

# 制度的措置に関する予備的検討について

2024年9月10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

- 2024年度から需給調整市場において全商品の取引が開始されたものの、応札不足が継続していることから、一般送配電事業者が需給調整市場を通じて必要な調整力を調達することが困難な状況が継続している。
- この点、第92回制度検討作業部会（2024年5月10日）において、応札不足に対する対応策の基本的考え方の一つとして、制度的な供出義務化（以下、「制度的措置」という。）が示されたところ。
- 制度的措置の実施については慎重な検討が必要と整理されている一方で、本対応も、対応策の基本的考え方の一つとされているところ、仮に実施するにあたっても予備的な議論を通し検討すべき項目を洗い出しておくことは重要であると想定されることを踏まえ、今回、制度的措置に係る基本的な考え方や、具体的な論点について検討を行った※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](1/2)		赤字：前回議論結果 青字：検討再開条件	
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"> <li>✓ 新規</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 取引実態等を踏まえた対応</li> <li>✓ アンケート・ヒアリング等を踏まえた対応</li> <li>✓ <b>一次・二次①を含む複合商品での応札インセンティブ</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ アンケートを実施し、応札不足解消効果の蓋然性が高い応札障壁を抽出したうえで、技術的検討を主として検討を進める</li> <li>✓ 揚水発電について課題の深掘りを実施し、対応案を提示。<b>今後対象リソースや適用時期等について検討を進める。</b></li> <li>✓ <b>揚水発電の公募調達</b>の検討</li> </ul> <p style="text-align: right;">【第47・48回 本小委員会】</p>
7-2 緊急時（電源脱落）対応の調整力確保方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 再エネ余剰時はポンプに持ち替えたりうえてΔkW約定リソースを停止</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 商品要件</li> <li>✓ システム対応</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ ポンプ遮断のような応動のリソースに関して、需給調整市場へ応札するための論点整理を実施</li> <li>✓ 早期の（簡易的な）対応方法を継続検討</li> </ul> <p style="text-align: right;">【第47回 本小委員会】</p>
7-3 低コスト方式の専用線の拡大可否	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 10MW未満かつ上位2電圧以外は電柱方式可</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 電柱方式の拡大</li> </ul>	

### 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 ・ 公募要件や実効性等について精査要
	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。

## 現在の需給調整市場を取り巻く課題・対応

- 現在の取引状況を踏まえながら、以下の諸点についてどのように考えるべきか。
  - ① 週間商品・前日商品の募集量について
    - ✓ 週間商品では未達が目立つ状態が継続。週間商品の募集量の考え方はどうあるべきか。週間商品の応札量を増やすにはどのような取組が必要か。
    - ✓ 前日商品では今でも高単価の約定がある程度存在する。個別リソースの傾向を見てみると、4月初から高単価で応札・約定していたリソースについても、直近にかけて単価を下げて応札・約定しているものもある。この状況を踏まえ、高単価応札に対する今後の対応、例えば、更なる募集量の削減についてどう考えるか。
    - ✓ 現状市場募集量の削減は全エリア統一の一定割合（募集量削減係数）に基づいて行っているが、エリア別にその割合を設定することをどう考えるか。
  - ② 需給調整市場における広域調達の状況について
    - ✓ 調整力の広域調達の状況はどうか。結果的に調整力調達コストの低減に寄与しているか。
  - ③ 需給運用との関係について
    - ✓ 日々の電力需給運用において、4月以降頻発している容量市場リクワイアメントに係る供給力提供準備通知との関係で、需給調整市場の現在の状況をどう考えるか。
  - ④ その他の論点について
    - ✓ 同時市場では中長期的な議論が進められている中、市場での供出の在り方などその他の課題についてどのように考えるか。
    - ✓ 余力活用電源を調整力として活用する観点で、余力活用電源に求める条件（リクワイアメントや要件など）はどうか。

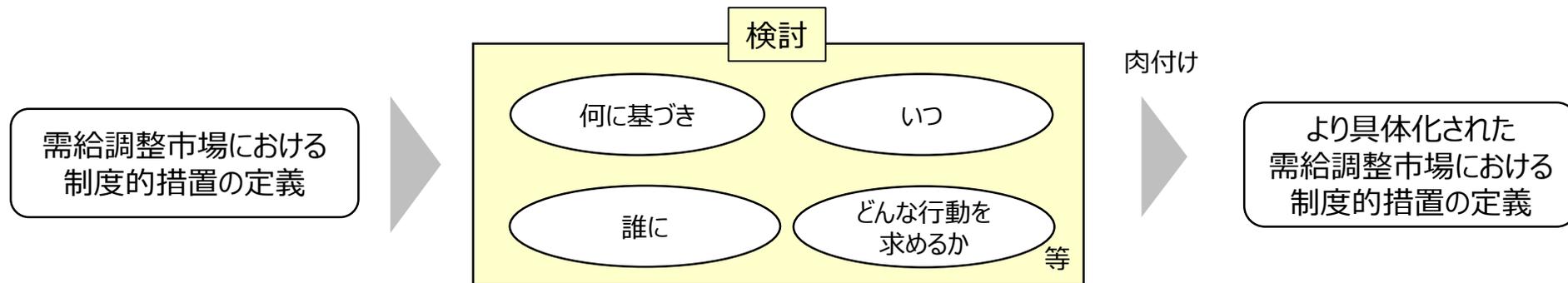
1. 制度的措置に関する基本的な考え方
2. 制度的措置に関する論点整理
  - 論点 1 : 制度的措置の対象
  - 論点 2 : 求める具体的行動
  - 論点 3 : 開始時期
3. まとめと今後の進め方

1. 制度的措置に関する基本的な考え方
2. 制度的措置に関する論点整理
  - 論点 1 : 制度的措置の対象
  - 論点 2 : 求める具体的行動
  - 論点 3 : 開始時期
3. まとめと今後の進め方

- 制度的措置に関する検討の進め方については、制度的措置の定義に関する事項（何に基づき、いつ、誰に、どんな行動を求めるか 等）を論点として検討を進めることが考えられる。
- ここで、制度的措置の一般的な定義は「特定のルールのもと、ある目的を果たすために特定の事業者に対して特定の行動を求める措置」であると考えられるところ。
- これらを需給調整市場に当て嵌めて考えたとき、需給調整市場において制度的措置を実施する目的は「需給調整市場の活性化（調整力調達費用の低減）」であり、特定の行動とは「調整力 $\Delta$ kW市場への供出<sup>※</sup>」であることから、以下を需給調整市場における制度的措置の定義とし、これらを肉付けする方向性で今後の検討を進める。
  - **特定のルールのもと、需給調整市場の活性化（調整力調達費用の低減）を果たすために、特定の事業者に対して、調整力 $\Delta$ kW市場への供出を求める措置**

※ 調整力kWh市場については、容量市場のリクワイアメントにて余力活用契約の締結が求められ、一般送配電事業者が締結する余力活用契約に基づき指令することにより供出される（容量市場に参加する調整電源は適切に活用される）ため、まずは本検討のスコープ外とする。

## <検討の進め方のイメージ>



- 調整力kWh市場については、余力活用に関する契約を締結した電源（以下「余力活用電源」という。）に対する契約内容として、ゲートクローズ前の発電計画の策定業務に支障を与えると判断した場合を除き、ゲートクローズ後の上げ・下げ余力を調整力として提供することを定めており、容量市場に参加する調整電源は、適切に活用される仕組みとなっている。

＜発電計画の策定業務に支障を与える事例＞

- ▶ 余力を提供した場合、以降における燃料の配船計画に著しく影響を与える場合
- ▶ 余力を提供した場合、河川法等を遵守できない場合

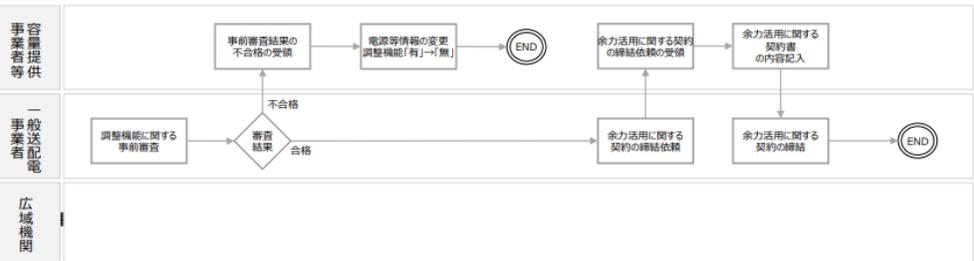
②余力活用に関する契約の締結：リクワイアメント

12

安定電源	発電電源(風)	発電電源(アグリ)	発電指令電源	実需結前	平衡時	送電線等 アクセスシステムが稼働中
------	---------	-----------	--------	------	-----	----------------------

- **容量提供事業者等は、調整機能（需給調整市場における商品の要件を満たす機能を指します）を「有」で登録した電源については、余力活用に関する契約を一般送配電事業者と締結していただくことがリクワイアメントになります。**
- 以下に該当し、本機関が妥当性を確認した場合については、余力活用に関する契約を締結しないことを認めることがあります。この場合、電源等情報の調整機能を「無」に変更していただいた上で、リクワイアメント対象外とします。
  - ▶ 一般送配電事業者が実施する調整機能に関する事前審査において、不合格となった場合
  - ▶ 一般送配電事業者側のやむを得ない理由により、オンライン機能（簡易指令システムを含む）を構築できない場合（ただし、オンライン機能を構築した場合、速やかに余力活用に関する契約を締結して下さい）
- 本機関は、調整機能の有無について、容量提供事業者者に問い合わせる場合があります。
- 余力活用に関する契約を締結した電源が、容量確保契約において締結した契約容量の全てについて市場退出する場合、一般送配電事業者との合意の上で、余力活用に関する契約を解約することができます。
- 本来、調整機能「有」に該当するにもかかわらず、調整機能「無」で登録されている電源等が需給調整市場に入札した場合、募集要綱に記載されている情報に虚偽があった場合に該当し、市場退出となる可能性があるにご注意ください。

※当該電源が余力活用に関する契約の対象と確認できることを条件に、バランシンググループの形態等により、属地一般送配電事業者との余力活用に関する契約の締結者が、当該電源の容量提供事業者と異なることも可能です。



②余力活用に関する契約の締結：その他概要

16

安定電源	発電電源(風)	発電電源(アグリ)	発電指令電源	実需結前	平衡時	送電線等 アクセスシステムが稼働中
------	---------	-----------	--------	------	-----	----------------------

- 余力活用に関する契約については、容量提供事業者等と一般送配電事業者との間で締結していただきます。（本機関との間の契約ではありません）
- 余力活用に関する契約については、年度契約になります。
- **余力活用に関する契約を締結した容量提供事業者等は、一般送配電事業者からの指令に応じてゲートクローズ後の上げ余力・下げ余力を調整力として提供していただきます。**
- 容量提供事業者等は、一般送配電事業者からの指令を受けた場合、ゲートクローズ前の発電計画の策定業務に支障を与えると判断した場合、事前に通知することにより余力の提供を断ることができます。
- **＜発電計画の策定業務に支障を与える事例＞**
  - ▶ 余力を提供した場合、以降における燃料の配船計画に著しく影響を与える場合
  - ▶ 余力を提供した場合、河川法等を遵守できない場合
- 容量提供事業者等は、需給調整市場システムを利用する環境を整えていただく必要があります。
- 需給調整市場システムを利用するためには、需給調整市場における市場運営者への申請手続きが必要となります。
- 容量提供事業者等が、新たにオンライン機能（簡易指令システムを含む）を設置する場合の工期については、専用線の場合は約1年、簡易指令システムの場合は約10カ月になりますので、早めに一般送配電事業者に設置申請してください。
- 容量提供事業者等は、一般送配電事業者からの指令に応じて調整力を提供した場合、一般送配電事業者との間でkWh精算していただきます。
- kWh精算については、容量提供事業者等が需給調整市場システムに登録したV1・V2により精算されます。
- 余力活用に関する契約については、ΔkWに関する精算はありません。
- 一般送配電事業者からの指令に応じて調整力を提供したものの、指令値に対して過不足が生じた場合については、ペナルティは科されません。（ただし、一般送配電事業者から指令があったにもかかわらず、意図的に指令に応じない場合については、その限りではありません）
- 余力活用に関する契約の詳細については、別途、一般送配電事業者から公表される予定です。

- 次に、制度的措置は社会全体の便益向上（市場活性化に伴う調整力調達費用の低減）を目指す措置である一方、事業者に非合理的な金銭的損失を与えることになっていないかという点について配慮が必要と考えられる。
- 具体的に、事業者にとって「供出を求めることに見合った確実な費用回収・収益確保が可能な環境が整っているか」や、「求める行動が事業者の利益を最大化する経済合理的な行動（競争環境下における、プライステイカー行動）となっているか※」といった観点が重要であると考えられる。
- また、リソースにとっては個別事情（設備制約や、そもそも調整機能を有していない等）によって供出が難しい場合もあり、これら全てに制度的措置を課した場合、膨大な対応コストがかかり、そもそも社会全体の便益が見込めなくなることも考えられるため、「制度的措置の線引きをどのようにするか」といった観点も重要になると考えられる。
- 上記の2点を踏まえ、**「社会コストが過大とならない範囲で最大限、事業者に配慮した設計とする」**ことを念頭に、制度的措置の内容について検討を進めることとする。

※ 「適正な電力取引についての指針」のスポット市場における売り札に係る前提を参照（次頁）

### 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、シングルプライスオ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し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。

1. 制度的措置に関する基本的な考え方
2. 制度的措置に関する論点整理
  - 論点 1 : 制度的措置の対象
  - 論点 2 : 求める具体的行動
  - 論点 3 : 開始時期
3. まとめと今後の進め方

- 前章で需給調整市場の制度的措置の定義を以下のとおり定め、肉付けする方向性で検討を進めるとしたところ。
  - 特定のルール（今後の論点）のもと、需給調整市場の活性化（調整力調達費用の低減）を果たすために、特定の事業者（論点1）に対して、調整力 $\Delta$ kW市場への供出（論点2）を求める措置
- これら制度的措置の定義をより明確化・具体化する必要がある箇所が本検討の論点であると考え、論点として下表の4点が挙げられるため、以下の基本的な考え方を踏まえつつ、今回は、論点1～3について、可能な範囲で予備的な検討を行う。
  - 社会コストが過大とならない範囲で最大限、事業者に配慮した設計とする

## <制度的措置に関する論点整理>

No.	定義上の該当文言	論点	詳細
1	特定の事業者	制度的措置の対象	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 制度的措置の対象事業者、リソースはどのような観点で定めるか</li> <li>• 例外的に対象外となる事業者、リソースはあるか</li> </ul>
2	調整力 $\Delta$ kW市場への供出	求める具体的行動	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 制度的措置対象に対し、具体的にどのような行動を求めるか</li> <li>• 行動を求めるにあたり、手当てすべき事項はないか</li> </ul>
3	—	開始時期	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 制度的措置の実施時期はいつ頃が適切か</li> </ul>
今後	特定のルール	ルールへの紐づけ	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 制度的措置は、どのようなルールに紐づくか</li> </ul>

1. 制度的措置に関する基本的な考え方
2. 制度的措置に関する論点整理
  - 論点 1 : 制度的措置の対象
  - 論点 2 : 求める具体的行動
  - 論点 3 : 開始時期
3. まとめと今後の進め方

- 需給調整市場における制度的措置の対象については、検討対象となりうる事業者・リソースの区分けが多岐に亘るため、小論点に分けたうえで個別に検討を行うこととする。
- 事業者・リソースそれぞれの観点で小論点として考えられるものは下表のとおりであり、そのうち今回は論点1-1～1-4について、以降の頁で検討を行う。

観点	小論点	詳細	論点No.
リソース	規模・種別	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ リソースの規模、種別により取り扱いを変えるかどうか</li> </ul>	1-1
	契約形態	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 需給調整市場契約や余力活用契約有無によって取り扱いを変えるかどうか</li> <li>・ 取り扱いを変える場合、その根拠は何か</li> </ul>	1-2
	相対契約	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 相対契約の有無によって取り扱いを変えるかどうか</li> </ul>	1-3
	入札制約	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 入札制約によって取り扱いを変えるかどうか</li> <li>・ 取り扱いを変える場合、どういった方向で対応するか</li> </ul>	1-4
事業者		<ul style="list-style-type: none"> <li>・ どのルールに紐づくかを踏まえての検討</li> </ul>	今後

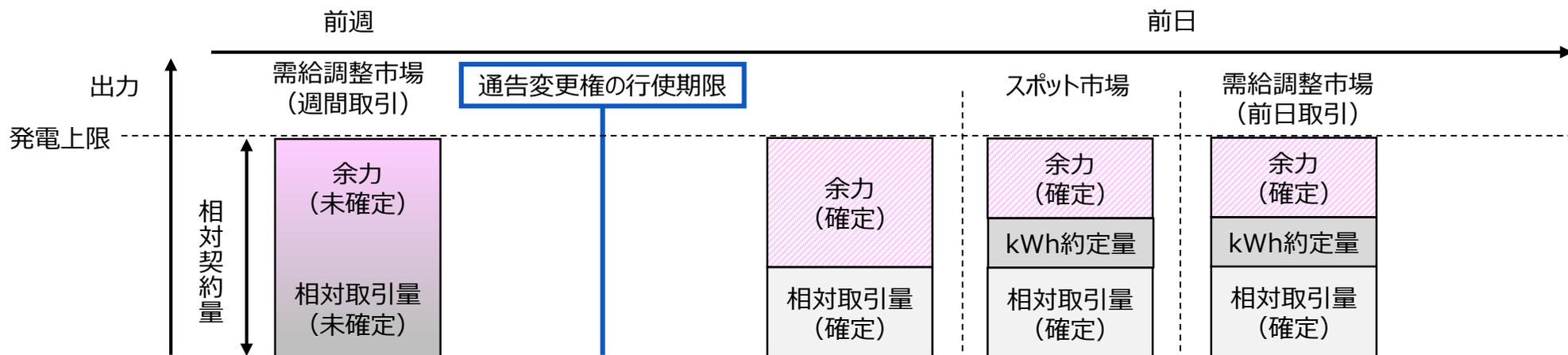
- リソースの規模・種別によって取り扱いを変えるかどうか検討を行う。
- まず、リソース規模については、市場への供出を求める現行ルール（「容量市場リクワイアメント」や「適正な電力取引についての指針」）においても、最低応札容量に関する定めを除き、特段の定めはないところ。
- また、リソース規模を定めた場合、制度的措置を理由に対象規模以上のリソース開発を行わない等のインセンティブが働く可能性があり、これは安定供給や社会コスト等の観点から望ましくないと考えられる。
  
- 同様に、リソース種別についても、市場への供出を求める現行ルールにおいて、取扱いは変えていない（リソースの種別に応じてルールの適用対象外とする整理はしていない）状況。
- この点、調整機能の供出が難しいリソースであれば、そもそも需給調整市場契約ならびに余力活用契約を締結している可能性は低いことから、リソース種別ではなく、各リソースの契約形態（論点 1 - 2）によって、制度的措置の対象を仕分ける方向性が適切と考えられる。
  
- 一方、リソース規模や種別によっては、特別に対応すべき項目が存在する可能性も否定できず、その有無については別個調査の対象になりうるとも考えられる。

- 次に、リソースの契約形態については、想定される下記3パターンによって取り扱いを変えるかどうか検討を行う。
  - パターン1：需給調整市場契約を締結しているリソース
  - パターン2：余力活用契約のみを締結しているリソース
  - パターン3：需給調整市場・余力活用の両方とも契約のないリソース
- 上記のうち、パターン1については、調整機能を持つリソースであり、特段の追加コストなく需給調整市場に応札することが可能とも考えられる。
- また、パターン3については、調整機能を持たないリソースである可能性が高く※、制度的措置により調整機能付与のための膨大な対応コストが発生する可能性がある。
- パターン2については、需給調整市場契約を締結していない理由により、本来パターン1や3に該当するリソースである場合や、止むを得ない特別な事情を持つリソースである場合等が考えられる。
- 上記を踏まえると、各々のパターンについて制度的措置の対象か否かを議論することが考えられるが、いずれにせよ、各パターンに該当する発電容量がそもそもどの程度存在するか等の情報も参考にしつつ検討すべき項目とも言える。

※ 容量市場に落札した安定電源のうち、調整機能を有するリソースは、余力活用契約を締結する必要（リクワイアメント）があるため。

- 次に、通告変更権が設定された相対契約を有するリソースの取り扱いについて検討を行う。
- まず、容量市場においては、相対契約上の通告変更権の行使期限以降（「後」）の余力については、卸取引市場または需給調整市場に入札することがリクワイアメントとして求められているところ。
- また、第99回制度設計専門会合（2024年7月30日）においては、現行の需給調整市場における週間取引（通告変更権の行使期限「前」）であっても、計画見直し（運用変更等）に伴い供出可能となる余力について、応札できる余地がないか対応を求めているところ（努力目標）。
- 上記の整理状況、ならびに基本的には通告変更権の行使期限「後」に、リソースの供出可能余力が確定することを踏まえ、相対契約を有するリソースの取り扱いを検討することが必要と考えられる。
- なお、2026年度の前日取引化ならびに今後の内外無差別議論の進展等の結果として、需給調整市場の開場時（前日の14時）には通告変更権の行使期限「後」のリソース（対象容量）が大宗を占めることが考えられる。

<相対契約を有するリソースの供出可能余力のイメージ> ※通告変更権の行使期限がスポット市場前の例



### ④市場応札：リクワイアメント

27

安定電源	変動電源(水)	変動電源(アグリ)	変動指令電源	実需給前	平常時	低予備率 アセスメント対象コマ
------	---------	-----------	--------	------	-----	--------------------

- 市場応札のリクワイアメントについては、容量停止計画（出力抑制に伴う停止計画は除く）を提出していない範囲のコマが対象になります。
- 容量提供事業者は、アセスメント対象容量の範囲内で、小売電気事業者等が活用しない余力<sup>※1</sup>の全量を卸電力取引所または需給調整市場（以下「卸電力市場等」という）に入札していただきます。アセスメント対象容量以上の供給力を入札することも可能です。
- 電源等情報に登録した『相対契約上の計画変更締切時間』以降において、卸電力市場等が閉場しており余力を入札する市場が存在しない場合、リクワイアメント対象外となります。
- 市場応札のリクワイアメントについては、卸電力市場等に入札することであり、約定することを必須とするものではありません<sup>※2</sup>。
- 小売電気事業者等が活用しない余力の全量を特定の市場に入札した場合、未約定に伴う余力およびその後増加した余力についてはリクワイアメント対象外とします（ただし、低予備率アセスメント対象コマは除きます）。

※1：電源等情報の登録時に提出していただいた『相対契約上の計画変更締切時間』以降に電源が有している余力のことを指します。  
※2：不当に高値で入札している場合において、リクワイアメント達成とするものではありません。

— 小売電気事業者等が活用しない余力の考え方 —



## 小売事業者と発電事業者の相対契約が応札障壁となっていることの確認

- スライド12、13のとおり、東京及び中部エリアでは、週間取引（特に一次調整力及び二次調整力①）の応札がほとんどない状態が続いている。
- このことについて、当該エリアに属する需給調整市場の事前的措置の対象である発電事業者及び小売事業者にヒアリングを行った。当該発電事業者からは、週間時点では、小売事業者との相対契約分について通告変更の可能性があり、余力が確定していないため、週間取引に応札できないとの回答であった。
- また、当該発電事業者と相対契約を締結する小売事業者からは、週間取引の応札を前提とした具体的な取組についての定めがなく、現時点で発電事業者との間で合意に至っていないことや、週間時点では、気象予測誤差による需要予測の上振れや太陽光発電量の下振れに備えて、相対契約上確保している余力をリリースする運用としていないといった主旨の回答を得た。
- 一方で、東京及び中部エリア以外の旧一般電気事業者にヒアリングを行ったところ、いずれの事業者も、週間取引に応札することを前提としており、相対契約の最終通告期限が週間取引の応札後であっても、週間時点の断面で需要計画の見直しを行い、余力があれば当然に週間取引への応札を行う運用としているという主旨の回答であった。
- 以上を踏まえ、当委員会事務局から、東京エリア及び中部エリアに属する上記発電事業者及び小売事業者に対し、週間時点での需給計画をもとに供出可能な余力を週間取引に応札できる余地はあるのではないかといった指摘を行ったところ、各社から次頁のとおり今後の対応を見直す回答があった。

(D.)オプション価値に係る確認結果

- オプション価値(通告変更量・期限)について、既存の長期契約がある事業者(東電HD・RP及びJERA)において、内外で無差別にオプション価値が設定されていない事例があることを確認した。

確認観点 No.	確認項目	北海道	東北	東電HD・RP	東電EP	中電HD	中電MZ	JERA	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12	社内外で無差別にオプション価値(通告変更量・期限)が設定されているか	単年	○(社内外共に設定なし)	○(社内外共に設定なし)	○(既存長期の存在)	○(グループ内外共に設定なし)	○(グループ内外共に設定なし)	○(既存長期の存在)	○(社内外共に設定なし)	○(社内外共に設定なし)	○(社内外共に設定なし)	○(社内外共に設定なし)	○(社内外共に設定なし)	○(社内外共に設定なし)
		長期	○(社内外共に設定なし)	○(社内外共に設定なし)	○(販売なし)	○(販売なし)	○(販売なし)	○(販売なし)	○(販売なし)	○(社内外共に設定なし)	○(社内外共に設定なし)	○(社内外共に設定なし)	○(社内外共に設定なし)	○(社内外共に設定なし)
13	オプション価値について、社内契約書等の規程に基づき、前格差運用が行われているか	単年	- (社内外共に設定なし)	- (社内外共に設定なし)	○(掘水の特性上、掘削計画を受領して発電所を稼働)	- (グループ内外共に設定なし)	- (グループ内外共に設定なし)	○(契約書の規定)	○(決裁書・部標準メニューに規定)	- (社内外共に設定なし)	○(取引文書に規定)	○(取引文書に規定)	○(取引文書に規定)	○(取引文書に規定)
		長期	- (社内外共に設定なし)	- (社内外共に設定なし)	○(販売なし)	○(販売なし)	○(販売なし)	○(販売なし)	○(販売なし)	- (社内外共に設定なし)	○(同上)	○(同上)	- (社内外共に設定なし)	- (社内外共に設定なし)

(D.12)各社のオプション価値(通告変更量・期限)とその評価 1/2

- 東電HD・RP及びJERAについて、既存の長期契約で提供しているオプション価値は、グループ内にのみ提供されている。

変動数量契約における条件設定(24年度受渡し分) ※1			
事業者	区分	最終通告期限	通告変更量のアローアンス
北海道	社内	【半年・長期】なし(確定数量契約のみ)	-
	社外	【半年・長期】なし(確定数量契約のみ)	-
東北	社内	【半年・長期】なし(確定数量契約のみ)	-
	社外	【半年・長期】なし(確定数量契約のみ)	-
東電HD・RP	グループ内	【前日20時】前日20時、前日15時 ※2	契約kWの範囲内
	グループ外	【前日20時】前日20時、前日15時 ※2	契約kWの範囲内
東電EP	グループ内	【半年】なし(確定数量契約のみ)	【長期】販売なし
	グループ外	【半年】なし(確定数量契約のみ)	【長期】販売なし
中電HD	グループ内	【長期】なし(電源特性上、未設定)	-
	グループ外	【半年】なし(電源特性上、未設定)	-
中電MZ	グループ内	【半年・長期】販売なし	-
	グループ外	【半年・長期】販売なし	-
JERA	対EP	【既存の長期契約】入札前	契約kWの範囲内
	対ミライズ	【既存の長期契約】GC1終了前まで	・1年前通告は、2年前通告量に対して±10%以内 ・月間通告は、前半期毎通告量に対して±5%以内 ・GC前通告は、当日起動している発電機の変量kWの範囲内
	グループ外	【既存の長期契約】前日18時	事前に合意している運転パターンへの変更

※1 複数の契約のうち、条件の自由度が高いものを例示して抜粋。JERAの対EP・対ミライズの契約については、主要な契約における条件を記載。  
 ※2 東電HDの部標準メニューは、東電HD・RPと東電EP間の既存長期契約(取手力(出ない)・一般水力(出ない)・混合火力(通告変更種別あり)・太陽光(出ない))の内、システム運用契約の都合上での理由から、混合火力のAを抜いて部標準メニューを作成しているため、部標準メニューは出ない(通告変更種別なし)となっている。

(D.12)各社のオプション価値(通告変更量・期限)とその評価 2/2

変動数量契約における条件設定(24年度受渡し分) ※1			
事業者	区分	最終通告期限	通告変更量のアローアンス
北陸	社内	【半年】2日前15時【長期】なし(確定数量契約のみ)	【半年】契約kWに対して±5%以内
	社外	【半年】2日前15時【長期】なし(確定数量契約のみ)	【半年】契約kWに対して±5%以内
関西	社内	【半年・長期】なし(確定数量契約のみ)	-
	社外	【半年・長期】なし(確定数量契約のみ)	-
中国	社内	【半年・長期】2日前14時	【半年・長期】契約kWの範囲内
	社外	【半年・長期】2日前14時	【半年・長期】契約kWの範囲内
四国	社内	【半年・長期】2日前15時	【半年】契約kWに対して▲50%～契約kWの範囲内 【長期】契約kWに対して▲70%～契約kWの範囲内
	社外	【半年・長期】2日前15時	【半年】契約kWに対して▲50%～契約kWの範囲内 【長期】契約kWに対して▲70%～契約kWの範囲内
九州	社内	【半年】前々日9時から16時まで 【長期】なし(確定数量契約のみ)	【半年】契約kWに対して▲10%～契約kWの範囲内
	社外	【半年】前々日9時から16時まで 【長期】なし(確定数量契約のみ)	【半年】契約kWに対して▲10%～契約kWの範囲内
沖縄	社内	【半年】当日8時半【長期】なし(確定数量契約のみ)	【半年】契約kWの範囲内
	社外	【半年】当日8時半【長期】なし(確定数量契約のみ)	【半年】契約kWの範囲内

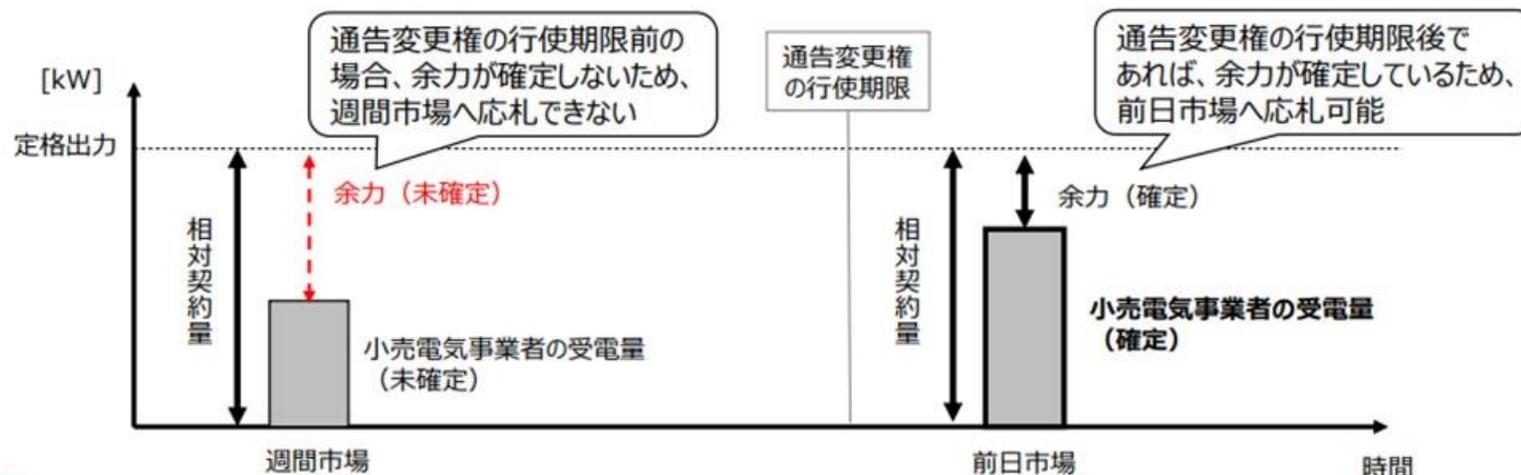
※1 複数の契約のうち、条件の自由度が高いものを例示して抜粋。

## ヒアリング結果：No.4 相対契約における通告変更権について

17

- 発電事業者と小売電気事業者間で、電源の相対契約を締結する際、通告変更権が定められているケースがある。
- 通告変更権とは、小売電気事業者が発電事業者に通告することで受給する電力量を柔軟に変更できる権利のことであり、通告を受けた発電事業者は、通告に応じて供給量を増減させる義務を負う。
- 通告変更権の行使期限は契約内容によってケースバイケースと考えられるものの、今回、ヒアリングを行った調整力提供者の場合、前日スポット市場前後に通告変更権の行使期限が設定されている状況であった。そのため、調整力提供者からは相対契約（通告変更権）を有する電源について、週間市場以降に通告変更権を行使される可能性があり、余力が未確定であることから、週間市場には応札できないとご意見をいただいた。
- 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。

## ＜相対契約（通告変更権）のイメージ＞

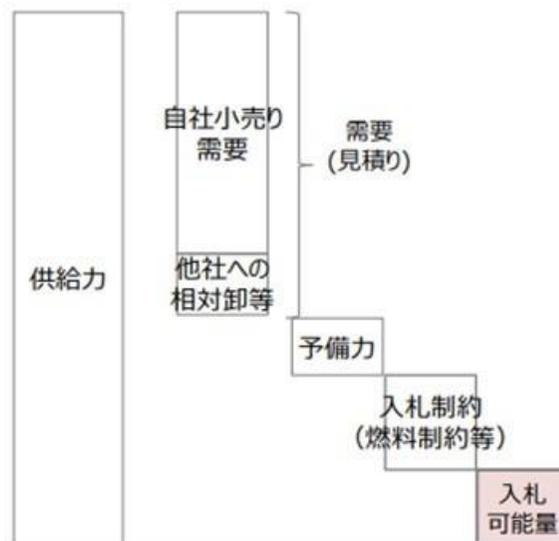


- 次に、燃料制約や設備制約等の入札制約を有するリソースの取り扱いについて検討を行う。
- 入札制約を有するリソースに対して、全量供出を求めることは非合理的であるため、当該リソースの取り扱いについては一定の配慮が必要と考えられるところ。
- この点、「適正な電力取引についての指針」において望ましい行為として入札が求められている「余剰電力の全量」の考え方は以下のとおりであり、入札制約を考慮する整理となっているところ。
  - 自社供給力－自社想定需要（自社小売り需要と他社への相対卸等の合計）－予備力－**入札制約**
- 上記を踏まえつつ、入札制約を有するリソース（対象容量）を制度的措置の中でどう取り扱うかについては、特別に考慮すべき事項について調査をしながら、引き続き検討が必要。

### 「余剰電力全量の限界費用ベースでの市場供出」の基準 余剰電力全量について

- 現状、旧一般電気事業者により行われている自主的取組においては、スポット市場入札時点での余剰電力の全量（入札可能量）（下図参照）を限界費用ベースで市場に供出することとなっている。
- この余剰電力の全量（＝入札可能量）は、基本的には、各コマにおける「**自社供給力－自社想定需要（自社小売り需要と他社への相対卸等の合計）－予備力－入札制約**」によって算定されている。

(参考) 入札可能量の考え方



1. 制度的措置に関する基本的な考え方
2. 制度的措置に関する論点整理
  - 論点 1 : 制度的措置の対象
  - 論点 2 : 求める具体的行動
  - 論点 3 : 開始時期
3. まとめと今後の進め方

- 続いて、需給調整市場における制度的措置として、事業者に求める具体的な行動について検討を行う。
- 需給調整市場における制度的措置の定義として、特定の事業者に対して求める行動は、「調整力 $\Delta$ kW市場への応札」としたところ、本行動をより具体化するために検討が必要な小論点としては、下表のとおりであり、以降の頁で検討を行う。

小論点	詳細	論点No.
応札行動	<ul style="list-style-type: none"> <li>調整力<math>\Delta</math>kW市場への具体的な供出方法は何か</li> <li>応札を求める余力をどう定義するか</li> </ul>	2 - 1
応札商品	<ul style="list-style-type: none"> <li>応札商品を定める必要はあるか</li> <li>追加起動と持ち下げ供出の関係はどうか</li> </ul>	2 - 2
事業者リスク	<ul style="list-style-type: none"> <li>求める行動に伴い、事業者にとってリスクのある制度となっていないか</li> <li>リスクがある場合、どのような対応が考えられるか</li> </ul>	2 - 3

- まず、調整力 $\Delta kW$ 市場への応札行動について検討を行う。
- この点、調整力提供者に対して非合理的な損失を極力発生させない観点から、可能な限り調整力提供者にとって経済合理的となる応札行動を制度的措置として定める必要があると考えられるところ。
- 市場への応札リスクがない前提であれば、「需給調整市場の開場時点で有する余力を需給調整市場に全量入札すること（入札制約については要検討）」を求めることも考えられるが、実際には市場への応札リスクはゼロではないことから、論点2-3における、現行制度上の市場応札リスクを踏まえたうえで、制度的措置として求める応札行動について、検討を深めることとする。

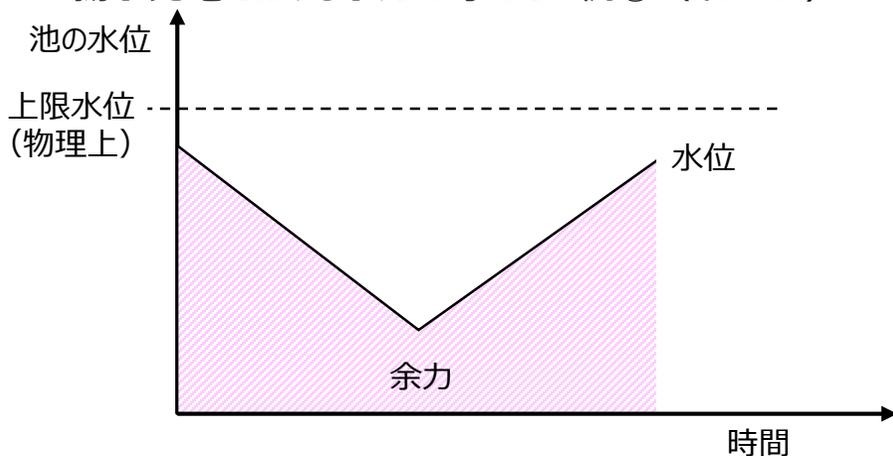
<経済合理的な応札行動のイメージ（市場への応札リスクがない前提）>

商品	実需給 前週		実需給 前日		~	実需給 当日				
	火曜日		毎日		毎日	毎日				
	14時	10時	14時	17時	~	GC	実需給			
イベント	需給調整市場 週間取引 (一次~三次①) 入札		スポット市場 入札	需給調整市場 前日取引 (三次②) 入札			時間前市場 開場			
調整力提供者										

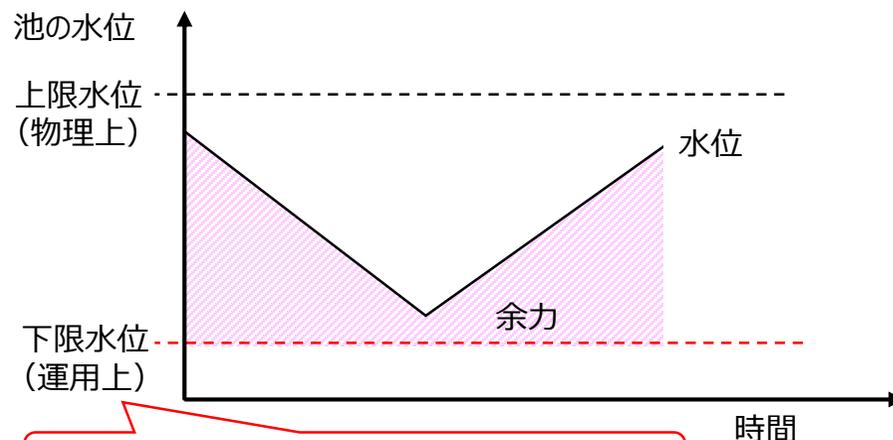
- また、余力の考え方について、火力等のリソースの場合は分かり易く、事業者によって解釈が分かれにくい（余力が適切に供出されているかの判断もしやすい）一方、揚水発電や蓄電池（以下、「揚水等」という。）における余力の考え方については、事業者によって解釈が分かれる可能性があるところ。
- 実際に、調整力kWh市場（容量市場に参加する調整電源等が適切に活用される市場）への揚水発電の余力供出状況を確認したところ、エリアによって余力の供出量に差があったことから、揚水発電所における余力の考え方が事業者によって異なっているものと考えられる。
- 上記ならびに今後、蓄電池を活用した市場参入の増加が期待されることを踏まえると、リソースの有効活用ならびに事業者間の公正性等の観点から、揚水等の余力に係る基本的な考え方<sup>※</sup>を検討する必要があると考えられるか。
- この点、まずは現状の揚水等の余力の考え方について調査を実施したうえで、揚水等の余力に係る基本的な考え方について検討を行うこととする。

※ ここでの基本的な考え方は、 $\Delta$ kWh市場への供出だけでなく、余力活用契約（GC後の余力供出）にも準用される。

＜揚水発電における余力の考え方の例①（イメージ）＞



＜揚水発電における余力の考え方の例②（イメージ）＞

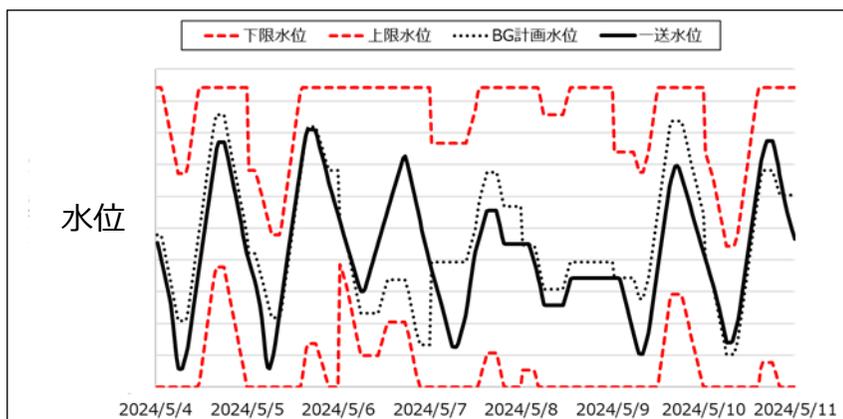


余力の考え方として適切か確認が必要か

- 調整力kWh市場における揚水余力供出状況※を確認した結果、大別すると以下の3通りに分類できた。
  - ①：余力の範囲が池の運用範囲に設定されている（2社）
  - ②：余力の範囲が小さくなっている（4社）
  - ③：余力の範囲が極めて小さい（1社）
- この点、余力活用契約における余力提供を断ることができるケース（発電計画の策定業務に支障を与える事例）の考え方が事業者によって異なっているため（下記補足）と考えられる。

※ 調整力提供者は揚水余力を1日1点等の水位幅として、一般送配電事業者に通知する。

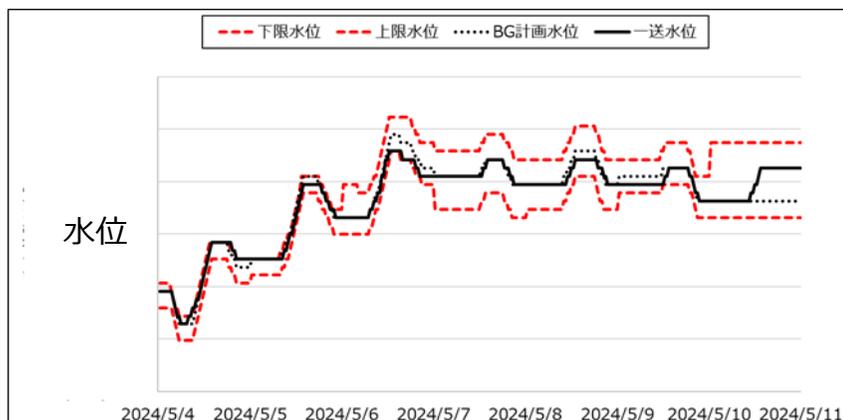
【①のイメージ】



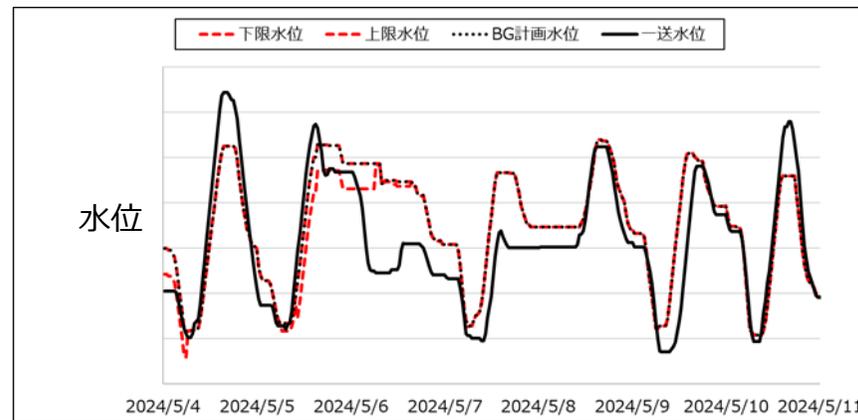
(補足)

例えば、TSOによって余力が多く活用された場合に生じる発電計画の策定業務への支障については、金銭的負担はかかるものの、時間前市場の活用等により軽減できると考えられるところ、事業者によって、「リスクを織り込んだ単価とした上で、余力を多めに供出」「物理的な対応を避けるべく、そもそも余力を少なめに供出」といった考え方に分かれていると考えられる。

【②のイメージ】

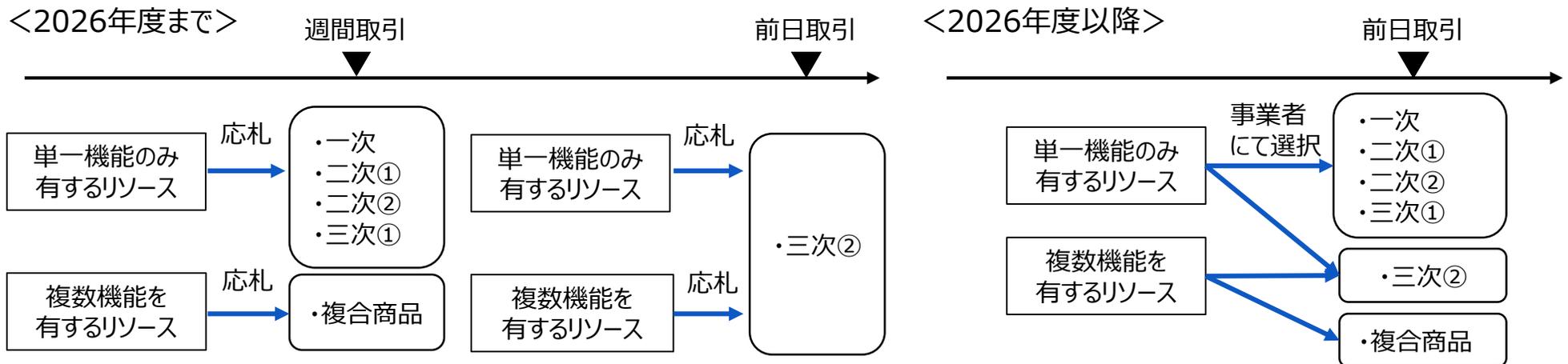


【③のイメージ】



- 次に、需給調整市場への応札に際し、応札商品や供出方法を指定する必要があるか検討を行う。
- まず、応札商品に関して、前日取引においては取り扱う商品が三次②のみであるため選択肢がなく、議論の余地はない一方、週間取引においては4商品（一次～三次①）+ 複合商品を取り扱っているため、選択肢がある。
- この点、仮に複数機能を持つリソースに対し基本的に複合商品として応札することを求めた場合、安定供給ならびに調整力調達コスト低減の観点からは、より効率的な調整力確保が可能と考えられるところ（週間商品が2026年度の前日取引化以前に制度的措置の対象になり得るかどうかについては、論点3を参照）。
- 他方で、2026年度の前日取引化以降は、5商品（一次～三次②）+ 複合商品の取引が同時に実施されることとなるため、複数機能を持つリソースに複合商品への応札を求めた場合、三次②が著しく不足する可能性がある。
- そのため、2026年度の前日取引化以降は、複数機能を持つリソースであっても、複合商品、三次②いずれの商品に応札するかは選択制とした上で、商品毎に偏りが無い応札となることを期待する方向性を示していたところ、仮に、応札の偏りが予見されるような場合には、リソース有効活用の観点から何らかの対策を検討する必要があるか。

【応札商品（イメージ）】





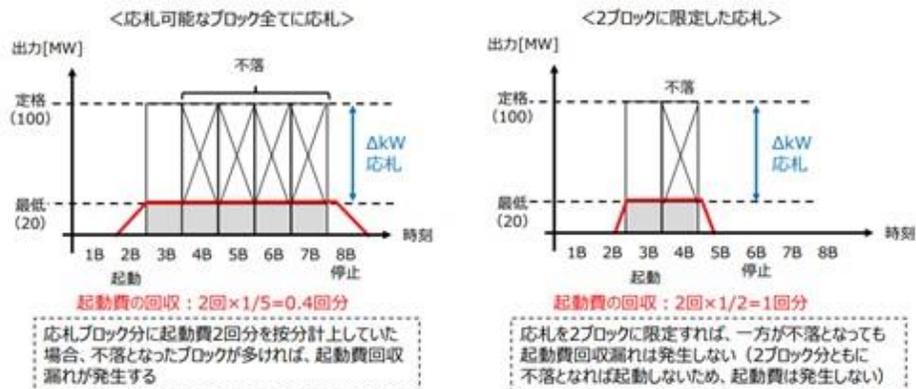
- 論点2-1、2-2において、市場への応札リスクがない前提で、制度的措置として求める具体的行動の方向性について検討した一方で、実際には現行制度においては市場応札リスクが存在する（より正確には、制度的措置として求めた場合、顕在化する）ため、これらの市場応札リスクに対して何らかの対応が必要と考えられる。
- この点、現行制度において、事業者（調整力提供者あるいは小売電気事業者）に非合理的な金銭的損失を与える可能性があるリスクとしては以下の4点が考えられるところ。
  - リスク1：起動費の取り漏れリスク
  - リスク2：少量約定時のペナルティリスク
  - リスク3：電源トラブル時のペナルティリスク
  - リスク4：供給力確保が困難となるリスク
- 次頁以降において、各リスクに関する対応の方向性等について検討を行う。

- 起動費取り漏れリスクについては、 $\Delta kW$ 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（歯抜け約定）した場合、起動費を取り漏れる可能性があるといったものである。
- 仮に、当該リスクが存在する状況で制度的措置として市場応札を求めた場合、調整力提供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ため、制度的措置の導入前には何等か手当てが必要と考えられる。
- この点、本リスクについては、主に制度設計専門会合において議論が進められており、第100回制度設計専門会合（2024年8月27日）では、事後的に起動費の取り漏れ分を精算する案の検討が進んでいるところ。
- そのため、本リスクに関する対応については、引き続き、国と連携しながら検討を進めていくこととしたい。

ヒアリング結果：No.3 起動費取り漏れリスク回避について

16

- 需給調整市場ガイドライン（2024年度以降）の価格規律においては、応札ブロックのうち一部のブロックのみ約定（歯抜け約定）することで、起動費を取り漏れるリスクがあることから、取り漏れリスク低減のため、起動費等の計上は1回起動であっても2回まで認められているところ（ただし、使用しなかった起動費は適切に返還）。
- 一方で、上記価格規律を踏まえてなお、起動費の取り漏れリスクを回避する（リスクをゼロとする）ため、2ブロックに限定した応札とする、あるいは追加起動による $\Delta kW$ 応札は行わないことが経済合理的といった意見をいただいた。
- こうした応札の考え方は応札不足に繋がり得る方法と考えられるところ。



起動費の事後精算案

- 現行の入札方法を前提とし事後的に起動費の取り漏れ分を精算する場合の運用ルールとしては以下の案が考えられる。次頁以降、各項目について具体的な検討を行った。

起動費の事後精算案

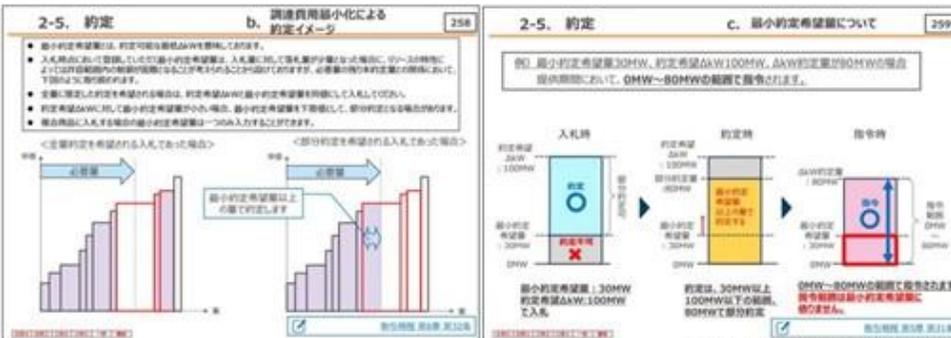
1.  $\Delta kW$ 価格の設定方法
  - ✓  $\Delta kW$ 価格への起動費の計上は、これまでの**起動費2回分から1回分までに変更し、取り漏れた起動費を当該年度の先々の取引において計上することを許容しない。**
  - ✓ 1回分の起動費は、**各応札ブロックに均等割で計上する。**
2. 起動費の精算範囲
  - ✓ 需給調整市場ガイドラインにおける起動供出札の機会費用は、「**起動費**」及び「**最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額**」であるため、これらの費用を**事後精算の対象範囲**とする。ただし、入札の結果、歯抜け約定が発生し、**歯抜け約定部分を最低出力で待機させるより、一度停止して、再度起動させる方が経済的であれば、停止・起動にかかる機会費用を対象とする。**
3. 起動費の精算タイミング
  - ✓ 余力活用契約の起動費精算に準じる（月単位での精算）。

- 少量約定時のペナルティリスクについては、第49回本小委員会（2024年7月30日）においてご説明したとおり、最小約定希望量以下となるような少量約定となった場合に、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（≒ペナルティリスク）が増加するというものである。
- 仮に、当該リスクが存在する状況で制度的措置として市場応札を求めた場合、持ち下げ供出等で少量供出を行うこととなった調整力提供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ため、制度的措置の導入前には何等か手当が必要と考えられる。
- この点、本リスクについては、第49回本小委員会でアセスメント許容範囲を緩和する方向性をお示し、調整力提供者目線で十分なアセスメント緩和の程度となっているか等の分析を踏まえ、引き続き検討を進めているところ。

アセスメントに関する課題（3 / 3）

20

- 一方、現行の需給調整市場においては、前述のようなペナルティリスク（ΔkW落札量が小さいことによりアセスメント不適合となるリスク）を回避するため、調整力提供者によって最小約定希望量を登録することを認めている。
- このため、リソースの制御性等の観点からアセスメント許容範囲が狭くなることを許容できない場合は、応札と併せて調整力提供者自身で最小約定希望量を登録のうえ、ペナルティリスクを回避することが基本と考えられるところ。
- これは言い換えると、最小約定希望量以下の応札ではペナルティリスクを回避することが困難であるとも言えるため、**現状のアセスメントが、最小約定希望量以下の応札の阻害要因になっている**（それによって、薄く広く持ち下げたうえで一次・二次①の供出がなされない）**といった課題**だと考えられるところ。



まとめ

29

- 需給調整市場における応札障壁の一つである「複数ユニットの持ち下げ供出リスク」について技術的検討を行った。
- 調整力提供者のご意見ならびに現行の需給調整市場の制度を踏まえると、現状のアセスメントが最小約定希望量以下の応札の阻害要因になっている（それによって、薄く広く持ち下げたうえで一次・二次①の供出がなされない）といった課題だと考えられるところ。
- 上記課題に対する対応の方向性として、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、以下のアセスメント緩和を実施することが一案と考えられるところ。
  - 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%以下のΔkWで落札」
  - アセスメント緩和方法
    - ✓ 定格のX%～10%以下※1で落札した場合：定格の10%を落札した場合と同等の許容範囲※2とする
    - ✓ 定格のX%以下※1で落札した場合：従来の許容範囲に、定格の10-X%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
- （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）
- なお、緩和対象および緩和方法（閾値X%の決定含む）については、調整力提供者目線で十分なアセスメント緩和の程度となっているかの分析や、安定供給への影響等の評価を踏まえて、引き続き検討を進めることとする。
- また、本課題については、システム改修に2年程度は必要であること、本質的にはアセスメント緩和と金銭的インセンティブの増加、両方の実現等によって初めて応札障壁が下がると考えられることも踏まえ、具体的なアセスメント緩和内容や運用開始時期等については、国および一般送配電事業者と連携の上、引き続き検討を進めることとする。

※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）」の合計落札量が定格の10%以下  
 ※2 上記「1」内の合計落札量が定格の10%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10-X%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

- 電源トラブル時のペナルティリスクについては、第99回制度設計専門会合において、追加起動に伴う応札障壁の一つとして旧一般電気事業者から頂いたご意見である。
- 現行の取引規程においては、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整理となっていることから、これが電源トラブル時のペナルティリスクと考えられるところ。
- 仮に、当該リスクが存在する状況で制度的措置として市場応札を求め、かつ全量落札した場合、代替電源の提供ができない調整力提供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ため、こちらに関しても、1.5倍のペナルティ強度が適正かどうか等について調査を進め、可能であれば本リスクの緩和について検討を進めることとしたい。

（参考）東京及び中部以外のエリアでの旧一般電気事業者の対応状況

D社

- 需給調整市場に備えて、週間取引への応札を行う前提でオペレーションを見直し、相対契約の最終通告変更期限は週間取引応札後であるが、一定の需要予測の振れを想定しつつ週間時点の余力については、週間取引に当然に応札している。週間取引への入札はツールの活用により対応。なお、余力活用契約よりも需給調整市場の方が必ずしも収益性が低いとは認識しておらず、現状では起動費の取り漏れの課題も大きくは生じていない。

E社

- 相対契約の最終通告変更期限は週間取引応札後であるが、週間時点の需要予測に振れのリスクがあることを前提に、週間取引には応札している。需給変動により前日時点で供給力に不足が生じた場合、スポット市場等で買い戻して対応することは許容する考え。揚水発電は、週間取引には応札しにくい、週間計画で運転の予見性が高い火力電源は極力需給調整市場へ入札し収入が得られる方がよいと考えている。

F社

- 相対契約の最終通告変更期限は週間取引応札後であるが、週間時点の計画で生じた余力は、基本的に週間取引に応札している。なお、前日断面での供給力の不足分は、スポット市場等で買い戻しを行う。他方、追加起動を前提とした応札は、起動費の取り漏れリスクや電源トラブル等のペナルティリスクを踏まえ、インセンティブは少ないと考えている。

2-10. ペナルティ d. 予見性の無い事故等の取扱い

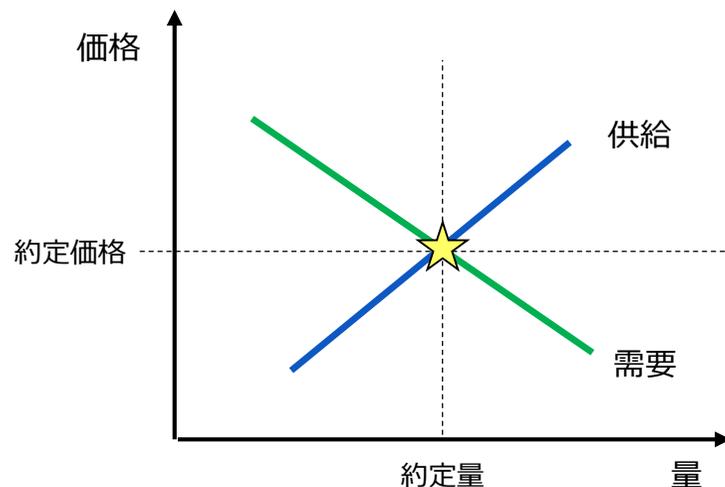
- 取引会員および属地TSOの双方に予見性が無い系統起因による出力抑制等が行われた場合で、かつ、取引会員から様式24（系統起因によるペナルティ緩和申出書）による申し出を受け付けた場合には、以下のすべてが認められる場合に限り、ペナルティ料金Ⅰの算定時におけるペナルティ倍率を1.0倍とし、第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第1項における処分および第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第2項(1)における不適合回数の積算の対象外といたします。
    - ・取引会員が実需給日に対応する入札受付開始時点の段階で、系統起因による出力抑制等が属地TSOからリソースへ通知されていない場合
    - ・属地TSOが当該不適合の原因が系統起因による出力抑制等と判定した場合
- ※アセスメントは単独発電機および各リスト・パターン単位で行いますが、出力抑制量の通知については、事業者単位で実施しているため、属地TSOは対象発電機の出力抑制量を把握できません。そのため、発電者に抑制情報をご確認願います。

【想定される事象とペナルティ倍率】

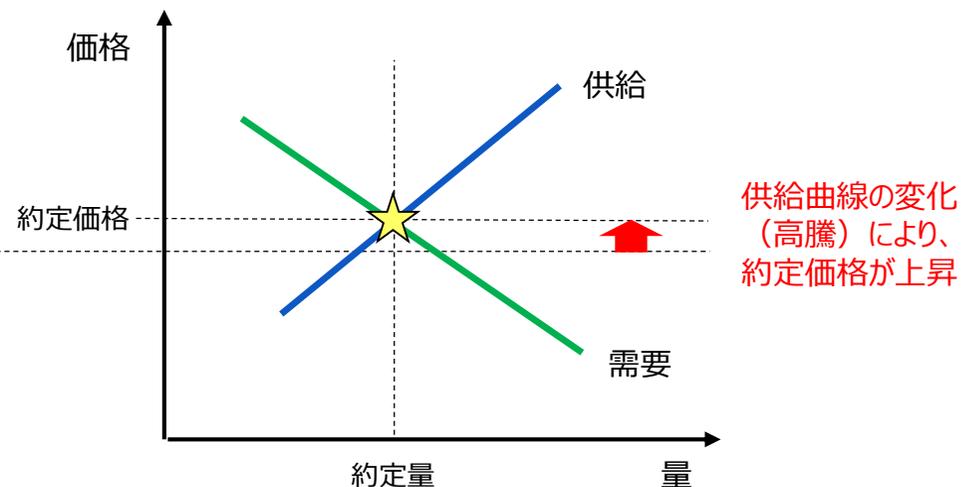
申出	想定事象	ペナルティ倍率		取引規程	提出様式
		ペナルティ料金Ⅰ	ペナルティ料金Ⅱ		
任意	過負荷保護リレーによる出力抑制	1.0倍	1.0倍	第40条	様式24
	系統起因による出力抑制等				
	給電指令による出力抑制				
任意	系統事故等による停電	1.5倍	1.0倍	第41条	様式25
	想定外の事故				
	システムトラブル その他				
	長時間ΔkWの供出が不可能となった場合				

- ここまでのリスクは全て調整力提供者目線でのリスクであった一方、小売電気事業者目線でのリスクとして、供給力確保が困難となるリスクも考えられる。
- 仮に、制度的措置として需給調整市場（週間取引）への応札を求めた場合、基本的には、スポット想定価格より限界費用が安価な電源が、週間商品に落札することが想定されるところ。
- 週間取引を経て、安価な電源が $\Delta kW$ として約定した後の前日のスポット市場においては、制度的措置の実施前と比較すると、高価な電源の応札となる蓋然性が高いとも考えられ、スポット市場において供給力確保を試みる小売電気事業者にとっては調達コスト増となり、非合理的な金銭的損失を与える可能性があると考えられるところ。
- 当該リスクについては、需給調整市場の週間取引（スポット市場前の $\Delta kW$ 取引）に起因するリスクであるため、2026年度の前日取引化（スポット市場後の $\Delta kW$ 取引）までは、リスクの全面解消は難しいと考えられる。

<制度的措置導入「前」のスポット市場価格（イメージ）>



<制度的措置導入「後」のスポット市場価格（イメージ）>



1. 制度的措置に関する基本的な考え方
2. 制度的措置に関する論点整理
  - 論点 1 : 制度的措置の対象
  - 論点 2 : 求める具体的行動
  - 論点 3 : 開始時期
3. まとめと今後の進め方

- これまでの論点1～2に関する検討結果を踏まえ、制度的措置の適切な開始時期を検討する。
- 仮に、至近年次で制度的措置を開始した場合に考慮すべき事項を論点毎にまとめた結果は下表のとおり。

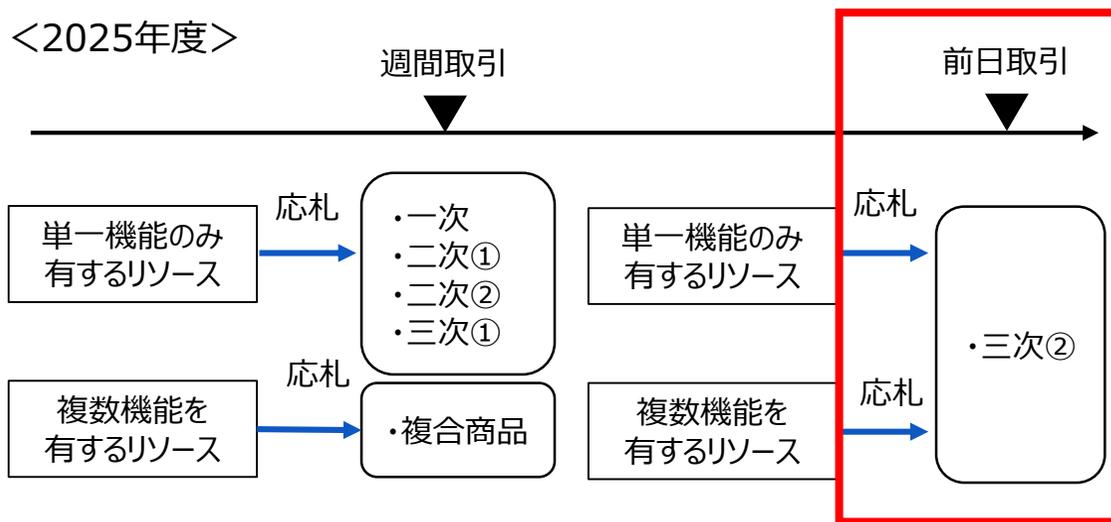
緑字…週間取引に制度的措置を適用する場合に考慮すべき事項

No.	論点	2025年度	2026年度（週間取引の前日取引化）	2027年度	2028年度～
1	制度的措置の対象	<ul style="list-style-type: none"> <li>対象事業者の整理が未整理（今後の論点）</li> <li>余力活用契約のみを締結しているリソースの取り扱いが未整理</li> <li>相対契約を有する電源が多く、制度的措置が機能しない可能性がある（週間商品）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>特になし（理由） 対象事業者ならびに余力活用 契約のみを締結しているリソースの取り扱いについて議論する時間的猶予は十分あるため。 また、前日取引化により、相対契約に起因する懸念は一定程度解消見込みであるため</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>
2	求める具体的行動	<ul style="list-style-type: none"> <li>起動費取り漏れリスク、電源トラブル時のペナルティリスクにより、事業者に非合理的な金銭的損失を与える可能性がある</li> <li>少量約定時のペナルティリスクにより、事業者に非合理的な金銭的損失を与える可能性がある（週間商品）</li> <li>小売の供給力確保が困難となるリスクにより、事業者に非合理的な金銭的損失を与える可能性がある（週間商品）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>特になし（理由） 起動費取り漏れリスク、電源トラブル時のペナルティリスク、少量約定時のペナルティリスクについて議論する時間的猶予が十分あるため。 また、前日取引化により、小売の供給力確保が困難となるリスクは解消見込みであるため。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>

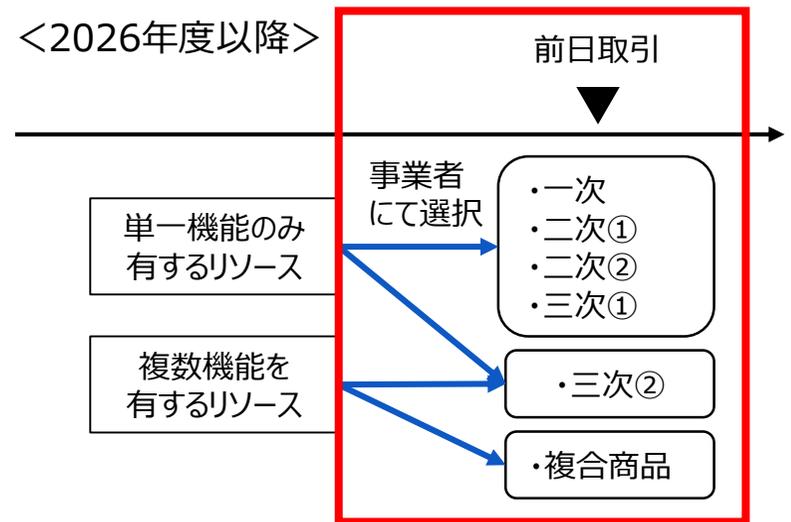
- これらを踏まえると、需給調整市場の週間取引（スポット市場前の $\Delta kW$ 取引）に対して、制度的措置を導入することは難しいとも考えられることから、もし仮に制度的措置を導入することとなった場合、2026年度の前日取引化（スポット市場後の $\Delta kW$ 取引）以降に全商品に導入することも考えられるところ。
- 他方、国の審議会の中で、仮に制度的措置を導入する方向性が定められた場合、今回の予備的検討を踏まえて、具体的議論が早急に進めば、前日商品（三次②）については、2025年度から制度的措置を導入できる可能性もあると考えられるか。ただし、当該対応に向けた各事業者におけるシステム対応等のリードタイムにも留意する必要。
  - 制度的措置の対象（論点1）に関する検討完了
  - 論点2に関する事業者リスク（うち起動費取り漏れリスク、電源トラブル時のペナルティリスク）の解消
  - ルールへの紐づけ（今後の論点）に関する検討完了
- 上記を踏まえ、実施要否および適切な開始時期については、引き続き国とも連携のうえ、検討することとしたい。

【開始時期のイメージ】

<2025年度>



<2026年度以降>



1. 制度的措置に関する基本的な考え方
2. 制度的措置に関する論点整理
  - 論点 1 : 制度的措置の対象
  - 論点 2 : 求める具体的行動
  - 論点 3 : 開始時期
3. まとめと今後の進め方

- 制度検討作業部会において、需給調整市場における応札不足対応策の一つとして示された制度的措置について基本的な考え方や、具体的な論点と対応の方向性について予備的検討を行った。（制度的措置の実施要否に係る検討ではない点に留意）
- 制度的措置の検討における基本的な考え方としては、以下2点。
  - 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、需給調整市場の活性化（調整力調達費用の低減）を果たすために、特定の事業者に対して、調整力 $\Delta$ kW市場への供出を求める措置
  - 社会コストが過大とならない範囲で最大限、事業者に配慮した設計とする
- 論点としては以下4点が考えられ、そのうち先行して論点1～3について予備的検討を行った。
  - 論点1：制度的措置の対象
  - 論点2：求める具体的行動
  - 論点3：開始時期
  - 今後の論点：ルールへの紐づけ
- 各論点を今後さらに深めていくにあたり、調査が必要な項目については、まずは事業者アンケートを通じた意見聴取などを行うこととしてはどうか。また、制度的措置に関する議論は、今回の予備的検討も踏まえつつ、適切に国とも連携しながら進めていくこととしたい。