

需給調整市場について

2024年6月28日
資源エネルギー庁

本日の御議論

- 一般送配電事業者が需給バランスの調整を行うために必要となる調整力を、より効率的に調達するため、2021年度から三次調整力②（以降「三次②」という）の需給調整市場を通じた調達が開始。さらに、2022年度には三次調整力①（以降「三次①」という）の調達も開始。
- 2024年度から、一次調整力（以降「一次」という）、二次調整力①（以降「二次①」という）、二次調整力②（以降「二次②」という）まで含め、需給調整市場における全商品の取扱が開始。
- 第91回制度検討作業部会（4月22日）では、2024年4月1日～14日の取引データを下に、**全商品における未達の発生**、加えて**前日取引**（三次②、二次②・三次①未達分の追加調達）における **Δ kW単価・調達費用の高騰**を課題として取りあげた。
- 第92回制度検討作業部会（5月10日）では、各TSOにて2024年5月1日受渡分から、**前日取引における二次②及び三次①の追加調達一時中断を開始**したことを報告した。同時に、課題に対する対応策として、応札要件や価格規律の緩和等の誘導的手法を中心に検討を深めていくこととしながら、並行して、より即効性の高い募集量の削減について、具体的な検討を急ぐこととした。
- 第93回制度検討作業部会（5月27日）では、**三次②募集量に対して一定割合**（募集量削減係数。その値は足元応札量に近い募集量とすべく「過去の調達率」を参照）**を乗じることで募集量を削減**することとした。実際に6月1日より本対応を行っており、募集量削減係数の定め方については、**その後実際の取引状況を踏まえ必要に応じて見直しを行っていく**ものとした。
- 今回は、三次②募集量に対して一定割合を乗じて募集量を削減したことによる効果分析及び募集量削減係数の見直し要否の検討と共に、揚水リソースに関する各種検討、2026年度の需給調整市場システム(MMS)改修に関する議論を行う。

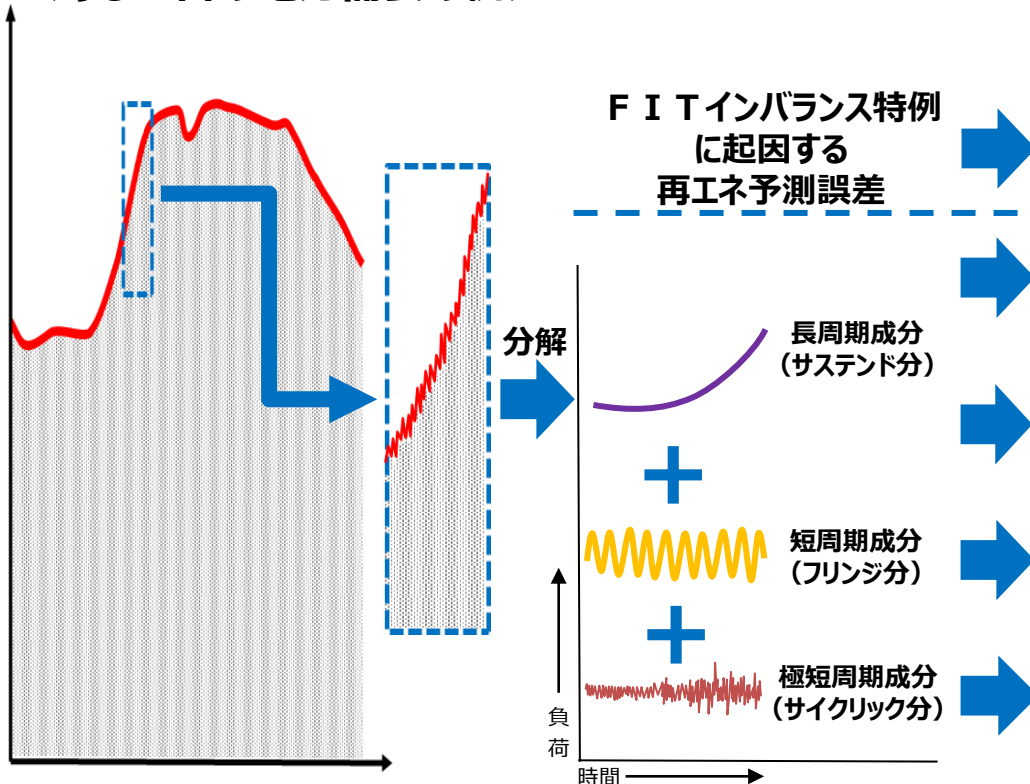
※なお、本資料中のデータは、直近の市場取引情報の速報値を収集・分析したものであるため、今後修正・変更が発生する可能性があることに留意いただきたい。

(参考) 需給調整市場で取り扱う商品と導入スケジュール

第63回電力・ガス基本政策小委員会
(2023年6月27日) 資料6 一部修正

- 電力需要の変動は成分毎に分解可能であり、発電機はそれぞれの変動成分に対応した機能を使い分けて周波数制御を実施している。需給調整市場ではこの制御機能等を踏まえ、**応動時間や継続時間に応じて一次から三次②までの5つの商品を取り扱う予定**。
- 需給調整市場において調整力を広域調達するためには、システム改修や連系線の運用変更が必要となるため、まずは**2021年度から低速域の三次②の広域調達を開始**することとした。また、**2022年度からは三次①の調達を開始し、他商品は2024年度から取引を開始**。

<ある一日の電力需要の例>



<商品区分と導入スケジュール>

	年度	2021	2022	2023	2024	2025
商品区分	三次調整力② 応動時間45分以内 継続時間：3時間	▼調達開始				
	三次調整力① 応動時間15分以内 継続時間：3時間		▼調達開始			
	二次調整力② 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
	二次調整力① 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
	一次調整力 応動時間10秒以内 継続時間：5分以上				▼調達開始	

(参考) 4月以降の取引結果を受けた課題と論点

第91回制度検討作業部会
(2024年4月22日) 資料4 一部修正

- 2024年4月1日～14日の取引データから、以下のような課題が確認された。
 - 週間取引（一次～三次①）については、エリアや商品ごとに濃淡はあるが、総じて目標調達量に対して**大きく未達が発生**した。
 - 前日取引（三次②、二次②・三次①未達分の追加調達など）については、目標調達量に対して**未達が発生**した上、上限価格の設定がないこともあり、リソースによっては応札時の ΔkW 単価が非常に高価であった。特に蓄電池、DR、一部の火力発電所の単価が高かった。
- この中、今後例えば以下のような検討の方向性が想定される。これらについて、個別に時間軸を意識しつつ実施有無含め検討していくことが必要ではないか。特に三次②調達費用高騰は、FIT賦課金や託送料金を原資とするところ、速やかに結論を得て対策を講じることが必要ではないか。
 1. 市場競争を活性化させつつ、確保リソースの経済性を向上すべく、二次②・三次①の追加調達一時中断による前日取引の募集量削減や、三次②上限価格の設定に関する検討
※非支配的事業者、新規リソース事業者のビジネスモデルを念頭に置いた応札行動の在り方も考慮する必要があるため、必要に応じて事業者へのヒアリングなども実施しつつ検討を進める。
 2. 調整力供出が可能な電源に対し市場供出を促すべく、余力活用契約比で魅力のあるような価格規律の設定、並列必須要件に関する見直し、需給調整市場への制度的な供出義務化に関する検討
※電力広域的運営推進機関や電力・ガス取引監視等委員会とも密に連携しつつ、検討を行う。
- また、市場外調達や余力活用契約の動向についても注視し、これら需給調整市場内外での調整力調達の全体コストの動向について、引き続き確認を進めていく。

(参考) 前日商品追加調達一時中断に関するお知らせ

第92回制度検討作業部会
(2024年5月10日) 資料4

- 2024年4月26日、TSO9社各々より二次②・三次①の前日追加調達の一時中断について、2024年4月30日取引分(2024年5月1日受渡分)から適用すると公表された。

【東京電力パワーグリッド株式会社の公表資料】

二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について

2024年4月26日
東京電力パワーグリッド株式会社

当社は、2024年4月30日取引分(5月1日受渡分)より当面の間、二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達を一時中断いたしますので、お知らせします。

前日市場では、三次調整力②の必要量に加え、週間市場の二次調整力②および三次調整力①の調達不足量を加算して調達(二次調整力②・三次調整力①未達分の前日追加調達)する運用^{※1}を実施しております。

現状の前日市場(三次調整力②)においては、応札量不足が継続していること等を要因として、暫定的に二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達を一時中断するものです。

なお、再開時期については、国や電力広域的運営推進機関での検討を踏まえ、5月中に改めてお知らせします。

【補足】

2024年4月より需給調整市場の全商品の取り扱いを開始しましたが、募集量に対する応札量の不足や三次調整力②の調達費用の大幅な増大等の課題が生じており、国の審議会^{※2}でもその状況が報告されております。

※1 [第41回 需給調整市場検討小委員会 資料2「需給調整市場取引の全体像と未達時の対応について」](#)

※2 [第91回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 資料4「需給調整市場について」](#)

以上

【電力需給調整力取引所(EPRX)の公表資料】



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。

北海道電力ネットワーク株式会社

[二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について](#)

東北電力ネットワーク株式会社

[二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について](#)

東京電力パワーグリッド株式会社

[二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について](#)

中部電力パワーグリッド株式会社

[二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について](#)

北陸電力送配電株式会社

[二次調整力②および三次調整力①の前日追加調達の一時中断について\(2024年4月26日\)](#)

関西電力送配電株式会社

[二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について](#)

中国電力ネットワーク株式会社

[二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について](#)

四国電力送配電株式会社

[二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について](#)

九州電力送配電株式会社

[二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について](#)

以上

(出所) 2024年4月26日 東京電力パワーグリッド株式会社 お知らせ
「二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について」
2024年4月26日 一般社団法人電力需給調整力取引所 お知らせ
「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」

(参考) 対応策の基本的考え方①

第92回制度検討作業部会
(2024年5月10日) 資料4 一部修正

- 市場における競争を通じて効率的に調整力を調達するためには、まず何よりも、**応札量が募集量を大幅に下回る状況を改善することが急務**である。特に、一部エリアの特定商品に見られる、恒常的に応札量がほとんどない状況は、早急に改善する必要がある。
- 募集量と応札量の大幅な不均衡を解消し、競争を活性化する方法としては、大別して、**応札量を増やす取組と、募集量を減らす取組**がある。
- 応札量の増加は、本来的に目指すべき方向であり、具体的な方策としては、**応札要件や価格規律の緩和等の誘導的手法**と、**応札義務化**のような**規制的手法**が考えられる。
※現状も、例えば蓄電池やDRのような新規リソースについて、一部要件緩和がなされている。
- このうち、**応札義務化**は、義務に見合った確実な費用回収と収益の確保が前提となり、価格規律の在り方も含め、**慎重な検討が必要**である。したがって、まずは、**応札要件や価格規律の緩和等の誘導的手法を中心に検討を深めていく**こととしてはどうか。
- ただし、応札量の増加に向けた誘導的手法は、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得る。また、誘導的手法の実効性は、応札事業者の行動に依存することから、効果を生じるのに一定の時間を要することも考えられる。
- このため、応札量増加の取組の検討と並行して、より即効性の高い**募集量の削減**について、具体的な検討を急ぐこととしてはどうか。
- ただし、**市場における募集量の削減**は、需給調整市場が目指す市場機能の活用に向けて、足元で生じている募集量と応札量の大幅な不均衡を解消するための**暫定措置との位置付け**となる。
- したがって、今後の検討に際しては、暫定措置の具体的内容とあわせ、仮に何らかの措置を導入する場合の終期を判断する基準を明確にすることが、事業者の予見可能性の観点からも重要である。

(参考) 前日調達募集量の見直しについて①

第93回制度検討作業部会
(2024年5月27日) 資料4 一部修正

- 応急策としての募集量の見直しの考え方として、前回の本作業部会では以下の対応例を提示。
 - **【案a】週間・前日断面で算定される募集量に対して一定の割合（※）を乗じることで募集量を圧縮する方法（※）**これまでの調達率の実績を踏まえた割合など。
 - **【案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削減する方法**
 - **【案c】募集量を3σ→1σ相当に減らす方法**
- 前日商品の募集量を見直すに際し、各々の案について、即応性や運用ハードル等の観点から検討したところ、**【案a】が合理的ではないか。**

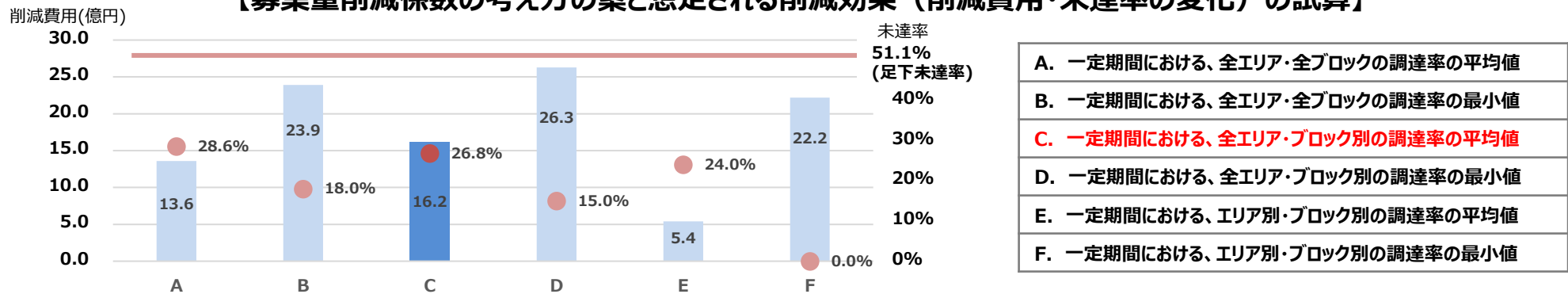
	業務の即応性	運用上の難しさ・効果量	応札事業者の予見性	制度の柔軟性
案a	・ 早急に対応可能 (システム上の入力のみ)	・ 調達率算定は実績から容易 ・ 募集量に求めた調達率を乗じるのみで実施可能	・ EPRXの実績が公表されているため、応札事業者の予見性を確保	・ 実際の取引状況を踏まえながら柔軟に削減率の数字を変更することで柔軟に対応可能
案b	・ 余力活用分の控除可能量を事前に算出する必要あり ・ 算定条件の統一を各社で行うなど事前整理が必要	・ ピーク時に削減できない場合効果は限定的 ・ 平常時余力のみか追加起動も含めるか検討が必要	・ 余力活用可能量の状況は公表されておらず、また日々変動するため、応札事業者による予見は困難	・ パラメータの一律変更のみで算出方法の見直しが行えるような仕様設計は困難
案c	・ 早急に対応可能 (システム上の入力のみ)	・ 日々の計算式の修正により、現状と変わらない運用が可能	・ 募集量が3σの際と予見性は不変	・ 画一的な削減であり、足元の約定状況を反映した募集量設定が不可

(参考) 前日調達募集量の見直しについて②

第93回制度検討作業部会
(2024年5月27日) 資料4 一部修正

- 【案a】募集量に対して一定割合を乗じる方法については、一定割合（募集量削減係数）の設定次第で柔軟に募集量を削減可能だが、**足元応札量に近い募集量とすべく「過去の調達率」を参照する方法**が一案か。
- 募集量削減係数を過去の調達率データから算出するに際しては、「エリア別」「ブロック別」といった粒度や、「最小値」「平均値」といったデータの算出方法の観点から、複数の案が考えられる。
- その検討に際しては、**①募集量と応札量の大幅な不均衡の解消、②余力活用含めた調達費用抑制、③新規リソースの事業性維持（過度な市場退出の防止）**の観点から、総合的な判断をする必要がある。
- 複数の案各々の削減効果を試算。①の面では削減後の未達率が低いほど、②の面では削減費用が大きいほど好ましい。一方、未達率は高単価である新規リソースの約定確率に寄与するため、①③はトレードオフの関係にある。よって、削減後の未達率が足元の未達率と比較して過度に低い状況が好ましいとは言い難い。
- また、算出方法を「最小値」とする場合、外れ値が存在する際に実態に即しない削減が行われる可能性もある。
- 以上の分析を総合的に勘案し、**募集量削減係数は、過去一定期間（直近約1ヶ月）における全エリア・ブロック別での調達率平均とすること**としてはどうか。(※)N月調達率平均 = N月全エリア約定量合計÷N月全エリア募集量合計(削減前)

【募集量削減係数の考え方の案と想定される削減効果（削減費用・未達率の変化）の試算】



試算前提（週間商品の前日調達を一時中断した後の募集量を基準として、そこから更に募集量を削減した場合の効果を試算）

- ・削減効果算出対象日：2024年5月1日～17日（週間商品の前日調達一時中断を適用中）
 - ・削減費用：市場調達量の削減により発生しなくなった需給調整市場での調達費用と、削減分を余力で確保する際生じる確保費用の差分（余力確保費用は4月実績を代用）
 - ・その他：市場削減による他エリアへの流入・流出は考慮なし
- (出典)送配電網協議会からの提供資料より事務局作成

(参考) 前日調達募集量の見直しについて③

第93回制度検討作業部会
(2024年5月27日) 資料4 一部修正

- 本対応については、三次②調達費用の高騰を早急に抑える観点から、**6月1日受渡し分以降に、一般送配電事業者の実務対応が準備でき次第開始**することとしてはどうか。
- また、週間商品における募集量の見直しについても、本対応による影響などにも鑑みながら、引き続き検討を重ねることとしてはどうか。
- なお、前頁で定めた「募集量削減係数」の定め方については、**その後実際の取引状況を踏まえ必要に応じて見直しを行っていく**こととしてはどうか。その際には、①募集量と応札量の大幅な不均衡の解消、②余力活用含めた調達費用抑制、③新規リソースの事業性維持の3観点を確認しつつ、例えば以下の観点から**エリアによる効果の差の発生状況**についても十分に注意すべきではないか。
 - 現状高単価約定が多く発生しているエリアにおいて募集量を削減することで、約定しなくなった当該応札は、未達が発生している他のエリアに流れ応札する可能性がある。結果的に他エリアにおける調達費用の高騰を招く可能性がある。
 - また、募集量を削減する分、余力活用からの調整力確保量が増加することとなるため、②の効果については、余力活用分のkWh単価の違いによりエリア毎で差が生じる可能性がある。

(参考) 前日調達募集量の削減に関するお知らせ

- 2024年5月30日、TSO9社および電力需給調整力取引所より、2024年5月31日取引分（2024年6月1日受渡分）から三次②の募集量の見直しを行うことについて公表された。

【東京電力パワーグリッド株式会社の公表資料】

**三次調整力②の募集量の見直しおよび
二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断継続について**

2024年5月30日
東京電力パワーグリッド株式会社

当社は、需給調整市場における応札量不足が継続していること等を要因として、国の審議会^{※1}での整理のとおり、2024年5月31日取引分(6月1日受渡分)より、別紙のとおり暫定的に三次調整力②の募集量を見直しいたしますので、お知らせします。

募集量の見直しに関する情報(募集量削減係数)は、電力需給調整力取引所のホームページでも公表^{※2}されます。

また、2024年4月30日取引分(5月1日受渡分)より開始している二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断^{※3}についても、国の審議会^{※1}での整理のとおり、6月以降も継続いたします。

三次調整力②の募集量の見直し措置の終了時期や、二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の再開時期については、国や電力広域的運営推進機関での検討を踏まえ、改めてお知らせします。

【補足】

- ・2024年4月より需給調整市場の全商品の取り扱いを開始しましたが、募集量に対する応札量の不足や三次調整力②の調達費用の大幅な増大等の課題が生じており、国の審議会^{※1}でもその状況が報告されております。
- ・三次調整力②の募集量削減係数に関して、2024年6月30日取引分(7月1日受渡分)以降の更新については、電力需給調整力取引所のホームページにて公表^{※2}されます。

※1 [第93回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 資料4「需給調整市場について」](#)
※2 [一般社団法人 電力需給調整力取引所 HP](#)
※3 [二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について\(東京電力パワーグリッド株式会社 HP\)](#)

以 上

**三次調整力②の募集量削減係数について
(2024年6月1日～6月30日受渡分)**

2024年5月30日
東京電力パワーグリッド株式会社

2024年6月1日～6月30日受渡分における三次調整力②の募集量削減係数を以下のとおり公表します。

適用年月日 (受渡日)	募集量削減係数							
	1ブロック (0-3時)	2ブロック (3-6時)	3ブロック (6-9時)	4ブロック (9-12時)	5ブロック (12-15時)	6ブロック (15-18時)	7ブロック (18-21時)	8ブロック (21-24時)
2024年6月1日 ～6月30日	0.837	0.904	0.450	0.481	0.423	0.446	0.880	0.934

※1 見直し後の三次調整力②の募集量は、二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達分を除いた三次調整力②の募集量に「募集量削減係数」を乗じることで算出

※2 募集量削減係数は、直近約1ヶ月(2024年5月1日～5月29日受渡分)の取引実績(電力需給調整力取引所で公表している取引実績の連報値)より、以下のとおり算定

各ブロックの募集量削減係数 = 直近約1ヶ月の全エリア・各ブロックの調達率平均
= 直近約1ヶ月の全エリア・各ブロックの約定量合計÷二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達分を除いた三次調整力②の募集量合計

※3 なお、システムトラブル等の問題により募集量・約定量が正しく公表されていない場合には、国とも連携の上で補正を実施

以 上

(出所) 2024年5月30日 東京電力パワーグリッド株式会社 お知らせ
「三次調整力②の募集量の見直しおよび二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断継続について」
「三次調整力②の募集量削減係数について(2024年6月1日～6月30日受渡分)」

1. 5月の調整力調達実績

2. 前日商品の募集量削減に関する評価

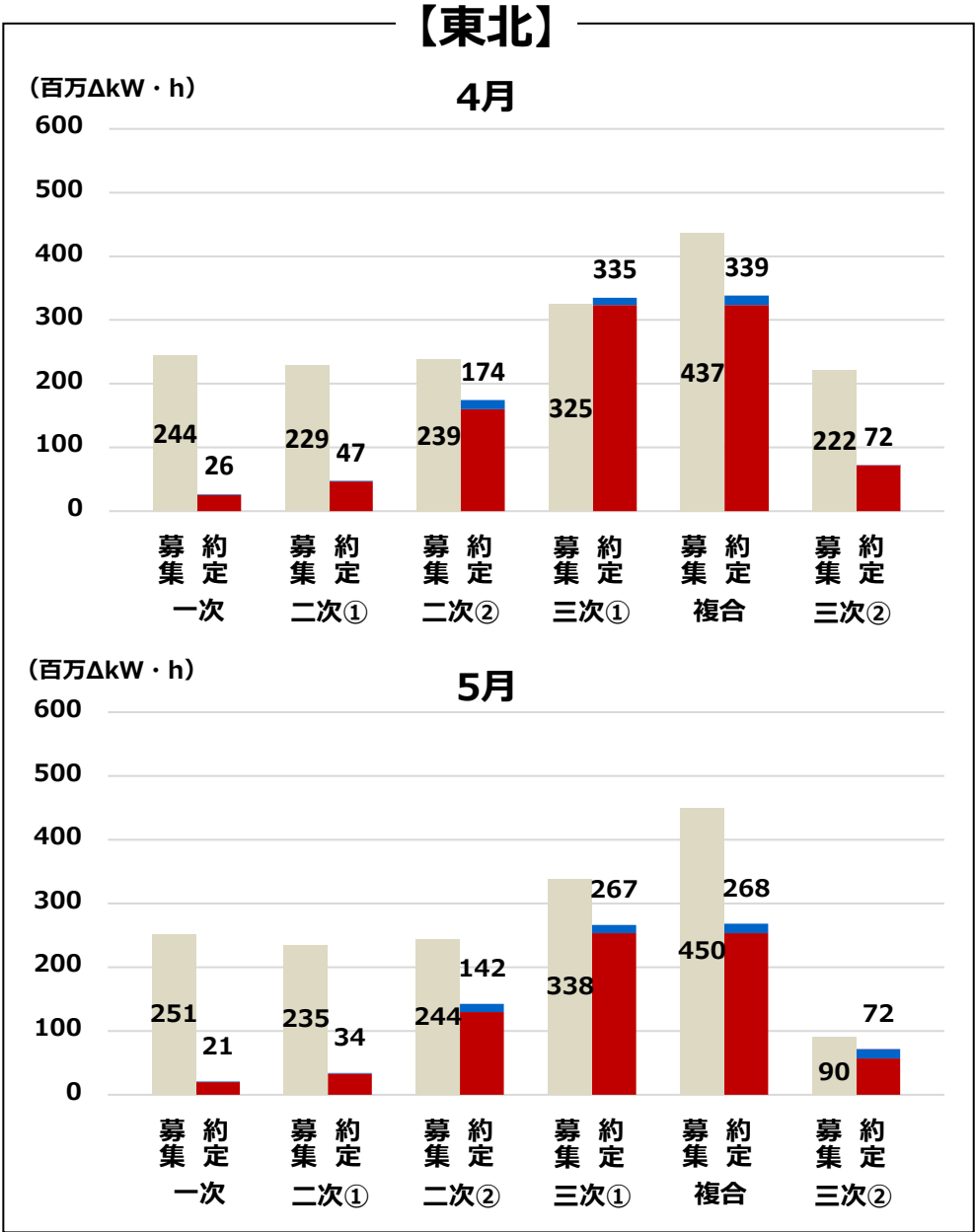
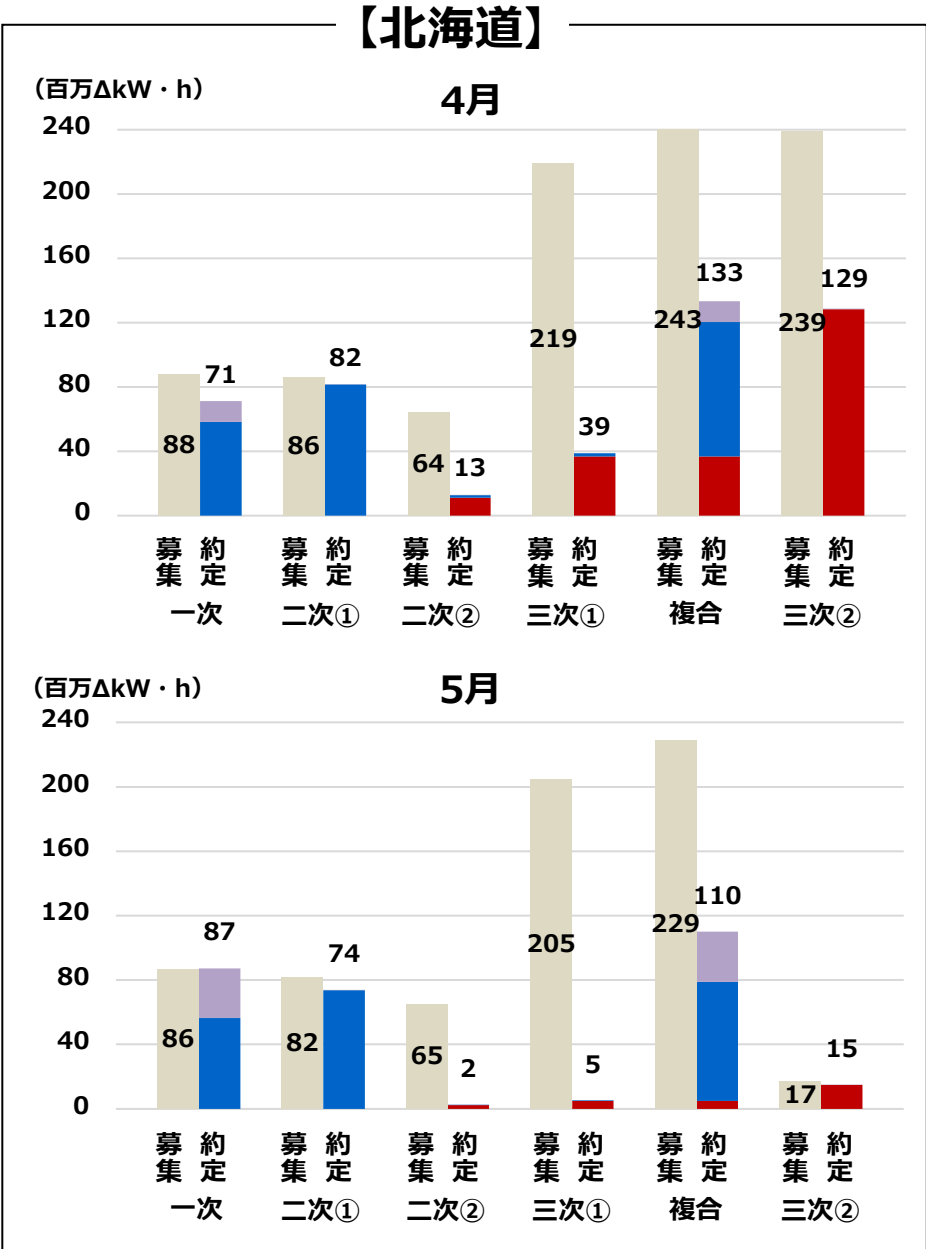
3. 揚水リソースに関する各種検討

4. 2026年度向け需給調整市場システム
(MMS) の改修について

約定量の動向（2024年5月）

- 本年5月の需給調整市場における約定量の動向は、4月から引き続き、エリアにより差があるものの、一次から三次②までのすべての商品について、総じて募集量に比べて応札量が少なく、約定量が募集量を下回る傾向が続いている。
 - 商品別では、二次②の未達率が比較的低い水準である一方、一次及び二次①の未達率が約7～8割程度と極めて高くなっている。三次②については、5月1日より開始した週間商品の前日追加調達一時中断の効果により、4月と比べて未達率が減少した。
 - エリア別では、北陸、四国において約定率が比較的高く、これらのエリアでは、二次②・三次①及び複合商品の約定率が100%に近い水準となっている。
 - 一方、東京及び中部では約定率が極めて低く、特に一次及び二次①については約定量がほぼゼロとなっている。
- 約定量の内訳についてリソース別に見ると、4月から引き続き、エリアにより差があるものの、火力が最も多く、次いで揚水となっており、蓄電池やDRの約定量は僅かである。
 - 火力は、すべての商品について幅広く約定しているが、エリア別では、東京及び中部において約定量が極端に少なくなっている。
 - 揚水は、本来、応動時間の短い一次や二次①に適したリソースであるが、北海道以外では一次及び二次①での応札が極めて少ない。また、東北、北陸及び中国では、全商品について揚水の約定がほとんどなく、関西、九州においても約定量が少なくなっている。
 - 北海道で蓄電池の約定量が増加しているが、その他エリアにおいては、蓄電池やDR等の新規リソースの約定量はほとんどない。

約定量の動向（2024年4・5月）（1／6）



（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

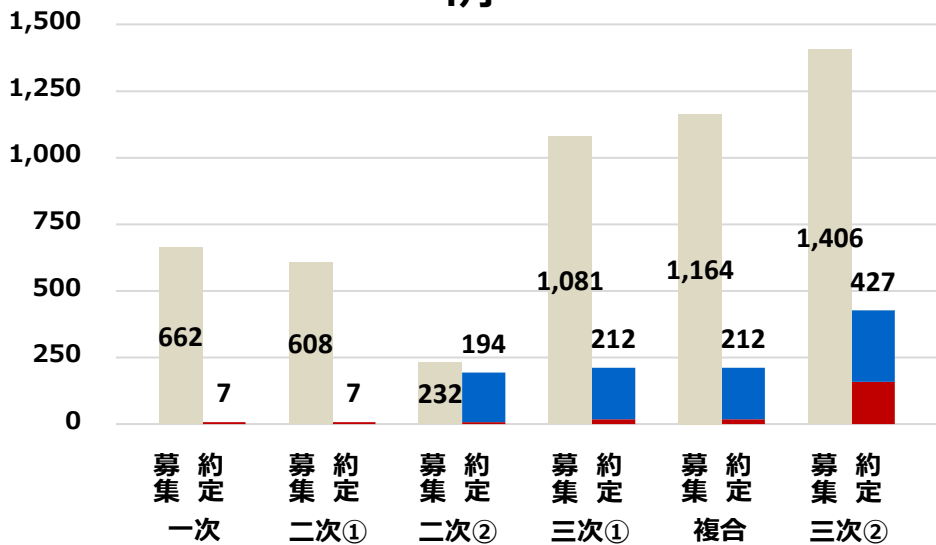
約定量の動向（2024年4・5月）（2／6）



【東京】

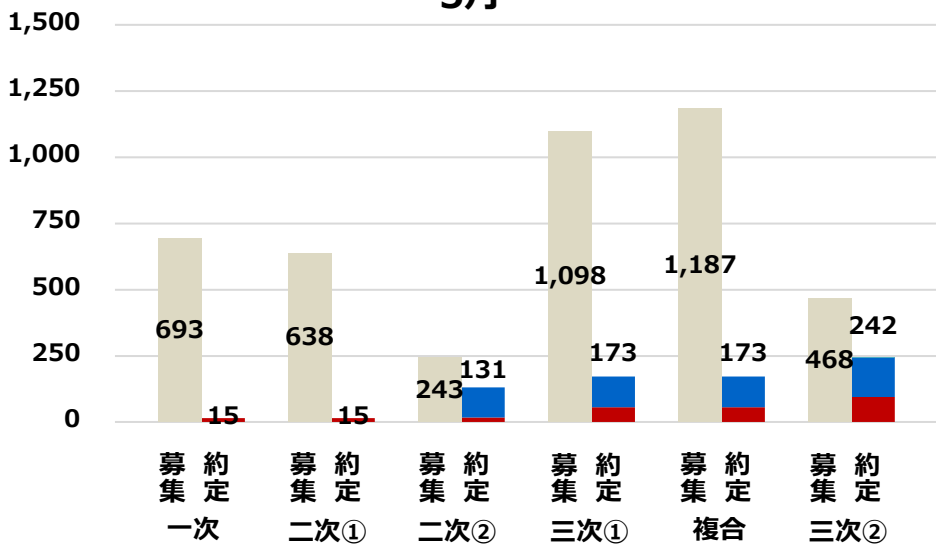
4月

(百万ΔkW・h)



5月

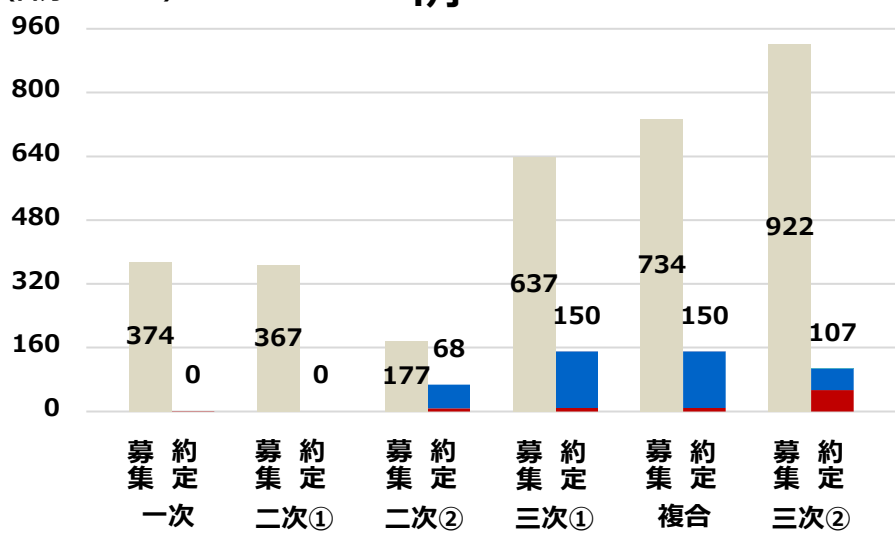
(百万ΔkW・h)



【中部】

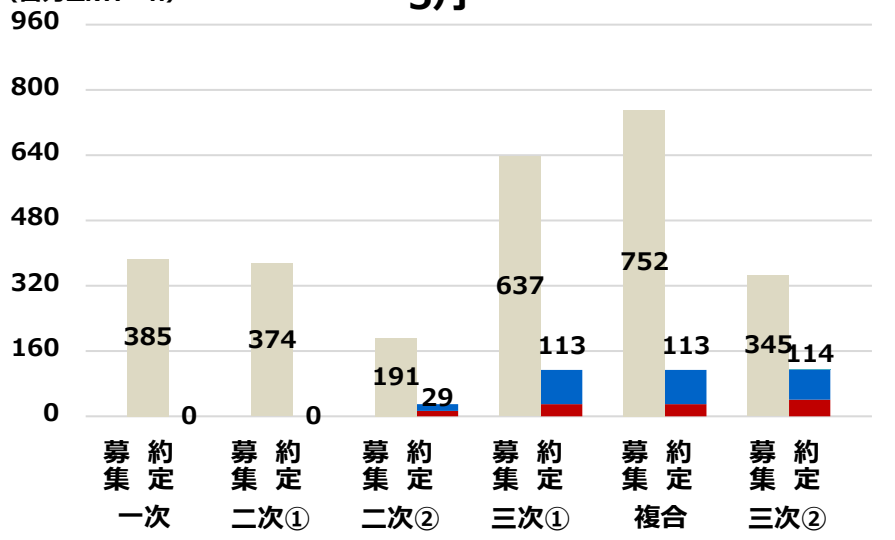
4月

(百万ΔkW・h)



5月

(百万ΔkW・h)

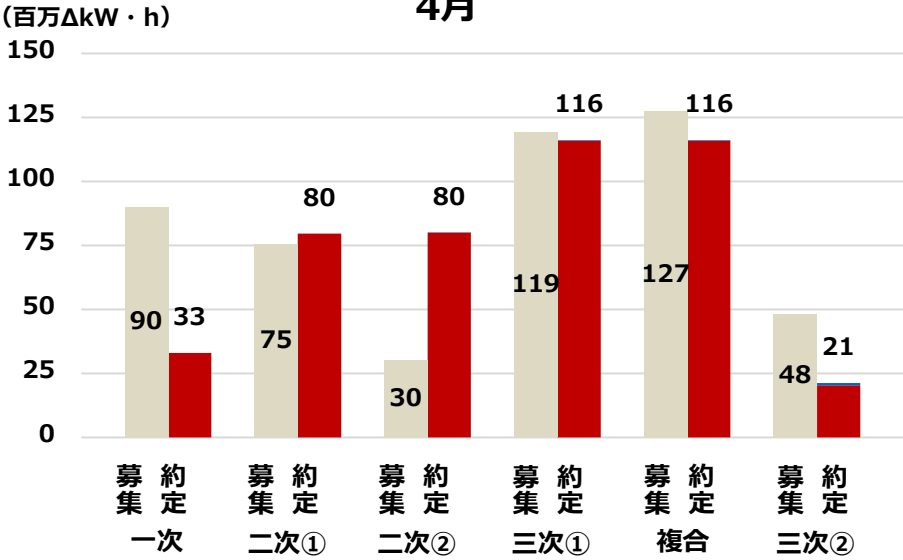


約定量の動向（2024年4・5月）（3／6）

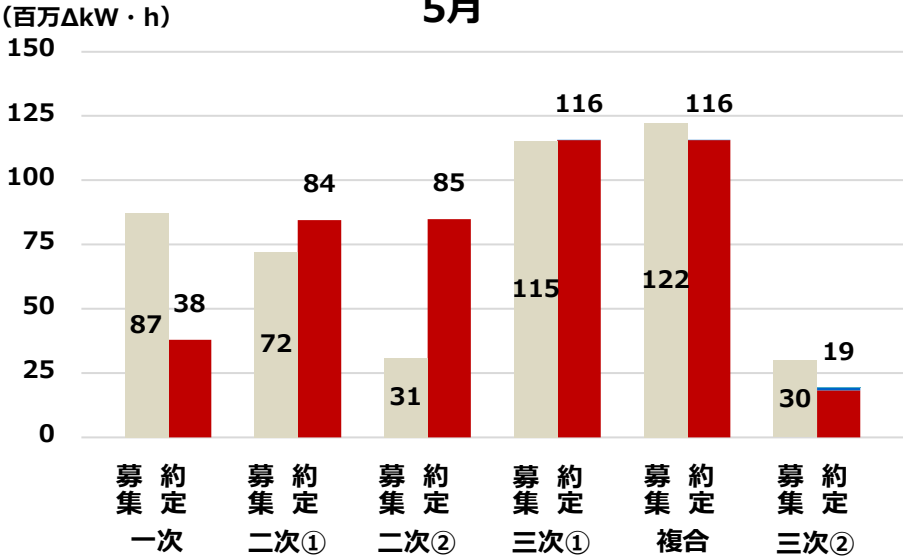


【北陸】

4月

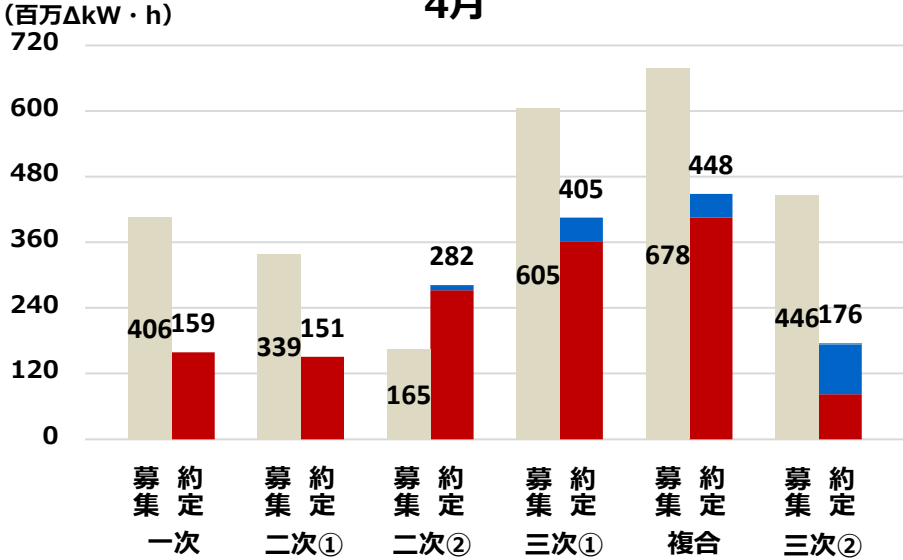


5月

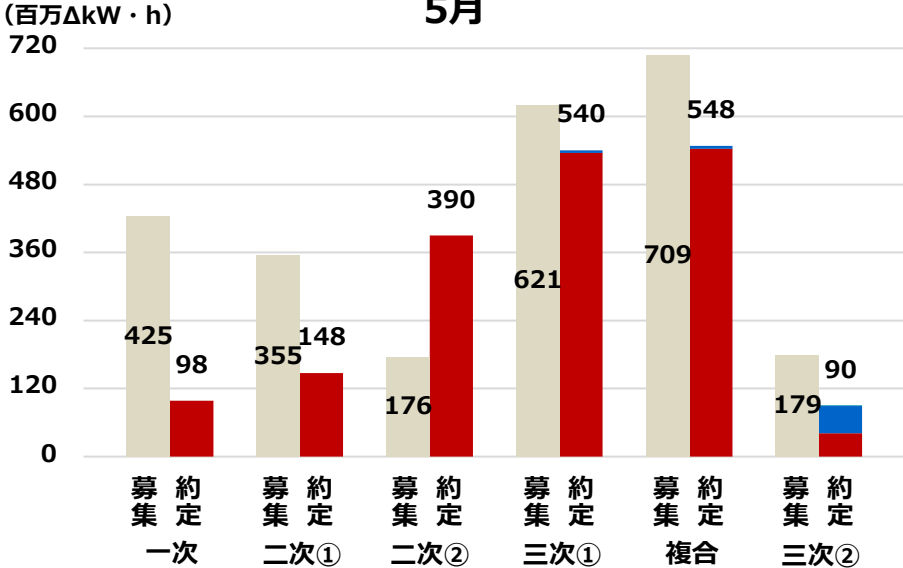


【関西】

4月



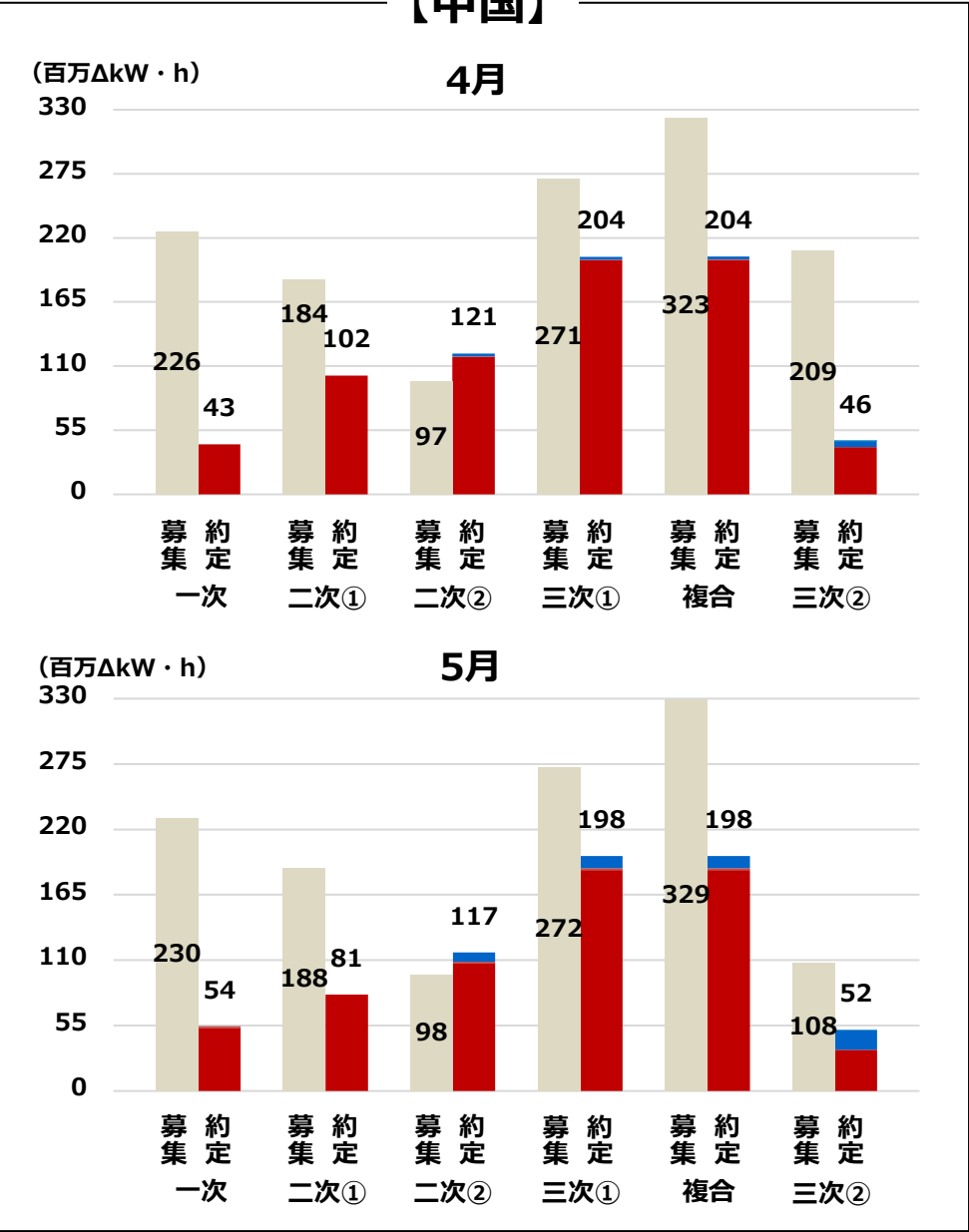
5月



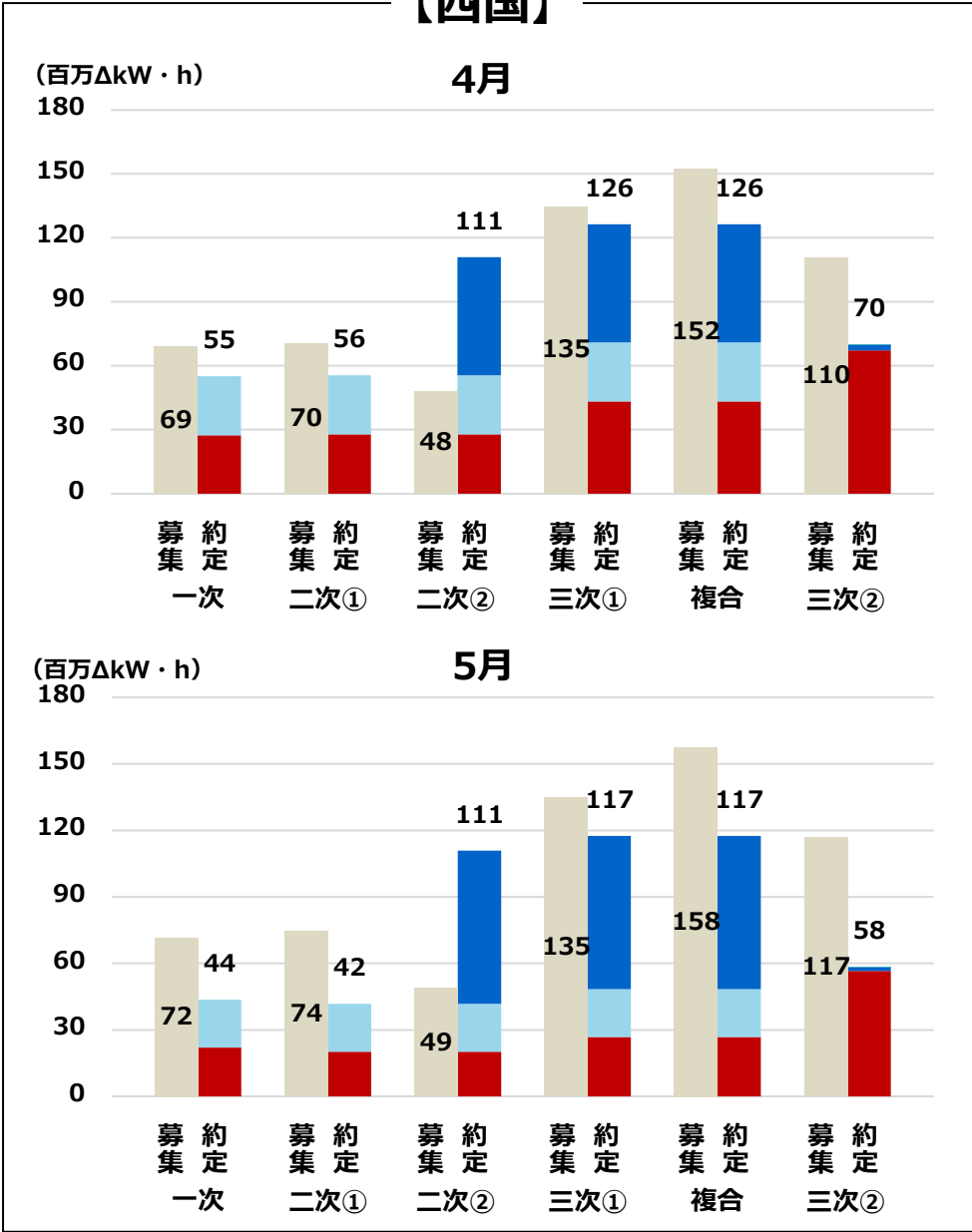
約定量の動向（2024年4・5月）（4／6）



【中国】

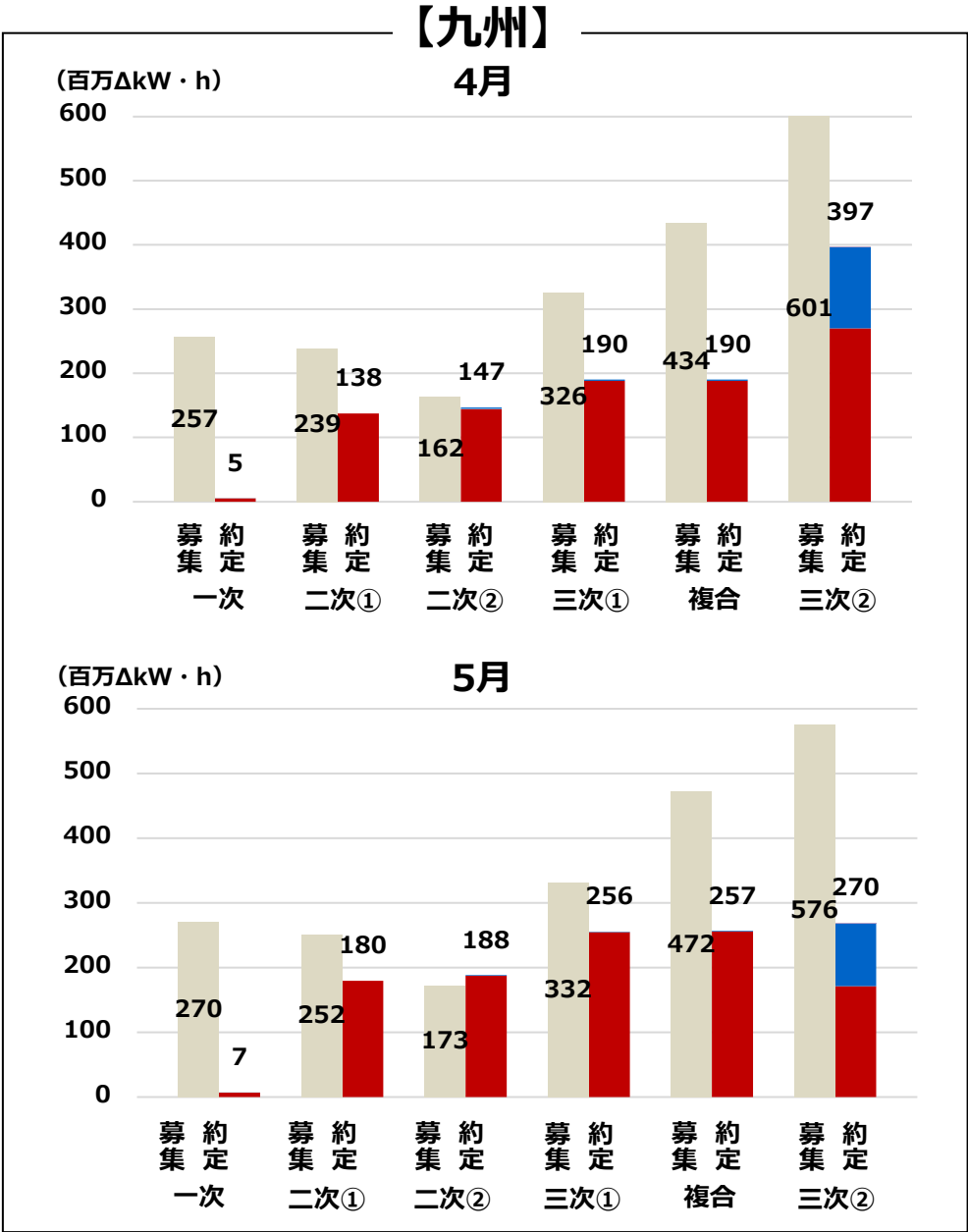


【四国】



（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

約定量の動向（2024年4・5月）（5／6）



（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

約定量の動向（2024年4・5月）（6／6）

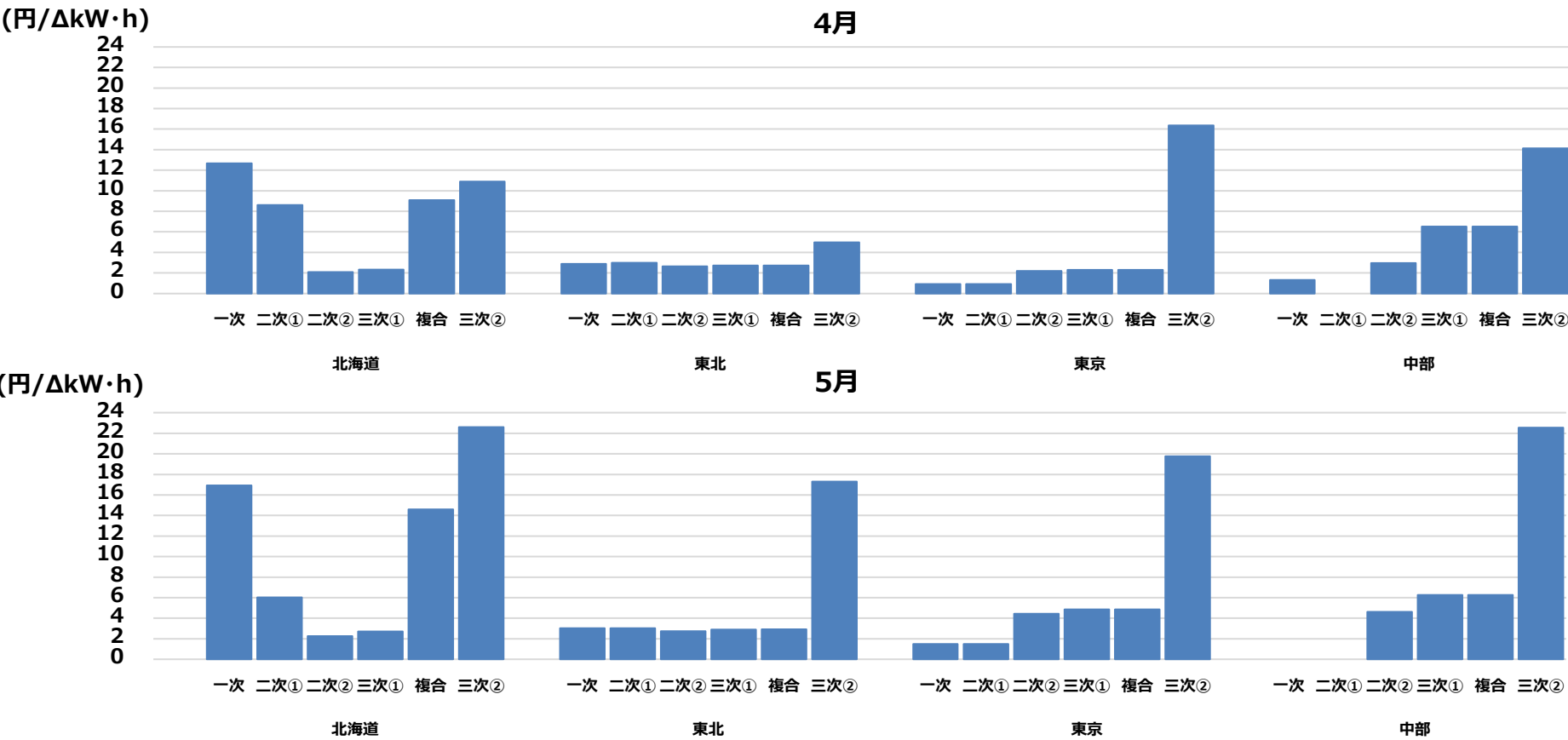
【商品別の未達率(%)】

	一次		二次①		二次②		三次①		複合		三次②	
	4月	5月	4月	5月	4月	5月	4月	5月	4月	5月	4月	5月
北海道	19	7	5	10	80	96	82	97	45	52	46	12
東北	89	92	79	85	29	45	8	29	24	42	68	20
東京	99	98	99	98	19	46	80	84	82	85	70	49
中部	100	100	100	100	62	85	76	82	80	85	88	67
北陸	63	57	4	1	0	0	5	1	9	6	56	35
関西	61	77	56	58	3	0	33	13	34	23	61	51
中国	81	76	45	57	8	1	25	28	37	40	78	52
四国	22	40	21	44	0	0	7	13	17	25	37	50
九州	98	97	48	36	34	24	46	33	56	46	34	53
全国	84	86	71	72	28	38	54	54	56	57	66	52

エリア・商品別約定価格の動向（2024年4・5月）（1／2）

- 約定価格は、エリアにより大きな差が生じており、北海道や九州において平均単価10円超の商品が多い一方、北陸、四国においては、すべての商品について比較的低くなっている。
- 応動時間の短い高速商品（一次及び二次①）は、低速商品（二次②及び三次①）に比べて上限価格が高めに設定されているが、東京、関西などでは、高速商品が低速商品より安い約定価格となっている。

【北海道・東北・東京・中部】

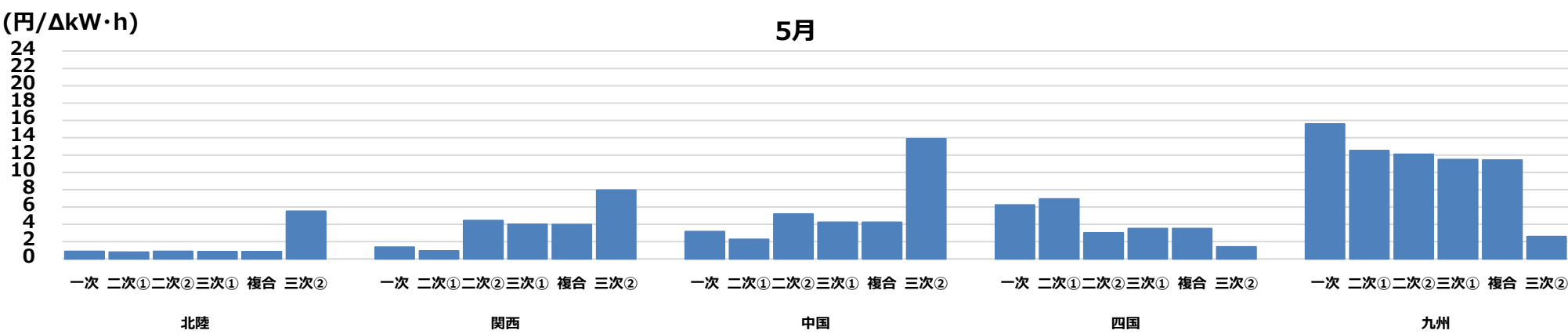
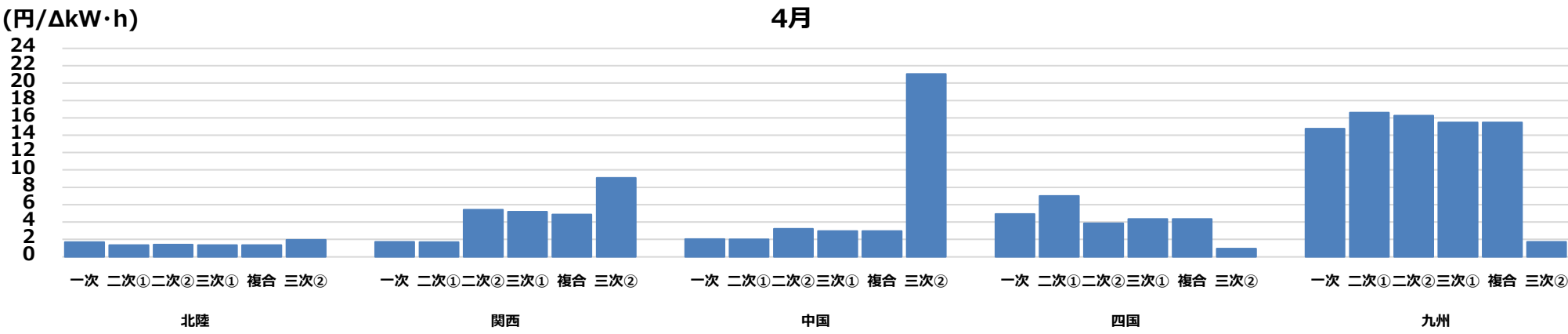


(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成 (速報値)

エリア・商品別約定価格の動向（2024年4・5月）（2 / 2）

- 上限価格の設定がない三次②については、四国・九州を除き約定価格が他商品に比べて相当高くなっている。週間商品の前日追加調達一時中断により募集量が減少し、東京などでなされていた高単価応札が一部他エリアにて約定した可能性が考えられる。

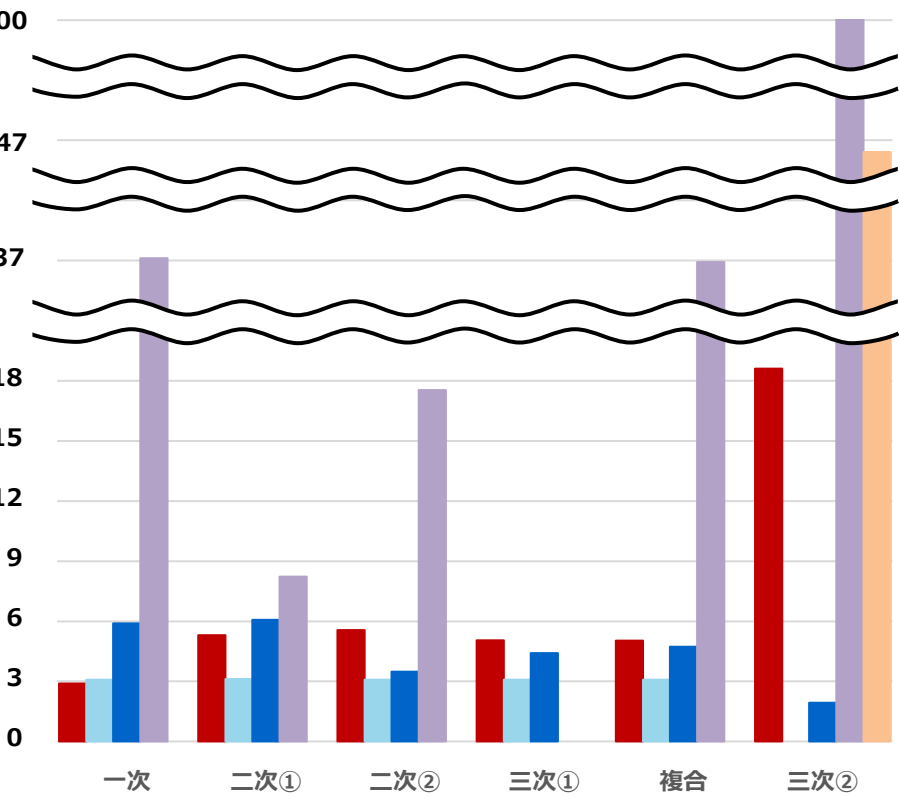
【北陸・関西・中国・四国・九州】



商品・リソース別約定価格の動向（2024年5月）

- 一次や複合商品においては、4月に引き続き、蓄電池リソースによる上限価格に近い水準での約定が確認できる。
- 三次②においては、4月に引き続き、蓄電池やDRリソースにて価格高騰が見られる他、火力リソースについて他商品より平均価格が高く、より高値で応札している事業者の存在が確認できる。

【5月の商品・リソース別平均約定価格(円/ΔkW・h)】



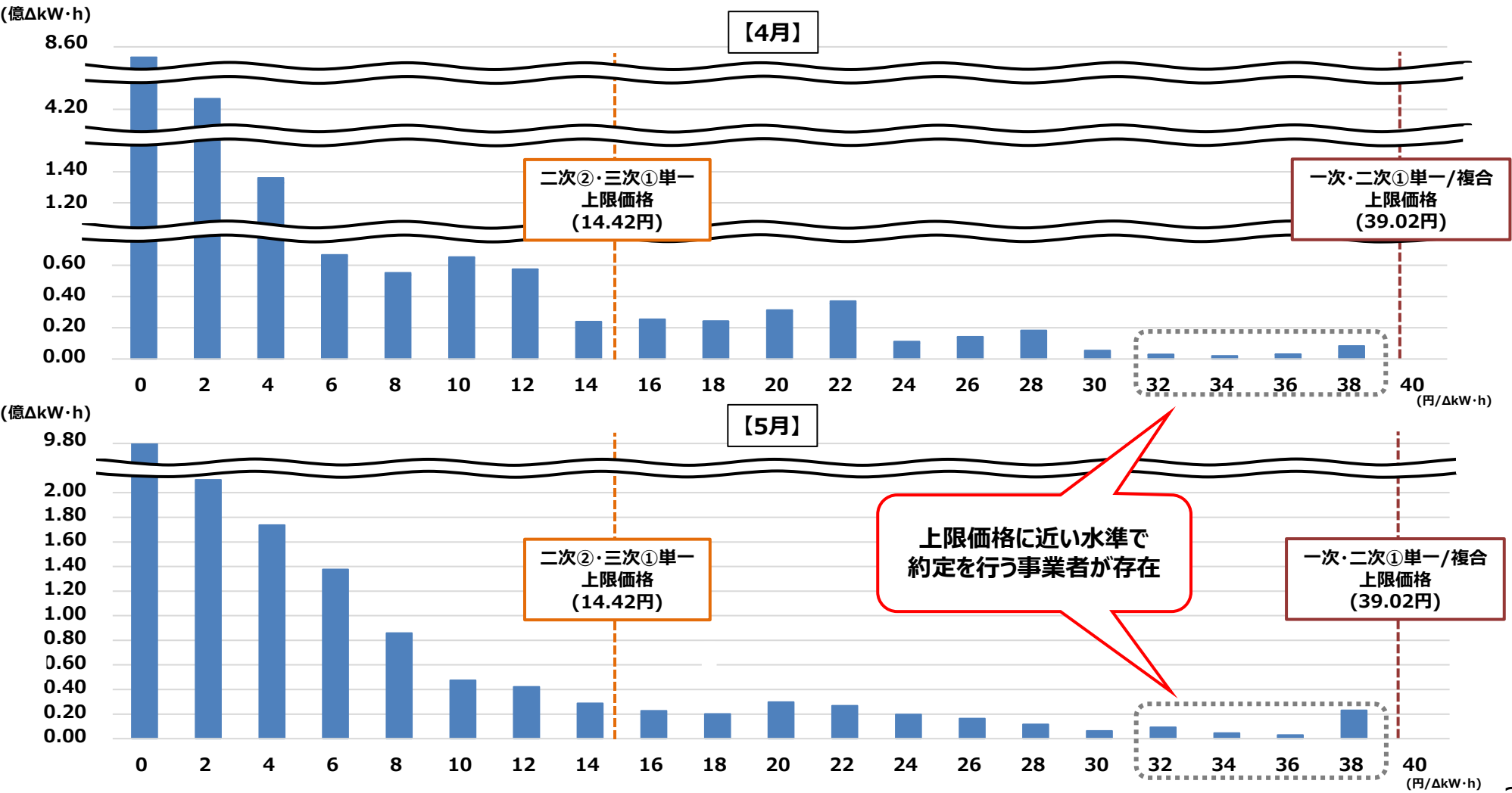
	一次	二次①	二次②	三次①	複合	三次②
火力	2.90 (2.49)	5.30 (5.96)	5.56 (6.28)	5.05 (5.59)	5.03 (5.47)	18.60 (13.15)
一般水力	3.09 (3.39)	3.12 (3.42)	3.09 (3.39)	3.09 (3.39)	3.09 (3.39)	-
揚水	5.89 (8.28)	6.07 (8.58)	3.49 (1.92)	4.41 (3.23)	4.73 (4.04)	1.94 (1.55)
蓄電池	37.11 (32.57)	8.23 (7.25)	17.54 (14.00)	- (14.00)	36.92 (32.30)	400.74 (469.78)
VPP/DR	-	-	-	-	-	146.42 (163.91)
全体	6.28 (4.38)	5.32 (6.18)	5.13 (5.00)	4.92 (4.95)	5.47 (5.22)	12.07 (9.44)
(参考) 上限価格	39.02	39.02	14.42 (単一)	14.42 (単一)	39.02	なし

(※)()内数字は4月の実績

週間商品の約定単価分布（2024年4・5月）

● 週間商品（一次～三次①）は、上限価格に近い水準（或いは張り付き）の約定もあった。

【週間商品 約定単価分布】

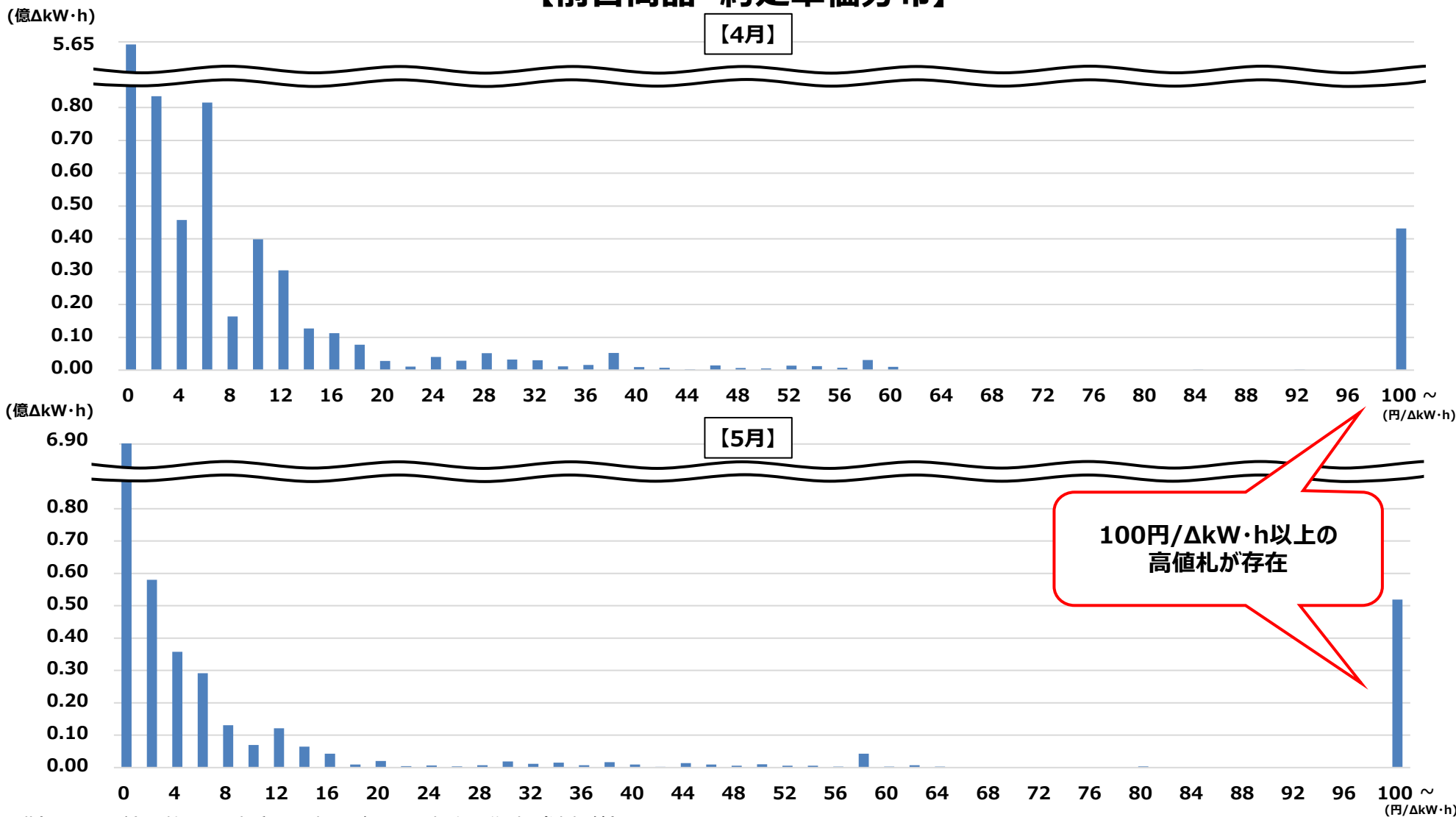


(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成 (速報値)

前日商品の約定単価分布（2024年4・5月）

- 三次②は上限価格設定がなく、募集量の削減を行った一方で、100円/ Δ kW・h以上の高値札が引き続き多く約定した。

【前日商品 約定単価分布】



調達費用総額の動向（2024年5月）

- 5月1日以降週間商品の前日追加調達一時中断により、高単価応札が多かった東京エリアでは前日商品の調達費用は低減。一方東京エリアの未約定分が他エリアに流出した可能性などにより、東北・中部エリアなどで前日商品の調達費用は増加。全体では4月と比較し、前日調達の調達費用は低減した。
- いずれにせよ5月の1ヶ月間で引き続き多くの費用が発生している状況は不変。エリアで傾向は異なるが、高価な火力・蓄電池・DRリソースが、約定量は少量ながら調達費用を押し上げる要因となっていると考えられる。

【2024/5/1~5/31 調達費用総額（百万円）】

	週間商品	前日商品		総額
			(うち蓄電池・DR)	
北海道	1,607 (1,213)	337 (1,397)	23 (231)	1,944 (2,611)
東北	782 (923)	1,243 (359)	33 (55)	2,024 (1,281)
東京	839 (486)	4,783 (7,002)	1 (8)	5,622 (7,488)
中部	711 (981)	2,575 (1,515)	100 (83)	3,286 (2,496)
北陸	97 (155)	107 (41)	13 (0)	204 (196)
関西	2,170 (2,173)	718 (1,596)	177 (417)	2,888 (3,768)
中国	839 (605)	719 (967)	78 (87)	1,558 (1,572)
四国	413 (548)	82 (65)	25 (10)	495 (613)
九州	2,931 (2,938)	694 (683)	178 (146)	3,625 (3,621)
合計	10,389 (10,022)	11,257 (13,626)	628 (1,036)	21,646 (23,647)

【参考：2023年度 調達費用総額（百万円）】

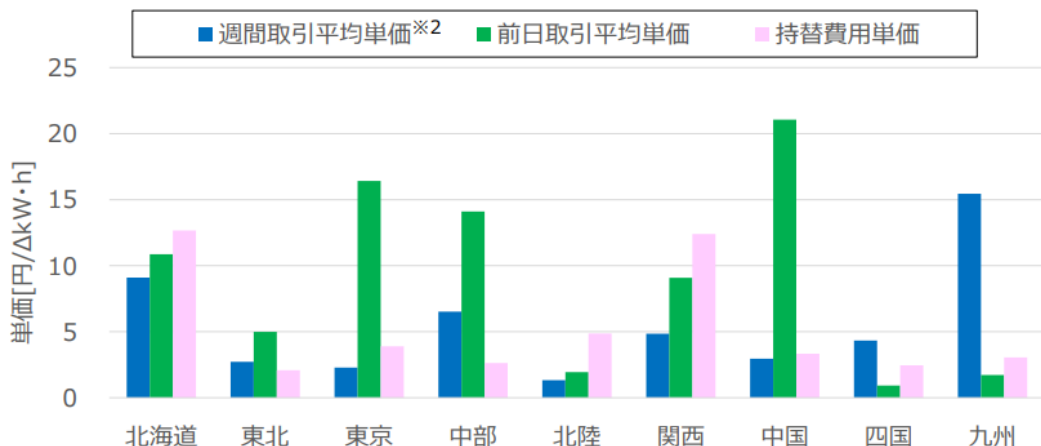
三次①	三次②	総額
3,421	2,078	5,499
739	6,414	7,153
628	7,708	8,336
2,430	6,777	9,207
39	237	276
26,268	6,131	32,399
860	5,112	5,972
5,167	5,120	10,286
10,067	6,325	16,391
49,619	45,902	95,519

(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

(参考) 調整力の市場調達と余力活用のコスト（2024年4月）

- 4月における各エリアの調整力の市場調達コストと余力活用による調達コスト（電源の持替費用）（速報値）が第48回需給調整市場検討小委員会（2024年6月26日）で示されている。

<電源の持替費用実績※1（2024年4月）>

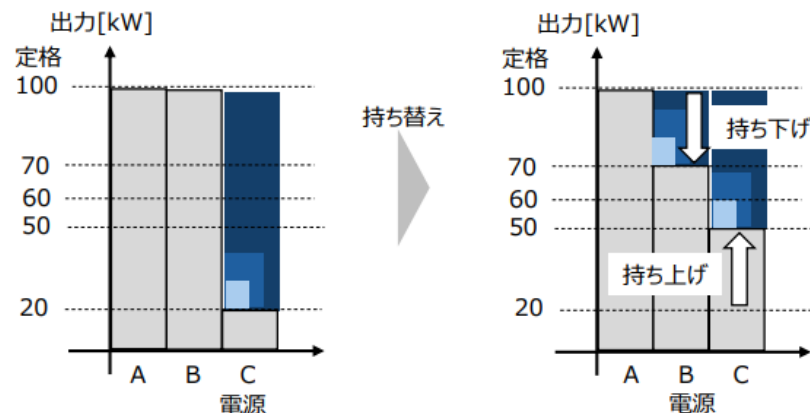


※1 インバランス対応調整力費用が確定していない等の理由により、持替費用単価は暫定値である点に留意

※2 週間取引を代表し、複合商品の取引平均単価を掲載

出所）各一般送配電事業者から受領したデータおよび電力需給調整取引所HPの速報値をもとに広域機関にて作成

<電源の持替費用（イメージ）>



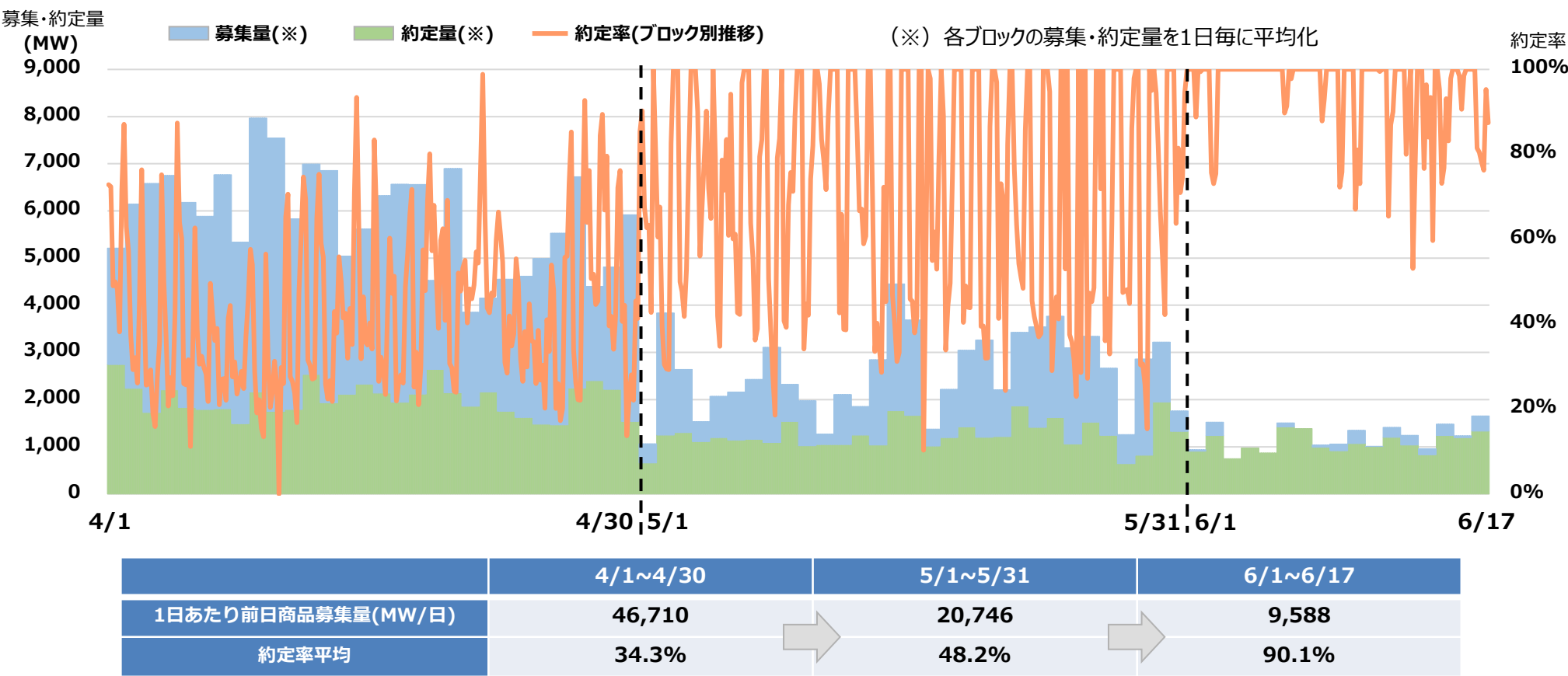
$$\begin{aligned} \text{電源の持替費用} &= \text{電源CのV1} \times \text{持替電力量} - \text{電源BのV2} \times \text{持替電力量} \\ &= (\text{電源CのV1} - \text{電源BのV2}) \times \text{持替電力量} \end{aligned}$$

※持ち上げ電源のV1および持ち下げ電源のV2のспредが重要

1. 5月の調整力調達実績
- 2. 前日商品の募集量削減に関する評価**
3. 揚水リソースに関する各種検討
4. 2026年度向け需給調整市場システム
(MMS) の改修について

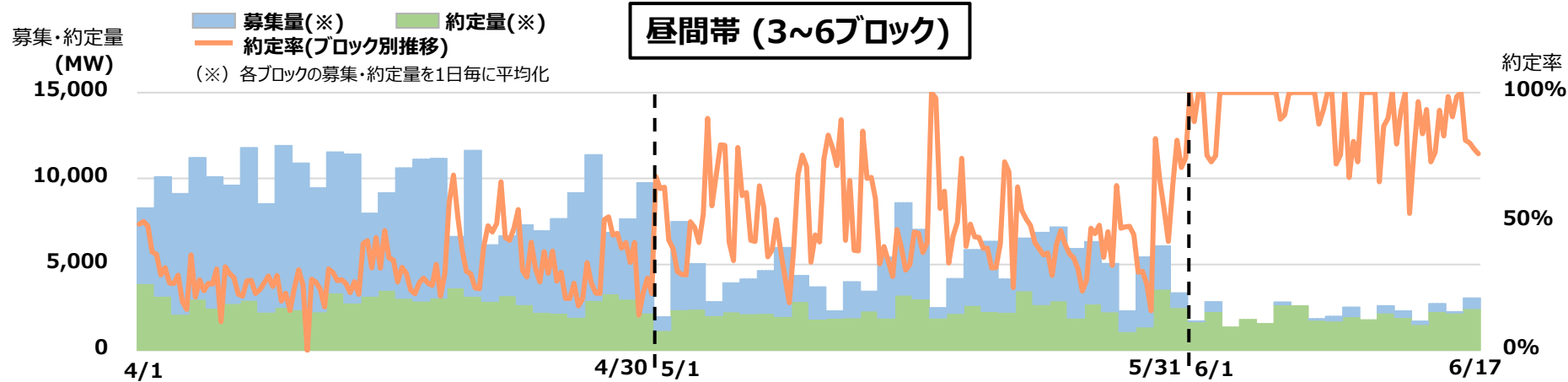
前日商品募集量削減の影響評価

- 全国(9エリア合計)での約定量・募集量・約定率の推移は下記グラフの通り。5/1から週間商品の前日追加調達一時中断、6/1から一定割合による募集量削減を実施。
- 週間商品の前日追加調達一時中断により、ある程度約定率は増加したが、一定割合による募集量削減を経て、三次②の約定率は更に大幅に向上。昼夜問わず約定率が100%となる断面が増加した。

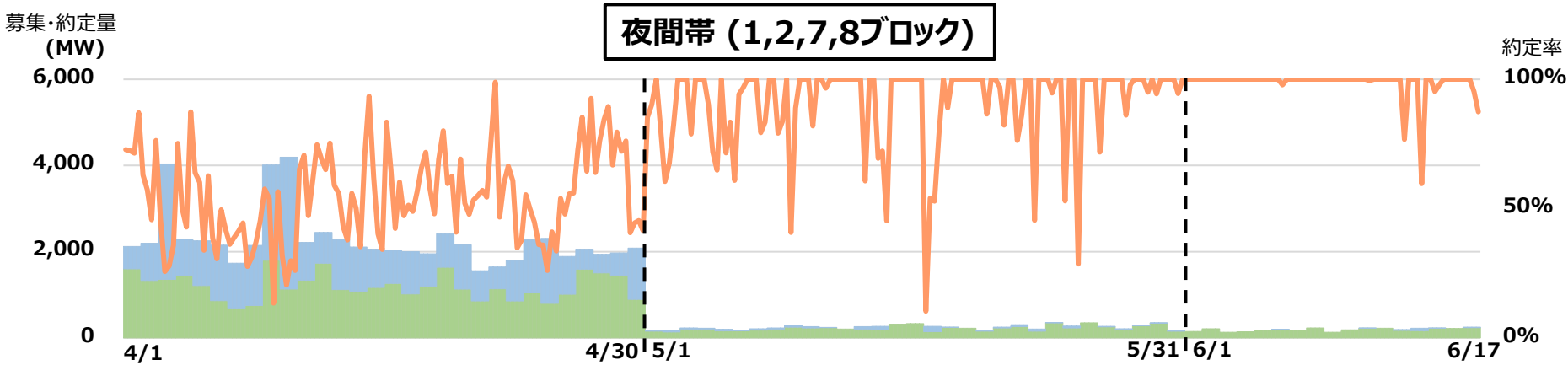


(出典) 電力需給調整力取引所の公表資料より事務局作成 (速報値)

(参考) 前日商品募集量削減の影響評価(昼夜間別)



	4/1~4/30	5/1~5/31	6/1~6/17
1日あたり前日商品募集量(MW/日)	37,601	19,756	8,817
約定率平均	29.9%	46.1%	89.4%



	4/1~4/30	5/1~5/31	6/1~6/17
1日あたり前日商品募集量(MW/日)	9,108	990	771
約定率平均	52.7%	89.9%	97.1%

(出典) 電力需給調整力取引所の公表資料より事務局作成 (速報値)

6月以降のリソースの約定状況

- 「一定割合による募集量削減」を行った6月1日以降の応札について、6月上旬では100円/ΔkW・h以上の高単価応札事業者（新規リソース含む）のみならず、ブロックによっては**1円/ΔkW・h以下の事業者でさえも一部約定しない状況**になっていることが確認された。
(参考)価格規律において「A種電源のΔkW価格≦当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額(0.66円/ΔkW・h)等」とされている。
- 一方で、6月中旬頃では、新規リソース含む**高単価の約定も再びなされるようになった状況**がうかがえる。

【ブロック(BL)・エリア別最高約定単価(5/31~6/5)】 (円/ΔkW・30分)

	BL	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
5/31 (金)	3	0	73.84	0	75.03	0.34	72	197	0.34	1.4
	4	0	0	0.34	160	0.34	3.67	0	0.34	4.07
	5	0.34	3.27	0.34	160	0.34	66.17	66.17	0.34	4.63
	6	0	199	0.34	199	0.34	5.21	55.78	65.72	197
6/1 (土)	3	0	0	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.49
	4	1.96	0.34	0.34	0.34	0	0.33	0.33	0.31	0.34
	5	1.96	0.34	4.05	0.34	0	0.34	0.34	0.31	0.34
	6	321	0	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.78
6/2 (日)	3	0.34	0	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.32	197
	4	0.34	0	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.31	0.34
	5	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.32	0.34
	6	0.34	0	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.3	0.81
6/3 (月)	3	0	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0	0.99
	4	0.34	0.34	0.34	8.35	8.35	8.35	8.35	0.3	0.34
	5	3.27	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.31	0.34
	6	3.27	0.34	0.34	0	0.34	0.34	0.34	0.32	1.45
6/4 (火)	3	0	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.79
	4	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	5	3.27	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	1.32
	6	3.27	0.34	0.34	0	0.34	0.34	0.34	0.34	1.62
6/5 (水)	3	0	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0	0.64
	4	0	0.34	0.34	0.34	0	0.34	0	0.34	0.34
	5	0	0	0.34	0.34	0.34	0.34	0	0.34	0.4
	6	3.27	0.34	0.34	0	0.34	0	0	0.34	1.35

【ブロック(BL)・エリア別最高約定単価(6/10~6/15)】 (円/ΔkW・30分)

	BL	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
6/10 (月)	3	0	0	0.34	5.51	0.34	0.34	17.59	0.32	1.32
	4	0	0	97.2	75.03	0.34	3.4	79.95	0.33	3.07
	5	0	1.18	0.4	97.2	0.34	16.93	79.95	0.33	0.47
	6	0.34	0	160	183.93	0.34	31.08	79.95	0.34	197
6/11 (火)	3	0	0.34	0.34	0.34	0	0.34	0.34	0.34	1.06
	4	0.34	0.34	0.34	0.34	0	0.34	0.34	0.33	1.95
	5	0.34	0.34	0.34	0.34	0	0.34	0.34	0.32	2.18
	6	0.34	0.34	0.34	0	0	0.34	3.1	0.34	2.65
6/12 (水)	3	0.34	0.34	54.51	75.03	0.34	0.34	15.09	0.34	197
	4	1.96	0.34	97.2	75.03	0.34	0.34	79.95	0.34	0.6
	5	0.34	54.51	0.34	75.03	31.08	0.34	79.95	0.34	0.71
	6	0.34	0.34	54.51	0.34	0	0.34	0.34	0.34	3.09
6/13 (木)	3	0	0.34	54.51	75.03	0.34	0.34	0.34	0	1.02
	4	0	0.94	160	0.34	0	0.34	0.34	0.34	3.25
	5	0	0.71	54.51	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	3.61
	6	5.58	321	160	176.81	1.07	0.34	79.95	0.34	4.4
6/14 (金)	3	0	0.34	0.34	0.34	0	0.34	0.34	0.34	197
	4	1.96	0.34	0.34	0.34	0	0.34	0.34	0.34	2.76
	5	0	0.34	0.34	0.34	0	0.34	0.34	0.34	1.14
	6	321	54.51	3.06	0	0	0.34	0	0.34	197
6/15 (土)	3	0	0.34	0.34	75.03	0.34	0.34	0.33	0.33	197
	4	1.96	10.84	0.34	97.2	0	10.29	0.34	0.33	10.29
	5	0.34	0	0.34	183.93	0.34	30.08	79.95	0.34	3.06
	6	0.34	0	0.34	97	0.34	12.91	12.91	0.32	197

(※) 約定の多い3~6BLのみを抽出。太字は10円/ΔkW・30分超の応札

6月のエリア別調達費用分析

- 「一定割合による募集量削減」を行う前の5月における1日あたりの三次②調達費用と、行った後の6月における1日あたりの三次②調達費用を比較した結果が下記の通り。
- エリアによって差はあるものの、どのエリアにおいても三次②調達費用は減少している様子がうかがえ、「一定割合による募集量削減」により、一定程度の調達費用削減効果が見られたと考えられる。ただし、6月中旬以降の高単価約定の状況も踏まえ、引き続き注視が必要。

【5月/6月 1日あたりの三次②調達費用】

(単位：百万円)	5月(5/1~5/31)	6月(6/1~6/17)
北海道	10.9	3.2
東北	40.1	8.4
東京	154.3	38.5
中部	83.1	24.3
北陸	3.4	0.8
関西	23.2	11.6
中国	23.2	12.5
四国	2.6	1.8
九州	22.4	22.2
合計	363.1	123.2

前日商品募集量削減の影響評価

- 第93回制度検討作業部会（5月27日）では、三次②の一定割合（募集量削減係数）による募集量削減に際し、その募集量削減係数を「過去一定期間（直近約1ヶ月）における全エリア・ブロック別での調達率平均」として定めた。
- さらに、その募集量削減係数の定め方については、その後実際の取引状況を踏まえ必要に応じて見直しを行っていくこととし、その際は、①募集量と応札量の大幅な不均衡の解消、②余力活用含めた調達費用抑制、③新規リソースの事業性維持、④エリアによる効果の差の発生状況といった観点から注意するものとした。
- そこで、前述までの検証を踏まえ、それぞれの観点から、以下の通り効果検証を行う。
（※）②については、調整力提供者と属地TSOとの精算時期の関係から現状整理ができず、データが揃い次第分析を行う予定。
- ①について、過去の調達実績を踏まえた募集量削減により、**未達率は大きく減少**したと判断できる。
- 一方で、③について、6月上旬は募集量の削減により新規リソースの約定確率が大きく低下したものの、中旬には一定程度の約定が再びなされており、**新規リソースにおける事業性への影響は限定的**と判断できる。
- ④について、従来未達が少なかったエリアでも募集量が一律削減され、低単価応札の約定確率も下がっているが、**エリア毎に差こそあれど全エリアにおいて調達費用は下がっている**。
- 以上を踏まえ、上記の**募集量削減係数の設定を7月1日以降も継続**することとし、その後も**7月以降の取引状況を踏まえて必要に応じて見直しを行う**こととしてはどうか。

三次②の効率的な調達について

- 第83回制度検討作業部会（2023年7月31日）では、週間商品（二次②・三次①）をより効率的に調達する方法として、週間断面で調達する調整力量を減らし（ $3\sigma \rightarrow 1\sigma$ ）、調整力が不足する可能性がある場合は、前日時点で追加で調達する方法を提示した（※）。
- （※）前日時点での追加調達先は前日商品（三次②見合い）とされていたが、現在は前日商品としての追加調達は一時中断し、余力活用から調達している。
- その後、三次②についても同様の効率的な調達を行うことについて検討するものとしていた中で、第48回需給調整市場検討小委員会（2024年6月26日）では、三次②でも同様に、前日の調達量を減らし、 3σ 必要と想定される断面では余力活用にて追加調達を行う方針が提示された。
- 足下の三次②調達費用を踏まえると、**調整力の調達効率化が調整力全体の調達コスト削減に繋がることから、6月30日取引分（7月1日受け渡し分）より三次②においても本取組を導入することとしてはどうか。**
- 本対応により、市場調達・余力を含めた調整力そのものの確保量を削減することになり、**結果的に調整力調達コスト全体の削減効果が生まれることが期待される。**
- また、本取組と「一定割合による募集量削減」を同時に行うにあたり、募集量の計算は以下の通りに整理することとしてはどうか。
 - 3σ 相当の募集量に一定割合（募集量削減係数）をかけた削減後の募集量と、 1σ 相当の募集量のうち、小さい方を募集量とする。

（注）各ブロックの募集量削減係数は、以下の算式の下で計算。

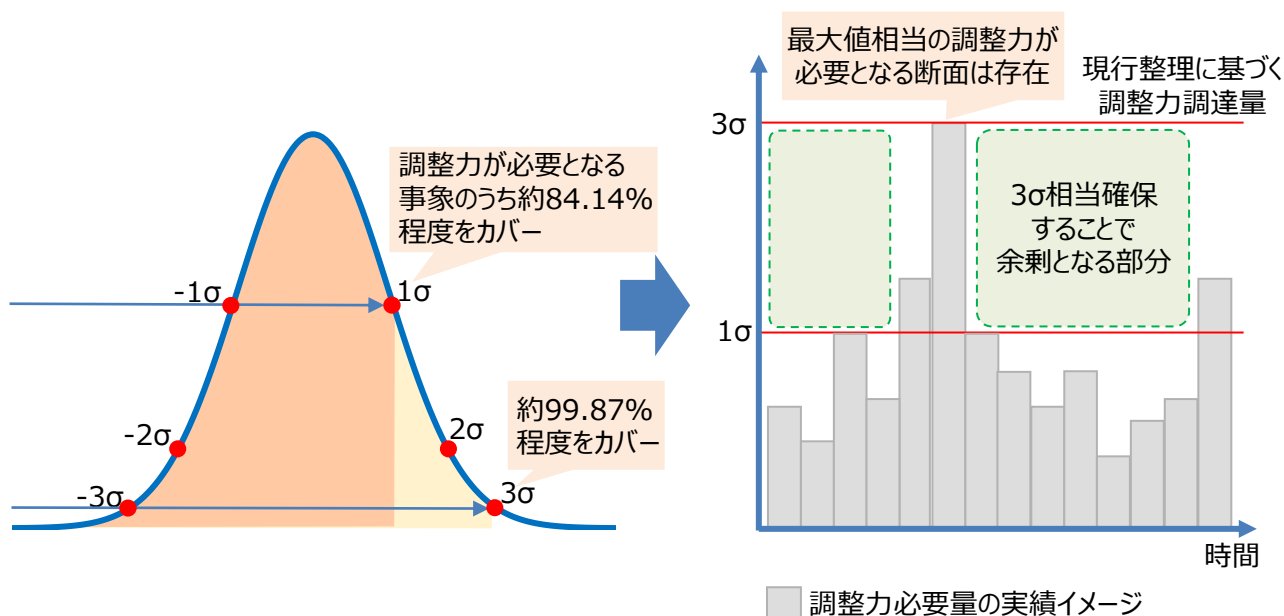
直近約 1 ヶ月の全エリア・各ブロックの約定量合計 ÷ 直近約 1 ヶ月の二次②・三次①前日追加調達分を除く三次②募集量(3σ 相当)合計

(参考) 2026年度以前における調整力調達量の効率化の考え方 (週間調達商品)

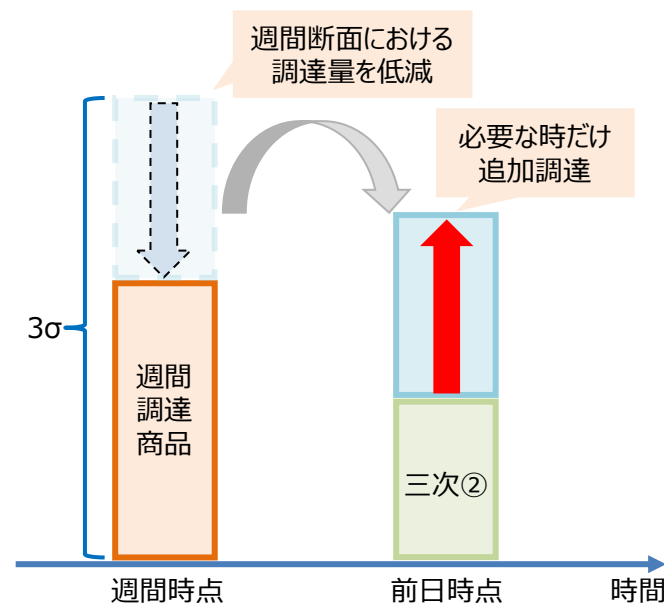
第83回制度検討作業部会(2023年7月31日) 資料3

- 週間調達商品の調達タイミングを前日等に移行する場合も、システム改修に一定の時間を要するため、**2026年度以前の対応については別途検討する必要がある**。そのため、主に週間調達を継続する期間における対応策として、**調整力の調達量をより低減し、効率的な運用ができないか**といった視点から、**広域機関と連携のうえ、検討を行ってきたところ**。
- 週間調達が継続する期間において、より効率的に調整力を調達する方法としては、**週間断面で調達する調整力量を最大値(3 σ)相当から減らし、調整力が不足する可能性がある場合は、前日時点で追加で調達する方法等**が考えられるとして、検討を進めてきた。

<調整力必要量の算定と調達イメージ>



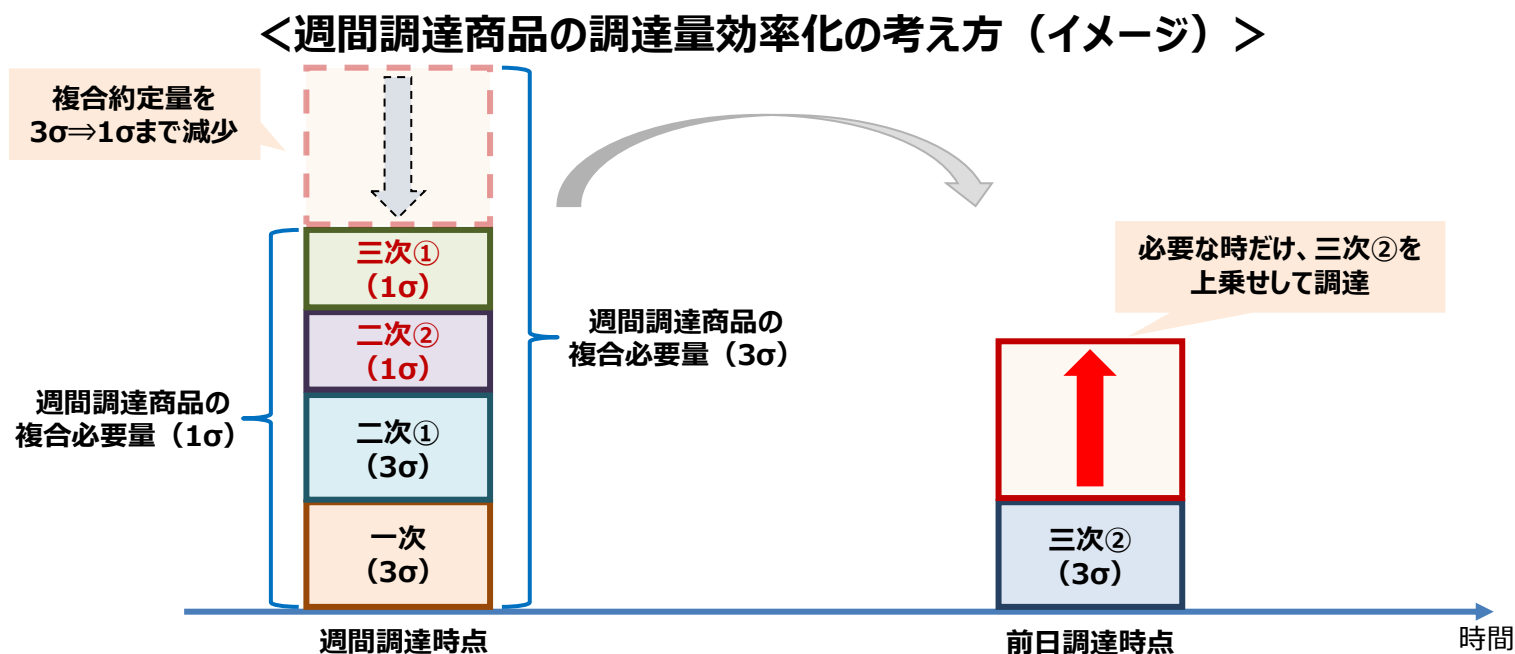
<調達量の効率化イメージ>



(参考) 2026年度以前における調整力調達量の効率化の考え方 (週間調達商品)

第83回制度検討作業部会(2023年7月31日) 資料3

- その際、短周期成分である一次及び二次①については、調整力不足の予見が難しく、追加調達の判断を行うことが難しい。安定供給の観点からは、短周期成分の調整力である一次及び二次①については、現行の整理どおり、週間断面で最大値相当 (3σ) の調整力を調達することが望ましいと考えられる。
- 一方、週間調達商品のうち、長周期成分である**二次②及び三次①**であれば、**調整力不足の予見性も得られる可能性があることから、週間断面における調達量を 1σ 相当まで低減させ、調整力が不足する可能性がある場合は、前日に従来の三次②と合わせて追加で調達することが考えられる。**



※ 1 : 2026年度以降の調整力調達量については、取引スケジュールの変更等について整理以降、必要に応じ改めて検討することが考えられる。

※ 2 : F I T 交付金と託送料金の仕分方法については、引き続き検討が必要。

三次②の効率的な調達の位置付けについて (1 / 2)

18

- 前述のとおり、追加調達（時間前市場での買い入札）の取り扱いについて継続検討中であり、現時点において三次②の効率的な調達については、導入できていない状況にある。
- 一方で、昨今の三次②の応札不足および価格高騰に対応するため、本質的に不要な断面の調整力（必要量）削減により調達量の低減が見込まれる三次②の効率的な調達について、早期導入を図ることが望ましい。
- この点、足元の応札不足に対応するため、「二次②・三次①追加調達一時中断」が実施されており、本対応は週間商品（二次②・三次①）の効率的な調達における追加調達対応を、（前日の需給調整市場では実施せずに）余力活用により代替実施していることに該当する。
- 上記を踏まえると、三次②の効率的な調達についても、時間前市場を活用して調達することとしていた追加調達分を余力活用により対応する方法とすれば、追加調達（時間前市場での買い入札）に関する各課題は、概ね解消されることから、これにより三次②の効率的な調達の早期導入を目指してはどうか。

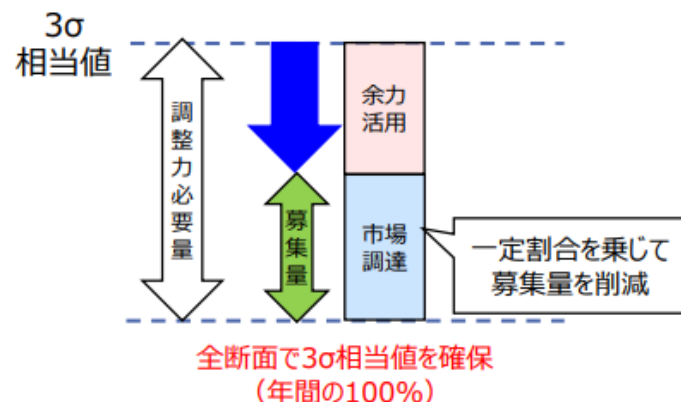
三次②の効率的な調達的位置付けについて (2 / 2)

19

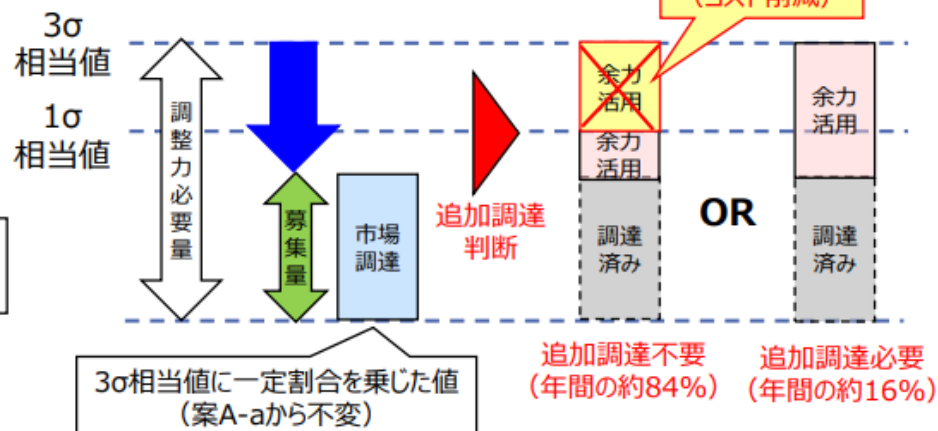
- また、前述のとおり、既に案A-a（一定割合を乗じた募集量の削減）が開始されているところ、三次②の効率的な調達を早期導入するにあたり、どのような位置付けにするか（どのように組み合わせるか）も整理を要する。
- この点、案A-aの募集量削減における「一定割合」については、①募集量と応札量の大幅な不均衡解消、②余力活用含めた調達費用抑制、③新規リソースの事業性維持（過度な市場退出の防止）の観点から、足元の約定状況も踏まえた総合的な判断（値）としている。
- そのため、募集量自体は3σ相当値に一定割合を乗じた値（案A-aから不変※）とした上で、追加調達不要と判断した断面（年間の約84％）では1σ相当値までしか余力確保しない方法（現状に比べ、不要な余力確保を削減して調整力全体の調達コストを削減する位置付け）としてはどうか。

※ 1σ相当値が、3σ相当値に一定割合を乗じた値より小さい断面では、1σ相当値を募集量とする。

【案A-aによる募集量削減（現状）】



【案A-aと効率的な調達の組み合わせ】



まとめ

35

- 案A-a（一定割合を乗じた募集量削減）との組み合わせも踏まえ、追加論点を整理した結果は以下のとおり。
- これらを踏まえ、本質的に不要な断面の調整力（必要量）削減に資する、三次②の効率的な調達（追加調達は余力活用対応）の早期導入を目指すこととしてはどうか。

項目		三次②の効率的な調達（追加調達は余力活用対応）（青字は今回の整理）
効率的な調達方法		・前日に1σ相当値を調達し、3σ必要と想定される断面では余力活用にて追加調達を行う （案A-aとの組み合わせにおいては、募集量は3σ相当値に一定割合を乗じた値とする※1※2）
必要量	前日市場での必要量	・前日6時時点の再エネ予測値をもとに 【「前日予測値-実績値」の1σ相当値 - 「GC予測値-実績値」の1σ相当値】とする ※ 前日調達量は、前日時点における3σ相当値を上限とする
	追加調達量	・前日15時時点の再エネ予測値を加味して、 【前日15時時点の必要量 + 予測値の下振れ量 - 前日調達量】とする ※ 前日調達量と追加調達量の合計量は、前日時点における3σ相当値を上限とする
追加調達判断基準（閾値）		・「前日予測値-前日15時予測値」の分布のうち、再エネ予測値が下振れした中で上位16%となる場合に追加調達を実施する（再エネ予測量が、各エリア再エネ設備量の2.5%～5.9%（エリア毎の閾値）以上、下振れした場合を追加調達閾値とする）
追加調達の判断・実施タイミング		・追加調達判断は前日15時とし、追加調達不要時は1σ相当値まで、追加調達必要時は1σ相当値+追加調達量まで、余力活用により確保を行う ・三次②余剰分の時間前市場への売り入札（領域a）については一時中断する
追加調達の費用の取り扱い		・時間前市場での買い入札に関する各課題は概ね解消

※1 1σ相当値が、3σ相当値に一定割合を乗じた値より小さい断面では、1σ相当値を募集量とする

※2 案A-aの「一定割合」の考え方を見直す際には、募集量算定がシンプルな案（募集量は1σ相当値に一定割合を乗じた値とする）への移行を検討

三次②の時間前市場売却の一時中断について

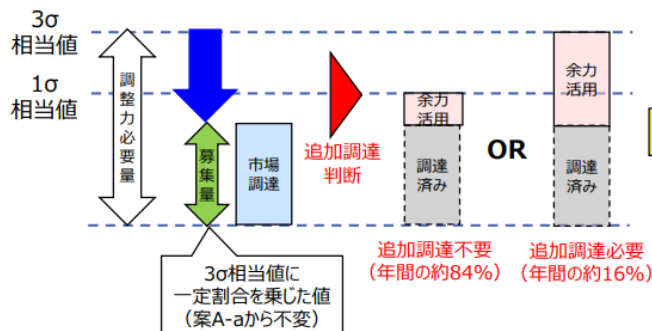
- 第48回需給調整市場検討小委員会（2024年6月26日）では、三次②募集量の一定割合での削減及び効率的調達を導入する期間においては、実質的に三次②余剰分を売却する断面がなくなることを受け、三次②余剰分の時間前市場への売り入札を一次中断することが示された。
- 足下時間前市場への売却可否の判断及びそれに伴う対応に際しては、TSOの人的コストが発生。今後余剰分が生じる断面が実質的になくなることにより、コストのみが経常的に発生する形になることを踏まえ、同会での整理通り**三次②の時間前市場での売却を一時中断すること**としてはどうか。

（追加論点②）追加調達の判断・実施タイミングについて（2 / 3）

第48回需給調整市場検討小委員会
（2024年6月26日）資料2

- 三次②の効率的な調達と案A-a（一定割合を乗じた募集量削減）を組み合わせた際、追加調達（ $1\sigma \rightarrow 3\sigma$ ）要否に関わらず、大宗の断面で余力活用による対応が必要になると考えられる。
- この点、時間前市場・余力活用といった手段の違いはあるものの、売り行動と買い行動が両方とも実施されることは、経済面・業務面ともに合理的ではなく、また、当面は人間系での対応となることによる業務負担の観点から踏まえると、第43回本小委員会での整理と同じく、1日をとって売り行動、買い行動どちらかのみを実施する方法となる。
- これらを踏まえると、案A-a（一定割合を乗じた募集量削減）と組み合わせで実施する期間においては、実質的に買い行動（余力活用対応）のみとなることから、三次②余剰分の時間前市場への売り入札（領域a）については一時中断することとしてはどうか。

【案1：募集量は 3σ 相当値に一定割合を乗じた値】



大宗の断面で（48コマ内の1コマはほぼ確実に）余力活用対応（買い行動）のみとなることから、三次②の時間前市場への売り入札（領域a）については一時中断※することとしてはどうか。

※ 30分コマにおける余力活用確保量（買い入札量に相当）を算定する際は、三次②の売り入札量と相殺した量とする。

(参考) 三次②の時間前市場への売入札について

第84回制度検討作業部会
(2023年9月11日) 資料5

- これまで、電源の有効活用や社会コスト低減等の観点から、三次②として確保したものの、実需給断面で活用しない電源を時間前市場に供出することについて、関係各所と連携のうえ検討を進めてきたところ。
- 本取組については、三次②を確保したTSOが時間前市場に入札することとし、取組開始当初は、3時間ブロックで調整力を調達することに伴い確保している、太陽光の上振れ・下振れに関わらず使用しない調整力量から、時間前市場に投入することとした。
- また、第86回制度設計専門会合において示された、市場支配力に関する評価結果を踏まえ、TSOが時間前市場に売入札する際の価格について、まずは価格規律等は設けず、取組開始後の状況を踏まえ、必要に応じて更なる対応を検討することとした。
- 上記の整理等を踏まえ、時間前市場における売入札に向け、TSOにおいて供出量や供出価格算定に必要な実務面の整備を進めてきたところ、**最速で10月下旬には入札開始できる見込みとなったため、関係各所で行われてきた議論を踏まえ、入札の準備が整ったTSOから順次、時間前市場における取引を開始することとしてはどうか。**
※入札開始日が確定した段階で、各社のホームページでお知らせする予定。
- なお、より多くの調整力量を時間前市場に供出するための方法や、調整力の効率的な調達のあり方については、引き続き関係各所と連携のうえ検討を進めることとする。

(参考) 時間前市場への供出量について

第55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(2023年9月27日) 資料3

- 本取組については、まずは、三次②として調達した調整力のうち、太陽光の上振れ・下振れに関わらず使用しない調整力（領域a）から、時間前市場に供出することとした。
- そのほか、太陽光が下振れしたとしても使用しない調整力（領域b）や、太陽光が上振れした場合は使用しない調整力（領域c）についても、時間前市場に供出可能か、リスク分析や定量評価を進め、改めて整理することとしている。

【論点①】供出量について（1/4）

第29回需給調整市場検討小委員会
(2022年6月24日) 資料3より抜粋

- 三次②の調達は、現状、3時間のブロック単位で行っているため、調達量はそのブロック内で再エネ予測誤差が最大となる時間帯の値で算出されている。なかでも、再エネの大宗を占めている太陽光については、基本的に、出力と誤差は相関関係にあり、出力が大きい時間帯ほど誤差も大きくなる。
- このため、例えば、太陽光出力が夕方にかけて減少するブロック6（15-18時）では、下図のように15時頃の再エネ予測誤差に基づき、三次②を3時間を通じて調達していることから、この三次②調達量について、再エネの上振れ、下振れといった事象ごとに、以下のとおりケース分けし、時間前市場への売り入札の検討を行った。

領域 a：太陽光の上振れ、下振れに関わらず使用しない領域※

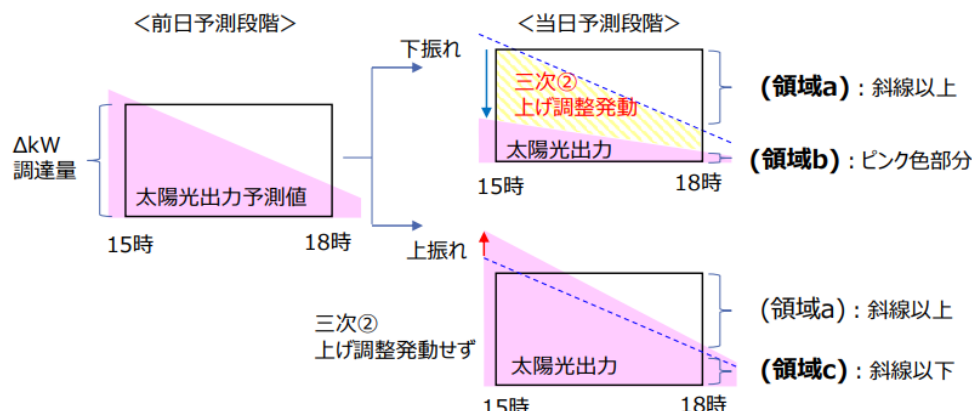
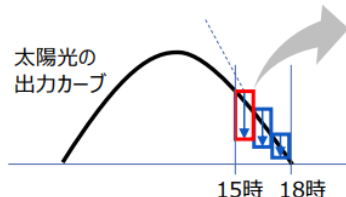
領域 b：太陽光の下振れが発生しても使用しない領域

領域 c：太陽光の上振れが発生すれば使用しない領域

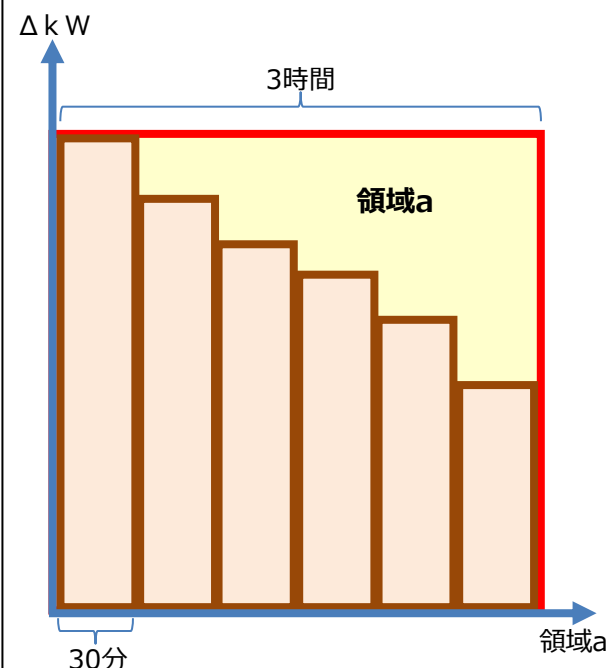
※入札単位が30分（2025年度開始予定）となれば、この領域は市場調達しない

三次②調達量

ブロック期間内で再エネ出力誤差が最大となる時間帯の値（最大値）



<領域aのイメージ>



1. 5月の調整力調達実績
2. 前日商品の募集量削減に関する評価
- 3. 揚水リソースに関する各種検討**
4. 2026年度向け需給調整市場システム
(MMS) の改修について

随意契約による揚水運用権貸与に伴う募集量削減の考え方（1 / 2）

- 第93回制度検討作業部会（2024年5月27日）では、「揚水発電における調整力供出の在り方」として、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を一案として提示した。
- 併せて、その検討に際しては、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された。
- その中で、第98回制度設計専門会合（2024年6月25日）では、中部エリアにおいて、ブラックスタート(BS)機能契約のある揚水機の ΔkW を随意調達したい旨申し出があったことが示され、当該随意契約による ΔkW の調達を認めることとされた。その際、コストの透明性の観点から、相対交渉においてBS機能提供事業者の提示額の適切性を確認した上で契約を行うことを求めるとともに、電力・ガス取引監視等委員会において、契約価格及び相対交渉の内容、事後精算の額等について厳正な事後監視を行うこととされた。
- 加えて、「随意契約で調達した ΔkW 量については、需給調整市場の募集量から控除することが考えられるところ。具体的な控除方法については、資源エネルギー庁や広域機関との協議を行い決定されることが望ましいと考える」とされた。
- また、第48回需給調整市場小委員会（2024年6月26日）では、揚水の公募調達に向けた検討の方向性の一環として需給調整市場の募集量との関係性が言及されており、その際の一案として、案1「揚水公募量を市場の募集量から一律控除する考え方」および案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」が示された。

(参考) 中部エリアにおける ΔkW 調達について

第98回制度設計専門会合
(2024年6月25日) 資料3

- 一般送配電事業者から、ブラックスタート機能契約のある揚水機の ΔkW を随意調達したい旨相談があったことから、内容について確認した。

(中部電力パワーグリッドからの相談)

- 中部エリアにおいては、需給調整市場からの週間商品の未達実績(2024年度実績)が8割を超えており、緊急的にブラックスタート機能契約のある揚水機の ΔkW を随意契約で調達し、経済性を踏まえつつ ΔkW を確保したい。
- 今般、ブラックスタート機能契約の発電所を随意契約の候補とした理由は、各発電所がBG間の相対契約により年間で計画を立てる電源が大半である中で、年度途中で新たに契約交渉が可能となる電源は既にTSOと固定費負担に関する契約関係にあるブラックスタート機能契約機であると考えたため。
- 具体的には、TSOが使用权を有し、実需給の運転態勢を見据えた運転を行うことで、電源 I と同じく、揚水機スベック (GF・LFC・EDCおよびポンプ) を踏まえた ΔkW 最大化による費用低減が図れると考えたため。

検討中の契約内容は以下のとおり。

- 契約期間：契約時～2025年3月
- 契約額：TSOへの揚水機貸与に伴い発生する、JEPX市場の取引を基準としたBGの逸失利益および供給力減に伴うBGの代替調達コスト等の実績に対し、事後精算する。
- 契約容量：約50万～60万kW。BGが確保すべき供給力を鑑みて、電源 I の確保量の3～4割程度と限定的であり、中部エリアの市場募集量には到達しない見込み。

(注) 需給調整市場募集量から、濁水などの制約も考慮した容量を控除することを検討しているところ。当面は、週間商品必要量から控除を優先に考えているが、状況によっては前日商品必要量からの控除も選択肢。

- その他：ポンプアップ原資は、エリア内調整力にて確保することを検討。なお、電源 I と同じく1ユニット単位で契約する事を検討しているため、V1・V2単価は、TSOによるポンプアップ原資をもとに算定される。2024年度は、当該契約による確保量を考慮しても ΔkW 希望量を下回ることから、随意契約を希望する複合リソースを有する揚水機がある場合は、協議を行いたい所存。
- また、年度後半の需給調整市場の応札状況にもよるが、2025年度においては公募調達による枠組みが整備された場合には、 ΔkW 必要量の一部を確保することを検討したい。

- 需給調整市場設立時の考え方に立てば、 ΔkW は需給調整市場を通して調達することが望ましく、また、需給調整市場での調達が困難である場合には「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」を参照し、電源等の参加機会の公平性・コストの適切性・透明性の観点から、公募により行うことが望ましいと考えられるところ。
- 今回の相談案件について、電源等の参加機会の公平性及びコストの適切性の観点から確認を行った結果、及び、需給調整市場での ΔkW の未達率が他エリアと比して著しく大きい当該エリアが、随意契約によって ΔkW の一部を確保しエリアの安定供給を確保する行為が、合理的でない行為とは言い切れないことから、随意契約による ΔkW の調達を認めることとしてはどうか。
- その際には、コストの透明性を担保する観点から、契約当事者に対して、相対交渉においてBS機能提供事業者の提示額の適切性を確認した上で契約を行うことを求めるとともに、監視等委員会において、契約価格及び相対交渉の内容、事後精算の額等について厳正な事後監視を行うこととしたい。
- なお、随意契約で調達した ΔkW 量については、需給調整市場の募集量から控除することが考えられるところ。具体的な控除方法については、資源エネルギー庁や広域機関との協議を行い決定されることが望ましいと考える。

(電源等の参加機会の公平性)

- 以下の説明があったことから、随意契約を行ったとしても電源等の参加機会の公平性は、一定程度保たれているものと考えられる。
 - 中部エリアでは、週間商品の未達率が約80%であること、今回随意契約で契約する ΔkW は電源 I 確保量の3～4割程度であり、市場募集量に到達しない。
 - ブラックスタート機能電源以外で随意契約の相手方となりえる揚水機との契約を妨げていない。

(コストの適切性)

- 以下の説明があったことから、コストの適切性は保たれているものと考えられる。
 - 多様な機能を有する揚水機は需給調整の様々な断面に用いられるが、TSOが運用権を有し実需給に引き付けることができれば、機会ロスが少なく、需給調整商品ごとに市場調達することと比して費用低減効果が高いことから、揚水機を随意契約対象とした。
 - 契約額について、仮に需給調整市場に応札した場合に ΔkW として計上されるであろう逸失利益をもとに算定されている。

(参考) 揚水公募量の市場募集量からの一律控除について (案 1)

案1：揚水公募量を市場の募集量から一律控除

第48回需給調整市場検討小委員会
(2024年6月26日) 資料3 一部修正

- 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

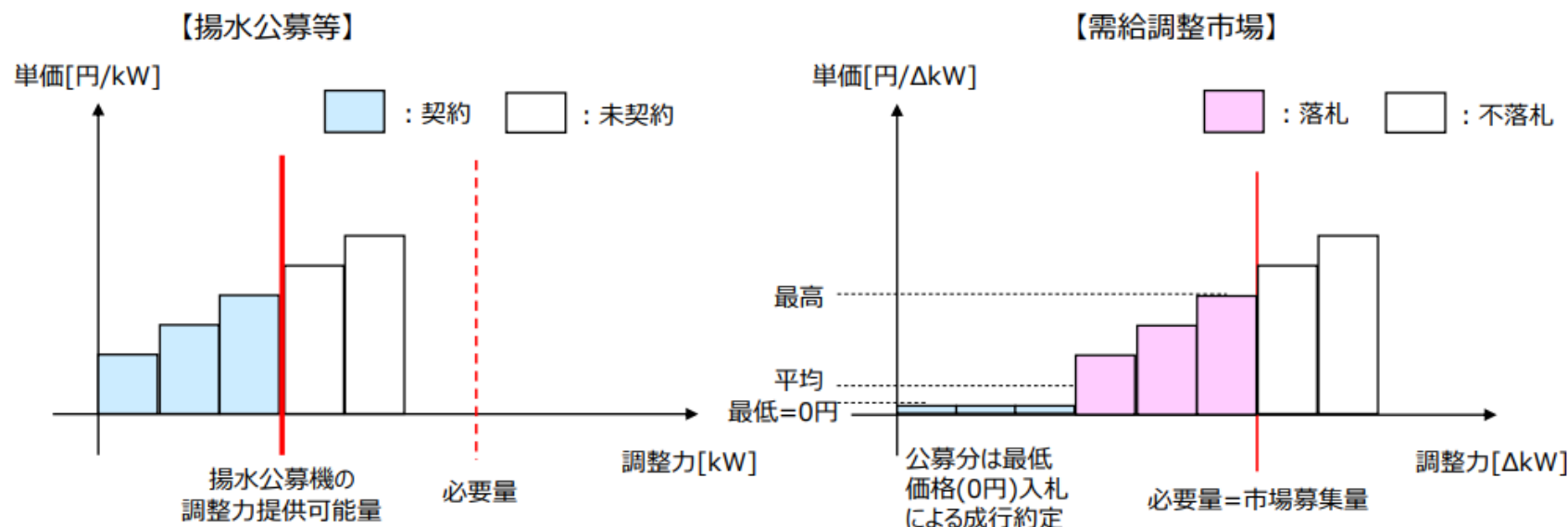
(参考) 揚水公募量の市場募集量からの一律控除について (案2)

第48回需給調整市場検討小委員会
(2024年6月26日) 資料3 一部修正

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 (1/2) 27

- 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にとっても過間断面での入札(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。

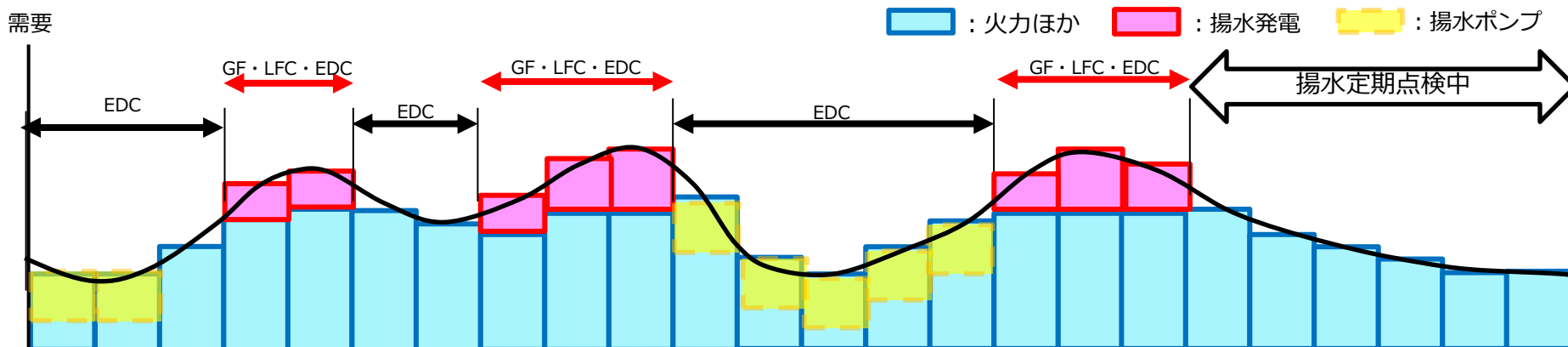


随意契約による揚水運用権貸与に伴う募集量削減の考え方（2 / 2）

- 契約期間中はTSOが自ら運用権を保有し、TSOが契約容量分だけ ΔkW の供出ができるようになることから、何らかの形で需給調整市場の募集量を控除することができる。どのように控除すべきかについては、前述の公募調達と需給調整市場の募集量の関係性の考え方を援用し検討する。
- 案1について、揚水機は全ての断面で一律の調整力供出ができるとは限らない。供出不可の断面ではTSOが余力活用により控除分の代替確保を行うこととなるが、その行為自体は余力を有効活用しながら調整力供出を行っている現状との整合性に欠けるものではない。
- また、案2については、TSOにとっても池運用の制約などから週間断面で応札することが難しいという点で、BG運用を継続した場合の難点を解決した形にはなり得ない。
(※)週間商品が前日取引に移行される2026年度以降では、実際の供出量に基づき控除できるという意味では本対応が望ましいと考えられる。
- 上記を踏まえ、今回の随意契約の締結に際しては、**契約締結分の最大容量について、本契約を締結している期間においては、対象エリアにおける需給調整市場の募集量から一律控除すること**としてはどうか。また、足下三次②については十分未達率が下がっている点、及び揚水の複合リソースとしての価値などを踏まえると、**まずは週間商品の募集量からの控除を行うこと**としてはどうか。
- ただし、週間商品の募集量を算定する週間断面において、**天候要因（濁水）や点検などにより当該揚水リソースの運転が困難**（加えてその場合に他リソースで代替することについて契約で定められていない）**と分かる場合については、当該一律控除は行わないもの**と考えられる。
- また、本対応は応急的な対応策として一律控除を行うものであり、今後取引状況・実際の揚水の稼働状況を踏まえて必要に応じて見直すこととしてはどうか。
- 今後も各機関と連携しながら、揚水の公募調達の是非及び公募要件の検討を行う。その際、公募調達における需給調整市場の募集量控除の考え方については、再度検討することとしてはどうか。

(参考)「随意契約分を市場募集量から一律控除」する考え方のイメージ

【随意契約を締結した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

以下の容量分について随意契約を締結。各時間帯について最大容量を募集量から控除
GF(一次相当)・・・10 LFC(二次①相当)・・・20 EDC(二次②・三次①相当)・・・100

【揚水を複合リソースと見做し、随意契約の締結分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	0	0	0	0	0	0
LFC	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0	0	控除なし		0	0
EDC	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0

：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

揚水における応札拡大方針について（１／２）

- 第47回需給調整市場小委員会（2024年5月15日）では、揚水BG運用の下、並列することを必須とされている一次・二次①に揚水リソースを応札するに際しての課題として、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ず、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ことが挙げられた。
- その課題に対して、第48回需給調整市場小委員会（2024年6月26日）では、対応策①「TSOが余力活用電源で代替 Δ kWを用意すること」、対応策②「TSOが最低出力分を系統並列し、持ち替え先も用意すること」を解決策として提示された。

課題②（電源態勢持替え）に対する対応の方向性（1 / 2）

35

- 課題②に係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**

【前日断面の行動②】



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

対応策①

最低出力等の供給力を確保できない場合TSOが余力活用電源で代替ΔkWを用意する（その場合調整力提供者（揚水発電）にΔkW費用は支払わない）

対応策②

最低出力等の販売できなかった場合はTSOが最低出力分を系統並列し、持ち替え先も用意する

揚水応札に関する課題と対応の方向性 (2 / 2)

10

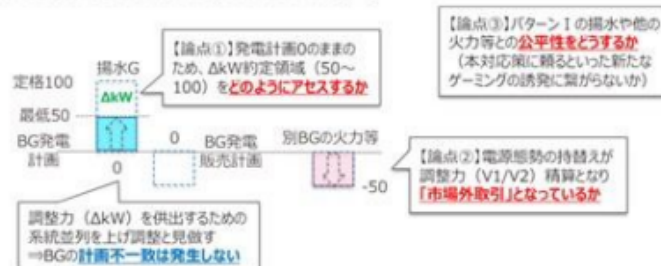
- これら週間断面で一次、二次①を応札できない本当の課題に対し、考えられる対応の方向性として、以下を提示。
 - 対応策①：TSOが、余力活用電源で代替 ΔkW を用意する
 - 対応策②：TSOが、最低出力分を系統並列（上げ調整）し、持ち替え先も用意（下げ調整）する
- 一方、こうした対応策の実現にあたっては、具体的な実務（アセスメント・ペナルティ）や電源態勢の構築等について整理する必要があり、前日取引化（2026年度）で一定程度は緩和されることを踏まえると、早期かつ期間限定の対応として何ができるか、国とも連携しながら、具体的な対応方法について示すこととしていた。

課題②（電源態勢持替え）に対する対応の方向性 (2 / 2)

36

- 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。

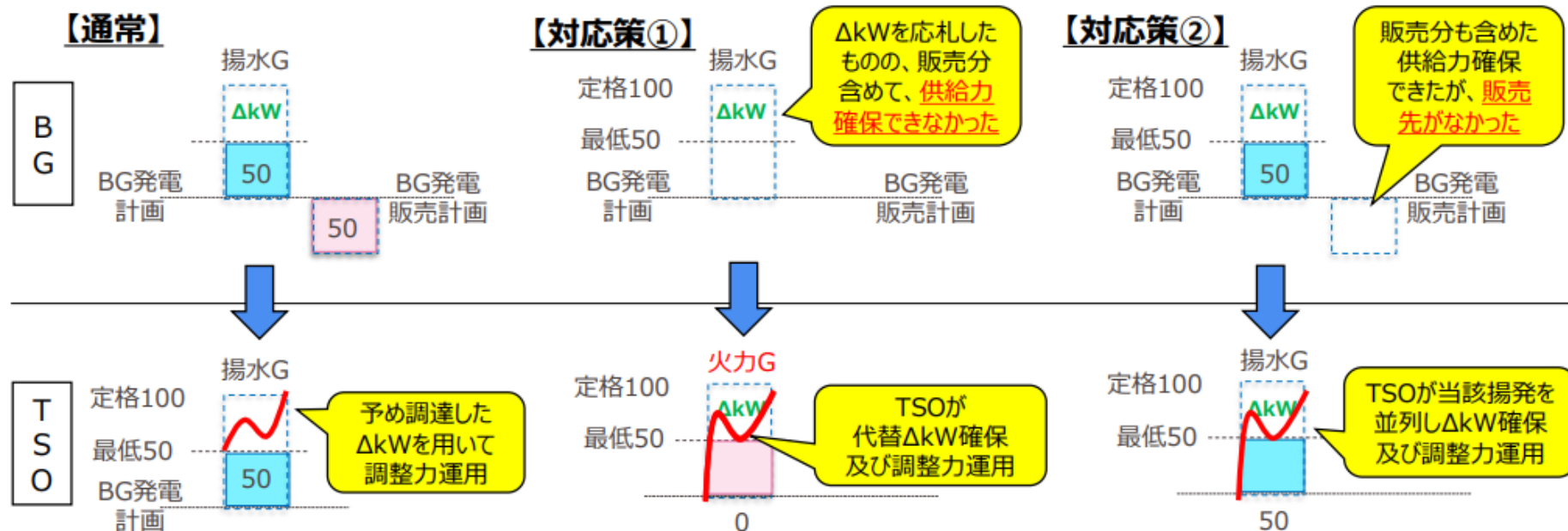
【考えられる対応案と課題（行動②対応策）】



対応策の概要について

12

- 通常、調整力供出にあたり並列が必要な（一次、二次①を供出する）場合には、調整力提供者は最低出力等の供給力を小売BGに販売かつ実需給時に系統並列をした上で、余力を ΔkW としてTSOに提供する。
- 対応策①については、調整力提供者が最低出力等の供給力を準備できなかった場合に、TSOが余力活用電源で代替 ΔkW を確保すること（TSOポンプアップによる供給力確保含む）によって、調整力必要量を充足させるもの。
- 対応策②については、調整力提供者が最低出力等の供給力を準備できたものの、運用できる状態（並列状態）にできなかった場合、TSOが余力活用契約に基づき揚水発電を並列し調整力必要量を充足させるもの。
- 以降の頁で、それぞれの対応策の論点ならびに実現方法について検討した。



揚水における応札拡大方針について（２／２）

- 第48回需給調整市場小委員会では、一部揚水事業者に、本対応策を実施した場合に一次・二次①への応札が見込めるかどうかについてヒアリングを行った結果が提示された。その結果を踏まえると、一定程度応札が見込める可能性も見て取れるところ。
- 足下、一次・二次①の応札不足が深刻であることを踏まえると、なるべく早く本対応を通して応札が増加することが望ましいと考えられるところ、**必要な規定類の整理が完了し次第本対応策を開始すること**としてはどうか。
- ただし、本対応策によって**発電事業者がとりうる応札行動**、加えて対応案②において**TSOが当該揚水機を代替で並列する際に生じる調整力調達コストの多寡**には留意が必要である。
- また同時に、応札に対するインセンティブに関し言及している事業者も見られるところ、**応札を促進するための誘導的・規制的な措置についても今後引き続き検討すること**としたい。

【揚水事業者に対するヒアリング結果】

ポンプ原資が確保できないリスクを考慮して応札を控えているところもあるため、応札の増加が見込める場合もある。

三次①の応札を行っているが、価格競争力がないブロックにおいては三次①が約定しないこともあるため、そういう場合は（今回の対応案で一次・二次応札のリスクが低減しているため）、三次①の応札量を減らして高速商品に応札する選択肢もできる。

三次①と一次・二次①との複合で応札する場合は、三次①のみを応札する場合と比較して、最低出力の分だけ応札量が減ることにより、金銭的メリットが減ってしまう。

現在、三次①や二次②を中心に応札しているが、一次・二次①を含めた複合約定とする場合、 Δ kW入札価格の算定が煩雑になる※のに対して、価格規律に差がないため、応札するインセンティブが少ない。

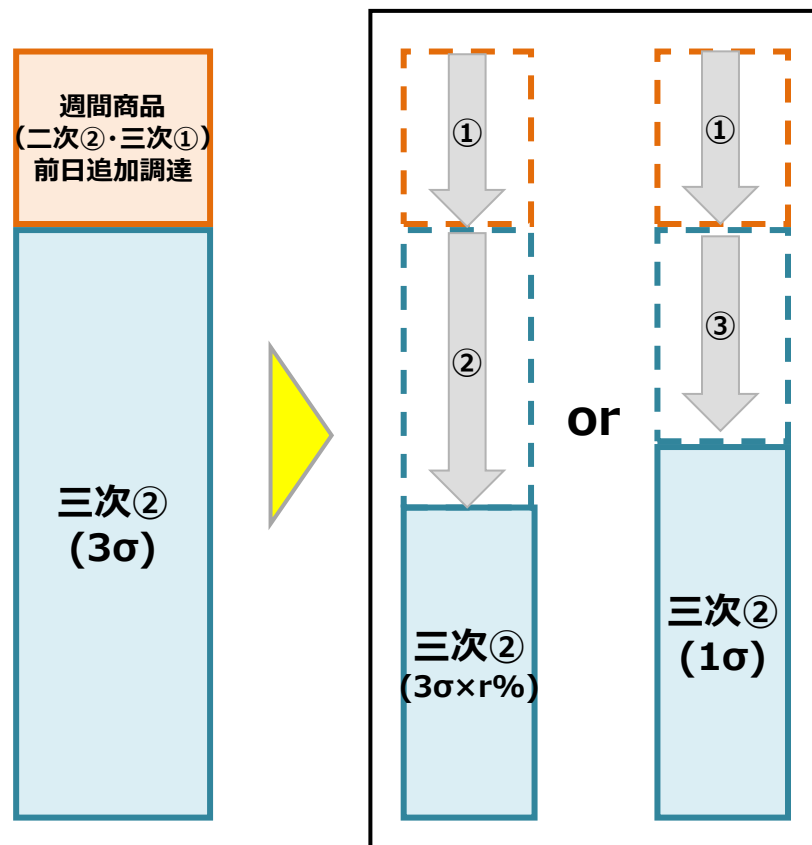
ツールの改修が必要なため、応札開始までは数か月程度かかる見込み。

前日のスケジュールがかなりタイトなため、対応案①での判断および通知に対応できるかは検討が必要。

※ 並列状態にしておくことによる最低出力分の考慮が必要となるため。

前日商品・週間商品の募集量の考え方（まとめ）

【前日商品】

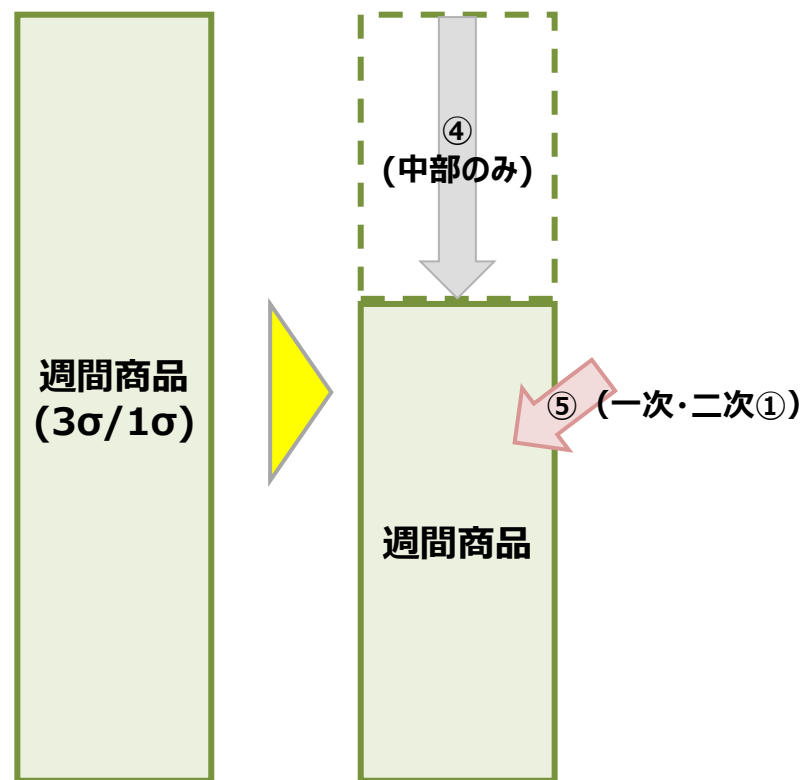


2024年4月

2024年7月

- ① (5月～) 週間商品の追加調達一時中断
- ② (6月～) 一定割合(募集量削減係数：r%)による削減
- ③ (7月～) **三次②の効率的調達**
(※実際の募集量は②と③による募集量のうち小さい方)

【週間商品】



2024年4月

2024年7月以降
(準備完了次第)

- ④ 随意契約による揚水運用権貸与(中部エリアのみ)
- ⑤ 揚水リソースの応札拡大対応(一次・二次①)

※赤字が今回議論で検討した内容

1. 5月の調整力調達実績
2. 前日商品の募集量削減に関する評価
3. 揚水リソースに関する各種検討
4. **2026年度向け需給調整市場システム
(MMS) の改修について**

2026年度向けMMS改修について

- 昨年度以前より需給調整市場での調達を行ってきた三次①・三次②について、当時より募集量に対し応札量が不足する傾向が継続していたことから、市場競争環境の改善、調整力の効率的な調達、システム改修スケジュールの観点から対応策の検討を進めきたところ。
- 具体的には、週間商品の取引スケジュールの変更や、機器個別計測の適用に向けた対応、取引ブロックの30分化（一次～三次①）について検討し、2026年度からの対応を目指すこととなった。
- 対応策の実行にあたっては需給調整市場システム(以降、MMSという)の改修が必要な項目もあるため、電力需給調整力取引所(以降、EPRXという)で準備を進めており、2026年度運用開始に向け改修については、2024年7月頃に発注期限を迎えるところ。この3点を対象とした、**2026年度向けのMMS改修は予定どおり進めていく**こととしてはどうか。

【システム改修の対応予定】

応札不足対応			導入目標時期
市場競争環境の改善	取引スケジュール変更		2026年度※1
	連系線利用枠拡大		2026年度
	商品要件緩和	アセスメント・ペナルティの見直し	2024年度※2
		最低入札量見直し	2024年度
		三次②応動時間見直し	2025年度
		ネガポジ単体リソースの参入	2023年度※3
		機器個別・低圧アグリ	2026年度※4
調整力の効率的な調達	複合約定ロジック※5		2024年度
	調整力必要量の在り方		2023年度期中
	ブロック時間30分化（三次②）		2025年度
	ブロック時間30分化（一次～三次①）		2026年度

※1 ヒアリング等により、詳細な状況把握を行い、国と連携し引き続き検討 ※2 取引規程等の改定後に実施 ※3 出力変化量指令は2024年度から

※4 高圧機器点・低圧受電点のみ、また、今後の詳細な業務フロー設計等を踏まえ、必要なシステム改修期間が2年より長くなる可能性もある。

※5 一次～二次②市場システム含む。

斜字 広域システム側での対応等、2026年度から実現可能かについて引き続き深掘り検討を行う

(参考) 週間商品の取引スケジュール見直しについて

第63回電力・ガス基本政策小委員会
(2023年6月27日) 資料6 一部修正

需給調整市場の課題と対応① 調達量の効率化

- 2021年度に取引を開始した需給調整市場の課題については、①調達量の効率化と、②価格規律の見直し、の観点を中心に検討を進めてきた。
- 調達量については、募集量より応札量の少ない未達が継続している状況であり、こうした状態が継続した場合、市場競争の欠如による価格高騰や、調整力不足による安定供給への支障も懸念される。
- そのような状況を踏まえ、発電事業者ヒアリング等行ったところ、特に1週間前に調達する三次調整力①については、需給変動リスク等もある中、**1週間後の予測が不確実であるため応札する量を抑えざるを得ない**、あるいは、その後に控えるスポット市場との関係で応札しづらい等の意見が少なからずあった。
- このため、**週間調達**を行っている各商品（一次調整力～三次調整力①）については、システム改修等の時期も踏まえ、2026年度頃から**前日調達に変更する方向で検討を進めている**。
- また、週間調達を継続している間は、**週間時点で調達する調整力量を減らし、不足が予想される場合は、前日に調達する三次調整力②と合わせて追加調達を行うことができないか**、電力広域的運営推進機関において検討を進めている。

(参考) 機器個別計測の適用に向けた論点まとめ

次世代の分散型電力システムに関する検討会
中間とりまとめ (2023年3月14日)

- 今回、需給調整市場における機器個別計測の適用に向けた各論点について、以下の通り整理した。
※機器点での「調整力供出」（需給調整市場）について整理したものであり、機器点での「供給力供出」に関する整理ではないことに留意

①契約設定の考え方	✓ 対象となる 1需要地点単位で、機器点からの調整力供出量を把握する「調整力契約」を設定。 ✓ 受電点計量値そのものの「補正」は行わず、 小売電気事業者に対しアグリゲーターから「調整金（仮称）」を支払う形で便益を調整 する。※機器個別計測の対象が発電・放電リソースの場合、受電点から逆潮流する場合には「調整金」は不要。需要リソースの場合は「補正」は不要であり、受電点計量値の従来のネガワット調整金スキームを適用。
②1需要場所複数計量	✓ 1需要場所・1引込・1契約・1計量 として整理する。 ※常時逆潮流しているなど、既に受電点で発電量調整供給契約が設定されているケースについては、別途整理が必要
③ネガワット調整金	✓ 機器点での発電（放電）リソースの場合、ネガワット調整金は不要であるが、機器個別計測に伴う調整金（仮称）が必要。 ✓ 機器点での需要抑制リソースの場合、受電点でのDRと同様、ネガワット調整金が必要。
④高圧差分	✓ 高圧差分の条件設定は不要。 調整力供出量における変圧ロスの取扱いについて今後検討。
⑤特例計量器アグリゲート	✓ まずは、 アグリゲートする場合には、使用公差3%以内の特例計量器を取引の対象とし、アグリゲートの手法等の詳細については今後検討。

- 今後、上記の具体的方法について、関係者ともよく連携しつつ、**業務フローやシステム面の対応方法等を整理し、2026年度※からの機器個別計測の開始を目指し、検討を進める**こととした。
※システム改修が順調に進むことを前提
- また、**機器点配下に複数のリソースが存在するケースや蓄電池等の充電・放電が混在するケースについても、併せて今後検討していく**こととした。
- なお、需給調整市場の商品のうち、**一次調整力については、現行ルールでは、需給調整市場に基づくkWh精算を行わないとされている。**この点、今回提示した「調整金（仮称）」等に関しては一次調整力においては不要もしくは相当の簡素化ができる可能性があることから、**他の商品（二次①～三次②）に先んじて、一次調整力の機器個別計測の適用が可能かどうか**についても、併せて検討を進めることとした。

(参考) 週間商品の取引ブロックの30分化について

第28回需給調整市場検討小委員会
(2022年2月24日) 資料3-1

6. 一次～三次①のブロック時間見直しについて (1 / 4)

- 三次②のブロック時間見直しに合わせ、一次～三次①についてもブロック時間を見直してほしい (3時間→30分) との意見が寄せられた。
- 週間で取引される商品のうち三次①については、GC以降の予測誤差 (需要、再エネ) に対応する商品であり、FIT特例①・③の前日からGCまでの予測誤差に対応する三次②と同様の性質を持っていると考えられるため、現在顕在化している三次②調達不足と同様のリスクが潜在化していると考えられる。
- また、週間商品である一次～三次①は複合約定することを踏まえると、この一次～三次①の入札時間単位を3時間で据え置くと、三次②と同様に応札量が十分に市場供出されず、一次～三次①すべてについて調達不足が顕在化する可能性もある。
- これを回避するためには、三次②調達不足の対応で取り上げたとおり、入札時間単位を3時間から30分に変更することが挙げられる。

【検討項目①】ブロック時間の見直しの方向性について

応札量増加
取引金額増加 14

- ブロック時間の設定に関するこれまでの経緯を振り返ると、DR等の新規事業者の参入を促すためにはブロック時間は短い方が望ましい一方で、ブロックが細切れになりすぎると、ブロック間で調整力の持ち替えが必要となり、周波数調整に影響が生じる懸念も踏まえ、3時間と設定されたものと考えられる。
- 他方で、三次②は供給力型商品であり、周波数調整に与える影響は限定的と考えられること、既存電源をリソースとしている事業者のみならず、DRをリソースとしている事業者からも商品ブロック時間の短縮により応札量を増加できる可能性があるとの意見を頂いていることから、3時間を短縮することとしてはどうか。
- そのうえで、三次②のブロック時間は、応札側となる事業者において、 ΔkW 応札量を算定する基となる発電計画が30分コマ単位で策定されていること、また、実需給においても三次②の発動指令やアセスメントⅡを30分コマ単位で実施していることを踏まえ、**入札単位を30分**としてはどうか。なお、商品ブロック時間の短縮が周波数調整に与える影響については、一般送配電事業者とともに継続的に実績確認をしていくこととしたい。
- また、調整力型である一次～三次① (週間商品) のブロック時間の見直しについては、引き続き検討していく。

