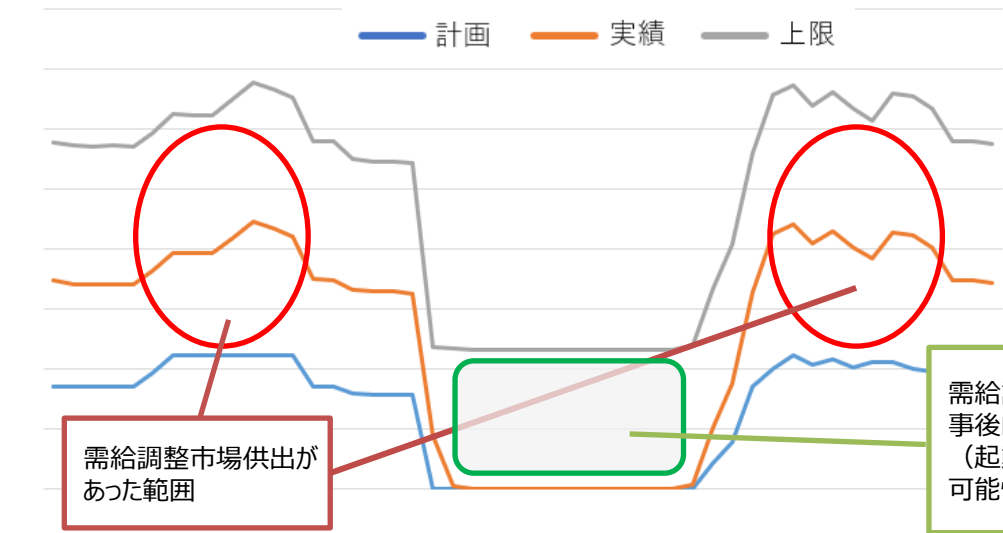


(注) 広域機関提出データおよび広域機関HPからダウンロードしたデータを基に作成。

(注2) 電源が特定される項目の公表は控える。(注3) 週間計画・翌々日計画は1日あたり2点データとなることから、今回の分析に当たっては48点データのあるGCデータを採用した。

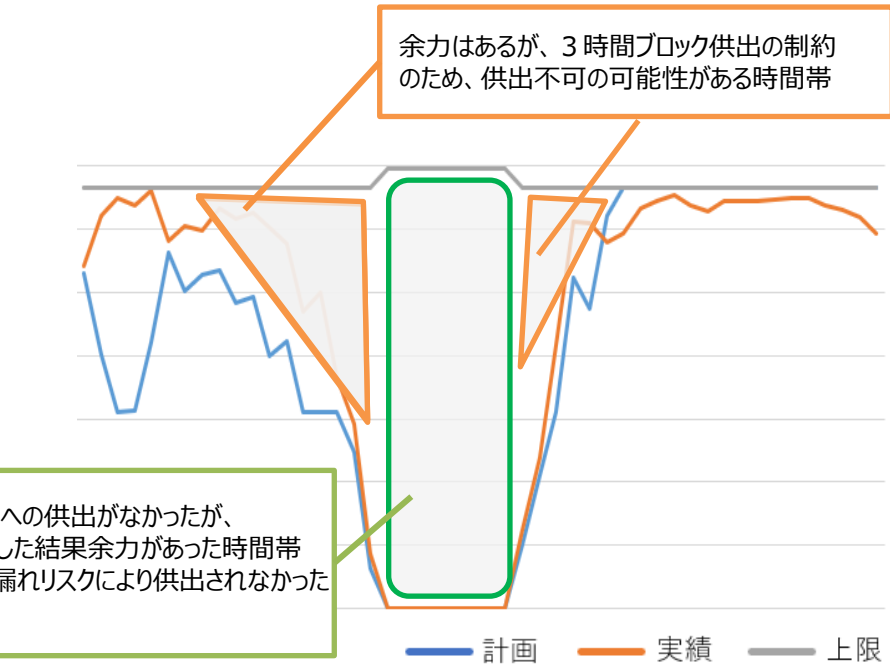
●火力電源B

需給調整市場への供出があった日の計画値・実績・発電上限の動き  
※電源が特定されないよう一部情報を加工。



●火力電源B

需給調整市場への供出がなかった日の計画値・実績・発電上限の動き  
※電源が特定されないよう一部情報を加工。



（注）2024年4月は広域機関提出データおよび広域機関HPからダウンロードしたデータを基に作成。  
（注2）電源が特定される項目の公表は控える。（注3）週間計画・翌々日計画は1日あたり2点データとなることから、今回の分析に当たっては48点データのあるGCデータを採用した。

1. 募集量の変化による約定価格の変化等について
2. 5月以降に発生した事象について
3. 需給調整市場への供出状況について
4. 今後の対応策について
5. まとめ

## 4. 今後の対応策について

- 前ページまでの分析も踏まえつつ、今後の対応策について事務局において検討を行った。
  - － 公募、相対取引などによる揚水発電等の調整力の調達
  - － 需給調整市場ガイドラインにおける価格規律の見直し
- なお、資源エネルギー庁の制度検討作業部会（5月10日開催）において、揚水発電の公募調達実施や余力活用比で魅力ある価格規律の見直しについて、中長期的な対応策のオプションとして、議論が行われている。（下図参照）

第92回制度検討作業部会（令和6年5月10日） 資料4

|             |                         | 対応所要期間                                            | 想定されうる効果                                                                             | 懸念点                                                                                                    |
|-------------|-------------------------|---------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 募集量の削減      | A. 調達募集量の見直し            | 短<br>取引規程改定等は不要                                   | ・ 調達量を何らかの水準を以て削減することで、直接的に調整力の調達未達を防止                                               | ・ <u>対象商品や適切な削減水準</u> について十分に検討する必要がある                                                                 |
|             | B. 揚水発電の公募調達実施          |                                                   | ・ 現行の需給調整市場の取引規程を変えずに、 <u>揚水リソースの公募調達により、一定程度需給調整市場の募集量を削減できるか</u>                   | ・ 公募は直近2024年3月に沖縄エリアを除き終了しており、その整理と逆行する動き<br>・ <u>公募要件や実効性等について精査要</u>                                 |
| 応札量の増加（誘導的） | C. （余力活用比で魅力ある）価格規律の見直し | 中～長<br>技術的な検討に加え、適切な水準の検討、需給調整市場ガイドラインや取引規程改定等が必要 | ・ <u>支配的事業者による応札をより促すこと</u> となり、供出量が増加                                               | ・ 需給調整市場における調達コスト増加に直結するため、 <u>需給調整市場での調達意義を損なわない範囲での調整が必要</u><br>・ 効果の顕在化に時間を要する                      |
|             | D. 一次・二次①に関する並列必須要件の見直し |                                                   | ・ <u>揚水発電事業者にとって、一次・二次①に対する供出がしやすくなり</u> 、当該商品の供出増加に貢献                               | ・ 並列必須要件の存在意義に十分着目し、 <u>対応の可否、実効性についての十分な検証</u> が必要<br>・ 効果の顕在化に時間を要する                                 |
| 応札量の増加（規制制） | E. 需給調整市場における制度的な供出義務化  | 〔 慎重な検討が必要 〕                                      | ・ 需給調整市場に対する <u>出し惜しみがなく</u> なり、一定の規律の下市場供出量が増加<br>・ <u>高単価応札が自ずと市場から押し出されることとなる</u> | ・ リソースにとっては <u>個別事情で供出不可な場合</u> もあり、義務化の線引きをどのようにするか検討が必要<br>・ <u>義務に見合った確実な費用回収と収益の確保体制</u> に関する検討が必要 |
| 価格面の対応      | F. 三次②上限価格設定            |                                                   | ・ 高単価応札を市場から押し出すことが可能。 <u>調達価格の高騰防止に寄与</u>                                           | ・ 設定価格次第では非支配的事業者の <u>新規リソースを中心に退出事業者が存在</u> 。                                                         |

## 4-1. 揚水発電の更なる活用について

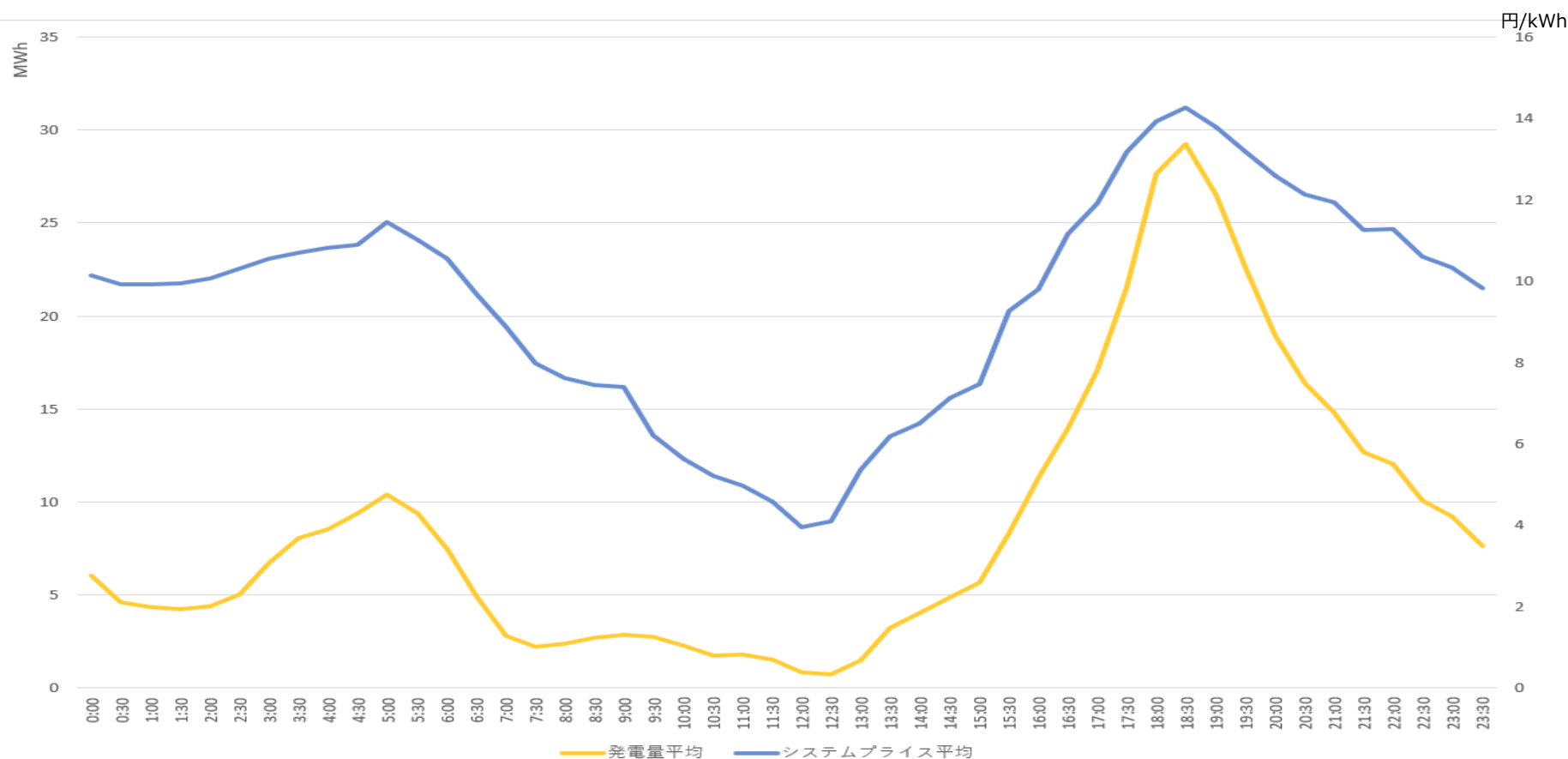
- 揚水発電については、24年度から運用主体が一般送配電事業者から調整力提供者（BG）に変更された。
- 前述のとおり、揚水発電を含めた水力の調整力については、24年度に入り需給調整市場への応札量が大きく減少するとともに、応札パターンも変化している。
- このため、24年4月以降、揚水発電がどのように活用されているか確認した上で、kWh市場への登録単価（V1価格）を確認することで調整力としての活用の在り方について考察した。
- その上で、公募制を実施する際の留意事項について、検討を行った。



## 4-2. 2024年4月以降の揚水発電の稼働状況

- 2023年度に電源 I 契約があった揚水機について、2024年4月の揚水機の発電実績を確認したところ、夕方の需要に向けて発電をしている傾向が確認された。
- この動きから、揚水機が、市場価格の安値の時間帯にポンプアップし、市場価格の高値の時間帯に売電する値差取引を行っている可能性があると考えられる。

### ● 2023年度に電源 I 契約があった揚水機の2024年4月の発電実績（速報値）平均



(注) 広域機関及びJEPXのHPからダウンロードしたデータをもとに、30分値の単純平均して算出

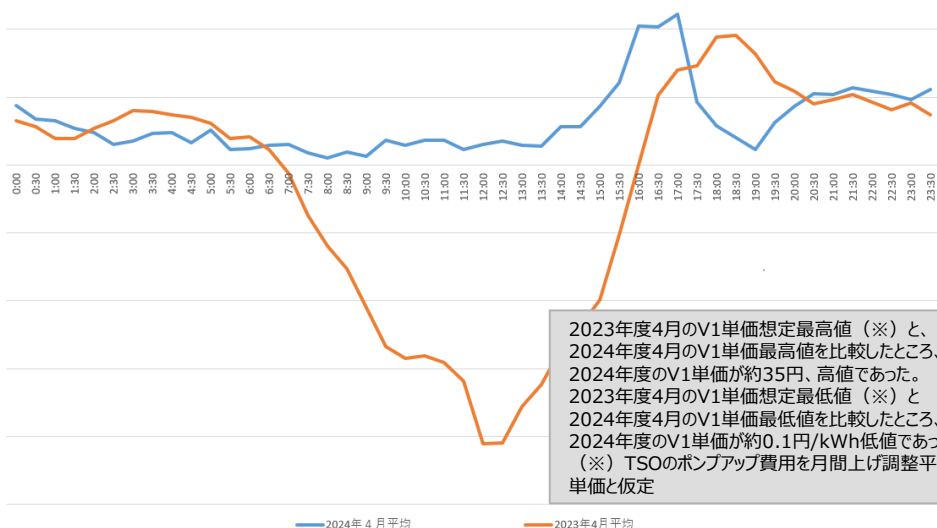


- 2023年度に電源 I a契約があった**揚水機サンプル 2 機**について、2023年 4 月と2024年 4 月の調整量（発電実績値－計画値）を比較したところ以下のとおりであり、**2024年に入り揚水発電機の調整力としての活用は限定的**となっている。
- 2023年4月と2024年4月の揚水機のV 1 単価を比較したところ、2023年4月は、0.01～約23円/kWh、2024年 4 月は0.01～約52円/kWhであった（※）。
- 2023年度は揚水機がTSO運用であったエリアについては、市場価格の高い断面で上げ調整として活用された可能性がある。
- 2024年度以降は、揚水機のポンプアップが市場価格の安い時間帯に行われれば、V 1 単価は他電源と比して比較的安価となり、調整力の運用上、上げ調整力として引き続き活用される可能性がある。一方で、揚水機はV 1 単価に機会費用を含めることが可能であることから、メリットオーダーリストにおいて活用されづらくなる可能性がある。

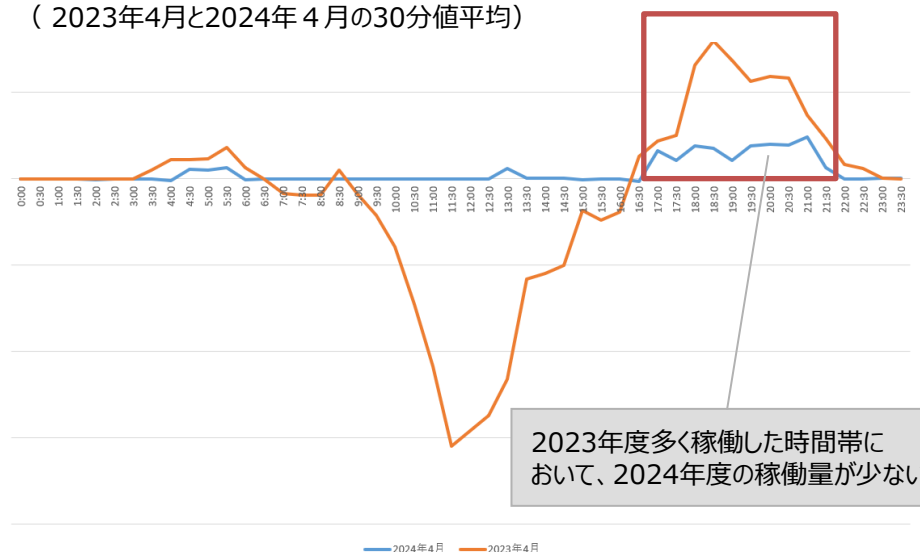
（注）TSOが揚水機を運用していたエリアについては、これまで、TSOによるポンプアップが調整量として現れていた。

（※）揚水機のTSO運用のエリアについては、BGが登録したV1単価、V2単価に、TSOがポンプアップ費用単価を加味したうえで、揚水機のメリットオーダーリスト上の調整力指令順位を認識していた。

### ● 揚水機Aの調整量（実績値－計画値）の動き （2023年4月と2024年 4 月比較30分値平均）



### ● 揚水機Bの調整量（実績値－計画値）の動き （2023年4月と2024年 4 月の30分値平均）



（注）2023年4月はTSO提出データをもとに作成。2024年 4 月は広域機関提出データおよび広域機関HPからダウンロードしたデータをもとに、30分値の単純平均して算出欠損値コマは考慮せず単純平均した。

## 4-3. 公募調達の実施にあたっての留意事項①

- 2023年度以前は、揚水機が需給調整市場に数多く応札していたため、揚水機の応札行動の変化が需給調整市場の需給に大きな影響を与えている。
- 加えて、2024年度から運用主体変更によって、ポンプアップ原資を調整力提供主体が準備した上で、需給調整市場に一部時間帯のみを調整力として切り出して供出することに伴う、揚水機の運用の難しさについても指摘が上がっている。（次ページ参照）
- こうした点を踏まえて、揚水発電を一定期間一般送配電事業者が調達する、公募という方法が資源エネルギー庁の制度検討作業部会等において提案されている。
- 一方で、前述のとおり、揚水機は2024年4月以降、需給調整市場への供出量が減少する一方で、卸電力市場における値差取引（安値の時間にポンプアップし、高値の時間に発電）に活用されるようになっている。一般論としては、揚水機が高値の時間を意識して発電しつつ卸電力市場に応札するため、卸電力市場価格のピーク時間帯の需給緩和に貢献することになる。
- また、調整力公募が2024年3月に終了したこととの関係で、制度検討作業部会は「リソース限定での公募復活による効果や公募調達の対象・公募要件などについては検討が必要である。」としている。
- こうしたことを踏まえて、公募調達等を実施する際の留意点について、事務局において検討を行った。

## (参考) 揚水発電における調整力発動に係るリスク回避

第46回需給調整市場検討小委員会  
(2024年3月26日) 資料2

ヒアリング結果：No.5 調整力発動に係るリスク回避について

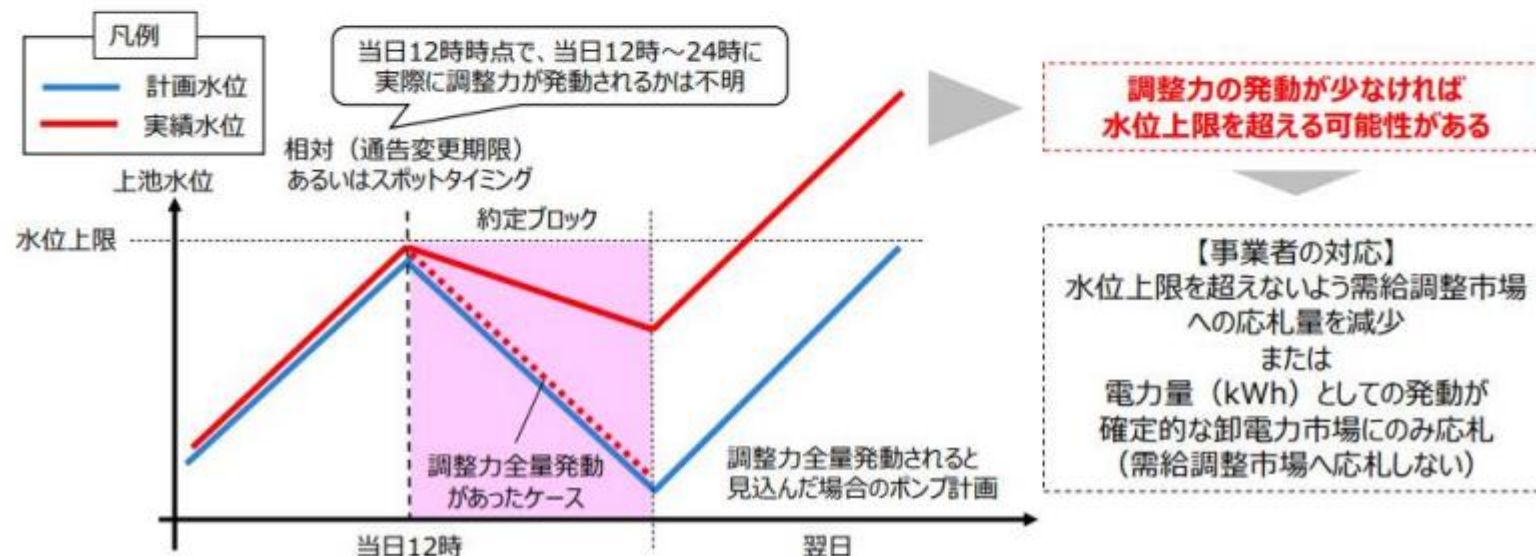
18

- 揚水発電所は、ポンプ原資を調達した上で、電力量 (kWh) あるいは調整力 ( $\Delta kW$ ) として活用することとなる。
- この点、相対契約あるいはスポット市場 (当日12時) にて原資を調達し、翌日のポンプ計画を策定した後の当日12時～24時まで、前日以前に約定した $\Delta kW$ 、あるいは余力活用分が発動されるかは不明である (実需給でのインバランス発生状況次第なため) ことから、状況によっては上池の水位上限を超過してしまうこととなる。
- 上記の状況を回避するため、水位上限を超えない範囲での需給調整市場への応札とする (応札量を減少させる)、もしくは電力量 (kWh) としての発動が確定的な卸電力市場のみに応札する (需給調整市場<sup>※1</sup>へ応札しない) といったご意見<sup>※2</sup>をいただいた。

<揚水発電所の運用イメージ>

※1 余力活用契約における余力の提供含む。

※2 時間前市場の活用 (それに伴うポンプ計画変更) も考えられるが、現状はそこまで検討されていない。





## 4-4. 公募調達の実施にあたっての留意事項②

(公募調達等の是非について)

- 2024年度からの揚水機の運用主体変更によって、揚水機が卸電力市場の値差取引に活用されていることは積極的に評価されるべきことである一方で、需給調整市場に一部時間のみ切り出して応札することは、技術的に困難との指摘もある。また、一次・二次①は並列要件が課せられており、揚水機にとって応札が難しいとされる。
- 24年4月以降、揚水機が応札を控えることで、直近の需給調整市場の需給に大きな影響を与えているため、一定量の揚水機について、一般送配電事業者が借り上げて運用する（ポンプアップ原資は一般送配電事業者が別の調整力で調達等）という形での調達を行うことは、揚水機を卸電力市場と調整力の両方で活用する方策として、あり得る選択肢なのではないか。
- その際、揚水機が卸電力市場で活用され始めていることも踏まえ、一般送配電事業者が調達する揚水機の容量に一定の上限を設けることも一案（※）。また、揚水機提供事業者間の競争を確保するため、一契約による調達期間に上限を設ける（数ヶ月）ことも一案ではないか。
- また、調達方法については、運用上の連系線制約も考えられるため、各一般送配電事業者がそれぞれ連系線制約を考慮の上調達するといった方法にする必要があるのではないか。
- いずれにせよ、公募を行う場合は、公募条件を固定的に考えるのではなく、検証の上で公募条件を随時見直していくことや、状況に応じて公募停止も行うような柔軟性が必要ではないか。
- なお、公募によらず、ブラックスタート電源などで既に一般送配電事業者が固定費等を一部負担しているなどの理由から安価に調達可能な揚水機が存在しているのであれば、透明性を確保した上で、そうした揚水機を活用するという方策も考えられるのではないか。

(※) 全量調整力供出することが最も経済的である揚水機も存在する可能性があることに留意。

(注) 公募にあたっては、応札インセンティブを確保することにも留意が必要。

## (揚水機以外の公募調達について)

- 仮に揚水機の公募調達を行うとしても、電源 I 契約を解除された**揚水機が市場取引により差益を得る運用をしている中で、リクワイアメントと利益との見合いで**公募調達には応札しない可能性もある。****
  - 特に、2024年度については、減価償却費を入札額に折り込むことができたこと等から、容量市場約定単価が約14,000円と他年度と比して高く、B種電源の協議案件も現時点で 5 件であることから、固定費回収済み電源が多いことが考えられる。従来、揚水機にとって安定的に固定費が回収できることは、需給調整市場に参加することの大きなメリットだったと考えられるが、2024年度については状況が異なる。
  - こうした観点から、**需給調整市場への揚水機の応札量が大きく減少したことの対応策として、揚水機以外を調整力として一定程度公募により調達することも、揚水機の調達が困難な場合の対応策として考えられる**のではないかと。
  - 例えば、需給調整市場の価格規律への指摘として、**起動費の取り漏れリスクや最低出力費用の取り漏れリスク**（※ 1）が挙げられているところ。当該価格規律の指摘について、揚水機以外の調整力も一定期間、一定容量に限定して借り上げることで、調整力供出事業者はリスクを回避しつつ、一般送配電事業者は一定の起動電源を確保できるのではないかと。
- （※ 1） 例えば、現在の価格規律においては、需給調整市場への供出のために発生する起動費及び最低出力費用（※ 2）について $\Delta$ kWの算入することを認めているところ。他方、**最低出力運転（※ 3）が必要な石炭火力等については、需給調整市場への供出のために最低出力運転費用が発生するとは言いがたいことから、 $\Delta$ kWの機会費用として算入することは困難**と考えられてきた。**このような電源をTSOが一定期間調達する場合には、需給調整市場への供出のための費用**として最低出力運転費用をTSOが支払うこともあり得るのではないかと。また、そうすることで、需給調整市場への応札よりも高いインセンティブ（長期契約することのメリット）を公募調達に付与することが可能となるのではないかと。
- （※ 2） 「起動費」、及び、「最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額」の機会費用。
- （※ 3） 燃料入船スケジュール等による最低使用量制限、気化ガス処理、日中の市場価格が安値の時間帯も夕方の需要に備えて停止できない等の事情により最低出力での運転が必要となる場合がある。
- 公募調達における応札額価格規律の考え方としては、応札インセンティブを確保しつつも非効率的な電源が不要に応札されないような工夫が必要と考える。

(参考) 公募要綱として考えられる内容について (注) 現時点において公募の実施は決定していない。

- **募集対象電源**

- ・応動速度 (kWh/分) で必要量を分けて募集するか。

- **揚水機・蓄電池・DRを募集する場合の価格規律案**

- ・市場取引から得られる差益を想定して応札価格とするか。

- **火力電源を募集する場合の価格規律案**

- ・起動費×想定起動回数を応札価格とするか。

(想定起動回数の算定方法について検討が必要)

- **最低出力運転を必要とする電源については、最低出力分費用を応札価格とするか。**

(最低出力運転を必要とする電源の最低出力分をTSOが費用負担する条件として、持ち替え電源がない事業者に限定する等要件の検討が必要)

- **固定費未回収電源**

未回収固定費を応札価格に算入することとするか。

- **契約期間**

- ・事業者の応募インセンティブは需要が緩む時期の方が高いと考えられることから、需要期と需要が緩む時期を合わせて募集期間を設定するか。

- **1機あたりの供出量**

- ・非効率電源の入札を排除するため、1 電源あたりの供出量の上限を定格の 3 分の 2 など定める。

- **選定方法**

- ・供出容量、応動速度、kWh単価を考慮した選定を可能とする。

- **その他**

- ・要綱の公表から応札締切まで、可能な限り応札事業者に配慮したスケジュールとする。

- ・ブラックスタート機能電源として確保した揚水機については、TSOが固定費を負担 (容量市場収入で確保できなかった分) していることから、ΔkWの供出協力を行い、随意契約をする考え方もあるのではないか。契約額については、例えば市場収入相当額を実績ベースで支払うことが考えられるのではないか。なお、事業者ごとに揚水発電機の運用計画等が異なることから、随意契約が可能かについては協議次第と考えられる。

## 4-5. 価格規律の見直し

- 第92回制度検討作業部会（2024年5月）等において、余力活用電源と比較して $\Delta kW$ への供出インセンティブが低いことが、需給調整市場への応札を抑える要因となっているとの発電事業者の声が紹介された（※）。こうした声について、事務局において考察を行った。

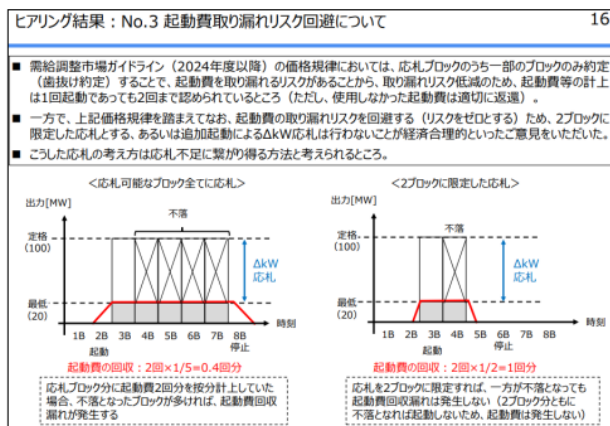
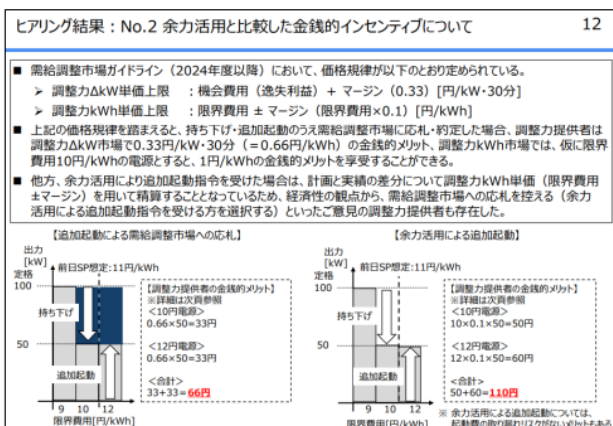
（※）余力活用と比較した金銭的インセンティブ、及び、起動費の取り漏れリスク回避について。

第92回制度検討作業部会（2024年5月）

### C.（余力活用比で魅力ある）価格規律の見直し

- 第89回（2/28）制度検討作業部会の資料で示した通り、「追加起動して需給調整市場に供出を行った際の、最低出力相当分の手当てが余力活用契約と比較し劣後している」「需給調整市場ガイドライン上起動費の計上回数が2回までしか認められず、発電事業者は歯抜け約定による取り漏れリスクを避けるため、2ブロック/日を超えた応札を抑えてしまう」といった声が発電事業者から挙がった。
- 当該内容を踏まえ、支配的事業者により多くの応札を促すための価格規律の見直しも一手段と言えるが、インセンティブの強度を誤ると、調整力としての実効性の低下や調達費用の徒な増加等の副作用を生じうることにも注意が必要である。

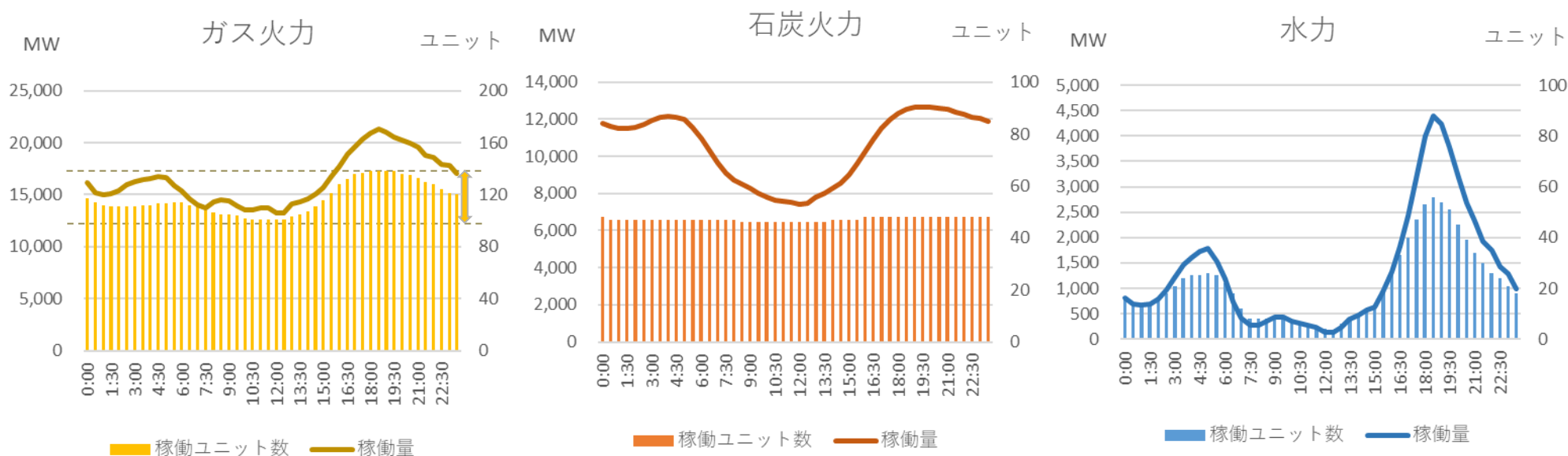
第46回需給調整市場検討小委員会（2024年3月26日）資料2





## (参考) 電源の日中の起動・停止

- ガス火力については、日中昼間時間帯を中心に稼働を停止し、夕刻に向けて稼働させるユニットの存在が、ユニット別発電実績公開システム上も確認できる。
- 水力（ダム式又は揚水発電）についても、夕刻を中心に稼働させる電源があるが、一般に水力発電所は起動費はほとんどかからないとされる。石炭火力は、起動時間が長いいため、日中に敢えて停止させる運用をとるものは稀と考えられる。

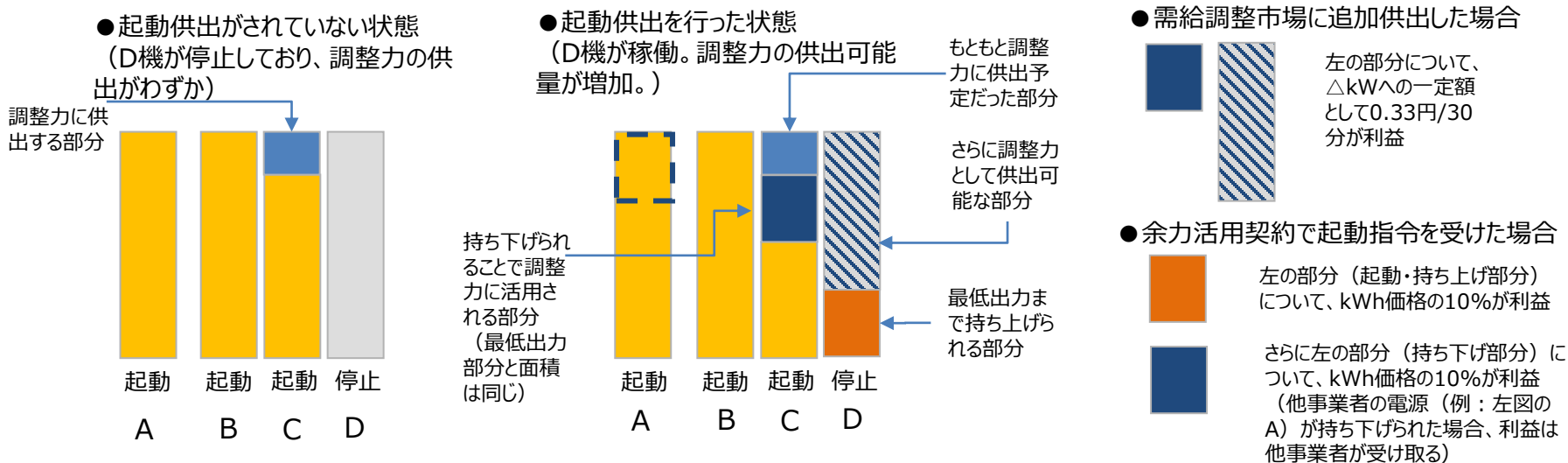


注：上記はユニット別発電実績公開システムの4月1日～30日までの稼働情報から、48コマごとの稼働量、稼働ユニット数を合計した上で月間日数で除したものです。稼働量が少しでもあるものは稼働ユニットに計上した。ユニット別発電実績公開システムは、10万kW以上のユニットの中から登録されているため、水力の稼働ユニットは、実際には上記ユニット数よりも多いと考えられる。



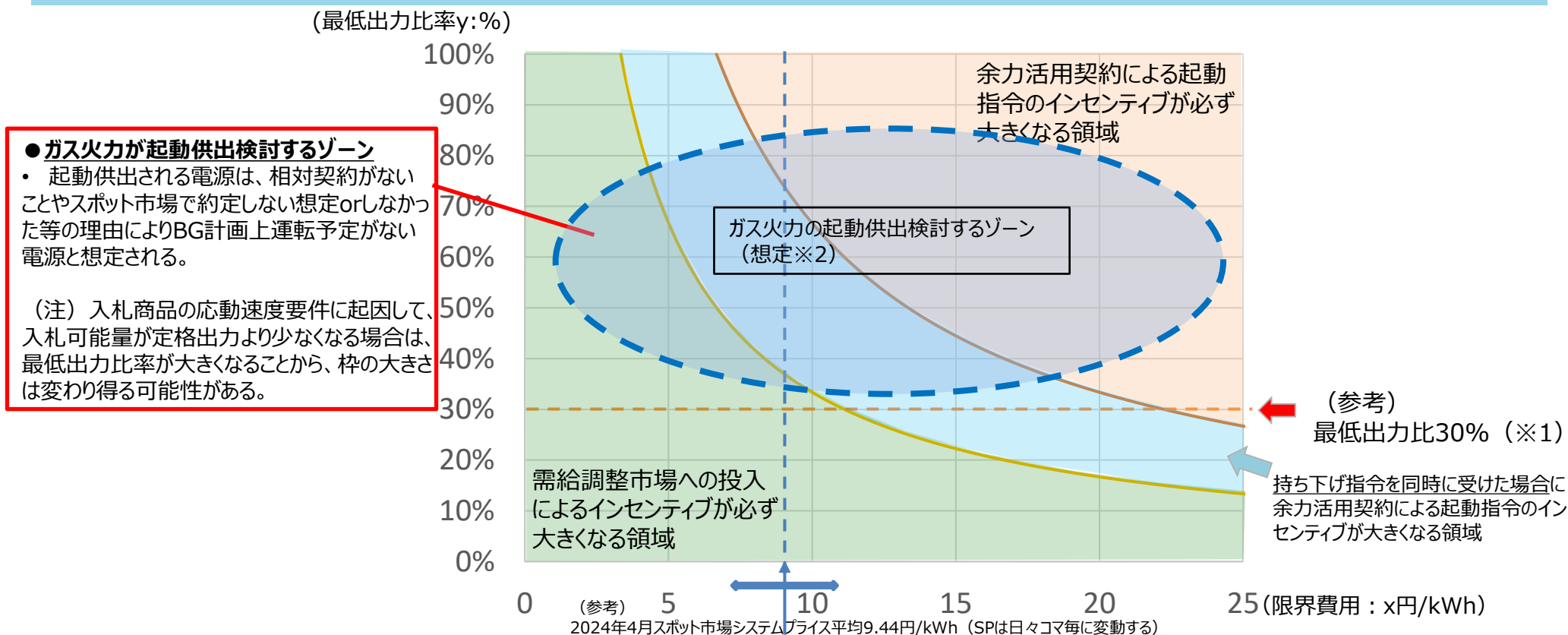
- 発電事業者の指摘（起動供出に係る余力活用契約とのインセンティブの違い）は、発電機を新たに起動させて調整力を供出する際の以下の取り扱いに起因するものである。
  - － 余力活用契約の場合、一送からの指令に基づく行為として持ち上げ（最低出力まで）又は持ち下げのkWhに対してマージン（kWh価格の10%）が支払われる
  - － 需給調整市場に供出する場合、価格規律上、起動又は持ち下げを行った場合の費用は実費払いであり、最低出力までの持ち上げ部分と持ち下げ部分についてのマージン(kWh価格の10%)は支払われない。他方、調整力供出量に対して一定額（ $\Delta$ kWあたり0.33円/30分）は支払われる。
- 当該指摘は、起動指令に係る持ち上げ及び持ち下げ部分（※）について支払われるマージン（kWh価格の10%）が、供出 $\Delta$ kWに対する一定額（ $\Delta$ kWあたり0.33円/30分）を上回る場面で発生する。ただし、持ち下げ指令が他事業者の電源に対して行われる場合等も考えられ、余力活用契約のインセンティブが常に大きくなるというものではない。

※余力活用契約に基づく起動指令があったとしても、必ず同一事業者の電源に対して持ち下げ指令が行われるというものではなく、メリットオーダーに従って持ち下げ指令が行われる。（需給調整市場に投入する場合は、調整力提供者が持ち上げ分相当量を持ち下げること、BG向けの供出量を一定に保つことになる。）



## (参考) 起動指令に係るインセンティブの比較

- 余力活用契約による持ち上げ指令・持ち下げ指令によるインセンティブと、需給調整市場投入によるインセンティブの高低は、kWh価格や起動電源の需給調整市場への応札量によって異なる。
- 起動指令を受けた際に、自社電源が起動指令電源の最低出力量について持ち下げ指令を同時に受ける場合で、かつ、起動機の最低出力が大きく需給調整市場に投入できる調整余力が少ないといったケースで余力活用契約のインセンティブの方が大きくなるが、ガス火力の場合、限界費用が比較的安価な電源は需給調整市場に投入した方がインセンティブが大きくなるため、調査が必要ではないか。



(注)  $x$ =kWh単価、 $y$  = 最低出力/定格出力(注: 入札商品の応動速度要件によって、入札可能量は定格出力より少なくなる可能性がある)。最低出力を(1)とし、同等のスペックの起動機と持ち下げ機が、起動機の余力 $(1/y-1)$ と起動機の最低出力と同量の持ち下げ供出(1)を行う前提 $(1/y)$ で作成 (出力領域考慮なし、全量約定する前提)

・ 余力活用による起動指令のインセンティブが必ず大きくなる領域 (オレンジ) :  $0.66 \cdot 1/y < 0.1x$  ( $0.66$ :  $\Delta kW$ 一定額・時間、 $0.1$ : kWh一定額)

・ 持ち下げ指令を同時に受けた場合に余力活用契約による起動指令のインセンティブが大きくなる領域 (みずいろ) :  $0.66 \cdot 1/y < 0.2x$  (下げ調整の電源と上げ調整の電源を同等の電源と仮定し、上げ調整分一定額に下げ調整分一定額を加算。)

(※1) 再エネ抑制時の最低出力等 (定格出力まで入札可能な場合) を参照。(※2) 2024年3月某日のガス火力のV1単価からゾーンを想定。

- 発電事業者の指摘（起動費の取り漏れリスク）は、発電機の起動費用について、応札する全ブロックの応札価格に上乗せすることは認められず、関係する応札ブロックのうち最大2ブロックに上乗せするというルールに関するものである。
  - － ただし、起動費用を上乗せしたブロックが落札しなかった場合は、先々での取引（基本的に年度内）において上乗せすることが認められる。
  - － 起動費用を上乗せした2ブロックが同時に落札した場合、起動費用を上乗せしたが実際に費用が発生しなかった場合などは、応札事業者と一般送配電事業者との間で精算（返金）を行う。
- 発電事業者の懸念は、当該電源の先々での取引の応札価格において起動費を上乗せした場合に、かつ、当該電源からの応札が将来にわたり約定しなかった場合には、起動費用が回収漏れになるリスクがあるというもの。

※起動費を回収できなかった場合に応札価格に起動費の上乗せを行うことができる「先々の取引」の期間について、基本的には年度内の将来のどこかの時点での取引に上乗せすることが可能である。

#### これまでの経緯

2021年12月 一部の発電事業者について、起動費が当該電源に関する連続する複数ブロックの応札価格に上乗せされていることが議論の対象となった。起動費は関係する応札ブロックのうち最大1ブロックに上乗せすることとされた（2022年1月）。

2022年10月 事務局の調査により、当該事業者はシステム改修が完了していないことを理由として、1月以降も複数ブロックに起動費を計上していたことが判明。（当該事業者は、同年1月の制度設計専門会合後、事務局に対してシステム改中は起動費を計上せざるを得ないことを説明。事務局は、すみやかに改修することを要請。）  
制度設計専門会合において、発生しなかった起動費は、発電事業者が一般送配電事業者との間で精算（返金）する方向で議論が行われた。

2023年 4月 需給調整市場ガイドラインが改正され、起動費は関係ブロックのうち最大1ブロックに上乗せすることがガイドライン上明記された。

2023年10月 需給調整市場ガイドラインの再改定の議論の際に、取り漏れた起動費を先々の取引で回収するのではなく、市場取引外で事後精算することが適当ではないかと事業者意見があった。制度設計専門会合で議論の上、当該提案については不採用となった。（需給調整市場の価格に影響を与え、手作業で行われる返金処理の業務量が増加するため。）

2024年 4月 需給調整市場ガイドラインが改正され、起動費は関係ブロックのうち最大2ブロックに上乗せすることがガイドライン上明記された。

## 4-5-①. 余力活用と比較した金銭的インセンティブ（持替供出）

### 検討①：持ち上げ・持ち下げ供出分に対してインセンティブを加算して支払う

- 持ち上げ・持ち下げ供出を行った場合、追加起動電源のkWh価格が高く、かつ、追加起動電源による調整力の追加供出量が少ない場合には、余力活用契約で起動指令を受けた方が、需給調整市場に供出するよりもインセンティブが大きくなる。条件によっては、調整力提供事業者において持ち上げ・持ち下げを行った上で、需給調整市場に供出した方がインセンティブが大きくなる。
- 余力活用契約のインセンティブが需給調整市場のインセンティブを上回るというケースを全て解消するためには、 $\Delta$ kW供出についての現行の一定額（ $\Delta$ kWあたり0.33円）に加えて、起動供出時の持ち上げ・持ち下げ部分についてインセンティブ（逸失利益を算定する際の限界費用へのインセンティブ（限界費用 $\times$ 10%））を加算することが考えられる。
- 別の方法として、現行の一定額を更に引き上げることも考えられるが、固定費回収済電源（※）の一定額については、今回のガイドライン改定により、「限界費用 $\times$ 10% $\times$ 調整力稼働率（5%）」から0.33円となり、インセンティブが引き上げられたものであり、この方法（一定額の水準の更なる引き上げ）については慎重に考えるべきではないか。

※未回収固定費がある電源については、B種電源の協議を通して固定費を回収することが可能であることから、需給調整市場への供出インセンティブがある認識。ただし、2024年度については、減価償却費を入札額に折り込むことができたこと等から、容量市場約定単価が約14,000円と他年度と比して高く、B種電源の協議案件も現時点で5件のみ。

（※1）A種電源 （※2）起動を伴う供出

（参考注）今回の指摘案件は、需給調整市場で $\Delta$ kWを供出するか、余力活用契約で $\Delta$ kWを供出するかの比較であることから、予約電源のkWhマージンを上げることによって解決しない。

## 検討②：非予約電源のkWhマージンを下げる

- さらに別の方法として、 $\Delta kW$ への供出インセンティブを確保する観点から、**非予約電源のkWhマージンを現行より下げる**ことが考えられる。**現在**、kWhマージンについては、予約電源（上げ調整力kWh単価）、非予約電源（上げ調整力kWh単価と下げ調整力kWh単価）とも、**限界費用×10%**となっているところ。
- 一方で、**非予約電源のkWhマージンを現行より下げた場合**、第88回制度設計専門会合（2023年8月）において示されたとおり、**余力活用電源契約を行う電源の減少**や新規参入事業者が**容量市場に調整機能有電源を応札するインセンティブが削がれる可能性**があることから、非予約電源のkWhマージンを下げることは**慎重に考えるべき**ではないか。

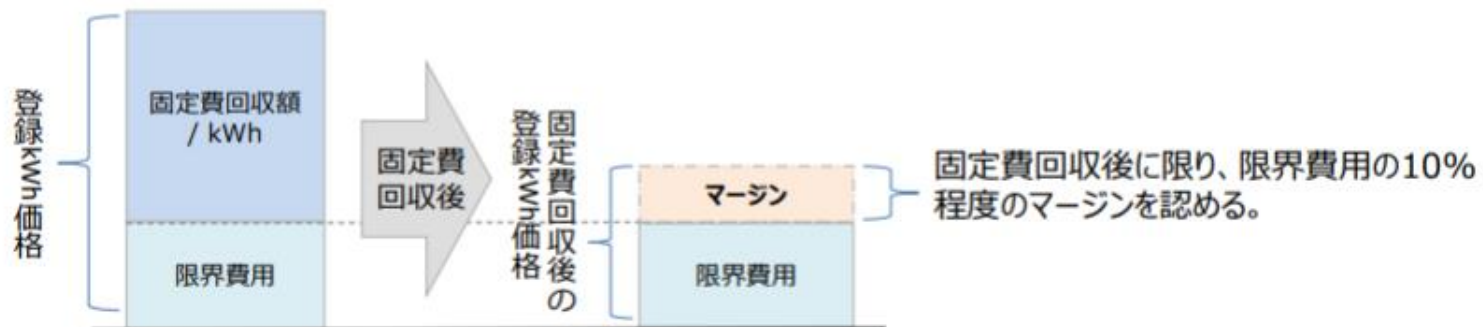
（参考注）今回の指摘案件は、需給調整市場で $\Delta kW$ を供出するか、余力活用契約で $\Delta kW$ を供出するかの比較であることから、予約電源のkWhマージンを上げることによって解決しない。



## マージンの取扱いについて②

- 以上を踏まえ、固定費回収が済んでからも、引き続き調整力kWh市場に供出するインセンティブ等を確保するため、当年度分の固定費回収が済んだ電源について、一定額の上乗せ（マージン）を認めることとしてはどうか。
- また、マージンの割合については、海外の事例等を参考に限界費用の10%程度とし、市場開始後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討することとしてはどうか。

### 固定費回収後のマージン上乗せについて



### 参考：海外におけるマージンの取扱いについて

米国PJM、米国CAISOでは、リアルタイム市場（調整力kWh市場）で市場支配力のある事業者に対し、入札価格に対する上限規制を導入しており、当該規制価格として、限界費用の10%を設定している。



## 1-4.調整力kWhの価格規律について

- 第86回会合（2023年6月）にて、固定費回収済み電源の応札インセンティブを確保する観点から、限界費用×10%を、 $\Delta$ kWと調整力kWhで分けて確保できるとし、当面 $\Delta$ kWの一定額（マージン）を限界費用×1%、上げ調整力kWhの一定額（マージン）を限界費用×9%とする案をお示しするとともに、上げ調整力kWh単価と下げ調整力kWh単価で、限界費用に乗じる割合が同じでないことについて指摘があった旨お示したところ。
- 上げ調整力kWh単価と下げ調整力kWh単価で、限界費用に乗じる割合が同じでない時、及び、非予約電源の調整力kWhのインセンティブが低い時の弊害については、以下が考えられるところ。
  - ✓ 上げ・下げ調整力kWh単価がインバランス料金単価の諸元となっているところ。現行のインバランス料金制度においては、インバランス料金単価は余剰インバランスと不足インバランスは同じであり、上げ・下げ調整力kWh単価のマージンに差を付けることは、余剰・不足インバランスの電気の価値を等価としている点と矛盾するのではないか。
  - ✓ **非予約電源の調整力kWhのインセンティブが低いと感じられる場合、余力活用電源契約を行う電源の減少や新規参入事業者が容量市場に調整機能有電源を応札するインセンティブが削がれる可能性がある。**
- そのため、上げ調整力kWh単価と下げ調整力kWh単価で、限界費用に乗じる割合を同等とすること、非予約電源への供出インセンティブを確保すること、下げ調整力の供出インセンティブを確保する観点から、調整力kWhのマージンは、限界費用×10%とする案が考えられる。

（案）調整力kWh単価の価格規律

|           | 現状                                | 変更案             |
|-----------|-----------------------------------|-----------------|
| 予約電源      | 限界費用or市場価格                        | 限界費用 + 限界費用×10% |
| 非予約電源（上げ） | 限界費用 + 限界費用×10%   or   限界費用 + 固定費 | 限界費用 + 限界費用×10% |
| 非予約電源（下げ） | 限界費用-限界費用×10%   or   限界費用-固定費     | 限界費用-限界費用×10%   |

## 4-5-②. 起動費の取り漏れリスク回避

- 起動費取り漏れリスクへの対応については、第89回制度設計専門会合にて以下の検討を行ったところ。
- 全てのブロックへの起動費等算入を認める案、及び、全てのブロックへの起動費等算入を認めず事後精算する案について、今一度検討を行った。

第89回制度設計専門会合資料 7  
(2023年9月)

(事務局検討内容)

- 起動費の織り込みについては、需給調整市場は競争的な市場であることが望ましいこと、及び、事後精算を前提とした入札が行われることは本来望ましくない、とした上で、調達不足改善の観点から対応を検討したところ。
- 仮に、全てのブロックへの起動費算入を認めた場合、未使用分が返還された場合であっても、返還を前提とした起動費の額が多く $\Delta kW$ に算入されれば、適切な $\Delta kW$ の価格から大幅にずれる可能性があることから、全てのブロックへの起動費算入を認めることは難しいと考えられる。
- 仮に、全てのブロックへの起動費算入を認めず、全額起動費を事後精算とすれば、 $\Delta kW$ に起動費が算入しなくなり、起動が必要な電源か不要な電源かが取引の過程で選別できなくなる。
- 仮に、起動費数回分の $\Delta kW$ 算入を認めた上で起動費の事後精算を行うとした場合、最終的に取り漏れた起動費の事後精算が行われるのであれば、応札事業者は全てのブロックに起動費を算入しないことが合理的な行動となり、起動が必要な電源か不要な電源かが取引の過程で選別できなくなる。そのため、最終的に取り漏れた起動を事後精算する案を認めることは難しいと考えられる。
- 仮に、起動費数回分の $\Delta kW$ 算入を認めた上で、起動費の織り込み方法について事業者から事前説明を受けた上で監視し、事後精算を行うとした場合、起動費の織り込み方法について事業者の戦略的な行動を認めているところ、合理的な織り込み方法の評価が困難であると考えられる。
- 以上から、競争が限定的な現在の需給調整市場においては、調達不足改善の観点から、起動費数回分の $\Delta kW$ 算入を認めた上で、先々の取引に取り漏れ起動費の算入を認める手法が、市場を通して最適な $\Delta kW$ を調達する観点から現時点で取り得る手法と考える。
- 取り漏れた起動費額が回収できるかは担保されないことから、未使用となった起動費を一般送配電事業者に返還する現行規程と非対称となっているが、需給調整市場の費用は託送料金を通じて国民負担となることから、引き続き未使用起動費は一般送配電事業者に返還されることが望ましいと考える。
- また、 $\Delta kW$ への算入を認める起動費の回数は、当面2回分とし、事業者の取り漏れの発生状況をみつつ必要に応じて見直すこととしてはどうか。

### (全てのブロックへの起動費等算入を認める案について)

- 過去の検討結果の中で、全てのブロックへの起動費等算入を認めた場合についてのデメリットとして、適切な $\Delta kW$ の価格から大幅にずれる可能性があることから、全てのブロックへの起動費算入を認めることは困難としたところ。
- 適切な $\Delta kW$ の価格から大幅にずれる可能性について、これを補正するには、返還処理が行われた後の $\Delta kW$ の調達平均単価等を公表することが考えられる。一方で、費用精算には一ヶ月以上かかることに留意することが必要。（ $\Delta kW$ の調達平均単価は、安くなることはありえるが、高くなることはない。）
- 起動費及び最低出力運転費用について、電源持替後の $\Delta kW$ の再登録及び未使用分（TSOの起動中止や日をまたいだ連続運転により生じなかった起動費。）の返還処理が適切に行われるのであれば、TSOの調達費用の観点からは特段問題は発生しないと考えられるが、ハンドによる事務処理の負担が発生する。
- また、市場調達を原則とする立場からは、約定した $\Delta kW$ 価格から事後的な精算の額が大きくなることは望ましいことではないと考えられることから、仮に導入する場合は、前日取引分においてのみ起動費を全部計上した $\Delta kW$ の入札を認めることから始める等を検討することが必要と考える。

### (起動費等算入を一切認めず事後精算する案について)

- 過去の検討結果の中で、全てのブロックへの起動費等算入を認めず、全額起動費を事後精算する案については、起動が必要な電源か不要な電源かが取引の過程で選別できない点をデメリットとした。
- 現在の約定ロジックでは、起動不要の電源を先に約定させた上で、起動が必要な電源について $\Delta kW$ に算入していない起動費データを基に約定電源を選定することができない。
- 例えば、 $\Delta kW$ の単価に起動費の算入を認めず、 $\Delta kW$ の「機会費用（逸失利益）」については「卸電力市場等との逸失利益」「最低出力費用」との競争で、ある程度、取引の過程で起動が必要な電源か不要な電源かを選別することが可能とも考えられる。その上で、起動供出電源の起動はTSOの指示により行い、あらかじめ登録された起動費（V3単価）が支払うこととする等が考えられる。

### (その他)

- 起動費取り漏れリスクの完全な回避への対応としては、上記以外の案も考えられるところ。効率的な調整力の調達の観点等から慎重に検討することが必要と考えられる。



## 1-2-②. 発電事業者からの提案（起動費の織り込みについて\_第86回の続き）

- 第86回会合（2023年6月開催）にて、起動費の織り込み方法についての整理（※）としたところ、市場取引で取り漏れた起動費の事後的な実費精算を求める旨の指摘及び意見があり、再度検討を行った（次項）。

（※）第86回会合の整理

「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」規律を緩和（例：起動費2回分）することとしてはどうか。ただし、使用しなかった起動費は適切に返還。取り漏れ起動費を先々の取引に計上することは引き続き認める。」

（指摘及び意見の内容）

- リンクブロックの導入などの約定の仕組みが整い、起動費や最低出力までの発電コストの機会費用についてより適切に計上することが可能になることが「本来的」である旨が2022年1月24日の制度設計専門会合で整理されている。起動費の按分などにより赤字が膨らみかねない運用を事業者に求めたまま、「本来的」な施策が取られない場合の過渡的な改善要望を以下に申し上げる。
- 取り漏れ起動費の先々の取引への計上を認め続ければ、その $\Delta kW$ 価格は、 $\Delta kW$ を生み出すために真に必要な価値よりも上昇傾向となり、取引時点の $\Delta kW$ の価値が正しく表されないことにならないか。そのため、各事業者が1回または2回での起動費で入札には臨む※ことを前提とし、取り漏れた起動費は、先々の取引で回収するのではなく、市場取引外での事後精算が適当ではないか。  
  
※需給調整市場ガイドラインの記述のように事業者が計上の工夫をし、その考え方を監視等委殿に事前に説明をすることも一案
- また、市場制度として「本来的」な施策の検討状況が見通せない間、事業者に取り漏れ起動費のリスクを寄せても良いという理屈はない。せめて入札オペレーションをシンプルにするなど事業者意見を汲み取った配慮をお願いしたい。（この場合、監視等委殿の監視労力も大きく省力化される認識）
- なお、市場取引外の精算の類似ケースを挙げると、持ち下げ入札については、約定後に結果的に不要となった起動費などは、送配電網協議会や一般送配電事業者での検討のもと、既に（先々の取引でなく）翌月に市場取引外での精算を行っているところ。この取り漏れ起動費に関する課題に限って、先々取引での計上を堅持する理由は見当たらないのではないかと。

1. 募集量の変化による約定価格の変化等について
2. 5月以降に発生した事象について
3. 需給調整市場への供出状況について
4. 今後の対応策について
5. まとめ

## 5. まとめ①

- 今回は、5月中旬までのデータに基づき、需給調整市場の状況を確認の上、対応策についての検討を行った。
- 本年5月1日受渡分から、二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達が一時中断され、三次調整力②の取引における需給バランスは一定程度改善している。今回の前日追加調達の一時中断は、一般送配電事業者による自主的判断によるものであるが、調整力調達量の在り方については、広域機関や資源エネルギー庁において検討が行われている。
- 一方、5月1日以降も高額での約定案件が散見され、事務局において、応札価格の算定方法について確認を行った。今後の応札状況を確認しつつ、算定方法として適切と判断しかねるものについては、必要に応じて制度設計専門会合において確認いただくことにしたい。
- 本年4月以降、需給調整市場への応札については変化がみられ、揚水発電の応札量が大きく減少している。火力発電の応札量は増加しているが、事業者によって対応は大きく異なる。
- こうした状況を踏まえ、揚水発電の公募調達を行うことが資源エネルギー庁等において議論されている。事務局において、公募調達時の留意点について検討し、揚水発電の公募調達を部分的に開始すること、揚水発電の公募調達が進まない場合には火力発電の調達や公募以外の調達（ブラックスタート電源等）もあり得るのではないか、といった諸点を検討した。
- 同時に、需給調整市場ガイドラインについての発電事業者の声について考察し、見直し案についても提示した。現行ガイドラインの価格規律において、コスト取り漏れリスクや余力活用契約よりインセンティブが低くなるリスクが大きいとは考えにくく、そうしたリスクが存在することをもって火力発電事業者が需給調整市場に応札しないことが、経済的に合理的行動と言えるのか疑問が残るものの、応札量増加を促すために、価格規律見直しに向けた検討を開始することについてどう考えるか。



## 5. まとめ②

- 今回の制度設計専門会合の議論を踏まえ、揚水発電の公募や需給調整市場ガイドラインの見直しについて、引き続き検討することとしたい。
- 現在の状況が、一部の支配的な事業者の恣意的な応札行動によってもたらされているとすれば、市場支配力の行使が疑われるところであり、そうした観点からも動向を注視することが必要ではないか。
- また、今後も需給調整市場の状況を注視し、応札行動の確認等を進めてまいりたい。

## (参考) 余力活用契約に基づく起動指令について

- 2024年度以降は、必要な予備力を含めた供給力は容量市場により確保されているところ。
- 前回会合での報告に引き続き、5月19日までに余力活用契約に基づく起動指令（※1）が何回行われたか確認した。
- 電源の選定にあたっては、起動コストが安く、指令から起動が速いユニット、1日の想定調達コストが最小となるユニットであることが主な基準となっていたことを確認した（※2）。

（※1） BG計画上停止していた電源の追加起動 （※2） その他潮流調整に必要となる電源に起動指令が行われていた。

### ●4月1日～5月19日に行われた余力活用契約に基づく起動指令の回数（括弧内は、下げ余力確保のための持ち替え起動指令数）

|         | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国    | 四国 | 九州 |
|---------|-----|----|----|----|----|----|-------|----|----|
| 4月1～30日 | 0   | 18 | 7  | 14 | 2  | 0  | 15(8) | 0  | 0  |
| 5月1～19日 | 6   | 1  | 20 | 8  | 0  | 0  | 2(2)  | 0  | 0  |

