

揚水随意契約 および調整力のポートフォリオ調達について

2026年2月20日

大阪ガス株式会社



- 大阪ガスでは、2050年カーボンニュートラル実現に向けて、蓄電池事業において系統用と再エネ併設型を合わせて、**2030年度までに100万kW規模の運用(意思決定ベース)**を目指している
- これまで培った電力事業の知見を活かし、**3つの市場(容量市場+需給調整市場+卸電力市場)での取引**を通じて長期安定運用に努め、系統の安定化に貢献していく

①千里蓄電所

(大阪府吹田市)

2025年8月運開

(伊藤忠商事・東京センチュリー)

②武雄蓄電所

(佐賀県武雄市)

2025年11月運開

(みずほリース、JFEエンジニアリング、九州製鋼)

③上長都蓄電所

(北海道千歳市)

2027年1月 運開予定

(三菱HCキャピタルエナジー、三菱地所、サムスンC&T)



新規リソース提供事業者から見た需給調整市場の課題

- 「募集量」や「上限価格」の見直しが頻繁に行われるなど「制度リスク」が大きく、投資回収の予見性を金融機関に示しプロジェクトファイナンスを組成することが困難となっている状況
- 特に「募集量の削減」は新規リソースの収益性に与えるインパクトが大きく、「適切な応札価格水準に応じた約定量の確保」が、今後の投資判断に大きな影響を与え得る

Ⅲ. 系統用・再エネ併設蓄電システムの収益性分析

MRI

系統用・再エネ併設システム事業者へのヒアリング結果(収益面)

- 系統用・再エネ併設蓄電システム関連事業者へのヒアリングを実施した結果、収益面での現状と課題は以下の通り整理した。

項目	事業者ヒアリングの結果
現在の活用ユースケース	<p>【系統用蓄電システム】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 容量市場・需給調整市場・卸売市場での活用を想定して将来の収益見通しを立てている。 ● 需給調整市場は固定費の未回収分を応札価格に反映させる制度的な仕組みがされており、需給調整市場に応札することで固定費の回収が可能と考えられることから、需給調整市場での収入を前提としている。 <p>【再エネ併設蓄電システム】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● <u>FIP電源への併設を想定し、タイムシフト収入とプレミアム収入を主な収入源として、将来の市場見通しを基にした収益性評価を事業検討段階で実施している。</u>
現在の収益見通しの実態と課題	<ul style="list-style-type: none"> ● 事業検討段階での事業性評価を行う際には、<u>独自に構築した価格見直しモデルや第三者機関への委託調査等を踏まえて、将来の価格見直しを作成し、事業開始前に収益性評価を実施するとともに、金融機関への説明を行っている。</u> ● 電力市場の不確定要素が多く、将来の市場予見性が低いことから、<u>長期間での収入安定化を見通すことが困難である。</u>また、<u>標準的なシナリオをどのように考えるかが困難である。</u> ● <u>アービトラージ運用の場合、収益見直しに幅があり、金融機関への説明が困難である。</u> ● <u>需給調整市場で制度の見直しが行われているように、制度面での頻繁な見直しが行われることで、現時点での市場の見立てを基にした収益性について信頼性の高い示し方が困難である。</u> ● <u>将来の価格見通しが困難であることから将来の収益性を予見する必要があり、プロジェクトファイナンスの組成が困難である。</u> ● <u>安定的な収益を獲得するために小売事業者等とのオフテイク契約を検討しているが、現時点ではオフテイク候補は少ない。</u>
収益安定化・収益拡大に向けた要望	<ul style="list-style-type: none"> ● <u>投資予見性が不透明な中で市場リスクをとって開発しているため、収益性に関する制度が頻繁に変更されると事業性を見通しを立てることが厳しくなる。</u>制度的な安定性・予見可能性を担保していただきたく、事業の妨げにならないようにしてほしい。 ● <u>現在の系統用蓄電システムの活用は限定的であり、今後再エネが更に増加する中で重要である、系統混雑回避・設備投資抑制・環境価値等における潜在的な価値を評価する仕組みが必要。</u>

2025年3月7日 資源エネルギー庁
「2024年度定置用蓄電システム普及拡大検討会
結果とりまとめ」より抜粋、朱線追記
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/storage_system/20250307_report.html

募集量削減の背景と課題認識(RC制度との関係)

- TSOは、調整力調達の総合単価がRC承認時の単価(概ね1円台)を下回るよう募集量を削減し、安価な揚水随契と ΔkW 対価なしの余力活用に置換するポートフォリオ調達を志向していると認識
- 短期の対応としては理解できるが、RC承認単価が今後も低く抑制された場合、蓄電池等の新規リソースは、投資判断基準(概ね10円前後)をクリアする収益が期待できなくなる
- 結果として新規投資が停滞すれば、中長期的な調整力確保(=安定供給)にも影響が生じる懸念

2021年度 RC承認時の前提

調整力調達単価 (円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分)

2026年度
上限価格
15円

蓄電池の
投資判断
基準単価
概ね
10円前後

大きな
ギャップ

随契実施
TSOの
承認単価
概ね
1円台

市場調達100%

(簿価回収済の公募電源が中心と想定)

北海道	東北	東京	中部	関西
2.72	1.52	1.10	1.13	1.62

2026年1月30日 第17回制度設計・監視専門会合
TSO各社プレゼン資料から、円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分に変換

2025年度 調整力調達のイメージ

需給調整市場での応札価格ごとに見込まれる収益性(モデルケース)

IRR(10年)	Capex[/ kWh]				
	4万円	5万円	6万円	7万円	8万円
5円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分	4.1%	0.0%	-3.2%	-5.7%	-7.8%
7.21円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分	12.0%	7.0%	3.3%	0.4%	-2.0%
10円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分	20.9%	14.7%	10.3%	6.8%	4.1%
15円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分	35.2%	27.0%	21.2%	16.7%	13.2%
19.51円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分	47.4%	37.2%	30.0%	24.7%	20.5%

※2ブロック(6時間)/日約定の前提

↑ 2025年12月12日 資源エネルギー庁
第109回 制度検討作業部会 資料6より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/jisedai_kiban/system_review/109.html

市場調達
(一部)
固定費回収が
必要な新規
リソースも参入

ポートフォリオ調達
(市場調達の募集量を削減し、総合単価で
RC承認時の単価未満を実現)

揚水随契

余力活用

2026年度以降の揚水随意契約に対して(1)

- 国の審議会で、上限価格を前日取引化当初は**15円/ΔkW・30分**に引き下げると整理された
- 今回の整理では、**まずは小幅な引き下げ**に留め、競争状況の改善が見られない場合には、**段階的に引き下げる方針**と理解
- 仮に揚水随契を継続する場合、エリアごとの特性等を考慮しつつ、**2026年度当初は契約規模をスモールスタートとし、市場の競争状況を踏まえて必要に応じて見直すアプローチ**もご検討頂きたい

2026年度以降の需給調整市場における対応 (2 / 2)

- 前日取引化が実施されるタイミングで、一次・二次①・複合商品における募集量・上限価格について、以下のとおりとしてはどうか。
 - **募集量**：現在の3σ相当量から**1σ相当量***まで削減する
 - **上限価格**：現在の19.51円/ΔkW・30分から**15円/ΔkW・30分**に引き下げる
(ただし、**市場における競争状況に改善が見られない場合、10円、7.21円/ΔkW・30分等と段階的に引き下げる**)
- その上で、例えば、系統用蓄電池の接続検討申込の件数が急増していることなども踏まえると、今後、新規リソースの参入により、需給調整市場への応札量が増加することも予想される。**適切な競争環境と十分な約定機会を確保する観点から、市場において十分な競争が働いていることが確認できた場合には、募集量を増加させる**こととしてはどうか。また、**市場における競争状況に改善が見られれば、それ以上の上限価格の引下げは行わない**こととしてはどうか。
- 市場における競争状況について、前日取引開始後、1か月、2か月、3か月、6か月などの**一定の期間における実績**（例えば、**募集量に対する応札量の状況、応札価格の分布、余力の価格水準**）を確認し、その検証結果を踏まえて判断することとしてはどうか。その際、エリアや商品等による市場の状況の違いにも留意することとしたい。

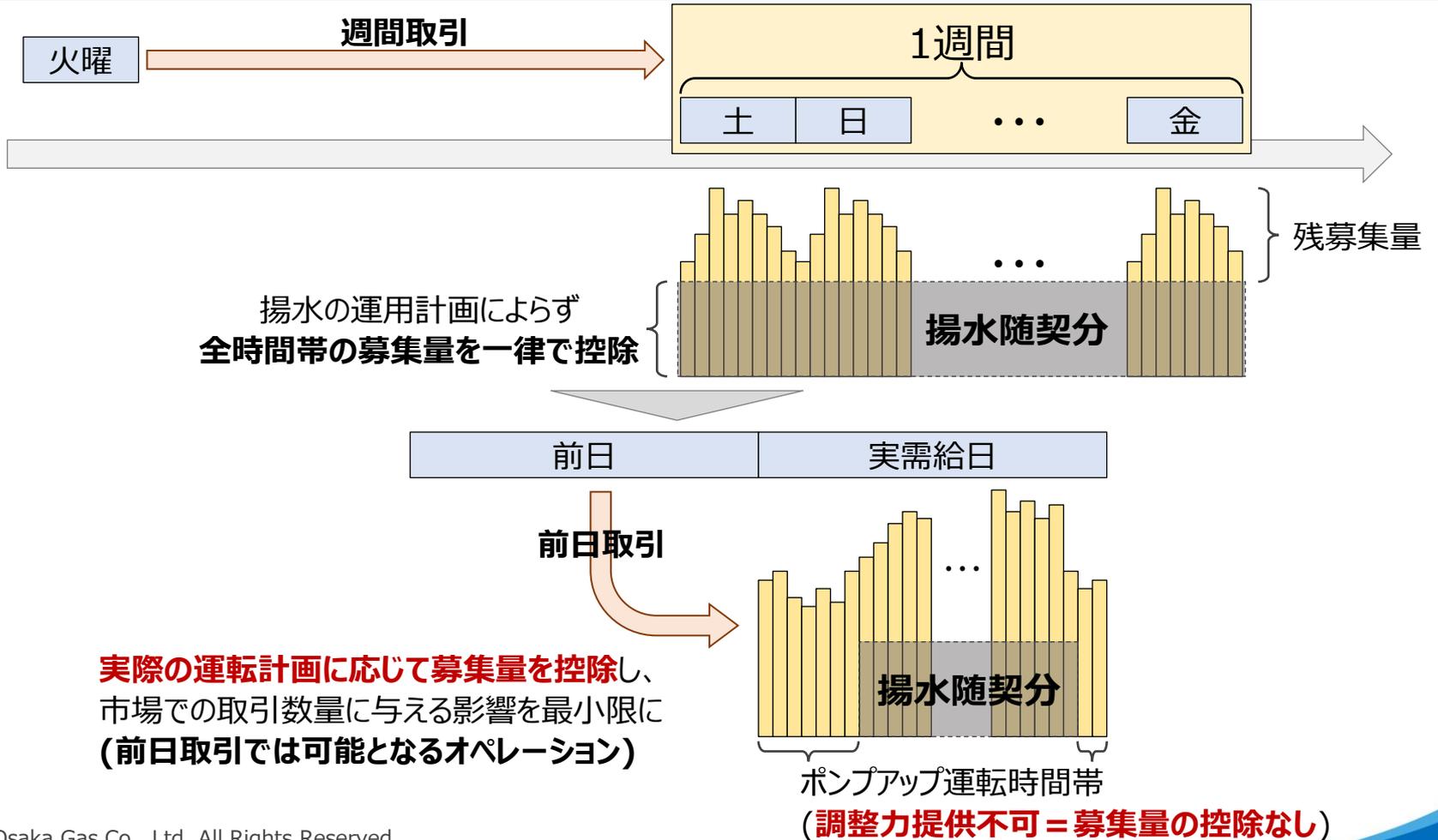
※専用線の構築が不要な「一次オフライン枠」の調達上限は、電力の安定供給の観点から、一次の必要量（電力需要の変動に相当する平常時分と、電源脱落時の対応に相当する異常時分の合算）のうち平常時分の3σ相当値とされている。

今回、一次の募集量を3σ相当値から1σ相当値に削減することに伴い、一次オフライン枠の調達上限も、平常時分の1σ相当値まで引き下げる。

2026年1月23日 資源エネルギー庁 第110回 制度検討作業部会 資料4より抜粋、朱線追記

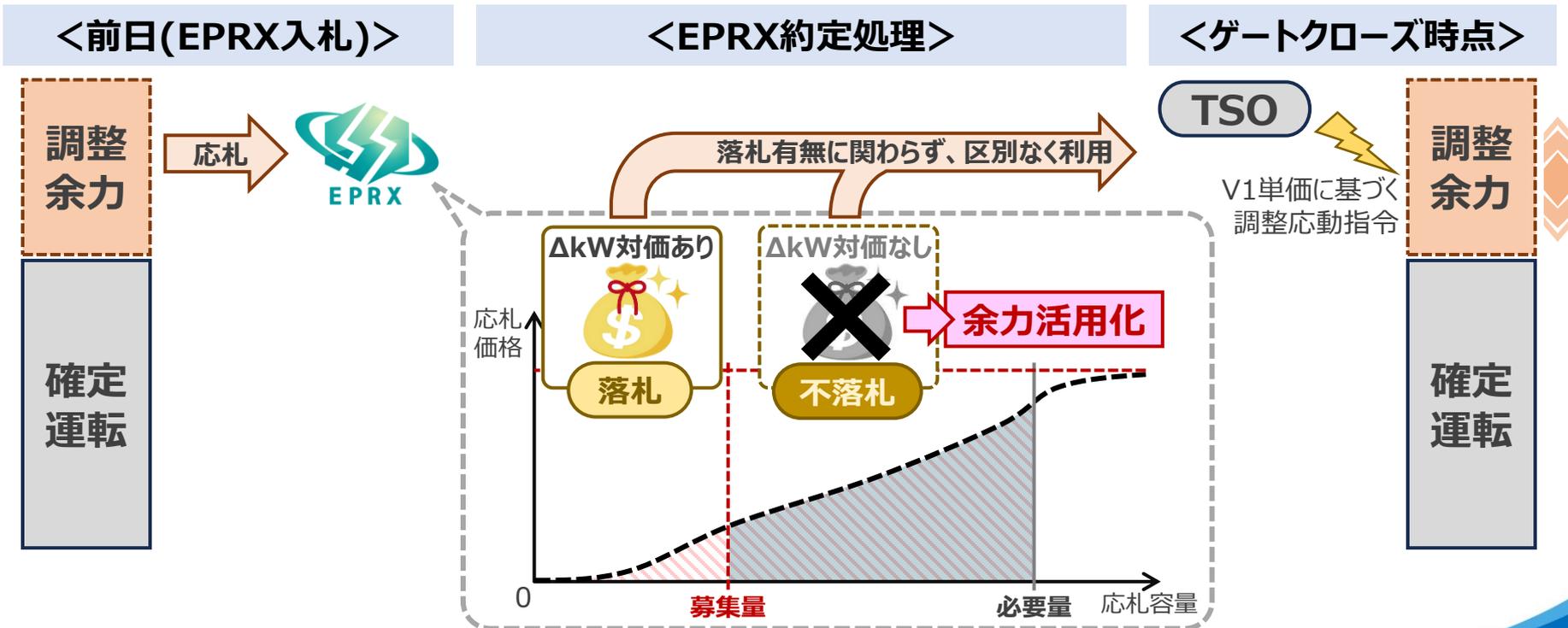
2026年度以降の揚水随意契約に対して(2)

- 2025年度までの週間取引では、揚水随契分の募集量を全時間帯一律で控除していたと認識
- 前日取引への移行により、ポンプアップ運転時間帯等を考慮できる可能性があるため、実際の運用に即して募集量を控除するなど、募集量に与える影響を最小限にする方策をご検討頂きたい



調整力のポートフォリオ調達に対して(1)

- 調整力の調達手段の1つである余力活用契約は、ゲートクローズ(実需給コマの開始1時間前)以降に調整余力が存在した場合、TSOが ΔkW 対価なしで活用できる契約
- 需給調整市場で応札し、落札されなかった調整余力は余力活用に回ることを考えると、市場での募集量を削減すればするほど、 ΔkW の対価なしで活用できる調整余力が増えることになる
- このように、余力活用を ΔkW ゼロ円の調達手段として使える前提で募集量を削減する場合、既存リソースの余力活用契約に対するインセンティブも阻害する恐れがあるため、「コスト削減」を目的に、余力活用をポートフォリオ調達の計画段階から組み入れるという考え方は望ましくないと考える

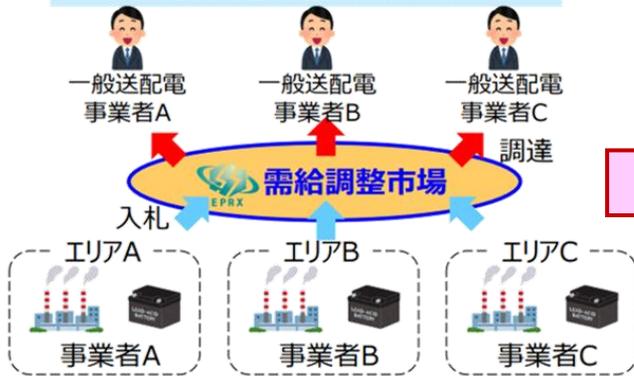


調整力のポートフォリオ調達に対して(2)

- 仮に、調整力を全量市場調達する当初の方針を、揚水随契等を組み合わせるポートフォリオ調達に転換するというのであれば、**その方針を明確にした上で、制度の予見性を確保頂きたい**
- その上で、RC制度の第2規制期間(2028年度以降)での調整力調達コストは、「短期の合理化(コスト抑制)」に加え、「**中長期の調整力確保(新陳代謝)**」を両立させる観点で、事業者が**新規リソースに投資可能(金融機関が融資可能)**となる適切な仕組みの導入をご検討頂きたい

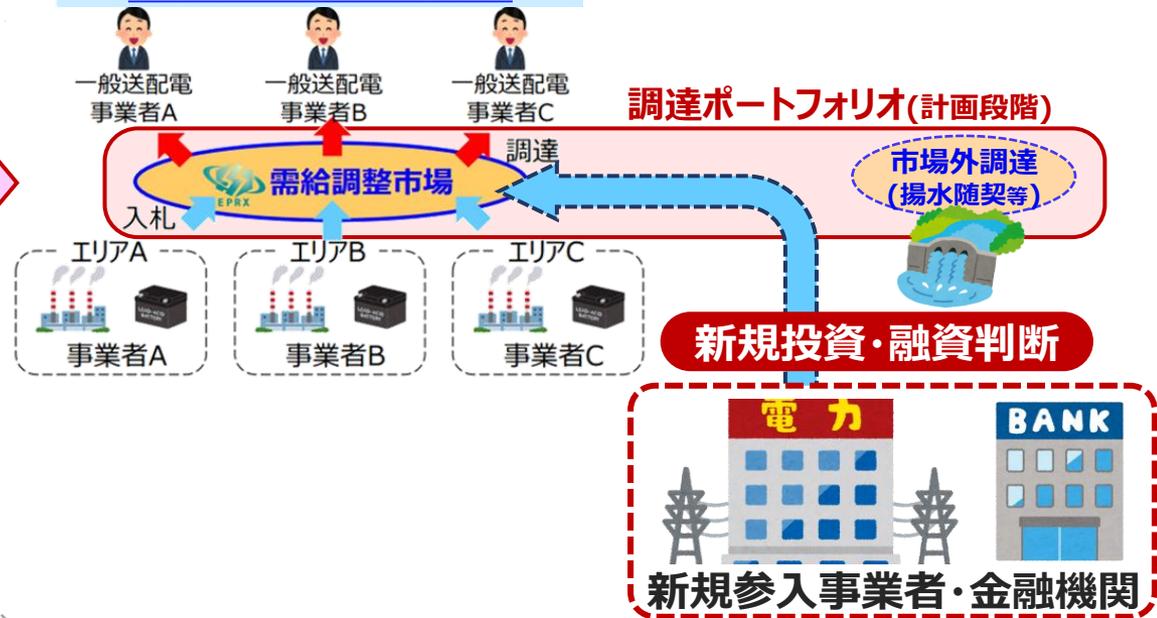
<2024年4月以降(現在)>

一般送配電事業者が調整力を
エリアを超えて**市場から調達**



<2026年4月以降>

一般送配電事業者が調整力の
調達ポートフォリオを活用



2026年度(前日取引化)以降の揚水随意契約に対して

- 仮に揚水随契を継続する場合、エリアごとの特性等を考慮しつつ、**2026年度当初は契約規模をスモールスタートとし、市場の競争状況を踏まえて必要に応じて見直すアプローチもご検討頂きたい**
- 前日取引への移行により、**ポンプアップ運転時間帯等を考慮できる可能性があるため、実際の運用に即して募集量を控除するなど、募集量に与える影響を最小限にする方策をご検討頂きたい**

調整力のポートフォリオ調達に対して

- 仮に、調整力を全量市場調達する当初の方針を、揚水随契等を組み合わせるポートフォリオ調達に転換するというのであれば、**その方針を明確にした上で、制度の予見性を確保頂きたい**
- その上で、レベニューキャップ制度の第2規制期間(2028年度以降)での調整力調達コストは、「短期の合理化(コスト抑制)」に加え、「**中長期の調整力確保(新陳代謝)**」を両立させる観点で、事業者が**新規リソースに投資(金融機関の融資)**が可能となる適切な仕組みの導入をご検討頂きたい

ご清聴ありがとうございました

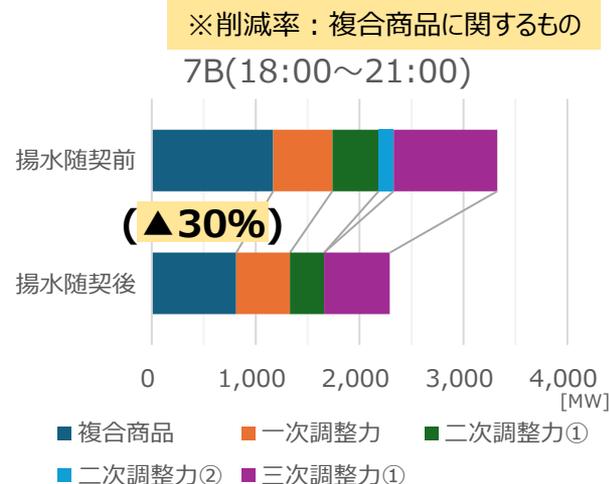
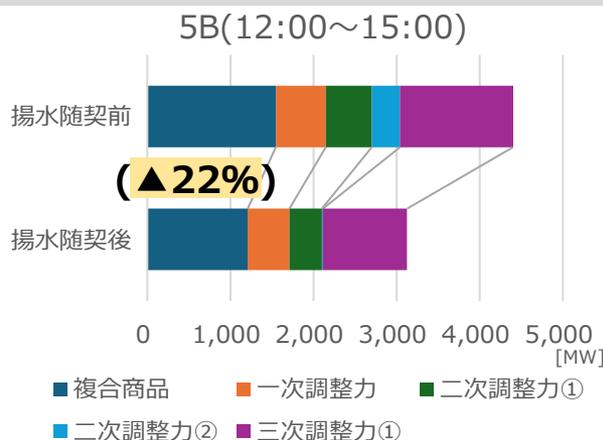
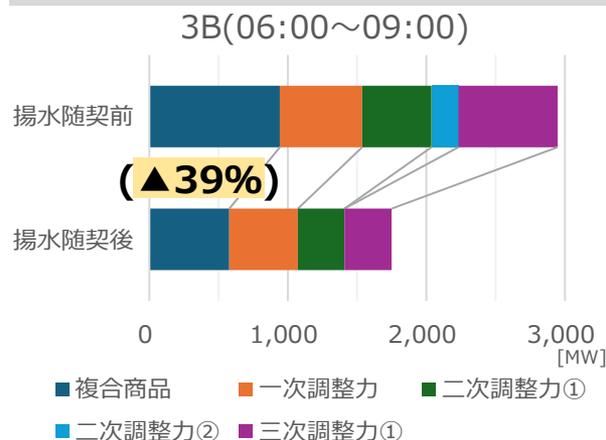
(以降、参考資料)



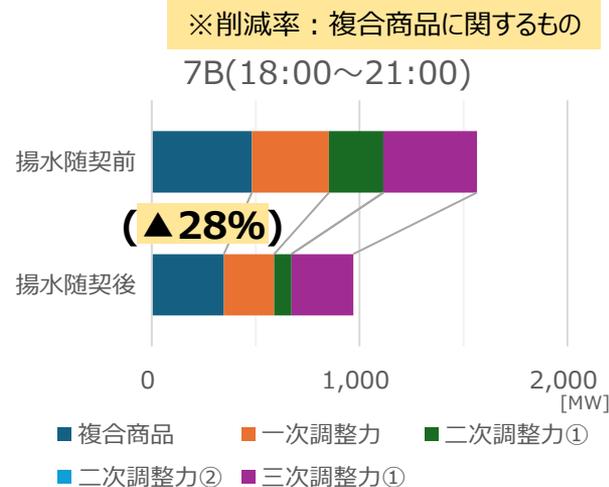
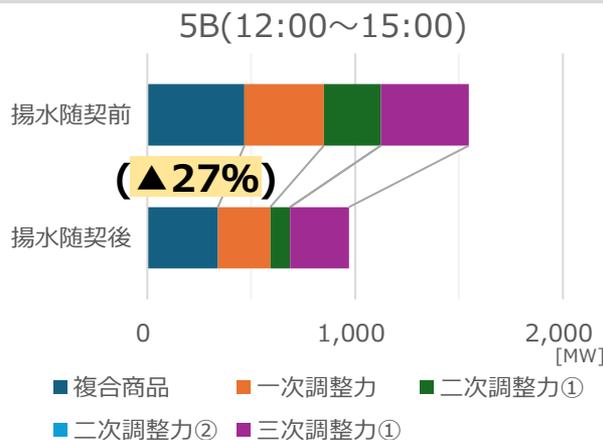
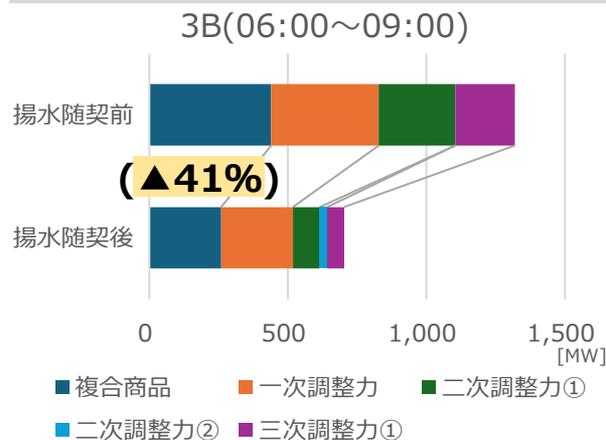
2025年度の揚水随契による募集量削減について

- 揚水随契により、需給調整市場の全時間・全商品にわたって募集量が削減されている

東京エリアの例(随契開始：2025年10月の随契適用前後の同一曜日と比較)



関西エリアの例(随契開始：2025年7月の随契適用前後の同一曜日と比較)



- 需給調整市場ガイドラインでは、**ΔkW価格の「固定費回収のための合理的な額」の算定にあたり、「他市場収益を減算する」と規定しており、「固定費の回収には需給調整市場での約定が必要」というルール設計(過剰回収を防止し、応札価格のバランス調整機能を担う)となっている**

2. 調整力ΔkW市場

調整力ΔkW市場における適取ガイドラインの「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ΔkW価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

$$\Delta \text{kW 価格} \leq \text{当該電源等の逸失利益 (機会費用)} + \text{一定額等}$$

一定額=0.33 円/ΔkW・30分(※1) 又は電力・ガス取引監視等委員会事務局との協議を経て決定した額(※2) とし、等は売買手数料とする。

※1 A種電源という。

※2 B種電源といい、一定額については、制度設計専門会合等の整理に従い必要資料を提出した上で、電源毎に、当年度分の固定費回収のための合理的な額を上回らない範囲で決定される。なお、当年度分の固定費回収後の一定額は、A種電源とする。

② 「固定費回収のための合理的な額」について

固定費回収のための合理的な額は、以下の考え方にしたがって算定する。

(固定費回収のための合理的な額の考え方)

- 固定費回収の対象期間は適切に期間按分された固定費の当年度分とする。
- 固定費回収の上限額は、当年度分の減価償却費等を含む固定費(※1)から他市場で得られる収益(※2)を差し引いた額とする。

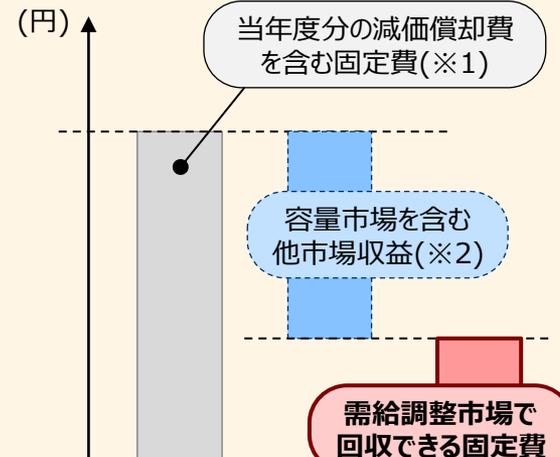
※1 需給調整市場への参加のための制度見直しに伴うシステム改修費については、年度単位の回収計画を立てた上で、ΔkWに算入することを認める。

※2 容量市場収入額については、経過措置により容量市場収入を得ていない額についても、収入を得たとみなす。

電力・ガス取引監視等委員会
「ガイドライン・各種とりまとめ・監査規定等」
需給調整市場ガイドライン(令和7年3月24日)より抜粋、朱線追記
<https://www.egc.meti.go.jp/info/guideline/>

※下図は弊社にて描画

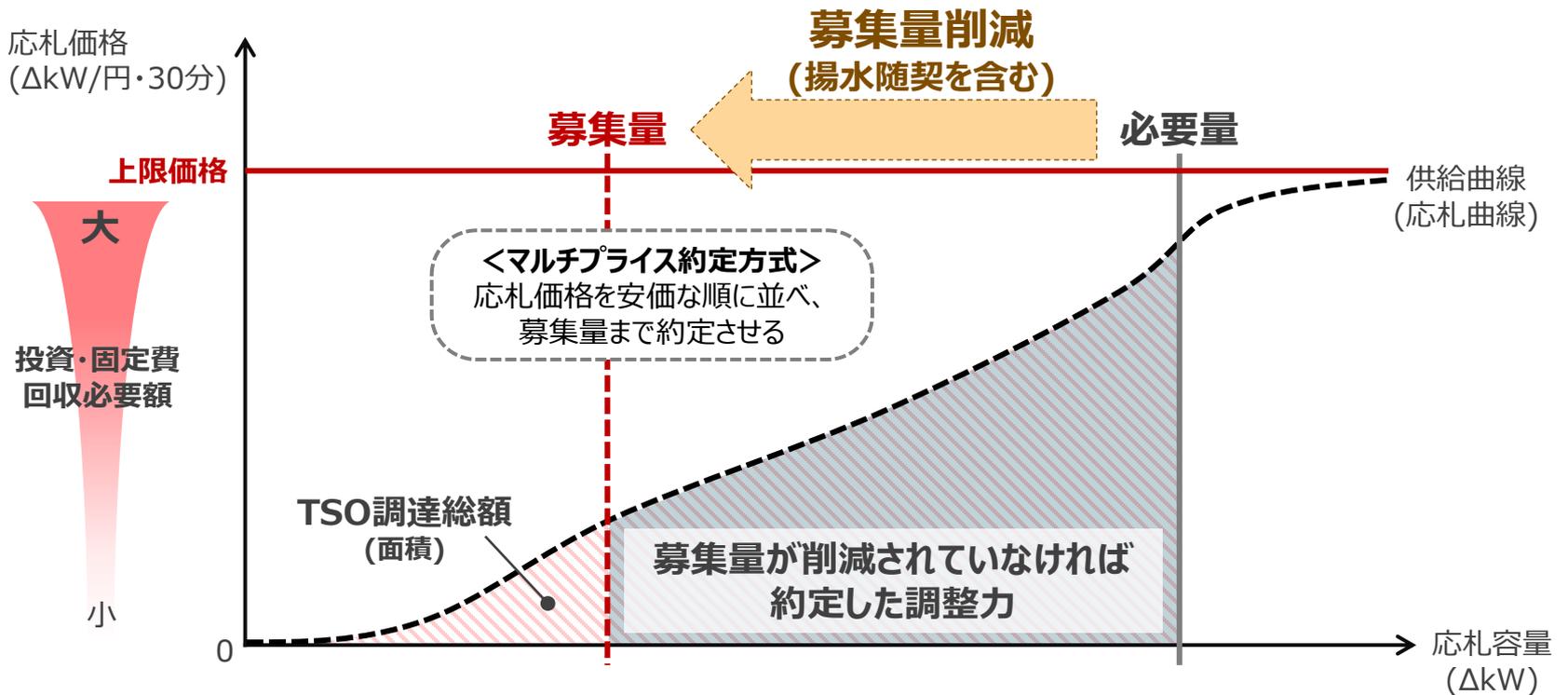
需給調整市場ガイドライン(イメージ)



需給調整市場の約定方式について

- 需給調整市場では、応札価格の安い順に募集量まで約定させる**マルチプライス約定方式**を採用
- 調整力の必要量に対し、市場での募集量を削減した場合、相対的に**簿価回収済電源**がより有利となり、応札価格に**投資回収分の上乗せ**が必要な**新規リソース**が約定しにくい市場環境となる

＜需給調整市場の約定イメージ＞

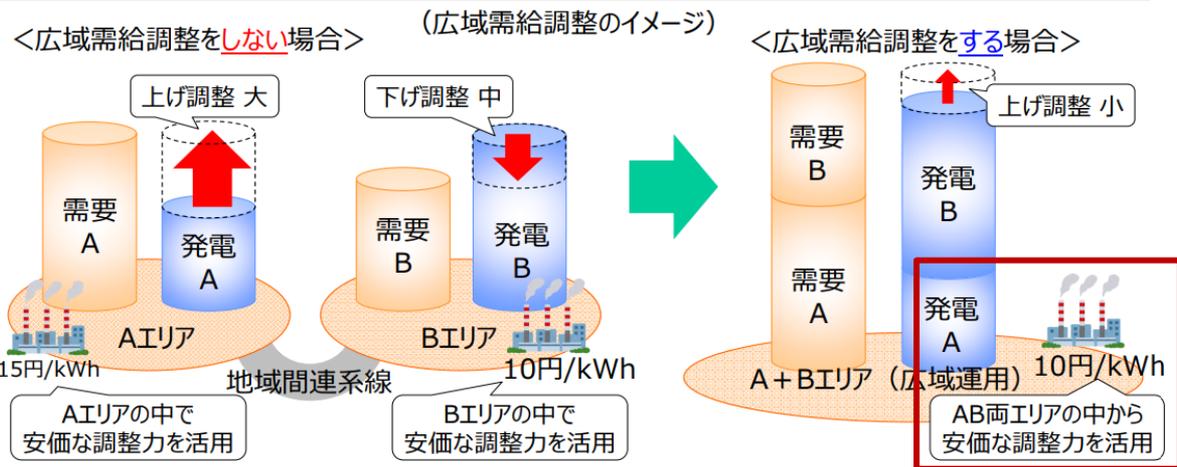


- 調整力kWhは**広域メリットオーダー**により、kWh単価の**安価な順に活用される**こととなるため、
 - 単価が安いリソース ⇒ 高稼働となる(機会が多い)が、前述の10%収益が小さい
 - 単価が高いリソース ⇒ 10%収益は大きいものの、低稼働となる(機会が少ない)
 という構図が成立する ⇒ 結果として、**ΔkW約定による収入が大部分を占める**こととなる

調整力の調達・運用（調整力kWh市場における広域需給調整）

22

- 実需給断面における調整力の運用について、従前は、各一般送配電事業者が、それぞれで調達した調整力を活用し、エリア毎に需給バランス調整を行っていたが、2020年3月から、調整力コストの低減を図るため、**他エリアの一般送配電事業者が調達した調整力も含め相互に活用する広域需給調整を導入**している。
- エリア間をつなぐ地域間連系線（以下、連系線）の運用容量の範囲内で広域需給調整を行うことにより、**各エリアの需要と供給のずれを相殺し調整量を低減**することができ、また、**全国で安価な順に調整力を活用（広域メリットオーダー）**することができる。



調整力kWh単価 (= kWh収益)	指令頻度 (= 稼働機会)
低	高
高	低

調整力kWh単価が高い電源は、必然的に10%収益も大きくなるが、メリットオーダーでの指令順位は下位のため、稼働機会は少ない

レベニューキャップ制度について(1)

- 調整力の調達費用は「事後検証費用」に区分され、調達費用が高騰した場合でも期中(各年度)の調整が困難との認識、5年間の規制期間に渡って見直しが困難なのはTSOにとっても課題ではないかと推察される
- 上記よりTSOは強い調達コスト抑制ニーズがあり、短期的な募集量削減は理解できる

収入上限および査定全体像

15

- 一般送配電事業者は規制期間（5年間）における効率化努力も加味した**事業運営に必要となる費用を算定**し、収入の見通しを経済産業大臣に申請します。
- 経済産業省は、申請された収入の見通しについて**審査**を行い、必要に応じて**査定**に、収入の見通しを承認します。

費用の査定区分	費用の例	査定方法
OPEX（事業運営費） Operating Expense	人件費・委託費・一般経費 等	・実績を基に統計的手法 値に、トップランナー的
CAPEX（設備投資関連費） Capital Expenditure	減価償却費 等	・基幹系、連系線は個別 ・ローカル系統、配電系 計的手法等を用いる
その他費用	その他費用	修繕費、賃借料 等
	事後検証費用	調整力費、災害復旧費 等
	その他収益	他社販売電源料、託送収益 等
次世代投資	送配電ネットワークの次世代化に資する投資・費用	個別査定
制御不能費用	公租公課・インバランス・LR 等	実績費用を事後的に反
事業報酬	-	事業報酬率×レート

＜出典：料金制度専門会合 中間取りまとめ（2021年11月24日）＞

2022年7月25日（一社）送配電網協議会 【知っつく！送配電】
託送料金制度におけるレベニューキャップ制度の概要について
添付資料より抜粋、朱線追記
https://www.tdgc.jp/information/2022/07/25_1830.html

規制期間途中または規制期間後における機動的な調整

17

- 収入や外生的な費用の予実差（＝収入上限設定時の想定と実績の差（需要変動等））については、**規制期間途中または翌規制期間期初に収入上限が補正**されます。

項目	期中での調整	翌規の収入上限での調整
収入	・収入上限の範囲内で託送料金の変更を認める ・予実差の累積乖離額が収入上限の+5%を越えた際は託送料金の変更を検討	・当期規制期間の収入上限と実績収入の過不足分全額を翌期の収入上限で調整
制御不能費用 (完全に外生的な費用)	・特定の変動要因（外生性の強い公租公課の変動等）による変動があった際は収入上限を改定 ・予実差の累積乖離額が収入上限の±5%を越えた際は収入上限を改定	・当期規制期間の費用予実差全額を翌期の収入上限で調整
事後検証費用 (外生的だが一定の効率化を求めることも考えられる費用)		・費用の予実差について事業者から合理的な説明を求め、確認、検証を行った上で、必要に応じ翌期の収入上限で調整

**期中調整の記載なし
⇒ 変更が困難では？**

レベニューキャップ制度について(2)

- 2021-22年、電力需要が減少傾向の状況のもと、レベニューキャップ制度が検討された
- 今後の電力需要は増加傾向となっており、第2規制期間の前提条件は第1期間と大きく異なる

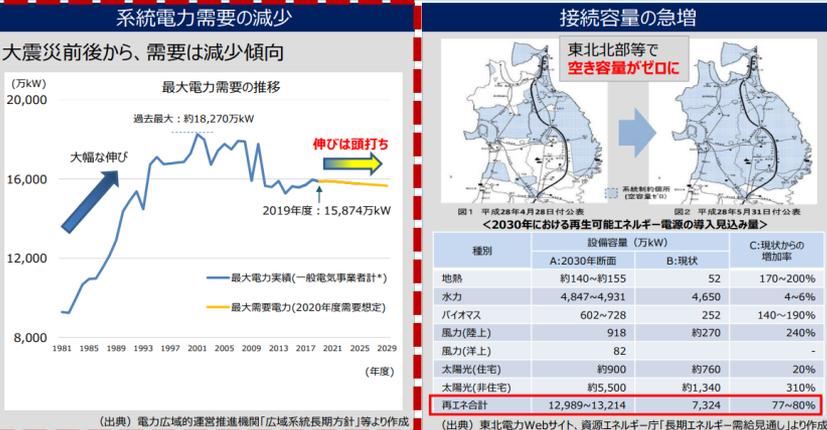
検討時点

(参考) 一般送配電事業者を取り巻く環境変化(1)

2020年7月30日
第1回料金制度専門会合資料3
(一部修正)

- 2030年時点の電力需要は、人口減少や省エネルギーの進展等により、2019年度とほぼ同レベルと見込まれている。
- こうした中で、再エネ電源の導入拡大に対応するため送配電網の増強が必要となっており、これが新たなコスト増要因となっている。

検討時点：電力需要の伸びは頭打ち(減少傾向)



現在：電力需要は増加傾向

現在

今後10年の電力需要の想定(電力量)

前回(2024年度)想定より上振れの見通し

- 毎年、電力広域的運営推進機関は、一般送配電事業者から提出された電力需要の想定を取りまとめ公表。
- 本年1月22日に公表された想定では、人口減少や節電等の影響はあるものの、データセンターや半導体工場の新増設等による電力需要の増加によって、全体の電力需要も増加傾向となっている。
- 具体的には、データセンターや半導体工場の新増設を見込むエリアの拡大等に伴い、今回の取りまとめの最終年度(2034年度)における全国の必要電力量は8524億kWhとなり、2024年度比で約6%の増加となった。



↑ 2022年7月13日 資源エネルギー庁
第43回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会
資料2より抜粋、朱破線追記
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/043.html

2025年1月27日 資源エネルギー庁
第85回 電力・ガス基本政策小委員会 資料6より抜粋、朱破線追記 →
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/085.html

出典：電力広域的運営推進機関HP 2025年度 全国及び供給区域ごとの需要想定について

以上

