

揚水の応札拡大に向けた課題と対応の方向性について

2024年5月15日

需給調整市場検討小委員会 事務局
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 事務局

- 需給調整市場において、2024年度から新たに一次・二次①・二次②の取引が開始され、優れた調整能力を持つ揚水発電においても応札が期待される場所。
- 一方で、第46回本小委員会（2024年3月26日）において、事業者ヒアリングを行ったところ、揚水発電の応札不足につながるご意見もいただいております、これらの対策が求められている。
- また、2024年度から沖縄エリアを除いて調整力公募が終了し、揚水の運用主体が調整力提供者に変更となったことなど、制度・運用の大きな変更があった。
- 今回、2024年度からの揚水運用の特徴（変更点）も踏まえながら、揚水発電に関する応札不足の課題深掘り（問題構造の分析）ならびに対応の方向性を検討したため、ご議論いただきたい。

1. 背景

- － 1. 過去（～2023年度）の揚水運用の概要
- － 2. 2024年度からの揚水運用の概要
- － 3. 需給調整市場で顕在化している課題

2. 応札拡大にむけた課題と対応

- － 1. 課題の深掘り（問題構造の分析）
- － 2. 考えられる対応の方向性

3. 揚水予備率計上がBG行動に与える影響（補論）

4. まとめ

1. 背景

- － 1. 過去（～2023年度）の揚水運用の概要
- － 2. 2024年度からの揚水運用の概要
- － 3. 需給調整市場で顕在化している課題

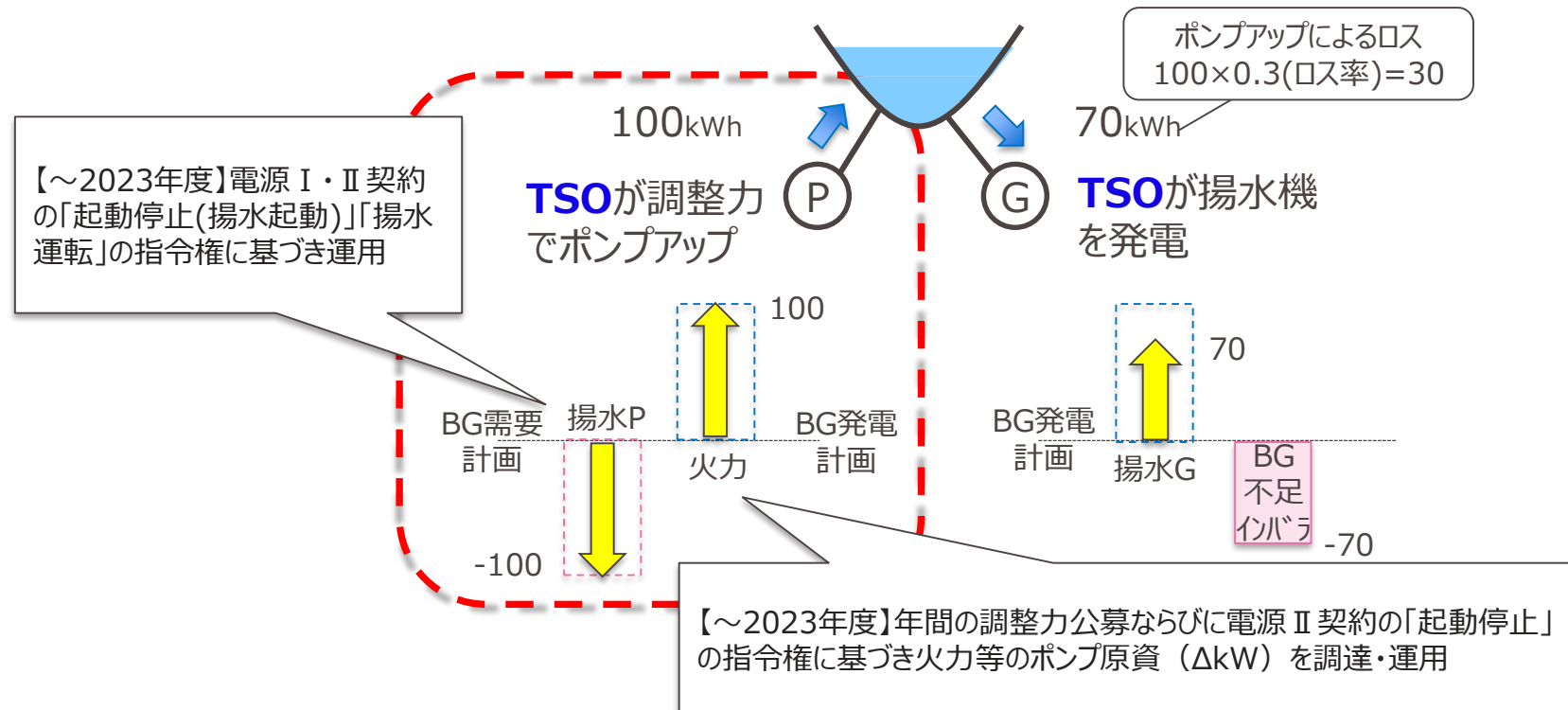
2. 応札拡大にむけた課題と対応

- － 1. 課題の深掘り（問題構造の分析）
- － 2. 考えられる対応の方向性

3. 揚水予備率計上がBG行動に与える影響（補論）

4. まとめ

- 過去（～2023年度）の揚水運用は、調整力公募に伴う電源Ⅰ・Ⅱ契約に基づき、主に一般送配電事業者（以下「TSO」という。）が揚水運用（火力等の上げ調整力を用いて揚水のポンプアップ運転）を行っていた。
- 揚水は電源Ⅰ・Ⅱ契約の「起動停止（揚水起動）」、「揚水ポンプ運転」の指令権に基づき運用しており、火力等の揚水原資は年間の調整力公募ならびに電源Ⅱ契約の「起動停止」の指令権に基づき調達・運用している。



■ 調整力公募の電源Ⅰ・Ⅱ契約において、揚水の運用に必要となる「起動停止（揚水起動含）」、「揚水運転」、「発電出力増減」の指令権を定めている。

〇〇株式会社（以下「甲」という。）と関西電力株式会社（以下「乙」という。）とは、2019年8月30日に乙が公表した2019年度電源Ⅰ周波数調整力募集要綱（以下「募集要綱」という。）に応じて甲が落札した電源Ⅰ周波数調整力の提供について、次のとおり契約する。

（電源Ⅰ周波数調整力）

第1条 甲は、乙が広域的な周波数制御や需給バランス調整等に寄与するために、乙の指令に従い、別紙1（契約電源等一覧表）の発電設備（以下「契約電源等」という。）により生じた調整力を用いて、電源Ⅰ周波数調整力を乙に提供するものとする。

2 この契約において、電源Ⅰ周波数調整力の提供とは、次のものをいう。

- (1) 甲が、常時、第3条に規定する受電地点において、契約電源等のうち、同条に規定する契約電力を、乙の指令に従い運転可能な状態で維持（以下「待機」という。）すること。
- (2) 甲が、乙の指令に従い、契約電源等を契約電力の範囲内で運転すること。

（調整力）

第1条 甲は、乙が周波数制御や需給バランス調整等を実施するために、乙の指令に従い、別紙1（契約電源等一覧表）の発電設備（以下「契約電源等」という。）により生じた調整力を用いて、電源Ⅱ周波数調整力を乙に提供するものとする。

なお、この場合、契約電源等は、2018年10月1日実施の乙の託送供給等約款（以下「約款」という。）15（供給および契約の単位）(4)に規定する「調整電源」に、また、契約電源等のうち可変速揚水発電設備については、約款附則3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(3)に規定する「当社が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社と調整に関する契約を締結する設備」に、それぞれ該当するものとする。

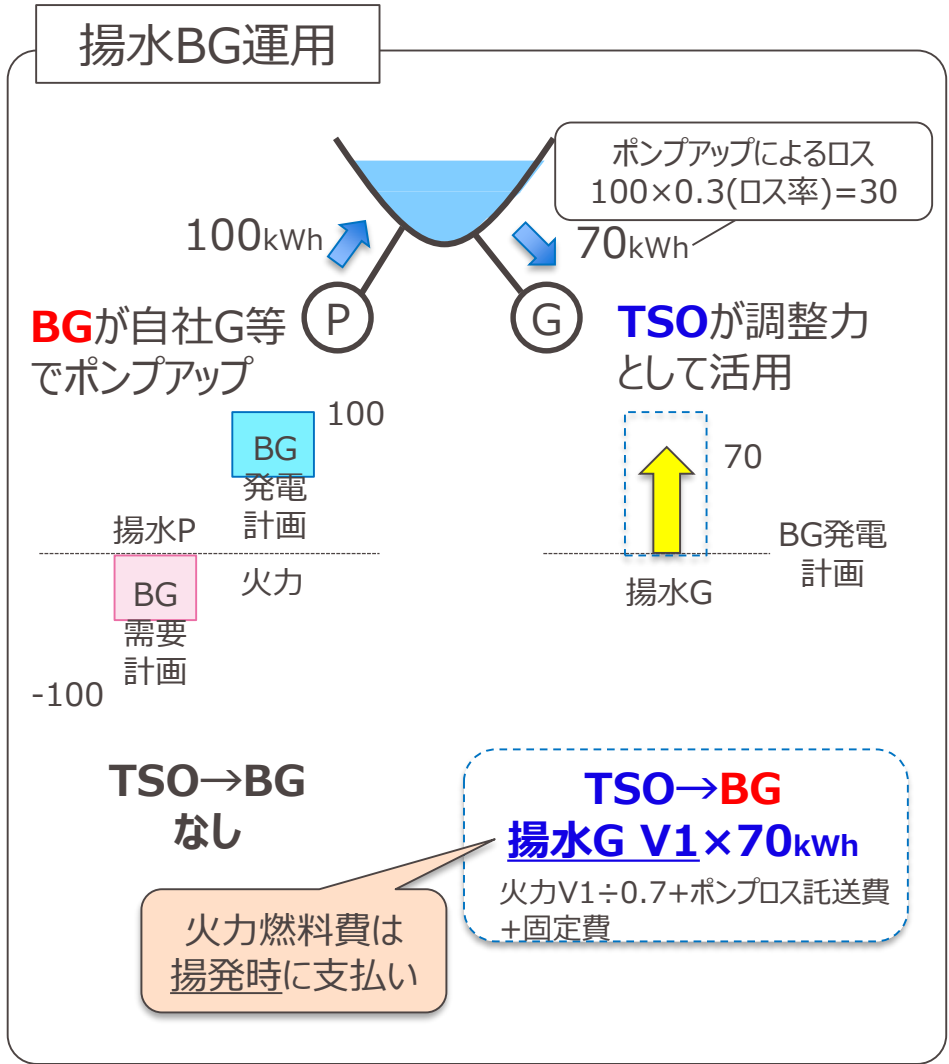
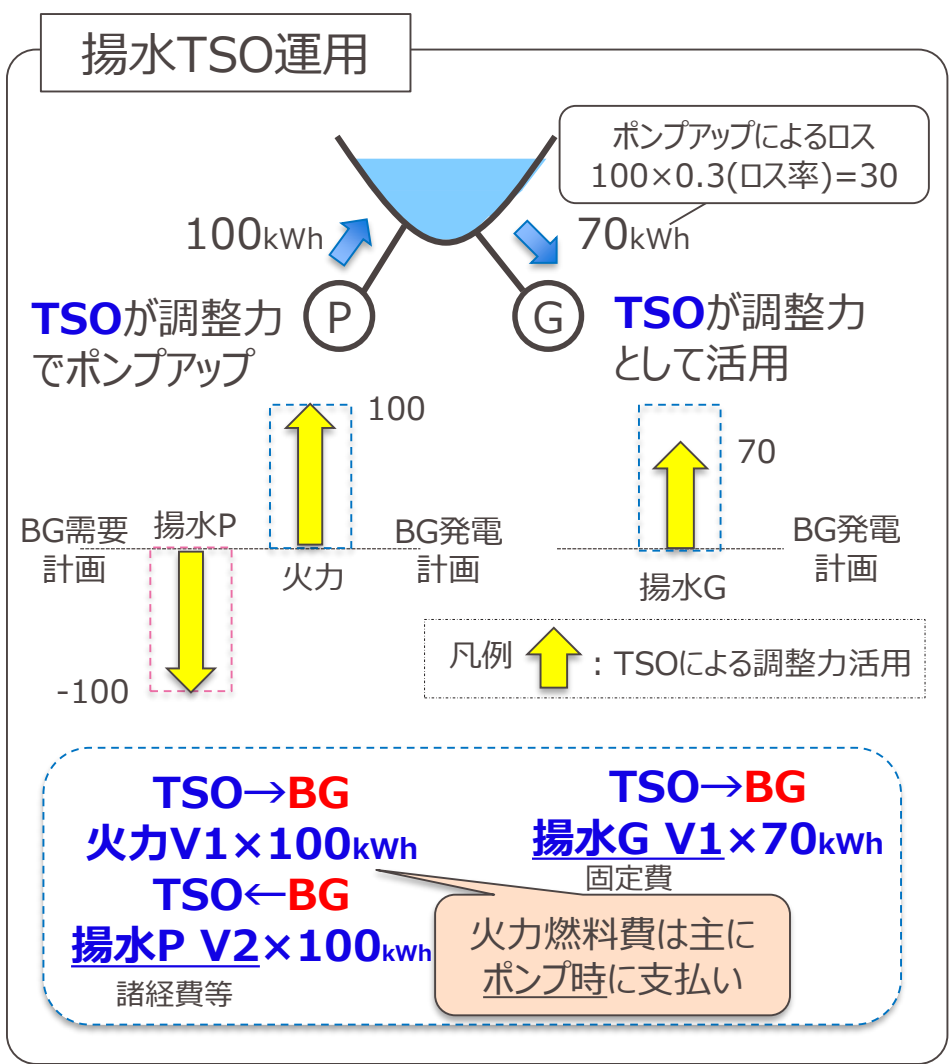
2 この契約において、調整力の提供とは、甲が乙の指令に従い、契約電源等を以下のとおり運転することをいう。

- (1) 起動および停止
契約電源等の起動（起動後並列するまでを指し、揚水起動を含む。）または停止を行なうこと。甲が乙の指令に従い契約電源等を契約電力の範囲内で運転すること。
- (2) 発電出力の増減
契約電源等の発電出力を募集要綱に記載の周波数調整機能等を使用し、増減させること。
- (3) 揚水運転
下池から上池へ水を汲み上げる機能（以下「揚水運転機能」という。）を有する契約電源等について、乙の電力系統に並列し、水の汲み上げを行なうこと。

出所) 関西電力送配電 2019年度電源Ⅰ周波数調整力契約書（発電設備）（ひな形）より抜粋
<https://www.kansai-td.co.jp/application/partner/reserve/2019/pdf/decision02.pdf>

出所) 関西電力送配電 2019年度電源Ⅱ周波数調整力契約書（発電設備）（ひな形）より抜粋
<https://www.kansai-td.co.jp/application/partner/reserve/2019/pdf/decision05.pdf>

- 精算に関しても、調整力提供者（以下「BG」という。）と池水位の運用（言い換えると燃料管理）主体が異なることから、調整力発動時の精算単価が（2024年度から）BGが設定する限界費用とは異なっている状態。



- 過去（2023年度まで）においても、一部のエリアは揚水BG運用を実施しており、揚水kWh単価の設定ならびに精算については、各社（エリア）によって差異がある状態。

揚水発電の調整力の運用について

- 揚水発電の調整力については、調整力提供者（発電・小売）がポンプアップを行うとしているエリアと、送配電事業者がポンプアップを行うとしているエリアがある。
- 調整力の広域調達の実現に向けて、中長期的には統一化が必要。

2018年3月 第28回制度設計専門会合
事務局資料より抜粋

各社の揚水機のkWh単価の設定パターン（各社からの回答のまとめ）

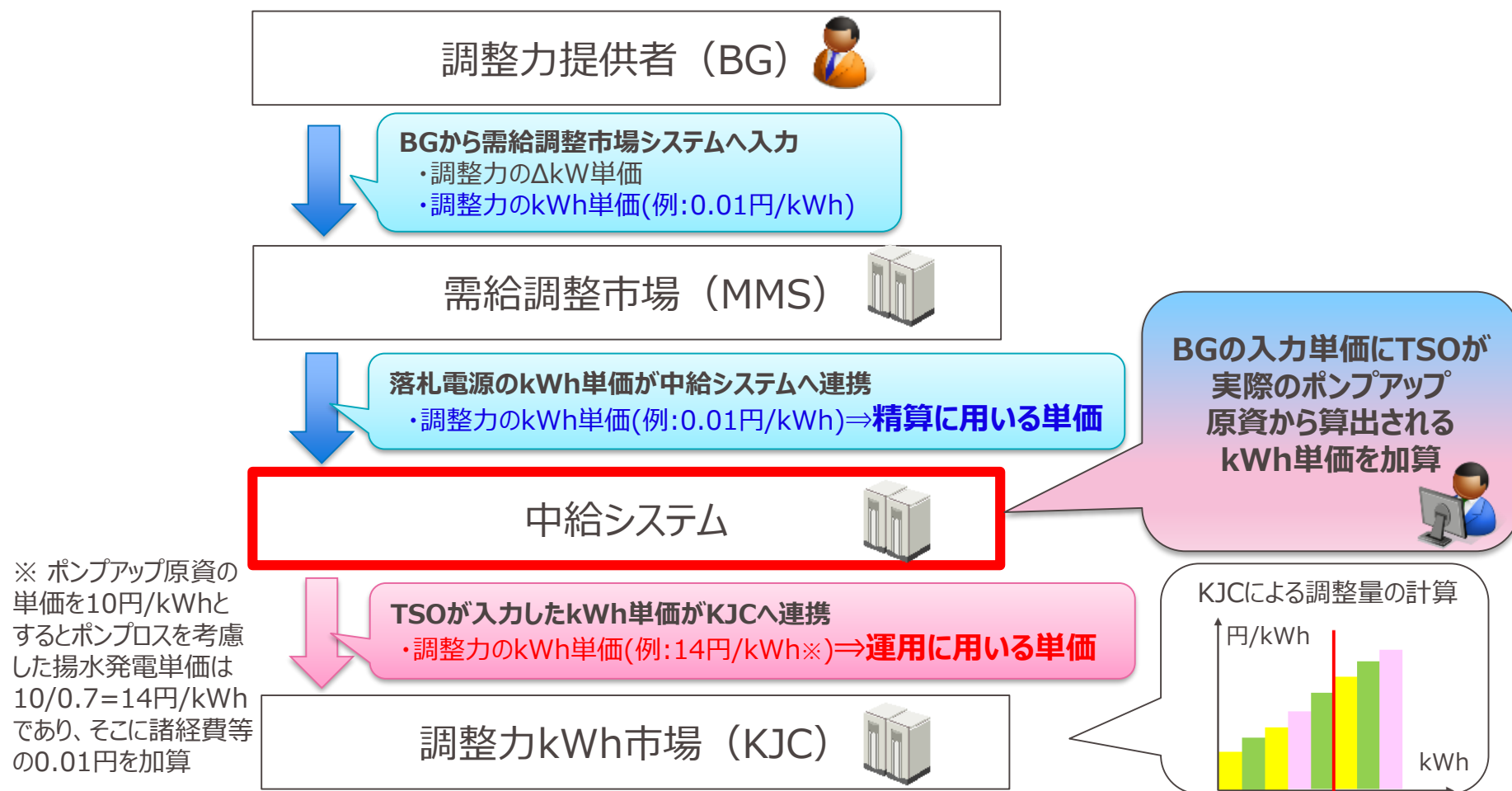
	上げ指令単価設定の考え方	下げ指令単価設定の考え方	会社
① 調整力提供者がポンプアップを実施（費用負担）	運転予定石油火力機の上げ指令単価の最低値÷揚水効率	運転予定石炭火力機の下げ指令単価の最高値	f社 (電源Ⅰ、Ⅱ)
②	ポンプアップ原資となった発電機の上げ指令単価÷揚水効率	同左	h社、a社 (電源Ⅰ、Ⅱ)
③	マージン※	▲（マイナス）マージン※	i社 (電源Ⅰ、Ⅱ)
④ 送配電がポンプアップを実施（費用を負担）	諸経費（消耗品費等）	▲（マイナス）諸経費（消耗品費等） －下げ調整による発電効率低下影響	b社 (電源Ⅰ、Ⅱ)
⑤	変動費（消耗品費等）	同左	e社 (電源Ⅰ、Ⅱ)
⑥	ゼロ円	同左	g社、d社 (電源Ⅰ、Ⅱ)

揚水
BG
運用

揚水
TSO
運用

※マージンの額は i 社が独自に設定

- 揚水TSO運用の場合、池水位（燃料）の確保（管理）主体が異なることから、BGは揚水発電の調整力の精算単価（V1/V2）として諸経費等のみ（数銭/kWh）を需給調整市場システム（MMS）へ入力する。
- 一方、ポンプアップ原資はTSOのみ把握していること、ならびに揚水発電のV1単価が安価（諸経費等のみ）のままでは、KJCにより頻繁に指令され、池水位が枯渇することから、運用単価についてはTSOが入力する運用としてしている。



1. 背景

- － 1. 過去（～2023年度）の揚水運用の概要
- － 2. 2024年度からの揚水運用の概要
- － 3. 需給調整市場で顕在化している課題

2. 応札拡大にむけた課題と対応

- － 1. 課題の深掘り（問題構造の分析）
- － 2. 考えられる対応の方向性

3. 揚水予備率計上がBG行動に与える影響（補論）

4. まとめ

- 2024年度から需給調整市場が全面運開するにあたり、TSOが自由に池全体の水位を運用できることが継続すると、需給調整市場で ΔkW を調達しなくても調整力が確保可能となり、需給調整市場の制度趣旨にそぐわないとされた。

2024年度以降の揚水発電の運用のあり方

- 2024年度以降、調整力の調達が需給調整市場のみとなると、現行の需給調整市場の取引規程等では、現在のような揚水発電の運用はできなくなる。
 - － ポンプアップの運用等を電源Ⅱ契約で規定していることを踏まえると、2024年度以降は容量市場で落札した電源を対象とした余力活用契約において、ポンプアップの運用等を規定するといったことが考えられる。
- 需給調整市場が、必要な調整力は市場による競争を通じて透明性をもって確保することなどを背景に創設されたことを踏まえると、現在の一般送配電事業者主体のエリアのように、電源Ⅰ等の契約電力の範囲を超えて、自由に池全体の水位を運用できることが継続すると、需給調整市場で ΔkW を調達しなくてもよいこととなり、これは需給調整市場の制度趣旨にそぐわないのではないか。
- こうしたことから、2024年度以降、一般送配電事業者が利用可能な水位の範囲については、需給調整市場で調達した ΔkW の範囲を遵守することを基本的な考え方とすべきではないか。
 - － 余力活用契約における余力の範囲については、GC前の発電事業者等の計画策定に支障を与えないことが前提とされているが、スライド22のとおり、支障を与える事例は相当限定的なものとなっている。余力が多いと ΔkW を調達しなくてもよいこととなることから、揚水運用において余力の範囲をどこまでとすべきか。
- また、上記の調整力の調達の透明性の観点や、本来、発電所はそれを所有する者に運用の権利があることや、前回会合で述べた調整力の登録kWh価格の考え方を踏まえると、揚水発電における池全体の水位の運用主体については、調整力提供者が行うことが適当ではないか。
 - － 揚水発電と同様の機能を持つ蓄電池については、その充放電の運用主体は蓄電池の所有者にある。蓄電池との整合性の観点からも調整力提供者が運用主体である方が適当ではないか。

※運用主体を統一する場合は、運用変更となる側の一般送配電事業者にシステム改修が発生し、最短でも2年程度要するとのこと。需給調整市場の取引が本格化する2024年度に間に合わせるには、2022年度からシステム改修に着手する必要がある。本論点を2021年までには整理を行う必要がある。

- そのため、2024年度以降、調整力の調達の透明性の観点等を踏まえ、揚水発電における池全体の水位の運用主体については、BGが行うこと（揚水BG運用）が基本とされた。
- 一方で、需給ひっ迫時や再エネの出力抑制を回避する場合には、一時的にTSOが池全体の水位を運用することも認められている（揚水TSO運用）。

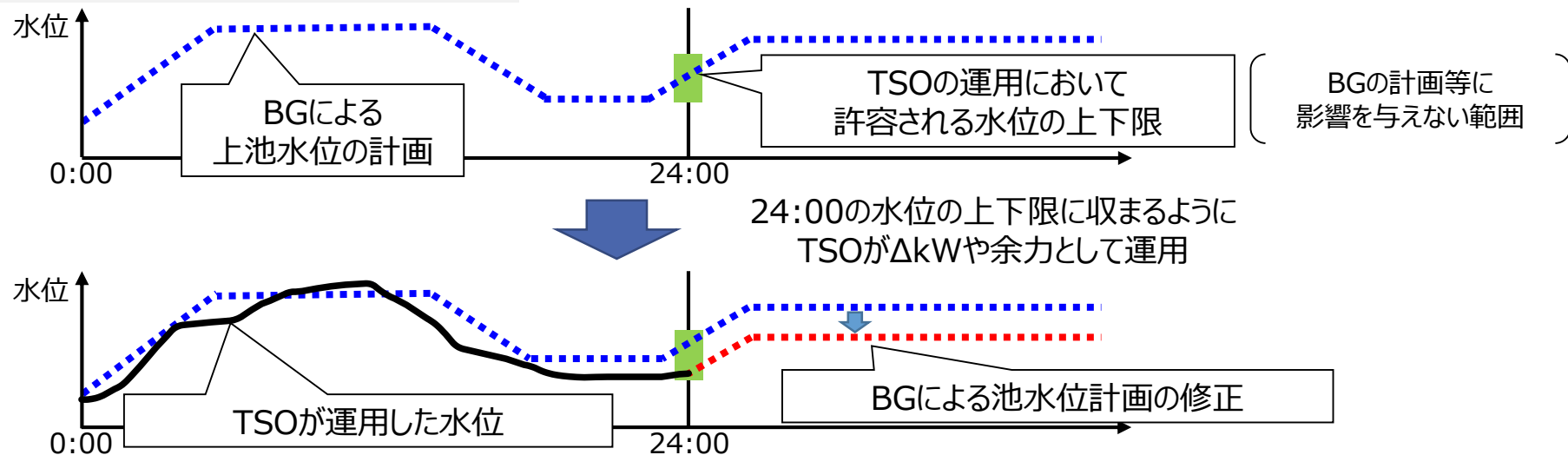
事務局提案のまとめ

- 2024年度以降、一般送配電事業者が利用可能な水位の範囲については、需給調整市場で調達した Δ kWの範囲を遵守することを基本的な考え方とすべきではないか。
- 調整力の調達の透明性の観点等を踏まえ、揚水発電における池全体の水位の運用主体については、調整力提供者が行うべきではないか。
- なお、再エネの出力抑制回避等※のために一般送配電事業者が必要と判断した場合には、一時的に一般送配電事業者が池全体の水位の運用を認めることとしてはどうか。
- その際、調整力提供者に負担を生じさせないよう、調整力提供者に発生するインバランスの発生については、現在と同様、インバランスとは見なさないこととしてはどうか。更に、需給調整市場でのペナルティの発生については、免除するよう資源エネルギー庁で検討を行うこととしてはどうか。

※需給ひっ迫時においてもエリアの周波数維持義務を履行するために一般送配電事業者が必要と判断した場合には、一時的に一般送配電事業者が池全体の水位の運用を認めることとしてはどうか。

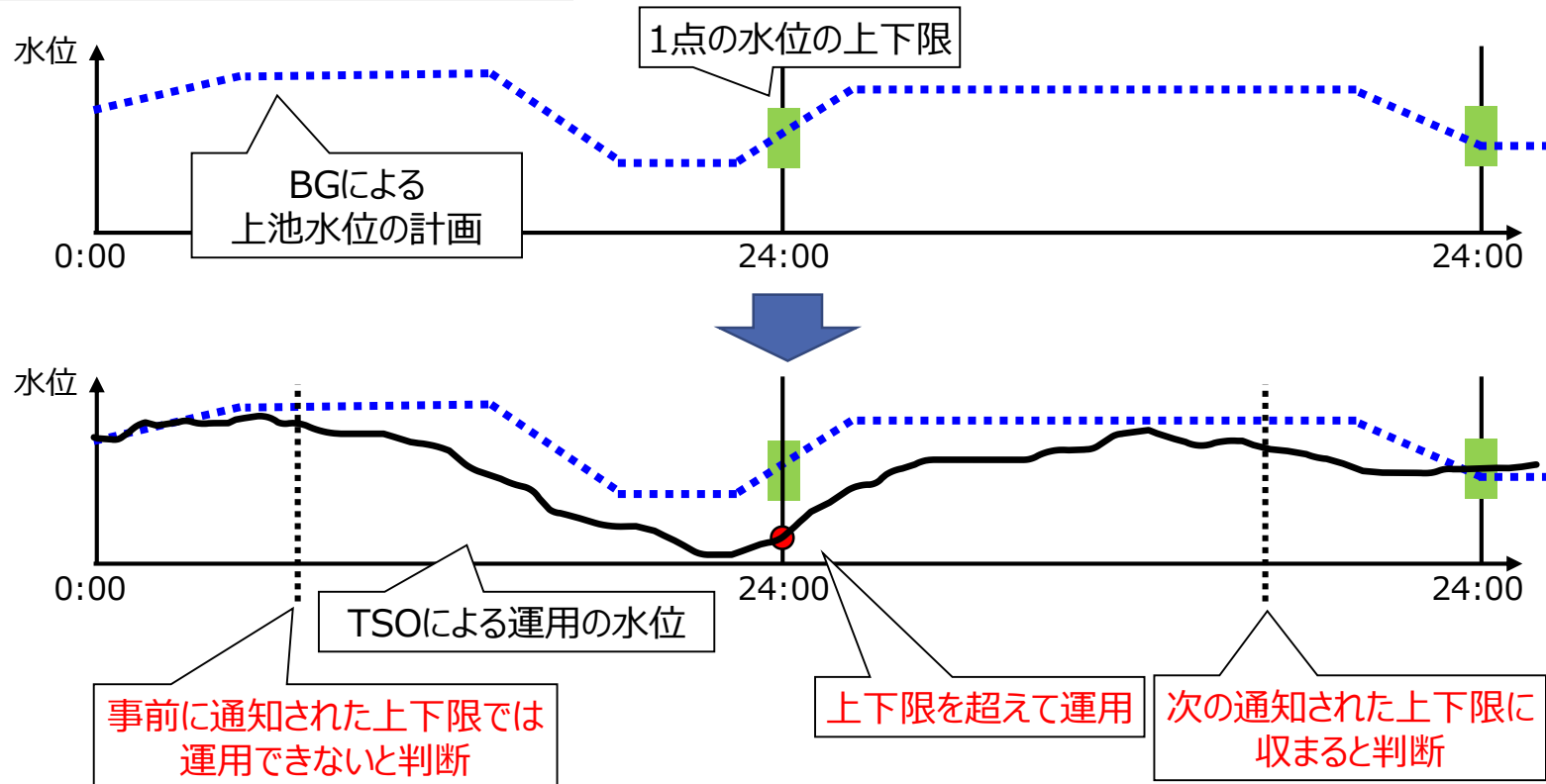
- 揚水の池の水位の運用主体はBGになり、BGが物理的な上池や下池の制約等を考慮しながら、数日先までの市場取引等の経済合理性のある計画に基づいて池の水位を管理する。
- BGは自らの計画に影響がないことを前提として、TSOの運用において許容される水位の上下限をTSOに通知し、TSOはその範囲で揚水発電等を運用することになる。
- 許容される水位の上下限はBGからTSOに1日1点等で通知される。その上下限值（余力の運用幅）については、スポット市場等における販売予定分として確保する水位を基本として、販売予定増減分や ΔkW として利用するために確保する水位、池の制約等を加味して設定されると想定される。
- TSOは指定されている断面の上下限に収まるように ΔkW や余力を活用する。すなわち、**TSOは通知された水位の上下限を認識しながら、周波数調整（時間内変動対応）や広域需給調整による経済運用（予測誤差対応）を考慮して、発電やポンプアップを行う**ことになると考えられる。

BGによる上池水位の計画（例）



- 需給ひっ迫時等はTSOが一時的に池全体の水位を主体的に運用できることとされているが、具体的には**TSOがBGに通知された水位の上下限を超えて運用すること**を指す。
- 上下限を超えて運用した後は、改めて通知された上下限に、**水位を戻すことで揚水BG運用に戻る**ことになる。

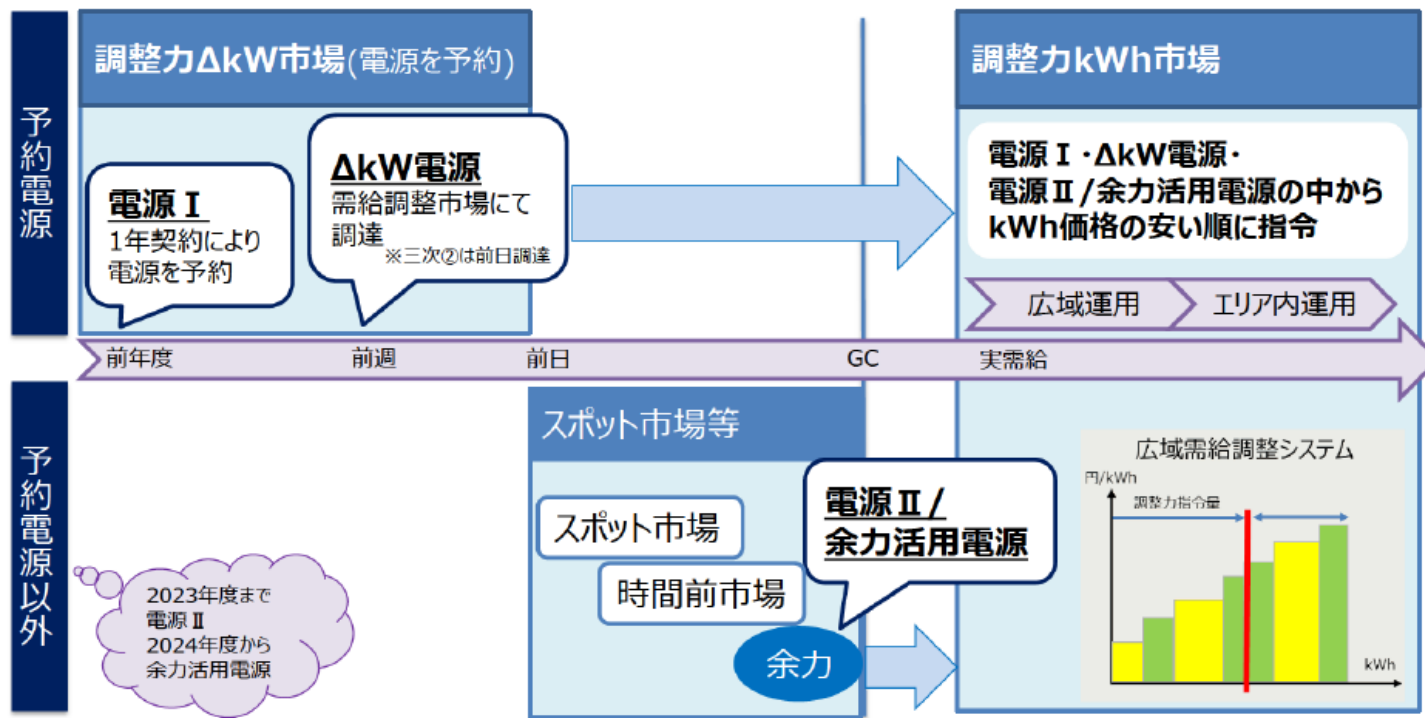
通知された上下限とTSOの運用（例）



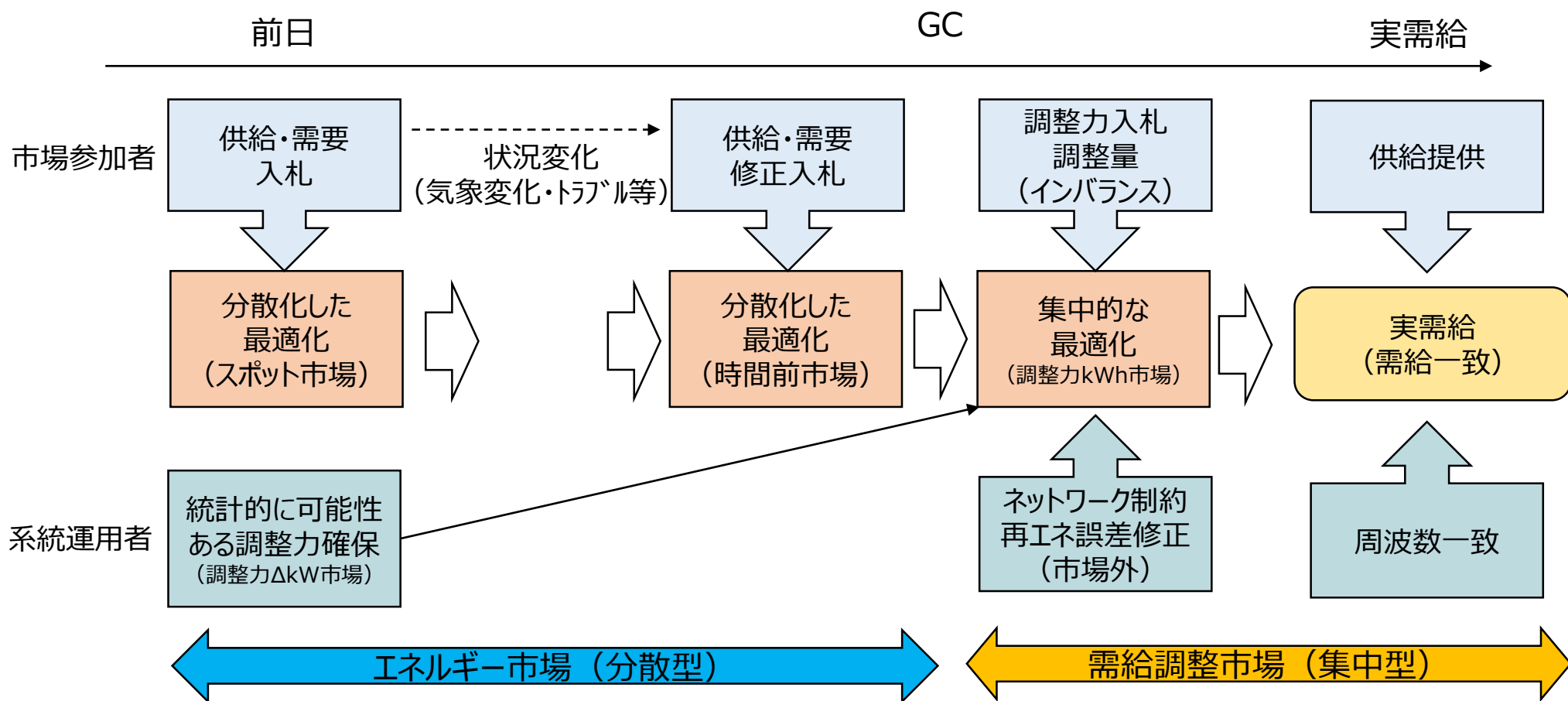
- これら2024年度からの揚水運用が、市場制度においてどのような建付けになるのかを明確化する。
- まず、需給調整市場には、調整力 Δ kW市場（調達）と調整力kWh市場（運用）の2つの側面が存在。

調整力 Δ kW市場と調整力kWh市場の概要

- 一般送配電事業者は、需給調整市場において、調整力として最低限必要な量の電源等を事前に調達（予約）する。（当面は、公募による電源Ⅰの調達も併存。）【調整力 Δ kW市場】
- その後、実需給断面において、予約確保した電源等に加え、スポット市場等で約定しなかった電源Ⅱ/余力活用電源も含めた中から、kWh価格の安い順に稼働指令される。【調整力kWh市場】



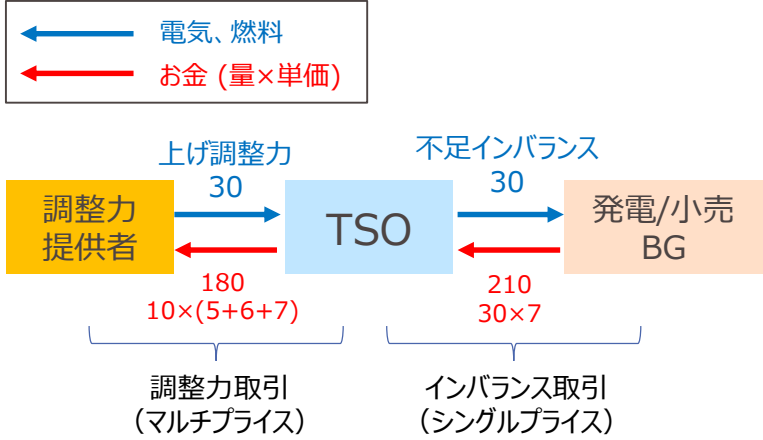
- 需給調整市場（調整力kWh市場）は、GC以降、発電・小売事業者（市場参加者）が出したインバランス量を入札と見做し、系統運用者である一般送配電事業者が、広域需給調整システム（以下、KJC）を用いて、予約電源（ΔkW電源）および余力活用電源の中から、メリットオーダー上、最適な電源を約定させる構図となっている（その約定結果がインバランス料金に反映される）。



■ また、調整力kWh市場内の取引（お金の流れ）については、インバランス精算と調整力精算の相償という形で、「インバランス収支」（≠託送収支）として管理されている。

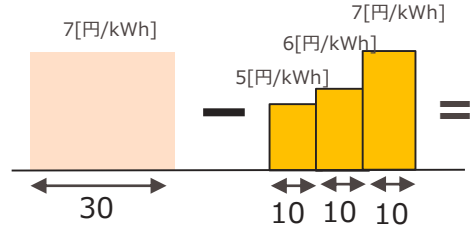
※ インバランス料金単価は、調整力の限界的なkWh価格で決まり、シングルプライス（pay-as-cleared方式）にて精算される一方、調整力単価（V1/V2）はマルチプライス（pay-as-bid方式）にて精算されることから、構造上、インバランス収支は余剰が発生する（調整力単価とインバランス単価の値差はTSOの収益となる）可能性が高いとされている。

【調整力kWh市場での入札・約定】



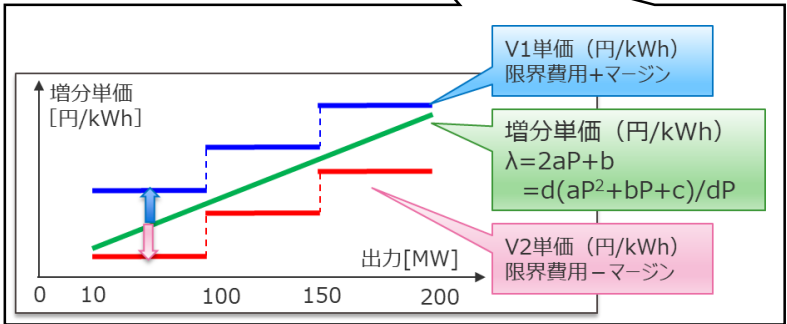
【TSOの収支】

- 調整力取引のkWhコスト（マルチプライス）
- インバランス取引の収入（シングルプライス）



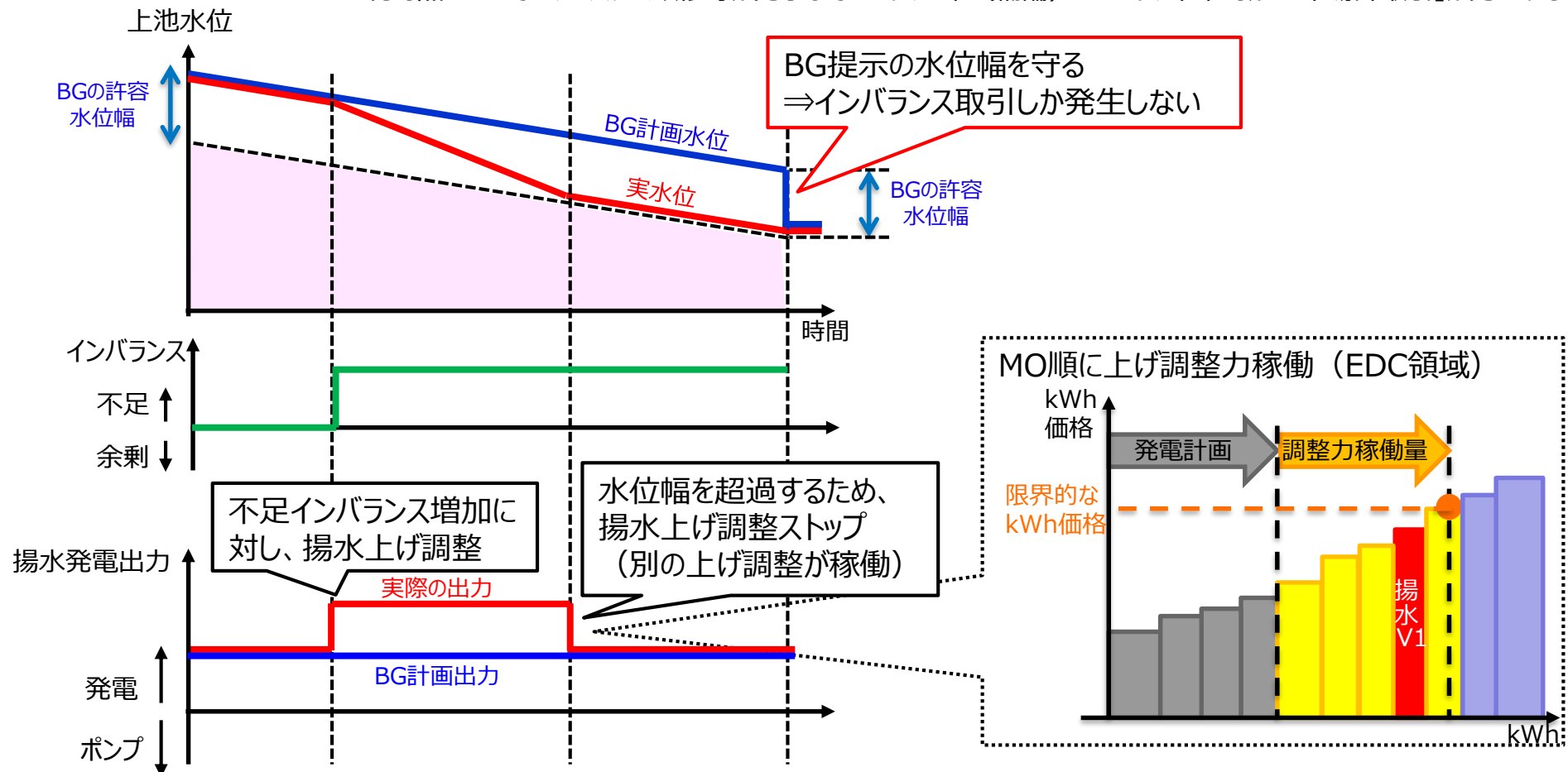
TSOに収益発生

2022年度以降、インバランス料金は調整力の限界的なkWh価格を引用する一方、調整力提供者へのkWhの支払については、当面の間、登録された価格に基づき精算（pay-as-bid方式）することから、インバランス収支には余剰が発生する可能性が高い。

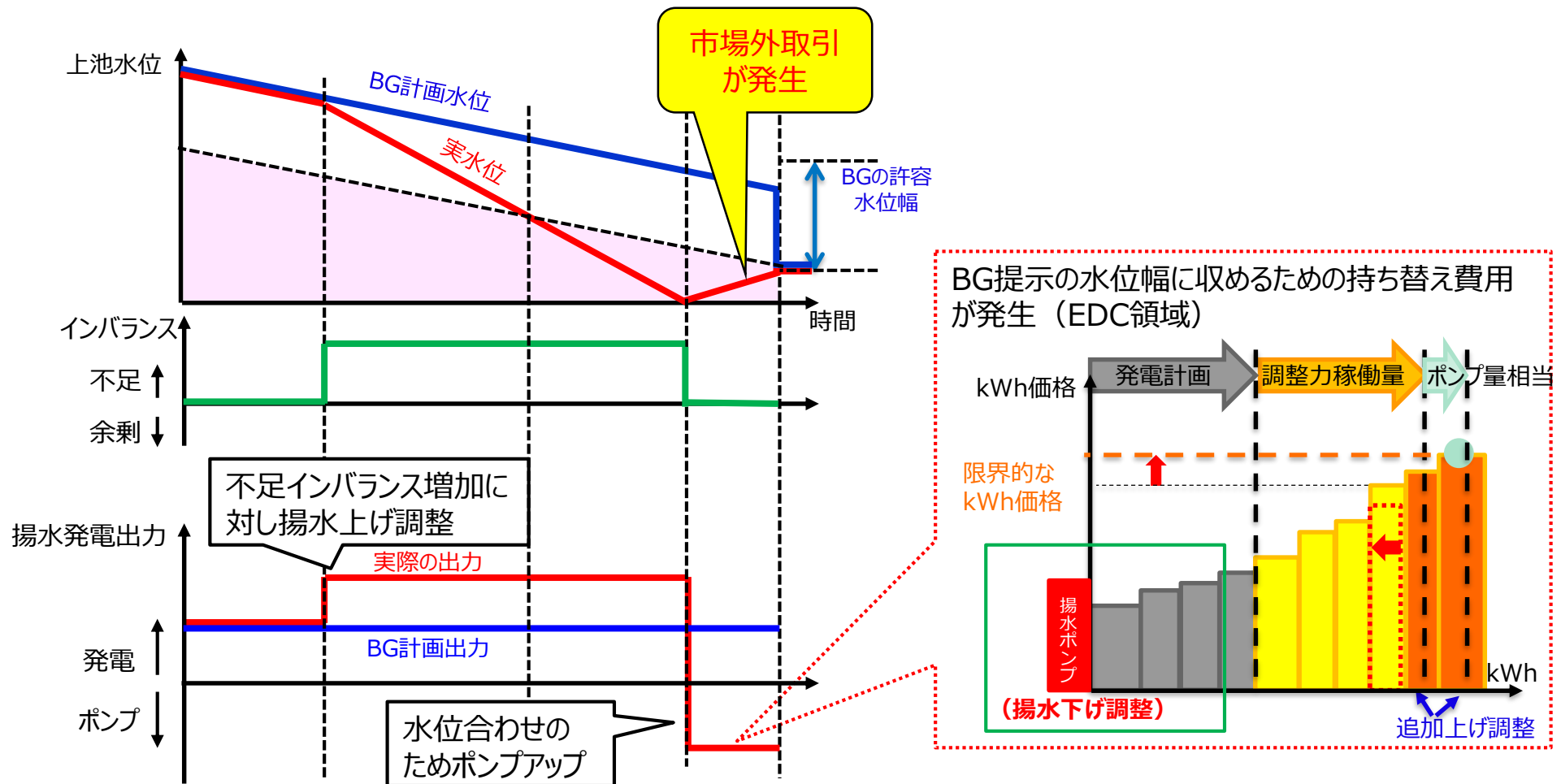


- すなわち、BGが不足（余剰）インバランスを出し、KJC（全国MOの市場システム）がメルिटオーダーリストから、安価な（余剰の場合は高価な）順に電源を約定（指令）した場合のみ「市場内取引」という建付けになる。
- 平常時の揚水運用についても、BG提示の水位幅の中で運用する（水位幅を守るようにメルिटオーダーリストを変更する）こと※で、インバランス取引しか発生しない「市場内取引」の建付け（状態）となる。

※ 現時点においては、システム改修等が完了しておらず、3章（補論）のとおり、平常時から「市場外取引」が発生する状態。



- 一方、緊急時の揚水運用については、BG提示の水位幅を超過した場合、水位合わせのための運用が発生する。
- この点、インバランスが発生していない（インバランス精算がない）に関わらず、持ち替え等の調整力精算が発生する（託送支出が発生する）ことから、緊急時の揚水運用については、「市場外取引」の建付け（状態）となる。



- 前述のとおり、市場取引（それに伴う収支の管理）の建付け自体が変わることから、一時的な揚水TSO運用への移行基準は、TSOが必要と判断した場合の事例として、「緊急時（需給ひっ迫時）」「再エネ出力抑制回避時」に認めることとしている。
 - 緊急時（需給ひっ迫時）の判断：追加供給力対策を踏まえても広域予備率が5%を下回る場合（ただし、一般送配電事業者が運用することで広域予備率を改善できる場合に限る）
 - 再エネ出力抑制回避時の判断：各エリアにおいて、火力発電の出力の抑制を行い、調整力提供者の計画に基づいて通知された揚水発電等の上下限の範囲で活用してもなお余剰が生じる可能性がある場合等
- また、一時的な揚水TSO運用に移行した場合は、TSOがその旨を公表することとなっている（事後でも可）。

前日時点以降の余力活用電源に対する緊急時（需給ひっ迫時）の判断等

14

- 広域予備率が3%を下回る可能性がある場合は、一般送配電事業者は余力活用契約に基づいて電源を追加起動できることとして整理されている。そこで、揚水発電等を通知された上下限を超えて運用することについても同様に3%を基本として運用することとなる。
- 前日時点では、それ以降の需要や再エネ出力の変動を考慮すれば、広域予備率が5%を下回る場合には上述の状況に至ることは十分に想定される。このため、追加供給力対策を踏まえても広域予備率が5%を下回る状況においては一般送配電事業者が通知された水位の上下限を超えて、揚水発電等のポンプアップや発電を行う運用することを可能としようか（ただし、一般送配電事業者が運用することで広域予備率を改善できる場合に限る。）
- また、同様の状況においては、起動後に出力が最大になるまでの時間を考慮しながら、余力活用契約電源の追加起動を行うことができることとしてはどうか。
- それらの判断には、電源の起動から出力増加に要する時間や調整力提供者の計画に基づいて確保される上池水位の見込み、需給ひっ迫が継続する時間等を考慮することとする。
- なお、電源の追加起動や一般送配電事業者による揚水発電等の運用によって、大きく予備率が改善する場合には「需給ひっ迫注意報」や「需給ひっ迫警報」の発令に至らない可能性もある。
- さらに、突発的な設備故障等の発生等によって、追加供給力対策や当日以降の予備率、電源の起動に要する時間、揚水発電等の水位の計画を勘案したうえで、広域予備率が3%を下回るおそれがある場合には、緊急時として一般送配電事業者が前述した電源の追加起動や揚水発電等の運用を行うことを可能としようか。

再エネ出力抑制回避時の揚水発電等の運用方法の判断

19

- 再生可能エネルギー電源の出力抑制の回避や出力抑制量の低減のため、現状の優先給電ルールにおいては火力発電の出力を抑制し、さらに揚水発電等によるポンプアップも行うことで下げ代を確保している。
- 2024年度以降においても、まずは各エリアにおいて、火力発電の出力の抑制を行い、揚水発電等については調整力提供者の計画に基づいて通知された揚水発電等の上下限の範囲で活用することになる。それでもなお余剰が生じる可能性があり、揚水発電等の運用により更なる再エネ出力抑制の回避が可能な場合に、一般送配電事業者は通知された水位の上下限を超えて、揚水発電等のポンプアップや発電を行うこととしてはどうか。
- その後、余剰分を他エリアへ送電する長周期広域周波数調整では、受電エリアは調整力提供者から通知された水位の上下限で対応できる場合には、その上下限の中で運用する。ただし揚水発電等の運用において、これまでの対応と同程度に再エネ出力抑制の回避が可能な場合は、一般送配電事業者が通知された水位の上下限を超えて、揚水発電等のポンプアップや発電を行うことができることとしてはどうか。
- さらに、設備故障の発生等によって下げ代が不足する場合（連系設備のトラブルにより余剰を送電できない場合など）においても、調整力提供者に通知された水位では運用できない場合は、緊急時として、その水位の上下限を超えて運用することとしてはどうか。
- 通知された上下限を超えて運用した後に、次に通知された上下限に対する水位の運用の判断は、春季や秋季には連日長周期広域周波数調整を行っているエリアが存在していること等から、長周期広域周波数調整が不要になるなど、翌日以降の余剰が発生しなくなる見込み等を踏まえて行う。
- また、一般送配電事業者は通知された水位の上下限を超えて運用を行う場合は、一般送配電事業者がその旨を公表することとする。
- 需給ひっ迫時と同様に電気の余剰時についても、前述した揚水発電等の運用を行うものの、運用の実態等を踏まえ、運用方法や判断基準については今後見直しを検討する。

- 移行基準に「発雷時等による送配電設備に支障が生じるおそれがある場合」も追加された。

事務局の見解

- 余力活用契約においては、各種電源（火力発電、揚水発電など）は上げ調整力、下げ調整力ともに余力の範囲で活用できることとなっている。
- 揚水発電については、余力の範囲を超えて一時的に一般送配電事業者が池全体の水位の運用を認めることが第67回制度設計専門会合において整理されており、一般送配電事業者が必要と判断した場合の事例として再エネ出力抑制回避時及び需給ひっ迫時に認めることとしてきた。
- 他方で、発雷時等による送配電設備に支障が生じるおそれがある場合には、系統の安定維持の観点から、一般送配電事業者に揚水発電を一時的に運用させることを余力活用契約上認めることは適当ではないか。
- このため、一般送配電事業者が必要と判断した場合には、発雷時等（※）により送電線に支障が発生するおそれがある時も一時的に一般送配電事業者が池全体の水位の運用を認めることとしてはどうか。
※台風、塩害、雪害、暴風（台風以外）、水害等
- なお、余力活用契約が締結されていない揚水発電については、上記のような際の一時的な運用について、公募で対応することを認めることとしてはどうか。
- 本運用については、適正な管理を行っていく観点から、今後も厳正な事後監視を行うこととしたい。

1. 背景

- － 1. 過去（～2023年度）の揚水運用の概要
- － 2. 2024年度からの揚水運用の概要
- － 3. 需給調整市場で顕在化している課題

2. 応札拡大にむけた課題と対応

- － 1. 課題の深掘り（問題構造の分析）
- － 2. 考えられる対応の方向性

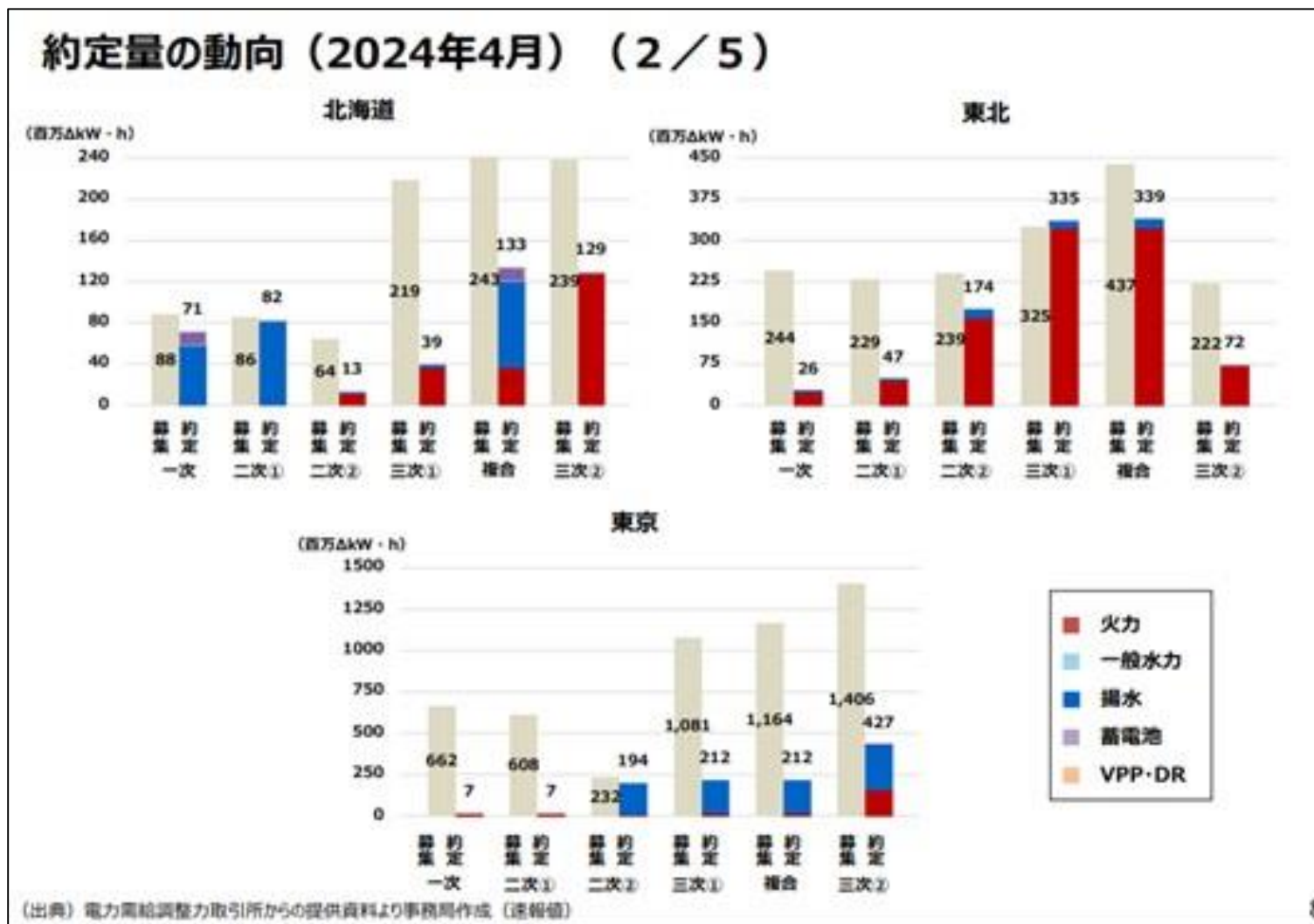
3. 揚水予備率計上がBG行動に与える影響（補論）

4. まとめ

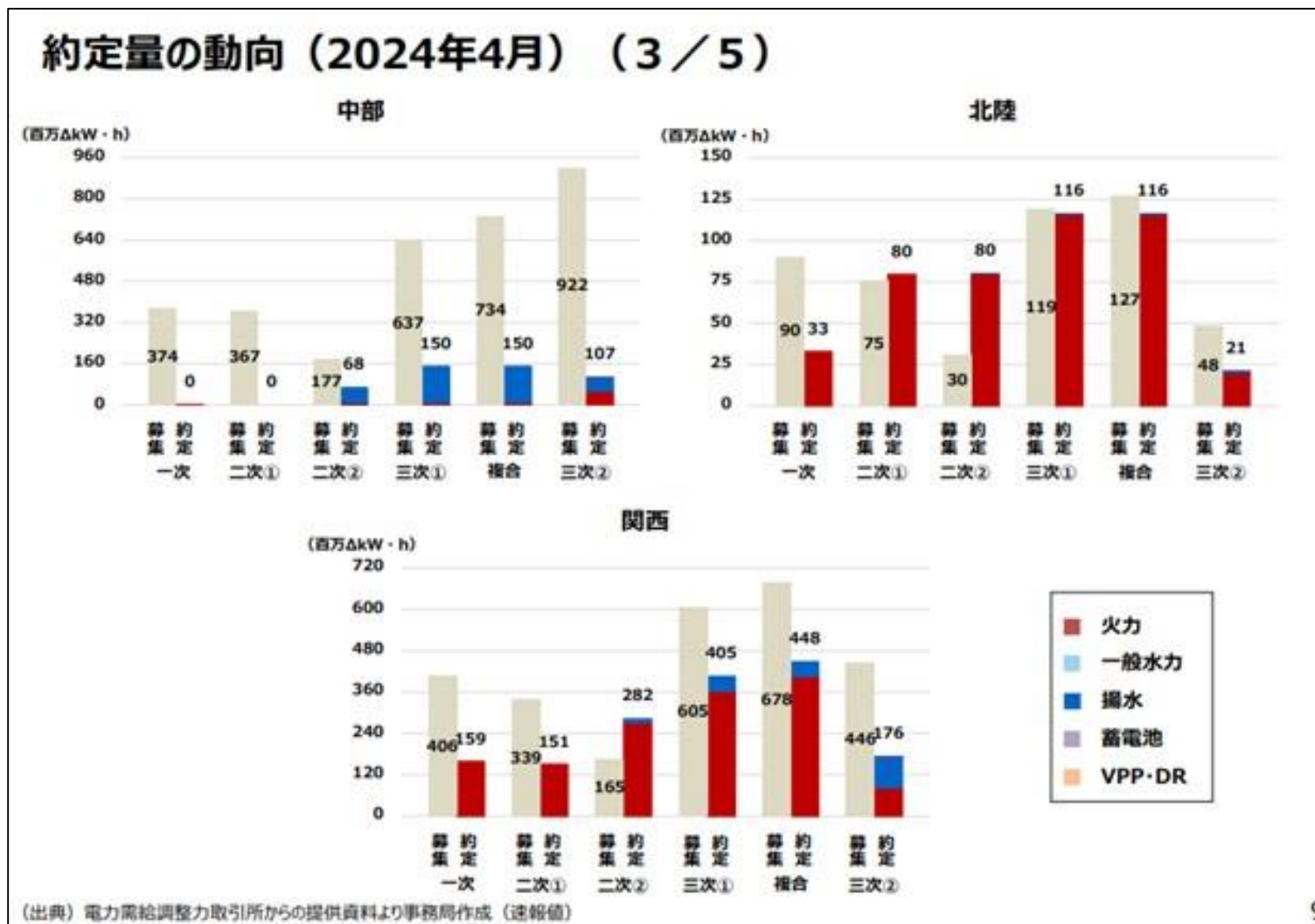
- 2024年度の全面運開後、需給調整市場では応札不足が継続しており、特に、揚水については、優れた調整力を持つことから様々な商品において応札が期待されるものの、応札には繋がっていない状況。
- この点、運開直前のヒアリング結果ならびに運開直後のアンケート結果では、揚水の応札不足に繋がり得るご意見（下表のNo.1とNo.5）も頂いている一方、これらが応札不足解消に直結する本当の課題なのか、前述の揚水運用の特徴も踏まえながら、課題の深掘り（問題構造の分析）を行った上で、対応の方向性を考えることが重要。

ヒアリング項目	ヒアリング結果概要	No.
(1) 応札準備状況	- 大半の応札に必要なシステムの整備を行っており、<u>初回取引には間に合う見込み</u> - 実務面での手続きも順次進んでおり、初回取引より応札を想定	—
(2) 応札予定商品	一次、二次①は並列必須となっており、<u>揚水発電所等にとっては、週間商品として並列必須要件を満たすことが難しい（応札できない見込み）</u>	1
(3) 応札予定量	- 需給調整市場における機会費用収入のうち、起動した際の最低出力相当分の手当が余力活用契約と比較し劣後している - 余力活用契約では確実に起動費が支払われることから、<u>市場供出は経済合理的な選択と認識していない</u>	2
	- 需給調整市場ガイドライン上では、起動費は2回（2024年度以降）までしかΔkW単価に計上できないため、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/全8ブロックを超えた追加起動を行っての応札を控える - 起動費取り漏れリスクを回避するため、<u>追加起動を行っての応札は考えていない</u>	3
	<u>相対契約を締結しているリソースに関しては、前日スポット市場までの通告変更権の関係上、週間商品（一次～三次①）に応札することはできない</u> - 電源Ⅰは卸販売（相対契約等）を実施しており、その全量を需給調整市場に供出するとは限らない	4
	ΔkWへの応札以降、<u>調整力の発動量が把握できないことから、応札量が小さくなる（または応札しない）</u>	5
	<u>BG下げ代不足に係る懸念があり、追加起動を行ってまで需給調整市場に応札することは考えていない</u>	6
	アセスメント違反リスクが高まる等の理由により、<u>複数ユニットを持ち替えて応札する金銭的インセンティブがない</u>	7
(4) 応札価格	ΔkW上限価格が設定されているため、<u>逸失利益や機会費用（マージン含む）が上限を超える場合は、週間商品への応札は行わない、または行えない</u>	8

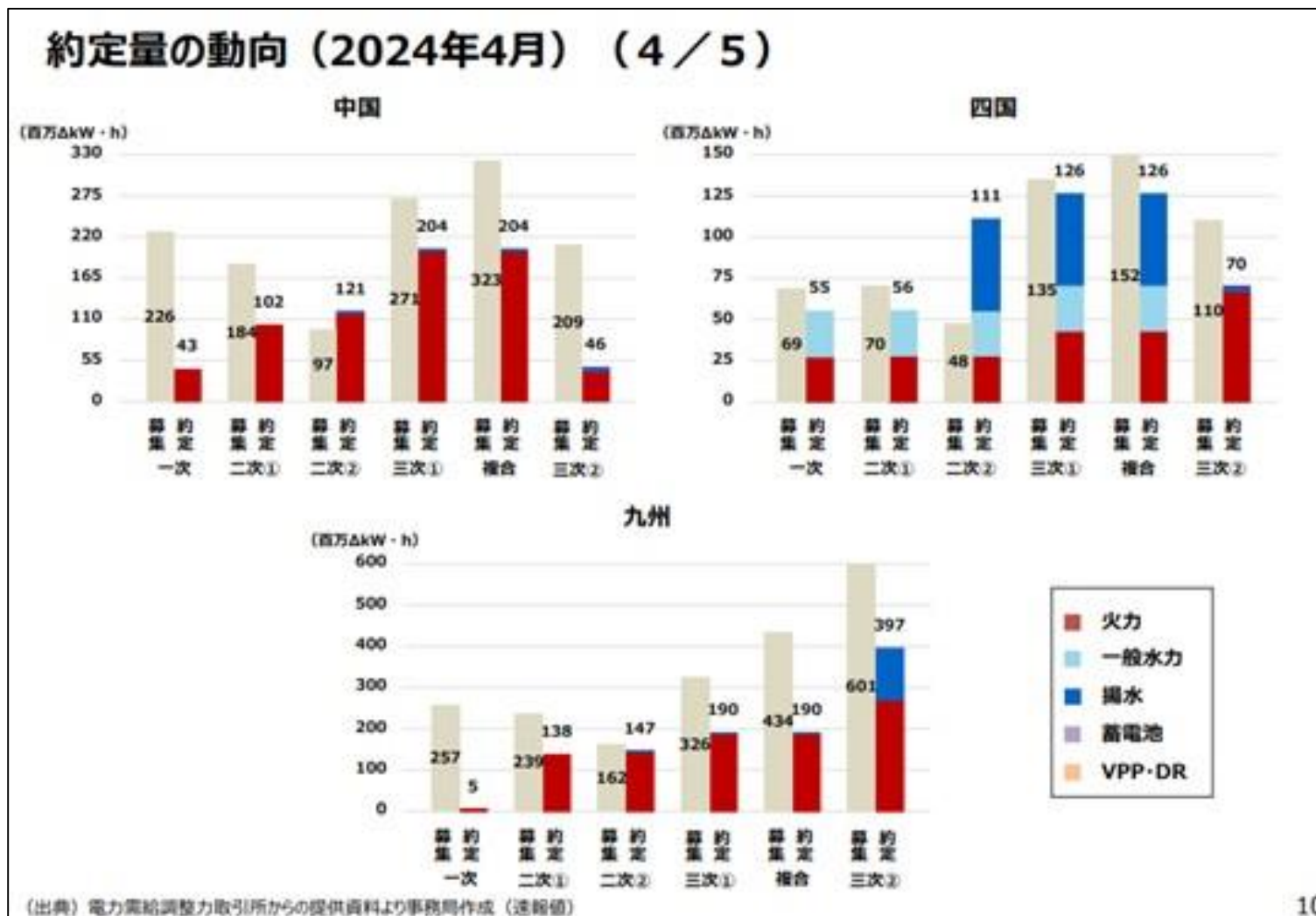
■ 揚水の約定結果については、エリアごとに差がある状態。



■ 揚水の約定結果については、エリアごとに差がある状態。



■ 揚水の約定結果については、エリアごとに差がある状態。



10

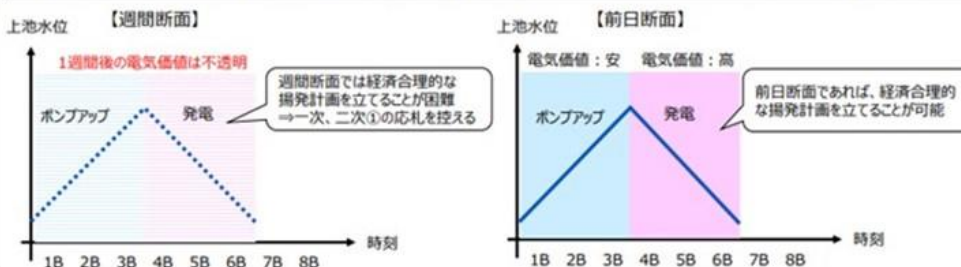
■ 全面運開直前に行ったヒアリング結果では、主に揚水の応札に係る課題として以下の2点が挙げられている。

- 課題1. 一次、二次①の並列必須要件について
- 課題2. 調整力発動に係るリスク回避について

ヒアリング結果：No.1 一次、二次①の並列必須要件について

11

- 週間商品のうち一次・二次①については時間内変動に対応するため、商品要件として電源の並列を必須としている。
- ここで、揚水発電所等が一次・二次①に約定した場合を考えると、約定ブロックにおいては最低出力等で運転（並列）したうえで、調整力指令に応じる運用を求められることとなる。
- 揚水発電所等は火力等の電源と比較すると上池容量（燃料タンク相当）が小さく、また最低出力が50%程度と火力等より高いため、これらの運用制約により多数のブロックへの応札は難しい。
- また、揚水発電所等の経済的運用は、電気の価値が安い断面でポンプアップし、電気の価値が高い断面で発電することである一方、1週間先の電気の価値は不透明であることから、週間商品である一次・二次①に約定した場合の運用制約（1週間後の約定ブロックで並列運転を求められる）を踏まえると、最経済運用が難しくなる虞がある。
- 上述の理由より、揚水発電所等については、並列必須要件のある週間商品の一次・二次①への応札を控えることになるといったご意見をいただいた。
- なお、2026年度には週間商品の前日取引化を予定しており、こうした状況は一定程度軽減するとも考えられる。



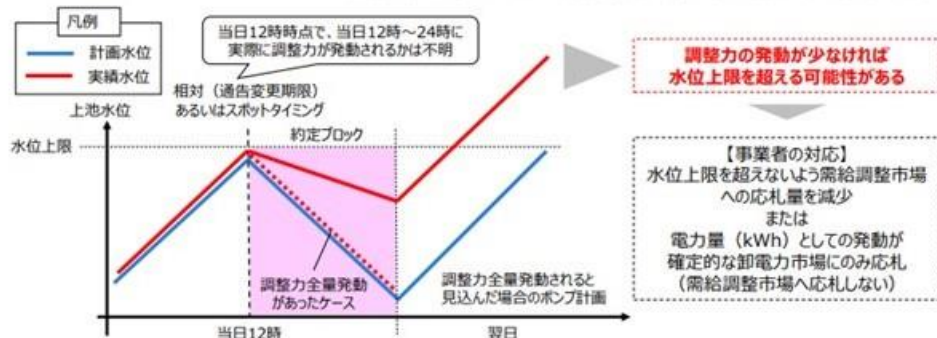
ヒアリング結果：No.5 調整力発動に係るリスク回避について

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（ΔkW）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時までで、前日以前に約定したΔkW、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※1へ応札しない）といったご意見※2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。



1. 背景

- － 1. 過去（～2023年度）の揚水運用の概要
- － 2. 2024年度からの揚水運用の概要
- － 3. 需給調整市場で顕在化している課題

2. 応札拡大にむけた課題と対応

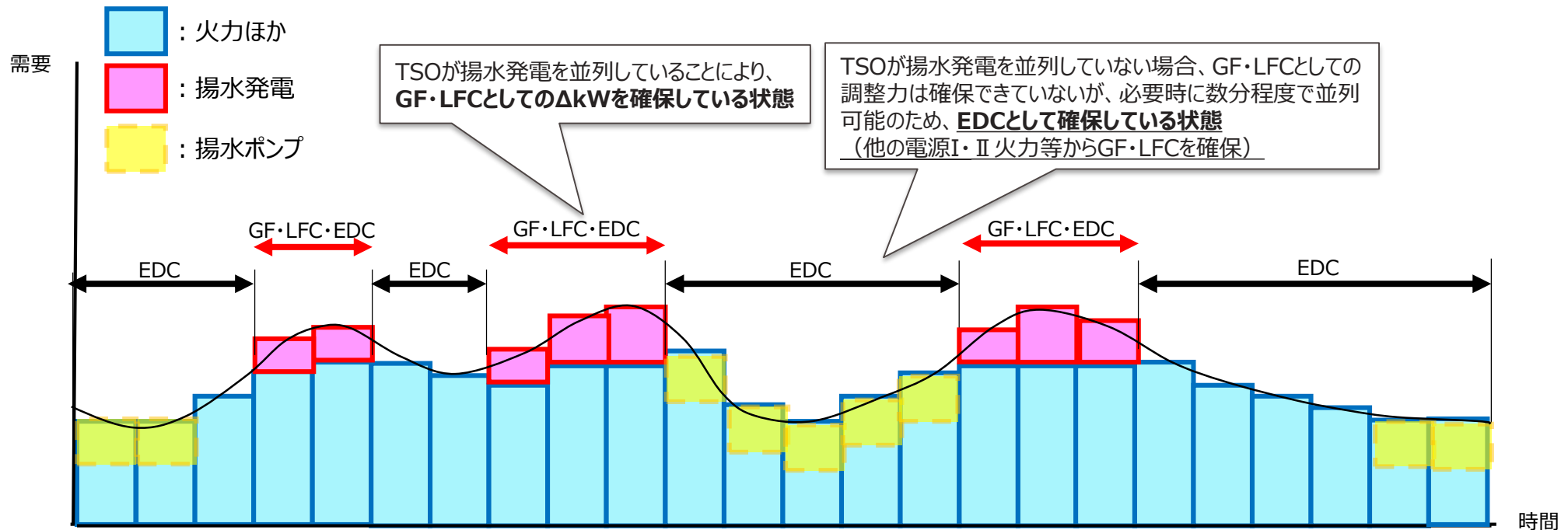
- － 1. 課題の深掘り（問題構造の分析）
- － 2. 考えられる対応の方向性

3. 揚水予備率計上がBG行動に与える影響（補論）

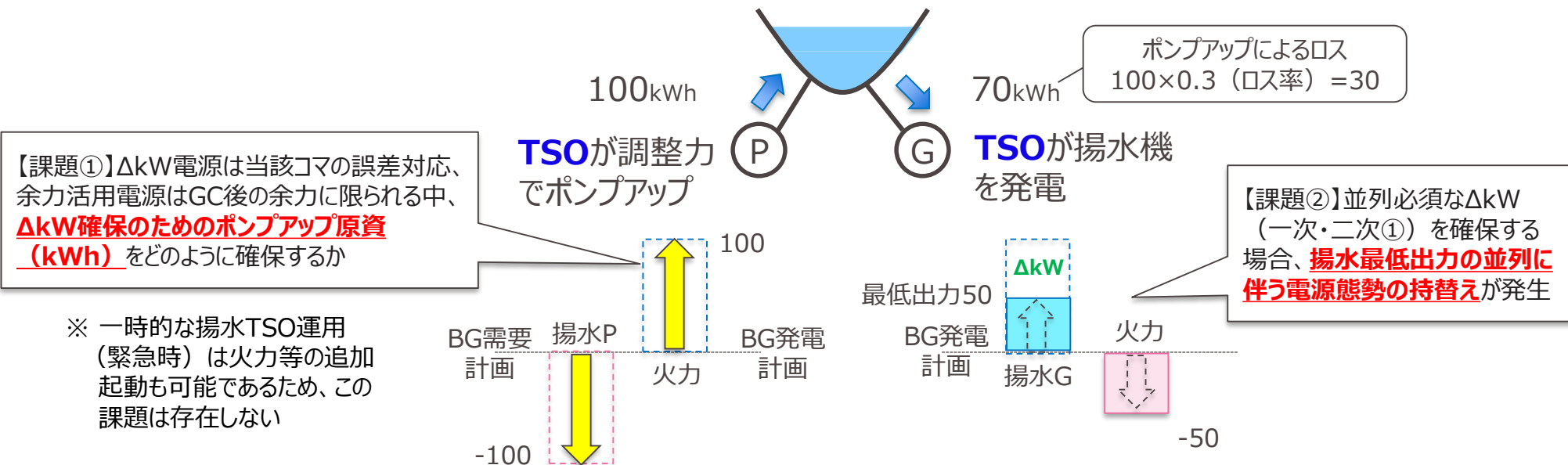
4. まとめ

- 揚水の応札不足の課題を深掘り（問題構造の分析）するにあたり、まずもって、過去（～2023年度）の揚水TSO運用において、どのように揚水を調整力（ ΔkW ）として活用していたかの深掘りを行った。
- この点、過去の揚水TSO運用は一例として、供給力・予備力（ $kW \cdot kWh$ ）の確保（または経済差替）を目的に先に揚水のスケジュール（発電・ポンプ）を決めており、その上で調整力（ ΔkW ）は以下のように活用していた。
 - GF（一次）・LFC（二次①）：揚水発電（系統並列）の時間帯のみ調整力（ ΔkW ）として期待
 - EDC（二次②～三次②）：短時間（数分程度）で並列可能なため、供給余力を調整力（ ΔkW ）として期待
- 言い換えると、揚水TSO運用によって調整力（ ΔkW ）を確保していた訳ではなく※、揚水TSO運用を行った結果としての調整力（ ΔkW ）を活用する運用を基本としていたと言える。

※ 例えば、揚水スケジュール上、ポンプアップの時間帯に、GF（一次）・LFC（二次①）を確保できる訳ではない。



- この点、裏を返せば、現在（2024年度から）の揚水BG運用（平常時）において、仮に、TSOが揚水を調整力（ ΔkW ）として確保しようと思えば、どのような課題があるかを検討した。
 - 課題①： ΔkW 電源は当該コマの誤差対応、余力活用電源はGC後の余力に限られる中、 ΔkW 確保のためのポンプアップ原資（kWh）をどのように確保するか
 - 課題②：並列必須な ΔkW （一次・二次①）を確保する場合、揚水最低出力の並列に伴う電源態勢の持替えが発生
- 上記を踏まえ、BGが応札できない理由（問題構造）を、いくつかの調整力提供者パターンに分けて分析した。

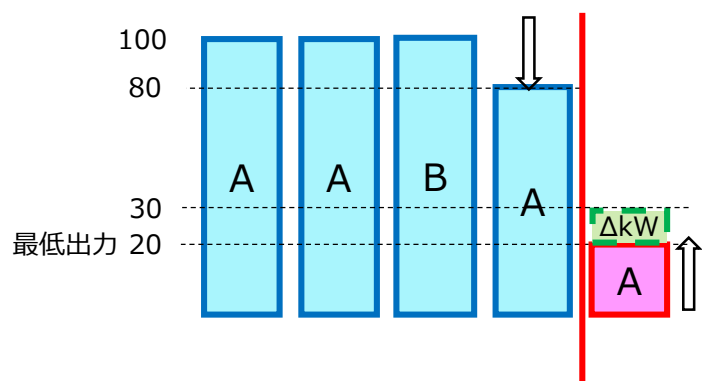


- 揚水の調整力提供者（≡揚水の運用者）としては、下記のとおり、いくつかのパターンが存在する。
 - パターンⅠ：揚水の設備所有者と調整力提供者が同一（他に火力等も有しており複数電源入札が可能）
 - パターンⅡ：揚水の設備所有者と調整力提供者が同一（それ以外の電源は保有していない）
 - パターンⅢ：揚水の設備所有者と調整力提供者が別（それ以外の電源も保有していない）
- 調整力提供者パターン毎に、前述の課題に落とし込むと、設備・契約実態によって課題の濃淡が異なることが分かる。（実際、エリアによって揚水発電による応札量に差異があるのが実態）
- 次章では、ヒアリングならびにアンケートでいただいた揚水応札に係るご意見が、下記課題とどのような関係にあるかを踏まえて、対応の方向性について検討した。

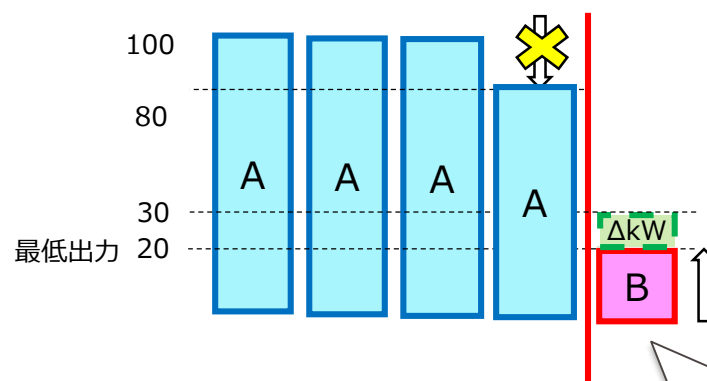
	パターンⅠ	パターンⅡ	パターンⅢ
課題① （ポンプアップ原資）	○～△ （自社火力等で充当）	△～× （相対・卸電力市場等で充当）	△～× （相対・卸電力市場等で充当）
課題② （電源態勢持替え）	△ （自社火力等で持替え）	△～× （発電販売計画 or 計画不一致）	△～× （発電販売計画 or 計画不一致）
補足 （契約・対価性）	○ （とくになし）	○ （とくになし）	△ （別途、契約要）

- 需給調整市場では、調整力提供者（BG）自らが需給調整市場に応札し、約定した場合には、実需給で調整力供出できる状態とし（並列必須等があれば、並列のうえ最低出力以上で運転を行う）、TSOによる指令等により、調整力を供出することとなる。
- このとき、例えば、揚水発電しか保有していない事業者にとっては、最低出力分は、相対・卸電力市場等によって、売電できれば（発電販売計画に織り込むことができれば）需給調整市場に応札することが可能である一方、他の電源（他の発電事業者）との持ち替えは、単独の事業者として対応することはパターンⅠ事業者と比較して困難。
- この点が、複数電源を有する事業者と大きく異なるものとなる。

【複数電源を有する調整力提供者の場合】
（パターンⅠ）



【揚水のみ保有する調整力提供者の場合】
（パターンⅡ・Ⅲ）



（持替えができないため）
発電販売が計画不一致になる

1. 背景

- － 1. 過去（～2023年度）の揚水運用の概要
- － 2. 2024年度からの揚水運用の概要
- － 3. 需給調整市場で顕在化している課題

2. 応札拡大にむけた課題と対応

- － 1. 課題の深掘り（問題構造の分析）
- － 2. 考えられる対応の方向性

3. 揚水予備率計上がBG行動に与える影響（補論）

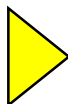
4. まとめ

- 課題①に係るヒアリング意見として「No.5:調整力発動に係るリスク回避」ということで、ポンプ計画を策定した後の当日12時～24時までで、前日以前に約定した ΔkW 、あるいは余力活用分が発動されるかは不明であることから、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）といったご意見をいただいた。
- 一方、調整力は必ず全量発動する訳ではない（使用率的には発動しない場合の方が多い）ことから、あらかじめのポンプ計画としては適量（少なめ）調達としておき、仮に想定以上に発動した際には、自社火力（パターンⅠ）や、時間前市場（パターンⅡ・Ⅲ）で充当すれば、対応自体（それに伴う ΔkW 応札）は可能になると考えられる。
- この点、事業者においても約定量や発動量の状況を踏まえながら、習熟度向上させていくことが重要※ではないか。

※ この他、資料3でも記載の通り、「金銭等調整」の検討も重要になると考えられる。

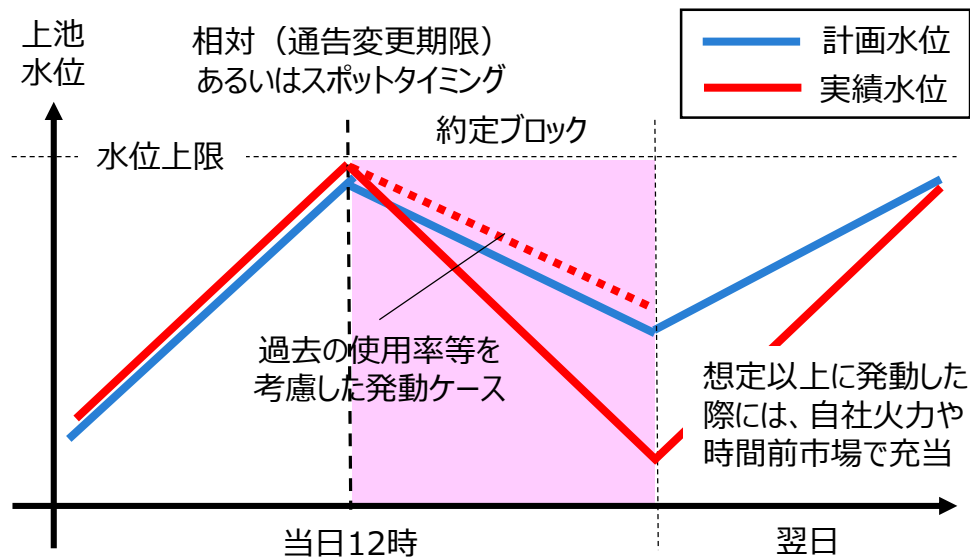
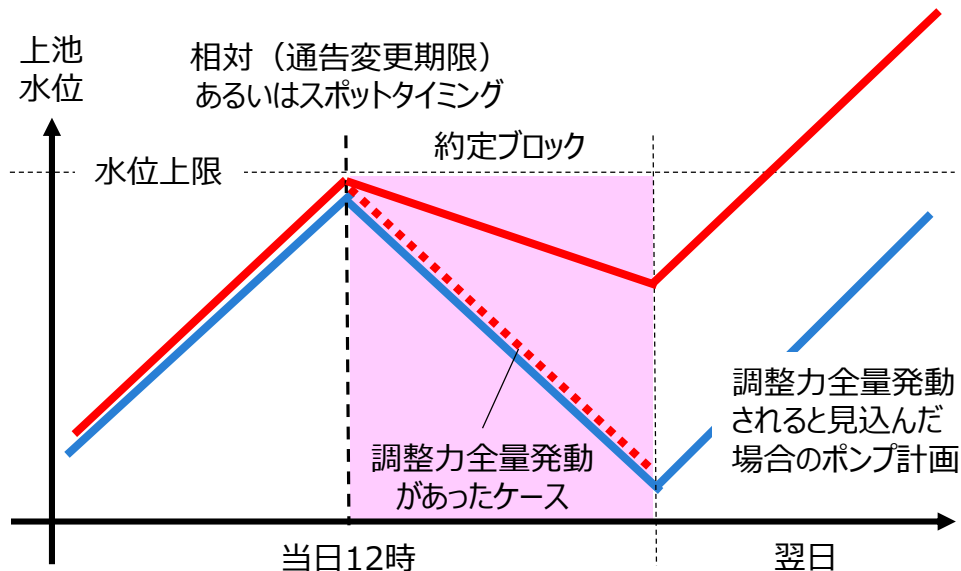
【ヒアリングでの意見】

調整力（ ΔkW ）発動が少なければ、水位上限を超える可能性があるため、 ΔkW 応札量を減少（またはゼロ）



【対応の方向性】

過去の使用率等を考慮したポンプ計画策定の上、 ΔkW 応札し想定以上に発動した際は、自社火力や時間前市場で別途充当

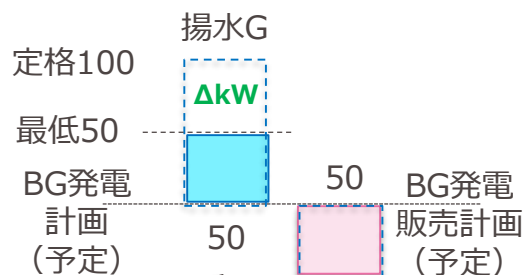


- 課題②に関係するヒアリング意見として「No.1:一次、二次①の並列必須要件」ということで、約定ブロックにおいては最低出力（50%程度）等で運転（並列）したうえで、調整力指令に応じる運用を求められるため、経済的運用を考えると、並列必須要件のある週間商品の一次・二次①への応札を抑えることとなるといったご意見をいただいた。
- 他方、一次、二次①は時間内変動（あるいは瞬時の電源脱落）対応の調整力であり、技術的には約定時間帯において、系統並列しておくことは必須となる。
- 言い換えると、本課題は一次、二次①の並列要件有無が課題なのではなく※1、週間断面では系統並列時の電源態勢の持替えが確約できない※2ため、**アセスメント違反や計画不一致のリスクを背負ってまで応札できないというのが本当の課題**であると考えられる（そのため、自社火力等で持替え可能なパターン I は比較的対応が容易）。

※1 仮に、並列要件を緩和したとしても、TSO指令等により約定時間帯の前には、必ず並列する必要があるため。

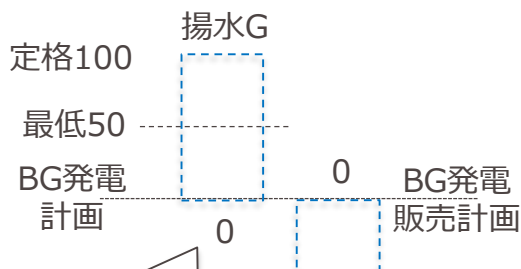
※2 この点、過去（～2023年度）の揚水TSO運用においても、狙った時間帯に確保していた訳ではなく、供給力（kWh）の確保（あるいは経済差替）を目的とした揚水（発電・ポンプ）スケジュール上、系統並列している時間帯のみ期待できていたのが実態。

【週間断面】



週間断面では、揚水スケジュールとして、最低出力発電（販売先確保）の上、調整力（ ΔkW ）を供出する予定

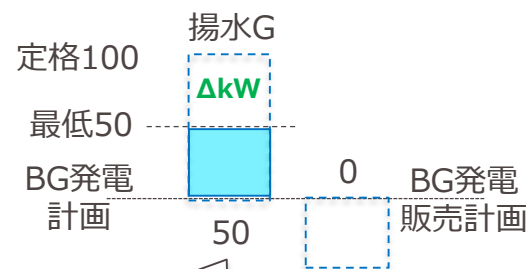
【前日断面の行動①】



前日断面になり、揚水発電も販売もしないスケジュールに変更
⇒そのままでは、調整力（ ΔkW ）供出できず**アセスメント違反**

OR

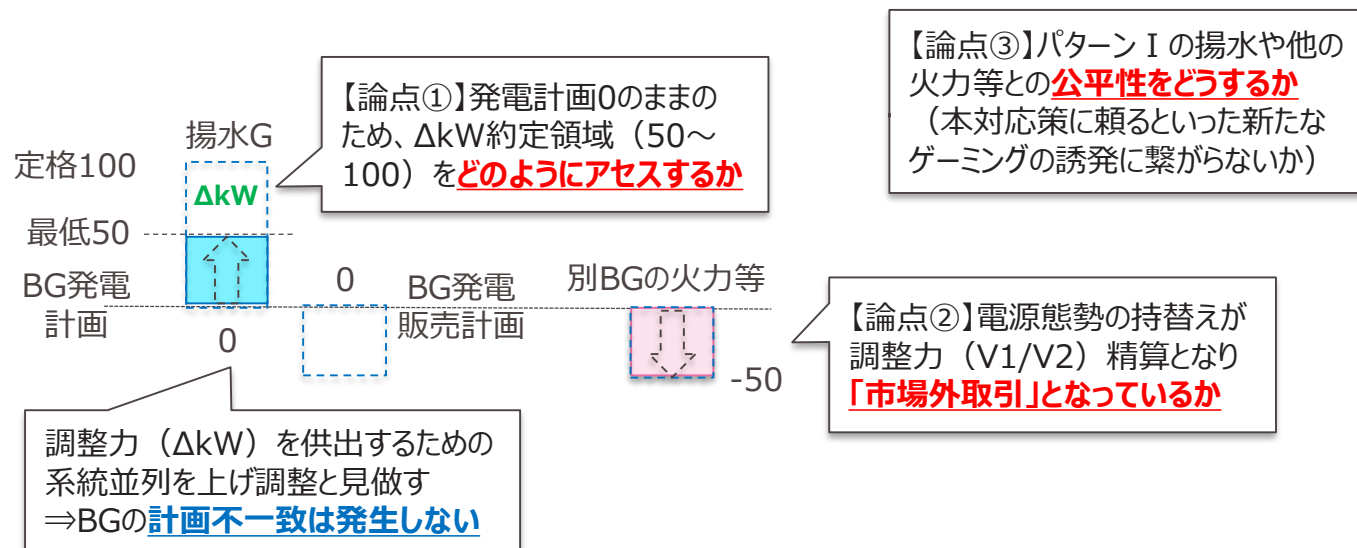
【前日断面の行動②】



調整力（ ΔkW ）を供出すべく、揚水のみ系統並列（計画変更）
⇒販売先がなく、**計画不一致**

- この点、対応の方向性として、揚水以外の代替 ΔkW を用意する（行動①対応）、系統並列（最低出力分）をTSOの上げ調整とし持ち替え先（下げ調整）も用意する（行動②対応）といった対応案も考えられる。
- しかしながら、これらの対応案については、いくつかの論点も存在する（下記は行動②対応案の論点）。
 - BG計画が変更になっていない（計画値0のまま）ため、 ΔkW 約定領域（50～100）をどのようにアセスするか
 - 揚水を上げ調整（V1精算）した分、別BGの火力等を下げ調整（V2精算）する必要があり、「市場外取引」となっているか
 - パターン I の揚水や、他の火力等との公平性の観点で問題ないか（本対応策に頼るといった新たなゲーミングを誘発しないか）
- この点、本来的には「市場内取引」で取り得ない案となるが、その場合、前日取引化（2026年度）まで対応不可となるため、応札不足対応としての「応急対策」として、早期かつ期間限定でどのような対応が取れるか、次回以降、国とも連携しながら、具体的な対応方法についてお示しすることとしたい。

【考えられる対応案と課題（行動②対応策）】



1. 背景

- － 1. 過去（～2023年度）の揚水運用の概要
- － 2. 2024年度からの揚水運用の概要
- － 3. 需給調整市場で顕在化している課題

2. 応札拡大にむけた課題と対応

- － 1. 課題の深掘り（問題構造の分析）
- － 2. 考えられる対応の方向性

3. 揚水予備率計上がBG行動に与える影響（補論）

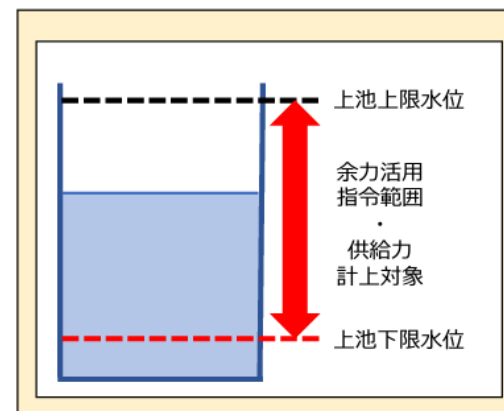
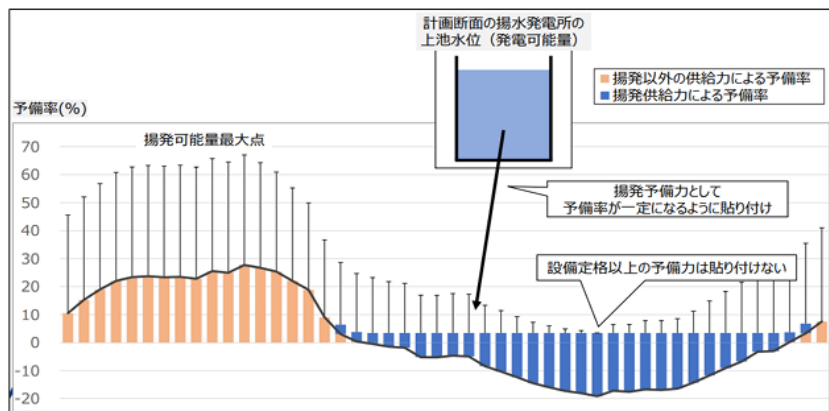
4. まとめ

- 2024年度からの揚水運用の概要は前述のとおりだが、現状の揚水予備率計上は実態（建付け）が異なる状態。
- 具体的には、揚水BG運用（平常時）においても、各コマにおける揚発BG計画を考慮せず、上池貯水量（BGが1日1点等提供する下限水位まで）全てを余力と見做して予備率一定となるよう貼り付け（潜在計算）し、各コマにおいてその貼り付けた範囲内で運用することとなっている。

揚水発電の余力の基本的な考え方および広域予備率における供給力計上方法

14

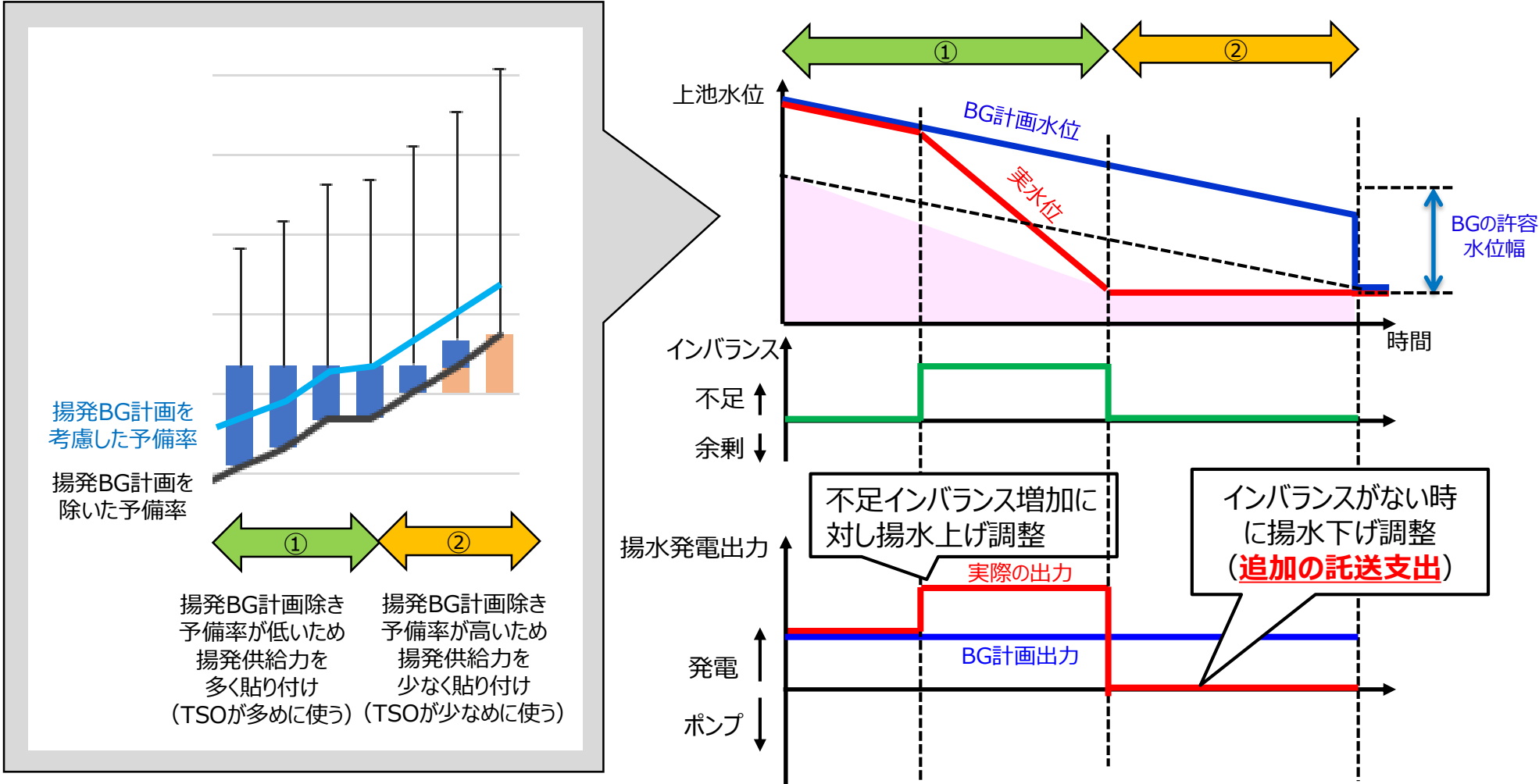
- 一般送配電事業者が活用するゲートクローズ後の余力は卸電力市場の約定結果等により結果的に残ったものであり、調整力提供者は余力活用範囲として設備定格に基づく発電上限と、1日1点等の上下限水位を提出することとなるため、ゲートクローズごとに余力の量を提出する必要はない。
- また、広域予備率における揚水発電の供給力計上方法は、基本的には設備定格等に基づく発電上限値と、揚水発電の供給力として見込める上池貯水量（調整力提供者が1日1点等提出する上下限水位）を各指定時間へ予備率一定となるよう貼り付け（潜在計算）された値の小さい方が供給力に計上される。



出所) 第86回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年5月29日）資料4 抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_86_04.pdf

出所) 第88回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年7月25日）資料1-1より抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_88_01_1.pdf

■ 上記の運用において、揚発BG計画と潜在計算（予備率一定貼り付け）に乖離が生じた場合、インバランスが発生していない（下図②の領域）に関わらず、持ち替え等の調整力精算（追加の託送支出）が発生することも想定される（また、システム上の仕様のため、揚水TSO運用への移行基準とは無関係に発生する）。



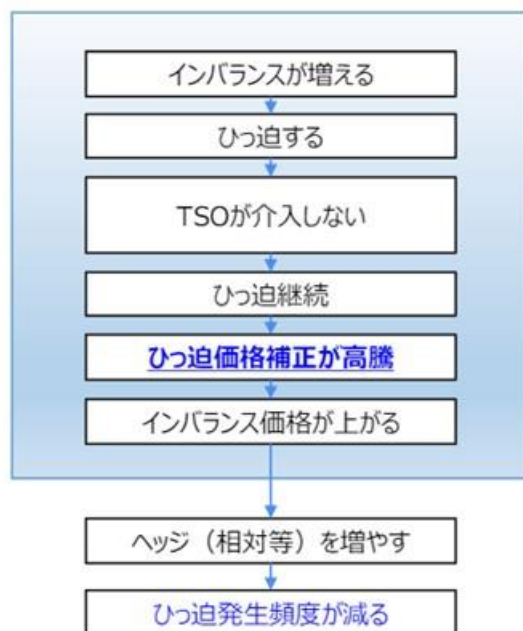
- 2024年度当初（足元）においては、事業者の習熟度が上がっていない等の理由により、需給調整市場（調整力 Δ kW市場）の応札不足も継続しており、揚発含むBG計画の積上げ（計上）だけでは広域予備率の不足が頻発するなど、安定供給に支障が出ることも考えられる。
- そのような観点からは、揚発BG計画を考慮しない潜在計算（予備率一定貼り付け）についても、安定供給維持のための特別な対応として、（そのための追加の託送支出含め）一定程度合理性があるとも考えられる。
- 一方で、平常時から広域予備率を均す（それによりTSOが介入する）行為は、BGに需給ひっ迫時に必要な回避行動（同時同量の遵守等）を促すことで、できるだけ市場メカニズムの働く形で需給バランス改善、更には、安定供給を指向する現行制度の趣旨からは逸脱しており、BGの学習機会が損なわれることによって、結果として長期的な安定供給に支障をきたす可能性（課題）も考えられる。
- また、需給ひっ迫時の価格シグナルが適正に発信されなくなることに伴い、蓄電池やDRといった新規リソースの発展機会を阻害しているといった見方もできる。
- 上記を踏まえると、本来は、揚発BG計画を考慮した（それらを張り付けた上での余力のみを対象とした）潜在計算（予備率一定貼り付け）とするのが、現行制度のあるべき姿としては望ましいとも考えられる。
- そのため、今後の方向性としては、揚発BG計画と現状の潜在計算（予備率一定貼り付け）に実際どの程度乖離が生じるのか、需給調整市場（調整力 Δ kW市場）の応札不足解消見込み、ならびにTSOシステムの改修期間等を踏まえて、現行制度のあるべき姿を目指すかどうか含め、国とも連携の上、別途方向性をお示しすることとしたい。

需給ひっ迫時における追加起動について (2/3)

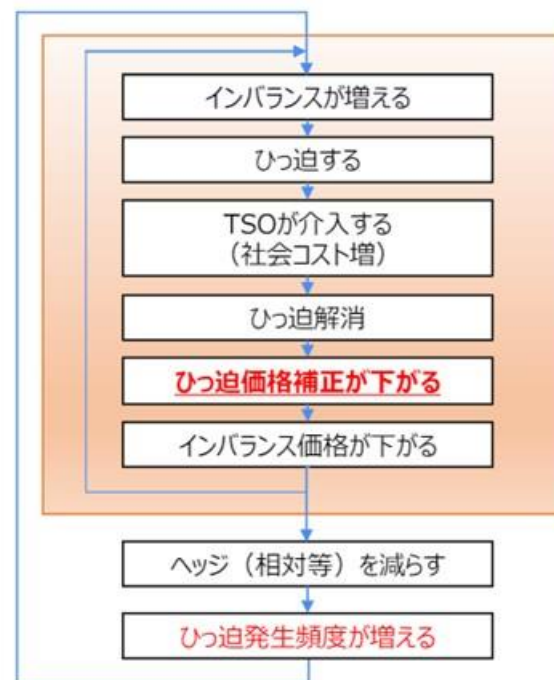
32

- 前述の制度の趣旨を踏まえると、各事業者に需給ひっ迫時に必要な回避行動（同時同量の遵守等）を促すことで、できるだけ市場メカニズムの働く形で需給バランス改善、更には安定供給を指向するべきと考える。
- その中で、TSOが介入することは短期的な需給ひっ迫の解消には繋がるものの、各事業者の学習機会が損なわれ、結果として長期的な安定供給に支障をきたす可能性もあるため、その点を踏まえ検討する必要がある。

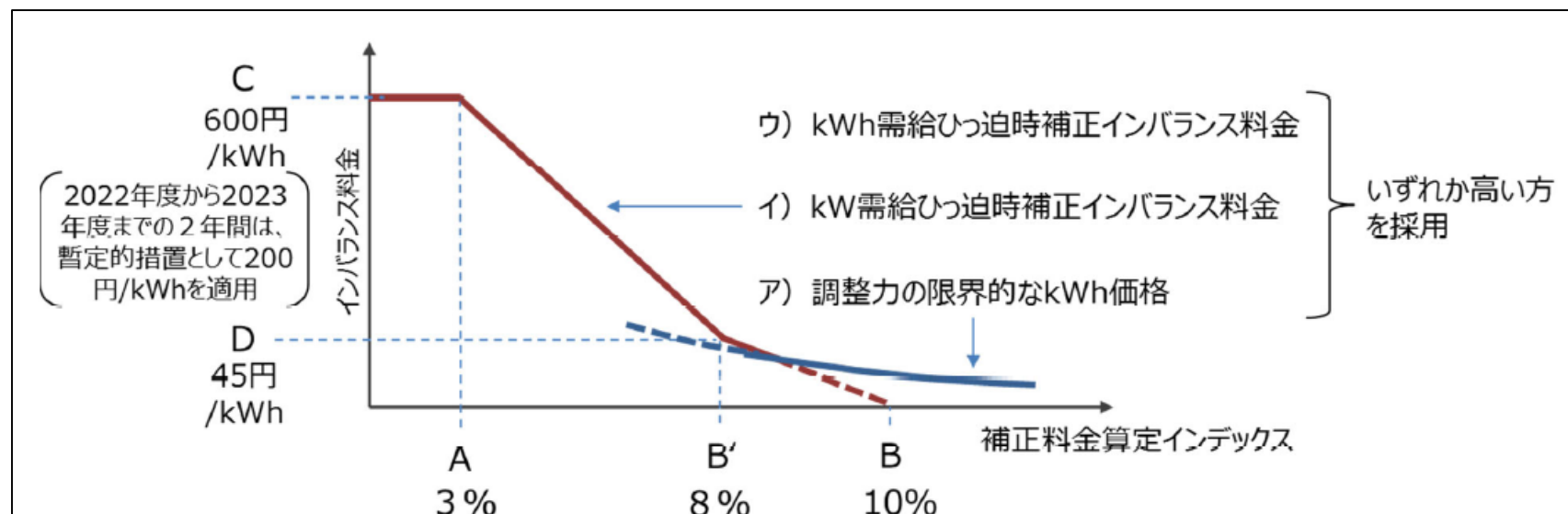
【TSOによる介入なし】



【TSOによる介入あり】



- 新たなインバランス料金制度において、補正料金算定インデックス（≒広域予備率）が低下した際に「需給ひっ迫時補正インバランス料金」という補正処理が設計されているが、これは市場価格より高額なインバランス料金の支払いを事業者を求めることに意味がある訳ではなく、各事業者に需給ひっ迫時に必要な回避行動を促すことで、できるだけ市場メカニズムの働く形で需給バランス改善、更には安定供給を指向する仕組みである。
- 需給ひっ迫時のインバランス料金の補正は、広域予備率（2023年度までは補正料金算定インデックス）をもとに行われ、広域予備率が低下するような断面においてはインバランス料金が上昇する制度となっている。



$$\text{補正料金算定インデックス} = \frac{\text{当該コマの広域エリア内の供給力} - \text{当該コマの広域エリア需要}}{\text{当該コマの広域エリア需要}}$$

- 蓄電池についても、揚水と同様の機能を有しているため、揚水とできるだけ同じ条件で競争できる環境を整備する（扱う）こととなっていることを踏まえた対応が必要。
- この点、蓄電池をどのように予備率へ計上するかについては、今後の論点となる。

論点：長期脱炭素電源オークション制度における検討

- 現在、揚水及び蓄電池については、変動性再エネの調整力として同様の機能を有しており、重要性の向上が見込まれるとともに、脱炭素型の調整力としても重要である。
- 前回の議論では、揚水及び蓄電池の維持・強化の必要性が示されるとともに、多様な技術が競争できる環境整備の重要性についても御意見をいただいた。
- こうした観点から、現在検討を進めている長期脱炭素電源オークションでは、最低入札容量や募集量など、揚水と蓄電池ができるだけ同じ条件で競争できる環境を整備することとしてはどうか。

長期脱炭素電源オークションにおける最低入札容量

対象	現行容量市場	本制度措置	
蓄電池以外の 新設・リプレイス案件	1,000kW（期待容量ベース）	10万kW（送電端設備容量ベース） ※全設備容量	← 揚水
既設火力のバイオマス専焼に するための改修案件		5万kW（送電端設備容量ベース） ※互換kW相当	
既設火力のアンモニア・水素 混焼にための改修案件		1万kW（送電端設備容量ベース） ※全設備容量	← 蓄電池
蓄電池			

（出典）電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 第8次中間とりまとめ（2022年10月）から抜粋し、一部加工

1. 背景

- － 1. 過去（～2023年度）の揚水運用の概要
- － 2. 2024年度からの揚水運用の概要
- － 3. 需給調整市場で顕在化している課題

2. 応札拡大にむけた課題と対応

- － 1. 課題の深掘り（問題構造の分析）
- － 2. 考えられる対応の方向性

3. 揚水予備率計上がBG行動に与える影響（補論）

4. まとめ

- 2024年度から新たに一次・二次①・二次②の取引が開始され、優れた調整能力を持つ揚水発電においても応札が期待されるところ。
- 他方、本小委員会における事業者ヒアリングにより、揚水発電の応札不足につながるご意見をいただいております、今回これらの意見について調整力提供者パターン毎に深堀を行った。
 - パターンⅠ：揚水の設備所有者と調整力提供者が同一（他に火力等も有しており複数電源入札が可能）
 - パターンⅡ：揚水の設備所有者と調整力提供者が同一（それ以外の電源は保有していない）
 - パターンⅢ：揚水の設備所有者と調整力提供者が別（それ以外の電源も保有していない）
- 具体的には、ポンプアップ原資、電源態勢持替えのそれぞれの課題において、パターンごとに課題を深堀し、方向性を示した。
- 一次、二次①の並列必須要件についても、週間断面での電源態勢の持替えが確約できないため、アセスメント違反や計画不一致のリスクを背負ってまで応札できないというのが本当の課題と考えられ、上記事業者パターンごとに対応の容易性は異なる。
- 上記課題の対応案としては、揚水以外の代替 Δ kWを用意する（行動①対応）、系統並列（最低出力分）をTSOの上げ調整とし持ち替え先（下げ調整）も用意する（行動②対応）といった対応案も考えられる。
- この点、本来的には「市場内取引」で取り得ない案となるが、その場合、前日取引化（2026年度）まで対応不可となるため、応札不足対応としての「応急対策」として、早期かつ期間限定でどのような対応が取れるか、次回以降、国とも連携しながら、具体的な対応方法についてお示しすることとしたい。