

需給調整市場について

2024年5月27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ΔkW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。その結果を議論する中で、引き続き日々の取引状況を丁寧に分析しつつ、本対応の今後の在り方について、今回の制度検討作業部会で最終的に判断するものとした。
- 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。
- 今回は、応急的対応策である「二次②・三次①の追加調達一時中断」の効果分析と共に、主に即効性の高い募集量の削減方策について御議論いただく。

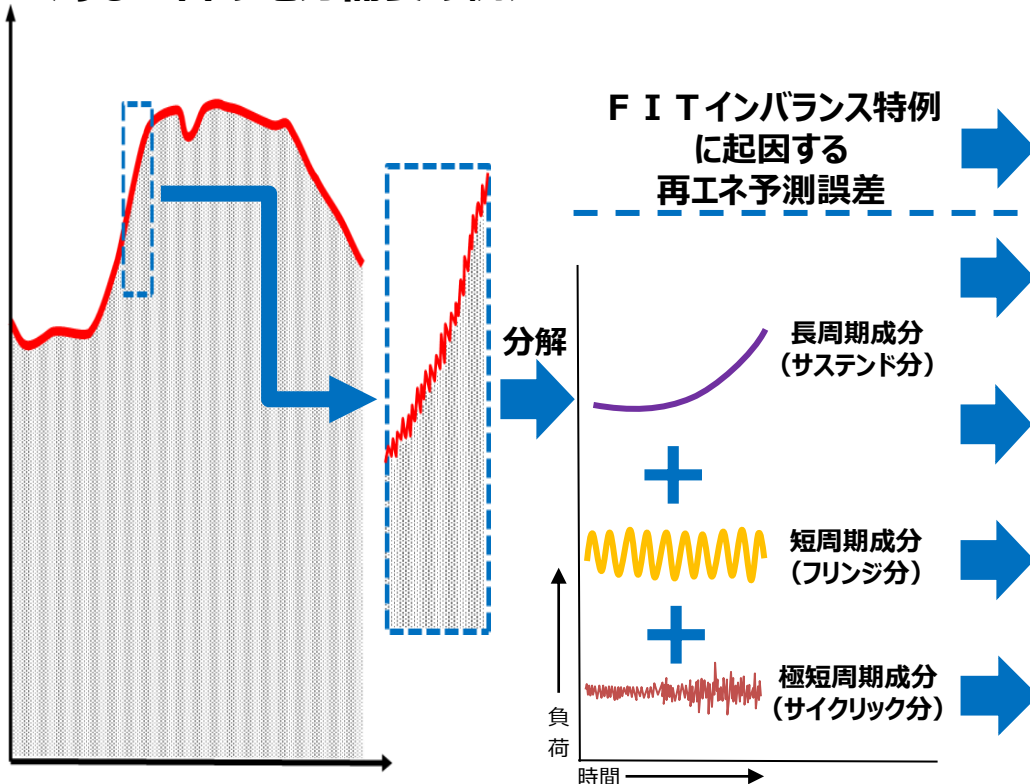
※なお、本資料中のデータは、直近の市場取引情報の速報値を収集・分析したものであるため、今後修正・変更が発生する可能性があることに留意いただきたい。

(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) 週間商品（二次②・三次①）の追加調達の一時的中断

第92回制度検討作業部会
(2024年5月10日) 資料4 一部修正

- 需給調整市場においては、2021年度から三次②、2022年度から三次①の取引が開始したが、いずれについても、募集量に対して応札量が少ない傾向が継続。
- このため、調整力の調達をより効率化する観点から、二次②及び三次①について、実需給 1 週間前の調達量を減らした上で（ $3\sigma \rightarrow 1\sigma$ 相当）、必要に応じ、前日に三次②と合わせて不足分を追加調達することとした。
- 具体的には、三次①については2023年12月から、二次②については本年4月から、実需給前日における追加調達を開始した。
- しかしながら、本年4月にすべての調整力が需給調整市場で取引されるようになって以降、全エリア合計で本年3月と比較して約2.7倍程度に募集量が増加。応札量が少なく、大幅な未達が続く中で、 **ΔkW 単価が100円/ $\Delta kW \cdot h$ を超える高値での約定量が大幅に増加した。**

※上限価格が設定されている週間商品（一次～三次①）と異なり、前日商品（三次②）については上限価格が設定されていない。

- その結果、一般送配電事業者による三次②の調達費用が急増。こうした中で、前回（4/22）の制度検討作業部会では、徒な国民負担の増大を回避する観点から、**二次②及び三次①の追加調達の一時的中断を含めた対策を早急に講じるべきとの議論**があった。
- こうした議論を踏まえ、資源エネルギー庁において高値応札事業者にヒアリングを行い、一般送配電事業者と協議の上、**5月1日の受渡分（4/30取引）から追加調達を一時的中断**することとした。
- その際、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、5月中に提示することとした。

(参考) 前日商品の追加調達一時中断の影響評価

第92回制度検討作業部会
(2024年5月10日) 資料4 一部修正

- 二次②及び三次①の実需給前日における追加調達については、5月1日受渡から一時的に中断しているが、これまでのところ、事業者の応札行動に目立った変化は生じていない。
- 一方で、二次②及び三次①の追加調達がなくなった結果、**前日の募集が三次②のみとなり、募集量が約6割減少**した結果、4月に多く見られた**100円/ΔkW・h以上の高値での約定は約6割減少**。
- 追加調達を中断してから1週間余りしか経過しておらず、連休中であつたこともあり、現時点でその影響を評価することは時期尚早であるが、4月に頻繁に見られた高値約定が一定程度減少していることを踏まえると、相応に競争効果が働いていると考えられる。
- 他方、競争効果に関する定量的な分析はできておらず、また、応札事業者の事業にどのような影響が及んでいるかは、引き続き丁寧に見ていく必要がある。
- このため、現在講じている前日商品の追加調達の一時的な中断の今後の在り方については、**引き続き日々の取引状況を丁寧に分析しつつ、5月中に開催予定の次回本作業部会において、最終的に判断することとしてはどうか。**

(単位 : 千ΔkW・h)	前日商品募集量合計	高単価約定量 (100円/ΔkW・h以上)
(A) 2024年4月24日~30日	887,769	19,690
(B) 2024年5月1日~7日	377,454	8,458
1-(B)/(A)	57.5%	57.0%

(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策としては、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) 対応策の基本的考え方②

第92回制度検討作業部会
(2024年5月10日) 資料4 一部修正

- 第92回制度検討作業部会（5月10日）にて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	・ <u>対象商品や適切な削減水準</u> について十分に検討する必要がある
	B. 揚水発電の公募調達実施	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	・ 現行の需給調整市場の取引規程を変えずに、 <u>揚水リソースの公募調達により、一定程度需給調整市場の募集量を削減できるか</u>	・ 公募は直近2024年3月に沖縄エリアを除き終了しており、その整理と逆行する動き ・ <u>公募要件や実効性等について精査要</u>
応札量の増加 (誘導的)	C. (余力活用比で魅力ある) 価格規律の見直し		・ <u>支配的事業者による応札をより促す</u> 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、 <u>需給調整市場での調達意義を損なわない範囲での調整</u> 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		・ <u>揚水発電事業者にとって、一次・二次①に対する供出がしやすくなり</u> 、当該商品の供出増加に貢献	・ 並列必須要件の存在意義に十分着目し、 <u>対応の可否、実効性についての十分な検証</u> が必要 ・ 効果の顕在化に時間を要する
応札量の増加 (規制制)	E. 需給調整市場における制度的な供出義務化	〔 慎重な検討が必要 〕	・ 需給調整市場に対する <u>出し惜しみがなく</u> なり、一定の規律の下市場供出量が増加 ・ <u>高単価応札が自ずと市場から押し出される</u> こととなる	・ リソースにとっては <u>個別事情で供出不可な場合</u> もあり、義務化の線引きをどのようにするか検討が必要 ・ <u>義務に見合った確実な費用回収と収益の確保体制</u> に関する検討が必要
価格面の対応	F. 三次②上限価格設定		・ 高単価応札を市場から押し出すことが可能。 <u>調達価格の高騰防止に寄与</u>	・ 設定価格次第では非支配的事業者の <u>新規リソースを中心に退出事業者が存在</u> 。

(参考) 直近審議会における委員・オブザーバーのコメント抜粋

第91回 制度検討作業部会(4/22)

- 揚水のような調整力に出てくるのが自然な電源が、要件の結果で一次・二次①に出てこれないということが不思議。是非選択肢に加えて欲しいのが、相対契約や入札のようなものが入れられないか、かつての電源Ⅰのようなものを限定的に導入することができないか、ということ。例えば年間でTSOが揚水を契約し、昼間の調整力を常にTSOの方から出すということもあると思うし、供出分を調達量から控除するということもあり得る。TSOも収益のボラを減らす・発電事業者もリスクを回避できるという意味では、双方にとって望ましい施策ではないか。
- 余力はセーフティネットに過ぎず、まずは市場競争の活性化が重要。そのためには、いかに市場に適切に出してもらうか、そこについてインセンティブをどう出すか検討すべきか。高額な火力・蓄電池DRが投資回収の為に札を入れている中、そこに過度な悪影響を与えるような上限価格を設定するのは、再エネ導入促進の中で新規リソースをどんどん参入してくれと促してきたことを踏まえると慎重になるべきでは。
- (事務局) 費用価格高騰による国民負担・市場設計の在り方など議論してきた。その意味では足下の調達費用の増大、しかも競争上の観点や未達分の追加調達での費用増加についても非常な危機感を持っている。他と連携し、事業者とのコミュニケーションを取りながら必要な対応はなるべく早く取っていく。

第96回 制度設計専門会合(4/26)

- 三次②の募集量について、今のこの募集量の決め方を早急に見直す必要がないのかは気になる。それだけでも三次②の価格は安定すると思う。高値の約定によりどの程度のインパクトを持つのかを分析しつつ、インパクトが大きいのであれば、その分早めに手を打つ必要があるのではないか。
- 市場の実態は深刻とみている。募集量の問題もあるし、単価の高い事業者がいることも拝察。入札の中にももっと入り込んでいただいて市場の状況についてのじっくりとした分析が必要と思う。その一方で可及的速やかに措置をとらないとコストの問題にもはねうるので、その二段構えで進めて行く必要があると思う。
- 応札不足による未達の発生、高価なリソース約定など、調達費用は高騰。TSOとしては、22日の制度検討作業部会でも議論した「速やかに講じるべき対策」を検討すると共に、中長期的な市場の競争力向上に向けた対策を検討して参る。

第92回 制度検討作業部会(5/10)

- 調達募集量の見直しを挙げていただき深謝。本来安定供給上問題があるはずが何も起きていないということは、足下必要な量よりも多くの量を募集しているということ。容量市場では応札はしないが供給力を期待できる分を一定量控除し募集するが、それとある意味同じことをしているに過ぎない。
- p.21から根本的課題について、様々対応案をとりまとめて頂き深謝。募集量の削減・応札量の増加・価格面での対応に分けて現時点で考えられるものを提示いただいたと思う。今後広域との連携の下審議会で決めていくものとも思うが、TSOとしても引き続き協力させて欲しい。
- 揚水発電の公募実施について、仮に電源Ⅰのような形ならばTSOに運用の自由度があり、再エネ出力抑制にも繋がる。ただ、揚水発電を供給力として出すか、調整力として活用する際も需給調整市場か公募かは供給事業者に裁量があると思う。事業者への影響も踏まえ要件検討をお願いしたい。

**1. 週間商品（二次②・三次①）の追加調達の
一時中断の効果について**

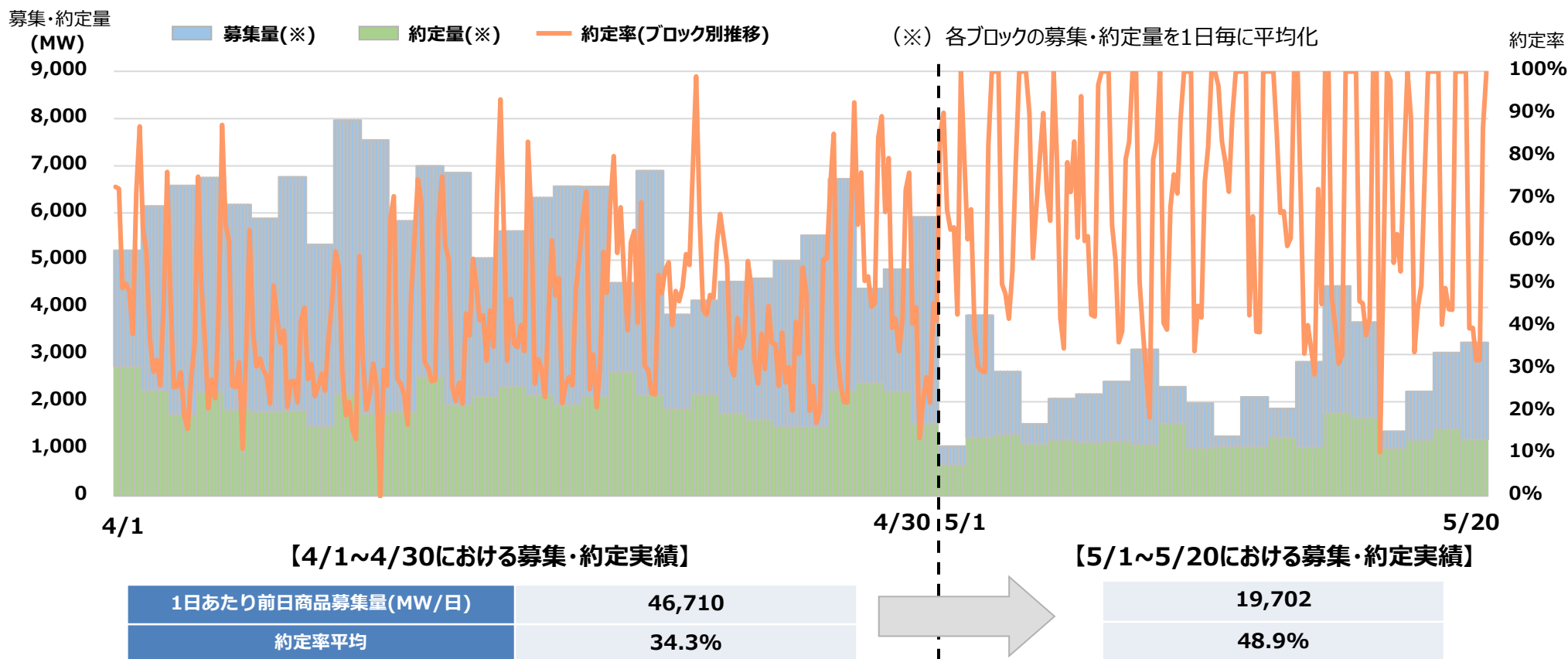
2. 前日商品の募集量見直しの考え方

3. 募集量の削減に関する今後の検討について

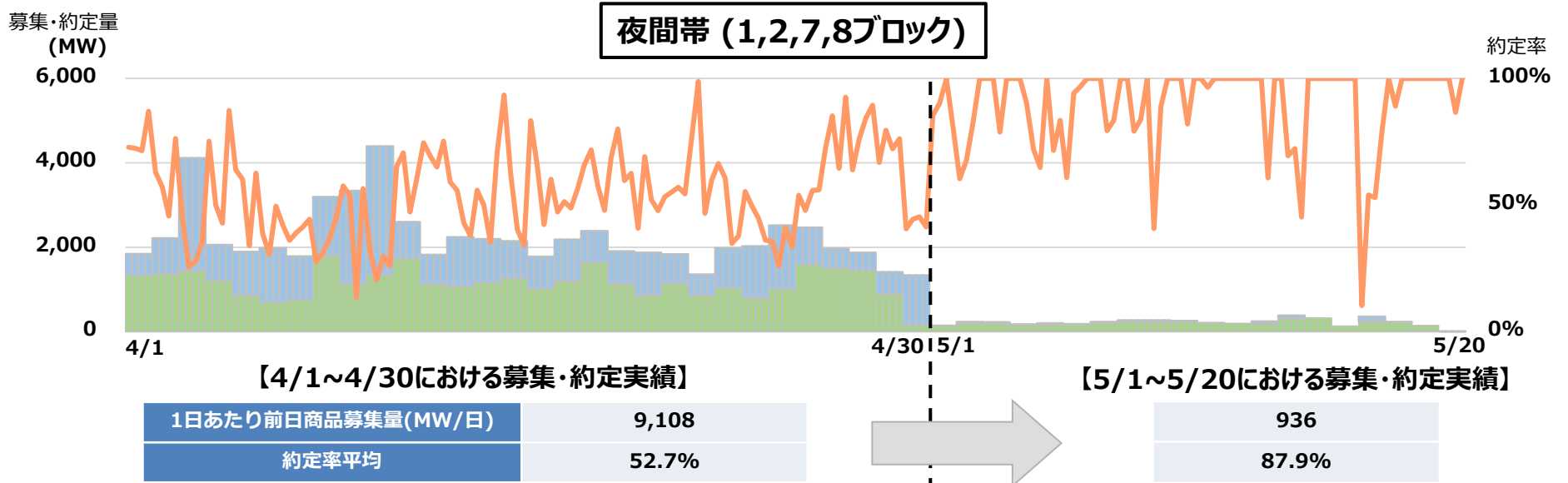
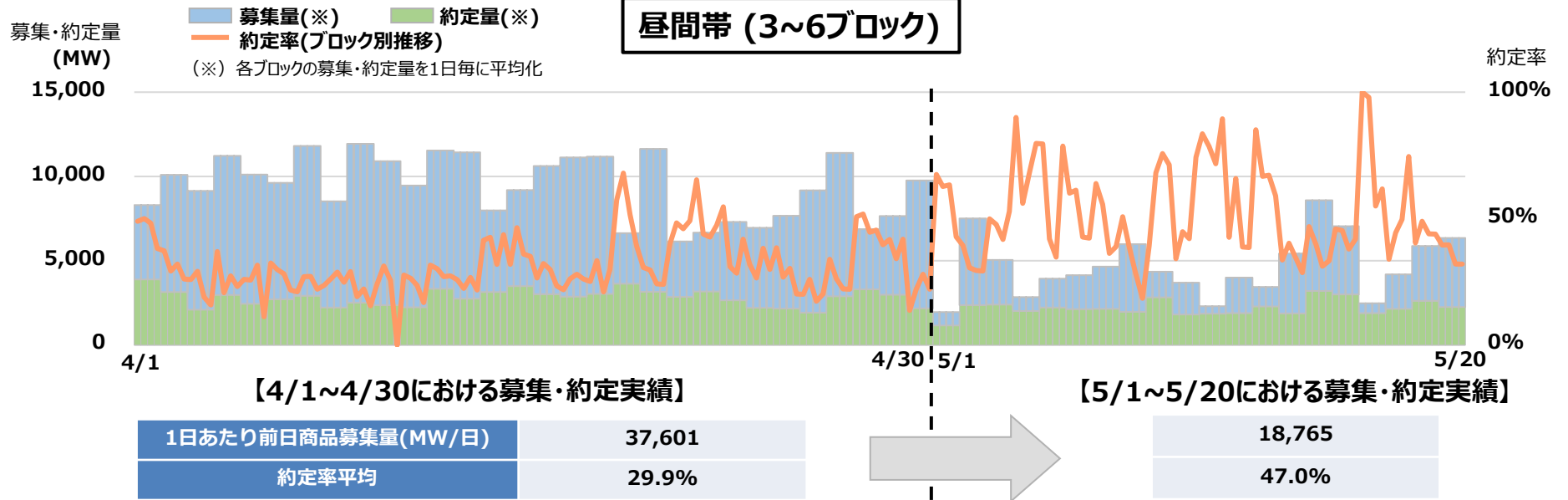
（参考）4月の調整力調達実績

前日商品の追加調達一時中断の影響評価

- 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。
- 二次②及び三次①の追加調達がなくなった結果、4月と5月1日～20日の1日あたりの前日商品募集量を比較すると、**募集量が約6割減少**(46,710MW/日→19,702MW/日)した。
- 加えて、5月以降前日商品の**約定率は4月以前と比較して増加**(34.3%→48.9%)。夜間帯では約定率100%の断面もあり、一定の競争が働いているものとも見受けられる。



(参考) 前日商品の追加調達一時中断の影響評価(昼夜間別)

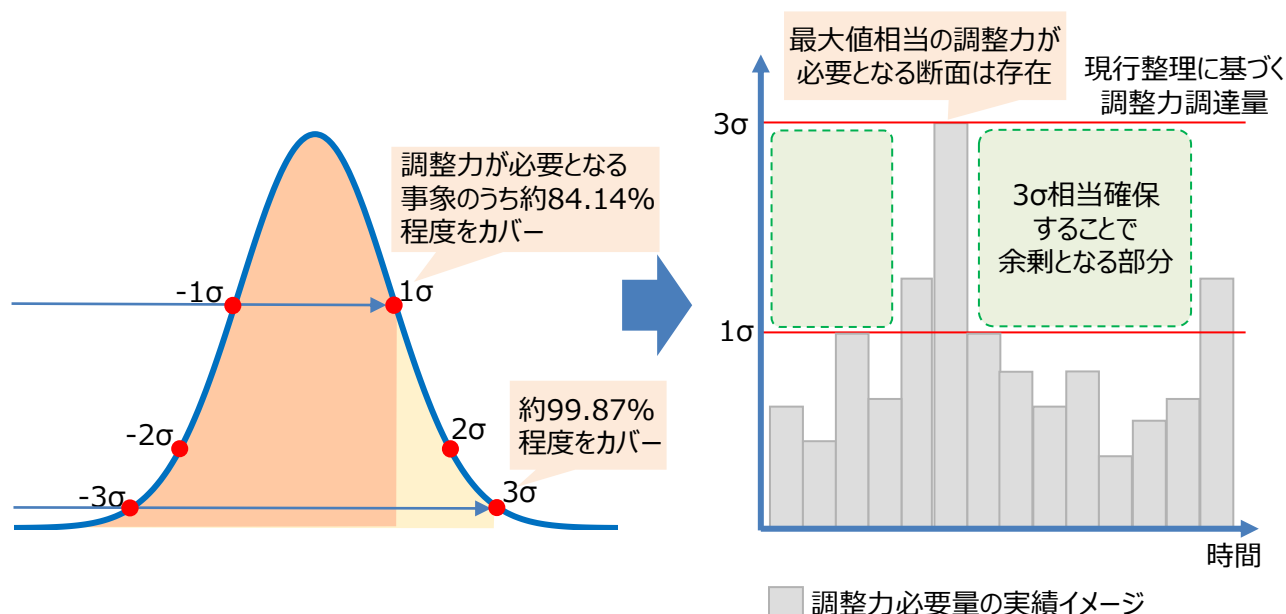


(参考) 前日商品の追加調達について (1 / 2)

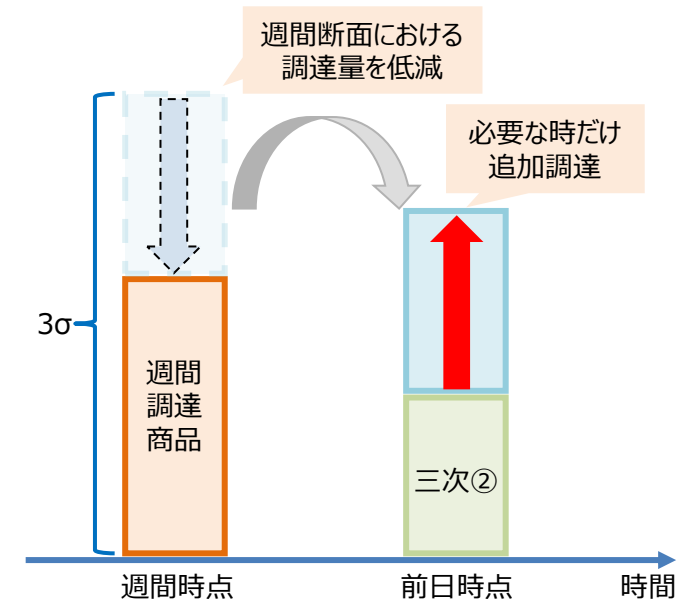
第83回制度検討作業部会
(2023年7月31日) 資料3 一部修正

- 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>

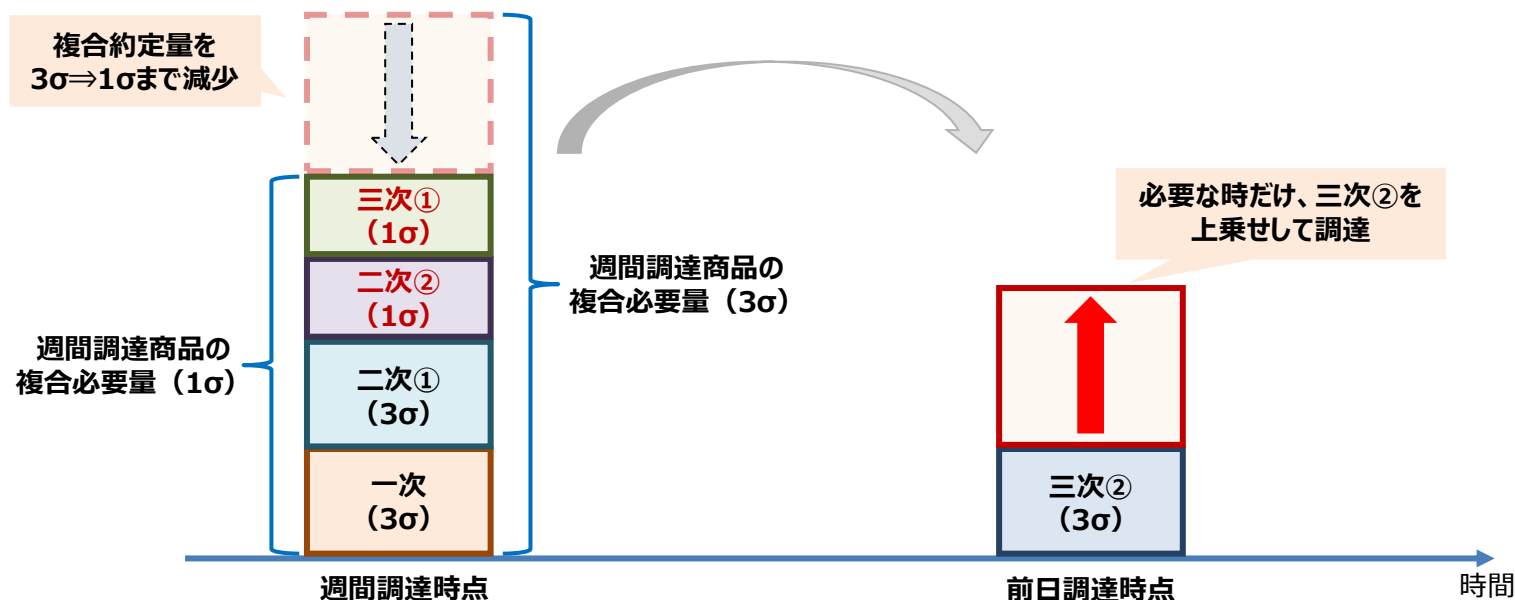


(参考) 前日商品の追加調達について (2 / 2)

第83回制度検討作業部会
(2023年7月31日) 資料3 一部修正

- 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。**

<週間調達商品の調達量効率化の考え方 (イメージ)>



※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。

1. 週間商品（二次②・三次①）の追加調達の
一時中断の効果について

2. 前日商品の募集量見直しの考え方

3. 募集量の削減に関する今後の検討について

（参考）4月の調整力調達実績

募集量の見直しに関する方針

- 前回の本作業部会では、「全商品の未達」は足下需給調整市場における課題の一つであり、誘導的な手法とともに、応急的な対応策として募集量の削減を進めていくこととした。
- 5月1日より導入した「前日商品の追加調達一時中断」は、三次②における未達の縮小とそれによる徒な三次②調達費用高騰を防ぐ施策だが、今もなお昼間帯（3ブロック～6ブロック）を中心に未達の断面が目立っている。
- 2024年5月1日～20日受渡し分のデータを参照すると、前日商品の調達費用は同年4月と比較して下がったが、依然として同年3月以前より高く、引き続き調達に負荷がかかっている状況は続く。
- 加えて、三次②の調達単価高騰は、ひいては2024年10月に行う一次～三次①の上限価格水準(※)の見直しにも影響を及ぼしうる（三次②平均単価につられ上限価格が高水準になる虞）。
（※）上限価格は、複合商品及び一次・二次①の単一商品に対して「三次②加重平均単価+3 σ （足下では39.02円/ Δ kW・h）」、二次②・三次①の単一商品に対して「三次②加重平均単価+1 σ （足下では14.42円/ Δ kW・h）」と設定。原則6か月周期で上限価格は更新され、2024年10月以降の新たな上限価格は、足下3月～8月の三次②調達単価を元に算出される。
- 一方で、足下一次～三次①については、上限価格の設定もあり想定を上回る調達負荷の発生には至っていない。
- そこで、**三次②募集量の見直しについては、他商品に先行し早急に対応**する。

【前日商品の調達費用推移】

(百万円)	2024/2	2024/3	2024/4	2024/5(~20日)
期間合計費用	2,547	6,840	13,626	6,137
1日あたり費用	88	221	454	307

前日調達募集量の見直しについて①

- 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) 調達募集量の見直し

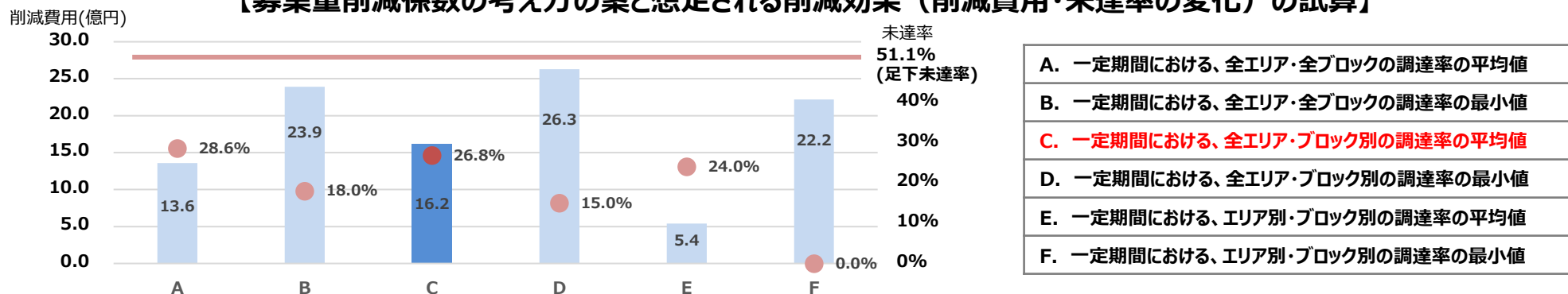
第92回制度検討作業部会
(2024年5月10日) 資料4 一部修正

- 24年4月の全商品開始以降も大半のエリア・商品の組み合わせにおいて、募集量が応札量を大きく上回っており、市場原理による競争活性化が働いているとはいいがたい状況である。
- 他方、安定供給の観点からは、必要な調整力については余力活用契約により確保できており、足元では問題が生じているわけではない。
- 広域的な調整力の調達という需給調整市場の目的を踏まえると、市場調達が基本になると考えられるが、大幅な未達が発生し、市場競争が十分に働いていない現状においては、余力活用契約など市場以外の調達方法にも頼りつつ、**現在の需給調整市場における調整力募集量を絞ることも一案**ではないか。
- 例えば、週間・前日商品について、【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する方法、【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する方法などが考えられるのではないかと。（※）これまでの調達率の実績を踏まえた割合など。
- また、前日商品である三次②については、週間取引の二次②・三次①と同様に、【c】調達量を $3\sigma \rightarrow 1\sigma$ 相当に減らし、不足分は余力活用契約により確保する、といった方針も一つ考えられるのではないかと。
- いずれにせよ、本対応を取るにあたり、**「対象商品」「絞り込みの水準」のあるべき定め方**について、検討をする必要がある。
- なお、必要量の算定については特段規程や需給調整市場ガイドラインの中で定められているものではなく、スムーズに暫定措置として打つことができる施策である。

前日調達募集量の見直しについて②

- 【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）

・募集量削減係数算出のための一定期間：2024年5月1日～17日

・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) 募集量削減係数を用いた募集量の見直しイメージ

募集量の見直しイメージ
(募集量削減係数は「C. 一定期間における、全エリア・ブロック別の調達率の平均値」)

	①N月 全エリア募集量合計(削減前)	②N月 全エリア約定量合計	③N月 調達率平均 (②÷①)
1BL	100	50	50%
2BL	100	40	40%
3BL	500	150	30%
4BL	800	480	60%
5BL	1000	700	70%
6BL	600	300	50%
7BL	200	150	75%
8BL	100	40	40%

④をN+1月 各エリア募集量に掛けて削減

④N+1月 Aエリア募集量(削減前)	N+1月 Aエリア募集量 (③×④)
10	5
10	4
40	12
60	36
100	70
50	25
20	15
15	6

④N+1月 Bエリア募集量(削減前)	N+1月 Bエリア募集量 (③×④)
8	4
10	4
30	9
50	30
60	42
20	10
12	9
10	4

(※1)上記データはあくまでもイメージであり、実際の取引結果を指すものではない。
(※2)2024年5月1日～20日分における、全エリア・ブロック別の調達率平均は以下の通り（電力受給調整力取引所資料より事務局試算）。
1BL：88% 2BL：91% 3BL：49% 4BL：50% 5BL：43% 6BL：48% 7BL：85% 8BL：93%

前日調達募集量の見直しについて③

- 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。

1. 週間商品（二次②・三次①）の追加調達の
一時中断の効果について

2. 前日商品の募集量見直しの考え方

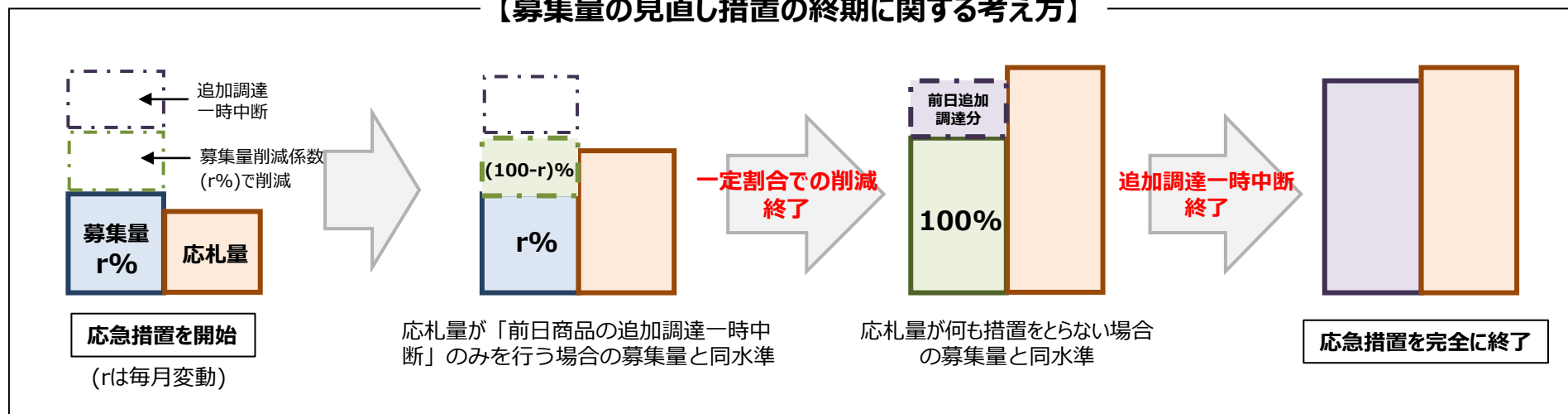
3. 募集量の削減に関する今後の検討について

（参考）4月の調整力調達実績

募集量の見直しに関する今後と留意点①

- 「前日商品の追加調達一時中断」および本対応（三次②募集量に対して一定割合を乗じた削減）については応急措置としての位置づけであり、今後他の施策を打つことによる未達率の変化等を踏まえ、然るべきタイミングで措置を終了し、順次元の運用に戻すことも考えられる。
(※)「前日商品の追加調達一時中断」の開始時、追加調達の再開時期は、国や電力広域的運営推進機関での検討を踏まえ、5月中に提示するとしていた。
- その判断基準として、例えば「**措置を終了し募集量が増加しても、一定の競争原理が働く状態**」にまで応札がなされていることが挙げられる。
- 6月以降も、「前日商品の追加調達一時中断」のみを行う場合の募集量・何も措置をとらない場合の募集量を試算。実際の三次②の応札量と比較し、各々の募集量に近い水準まで応札が増えた状況になれば、措置を終了しても一定の競争原理が機能するといえる。
- 本対応及び前日商品の追加調達一時中断は6月以降も継続し、今後取引状況をモニタリングの上、このような状況になったと判断したタイミングで、これら2措置の終了を検討することとしてはどうか。

【募集量の見直し措置の終期に関する考え方】



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。

(参考) 揚水発電の公募調達実施

第92回制度検討作業部会
(2024年5月10日) 資料4 一部修正

- 揚水発電においては、揚水発電所の上池容量を踏まえた運用の制約などを主因に、一次・二次①における並列必須要件への適応が困難であるという課題があり、需給調整市場における揚水リソースの供出にはハードルがある。
- そこで、揚水リソース由来の調整力については、需給調整市場ではなく公募等で調達を行う方式に変更し、調達に自由度を一定程度設けることも一案か。本対応により、公募での調達を行う分需給調整市場での募集量の削減にも繋がらうか。
- ただし、需給調整市場での調整力調達を促し市場競争によりコストを低減すべく、調整力公募は沖縄エリアを除き2024年3月に終了した中、リソース限定での公募復活による効果や公募調達の対象・公募要件などについては検討が必要である。

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

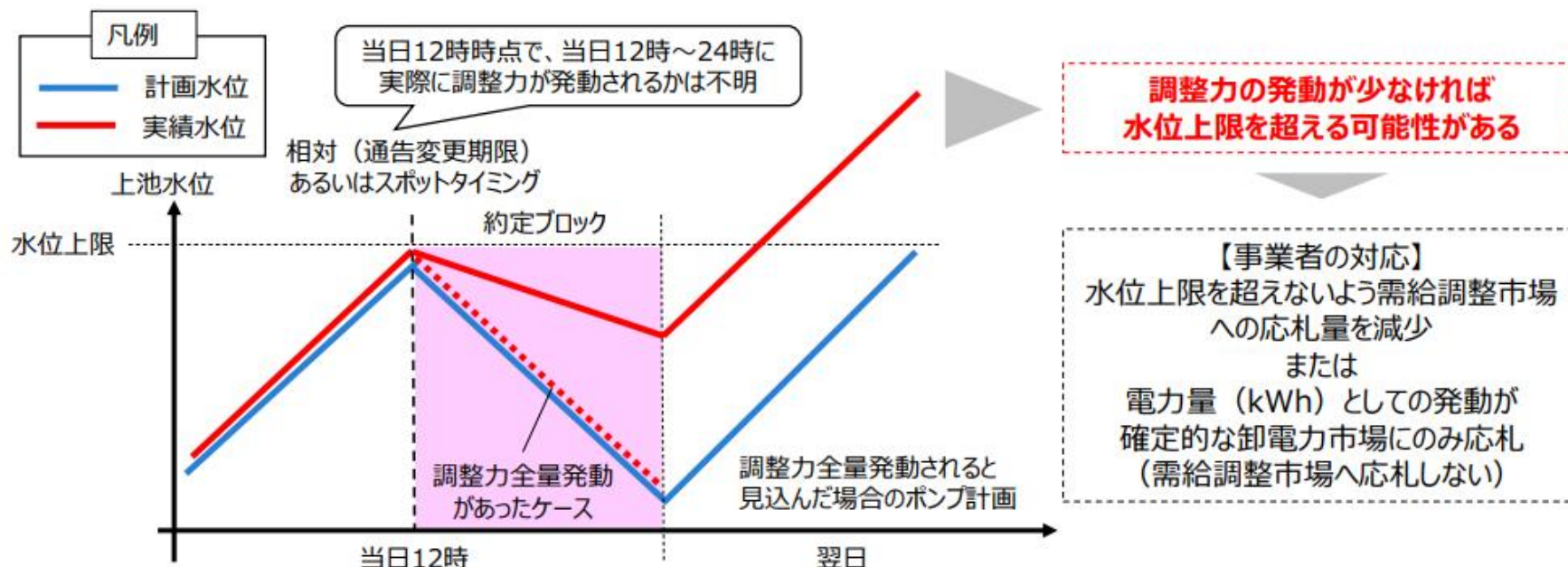
18

- 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. 週間商品（二次②・三次①）の追加調達の一時的中断の効果について
2. 前日商品の募集量見直しの考え方
3. 募集量の削減に関する今後の検討について

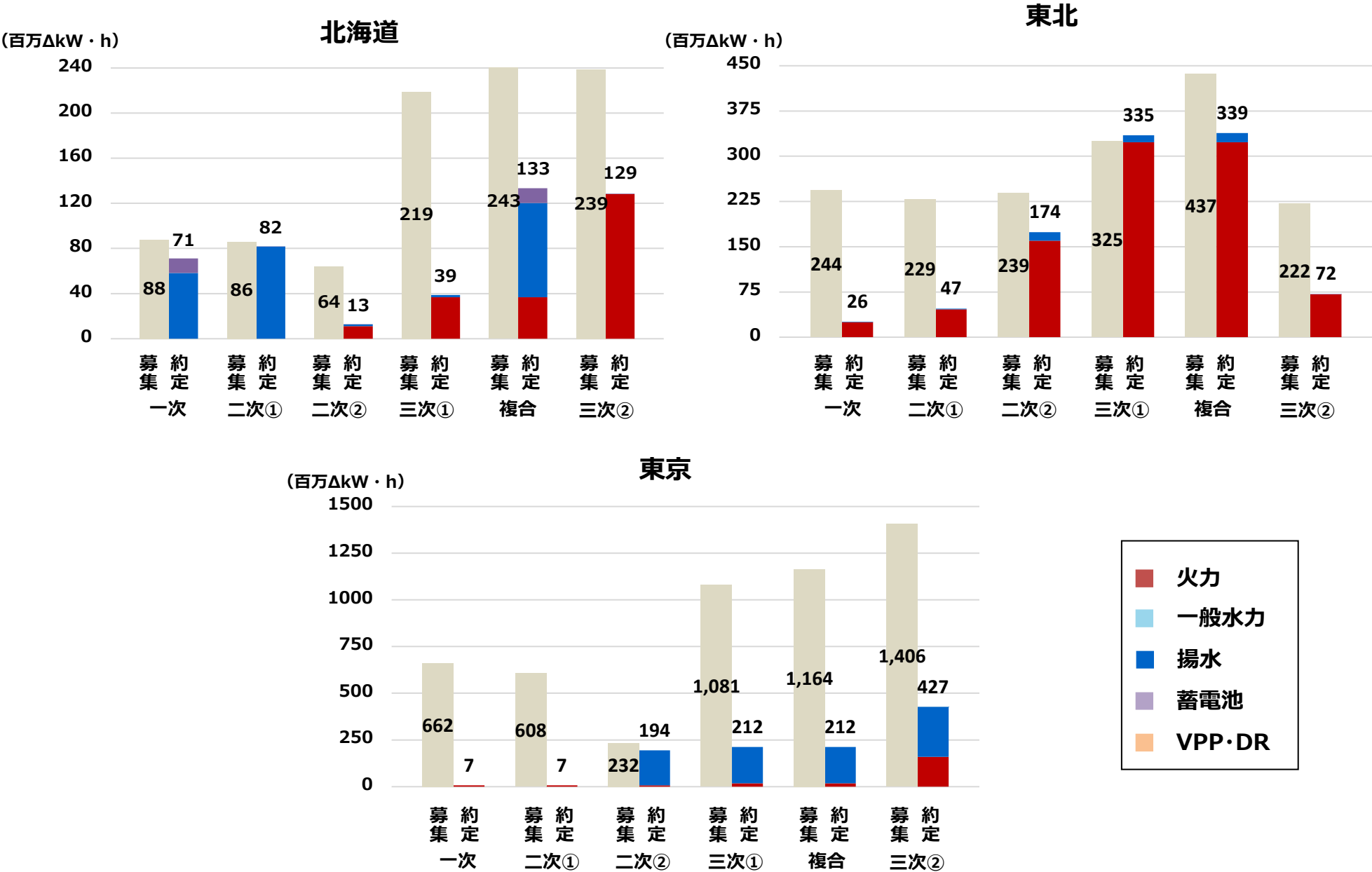
（参考）4月の調整力調達実績

（第92回制度検討作業部会での公表データを再掲）

約定量の動向（2024年4月）（1／5）

- 本年4月の需給調整市場における約定量の動向は、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、約定量が募集量を大幅に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。
 - エリア別では、東北、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、火力、揚水、蓄電池等のリソース別に見ると、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、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、東北、関西、九州においても約定量が少なくなっている。
 - 北海道で蓄電池が少量約定しているが、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。

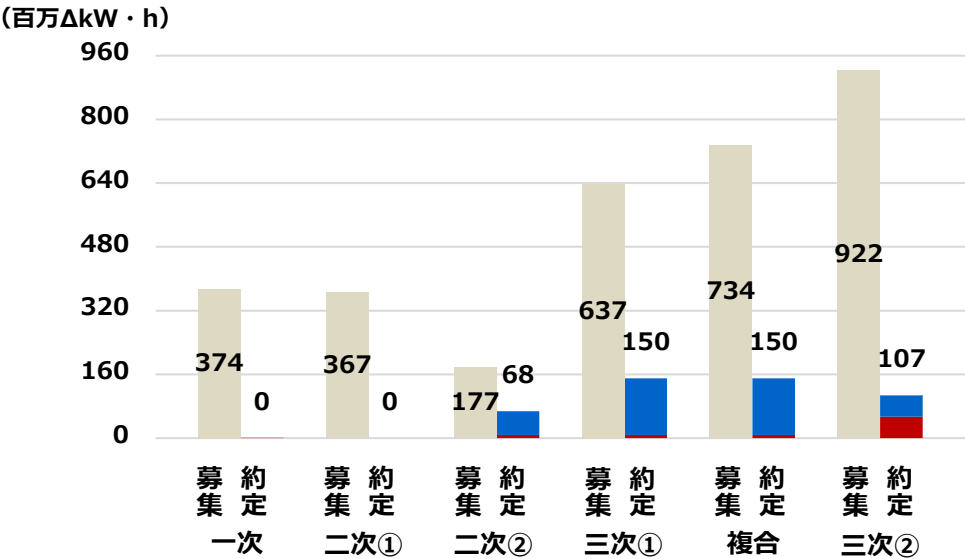
約定量の動向（2024年4月）（2／5）



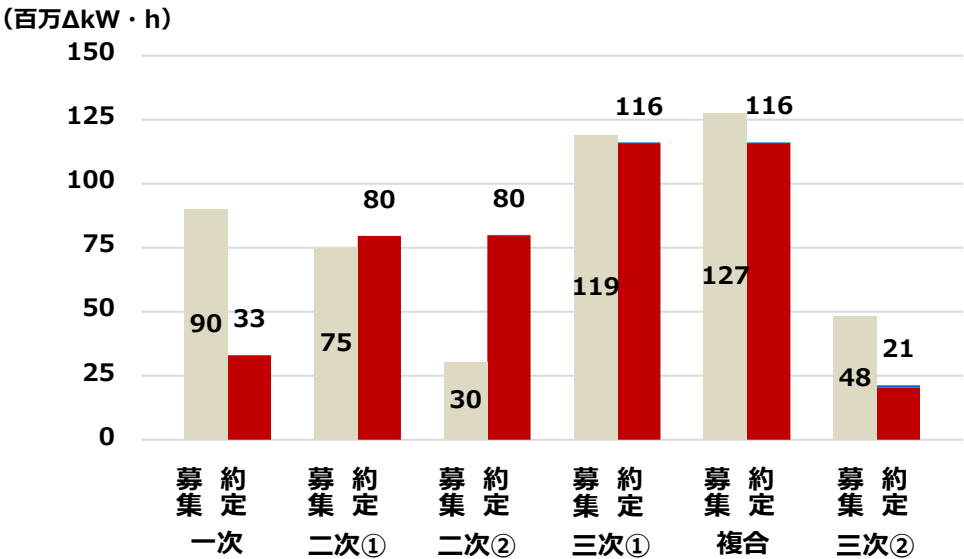
（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

約定量の動向（2024年4月）（3／5）

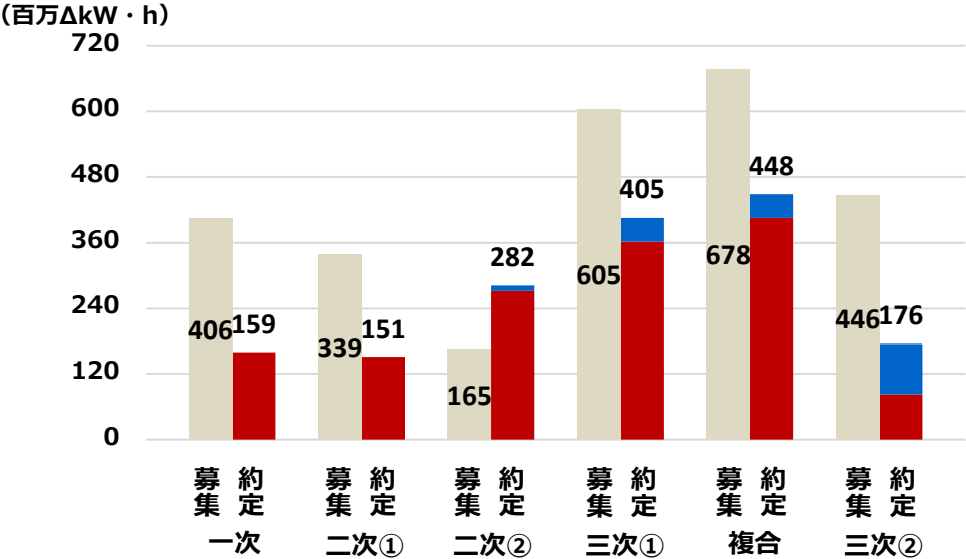
中部



北陸



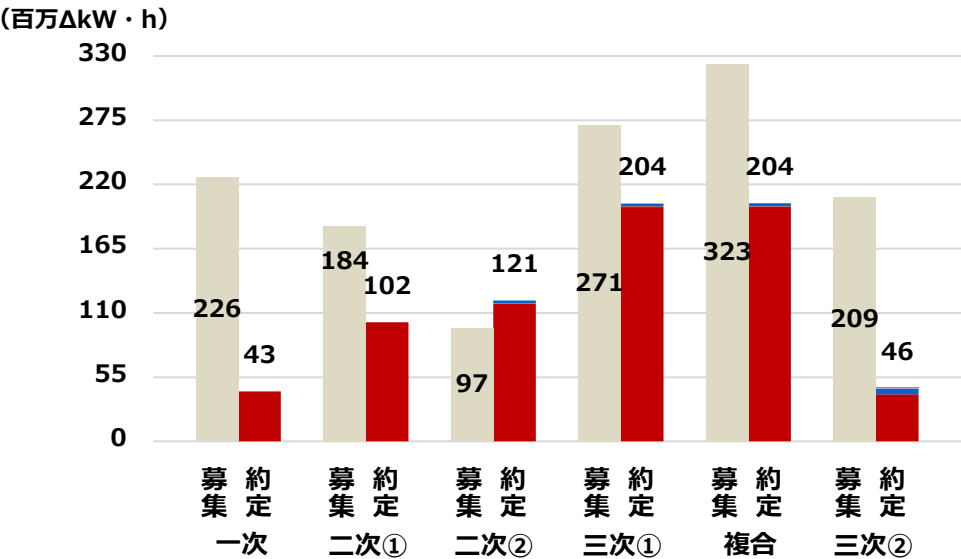
関西



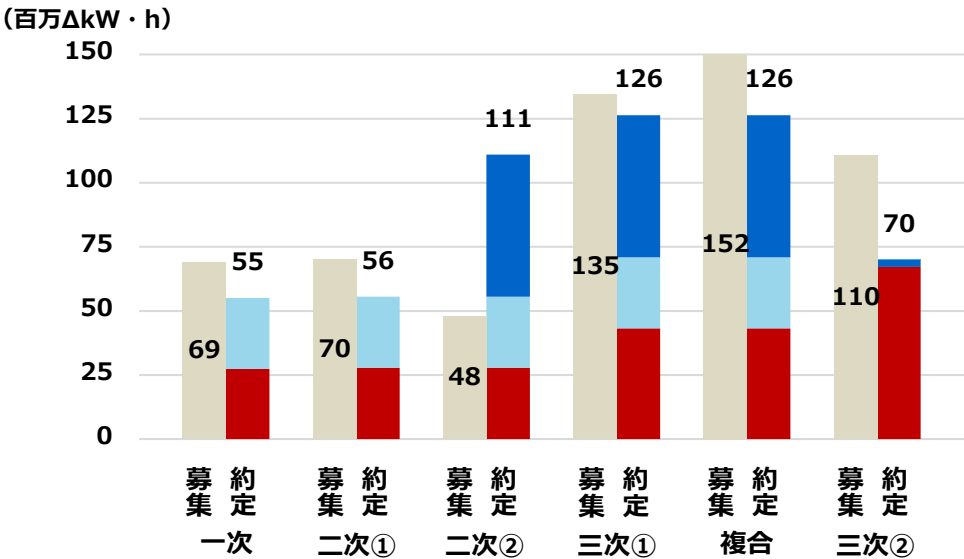
(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成 (速報値)

約定量の動向（2024年4月）（4／5）

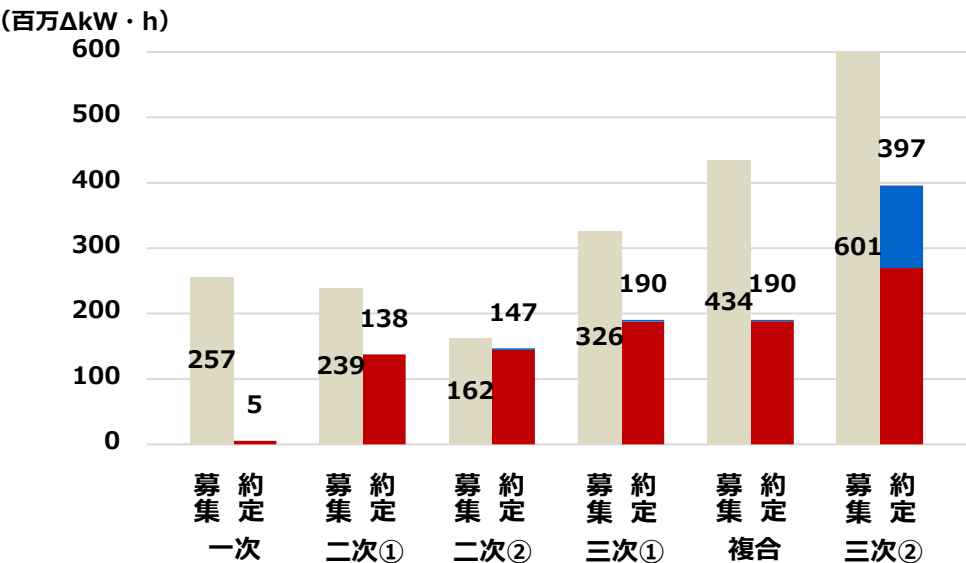
中国



四国



九州



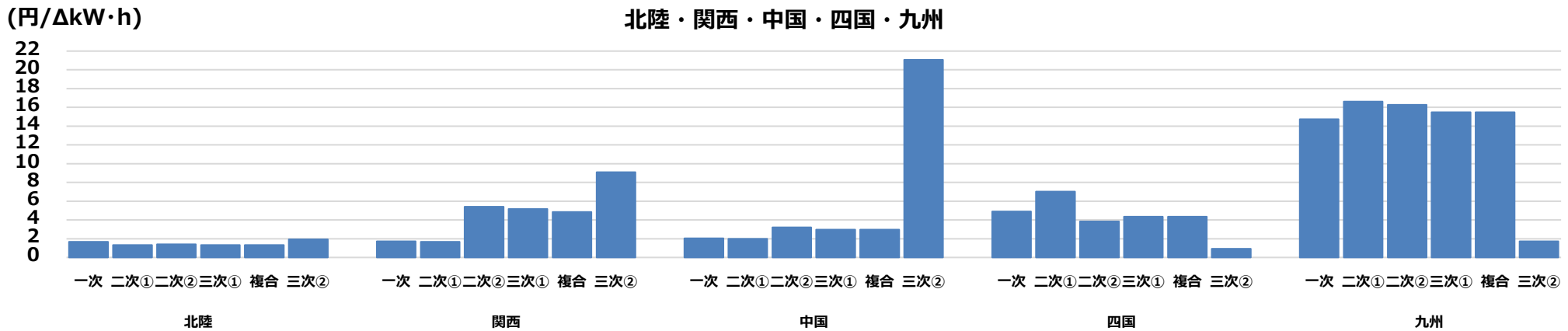
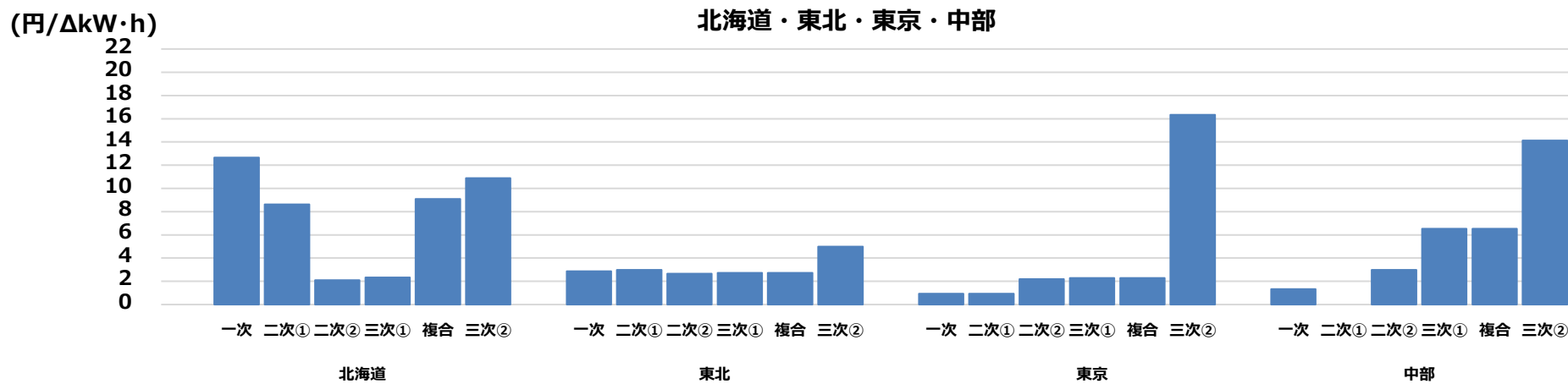
約定量の動向（2024年4月）（5／5）

【商品別の未達率(%)】

	一次	二次①	二次②	三次①	複合	三次②
北海道	19	5	80	82	45	46
東北	89	79	29	8	24	68
東京	99	99	19	80	82	70
中部	100	100	62	76	80	88
北陸	63	4	0	5	9	56
関西	61	56	3	33	34	61
中国	81	45	8	25	37	78
四国	22	21	0	7	17	37
九州	98	48	34	46	56	34
全国	84	71	28	54	56	66

約定価格の動向（2024年4月）（1／3）

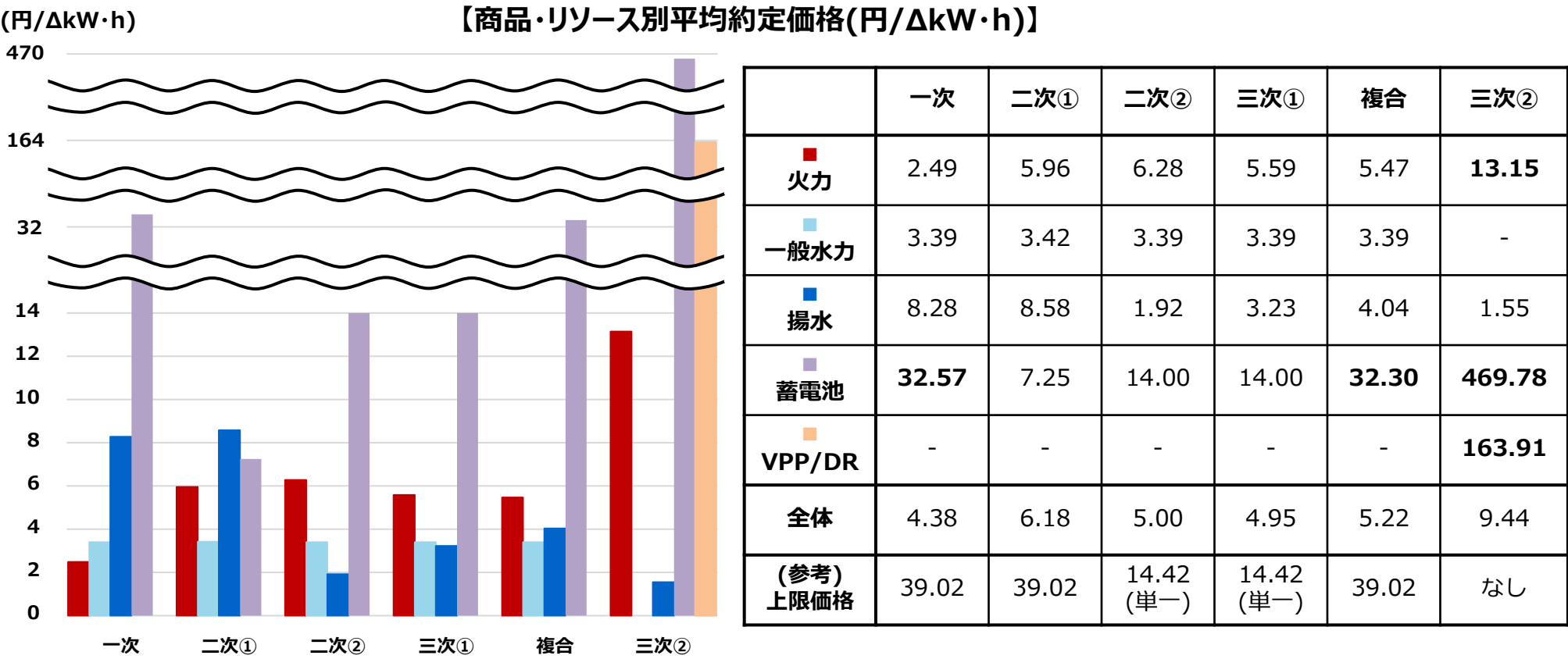
- 約定価格は、エリアにより大きな差を生じており、北海道や九州において平均単価8円超の商品が多い一方、東北、北陸、中国においては、すべての商品について比較的低くなっている。
- 応動時間の短い高速商品（一次及び二次①）は、低速商品（二次②及び三次①）に比べて上限価格が高めに設定されているが、東京、中部、関西では、高速商品が低速商品より安い約定価格となっている。
- 上限価格の設定がない三次②について、東京、中部、中国で約定価格が他商品に比べて相当高くなっている。



(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）

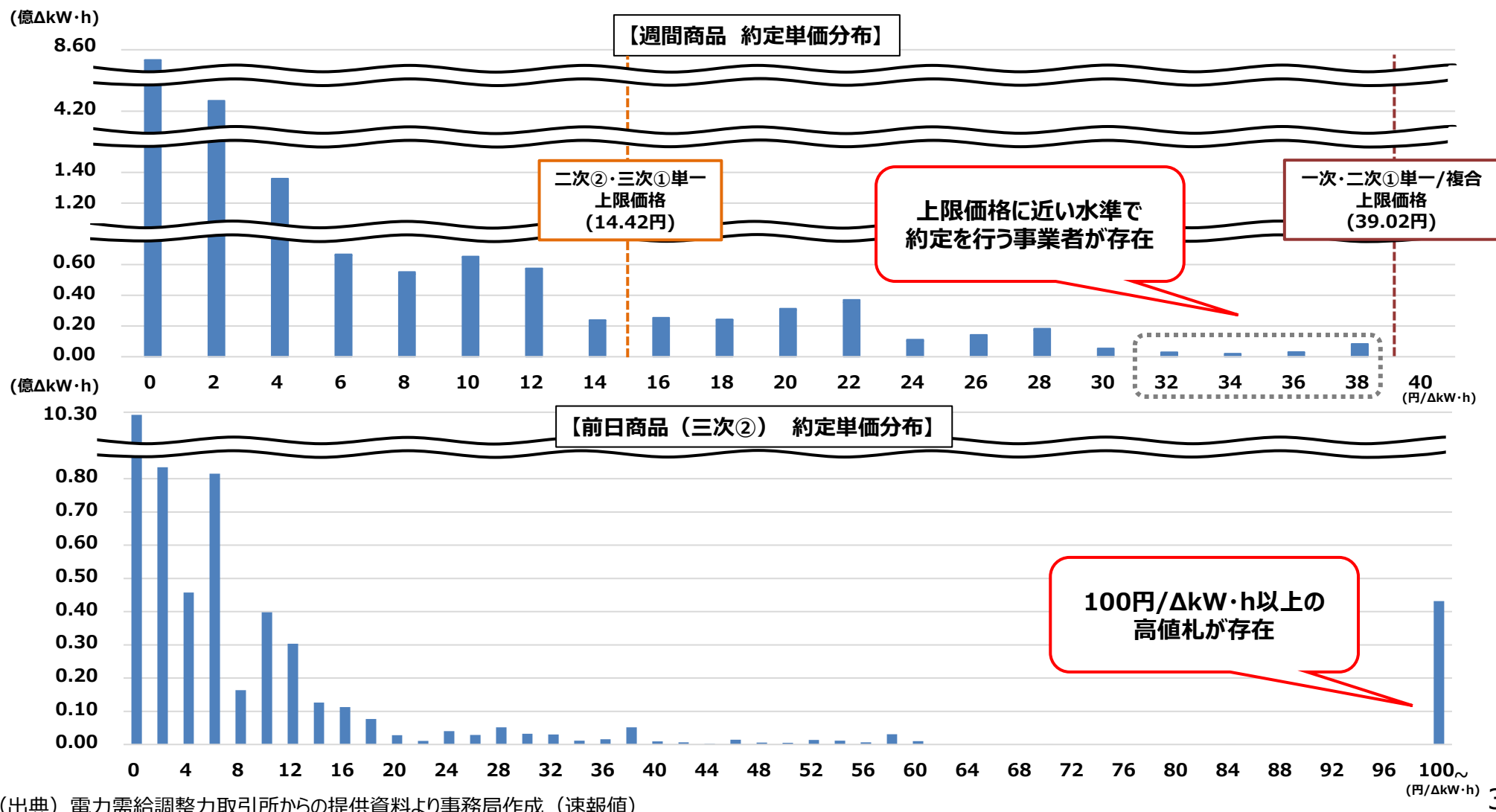
約定価格の動向（2024年4月）（2／3）

- 一次や複合商品においては、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、蓄電池やDRリソースについて価格の高騰が見られる他、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が存在することが確認できる。



約定価格の動向（2024年4月）（3／3）

- 週間商品（一次～三次①）は、上限価格に近い水準の約定もあったが、上限価格への張り付きはなかった。
- 三次②は上限価格設定がない中、100円/ΔkW・h以上の高値札が多く約定した。



調達費用総額の動向（2024年4月）

- 調達費用全体で見ると、上限価格設定によって調達費用総額が抑制された週間商品と比べ、前日商品の調達費用が多額となったエリアが存在。また、当該エリアでは2024年4月14日までと比較して、同程度かさらにそれ以上のペースで前日調達の調達費用が上昇している。
(注)2024年4月1日～14日までの前日商品の調達費用は、東京エリアで2,287百万円、関西エリアで969百万円
- 2023年度の三次②調達費用総額と比べて、この期間中に多くの費用が発生。エリアによって傾向は異なるが、高価な火力・蓄電池・DRリソースは、約定量は少量ながら調達費用を押し上げる要因となったと考えられる。

【2024/4/1～4/30 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	1,213	1,397	231	2,611
東北	923	359	55	1,281
東京	486	7,002	8	7,488
中部	981	1,515	83	2,496
北陸	155	41	0	196
関西	2,173	1,596	417	3,768
中国	605	967	87	1,572
四国	548	65	10	613
九州	2,938	683	146	3,621

【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

(出所) 送配電網協議会・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）

市場外調達における4月の取引状況

- 週間調達時点で未達が発生した場合にTSOが行う「市場外調達」について、2024年4月1日～19日までの調達状況を確認した。
- 結果、関西、四国、九州以外の各エリアで市場外調達量は0であり、またこれら3エリアでも週間商品未達量に対して十分な量は確保されず、調整力全体としては余力活用契約電源に依存している様子がうかがえる。

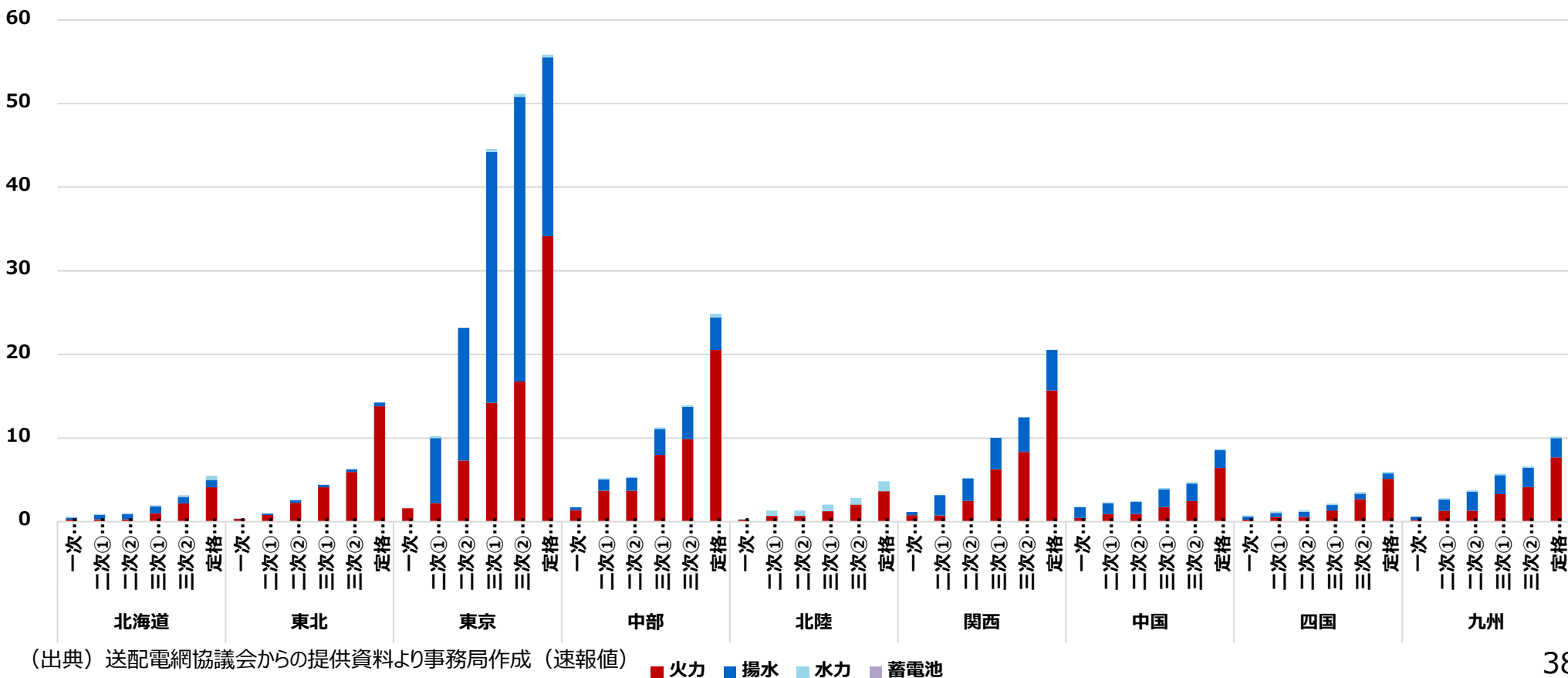
(百万ΔkW・h)	一次～三次① 複合募集量 (A)	一次～三次① 市場調達量 (B)	一次～三次① 市場外調達量 (C)	一次～三次① 複合未達量 (A)-(B)-(C)
北海道	154	81	0	73
東北	277	219	0	58
東京	738	134	0	604
中部	465	98	0	367
北陸	81	71	0	9
関西	429	261	4	164
中国	205	132	0	73
四国	96	78	13	5
九州	275	93	19	163

(出典) 送配電網協議会からの提供資料より事務局作成 (速報値)

余力活用契約の状況について

- TSOが発電事業者と締結し、調整力調達のセーフティネットとしての意味合いを持つ「余力活用契約」について、2024年度の契約締結状況について確認した。
- 現在、余力活用契約を締結している電源のうち調整機能を有するものの規模は、約1.51億kW※であり、火力や揚水リソースが中心となっている。※ 定格出力の合計値

(百万kW)



4月の余力活用状況について

- 2024年4月1日～4月19日までににおける、余力の活用状況を確認した。
- 同期間の実績では、どのエリアもBG余力※を上回る余力確保必要量が生じている状況ではなく、**現状ではBG余力の範囲内で調整力をカバーできている状態と判断できる。**
※BGが運転を計画している電源全体から、BGの供給力に活用する量とΔkW約定量（市場・市場外）を除いた余力。
- ただし、高速商品である一次や二次①の要件を満たすBG余力が十分に無かったことなどから、その分余力活用契約による電源の追加起動などが必要となるエリアも存在した。

(単位) 百万ΔkW・h	週間調達			前日調達		余力確保必要量 (1)+(4)-(2) - (3) -(5)	BG余力
	必要量 (1)	調達		必要量 (4)	調達		
		市場 (2)	市場外 (3)		市場 (5)		
北海道	154	81	0	16	51	37	56
東北	277	219	0	85	44	99	223
東京	738	134	0	303	253	655	1,067
中部	465	98	0	243	75	535	762
北陸	81	71	0	24	17	17	102
関西	429	261	4	129	156	138	760
中国	205	132	0	75	26	122	340
四国	96	78	13	46	56	0	328
九州	275	93	19	226	266	123	694

(出典) 送配電網協議会からの提供資料より事務局作成（速報値）