

調整力確保の在り方について

2023年12月7日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 一般送配電事業者（TSO）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年度から需給調整市場を通じた調達が開始し、**2024年度にはすべての調整力が市場調達に切り替わる。**
- 他方、市場により調達される調整力が順次拡大する中で、**募集量に比べて応札量が不足**する一方、**応札価格の高騰により調達費用が増大**する等の課題が顕在化している。
- このため**募集量の在り方については、電力広域的運営推進機関（広域機関）**を中心に、**応札価格の在り方については、電力・ガス取引監視等委員会（監視委）**を中心に検討を行い、対応策をまとめてきた。
- また、**より効率的な調整力の確保**に向けて、中長期的な観点から、**ディマンド・リスポンス（DR）や蓄電池等の新たなリソースの参入を促進**する検討も進められてきている。
- 本日は、これまで関係各所で行われてきた検討の結果と対応策を御報告の上、**2024年度に本格稼働する需給調整市場の今後の在り方**について、幅広い観点から御議論いただく。

1. 検討の経緯・背景

2. 検討結果及び対応状況

3. 今後の課題

検討の経緯・背景

- 調整力のより効率的な調達に向けて、2021年度から三次調整力②（三次②）、2022年度から三次調整力①（三次①）について、需給調整市場を通じて調達が始まり、2024年度からすべての調整力が需給調整市場で取引される予定である。
- 一方、既に市場取引が開始された三次①及び②では、募集量に対し応札量が不足する傾向が継続しており、応札された調整力が全量落札され、調整力調達費用が増加するという課題が生じている。
- これらの課題は、2024年度に取引が開始される他の商品でも同様に課題となり得ることを踏まえ、監視委や広域機関等と連携しつつ、対応策に関する検討を進めてきた。
- 6月の本小委員会では、これらの取組状況について御報告の上、2024年度から始まる需給調整市場の本格稼働に向けて、需給調整市場における足下の課題と対応の方向性について、御議論いただいた。
- その際、当面の調整力確保の在り方について、「足元の課題解決に向けた関係各所における検討を加速化しつつ、本年秋頃を目途に全体を取りまとめる」こととした。

<現状>

- 2016年度以降、各一般送配電事業者は、毎年度「調整力公募」を実施し、周波数維持（需給バランス確保）に必要な調整力を確保してきた。
- 2021年4月には、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、商品区分に応じて部分的な取引開始を進めてきた。
※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。
このため、対応する事象に応じて複数の商品を用意し、段階的な導入を進めている。
- 現在、需給調整市場の5つの商品区分のうち、2つの商品（三次調整力①及び②）の取引が開始されており、残る3商品については、2024年度から取引を開始する予定。

<課題と対応状況>

- 需給調整市場における三次調整力①及び②の取引開始以降、募集量に対し、応札量が不足する傾向が継続。応札された調整力が全量落札されることも少なくない。
- また、2022年夏には、約定価格が大きく高騰する状況も発生し、電力・ガス取引監視等委員会が取引状況等を確認の上、ガイドラインの改定による応札ルールの明確化等を行ってきている。
- 三次調整力①及び②の取引において発生している調達量の未達や調達費用の大幅な上昇等への対応については、電力・ガス取引監視等委員会や電力広域的運営推進機関等と連携しつつ、検討を進めてきている。

【参考】需給調整市場について

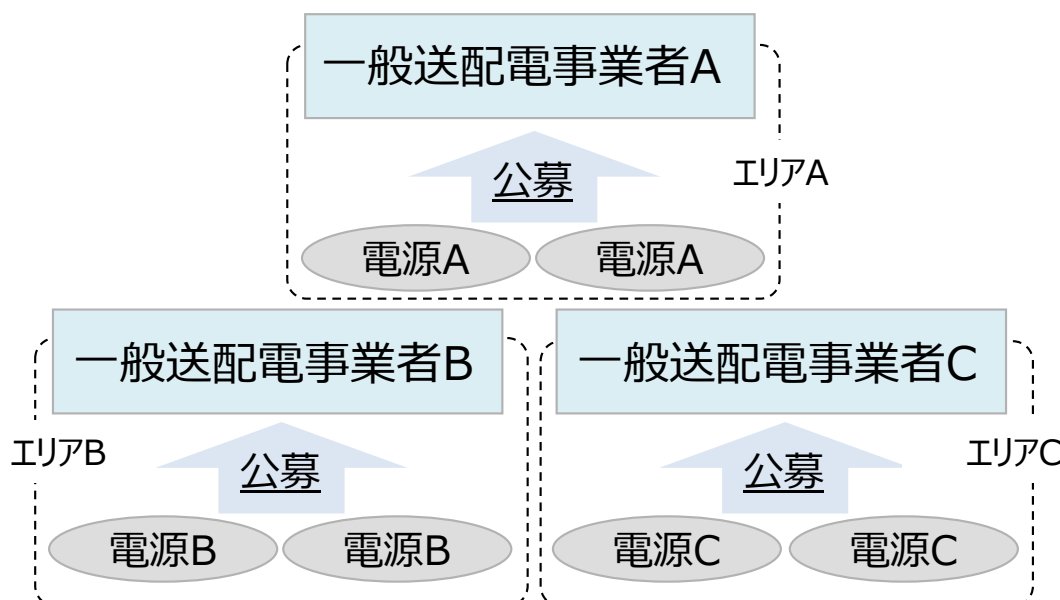
第63回電力・ガス基本政策小委員会
(2023年6月27日) 資料6

- 周波数を維持し安定供給を実現するため、一般送配電事業者は需要と供給を最終的に一致させる調整力を確保するという、極めて重要な役割を担っている。そのため、2016年10月から調整力公募を毎年実施し、周波数維持義務を果たすために必要な調整力をエリア内で確保してきたところ。
- また、2021年4月から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取引を開始した※。DR事業者や新電力等の新規事業者も市場に参加し、より効率的で柔軟な需給運用の実現が望まれている。

※2021年度は需給調整市場の商品のうち三次調整力②のみ取引開始。2022年度からは三次調整力①の取引を開始し、他商品は2024年度から導入予定。

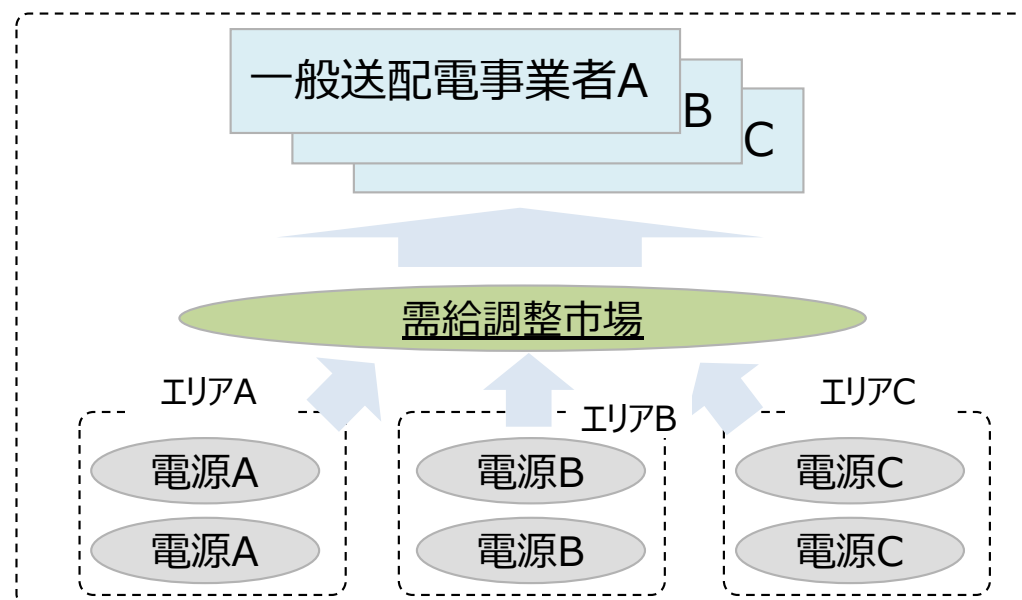
需給調整市場創設前 (調整力公募)

各エリアの一般送配電事業者が
公募により調整力を調達



需給調整市場創設後

一般送配電事業者が
エリアを超えて市場から調整力を調達



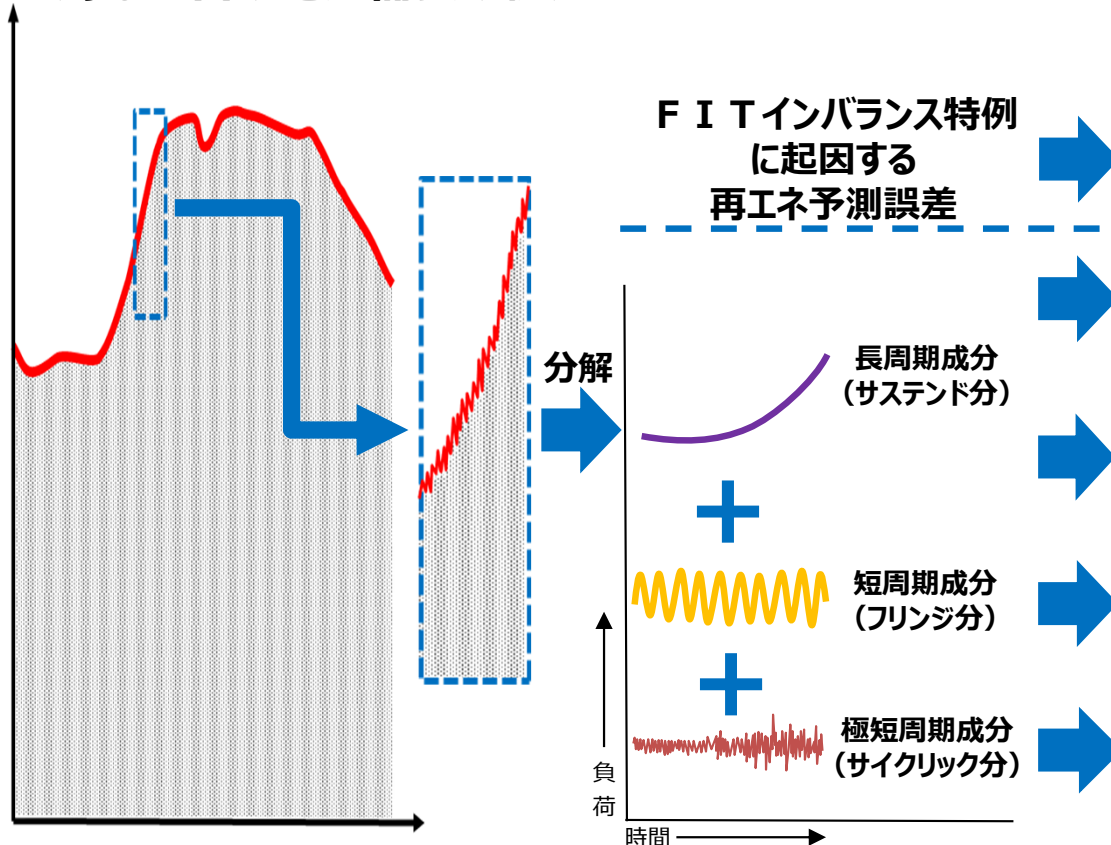
※ 「電源」は旧一電電源、新電力電源、DR等

【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

- 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調整力から三次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年度から取引を行う予定**である。

＜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	

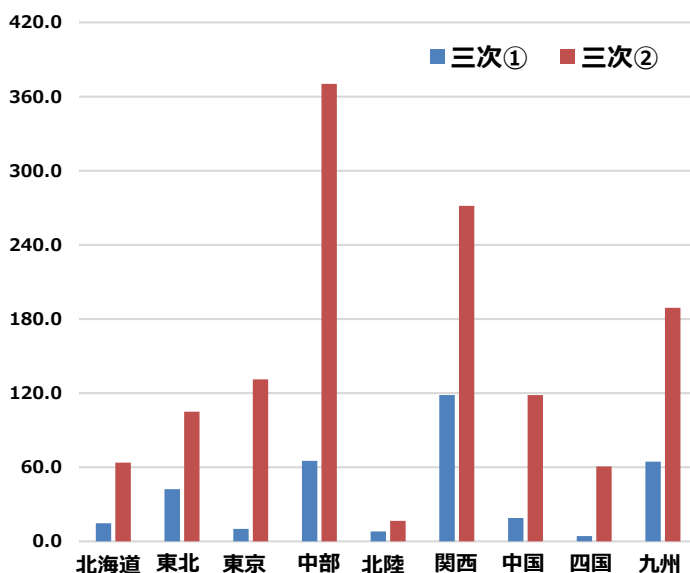
【参考】2022年度の調整力取引状況

第63回電力・ガス基本政策小委員会
(2023年6月27日) 資料6

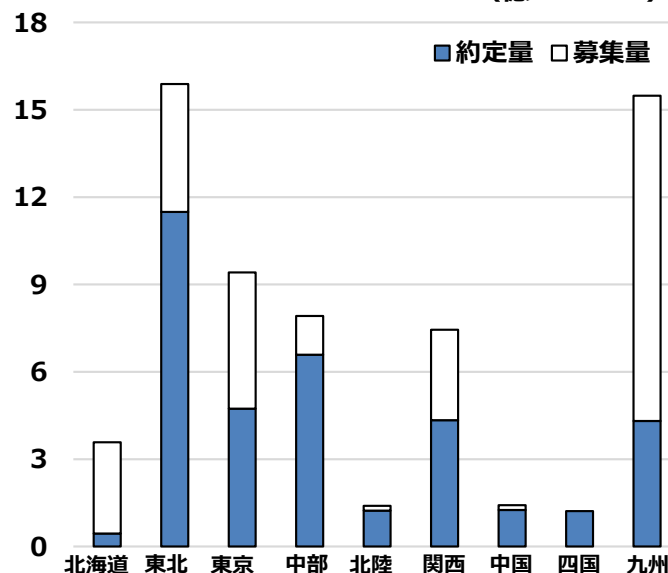
- 需給調整市場において、2021年度から三次調整力②が、2022年度から三次調整力①の取引が開始されている。
- 需給調整市場において、2022年度は、三次調整力②の総約定量は約190億 Δ kW・hとなり、募集量の約80%が調達され、三次調整力①については、総約定量は約36億 Δ kW・h※となり、募集量の約50%が調達された。一方、いずれの商品についても、調達量が募集量に満たしていない状況であった。
- 2022年度の調達費用については、三次調整力②については約1,300億円、三次調整力①については約350億円となった。

※三次①の募集量は、電源 I 契約を勘案した募集量となっている。

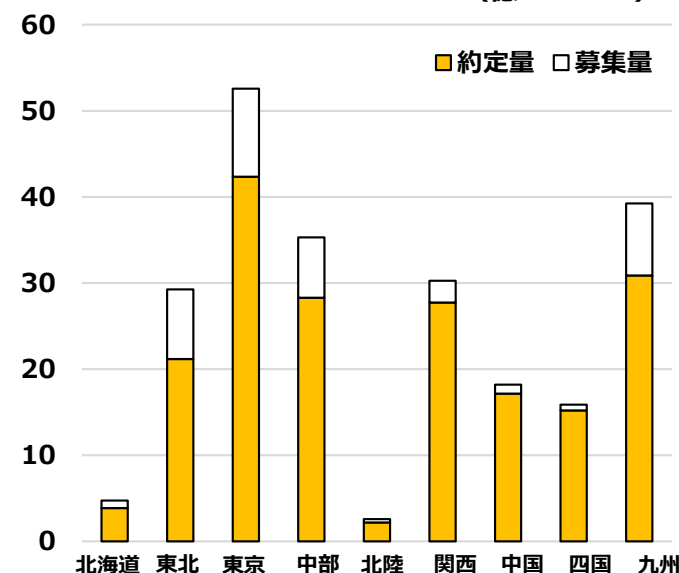
＜約定費用＞ (億円)



＜三次調整力①の調達状況＞
(億 Δ kW・h)

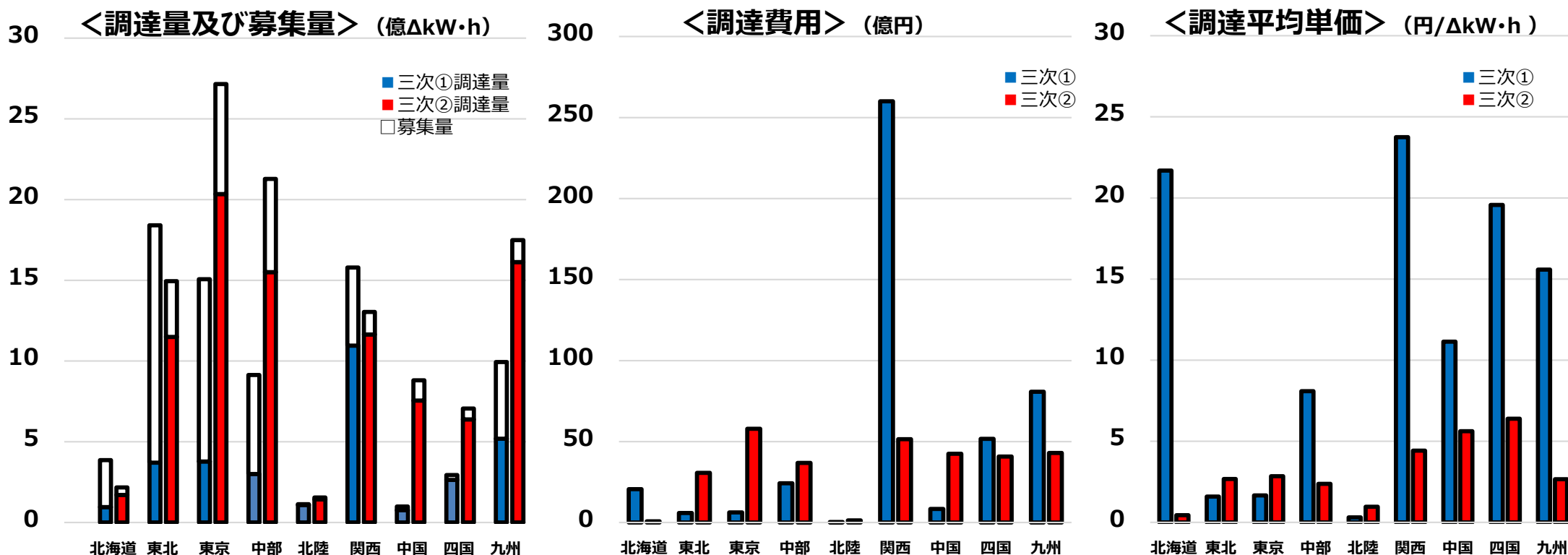


＜三次調整力②の調達状況＞
(億 Δ kW・h)



【参考】需給調整市場の取引状況（2023年4～10月分）

- 需給調整市場において、2023年4月～10月は、三次②の総約定量は約92億 Δ kW・hとなり、募集量の約81%が調達され、三次①については、総約定量は約32億 Δ kW・hとなり、募集量の約41%にとどまった。
- 調達費用については、三次②は約305億円、三次①は約458億円。期間における調達平均単価については、三次②は3.3円/ Δ kW・h、三次①は14.3円/ Δ kW・hとなった。



効率的な調整力の確保に向けて（基本的考え方）

- 市場メカニズムを最大限活用しつつ、効率的に調整力の確保を行うため、調整力確保の仕組みに関する今後の検討に際しては、以下を基本とすることとしてはどうか。

1 社会コストの抑制

- ✓ 安定供給確保の観点から、効率化は進めつつも、必要量の調達は大前提
- ✓ 市場調達を基本としつつ、市場外調達も踏まえコスト最小化が図られているかが重要
- ✓ 調整力の脱炭素化は必然的にコスト増を伴う中、どのように脱炭素化を進めるか

2 公平性の確保

- ✓ 市場競争において、同一の条件設定は既存の火力等に有利になる可能性
- ✓ 例えば、蓄電池やDRの育成を図るため、応札条件に差異を設けることはあり得るか

3 持続可能性の確保

- ✓ 持続可能性の観点から、応札事業者に対し、適切なインセンティブを設定
- ✓ 容量市場やスポット市場など、複数の市場において、全体最適をどのように実現するか

- 2024年度以降、一般送配電事業者において、すべての調整力を基本的に需給調整市場で調達することとなることを見据え、現在、効率的な調整力確保の在り方について、電力・ガス取引監視等委員会や電力広域的運営推進機関等において、検討が進められている。
- これらの検討の全体的な整合性を確保しつつ、制度の不断の見直しを行っていく観点から、今後、本小委員会において、調整力確保の状況と課題について、定期的に議論を行っていくこととしてはどうか。
- また、2024年度に本格運用が開始する需給調整市場を中心とする当面の調整力確保の在り方については、足元の課題解決に向けた関係各所における検討を加速化しつつ、本年秋頃を目途に全体を取りまとめることとしてはどうか。
- その際、将来的な供給力と調整力の一括確保に向けた同時市場の在り方の検討が並行して進められていくことを踏まえ、当面の対応策の検討においても、中長期的な将来の在り方と整合性を確保していくこととする。

1. 検討の経緯・背景

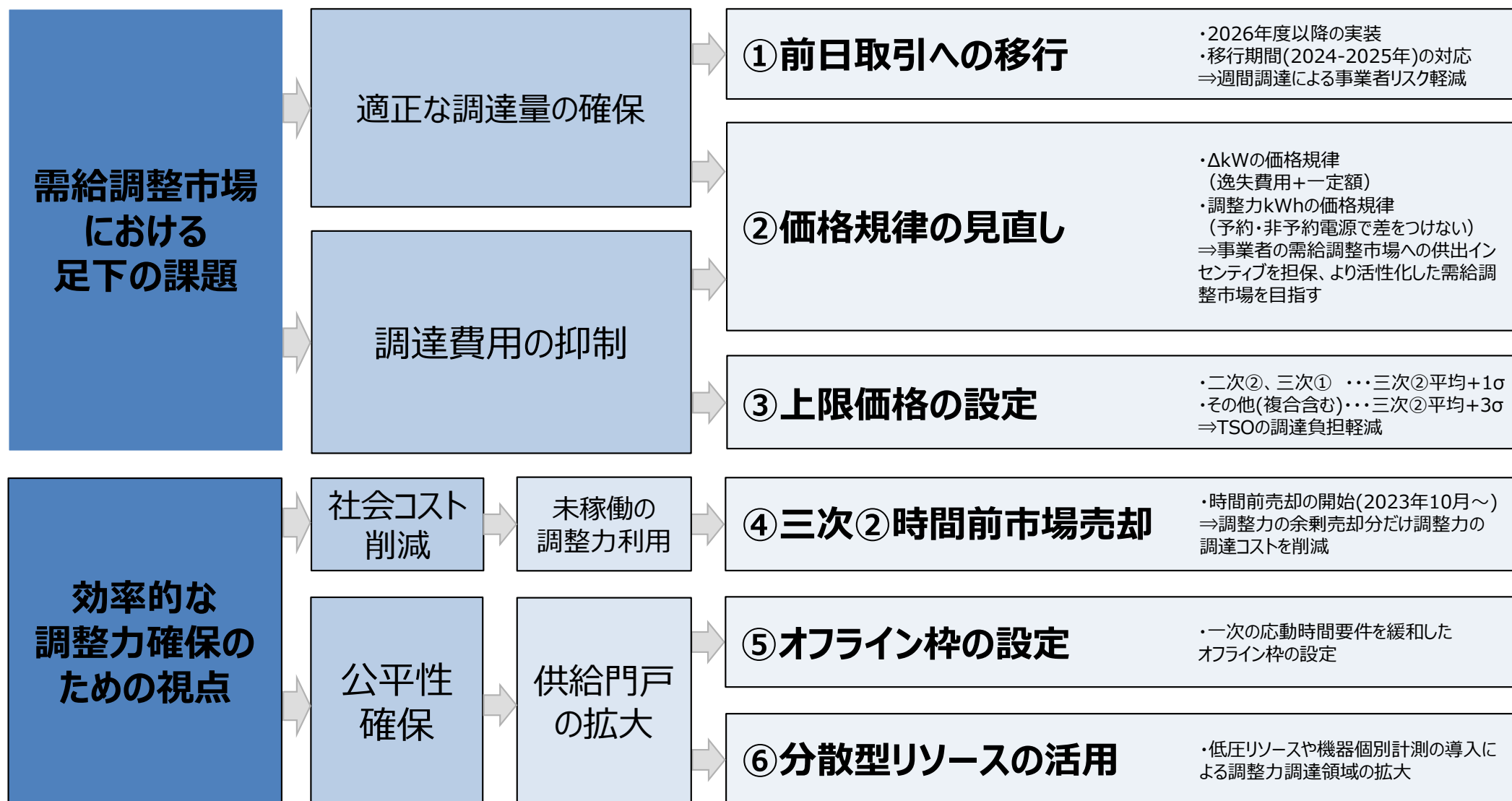
2. 検討結果及び対応状況

3. 今後の課題

検討課題と検討結果・対応状況

- 2021年度から三次②の取引が開始した需給調整市場における足元の課題としては、適正な調達量の確保と、調達費用の抑制が挙げられる。
- このうち、適正な調達量の確保に向けた対応策については、広域機関において検討を進め、当初の制度設計で決定した実需給1週間前の取引に代えて、前日取引を進めていくこととした。
- また、調達費用の抑制に向けた対応策については、監視委において検討を行い、発電事業者の供出インセンティブを確保しつつ、価格規律の見直しを進めてきた。こうした取組は、適正な調達量の確保にも資することが期待される。
- 加えて、調達費用の抑制の観点から、2026年度に前日取引に移行するまでの暫定的な措置として、2024年度及び2025年度は、週間取引の約定価格に上限を設定することとした。
- 一方、より効率的な調整力の確保を図る観点から、三次②の余剰分の時間前市場での売却や、一次調整力（一次）におけるオフライン枠の設定、低圧リソースの活用に向けた検討を行い、順次実施していくこととしている。

【参考】検討課題及び対応の方向性



①前日取引への移行

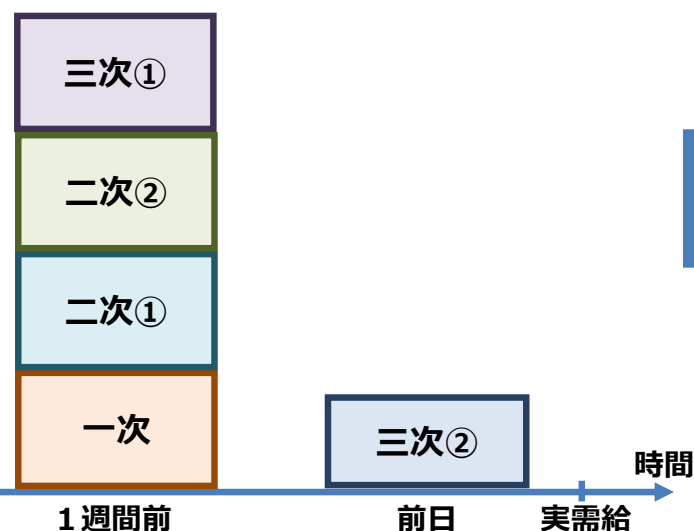
- 2022年度から需給調整市場で取引が開始した三次①について、募集量に対し応札量が不足する要因として、需給変動リスク等もある中、1週間後の予測が不確実であるため、応札量を抑えざるを得ないとの指摘が多くあった。
- このため、広域機関の専門委員会において対応策を検討し、週間調達を行う一次～三次①について、2026年度頃を目途に、不確実性の高い実需給 1週間前の取引から、より確実性の高い前日調達へ移行することとされた。
- 週間取引から前日取引への移行により、発電事業者においては、需給変動の不確実性が低下した上で適切な量の応札が可能となり、TSOにおいて、適正な調達量を確保できるようになると期待される。
- あわせて、前日取引に移行するまでの対応策として、応動時間が比較的長い二次②・三次①について、週間断面の調達量を減らし（ $3\sigma \rightarrow 1\sigma$ 相当）、必要量に対して不足が生じた際は、実需給前日に三次②見合いとして追加調達を行うこととした。
- これを踏まえ、各TSOは、本年11月下旬から三次①について週間断面の調達量を減らしており、調達量の抑制に一定の効果が期待できる。
- なお、応動時間が短い一次・二次①については、二次②・三次①と異なり、実需給前日に追加調達を行うことができないため、安定供給に万全を期す観点から、週間断面で従来決定した量（ 3σ 相当）を調達することとしている。

【参考】調達量効率化に伴う調達費用の区分方法（背景）

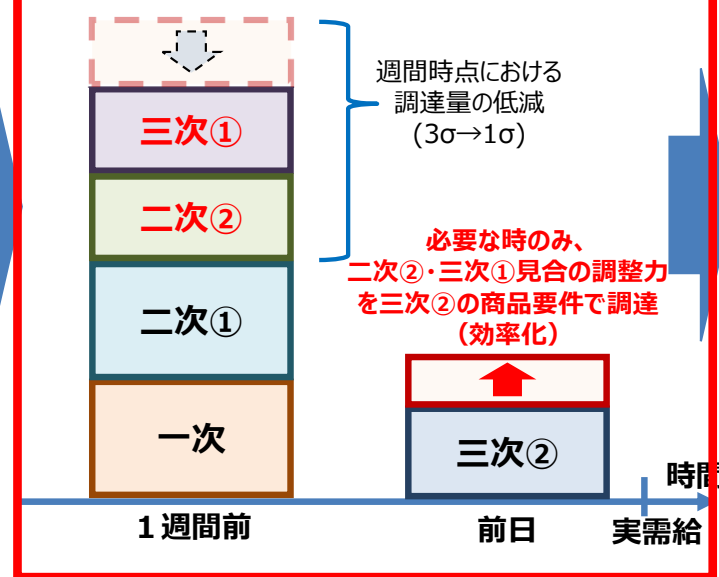
第55回再エネ大量導入小委
(2023年9月27日) 資料3 赤枠追加

- 需給調整市場において、三次②以外の4商品（一次～三次①）について、現行制度では、実需給の1週間前に取引を行うこととしている。他方、今後、**より効率的な調整力の確保に向けて、2026年度を目途に、不確実性の高い1週間前の取引から、より確実性の高い前日取引に移行する予定。**
- 他方、これまで週間取引を前提にシステム対応等を進めてきたため、前日取引に対応するためには一定の準備期間を要する見込み。そのため、**2025年度までは、移行期間という位置付けの下、効率化のため、**
 - ① **1週間前の取引における二次②・三次①の調達量を低減**（ $3\sigma \rightarrow 1\sigma$ ）した上で、
 - ② **前日時点で必要な時のみ、二次②・三次①見合の調整力を三次②の商品要件で調達**する。
- この際、FITインバランス特例に起因する三次②も、二次②・三次①見合として調達する調整力も、**いずれも同じ商品要件（三次②）に基づき募集するため、両者の費用の区分について整理する必要がある。**

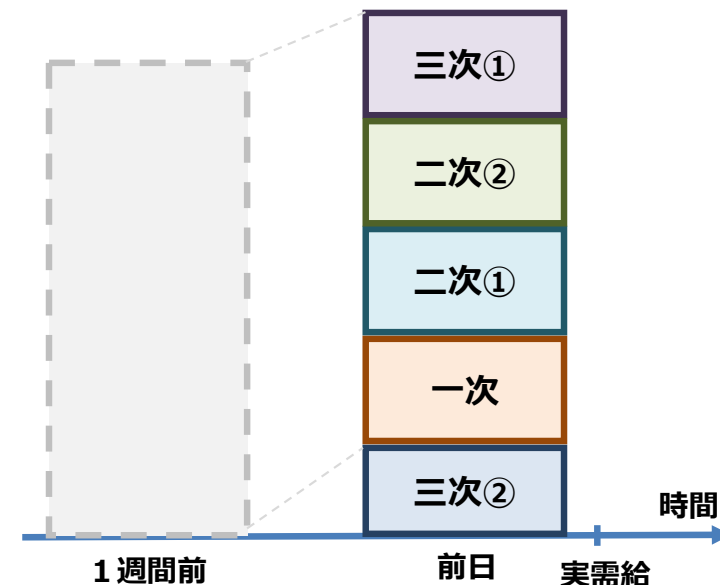
＜現行における需給調整市場の調達イメージ＞



＜～2025年度までの移行期間＞



＜2026年度以降の需給調整市場の調達イメージ＞



※調整力必要量について、現行整理では、過去実績相当の誤差に対応できるよう、過去実績をもとに統計処理した最大値相当（ 3σ 、いわゆる99.87パーセントタイル値）の量を確保している。
1 σ 相当は、いわゆる84.13パーセントタイル値。

② 価格規律の見直し

- 需給調整市場における応札量不足の要因の1つとして、調整力提供者から、応札インセンティブが低すぎるのではないかという意見があった一方、TSOから、調整力の調達費用が増大していることへの懸念が示されていた。
- このため、監視委において、関係事業者に対して行った報告徴収を踏まえ、制度設計専門会合にて支配的事業者に対して要請する価格規律の見直し等の検討を行った。
- 検討の結果、主な変更点として、 Δ kWの価格規律における一定額は0.33円/ Δ kW・30分（A種電源※）、それ以上の一定額を希望する電源については、監視委と協議を行い、当該電源の固定費回収に必要な額を超えない範囲内で合理的な額を決定する（B種電源）こととされた。
※0.33円/ Δ kW・30分は、過年度の電源 I 応札価格と2024年度以降の容量市場約定単価を参照して算出された。
- また、非予約電源と比して予約電源への供出インセンティブを確保する観点等から、調整力kWh単価の一定額は、予約電源・非予約電源とも「限界費用×10%」とされた。

【参考】価格規律の見直しの全体像

第90回制度設計専門会合
(2023年10月31日) 資料7より一部事務局修正

【調整力ΔkW市場の価格規律（上限値）】

電源種	現状	変更案
A種（固定費回収済電源等）	逸失利益orマージン（「限界費用」×10%×電源 I 稼働率5%）	機会費用（逸失利益）＋一定額（0.33円）
B種（未回収固定費有電源）	機会費用（逸失利益）＋固定費回収のための合理的な額等	機会費用（逸失利益）＋一定額（監視等委員会と協議し決定）

【予約電源kWh市場の価格規律（上限値）】

限界費用	現状	変更案
安い	市場価格	限界費用＋マージン(上げ「限界費用」×10%)
高い	限界費用	限界費用＋マージン(上げ「限界費用」×10%)

【非予約電源kWh市場の価格規律（上限値）】

固定費	現状	変更案
済	限界費用±マージン(10%)	限界費用±マージン(限界費用×10%)
未	限界費用±固定費	

※「起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めない」規律を2回分までとする。

※揚水発電、一般水力、DR等の限界費用の考え方について、第62回制度設計専門会合（2021年6月）にて検討した内容を需給調整市場ガイドラインに明記する。

※揚水機及び蓄電池の限界費用は下記の算定式とする。

$$\frac{\text{揚水ポンプ・蓄電原資} + \text{揚水・蓄電ロス量にかかる託送費従量料金分（再エネ賦課金含む）}}{\text{発電量（揚水量－ロス量）}}$$

③ 上限価格の設定

- 週間取引を基本とする2024年度及び2025年度において、週間取引を行う中でも価格高騰を抑制する対応策として、TSOから上限価格の設定が提案され、監視委において検討を進めてきた。
- 同委員会の会合では、週間取引される一次～三次①について、一律で「三次②加重平均単価 + 1σ 相当（＝約20円/ΔkW・h）」を目安とする案で「差し支えない」とされた。
- 他方で、安定供給の観点等も関係するところ、必要に応じ、資源エネルギー庁において議論されるべきと考えるとされ、10月の本小委員会において検討を行った。
- 一次及び二次①は、二次②及び三次①と異なり、前日段階で追加的に調達する機会がなく、上限価格の設定には、慎重を期す必要がある。
- 検討の結果、一次・二次①及び全ての複合商品の上限価格は、TSOの提案（約20円）より高めに設定することが妥当とされ、具体的には、「三次②加重平均単価 + 3σ相当（＝約50円/ΔkW・h）」とすることとなった。
- その上で、実際の取引状況を踏まえ、必要な調整力の確保と調整力コストの抑制の両立を図る観点から、上限価格の水準については不断に見直すこととされた。

【参考】需給調整市場における上限価格の設定について

第66回電力・ガス基本政策小委員会
(2023年10月31日) 資料4

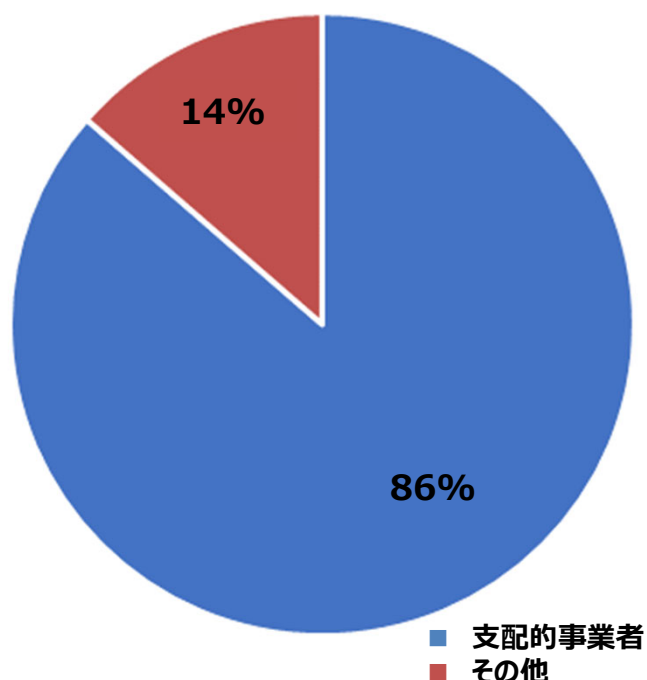
- 需給調整市場において週間調達される商品のうち、一次及び二次①については、二次②及び三次①と異なり、前日段階で追加的に調達する機会がない。このため、**週間調達で必要な調整力を確保できるよう、上限価格の設定には慎重を期す必要**がある。
- 供給量が必要量を上回り、**市場が十分に競争的となれば、そもそも上限価格を設定する必要性はない**。一方、現在の三次①と同様、週間調達段階では不確実性があるため全体の供給量が抑制され、相対的に高い価格での応札が増える可能性もある。
- その場合、**できる限り市場を通じて必要な調整力を確保する観点からは、多少調達コストが上昇しても、確実に必要量を確保することが重要**となる。
- 従前の三次①の取引では、約定量の約71%が概ね20円以下であった。2024年度以降、一次及び二次①も同等価格での応札がありうると仮定すると、上限価格は、**一般送配電事業者の提案（約20円）より高めに設定することが妥当**と考えられる。
- このため、2024年度当初の**一次及び二次①の上限価格については、「三次②加重平均単価＋3σ相当（＝約50円）」**とすることとしてはどうか。 ※全ての複合商品（含む調整力を問わない）も同様
- その上で、実際の取引状況を踏まえ、必要な調整力の確保と調整力コストの抑制の両立を図る観点から、**上限価格の水準については、不断に見直すこと**としてはどうか。
- 具体的には、例えば、一定期間（例えば3ヶ月）毎に上限価格の妥当性を確認し、関係事業者からヒアリングを行うなどした上で、必要に応じ、上限価格の引下げ（または引上げ）を含めた更なる取組の在り方について、検討を行うこととしてはどうか。

【参考】三次①応札状況（2023年4～10月分）

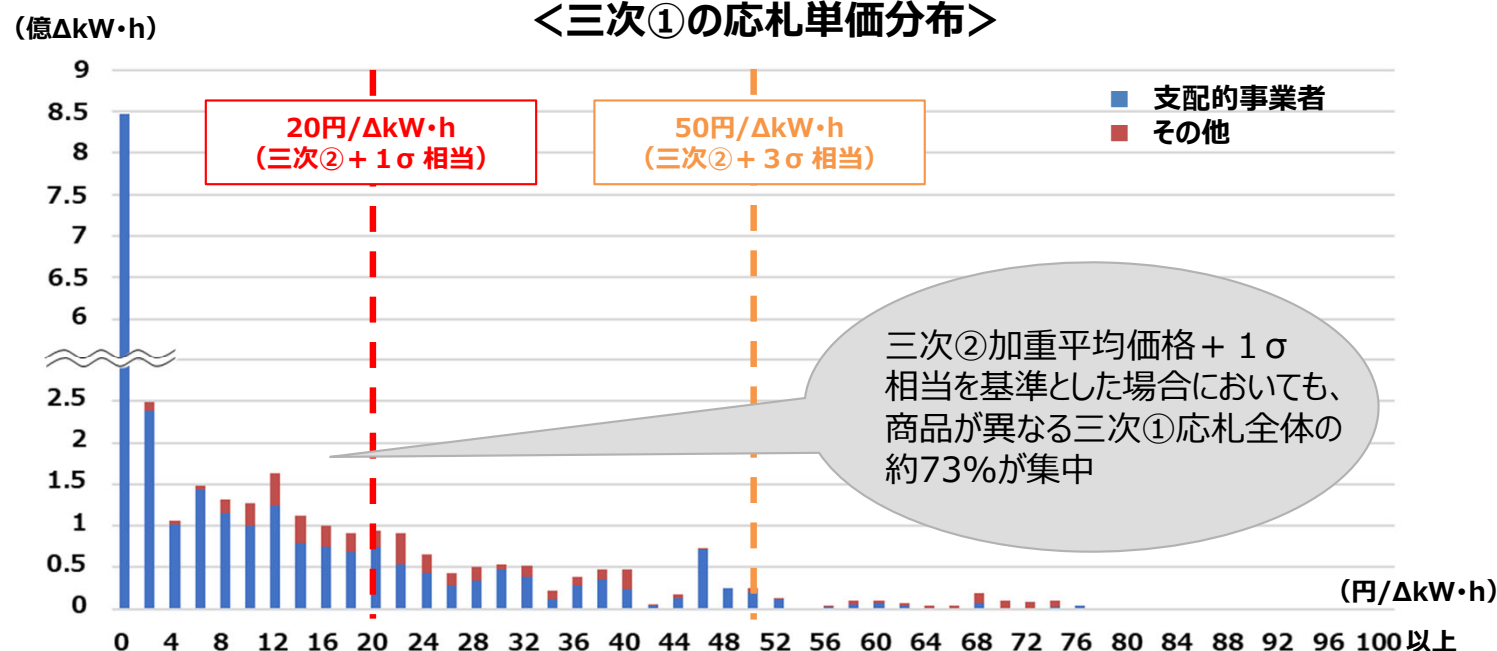
第66回電力・ガス基本政策小委員会
(2023年10月31日) 資料4 時点修正

- 2023年4月～10月における三次①の応札状況について、応札量（ $\Delta\text{kW}\cdot\text{h}$ ）全体の86%が支配的事業者、残りの14%が支配的事業者以外の応札であった。
- 三次①の応札単価分布において、**20円/ $\Delta\text{kW}\cdot\text{h}$ （ $\asymp$ 三次②加重平均単価 + 1 σ 相当）未満に応札量の約73%の電源が集中し、50円/ $\Delta\text{kW}\cdot\text{h}$ （ $\asymp$ 三次②加重平均単価 + 3 σ 相当）未満に応札量の約96%の電源が集中。**

＜三次①応札割合＞



＜三次①の応札単価分布＞



支配的事業者	67%	17%	2%
その他	6%	6%	2%
合計	73%	23%	4%
	96%		

(出所) 送配電網協議会による提供資料より
事務局作成（速報値）

④三次②時間前市場売却

- 2021年度に市場取引が開始した**三次②は、再エネ予測の下振れに備え、FIT発電事業者に代わり、TSOが確保しているものである。**
 - 三次②は調整力のため、その**使用率（調達量が実際に再エネ予測の下振れに対応した割合）が20%程度**にとどまっていた。
 - 実需給が近づき、**余剰となることが明らかな三次②を時間前市場に供出できれば、電源の有効活用に資する**と考えられ、検討をすることとした。
 - 検討においては、どのような基準に基づき「余剰（＝売却可能量）」を判断し、どのような価格で売却するか、また、そもそもTSOが時間前市場で応札主体となることの妥当性をどのように考えるかなど、幅広い観点から検討が行われた。
 - 検討の結果、**TSOが売却主体となり、一定のルールに基づき、三次②余剰分を時間前市場で売却することとなった。**
 - 三次②の時間前市場での売却は、**10月下旬より始まっており、売却益※¹によって調達費用が軽減されることで、社会コストの軽減につながることが期待されている。**
- ※ 1 売却益：約定価格からV1単価や手数料といった諸費用を除いた額が考えられる。
- 今後、売り入札を行う領域拡大（現在は領域 a ※²のみ）や時間前売却の利益や約定量の最大化を促すような仕組みの拡大などについて検討していく必要がある。

※ 2 領域 a：調達済み調整力のうち、太陽光発電の上振れ・下振れに関係なく使用しない余剰領域。今後調達ブロックが3時間から30分に変更されることに伴い、2025年度以降は供出できなくなる領域。

【参考】三次②の時間前市場への売入札の取り扱い（案）

- これまで、三次②として確保したものの、実需給断面で活用しない電源を時間前市場に供出することについて、関係各所において検討を進めてきたところ。
- 本取組については、三次②を確保した一般送配電事業者が、まずは太陽光の上振れ・下振れに関わらず使用しない調整力量から時間前市場に投入することとしており、最速で本年10月下旬から取引を開始する予定である。
- 三次②の調達費用は、国民負担の下で、再エネ賦課金を原資に対応していることから、余剰となる三次②を時間前市場に入札し、約定することで一般送配電事業者が得た利益（※）については、再エネ賦課金の低減に活用することが妥当ではないか。

（※）時間前市場で得た利益とは、約定価格から、V1単価や手数料といった諸費用を除いた額が考えられる。

- その上で、こうした制度設計を前提とすると、時間前市場への入札については、一般送配電事業者の利益や約定量を最大化するような売入札が行われることが望ましい（※）。

（※）ただし、適正取引ガイドライン上の相場操縦規制に抵触しないことが前提。

- そのため、2024年度の調整力確保費用の算定の際には、一般送配電事業者の時間前市場への応札状況等を勘案するなど、一般送配電事業者の本取組による利益や約定量の最大化を促すような枠組みについて、本小委員会で検討することとしてはどうか。

【参考】三次②時間前市場売却の前提及び実績

- 取組開始当初は、3時間ブロックで調整力を調達することに伴い確保している、太陽光の上振れ・下振れに関わらず使用しない調整力量から、時間前市場に投入※することとした。
- また、第86回制度設計専門会合において示された、市場支配力に関する評価結果を踏まえ、TSOが時間前市場に売入札する際の価格について、まずは価格規律等は設けず、取組開始後の状況を踏まえ、必要に応じて更なる対応を検討することとした。
- 第55回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会において、**約定した売却益**については、再エネ予測誤差として対応する三次②の調達費用の原資が再エネ賦課金となっていることを踏まえ、**再エネ賦課金の低減に活用**するとされた。
- 上記前提の下、2023年10月中下旬以降、準備が整ったTSOから、三次②の余剰分について時間前市場への供出を開始した。

＜三次②時間前市場売却の取組状況＞（取組開始～11/11）

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
取組開始 (日数)	10/27 (11日間)	10/27 (11日間)	10/27 (11日間)	10/17 (19日間)	10/24 (14日間)	10/28 (10日間)	10/28 (10日間)	10/27 (11日間)	10/24 (11日間)
総売入札量 (GWh)	2.5	26.0	27.1	21.7	1.8	13.6	3.6	6.6	17.7
総約定量 (GWh)	0.6	0.1	0.2	4.6	0.2	0.1	0.1	0.1	1.3

※ 2022年度の事前評価データをもとにした領域aの発生量試算値約56.7億kWhのうち、約61%が時間前市場に供出される見込み。

(出所) 各TSOによる提供資料より事務局作成

⑤一次調整力におけるオフライン枠の設定

- 需給調整市場において、応動時間の短い一次を提供するためには、TSOとの間で専用線を構築する必要がある一方、その費用が調整力提供者にとって過大な負担となり、新規参入の妨げとなる懸念がある。
- また、需要家側リソース（DSR）や蓄電池等の新しいリソースが調整力を供出する場合、需要家の生産設備や蓄電容量から調整力を供出することとなり、発電機等のリソースとは異なる応動特性を有することが考えられる。
- このような状況を踏まえ、一次の供給リソースの拡大・多様化の観点から、広域機関の専門委員会において、専用線の構築を不要とする「オフライン枠」の設定に関する検討を行ってきた。
- その結果、専用線がないことによりリアルタイムに状況を把握できなくなるといったTSOの懸念にも配慮し、参入対象リソースを限定し、調達量に上限を定めるスモールスタートとすることとなった。
- 具体的には、現時点では発電機（1,000kW未満の発電容量）、蓄電池（1MW以上10MW未満の設備容量※）及びDSRのみを対象とし、一次の調達量の4%を調達上限とすることとされている。 ※1MW未満の蓄電池についてはアグリゲーションにより参入可能
- なお、同委員会では現在、応札不足の未然防止、ひいては調整力調達コストの低減を目的としオフライン枠よりも更に応動時間要件（10秒→30秒）を緩和した「スカウティング枠」の設定も検討中。2025年以降に導入開始となる予定。

【参考】一次オフライン枠に係る得失

第26回需給調整市場検討小委員会
(2021年11月2日)資料2 赤枠追加

一次のオフライン枠に関する具体策を策定するうえでの方向性について

- 一次の調達においてオフライン枠を設けることは、応札事業者にとっては新規参入にあたり専用線の構築に伴うコストや工期等の参入障壁が排除されること、またそれにより安価な調整力が応札され、一般送配電事業者としても調整力の調達コストの抑制が期待できるというメリットが考えられる。
- 他方で、一般送配電事業者にとっては、エリア需要値の把握精度が低下すること、落札したリソースの使用状態をリアルタイムに監視できないため調整力供出が事業者任せられること、また実績データの改ざんリスクというデメリットが考えられる。
- このため、まずは、参入対象リソースやその調達上限量についてはスモールスタートとすることとし、合わせて、一次は他の調整力での代替が効かない重要な調整力であることを鑑み、確実に調整力が供出されるよう不正防止策を取り入れることで、この取り組みを開始することとしてはどうか。

<一次のオフライン枠に係る得失>

	応札事業者	一般送配電事業者
メリット	✓ 専用線構築が不要となることに伴うコストや工期等の参入障壁の排除	✓ 安価な調整力の市場参入による調達コストの抑制
デメリット	—	✓ エリア需要値の把握精度の低下 (P10参照) ✓ リソースの系統並列やガバナフリー機能の使用状態のリアルタイム監視が困難 (P11参照) ✓ アセスメントに用いる応動実績データが事後提出となることによるデータ改ざんの可能性 (P16参照)

【参考】一次オフライン枠の上限量

【論点③】一次のオフライン枠の調達上限量について 2/2

第26回需給調整市場検討小委員会
(2021年11月2日) 資料2 抜粋

- 他方、今回、オフラインによる参入対象リソースとしたDSRや蓄電池等のうち、特に、ネガワット型リソースについては、エリア需要値の算定には直接的な関与はないと考えられる。
- このため、エリア需要値算定の観点からはオフライン枠に調達上限量を設ける必要はないとも考えられる一方、一次調整力は需給調整を行ううえでの重要な商品であるところ、オフラインのリソースについては使用状態をリアルタイムに確認することが困難であり、需給調整に与える影響が想定できない点もあることから、まずは、調達上限量を設けることとし、その上限量は、対象リソースの容量を参考に定めることとしてはどうか。
- 具体的には、本取り組み開始段階における参入対象リソースが容量市場における発動指令電源と同等であることから、まずは、容量市場における発動指令電源の調達上限の比率を引用し、一次の単独必要量のうち4%※1を、一次のオフライン枠の調達上限量に設定することとしてはどうか。
- なお、市場開設後におけるエリア毎のオフライン枠への応札状況や、ERAB検討会で進められるリソースの実力評価の結果等も参考にしつつ、オフライン枠が需給調整に与える影響も勘案したうえで、必要に応じて、参入対象リソースの範囲拡大や調達上限量のあり方等についても検討をすることとしたい。

【一次におけるオフライン枠の上限量イメージ】

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア
一次の 必要量※2	H3比率[%]	2.2	2.3	1.8	2.0	2.4	2.0	2.9	1.9	2.2	2.2
	容量[MW]	109.6	310.3	953.1	488.0	117.8	526.8	301.9	93.3	334.8	3467.4
発動指令電源の 調達上限比率※1[%]		4%									
オフライン枠上限量[MW]		4.4	12.4	38.1	19.5	4.7	21.1	12.1	3.7	13.4	138.7

<試算諸元> ※1：2025年度向けの容量市場における発動指令電源の調達上限の比率
※2：一次の必要量：2020年度実績（冬季需給ひっ迫発生日のデータを除く）

⑥分散型リソースの活用

- 脱炭素化の流れの中で、調整力の多様化を進める上で、需要家側リソース（DSR）や蓄電池等の分散型リソースに対する期待は大きい。
- 現行制度上、需給調整市場において、分散型リソースは、受電点計測でのデマンド・リスpons（DR）として参加可能である。
- 他方、DRが各商品要件を満たすためには、需要家側の他の電力負荷の変動等を蓄電池等で「しわ取り」することが必要となる。その結果、需要規模に対して蓄電池等の出力規模が小さい場合には、需給調整市場に参画することが難しい。
- この点、需給調整市場において、受電点での計測ではなく、機器毎の個別計測が認められるようになれば、分散型リソースが潜在能力を発揮し、調整力としてより一層活用されることが期待される。
- このため、次世代の分散型電力システムに関する検討会において、家庭用蓄電池等の低圧リソースの需給調整市場での活用について検討が行われ、機器個別計測での調整力供出を把握する契約の考え方等が整理された。
- また、数千～数万に及ぶことが想定される低圧リソースを全体管理する際の適切な手法についても、一定の方向性が示された。
- これらの検討結果を踏まえ、2026年度の開始を目指し、TSOにおいてシステムの改修・構築を進めることとしている。

【参考】機器個別計測の適用に向けた論点まとめ

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

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

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

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

1. 検討の経緯・背景

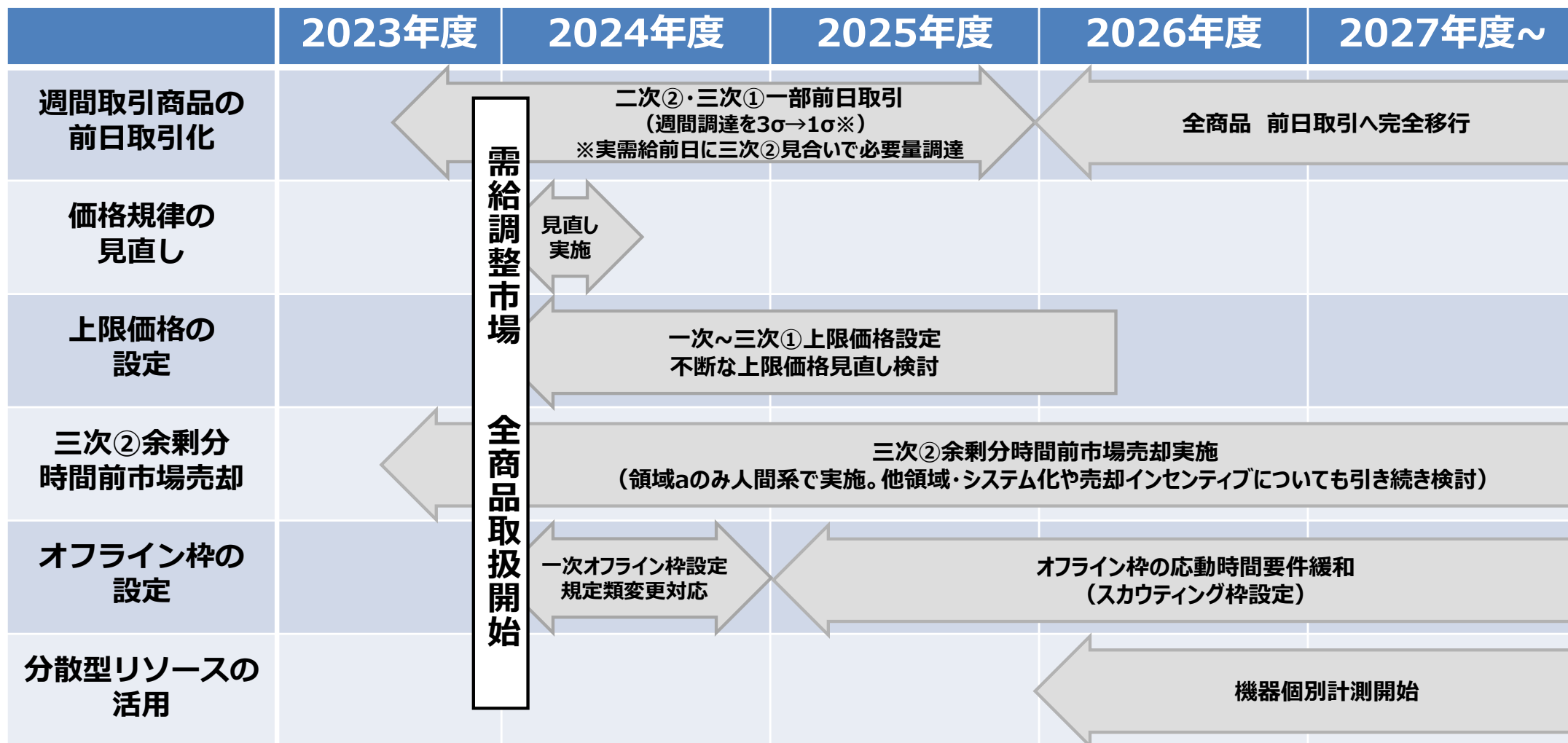
2. 検討結果及び対応状況

3. 今後の課題

今後の課題

- 2024年度以降、すべての調整力が需給調整市場を通じて調達され、広域的に運用されることにより、これまで以上に効率的に調整力を確保・運用されることが期待される。
- 一方で、2024年度は、2026年度に運用開始予定である週間取引から前日取引への移行期間であり、週間取引において必要な調整力が十分確保されるかどうか、市場運用に不確実性が残る。
- また、2024年度には、調整力の中核を担ってきた揚水発電の運用主体が、TSOから発電事業者（BG）に変更となるほか、容量市場の運用開始に伴う余力活用契約が、調整力不足時のセーフティネットの役割を果たすことになる等の変化もある。
- こうした大きな制度変更時には、事前の備えを十分に行ったとしても、予想外の事態が発生することが考えられる。そのため、引き続き市場参加者の声を丁寧に把握しつつ、柔軟かつスピーディに対応策の検討を進めていくことが重要となる。
- 加えて、これから本格稼働する需給調整市場が健全に発展していくために、市場運用主体における情報発信の充実等を含め、今まで以上の透明性の確保が求められる。
- なお、供給力と調整力のより効率的な確保・運用に向けて、中長期的な観点から、同時市場の在り方も検討も進められており、こうした中長期的な方向性と整合性を確保しつつ、需給調整市場の不断の見直しを進めていく必要がある。

【参考】今後のスケジュール



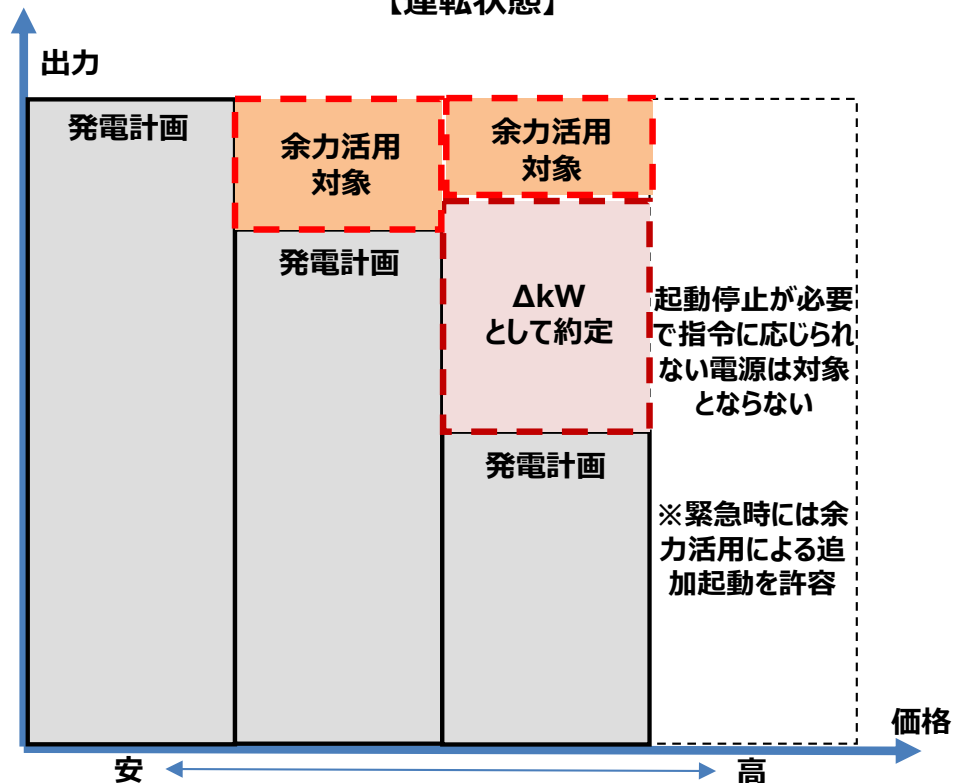
- 2024年度に本格運用が始まる需給調整市場においては、将来的な同時市場の実現を念頭に置きつつ、効率的な調整力の確保に向けて、不確実性の高い実需給 1 週間前の取引から、より確実性の高い前日取引に移行していくことが合理的と考えられる。
- 他方、これまで週間取引を前提にシステム対応等を進めてきたため、前日取引に対応するには、一定の準備期間を要する。このため、2024年度及び2025年度は、2026年度を目標とする前日取引の本格開始に向けた移行期間と位置付けることとしてはどうか。
- 具体的には、両年度においては、週間取引をメインとしつつ、これまでの議論を踏まえ、対応可能な範囲で一部前日取引を開始することとし、さらに、効率的な調整力の確保に向けた課題の洗い出しと、必要な対応策の検討を進めることとしてはどうか。
- その際、週間取引については、募集量に比べ応募量が少ないことにより徒に価格が高騰することを回避するため、例えば、対応策として、一定の上限価格の設定や、発電事業者等の応募促進など、市場が効率的に機能するための方策を検討することとしてはどうか。
- その上で、必要な調整力の確保に万全を期すため、前日取引において必要な調整力を確保できなかった場合の追加調達の在り方について、余力活用契約の在り方も踏まえ、検討を深めることとしてはどうか。
- なお、検討に際しては、安定供給を大前提として、コストが最適化されるかという視点に加え、調整力を提供する事業者に対して適切なインセンティブが付与されるよう留意するとともに、卸電力市場をはじめとする他市場に与える影響について目を配る必要がある。

【参考】余力活用に関する契約

第73回制度検討作業部会
(2022年12月21日) 資料4

- 2024年度容量市場開設後において、一般送配電事業者がゲートクローズ後に周波数制御・需給バランス調整・系統運用を実施する際は、ゲートクローズ前の発電事業者等の計画策定に支障を与えないことを前提に、社会コストの低減等、より効率的・安定的な需給調整、系統運用を実施するため、余力を活用する仕組みを設けることが整理されている。
- 余力活用に関する契約においては、必要な ΔkW が市場で調達できない場合、 ΔkW 調達不足へのセーフティネットとして、スポット市場における小売供給力確保後は、余力活用契約による電源の追加起動を認めることとしている。

＜余力活用の対象のイメージ図＞
【運転状態】



必要な ΔkW が市場で調達できない場合における追加起動について

35

- 必要な ΔkW が市場で調達できない場合は、余力活用契約による電源の追加起動を許容することが整理されている一方、現在のように、 ΔkW 未達（三次①）が継続的に発生している状況でも許容するのは論点の一つ。
- この点、 ΔkW 未達の問題は、大きく「応札不足」と「調達不足」に分けられ、「応札不足」は競争が不十分といった市場環境上の問題であり、「調達不足」は調整力が不足することに伴う安定供給上の問題であることから、それぞれ対応のアプローチは異なると考えられる。
- このうち、余力活用契約における追加起動は ΔkW 調達不足への対応（セーフティネット）になると考えられることから、応札不足に対する対応が最大限図られるという前提※で、スポット市場における小売供給力確保後は、余力活用契約による電源の追加起動を認めることとしてはどうか。
※引き続き、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会と連携して検討の上、別途報告させていただく。
- また、これらは市場外での調達になることから、合理的（経済的）に行われるための検討（安価な順に広域調達を行う仕組み等）については、引き続き一般送配電事業者と連携して、行っていきたい。