

揚水発電の公募調達等に関する検討について

2024年6月26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

- 2024年度から揚水発電所の運用主体がBGに統一されたものの、足下の需給調整市場では、揚水発電所からの Δ kW供出が限定的となっているエリアが多い。
- 揚水発電は、安価なkWh単価の時間帯で買電（上池にポンプアップ）し、高価なkWh単価の時間帯で売電することで、その差益を得るビジネスモデルであることから、揚水発電のBG運用においては火力など他電源に比べて Δ kWの供出が難しいことが指摘されており、その対策として、例えば、BGがTSOに対して一部揚水機の運用権を貸与し、必要な対価をBGに支払う契約を締結することで、TSOに運用主体を戻す仕組み（以下「揚水公募等」という。）の検討が、第92回制度検討作業部会（2024年5月10日）において提起されている。
- また、同時市場における議論（大規模揚水の取り扱い）においても、現行制度（需給調整市場）で検討される揚水公募等に関し、将来（同時市場）との連続性も踏まえた検討が重要である旨、指摘されている。
- 揚水公募等については、調達手段の多様性・ボラティリティリスク低減の観点等から優位性もあると考えられる一方、多岐に亘る各論点（「契約価格の在り方」「需給調整市場の募集量との関係性」「TSOによるポンプアップ原資の確保方法」等）もあり、位置付け（将来の選択肢にも成り得るのか等）も明確化した上で、これらを整理したため、内容についてご議論いただきたい。

■ 今後早急に、国とも連携（役割分担）しながら、各種対応策の検討について、対応の方を進めていく。

対応策の基本的考え方③

- 前頁で取り上げた各対応例に伴い想定されうる効果・懸念点は以下の通り（それぞれについて、適切な場で今後詳細な検討が必要となる）。

		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 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	・ 対象商品や適切な削減水準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、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	・ 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 ・ 公募要件や実効性等について精査要
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 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	・ 支配的事業者による応札をより促すこととなり、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、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 ・ 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		・ 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、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、対応の可否、実効性についての十分な検証が必要 ・ 効果の顕在化に時間を要する
応札量の増加(規制的)	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出し惜しみがなく、一定の規律の下市場供出量が増加 ・ 高単価応札が自ずと市場から押し出されることとなる	・ リソースにとっては個別事情で供出不可な場合もあり、義務化の線引きをどのようにするか検討が必要 ・ 義務に見合った確実な費用回収と収益の確保体制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。調達価格の高騰防止に寄与	・ 設定価格次第では非支配的事業者の新規リソースを中心に退出事業者が存在。

A. 調達募集量の見直しの具体案
【a】週間・前日断面で算定される必要量に対して一定の割合を乗じることで募集量を圧縮
【b】余力活用契約による調整力確保見込み量を踏まえて募集量を設定
【c】三次②についても、調達量を3σ→1σ相当に減らし、不足分は余力活用契約により確保

- 各論点(「契約価格の在り方」「需給調整市場の募集量との関係性」「TSOによるポンプアップ原資の確保方法」等)について、資源エネルギー庁や電力・ガス取引監視等委員会とも連携しながら必要な検討を進めていく。

募集量の見直しに関する今後と留意点②

- また、前回の本作業部会においては、「揚水発電の公募調達実施」についても募集量の削減につながりうる案の一つとして提示したところ。
- 2024年度から揚水発電所の運用主体がBGに統一。足下の需給調整市場では、電源Ⅰがリリースされたものの、揚水発電所からの ΔkW 供出が限定的となっているエリアが多い。
- そもそも揚水発電は、安価なkWh単価の時間帯で買電(上池にポンプアップ)し、高価なkWh単価の時間帯で売電することで、その差益を得るビジネスモデルであることから、揚水発電のBG運用においては火力など他電源に比べて ΔkW の供出が難しい。
- そこで、例えば従前の電源Ⅰと同様に、BGがTSOに対して一部揚水機の運用権を貸与し、必要な対価をBGに支払う随意契約を締結することで、一部TSOに運用主体を戻す仕組みを試験的に取り入れることも一案か。
- このような形で揚水発電における調整力供出の在り方を見直す場合、例えば契約価格の在り方や、需給調整市場の募集量との関係性、TSOによるポンプアップ原資の確保方法等、必要に応じて電力・ガス取引監視等委員会や電力広域的運営推進機関とも連携しながら、必要な検討を進めていくこととする。

- 同時市場における議論（大規模揚水の取り扱い）においても、現行制度（需給調整市場）で検討される揚水公募等に関し、将来（同時市場）との連続性も踏まえた検討が重要である旨、指摘されている。

大規模揚水・蓄電池の取り扱い

- 作業部会の取りまとめ（2023年4月25日）においては、大規模な揚水や系統用蓄電池（以下「揚水等」という。）については、**発電事業者が、①他の電源と同じように市場に入札を行い、自ら池全体の水位（充電量）を運用すること、②同時市場に運用を任せることを任意に選択できること**とすることが考えられる、としていたところ（※）。
（※）米国PJMにおいても、発電事業者が自ら価格等の情報を入力し、市場で約定する方法だけでなく、発電機の機器特性（貯水量制約や揚水効率等）を踏まえて最適計画を作成する方法（PJM Pumped Hydro OPTIMIZER）もある。
- 一方、以下の環境変化を踏まえると、**大規模揚水や大規模蓄電池といった技術的に系統運用者から指示が可能な電源**（つまり、先述のDERのような、1つ1つの電源単位で約定計算（起動停止・出力配分）を行うことが計算の収束等の観点から難しいリソースではない、大規模な電源のこと。）については、**むしろ積極的に同時市場において運用すること（上記における②）を追求した方がいいのではないか**。この際、揚水等の保有主体は発電事業者であることを踏まえると、**揚水等を市場で運用することに対する適切な対価性も必要か**。例えば、**一定期間市場運営者等に対して容量を供出する契約（市場で運用する契約）を締結し、市場運用に対する対価を別途支払う仕組み等を検討することも考えられるのではないか**（参考となる前例：電源Ⅰ契約）。
 - － 現行の需給調整市場においては、揚水の入札が不調であり、一つの改善方策として、公募調達実施の検討について提起されていること。
 - － 今後、変動性再エネがさらに拡大した環境下では、発電事業者の予見性は更に低下する可能性があり、また、市場運用者・系統運用者にとっては、更に柔軟な需給・系統運用が求められること。
 - － 検証Aにおいては、基本ロジックにおいて、揚水等も含めた計算に一定程度成功していること（計算精度を高めるためには今後も研究開発が必要。週間運用についても計算の工夫を実施し、検証中。）。

■ 松村委員ご発言内容

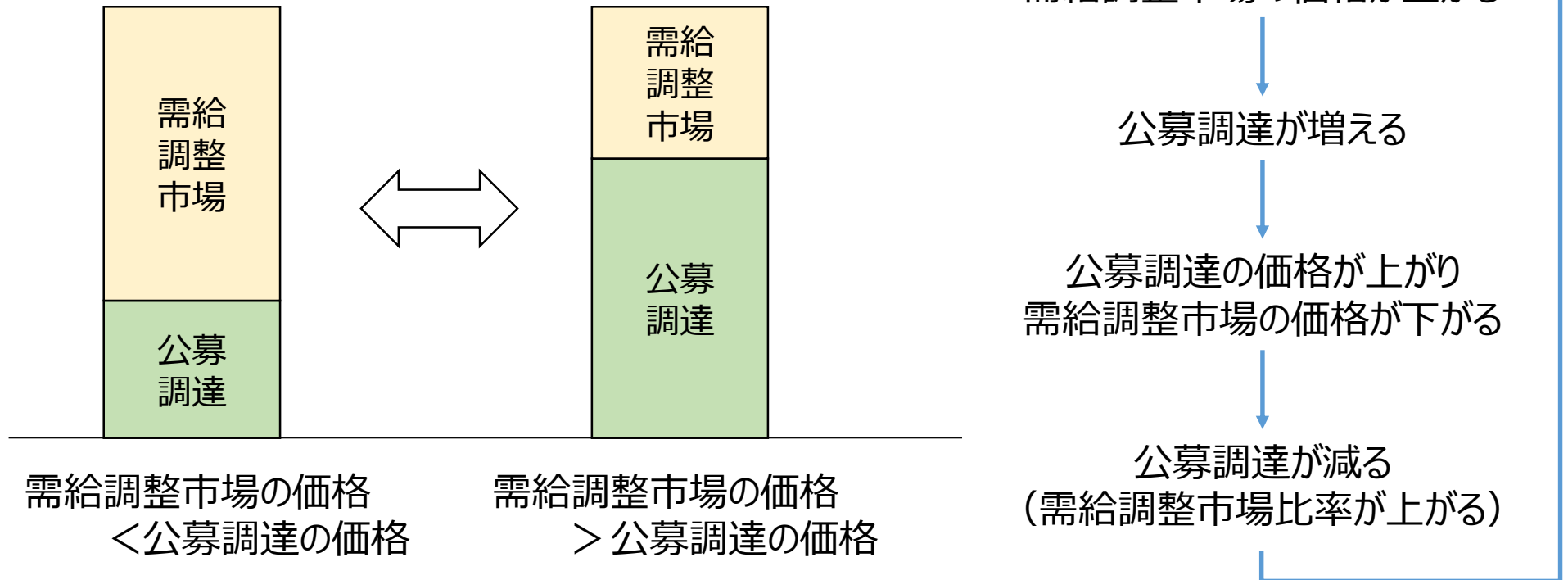
基本的には、ある意味で選択可能とする形、発電事業者にとってもネットワーク部門にとっても選択肢を増やすということ。それで、ある種の合理的な運用というのができるように、足元でも将来でもということを積極的に議論していくことはとても重要だと思います。（中略）そのときに微修正で巻き取れるように、ある意味で28年度以降にも合理的に使える形で今の議論を考えてほしいというような面でも、とても重要だと思います。

1. 調達手段多様化の趣旨
2. 【論点①】契約と対価性（契約価格の在り方）
3. 【論点②】需給調整市場の募集量との関係性
4. 【論点③】ポンプアップ原資の確保方法等
5. まとめ

1. 調達手段多様化の趣旨
2. 【論点①】契約と対価性（契約価格の在り方）
3. 【論点②】需給調整市場の募集量との関係性
4. 【論点③】ポンプアップ原資の確保方法等
5. まとめ

- 2024年度以降、調整力（ ΔkW ）の調達先は、基本的に需給調整市場のみ（需給調整市場以外に、調達の選択肢がない状態）となっており、今回のように市場価格高騰・ボラティリティリスクが高まる状況になった際、対応がしづらい一因になっているとも考えられるところ。
- この点、複数の調達先がある（例えば、需給調整市場と公募調達等）があることで、市場原理的には、市場間の競争による価格の均衡（ボラティリティリスクの低減）が期待できる。

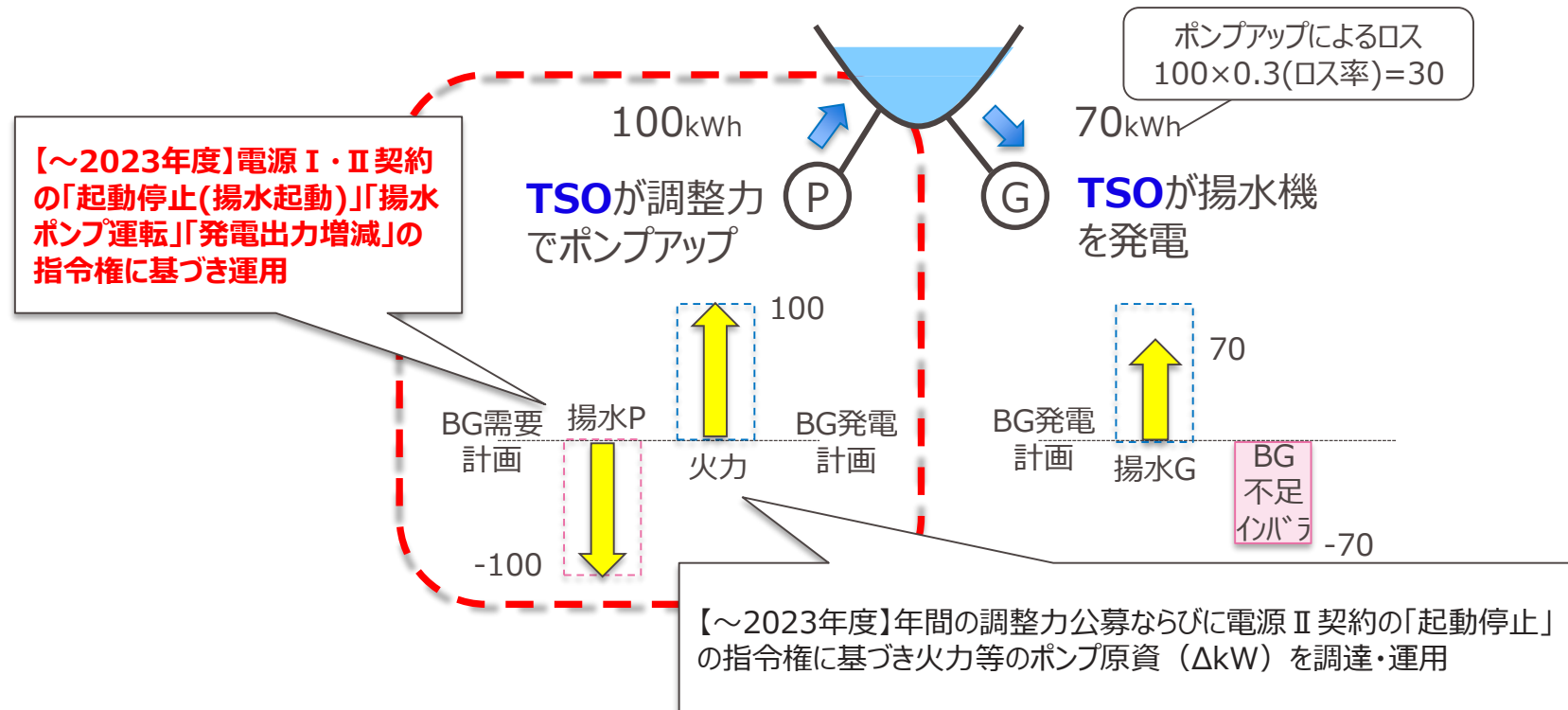
【調達手段多様化の効果（イメージ）】



- 一方で、調整力の公募調達等の導入目的が、調達手段多様化による価格均衡（ボラティリティリスクの低減）と考えると、公募調達等により需給調整市場の価格指標が適宜変化することが重要となる。
- そのため、多様化した調達手段の比率について、市場参加者および公募調達先の相場観ができることは避ける必要があり、長期的には需給調整市場ならびに公募調達等のそれぞれの価格を参照したうえで、調達元であるTSOが、適切に募集比率を変更していくことが必要不可欠である。
- 言い換えると、今回の公募調達等の実施については、「選択制」（実施有無ならびに公募調達量変更）とすることが合理的であり、これにより、TSOの努力による調整力調達費用の低減・安定化が期待される。
- 以降のページでは、上記調達手段多様化の趣旨に鑑み、揚水公募等を実施する際の各種論点①～③について、深掘り検討を行った。
 - 論点①：契約と対価性（契約価格の在り方）
 - 論点②：需給調整市場の募集量との関係性
 - 論点③：ポンプアップ原資の確保方法等

1. 調達手段多様化の趣旨
2. 【論点①】契約と対価性（契約価格の在り方）
3. 【論点②】需給調整市場の募集量との関係性
4. 【論点③】ポンプアップ原資の確保方法等
5. まとめ

- 過去（～2023年度）の揚水運用では、調整力公募に伴う電源Ⅰ・Ⅱ契約に基づき、主にはTSO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。
- この点、厳密には、電源Ⅰ契約による「調整力の提供（契約電力の維持・運転）」（kW価値の事前支払い）、電源Ⅱ契約による「起動停止（揚水起動）」「揚水ポンプ運転」「発電出力増減」（事前の対価性はなく、指令結果に応じて事後精算）の2契約をもって揚水機の指令権を得た上で運用している状態であった。



■ 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。

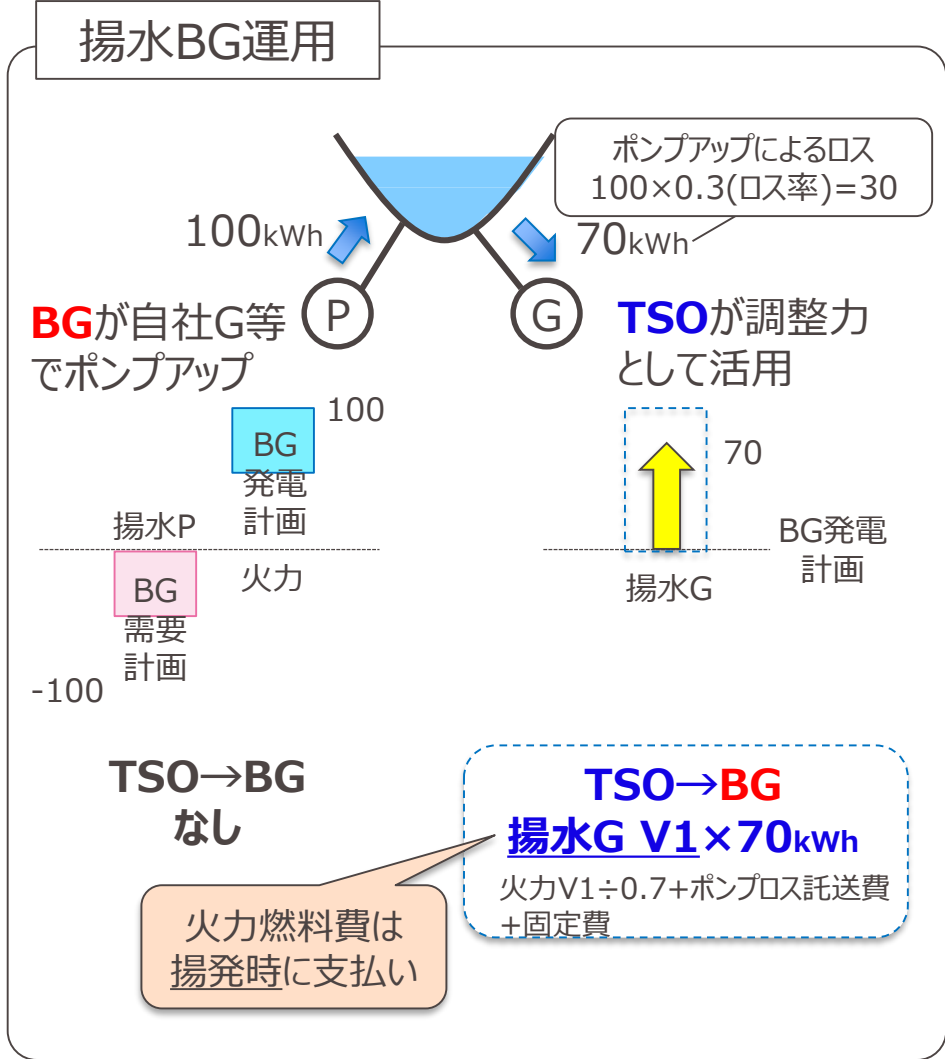
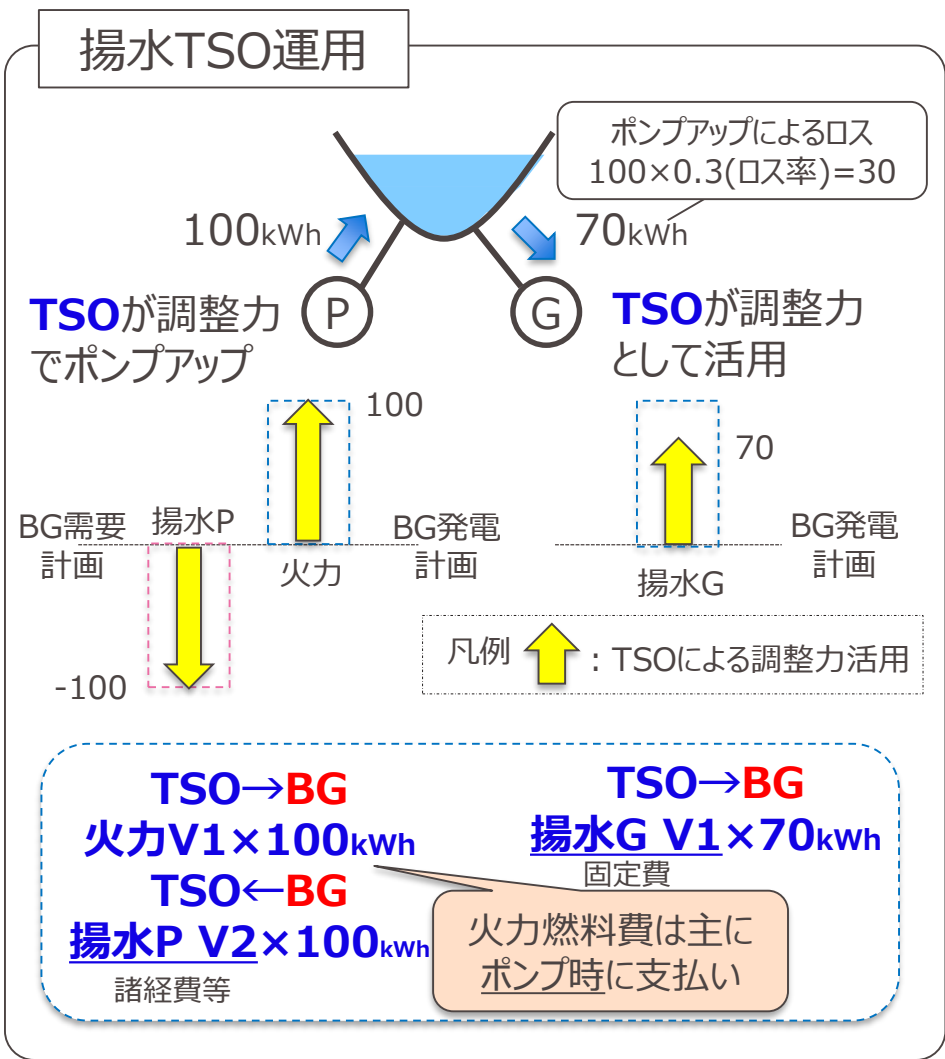
2 この契約において、調整力の提供とは、甲が乙の指令に従い、契約電源等を以下のとおり運転することをいう。

- (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>

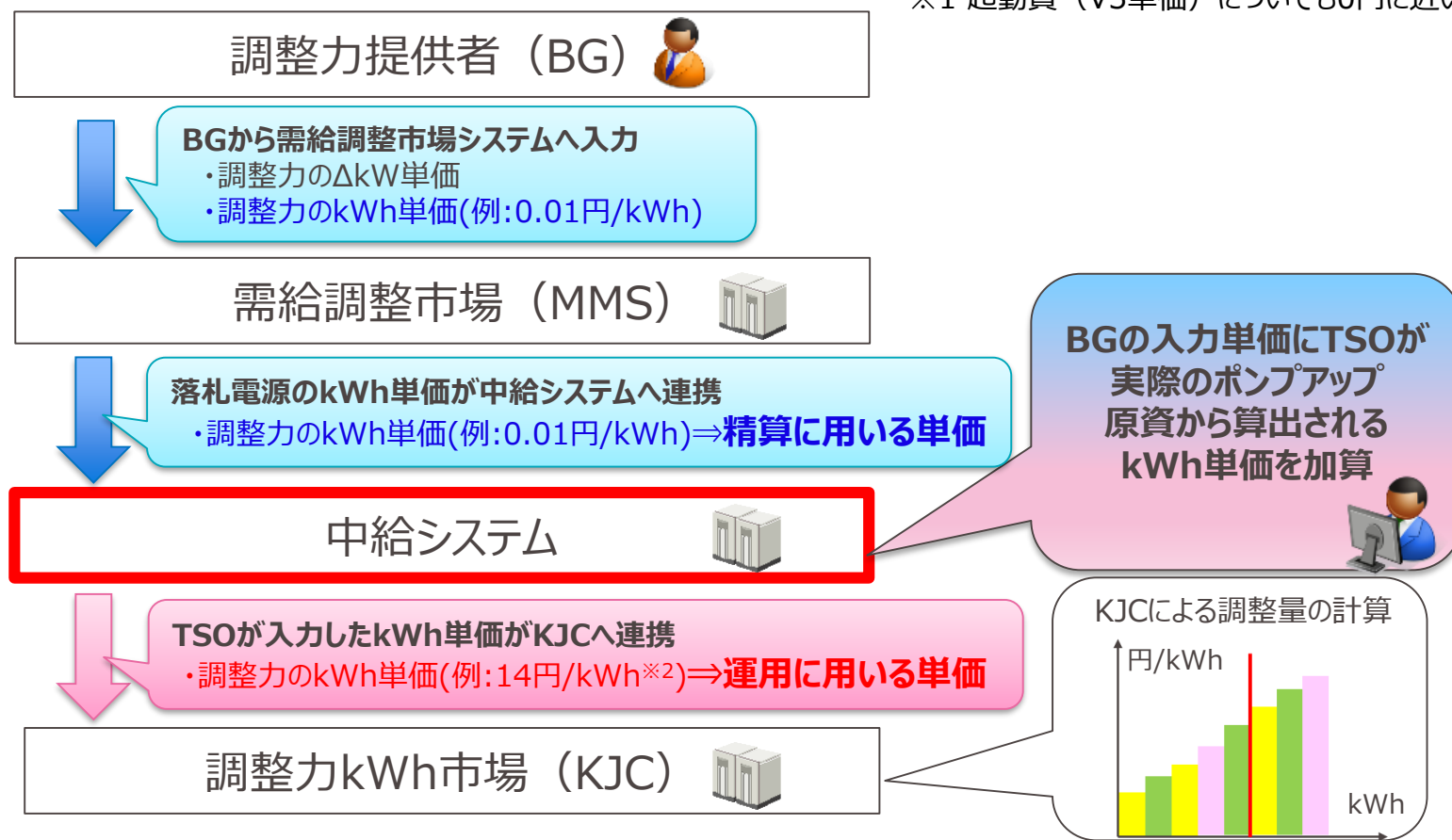
出所 関西電力送配電 2019年度電源Ⅱ周波数調整力契約書（発電設備）（ひな形）より抜粋
<https://www.kansai-td.co.jp/application/partner/reserve/2019/pdf/decision05.pdf>

■ また、事後精算に関して、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（V1/V2）単価が（2024年度から）BGが設定するV1/V2単価とは異なっている状態。



- 具体的には、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）へ入力しており、事後（運用）の対価性については実質的に殆どない状態※¹であった。（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、広域需給調整システム（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）

※¹ 起動費（V3単価）についても0円に近い水準



(参考) 過去の揚水発電の調整力の運用について

- 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

- 2024年度からの状況変化として、容量市場（ならびに容量市場と連動したブラックスタート機能公募）が開始され、kW価値の一部（および全量）についてはそちらで取引されている状態。
- 一方、揚水機の運用主体変更によって、揚水機が卸電力市場における値差取引（安値の時間帯にポンプアップし、高値の時間帯に発電）に活用され始めていることから、BGがTSOに揚水機の運用権を貸与する場合、新たに値差取引の逸失利益等（市場収入相当額）が発生することも示唆されている。

4-5. 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と。
- 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と。
- 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と。

（※）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。

（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機あたりの供出力**
 - ・非効率電源の入札を排除するため、1電源あたりの供出力の上限を定格の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の供出協力をを行い、随意契約をする考え方もあるのではないかと。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と。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。

36

38

参考：2024年度向けのブラックスタート機能の調達方法①

- 2019年1月の需給調整市場検討小委員会において、容量市場が創設される2024年度以降は、ブラックスタート電源を含めた電源のkW価値は容量市場で取引されることになるので、ブラックスタート機能は容量市場でのkW価値の調達対象の時期と合わせて、4年前の同時期に年間を対象に公募で調達することとされた。

2019年1月 第8回需給調整市場検討小委員会 資料3

《ブラックスタート電源が参加する市場等》

(2023年度まで)	調整力公募		卸電力市場	容量市場創設後	容量市場	ブラックスタート機能公募	需給調整市場	卸電力市場
	電源Ⅰ	ブラックスタート機能						
取引されるもの	kW価値	ブラックスタート	kWh価値		kW価値	ブラックスタート	ΔkW価値	kWh価値
	ΔkW価値	機能			機能			
調達形態	公募 ← 同時 → 公募		市場		市場 ← 同時期※1 → 公募		市場	市場
調達時期	1年前	1年前	年間～前日 ～GC		4年前	4年前	週間・前日	年間～前日 ～GC
(参考)入札方法の考え方	コスト	コスト	コスト		プライス	プライス※2	プライス	プライス

※1：ブラックスタート機能の公募を容量市場の契約後に行うと、容量市場でkW価値の支払いを受けられなかった電源であってもブラックスタート電源として調達せざるをえなくなり、kW価値を過大に調達する可能性がある。他方、公募時期が早すぎると電源の活用には制約が発生する可能性もあることから同時期とする。

※2：容量市場創設後は競争がより促進され、容量市場・需給調整市場・卸電力市場ではプライスベースの入札となることが想定される。ブラックスタート電源がどの市場から収入を得るかは発電事業者の判断によるので、ブラックスタート機能の公募でもプライスベースの入札となるのではない。

- また、2024年度からの調整力発動時の精算（V1/V2）単価についても、需給調整市場ガイドラインに基づいて、限界費用±10%で設定されており、TSOがこのまま揚水を運用すると、スプレッド分だけ費用が発生する状態。
- BGがTSOに揚水機の運用権を貸与している（TSO自身が原資調達している）と考えた場合、BGが限界費用を設定することができないため、過去の方法（諸経費等のみ計上）とすることも考えられるが、揚水公募量がユニットの一部の（残りはBGが原資調達している）場合、精算（V1/V2）単価をどうするかは論点となるか。

【現行のV1/V2単価※で揚水運用した場合】

※ V1/V2単価で異なる時間帯（電源）の限界費用を参照することで、±10%以上のスプレッドになっているケースも発見されている。
（当該考え方が合理的であるかは、今後、電力・ガス取引監視等委員会にて確認予定）

TSOがポンプアップする際の精算（収入）
ポンプ時V2費用×ポンプアップ量
= ▲9円/kWh×100kWh=▲900円

TSOが発電する際の精算（支出）
発電時V1費用×発電量（30%□入）
= 15.7円/kWh×70kWh=1,099円

TSOとBG（揚水）との精算合計
=1,099+（▲900）=199円（TSO側費用）

	発電時	ポンプ時
V1	15.7 円/kWh	11 円/kWh
V2	12.9 円/kWh	9 円/kWh

■ 需給調整市場ガイドラインにおいては、調整力kWh市場においては、限界費用（円/kWh）±10%が価格規律として設定されており、揚水発電機における限界費用として、以下の算定式を用いることとされている。

1. 調整力 kWh 市場

(1) 予約電源以外 ※予約電源も同様

調整力 kWh 市場の予約電源以外における適正取引ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等の kWh 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

上げ調整の kWh 価格 ≤ 当該電源等の限界費用 + 一定額

下げ調整の kWh 価格 ≥ 当該電源等の限界費用 - 一定額

一定額 = 限界費用 × 一定割合

- 監視においては、これらの考え方を示す根拠資料の提出を求め、登録 kWh 価格が合理的でない場合は修正を求めるなどの対応を事前及び事後に行う。

※ 1 揚水発電及び蓄電池の限界費用は、以下の算定式とする。

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

①「限界費用」について

電源等のうち、通常の火力発電については、限界費用は燃料費等であることは明確であるが、揚水発電、一般水力（貯水式）、DR（需要抑制）などの限界費用が明確でないと考えられる電源等については、以下のように整理する。

（揚水発電、一般水力、DR 等の場合の限界費用の考え方）

- 「機会費用を含めた限界費用」を基本的な考え方とする。
- 「限界費用」には、揚水発電における揚水運転や一般水力における貯水の減少に対応するための火力発電等の稼働コストを含む（※ 1）。
- 「機会費用」には、揚水発電や一般水力における貯水の制約による卸電力市場での販売量減少による逸失利益、DR による生産額の減少等の考え方が取り得る。
- その他、蓄電池や燃料制約のある火力電源等についても、上記の考え方を適用する（※ 2、※ 3）。

②「一定割合」について

調整力 kWh 市場に供出するインセンティブ等の確保を考慮し、限界費用に、「限界費用（円/kWh）× 10%程度」の一定額を上乗せした範囲内で kWh 価格を登録するものとする。

なお、当該一定額の割合については、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。

- 【揚水発電時のV1/V2単価】

- BGがポンプアップに掛かった費用
火力限界費用×ポンプアップ量
= 10円/kWh×143kWh=1,430円
- BGが発電に使うために認識する限界費用
火力原資/発電量
= 1,430円/100kWh=14.3円/kWh
- 調整力kWh単価 (V1/V2)
V1 = 限界費用×1.1 = 15.7円/kWh
V2 = 限界費用×0.9 = 12.9円/kWh
(スプレッドは2.8円/kWh)

- 【揚水ポンプ時のV1/V2単価】

- BGがポンプアップに掛かった単価
火力限界費用
= 10円/kWh
- 調整力kWh単価 (V1/V2)
V1 = 限界費用 × 1.1 = 11円/kWh
V2 = 限界費用 × 0.9 = 9円/kWh
(スプレッドは2円/kWh)



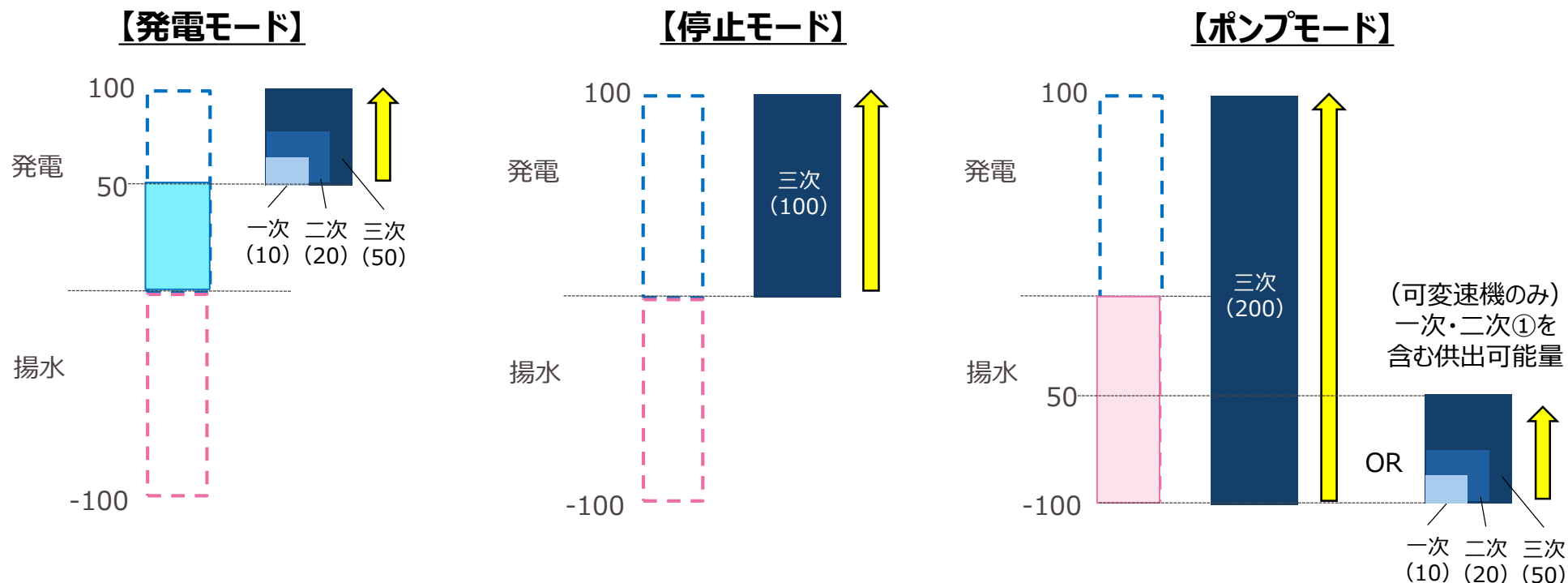
- 過去の揚水運用における契約と対価性と、2024年度からの状況変化を踏まえた今回の揚水公募等における契約と対価性における論点については以下のとおり。
- 特に、V1/V2単価をどうするか（公募量が全量でない場合）については、池全体の水位（≒燃料）がBG・TSOのどちらに帰属するのかといった整理や、あるいはユニット（発電所）単位で池容量を按分する（責任区分を明確化する）といった運用・精算の工夫（検討）が必要になると考えられる。
- これらの論点については、価格規律等に関連する事項であることから、国において検討・整理して頂くべく、広域機関としても引き続き連携・協力していくこととしたい。

	過去（～2023年度）	今回（揚水公募等）
調整力の提供 （契約電力の維持・運転）	【契約】 ・電源Ⅰ契約 【対価性】 ・kW価値（固定費）を事前支払	【契約】 ・揚水公募等 【対価性】 ・ <u>kW価値（固定費）をどうするか</u> （容量拠出金・ブラックスタート公募費用を控除するか）
「起動停止（揚水起動）」 「揚水ポンプ運転」 「発電出力増減」	【契約】 ・電源Ⅱ契約 【対価性】 ・事前支払はなし ・諸経費等をV1/V2精算（事後）	・ <u>値差取引の逸失利益をどうするか</u> （事前支払か事後精算か） ・ <u>V1/V2単価をどうするか</u> （特に公募量が全量でない場合）
値差取引の逸失利益 （市場収入相当額）	なし	

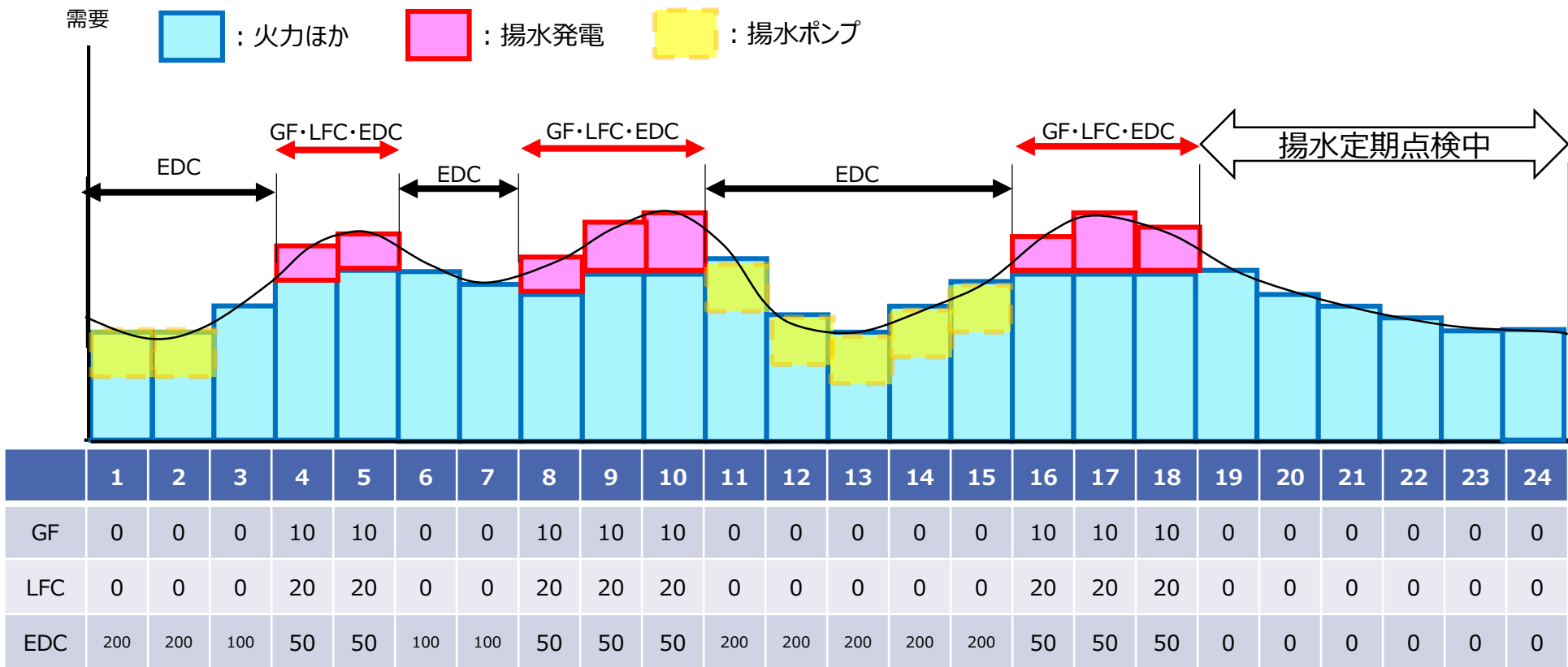
1. 調達手段多様化の趣旨
2. 【論点①】契約と対価性（契約価格の在り方）
3. 【論点②】需給調整市場の募集量との関係性
4. 【論点③】ポンプアップ原資の確保方法等
5. まとめ

- 需給調整市場においては、週間取引で一次～三次①を、前日取引で三次②を扱っている。
- また、揚水発電機は優れた機能を有する複合リソースであるものの、「発電」「停止」「ポンプ」（または定期点検中）と様々なモードが存在し、各モードにおいて供出可能な調整力の種類・量は異なることになる。
- 今回、揚水公募等を検討するにあたり、揚水公募量をどのように扱うか（市場の募集量との関係性をどうするか）について、大きく2案が考えられるため、それぞれの特徴（位置付け）について検討を行った。
 - 案1：揚水を複合リソース（発電リソースのみ）と見做し、揚水公募量を市場の募集量から一律控除
 - 案2：揚水機の調整力供出可能量をTSO自身が需給調整市場に応札

※ 簡略化のため、二次①を「二次」、二次②・三次①を「三次」と表記（また、各商品の供出可能量は仮値）



■ また、揚水運用の特徴を踏まえると、各時間帯における揚水発電機の調整力供出可能量のイメージは以下のとおり。



※ また実際には、池容量があるため、全ての断面において上げ調整を供出できる訳ではない。

- 案1の場合、定期点検中や供出不可時間帯については、揚水による調整力供出は物理的にできず、「TSOによる代替確保（余力活用による火力追加起動等）で補完」といった特徴や、逆に「揚水の調整力供出可能量を活用しきれていない断面が生じる」といった課題がある。
- 特に、余力活用による追加起動等は、長期的に望ましい姿からは乖離している（可能な限り、余力活用比率を下げるのが望ましい）ものの、応札不足が常態化している現状においては、余力活用に頼るのは実質的に同じ状態であることから、応札不足が続く足元においては、取り得る案とも考えられるか。

【揚水発電機の調整力供出可能量】

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
GF	0	0	0	10	10	0	0	10	10	10	0	0	0	0	0	10	10	10	0	0	0	0	0	0
LFC	0	0	0	20	20	0	0	20	20	20	0	0	0	0	0	20	20	20	0	0	0	0	0	0
EDC	200	200	100	50	50	100	100	50	50	50	200	200	200	200	200	50	50	50	0	0	0	0	0	0

【案1:揚水を複合リソース（発電リソースのみ）と見做し、公募量を募集量から一律控除】

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
GF	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
LFC	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
EDC	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

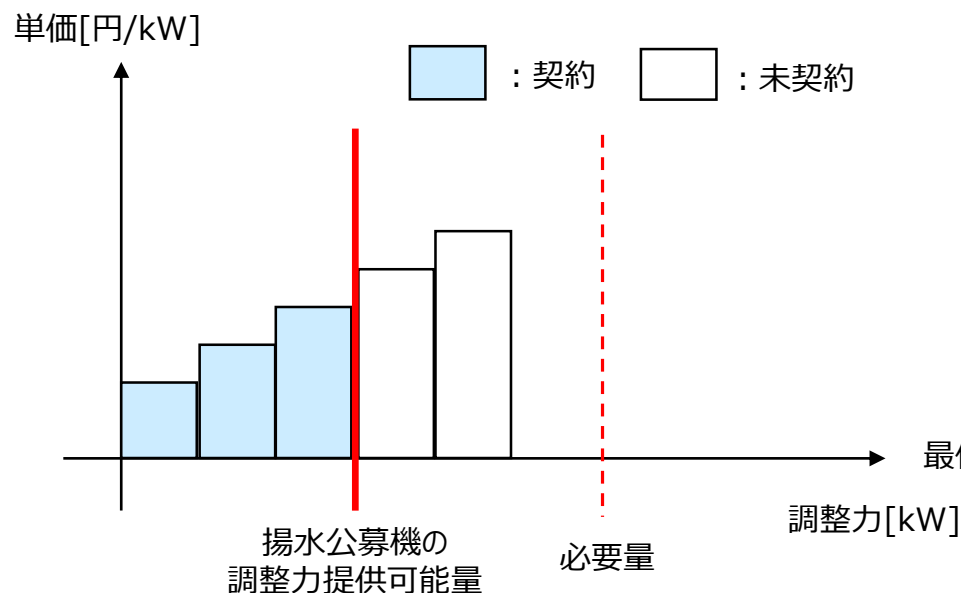
：TSOによる代替確保（余力活用による火力追加起動等）で補完：揚水の調整力供出可能量を活用しきれていない断面

- 余力活用は、余力活用契約のもと、GC前の発電事業者などの計画策定に支障を与えないことを前提に、GC後の余力を一般送配電事業者が活用できる仕組みであるものの、調整力が必要量に対して未達となった場合には追加起動も認めており、安定供給に支障が生じないよう最大限配慮した設計としたところ。
- 一方で、あくまでも当面のセーフティネットとしての設計であることから、（少なくとも今の余力活用のままでは）主に、以下のような懸念が存在する。
 - 余力活用による確保はBG計画に反映されないため、調整力の確実な調達とはならず、安定供給面で劣後する可能性がある（あるいは当該リスク分だけ多めの確保となる場合がある）
 - この点、現状は、一定以上の能力を有する複合リソースが存在することを前提に、余力確保方法を構築しており、将来に亘り、新規の単独リソース等を組み合わせることができる方法には出来ていない
 - 市場原理（最適化ロジック）ではなく、追加起動等が人間系の判断になるため（恣意性を完全に排除することは難しいため）、取引価格等の透明性が劣後する
 - 厳密な複合約定や広域的な調整力の調達ができない（エリア内調達）ため、調達コスト面で劣後する可能性（あくまでも価格規律の対象事業者の入札価格に比べて）
 - ΔkW 約定電源とは異なり、明確なアセスメント・ペナルティがない（アセスメントフリーに近い）ことから、事業者にとって正確に指令に応じるインセンティブがなく、中長期的に電力（周波数）品質に影響を及ぼす可能性がある
- 上記より、余力活用については、足元直ちに安定供給に支障がある水準ではない（「市場調達」 $\geq$ 「余力活用」のレベルである）ことから、余力頼りも特段問題はないが、長期的に望ましい姿からは乖離している（「市場調達」 $>$ 「余力活用」のレベルになる）ため、市場改革（各種対応策の検討）を進めることで、余力活用比率を下げる 것이重要になってくる。

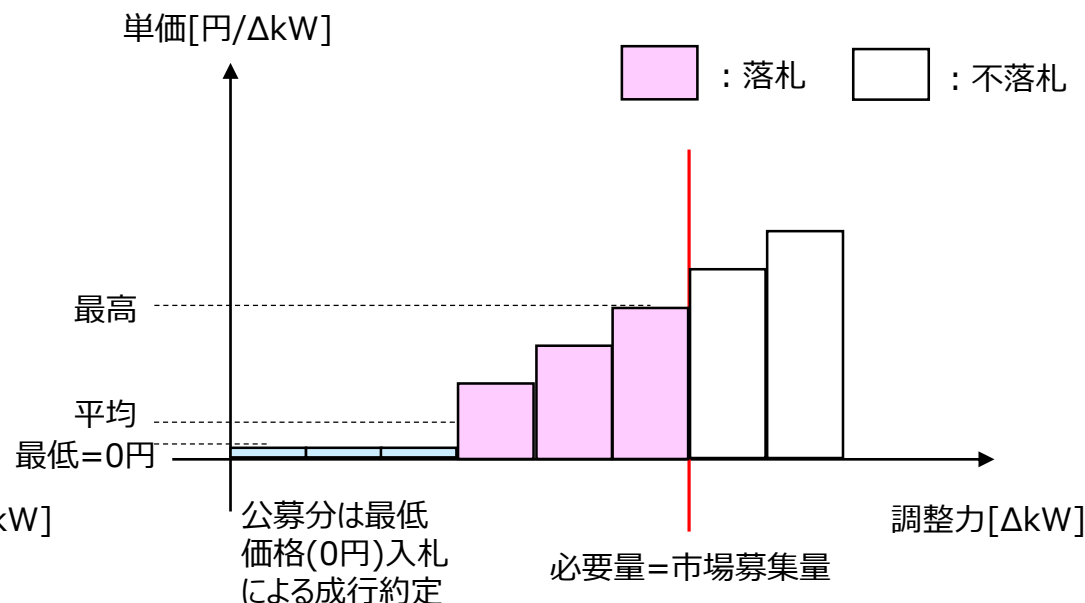
- 案2の場合、各断面における揚水機の調整力供出可能量は、TSOとして既に対価を支払っていると考え、需給調整市場に最低価格（0円）入札を行い、成行（優先）約定を図る方法※が考えられる。
- これにより、「揚水の調整力供出可能量を最大限有効活用」しつつ、定期点検中や供出不可時間帯の不足分については市場調達とすることで、透明性と公平性を保ったまま、市場調達と揚水公募等の共存が可能になる。
- また、需給調整市場においては、公募分の市場投入により、実質的に市場の募集量が減り、それに伴う競争環境の進展により、最高価格や平均価格は下落する（適切に価格シグナルに反映される）と考えられ、前述のとおり、長期的には市場間の競争による価格均衡（市場原理）も期待できると考えられる。

※ 一方、TSOにとっても週間断面での入札（池運用の確約）は難しさがある（リスクを考慮して入札量が少なくなる）ため、現実的には2026年度（前日取引化）以降に選択するのが望ましい方法となる。

【揚水公募等】



【需給調整市場】



- また、同時市場における揚水・蓄電池運用を考慮したSCUCロジックにおいては、直接的に揚水等の発電コスト等はいれず（Three-Part情報を0円で入力）、同時最適の市場約定ロジックの中で、揚水がΔkW確保する時間帯、ΔkW確保しない時間帯（当該時間帯は火力等でΔkW確保）が最も経済的になるように計算している。
- この点、揚水公募等を行い（契約と対価性を事前に支払）、市場に最低価格（0円）入札を行うことで、透明性と公平性を保ったまま、市場調達と揚水公募等の共存を図るという点で、将来（同時市場）との連続性も図れると考えられることから、長期に亘って取り得る案と考えられるか。

週間運用を可能にするSCUCロジック（詳細）35

■ 週間運用に関しては、1日以上起動時間がかかる電源も存在し、また、揚水・蓄電池は1週間の期間で運用することが効率的な場合もあることから、これらを考慮する場合、貯蔵容量制約等を追加するとともに、計算対象期間も長時間（1週間程度）に亘るロジックとする必要がある。

■ この場合、新たな制約追加もあるため、計算対象期間が1日の場合と比較し、遥かに長い計算時間（収束性）になる等の課題が考えられる。

【揚水・蓄電池運用を考慮したSCUCロジック（オペレーションズ・リサーチでの例）】

目的関数（総電源エネルギー費用最小化）
$$obj = \sum_{t=1}^{24} \sum_{u=1}^{un} \{ (a_u + x_u) \cdot GTP_{t,u} + (b_u + y_u) \cdot UTP_{t,u} + s_u \cdot UON_{t,u} \}$$

制約条件（需給バランス制約）
$$dmnd_t = \sum_{u=1}^{un} (1 - auxp_u) \cdot GTP_{t,u} + \sum_{u=1}^{un} (PMG_{t,u} - PMS_{t,u}) + phtv_t - CPV_t + wind_t - CWP_t + hvd_t - flow_t$$

制約条件（揚水の出力変化制約・上池容量制約）
$$\begin{aligned} &STO_{t,u} - STO_{t-1,u} = PMS_{t,u} - \frac{1.0}{gEff_u} \cdot PMG_{t,u} \\ &STO_{t,u} \leq sPnd_u \\ &UPG_{t,u} + UPS_{t,u} \leq 1 \\ &UTP_{0,u} = i_{utp_u} \\ &STO_{0,u} = i_{sto_u} \\ &STO_{24,u} \geq i_{pond} \cdot sPnd_u \end{aligned}$$

上池の貯水量バランス

上池の上限制約

発電 or ポンプ 制約

初期・最終の上池量制約

燃料費

起動費

再エネ等出力

※その他、調整力確保制約など、通常のSCUCロジックの制約は割愛

発電出力

出力

揚水の発電量・ポンプ量

出力

再エネ等出力

出力

再エネ等出力

出力

再エネ等出力

(参考) 揚水・蓄電池運用を考慮したSCUCロジック(イメージ) 37

■ 揚水・蓄電池運用を考慮したSCUCロジックでは、直接的に揚水等の発電コスト等が目的関数に入っていないが、上池容量（充電容量）の増減の際に、間接的に燃料コストが増減することで、揚水等の発電・放電コストが暗に考慮されている。

■ ただし、通常のSCUCロジックであればコマ毎に計算できるが、揚水等の場合、上池容量等の制約考慮の必要性等から、計算対象が複数期間（例えば1週間程度）に亘ることから、全体を一度に解くことに伴う計算負荷の増加が課題になると考えられる。

電源ラインナップ例

揚水なし

揚水あり（上池容量40kWh）

燃料費合計：2,250円

燃料費合計：2,200円（▲50円）

需要 150kW

需要 50kW

需要 100kW

需要 150kW

需要 20kW

需要 100kW

需要 30kW

需要 30kW

電源A 100kW 15円/kWh

電源B 100kW 10円/kWh

750円

500円

1,000円

900円

300円

1,000円

3時 (低需要)

13時 (高需要)

3時 (低需要)

13時 (高需要)

ポンプロス ▲10kW

上池

出力

再エネ等出力

出力

再エネ等出力

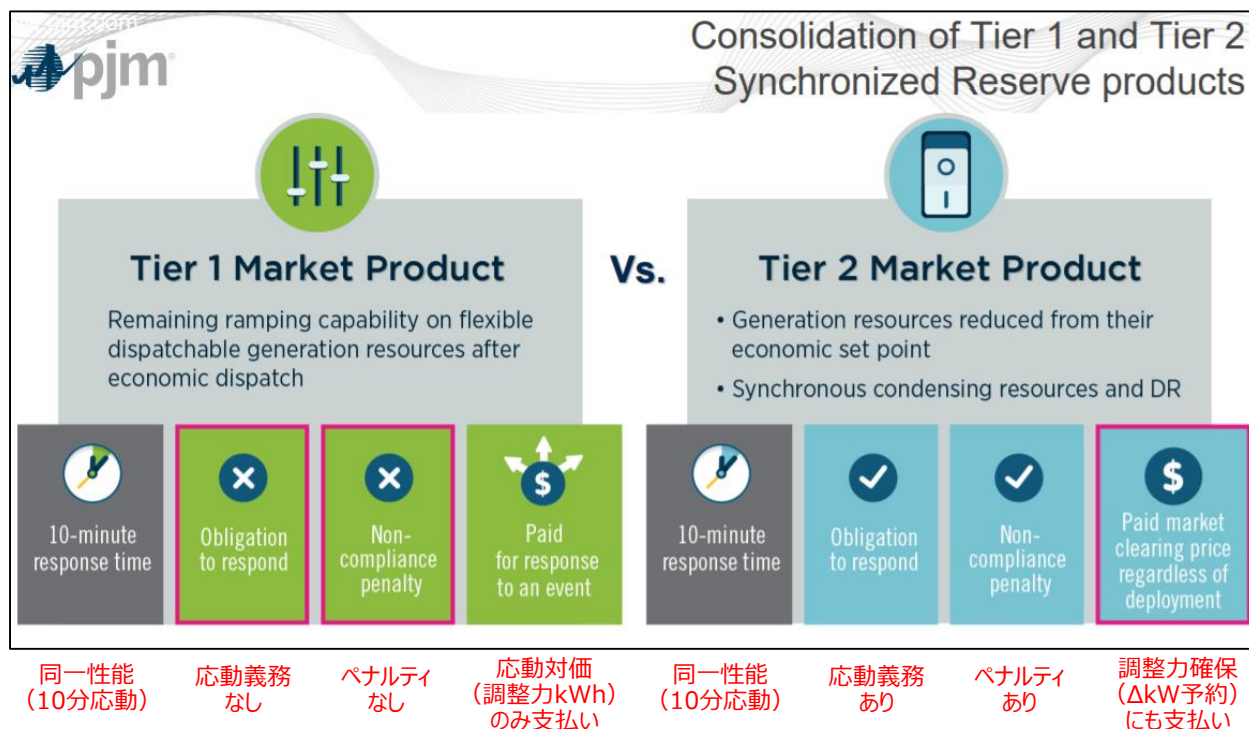
出力

再エネ等出力

出所）第2回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）資料4をもとに作成

https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/002_04_00.pdf

- 米PJMでは、従来、調整力（Reserve）については、Tier1（ディスパッチ後の余力活用）とTier2（市場取引で ΔkW 確保）に分かれていたが、NERCからの要請に基づき、2022年10月からTier2（市場取引で ΔkW 確保）に近い商品への統合・再編が行われている。
- そこに至った背景と理由は以下のとおりであり、日本における前述の考え方（26ページ）に近いものとなっている。
 - Tier1とTier2の不公平性の解消（この公平性により、事業者が調整力を提供するインセンティブを強化）
 - 運用オペレーターの介入を減少（これにより、市場の効率性や透明性を向上）
 - 同一性能のリソースに対し、同じ報酬とペナルティを生成（これにより、より信頼性の高いパフォーマンスを期待）



出所) 「Reserve Market Price Formation Enhancements」をもとに作成

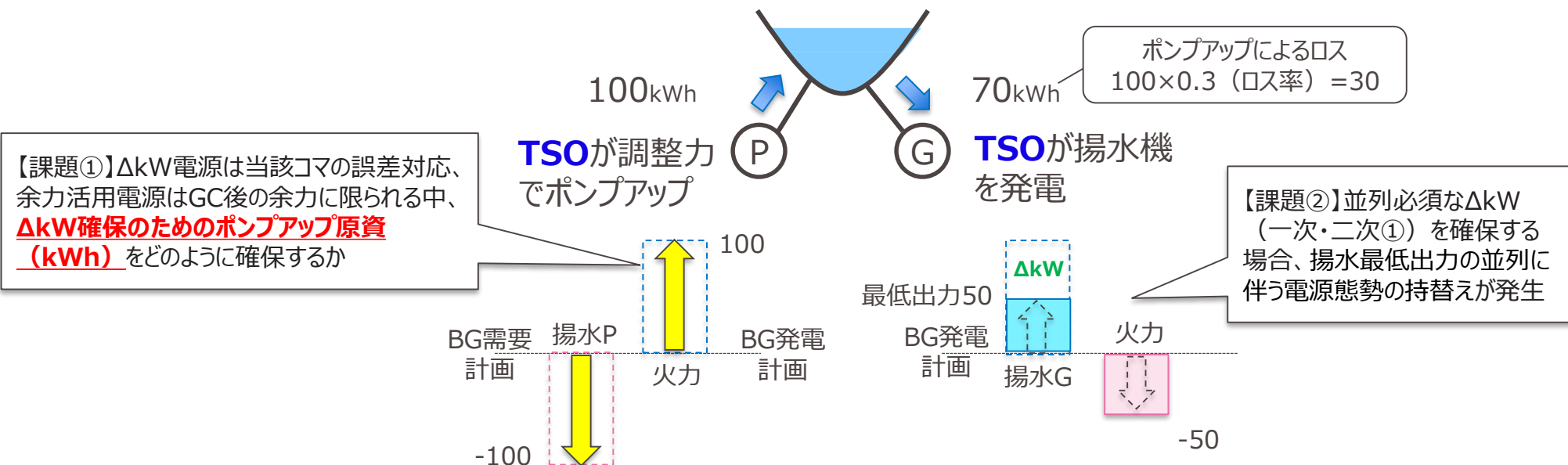
<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/srdtf/2021/20210430/20210430-item-04-reserve-market-price-formation-enhancements.ashx>

1. 調達手段多様化の趣旨
2. 【論点①】契約と対価性（契約価格の在り方）
3. 【論点②】需給調整市場の募集量との関係性
4. 【論点③】ポンプアップ原資の確保方法等
5. まとめ

■ 揚水機は蓄電リソースであるため、 ΔkW 供出（発電）を行うためには、充電（ポンプアップ）を行う原資を調達する必要があり、どのような方法で調達するかについて、大きく3案が考えられる※ため、それぞれについて検討を行った。

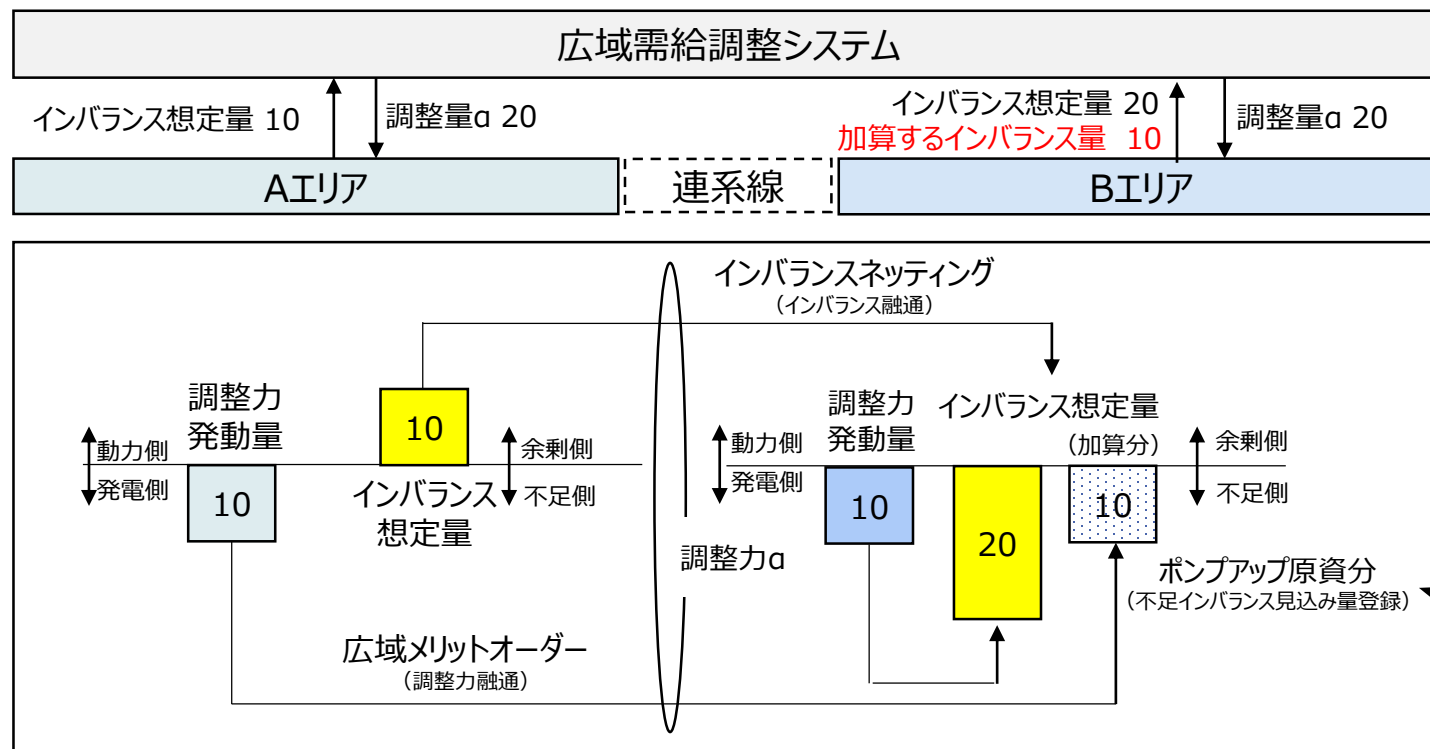
- 案1：上げ調整力に対応（全国の起動済電源の余力）
- 案2：上げ調整力に対応（エリア内の起動済電源の余力）
- 案3：TSOが卸電力市場等で調達

※ 方法論としては、ポンプアップ原資のため火力等追加起動することも考えられるが、前述のとおり、長期的に望ましい姿からは乖離していること、また、ポンプロスが存在する揚水機において、起動費含めた調整力コストは相当高額になり非効率と考えられることから、今回は検討対象外とした。
（ ΔkW 供出予定コマでひっ迫となる場合は、一時的な揚水TSO運用の一環としてポンプアップ原資のために火力等追加起動することは問題ない）



- 案1は、ポンプアップ量を、広域需給調整システム（KJC）に不足インバランス見込み量として登録して、日本全国の上げ調整余力から原資を調達してくる手段となる。
- 上記は、揚水公募等を行ったエリアの判断（ポンプアップ量の登録）により、広域ブロック内の余力が減少するため、あくまでエリア内でポンプアップ原資を確保した上での広域的な差替え前提となること、ならびにBG起因のインバランスでないにも関わらず、調整コストがインバランス料金に影響を与えることになるといった課題が考えられる。
- 案2は、エリア内の上げ調整余力から調達してくる手段となり、エリア内でポンプアップ原資を確保した上でのエリア内の差替となり、制度上の大きな課題はない※（期待量も実質的に案1と同じ）。

※ 一部のエリアにおいては、ポンプアップ時間帯にポンプアップに必要な調整力がエリア外に流出しないようにするシステム改修が必要



Bエリア
 揚水ポンプアップ原資分
 (10) をKJCに登録

- 案3は、TSO自身が卸電力市場等を活用してポンプアップ原資を調達してくる手段となる。
- 時間帯によっては、非常に安価な（余剰時は0.01円/kWh）ポンプアップ原資を調達することも可能となる一方で、TSOがポンプアップ原資を調達する条件や建付けを整理する必要があるといった課題※が考えられる。

※ 最終保障供給のスポット市場での原資調達についても、その調達量や、社会的コストの低減及びスポット市場への影響等を踏まえて、条件や実施そのものについて丁寧な議論が行われた。

スポット市場での最終保障供給の原資調達の条件について

- スポット市場における入札条件は第55回電力・ガス基本政策小委員会で整理した条件で行うこととし、社会コストの更なる低減が見込まれる方法を検討し、必要に応じて見直しを行うこととする。

項目	条件
入札価格	原則として需給状況を勘案して起動が想定される、確保済みの調整電源に係るV1単価※1を下回る価格 需給ひっ迫が見込まれ、確実に供給力を確保する必要がある場合は、買い入札価格は至近の実績等を参考としつつ、インバランス価格上限以下の価格
調達量	最終保障供給に必要と見込まれる量を上限として、必要最小限度※2の量
市場参加者の予見可能性を高めるため公表する事項	①取引開始日 ②市場調達予定量もしくは最終保障供給契約量（kW） ③市場からの調達実績（コマ別）
取引資格	取引所の取引会員規程に定める「本取引所が適格と認めた者」として取引会員の資格を付与

※1 一般送配電事業者が契約設備等に対して、出力増指令したことにより増加した電力量に乗じて支払う1kWhあたりの単価（円/kWh）

※2 必要最小限度（量）の例：最終保障供給の直近の実績を踏まえた想定必要量

（参考）JEPX取引規程

（取引資格）第6条 2

特別取引会員は、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法第17条第1項に係る電気の売り入札、電気事業法第24条第1項に定める供給区域外に設置する電線路による託送供給に係る電力の運用および流通設備の作業停止に伴い行われる電力の運用のための取引以外を行うことができない。

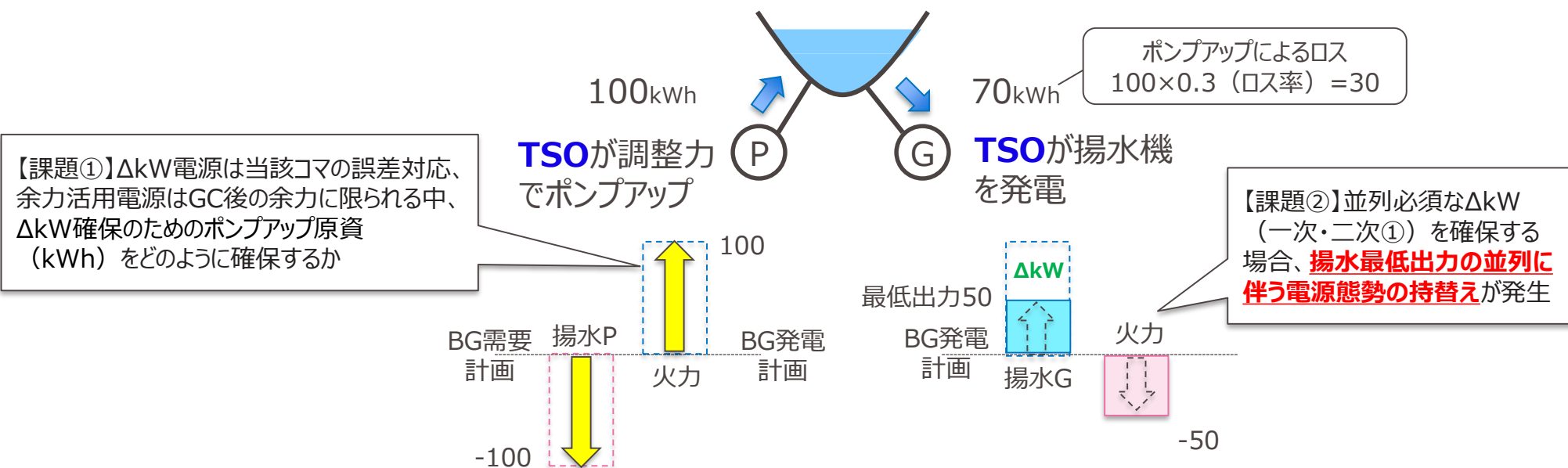
（参考）JEPX取引会員規程

（取引会員適格）第2条

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

（5）前各号のほか、本取引所が適格と認めた者

- また、並列必須な ΔkW （一次・二次①）を確保するため、揚水の最低出力分（50%相当）を発電する際に、需要（持ち替え先）をどうするかについても検討が必要となる。
- この点、基本的にはエリア内の下げ調整余力（下げ代）を用いて持ち替えを行う方法が考えられるところ、下げ代不足時に確実性の懸念はあるが、下げ代不足時は基本はポンプアップ運転を行う（発電並列はしない）と考えると、特段の懸念はない（確実性に対する影響は限定的）と考えられる。



1. 調達手段多様化の趣旨
2. 【論点①】契約と対価性（契約価格の在り方）
3. 【論点②】需給調整市場の募集量との関係性
4. 【論点③】ポンプアップ原資の確保方法等
5. まとめ

- 揚水公募等については、調達手段の多様性・ポラティリティリスク低減の観点等から優位性もあると考えられる一方、各論点（「契約価格の在り方」「需給調整市場の募集量との関係性」「TSOによるポンプアップ原資の確保方法」等）もあるため、それぞれについて整理を行った。

【論点①】契約と対価性（契約価格の在り方）

- 2024年度からの状況変化を踏まえた、揚水公募等における契約と対価性における論点については以下のとおり。

	過去（～2023年度）	今回（揚水公募等）
調整力の提供 （契約電力の維持・運転）	【契約】 ・電源Ⅰ 契約 【対価性】 ・kW価値（固定費）を事前支払	【契約】 ・揚水公募等（随意も可？） 【対価性】 ・ <u>kW価値（固定費）をどうするか</u> （容量拠出金・ブラックスタート公募費用を控除するか） ・ <u>値差取引の逸失利益をどうするか</u> （事前支払か事後精算か） ・ <u>V1/V2単価をどうするか</u> （特に公募量が全量でない場合）
「起動停止（揚水起動）」 「揚水ポンプ運転」 「発電出力増減」	【契約】 ・電源Ⅱ 契約 【対価性】 ・事前支払はなし ・諸経費等をV1/V2精算（事後）	
値差取引の逸失利益 （市場収入相当額）	なし	

- 特に、V1/V2単価をどうするか（公募量が全量でない場合）については、池全体の水位（≒燃料）がBG・TSOのどちらに帰属するのかといった整理や、あるいはユニット単位で池容量を按分する（責任区分を明確化する）といった運用・精算の工夫（検討）が必要になると考えられる。
- これらの論点については、国において検討・整理して頂くべく、広域機関としても引き続き連携・協力していく。

【論点②】需給調整市場の募集量との関係性

- 揚水公募量をどのように扱うか（市場の募集量との関係性をどうするか）について、大きく2案が考えられる。
 - 案1：揚水を複合リソース（発電リソースのみ）と見做し、揚水公募量を市場の募集量から一律控除
 - 案2：揚水機の調整力供出可能量をTSO自身が需給調整市場に応札
- 案1は、「TSOによる代替確保（余力活用による火力追加起動等）で補完」といった特徴や、逆に「揚水の調整力供出可能量を活用しきれていない断面が生じる」といった課題があり、応札不足が続く足元においては、取り得る案と考えられるか。
- 案2は、「揚水の調整力供出可能量を最大限有効活用」しつつ、透明性と公平性を保ったまま、市場調達と揚水公募等の共存が可能となり、将来（同時市場）との連続性も踏まえ、長期に亘って取り得る案と考えられるか。
（一方、TSOにとっても週間取引は難しさがあるため、現実的には2026年度（前日取引化）以降が望ましい）

【論点③】ポンプアップ原資の確保方法等

- Δ kW供出（発電）のための、ポンプアップ原資の確保方法について、大きく3案が考えられる。
 - 案1：上げ調整力で対応（全国の起動済電源の余力）
 - 案2：上げ調整力で対応（エリア内の起動済電源の余力）
 - 案3：TSOが卸電力市場等で調達
- 案1はインバランス料金に影響を与えることになるといった課題、案3は実施条件や建付けを整理する必要があるため、システム対応不要なエリアは制度上の大きな課題がない案2から始めるのも一案か（その上で、国とも連携しながら、他案が取り合えないかも検討か）。
- また、並列必須な Δ kW（一次・二次①）を確保する際には、揚水の最低出力分（50%相当）を発電する際に、基本的にはエリア内の下げ調整余力（下げ代）を用いて持ち替えを行う方法が考えられる。