

制度的措置に関する補足検討について

2025年3月4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

- 第92回制度検討作業部会（2024年5月10日）にて示された、応札不足に対する対応策の基本的考え方の一つである制度的な供出義務化（以下、「制度的措置」という。）について、これまで検討を進めてきたところ。
- 第53回本小委員会（2025年1月24日）においては、制度的措置に関する具体的な論点について詳細検討を実施し、検討結果に関するご議論の中で、補足的に検討が必要な点についてご示唆をいただいた。
- 上記を踏まえ、今回、制度的措置に関する補足検討を行った※ため、ご議論いただきたい。

※ 制度的措置の実施要否に係る検討ではない点に留意。

論点整理 [共通] (1 / 3)

赤字：前回議論結果
青字：検討再開条件

12

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 2024年度の 応札不足への 対応	<ul style="list-style-type: none"> ✓ アンケートによって、浮き彫りとなった応札障壁について、技術的検討を実施 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 取引実態等を踏まえた対応 ✓ アンケート・ヒアリング等を踏まえた対応 	
7-1-1 揚水発電所の 市場活用におけ る課題整理	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 揚水公募の詳細検討 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 契約価格の在り方 ✓ 需給調整市場の募集量との関係性 ✓ ポンプアップ原資の確保方法 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 揚水発電について課題の深掘りを実施し、対応案を提示。今後、対象リソースや適用時期等について検討を進める ✓ 揚水発電の公募調達の検討 <p style="text-align: right;">【第47・48回 本小委員会】</p>
7-1-2 複数ユニットの 持ち下げ供出リ スクへの対応	<ul style="list-style-type: none"> ✓ アセスメント緩和により一次・二次①の応札を促す方向 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 一次・二次①商品の応札インセンティブ ✓ アセスメント緩和の対象、方法の整理 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 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観点から、アセスメント緩和を行う ✓ 事業者意見も踏まえ、定格容量の10.01%以上をアセスメント緩和対象とする（アセスメントフリー領域等にも考慮） <p style="text-align: right;">【第52回 本小委員会（完了）】</p>
7-1-3 制度的措置に係る基本的な考え方や具体的な論点と対応	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 制度的措置に関する基本的な考え方を整理 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 制度的措置の対象（論点1） ✓ 求める具体的行動（論点2） ✓ 開始時期（論点3） ✓ ルールへの紐づけ（論点4） 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 持ち下げ供出に係る論点等、規模が大きい論点については優先的に整理していく ✓ 各論点を細分化して深堀検討を実施中 <p style="text-align: right;">【第52回 本小委員会】</p> <p style="text-align: right; color: red;">今回議論</p>

対応策の基本的考え方③

- 前頁で取り上げた各対応例に伴い想定されうる効果・懸念点は以下の通り（それぞれについて、適切な場で今後詳細な検討が必要となる）。

		対応所要期間	想定されうる効果	懸念点
募集量の削減	A. 調達募集量の見直し	短 取引規程改定等は不要	・ 調達量を何らかの水準を以て削減することで、直接的に調整力の調達未達を防止	・ 対象商品や適切な削減水準について十分に検討する必要がある
	B. 揚水発電の公募調達実施			
応札量の増加(誘導的)	C. (余力活用比で魅力ある) 価格規律の見直し	中～長 技術的な検討に加え、適切な水準の検討、需給調整市場ガイドラインや取引規程改定等が必要	・ 現行の需給調整市場の取引規程を変えずに、揚水リソースの公募調達により、一定程度需給調整市場の募集量を削減できるか	・ 公募は直近2024年3月に沖縄エリアを除き終了しており、その整理と逆行する動き ・ 公募要件や実効性について精査要
	D. 一次・二次①に関する並列必須要件の見直し		・ 支配的事業者による応札をより促すこととなり、供出量が増加	・ 需給調整市場における調達コスト増加に直結するため、需給調整市場での調達意義を損なわない範囲での調整が必要 ・ 効果の顕在化に時間を要する
応札量の増加(規制的)	E. 需給調整市場における制度的な供出義務化	〔 慎重な検討が必要 〕	・ 揚水発電事業者にとって、一次・二次①に対する供出がしやすくなり、当該商品の供出増加に貢献	・ 並列必須要件の存在意義に十分着目し、対応の可否、実効性についての十分な検証が必要 ・ 効果の顕在化に時間を要する
価格面の対応	F. 三次②上限価格設定		・ 需給調整市場に対する出し惜しみがなく、一定の規律の下市場供出量が増加 ・ 高単価応札が自ずと市場から押し出されることとなる	・ リソースにとっては個別事情で供出不可な場合もあり、義務化の線引きをどのようにするか検討が必要 ・ 義務に見合った確実な費用回収と収益の確保体制に関する検討が必要
			・ 高単価応札を市場から押し出すことが可能。調達価格の高騰防止に寄与	・ 設定価格次第では非支配的事業者の新規リソースを中心に退出事業者が存在。

1. 前回議論の振り返り

2. 各論点の検討

論点 1 : 誘導的措置の検討漏れ確認

論点 2 : 将来シナリオ想定

論点 3 : システム改修費用の回収可否

3. まとめ

1. 前回議論の振り返り

2. 各論点の検討

論点 1 : 誘導的措置の検討漏れ確認

論点 2 : 将来シナリオ想定

論点 3 : システム改修費用の回収可否

3. まとめ

- 第53回本小委員会において、制度的措置の個別論点（制度的措置の対象、求める具体的行動、開始時期）について詳細検討を実施し、一定の方向性をお示したところ。
- 個別論点の方向性についてご議論いただく中で、委員・オブザーバーから以下のご意見を頂いた。
 - 考え方 I・II に該当する誘導的措置については、網羅的な実施が重要である（委員）
 - 将来の応札量についてはある程度予想がついた上で、対策の検討ができるのではないか（オブザーバー）
 - システム改修等費用については、回収できない可能性がある（オブザーバー）
- 頂いたご意見が示唆する論点は以下のとおりと考えられることから、次章において各論点の検討を行う。
 - 考え方 I・II に該当する誘導的措置については、網羅的な実施が重要である（委員）
 - ⇒ 考え方 I・II に該当する誘導的措置について、検討漏れがないか確認が必要か
（論点 1：誘導的措置の検討漏れ確認）
 - 将来の応札量についてはある程度予想がついた上で、対策の検討ができるのではないか（オブザーバー）
 - ⇒ 考え方 I に該当する誘導的措置導入後の将来シナリオについて検討を深める必要があるか
（論点 2：将来シナリオ想定）
 - システム改修等費用については、回収できない可能性がある（オブザーバー）
 - ⇒ システム改修等費用の回収可否について検討する必要があるか
（論点 3：システム改修等費用の回収可否）

■ 樋野委員

- (前略) 改めて進んでいく中で、非合理的な金銭的損失に関して、機会損失的などころも含め、どのようなものがあるのかしっかり声を聞いた上で、非合理的な損失が生ずるような制度的措置は避けなければならないので、そこは検討漏れがないようにしっかりやっつけていかなければならないと強く感じる。

■ 大森オブザーバー

- (前略) 調整力を持つ電源というのは、ある程度限られており、応札量が募集量を上回るかどうかについては、制度的措置を導入する前の段階でもある程度、推計できるのではないかと考える。仮に制度的措置を導入するのであれば、導入前にこの上限価格の引き上げや撤廃、価格規律上の一定額の引き上げについて、まだ時間もあるので国とも連携し検討を行っていただき、制度的措置を行う場合の全体のロードマップを議論していただければ良いのかと考える。その際に既存だけではなく、新規の事業者や電源が積極的に参加したくなるような魅力のある需給調整市場の構築という視点も気にしながら、取り入れていただければ有難い。(後略)

■ 小林オブザーバー

- (前略) 危惧しているところが一点あり、今回の強制的な措置になると、当然、当時の事業計画よりも多くの応札に対応するという結果としてなり、その際には、体制の整備や準備に時間がかかるシステム・ツールに関する追加コストが発生することになるかと捉えている。コストを回収できないというのは、いわゆる我々にとっては非合理的な損失ということになる。(中略) そういったところを是非、今後も引き続きご検討をいただけると有難い。

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"> ・ 揚水（一次・二次①）の要件緩和（①） ・ 持ち下げ供出（少量約定）時のアセスメント緩和（①） ・ 持ち下げ供出時の事後精算リスク回避（②-1） ・ 起動費取り戻れリスク回避（②-1）
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"> ・ 電源トラブル時のペナルティリスク緩和（①） ・ 契約不履行ペナルティリスクの緩和（①）
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"> ・ 上限価格の引き上げ・撤廃（②-2） ・ 価格規律上の一定額の引き上げ（②-2）

1. 前回議論の振り返り
2. 各論点の検討
 - 論点 1 : 誘導的措置の検討漏れ確認
 - 論点 2 : 将来シナリオ想定
 - 論点 3 : システム改修等費用の回収可否
3. まとめ

- 第53回本小委員会におけるご議論の中で、以下の誘導的措置の考え方のうち、「考え方 I・II に該当する誘導的措置については網羅的な実施が重要」といった旨のご意見を頂いたところ。
 - 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
 - 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
- 頂いたご意見は、以下の制度的措置に関する基本的な考え方とも合致していることから、検討が漏れている誘導的措置がないか改めて確認を行った。
 - 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

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）の定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）とすることを旨とするものである。

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加してはどうか。

- 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	・ 課水（一次・二次①）の要件緩和（①） ・ 持ち下げ供出（少量約定）時のアセスメント緩和（①） ・ 持ち下げ供出時の事象精算リスク回避（②-1） ・ 起動費取の繰りリスク回避（②-1）
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	・ 電源トラブル時のペナルティリスク緩和（①） ・ 契約不履行ペナルティリスク緩和（①）
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）、改めて実施の検討を行う誘導的措置	・ 上層価格の引き上げ・撤廃（②-2） ・ 価格規準上の一定額引き上げ（②-2）

- これまでの需給調整市場に係る各種検討経緯等を踏まえると、制度的措置に関する予備的検討・事業者アンケートの中で取り上げた項目については、第53回本小委員会でご報告したとおり方向性について整理済みであることから、今回は、第47回本小委員会（2024年5月15日）においてご紹介した、以前の（2024年度の全商品取引開始直後の）事業者アンケートで頂いた需給調整市場への応札障壁（下表）に対応する誘導的措置について、検討漏れがないか確認を行った。

No.	応札障壁	概要
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	実需給断面まで調整力の発動量は不明であることから、想定より調整力が発動する／しないことにより計画水位（SOC）とズレが生じることを回避するため、応札を控えるもの。 （第52、53回本小委員会でご紹介した「計画への影響懸念」と同様のもの）
2	天候等による河川制約があるため（水力）	天候等の状況によって河川に制約が発生することにより、調整力の供出が困難となることを想定し、応札を控えるもの。特に週間商品応札時点では実需給断面の精緻な天候予測は困難であることから、より応札を控えることとなる。
3	BG下げ代不足を回避するため	再エネが想定より発電した際（上振れ時）、インバンスリスクを回避するため再エネ以外の電源の出力を抑える（下げ調整）する必要があり、その下げ代を確保するため応札を控えるもの。特に週間商品応札時点では取引以降の精緻な再エネ予測は困難であることから、より応札を控えることとなる。
4	リソースが揚水等であり、一次、二次①に関し並列必須要件ネックがあるため	並列要件が必須な週間商品（一次・二次①）に応札した場合、一週間後の需給状況次第では経済合理的な運用が困難となる可能性を勘案し、応札を控えるもの。
5	卸電力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	需給調整市場には卸電力市場にはないアセスメント・ペナルティが設定されているため、敢えて需給調整市場に応札するインセンティブは小さいと考え、応札を控えるもの。
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	複数ユニット持ち下げ供出を行った場合、持ち下げユニットは少量約定になる可能性が高く、その場合アセスメント許容範囲が狭いため、応札リスクが高くなる。加えて、持ち下げ供出に伴う精算の煩雑さもある。当該リスクを勘案すると、持ち下げ供出のインセンティブがないと考え、応札を控えるもの。

■ 第53回本小委員会で整理した対応の方向性ならびに検討ステータスについては以下のとおり。

論点2 - 3 : 事業者リスク			66	
<p>■ 予備的検討ならびに事業者アンケートでいただいた、事業者に非合理的な金銭的損失を与えうるリスクに係る検討状況は下表のとおりであり、全てのリスクに関する対応の方向性について既に整理済みの状況。</p>				
No.	名称	概要	対応の方向性	検討ステータス
1	起動費の取り漏れリスク	ΔkW価格に起動費を織り込んで応札したうえで一部のブロックのみ約定した場合、起動費を取り漏れるリスク	起動費事後精算案を2025年度受渡分の取引から実施する	方向性を整理済み (第1回制度設計・監視専門会合)
2	少量約定時のペナルティリスク	少量約定時、アセスメント許容範囲が極端に狭くなり、アセスメント不適合となるリスク	「一次あるいは二次①が含まれる商品落札」かつ「定格の10.01%以下のΔkWで落札」をしたものを対象としてアセスメント許容範囲を緩和することとし、2026年度当初の導入を目指す	方向性を整理済み (第52回本小委員会)
3	電源トラブル時のペナルティリスク	想定外事故等の事由により調整力の供出が困難となった場合、代替電源を用意できず、1.5倍のペナルティが科されるリスク	制度的措置の導入時、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	方向性を整理済み (第52回本小委員会)
4	供給力確保が困難となるリスク	週間の需給調整市場に応札した結果、スポット市場の価格が高騰し、調達コストが増加するリスク	スポット市場“後”の需給調整市場の活性化を果たすことを基本的な考え方として据えたため、左記リスクは発生しない(第51回本小委員会)	- (基本的な考え方に則り、対応不要)
5	アセスメントⅡの契約不履行ペナルティリスク	月に2回アセスメント不適合となったリソースに対し、入札義務が課されることにより、強制的に市場退出が促されるリスク(事業者アンケート)	制度的措置の導入時、月あたりに2回不適合があったリソースについては、入札制約がある状態とみなし、制度的措置の対象外とする(ただし、意図的に2回/月不適合を出した場合は除く)	方向性を整理済み (第52回本小委員会)
6	持ち下げ供出に伴い精算が煩雑となるリスク	持ち下げ供出に伴う事後精算を強制されるリスク(事業者アンケート)	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入札方法を認める	方向性を整理済み (第3回制度設計・監視専門会合)

- 第47回本小委員会でご紹介した応札障壁（2024年度の全商品取引開始直後）は以下のとおり。

応札不足対応の方向性

60

- 前頁において整理した応札障壁を検討アプローチごとに再整理した結果が下表のとおり。
- 第46回本小委員会でご紹介したとおり、下表の検討項目のうち、特に技術的検討が必要となる項目（No.1-1～1-6）について、広域機関が主体となって、引き続き国およびEPRXとも連携のうえ、検討を進めることとする。
- なお、今後の検討を進めるにあたり、必要に応じて今回アンケートの結果については深掘り調査を実施することとする。

検討アプローチ（案）	No.	応札障壁（影響度が大きい順）
①技術的検討	1-1	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
	1-2	天候等による河川制約があるため（水力）
	1-3	下げ代不足を回避するため
	1-4	リソースが揚水発電所等であり、一次、二次①に関し並列必須要件ネックがあるため
	1-5	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
	1-6	複数ユニットの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
②金銭等対応	2-1	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
	2-2	起動費を取り漏れるリスクを回避するため
	2-3	調整力供出コスト回収漏れリスクを回避するため
	2-4	市況価格変動や需給変動リスクを回避するため
	2-5	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
	2-6	余力活用と比較して金銭的インセンティブが劣後しているため
	2-7	ΔkW上限価格を超えた入札となるため
	2-8	複数ユニットの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
	2-9	電源差し替えに伴う価格再算定業務が煩雑なため

- 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	<ul style="list-style-type: none"> 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) 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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)	<ul style="list-style-type: none"> 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) 	<ul style="list-style-type: none"> 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うる入札制約の考え方について整理 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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) 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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①に関し並列必須要件ネックがあるため	<ul style="list-style-type: none"> 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) 	<ul style="list-style-type: none"> a. 並列要件を緩和した揚水の応札拡大方策の実施 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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) 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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. - (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	<ul style="list-style-type: none"> 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) 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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)

- 応札障壁No.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) は、実需給断面まで調整力の発動量は不明であることから、想定より調整力が発動する／しないことにより、揚水等のリソースにおける計画水位 (計画SOC) と実水位 (実SOC) スレが生じる障壁を指す。
- 本応札障壁に対する具体的な誘導的措置の一つとしては、TSOとの随意契約による揚水運用権貸与が考えられ、第95回制度検討作業部会において募集量削減の考え方等について整理され、一部エリア (中部エリア) では既に、随意調達を実施しているところ。

随意契約による揚水運用権貸与に伴う募集量削減の考え方 (2/2)

- 契約期間中はTSOが自ら運用権を保有し、TSOが契約容量分だけΔkWの供出ができるようになることから、何らかの形で需給調整市場の募集量を控除することができる。どのように控除すべきかについては、前述の公募調達と需給調整市場の募集量の関係性の考え方を援用し検討する。
- 案1について、揚水機は全ての断面で一律の調整力供出ができるとは限らない。供出不可の断面ではTSOが余力活用により控除分の代替確保を行うこととなるが、その行為自体は余力を有効活用しながら調整力供出を行っている現状との整合性に欠けるものではない。
- また、案2については、TSOにとっても池運用の制約などから週間断面で応札することが難しいという点で、BG運用を継続した場合の難点を解決した形にはなり得ない。
(※)週間商品が前日取引に移行される2026年度以降では、実際の供出量に基づき控除できるという意味では本対応が望ましいと考えられる。
- 上記を踏まえ、今回の随意契約の締結に際しては、契約締結分の最大容量について、本契約を締結している期間においては、対象エリアにおける需給調整市場の募集量から一律控除することとしてはどうか。また、足下三次②については十分未達率が下がっている点、及び揚水の複合リソースとしての価値などを踏まえると、まずは週間商品の募集量からの控除を行うこととしてはどうか。
- ただし、週間商品の募集量を算定する週間断面において、天候要因 (濁水) や点検などにより当該揚水リソースの運転が困難 (加えてその場合に他リソースで代替することについて契約で定められていない) と分かる場合については、当該一律控除は行わないものと考えられる。
- また、本対応は応急的な対応策として一律控除を行うものであり、今後取引状況・実際の揚水の稼働状況を踏まえて必要に応じて見直すこととしてはどうか。
- 今後も各機関と連携しながら、揚水の公募調達の是非及び公募要件の検討を行う。その際、公募調達における需給調整市場の募集量控除の考え方については、再度検討することとしてはどうか。

46

(参考) 揚水発電の運用権貸与に関する随意調達について (中部エリア)

- 2024年7月12日、中部電力パワーグリッド株式会社より、調整力提供事業者との間で揚水発電の運用権貸与に関する随意契約を締結したこと、併せて2024年7月16日取引分 (2024年7月20日受渡分) から上記契約を元に週間商品の募集量見直しを行うことについて公表された。

【中部電力パワーグリッド株式会社の公表資料】



(出所) 2024年7月12日 中部電力パワーグリッド株式会社 お知らせ「揚水発電機を用いた随意契約の締結に伴う需給調整市場週間市場商品における募集量の見直しについて」

6

出所) 第94回制度検討作業部会 (2024年6月28日) 資料3をもとに作成
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/094_03_00.pdf

出所) 第95回制度検討作業部会 (2024年7月23日) 資料4
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/095_04_00.pdf

- また、当該応札障壁に対応する誘導的措置としては、揚水等リソースにおける運用の特殊性等を考慮した上での、在るべき運用や余力の考え方について示すことも考えられる。
- この点、第53回本小委員会において、事業者にとって非合理的な金銭的損失が生じない揚水等リソースの在るべき運用や余力の考え方をお示したところ。

論点2-1: 応札行動_揚水等余力に関する検討 (8/8)

56

- ここまでの検討結果をまとめると下表のとおりであり、仮に今回検討した揚水等運用の考え方に統一した場合、各種取引(ΔkW応札・時間前)とGC後余力の両立(最大化)を図ることができると考えられる。
- また、事業者にとって非合理的な金銭的損失も生じないと考えられることから、揚水等リソースに対しても、揚水等の余力の基本的な考え方(案)に則った余力の供出(計画への影響懸念を考慮した余力の最大供出)を求めることは合理的だと考えられる。
- ついては、今回検討した揚水等運用の考え方に変更することを前提に、**制度的措置における、揚水等リソースの応札行動として、揚水等の余力の基本的な考え方**に則った余力の供出を求めることとしてはどうか。

<揚水等運用に関する検討結果(まとめ)>

会社	水位合わせの時刻	余力の水位幅設定の考え方	応札予定ΔkWを余力の水位幅に含めるか	TSOからの余力活用量の事前予告有無	時間前市場の活用有無
【検討結果】	(当面は) 問わない	現行の水位合わせタイミング上、先々の計画(kWh)に影響を与えない範囲で余力の水位幅を提示	含める	なし	(当面は) 問わない
A社	20時/日	翌々日計画(kWh、週間ΔkW)に影響を与えない範囲で翌日の水位幅を提示	含める	なし	なし
B社	20時/日	翌々日計画(kWh、週間ΔkW)に影響を与えない範囲で翌日の水位幅を提示	含めない	なし	あり
C社	24時/日	翌々日計画(kWh、週間ΔkW)に影響を与えない範囲で翌日の水位幅を提示	含めない	なし	あり
D社	24時/日	翌々日計画(週間ΔkW)に影響を与えない範囲で翌日の水位幅を提示	含める	あり	あり
E社	6時・10時・15時/日	翌日のΔkW約定量(週間ΔkW、前日ΔkW)を翌日の水位幅として提示	含めない	なし	あり

※ 揚水発電所を時間前市場で活用している(余力の水位幅から予め応札予定分の控除等を実施しているか)が否かで判断。

論点2-1: 応札行動_まとめ

58

- 前述の揚水等余力に関する検討ならびに予備的検討等を踏まえ、**事業者にとって非合理的となる技術的・金銭的な市場応札リスクが手当てされた前提のもと、制度的措置としては以下の応札行動を求めることとしてはどうか。**

- 制度的措置として求める行動(全リソース共通)
 - ✓ 需給調整市場の開場時点で有する"余力"を需給調整市場(調整力ΔkW市場)に全量入札
 - ・ 入札を求める余力 = 定格(発電可能上限^{※1}) - 発電(需要^{※2}) 計画-入札制約^{※3}-予備力
 - 制度的措置として求める行動(余力活用契約を有する揚水等のリソース^{※4})
 - ✓ 調整力kWh市場への以下の余力供出(GC後の余力水位幅として提示)
 - ・ 上げ調整余力 = 発電可能上限^{※1}-発電(需要^{※2}) 計画-入札制約^{※3}-予備力
 - ・ 下げ調整余力 = 充電可能上限^{※5}-需要(発電^{※6}) 計画-入札制約^{※3}
- (上記の余力供出における揚水等運用の基本的な考え方)
- ・ 水位合わせのタイミング等を踏まえ、先々の計画に影響を与えうる分(kWh)に限り、GC後の余力幅から控除してTSOに提示
 - ・ 需給調整市場(前日取引)へのΔkW応札予定分はGC後の余力幅に含めて提示
 - ・ TSOからGC後の余力活用量の事前予告は受けない

※1 揚水等のリソースにおける発電可能上限(蓄電池の場合は水位をSOCと読み替え) = 池水位(計画上の水位) - 下限水位(設備制約・各種契約等を考慮した下限水位) を全て活用した分
 ※2 揚水等のリソースにおいて、ネガボジリソースとして応札する場合等は、需要計画(充電計画)も考慮が必要
 ※3 論点1-4のとおり、国とも連携のうえ、今後精査
 ※4 蓄電池における詳細な運用や規模による取り扱い等については今後検討
 ※5 揚水等のリソースにおける充電可能上限(蓄電池の場合は水位をSOCと読み替え) = 上限水位(設備制約・各種契約等を考慮した上限水位) - 池水位(計画上の水位) を全て活用した分
 ※6 揚水等のリソースにおいて、ネガボジリソースとして応札する場合等は、発電計画も考慮が必要

- 応札障壁No.2(天候等による河川制約があるため(水力))は、天候等の状況によって河川に制約が発生し、調整力の供出が困難となることを指す。
- 天候等による河川制約そのものを解消することは困難であるものの、制約の予見性を高めることは可能と考えられ、具体的な誘導的措置の一つとしては、**応札タイミングを実需給タイミングに近付ける**、2026年度実施予定の週間商品の前日取引への移行等が考えられる。
- 上記に加えて、**不可避的に発生する河川制約は入札制約として認め得る等の制度的措置の考え方を整理した。**

2026年度以降の調整力の調達の在り方に関する検討状況

- 調達量については、募集量より応札量が少ない状況が生じており、この状況が継続した場合、**調整力不足による安定供給への支障や、市場競争の欠如による価格高騰も懸念される。**
- 上記懸念について、安定供給の観点では、2023年度までは調整力公募が、2024年度以降は新たに開始される余力活用に関する契約があるため、それらの仕組みがセーフティネットになり得ると考えられる。
- 一方、需給調整市場に本来期待されていた、調整力調達コストの低減や、運用コストの低減といった効率化を実現するためにも、**市場における応札不足や、調整力の調達不足に対して対策を講じていく必要がある。**
- そのような状況を踏まえ、発電事業者にヒアリング等行ったところ、特に1週間前に調達する三次①については、**需給変動リスク等もあるなか、1週間後の予測が不確実であるため応札する量を抑えざるを得ない**、あるいは、三次①の応札後に控える**スポット市場との関係を考慮すると応札しづらい**等の意見が少なからずあった。
- そのため、週間調達を行っている各商品(一次～三次①)については、システム改修等の時期も踏まえ、**2026年度頃には、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することが合理的と考えられるため、広域機関と連携のうえ、現在検討を進めているところ。**

8

論点1-4: 入札制約(4/4)

31

- ここで、今回の事業者アンケートで頂いた入札制約に関するご意見について、前述の供給力上の9つの入札制約と照合したところ、該当する項目もあれば該当しない項目もある状況。
- 供給力上の入札制約に該当しない項目については、前述の調整力特有の事情によると考えられる項目(蓄電池のサイクル数制約※等)に加えて、そもそも供給力上の入札制約としても認められる可能性がある項目(起動時間、回数制約等)も混在していると考えられるところ。
- 上記を踏まえ、**制度的措置上の入札制約(ならびに新たな供給力上の入札制約)については、国とも連携のうえ、事業者アンケート結果をもとに、仮に、制度的措置を導入する場合は、それまでにあらためて1項目ずつ精査することとしてはどうか。**(必要に応じて事業者にさらなるヒアリング等を実施)

※長期脱炭素電源オークションにおける蓄電池のサイクル数制約に係る取り扱い(次頁参照)との整合等を踏まえ、今後精査が必要。
 <事業者アンケートで頂いた入札制約に関するご意見と、供給力上の入札制約との照合結果>

要因	事業者アンケートで頂いた入札制約に関するご意見	供給力上の入札制約の分類	要因	事業者アンケートで頂いた入札制約に関するご意見	供給力上の入札制約の分類	
燃料	他軸起動時の補助蒸気供給制約	-	燃料	燃料制約	燃料制約	
	起動時間、回数制約	-		水位制約	揚水制約	
	発電停止間隔制約等	-		生産制約(VPP-DR)	-	
	水系運用制約	揚水制約				
設備	設備制約	段差制約	人員	人員制約	-	
	設備トラブルリスク回避	揚水制約等		系統	出力抑制(系統制約含む)	-
	サイクル数制約(蓄電池)	供給力変動リスク制約			天候	天候不良に伴う制約
	設備トラブルによるペナルティリスク回避	供給力変動リスク制約		その他ルール(契約、制度)		サイレン吹鳴に伴う制約
システムメンテナンス制約	供給力変動リスク制約	需要家の稼働状況制約(VPP-DR)	-			
出力変化率制約	供給力変動リスク制約	発電契約者が複数いることによる起動停止稀約	-			

出所) 第83回制度検討作業部会(2023年7月31日)資料3をもとに作成
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/083_03_00.pdf

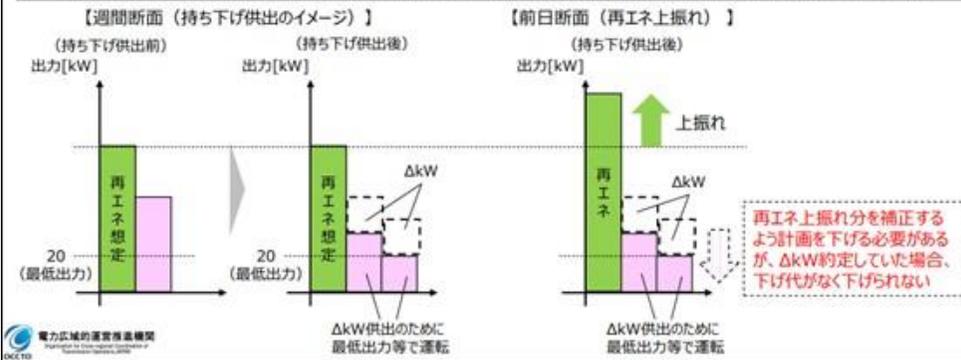
出所) 第53回需給調整市場検討小委員会(2025年1月24日)資料2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/2024_jukyuchousei_53_haifu.html

- 応札障壁No.3 (BG下げ代不足を回避するため) は、週間取引 (事業者による想定値) 以降、FIT再通知 (計画配分) までに、再エネが想定より発電した際 (上振れ時)、インバンスリスクを回避するため再エネ以外の電源の出力を抑える (下げ調整) ためのBG下げ代を確保する必要があることを指す。
- この点、FIT再通知 (計画配分) は前日取引前に実施される (その後の再エネ変動による同時同量達成は免除される) ことから、本応札障壁に対する具体的な誘導的措置としては、応札タイミングを実需給タイミングに近付ける、2026年度実施予定の週間商品の前日取引への移行等が考えられる。

ヒアリング結果 : No.6 下げ代不足回避について

19

- 再エネ余剰となる断面においては、エリア全体だけでなく、BGとしても下げ代不足となる可能性があるところ。
- 週間取引時点においては、再エネ出力は各事業者による想定値となり、実需給や前日の計画配分 (FIT①-③) までに時間的な乖離があるため、再エネが上振れした場合、需給調整市場で約定している電源を解列できないことから、BG下げ代不足となる可能性がある。
- BG下げ代不足時には、一般送配電事業者が認める場合、一部商品の解列は可能としているものの、一次、二次①については、時間内変動対応の調整力のため、解列が認められていないことから、下げ代不足となるリスクを考慮して、持ち下げ供出を行わないといったご意見もあった。
- なお、2026年度には週間商品の前日取引化を予定しており、こうした状況は一定程度軽減するとも考えられる。



2026年度以降の調整力の調達の在り方に関する検討状況

- 調達量については、募集量より応札量が少ない状況が生じており、この状況が継続した場合、**調整力不足による安定供給への支障や、市場競争の欠如による価格高騰も懸念される。**
- 上記懸念について、安定供給の観点では、2023年度までは調整力公募が、2024年度以降は新たに開始される余力活用に関する契約があるため、それらの仕組みがセーフティネットになり得ると考えられる。
- 一方、需給調整市場に本来期待されていた、調整力調達コストの低減や、運用コストの低減といった効率化を実現するためにも、**市場における応札不足や、調整力の調達不足に対して対策を講じていく必要がある。**
- そのような状況を踏まえ、発電事業者にヒアリング等行ったところ、特に1週間前に調達する三次①については、需給変動リスク等もあるなか、**1週間後の予測が不確実であるため応札する量を抑えざるを得ない**、あるいは、三次①の応札後に控える**スポット市場との関係性を考慮すると応札しづらい**等の意見が少なからずあった。
- そのため、週間調達を行っている各商品 (一次～三次①) については、システム改修等の時期も踏まえ、**2026年度頃には、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することが合理的と考えられるため、広域機関と連携のうえ、現在検討を進めているところ。**

8

出所) 第46回需給調整市場検討小委員会 (2024年3月26日) 資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuhousei/2023/2023_jukyuhousei_46_haifu.html

出所) 第83回制度検討作業部会 (2023年7月31日) 資料3をもとに作成

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/083_03_00.pdf

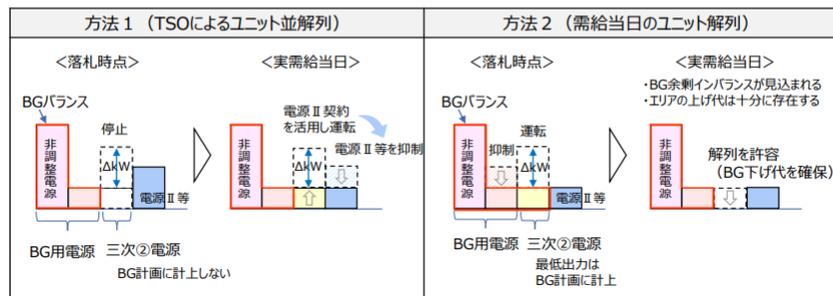
- また、第40回本小委員会においては、BG下げ代不足対応の一つとして、2024年度から「需給当日における約定ユニットの解列」を許容する方向性で整理を行っているところ。
- 具体的には、一般送配電事業者がエリアの上げ代が十分あることを判断した場合にユニットの解列を許容するものであり、実需給断面に近づくにつれ調整力の発動の予見性が高まる三次②、二次②、三次①を対象商品としている。

BG下げ代不足対応の振り返りについて (2 / 3)

8

- 前述のBG下げ代不足対応として、第25回本小委員会において、方法1（一般送配電事業者によるユニット並解列）および方法2（需給当日のユニット解列）の2つの対応策を策定した。
- 方法1については、事前に調整力提供者によるユニット並列を求めず、調整力が必要な場合には電源Ⅱ契約を活用して、一般送配電事業者の判断でユニットを並列し、調整力を確保するものである。なお、電源Ⅱ契約を活用することから、基本的には2023年度末まで実施可能な方法である。
- 一方、方法2については、事前に調整力提供者による並列が必要となる※ものの、調整力提供者は自身のバランスにおける下げ代が不足することが見込まれる際に一般送配電事業者に連絡し、一般送配電事業者がエリア内に十分に上げ代がある判断した場合に限り、一般送配電事業者がユニットの解列を許容する方法となる。

※ 短時間で並列可能なユニットは除く



まとめ

32

- 方法1（一般送配電事業者によるユニット並解列）の運用実態や、2024年度以降の制度変更との整合性、至近の需給調整市場の取り組み状況を踏まえ、方法1（一般送配電事業者によるユニット並解列）については、2023年度末までの取り組みとし、2024年度以降は方法2（需給当日のユニット解列）によりBG下げ代不足に対応する方向性としてはどうか。
- また、エリアの上げ代が十分あることを一般送配電事業者が判断可能と考えられることから、二次②、三次①、三次②を方法2の適用対象※とすることとしてはどうか。
- なお、方法2におけるエリアの上げ代が十分にあるかの判断については、現在、検討を進めている効率的な調達や三次②の時間前供出との整合を図る必要があると考えられることから、別途整理することしたい。

※ 二次②・三次①のみで構成される複合商品は適用対象



- 応札障壁No.4 (揚水等で一次、二次①に関し並列必須要件ネックがあるため) は、並列要件必須な週間商品 (一次・二次①) に応札した場合、一週間後の需給状況次第で経済合理的な運用が困難となることを指す。
- こちらについては、第48回本小委員会において、本応札障壁に対する具体的な誘導的措置として、一次・二次①の並列要件自体の緩和余地 (下記対応策) について検討を進め、第94回制度検討作業部会 (2024年6月28日) において、「必要な規程類の整理が完了し次第、本対応策を開始する」方向性で整理されたところ。
 - 対応策①: 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: 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

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。

電力広域的運営推進機関

揚水における応札拡大方針について (2 / 2)

- 第48回需給調整市場小委員会では、一部揚水事業者に、本対応策を実施した場合に一次・二次①への応札が見込めるかどうかについてヒアリングを行った結果が提示された。その結果を踏まえると、一定程度応札が見込める可能性も見て取れるところ。
- 足下、一次・二次①の応札不足が深刻であることを踏まえると、なるべく早く本対応を通して応札が増加することが望ましいと考えられるところ、**必要な規定類の整理が完了し次第本対応策を開始することとしてはどうか。**
- ただし、本対応策によって発電事業者がとりうる応札行動、加えて対応策②において**TSOが当該揚水機を代替で並列する際に生じる調整力調達コストの多寡**には留意が必要である。
- また同時に、応札に対するインセンティブに関し言及している事業者も見られるところ、**応札を促進するための誘導的・規制的な措置についても今後引き続き検討すること**をしたい。

【揚水事業者に対するヒアリング結果】
ポンプ原価が確保できないリスクを考慮して応札を控えているところもあるため、応札の増加が見込める場合もある。
三次①の応札を行っているが、価格競争力がないブロックにおいては三次①が約定しないこともあるため、そういう場合は (今回の対応策で一次・二次①のリスクが低減しているため)、三次①の応札量を減らして高連商品に応札する選択もできる。
三次①と一次・二次①との場合で応札する場合は、三次①のみを応札する場合と比較して、最低出力の分だけ応札量が減ることにより、金銭的メリットが減ってしまう。
現在、三次①や二次②を中心に応札しているが、一次・二次①を含めた場合約定とする場合、ΔkW入札価格の算定が複雑になるのに対して、価格規律に差がないため、応札するインセンティブが少ない。
ツールの改修が必要なため、応札開始までは数か月程度かかる見込み。
前日のスケジュールがかなりタイトなため、対応策①での判断および通知に対応できるかは検討が必要。

(出典) 第48回需給調整市場検討小委員会 (2024年6月26日) 資料4より抜粋し加工 ※ 並列状態にしておくことによる最低出力分の考慮が必要となるため。

52

出所) 第48回需給調整市場検討小委員会 (2024年3月26日) 資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2023/2023_jukyuchousei_48_haifu.html

出所) 第94回制度検討作業部会 (2024年6月28日) 資料3をもとに作成
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/094_03_00.pdf

- 応札障壁No. 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) は、需給調整市場は卸市場にはないペナルティが設定されていることにも関わらず、リスクに見合った対価が得られないことを指す。
- この点、第36回本小委員会において、需給調整市場におけるペナルティを緩和する検討等を進め、アセスメントⅡ不適合時のペナルティを1.5倍から1.0倍まで最大限緩和する方向で整理を行った。
- また、本応札障壁に対するその他の誘導的措置として、金銭的インセンティブを増加する方向性が考えられるものの、足元の需給調整市場は競争環境下でないことを踏まえると、足元における即座の検討は難しいと考えられるところ。(金銭的インセンティブを増加することで社会コストが過大となる可能性があり、考え方Ⅲに該当する)

まとめ (1 / 2)

54

<金銭的ペナルティ>

- アセスメントⅠは調整力提供者が意図的に確保しない場合もありうる一方、アセスメントⅡは調整力提供者の意図とは別に不適合となりうること、ならびに市場参加インセンティブや一般送配電事業者の収支構造 (ペナルティ時に極力差損を発生させない) を考慮し、ペナルティⅡのみ強度を1.0倍にすることとしてはどうか。

<アセスメントⅡ>

- アセスメントⅡに係る課題について、以下のとおり整理してはどうか。

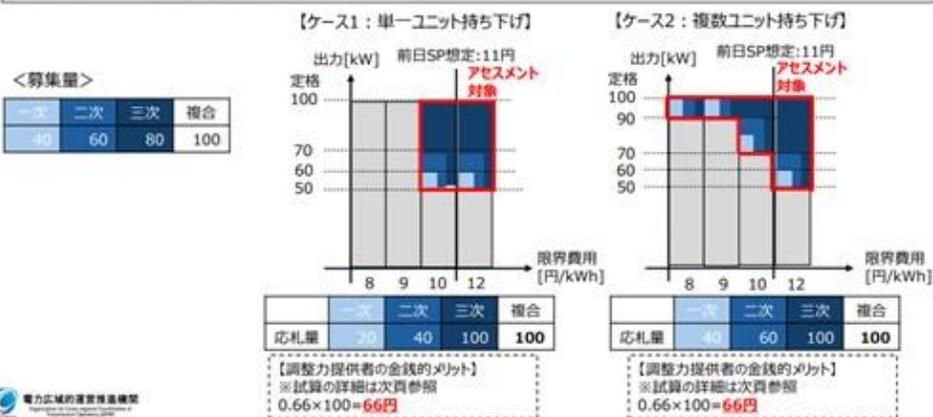
課題記号	対象商品	課題	対応の方向性
ア	三次①	アセスメントⅡ不適合の要因特定	➢ アセスメントⅡ不適合が、一般送配電事業者起因であることが明らかな場合は、アセスメントⅡ不適合としない (全商品)
イ	複合商品	アセスメントⅡ許容範囲逸脱の要因特定	➢ EDC・LFCの指令信号が一括かつパルスのエリアにおいては、いずれの指令に起因するものかを判断したうえで許容範囲として設定する ➢ 2024年度の取引開始時には複合商品のアセスメントⅡを実施し、不適合時にはペナルティとする
ウ	全商品	落札商品以外の応動を含む場合のアセスメントⅡ方法の明確化	➢ 落札した商品以外の応動を含む場合のアセスメントにおいては、複合商品のアセスメントⅡを実施する ➢ アセスメント不適合となった場合は、原則、アセスメントⅡ不適合 (ペナルティ強度1.0倍) とする ➢ 落札商品の要件を満たしていることが明らかな (何らかの手段で特定可能な) 場合は、アセスメントⅡ不適合としない

- 応札障壁No. 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) は、複数ユニット持ち下げ供出を行った場合、持ち下げユニットは少量約定になる可能性が高く、その場合のアセスメント許容範囲が狭くなり、応札リスクが高まることを指す。加えて、持ち下げ供出機が約定した場合の事後精算の煩雑さも応札障壁の一つ。
- 本応札障壁に対する具体的な誘導的措置の一つとしては、少量約定時のアセスメント許容範囲を緩和する方向性が考えられるところ、第52回本小委員会にて検討を進め、一次あるいは二次①が含まれる商品を落札しており、かつ定格の10.01%以下の ΔkW で落札したリソースを対象に、アセスメント許容範囲を緩和をする方向で整理を行い、2026年度当初の導入を目指して準備を進めているところ。

ヒアリング結果 : No.7 複数ユニットの持ち下げ供出について

21

- 第45回本小委員会において、複合入札の方法 (以下、2ケース) について検討を行い、系統側 (安定供給上) 目線では可能な限り全ての商品を充足するよう、複数ユニットを持ち下げて応札する方法 (ケース2) が望ましいとしたところ。
- この点、調整力提供者からは、両ケースを比較した際に、価格規律上、金銭的インセンティブは同一である一方で、ケース2ではアセスメント対象電源が増加し、アセスメント許容範囲が狭くなることで、ペナルティリスクが増加することから、ケース2の応札は経済合理的ではないとご意見をいただいた。



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**としたい。
 - 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料す)
- 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が多い商品の落札量+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いようアセスメント許容範囲を補正する

- また、持ち下げ供出機が約定した場合の事後精算が煩雑となる件については、第3回制度設計・監視専門会合(2024年11月15日)にて検討・議論が行われ、「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」方向性で整理された。
- 上記の入札単価とした場合、基本的には起動供出機、持ち下げ供出機が全て約定するか全て不落となることとなるため、事後精算の煩雑さは一定程度解消する見込み。

持ち下げ供出時のΔkW価格

検討の経緯・背景

- 第79回制度設計専門会合(2022年11月)において、持ち下げ供出機は、起動供出機の約定が前提であるため、起動供出機の約定価格以上の入札価格で持ち下げ供出機の入札価格を作成することを可能とするが、約定後、持ち下げ供出機のコストを反映したΔkW単価となるよう、当事者間で適切な費用を精算することとされた。
- (注) 持ち下げ供出機: 起動供出機の最低出力を維持するため、他のユニットの出力を下げることでバランスを調整する場合、その下げた分の余力を調整力として活用するユニット。
- この考え方について、広域機関の第51回需給調整市場検討小委員会(2024年10月)において、以下のとおり、事業者からの意見が紹介され、前者については需給調整市場システムの改修が必要となり、後者については価格規律の見直しが必要となることから、それぞれ一般送配電事業者および国とも連携して、検討を深堀りしていくこととされたところ。
 - 事後精算の仕組みは煩雑であることから、現行の価格規律に則った入札価格としたうえで、起動供出機のみが不落とならないよう、起動供出機と持ち下げ供出機をリンクさせた約定処理の導入を希望する。
 - また、それが困難な場合には、持ち下げ供出のみ落札した場合に費用の取り漏れが発生しないような、かつ、煩雑な事後精算が多発しないような誘導的措置の導入を希望する。
- 今回、後者について、次頁のとおり、ΔkW価格の算定方法を検討したため、ご議論いただきたい。

現行の持ち下げ供出のイメージ



33

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。



36

1. 前回議論の振り返り

2. 各論点の検討

論点 1 : 誘導的措置の検討漏れ確認

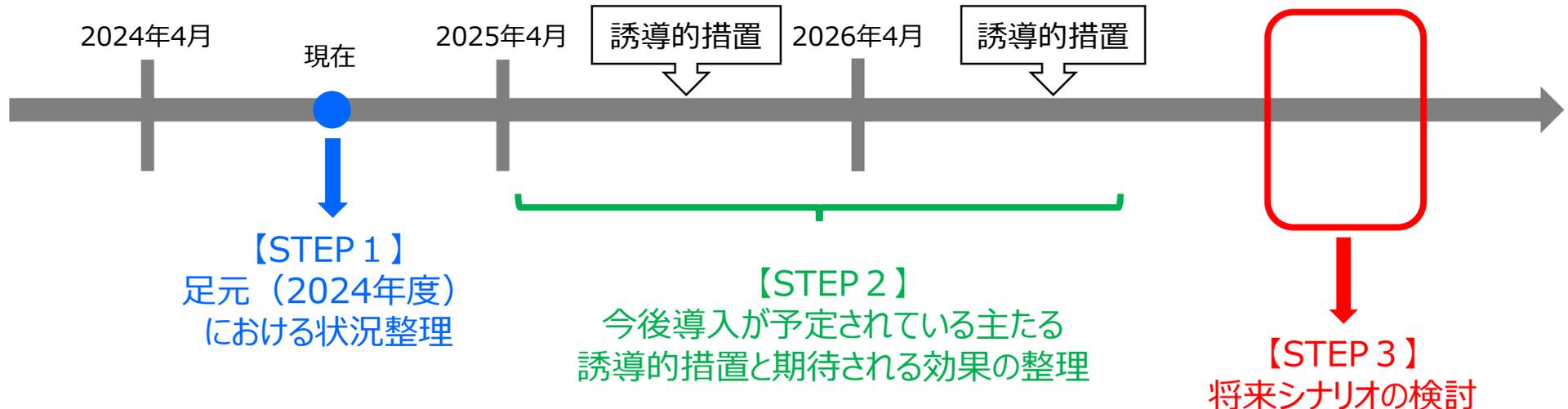
論点 2 : 将来シナリオ想定

論点 3 : システム改修等費用の回収可否

3. まとめ

- 第53回本小委員会におけるご議論の中で、「将来の応札量についてはある程度予想がついた上で、対策の検討ができるのではないか」といった旨のご意見を頂いたところ。
- 頂いたご意見を踏まえ、これまで検討してきた誘導的措置の大宗が導入済みとなる予定である、2026年度時点における複数シナリオ（以下、「将来シナリオ」という。）について、以下のSTEPで検討を行うこととする。
 - STEP 1 : 足元（2024年度）における状況整理
 - STEP 2 : 今後導入が予定されている主たる誘導的措置と期待される効果の整理
 - STEP 3 : 将来シナリオの検討

<将来シナリオに係る検討イメージ>



- 将来シナリオに係る検討を深めるにあたり、まずは足元（2024年度）の状況整理（STEP 1）から行った。
- 足元（2024年度）において、調整力設備量の観点からは、広域運用を考慮すれば、全エリア・全商品の調整力必要量を充足していることが確認できている。
- 他方で、足元は需給調整市場への応札障壁が多数存在することから、需給調整市場においては応札不足となり、調整力必要量に対して未達の状況が継続していると考えられる。

調整力確保状況の確認結果

10

- 調整力確保状況の確認結果一覧については以下のとおり。東北エリアの一次に関して、エリア単独では調整力必要量に対して調整力設備量が不足する状況が確認された。その他については、一部必要量に対する余裕が小さい状況（複合+三次②など）も見られたが、調整力必要量に対して充足されていることを確認した。
- 東北エリアにおいても、広域運用を考慮すれば調整力必要量に対して充足できているとみられることを確認できたことから、足元においては全エリア・全商品について調整力設備量は充足しているといえる。

○：必要量に対してエリア内で充足
●：必要量に対して広域的に充足

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
一次	○	●	○	○	○	○	○	○	○
二次①	○	○	○	○	○	○	○	○	○
二次②	○	○	○	○	○	○	○	○	○
三次①	○	○	○	○	○	○	○	○	○
三次②	○	○	○	○	○	○	○	○	○
複合+三次②	○	○	○	○	○	○	○	○	○

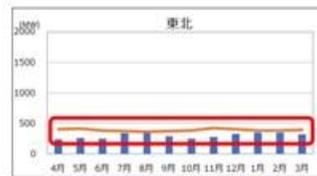
(参考)広域運用を考慮した調整力の確保状況 東北エリア一次

17

- 東北エリアの一次について、広域運用を考慮すれば調整力必要量に対して充足できているとみられる。

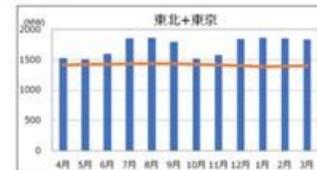
【東北エリア単独】

- エリア単独では必要量に対して20~170MWの不足(※)



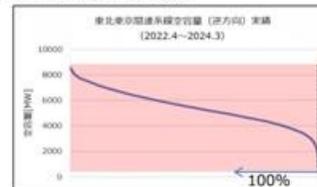
①隣接エリアを含めた確認

- 東北エリア単独での一次不足分について、隣接エリア（東京）を含めた確認結果、必要量に対して充足。



②連系線空容量実績確認

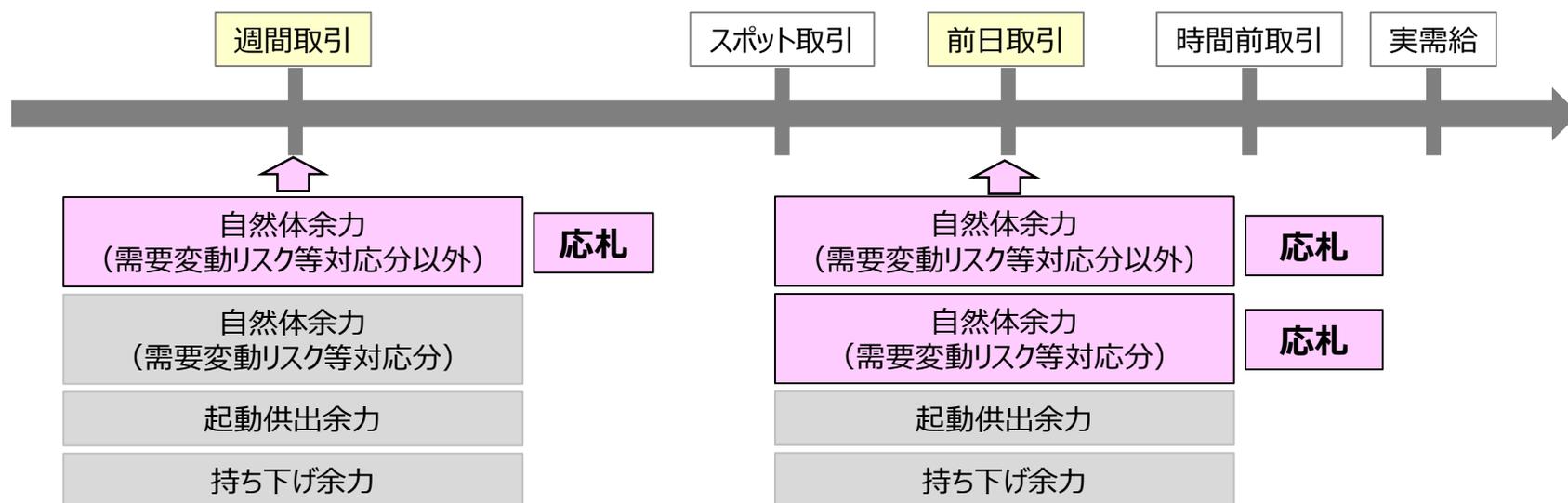
- 東北東京間連系線（東北向き）の空容量実績より、100%のコマで最大不足量（170MW）以上の空容量実績あり。



※一次はGF相当のため、上げ同様に下げが必要が発動され東京向き潮流が増加することが考えられるが、東北東京間連系線（東京向き）運用容量に設定されるアンジ分にて考慮されているため運用上問題はない。

- ここで、応札障壁がある状況であってもなお応札されている余力は、こういった種類の余力なのか検討を行った。
- 需給調整市場へ応札可能性がある余力の種類としては、以下3種類が考えられる一方、足元では起動費取り漏れリスクや持ち下げ供出に伴うペナルティリスク等が存在していることを踏まえると、起動供出余力ならびに持ち下げ余力についてはそこまで応札されていないと想定されるため、主には“自然体余力”が応札されているものと考えられる。
 - 自然体余力（BGバランス上、自然と生まれる余力）
 - 起動供出余力（BGバランス確定後、停止電源を起動することにより生まれる余力）
 - 持ち下げ余力（BGバランス確定後、起動済み電源を持ち下げることによって生まれる余力）
- なお、同じ自然体余力であっても、週間取引においては実需給までの間（約一週間）の需要変動リスク等対応分を控除した自然体余力が供出されていると考えられ、これが前日取引の断面になると一定程度需要見通しが立っていることから、需要変動リスク等対応分を含む自然体余力が供出されていると考えられる。

<現行の余力供出のイメージ>



- 次に、今後導入が予定されている主たる誘導的措置と期待される効果について整理 (STEP 2) を行った。
- 今後導入が予定されている誘導的措置ならびに期待される効果を年度毎に整理すると下表のとおりであり、各種類の余力 (自然体余力・起動供出余力・持ち下げ余力) における応札障壁を解消、あるいは低減する措置が予定されているところ。
- そのため、これらの誘導的措置が全て有効に機能すれば、全種類の余力供出が促されることとなり、自然と需給調整市場が競争環境下となることも期待できる。

年度	誘導的措置	期待される効果
2025年度	<ul style="list-style-type: none"> a. 前日商品ブロック時間の30分化 b. 起動費取り漏れ回避を目的とした価格規律の見直し c. 持ち下げ供出に伴う事後精算の煩雑性低減を目的とした価格規律の見直し 	<ul style="list-style-type: none"> a. 自然体余力の増加 b. 起動供出余力の増加 c. 持ち下げ余力の増加
2026年度	<ul style="list-style-type: none"> a. 週間商品ブロック時間の30分化 b. 週間商品の前日取引化 c. 少量約定時のアセスメント緩和 	<ul style="list-style-type: none"> a. 自然体余力の増加 b. 一次～三次①、複合商品への応札増加 (相対的に、三次②応札減少が想定) c. 持ち下げ余力の増加

- 前述までの整理を踏まえ、2026年度時点の将来シナリオについて検討（STEP3）を行った。
- 今後導入が予定されている誘導的措置が全て有効に機能すれば、需給調整市場が競争環境下となる可能性もあり得る一方で、誘導的措置が殆ど機能せず、足元の状況とあまり変化がない可能性もあり得ることを踏まえると、具体的な将来シナリオとしては以下の複数シナリオが考えられるか。
 - 楽観シナリオ：誘導的措置が全て有効に機能し、応札量（合計）が増加し競争環境となる（応札量＞募集量）
 - 中間シナリオ：誘導的措置が一部機能し、応札量（合計）が増加するものの、競争環境までには至らない（応札量＜募集量）
 - 悲観シナリオ：誘導的措置が殆ど機能せず、応札量（合計）が変わらない（その上で、一部の応札が週間商品に流れることで、むしろ三次②への応札量は減少）
- 現時点では上記のいずれのシナリオとなるか想定することは難しいものの、先行して取引を開始した三次②・三次①の応札実績を踏まえ、2024年度まで応札不足対応に係る検討を進めてきたにも関わらず、2024年度の全商品取引開始において深刻な応札不足となった過去実績等を踏まえると、2026年度時点において楽観シナリオのみを想定することは難しい（むしろ部分的には悪化する悲観シナリオも有り得る）と考えられるところ。
- 上記に加え、以下2点より2027年度以降に劇的にシナリオが変化する可能性も低いと考えられる。
 - 現時点で考えられる誘導的措置については全て対応済み
 - 2027年度以降に導入を予定している抜本的な誘導的措置はない

- 最後に、前頁までの将来シナリオ想定と制度的措置の関係性について検討を行った。
- 制度的措置に関する基本的な考え方（以下）を踏まえると、前頁のいずれのシナリオを想定するかで制度的措置の適切な強度は変わり得ると考えられる（悲観シナリオを想定する場合、制度的措置の強度は強めといった具合）。
 - 社会コストが過大とされない範囲で、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
- 言い換えれば、前頁のとおり2026年度時点において楽観シナリオのみを想定することが難しい（むしろ部分的には悪化する悲観シナリオも有り得る）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になってくると考えられる。
- 加えて、需給調整市場の応札不足対応に係る一般送配電事業者側のシステム改修（週間商品の前日取引化等）の前提（システム改修のB/C評価の前提）は、「需給調整市場が競争環境となり、調整力の広域調達・運用が可能な状況に移行すること」であったことを踏まえると、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について導入検討を進める方向性は整合的と考えられる。
- 更に、調整力提供者からは、「システム開発の意思決定は、制度上の取り扱いが決まらないと難しい」といったご意見も頂いており、リードタイムを考慮した早めの方針立案が重要になるといった点も踏まえ、引き続き、国とも連携の上、制度的措置の導入要否や紐づけルール、強度等について検討を進めていくこととしたい。

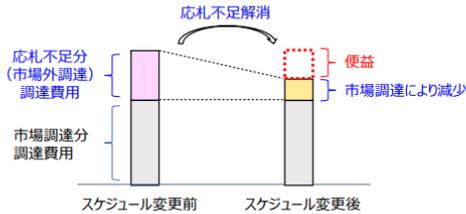
■ 週間商品の前日取引化においては、これにより応札不足が解消し（需給調整市場が競争環境となり）、調整力の広域調達の進展が図られることに伴う便益が、システム改修費用を上回ることから、2026年度に前日取引化実現を目指す（これに要するシステム改修を実施する）方向性が合理的と考えたもの。

同時市場との関係性について (2/2)

28

- 一方、あるべき仕組み（同時市場）と足元で対応可能な施策（前日取引化）の実現が時間的に近い可能性もあり、本当に足元の施策を実施すべきか（実施することが効率的か）といったご意見を頂いているところ。
- この点、応札不足解消は市場として本来必要なことであり、また、同時市場自体も現時点で導入決定したものでない（導入年次について見通しが立っているわけではない）ものの、頂いたご意見を踏まえて、仮に前日取引化が短期間（数年間）で終わったとしても社会全体として有益かについて検討（費用対便益の試算）を行った。
- 前日取引化により、応札不足分が解消された（市場調達された）とした場合の便益は、90～100億円／年程度であり、2か年あれば費用（100～150億円）を上回り、また前日取引の実施期間は少なくとも2.5年以上ある等、社会全体として有益な取組みと評価できることから、引き続き、2026年度に前日取引化を実現することを目指す方向性は合理的と考えられる（前述のとおり、システム改修費用の回収（転嫁）方法について、別途検討要）。

(便益算出イメージ)



【期待される便益】

調達費用見直し ^{※1}	便益(推定値)
約3,000億円/年	90～100億円/年

【見込まれるシステム改修費用】

システム改修費用(推定値) ^{※2}
100～150億

※1 託送供給等に係る収入見直し申請資料における2024年度～2027年度の一次～三次①調達費用の全エリア合計の平均値を基に算出

※2 一般送配電事業者および調整力提供者が所有するシステムの改修費用を試算

(参考) 便益の算出

29

■ 取引スケジュールの変更（前日取引化）により、応札不足分が解消された（市場調達された）場合、広域調達の進展が図られると考えられることから、便益としては90～100億円／年程度発生すると想定される。

(前提条件)

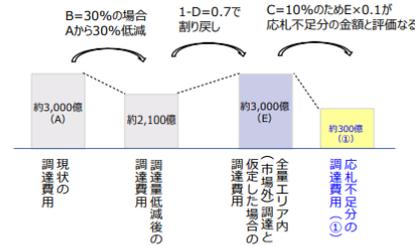
- ・取引スケジュール変更前の応札不足分は全量エリア内（市場外）調達を行う前提で金額を評価（①）
- ・取引スケジュール変更により応札不足が解消し、市場調達を行う前提で金額を評価（②）

【算出方法】

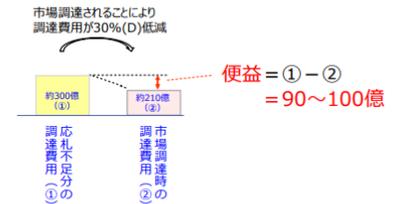
1年あたりの便益 = ① - ②

A: 調達費用見直し ^{※1}	B: 効率的な調達による調達量低減効果	C: 取引スケジュール変更前の応札不足率 ^{※3}	D: 広域調達（市場調達）による低減効果 ^{※4}
約3,000億円/年	20～30% ^{※2}	10%	30%

(①の算出)



(便益の算出)



※1 託送供給等に係る収入見直し申請資料における2024年度～2027年度の一次～三次①調達費用の全エリア合計の平均値を基に算出

※2 効率的な調達により、20～30%の低減効果があると仮定（試算中）

※3 週間取引に伴う需要変動リスク等（電源脱落リスク含む）が各調整力提供者毎に残ることから、調整力必要量の10%（50～100万kW程度）は応札不足が残ると仮定

※4 2021年度三次②取引実績における広域調達の効果（試算値）と同程度の効果があると仮定

1. 前回議論の振り返り

2. 各論点の検討

論点 1 : 誘導的措置の検討漏れ確認

論点 2 : 将来シナリオ想定

論点 3 : システム改修等費用の回収可否

3. まとめ

- 最後に、「システム改修等費用については、回収できない可能性がある」といった旨のご意見を頂いたことを踏まえて、制度的措置導入に伴いシステム改修等費用等が発生する場合におけるコスト回収可否について検討を行った。
- 需給調整市場への参入に伴いシステム改修等費用が発生する場合、現行の需給調整市場における価格規律を踏まえると、電源種に応じて、基本的には以下のいずれかの方法で費用回収を試みることになると考えられる。
 - A種電源の場合：ΔkW価格における一定額（0.33円）の中で回収
 - B種電源の場合：ΔkW価格における一定額（監視等委員会と協議し決定）の中で回収
- 上記を踏まえると、仮に約定確率が事前想定通りであれば、確実にシステム改修等費用は回収可能であるといえる。

1-4. まとめ

- 第86回制度設計専門会合（2023年6月開催）以降、議論いただいた以下の内容についての需給調整市場ガイドライン改定に関しては、本制度設計専門会合の審議を踏まえ、電力・ガス取引監視等委員会に報告し、改定作業を進める。
- なお、B種電源のΔkW一定額の協議については、ガイドライン改定前から協議を希望する事業者からの情報提供の受付を開始し、ガイドライン改定後から入札価格に反映可能となるよう配慮する。

【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	過失利益×マージン（「限界費用」×10%×電源1稼働率%）	機会費用（過失利益）+一定額（0.33円）
B種 ※回収固定費有電源	機会費用（過失利益）+固定費回収のための合理的な額等	機会費用（過失利益）+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以下の算定式とする。
 揚水ポンプ・蓄電原資 + 揚水・蓄電ロス量にかかる送電送電料金分（西工3部課金含む）
 発電量（揚水機 - ロス量）

1-1-②. B種電源の一定額を協議する際の諸元等について

1. 一定額協議の際に考慮する期初固定費の上限値

- 一定額の値を算定する際に考慮する固定費回収の上限額は、「減価償却費等を含む固定費（※1） - 他市場収益（※2）」としてはどうか。

（※1）需給調整市場への参加のための制度見直しに伴うシステム改修費については、年度単位の回収計画を立てた上で、ΔkWに算入することを認める。

（※2）経過措置導入時、運転開始10年目程度まで減価償却コストが多く発生し固定費コストが高いこと等を考慮した経緯から、容量市場収入額については、経過措置により容量市場収入を得ていない額についても、収入を得たと見なす。

（参考）経過措置の考え方（2/2）

- 経過措置起算時点については、現在進行中の建設案件への影響を防ぐ観点から現時点より前に設定することが適当であり、かつ、①東日本大震災前後で電気事業を巡る環境が大きく変化したこと、②10年目程度まで減価償却コストが多く発生し固定費コストが高いことなどから、東日本大震災発生時点（2010年度末）としてはどうか。
- 容量市場開設時点の稼働率は、経過措置起算時点以前に建設された全ての電源（旧既設電源）の7割とし、2020年以降、段階的に減少させていくことはどうか。
- 2030年時点では、経過措置起算時点以降2020年までに建設された既設電源（新既設電源）も、全て建設後10年以上が経過することから、旧既設電源と新既設電源との公平性を確保する観点や、容量市場開設後一定期間後には卸電力市場価格の価格低減に寄与することが考えられることを踏まえ、2030年（容量の受け渡し時点）には経過措置を終了させることとしてはどうか。
- 経過措置の更なる技術的な詳細については、本日の議論を踏まえ、必要に応じ、広域機関において検討することとしてはどうか。

2017年11月
第14回制度設計専門会合
事務局作成資料

(参考) A種電源における一定額(0.33円)の算定について

■ A種電源における一定額 (0.33円/ΔkW・30分) は、過去の調整力公募時代であれば得られていたであろう、マージン相当額を30分毎に換算したものである。

➤ マージン = 調整力公募約定単価 (11,720円/kW・年) - 容量市場約定単価 (5,960円/kW・年) = 5,760円/kW・年

1-3. ΔkWの価格規律について① (ΔkWの一定額)

- 前項までの検討により、現行の固定費回収の合理的な額の考え方を廃止すると仮定し、ΔkWの一定額について、応札電源全てを対象することとして、ΔkWの一定額の検討を行った。
- これまで、固定費回収済み電源の一定額の考え方は、発動指令があった場合に得られる利益を基本としていたところ。応札電源全てを対象とすることから、未回収固定費がある電源の応札インセンティブを一定程度考慮することが望ましいと考え、過去の電源 I 公募結果をもとに算定する案を検討したところ、御意見いただきたい。
- なお、ΔkWの一定額についての考え方は、適用後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討することとしてはどうか。

(ΔkWの一定額の案)

- 仮に、調整力公募が継続していたと仮定し、過去の電源 I 約定単価から容量市場約定単価 (経過措置控除後) を控除した額をもとに、需給調整市場の精算コマである30分あたりのマージン相当額を算定する。
- (例) 2021~2023年度向け電源 I の約定価格の加重平均kW単価 (約11,720円/kW・年) から2020~2022年度実施の容量市場の約定結果平均 (経過措置控除後) (約5,960円/kW・年) を控除した約5,760円/kW・年を、需給調整市場の精算コマ (30分毎) に換算する (30分あたり約0.33円/kW)。

(案1)

- 上記算定結果を、一定額の上限単価とする。(上記例の場合: 一定額 (円/ΔkW・30分) = 0.33円)

(案2)

- 固定費のkW単価を限界費用のkWh単価に換算することは困難ではあるが、限界費用を基準とし一定額の上限を、一定額 (円/ΔkW・30分) = (案1の値) = 限界費用 × ●% とする。(上記例の場合: 一定額 (円/ΔkW・30分) = 0.33円 = 限界費用 × ●% (※))

(※) ●%の値は、限界費用の基準値を2022年度インバランス料金平均単価 (22.23円/kWh) とした場合1.5%、限界費用の基準値を2019~2021年度の上げ調整kWh単価平均 (10.06円/kWh) とした場合、3.3%となる。

- 事務局において、データ提供された電源について、「固定費が回収可能となるΔkWの一定額の水準」を試算 (※) したところ、以下のとおりであり、発電形態・運転開始時期・運転方針によって、0.33~約60円/ΔkW・30分とばらつきが大きかった。
- (※) 他市場収益を控除した未回収固定費を、想定Δ約定量で除して算出

●前回会合で提示した案で試算した場合に、減価償却費等を含む固定費が回収できないと想定される年度がある電源について、2024~2026年度合計で固定費回収となる一定額の水準を試算した結果 (赤枠)。

発電形態/燃料等	運転開始時期 (※1)	発電所/ユニット数 (※2) (※2内は電源 I 応札ユニット数)	固定費回収となる一定額の水準 (全電源) (円/ΔkW・30分)	電源 I 応札価格帯 (2023年度向け) 円/kW	備考
揚水	2010年~	3 (2)	約1.0~3.0円	約15,000~約30,000円	
	2000年~2009年	3 (3)	0.33~約1.0円	約12,000~約15,000円	
	1990年~1999年	2 (1)	約0.38円	約6,000円程度	
	~1989年	9 (0)	0.33円	電源 I への応札なし	
重油・原油等	1980年~1995年	6 (1)	標準予定なし	約8,000円程度	
	1970年~1979年	4 (4)	0.33~約8.0円	約6000円~約23,000円	容量市場収入がない電源含む
石炭	2010年~	2 (0)	0.33円	電源 I への応札なし	
	1970年~2009年	5 (0)	0.33~約28円	電源 I への応札なし	ΔkWの約定量想定が少ない電源含む
LNG	2010年~	12 (1)	約0.5~約6.0円	約8000円程度	
	2000年~2009年	4 (1)	約0.5~約2.0円	約7,000円程度	
	1990年~1999年	9 (6)	約6~約60円	約8500円~約13500円	ΔkWの約定量想定が少ない電源含む
	1970年~1989年	3 (1)	約9~約56円	約8000円程度	ΔkWの約定量想定が少ない電源含む

※1燃料転換をした電源は、燃料転換後の運転開始時期 ※2発電所単位かユニット単位かは事業者提出単位による。(注1) 原子力・地熱発電除く (注2) 単年度では固定費が回収できないが、2024~2026年度合計で固定費回収となる電源については、「固定費が回収可能となるΔkWの一定額の水準」を0.33円/ΔkW・30分とし記載した。(注3) 個別電源の他市場収益、需給調整市場の想定Δ約定量、発動される調整力kWh想定は、事業者のシミュレーションによる

出所) 第88回制度設計専門会合 (2023年8月22日) 資料3をもとに作成 https://www.egc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/088_03_00.pdf

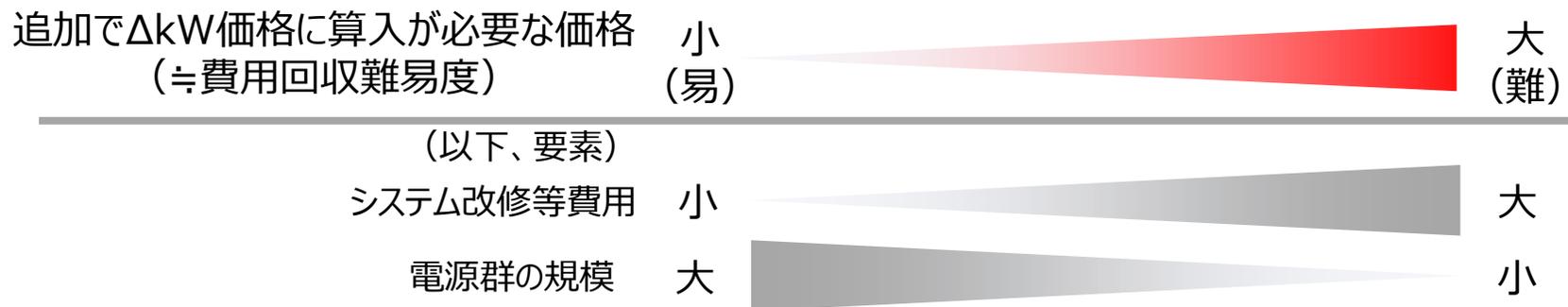
出所) 第89回制度設計専門会合 (2023年9月29日) 資料7をもとに作成 https://www.egc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/089_07_00.pdf

- 他方、実際には約定確率は ΔkW 価格に左右される（事前想定通りにいかない）ことから、システム改修等費用の回収可否（回収難易度）は、追加でどの程度 ΔkW 価格に算入する必要があるかに依存すると考えられる。
- 追加で ΔkW 価格に算入する必要がある価格は、システム改修等費用と電源規模（ ΔkW の供出規模）のバランスによると考えられ、基本的にはシステム改修等費用が大きいほど、あるいは電源規模が小さいほど、追加で ΔkW 価格に算入する価格は大きくなると考えられるところ。
- 例えば、比較的大規模な電源群（計50万kWの ΔkW 供出規模）であり、システム改修等費用が年経費1億円必要と仮定した場合※1、費用回収するためには、追加で ΔkW 価格に0.02円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分程度算入する必要があると考えられる※2ものの、 ΔkW 価格・約定確率に与える影響は限定的（0.33円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分に収まる程度）であり、システム改修等費用の回収は問題なく可能であると考えられる。
- 逆に、比較的小規模な電源群（数千kWの ΔkW 供出規模）であり、上記同程度のシステム改修等費用が必要と仮定した場合、費用回収するためには、追加で ΔkW 価格に数円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分以上算入する必要があると考えられ、結果的に約定確率が低下し、システム改修等費用の回収が困難となるケースも考えられる。

※1 10億円規模のシステム改修に相当（過酷ケース）

※2 システム改修等費用を、電源群の ΔkW 供出規模で除した値を30分毎に換算した簡易試算（約定確率は50%を想定）

<追加で ΔkW 価格に算入が必要な価格（ \equiv 費用回収難易度）のイメージ>



- 前述までの検討を踏まえると、以下の例に該当するような、制度的措置の導入に伴う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ことから、当該電源群については制度的措置の対象外とする方向性が適切と考えられるがどうか。
 - システム改修等費用の回収が困難な例
 - ✓ システム改修等費用を算入後の ΔkW 価格が、 ΔkW 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 ΔkW 価格が高く、恒常的に不落となる蓋然性が高い場合
- なお、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。

1. 前回議論の振り返り

2. 各論点の検討

論点 1 : 誘導的措置の検討漏れ確認

論点 2 : 将来シナリオ想定

論点 3 : システム改修費用の回収可否

3. まとめ

- 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がどうか。
 - 例) ・システム改修等費用を算入後の Δ kW価格が、 Δ 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 Δ 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。