経済産業省

資料４

需給調整市場について

2025年5月28日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 2021年4月より、エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減を図るため、需給調整市場を開設し、三次調整力②（三次②）の取引を開始、2022年4月には三次調整力 ①（三次①）の取引を開始した。
- 2024年4月に残りの二次調整力①②（二次①、二次②）、一次調整力（一次）の取引を開始した中で、募集量に対する 応札量・約定量の未達が発生。前日商品については調達費用の高騰も大きな課題となった。
- 前日商品の調達費用高騰の課題への取り急ぎの対応として、本作業部会で、前日商品を対象に募集量削減の取組を段階的に行ってきた。2024年11月からは、エリアごとの状況、余力活用コストとのバランスなどを考慮した新しい募集量削減の考え方も導入した。
- その中で、需給調整市場検討小委員会においては、需給調整市場の活性化を目指すべく、需給調整市場における制度的措置に関する検討が進められてきた。
- **今回は、2024年度における需給調整市場における調達状況を踏まえつつ、今後の需給調整市場における調整力調達の方向性について、ご議論を頂きたい。**

※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あり。

１．2024年度・2025年4月以降の調整力調達実績

２．今後の需給調整市場の在り方について

これまでの調整力調達に関する取組の流れ

- **電力システム改革を踏まえ**、「エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用による効率化と、市場原理による競争活性化・透明化」、「DR事業者や新電力等の新規事業者の市場参加拡大による、より効率的で柔軟な需給運用の実現」を目指し、**調整力の調達を基本的に需給調整市場にて行うことが整理されてきた**。従前存在していた調整力公募についても、沖縄エリアを除き2023年度までに終了している。

- 一方、**2021年度の需給調整市場の取引開始**以降、**市場募集量に対する未達**が多く発生し、**調達単価が高騰**する事象が発生。**調整力確保費用を支払う一般送配電事業者の経営基盤や需要家負担への影響**も生じている。

- **2024年4月**に需給調整市場において**全商品の取扱いを開始**して以降、その**傾向はより深刻**になっていることを受け、上限価格を設定していなかった**三次②を対象に5月以降募集量削減の措置を開始**、市場調達量を減少させる分、**余力活用電源に一定程度依存**することとなった。その結果、三次②の不足分を余力活用によって補うことによる調達費用と合わせても、**当初よりも三次②の調達費用は減少**しており、募集量削減の対応は調整力調達コストの削減に一定程度の効果があったものと考えられる。

- 加えて、**2024年7月**には中部エリアにおいて、**随意契約の締結による揚水運用権の貸与を開始**しており、需給調整市場・余力活用電源・揚水随意契約を組み合わせながら、各エリアの調整力調達コストを抑制している。

- また、需給調整市場への**応札の誘導的措置**の一環として、起動費の取り漏れを防ぐべく**起動費事後精算を認めた価格規律の見直し**を行い、 **2025年4月以降の受渡しから適用**した。また、三次②について、応札可能量の拡大・必要量の削減のため、**取引ブロック時間を従来の3時間から30分に短縮**させた。

（参考）起動費の事後精算について

需給調整市場ガイドラインの改定①（起動費の事後精算について）

- 現行の需給調整市場ガイドライン上では、ΔkW入札価格への起動費の反映は1日2回分まで認められる。取り漏れが生じた起動費等については、その相当分の額について当該年度の先々の取引における計上を許容するとしている。
- 一方で、第47回需給調整市場検討小委員会（2024年5月15日）においては、2024年4月の一定期間について、需給調整市場への応札を見送った理由に関するアンケート結果が示された。その結果、「起動費を取り漏れるリスクを回避するため」応札が回避された供出ポテンシャルが多く存在したことが分かった。
- そこで、より精査に生じた起動費を回収すべく、第１回制度設計・監視専門会合（2024年9月30日）では、起動費を1日1回、各応札ブロックに約定確率を考慮して按分計上し、事後的に生じた分を精算(※)する方向性が示された。
  (※)実際の事後精算の対象は、「起動費」及び「最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額」
- これまでは、需給調整市場に応札しないことで、歯抜け約定等により起動費が十分回収出来ず発電事業者に損失が生じるリスクを回避していた、とも考えられるため、**本対応によって確実に起動費を事後的に精算できるようになった結果、発電事業者にとって需給調整市場のために電源を起動し供出する際の障壁が一つなくなるもの**と思料される。
- 本変更は、需給調整市場への応札量増大、競争活性化による調整力調達コストの削減にも資する取り組みであると判断されることから、**建議の通り、需給調整市場ガイドラインを改定する**こととしてはどうか。

（参考）取引ブロック時間の見直しについて

第25回需給調整市場検討小委員会
(2021年9月17日) 資料2 一部修正

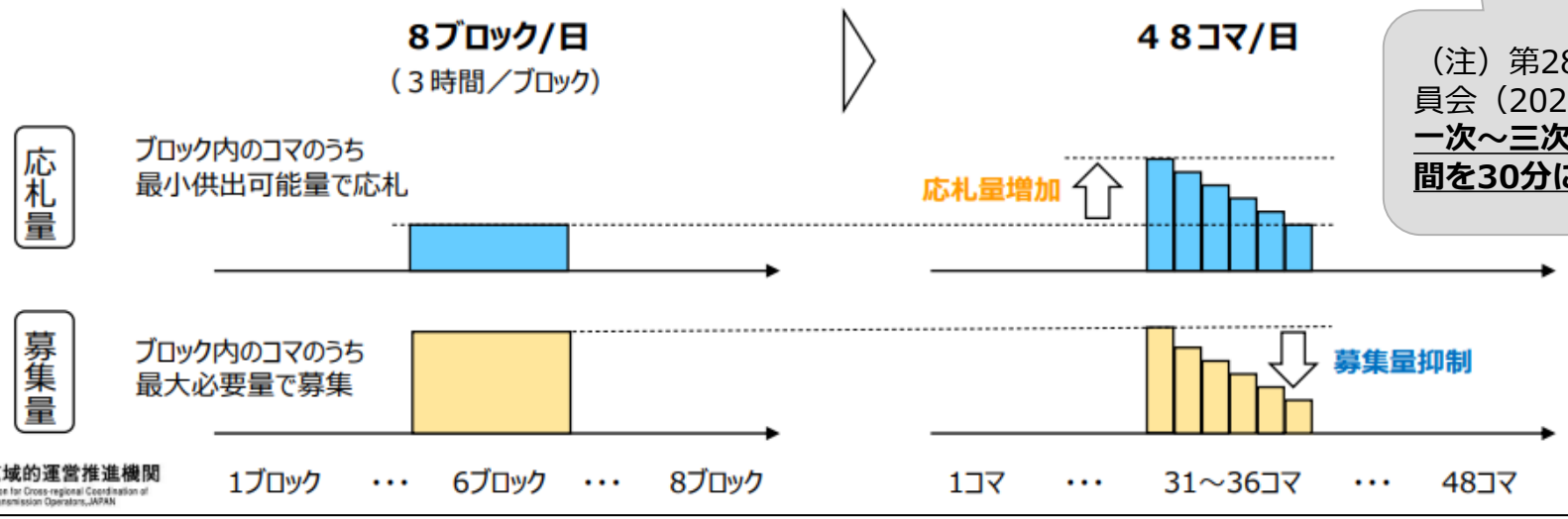
【検討項目①】ブロック時間の見直しの方向性について

応札量増加
取引会員増加

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。

（注）第28回需給調整市場検討小委員会（2022年2月24日）において、**一次～三次①**についても、**ブロック時間を30分に見直す**こととされた。



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN
OCCTO

（参考）2024年度に行った主な対応

	これまでの主な対応策一覧
2024年4月	**全商品の約定未達・調達費用高騰（特に三次②）**
2024年5月	・**週間商品（二次②・三次①）の前日追加調達一時中断** 前日
2024年6月	・**三次②一定割合による募集量削減の開始** 前日 （直近１か月における全エリア・ブロック別調達率平均実績を募集量削減係数に適用）
2024年7月	・**三次②効率的な調達の開始** 前日 （必要量を3σ→１σに見直し、必要に応じて余力活用から追加調達） ・**中部エリアにおける揚水随意契約の締結** 週間 ・**揚水における応札拡大方策の開始** 週間
2024年11月	・**三次②一定割合による募集量削減の考え方見直し** 前日 （エリア別・ブロック別余力活用コストとのバランスを考慮した新規募集量削減係数）
2025年度	・**価格規律見直し（起動費事後精算案）** 週間 前日 ・**三次②取引 １ブロック 30分化** 前日

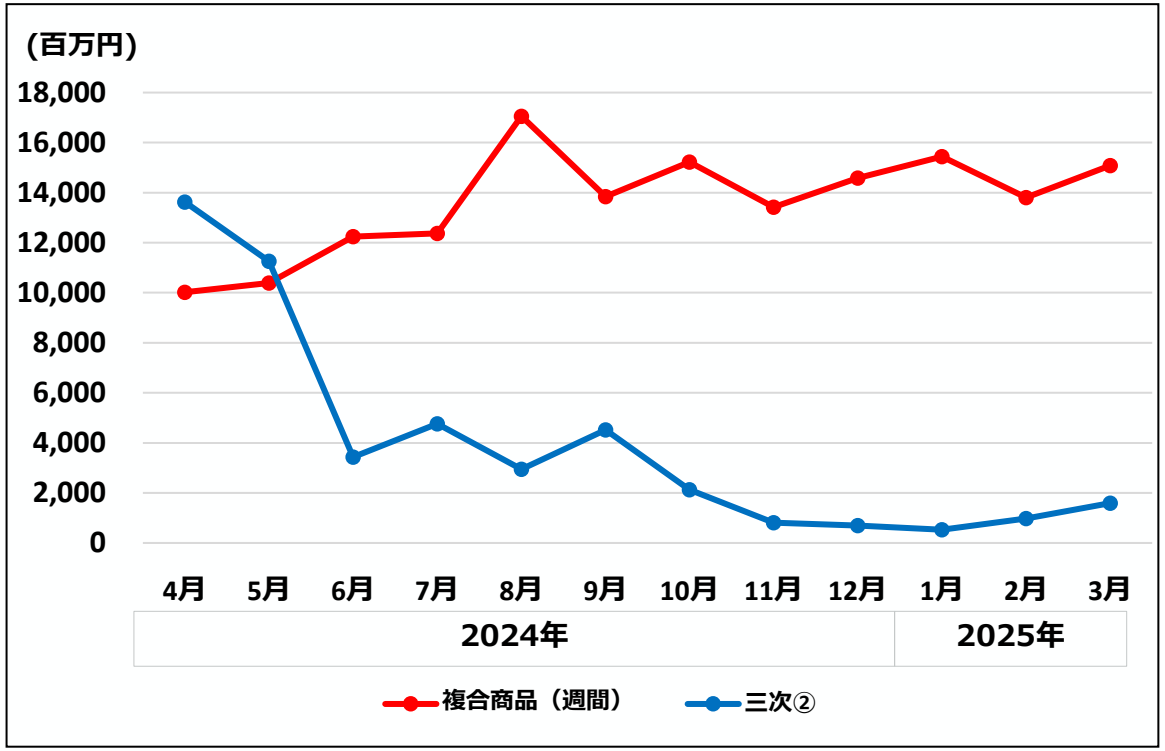
週間 ･･･週間商品（一次～三次①）に関連する施策　前日 ･･･前日商品（三次②）に関連する施策

市場調達費用総額の動向（2024年4月～2025年3月）

- 前日商品の調達費用については、2024年6月に募集量削減係数を用いた募集量削減を行って以降、削減前の水準（ 2024年4・5月は毎月9エリア合計で100億円超）と比して大きく減少。さらに、募集量削減係数の設定方法を見直した2024年11月以降の調達費用はより一層減少している。
- 週間商品の調達費用については、2024年８月の高需要期よりは減少した一方、年度を通した削減には至っていない。

市場調達費用総額（全エリア合計）

（百万円）	複合商品（週間）	三次②	合計
2024年4月	10,022	13,626	23,647
2024年5月	10,389	11,257	21,646
2024年6月	12,249	3,428	15,677
2024年7月	12,367	4,759	17,126
2024年8月	17,055	2,941	19,996
2024年9月	13,845	4,518	18,363
2024年10月	15,227	2,124	17,352
2024年11月	13,425	814	14,239
2024年12月	14,579	694	15,274
2025年1月	15,443	530	15,973
2025年2月	13,807	974	14,781
2025年3月	15,087	1,585	16,672

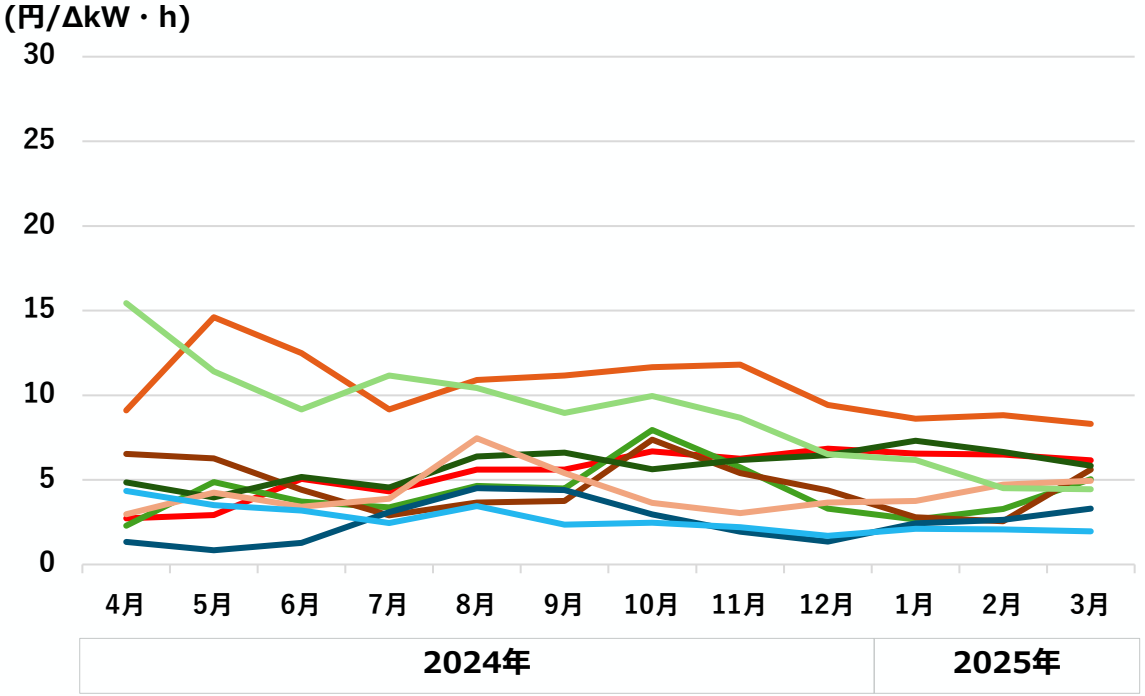


（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

エリア別市場調達単価の動向（2024年4月～2025年3月）

北海道　東北　東京　中部　北陸　関西　中国　四国　九州

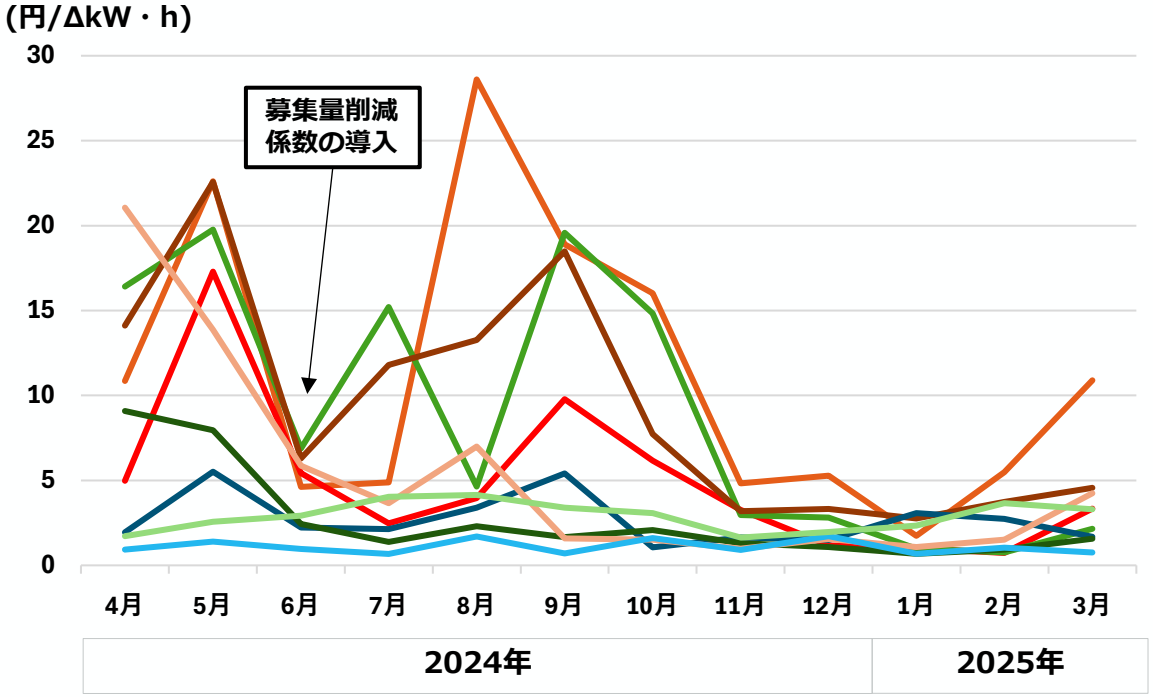
複合



【24年度全体での平均単価】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
10.31	5.67	4.18	5.30	2.52	5.81	4.32	2.64	8.66

三次②



【24年度全体での平均単価】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
9.60	5.11	11.51	10.65	3.04	3.61	7.34	1.08	2.81

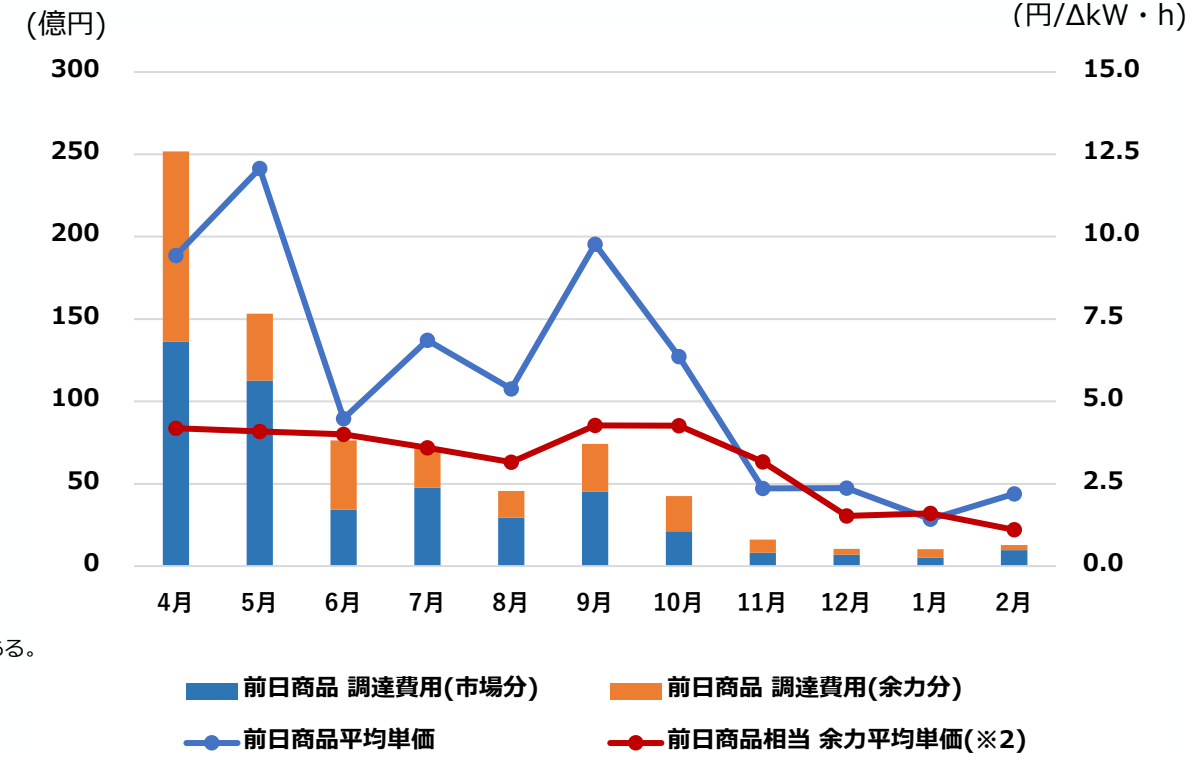
（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

2024年度前日商品調達費用（市場調達・余力活用）について

- 2024年5月以降、前日商品の募集量を削減してきたが、調整力の調達総コストを低減する観点からは、市場での前日商品調達費用(①)だけでなく、余力活用分(②)を含めた調達費用総額の動向を確認することが重要。
- 全国単位で見ると、2024年4月以降、市場調達分の調達費用(①)と余力活用分の調達費用(②)を合算した費用は大きく下がった。市場での調達量を削減したこと、加えて三次②の効率的な調達が功を奏したものと考えられる。

前日商品(※1)調達費用の総額

	前日商品 平均単価	前日商品相当 余力平均単価 (※2)	①前日商品 調達費用(市場分)	②前日商品 調達費用(余力分)	合計 (①＋②)
2024年4月	9.44	4.19	136.26	115.47	**251.73**
5月	12.07	4.08	112.57	40.66	**153.23**
6月	4.47	4.00	34.28	42.14	**76.42**
7月	6.85	3.59	47.59	23.60	**71.19**
8月	5.38	3.16	29.41	16.27	**45.68**
9月	9.77	4.27	45.18	29.01	**74.19**
10月	6.36	4.26	21.24	21.24	**42.49**
11月	2.36	3.17	8.14	7.94	**16.08**
12月	2.37	1.53	6.93	3.50	**10.43**
2025年1月	1.42	1.60	5.29	4.88	**10.18**
2月	2.19	1.10	9.74	3.08	**12.82**



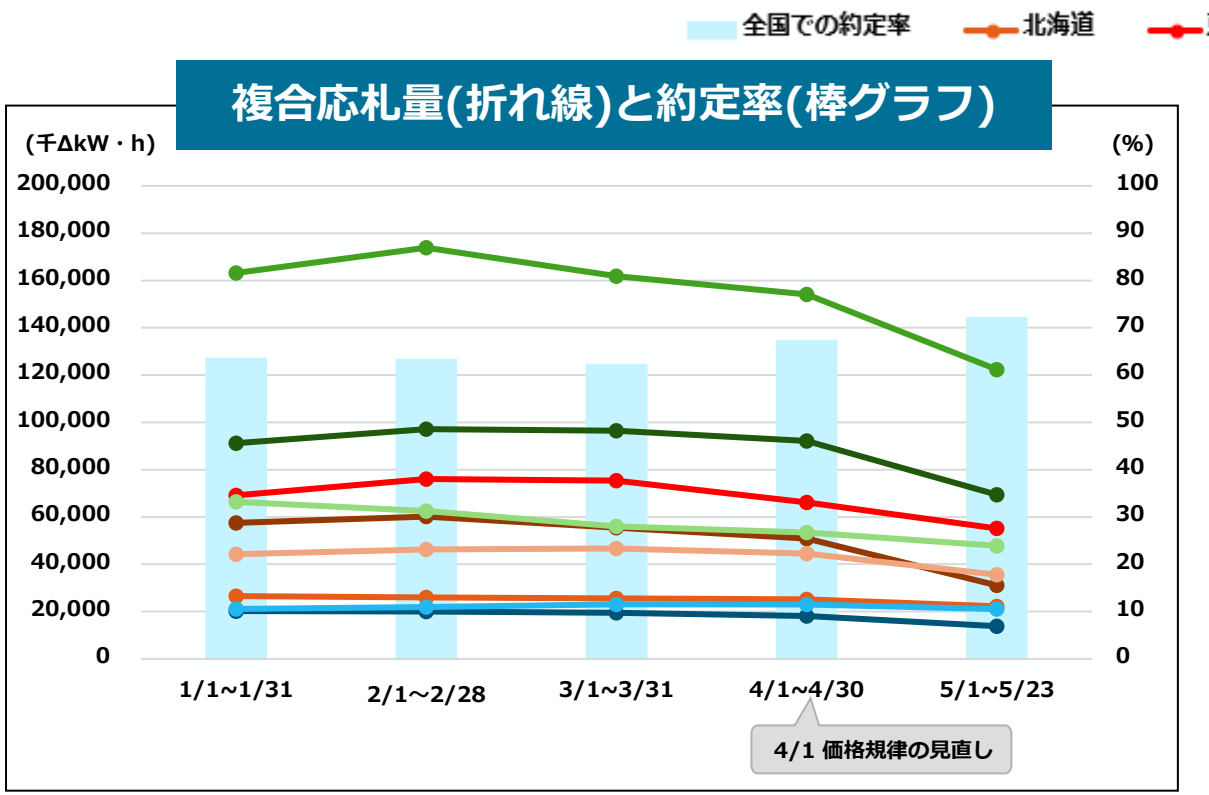
(注)単価は円/ΔkW・h、費用総額および合計は億円。
現時点での発電事業者、小売事業者とTSO間の精算データを元に算出を行った速報値であるため、今後変更の可能性がある。

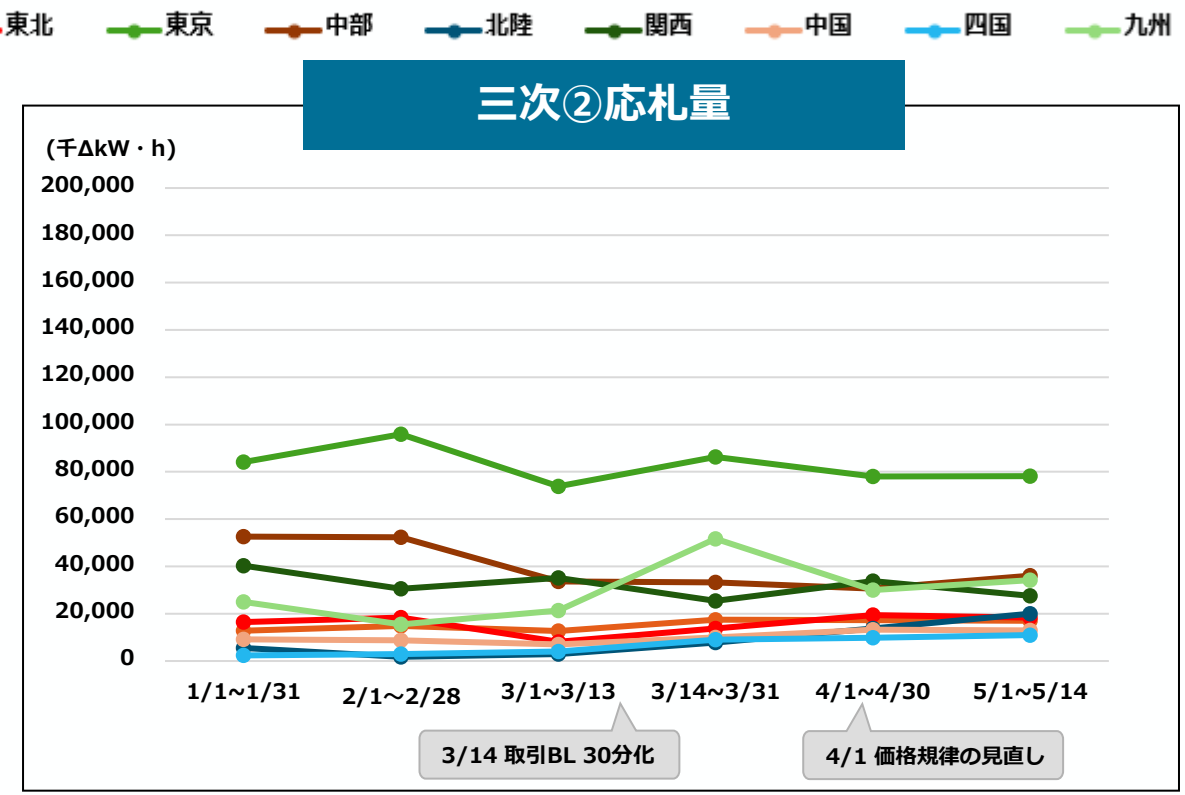
(※1) 4月分については、前日商品の中に「週間商品の前日追加調達」分を、7月以降分については「三次②の余力追加調達分（必要量を1σ相当に減らした後必要に応じて行う追加調達分）」も含む。
(※2) 余力平均単価は、**持替費用の和（起動費含む）を持替電力量で除したもの(持替費用単価)**に相当。エリア毎に余力平均単価を計算し、各エリアの前日商品相当の余力調達量で加重平均することで、全体での前日商品相当の余力平均単価を算出。

（出典）電力需給調整力取引所・送配電網協議会からの提供資料より事務局作成（速報値）

2025年度の応札量について

- 応札量の増加を狙い、三次②取引の1ブロック30分化（2025年3月14日受渡し分以降）、価格規律の見直しによる起動費の事後精算（2025年4月1日受け渡し分以降）が開始。
- それ以降、三次②は応札が増加したエリアが一部にあり。複合商品（週間商品）は、応札量こそ全国的に減少したものの、全国での約定率（約定量÷募集量）は高くなっている。今後応札量に更なる変化が生じるか、当面の間取引状況を注視していく。



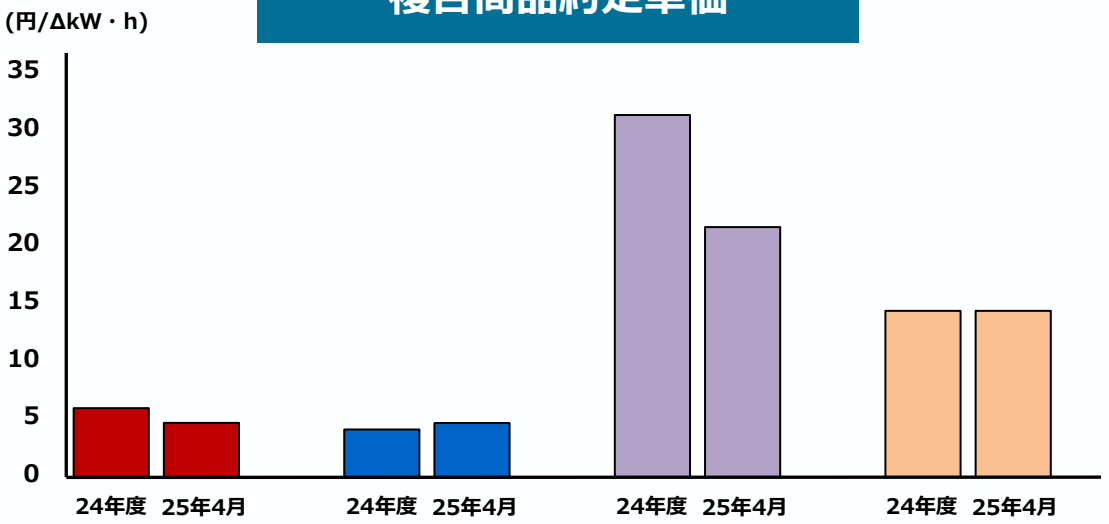


（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

2025年度の約定単価について（リソース別）

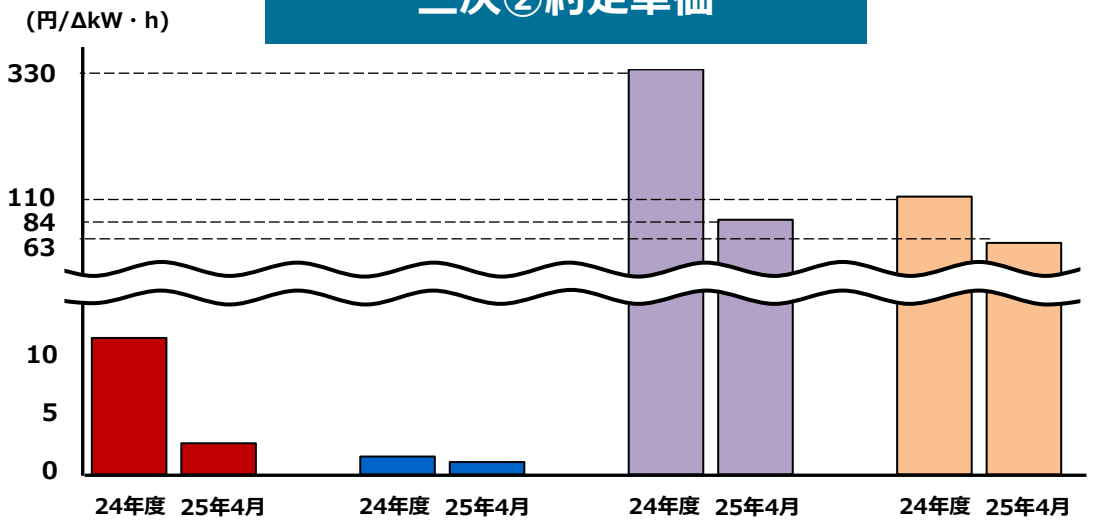
- 複合商品の約定単価において、蓄電池を除き2024年度と2025年4月で大きな変化は生じていない。
- 三次②（前日商品）において、2024年度全体では蓄電池・DRリソースの価格高騰、火力の揚水比での高単価が目立ったが、2024年度途中から行った募集量削減により、これら電源種の高単価約定は減少。2025年4月では蓄電池・DRリソースの約定単価は2024年度比で大きく下落し、火力も揚水と近しい価格で約定されるようになった。ただし、上限価格がある複合商品と比べると三次②の蓄電池やVPP/DRの約定単価はまだ高い。

複合商品約定単価



円/ΔkW・h	火力	揚水/水力	蓄電池	VPP/DR	全体
24年度	5.99	4.14	**31.39**	14.42	**5.77**
25年4月	4.71	4.70	**21.68**	14.42	**5.03**

三次②約定単価



円/ΔkW・h	火力	揚水/水力	蓄電池	VPP/DR	全体
24年度	**11.78**	1.53	**330.07**	**110.92**	**6.64**
25年4月	**2.68**	1.06	**84.11**	**62.82**	**2.24**

（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）

1．2024年度・2025年4月以降の調整力調達実績

2．今後の調整力調達の方向性について

これからの調整力調達の方向性について（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、将来の方向性を踏まえ、**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向性は合理的**である。そこで、**発電事業者にとっての応札障壁のさらなる緩和**、**より安価な応札札の増加**、**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

    従来の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。

（参考）短期の需給運用の効率化について

第81回電力・ガス基本政策小委員会
(2024年9月26日) 資料3 一部修正

短期の需給運用を効率的に行う枠組みの在り方に関する基本的考え方

- 旧電事法において、アンシラリーサービスは旧一般電気事業者の供給義務の範囲内であり、旧一電各社が必要なkW、kWhを確保していた。電力システム改革の際、**アンシラリーサービスは一般送配電事業者が担う**こととなり、**発電事業者から必要なkW、kWhを調達**し、**費用は託送料金で回収する仕組み**となった。また、**調整力の調達**にあたっては、**市場機能を最大限活用し、経済効率的な需給調整を実現する方向性が示された**。
- 2016年から、公平性・透明性を確保しつつ、コストの低減、事業者の新規参入を期待する観点から、一般送配電事業者による調整力公募が開始されたが、同公募は基本的にエリア内で完結するため、**広域的調達によるさらなるコスト低減、効率的な調整力確保を目指す観点から、需給調整市場が創設された**。
- 需給調整市場は、「エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用による効率化と、市場原理による競争活性化・透明化」「DR事業者や新電力等の新規事業者の市場参加拡大による、より効率的で柔軟な需給運用の実現」を掲げ、2021年度以降、順次取扱商品を増やした。しかしながら、**週間商品への入札量が不足し、約定単価の高騰、調整力調達コストの増大を招いたため、2024年度からの全商品取扱いの開始に合わせて、週間商品への上限価格の導入を講じた**。そして、2024年度を迎えたが、**前日商品でも調整力調達コスト増大等を招いたため、前日商品募集量削減等の暫定的な措置を講じた。**
- 市場創設の当初目的を達成するには、**市場応札量増加に向けた誘導的措置、価格規律、調整力供出に係る制度的措置の検討や、2026年度に予定されている前日取引への全面移行等**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はないか。
- さらに、市場設計の当初目的を達成しても、今後、状況がさらに変われば、調整力必要量の増加、電源運用の難化、混雑系統の増加等の課題が深刻化すると考えられる。中長期的には、系統制約も考慮に入れた上で、kWhとΔkWの同時約定により**調整力の調達及び電源運用の最適化を行う「同時市場」の導入に向け、本格的に検討を進めることが必要ではないか**。

8

（参考）週間商品の前日取引化について

第51回需給調整市場検討小委員会
(2024年10月23日) 資料3

前日取引化に関する過去の議論状況について（１／３）

6

- 前日取引化へのスケジュール変更に至った背景として、元々は、三次①の応札不足対応を起因として、週間からのスケジュール変更の議論が始まり、その中でスポット取引前の前々日取引化とスポット取引後の前日取引化が比較された結果、応札量増加に対する効果の大小や応札単価の適正化、連系線利用枠拡大※等の観点を踏まえると、スポット取引後の前日取引化が優位であるという議論が実施された。
- その後、調整力提供者に対するヒアリングを通じて、事業者目線においても、「需給変動リスクの低減」と「応札価格の適正化」の観点等から、前々日取引化よりも前日取引化の方が効果的であることが分かった。
- 一方で、システム改修面を踏まえると、実現は早くとも2026年度からという整理がされたところ。

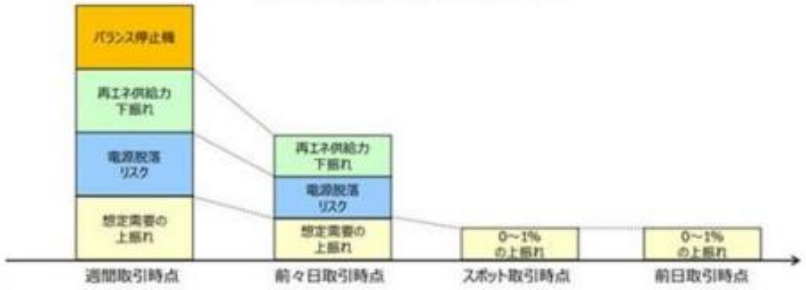
※ 連系線利用枠の拡大に対するシステム改修については現状2027年3月頃の予定（当初:2026年度目標）

期待できる効果① 応札量増加

12

- 週間取引においては、各事業者が予測の不確実性を理由に、何らかの需給変動リスクを織り込んだ上で、応札量を算定しており、前々日取引化（スポット取引前）によっても、一定の改善効果は期待できるところ。
- 一方で、前々日取引であったとしても、スポット取引前（約18時間前）であることに変わりはなく、一部の需給変動リスクならびにそれに伴う応札量の減少は残ると考えられる。
- これらの需給変動リスクは、前日取引（スポット取引後）であれば、現状のスポット市場における小売電気事業者が予備力として確保する可能性があるのは1%分となることから、応札量増加に対する相当の効果が期待できる。

【応札量算定時において見込むリスク（イメージ）】

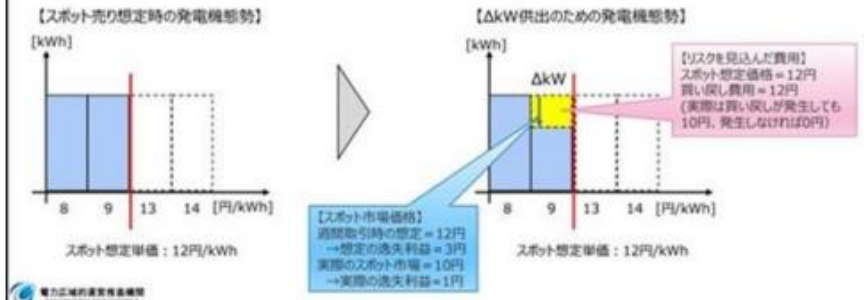


期待できる効果② 応札単価適正化

13

- 応札単価に含まれる逸失利益は、ΔkWを確保することに伴い、事業者がその後の卸電力市場に応札できなくなる不利益分となっており、需給調整市場では週間取引時はスポット市場、前日取引時は時間前市場が対象となる。
- 週間取引時のスポット市場価格想定は市場のボラティリティリスクを考慮した応札単価となっていると考えられるため、前日取引であれば、実績相当※となり、応札単価適正化に対する相当の効果が期待できる。
- 加えて、事業者はスポット市場前で取引するにあたり、想定以上の需要変動等の需給変動リスクを見込んだ費用を応札単価に計上することも考えられる。前日取引（スポット取引後）であれば、前述のとおり需給変動リスクが低減することから、応札単価適正化が期待できる。

※前日取引時の卸電力市場価格（想定）はスポット市場価格をもとに算定される



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN
OCCTO

出所）第35回需給調整市場検討小委員会（2023年1月24日）資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/2022_jukyuchousei_35_haifu.html

（参考）東北エリアにおける揚水随意契約について

- 第7回制度設計・監視専門会合（2025年3月31日）では、東北エリアにおいて、一次・二次①の調達率が低調であることやレベニューキャップ申請単価を上回る単価水準であること、エリア内唯一の調整力機能を有する揚水発電機について余力活用契約での活用が出来ない可能性があること等を踏まえ、当該揚水発電機の供出する調整力の一部について、随意契約で予約確保することには一定の意義があるものと整理された。

第7回制度設計・監視専門会合
（2025年3月31日）資料4

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、短時間での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といった高速商品で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が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の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**こととしたい。

36

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。

（参考）同時市場における調整力市場への供出義務

同時市場の在り方等に関する検討会 中間取りまとめ
（2024年11月8日）p.25~26 抜粋

同時市場において、前日断面で、**広義の電力市場に対して、供給力全量の供出を求めることとした場合、調整力市場への供出義務の考え方についても整理が必要**となる。

（～中略～）

以下を踏まえると、同時市場においては、基本的に、**調整機能がある電源については、kWh 市場とΔkW 市場の両方に入札する義務を課すことが必要**と考えられる。

- kWh 市場と ΔkW 市場を同時に開催して kWh と ΔkW の確保の最適化を図るという同時市場の制度趣旨を踏まえると、調整機能がある電源については両市場において活用可能とされることが望ましいこと。
- 現行制度においても、容量市場の約定電源については余力活用契約の締結が求められており、最終的な GC 以降の断面では余力活用契約による供出（調整力 kWh 市場への供出）が義務付けられていること（つまり、最終的にはkWh 市場（スポット市場・時間前市場）だけでなく、調整力 kWh 市場にも供出することになること。）。
- 現行制度において発生している需給調整市場（ΔkW 市場）の売り入札不足や価格高騰などの課題を解決する必要があること。
- その他、海外における制度設計を参考にすると、前日断面で同時最適が行われている市場においては、kWh 市場・ΔkW 市場両方に供出が求められていること。

（参考）同時市場の導入に向けた個別制度の部分的導入

- 第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）では、同時市場と現在の制度を比較し、可能な範囲で、個別制度の段階的、部分的な先行導入も検討すべきと整理された。

第13回同時市場の在り方等に関する検討会
（2025年2月19日）資料3 一部修正

現行制度を踏まえた対応の要否

- 前掲のとおり、同時市場と現在の制度を比較すると、主に以下の点が変更となる。
  - 市場制度　：**kWhとΔkWの同時約定**の導入
  - 入札義務　：発電BGの**両市場への入札義務**
  - 入札方法　：電源単位での**Three-Part Offer**の導入
  - 約定方法　：**SCUC・SCED**の導入
  - 価格算定　：ΔkW価格をThree-Part 情報から算定、**アップリフト**による取り漏れの防止
  - 時間前市場：**時間前同時市場**（シングルプライスオークション）の導入
- 同時市場の導入に向け、各制度の変更の準備を進める上で、どのような点に留意する必要があるか。
- 上記の多くは、部分的に導入してもメリットが得られる仕組みであり、**同時市場への円滑な移行**が可能となる利点もあることから、事業者の**システム改修等の負担**も考慮しつつ、可能な範囲で、**個別制度の段階的、部分的な先行導入**も検討すべきと考えられるか。

57

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、週間商品のみに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/ΔkW・30分、二次②・三次①に対して7.21円/ΔkW・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。

（参考）応札商品の偏りについて

第51回需給調整市場検討小委員会
(2024年10月23日) 資料3

【課題⑤】応札商品の偏りについて

43

- 前述のとおり、2026年度の前日断面においては、二つの前日市場が存在することになり、事業者は同じタイミングでどちらの商品（一次～三次①・複合 or 三次②）に、どれだけ応札するかを決める必要が生じるが、場合によっては応札商品の偏りが生じる可能性も考えられ、結果的に落札量が減少し、メリットオーダーに応じた調達ができなくなる虞もある。
- その対策として、シリアル処理（逐次処理）の優位性を最大限発揮する観点、あるいは調整力提供者の収益機会を最大化する観点から、先行市場で落札されなかったリソースについて、後続市場でも活用するようなシステムが構築できれば、商品の偏り問題にも対応可能であると考えたところ。
- 一方、MMS改修が伴う場合、要件定義の時間等を踏まえると2026年度からのシステム対応は難しく、その場合は、システム化せずにできる方策（暫定対策）についての検討も必要になってくると思料。
- そのため本課題について、今後、一般送配電事業者とのシステム改修可否確認をはじめ、関係箇所と連携しながら深堀検討していきたい。

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN
OCCTO