

2026年度に向けた準備状況等の調査結果について

2025年9月26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

- 2026年度から、現在、週間断面で取引している一次調整力、二次調整力①、二次調整力②、三次調整力①、複合商品の市場（以下、略称として、「複合市場」という。）の取引タイミングが前日断面（以下、「前日取引化」という。）となり、取引単位が従来の3時間ブロックから30分コマへ変更（以下、「30分化」という。）となる。
- また足元では、第55回本小委員会（2025年4月15日）および第56回本小委員会（2025年6月3日）にて整理のうえ、2025年6月からは週間商品に対して市場外調整力（自然体余力）の控除を実施しているところ。
- 今回、電力需給調整力取引所の取引会員に対して、2026年度の準備状況および市場外調整力控除による影響等の調査を行ったため、その結果をご報告させていただく。

- 現在の週間商品の前日取引化への移行については、過去の本小委員会において、需給変動リスクの低減や価格算定の適正化を図る上では前日断面で取引する方が効果的であることを示しており、市場競争環境改善の観点や、システム対応面を踏まえて、2026年度からの変更となったところ。

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

- 前日取引においては、各事業者が予測の正確性を高める、何らかの需給変動リスクを回避した上で、応札量を算定して、前々日取引化（スポット取引前）よりも、一定の改善効果は期待できる。
- 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）であることにより、一部の需給変動リスクにそれに対応する応札量の減少は残る。
- 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測として確保する可能性がある1%分となることから、応札量増加に対する相対的な効果は期待できる。

【応札量増加に期待される効果（イメージ）】



電力広域的運営推進機関
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

前日取引化に関する過去の議論状況について (3 / 3)

12

- 以上を踏まえて、前日取引化へのスケジュール変更については、2026年度に実現することを目指し、国と連携の上、検討を行っていくと整理された。

具体的な取組の方向性

- 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、発電事業者等の応札促進など、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るため、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方法について、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与えら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。

38

電力広域的運営推進機関
OCCTO

出所) 第63回電力・ガス基本政策小委員会 (2023年6月27日) 資料6
https://www.meti.go.jp/eng/kasei/energy/gas/energy/gas/pdf/063_06_00.pdf

- 控除対象となる自然体余力は、実需給断面で調整力として活用可能である必要があるため、「調整力としての機能があり」かつ「GC時点で蓋然性高く存在する」ことを前提※としている。要因分析を行い、その控除量を決定したところ。

※ 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が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的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ている

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】※1
	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※2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）

※1 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）。
※2 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。

1. 事業者アンケート概要
2. 調査結果
3. まとめ

1. 事業者アンケート概要

2. 調査結果

3. まとめ

- 2026年度から開始される週間商品の前日取引化に向けた準備状況と、2025年6月から実施した市場外調整力（自然体余力）控除による影響について、需給調整市場の全取引会員（106会員）に対し、資源エネルギー庁および電力需給調整力取引所とも連携のうえ、2025年7月17日～2025年8月1日の期間でアンケートを実施し、計47会員からアンケート回答を受領した※。
- なお、アンケートの項目は下表のとおりであり、次章でアンケートの回答結果についてお示しする。

※ また、アンケートの回答内容を踏まえ、一部の事業者には回答内容確認のため追加のヒアリングを実施。

※ 各事業者からいただいた本アンケートへのご回答は、現時点での想定であり、今後の環境変化や検討過程において、変動する可能性がある点は留意が必要。

＜アンケート項目の概要＞

調査項目	詳細
2026年度に向けた準備状況 （応札見込み量の確認含む）	・ 前日取引化および取引単位30分化に向けた準備状況 ・ 2026年度の応札量の変化見込み ・ 振り分け入札の考え方（応札商品の偏り対策） ・ 応札を見送る予定のリソースの有無、量、理由および活用先
市場外調整力（自然体余力） 控除による影響	・ 応札行動の変容、落札状況および設備投資計画への影響
その他 （ご要望等）	・ 2026年度以降の応札量増加に向けた取り組み ・ 需給調整市場に関する意見・要望

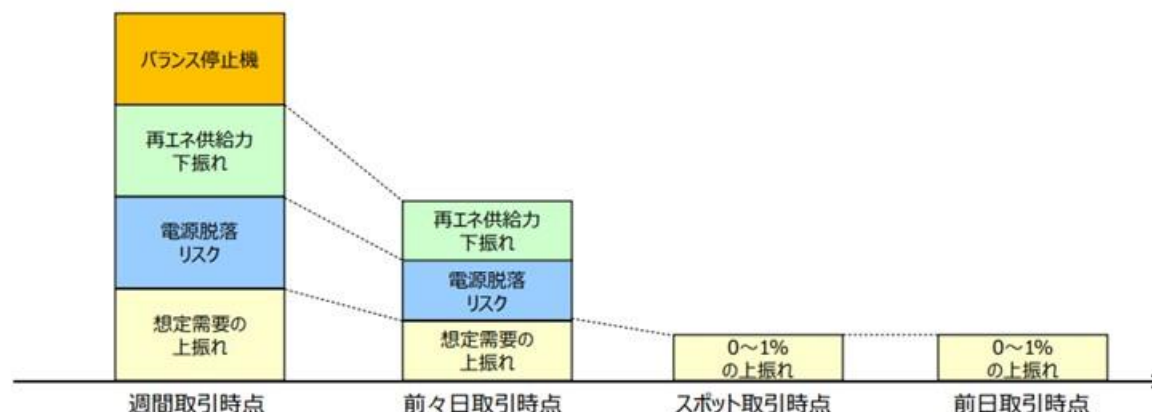
- 第35回本小委員会（2023年1月24日）において、週間取引を前日化することによって、スポット市場における小売電気事業者が需給変動リスクを織り込んだ予備力として確保する可能性があるのは1%程度となることから、応札量増加に対する相当の効果が期待できると整理していたところ。
- 今回実施の調査において、前日取引化や取引単位30分化をはじめ、2026年度からの制度変更等を踏まえた応札見込み量について、その規模感の確認をさせていただいた。

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）】



- 取引スケジュール変更にあたり、システム面での対応に関して、第37回本小委員会（2023年3月28日）および第39回本小委員会（2023年6月1日）にて事業者へヒアリングした際、前日取引化のタイミングは2026年度であれば対応可能との意見であった。
- 今回実施の調査において、改めて前日取引化に加えて30分化に対応するためのシステム面を含めた準備状況について確認させていただいた。

Ⅲ. システム面での対応について（2 / 2）

21

- アンケート結果を踏まえ、システム改修の着手時期^{※1}と改修に要する期間をもとに、対応が可能となる時期を算出すると、前々日・前日ともに大半の調整力提供者は2026年度はじめて対応が可能になるものの、一部の調整力提供者については2026年度途中からの対応となる。
- 一方で、後述するTSO側のシステムについては、2026年度はじめて対応可能となる見込み。
- このため、2026年度はじめての対応が難しい調整力提供者を対象に、詳細な状況把握を行っていくこととしたい。

※1 所要期間のみをご回答いただいた調整力提供者は2024年度に着手する前提で算出

【週間から前々日に変更した場合】

	時期	調整力提供者
対応可能となる 時期の見込み ^{※1}	2023年度	0社
	2024年度	3社（2社）
	2025年度	4社
	2026年度	2社（1社）
	2027年度	0社

【週間から前日に変更した場合】

	時期	調整力提供者
対応可能となる 時期見込み ^{※1}	2023年度	0社
	2024年度	1社
	2025年度	5社
	2026年度	3社（1社）
	2027年度	0社

（ ）内は年度途中から対応可能となる調整力提供者の再掲

※未回答項目のある調整力提供者がいるため、合計は一致しない。

（Ⅰ）システム面について（ヒアリング結果）

12

- システム面に関しては、第37回本小委員会における2026年度に前日取引化を実現することを目指す旨の決定を受け、詳細検討を行った結果として、2026年度から対応可能となる見込みとのご意見であった。
- 一方で、複数の調整力提供者から、2026年度からの対応（システム運用）を考えた場合、早期にシステム改修の仕様を確定することが条件とのご意見も頂いたところ。
- こういったご意見を踏まえると、一般送配電事業者と連携し早期にシステム改修の仕様を提示することが重要であり、これらを条件に、システム面での対応は可能になると考えられる。

【システム面に対するご意見】

- ・第37回本小委員会を受けて、詳細検討を行った結果としては、2026年度から対応可能となる見込みだが、システム開発メーカーを含めた検討はできておらず、仕様変更があった場合等は改修期間が延びる可能性がある
- ・システム改修の仕様確定を速やかに進めてほしい
- ・現在、2024年度からの高速商品の開発にリソースを割いており、開発リソースが少ない

- 複合市場の前日取引化に伴い、既に前日取引している三次調整力②（以下、「三次②」という。）市場と合わせ二つの前日市場が存在することになるが、2026年度当初においては、需給調整市場システム（以下、「MMS」という。）の改修を伴う抜本的な対策はできないため、場合によっては応札商品の偏りが発生する可能性もあるところ。
- この点、今回実施の調査においても、まずもって極端な偏りが発生しないかどうかの事前確認や暫定的な対策の検討を踏まえて、取引会員における二つの市場への振り分け入札について、その考え方やシステム対応の有無等の準備状況について確認させていただいた。

25

V. 三次②との振り分け入札について

- 前日取引とした場合、三次②と同じタイミングで一次～三次①も入札する必要がある。
- 三次②と一次～三次①については、対応する誤差の時間軸が異なることから、不等時性を考慮した複合商品という考え方が取り得なく（同時に募集することができず）、応札量を振り分けた上での入札が必要となる。こうした入札が可能かどうかを確認したところ、過半数の調整力提供者は可能との回答があった一方、不可能との回答もあった。
- また、振り分けた入札が可能であったとしても、収益性やアセスメント順守の容易さから、片方の商品にのみ入札するといった回答も見られた。
- この点、収益性の観点からは、本来的には売れ残りが発生しないように振り分けを行うことが、経済合理的な行動であると考えられるところ。
- また、アセスメント順守の観点からは、対象となる電源は、複数の商品要件を満たす機能を有しており、大宗が余力活用を行う電源とも考えられるため、振り分け入札の有無に関わらず、複合商品のアセスメントの適用対象となり、振り分け入札によるアセスメント順守の容易性は変わらないとも考えられる。
- このため、対応不可との回答があった調整力提供者に対しては、今後ヒアリング等を行い、より詳細な状況把握を行っていくこととした。

【一次～三次①と三次②の同時入札】

時間	調整力提供者
可能	8社
不可能	4社

【その他意見】
・振り分けた入札が可能であっても、収益性やアセスメント順守の容易さから片方の商品に入札する

※未回答項目のある調整力提供者がいるため、合計は一致しない。

18

(Ⅲ) 振り分け入札について（ヒアリング結果）

- 振り分け入札についても、人間系で行うことを前提としているため、現状では対応が難しいとのご意見であった。
- 一方で、システム化、あるいは非効率になる（供出可能量自体は増えるものの、必ずしも最経済にはならない）ことを許容して一定の割り切りを行うことで、振り分け入札を行うことは可能になるとのご意見も頂いた。
- この点については、第37回本小委員会においても、非効率になる可能性があるとの意見はもっともである、といったご意見も頂いたところ。
- これらを踏まえると、振り分け入札に伴い、一定の非効率が発生したとしても、需給変動リスクの低減等に伴う供出可能量増加自体は達成できる（応札不足解消による便益が上回る）と考えられることから、システム化、あるいは一定の割り切りを行うことによって、振り分け入札の実現を目指すこととしてはどうか。

【振り分け入札に対するご意見】

- ・人間系での対応を前提としていたが、システム化を行うことで対応は可能となる
- ・一定の割り切りのもと、振り分けを行うのであれば、人間系でも対応可能（システム化でも割り切り自体は必要）

- 応札商品の偏り対策としては、現状、MMS改修を伴うシステム対策は検討中であるものの、2026年度の前日取引化開始当初には間に合わず、必要に応じて、暫定的な対策が必要となる可能性があるとしていた。
- この点、調達不足や価格高騰といった応札商品の偏りによって発生しうる課題は、応札量と募集量のバランスにより顕在化するものと考えられるため、システムに依らない対策（暫定的な対策）としては、現行の応札不足対応の暫定措置である募集量削減の取組みや商品の上限価格といった対応も一定程度の効果を発揮するものと考えられる。

前日取引化における課題と対応の方向性（前々回の整理事項）				6
■ 前々回お示した2026年度の前日取引化により発生し得る課題の対応の方向性については下表のとおりであり、今回は残課題④と⑤について検討を行った。（前回整理した課題①～③の検討結果は末尾参照）				
No	課題	概要	対応の方向性	
④	連系線枠の取扱い	・三次②以外の商品も前日取引となるに伴い、実質的に前日市場が二つ存在することになり、一次～三次①・複合と三次②のそれぞれの前日市場において、同日の連系線枠を扱うことになるため、連系線枠容量の運用方法を定めておく必要があるといった課題（現行の連系線におけるαβの考え方も踏まえて整理が必要） ※現行は、週間断面で現週間商品である一次～三次①・複合向けに確保する量をβ値が決められており、スポット約定後、現前日商品の三次②向けに確保する量をα値が決められている	・前日取引化後の前日市場における連系線活用については、連系線を最大限活用できる「シリアル処理（逐次処理）」の方が優位（※処理時間上問題ないことが前提） ・また、シリアル処理とした場合の付随課題として、二つの前日市場どちらを先行処理するかという点については、効率的な調整力の確保の観点から、「複合市場（一次～三次①・複合）」を先行市場とし、「三次②市場」を後続市場とする方が合理的と考えられる ・連系線におけるαβの考え方の再整理も踏まえて整理を進めていく	
⑤	応札商品の偏り	・課題④同様、二種類の前日市場が存在することになるため、各商品（「一次～三次①・複合」、「三次②」）の応札に関して偏りが生じる可能性があるといった課題	・課題④付随課題やシリアル処理（逐次処理）の優位性を最大限発揮する観点、また調整力提供者の収益機会を最大化する観点からも、先行市場で落札されなかったリソースについて、後続市場でも活用できるようにすれば、応札商品の偏り問題にも対応可能と考えられる ・一方、実現に向けたシステム対応可否や暫定的な対策の検討が必要であり、一般送配電事業者とも連携しながら整理を進めていく	

課題④⑤に関する全体スケジュールイメージ				7
■ 課題④⑤は共にMMS改修が必要となる課題であり、導入年度とそれに伴う課題を下表のとおり整理した。				
■ 課題④は2026年度に対する課題であり、課題⑤は恒久対策とそれまでの暫定対策の二つの課題を含んでいる。				
導入年度	2026年度	2027年度以降	説明	
課題④	連系線枠の取扱い 課題④ 前日取引化実現に際して必要となるMMS改修 ＜具体的な課題＞ 二つの前日市場の処理方法を決める必要がある（シリアルorパラレル）		・前日取引化を実現するために必須となるシステム改修 ・ただし、本システム改修によって、事業者の振り分け入札等が改善するものではない（課題⑤関連）	
課題⑤	応札商品の偏り 課題⑤-II 暫定的な対策（恒久対策までの対応） ＜具体的な課題＞ 2026年度より対応可能な対策（実質システムに依らない対策）を考える必要がある	課題⑤-I 恒久的な対策（MMS改修を伴う対策） ＜具体的な課題＞ 先行市場で落札しなかった商品の有効活用等を行うシステムの実現性の検討	・事業者の振り分け入札の改善や、商品の偏りに伴う落札量の減少防止に資する課題であり、システム改修となった場合は2027年度以降となる可能性が高い（課題⑤-I） ・また、それまでの期間の暫定的な対策をどうするかといった課題も存在する（課題⑤-II）	

■ MMS改修 ■ 手動対応（軽微なシステム改修含む）

1. 事業者アンケート概要

2. 調査結果

3. まとめ

- 応札量について、前日取引化・30分化により、どのように変化する見込みか確認したところ、各種リスクの低減により増加見込みが33件、週間商品（複合市場）への応札無しおよび変動無しが8件、その他回答が6件であった。
- 応札可能量は、現状よりも増加する見込みであったが、需給調整市場よりも前に実施されるスポット市場の売れ残り札のみが応札可能となるため、実際の応札量については見通しが立たないという回答も複数確認できた。

<2026年度の制度変更を踏まえた応札量の変化について>

項目	回答数	うち事前的措施 対象事業者※	補足事項
前日取引化・30分化により増加	33	13	うち5件は、26年度から参入予定（純増）
週間商品（複合市場）への 応札実績および予定無し	4	-	三次②のみ参入のため
変動無し	4	-	30分化にて継続時間を考慮した1コマ当たりの応札量が増加する可能性はあるものの、SOC制約で応札可能なコマ数が減少するため、平均的な応札量は変動無し 等
応札量減少/試算不可	6	5	- 現状はSP市場でのkWh確保も考慮してΔkWへ最大限応札しているものの、前日化により順番が逆転し、SP後の余力のみが応札可能となるため、減少が2件 - 約定機会の減少と業務負荷の増大を勘案し、減少が1件 - 試算不可が1件 - 検討中が1件

- 需給調整市場においては、適正な取引を確保するため、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告等の事後的な措置に加えて、上乗せ措置として市場支配力を有する蓋然性の高い事業者には、一定の規範に基づいて入札を行うことを要請する事前的措置を講じている。
- 2025年度の需給調整市場における事前的措置の対象事業者は以下のとおり。

事前的措置の対象とする事業者のとりまとめ

- 2025年度の事前的措置の対象とする事業者の範囲については、いずれかの市場で市場シェア又はPSIで判定された事業者に加え、計画どおりの運転がなされていれば、本来対象とされていた電源開発（四国）を加えた17事業者（地理別20事業者）対象とすることとしてはどうか。
- なお、市場シェアが20%を超えていなくても比較的高いシェアを有している事業者や分析対象コマの中で特定のコマにおいてピボタルとなる事業者も存在するため、事前的措置の適用対象には該当しないものの、そうした事業者の存在を念頭に事後監視を行うこととする。

No	事前的措置の対象とする事業者	対象エリア
①	北海道電力	北海道
②	東北電力	東北
③	JERA	東京、中部
④	東京電力EP	東京、中部
⑤	東京電力RP	東京
⑥	MCRE	東京
⑦	東京ガス	東京
⑧	東芝ESS	東京
⑨	エナリス	東京、中部
⑩	中部電力ミライズ	中部
⑪	北陸電力	北陸
⑫	関西電力	関西
⑬	大阪ガス	関西
⑭	中国電力	中国
⑮	四国電力	四国
⑯	電源開発	四国
⑰	九州電力	九州

- 現在の週間取引スケジュールにおいては、需給調整市場の複合商品の応札・約定が、卸電力市場よりも前に実施されているため、調整力 (ΔkW) を先取りすることが可能となっている。
- 前日取引化となると、“適正な電力取引についての指針”において、スポット市場では「余剰電力の全量を限界費用に基づく価格で入札することが望ましい」とされており、2026年度以降、スポット市場で約定した供給力 (kWh) 分は、調整力として応札することが難しいとの意見があった※。

※代替供給力を後の時間前市場等にて調達できる前提であれば、需給調整市場への応札も可能。



③ スポット市場における売り札

スポット市場においては、シングルブライソークション方式の下、市場支配力を行使することができる供給者（プライスメーカー）が存在しない状況を前提とすれば、市場支配力を有さない供給者（プライステイカー）にとっては余剰電力の全量（注１）を限界費用（注２）で市場供出することが利益及び約定機会を最大化する経済合理的な行動と考えられる。一方で、プライスメーカーが存在する場合、当該プライスメーカーが入札価格の引き上げ行為や売惜しみ行為により約定価格を上昇させるおそれがある。したがって、卸電力市場に対する信頼を確保する観点から、スポット市場において売り札を入れる事業者は、余剰電力の全量を限界費用に基づく価格で入札することが望ましい。このように行動している限りにおいて当該事業者は、下記イ③における「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」に該当しないものとする。

また、スポット市場において売り札を入れる事業者のうち、市場支配力を有する可能性の高い事業者（注３）においては、余剰電力の全量を限界費用に基づく価格で入札することが特に強く求められる。したがって、当該事業者がこれに反して、合理的な理由なく、限界費用に基づく価格よりも高い価格で市場に供出した場合や、余剰電力の全量を市場に供出なかった場合においては、下記イ③における「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」に該当することが強く推認される一要素となる。

（注１）余剰電力の全量とは、スポット市場への入札時点において算定される各コマの自社供給力から、自社想定需要（自社小売需要と他社への相対契約に基づく供給量等の合計）・予備力・入札制約をそれぞれ差し引いた残りの供給力のことをいう。

（注２）限界費用とは、電力を１kWh追加的に発電する際に必要となる費用をいい、燃料費等（発電側課金におけるkWh課金分を含む。）がこれに当たる。なお、限界費用における燃料費について、卸電力市場への入札によって燃料が消費されることで将来的な需要に対応するために追加的な燃料調達を行う必要が生じるときであって、当該価格・量での燃料の追加的な調達が合理的であると客観的に確認可能な場合には、燃料の追加的な調達費用を考慮し得る。また、限界費用の考え方について、燃料制約の発生時においては、非両立性の関係（スポット市場で約定すると他の機会では販売できないという関係）が成立することを前提とし、当該価格・量の妥当性が客観的に確認可能な場

合には、将来における電力取引の価格を機会費用として考慮し得る。

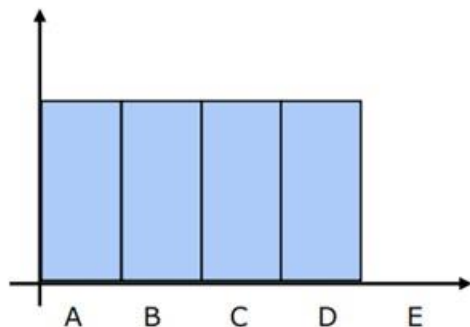
（注３）市場支配力を有する可能性の高い事業者とは、地域間連系線のスポット市場入札時点における月別分断発生率が継続して高い連系線（具体的には、北海道本州間連系設備、東京中部間連系設備、及び、中国九州間連系線）により４区分した地理的範囲において、当該範囲における総発電容量に対して保有する発電容量（発電事業者との長期かつ固定的な相対契約により確保している発電容量を含む。）が２０パーセントを超える、又は、当該範囲における主要な供給者（Pivotal Supplier：当該範囲の年間ピーク需要を満たすために当該供給者が保有する供給力が不可欠とされる供給者）と判定される電気事業者のことをいう。

確実な調整力確保の観点について（高性能リソースの事前確保）

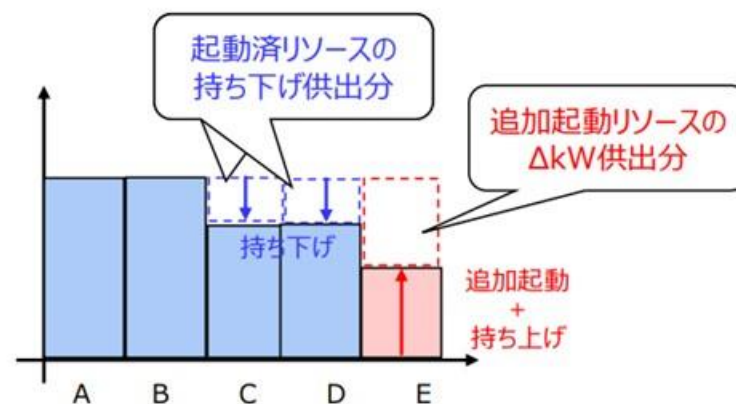
30

- また、高性能リソースが卸電力市場で売り切れる前に確実に確保するとの理由からスポット取引前としており、この点をどう考えるかも課題となる。
- この点、スポット取引後の発電機態勢を考えると、安価な電源順にkWhを充足しており、追加起動リソースの ΔkW 供出だけでは（追加起動可能台数も限られており）高性能リソースの確実な確保は難しいと考えられる一方、実際には起動済みリソースの持ち下げ供出分の ΔkW も期待でき、これによる高性能リソースの確保も可能と考えられる。
- すなわち、高性能リソースの事前確保という課題については、本質的には追加起動の可否という起動特性の課題に内包されることとなり、起動特性の課題については対応可能との整理に基づく、本課題も対応可能と考えられる。

【スポット取引後の発電機態勢】



【 ΔkW 供出のための発電機態勢】

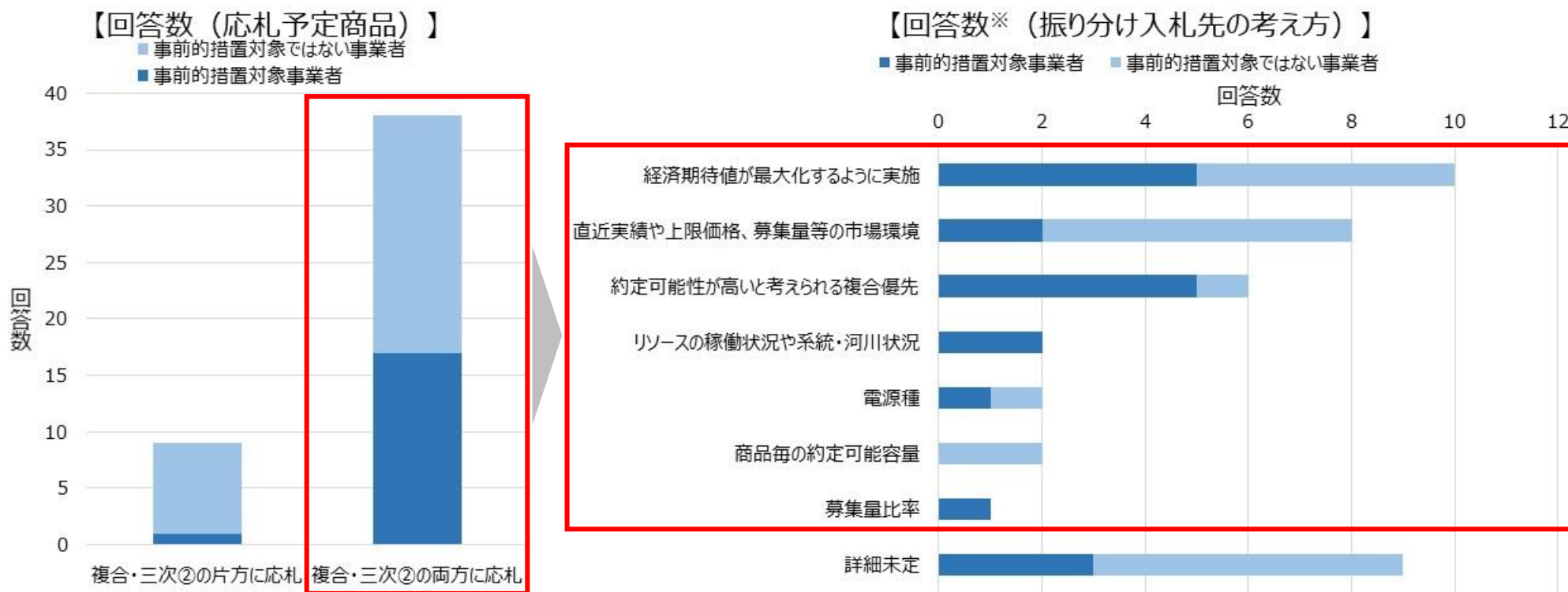


- 前日取引化に向けたシステム対応および業務フローの対応状況を確認したところ、“前日化までに完了見込み”もしくは“改修・変更不要”との回答が大半を占めており、これらが障壁となって取引に大きな影響が発生する可能性は低いものと考えられる。

<2026年度の制度変更に向けた準備状況について>

	項目	回答数	うち事前的措施 対象事業者※	補足事項
システム対応	前日化までに完了見込み	33	17	-
	前日化後となる見込み	2	1	・ 仕様が確定後、改修に着手する予定のため
	改修不要/ 2026年度以降に参入	12	0	・ 改修不要が8件 ・ 2026年度以降の参入に合わせて構築が4件
業務フロー変更	前日化までに完了見込み	34	16	-
	前日化後となる見込み	4	2	・ 仕様が確定後、変更に着手する予定のため ・ 業務フローの決定後、事前のテスト実施に 期間を有するため
	変更不要/ 2026年度以降に参入	9	0	・ 変更不要が5件 ・ 2026年度以降の参入に合わせて構築が4件

- 前日断面の二つの市場（複合市場と三次②市場）への振り分け入札について現時点での考え方を確認したところ、“経済期待値が最大化するように実施”と回答した事業者が多く、複合・三次②どちらかの商品に応札が偏った際は、約定可能性を高めるために、もう一方の商品へ応札を切り替える、といった意見も確認できたが、各事業者は市場の募集量と約定量のバランスが整うよう応札するわけではないため、応札偏りが生じる懸念が低いとは言い切れないか。
- また、“約定可能性が高いと考えられる複合優先”と回答した事業者の多くは、事前的措施の対象事業者であり、市場動向を踏まえ柔軟な対応可能とも確認できたが、こちらも対応に一定の時間を要することから、前日取引化初期の応札偏りの要因となる可能性は否定できないか。



- 応札商品の偏り対策に関しては、恒久対策として「市場一本化案」を本案としつつ、次点で「自動エントリー案」を志向することと整理していたところ。
- 両案の改修規模や難易度等を含めた詳細については、今後改めてシステムベンダーも含め確認を進めていくこととし、2026年度以降の応札状況も踏まえながら、最終的なシステムの改修要否について、検討していく。

【課題⑤-1】 応札商品の偏り（恒久対策の検討）（1 / 2）

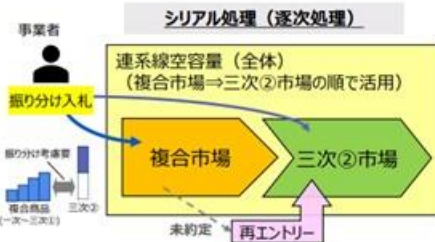
15

- 前日取引化に伴い発生する可能性がある応札商品の偏り^{※1}に関しては、総応札量によるが、どちらかの市場に応札が偏ってしまうと、もう片方の市場商品が調達不足となる可能性を危惧した課題であり、仮に、複合市場側に応札が偏った場合は、三次②が調達不足となり、結果的に価格高騰にも繋がり得る可能性も考えられるところ。
- その恒久対策のひとつとして、第51回本小委員会にて「先行市場で落札されなかったリソースを後続市場でも活用する仕組み（以下、「自動エントリー」という。）」を提案したところ。（左下图）
- その後、応札商品の偏り問題を解決する仕組みの実現に関して、一般送配電事業者とともに深掘り検討したところ、上記の自動エントリー以外にも、複合市場と三次②市場を一本化して約定処理（以下、「市場一本化」という。）を行うことで、振り分け入札がなくなり、より一層の調達コスト低減（最適化）を図る方法を考案した。（右下图）

※1 前日取引化に伴い前日市場が二つ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（振り分け入札）が生じるため、場合によっては応札商品に偏りが生じる可能性があるといった課題。

<自動エントリー案のイメージ（シリアル処理）>

<市場一本化案のイメージ（単一処理）>



※2 二つの市場の一本化であり、三次②が複合商品の内数となったものではない。

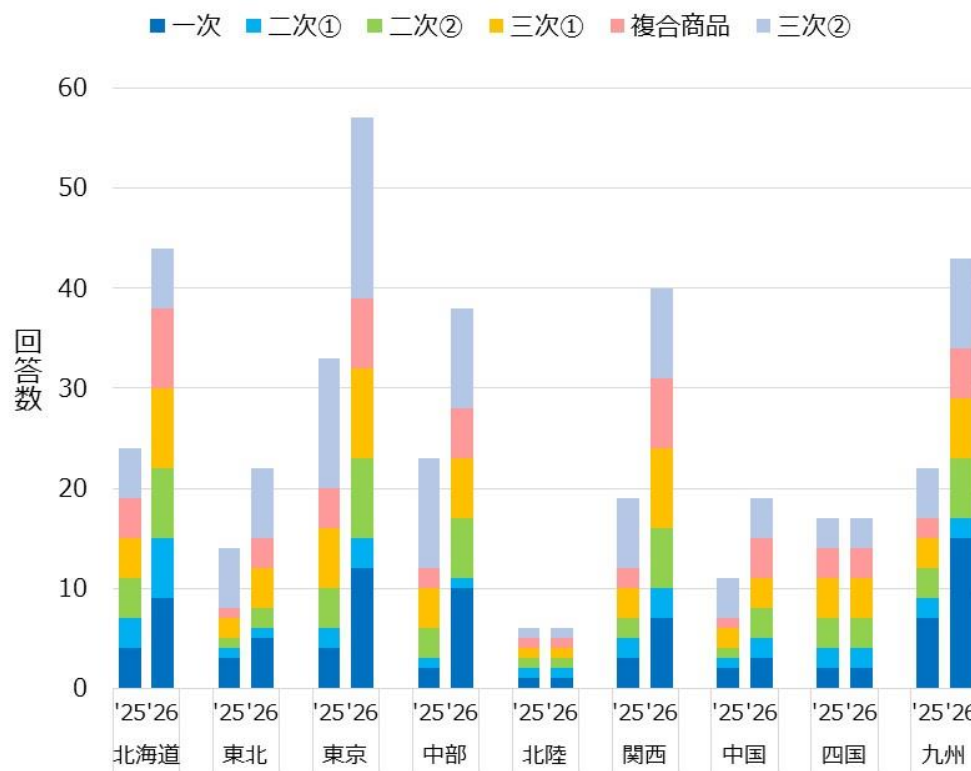
【課題⑤-1】 応札商品の偏り（恒久対策の検討）（2 / 2）

18

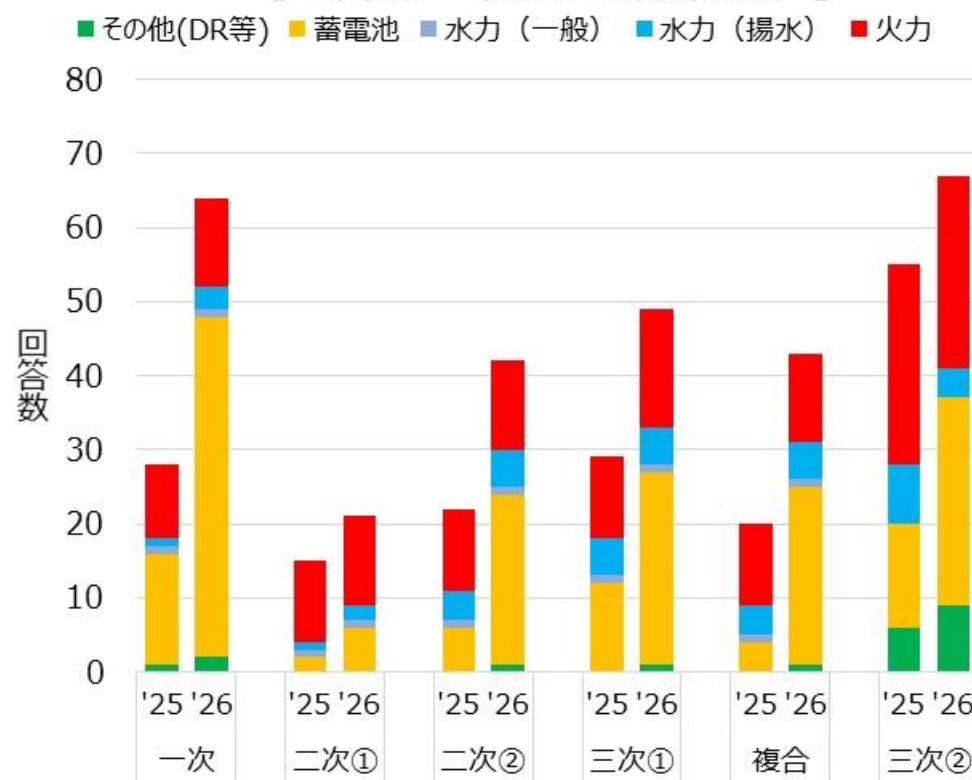
- したがって、応札商品の偏り問題に対する恒久対策としては、まずは「市場一本化案」を本案としつつ、実現可否をはじめ、改修期間やコスト等を踏まえて、次点で「自動エントリー案」を志向することとしてはどうか。
- 一方、MMSについては2025年度向けならびに2026年度向けの開発を並行して進めており、両案ともベンダーとの具体的な検討に着手できない状況にあることから、改修規模や難易度等を含めた詳細については、2025年度向けの開発が一段落してから確認することとしたい。

- 回答いただいたリソースに係る基本情報（応札可能商品、属地エリア、電源種別）は以下のとおり。
- エリア別では、2025年度および2026年度ともに、東京エリアに関する回答が最も多く、また全エリアで全商品に係る回答をいただいたところ。
- 電源種別では蓄電池に関する回答が最も多く、2026年度にかけての増加数も多く見込まれていることが確認できた。

【回答数※（エリア・商品別）】



【回答数※（商品・電源種別）】



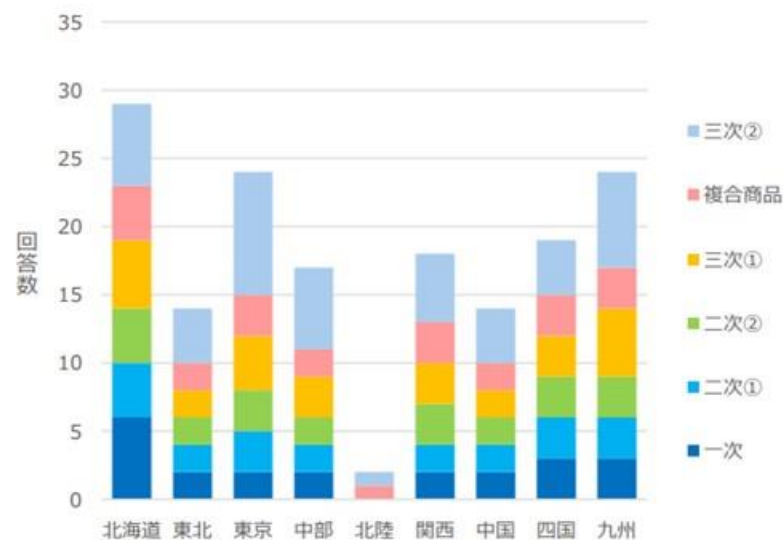
※ 同一リソースで複数商品、複数エリアに応札している場合、それぞれカウント

会員Aからのアンケート結果：(1) 基本情報

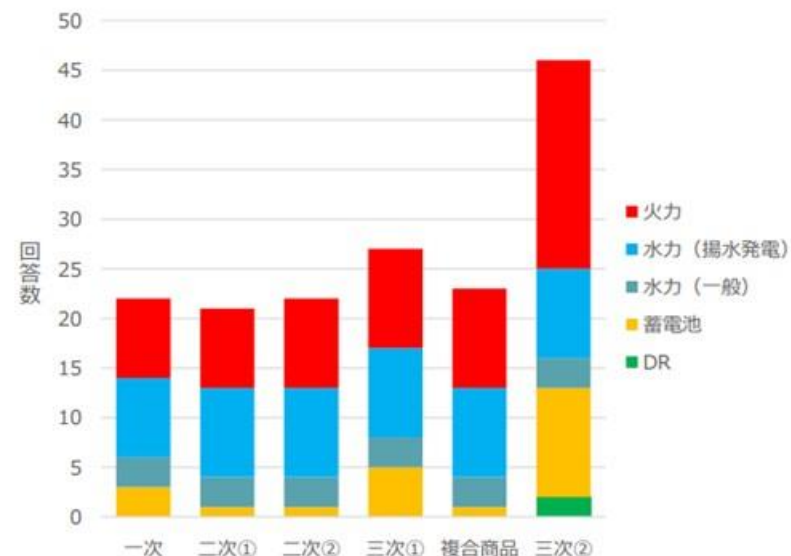
31

- 会員Aから回答いただいたリソースに係る基本情報(応札可能商品、属地エリア、電源種)は以下のとおり。
- エリア別では、北海道エリアのリソースに関する回答が最も多く、北陸エリアを除いて、バランスよく各商品について回答いただいたところ。
- 電源種別では、主に従来電源(火力・水力)に係る回答であったものの、新規電源である蓄電池やDRについても一部ご意見をいただいた。

【回答数※(エリア別)】

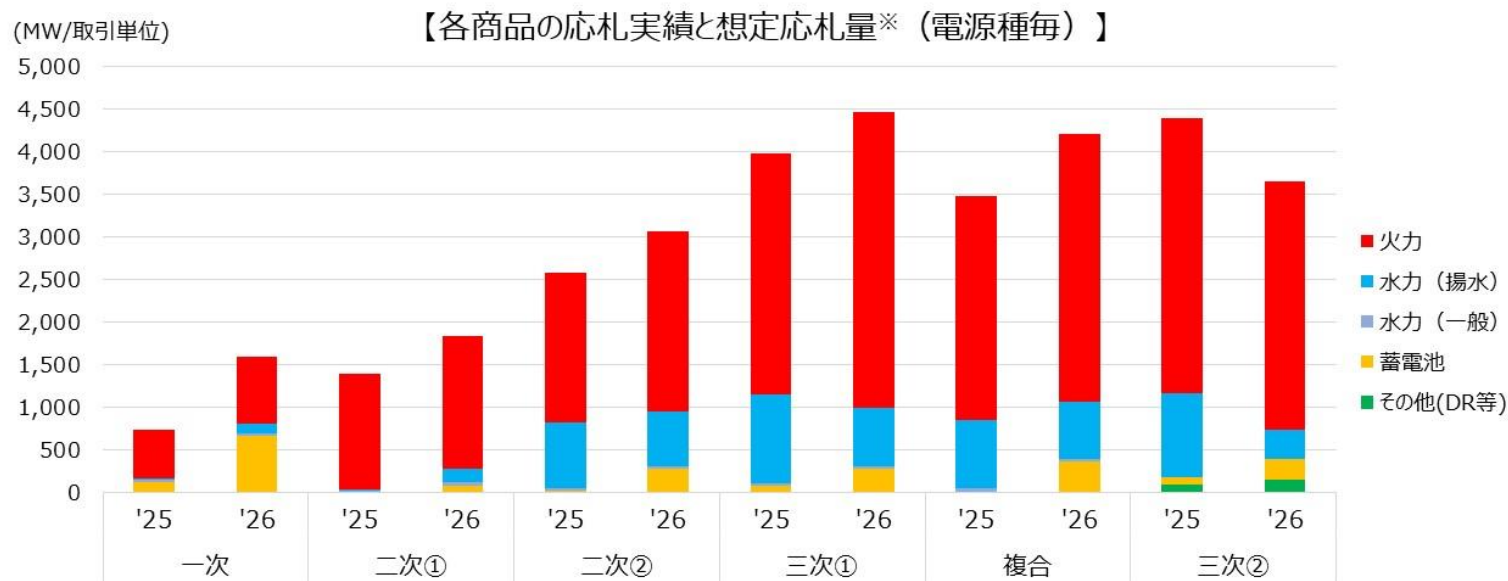


【回答数※(電源種別)】



※ 同一リソースで複数商品、複数エリアに応札している場合、それぞれカウント

- 現時点の応札量および2026年度以降の想定応札量について、ご回答いただいた結果（商品毎）は下図のとおり。
- アンケートの結果、2026年度の複合市場の応札量は増加が見込まれる一方で、三次②市場の応札量は減少が見込まれることが分かった。これは、2025年度以前は三次②へ応札されていたリソースの一部が、複合市場の前日取引化により、複合市場へ流れることや、一部の事業者が2026年度の応札量を合理的に想定できないため、一定の割り切りのもと算定していることなどによって生じていると考えられる。
これらの要因から、2025年度応札量実績と2026年度の想定応札量は単純比較できないことには留意が必要か。
- また、現時点の応札量では、全商品で火力による応札が最も多い一方で、2026年度の想定応札量では、一次において蓄電池が火力と同程度の応札が見込まれることがわかった。
- 揚水発電について、一般送配電事業者との随意契約は回答に含まれておらず、2026年度以降における随意契約の取り扱いは、国とも連携の上、別途方向性をお示しすることとしたい。



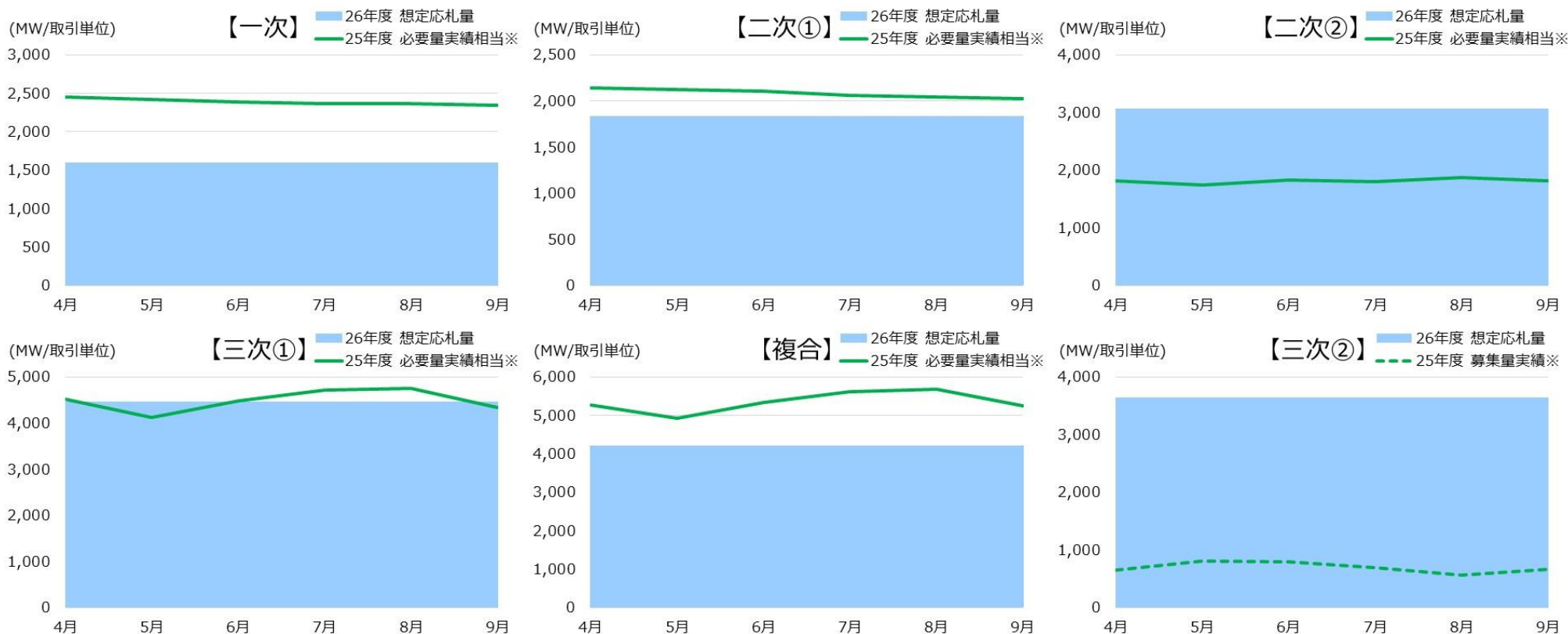
※ 複合市場の商品については、単独での入札と、複合商品の内訳として入札する量の合算値を記載

2. 調査結果（2025年度必要量実績と2026年度想定応札量の比較）

24

- 複合市場の商品は、2025年度に取引単位30分化した三次②とは必要量の算定式が異なることから、三次②と異なり、取引単位30分化によって必要量が大きく変動しないと仮定し、2025年度の必要量実績を基に比較を行う。
- 対比を行う必要量は、EPPS動作期待分が控除（2025年4月18日）された後、市場外調整（自然体余力）が控除（2025年6月14日）される前の必要量が、2026年度の想定される市場環境に近く、適切と考えられるか。
- 対比を行った結果、主には一次と二次①ならびに複合において、応札不足が継続する試算となった。ただし、想定応札量には揚水随契や一定の割り切りによる試算等の影響が含まれている可能性には留意が必要か。

※一次～三次①および複合は2025年4月18日公表の調整力必要量、三次②は2025年4月1日～9月6日までの募集量実績から試算



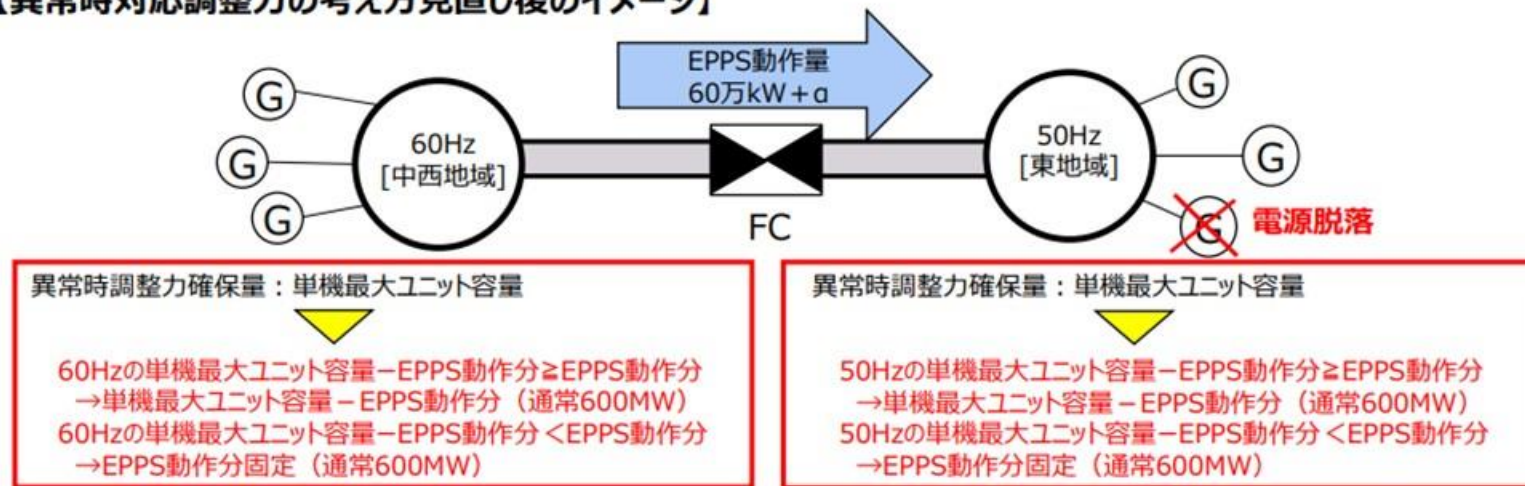
異常時(電源脱落)対応調整力必要量の考え方について(1/2)

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動作量未滿となった場合、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】



- 複合市場の商品における平常時の予測誤差・時間内変動に対応する必要量は、過去実績に対して3σ相当値で統計的処理を行い、月別・商品ブロック別に算定を行っている。

まとめ (1 / 2)

99

- 一次から三次①については、GC以降に生じる変動（平常時の予測誤差・時間内変動や事故時の電源脱落）に対応することとし、各商品区分毎の必要量の基本的な算定式としてはどうか。

✓ 一次調整力：（ 残余需要元データ^{※1} - 元データ^{※1}10分周期成分 ）の3σ相当値^{※4}
+ 単機最大ユニット容量の系統容量按分値^{※2}

✓ 二次調整力①：（ 元データ^{※1}10分周期成分 - 元データ^{※1}30分周期成分 ）の3σ相当値^{※4}
+ 単機最大ユニット容量の系統容量按分値^{※2}

✓ 二次調整力②：（ 残余需要予測誤差30分平均値^{※3}のコマ間の差 ）の3σ相当値^{※4}

✓ 三次調整力①：（ 残余需要予測誤差30分平均値^{※3}のコマ間で連続する量 ）の3σ相当値^{※4}
+ 単機最大ユニット容量の系統容量按分値^{※2}

※1 残余需要1～10秒計測データ

※2 当該週の50Hz及び60Hzにおける同一周波数連系統の単機最大ユニット容量を系統容量をもとに按分

※3 残余需要30秒計測データ30分平均値 - (BG需要計画-GC時点の再エネ予測値)

※4 「3σ相当値」：いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。

- 平常時の予測誤差・時間内変動に対応する一次、二次①、二次②及び三次①必要量は、月別・商品ブロック別に算定してはどうか。

- 事故時の電源脱落に対応する一次、二次①及び三次①の必要量は、当該週に稼働できる単機最大ユニット容量の系統容量按分値を、週を通して調達してはどうか。

- 一次から三次①の調達量については、週間調達時に当該月、当該週、当該商品ブロックの必要量を、週を通して調達することとしてはどうか。

まとめ (2 / 2)

100

- 不等時性を考慮した複合約定時の必要量の算定の考え方として、以下の算定式としてはどうか。

✓ 複合約定時の必要量：{ 残余需要元データ^{※1} - (BG計画 - GC時点の再エネ予測値) } の3σ相当値^{※3}
+ 単機最大ユニット容量の系統容量按分値^{※2}

※1 残余需要1分計測データ

※2 当該週の50Hz及び60Hzにおける同一周波数連系統の単機最大ユニット容量を系統容量をもとに按分

※3 「3σ相当値」：いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。

- 複合約定時についても、一次から三次②と同様に、平常時の必要量は、各月別・商品ブロック別に必要量を算定してはどうか。事故時の電源脱落に対応する必要量は、当該週に稼働できる単機最大ユニット容量の系統容量按分値を、週を通して調達してはどうか。

- なお、調達量や調達費用の低減は、需給調整市場システムに実装を検討している複合約定ロジックで対応することとしてはどうか。

- 今回、一次から三次①の必要量算定の考え方を一旦、整理した。しかしながら、各社の必要量の試算結果でエリア間で必要量の傾向に差が生じている部分については、2022年度の三次①調達開始に向けて、各種データを蓄積しながら、エリア間での差の傾向を評価し、必要に応じて今回議論した考え方を見直すことも含めて、今後引き続き検討していくこととしてはどうか。

- 三次②の必要量は、各断面の再エネ予測誤差について、前日6時時点の再エネ予測値をもとに「前日から実需給の誤差」から、「GCから実需給の誤差」を控除して算定を行っている。
- 3時間ブロックにて取引を行っていた際には、30分コマ単位で必要量を算定した後に、該当ブロック内のコマのうち最大必要量で該当ブロックの募集量を決定していた。
- 取引単位30分化によって、各コマの必要量そのもので募集量を決定するようになったため、募集量全体の減少が見込まれていた。

まとめ

35

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

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

※1 1 σ 相当値が、3 σ 相当値に一定割合を乗じた値より小さい断面では、1 σ 相当値を募集量とする※2 案A-aの「一定割合」の考え方を見直す際には、募集量算定がシンプルな案（募集量は1 σ 相当値に一定割合を乗じた値とする）への移行を検討

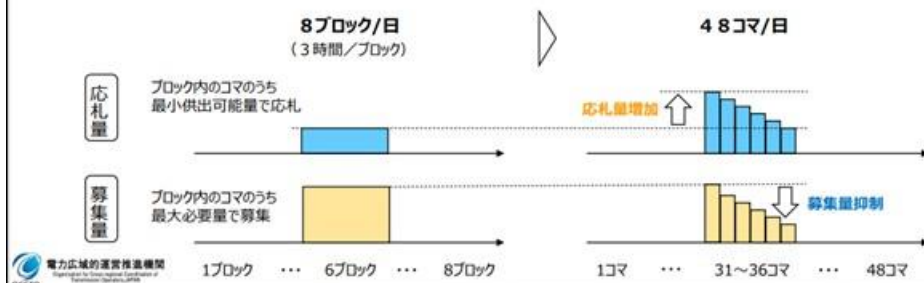
【検討項目①】ブロック時間の見直しの方向性について

応札量増加

14

取引会員増加

- 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。



出所) 第48回需給調整市場検討小委員会 (2024年6月26日) 資料2

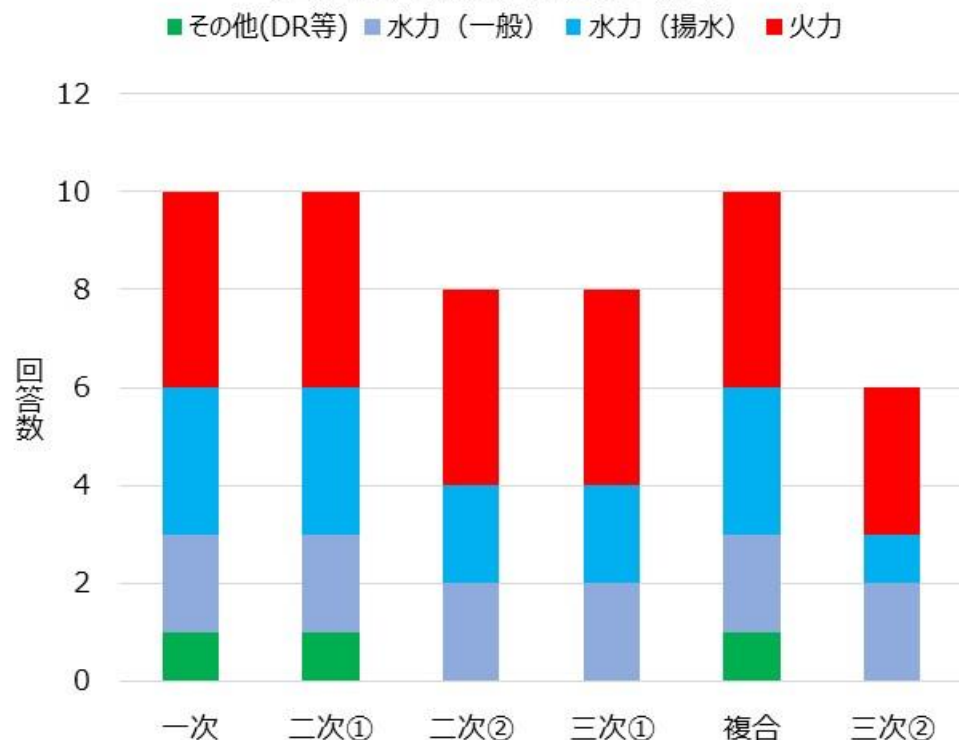
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/2024_jukyuchousei_48_haifu.html

出所) 第25回需給調整市場検討小委員会 (2021年9月17日) 資料2

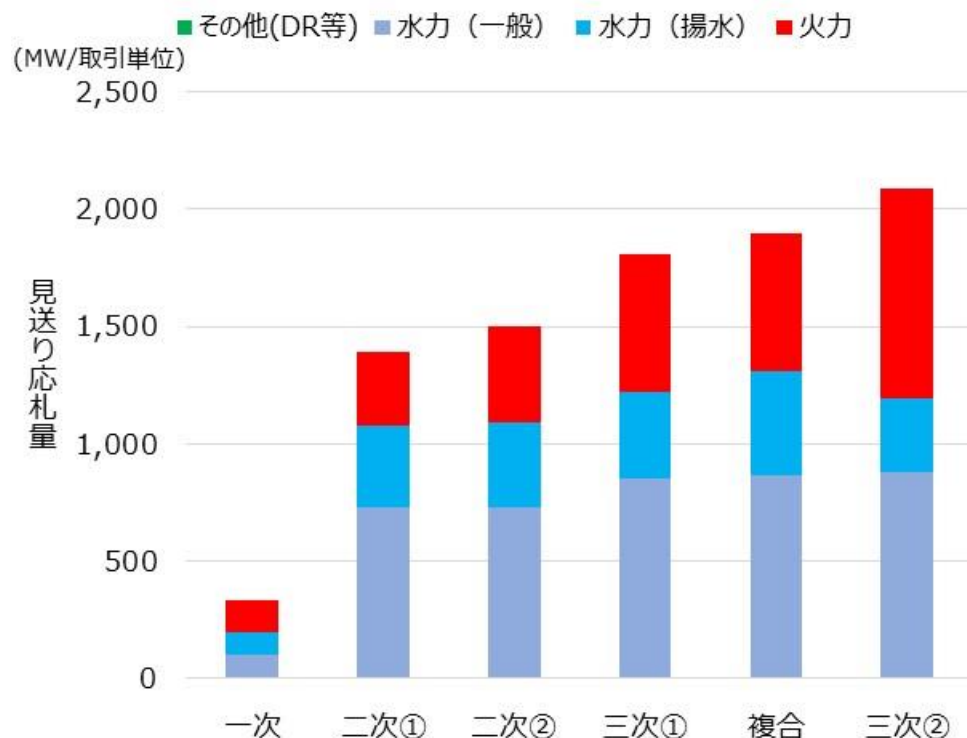
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2021/2021_jukyuchousei_25_haifu.html

- 2026年度以降、需給調整市場の商品要件を満たし応札可能な電源種の内、応札を見送る予定の有無と見送り予定量の調査を行ったところ、応札を見送るリソースが一定数存在することが確認できた。
- 回答数は、全商品において火力が最も多く、商品別では一次、二次①の回答が多い結果であった。
- 各商品の応札見送り予定量は、水力（一般）の量が多く確認され、商品別では三次②が最も多い結果であった。

【回答数（商品・電源種毎）】



【各商品の応札見送り予定量（商品・電源種毎）】



- 今回ご回答いただいた、需給調整市場への応札を見送る理由について、回答内容を同様の項目にて取りまとめた上、下表のとおり整理した。
- 見送る理由への対応については、社会コストが過大とならない範囲で、必要に応じて、国をはじめ、EPRXおよび一般送配電事業者とも連携の上、今後検討を進めていくこととしたい。

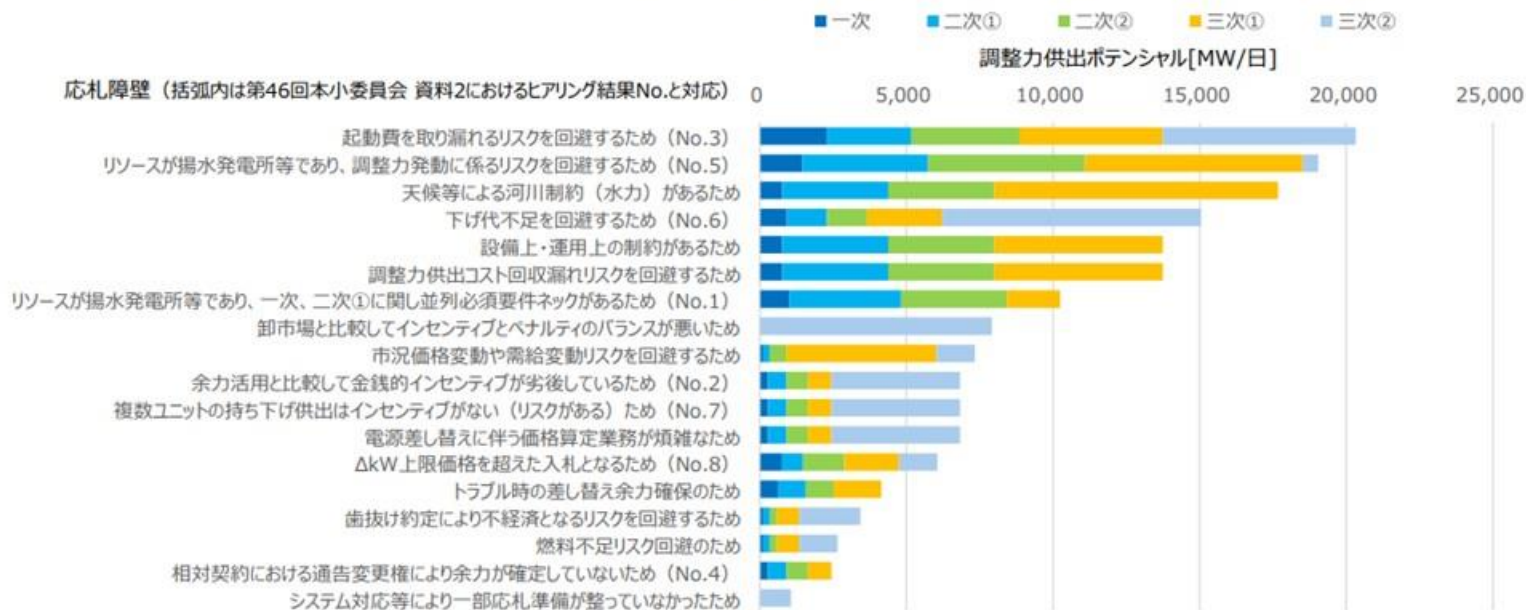
電源種	事業者から寄せられた応札を見送る理由の一例
火力	・ 電源トラブルによる起動費を取り漏れるリスクを回避するため ➢ 並列運転中トラブルにより、途中から調整力を供出不可となった場合、供出不可コマに計上していた起動費は事後精算の対象外 ➢ 起動工程中にトラブルが発生し、全量が供出不可で未約定扱いとなる場合、事後精算の対象外 ・ 調整力供出コスト（機会費用含む）回収漏れリスクを回避するため ➢ 持ち下げ供出機が（一部）未約定となった際、ΔkW供出により発電量が増減する分の全量を、市場規模がスポット市場ほど大きくない時間前市場では、全量を想定市況にて取引できない恐れ ・ 燃料不足リスク回避のため ・ 他社権利分および相対契約の通告変更期限が、需給調整市場の入札時間後のため
水力（一般）	・ 河川法・地元協定により、調整力利用が困難なため（制度変更に関係なく供出が困難）
水力（揚水）	・ 並列必須要件ネック（一次・二次①） ・ 一般送配電事業者との随意契約を実施する可能性があるため
その他（DR等）	・ 属地一般送配電事業者の中給システム改修が未了のため※ ※ P35記載のとおり、DRの出力変化量による指令は、事業者からの申し込み状況に応じて中給システム改修を実施する予定

会員Aからのアンケート結果：(3) 応札障壁(2/2)

35

- 応札を見送ったリソースに対し、応札を見送った理由(以下「応札障壁」という。)についてアンケートを行った。
- 合わせて各応札障壁における調整力供出に与える影響度を確認するため、仮に、応札障壁がなかった場合に期待できる調整力供出量(調整力供出ポテンシャル)を試算※のうえ、応札障壁と紐づけ下図のとおり整理した。
- 整理を行ったところ、調整力供出に与える影響が最も大きいと考えられる応札障壁は、**起動費取り漏れリスク**であり、次点で**調整力発動リスク**や**水力発電所における河川制約**といった結果であった。
- 本結果については、対応優先度や制度変更による対応可否等を含め、次章で深掘り検討を実施する。

※ 最大供出可能量(規模感)と応札実績の差分を、応札障壁の数に応じて按分して試算。
なお、調整力供出ポテンシャルがゼロ(あるいは不明)のものは図から削除。



(参考) 応札障壁の解消に向けた対応状況

- 第47回本小委員会（2024年5月15日）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、対応済みとなっているところ。

- ※ 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

論点1：誘導的措置の検討漏れ確認（3／3）

15

- 事業者からご意見頂いた応札障壁に対応する誘導的措置に関する検討状況を確認したところ、考え方Ⅰ・Ⅱに該当する誘導的措置については、下表のとおり対応済みであることを確認した。
- なお、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こととする。

No.	応札障壁	誘導的措置と区分	対応の方向性	検討状況等
1	リソースが揚水発電所等であり、調整力発動に係るリスクを回避するため	a. BGの調整力発動に係るリスクを解消する（考え方Ⅰ） b. 調整力発動に係るリスクが生じないような応札指針を提示（考え方Ⅱ）	a. TSOとの随意契約による揚水運用権の貸与 b. 揚水等運用の在り方、余力の基本的な考え方について提示	a. 運用開始済み（第94回制度検討作業部会） b. 提示済み（第53回本小委員会）
2	天候等による河川制約があるため（水力）	a. 天候等による河川制約を受けるリスク自体を低減する（考え方Ⅰ） b. 不可避的な河川制約は入札制約とする（考え方Ⅱ）	a. 週間商品の前日取引化 b. 河川制約等を含め、制度的措置にて認める入札制約の考え方について整理	a. 2026年度に実施予定（第83回制度検討作業部会） b. 制度的措置までに入札制約を精査予定（第53回本小委員会）
3	BG下げ代不足を回避するため	a. FIT再通知（計画配分）までの下げ代不足リスクを低減する（考え方Ⅰ） b. 約定ユニット解列の許容（考え方Ⅰ）	a. 週間商品の前日取引化 b. エリア上げ代が十分にある場合、約定ユニットの解列を許容	a. 2026年度に実施予定（第83回制度検討作業部会） b. 許容済み（第40回本小委員会）
4	リソースが揚水等であり、一次、二次④に關し並列必須要件ネックがあるため	a. 事業者の経済合理的行動を阻害しないよう並列要件を緩和（考え方Ⅰ）	a. 並列要件を緩和した揚水の応札拡大方策の実施	a. 必要な規程類の整理が完了し次第開始（第48回本小委員会、第94回制度検討作業部会）
5	卸市場と比較してインセンティブとペナルティのバランスが悪いため	a. 卸市場と同等以上のペナルティ設計とする（考え方Ⅰ） b. ペナルティに見合ったインセンティブ設計とする（考え方Ⅲ）	a. 安定供給に支障のない範囲でペナルティを最大限緩和 b. 価格規律の変更等	a. アセスメントⅡの強度を最大限緩和済み（第36回本小委員会） b. ー（競争環境を確認後に検討）
6	複数ユニット持ち下げ供出はインセンティブがない（リスクがある）ため	a. 複数ユニットの持ち下げ供出に伴うリスクを低減（考え方Ⅰ） b. 事後精算の煩雑さを低減（考え方Ⅰ）	a. 少量約定時のアセスメントⅡ許容範囲を緩和 b. 事後精算の煩雑さを解消するような価格規律に変更	a. 2026年度に実施予定（第52回本小委員会） b. 価格規律を変更予定（第3回制度設計・監視専門会合）

論点2-2：応札商品（5／5）

38

- 前述までの検討を踏まえた上で、最後に事業者アンケートから得られた示唆（持ち下げ供出に伴う煩雑さの解消）について検討を行った。
- 持ち下げ供出に伴う煩雑さの解消に関し、第51回本委員会においてご紹介した事業者意見を踏まえると、具体的には以下2点の対応方法が考えられるところ。
 - 方法1：起動供出側（親）と持ち下げ供出側（子）をリンクさせた親子約定ロジックの導入
 - 方法2：煩雑な事後精算が発生しないような誘導的措置の導入
- 方法1については、需給調整市場システムの改修が必要であり、親子約定ロジックは実質的に新規ロジックの開発となることから、仕様確定とシステム改修ともに時間を要することを踏まえると、親子約定ロジックの導入は最短で2027年度以降の導入になると考えられる。
- 他方、方法2については、国と連携したところ、第3回制度設計・監視専門会合（2024年11月15日）にて具体的な価格規律見直し案（親子の ΔkW 単価から算出した加重平均単価を全親子ユニットの入札単価とする案）が提示され、検討・議論が進められているところ。
- この価格規律見直し案は実質的に親子約定ロジックの導入に等しい効果（基本的には親子が全て約定するか、不落となるかの2通り）となることから、持ち下げ供出に伴う煩雑さも一定程度解消することに加え、システム改修を伴わないため、方法1と比較して早期かつ安価に実現可能と考えられるところ。
- 上記を踏まえ、まずは方法2で対応を進めることとし、方法2実現後の実態を踏まえ、必要に応じ、方法1について検討を進める方向としてはどうか。

持ち下げ供出時の ΔkW 価格

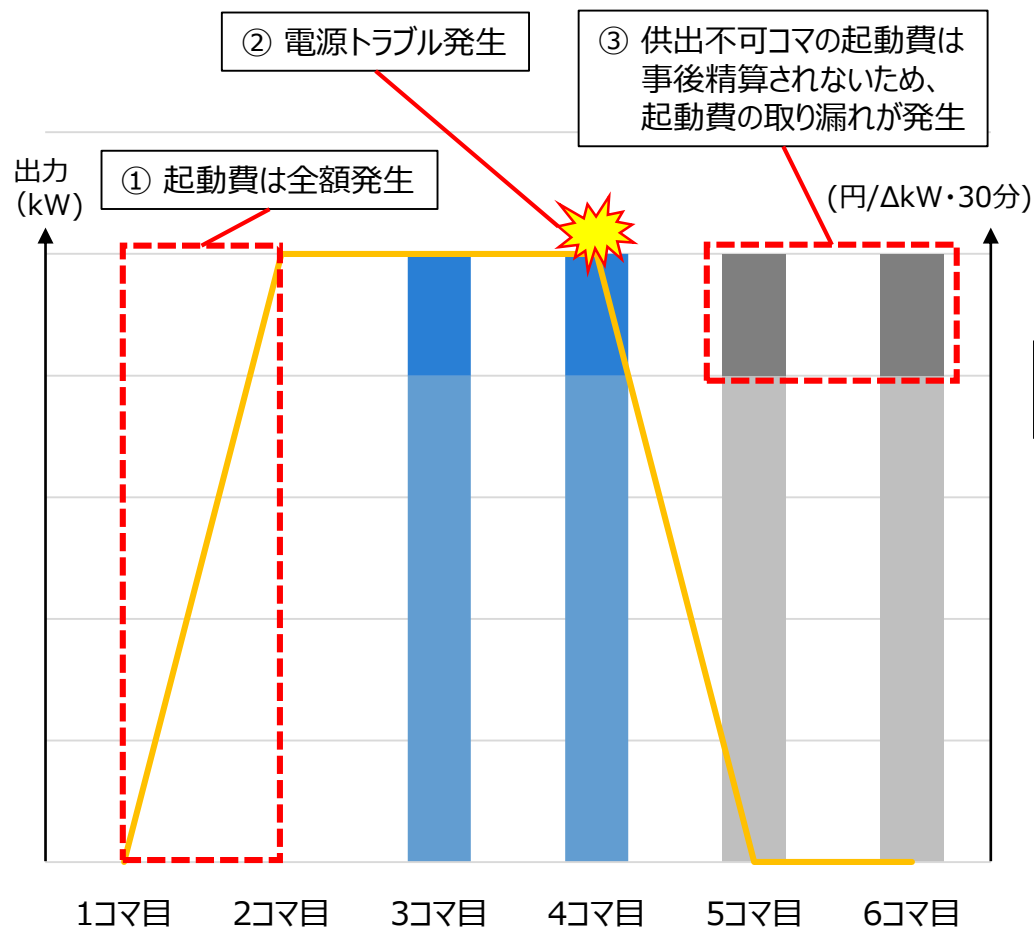
持ち下げ供出時の ΔkW 価格について

- 持ち下げ供出時の入札価格については、従前の算定方法（第79回会合整理）に加え、以下の算定方法も考えられるのではないかと。
 ➤ 起動供出機及び持ち下げ供出機の ΔkW 単価から算出した加重平均単価を全ユニットの入札単価とする（詳細は以下図のとおり）。
- 上記の算定方法を用いることにより、持ち下げ供出機のみが約定される事態を回避しつつ、事業者収益も調整前と同等であることで事後精算が不要となる可能性があるため、事業者の実務負担の軽減に一定程度資するものと考えられるのではないかと。



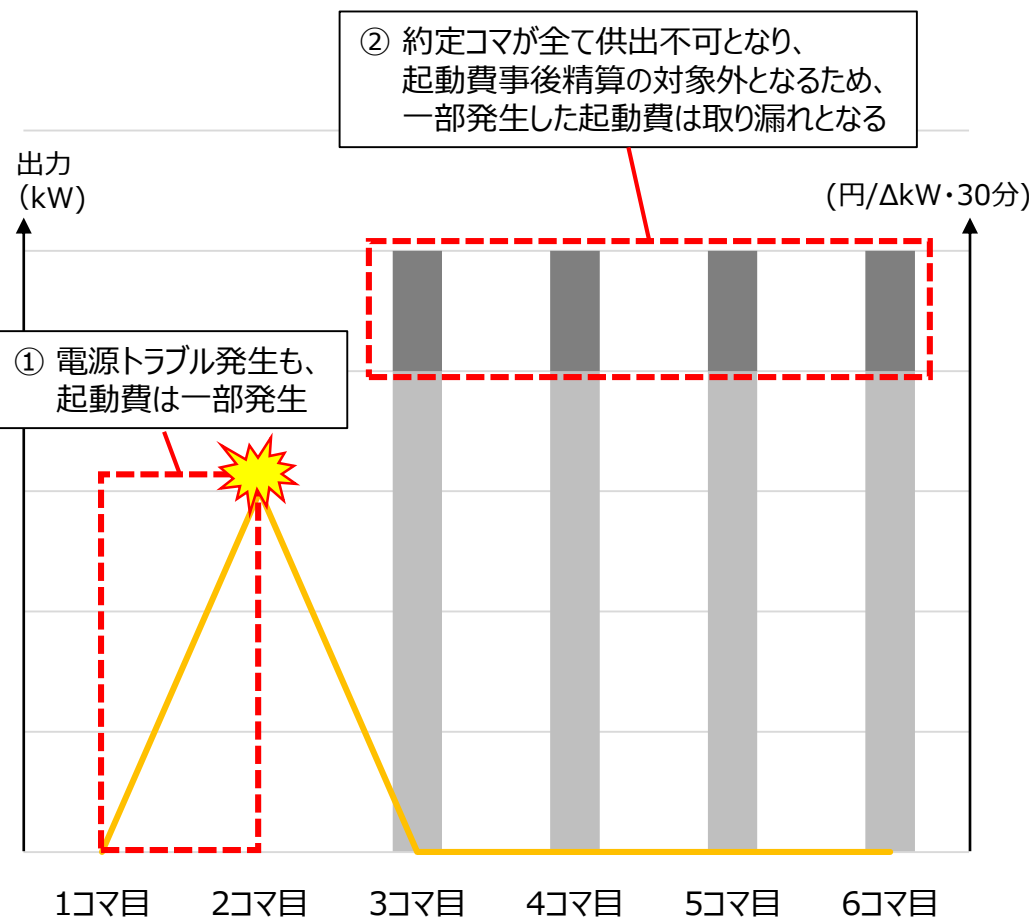
【運転中トラブルによる一部未回収】

■ 供出したΔkW単価
 ■ 供出不可となったΔkW単価
 ■ 出力
 ■ うち起動費単価分
 ■ うち起動費単価分



【起動中の電源トラブル】

■ 供出不可となったΔkW単価
 ■ うち起動費単価分
 ■ 出力



需給調整市場に参入が可能なリソースおよび応札形態（需要リソース）

27

■ 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、※3 ネガ	※簡易指令のみ、※3 ネガ	同左	同左	
	三次①	※簡易指令のみ、※3 ネガ	※簡易指令のみ、※3 ネガ			
	二次②	—	※簡易指令のみ※2、3 ネガ 19回資料3、26回資料3			
	二次①	—	※専用線のみ ネガ			
	一次	—	※専用線またはオフライン枠 ネガ			

- ※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 簡易指令システムでの参入については、休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための中給システム改修の完了後に開始
（2026年度の30分コマ化により休止時間の制約は解消）
- ※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）



- 足下で実施した市場外調整力（自然体余力）の控除によって生じた影響の調査を実施したところ、下表のとおり、7割強の事業者からは、該当項目において特段の影響は無かった旨の回答が得られたところ。
- 一方、影響があったと回答いただいた事業者からは、「市場外調整力（自然体余力）の控除の開始時期が早急であると感じた」といったご意見や、「早急な制度変更は、事業者の対応が間に合わず、市場の予見性および信頼性を損ねる」といったご意見も多く確認された。
- なお、現在実施している市場外調整力（自然体余力）の控除は、前日取引化をはじめとする2026年度からの制度変更によって、現行の自然体余力が大きく減少する（その分応札が増加する）と考えられていることを踏まえて、2025年度中を一旦の控除適用の期限としている。
- この点、本アンケート結果や2026年度の取引実績等を踏まえて、2026年度以降においても、蓋然性高く存在する自然体余力がある場合は、再度控除を検討する方向と考えているが、上述したご意見も踏まえて、丁寧な議論や、説明を心がけることとしたい。

<市場外調整力（自然体余力）控除の影響について>

項目	影響があった	影響は無かった
応札量や応札価格など、週間商品の応札方針を変更した	11	36
募集量の削減に関係なく、想定外の応札量変動があった	12	35
週間商品の落札割合が減少した	14	33
設備投資計画に修正を迫られた	11	36

- 市場外調整力（自然体余力）の控除に伴い、「応札方針を変更した事業者」に対して追加調査を行った結果、応札状況を踏まえて落札しやすいブロック等に応札パターンを変更したケースや、落札する可能性の減少を考慮し、応札量を減少させたというケースが多く存在することが確認されたため、必要に応じて国と連携し確認することとしたい。
- 他方で、少数意見ではあるが、約定期待値を上げるために応札量を増加させたという回答や、落札可能性を上げるために応札価格を下げたというケースも確認でき、これは結果的に一定の市場競争を生んでいる形ともいえるか。

<市場外調整力（自然体余力）>

変更した応札方針	該当数	変更した経緯
(1) 応札量減少	5	- 落札可能性が減少すると考えたため - 属地エリアの必要量減少に伴い、経済性を高めるために、スポット市場でのkWh調達を前提とした複合商品への応札を減少させた - 約定確率を向上させるために、従来は一次単独にて応札していたものを複合への応札に変更、継続時間が長期化することで充電量の枯渇リスクを考慮し、応札量を減少させた
		【応札量減少リソースの主な活用先】 スポット市場が3社、時間前・余力が2社
(2) 応札量増加	1	約定期待値を上げるため
(3) 応札価格上昇	1	落札割合の減少により、従来の価格では固定費回収が困難となったため
(4) 応札価格下落	2	落札する可能性を上げるため
(5) 応札パターン変更	6	募集量や競合の応札状況に応じて、落札しやすいブロックに変更した

- 市場外調整力控除を検討していた際、事業者の応札行動として、属地エリアの募集量を上限として応札量を決定することは望ましくないと整理していたところ。

論点1：控除対象（商品）

33

- 市場外調整力の控除の考え方について、「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」することと整理した。
- この点、現状未達となっている商品は週間商品（一次～三次①、複合）であり、この抜本対策として2026年度から前日取引化が予定されているため、2025年度までの期間限定で控除対象商品とすることは適切と考えられる。
- なお、エリアによっては「一次～三次①、複合商品」でも未達となっていない（募集量<応札量）時間帯も存在するが、全国大では未達の状況であり、また、大宗の商品が広域調達可能な市場において余剰札は未達他エリアで活用されることとなるため、現状エリア単位で充足していても、控除対象とすることが合理的と考えられる（この前提として、属地エリアの募集量を上限として応札量を決定することは望ましくないとえる）。
- 一方、前日商品（三次②）については、控除対象とした場合、三次②募集量が現状より削減されることになるが、前述のとおり、自然体余力の主要因は「（三次②）市場売れ残り分」（全国大では充足の状況）であり、これを控除すると三次②売れ残り分（不落）がより一層増加することになる。
- この場合、増加した不落分の ΔkW 対価が調整力提供者へ支払われなくなることとなり、非合理的な金銭的損失に繋がる虞もあること、ならびに実際には市場売れ残りが増えると事業者は電源態勢を変更する（非経済的な電源を停止する）ため、逆に一般送配電事業者のコスト増となる可能性もあること（前述の控除量が過剰であった場合と同じ構図）から、三次②は控除対象外とすることが適切と考えられる。

- 今後の市場取引において、応札量を増やす取り組みの有無について調査したところ、今後、新設蓄電池の運用を予定している事業者が一定程度存在していることが確認できた。
- その他、既設電源にシステム改修等を行い、応動性等を向上させることで、応札量そのものを増加させる取り組みや、複数商品へ応札が可能となる見込みである、との回答も確認できた。

<今後予定している応札量を増やす取り組み>

商品	回答内容抜粋
複合商品	・ 新設蓄電池の運用により、応札量が増加する見込み ・ システム改修によりネガポジ供出に対応し、応札量が増加見込み ・ 持ち下げ供出の実施に向けて、システム改修を実施中 ・ 新設火力の需給調整市場への参画を検討中
一次調整力	・ 新設蓄電池の運用を予定
二次調整力①	・ 既設蓄電池を二次調整力①に対応できるよう、システム改修を検討中
二次調整力②	-
三次調整力①	・ 既存火力の応動性向上による応札量増加を検討中
三次調整力②	・ 水力（一般）の参画を検討中 ・ 既存火力の参画を検討中

- その他、需給調整市場に関わるご要望等についてアンケートを実施した結果、寄せられた主なご意見は下表のとおり。
- 今回頂いたご意見やご要望については、応札の拡大が見込まれる理由と同様に、社会コストへの影響も踏まえ、必要に応じて、国をはじめ、EPRXおよび一般送配電事業者とも連携の上、今後検討を進めていくこととしたい。

＜需給調整市場へのご意見やご要望＞

No.	その他ご要望等
1	・ 新規リソースの活用に向けて、固定費に事業報酬を織り込むことを認めていただきたい
2	・ 揚水の並列要件ネック解消に向けて、揚水応札拡大方策を継続実施いただきたい
3	・ 随意契約自体は否定されるものではないものの、公平性・透明性の観点から、リソース種別や事業者に関係なく、随意契約の交渉・締結が可能となるようにご検討いただきたい
4	・ 起動費等を複合商品と三次②に按分計上したとき、片方不落となった際に起動費の取り漏れが発生するので、手当をご検討いただきたい
5	・ 事業者では予見性のない、自然現象による代替不可申請および電源トラブル時のペナルティ倍率の緩和をご検討いただきたい
6	・ 高機能リソースの活用に向けて、高速商品へのインセンティブ付与をご検討いただきたい
7	・ 少量約定時のアセスメント緩和について、電源差替時のリソースも緩和対象としていただきたい

対応策の概要について

12

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



まとめ

35

- 今回、調整力提供者に揚水発電の応札を促すにあたり、早期かつ期間限定でどのような対応が取れるかが検討した。
- 具体的には以下の2つの対応策が考えられる（適用対象商品は一次、二次①の単独商品ならびに一次、二次①が含まれる複合商品への応札時に限定）。
- 対応策①は、調整力提供者（揚水発電）が最低出力等の供給力を準備できなかった場合、TSOが代替 ΔkW を確保することによって、調整力必要量を充足させる方法
- 対応策②は、調整力提供者（揚水発電）が最低出力等の供給力を準備できたものの、運用できる状態（並列状態）にできなかった場合、TSOが並列し調整力必要量を充足させる方法
- これら提案した内容について、調整力提供者へヒアリングを行った結果、需給変動リスク等の低減により応札量増加は見込めるものの、一次・二次①を含めた複合商品での応札を行うインセンティブが少ないといったご意見もあった。（これらに関しては、誘導的措置や規制措置を含めて、今後検討を深めることも重要）
- 上記を踏まえ、本対応策の対象リソースや適用時期等については、国とも連携の上、引き続き検討を進めていく。

(参考) 電源トラブル時のペナルティリスク(リスク3)の検討状況

70

- 電源トラブル時のペナルティリスクは、系統起因による出力抑制などを除き、想定外の事故やシステムトラブルその他事由により調整力の供出が困難となった場合（かつ代替電源の提供もできなかった場合）、1.5倍のペナルティが科されるというものである。
- 仮に制度的措置が導入され市場応札した調整力（余力）が全量落札された場合、電源トラブル時に事業者自身で代替電源を確保することは物理的に困難となり、本リスクによって事業者に対して非合理的な金銭的損失を与える可能性がある。
- この点について、第52回本小委員会において検討を実施し、制度的措置の導入時においては、電源トラブル時に限ってアセスメントⅠ不適合時のペナルティ強度を1.0倍に緩和する方向性を基本として整理を行ったところ。

電源トラブル時のペナルティ強度緩和の検討（2／2）

30

- 仮に制度的措置が導入され市場応札した調整力（余力）が全量落札された場合、電源トラブル時に事業者自身で代替電源を確保することは物理的に困難になることから、1.0倍を超えるペナルティを科すことは、事業者に対して非合理的な金銭的損失を与える可能性がある。
- 一方、ペナルティ倍率の緩和により仮に金銭的ペナルティがなくなった場合も、アセスメントⅠ不適合時の契約不履行ペナルティは残存することから、約定後のΔkWを確保するインセンティブは一定程度維持されることとなる。
- また、前述のとおり電源トラブル時には一般送配電事業者による代替電源確保費用が発生することとなる点が課題となるが、制度的措置導入後は起動供出等により応札が増加し、実需給断面でのΔkW約定結果を踏まえた余力が増加しているとも想定されることから、代替電源確保のための持替費用（追加起動費等）はほぼ発生しないとも考えられるか。
- そのため、**制度的措置の導入時には、電源トラブル時に限りアセスメントⅠ不適合時のペナルティ強度を1.0倍に緩和**する方向性を基本とし、ペナルティ強度の変更に伴うシステム対応の要否や制度的措置の議論の方向性を踏まえ、引き続き、関係者と連携して検討することとしてはどうか。

※ 電源トラブル時の代替不可申請時のペナルティ強度についても、併せて1.0倍に緩和することとする。

ペナルティ強度緩和率	対応する市場応札リスク	適用時期
1.0倍	電源差替が困難な制度的措置の導入後に非合理的なペナルティとなっていないか	制度的措置の導入時

- 少量約定時のアセスメント緩和は、“一次あるいは二次①が含まれる商品を落札したリソースに限定”としていたが、電源差替時のリソースを緩和対象とするかについては、システム改修への影響等を踏まえ今後検討としていたところ。
- 複数機能を持つリソースを有効活用するという趣旨からは、電源差替時のリソースも緩和対象とすることが望ましいと考えられることから、システム対応が可能となったエリアから、順次緩和の対象とすることとしてはどうか。

論点2：アセスメント緩和対象

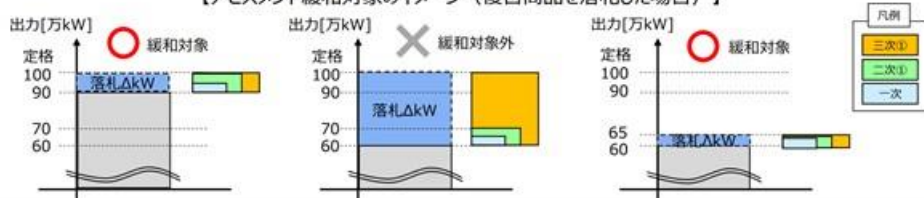
24

- アセスメントの緩和を検討するにあたり、仮に対象リソースや商品等を限定せず、一律にアセスメント緩和を実施した場合、安定供給に想定外の影響を与える可能性があるため、本課題を解消する目的と照らし合わせた上で、アセスメントの緩和対象は慎重に精査し、限定する必要があると考えられるところ。
- この点、本課題の検討目的は、応動が速い商品（一次・二次①）への応札を促し、複数機能を持つリソースを有効活用することのため、対象は**一次あるいは二次①が含まれる商品を落札したリソースに限定**^{※1}することが適当。
- また、アセスメントを緩和すべき状況（領域）は、前章の課題内容を踏まえると、「最小約定希望量以下の応札となる状況」と考えられる一方、実際にはリソースの特性、運用状況等によってケースバイケースとも考えられる。
- この点、基本的にはアセスメント緩和領域を拡大すればするほど応札インセンティブは増加する一方、安定供給への影響は大きくなると考えられることから、両者のバランスを勘案し、最小約定希望量以下の応札である可能性が高く、また、アセスメント許容範囲内で応動することが難しいと考えられる**定格の10%以下^{※2}のΔkWで約定した状況**（アセスメント許容範囲が定格の1%未満となりうる状況）に限り、アセスメント緩和対象とする案が考えられる。

※1 なお、電源差替時のリソースを緩和対象とするか等については、システム改修への影響等を踏まえ今後検討。

※2 火力リソース等は、概ね「GF幅5%、LFC幅10%」程度となっており、一次・二次①を供出するインセンティブを高める観点でも整合的と考えられる。（なお、定格の存在しない電源（DR等）については、アセスメント緩和の対象外）

【アセスメント緩和対象のイメージ（複合商品を落札した場合）】



まとめ（1 / 2）

39

- 今回、市場応札リスクとなっている「複数ユニットを持ち下げ供出に係るアセスメント不適合リスク」「電源トラブル時のペナルティリスク」「契約不履行ペナルティに係るリスク」の検討を行った。
- 複数ユニット持ち下げ供出に係るアセスメント不適合リスクでは、以下のとおり具体的なアセスメント緩和の整理を行ったため、**2026年度当初の導入を目指して、引き続き、関係各所とも連携して準備を進めること**とした。
- アセスメント緩和対象
 - ✓ 「一次あるいは二次①が含まれる商品を落札」かつ「**定格の10.01%以下のΔkWで落札**」
- アセスメント緩和方法
 - ✓ 定格の4.99%～10.01%^{※1}で落札した場合：**定格の10.01%を落札した場合と同等**の許容範囲^{※2}とする
 - ✓ 定格の0.56%～4.99%^{※1}で落札した場合：従来の許容範囲に、**5.02%を落札した場合と同等**の許容範囲^{※3}を足し合わせた許容範囲（一定の下駄をはかせた許容範囲）とする
 - ✓ 定格の0.56%以下で落札した場合：落札量を超過しないようアセスメント許容範囲を補正^{※4}する（ただし指令に対して故意に応動しない等が確認された場合、通常の金銭的ペナルティならびに契約不履行ペナルティを科す）
- また、**ガスタービン機出力の気温変動の影響については、事業者が入札制約として織り込んだうえで応札量を決定**することが適切であり、**今回のアセスメント緩和の対象外**とする。

※1 「一次あるいは二次①が含まれる最も落札量大きい商品の落札量＋三次②落札量（同時落札している場合）」の合計落札量

※2 上記「1」内の合計落札量が定格の10.01%となるような係数を乗じ、複合商品の内訳商品に対しても同一の係数を乗じた状態のアセスメント許容範囲

※3 上記「1」内の合計落札量が定格の5.02%となるような係数を乗じ、複合商品の内訳商品に対しても同一の係数を乗じた状態のアセスメント許容範囲

※4 上記「1」内の合計落札量と等しくなるようアセスメント許容範囲を補正する

出所）第49回需給調整市場検討小委員会（2024年7月30日）資料4をもとに作成

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/2024_jukyuchousei_49_haifu.html

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3

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/2024_jukyuchousei_52_haifu.html

1. 事業者アンケート概要
2. 調査結果
3. まとめ

- 今回、2026年度に向けた準備状況および市場外調整力の控除による影響等の調査を行った結果は以下のとおり。

【2026年度に向けた準備状況】

＜準備状況＞

- 2026年度の制度変更に向けた、システム対応および業務フロー変更は、大半の事業者が事前に完了見込みであり、これらが障壁となって取引に大きな影響が発生する可能性は低いものと考えられる。

＜応札の偏り＞

- 複合市場と三次②市場への振り分け入札は、“経済期待値が最大化するように実施”と回答した事業者が多く、市場動向を踏まえ柔軟な対応が可能との意見も複数確認されているが、市場における各商品の募集バランスを考慮しない応札が続く可能性もあり、応札偏りが生じる懸念が低いとは言い切れない。

＜応札量の見通し＞

- 前日取引化および取引単位30分化により、応札量は増加すると回答した事業者が一定程度確認できた。
- 一方、制度変更により、余力をスポット市場へ全量応札した後での、売れ残り札のみが需給調整市場へ応札可能となるため、実際の応札量については見通しが立たない、あるいは減少するという回答も複数確認された。
- 2026年度の想定応札量は、複合市場の応札量増加が見込まれている一方で、三次②は減少が見込まれており、三次②の減少は、三次②へ応札されていたリソースの一部が複合市場へ流れることで生じていると考えられる。
- 2025年度の必要量（4/18 EPPS動作期待分を控除）と比較すると、一次および二次①、複合商品にて不足が継続する結果となることを確認した。
- なお、2026年度の制度変更を踏まえても、応札を見送るリソースが残存することが、一定数確認された。

【市場外調整力（自然体余力）の控除による影響】

- 市場外調整力（自然体余力）の控除によって生じた影響の調査を実施したところ、7割強の事業者からは、該当項目において特段の影響は無かった旨の回答が得られたところ。
- 需給調整市場に関する意見・要望では「頻繁な制度変更は、市場の予見性・将来性を損ねる」旨の意見が多く寄せられたことから、今後は改めて丁寧な議論や、説明を心がけることとしたい。
- 今回の調査結果を踏まえると、前日取引化により需給変動リスクは低減し応札量の拡大が見込まれたが、商品によっては未達継続する見込みがあるなど、応札量の増加は限定的であり、商品の応札偏りの懸念などもあることから、今後の対応については、社会コストへの影響も踏まえ、必要に応じて、関係各所と連携の上、検討を進めていくこととしたい。