

# 需給調整市場検討小委員会における議論の方向性と整理 (2025年度実績および2026年度以降の検討課題)

2026年3月3日

需給調整市場検討小委員会 事務局  
調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 事務局

- 需給調整市場は、2024年4月より全商品取引を開始（全面運開）したものの、全商品において募集量に対する応札量ならびに約定量の未達が発生し、本小委員会のみならず、制度検討作業部会（以下、「TF」という。）や、制度設計・監視専門会合といった審議会においても様々な対応を検討してきたところ。
- 他方、2025年度開始当初もこれらの未達状態は継続しており、その対策や検討を継続してきた状況であった。
- 今回、2025年度における需給調整市場を取り巻く検討（主には応札不足に対する検討）状況やその整理状況、2025年度取引実績ならびに2026年度において検討すべき課題の方向性についてご報告する。

年度		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028以降	
一次	運用	広域運用 (周波数変換装置を含む直流設備を除く)									
	調達	調整力公募				▼広域調達開始 広域調達 (週間)			広域調達 (前日)		
二次 ①	運用	エリア内運用						▼広域運用開始 広域運用			
	調達	調整力公募				▼調達開始 エリア内調達 (週間)			エリア内調達 (前日)	▼広域調達開始※ 広域調達 (前日)	
二次 ②	運用	エリア内運用			▼広域運用開始 広域運用						
	調達	調整力公募				▼広域調達開始 広域調達 (週間)			広域調達 (前日)		
三次 ①	運用	段階的 広域運用	▼広域運用開始								
	調達	調整力公募		▼広域調達開始 広域調達 (週間)				広域調達 (前日)			
三次 ②	運用	段階的 広域運用	▼広域運用開始 広域運用								
	調達	調整力 公募	▼広域調達開始 広域調達 (前日)								

※一般送配電事業者による二次①の広域運用が実現可能となったうえで、2027年度からの広域調達を目指す

1. 2025年度の検討状況

2. 2025年度の取引実績

3. 2026年度以降の検討すべき課題の整理

(参考) 需給調整市場に関する審議会動向 (課題検討状況)

(参考) 要件変更等のスケジュール

# 1. 2025年度の検討状況

## 2. 2025年度の取引実績

## 3. 2026年度以降の検討すべき課題の整理

(参考) 需給調整市場に関する審議会動向 (課題検討状況)

(参考) 要件変更等のスケジュール

- 2025年度においては、前年度から引き続き、足元の応札不足対応を中心に市場外調整力（自然体余力）や、緊急時調整力の見直し（EPPS動作期待等）による募集量の控除をはじめとし、将来的な一次調整力のΔkWマージンの取扱いの方向性や、変動性再エネの活用方法に関する整理を実施した。
- 加えて、2026年度から開始される現週間商品の前日取引化や、機器個別計測の導入といった制度変更に向けた対応や関連する準備についてもフォローアップを実施した。

商品	No	課題	詳細
一次	<b>1-1</b> <b>1-2</b>	<b>広域調達</b> <b>機器個別</b>	<b>2027年度（二次①広域調達開始）以降の広域調達の在り方</b> <b>一次の先行導入の検討</b>
二次①	2-1	広域調達	2027年度からの広域調達の検討
二次②			
三次①			
三次②	<b>5-1</b>	<b>必要量</b>	<b>2025年度事後検証・2026年度事前評価および必要量低減の取り組み</b>
複合商品	6-1	一次アセスメント	一次のみのアセスメント方法の検討
共通	<b>7-1</b> 7-2 <b>7-3</b> <b>7-4</b> <b>7-5</b>	<b>緊急時調整力</b> 専用線 <b>再エネ活用</b> <b>2026年度対応</b> <b>機器個別</b>	<b>緊急時（電源脱落）の調整力の調達方法</b> 低コスト方式の拡大 <b>将来の変動性再エネの調整機能の活用方法</b> <b>2026年度からの制度変更に向けた対応・準備（週間商品の前日取引化等）</b> <b>機器点電圧「特高」と機器点容量1,000kW以上の取扱い</b>
応札不足	<b>8-1</b> <b>8-2</b> <b>8-3</b>	<b>揚水発電</b> <b>制度的措置</b> <b>市場外調整力</b>	<b>揚水発電所の市場活用における課題整理（揚水公募等）</b> <b>制度的措置に係る残論点の整理</b> <b>市場外調整力の実態調査および募集量からの控除検討</b>

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
<p>1-1</p> <p>1ルート連系 エリアにおける 広域調達可否 と開始時期</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 交流連系されている エリアにおいて広域 調達を実施</li> <li>✓ 将来的にはΔkW マージンを廃止する 方向</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 取引実績（広域調達実績）を踏まえた 一次ΔkWマージンの廃止時期の検討</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 一次ΔkWマージンの取扱いについて整理</li> <li>✓ 供給面および運用容量の各制約要因において、 基本的には一次ΔkWマージンを廃止する方向</li> <li>✓ 廃止時期は、取引実績を踏まえて改めて整理</li> </ul> <p style="text-align: right;">【第56回 本小委員会（完了）】</p>
<p>1-2</p> <p>機器個別計測 における一次の 先行導入可否</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 2026年度の制度 開始時点において は早期導入不可</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 一次は需給調整市場でのkWh精算がな いため、次世代スマメの設置を待たずして 他の商品に先駆けて市場できる可能性</li> <li>✓ アセスⅡ前の妥当性確認に用いるデータと それを一送に連携する仕組みの整理</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 一送が事後的にアクセスした場合であってもタイ ムスタンプ等によりデータの信頼性が担保でき、 現状の妥当性確認にも整合したデータを提供 できれば暫定的な運用として先行導入を認める</li> <li>✓ 開始時期は、運営等に関する取り扱いも含め、 需給調整市場の取引規程類を改定後</li> </ul> <p style="text-align: right;">【第59回 本小委員会（完了）】</p>

## 課題

## これまでの整理事項

## 小委における論点

## 小委での議論における方向性

- ✓ まずは広域運用ができることを確認した上で広域調達を実施

- ✓ 取引実績を踏まえた広域調達の在り方

2-1 2027年度からの広域調達に向けた検討

課題

これまでの整理事項

小委における論点

小委での議論における方向性

---

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
<p>5-1 2025年度事後検証・2026年度事前評価および必要量低減の取り組み</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ アンサンブル予測開始</li> <li>✓ 効率的な調達開始</li> <li>✓ 取引単位時間30分化開始</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 更なる気象精度向上の取り組み</li> <li>✓ 更なる必要量低減の取り組み (信頼区間幅を活用した手法の検討)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 三次②必要量の将来的な算定の方向性として、信頼度階級予測と信頼区間幅予測を併用した手法を提案。今後、詳細について、各TSOとも連携しながら検討する 【第58回 本小委員会】</li> <li>✓ 2025年度事後検証および2026年度事前評価を実施 【第59回 本小委員会 (完了)】</li> </ul>

## 課題

## これまでの整理事項

## 小委における論点

## 小委での議論における方向性

- ✓ 一次を含めて許容範囲を設定

- ✓ 複合された応動から一次の応動のみを切り出したアセスメントの方法

6-1 一次のみの  
アセスメント方法  
の検討

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
7-1 緊急時（電源脱落）対応の調整力確保方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 再エネ余剰時はポンプに持ち替え、ΔkW 約定リソースを停止</li> <li>✓ ポンプ遮断の要件を整理</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ EPPS考慮による必要量見直しの検討</li> <li>✓ 早期の（簡易的な）対応方法の検討</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ EPPS動作量（固定分600MW）については、緊急時対応調整力から控除可能の見通し</li> <li>※健全側への影響を考慮し、控除後の下限値は600MW</li> </ul> <p style="text-align: right;">【第55回 本小委員会（完了）】</p>
7-2 低コスト方式の専用線の拡大可否	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 10MW未満かつ上位2電圧以外は電柱方式可</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 電柱方式の拡大</li> </ul>	
7-3 将来の変動性再エネ調整機能の活用方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 変動性再エネの調整機能の活用を目指す</li> <li>✓ 対象は市場連動型のFIP電源</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 技術面の課題</li> <li>✓ 制度面の課題（市場への応札）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 市場参加促進として、現行制度におけるリソース種別ごとの具体的な市場参加方法と市場取引の対価性を整理</li> <li>✓ 今後も引き続き、課題検討を進める</li> </ul> <p style="text-align: right;">【第56回 本小委員会】</p>
7-4 2026年度の制度変更に向けた確認・準備（週間商品の前日取引化等）	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 週間商品の前日取引化および30分化</li> <li>✓ 機器個別計測（群管理含む）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 各制度開始に向けた確認</li> <li>✓ 2026年度からの変更点</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 機器個別計測に関して、2026年度時点では、まず次世代スマメが設置された低圧機器点が全商品においてリスト・パターンにて市場参入可（低圧受電点に関しては全商品が参入可）</li> <li style="text-align: right;">【第57回 本小委員会（完了）】</li> <li>✓ 週間商品の前日取引化に関して、前日化以降、複合商品の調達量判断の閾値を10%とする</li> <li>✓ 三次②必要量については、複合商品の調達量に応じて控除量を使い分ける運用を開始する</li> <li style="text-align: right;">【第58回 本小委員会（完了）】</li> </ul>

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
<p>7-5 2026年度以降の機器個別計測に向けた課題</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 2026年度の制度開始以降に向けた論点</li> <li>✓ 次世代の分散型電力システムに関する検討会とも連携</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 機器点電圧「特高」の取扱い</li> <li>✓ 機器点容量1,000kWの取扱い</li> <li>✓ 機器個別計測の対象リソースの選定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 機器点電圧「特高」については、低圧・高圧同様にIoTルートでのデータ連携を採用、参入時期は次世代スマメ設置及び託送システム等の改修が完了後（2027年度以降、エリア別順次）</li> <li>✓ 機器点容量1,000kW以上リソースの入札単位は、リスト・パターン（簡易指令）とし、指令方法は「出力変化量指令」とする。また、対象上限を10万kW未満とし、余力活用電源を締結している受電点以下のリソースは対象外とする</li> <li>✓ 容量市場における発動指令電源の扱いとしては、計測点の違い等を踏まえ、「発動指令を優先し、速やかに代替不可申請を行うこと」を条件として、機器点での参入可とする</li> </ul>

【第59・60回 本小委員会（完了）】

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
<p>8-1 揚水発電所の市場活用における課題整理</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 揚水公募量の控除方法やポンプアップ原資の確保方法の対応案の整理</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 契約価格の在り方</li> <li>✓ 池全体の水位管理の在り方</li> </ul>	
<p>8-2 制度的措置に係る残論点の整理</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 制度的措置に関する基本的な考え方や個別論点を整理（技術面の検討）</li> <li>✓ 2026年4月からの導入は見送る方向【第103回TF】</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 誘導的措置の検討漏れ確認</li> <li>✓ 将来シナリオ想定</li> <li>✓ システム改修等費用の回収可否</li> <li>✓ 今後の市場状況等により導入検討再開【第103回TF】</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 現時点で浮き彫りとなっている論点（誘導的措置の検討漏れ含む）の技術面の検討は完了</li> <li>✓ 2024年度の応札状況等過去実績を踏まえると、楽観シナリオのみの想定は難しいため、技術的な観点からは何らかの形（強度）で制度的措置の導入検討を進めることが重要</li> <li>✓ システム改修等費用の回収が困難な電源群については、事業者には非合理的な金銭的損失を与える可能性があるため、措置の対象外とする方向 【第54回 本小委員会】</li> </ul>
<p>8-3 市場外調整力の実態調査および募集量からの控除検討</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 需給調整市場非参入電源の自然体余力（領域②）は、現状、大宗のエリアでほぼゼロ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 需給調整市場参入電源における余力</li> <li>✓ 控除できる蓋然性</li> <li>✓ 自然体余力（領域①②）を分析</li> <li>✓ 取引状況に応じて再度検討（控除量・控除期限等）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 火力リソースは「市場売れ残り」、「契約要因」を控除対象とし、揚水リソースは池水位（kWh）制約を考慮した控除量の考え方を整理（控除量としては対象となる自然体余力の1σ相当値） ※ 揚水随契による控除とは重複しないように控除</li> <li>✓ 控除開始は準備が整ったエリアから順次導入とし、控除期限は共に前日取引化により一定程度解消が見込まれるため、まずは2026年3月迄 【第56回 本小委員会（完了）】</li> </ul>

## まとめと今後の進め方

25

- 今回、これまでの議論内容や一次調整力をとりまく状況を踏まえて、一次調整力のΔkWマーシンの取扱いについて、検討した結果については以下のとおり。
  - (供給力面) 現状、一次調整力は供給力計上しない整理となっているため、供給力を確保するという観点からは、一次ΔkWマーシンを設定する必要性はない(廃止可)と考えられる
  - (熱容量制約) 広域調達進展によってフリンジが多少拡大したとしても問題ない(瞬時的超過を許容している)ことから、一次ΔkWマーシンを設定する必要性はない(廃止可)と考えられる
  - (同期/電圧安定性制約) 広域調達が進展していけば、自ずとフリンジ実績に反映され、二重確保となる一次ΔkWマーシンの必要性はなくなることから、基本的には廃止する方向性としつつ、適用時期をいつにするかは一次広域調達の進展とフリンジの関係性について見極めた上で判断することとしたい
  - (周波数維持制約) 広域調達有無によらず、GF(一次)確保量が少なくなる影響評価と対応(系統制御を活用した低下補填等)についての検討は始まっていることから、基本的には廃止する方向性としつつ、適用時期については上記検討状況や他制約要因との平仄を踏まえ判断することとしたい
- 2024年度より開始された一次調整力の広域調達については、現状では応札不足が続いており(広域調達された実績が少なく)、実績データからフリンジ傾向等について論じることは難しいことから、今後、必要な検討や対応準備を進めていき、実際の一次ΔkWマーシンの廃止時期については改めてお示しすることとしたい。

## 一次調整力の先行導入の検討について(2/2)

26

- 前頁のように、クラウドサービスを活用し、機器点での計測データを一般送配電事業者とクラウド上で連携することができれば、オフラインリソースであっても疑似的にオンライン監視ができるともいえる。
- ただし、疑似的なオンライン状態であり、一般送配電事業者が監視を行なうにあたっては、都度クラウドにアクセスする必要が生じるため、実務面を考慮すると、それをもってオンライン監視ができるものと扱うこと自体は難しいと考える。
- 他方で、一次調整力の先行導入に必要な事項としては、「アセスメントⅡに用いるkWデータの妥当性確認」を実施するための信頼性の担保された基準となるデータ(現行の受電点では託送供給の用に供する計量器の電力量)と、そのデータを一般送配電事業者に連携する仕組みが必要であることを踏まえると、データの改ざんを防止する機能を備えたクラウドサービスを活用することで、この点が解消できる可能性があるとも考えられる。
- つまり、一般送配電事業者が事後的にそのデータにアクセスした場合であっても、タイムスタンプ機能等によりデータの信頼性※1が担保でき、現状の妥当性確認にも整合したデータ※2を提供できるのであれば一次調整力の先行導入を実現することができるもの※3と考える。
- また、本来的には次世代スマメのIoTルート活用により妥当性確認に必要なデータが連携可能となることを踏まえると、次世代スマメが設置されるまでの暫定的な運用として、一次調整力の先行導入※4を認める方向としてはどうか。
- なお、本暫定運用の開始時期については、各一般送配電事業者にて、IoTルートを用いないデータ連携についての運営等に関する詳細な取り扱いも含め、需給調整市場の取引規程を改定後の開始となる。

※1 データ取得日時の記録も含めて、データ改ざんが実施できないことが担保されたデータ。

※2 現状の妥当性確認においては、kWhデータ(30分値)を活用している。

※3 アセスメントⅡに用いるkWデータ(1秒値)は、現行同様、オフライン枠であれば事後提出。オンライン接続の場合は、当該時間終了から1～5秒程度以内に連携いただくものとする。

※4 暫定的な運用は一般送配電事業者の個別対応となるため、情報セキュリティ方針の違いによりクラウドへのアクセス可否が異なる等、一般送配電事業者毎に対応が異なる可能性がある。

まとめ

63

- 今回、2025年度三次②必要量の事後検証および2026年度三次②必要量テーブルの事前評価を行った。
  - 事後検証について
    - ✓ 生じた再エネ予測誤差に対して、三次②調達量が不足となるコマが、全国平均で35%程度生じていたが、二次②・三次①や余力活用電源および広域需給調整で対応が出来ており、2025年度三次②調達における安定供給上の影響はなかったと言えるのではないか。
    - ✓ 一方、アンサンブル手法および取引単位30分化の導入に伴い、4～10月における三次②必要量が前年度比で約28.5億 $\Delta$ kWh低減（▲31.2%）しており、一般送配電事業者による三次②必要量低減に向けた取り組みの効果として評価できるのではないか。
  - 事前評価について
    - ✓ 2026年度の三次②必要量テーブルについては、母集団データの採録期間を至近3か年、特異値補正を格差1%以上とすることとしてはどうか。
    - ✓ アンサンブル手法、効率的な調達、取引単位30分化、複合商品必要量の控除量使い分け運用等により、2026年度の三次②年間必要量推定値は約89.7億 $\Delta$ kWh（前年比▲4.2億 $\Delta$ kWh、▲4.5%）となる見通し。
  - 今後の三次②必要量低減の取り組みについて
    - ✓ NEDO事業において開発された「信頼区間幅予測」の活用に関して、現行手法である「信頼度階級予測」との組み合わせによる新手法を検討しているところであり、今後は一般送配電事業者とも連携しながら、実運用に即したデータを利用した検証および検討を行っていく。

まとめ

42

- 今回、運用容量等作業会で、EPPS動作確実性向上のための整定見直しの方向性が示されたことから、異常時(電源脱落)対応調整力からEPPS動作分を控除できるかについて検討した結果は以下のとおり。
  - 【異常時(電源脱落)対応調整力からEPPS動作分を考慮(控除)する考え方】
    - 一次成分については、仮に1.0Hz程度の低下が10秒程度で起こった場合、10秒時点の融通量(動作量)は、一次調整力とほぼ変わらず、電源脱落に伴う周波数低下に十分に対応できると考えられる
    - 二次①・三次①成分についても、EPPS動作後の数コマ程度であれば、EPPSにより融通した供給力により対応することも可能であると考えられる
  - 【異常時(電源脱落)対応調整力必要量の考え方】
    - 50Hzおよび60Hz毎の同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量からEPPS動作期待分を控除した量が、EPPS動作期待分を上回る場合は「単機最大ユニット容量-EPPS動作期待分」、下回る場合は「EPPS動作期待分固定」とし、これを同一周波数連系系統の各エリア系統容量を元に按分した量
    - これら異常時(電源脱落)対応調整力必要量からEPPS分を控除することによる、EPPS動作時への健全側への影響も軽微であることも確認できた
- 以上を踏まえ、一般送配電事業者等の準備(必要量見直し対応等)が出来次第、異常時(電源脱落)対応調整力からEPPS動作分を控除する運用を開始することとしてはどうか。

## まとめと今後の方向性

39

- 今回、将来の変動性再エネの調整機能の活用方法の検討として、現行制度におけるリソース種別ごとの具体的な市場参加方法と市場取引の対価性の比較を行った。
- 現行制度においても、FIP等電源であれば需給調整市場へ応札することは可能であり、入札に必要な各種計画や $\Delta kW$ 供出の考え方等に差異があるが、供出した $\Delta kW$ については適切に評価される制度となっている。
- なお、需給調整市場に参加する場合は、予測外しによるアセスメント不適合を回避するために、予測の下振れを考慮した上で応札量を設定することが考えられるが、応札量は相応に少なくなってしまう点に留意が必要となる。
- 対価性については、FIP電源が得ることのできる「FIPプレミアム」「非化石価値」を考慮すると、現行制度上では需給調整市場への応札は、卸電力市場またはPPA（相対契約）と比べて劣後する可能性が高いと想定される。
- 一方、優先給電ルール等による出力制御断面では、需給調整市場取引であれば「 $\Delta kW$ 価値」を得ることができるが、卸電力市場またはPPA（相対契約）取引では「FIPプレミアム」「非化石価値」（場合により、PPA取引価格も）が得られなくなるため、基本的には需給調整市場取引が対価性で優位になると考えられる。（事業者が出力制御の実施有無をどのように把握するかは課題となる）
- これらを踏まえると、まずもっては出力制御断面において変動性再エネの調整機能を活用すべく、上記課題の解決に向けた検討を進めていく方向性が考えられる。
- また、対価性については将来の同時市場に関する検討の中で、調整力 $\Delta kW$ に対する適切な対価（パフォーマンス価値）の検討も始まっているため、将来的な技術ならびに制度動向も踏まえながら、引き続き、関係箇所とも連携の上、検討していくこととしてはどうか。

まとめ

27

- 2026年度の前日取引化後の複合商品(＋二次②・三次①)の必要量の判断基準(閾値)の見直しとして、今回、翌々日計画における広域予備率の計上方法の見直しならびに48点化された2025年度からの実績をもとに分析を行い、前々日断面から当日断面の予備率低下リスクも考慮して、「翌々日計画における広域予備率10%」を新たな閾値として採用することとしたい。
- また、関連して三次②必要量については、一般送配電事業者側での準備が整ったため、予定どおり、2026年度の前日取引化のタイミングに合わせて、複合商品の必要量によって控除量を使い分ける運用を開始していくこととする。

複合商品必要量の判断基準(閾値)の見直し検討について(2/2)

16

- 前々日断面において、沖縄を除く9エリアを1ブロックと仮定した場合の広域予備率をもとに、不足インバンス発生時における全体の低位16%に該当する広域予備率を確認したところ、10%程度(10.4%)となった。
- このため、広域予備率とインバンスの関係より、前日断面での複合商品(＋二次②・三次①)の必要量の判断基準としては、翌々日計画における広域予備率10%程度が閾値になると考えられるが、現在の閾値(12%)よりも少し低めの水準であることを踏まえて、前々日断面から当日断面での広域予備率の低下リスクも見て判断することとしたい。(次頁参照)

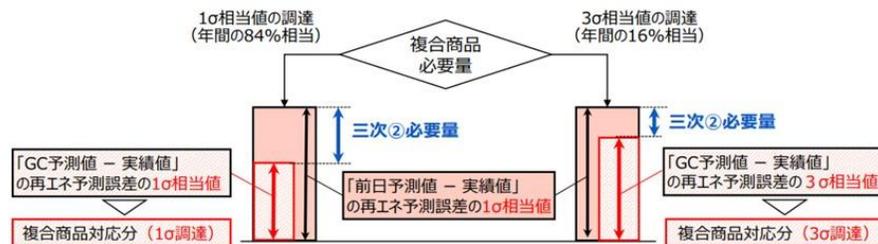


- 使用データ
  - ・広域予備率
    - ：前々日断面のエリア需要とエリア供給力をもとに、全国を1ブロックと仮定した場合の広域的な予備率(諸元は広域機関公表値\*)
    - ※翌々日計画における沖繩を除いた9エリア需要と9エリア供給力
  - ・当日需要
    - ：当日断面の広域予備率算定時における需要(広域機関公表値)
  - ・インバンス量
    - ：インバンス料金単価算定根拠としての公表値(ICSP公表値)
- データ粒度およびデータ対象期間等
  - ・データ粒度：30分単位
  - ・データ対象期間：2025.4～2025.9月末(2025年度上期)
  - ・対象時間帯：0:00～24:00

三次②必要量の見直し検討について(関連課題)

20

- 第52回本小委員会(2024年12月5日)にて、複合商品の必要量は三次②必要量にも関係するため(下図)、三次②必要量の見直し(複合商品の必要量により控除量を使い分け)を関連課題とし、2026年の前日取引化に合わせて控除量の使い分け運用ができるように検討を進めるとしていた。
- この点、一般送配電事業者側の準備(ツール整備等)が整ったため、予定どおり2026年度の前日取引化開始のタイミングに合わせて、更なる三次②必要量の低減にも資する本運用を実施していくこととしたい。



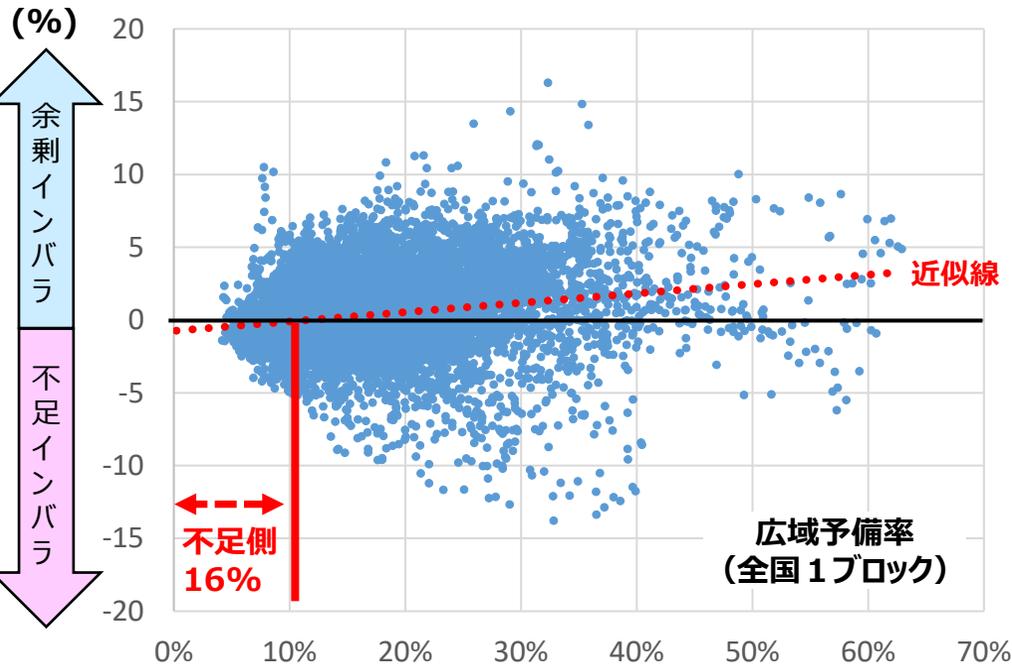
複合商品の必要量判断	三次②必要量の算定式
広域予備率が閾値以上 (複合商品で1σ相当値を調達)	「前日予測値-実績値」の1σ相当値 - 「GC予測値-実績値」の1σ相当値(複合商品対応分)
広域予備率が閾値未満 (複合商品で3σ相当値を調達)	「前日予測値-実績値」の1σ相当値 - 「GC予測値-実績値」の3σ相当値(複合商品対応分)

出所) 第52回需給調整市場検討小委員会(2024年12月5日)資料4をもとに作成-一部加工  
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuhousei/2024/2024\_jukyuhousei\_52\_haifu.html

## 複合商品必要量の判断基準(閾値)の検討について

- 複合商品必要量の判断基準の検討について、第58回小委員会（2025年11月13日）では、2025年度上期実績を諸元として試算を行い、「翌々日計画における広域予備率10%」を2026年度からの閾値にするとしていた。
- 今回、下期実績も追加し、2026年2月半ばまでを諸元として試算を行った結果も10%程度（10.1%）となった。
- この結果を踏まえ、2026年度以降（前日取引化以降）は、閾値10%を基本としつつ、今後の運用状況も踏まえ、必要に応じて見直しを検討することとしたい。

インバランス率※



- 使用データ
  - ・広域予備率
    - ：前々日断面のエリア需要とエリア供給力をもとに、全国を1ブロックと仮定した場合の広域的な予備率（諸元は広域機関公表値※）
    - ※翌々日計画における沖縄を除いた9エリア需要と9エリア供給力
  - ・当日需要
    - ：当日断面の広域予備率算定時における需要（広域機関公表値）
  - ・インバランス量
    - ：インバランス料金単価算定根拠としての公表値（ICS公表値）
- データ粒度およびデータ対象期間等
  - ・データ粒度：30分単位
  - ・データ対象期間：2025.4～2026.2.14
  - ・対象時間帯：0:00～24:00

※インバランス率 =  $\sum$  (インバランス量の全国計) /  $\sum$  (当日需要の全国計)

- 前日取引化の効果を更に高める（更なる広域調達の進展が期待できる）施策として連系線利用枠の拡大があり、現在2027年3月の運用開始を目指しているところ。
- 元々は2026年度当初を目指していたところであったが、第51回本小委員会（2024年10月23日）でお示したとおり、改修規模の増大（ロジックの追加）等によって遅延が生じたものである。
- また、本ロジックの追加※<sup>1</sup>に伴い、広域機関の業務規程におけるマージンの記載についても変更※<sup>2</sup>を行う予定である。

※<sup>1</sup> 逆向き潮流を利用することで、 $\Delta$ kWマージンが運用容量を超過する可能性があるため、運用容量を超えて管理するロジックの追加  
 ※<sup>2</sup>  $\Delta$ kWマージンが、運用容量を超えて管理する旨の記載変更が必要

(参考) 前日取引化により期待できる効果(連系線利用枠の拡大)

7

- 前日取引を実施している三次②では、スポット市場約定結果をもとに連系線の利用拡大が可能と整理されており、一次～三次①商品が前日取引化された場合も同様となり、更なる広域調達の進展が期待できる。

期待できる効果③ 連系線利用枠拡大

16

- また、前回の本小委員会が提案した連系線利用枠拡大についても、週間取引時には参照すべき計画潮流がないため、過去3か年潮流実績（GC時の計画潮流）の3 $\sigma$ 相当値を算出したうえで、全て同一方向となる連系線のみが対象となっており、これは前々日取引（スポット取引前）であっても変わらないと考えられる。
- 一方、三次②を対象とした前日取引時は、スポット市場約定結果をもとに全連系線を対象に利用枠拡大が可能と整理しており、全ての商品が前日取引（スポット取引後）になると、一次～三次①についても、より一層の連系線利用枠拡大が図れ、それに伴う更なる広域調達の進展（広札不足解消・約定価格低減）が期待できる。

※東北-東京間（逆方向）、関西-中国間（順方向）、中国-九州間（順方向）

【順方向の取引を想定した場合のイメージ】



(参考) 連系線利用枠の拡大に対するシステム改修スケジュールについて

8

- 連系線利用枠の拡大に関しては、早期実現の観点から広域機関システムの改修により対応することとしており、2026年度を導入目標時期として引き続き深堀検討を行うとしていた。
- この点、現時点の状況としては、改修規模の増大や他のシステム改修案件との兼ね合いにより、2027年3月頃の予定となっている状況である。

まとめ 41

<取引スケジュールの変更>

- ✓ 2026年度に前日取引化を実現することを目指し、引き続き詳細な状況の把握を行うとともに、国と連携して検討を行っていくこととする。
- ✓ 一般送配電事業者においても、前日化を実現する上での実務的な検討を引き続き行っていくこととする。

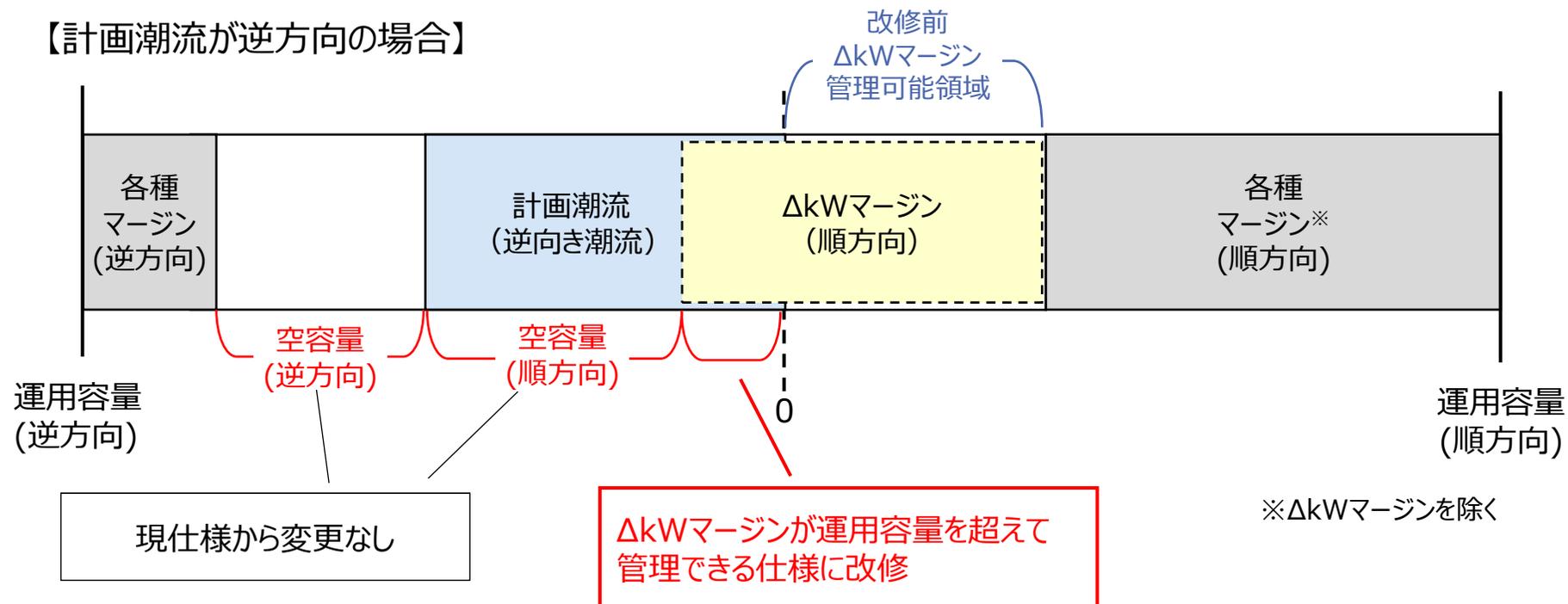
<広札不足に関する全体スケジュール>

- ✓ 複合的に関連する項目について、早期実現の観点から「連系線利用枠拡大」については広域機関システム側、これ以外をMMS側で実施することで、項目全て最速2026年度から実施可能とする考えを踏まえ、その実現可否については、引き続き深堀り検討（上記を踏まえた、全体スケジュールについては下表の通り）

市場機種の改修	改修内容	導入目標時期
市場機種の改修	取引スケジュール変更	2026年度 <sup>※1</sup>
	連系線利用枠拡大	2026年度 <sup>※2</sup> → 2027年3月頃の予定
	広域機関システム側の改修	2024年度 <sup>※3</sup>
	広域機関システム側の改修	2024年度 <sup>※3</sup>
広域機関システム側の改修	広域機関システム側の改修	2024年度 <sup>※3</sup>
	広域機関システム側の改修	2024年度 <sup>※3</sup>
	広域機関システム側の改修	2024年度 <sup>※3</sup>
	広域機関システム側の改修	2024年度 <sup>※3</sup>

※<sup>1</sup> エンジン側への改修は既に完了しているが、国と連携し、今後の検討が必要。  
 ※<sup>2</sup> 取引化の実現は、広域機関システム側の改修完了後、国と連携し、今後の検討が必要。  
 ※<sup>3</sup> 広域機関システム側の改修は、国と連携し、今後の検討が必要。  
 ※<sup>4</sup> 取引化の実現は、広域機関システム側の改修完了後、国と連携し、今後の検討が必要。  
 ※<sup>5</sup> エンジン側への改修は既に完了しているが、国と連携し、今後の検討が必要。

- 追加したロジックの概要としては、前日の需給調整市場で $\Delta kW$ 約定後、逆向き潮流を利用することで、運用容量を超える $\Delta kW$ マーシンの管理を可能とした。
- 空容量の扱いについては、現仕様から $\Delta kW$ マーシンを減少させており、追加で管理可能となった領域についても、従来どおり空容量から減少させることとなるため、現仕様から変更なし。



まとめ

34

- 2026年度時点の需給調整市場において追加で市場参入が可能となる参入要件をまとめると以下のとおりとなる。
  - 低圧受電点計測に関しては、2026年度から全商品においてリスト・パターンにて市場参入可
  - 機器個別計測に関しては、まずもって低圧機器点※が全商品においてリスト・パターンにて市場参入可
- また、次世代スマメの設置スケジュールに加え、取引規程類の改定等を踏まえると、現時点での機器個別計測適用時期としては、低圧リソースは2026年度から、高圧リソース（1,000kW未満）は2027年度から順次適用可能となることが想定される。
- 第13回分散型システム検討会（2025年9月8日）において示された、「機器点電圧が特別高圧」および「機器点容量が1,000kW以上」の取扱いといった2026年度以降の機器個別計測に向けた課題に関しては、検討項目のニーズや規模感も踏まえつつ、国や一般送配電事業者とも連携しながら詳細検討を進めていくこととする。
- なお、機器点における一次調整力の先行導入（次世代スマメの設置を待たずに他の商品に先駆けて市場参入）に関しては、現行の受電点で実施している、アセスメントⅡにおける応動評価データ（供出電力）の事前の妥当性確認等との整合性を踏まえると、まずもって2026年度当初は実施しない（できない）方向としてはどうか。

※ 次世代スマメが設置されていない低圧機器点は対象外

まとめ

28

- 今回、整理した内容をまとめると以下のとおり。
- 機器点電圧「特高」の課題
  - 運用ガイドライン、託送BPの改定時期を踏まえると、機器点電圧「特高」が需給調整市場に導入可能となる時期としては、次世代スマメ設置および託送システム等の改修が完了したタイミングになるといえる。
  - 他方、一般送配電事業者側の託送システム等の改修に関しては、仕様確定から6～24ヶ月とエリアごとにはばらつきがあるため、2027年度以降で受け入れる体制が整ったエリアから順次、市場参入を認めることとしてはどうか。
- 機器点容量1,000kW以上の課題
  - 本来的に、調整力は系統に貢献し得る量で評価すべきものである点を踏まえ、電源種別に依らず、余力活用に関する契約を締結している受電点以下のリソースに関しては、機器個別計測の対象外としてはどうか。
- 一次調整力の先行導入について
  - 一般送配電事業者が事後的にそのデータにアクセスした場合であっても、タイムスタンプ機能等によりデータの信頼性が担保でき、現状の妥当性確認にも整合したデータを提供できるのであれば、一次調整力の先行導入を実現することができるものとする。
  - また、本来的には次世代スマメのIoTルート活用により妥当性確認に必要なデータが連携可能となることを踏まえると、次世代スマメが設置されるまでの暫定的な運用として、一次調整力の先行導入※を認める方向としてはどうか。
  - 本暫定運用の開始時期については、各一般送配電事業者にて、IoTルートを用いないデータ連携についての運営等に関する詳細な取り扱いも含め、需給調整市場の取引規程を改定後の開始となる。

※ 暫定的な運用は一般送配電事業者の個別対応となるため、情報セキュリティ方針の違いによりクラウドへのアクセス可否が異なる等、一般送配電事業者毎に対応が異なる可能性がある。

## まとめ

27

- 今回、整理した内容をまとめると以下のとおり。
- 容量市場における発動指令電源の機器個別計測での扱いについて
  - 機器点リソースは機器点での計測値を簡易的なロスにより受電点での換算値(≠受電点計測値)にするため、受電点での重複部分を正しく評価できず、容量市場(発動指令電源)側のアセスメントにおいて、発動実績が対象容量を下回った要因のエビデンスとして、調整力指令の影響を理由に、受電点換算した値を提出した場合、実力以上に評価されることにもなり得るため、本来的には、容量市場で発動指令電源として評価されている受電点以下の機器点リソースに関しては、機器個別計測の対象外とするのが自然であると考える。
  - 他方、上記の課題は発動指令と調整力指令が同時に発動した場合にのみ発生し得るものであることを踏まえ、発動指令電源であるからといって一律に機器個別計測での対象外にはせず、両指令が同時発動した場合には、「発動指令を優先すること」として、これらリソースの機器点での需給調整市場への参入を認めることとしてはどうか。
  - この際、需給調整市場で約定したことによって発動指令に正しく応じることができない場合は、「発動指令を受けた際には、速やかに代替不可申請を行うこと」とする。
- 発動指令電源における実効性テスト時の扱いについて
  - 実効性テストの目的や上述の整理を踏まえ、実効性テストと調整力指令が同時に発動された場合においても、同様に、発動指令側(実効性テスト)に従うこととし、実施指令を受けた後に代替不可申請を行うこととしてはどうか。
  - 他方、実効性テストは発電実績をもってその能力評価を行う必要性があり、実施は実運用時の発動指令電源とは異なり、広域予備率の状況にも依らず予見性がないこと等を踏まえ、当該ケースについては、調整力提供者にとって不利益が生じないように、需給調整市場側の金銭的ペナルティ強度を1.0倍とし、契約不履行ペナルティであるアセスメント不適合時の処分の対象外\*としてはどうか。
  - この点、現行(需給調整市場の受電点約定)においても、実効性テストの目的等は変わらないため、同様の取扱いに見直しをしてはどうか。

※ 実効性テストにおいて同時発動時、代替不可申請が行われなかった場合は、通常通りのペナルティ対象となる。

まとめ

39

■ 第53回本小委員会における議論を踏まえ、制度的措置に関する補足検討を行った結果は以下のとおり。

➤ 論点1：誘導的措置の検討漏れ確認

- ✓ 第47回本小委員会においてご紹介した応札障壁に対応する誘導的措置のうち、考え方Ⅰ・Ⅱに該当する誘導的措置については対応済みであることを確認した。(今後新たに事業者の技術的・金銭的な応札リスクが明らかとなった場合は、制度的措置に関する基本的な考え方に則り迅速に検討を進める)

➤ 論点2：将来シナリオ想定

- ✓ 足元の状況ならびに今後導入が想定されている誘導的措置により期待される効果等踏まえ、将来シナリオ(楽観・中間・悲観シナリオ)について想定を実施した。
- ✓ また、将来シナリオと制度的措置との関係性について検討を行い、以下2点の示唆を得た。
  - ・ 過去実績等を踏まえると、2026年度時点にて楽観シナリオのみ想定することは難しい以上、技術的観点からは、2026年度に向けて何らかの形(強度)で制度的措置導入検討を進めることが重要
  - ・ 一般送配電事業者側のシステム対応(週間商品の前日取引化等)の前提を踏まえても、社会コスト低減の観点から、より競争環境となる確度が高まる制度的措置導入検討の方向性は整合的

➤ 論点3：システム改修等費用の回収可否

- ✓ 以下の例に該当するような、システム改修等費用の回収が困難な電源群については事業者に非合理的な金銭的損失を与える可能性があることから、制度的措置対象外とする方向性が適切と考えられるかどうか。  
例) ・システム改修等費用を算入後の $\Delta kW$ 価格が、 $\Delta kW$ 上限価格に抵触する場合  
・システム改修等費用を算入後の $\Delta kW$ 価格が高く、恒常的に不落となる蓋然性が高い場合
- ✓ 制度的措置の対象外とする具体的な判断基準や判断方法等については、国とも連携の上、引き続き検討することとしたい。

## まとめ (1 / 2)

66

- 今回、市場外調整力の控除について、控除の考え方と具体的な方法について整理を行った。
- 火力発電を対象とした市場外調整力の要因調査の結果、控除対象となる要因は「市場売れ残り分」「契約要因」であり、控除対象外となるものは「燃料制約」「入札制約」であった。
- これらを踏まえて、控除の具体的な論点について、下表のとおり整理を行った。

項目	検討結果
控除対象	・対象商品：一次、二次①、二次②、三次①、複合商品 ・対象エリア：北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国※、九州
控除量の算定方法	控除対象となる市場外調整力の過去実績を【各月別/各商品ブロック別】に算出し、【1σ相当値】を控除量とする
控除適用の時期	・控除開始：準備が整ったエリアから順次導入開始 ・控除期限：2026年3月（以降、取引状況に応じて再度検討）

※ 四国エリアではLNG機には燃料制約があり、GC時点で自然体余力が存在する蓋然性が低いため、LNG機は控除対象外とする。

## まとめ (2 / 2)

67

- また、揚水発電についても過去の議論から自然体余力は一定程度存在すると考えられるため、揚水発電における市場外調整力の控除についても検討を行った。
- 揚水発電は池水位 (kWh) 制約も考慮して運用する必要があるため、控除量についてもkWh制約を考慮した方法として、下表のとおり整理を行った。

項目	概要	
控除対象	・対象商品：一次、二次①、二次②、三次①、複合商品 ・対象エリア：北海道、東京、関西、四国、九州	
控除量の考え方	kW余力	【発電上限 - 発電計画 - ΔkW約定量】※ <sup>1</sup>
	kWh余力	「水位合わせの間の期間」のBG水位計画をもとにkWh面の余力（水位）を算定
	控除量	kW余力（ブロック別）を上限に、kWh余力を各ブロックに配分した量※ <sup>2</sup> の1σ相当値
控除適用の時期	・控除開始：準備が整ったエリアから順次導入開始 ・控除期限：2026年3月（以降、取引状況に応じて再度検討）	

※<sup>1</sup> 火力発電と異なり、BG計画0のコマであってもkW余力を計上する（0と補正しない）。  
※<sup>2</sup> 一次・二次①は並列していないコマは控除量0として集計する。

- 今回整理した考え方にもとづき、市場外調整力の控除を開始することとしてはどうか。
- なお、上記は複数エリア共通かつ一定の割り切りによる考え方であることから、今後の取引に支障があった場合は、必要に応じて再度検討することとしてはどうか。

- 需給調整市場の応札不足対応に関しては、関連する審議会とも連携しながら、様々な対策を検討・実施している。
- これらについては全体像が複雑に絡み合っているため、今後の需給調整市場に関する大きな変化（2026年度からの前日取引化、将来的な同時市場や次期中給システムの導入）も踏まえ、暫定的な対策か、恒久的な対策か、また、時間が経てば解決する性質の課題かといった観点も踏まえて、下表のとおり整理を実施した。

全商品の前日取引化

同時市場/次期中給

対策	取組事項	詳細取組	想定されうる効果	審議会	2024	2025	2026	2027	...	備考
募集量の削減	A. 調達募集量の見直し	A-a. 一定割合による圧縮 (三次②)	調整力の調達未達抑制	【決定】 第93回TF	2024年 6/1~※					一定の競争原理が働く状態になるまでは継続予定
		(付随) 二次②・三次①の追加調達一時中断	前日募集量削減による三次②価格の高騰抑制	【決定】 第91回TF	2024年 5/1~					前日取引化後は追加調達の概念はなくなる
		A-b. 市場外調整力の控除	調整力の調達未達抑制	-【決定】- 第56回本小委	[Dashed arrow]					建付けとしては、他案と両立し得る対策
		A-c. 三次②の効率的調達 (必要量低減施策)	"	【決定】 第94回TF	2024年 7/1~					同時市場移行後も取り得る考え方
		A-d. 複合市場商品の募集量上限(1σ統一)	"	【決定】 第110回TF	2026年度~					今後の市場状況により上限緩和もあり得る
B. 揚水発電の公募調達	B-a. 揚水公募の検討 (運用主体をTSO)	①市場募集量の控除 ②TSOが市場に応札	-検討中-	第94回TF	① 前日取引化以降は②が望ましいか					随意契約の効果や同時市場制度との連続性踏まえ検討中
	B-b. 揚水随意契約 (中部エリアほか)	市場募集量の控除	【決定】	第94回TF	2024年 7/20~					揚水公募の仕組みができるまでの処置

※ 2024年11月以降、新たな削減係数の考え方に見直し（第97回TF）

- 応札量の増加に関しては、2026年度からの前日取引化により、週間に比べて応札余力の増加が見込まれるため、一定程度解決が見込める（時間が解決する）とも考えられるが、潜在的には解決が見込まれない課題も存在する。
- また、制度的措置導入に関しては、第103回TF（2025年5月28日）にて、2026年度開始当初からの導入は見送る方向としつつも、今後の市場状況等によっては検討を再開する方向性※が示された。

※ 将来的な同時市場の導入に向け、実務的な課題を洗い出す観点等を踏まえ、開始以前の時点で全電源の市場応札を求めていく方向性も示された。

全商品の前日取引化

同時市場/次期中給

対策	取組事項	詳細取組	想定されうる効果	審議会	2024	2025	2026	2027	...	備考
応札量増加 (誘導的)	C. 価格規律の見直し	C-a. 起動費取り漏れ分の事後精算※ ※持ち下げ供出時におけるΔkW価格算定の検討も含む	需給調整市場への応札インセンティブの増加	【決定】 第3回 制度監視			2025年度～			2026前日取引化で解決が見込めるものではない
	D. 一次・二次①に関する並列必須条件の見直し	D-a. TSOによる代替ΔkW確保	揚水リソースの一次・二次①への供出障壁緩和	【決定】 第94回TF						前日取引化後もアセスメント違反や計画不一致リスクは一定程度残り得るため施策継続（第108回TF）
		D-b. TSOによる揚発並列	〃	〃	【決定】 第94回TF					
	D'. 複数ユニット持ち下げ供出リスク対策	D'. 一次・二次①が含まれる商品のアセスメント緩和	一次・二次①の供出インセンティブの増加	【決定】 第52回 本小委						2026前日取引化で解決が見込めるものではない
応札量増加 (規制的)	E. 需給調整市場における制度的供出義務化	E. 制度的措置の検討	応札量の増加	-検討中- 第103回 TF					市場状況等に応じて検討再開	2026年4月からの導入は見送る方向（技術的な検討は概ね完了）

- 価格面（上限価格）の対応や、その他の取組事項については下表のとおり。
- これら（上限価格除く）は、調整力提供者目線で供出インセンティブ拡大となる（応札不足解消に資する）だけでなく、一般送配電事業者による再エネ余剰時の運用改善（それに伴う再エネ出力制御量の低減等）にも資する取組みとなる。

全商品の前日取引化

同時市場/次期中給

対策	取組事項	詳細取組	想定されうる効果	審議会	2024	2025	2026	2027	...	備考
価格面の対応	F.三次②上限価格設定	F. 上限価格設定	三次②価格の高騰抑制	-検討中- 第92回TF						市場退出や前日取引化による応札の偏りに留意が必要
	F'.複合市場の上限価格設定	F'. 上限価格設定 (一次・二次①・複合商品)	取引商品価格の高騰抑制	【決定】 第110回TF			2026年度~			今後の市場状況により上限値変更を判断
その他	異常時（電源脱落）対応	異常時対応調整力の商品要件の見直し	①市場を通じたポンプ応札の経済的な調達、運用（暫定対応からの昇級） ②EPPSの活用	【決定】 ①第46回 ②第55回本小委		①手動対応（ポンプ持ち替え）	①システム対応（2026以降）			①再エネ余剰時は、異常時対応必要量に限り、ΔkW電源を停止し、ポンプを認可 ②固定600MW控除
	GF機能と一次要件の考え方の乖離対策	一次供出可能量の見直し	一次供出可能量の増加（調達量増加）	【決定】 第49回本小委			2025年度~			一次のアセスメントⅡの見直しも併せて実施
	新規リソースの検討	変動性再エネの調整力活用	調整力供出量の増加	-検討中- 第56回本小委					前日取引になれば、予測誤差が小さくなり、参入障壁も下がるか	調整力リソースとなれば同時市場でも活用可能

1. 2025年度の検討状況

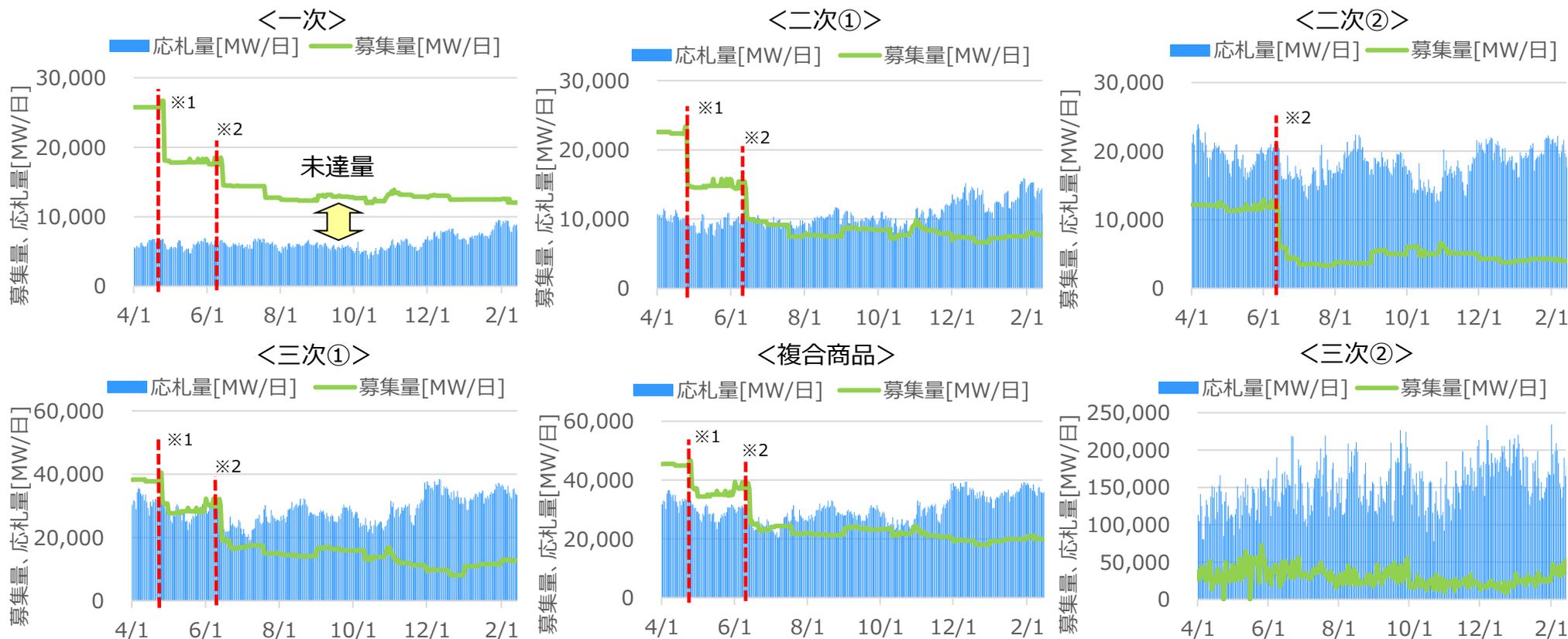
2. 2025年度の取引実績

3. 2026年度以降の検討すべき課題の整理

(参考) 需給調整市場に関する審議会動向 (課題検討状況)

(参考) 要件変更等のスケジュール

- 2025年度（～2026/2/14迄）の取引実績に関しては、昨年度より継続実施している応札不足への対応等に加え、今年度においては、異常時（電源脱落時）対応調整力としてEPPS動作期待分の考慮や市場外調整力（自然体余力）の控除、揚水の随意契約等を実施してきたところ。
- この点、全国大にみれば、一次調整力は依然として、募集量と応札量の乖離が見られるが、その他商品においては、**応札不足への対応等を通じて、一定の改善傾向も見受けられるところ。**（二次①はまだ広域調達を実施していない）



※1 異常時（電源脱落時）対応調整力としてEPPS動作期待分の考慮  
 ※2 市場外調整力（自然体余力）の控除（順次開始）

## (参考) 2024年度の取引実績について

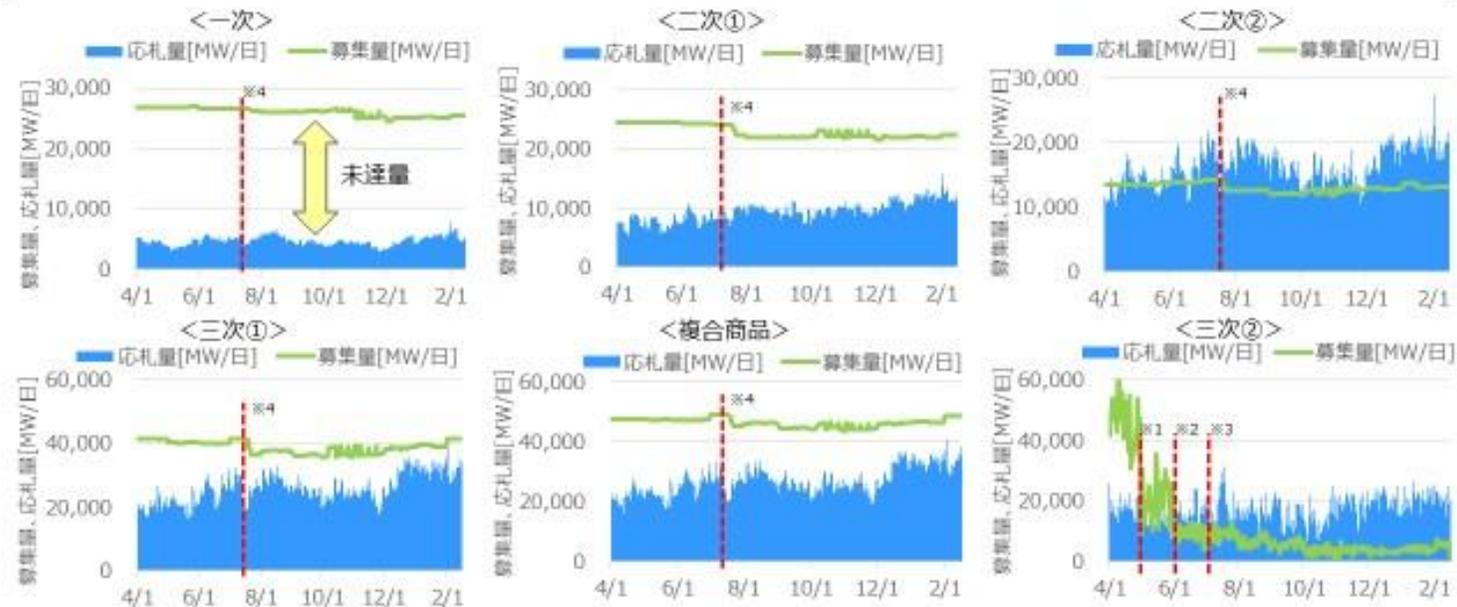
- 2024年度の取引実績としては、年度開始当初は全商品において募集量未達が発生したが、応札不足への対応等を通じて、三次②を筆頭に改善傾向も見受けられるところであった。

## 2024年度の取引実績（概要）

出所) 電力需給調整力取引所HPの速報値をもとに広域機関にて作成  
募集量・応札量は全8ブロック合計値

13

- 2024年4月より、需給調整市場の全商品の取引が開始されたものの、全商品において募集量に対する応札量の未達が発生した。またそれに伴う前日取引である三次②調達費用の高騰も大きな課題となった。
- これらについては、全国大で見れば、特に一次、二次①においては依然として募集量と応札量の乖離が大きいところではあるものの、**前章の応札不足への対応等を通じて、少しずつ改善傾向も見受けられるところ。**
- 更なる応札不足対応（実施準備中のもの、現在検討中のもの）により、より一層の改善を目指したい。

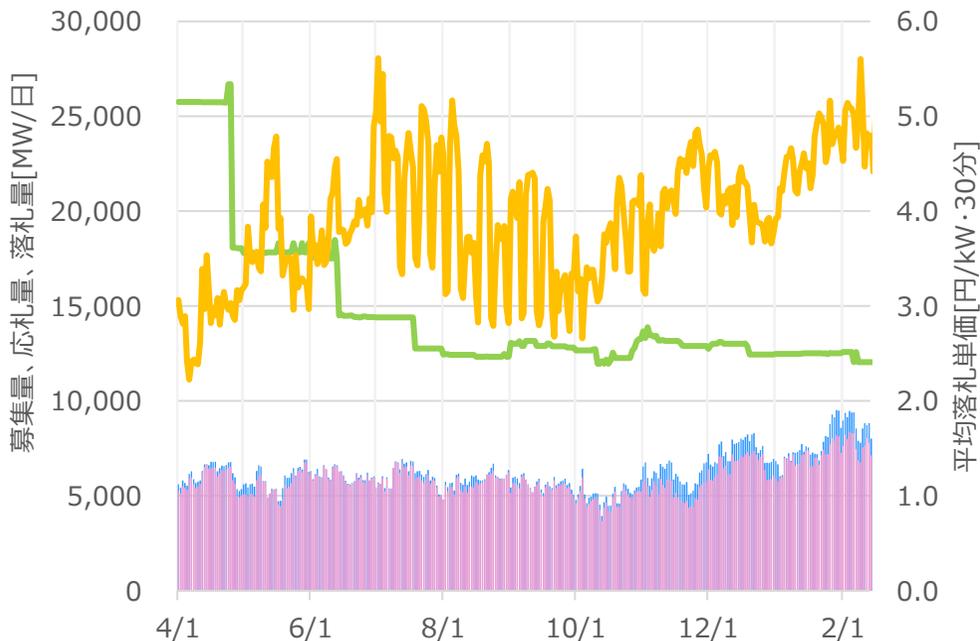


※1 二次②・三次①前日追加調達の一時的な中断、※2 募集量の一定割合の圧縮、※3 三次②の効率的調達  
※4 揚水随意契約に伴う募集量の見直し（7/20受渡分～中部エリア）

- 一次の取引としては、異常時（電源脱落時）対応調整力としてEPPS動作期待分の考慮（4月下旬～）や、市場外調整力（自然体余力）の控除（6月中旬～）、揚水随契等を通じて、募集量が圧縮された影響に加え、至近では応札量の増加も見受けられ、年度当初に比べると、不足率にも一定程度の改善が見られる状況。
- エリア別では、昨年度からの北海道エリアに引き続き、全体的に一定の不足率改善が見られるものの、東北・東京・中部・九州エリアにおいては、依然として不足率が高い状況（次頁参照）。

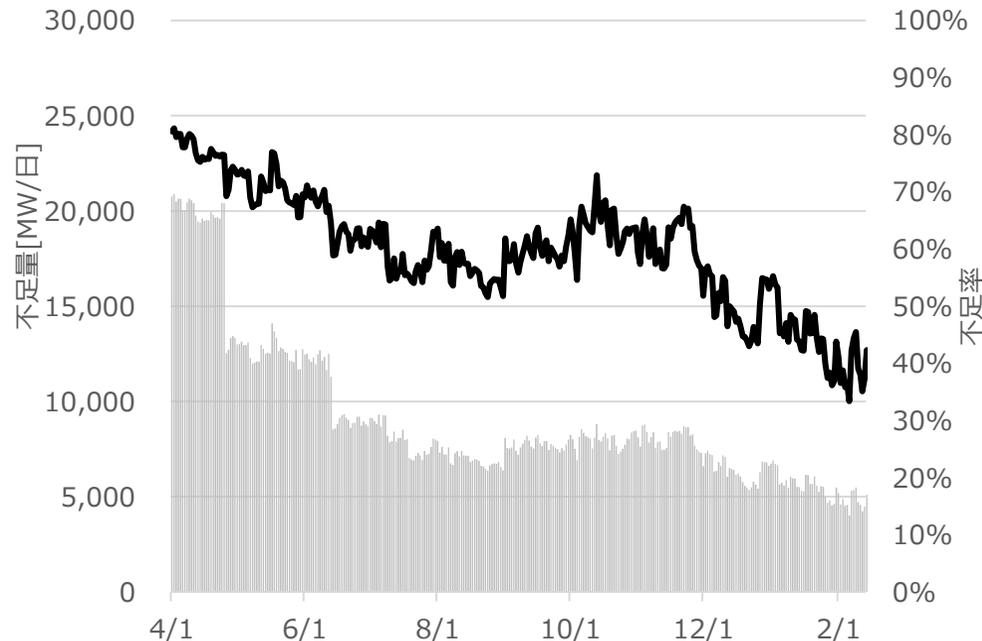
【募集量、応札量、落札量（全国エリア）】

■ 応札量[MW/日]    ■ 落札量[MW/日]  
■ 募集量[MW/日]    ■ 平均落札単価

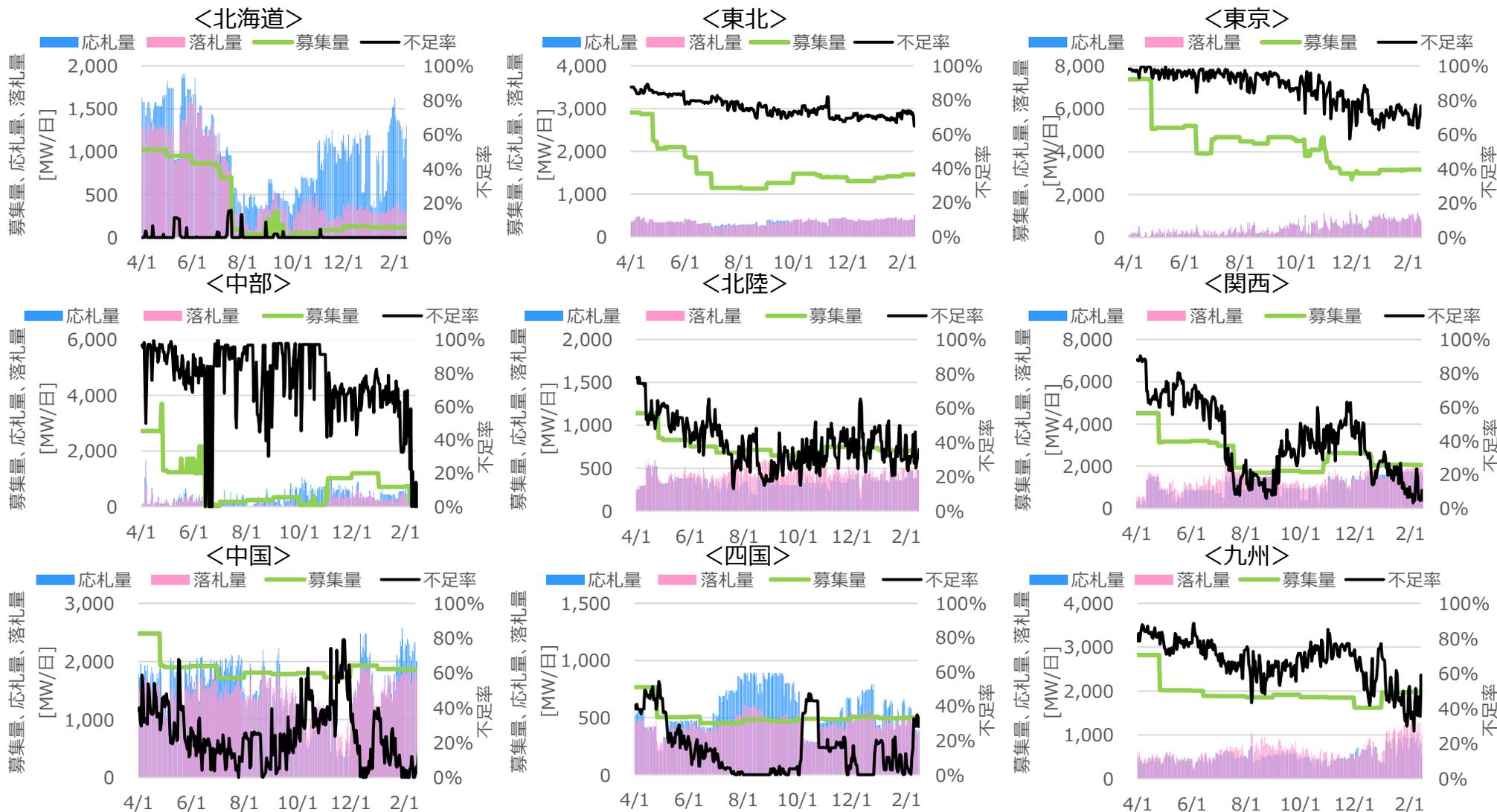


【不足量、不足率（全国エリア）】

■ 不足量[MW/日]    — 不足率



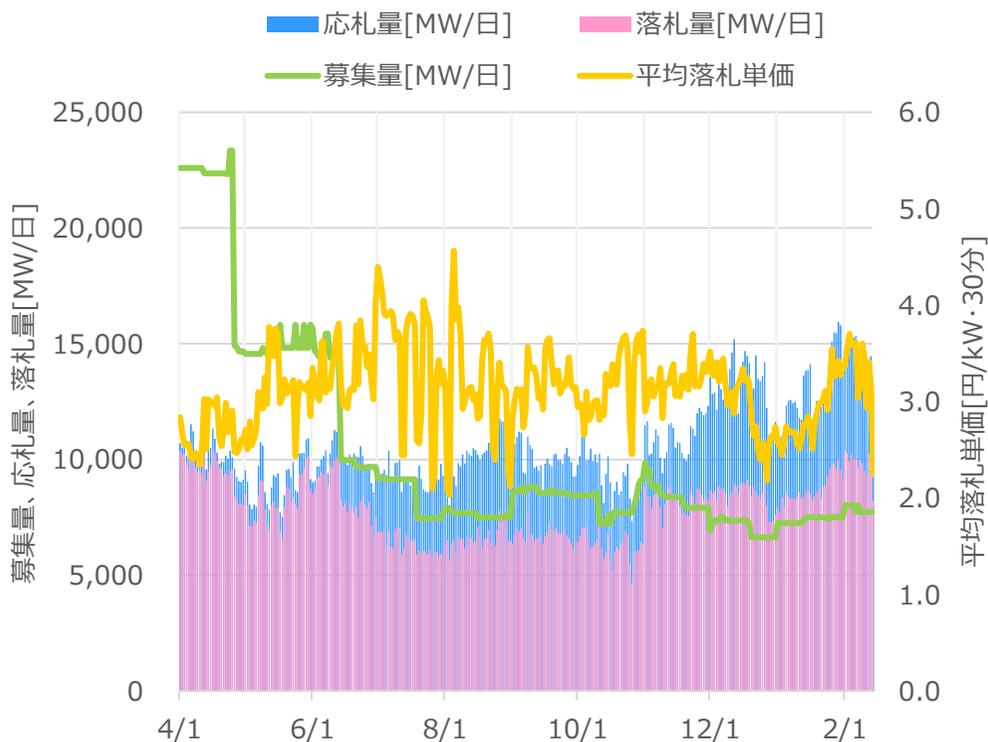
- 昨年度からの北海道エリアに引き続き、年初に比べると全エリアにおいて一定の不足率の改善が見られた。
- 東北・東京・中部・九州エリアにおいては、一定の改善は見られるものの、依然として不足率の高い状況であった。



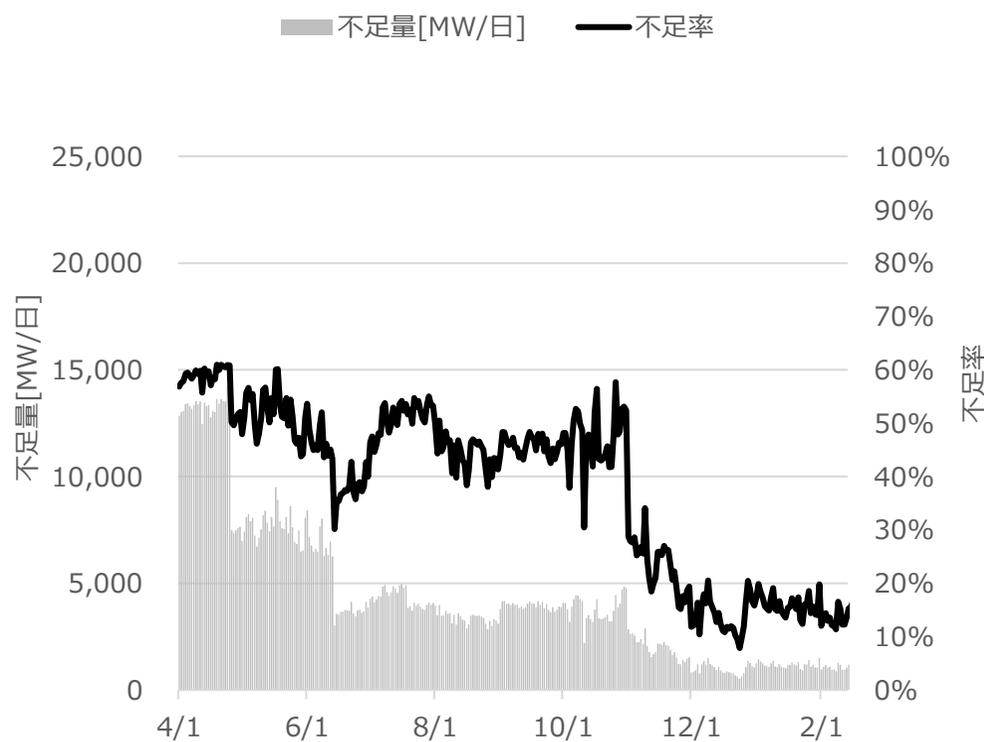
- 二次①の取引としては、異常時（電源脱落時）対応調整力としてEPPS動作期待分の考慮（4月下旬～）や、市場外調整力（自然体余力）の控除（6月中旬～）、揚水随契等を通じて、募集量が圧縮された影響もあり、全国大で見ると年度当初に比べ、不足率にも一定程度の改善が見られる状況※。
- エリア別では、昨年度からの北海道・北陸・中国・九州エリアに加えて、残りのエリアにおいても一定の不足率改善が見られるが、東北・中部エリアにおいては、依然として不足率がやや高めの状況（次頁参照）。

※ 二次①はエリアを跨いだ広域調達を実施していないことには留意が必要

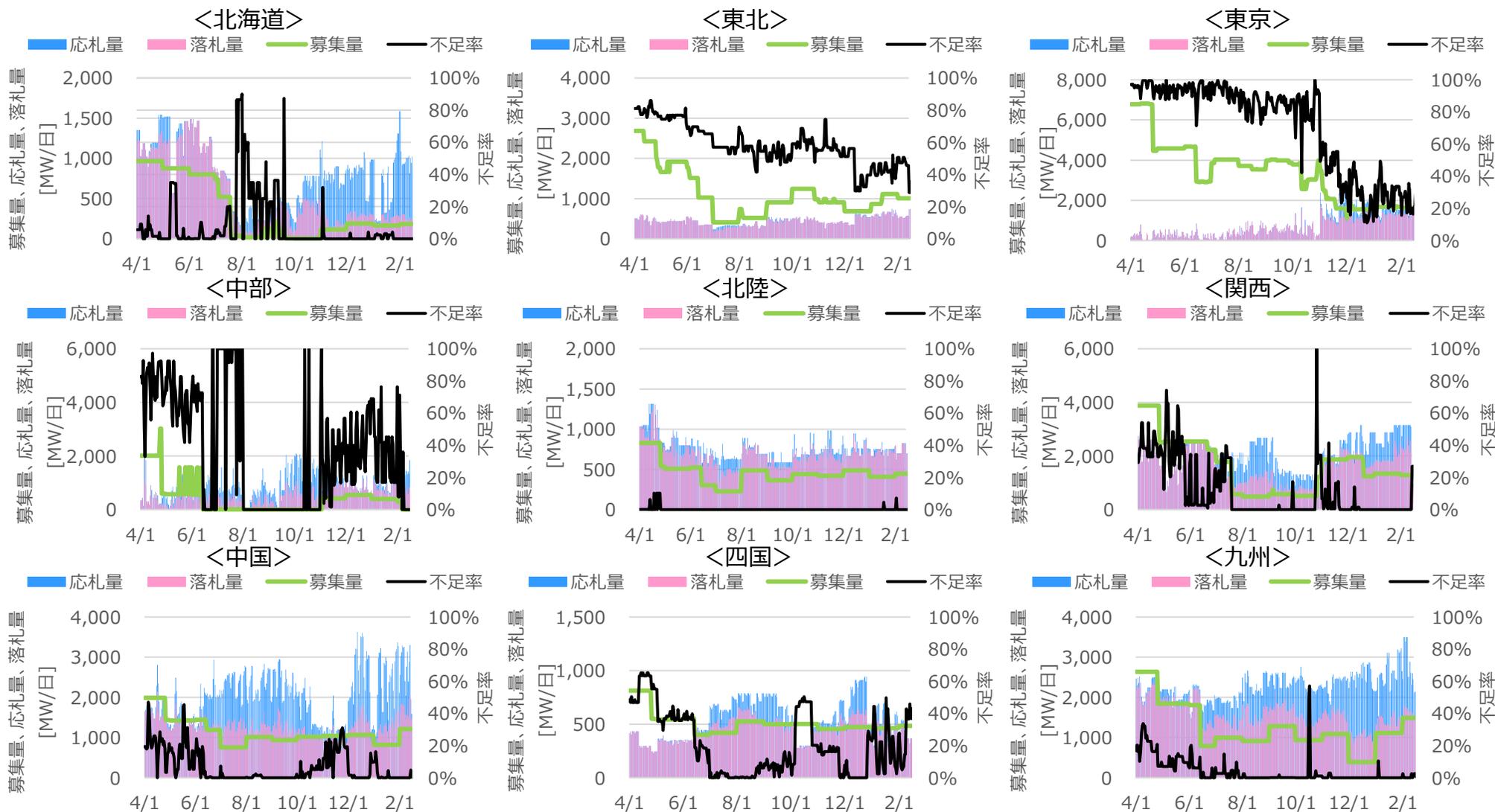
【募集量、応札量、落札量（全国エリア）】



【不足量、不足率（全国エリア）】

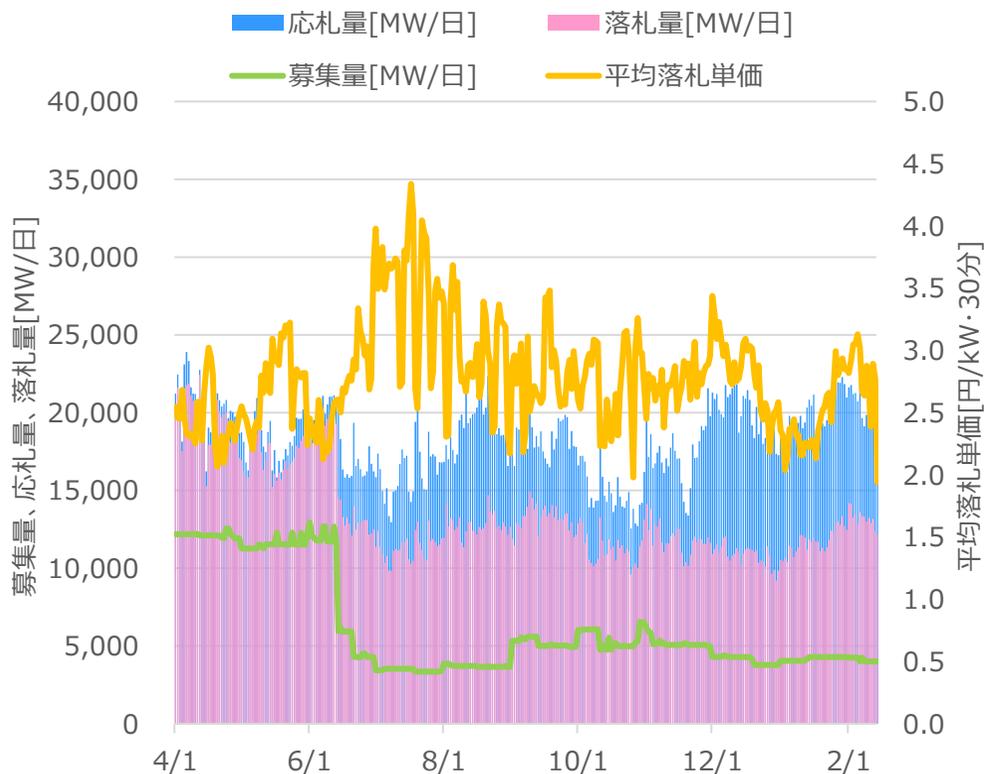


■ 昨年度からの北海道・北陸・中国・九州エリアに加えて、残りのエリアにおいても、一定の不足率改善が見られるが、東北・中部エリアにおいては、依然として不足率がやや高めめの状況。

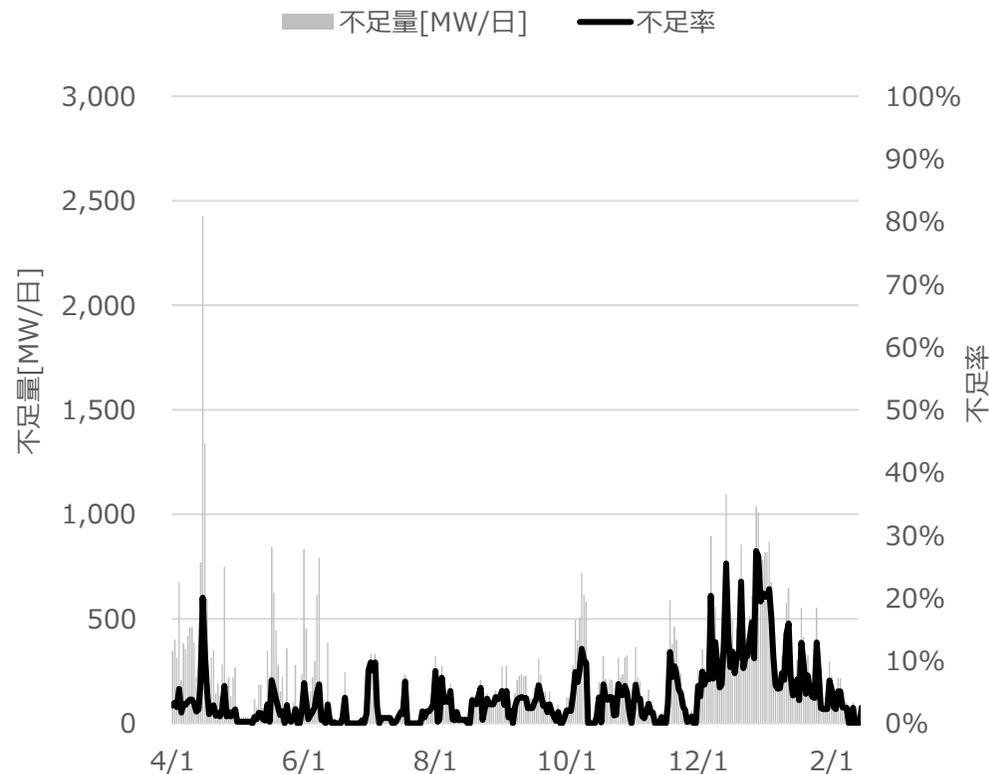


- 二次②の取引としては、昨年度においても不足率は10%程度と他の週間商品に比べると調達率が高かったところ、今年度は一時的に上昇した期間もあるが、市場外調整力（自然体余力）の控除（6月中旬～）や揚水随契等の影響もあり、昨年度同様に比較的高い調達率であった。
- エリア別では、全エリアにおいて概ね募集量を充足させることができている一方で、中部エリアや北海道エリアにおいては不足率が高めに推移している日も散見される状況（次頁参照）。

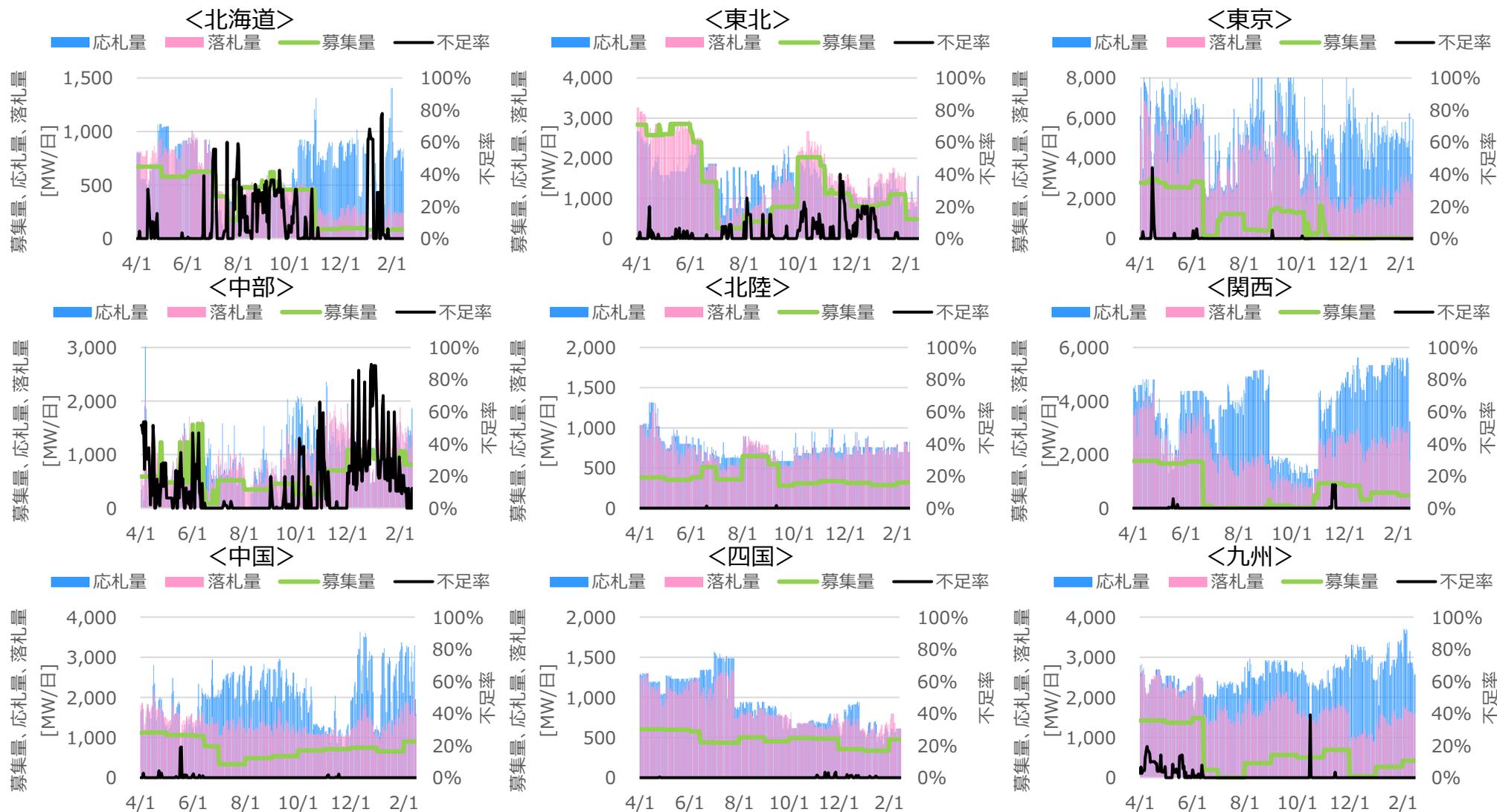
【募集量、応札量、落札量（全国エリア）】



【不足量、不足率（全国エリア）】



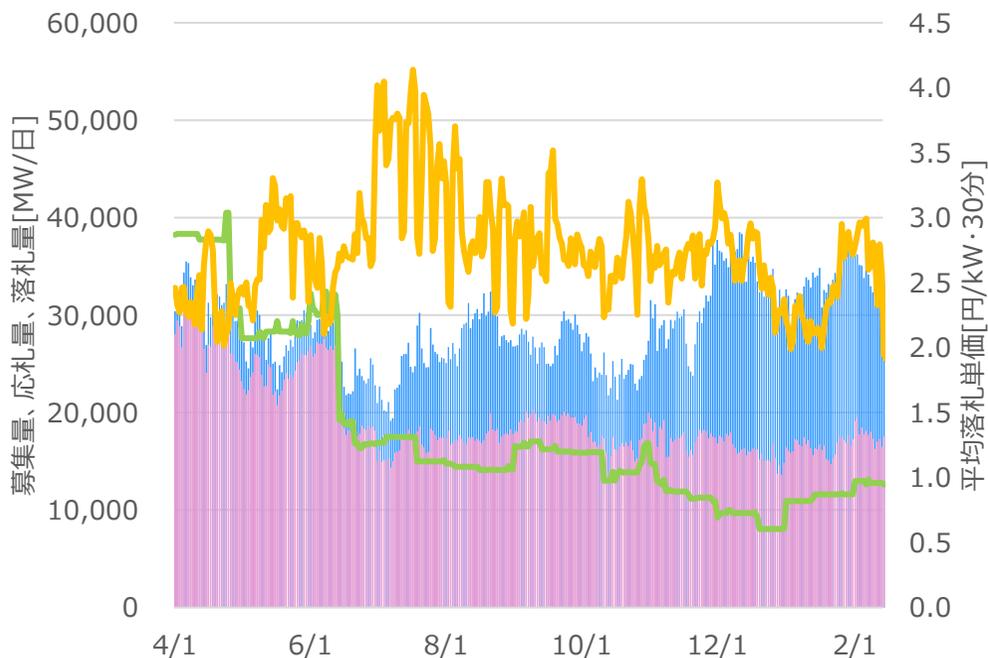
- 全体的には概ね募集量を充足させることができてきている状況ではあった。
- 一方で、中部エリアや北海道エリアにおいては、不足率が高めに推移している日も散見される状況であった。



- 三次①の取引としては、異常時（電源脱落時）対応調整力としてEPPS動作期待分の考慮（4月下旬～）や、市場外調整力（自然体余力）の控除（6月中旬～）、揚水随契等を通じて、募集量が圧縮された影響もあり、全国大で見ると年度当初に比べ、不足率にも改善が見られる。
- エリア別では、多くのエリアで不足率の改善が見られ、募集量を充足できている一方で、中部エリアや北海道エリアにおいては不足率が高めに推移している日も散見される状況（次頁参照）。

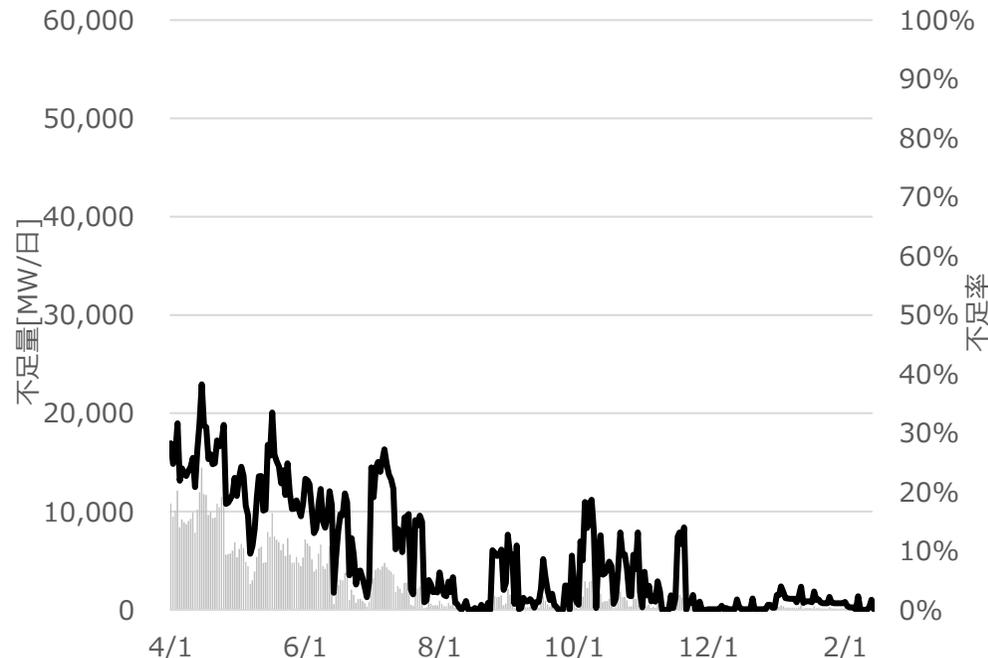
【募集量、応札量、落札量（全国エリア）】

■ 応札量[MW/日] ■ 落札量[MW/日]  
 ■ 募集量[MW/日] ■ 平均落札単価

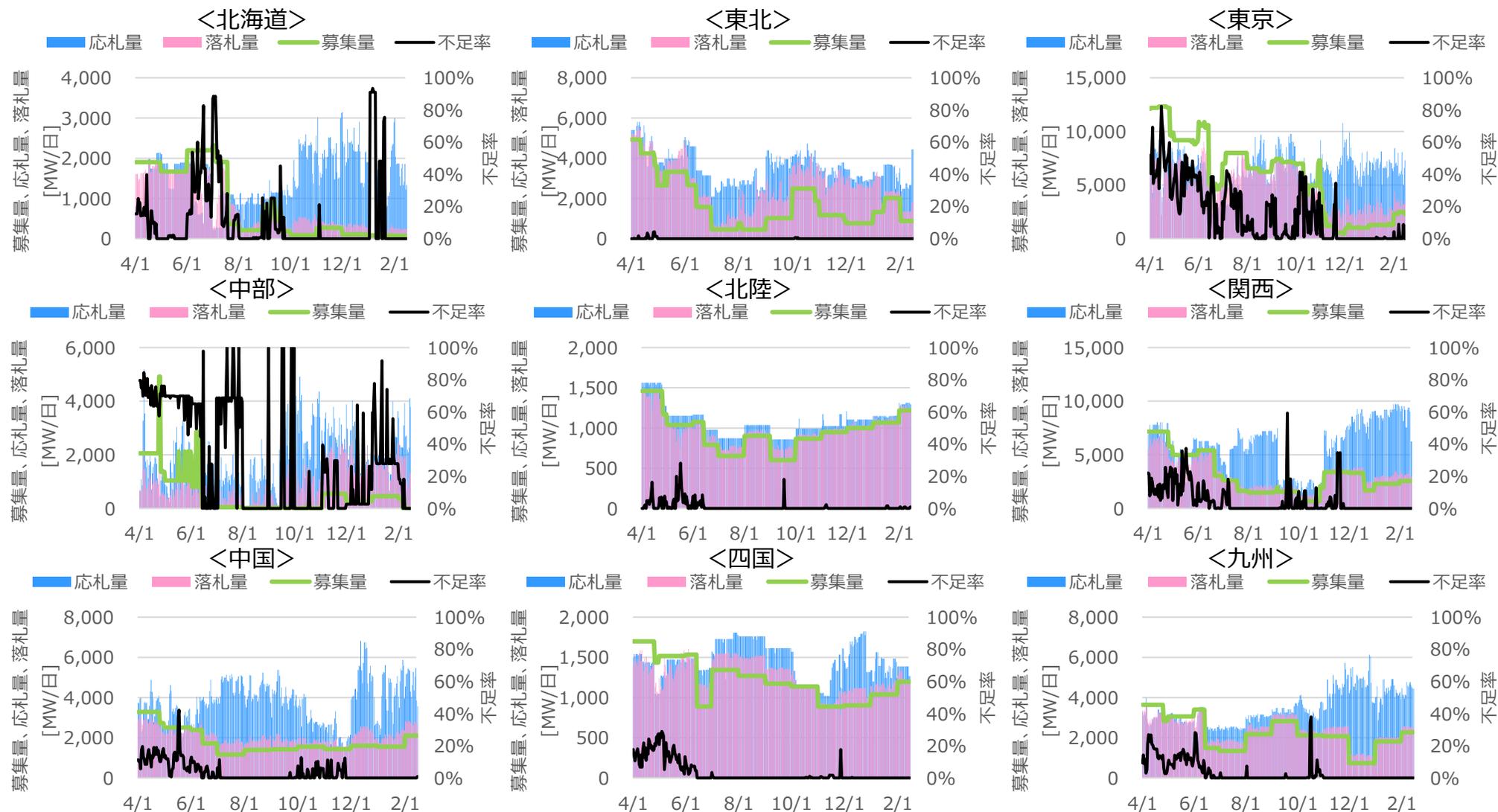


【不足量、不足率（全国エリア）】

■ 不足量[MW/日] ■ 不足率

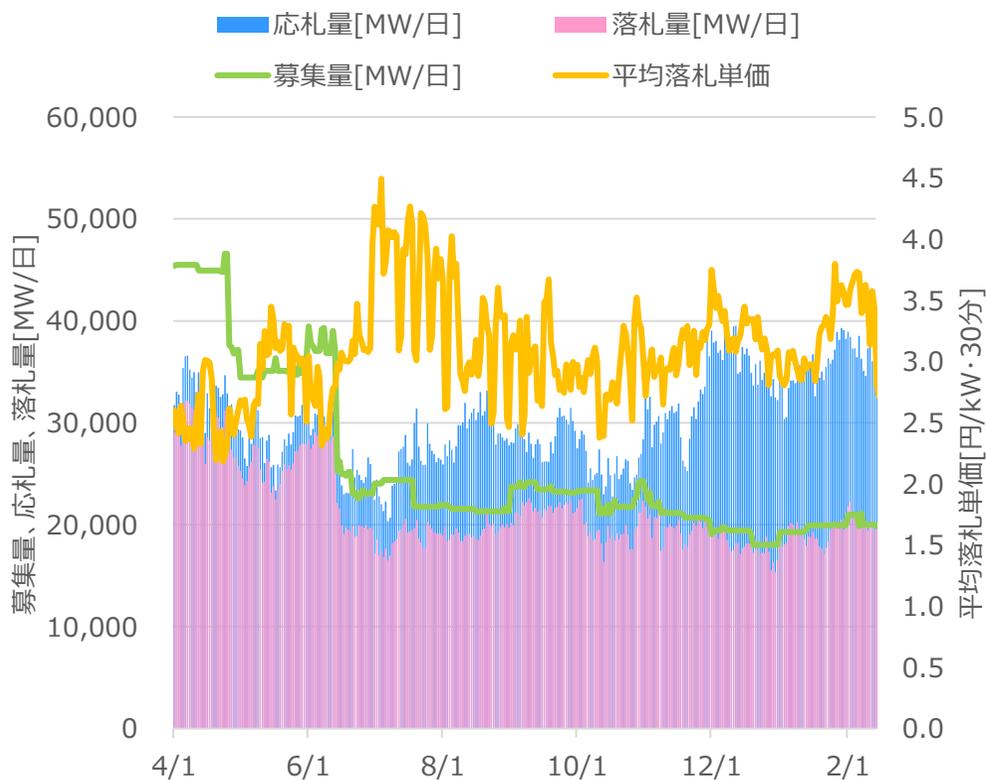


- 昨年度に引き続き、多くのエリアで不足率の改善が見られ、募集量を充足できているエリアも見られるところ。
- 一方で、中部エリアや北海道エリアにおいては、不足率が高めに推移している日も散見される状況であった。

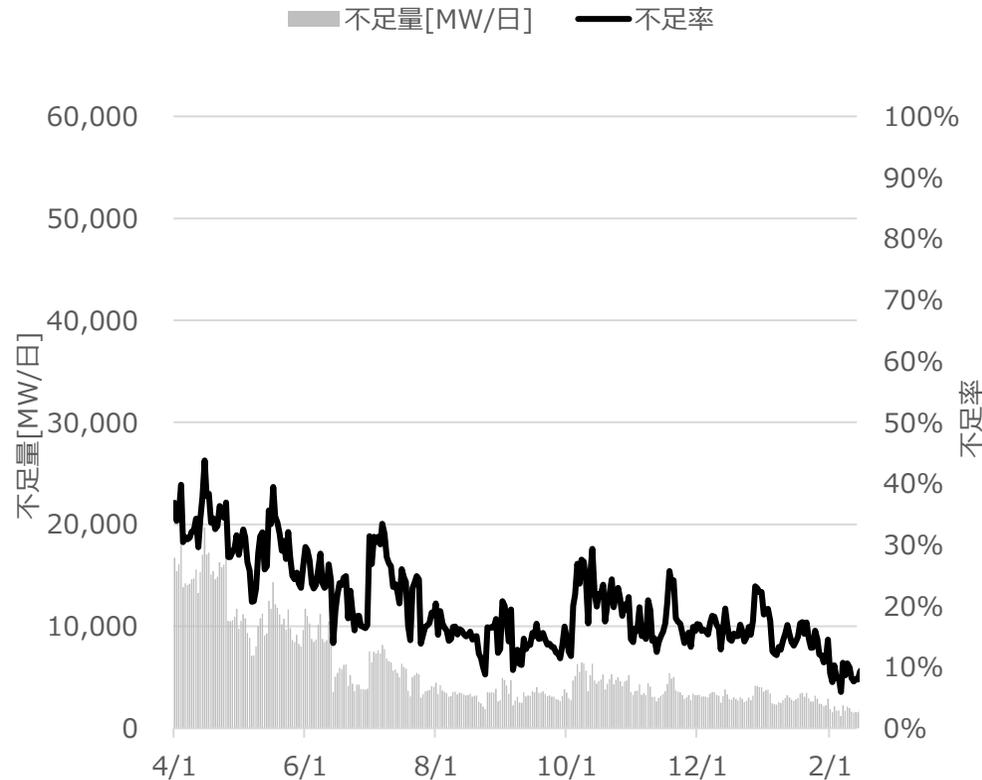


- 複合商品の取引としては、異常時（電源脱落時）対応調整力としてEPPS動作期待分考慮（4月下旬～）や、市場外調整力（自然体余力）の控除（6月中旬～）、揚水随契等を通じて、募集量が圧縮された影響もあり、全国大で見ると年度当初に比べ、不足率にも改善が見られる。
- エリア別では、多くのエリアで不足率の改善傾向が見られる中、中部エリアにおいては、不足率が高めに推移している日も散見される状況（次頁参照）。

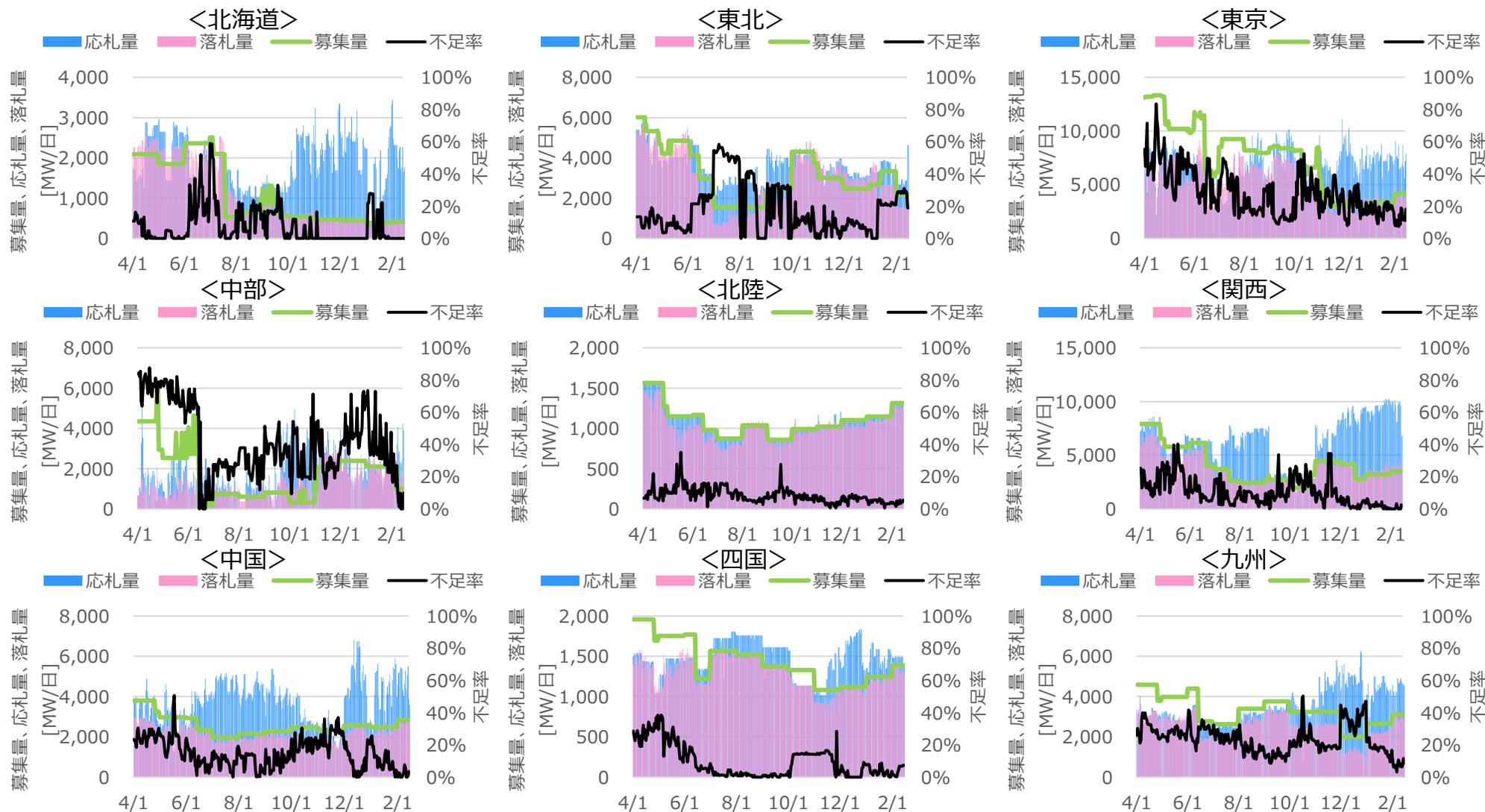
【募集量、応札量、落札量（全国エリア）】



【不足量、不足率（全国エリア）】



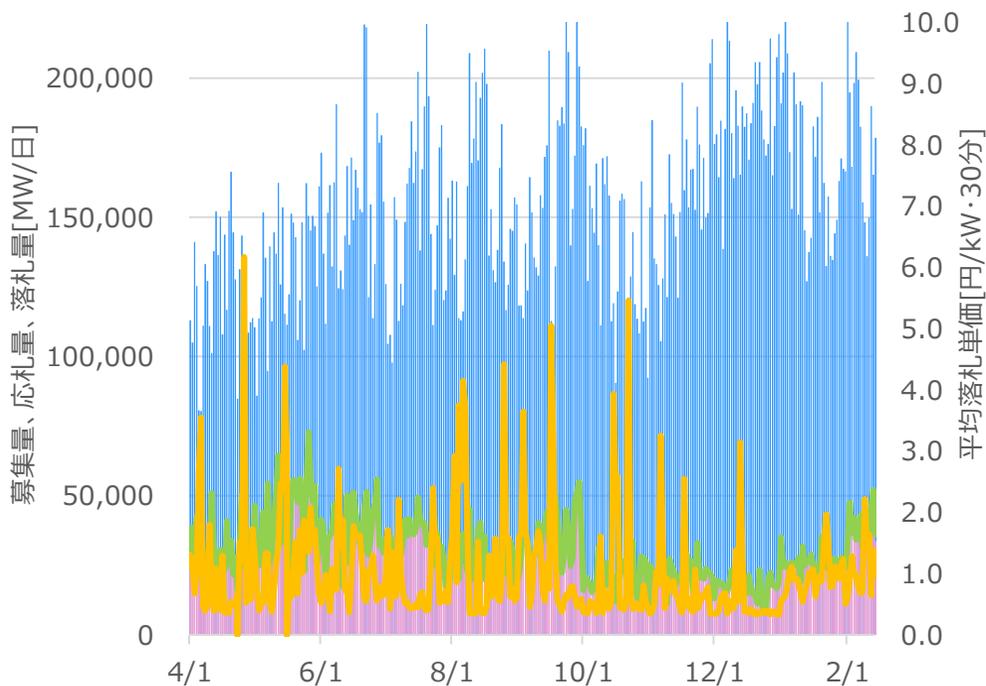
■ 昨年度に引き続き、多くのエリアで不足率の改善傾向が見られた一方で、中部エリアにおいては不足率が高めに推移している日も散見され、依然としてやや高めの状況。



■ 前日商品である三次②の取引としては、昨年度実施した募集量削減係数や、まずもっての市場調達量を従来の3σから1σとする効率的な調達の導入等による募集量削減施策に加え、今年度より取引単位時間が3時間ブロック（6コマ）から30分コマ単位となり、募集量適正化（必要量低減効果）に加えて、応札量増加効果の影響もあり、高い調達率を維持している。

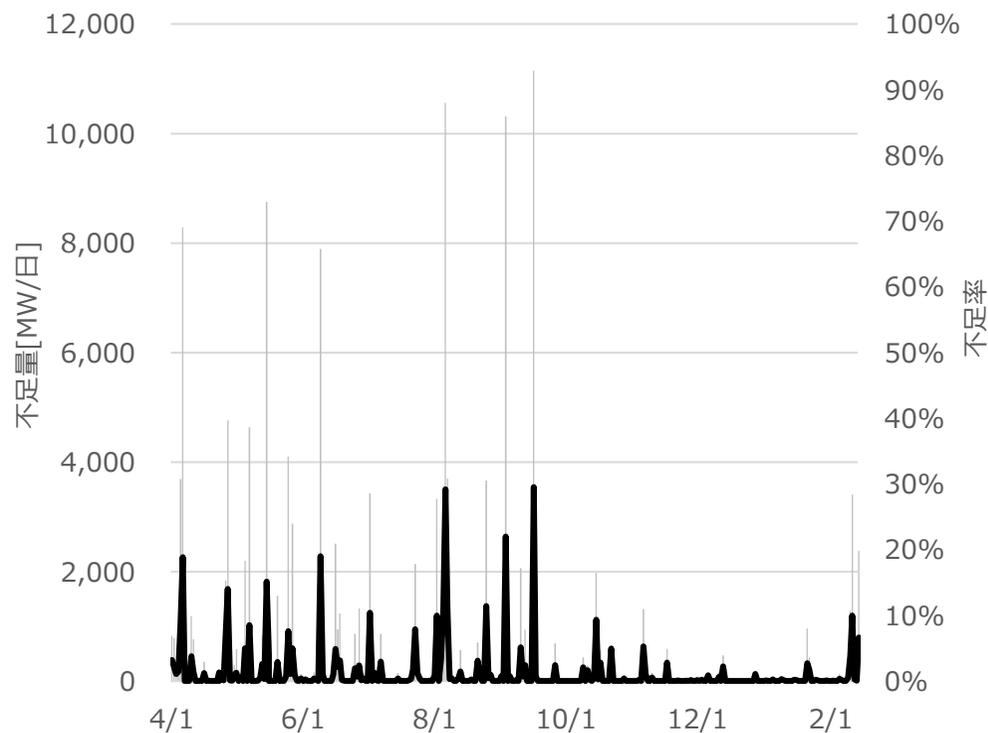
【募集量、応札量、落札量（全国エリア）】

■ 応札量[MW/日]      ■ 落札量[MW/日]  
 ■ 募集量[MW/日]      ■ 平均落札単価

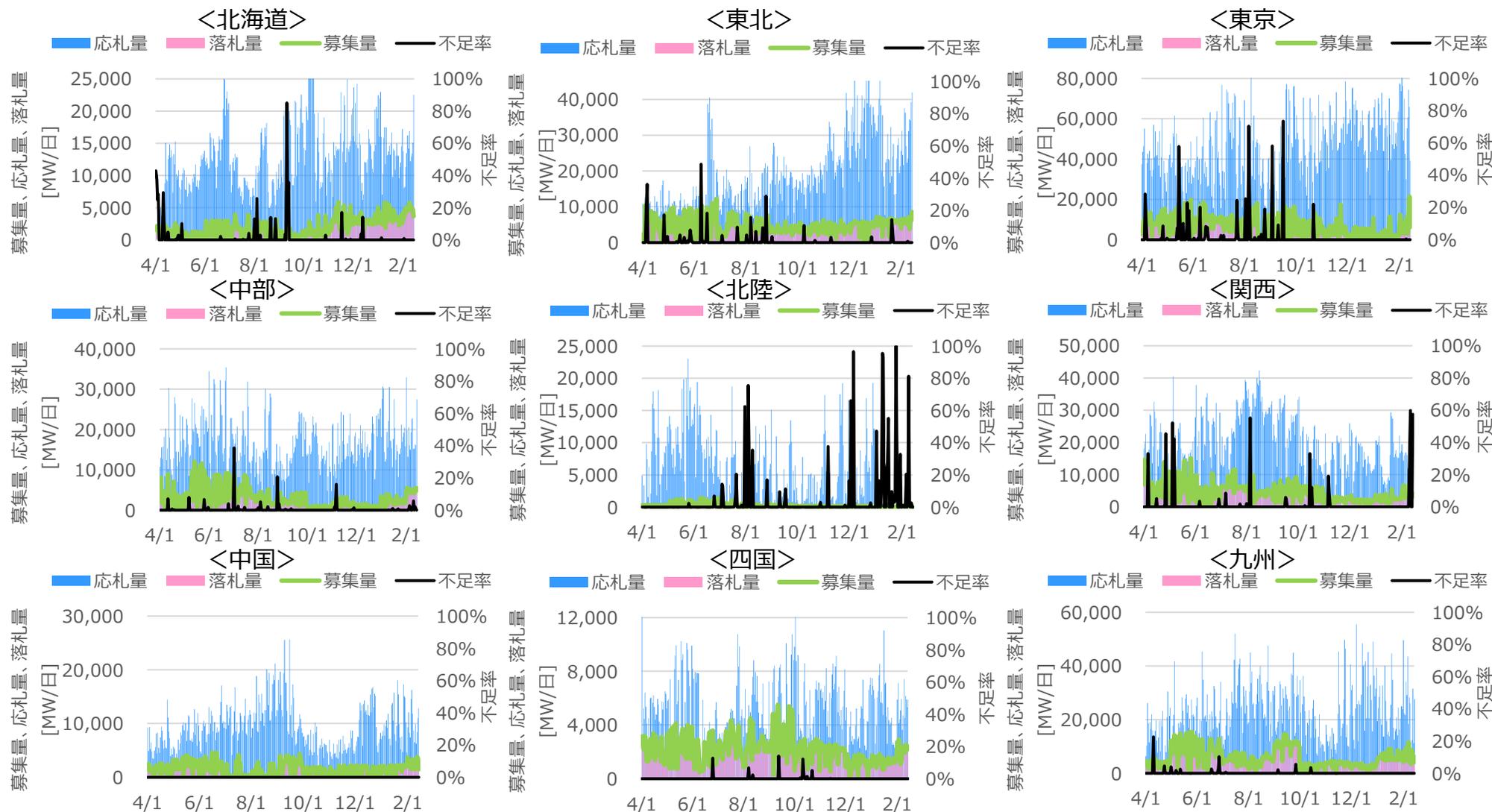


【不足量、不足率（全国エリア）】

■ 不足量[MW/日]      ■ 不足率



- 日によっては不足が発生する日もあるものの、全エリアにおいて、概ね募集量を充足させることができている状況。
- 北陸エリアにおいては至近では不足率が高めに推移している日も散見される状況。



1. 2025年度の検討状況

2. 2025年度の取引実績

3. 2026年度以降の検討すべき課題の整理

(参考) 需給調整市場に関する審議会動向 (課題検討状況)

(参考) 要件変更等のスケジュール

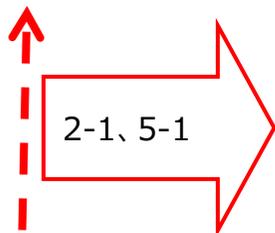
- 2026年度においては現週間商品の前日取引化や30分取引化といった応札量増加に資する施策が開始される。
- また、第110回TF（2026年1月23日）等にて、応札未達と調整力調達コスト高騰を防ぐ観点より現週間商品における市場募集量の上限設定（1σ統一）と上限価格の引き締め※1（15円/ΔkW・30分）が示されたところ※2。
- これら施策開始後の市場取引状況を踏まえつつ、必要に応じて事業者へのヒアリング等を実施し、国とも連携しながら必要となる追加施策を検討していくこととしたい。
- また、2027年度の二次①広域調達に向けたフォローや、三次②必要量の新手法（信頼度階級予測と信頼区間幅予測の組合せ手法）の検証に加え、変動性再エネの活用等の将来的な課題検討も順次進めていくこととしたい。

※1 一次・二次①・複合商品における上限価格の引き下げ。

※2 2026年度開始以降の市場状況によって緩和あるいは更なる引き締めを行う方向。

商品	No	課題	詳細
一次	1-1	広域調達	2027年度（二次①広域調達開始）以降の広域調達の在り方
二次①	2-1	広域調達	2027年度からの広域調達の検討
二次②			
三次①			
三次②	5-1	必要量	2026年度事後検証・2027年度事前評価および必要量低減の取り組み
複合商品	6-1	一次アセスメント	一次のみのアセスメント方法の検討
共通	7-1	専用線	低コスト方式の拡大
	7-2	再エネ活用	将来の変動性再エネの調整機能の活用方法
応札不足	8-1	揚水発電	揚水発電所の市場活用における課題整理（揚水公募等）
	8-2	制度的措置	制度的措置に係る残論点の整理
	8-3	市場外調整力	市場外調整力の実態調査および募集量からの控除検討

年度	2026	2027	2028	以降
広域運用	二次①開始（=全商品）			
広域調達	（二次①を除く全商品）	二次①（2027年度）		
市場取引	全商品：前日取引化			同時市場/次期中給運開



【2027年度に向けた課題】

商品	No	課題
二次①	2-1	広域調達
三次②	5-1	必要量

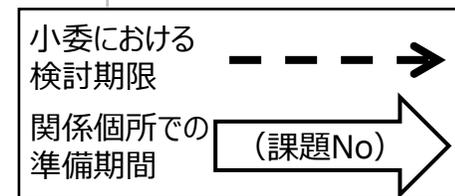
※ 検討状況によっては2027年度以降も継続

【応札不足対応】

商品	No	課題
応札不足	8-1	揚水発電
	8-2	制度的措置
	8-3	市場外調整力

※ 市場状況に応じて対応可否を検討

＜凡例＞



【2028年度以降に向けた課題】

商品	No	課題
一次	1-1	広域調達
複合	6-1	一次アセスメント
共通	7-1	専用線
	7-2	再エネ活用

※ 詳細な検討期限なし

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
1-1 1ルート連系 エリアにおける 広域調達可否 と開始時期	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 交流連系されている エリアにおいて広域 調達を実施</li> <li>✓ 将来的にはΔkW マージンを廃止する 方向</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 取引実績（広域調達実績）を踏まえた 一次ΔkWマージンの廃止時期の検討</li> </ul>	

## 課題

## これまでの整理事項

## 小委における論点

## 小委での議論における方向性

- ✓ まずは広域運用ができることを確認した上で広域調達を実施

- ✓ 取引実績を踏まえた広域調達の在り方

2-1 2027年度からの広域調達に向けた検討

---

課題

これまでの整理事項

小委における論点

小委での議論における方向性



課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
5-1 2026年度事後検証・2027年度事前評価および必要量低減の取り組み	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ アンサンブル予測</li> <li>✓ 効率的な調達</li> <li>✓ 30分化取引化</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 更なる気象精度向上の取り組み</li> <li>✓ 更なる必要量低減の取り組み (信頼区間幅を活用した手法の検討)</li> </ul>	

---

## 課題

## これまでの整理事項

## 小委における論点

## 小委での議論における方向性

- ✓ 一次を含めて許容範囲を設定

- ✓ 複合された応動から一次の応動のみを切り出したアセスメントの方法

6-1 一次のみの  
アセスメント方法  
の検討

---

---

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
7-1 低コスト方式の 専用線の拡大 可否	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 10MW未満かつ上位 2電圧以外は電柱方 式可</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 電柱方式の拡大</li> </ul>	
7-2 将来の変動性 再エネ調整機能 の活用方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 変動性再エネの調整 機能の活用を目指す</li> <li>✓ 対象は市場連動型の FIP電源</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 技術面の課題</li> <li>✓ 制度面の課題（市場への応札）</li> </ul>	

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
8-1 揚水発電所の市場活用における課題整理	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 揚水公募量の控除方法やポンプアップ原資の確保方法の対応案の整理</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 契約価格の在り方</li> <li>✓ 池全体の水位管理の在り方</li> <li>✓ 揚水随契の取扱い</li> </ul>	
8-2 制度的措置に係る残論点の整理	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 制度的措置に関する基本的な考え方や個別論点を整理（技術面の検討）</li> <li>✓ 2026年4月からの導入は見送る方向【第103回TF】</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 誘導的措置の検討漏れ確認</li> <li>✓ 将来シナリオ想定</li> <li>✓ システム改修等費用の回収可否</li> <li>✓ 今後の市場状況等により導入検討再開【第103回TF】</li> </ul>	
8-3 市場外調整力の実態調査および募集量からの控除検討	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 需給調整市場非参入電源の自然体余力（領域②）は、現状、大宗のエリアでほぼゼロ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 需給調整市場参入電源における余力</li> <li>✓ 控除できる蓋然性</li> <li>✓ 自然体余力（領域①②）を分析</li> <li>✓ 取引状況に応じて再度検討（控除量・控除期限等）</li> </ul>	

1. 2025年度の検討状況

2. 2025年度の取引実績

3. 2026年度以降の検討すべき課題の整理

(参考) 需給調整市場に関する審議会動向 (課題検討状況)

(参考) 要件変更等のスケジュール

- 2024年度より国と広域機関で連携し、検討してきた制度的措置（制度的な供出義務化）に関しては、第103回TF（2025年5月28日）にて、市場での調達割合を増やすという方向性は合理的とされつつ、現環境下における事業者の負担等を踏まえて、2026年4月からの導入は一旦見送る方向※と整理された。
- 他方で、将来的な同時市場の導入に向け、実務的な課題を洗い出す観点等を踏まえ、同時市場の開始以前の時点で全電源の市場応札を求めていく方向性も示された。

※ただし、今後の市場状況等によっては導入検討を再開する方向

### これからの調整力調達の方向性について（制度的措置）

- 第50回需給調整市場検討小委員会（2024年9月10日）以降、同小委員会にて需給調整市場への応札を求める制度的措置に関する検討や技術的検証が進められ、第54回同小委員会（2025年3月4日）では、**国とも連携の上、2026年度からの制度的措置の導入要否等の検討を進めていくこととされた。**
- **今後、市場での調達割合を増やすという方向性は合理的**である。その一方、すでに**各発電事業者において需給調整市場の制度変更を含め様々なシステム改修が輻輳**している中、**制度的措置の導入によってさらにシステム改修等の対応**を求めれば、市場の混乱、電力市場の信頼低下、ひいては同時市場への疑念にも繋がりがかねない。アグリゲーター・新電力にとっても、制度的措置に伴うオペレーション対応は大きな追加負担となる。
- こうしたことから、**経済効率性と市場参加の自由度確保のバランスを保ちながら調整力調達を進める**ことを基本的な方向性とし、**当面は余力電源や揚水随意契約等も活用**しながら市場調達を進め、**2026年4月からの制度的措置の導入は見送る**こととしてはどうか。（※1）  
（※1）なお、制度的措置により、より経済性ある持ち下げ供出札の応札増加に繋がる。高需要期に市場の取引状況が大きく悪化するなど、持ち下げ供出札の応札の必要性が高まれば、様々なデメリットも考慮に入れつつ制度的措置の導入についての検討を再開する。
- 一方、今般制度的措置導入を見送ることで、発電事業者における市場応札のシステム整備やオペレーション対応が一切進まなくなることは望ましくない。事実上全電源の市場応札を求める（※2）同時市場の導入に向け、部分的に同時市場の一部制度を試行することは、実務的課題をあらかじめ洗い出す観点等から有益。事業者のシステム改修の負担等も考慮に入れつつ、**今後、同時市場開始以前の時点では全電源の市場応札を一定の範囲で求めていくこととしてはどうか。**（※2）第15回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年4月22日）において、自己計画電源については、安定供給の観点から必要な場合に制約を及ぼす仕組みの導入を前提に、市場入札を必須としない方針が整理されている。

基本的な考え方の再整理 (2 / 3)

11

- まず、制度的措置と誘導的措置の関係性（誘導的措置の内容）については、以下3つの考え方があり得る。
  - 考え方Ⅰ：制度的措置導入有無によらず、応札行動促進（事業者リスク低減）のため先行して実施する誘導的措置
  - 考え方Ⅱ：制度的措置導入による状況変化（新たな事業者リスク顕在）を踏まえ、同時実施を目指す誘導的措置
  - 考え方Ⅲ：制度的措置導入による効果（応札量>募集量）を確認した後※に、改めて実施の検討を行う誘導的措置
    - ※ あるいは、各種誘導的措置等により需給調整市場が競争環境下（応札量>募集量）であることを確認した後
- また、第47回本小委員会（2024年5月15日）にて、応札不足対応の方向性（アプローチ）としてお示した誘導的措置としては「リクワイアメント・ペナルティの緩和、要件緩和等（① 技術的検討）」や「応札リスク低減（②-1 金銭等調整）」、「金銭的インセンティブ増加（②-2 金銭等調整）」を挙げたところ。
- この点、「金銭的インセンティブ増加（②-2 金銭等調整）」については、制度的措置未導入（応札量<募集量であり競争環境下でない）の足元から実施した場合、社会コストが過大となる可能性があるため、上記の考え方Ⅲ（制度的措置の導入後に実施の検討を行う誘導的措置）に該当すると考えられる。
- 一方で、「リクワイアメント・ペナルティの緩和、要件緩和等（① 技術的検討）」や「応札リスク低減（②-1 金銭等調整）」については、事業者の技術的・金銭的な応札リスク低減に繋がるものであるため、上記の考え方Ⅰ・Ⅱ（制度的措置の導入前または導入時に実施する誘導的措置）に該当すると考えられる。
- すなわち、制度的措置に関する基本的な考え方2における、「社会コストが過大とならない範囲で、誘導的措置の検討・議論をさらに加速」とは、事業者の技術的・金銭的な応札リスク低減に繋がる考え方Ⅰ・Ⅱの施策を、迅速かつ網羅的に整理することを指し、制度的措置を導入したとしても事業者に対して非合理的な金銭的損失を与えない状態（最大限事業者に配慮した設計）とすることを指すものである。

基本的な考え方の再整理 (3 / 3)

13

- ここまでの検討を踏まえ、制度的措置に関する基本的な考え方について、以下の青字箇所のとおり注釈を追記してはどうか。
  - 基本的な考え方1
    - ✓ 以下を制度的措置の定義とし、肉付けする方向性で検討を進める
      - ・ 特定のルールのもと、スポット市場後の需給調整市場の活性化（調整力調達費用の低減）を果たすため、特定の事業者に対して、調整力ΔkW市場への供出を求める措置
  - 基本的な考え方2
    - ✓ 社会コストが過大とならない範囲で、誘導的措置の検討・議論をさらに加速\*させた上で、最大限事業者に配慮した設計とする（誘導的措置の状況によって、制度的措置の強度は変わり得る）
      - \* 事業者の技術的・金銭的な応札リスク低減に繋がる施策を、迅速かつ網羅的に整理することを指す
- また、前述の誘導的措置の各考え方に該当する具体的な施策については、下表のとおり検討を進めており（詳細は後述の論点2 - 3参照）、制度的措置の導入に必要な整理は充足しつつある状態。

考え方	概要	具体的な施策例
I	制度的措置導入有無によらず、応札行動促進（事業者リスク低減）のため先行して実施する誘導的措置	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 掘水（一次・二次①）の要件緩和（①）</li> <li>・ 持ち下げ供出（少量約定）時のアセスメント緩和（①）</li> <li>・ 持ち下げ供出時の事後精神リスク回避（②-1）</li> <li>・ 起動費取り遅れリスク回避（②-1）</li> </ul>
II	制度的措置導入による状況変化（新たな事業者リスク顕在）を踏まえ、同時実施を目指す誘導的措置	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 電源トラブル時のペナルティリスク緩和（①）</li> <li>・ 契約不履行ペナルティリスクの緩和（①）</li> </ul>
III	制度的措置導入による効果（応札量>募集量）を確認した後（あるいは、各種誘導的措置等により需給調整市場が競争環境下（応札量>募集量）であることを確認した後）に、改めて実施の検討を行う誘導的措置	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 上限価格の引き上げ・撤廃（②-2）</li> <li>・ 価格規準上の一定額の引き上げ（②-2）</li> </ul>

- 昨年度の本小委員会において、異常時対応調整力の必要量として、EPPS※動作分を考慮するにあたって、EPPSの動作仕様（健全側の周波数によっては動作しない）と昨今の周波数滞在率の悪化を踏まえると、必ずしもEPPSが確実に動作するとも言えないことから、安定供給面にも考慮しながら検討を進めることとしていた。
- この点、第6回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2025年3月14日）において、健全側への影響を確認した上で、EPPSの動作確実性を高めるよう整定変更を行うこととなったことを受け、第55回本小委員会（2025年4月15日）において、準備が整ったエリアより、異常時対応調整力の必要量からEPPSの動作期待分を控除する運用を開始することと整理した。

※50Hz/60Hzの周波数変換装置に具備される周波数低下時に健全側エリアから 故障側エリアへ瞬時に電力融通を行う機能

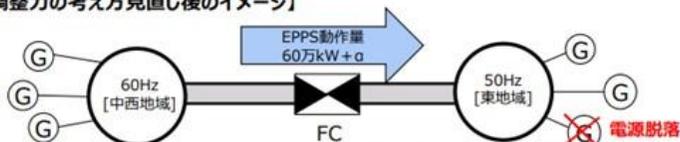
異常時（電源脱落）対応調整力必要量の考え方について（1 / 2）

35

- 前述のとおり、異常時（電源脱落）対応調整力の全成分（一次・二次①・三次①）において、EPPS動作分を考慮（控除）することができるため、続いて、具体的にどのように控除するかについて検討を行った。
- 控除の方法（必要量の算定方法）としては、50Hz・60Hzそれぞれで確保している単機最大ユニット脱落分から、固定のEPPS動作量（通常は600MW※）を引くことが考えられる。
- 一方、控除後の異常時対応調整力が固定のEPPS動作量未満となった場合、健全側エリアとしてEPPS融通することで平常時対応調整力まで使ってしまう、健全側エリアの通常の需給運用に支障をきたすことが考えられる。
- そのため、50Hzおよび60Hz毎の同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量からEPPS動作期待分を控除した量が、EPPS動作期待分を上回る場合は「単機最大ユニット容量-EPPS動作期待分」、下回る場合は「EPPS動作期待分固定」とし、これを同一周波数連系系統の各エリア系統容量を元に按分した量としてはどうか。

※ 複数のFC故障等により、固定EPPS動作量600MWが確保できない場合もある。

【異常時対応調整力の考え方見直し後のイメージ】



異常時調整力確保量：単機最大ユニット容量

60Hzの単機最大ユニット容量-EPPS動作分≧EPPS動作分  
 →単機最大ユニット容量-EPPS動作分（通常600MW）  
 60Hzの単機最大ユニット容量-EPPS動作分<EPPS動作分  
 →EPPS動作分固定（通常600MW）

異常時調整力確保量：単機最大ユニット容量

50Hzの単機最大ユニット容量-EPPS動作分≧EPPS動作分  
 →単機最大ユニット容量-EPPS動作分（通常600MW）  
 50Hzの単機最大ユニット容量-EPPS動作分<EPPS動作分  
 →EPPS動作分固定（通常600MW）

異常時（電源脱落）対応調整力必要量の考え方について（2 / 2）

36

- 前述の考え方にもとづき、異常時（電源脱落）対応調整力必要量を試算した結果については下表のとおりであり、全9エリアで合計約1,000MW（約45%）の必要量低減となる見込み。

【異常時（電源脱落）対応調整力必要量（2024年データの年間平均値）】

単位：MW

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
現行	同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量（エリア系統容量按分値）	70	197	735	342	71	362	146	67	204	2,193
		1,002			1,192						
見直し案	単機最大ユニット容量からEPPS期待量を控除（上記が600MW以下となる場合は600MW固定）	42	118	440	172	36	182	73	34	103	1,200
		600			600						

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
見直し案/現行（低減率）		60%（▲40%）			50%（▲50%）			55%（▲45%）			

■ 準備が整ったエリアから対象となる複合・一次・二次①・三次①の調整力必要量を更新 (4/26実需給分から)



2025年4月～10月の調整力必要量(複合・一次調整力・二次調整力①・三次調整力①)  
更新について

2025年4月18日  
一般社団法人 電力需給調整力取引所

2025年4月～10月分の調整力必要量(複合、一次調整力、二次調整力①、三次調整力①)について、東北・東京・中部・北陸・関西・中国・四国・九州の各エリアのデータを更新しましたのでお知らせいたします。

今回の更新は、第55回需給調整市場検討小委員会の資料3「異常時(電源脱落)対応調整力の取扱いについて」において整理された内容に基づき、運用開始の準備が整った一般送配電事業者の調整力必要量を更新したものととなります。

調整力必要量

以上

- 第55回・第56回本小委員会（2025年4月15日・6月3日）において、火力発電、揚水発電を対象にGC時点で蓋然性高く存在する自然体余力に関して、その要因調査ならびに控除可否検討を行い、準備が整ったエリアから市場外調整力の控除する運用を開始することと整理した。
- なお、2026年度からの全商品前日取引化による影響を踏まえ、本控除期間としては、まずは2025年度限定とし控除する方向で整理したところ。（契約要因もこれらの影響を受けるため一旦は同様の整理）

控除対象となる自然体余力の考え方

10

- 控除の具体的な検討を進めるにあたり、改めて、市場外調整力の控除に関する考え方を整理する。
- まず、調整力の確保は「多様な電源等の公平性」、「調達コストの透明性・適切性」、「調整力の効率的な確保」の観点を踏まえ、需給調整市場から市場調達することが重要となる。
- その上で、市場は未達となっているが、最終的に（GC時点で）自然体余力が残存する場合、調整力提供者目録では収益機会を逃しており、一般送配電事業者目録では市場が競争環境となっていないことで応札されている全ての札が約定するため過大なコストに繋がるといったことになり、双方にとって不合理な状況となることから、本来的にはこれらの解消に繋がる取組みとすることが合理的といえる。
- 上記を踏まえると、市場外調整力の控除の考え方としては、**何らかの要因で市場応札できず余力となる調整力であり、応札できない要因への抜本対策実施までの期間に限定して控除**することが適切であると考えられる。
- また、控除量の観点としては、過少に控除した場合と過剰に控除した場合では、双方で不合理が発生する。
- まず、控除量が過少であった場合、現在の取引状況（調達未達）が継続して、競争が働かない（高コスト）状態が継続してしまうと考えられる。
- 一方、控除量が過剰であった場合、需給調整市場に応札したものの控除によって不発となった電源が解列してしまうことで、 $[\Delta kW \text{約定量} + \text{自然体余力} < \text{調整力必要量}]$ となる可能性があり、その場合、一般送配電事業者による余力活用（余力活用電源の追加起動等）により調整力を確保することとなるため、追加起動に係る費用がかかり、逆にコスト増となる可能性もある（次頁参照）。
- これらを踏まえると、控除量は、**ある程度蓋然性高く存在する自然体余力の量**とすることが適切であると考えられる。

自然体余力の要因分析のまとめ

30

- 調整力提供者（発電事業者）に対する自然体余力の要因調査ならびに考察した結果については下表のとおり。
- 要因の大宗を占める「市場売れ残り分」は、2026年度の全商品前日取引化後に状況の変化が想定されるため、まずは2025年度限定で控除する方向性が考えられる。
- また、「契約要因」は契約期間次第ではあるが、契約期間や前日取引化が影響するため、まずは2025年度限定の控除とすることが適切か。
- 一方、「燃料制約」および「要件起因の入札制約」は自然体余力と算定されるものの、GC時点で調整力として活用可能とは言い切れないことから、控除対象外とする。

要因	概要	調整力の機能	控除可否	控除期間	
市場売れ残り	市場応札の結果不発になったものや、入札を見送った余力	○	全商品前日取引化までの期間は可	まずは2025年度のみ	控除対象
契約要因	一部相対契約の通告変更権行使期限が入札時刻以降のため、市場には応札できない余力	○	可能	契約変更までの期間	
燃料制約	LNGタンクが1基のため、燃料消費計画に応じた市場応札しかできないが、kWとしては残存する余力	×	不可	—	控除対象外
要件起因の入札制約	リソースの出力変化率が需給調整市場の商品要件を満足しない余力	×	不可	—	

■ 準備が整ったエリアから調整力必要量を更新 (6/14実需給分から)



**調整力必要量(複合・一次調整力～三次調整力①)からの市場外調整力控除開始について**

2025年6月6日  
一般社団法人 電力需給調整力取引所

需給調整市場検討小委員会\*において、調整力必要量(複合・一次調整力～三次調整力①)から市場外調整力としての自然体余力を控除することが整理されました。これを受け、2025年6月10日取引(14～20日実需給分)から、準備が整ったエリアから順次控除を開始いたします。

なお、この控除の適用期限は2026年3月までとし、それ以降の取扱いについては、取引状況を踏まえ検討される予定です。

※関連資料

- ・[第55回需給調整市場検討小委員会](#)  
[第71回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](#)  
[資料2 市場外調整力の控除について\(その1\)](#)
- ・[第56回需給調整市場検討小委員会](#)  
[第73回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](#)  
[資料2 市場外調整力の控除について\(その2\)](#)

市場外調整力としての自然体余力の控除量を[弊所ホームページ\(取引情報>調整力必要量\)](#)に公表しておりますのでご確認ください。なお、入札にあたっては、需給調整市場システムにて登録される調整力必要量を必ずご確認ください。

- 揚水発電の随意契約に関しては、昨年度、応札不足や価格高騰状況等を理由に、中部電力PGより提案があり、電源等の参加機会の公平性、コストの適切性・透明性の観点を踏まえて、制度設計専門会合（現：制度設計・監視専門会合）で議論され、昨年度（7/20実需給分）より中部エリアにて、揚水発電機を用いた随意契約を基にした週間市場商品の募集量控除※を行うこととなった。
- その後、第7回制度設計・監視専門会合（2025年3月31日）にて、中部エリアに引き続き、東北エリアにおいても同様の観点を踏まえて、随意契約が認められ、更に第10回制度設計・監視専門会合（2025年6月27日）では、北海道エリア・関西エリア、第12回制度設計・監視専門会合（2025年8月29日）では、東京エリアの随意契約が認められた。

※具体的な募集量削減方法についてはTF、本小委員会で議論

### 3-1. 中部エリアにおける $\Delta kW$ 調達について

- 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 $\Delta kW$ 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 $\Delta kW$ を随意契約で調達し、経済性を踏まえつつ $\Delta kW$ 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が使用権を有し、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 $\Delta kW$ 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への揚水機賃与に伴い発生する、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：ポンプアップ原質は、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質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 $\Delta kW$ 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、 $\Delta kW$ 必要量の一部を確保することを検討したい。

40

### 3-2. 事務局の評価

- 需給調整市場設立時の考え方に立てば、 $\Delta kW$ 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 $\Delta kW$ の未達率が他エリアと比べて著しく大きい当該エリアが、随意契約によって $\Delta kW$ 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きれないことから、随意契約による $\Delta kW$ 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**を行うことしたい。
- なお、**随意契約で調達した $\Delta kW$ 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 $\Delta kW$ 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。
- 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られることができれば、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べ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募した場合に $\Delta kW$ 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。

42

■ 先行して2024年度より揚水随契を実施していた中部エリアについては運用実績や提供事業者との精算額について事後確認が実施されたが、特段問題となる点はないと評された。

東北エリアにおける揚水随意契約について

事務局評価

必要性について

- 揚水発電は、短時間で起動停止が容易であり、負荷追従性も高いため、需給調整に用いる電源（調整電源）として非常に有用な電源である。特に需給調整市場の商品区分における一次調整力、二次調整力①といった高速商品の利活用が期待されるが、今回、揚水随契の相談があった東北エリアにおいては高速商品の調達率が低い状況が継続している。
- また、調達率の低い状況が継続する中、エリア内唯一の調整機能を有する揚水発電機が余力活用契約で活用できない可能性があることも踏まえれば、一般送配電事業者が揚水発電に必要な調整力の一部を、需給調整市場とは別に随意契約で予約確保することは、安定的な需給運用の観点から一定の意義があると考えられる。

電源等の参加機会の公平性、コストの適切性・透明性について

- 他方、安易に随意契約を行うことは、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点からは望ましくないため、「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達の考え方」に基づいた対応が求められるところ。
- この点、東北エリアにおいては、高速商品の調達率が約20%であること、今回調達する電源がエリア内で唯一の調整機能を有する揚水発電機であることに加え、随意契約で調達する量（最大23万kW）は全体の募集量の2～5割程度であり、市場募集量に到達しないことから、電源等の参加機会の公平性は一定程度保たれていると考えられる。
- また、随意契約する揚水発電機のΔkW価格はレベニューキャップ申請単価（2.76円/ΔkW・h）を念頭に、需給調整市場ガイドラインにおけるΔkW価格の考え方（A種電源）をもとに協議し、全体としてレベニューキャップ申請単価以下で契約予定であることから、コストの適切性についても一定程度保たれていると考えられる。
- 以上を踏まえ、東北エリアにおける揚水随意契約を認めることとして差し支えないと考えられる。なお、コストの透明性を確保する観点からは、引き続き、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。 36

(1) 関西エリアにおける揚水随意契約について

事務局評価

必要性について

- 揚水発電は、短時間で起動停止が容易であり、負荷追従性も高いため、需給調整に用いる電源（調整電源）として非常に有用な電源である。特に需給調整市場の商品区分における一次調整力、二次調整力①といった高速商品の利活用が期待されるが、今回、揚水随契の相談があった関西エリアにおいては高速商品の調達率が低い状況が継続している。
- 調達率の低い状況が継続する中、一般送配電事業者が必要な調整力の一部として揚水発電機を需給調整市場とは別に随意契約で予約確保することは、安定的な需給運用の観点から一定の意義があると考えられる。

電源等の参加機会の確保、コストの適切性・透明性について

- 他方、安易に随意契約を行うことは、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点からは望ましくないため、「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達の考え方」に基づいた対応が求められるところ。
- この点、関西エリアにおいては、高速商品の調達率が1～5割以下であることに加え、随意契約で調達する量（47万kW）は、複合商品基準で全体の募集量の約5割程度であり、市場募集量に達しないことから、電源等の参加機会は一定程度保たれていると考えられる。
- また、随意契約する揚水発電機のΔkW価格は全体としてレベニューキャップ申請単価（3.24円/ΔkW・h）以下で契約予定であることから、コストの適切性についても一定程度保たれていると考えられる。
- 以上を踏まえ、関西エリアの揚水随意契約については、必要性、コストの適切性・透明性の観点から有用であり、電源等の参加機会も一定程度保たれていると考えられることから認めることとした。なお、コストの適切性・透明性を確保する観点からは、引き続き、監視等委員会事務局において、契約価格および相対交渉の内容、事後精算の額等について厳正な事後監視を行い、本会合で報告することとした。 13

(2) 北海道エリアにおける揚水随意契約について

事務局評価

必要性について

- 北海道エリアは、現状、需給調整市場において一次調整力及び二次調整力①の調達率が全国で唯一高いエリアである。この理由は、同工場の揚水発電の調整力提供事業者が、揚水発電分の調整力を週間市場に積極的に応札していることによるものである。
- 上記について、当該調整力提供事業者にヒアリングしたところ、一般送配電事業者が地域間連系線を通じて他エリアから高速の調整力を調達することが困難であるため、北海道エリア内の高速商品の調整力需要を踏まえて入札を行っており、また、揚水発電について週間断面で需給予測を踏まえた水位管理やポンプアップコストを設定することには一定の不確実性やリスクが伴うため、こうした要素を合理的に価格に織り込んだ上で入札を行っている、との説明であった。
- 他エリアからの高速の調整力の調達が困難な北海道エリアにおいて、需給調整市場における調整力の調達が上記となっている現状を踏まえれば、同工場の一般送配電事業者が、揚水の随意契約により高速な調整力を事前に確保しておくことは、今後の同工場のより一層の安定供給に資すると考えられる。

電源等の参加機会の確保、コストの適切性・透明性について

- 随意契約で調達する量は、複合商品基準で全体の6～7割程度であり、市場募集量に達しないことから、電源等の参加機会は一定程度保たれていると考えられる（市場参加機会の確保の観点から、募集量からの控除分については一台分の定格出力20万kW分とする）。
- また、北海道エリアにおいては、2024年度の市場での平均約定単価が10.5円/ΔkW・hと他エリアと比較しても高く、結果としてレベニューキャップ申請単価（4.63円/ΔkW・h）を大きく上回っている状況。国民負担を抑制する観点からは、調整力の調達コストの効率化が強く求められるところ、今回の随意契約ではレベニューキャップ申請単価を下回る単価で契約予定であり、その効果が極めて大きい。
- 以上を踏まえ、北海道エリアの揚水随意契約については、必要性、コストの適切性・透明性の観点から有用であり、電源等の参加機会も一定程度保たれていると考えられることから認めることとした。なお、コストの適切性・透明性を確保する観点からは、引き続き、監視等委員会事務局において、契約価格および相対交渉の内容、事後精算の額等について厳正な事後監視を行い、本会合で報告することとした。 16

中部エリアにおける揚水随意契約の事後確認について

事後確認結果

- 今回、中部電力パワーグリッドより、2024年度を通した揚水随意契約の運用実績や提供事業者との精算額にかかる報告があったため、その内容について事後確認を行った。
- 2024年度（2024年4月～2025年3月）の中部エリアの総合的な需給調整費用（1.81円/ΔkW・h）は、レベニューキャップ申請単価（2.25円/ΔkW・h）を下回る結果となったことが確認できた。
- また、事後精算については、第98回制度設計専門会合において認められた契約額の考え方に沿って実施され、その額の算定についても問題となる点は発見されなかった。
- 2025年度は中部エリア以外においても揚水随意契約による運用が開始されているため、来年度以降も、引き続き、事後監視を行うこととした。

# 東京エリアにおける揚水随意契約について

## 事務局評価

### 必要性について

- 揚水発電は、短時間での起動停止が容易であり、負荷追従性も高いことから需給調整に用いる電源（調整電源）として非常に有用な電源であり、特に需給調整市場の一次調整力、二次調整力①といった高速商品での利活用が期待されるが、東京エリアにおいては、高速商品導入当初より、応札拡大に向けた取組を実施しても依然として、低い調達率が継続している。
- 調達率の低い状況が継続する中、一般送配電事業者が必要な調整力の一部として揚水発電機を需給調整市場とは別に随意契約で予約確保することは、安定的な需給運用の観点から一定の意義があると考えられる。

### 電源等の参加機会の確保、コストの適切性・透明性について

- 他方、安易に随意契約を行うことは、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点からは望ましくないため、「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達の考え方」に基づいた対応が求められるところ。
- この点、現状の東京エリアにおいては、高速商品の調達率が1割もなく、また、随意契約による調達量は、複合商品基準で全体の募集量の約3割程度と、市場募集量の上限に達しないことから、揚水随意契約後も電源等の参加機会は一定程度保たれていると考えられる。
- また、随意契約する揚水発電機の $\Delta kW$ 価格は全体としてレベニューキャップ申請単価（2.19円/ $\Delta kW \cdot h$ ）以下で契約予定であることから、コストの適切性についても一定程度保たれると考えられる。
- 以上を踏まえ、東京エリアの揚水随意契約については、必要性、コストの適切性・透明性の観点から有用であり、電源等の参加機会も一定程度保たれていると考えられることから認めることとしたい。なお、コストの適切性・透明性を確保する観点からは、引き続き、監視等委員会事務局において、契約価格および相対交渉の内容、事後精算の額等について厳正な事後監視を行い、本会合で報告することとしたい。

- 来年度以降の揚水随契の方向性に関して、第17回制度設計・監視専門会合（2026年1月30日）において、まずもって2025年度に揚水随契を実施している一般送配電事業者（5社）より運用状況等の報告がなされた。
- その後、第18回制度設計・監視専門会合（2026年2月20日）において、調整力提供事業者の意見を聞く場が設けられ、今後、これらの議論結果を踏まえ、来年度の揚水随契の方向性が決定される。

## 前回会合の議論の振り返り

- 前回の第17回制度設計・監視専門会合（2026年1月30日）において、**2025年度に揚水随契を実施している一般送配電事業者（中部PG、東北NW、関西送配電、北海道NW、東京PG）**より、2025年度の揚水随契の運用状況等について御報告いただいたうえで、2026年度以降の揚水随契の方向性について御議論いただいたところ。
- 各一般送配電事業者からは、①揚水随契が安定的な調整力確保に寄与している、②ポートフォリオ調達を行うことにより総合的な調達コストが安価に抑えられている、③多くのエリアでは一次調整力の未達が依然として残っており、市場参加の機会が過度に抑制されているものではない、といった報告があり、**2026年度以降も揚水随契の継続により最適なポートフォリオ調達を目指したい、**という意向が示された。
- 上記の報告について、委員からは、**揚水随契は市場の縮小につながるため継続するのであれば合理性や必要性の説明が必要である**といった意見や、**一定の長期契約を組み合わせることは市場メカニズムと矛盾しないとして揚水随契を肯定的に捉える意見等**があった（詳細は参考1参照）。
- また、複数の委員から、**調整力市場の前日取引化を踏まえ、揚水発電を随意契約ではなく需給調整市場に供出すべきとの意見**があった。これに対して、一般送配電事業者からは、**調整力市場の入札タイミングがスポット市場の後になるため、揚水発電を調整力市場に入札する機会が減少する可能性があることや、市場調達に比べて随意契約の方が単価が抑えられる**といった指摘があった（詳細は参考2参照）。
- また、複数の委員より、**一般送配電事業者の意見に加えて、調整力提供事業者の意見を聞く機会を設けるべき**との意見があった。
- 以上を踏まえ、本日は、**調整力提供事業者（蓄電池事業者及び揚水供給事業者）からの意見を設ける機会を設定し、その上で、今後の方向性について引き続き御議論いただきたい。**

- 第103回TF（2025年5月28日）にて、週間商品の調達方針についても今後、引き続き見直し検討が必要であるとされ、「更なる募集量削減」や「上限価格の見直し」が一案として提案されたところ。
- その後、第105回TF（2025年6月25日）において、足元で開始された市場外調整力（自然体余力）による募集量の控除や揚水発電の随意契約による募集量控除等の効果を注視しながら、状況に応じて週間商品の調達コスト削減策として、更なる募集量削減や上限価格の見直しについて検討を行う方向性が示された。

#### これからの調整力調達の方向性について（週間商品の調達費用抑制）

- 2024年度に行った三次②の募集量削減については、前述の通り調整力調達コストの抑制に概ね寄与したものと評価できる。一方で、募集量削減を行っていない現在の週間商品（一次～三次①）については、週間商品のみを設定された上限価格が一定程度調達コスト抑制の機能を果たしているが、そのコストは足下必ずしも安価ではない現状。
  - そのため、2026年度以降も調整力コスト増加に伴う一般送配電事業者の経営基盤や需要家負担への影響を踏まえ、2026年度以降も必要な範囲で取引安定化の措置を順次講じていく。その点、**現在の週間商品の調達方針についても、今後も引き続き見直しの検討が必要である。**
  - 例えば、現在の週間商品については、その募集量が三次②と比して大きい。その中で、三次②と同様に競争環境をより働かせやすくするためにも、加えて、2026年度現在の週間商品が三次②と同じタイミングである前日取引へ移行する際に、三次②ではなく約定機会の生じやすい複合商品に過度に応札が偏ることを防止するためにも、**週間商品の募集量を削減することも一案である。**
  - あるいは、現行の週間商品の上限価格については、2024年4月以降の水準（※）を当面の間継続することとしているが、足下の取引状況やTSOの調整力調達計画等に鑑みながら、**今一度合理的な上限価格の設定について検討し直すことも一案である。**
- （※）一次・二次①・複合商品に対して19.51円/AkW・30分、二次②・三次①に対して7.21円/AkW・30分
- こうした取り組みを含めて、週間商品の今後の調達方針について今後検討を進めて行くこととしたい。

21

#### これまでの週間商品調達状況について（データを踏まえ）

- 募集量削減の検討を継続的に行ってきた三次②と異なり、現在の週間商品（一次～三次①）については、これまで上限価格を設定してきたこともあり、市場調達費用総額は安定してきたものの、2024年4月と比較すると増加した水準で推移している。また、2025年5月の市場調達費用が2024年4月の2倍以上になっているエリアも存在している。
- 加えて、単価ベースでも2024年度以降応札単価が上がっているエリアも存在している。2025年4月以降は、需給調整市場ガイドラインの改定を行い、起動費の事後精算を認めることとしたため、起動供出札の増加が期待できる一方で、週間商品の調達単価がさらに高まる可能性もある。
- こうした中で、現状のままでも週間取引を継続すれば、上限価格の範囲内で約定平均単価が増加、高止まりし、結果として、託送料金を通じた、需要家負担の高まりにつながる可能性もある。
- 第56回需給調整市場検討小委員会にて議論され、足下から開始した市場外調整力の募集量控除については、現在エリア毎に差はあれど、総じて未達の減少に寄与している。本取組や、今後揚水随意契約の締結が更に他のエリアでも進めばその効果も引き続き注視していく必要がある。
- これら取り組みを踏まえてもなお、引き続き調達コストの抑制が難しい可能性もある。状況に応じて、週間商品の調達コスト削減策として、更なる募集量削減や上限価格の見直しについても引き続き検討していくこととしたい。

13

出所) 第103回制度検討作業部会（2025年5月28日）資料4

[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/jisedai\\_kiban/system\\_review/pdf/103\\_04\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/jisedai_kiban/system_review/pdf/103_04_00.pdf)

出所) 第105回制度検討作業部会（2025年6月25日）資料3

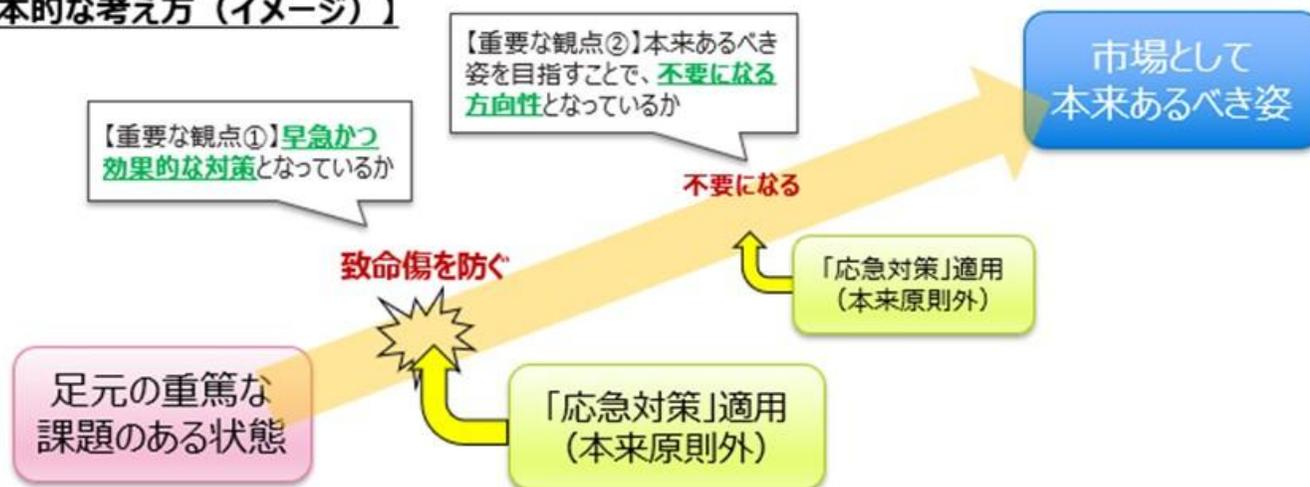
[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/jisedai\\_kiban/system\\_review/pdf/105\\_03\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/jisedai_kiban/system_review/pdf/105_03_00.pdf)

## 市場の課題に対する「応急対策」の基本的な考え方について

19

- 全面運開したばかりの需給調整市場は、市場（あるいは事業者）の習熟度が上がっていない等の理由によって、競争がしっかり働いている本来あるべき姿から乖離した、応札不足・価格高騰等多くの課題を抱えた状態と言える。
- この点、**足元の重篤な課題を解消すべく、「応急対策」適用により致命傷を防ぎつつ、市場として本来あるべき姿を目指す**といった進め方が基本的な考え方となるのではないか。
- この点、基本的な考え方を遵守するためには、「応急対策」適用の条件として以下二つの観点が重要になる。
  - 観点①：重篤な課題に対し、早急かつ効果的な（致命傷を防ぐ）対策となっていること
  - 観点②：市場として本来あるべき姿を目指すディスインセンティブとならないこと  
(本来あるべき姿を目指すことで、結果的に「応急対策」の適用が不要になる方向性であること)

### 【応急対策の基本的な考え方（イメージ）】



- 第103回TF (2025年5月28日) において、今後の調整力調達に関しては、将来的には同時市場の導入検討を必要としつつ、足元での調整力調達としては、調整力コストの最小化も踏まえて、当面の間は需給調整市場以外での調整力調達手段 (余力活用電源・揚水等随意契約) を併用していく方角性が示された。

## これからの調整力調達の方角性について (概要)

- 第81回電力・ガス基本政策小委員会 (2024年9月26日) においては、市場創設の当初の目的を達成するために、誘導的措置や制度的措置、2026年度に予定されている前日取引への全面移行等の対応を進めることで、需給調整市場の運用改善を進めるべきであるとされた。
- さらに中期的には、今後の再エネ大量導入・系統混雑も見据えた上で、kWhとΔkWの同時約定により最適化された調整力調達および電源運用を実現するべく、同時市場の導入に向けた検討を本格的に進めることが必要だとされた。
- この点、将来の方角性を踏まえ、経済効率性を追求しつつ市場での調達割合を増やしていく方角性は合理的である。そこで、発電事業者にとつての応札障壁のさらなる緩和、より安価な応札の増加、将来的な同時市場への円滑な移行を目指すべく、まずは今後予定されている以下の対応を着実にとっていく。
  - 全商品の取引時間1ブロック30分化 (2026年度からの導入を予定) →6ページ  
従来3時間ブロックの中では、当該時間帯に予備力の少ないコマが含まれる場合に、そのコマに引きずられる形で応札可能余力が少なくなっており、本対応による更なる応札可能余力の増大を企図。2025年度より三次②に関して先行的に対応。
  - 週間商品の前日取引への移行 (2026年度からの導入を予定)  
価格に織り込まれる需給変動リスクの低減・価格算定の適正化や、一次・二次①の並列必須要件による応札障壁の緩和等を企図。
- その一方で、調整力調達コストの最小化のためには、当面の間は市場以外での調整力調達手段 (余力活用電源・揚水等随意契約) を併用していくことが必要である。

- 第108回・第109回TF（2025年10月29日・12月12日）において、週間商品の調達コスト削減対応についての議論がなされ、第110回TF（2026年1月23日）にて、以下のとおり、2026年度以降の需給調整市場におけるまずもっての方向性が示され、2026年度以降の市場状況によって緩和あるいは更なる引き締めを行うこととされた。
  - ✓ 募集量：市場での調達上限を1σ相当値とする（1σ相当値に統一）
  - ✓ 上限価格：15円/ΔkW・30分に引き下げる※（現在：19.51円/ΔkW・30分）

※ 一次・二次①・複合商品における上限価格の引き下げ。

### 2026年度以降の需給調整市場における対応（1 / 2）

- 第103回制度検討作業部会（2025年5月28日）においては、2026年度以降も必要な範囲で取引安定化の措置を順次講じていくとされた。これを受けて、第108回・第109回作業部会において、2026年度以降の需給調整市場の対応方針についてご議論いただいた。応札未達を解消し、調整力調達コストの高騰を防ぐため、一次、二次①等の募集量の削減と合理的な上限価格の設定の方向性についてはおおむねご賛同いただいた一方、募集量の削減と上限価格の大幅な引下げを同時に行うことで、新規リソース等の事業者の事業予見性が損なわれる懸念、将来的に募集量を増やす必要性についてご指摘いただいた。
- また、複数の事業者との意見交換を行った結果、需給調整市場への中長期的な参加のためには、安定した約定機会が確保され、一定の予見性が確保されている市場の形成が望ましいという意見をいただいた。
- 市場で取引される調整力の厚みが増すためには、継続的に調整力を供出するリソースが参入しやすい市場を形成する必要がある。他方、引き続き市場への応札不足が懸念される現在の状況下では、募集量と応札量が乖離していることによる調整力調達コストの高騰を防ぐ必要がある。
- そこで、前日取引化するタイミングでは、複合市場の状況を予測することができないため、募集量・上限価格について一定の措置を講じた上で、市場への応札状況等をモニタリングし、一定の約定機会を確保しながら競争的な環境が形成されるまでの間、調整力調達コストの高騰を抑制できるように募集量・上限価格を見直すこととしてはどうか。

5

### 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計）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。

6

■ 2025年度現在、調整力の効率的な調達により市場での募集量を1σとしていた複合商品（+二次②、三次①）に関しては、2026年度の前日取引化以降においても、引き続き市場での募集量を1σとする方向性（現状同様）が示されていたところ。

### 2026年度以降の需給調整市場の募集量（複合市場）の見通し

- 現在、週間商品のうち一次・二次①は3σ相当、二次②・三次①は1σ相当を市場で募集しており、市場外調整力の控除が行われているが※1、控除期限は2026年3月とされている※2。  
 ※1：複数のエリアでは、揚水等の随意契約に相当する分の募集量の控除を行っている。  
 ※2：2026年4月以降、状況に応じて必要あらば、再度の控除の検討はあり得る。
- 第108回作業部会の事務局提案のとおり、複合市場の全ての商品の募集量を1σ相当に統一した場合、2026年度の募集量見込は、2025年度と比べて、一次・二次①では13%減少し、調整力調達コストの抑制が期待される。一方、複合商品（一次～三次①）では50%増加する見通しであり、発電事業者の市場参入機会の確保が期待される。
- その上で、今後、複合市場への応札状況を確認した上で、市場における十分な競争が働いていることが確認できれば、必要に応じて募集量を1σ相当から増加させることも検討してはどうか。



### 第108回作業部会での提案内容（募集量）

#### 2026年度以降の需給調整市場の募集量（複合市場）（3 / 3）

- 2026年度以降の複合市場における募集量削減について、制度運用を統一する観点から、**一次～三次①の全ての商品で、市場による調達量を最大1σ相当**としてはどうか。
- その際、**一次・二次①については、必要量3σとの差分は余力にて調達することとし、二次②・三次①については、引き続き前日12時の広域予備率が閾値を下回っていれば、追加調達分を余力にて調達することとなる。**  
 (※) 二次②・三次①については、前日12時の広域予備率が閾値以上の場合は、1σ相当が必要となり、追加調達は行わない。
- 第35回需給調整市場検討小委員会（2023年1月24日）においては、短周期成分は調整力不足の予見が難しいことなどを理由に、一次・二次①は効率的な調達の対象とせず、二次②・三次①のみを対象とした。しかし、現在も一次・二次①の未達は多く見られるものの、市場・余力・（揚水）随意契約を組み合わせる調整力確保を行う方針の下、市場で十分集まりきらずとも、ほかの手段から調整力を調達することで安定供給への支障は出ていない。余力や（揚水）随意契約による調達コスト自体についても、いたずらな高騰は生じていない。
- 一次・二次①の募集量を削減する上記の整理は、アンケート結果にあった、2026年度以降も一次・二次①を中心に応札未達が起り得るという懸念への対策として適合している。

第108回制度検討作業部会 (2025年10月29日) 資料4

- 第110回TF（2026年1月23日）等で示された「一次～三次①・複合商品の市場での調達上限を1σ相当値」への統一を適用した場合における、全商品の前日取引化が開始される2026年度からの調整力必要量の考え方と確保箇所は下表のようになる。

<2026年度からの調整力必要量の考え方と確保箇所>

	翌々日計画の広域予備率が <b>閾値以上</b> ※1			翌々日計画の広域予備率が閾値未満※1		
	必要量	市場での調達量 (=必要量)	余力での確保量※2	必要量	市場での調達量 (=必要量)	余力での確保量※2
一次	3σ	1σ	3σ-1σ	3σ	1σ	3σ-1σ
二次①	3σ	1σ	3σ-1σ	3σ	1σ	3σ-1σ
二次②	<b>1σ</b>	1σ	—	3σ	1σ	3σ-1σ
三次①	<b>1σ</b>	1σ	—	3σ	1σ	3σ-1σ
複合	<b>1σ</b>	1σ	—	3σ	1σ	3σ-1σ
三次②	<b>複合1σ控除</b>	募集量削減係数により配分		複合3σ控除	募集量削減係数により配分	

※1 2026年度以降の閾値は広域予備率10%とする。

※2 市場での調達不足分は余力での確保量に増分される。

1. 2025年度の検討状況

2. 2025年度の取引実績

3. 2026年度以降の検討すべき課題の整理

(参考) 需給調整市場に関する審議会動向 (課題検討状況)

(参考) 要件変更等のスケジュール

■ 2026年以降の商品区分および要件は下表のとおり。

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン(EDC信号)	オンライン(EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※1)	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線のみ (オフライン監視の場合は不要)	専用線のみ	専用線 または (簡易指令システム)	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
入札時間単位	30分※3	30分※3	30分※3	30分※3	30分
応動時間	10秒以内※4	5分以内	5分以内	15分以内	60分以内
継続時間	5分以上※4	30分※3	30分※3	30分※3	30分
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	- (自端制御)	0.5～数十秒	専用線：数秒～数分 (簡易指令システム：5分)	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分	30分
監視間隔	1～数秒※1	1～5秒程度	専用線：1～5秒程度 (簡易指令システム：1分)	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅を上限)	5分以内に出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅を上限)	5分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	15分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	60分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)
最低入札量	1MW	1MW	1MW	1MW	1 MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ※2	上げ/下げ※2	上げ/下げ※2	上げ/下げ※2	上げ/下げ※2

※1 事後に数値データを提供する必要有り

※2 現行は上げ区分のみ調達

※3 入札時間単位「30分」、継続時間「30分」に変更 (2026年度より適用)

※4 オフライン監視の場合、応動時間「30秒以内」、継続時間「設定なし」

※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容

- 今後、システム改修等を踏まえて要件等の変更を予定している点は以下のとおりです。  
 （青字：変更予定箇所、赤字：審議された需給調整市場検討小委員会の回数と資料番号）

	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	時期未定※1
回線	—	専用線 (監視がオフラインの 場合は不要)	専用線 (監視がオフラインの 場合は不要)	専用線 (監視がオフラインの 場合は不要)	同左	
商品ブロック	—	3時間	3時間	30分 37回資料2		
応動時間	—	10秒以内	10秒以内 (監視がオフラインの 場合は30秒以内) 42回資料3	10秒以内 (監視がオフラインの 場合は30秒以内)		
継続時間	—	5分以上	5分以上 (監視がオフラインの 場合はなし) 42回資料3	5分以上 (監視がオフラインの 場合はなし)		
指令間隔	—	— (自端制御)	— (自端制御)	— (自端制御)		
最低入札量	—	1 MW 37回資料5	1 MW	1 MW		
アグリゲーション (専用線)	—	ネガ/ポジ/ネガポジ※2	ネガ/ポジ/ネガポジ※2	ネガ/ポジ/ネガポジ※2		
アグリゲーション (簡易指令)	—	—	—	—		

※1 変更の方針が決まっているもののみ記載しており、適用時期が決まり次第、需給調整市場検討小委員会等で公表

※2 ポジ・ネガポジ型は、単体では最低入札量に満たないリソースをアグリゲートして市場に参入する場合のみ

- 今後、システム改修等を踏まえて要件等の変更を予定している点は以下のとおりです。  
 （青字：変更予定箇所、赤字：審議された需給調整市場検討小委員会の回数と資料番号）

	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	時期未定※1	
回線	—	専用線	同左	専用線	同左		
商品ブロック	—	3時間		30分 37回資料2			
応動時間	—	5分以内		5分以内			
継続時間	—	30分以上		30分 37回資料2			
指令間隔	—	0.5～数十秒 (エリア毎に異なる)		0.5～数十秒 (エリア毎に異なる)			1秒 (全エリア統一)※2 31回資料3
最低入札量	—	1 MW 37回資料5		1 MW			
アグリゲーション (専用線)	—	ネガ/ポジ/ネガポジ※3		ネガ/ポジ/ネガポジ※3			
アグリゲーション (簡易指令)	—	—		—			

※1 変更の方針が決まっているもののみ記載しており、適用時期が決まり次第、需給調整市場検討小委員会等で公表

※2 中給システムのリプレースに合わせた抜本改修後

※3 ポジ・ネガポジ型は、単体では最低入札量に満たないリソースをアグリゲートして市場に参入する場合のみ

- 今後、システム改修等を踏まえて要件等の変更を予定している点は以下のとおりです。  
 （青字：変更予定箇所、赤字：審議された需給調整市場検討小委員会の回数と資料番号）

	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	時期未定※1	
回線	—	専用線または簡易指令システム	同左	専用線または簡易指令システム	同左		
商品ブロック	—	3時間		30分 37回資料2			
応動時間	—	5分以内		5分以内			
継続時間	—	30分以上		30分 37回資料2			
指令間隔	—	数秒～数分 (エリア毎に異なる) 簡易指令：5分 26回資料3		数秒～数分 (エリア毎に異なる) 簡易指令：5分			専用線：5分 (全エリア統一)※2 31回資料3
最低入札量	—	1 MW 37回資料5		1 MW			
アグリゲーション (専用線)	—	—		—			ネガ/ポジ /ネガポジ※3,4 26回資料3
アグリゲーション (簡易指令)	—	ネガ/ポジ /ネガポジ※4 19回資料3	ネガ/ポジ /ネガポジ※4				

※1 変更の方針が決まっているもののみ記載しており、適用時期が決まり次第、需給調整市場検討小委員会等で公表

※2 中給システムのリプレースに合わせた抜本改修後

※3 出力変化量による指令は、事業者からの申込み状況に応じた中給システム改修完了後に適用開始予定  
 実出力値による指令は、中給システムの抜本改修の際に、事業者ニーズを踏まえて検討（2027年度以降）

※4 ポジ・ネガポジ型は、単体では最低入札量に満たないリソースをアグリゲートして市場に参入する場合のみ

- 今後、システム改修等を踏まえて要件等の変更を予定している点は以下のとおりです。  
 （青字：変更予定箇所、赤字：審議された需給調整市場検討小委員会の回数と資料番号）

	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	時期未定※1	
回線	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム	同左	専用線 または 簡易指令システム	同左		
商品ブロック	3時間	3時間		30分 37回資料2			
応動時間	15分以内	15分以内		15分以内			
継続時間	商品ブロック時間 (3時間)	商品ブロック時間 (3時間)		30分 37回資料2			
指令間隔	専用線： 数秒～数分 (エリア毎に異なる) 簡易指令：5分 29回資料5	専用線： 数秒～数分 (エリア毎に異なる) 簡易指令：5分		専用線： 数秒～数分 (エリア毎に異なる) 簡易指令：5分			専用線：5分 (全エリア統一)※2 31回資料3 簡易指令：5分
最低入札量	専用線 5 MW 簡易指令 1 MW	1MW 37回資料5		1 MW			
アグリゲーション (専用線)	—	—		—			ネガ/ポジ /ネガポジ※3, 4 26回資料3
アグリゲーション (簡易指令)	ネガ	ネガ/ポジ/ネガポジ※4 22回資料3		ネガ/ポジ/ネガポジ※4			

※1 変更の方針が決まっているもののみ記載しており、適用時期が決まり次第、需給調整市場検討小委員会等で公表

※2 中給システムのリプレイスに合わせた抜本改修後

※3 出力変化量による指令は、事業者からの申込み状況に応じた中給システム改修完了後に適用開始予定  
 実出力値による指令は、中給システムの抜本改修の際に、事業者ニーズを踏まえて検討（2027年度以降）

※4 ポジ・ネガポジ型は、単体では最低入札量に満たないリソースをアグリゲートして市場に参入する場合のみ

- 今後、システム改修等を踏まえて要件等の変更を予定している点は以下のとおりです。  
 （青字：変更予定箇所、赤字：審議された需給調整市場検討小委員会の回数と資料番号）

	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	時期未定※1
回線	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム	同左	同左	ネガ/ポジ /ネガポジ※3,4 26回資料3
商品ブロック	3時間	3時間	30分 26回資料4			
応動時間	45分以内	45分以内	60分以内 26回資料4			
継続時間	商品ブロック時間 (3時間)	商品ブロック時間 (3時間)	30分 26回資料4			
指令間隔	1~30分※2	1~30分※2	1~30分※2			
最低入札量	専用線 5 MW 簡易指令 1 MW	1MW 37回資料5	1MW			
アグリゲーション (専用線)	-	-	-			
アグリゲーション (簡易指令)	ネガ/ポジ/ネガポジ※4 22回資料3	ネガ/ポジ/ネガポジ※4	ネガ/ポジ/ネガポジ※4			

※1 変更の方針が決まっているもののみ記載しており、適用時期が決まり次第、需給調整市場検討小委員会等で公表

※2 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容

※3 出力変化量による指令は、事業者からの申込み状況に応じた中給システム改修完了後に適用開始予定  
 実出力値による指令は、中給システムの抜本改修の際に、事業者ニーズを踏まえて検討（2027年度以降）

※4 ポジ・ネガポジ型は、単体では最低入札量に満たないリソースをアグリゲートして市場に参入する場合のみ

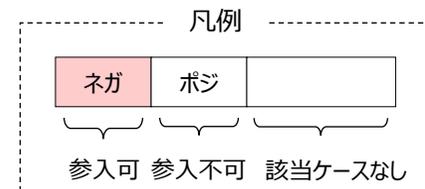
■ 主なリソースが需給調整市場に参入可能となる時期は以下のとおりです。  
 （赤字：審議された需給調整市場検討小委員会の回数と資料番号）

リソース・応札形態	商品	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	時期未定※1	
発電リソース (1MW※2以上) 単独で応札	三次②	<input type="text" value="ポジ"/>	<input type="text" value="ポジ"/>	同左	同左		
	三次①	<input type="text" value="ポジ"/>	<input type="text" value="ポジ"/>				
	二次②	—	<input type="text" value="ポジ"/>				
	二次①	—	※専用線のみ <input type="text" value="ポジ"/>				
	一次	—	※専用線またはオフライン枠 <input type="text" value="ポジ"/>				
発電リソース (1MW※2未満) アグリゲーションで応札	三次②	※簡易指令のみ, ※3 <input type="text" value="ポジ"/>	※簡易指令のみ, ※3 <input type="text" value="ポジ"/>	同左	同左		
	三次①	<input type="text" value="ポジ"/>	※簡易指令のみ, ※3 <input type="text" value="ポジ"/>				
	二次②	22回資料3、 26回資料3	※3 <input type="text" value="ポジ"/>				19回資料3、26回資料3
	二次①	—	※専用線のみ <input type="text" value="ポジ"/>				
	一次	—	※専用線またはオフライン枠 <input type="text" value="ポジ"/>				

※1 変更の方針が決まっているもののみ記載しており、適用時期が決まり次第、需給調整市場検討小委員会等で公表

※2 値は契約受電電力

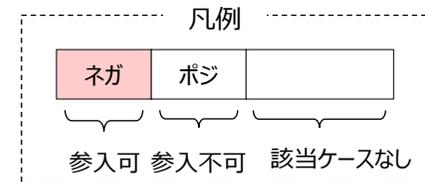
※3 専用線での参入について、出力変化量による指令は、事業者からの申込み状況に応じた中給システム改修完了後に適用開始予定  
 実出力値による指令は、中給システムの抜本改修の際に、事業者ニーズを踏まえて検討（2027年度以降）



- 主なリソースが需給調整市場に参入可能となる時期は以下のとおりです。  
 （赤字：審議された需給調整市場検討小委員会の回数と資料番号）

リソース・応札形態	商品	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	時期未定※1
ネガポジ型リソース （1MW未満）  アグリゲーションで応札	三次②	※簡易指令のみ、※2 ネガ ポジ ネガポジ	※簡易指令のみ、※2 ネガ ポジ ネガポジ	同左	同左	
	三次①	※簡易指令のみ、※2 ネガ ポジ ネガポジ	※簡易指令のみ、※2 ネガ ポジ ネガポジ			
	二次②	22回資料3	※簡易指令のみ※2 ネガ ポジ ネガポジ 19回資料3、26回資料3			
	二次①		※専用線のみ ネガ ポジ ネガポジ			
	一次		※専用線またはオフライン枠 ネガ ポジ ネガポジ			
ネガポジ型リソース （1MW以上）  単独で応札※3  34回資料4	三次②	ネガ ポジ ネガポジ	ネガ ポジ ネガポジ	同左	同左	
	三次①	※4 ネガ ポジ ネガポジ	ネガ ポジ ネガポジ			
	二次②		ネガ ポジ ネガポジ			
	二次①		※専用線のみ ネガ ポジ ネガポジ			
	一次		※専用線またはオフライン枠 ネガ ポジ ネガポジ			

- ※1 変更の方針が決まっているもののみ記載しており、適用時期が決まり次第、需給調整市場検討小委員会等で公表  
 ※2 専用線での参入について、出力変化量による指令は、事業者からの申込み状況に応じた中給システム改修完了後に適用開始予定  
 実出力値による指令は、中給システムの抜本改修の際に、事業者ニーズを踏まえて検討（2027年度以降）  
 ※3 ネガポジ型として応札可能な商品は、基本的にネガワット側とポジワット側でいずれも応動可能な商品とする。  
 ただし、ネガワット側またはポジワット側の片側で応動可能な商品がない場合は、もう片側が二次②から三次②に応動可能であれば、  
 ネガポジ型として二次②から三次②に応札可能とする。（片側が応動不可能な場合、一次、二次①への応札は不可）  
 ※4 実出力指令によるネガポジへの参入は2023年度から可能。出力変化量指令によるネガポジへの参入は2024年度以降可能。



■ 主なリソースが需給調整市場に参入可能となる時期は以下のとおりです。  
 （赤字：審議された需給調整市場検討小委員会の回数と資料番号）

リソース・応札形態	商品	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	時期未定※1
需要リソース アグリゲーションで応札	三次②	※簡易指令のみ, ※2 ネガ <input type="text"/>	※簡易指令のみ, ※2 ネガ <input type="text"/>	同左	同左	/
	三次①	※簡易指令のみ, ※2 ネガ <input type="text"/>	※簡易指令のみ, ※2 ネガ <input type="text"/>			
	二次②	—	※簡易指令のみ, ※2 ネガ <input type="text"/> 19回資料3、26回資料3			
	二次①	—	※専用線のみ ネガ <input type="text"/>			
	一次	—	※専用線またはオフライン枠 ネガ <input type="text"/>			

※1 変更の方針が決まっているもののみ記載しており、適用時期が決まり次第、需給調整市場検討小委員会等で公表

※2 専用線での参入について、出力変化量による指令は、事業者からの申込み状況に応じた中給システム改修完了後に適用開始予定  
 実出力値による指令は、中給システムの抜本改修の際に、事業者ニーズを踏まえて検討（2027年度以降）

