第５１回需給調整市場検討小委員会・
第６７回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　資料３

# 2026年度の前日取引化に向けた課題整理について

２０２４年１０月２３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

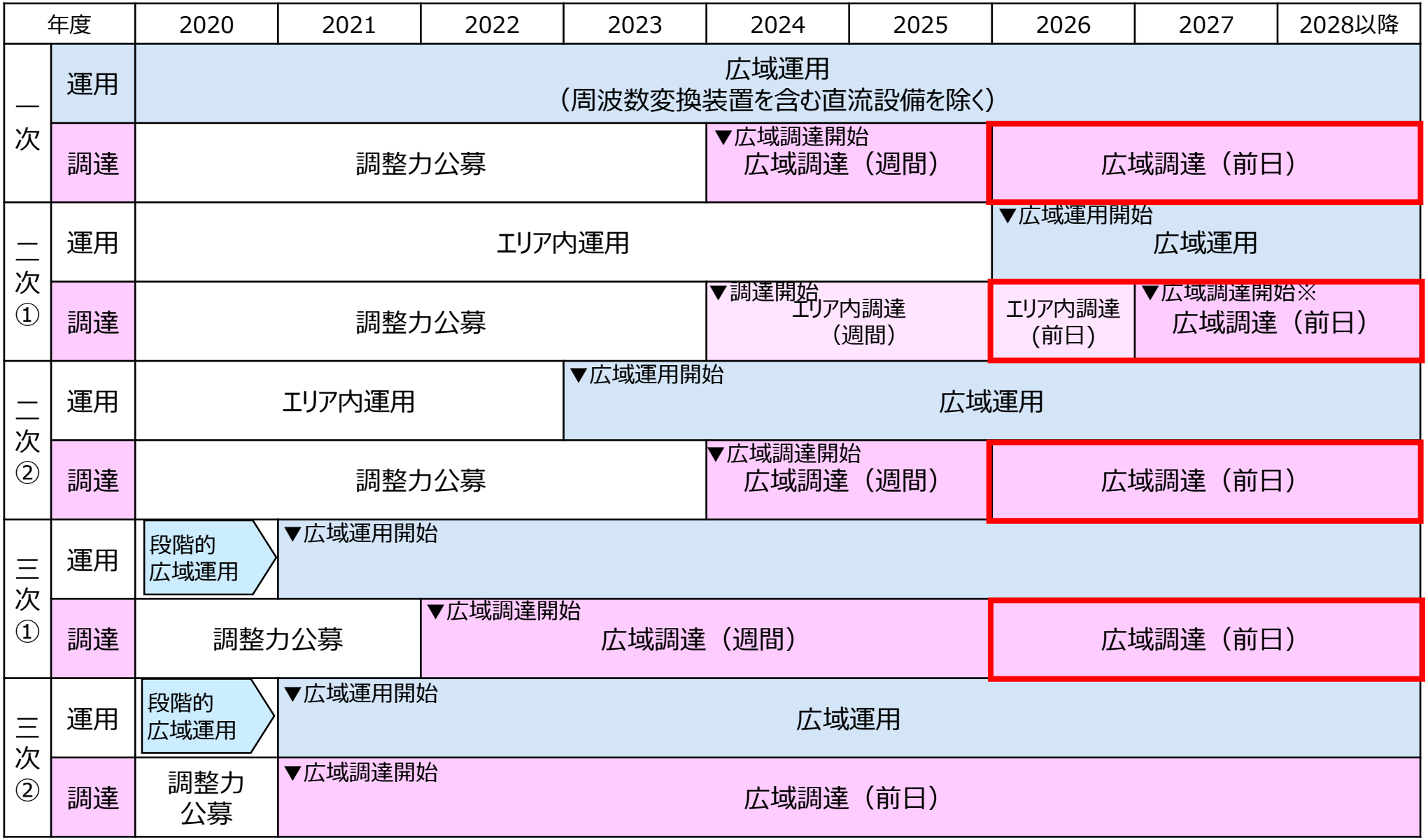
# はじめに



- 現在、週間断面で取引を実施している一次～三次①ならびに複合商品について、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から、2026年度より取引スケジュールを前日に変更する整理（以下、「前日取引化」という。）となっている。
- 今回、前日取引化に向け、詳細な諸課題について整理を行ったので、今後の進め方についてご議論いただきたい。

# （参考）需給調整市場の商品導入スケジュール






※一般送配電事業者による二次①の広域運用が実現可能となったうえで、2027年度からの広域調達を目指す

# 目次



1. 前日取引化に関する振り返り

2. 前日取引化における課題

3. まとめ

# 目次



1．前日取引化に関する振り返り

2．前日取引化における課題

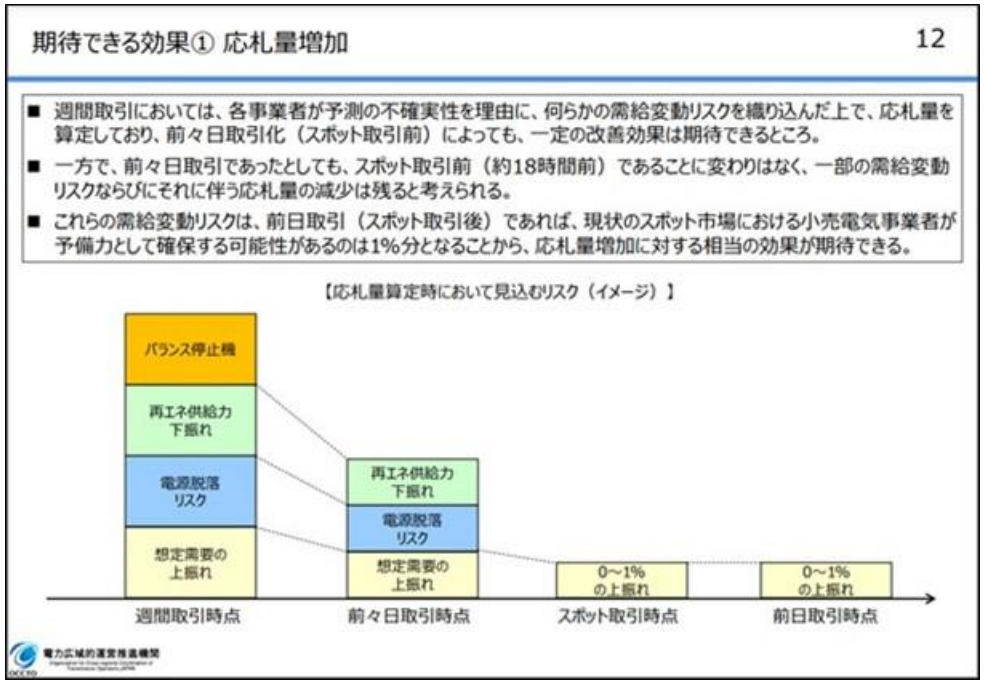
3．まとめ

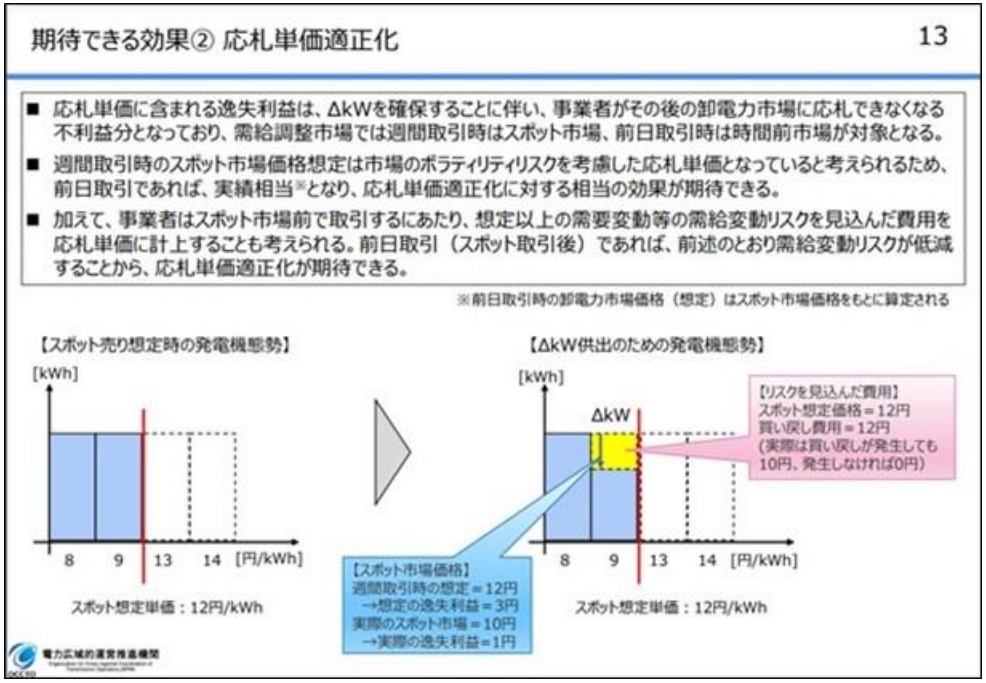
# 前日取引化に関する過去の議論状況について（１／３）



- 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）




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

# （参考）前日取引化により期待できる効果（連系線利用枠の拡大）

■ 前日取引を実施している三次②では、スポット市場約定結果をもとに連系線の利用拡大が可能と整理されており、一次～三次①商品が前日取引化された場合も同様となり、更なる広域調達の進展が期待できる。

## 期待できる効果③ 連系線利用枠拡大

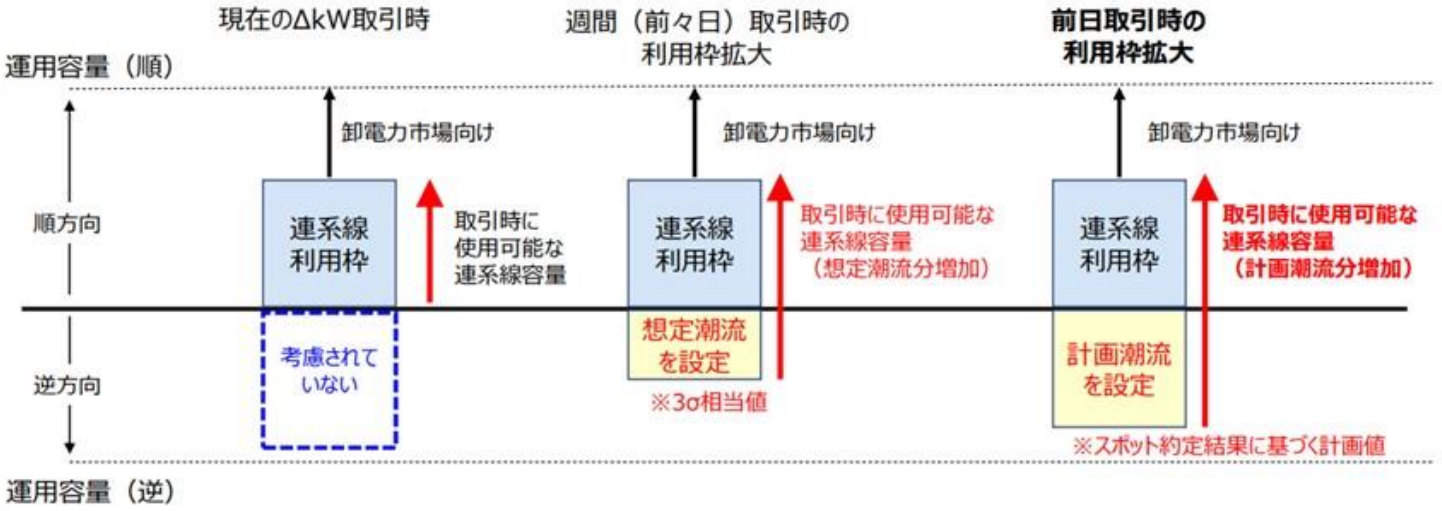
16

■ また、前回の本小委員会で提案した連系線利用枠拡大についても、週間取引時においては参照すべき計画潮流がないため、過去3ヵ年潮流実績（GC時の計画潮流）の3σ相当値を算出したうえで、全て同一方向となる連系線のみ※が対象となっており、これは前々日取引（スポット取引前）であっても変わらないと考えられる。

■ 一方、三次②を対象とした前日取引時は、スポット市場約定結果をもとに全連系線を対象に利用枠拡大が可能と整理しており、全ての商品が前日取引（スポット取引後）になると、一次～三次①についても、より一層の連系線利用枠拡大が図れ、それに伴う更なる広域調達の進展（応札不足解消・約定価格低減）が期待できる。

※東北-東京間（逆方向）、関西-中国間（順方向）、中国-九州間（順方向）

**【順方向の取引を想定した場合のイメージ】**






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

# （参考）連系線利用枠の拡大に対するシステム改修スケジュールについて

- 連系線利用枠の拡大に関しては、早期実現の観点から広域機関システムの改修により対応することとしており、2026年度を導入目標時期として引き続き深堀検討を行うとしていた。
- この点、現時点の状況としては、改修規模の増大や他のシステム改修案件との兼ね合いにより、2027年3月頃の予定となっている状況である。

## まとめ　41

<取引スケジュールの変更>
- ✓ 2026年度に前日取引化を実現することを目指し、引き続き詳細な状況の把握を行うとともに、国と連携して検討を行っていくこととしたい
- ✓ 一般送配電事業者においても、前日化を実現する上での実務的な検討を引き続き行っていくこととしたい

<応札不足に関する全体スケジュール>
- ✓ 複合約定に影響ある項目について、早期実現の観点から「連系線利用枠拡大」については広域機関システム側、これ以外をMMS側で実施することで、項目全て最短2026年度から実施可能とすることも考えられるため、その実現可否については、引き続き深掘り検討（上記も踏まえた、全体スケジュールについては下表のとおり）

| 応札不足対応 | | | 導入目標時期 |
|---|---|---|---|
| 市場競争環境の改善 | 取引スケジュール変更 | | 2026年度※1 |
| | 連系線利用枠拡大 | | ~~2026年度~~ → **2027年3月頃の予定** |
| | 商品要件緩和 | アセスメント・ペナルティの見直し | 2024年度※2 |
| | | 最低入札量見直し | 2024年度 |
| | | 三次②応動時間見直し | 2025年度 |
| | | ネガポジ単体リソースの参入 | 2023年度※3 |
| | | 機器個別・低圧アグリ | 2026年度※4 |
| 調整力の効率的な調達 | 複合約定ロジック※5 | | 2024年度 |
| | 調整力必要量の在り方 | | 2023年度期中 |
| | ブロック時間30分化（三次②） | | 2025年度 |
| | ブロック時間30分化（一次～三次①） | | 2026年度 |

※1 ヒアリング等により、詳細な状況把握を行い、国と連携し引き続き検討　※2 取引規程等の改定後に実施　※3 出力変化量指令は2024年度から
※4 高圧機器点・低圧受電点のみ、また、今後の詳細な業務フロー設計等を踏まえ、必要なシステム改修期間が2年より長くなる可能性もある。※5 一次～二次②市場システム含む

斜字　広域システム側での対応等、引き続き深堀り検討を行う

出所）第37回需給調整市場検討小委員会（2023年3月28日）資料2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/2022_jukyuchousei_35_haifu.html

# （参考）調整力提供者へのヒアリング結果

■ 調整力提供者へのヒアリングにおいて、「需給変動リスクの低減」と「応札価格の適正化（価格算定への影響）」の観点については、週間、前々日取引よりも前日取引の方がより効果的であるとのご回答をいただいた。

## Ⅰ．応札量算定における需給変動リスク等の計上について（２／２） 18

- 次に前々日と前日を比較した場合、大半の調整力提供者は前日の方がリスク低減効果が大きいとの回答であった。
- 特に、変動要素が比較的大きい、需要や再エネ供給力は、実需給に近いほど精度が高くなる（変動リスクが小さくなる）ことから、そのリスク低減効果も大きくなる。また、上述のとおり、需要や再エネ供給力の変動リスクが小さくなることに伴って、予備力に対してもリスク低減効果がある。
- こうした点を踏まえると、需給変動リスクの低減については、前日取引の方が効果は高いと考えられるのではないか。

【前々日と前日を比較した場合のリスク低減効果】

| 項目 | 前々日、前日とも同じ | 前日の方がリスク低減効果が大きい |
|---|---|---|
| 需要想定 | 1社 | 8社 |
| 再エネ以外供給力 | 2社 | 6社 |
| 再エネ供給力 | 0社 | 8社 |
| 予備力 | 0社 | 8社 |

※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。

## Ⅱ．価格算定への影響について 19

- 価格算定における考え方に関しては、週間から前々日に取引変更した場合、全ての調整力提供者が週間と同様、または至近実績から想定との回答であった。これは、前々日であっても週間同様、価格指標となる卸電力市場約定結果がないためと考えられる。他方で、至近実績については週間取引時点より取引対象日に近づいていることから、確度は高いものになっているとも考えられ、価格適正化にはある程度寄与するとも考えられる。
- 他方で、週間から前日に取引変更した場合、殆どの調整力提供者がスポット市場実績または時間前市場想定を参照するといった回答であり、こうした調整力提供者は価格の適正化が期待できる（一部の調整力提供者は、週間と同様といった回答であり、これは水力を対象に未回収固定費のみを計上していることから、取引スケジュールの変更に影響しないものであった）。
- こういったことから、価格算定の適正化については、前日取引の方が効果が高いと考えられるのではないか。

【週間から前々日に変更した場合の価格算定】

| 考え方 | 調整力提供者 |
|---|---|
| 週間と同様 | 5社 |
| 至近実績から想定 | 7社 |
| SP実績参照 | 0社 |
| 時間前想定参照 | 0社 |

【週間から前日に変更した場合の価格算定】

| 考え方 | 調整力提供者 |
|---|---|
| 週間と同様 | 2社 |
| 至近実績から想定 | 2社 |
| SP実績参照 | 5社 |
| 時間前想定参照 | 3社 |

・回答結果から4種類にカテゴライズしているものの、上2つ（黄）と下2つ（青）は実質的に同じ回答と考えられる。

※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。



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（２／３）



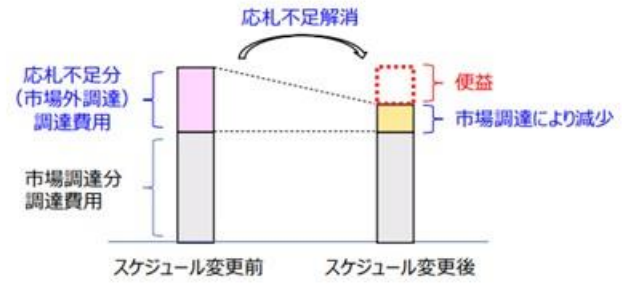
- また、前日取引化へのスケジュール変更を行うにあたっては、将来的には同時市場への移行も考えられる中、本当に前日取引化を実施することが効率的なのかといったご意見もあり、費用対便益の試算を行った結果、前日取引化により応札不足が解消（広域調達が進展）した場合の便益は、90～100億円／年と試算された。
- つまり、2年あれば前日取引化のシステム改修費用を上回り、前日取引の実施期間は少なくとも2.5年以上ある等、2026年度に前日取引化の実現を目指す方向性は合理的（社会全体として有益な取組み）であると判断された。

## 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はない（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ヵ年あれば費用（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】

| 調達費用見通し※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通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



出所）第39回需給調整市場検討小委員会（2023年6月1日）資料2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2023/2023_jukyuchousei_39_haifu.html

# （参考）前日取引化による便益の算出

■ 前日取引化により、応札不足が解消された（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／年程度発生すると試算された。

## （参考）便益の算出

29

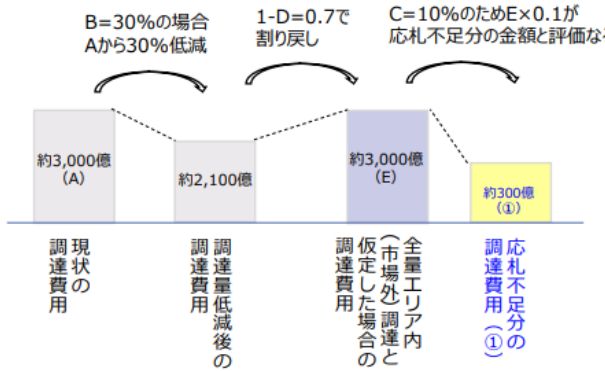
■ 取引スケジュールの変更（前日取引化）により、応札不足分が解消された（市場調達された）場合、広域調達の進展が図られると考えられることから、便益としては**90～100億円／年程度**発生すると想定される。

（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）

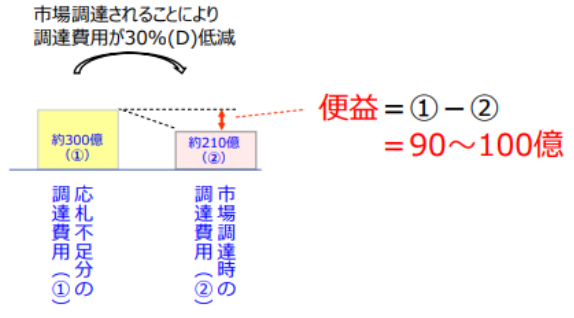
【算出方法】
**1年あたりの便益 ＝ ① － ②**

| A：調達費用見通し※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通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

出所）第39回需給調整市場検討小委員会（2023年6月1日）資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2023/2023_jukyuchousei_39_haifu.html

# 前日取引化に関する過去の議論状況について（３／３）



■ 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年度を目途とする前日取引の本格開始に向けた移行期間と位置付けることとしてはどうか。
- 具体的には、両年度においては、週間取引をメインとしつつ、これまでの議論を踏まえ、対応可能な範囲で一部前日取引を開始することとし、さらに、効率的な調整力の確保に向けた課題の洗い出しと、必要な対応策の検討を進めることとしてはどうか。
- その際、週間取引については、募集量に比べ応募量が少ないことにより徒に価格が高騰することを回避するため、例えば、対応策として、一定の上限価格の設定や、発電事業者等の応札促進など、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ため、前日取引において必要な調整力を確保できなかった場合の追加調達の在り方について、余力活用契約の在り方も踏まえ、検討を深めることとしてはどうか。
- なお、検討に際しては、安定供給を大前提として、コストが最適化されるかという視点に加え、調整力を提供する事業者に対して適切なインセンティブが付与されるよう留意するとともに、卸電力市場をはじめとする他市場に与える影響について目を配る必要がある。

38

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
ttps://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/063_06_00.pdf

# （参考）その他課題の議論状況

- 「システム面」・「振り分け入札」については、システム改修要件の早期提示や一定の割り切り等の条件はあるものの、2026年度からの対応は可能との検討結果が示された。
- また、「業務面」については、応札開始時間を30分程度前倒しすることで、調整力提供者が他作業（BG計画策定など）と同時並行で行える（工夫する余地が生まれる）ようにした。

まとめ 44

<ヒアリング結果>
- ✓「システム面」・「振り分け入札」については、システム改修要件の早期提示や一定の割り切り等の条件はあるものの、2026年度からの対応は可能との結果となった
- ✓「業務面」については必ずしも対応可能とは言い切れず、締切時間の後ろ倒しについての検討要望もあったため、これについての検討を行った
- ✓なお、調整力提供者のシステム改修費用の回収（転嫁）方法については、国と連携して検討を行っていきたい

<前日14時の応札締切時間の後ろ倒し>
- ✓前日には需給調整市場以外にも様々な業務が存在し、緊急時（下げ代不足、需給ひっ迫）業務が多い
- ✓前日14時の応札締切時間の後ろ倒しを行う場合、需給調整市場約定後の関連業務含め後ろ倒しするか等、いくつかのケースについての検討が必要と考えられるため、これらについて国とともに検討を行ったうえで、応札締切時間の後ろ倒しを行うことが可能か否かについて、別途お示しすることとしたい

<同時市場との関係について>
- ✓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、思いのほか近い可能性はあるものの、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

<複数時間指定（ブロック）入札の導入>
- ✓社会全体としての有益性が少なく、また同時市場が導入された場合には、活用時期は相当程度短くなると想定されることから、ブロック入札の導入については、基本的には見送る方向としてはどうか

■ 上記を踏まえ、引き続き、2026年度に前日取引化を実現することを目指し、国と連携の上、検討を行っていく。

まとめ 44

■ 調整力提供者が応札量算定に要する時間をどの様に確保するかについて検討を行った。

<ケース①について>
- ✓ オンライン制御の拡大やオンライン代理制御といった取り組みを進めたとしても、本施策の導入時点での大幅な業務量の低減は見込めないことから、実施は困難であると考えられる

<ケース②について>
- ✓ ルール面からは実施可能であるが、安定供給に支障をきたす可能性も否定できず、また必要となる対応（契約再締結等）が膨大であることを踏まえると、現実的な取り組みではないと考えられる

<ケース③について>
- ✓ 一般送配電事業者における現行の業務フローの見直しにより30分程度の前倒しが可能となる見込みであり、これによって調整力提供者が他作業と同時並行で行う等の対応も可能となる（調整力提供者が工夫する余地が生まれる）ことから、応札量算定に要する時間の短縮に寄与することが期待される

<今後の進め方>
- ✓ 一般送配電事業者および調整力提供者ともに現行の業務フローからの工夫（見直し）が必要となるものの、ケース③を主軸とし、2026年度からの前日取引化について国とともに検討を進める

出所）第39回需給調整市場検討小委員会（2023年6月1日）資料2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2023/2023_jukyuchousei_39_haifu.html

出所）第41回需給調整市場検討小委員会（2023年8月17日）資料4をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2023/2023_jukyuchousei_41_haifu.html

# 目次



1. 前日取引化に関する振り返り

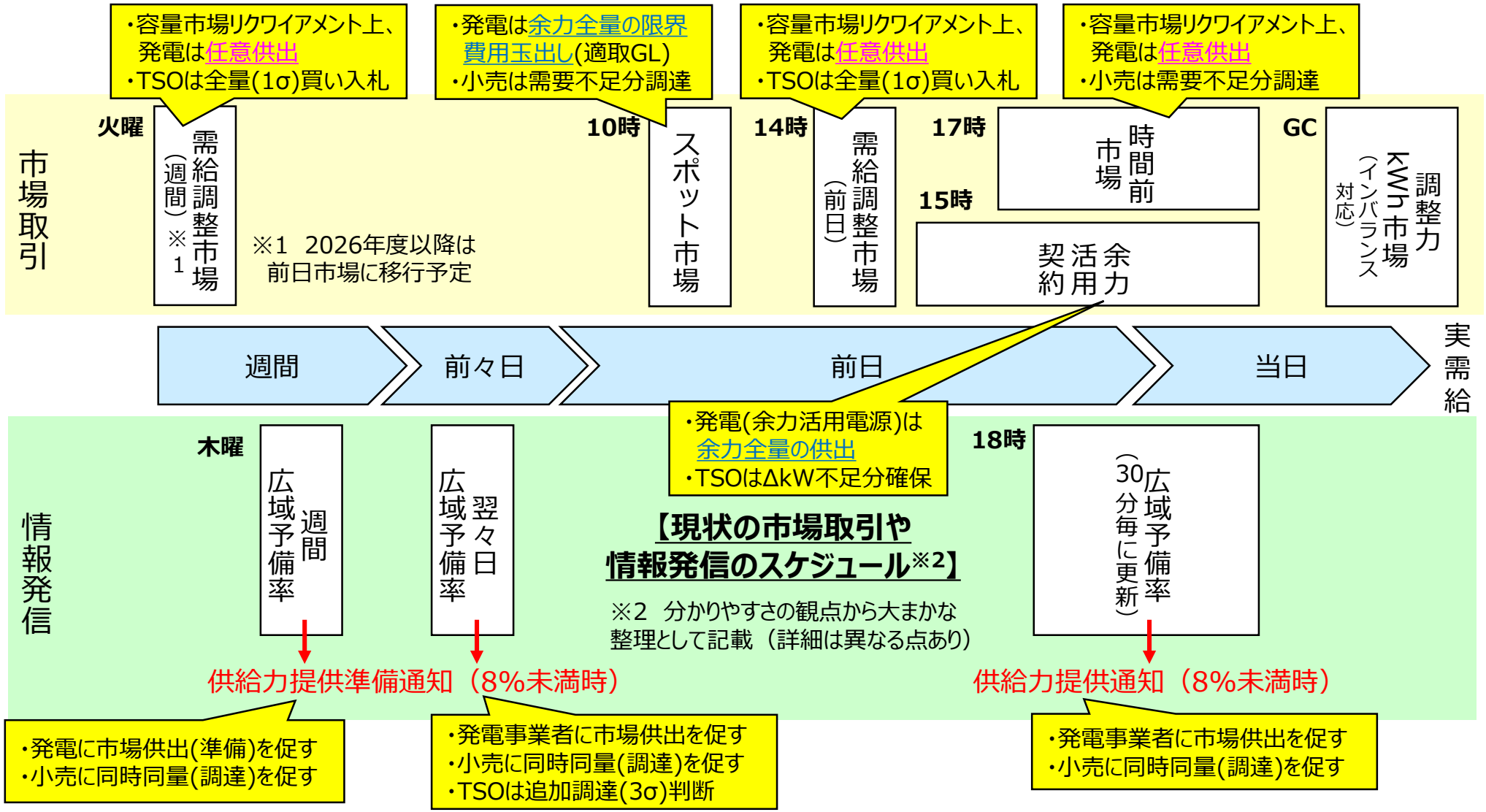
2. 前日取引化における課題

3. まとめ

# 前日取引化における課題の全体像（１／２）



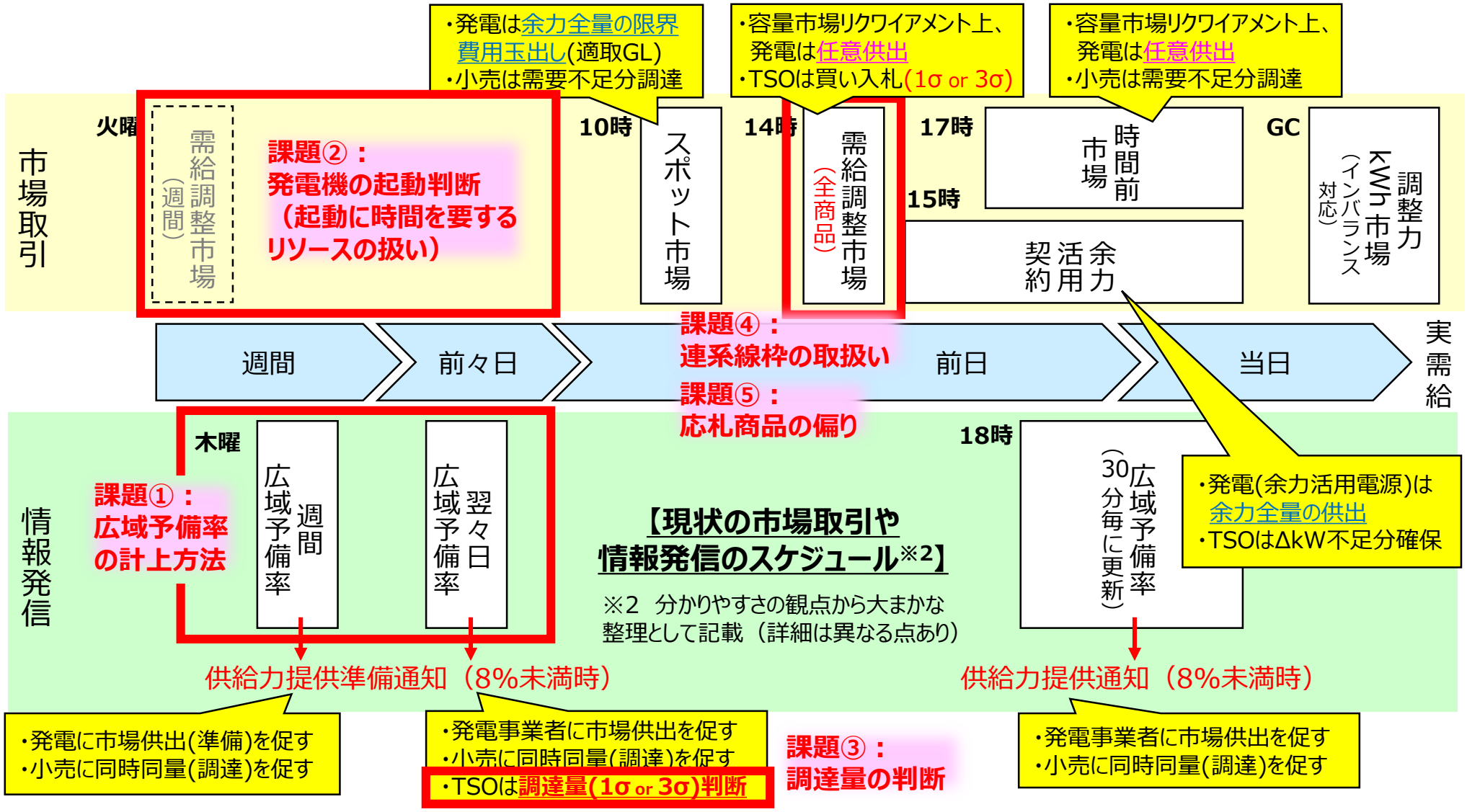
■ 週間から実需給の断面において、他市場も含めた市場取引や各市場の売り手・買い手の行動を促す情報発信との関係性について、現状では以下の通りとなっており、前日取引化により何が課題となるか洗い出しを行った。



# 前日取引化における課題の全体像（２／２）



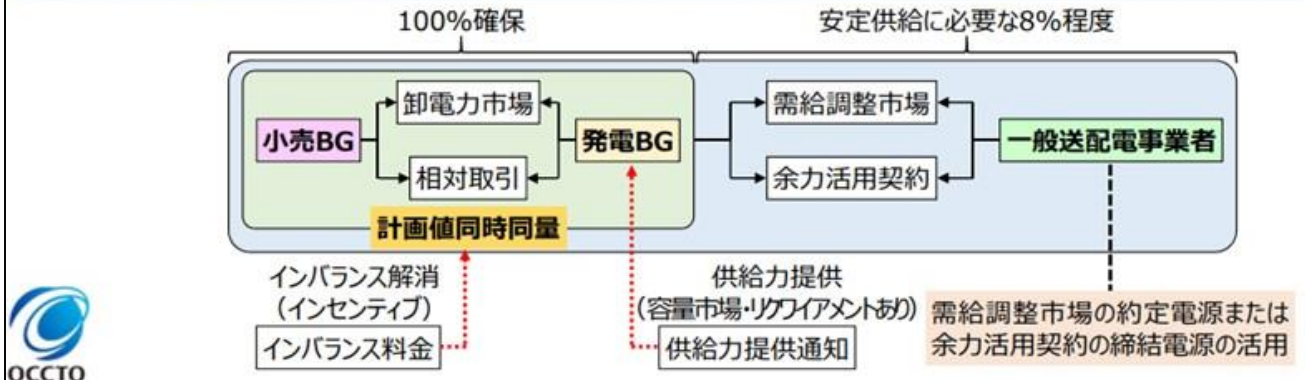
■ 前日取引化に伴い発生しうる（現状との変化によって影響を受ける）課題について下図の赤枠部分で明示した。
（詳細は次頁以降で説明）



■ 現状の需給運用の仕組みとしては、広域予備率をシグナルとして、小売・発電・TSOの各事業者の行動により安定供給を確保するといったものである。

## 2024年度の需給運用の制度設計時の考え方（各事業者による安定供給の確保） 16

- 2024年度以降は、広域予備率をシグナルとした小売・発電・一般送配電の各事業者の行動により安定供給を確保する仕組みである。
- 具体的には、小売事業者は自らの想定需要に応じて卸電力市場等により必要な供給力を確保し、一般送配電事業者は需給調整市場等により必要な調整力を確保する。発電事業者は両者に対する販売量や市場の取引量に応じて供給力または調整力を供出し、全体で安定供給を確保する仕組みである。
- 実需給断面では、一般送配電事業者はバランシンググループ（BG）のインバランス量の把握等により、**需給調整市場や余力活用契約により確保した電源を適切なタイミングで活用**し、安定供給を維持する。
- 需給状況の悪化（広域予備率が低下）が想定される場合には、広域機関の通知により容量提供事業者（主に発電事業者）に供給力の提供を促すことで、容量提供事業者はリクワイアメントに応じて供給力を提供する。
- 小売BGは、自らの需要計画に応じた供給力を調達しない、または需要計画が実際の需要より小さい状態でゲートクローズすると、**インバランス料金制度により不足インバランス量に応じて精算する**ことになる。この回避のため**発電BGから供給力を調達し、小売BG内インバランスの解消を図っている**。




出所）第100回調整力及び需給バランス等に関する委員会（2024年9月3日）資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_100_02.pdf

# （参考）供給力提供（準備）通知の概要

今回の整理事項
周知名称

18

- 本対応の目的は、広域予備率の改善であり、容量確保契約の契約事業者に向けた周知である。
- また、需給計画は、週間～翌日・当日計画に向けて精緻化されていくこととなり、それも踏まえ容量提供のアセスメント対象は翌日計画以降の48点化したデータにおいて広域予備率8%未満となったコマを対象としている。
- このような観点を踏まえ、周知名称は以下のとおりとしたい。
  - 週間～翌日計画公表前に、広域予備率8%未満となった場合を、『**広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知**』
  - 翌日計画公表以降に、広域予備率8%未満となった場合は、『**広域予備率低下に伴う供給力提供通知**』

| 周知名称 | 判定時期・予備率 | 目 的 |
|---|---|---|
| **広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知** | 【判定時期】<br>・週間～翌日計画公表前<br>【広域予備率】<br>・予備率で8%未満 | ・バランス停止機の起動(準備)を促すこと<br>・揚水発電機において上池へのポンプアップを促すこと<br>・小売電気事業者との契約による電気の供給、若しくは、卸電力市場・需給調整市場への応札を促すこと |
| **広域予備率低下に伴う供給力提供通知** | 【判定時期】<br>・翌日計画公表以降<br>【広域予備率】<br>・予備率が8%未満 | ・容量市場におけるリクワイアメントが「平常時」から「需給ひっ迫のおそれがあるとき」に切り替わったことを周知すること<br>・稼働可能な計画となっている電源等について、バランス停止機においては起動(準備)、揚水発電機においては上池へのポンプアップを行うことで、小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、卸電力市場・需給調整市場に応札すること |

出所）第87回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年6月28日開催）資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_87_01.pdf

# 前日取引化における課題一覧



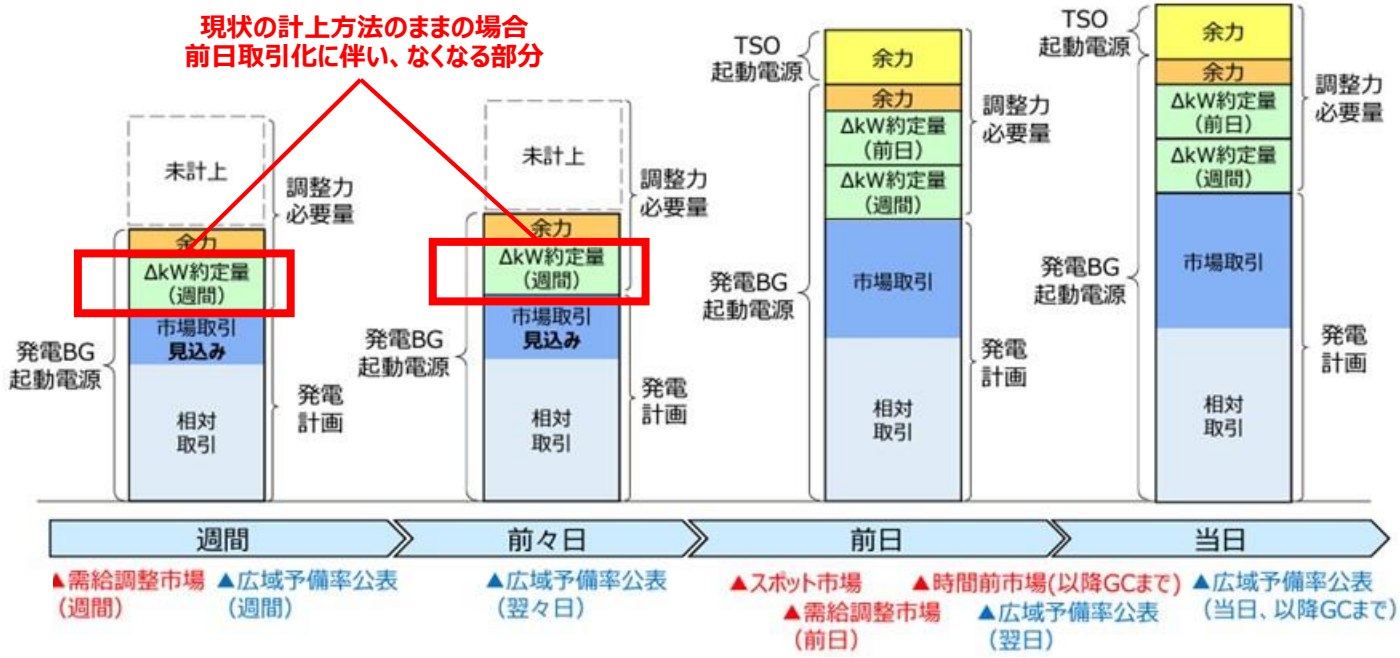
■ 2026年度の前日取引化により発生し得る課題をまとめると下表のとおり。

| No | 課題 | 概要 |
|---|---|---|
| ① | 広域予備率の計上方法 | ・現状の週間（前々日）断面の広域予備率は、週間断面（前々日）で確保した調整力をもとに算定されているため、一次～三次①が週間から前日取引となると、この分の供給力が計上されず、現状どおりだと予備率が低く算定されるといった課題 |
| ② | 発電機の起動判断<br>（前日市場以降では起動が間に合わないリソースの取扱い） | ・前日取引はスポット取引後であり、三次②同様と考えると、前日14時～15時の間に約定処理が行われることになる。ここから起動指令を発出した場合、当日0時（ブロック1）まで9時間しかなく、起動が間に合わないリソースが一定数存在するといった課題 |
| ③ | 調達量の判断<br>（現：追加調達の判断） | ・現行の複合商品（＋二次②・三次①）の追加調達は、追加調達の判断時点（前日12時前）での最新の広域予備率（現状、翌々日計画時の広域予備率）が12%を下回っているかどうかで要否判断しており、課題①により、この断面での予備率が低く算定されてしまうのであれば、適切な追加調達判断（※）が困難になるといった課題<br>（※）週間取引がなくなるため、追加調達判断から調達量判断といった建付けに変化 |
| 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ことに伴い、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、連系線空容量の運用方法を定めておく必要があるといった課題<br>・現行の連系線容量αβの考え方も踏まえて整理が必要か<br>※現行は、週間断面で現週間商品である一次～三次①向けに確保する量をβ値が決めており、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値が決めている。<br>（例）β100%⇒すべてスポット・時間前市場用、　β0%⇒すべて週間商品用<br>α100%⇒すべて時間前市場用、　α0%⇒すべて前日商品用 |
| ⑤ | 応札商品の偏り | ・課題④と同様、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①】広域予備率の計上方法について（１／２）



- 現状の広域予備率算定においては、供給力に「ΔkW約定量（確定）」を計上しているため、前日取引化に伴い、週間及び前々日断面ではΔkW計上分がなくなり、それらの断面での広域予備率は今より低く算定されることになる。
- この点、そもそも現状の広域予備率の計上方法（時間軸やその時々で活用している諸元）を深掘りすると、「発電計画（kWhバランス）」の中にも「相対取引分」「卸市場取引分」、「ΔkW調達量」の中にも「週間商品（一次～三次①・複合）」「前日商品（三次②）」が存在しており、週間断面および前々日断面で確定しているのは「相対取引分」「ΔkW週間商品」のみとなる。
- 一方で、「発電計画（kWhバランス）」については、発電事業者にて「相対取引分（確定）」だけでなく「卸市場取引分（未確定）」を想定の上で計上しており（小売計画等は用いておらず）、「ΔkW調達量」については「週間商品の約定分（確定）」のみ計上（週間未達分ならびに前日商品は未計上）という不整合な状態になっている。




出所）第101回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年9月30日）資料1より抜粋・一部追記
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_101_01.pdf

■ 調整力等委においても、現状の考え方が週間・翌々日の予備率低下の構造的要因の一つとされているところ。

## 課題①：予備率算定の考え方 20

■ 広域予備率の算定に用いる供給力の考え方を振りかえると、下表のように細分化される。
■ 週間・翌々日断面では、発電計画（kWh）は開場前の市場取引分は想定量を計上、ΔkWについては取引済の量を計上している（未達分や取引前の量を計上しない）という点で違いがあり、調整力の取扱いは週間・翌々日計画での予備率低下の構造的な要因の一つでもあると考えられるか。
■ 他方、前日・当日計画では、発電計画（kWh）は取引済みの量を計上、またΔkWは余力活用含めて確保済みの量を計上しているため、両者は整合的でありかつ調整力不足の影響が生じにくい構造である※。

※ 一部エリアでは調整力を確保しきれていないことがあり、予備率低下に影響している

| 断面 | 粒度 | 発電計画 | | | ΔkW | | 余力 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 相対取引 | スポット取引 | 時間前取引 | 週間商品 | 前日商品 | |
| 週間（木曜日） | 2点 | 実取引量 | 想定取引量 | | 実調達量（一次～三次①） | － | 起動済み電源の余力（BG起動） |
| 翌々日 | 2点 | 実取引量 | 想定取引量 | | 実調達量（一次～三次①） | － | 起動済み電源の余力（BG起動） |
| 翌日 | 48点 | 実取引量 | 実取引量 | （余力で計上） | 実調達量（一次～三次①） | 実調達量（三次②） | 起動済み電源の余力（TSO起動含む） |
| 当日 | 48点 | 実取引量 | 実取引量 | 実取引量 | 実調達量（一次～三次①） | 実調達量（三次②） | 起動済み電源の余力（TSO起動含む） |

取引見込みを含めて供給力計上
取引済のみ供給力計上（未達分および取引前を計上しない）
余力を含めて調整力確保した状態

出所）第101回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年9月30日）資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_101_01.pdf

# 【課題①】広域予備率の計上方法について（２／２）

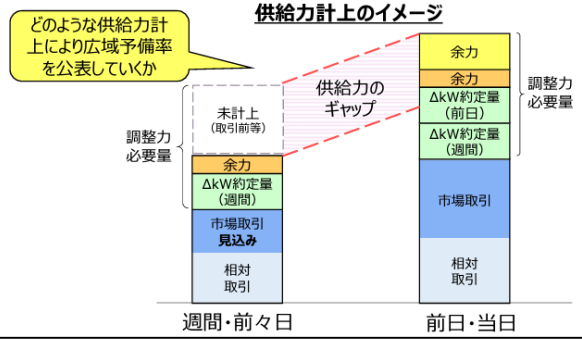


- 前述の内容を踏まえると、前日取引化によって「週間商品の約定分」が未確定になる（だから計上できない）という論点に特化するのではなく、そもそも発電計画（kWhバランス）は未確定分を想定して計上しており、ΔkW調達量についてはそれが成されていないという構造から紐解いて検討していく必要があると考えられる。
- この点、現状においても、前年度に比べて週間断面での広域予備率が低い傾向があり、「広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知」の発出頻度が増加している問題に関して、調整力等委にて予備率の在り方の議論がなされている。
- したがって、本課題に関しては、調整力等委での広域予備率の在り方の議論と連携しながら整理していきたい。

**課題①**：予備率算定の考え方　22

- 算定方法の考え方と需給調整市場での調達不足の影響によって週間・翌々日計画と翌日・当日計画の広域予備率に乖離が生じている（例えば週間の広域予備率が3%程度であるが当日の広域予備率が8%以上）。
- この点は一般の需要家にはどのような需給状況にあるのか（節電の必要性があるのか）が分かりにくいという課題も生じさせている。
- 広域予備率に基づいて発電事業者・小売事業者・一般送配電事業者がそれぞれの対応を進めるということを意図していた面はあるものの、冬季に向けては、現状の一般送配電事業者の調整力確保の仕組みを踏まえつつ、週間・翌々日計画と翌日・当日計画が乖離することによる分かりずらさを解消する対応策を短期対策として整理する。
- さらに今後の制度変更（需給調整市場の取引スケジュール変更等）を踏まえた恒久的な対応としての中長期対策についても検討を進めていく。

**供給力計上のイメージ**




検討のスケジュール　43

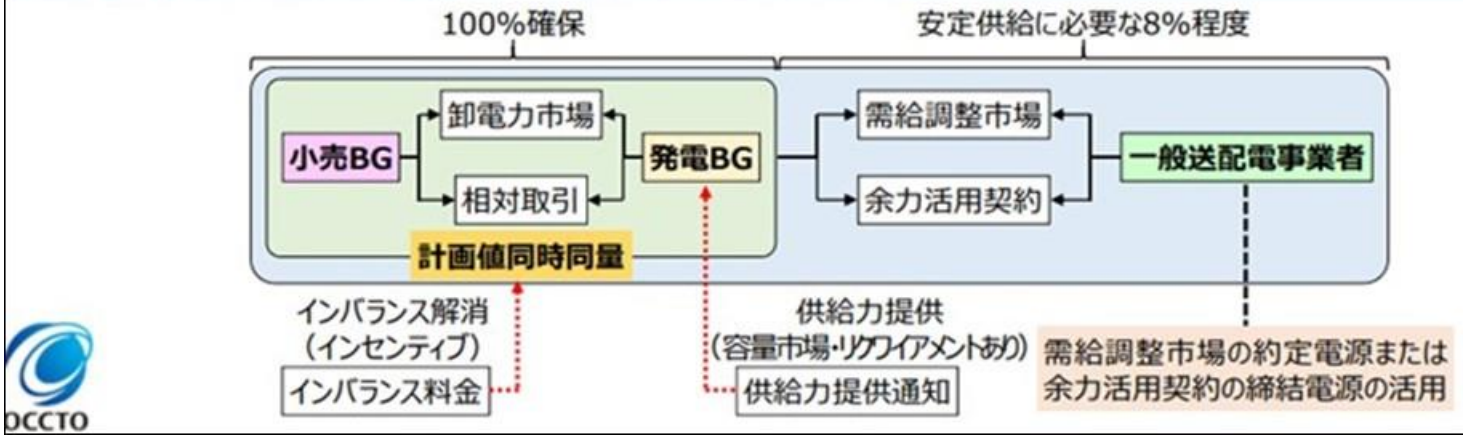
- 課題①・②・④については冬季に向けて対応が必要と考えられ、暫定的な短期対策を早期に整理していく。
- 短期対策・恒久対策ともに国等と連携しながら検討を進めていく。

| | 2024年度 | | | 2025年度以降 |
|---|---|---|---|---|
| | 第2四半期 | 第3四半期 | 第4四半期 | |
| 課題①<br>予備率算定の考え方 | 9/30 ● 冬季に向けた短期対策 | 10/23 ● 11/26 ● | 冬季実績を踏まえた中長期的な恒久対策 | |
| 課題②<br>揚水発電の余力活用 | 9/30 ● 冬季に向けた短期対策 | 10/23 ● 11/26 ● | 冬季実績を踏まえた中長期的な恒久対策 | |
| 課題③<br>市場シグナルの実効性 | 9/30 ● | | 冬季実績を踏まえた中長期的な恒久対策 | |
| 課題④<br>追加供給力対策の実施順位 | 9/30 ● 冬季に向けた短期対策 | 10/23 ● 11/26 ● | 冬季実績を踏まえた中長期的な恒久対策 | |

出所）第101回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年9月30日）資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_101_01.pdf

## 2024年度の需給運用の制度設計時の考え方（各事業者による安定供給の確保） 16

- 2024年度以降は、広域予備率をシグナルとした小売・発電・一般送配電の各事業者の行動により安定供給を確保する仕組みである。
- 具体的には、小売事業者は自らの想定需要に応じて卸電力市場等により必要な供給力を確保し、一般送配電事業者は需給調整市場等により必要な調整力を確保する。発電事業者は両者に対する販売量や市場の取引量に応じて供給力または調整力を供出し、全体で安定供給を確保する仕組みである。
- 実需給断面では、一般送配電事業者はバランシンググループ（BG）のインバランス量の把握等により、**需給調整市場や余力活用契約により確保した電源を適切なタイミングで活用**し、安定供給を維持する。
- 需給状況の悪化（広域予備率が低下）が想定される場合には、広域機関の通知により容量提供事業者（主に発電事業者）に供給力の提供を促すことで、容量提供事業者はリクワイアメントに応じて供給力を提供する。
- 小売BGは、自らの需要計画に応じた供給力を調達しない、または需要計画が実際の需要より小さい状態でゲートクローズすると、**インバランス料金制度により不足インバランス量に応じて精算する**ことになる。この回避のため**発電BGから供給力を調達し、小売BG内インバランスの解消を図っている**。




出所）第100回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年9月3日）資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_100_02.pdf

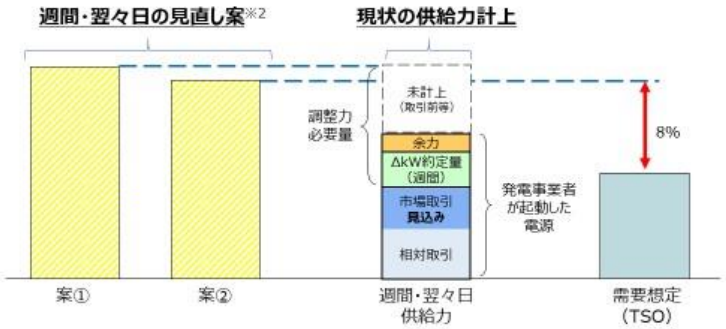
# （参考）調整力等委での議論状況（広域予備率のΔkW計上）

■ 至近の調整力等委においては、今冬に向けた暫定対策として、週間断面（および前々日断面）の広域予備率に計上するΔkW必要量を週間・前日商品ともに見込み量で計上する案が提案されているところ。

## 今冬に向けた暫定対応の方向性について　41

■ 週間・翌々日の広域予備率の見直しの方向性として、以下の二つの対応案※1が考えられる。
　案①：一般送配電事業者が翌日・当日の調整力必要量相当を供給力に計上する
　案②：一般送配電事業者が予備率8%相当の供給力を計上する（2023年度以前に相当）
■ これらの二つの案について、前述の追加供給力対策の考え方や容量市場との関係性も踏まえ、検討を行った。
■ また、案①については、具体的に計上する量のイメージについても整理した。

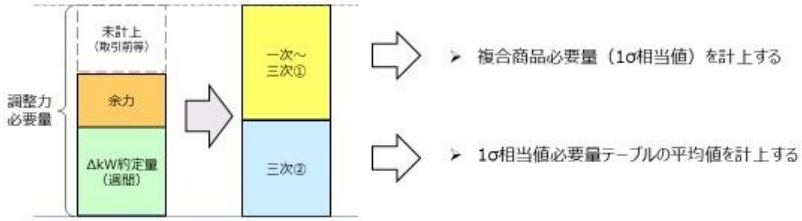
※1　週間・翌々日計画の広域予備率算定する時点で一般送配電事業者による電源起動を確定するというものではない。
また、エリア内で実需給までに起動可能と見込まれる電源を対象とし、その電源の定格出力等を計上する




※2　案①と案②の大小関係はそのコマにおける調整力必要量による

## 案①の調整力必要量　42

■ 需給調整市場で調達する調整力必要量は、応札不足の状況から市場での募集量を圧縮する取り組み（余力活用を期待した市場調達量の削減など）が行われている。
■ そのため、以下の考え方のもとで一般送配電事業者が調整力必要量として計上する。
　➢ 一次～三次①：複合約定ロジックで調達することから、複合商品必要量（1σ相当値）を計上する
　➢ 三次②：翌日の気象条件（再エネ出力予測値）に応じて必要量を定めるため、週間・翌々日計画時点では必要量が定まらない。そのため、1σ相当必要量テーブルで当該時間帯の平均値を計上する

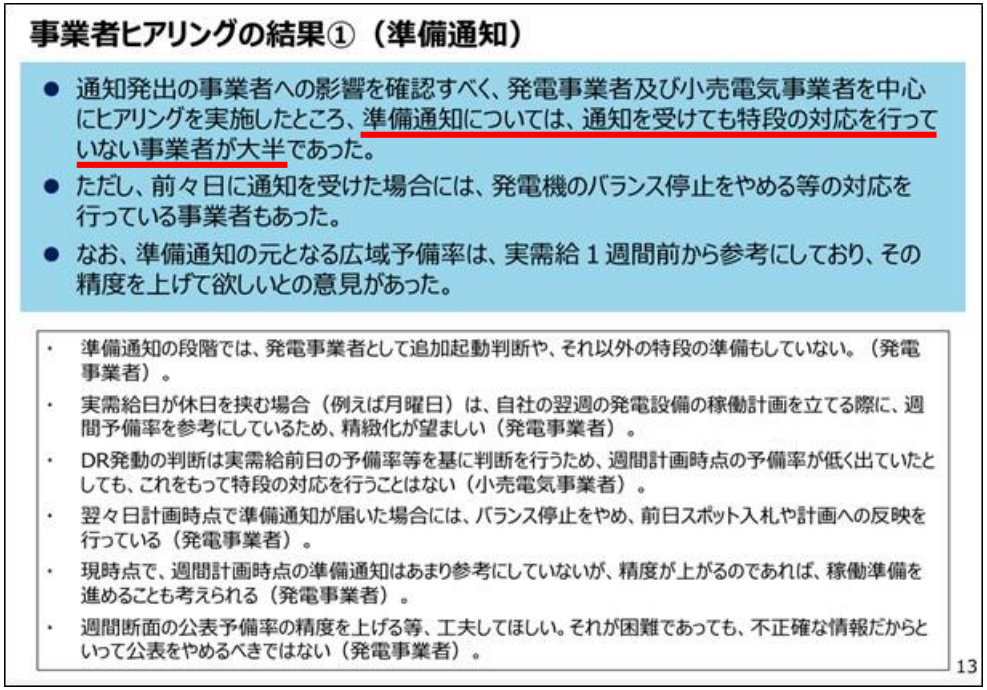



出所）第102回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年10月23日）資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_102_01.pdf

# 【課題②】発電機の起動判断について（１／２）



- 現状、週間断面でひっ迫（広域予備率が8%以下）の虞が出てきた際には、供給力提供準備通知が発出され、容量市場リクワイアメントにより、発電事業者に対してバランス停止機の自発的な起動準備と市場（卸電力市場 or 需給調整市場）への応札を求めることになっており、このようなひっ迫時においては、前日市場以降では起動が間に合わないような電源（以下「ロング機」という。）の起動に際しても一定程度効力を発揮するものと考えられる。
- 一方、昨今の供給力提供準備通知の頻出により、発電事業者側からは通知を受けても特段の対応を行っていないという意見もあり、実質的に当初想定の行動（ロング機の起動判断）を促せていないような状況。
- この点は、足元の広域予備率の在り方検討を踏まえた、週間断面や前々日断面での「広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知」の発出基準（市場シグナル）の整理次第でも本対応は変わってくるものである。

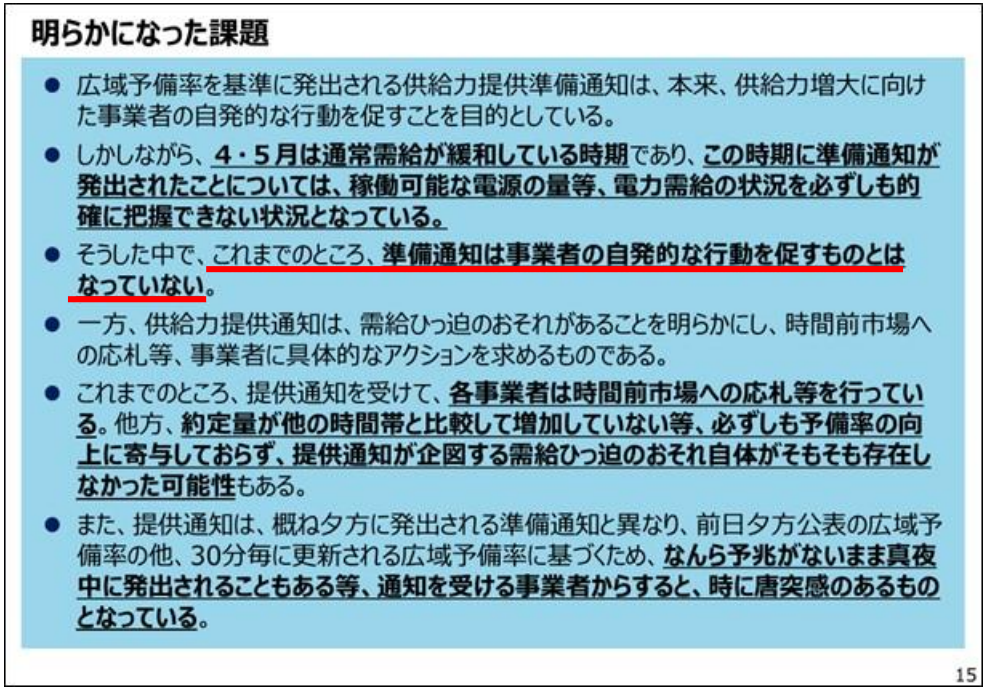


**事業者ヒアリングの結果①（準備通知）**

- 通知発出の事業者への影響を確認すべく、発電事業者及び小売電気事業者を中心にヒアリングを実施したところ、準備通知については、通知を受けても特段の対応を行っていない事業者が大半であった。
- ただし、前々日に通知を受けた場合には、発電機のバランス停止をやめる等の対応を行っている事業者もあった。
- なお、準備通知の元となる広域予備率は、実需給１週間前から参考にしており、その精度を上げて欲しいとの意見があった。

- 準備通知の段階では、発電事業者として追加起動判断や、それ以外の特段の準備もしていない。（発電事業者）。
- 実需給日が休日を挟む場合（例えば月曜日）は、自社の翌週の発電設備の稼働計画を立てる際に、週間予備率を参考にしているため、精緻化が望ましい（発電事業者）。
- DR発動の判断は実需給前日の予備率等を基に判断を行うため、週間計画時点の予備率が低く出ていたとしても、これをもって特段の対応を行うことはない（小売電気事業者）。
- 翌々日計画時点で準備通知が届いた場合には、バランス停止をやめ、前日スポット入札や計画への反映を行っている（発電事業者）。
- 現時点で、週間計画時点の準備通知はあまり参考にしていないが、精度が上がるのであれば、稼働準備を進めることも考えられる（発電事業者）。
- 週間断面の公表予備率の精度を上げる等、工夫してほしい。それが困難であっても、不正確な情報だからといって公表をやめるべきではない（発電事業者）。

13



**明らかになった課題**

- 広域予備率を基準に発出される供給力提供準備通知は、本来、供給力増大に向けた事業者の自発的な行動を促すことを目的としている。
- しかしながら、**４・５月は通常需給が緩和している時期**であり、**この時期に準備通知が発出されたことについては、稼働可能な電源の量等、電力需給の状況を必ずしも的確に把握できない状況となっている。**
- そうした中で、これまでのところ、**準備通知は事業者の自発的な行動を促すものとはなっていない**。
- 一方、供給力提供通知は、需給ひっ迫のおそれがあることを明らかにし、時間前市場への応札等、事業者に具体的なアクションを求めるものである。
- これまでのところ、提供通知を受けて、**各事業者は時間前市場への応札等を行っている**。他方、**約定量が他の時間帯と比較して増加していない等、必ずしも予備率の向上に寄与しておらず、提供通知が企図する需給ひっ迫のおそれ自体がそもそも存在しなかった可能性**もある。
- また、提供通知は、概ね夕方に発出される準備通知と異なり、前日夕方公表の広域予備率の他、30分毎に更新される広域予備率に基づくため、**なんら予兆がないまま真夜中に発出されることもある等、通知を受ける事業者からすると、時に唐突感のあるものとなっている**。

15

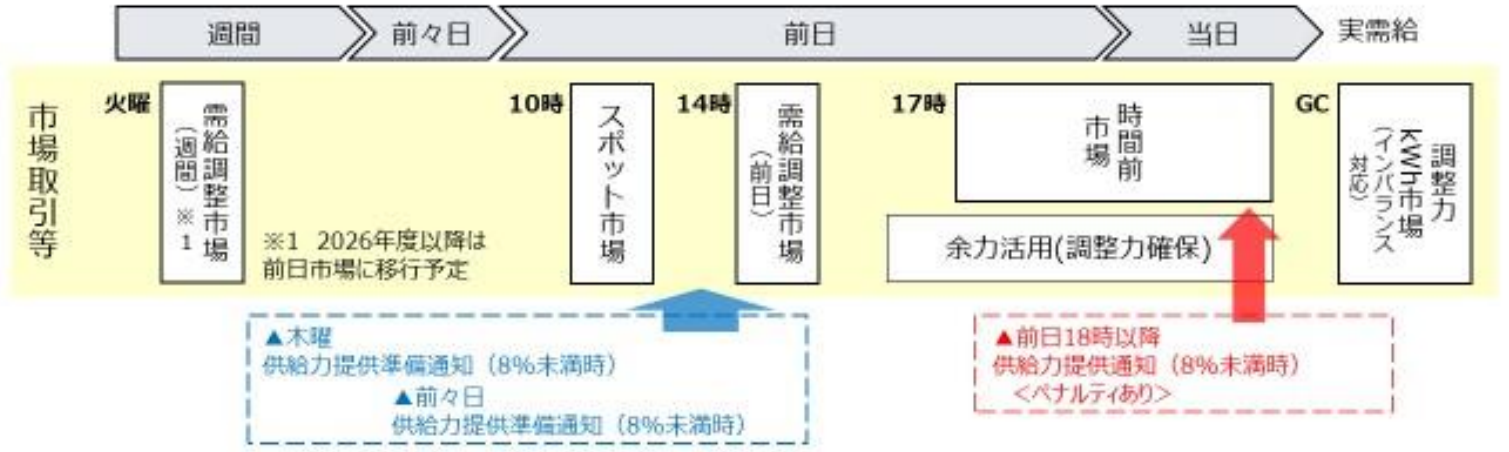
出所）第77回電力・ガス基本政策小委員会（2024年6月24日）資料4をもとに作成
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/077_04_00.pdf

■ 調整力等委においても、必要な電源起動の実現に向けた市場シグナルの在り方が議論されているところ。

## 課題③：市場シグナルの実効性

31

- 現行制度のもとでは、卸取引市場の観点では、適正な電力取引についての指針により、スポット市場に余剰電力の全量の供出を求められており、供給力提供準備通知の有無によらずともスポット市場には応札するとも考えられる。
- 他方で、起動に長時間を要する停止機（いわゆるロング機）の電源起動（準備）に十分な効果を発揮しているとも言い難いと考えられる。
- また、需給調整市場の観点では、供給力提供（準備）通知の発信と現行の需給調整市場の取引のタイミングは必ずしも整合的とは言えない構造的な課題があるとも考えられる。
- それらの面を考慮すると、必要な電源起動を実現していくために、供給力提供（準備）通知をどのように発信していくべきか、今後の市場制度の議論を踏まえつつ、中長期的な課題として検討を進めていく。
- なお、足元における容量市場のリクワイアメントやペナルティレートの扱いについて、国において検討が進められており、本委員会においても連携して検討を進めていく。




出所）第101回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年9月30日）資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_101_01.pdf

# （参考）容量市場リクワイアメントの概要（需給ひっ迫のおそれがあるとき）(1/2)

■ 容量市場落札電源に対し、需給ひっ迫のおそれがあるときには下記のリクワイアメントが課される。

- 稼働可能な計画となっている電源等（バランス停止機含む）は、**小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札する**
- 市場へ応札する余力は、燃料制約によって減じることを原則認めない
- 需給ひっ迫のおそれがあるとき、対応可能な範囲で計画停止の中止を求める

## 容量市場のリクワイアメントによる需給ひっ迫抑制効果 5

■ 容量市場において、「平常時」と「需給ひっ迫のおそれがあるとき」ではリクワイアメントが異なる。

■ 具体的には、「平常時」では、稼働可能な電源等の市場応札を求めるものの、経済的ペナルティは課さない。それに対して、「需給ひっ迫のおそれがあるとき」では、全ての稼働可能な計画となっている電源等に対して、小売電気事業者に電気を供給すること、もしくは市場に応札することを求め、燃料制約によって未達となった場合でも、経済的ペナルティを課すこととなる。

■ したがって、容量市場における「需給ひっ迫のおそれがあるとき」の仕組みにより、稼働可能な電源等により必要な電気が供出されることが期待される。

| 事業者 | リクワイアメント | ペナルティ |
|---|---|---|
| 平常時 | ● 稼働可能な電源等における余力を応札する。<br>● バランス停止を予定している電源の不経済な起動は求めない。 | ● 事前に経済的ペナルティを設定するのではなく、問題のある行為があった場合は、参入ペナルティを課す。 |
| 需給ひっ迫のおそれがあるとき | ● 稼働可能な計画となっている電源等（バランス停止機含む）は、小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札する。<br>● 市場へ応札する余力は、燃料制約によって減じることを原則認めない。<br>● 需給ひっ迫のおそれがあるとき、対応可能な範囲で計画停止の中止を求める。 | ● リクワイアメント未達量（kW・時間）から、以下にてペナルティ額を算定する。<br>● ペナルティレート（¥／kW・h）<br>＝容量収入額×100%<br>÷（容量確保契約量(kW)・Z（h））<br>経済的ペナルティ額＝ リクワイアメント未達成量<br>× ペナルティレート<br>※ Zとは1年間で需給ひっ迫のおそれがあるときとなることが想定される時間 |

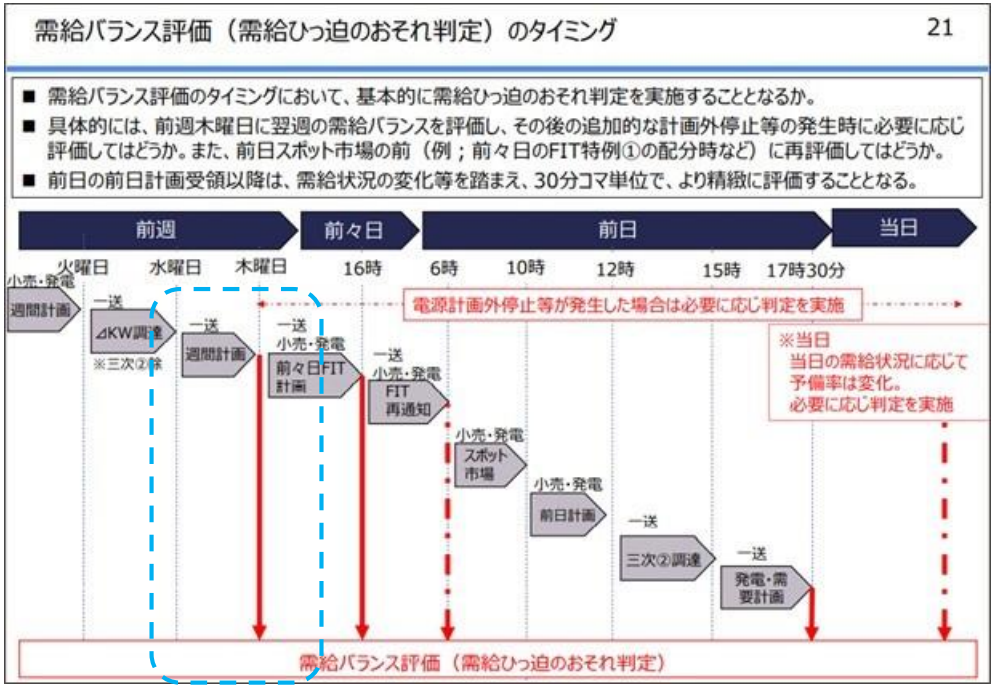
電力広域的運営推進機関

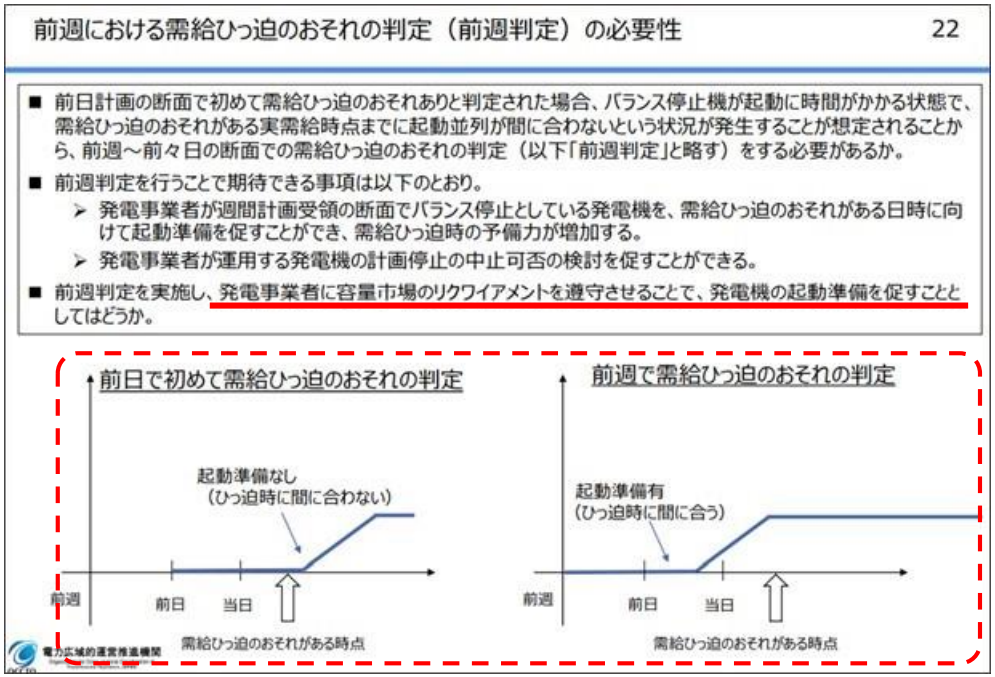
出所）第14回容量市場の在り方等に関する検討会（2018年8月9日） 資料4 一部改変
https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2018/youryou_kentoukai_haihu14.html

出所）第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019年8月27日）資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei_42_03.pdf

# （参考）容量市場リクワイアメントの概要（需給ひっ迫のおそれがあるとき）(2/2)

- 広域機関は、翌週分の需給バランスを評価して、前週木曜日に需給ひっ迫のおそれ判定を実施する。
  （広域予備率8%以下が見込まれる場合に、「供給力提供（準備）通知」を発信）
- 前週木曜日断面での判定は、発電事業者に対し、電源の起動時間を考慮したうえで、容量市場のリクワイアメントを遵守させることで、起動準備を促すためのものとなる。




出所）第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019年8月27日）資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei_42_03.pdf

# 【課題②】発電機の起動判断について（２／２）



- 前述の通り、実質的に当初想定の行動（ロング機の起動判断）を促せていないような状況、ならびに「広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供（準備）通知」の発信方法の再整理がなされている状況を踏まえ、まずは純粋に前日断面で起動しようとした際に間に合うかどうか（そもそも週間断面での起動準備が必要か）を考える。
- 前日取引（スポット取引後の15時）の後、起動のターゲットを当日0時（ブロック1）と考えると、9時間の裕度しかなく、起動可能なリソースは6割程度となってしまうが、起動のターゲットを需要が伸びゆく蓋然性の高い朝の10時と考えると、19時間程度の裕度が生まれ、起動可能なリソースも9割程度となる。
- 一方、言い換えると、残る1割のリソースが起動困難ということであり、実際にそういったリソースも必要なひっ迫時等において、対応できるようにしておくことが、本質的な課題と考えられる。
- 前述の通り、本課題については、足元の「広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供（準備）通知」の発信方法や広域予備率の在り方（計上方法等）の整理次第でも対応が変わり得るため、そちら（調整力等委）での議論状況とも連携しながら、整理を進めていきたい。
- また、中長期的な電力システムのあるべき一つの姿の検討（同時市場の検討）においても週間断面で電源起動の仕組みを設けることが必要であるとされており、例えば、PJMで採用されているような電源起動コントロールの仕組み（pre-scheduling）等を参考に、並行して検討していくことも考えられる。

# 分析結果 電源種、停止モード別の発電機の起動特性

- 起動指令後一定時間経過後における起動可能容量を計算した結果、**起動指令の12時間後**には**日次停止・週末停止状態の石油火力**と、**コンバインド式ガス火力**を中心として、**全石油・ガス火力の70%以上が起動可能**であることが確認された。
- 更に、**起動指令後18～24時間後**には、**日次停止・週末停止状態の石油火力・汽力式ガス火力の80%以上が起動可能**であることが確認された。

## 電源種毎の起動特性の分析結果

70%~85%、85%~100%

| 電源種 | 総容量（GW） | 停止モード | 起動指令からの経過時間毎の起動電源の割合 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 3時間後 | 6時間後 | 9時間後 | 12時間後 | 18時間後 | 24時間後 |
| 石油・ガス火力計 | 85GW | 全停止モード平均*1 | 24% | 47% | 64% | 71% | 88% | 91% |
| コンバインド式ガス火力 | 46GW | 日次停止 | 81% | 87% | 93% | 93% | 100% | 100% |
| | | 週末停止 | 34% | 71% | 93% | 93% | 100% | 100% |
| | | 定検等 | 0% | 39% | 73% | 87% | 98% | 98% |
| 汽力式ガス火力 | 30GW | 日次停止 | 19% | 45% | 51% | 63% | 95% | 95% |
| | | 週末停止 | 0% | 18% | 32% | 42% | 73% | 85% |
| | | 定検等 | 0% | 6% | 26% | 26% | 52% | 66% |
| 石油火力 | 9GW | 日次停止 | 19% | 66% | 71% | 93% | 93% | 93% |
| | | 週末停止 | 0% | 8% | 45% | 72% | 82% | 82% |
| | | 定検等 | 0% | 0% | 0% | 7% | 62% | 62% |
| 石炭火力*2 | 26GW | 全停止モード平均 | 3% | 9% | 16% | 33% | 46% | 51% |
| 水力・揚水 | 32GW | 全停止モード平均 | 100% | | | | | |

起動指令後**12時間**以上経過すると、**70%以上起動**可能。

**コンバインド式ガス火力の方が汽力式よりも起動が早く、9時間後**には**日次停止・週末停止**ユニットの**90%以上**が起動可能。

石油火力も**12時間**以上経過すると、**日次停止・週末停止**のユニットの起動可能量が増加。

*1：全停止モード平均は3種類の停止モードの起動電源割合の平均値。 *2 石炭火力は限界費用の低いベースロード電源であり、基本的にはスポット市場時点で約定するため、詳細分析の対象外とした。

11

出所）第62回制度設計専門会合（2021年6月29日）資料7
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/062_07_01.pdf

■ 中長期的な需給運用の在り方として、将来的な課題を見据えて、kWhとΔkWの同時約定により調整力の調達及び電源運用の最適化を行う「同時市場」の導入に向けた本格検討を進める方向性が示された。

## 短期の需給運用を効率的に行う枠組みの在り方に関する基本的考え方

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

8

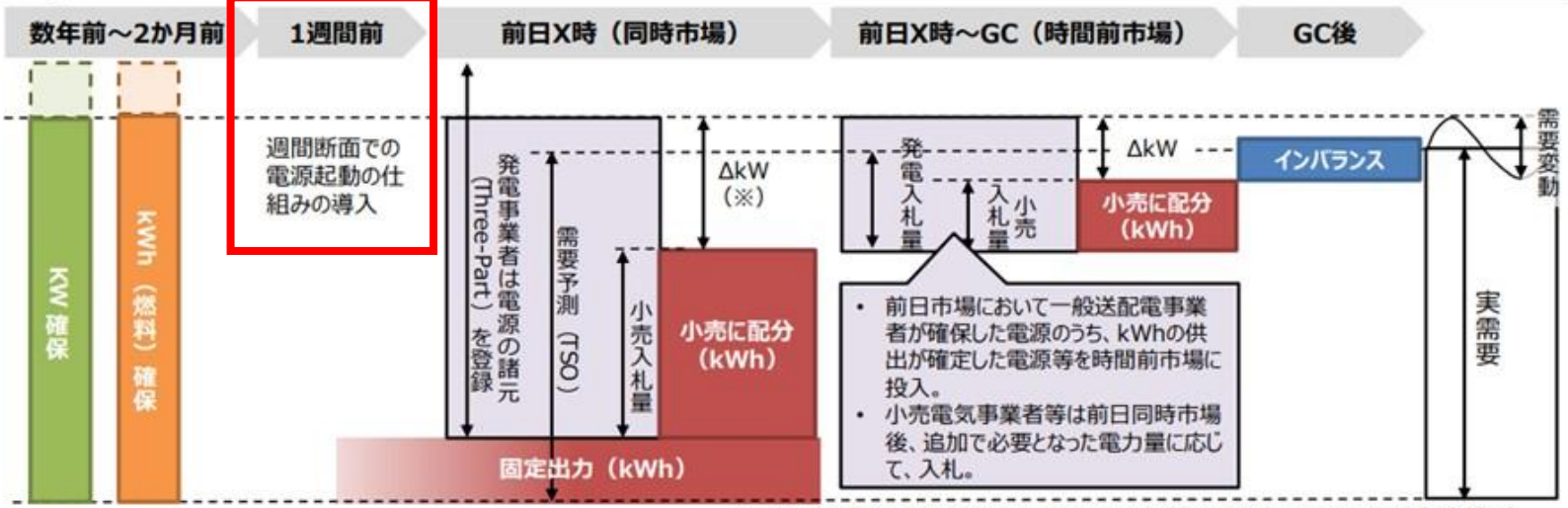
出所）第81回電力・ガス基本政策小委員会（2024年9月26日）資料3をもとに作成
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/081_03_00.pdf

# 検討中の同時市場の概要

- 現在、「**同時市場の在り方等に関する検討会**」（座長：金本良嗣政策研究大学院大学客員教授。以下「検討会」という。）において、同時市場の仕組みの具体化に関する検討が行われ、参考資料１のとおり、中間取りまとめ（案）が示された。検討中の仕組みの概要は以下のとおり。

**同時市場の概要（※）**

- **前日X時にkWhとΔkWの同時約定市場を設ける。**
  - ✓ 発電事業者は電源諸元（①起動費、②最低出力費用、③増分費用カーブ）を登録して入札（Three-Part Offer方式）。価格情報を登録せず、自ら電源起動を確定させる形で入札・登録することも可能（自己計画電源）
  - ✓ 小売電気事業者は買い入札価格・量（kWh）を入札。相対取引の取扱いは会計上の論点も踏まえ引き続き検討
  - ✓ 同時市場では、翌日の需要予測に従い、系統制約等も考慮した上で、kWhとΔkWを過不足なく約定させる。
  - ✓ kWhの市場価格は約定電源のシャドウプライスとし、ΔkWの市場価格は登録されたThree-Part情報に基づき算定する。
- **時間前の断面でも、kWhとΔkWの同時約定市場の導入を目標とする。**実現性を踏まえた具体的な在り方について引き続き検討
- **同時市場には発電余力の全量供出を求め、供出電源については、kWh市場、ΔkW市場の両方への入札を求める。**




※TSO予測需要と小売買い入札需要との差分の取扱いについては今後検討

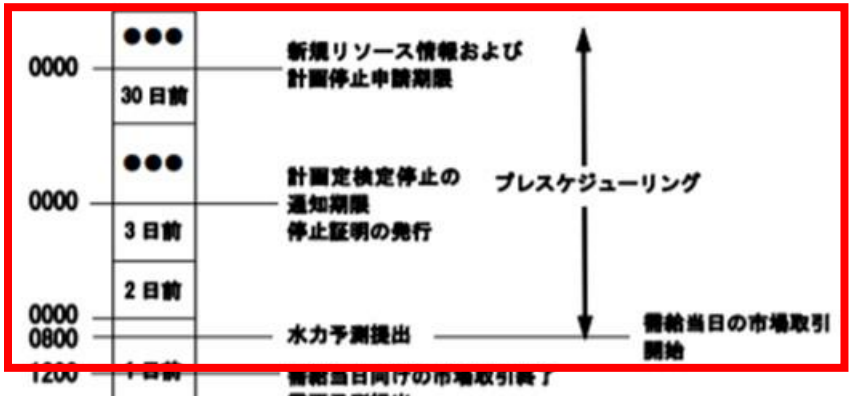
12

出所）第81回電力・ガス基本政策小委員会（2024年9月26日）資料3をもとに作成
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/081_03_00.pdf

# （参考）米PJMにおけるpre-schedulingについて（1／3）

■ 米PJMでは、市場取引が始まる前の事前手続きとして、pre-schedulingという仕組みがあり、その中で、定検停止等の調整を行うことで、電源起動をコントロールすることが可能となっている。

- PJMの長期計画断面の信頼度評価においては、Firm送電サービス（※）が確保されている発電設備については、PJM域外からの電力輸入分も考慮に入れられる。
  ※PJMエリア外の電源はOASIS（Open Access Same-Time Information System）を通じてPTRの送電予約が必要。
- 運用断面では、Pre Schedulingとして、発電設備は30日前から計画停止情報等の提出、3日前までの定検停止情報等の提出を義務づけられている。また、容量市場で確保された電源は前日市場への入札義務（Must Offer義務）があり、定検停止等についてPJMの権限で延期を求めることができる。




PJMにおけるプレスケジューリングのタイムライン

注）プレスケジューリングは、当日の需給計画策定（スケジューリング）事前手続

出所）PJM Manual 10

出所）第6回地域間連系線の利用ルール等に関する検討会（2017年1月24日）資料4をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/renkeisenriyou/2016/170125_chiikikan_kentokai_haifu6.html

# （参考）米PJMにおけるpre-schedulingについて（2／3）

- pre-schedulingでは、小売事業者・発電事業者に、相対取引や入札予定の情報をPJMに情報提供する責務を持たせ、その情報をもとにPJMは供給信頼度評価を行っている。
- つまり、pre-schedulingは、市場取引時点で需給ひっ迫して正常な市場取引が行えないことを回避するため、予め市場参加者から取引予定情報を集めて、供給信頼性を確認し、必要があれば電源起動させる仕組みとなる。

(a) 事前計画（Prescheduling）段階

PJM RTO は、PJM エリアの供給信頼度の維持と、スポット市場の効率的運営を目的に、事前計画として設備停止計画を策定する。表 2.1.2-5 に PJM RTO の事前計画に含まれる設備停止の種類を示す。

また、事前計画段階における各スポット市場参加者の責務を表 2.1.2-6 に示す。

表 2.1.2-6 事前計画における市場参加者の責務

| 市場参加者種別 | 責務の内容 |
|---|---|
| — | PJM内から外部エリアへの相対取引を行う市場参加者は、PJM RTOに対して当該取引に関する情報提供を行う |
| PJM内買電事業者（小売供給事業者） | ・相対取引を行う買電事業者は、PJM RTOに対して当該取引に関する情報提供を行う |
| 売電事業者 | ・新規電源（市場に初めて入札する電源）については初回入札の30日以上前に入札データをPJM RTOに提出する<br>・起動料金（start-up fees）と無負荷料金（no-load fees）を要求する売電事業者は、それらの仕様を入札データに含める |
| PJM RTO | ・季節毎の供給予備力、送電容量の評価を行う<br>・PJMエリア、スポット市場の給電計画作成、給電に必要な発電・送電設備情報を保管する<br>・ファーム／ノンファーム送電サービス要求の受領・処理を行う |

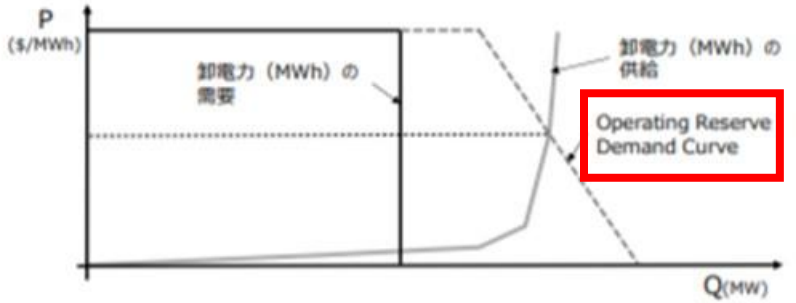
出所）アジア地域電力構造比較によるニーズ調査(プロジェクト研究)ファイナルレポート（2004年3月）をもとに作成
https://openjicareport.jica.go.jp/pdf/11763836_02.pdf

- また、米PJMでは、予備力が不足するときの価格設定方法として、shortage pricingが導入されている。
- これは、pre-schedulingにより正常な市場取引が成り立っていることを前提に、それでも需給ひっ迫となってしまった場合は、ORDCと呼ばれる予備力の不足度合いに応じた供給力価値を、需要に加えることで、人為的に市場価格を引き上げ（価格シグナルを発して）、市場メカニズムにより需要抑制や発電量増を促す仕組みとなる。

### 3.2.2 不足時の価格設定

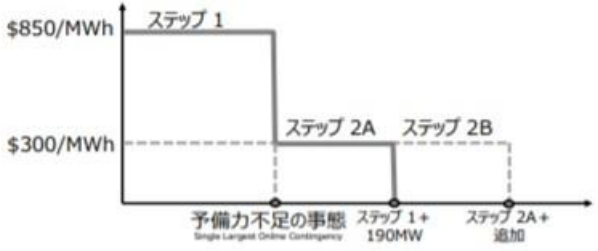
PJM では 2012 年に、予備力が不足する時の価格設定方法（Shortage Pricing）を導入した。これは、FERC が 2008 年に定めた Order 719 で各 ISO/RTO に導入を求めたもので、需給ひっ迫が生じて、予備力が不足するような状況となった際に、卸電力の価格と予備力の価格を人為的に引き上げるための仕組みである。このような仕組みがない状況では、需要側資源の参加を促すことができないという問題意識が背景にある。

この仕組みでは、予備力の不足度合いによって供給支障が生じる確率（Loss of Load Probability）の関数を表す Operating Reserve Demand Curve（ORDC）を卸電力（kWh）の需要に加味して、卸電力価格を引き上げる（図 9）。なお、理論上、ORDC の縦軸は、LOLP と停電費用（Value of Loat Load）の積である。




出所：Hogan (2017)に基づき作成

図 9　ORDC を用いた卸電力の価格設定




出所：PJM(2017b)

図 10　PJM の Shortage Pricing に用いる ORDC

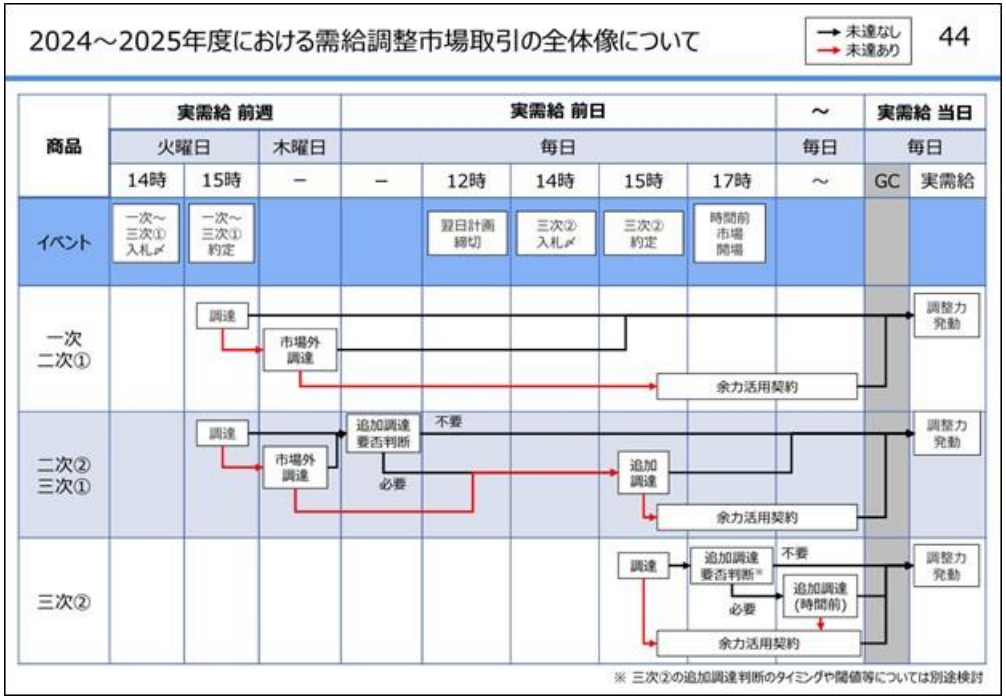
出所）電力中央研究所報告Y17005「米国の電力市場改革と原子力発電の収益性ー収益の見通しに関する総合評価―」（2018年3月）をもとに作成
https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDetail?reportNoUkCode=Y17005

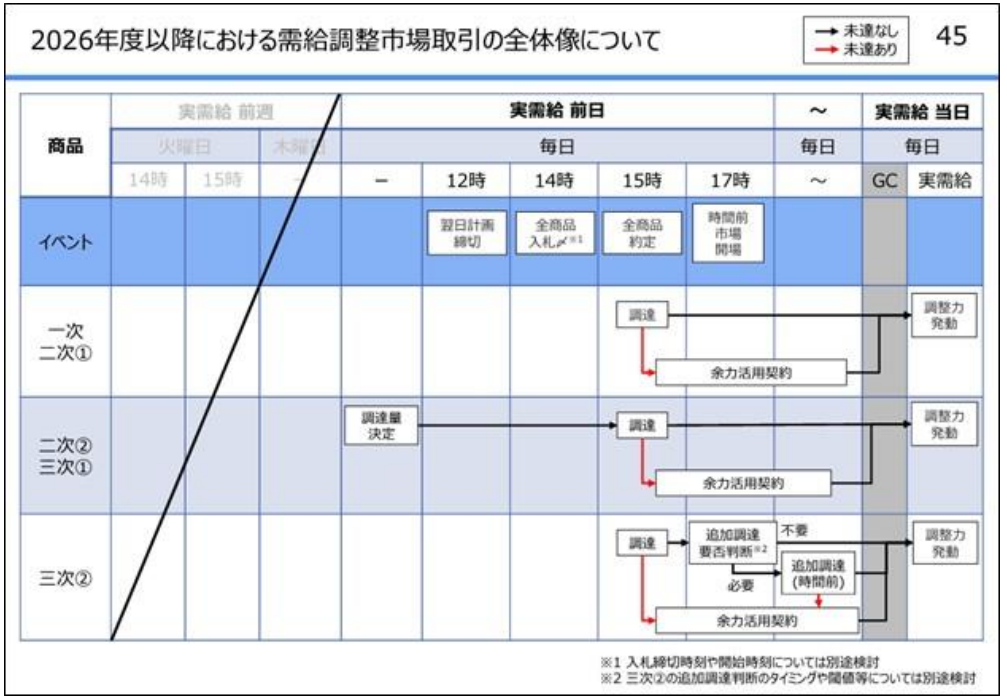
# 【課題③】調達量の判断（現：追加調達判断）について（１／２）



- 現状、複合商品（＋二次②・三次①）については、効率的な調達取組みにより、週間断面では1σ相当の必要量としており、前日断面（前日12時頃）における最新の広域予備率（実質的には、前々日断面の広域予備率）が12%を下回っているかどうかで追加調達（1σ→3σ）の実施要否判断※をしている。
- この点、前日取引化に伴い、週間断面のΔkW取引がなくなり、前日断面が初めてのΔkW取引となることから、前日断面での追加調達判断ではなく、前日断面での調達量判断（広域予備率が閾値以上であれば1σ相当の必要量を調達、閾値未満であれば3σ相当の必要量を調達）といった建付けに変化することとなる。

※ 実施が必要となった場合、本来は前日市場で追加調達するが、現在は募集量低減の取り組みにより、余力活用により追加確保されている。




出所）第41回需給調整市場検討小委員会（2023年8月17日）資料2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2023/2023_jukyuchousei_41_haifu.html

# 【課題③】調達量の判断（現：追加調達判断）について（２／２）



- 一方、前述の通り、広域予備率については現状の計上方法のまま前日取引化すると、前々日断面の広域予備率が低く算定されてしまうため、本来3σ相当調達しなくてもよい場合であっても3σ相当調達してしまう可能性がある。
- また、逆に、広域予備率の計上方法（課題①）の検討結果次第では、本当は3σ相当を調達するべきであるにも関わらず、1σ相当しか調達しない断面も発生し、安定供給に支障をきたす可能性もあると考えられる。
- いずれにせよ、課題①の結果次第で対応の方向性も変わってくるため、本課題の整理については、課題①の整理を踏まえ、実施することとしてはどうか。

# （参考）複合商品の追加調達の考え方について



## 今後の進め方（一次～三次①） 53

- 今回、判断基準（閾値）についての整理を行い、基本的な実務の方法が定まったことから、既に取引が開始されている三次①について、一般送配電事業者が実務対応を行うためのツール等の準備が出来次第開始する方向性とし、具体的な開始時期については国とも連携の上、別途お示しすることとしたい。
- また、追加調達の判断基準（閾値）は、まずもって追加調達判断時点（前日12時前）での最新の広域予備率が12%を下回っているかとするも、2024年度以降の実績について都度確認し、仮に問題が生じた場合は速やかに閾値の見直しを行うこととしたい。
- その他、追加調達（三次②と合わせて調達）時のFIT交付金と託送料金の仕訳方法については、次年度交付金単価算定までに整理すべく、引き続き、国と連携して検討していくこととしたい。

| 項目 | | 今回を含めた本小委員会における整理 |
|---|---|---|
| 効率的な調達方法 | | 週間断面での調達量を減らし、不足時に追加調達する※ |
| 判断基準（閾値） | | 追加調達判断時点での最新の広域予備率が12%を下回った場合、前日断面で追加調達を行う |
| 調達量 | 週間 | 予見性がない一次・二次①については3σ相当値<br>予見性のある二次②・三次①については1σ相当値<br>複合必要量は1σ相当値 |
| | 追加調達 | 複合商品の週間断面で減少させた量を調達（複合3σ相当値-複合1σ相当値） |
| 対応時期 | | 三次①：準備が出来次第反映、 一次～二次②・複合商品：2024年度から反映 |
| 追加調達方法 | | 三次②と合わせて追加調達（三次②必要量と追加調達量を単純加算のうえ調達）<br>FIT交付金と託送料金の仕訳方法を国と連携し検討 |
| | アセスメント | 三次②以外の応動を含まない：三次②として実施<br>三次②以外の応動も含む：複合商品として実施 |

※ 市場で調達出来なかった場合の対応方法については、三次②も含め別途検討

## 広域予備率とインバランスの関係性 23

- 各エリアにおいて、週間断面（予備率最小断面）での不足インバランス発生時における、全体の下位16%に該当する広域予備率（実績値）を確認したところ、エリア毎に若干の違いはあるものの、概ね12%程度となった。
- このため、広域予備率とインバランスの関係から判断すると、週間断面での広域予備率12%程度が、追加調達の閾値になると考えられる。

【各エリアの広域予備率下位16%相当値】

| | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 | 平均 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 広域予備率<br>下位16%相当 | 11.4% | 11.3% | 10.7% | 12.1% | 12.1% | 12.1% | 12.4% | 12.6% | 13.3% | **12.0%**<br>(11.7%) |

（ ）年間必要量比での加重平均

●使用データ
・広域予備率：週間断面の2点化された予備率最小断面の広域予備率（広域機関公表値）
（他のパラメータは48点化されているため、48点で同じ値を使用）
・広域ブロック需要：当日断面での広域予備率算定時の需要（広域機関公表値）
・インバランス量：インバランス料金単価算定根拠としての48点の公表値（ICS公表値）
●データ粒度およびデータ対象期間等
・データ粒度：30分単位
・データ対象期間：2022.4～2023.3
・対象時間帯：0:00～24:00

電力広域的運営推進機関



出所）第40回需給調整市場検討小委員会（2023年6月29日）資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2023/2023_jukyuchousei_40_haifu.html

# 【課題④】連系線枠の取扱いについて（１／２）

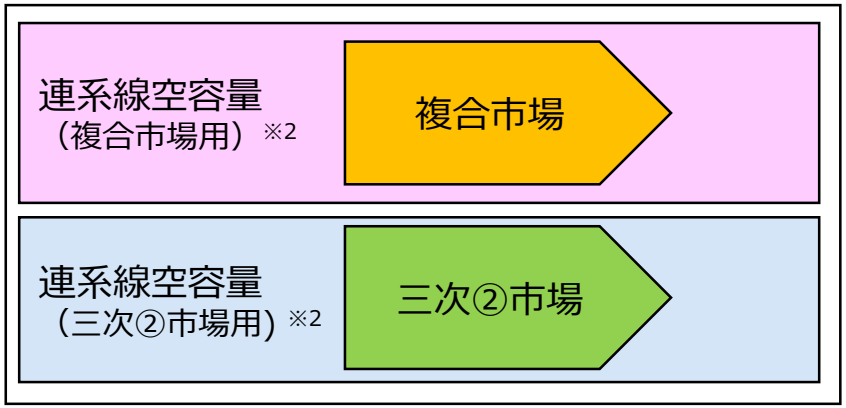


- 現在、週間市場で取引している一次～三次①・複合が前日取引化されることに伴い、2026年度以降の前日断面においては、「一次～三次①・複合市場（以降、略称として「複合市場」という）」と、「三次②市場」といった二つの前日市場が存在することになる。
- そのため、これら二つの前日市場での各取引にあたっては、同じ時間の連系線空容量を扱うことになるため、連系線空容量の取り扱い※1について定めておく必要がある。
- この点、案としては、事前に二つの市場に空容量を割り当てた上で各処理を行う「Ⅰ.パラレル処理（並列処理）」とどちらかを先行処理して余った空容量は後続処理に回す「Ⅱ.シリアル処理（逐次処理）」が考えられる。

※1 現行の連系線容量αβの考え方も踏まえた整理が必要と考えられる。

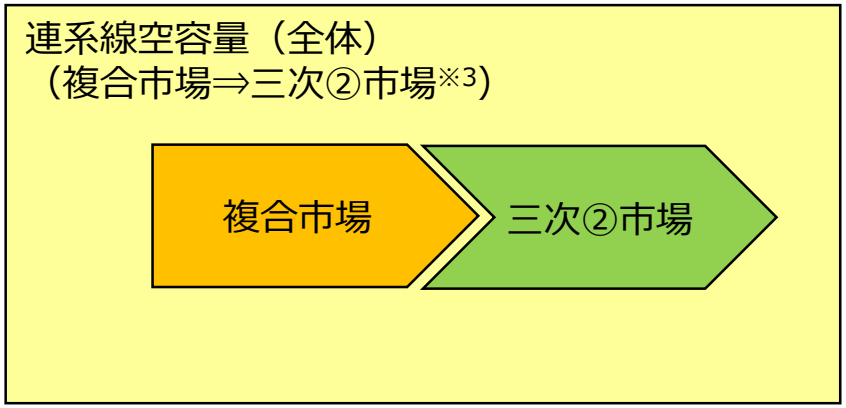
**方法Ⅰ**
**パラレル処理（並列処理）**

連系線空容量（全体）




※2 事前にそれぞれの市場用に割り当てが必要

**方法Ⅱ**
**シリアル処理（逐次処理）**

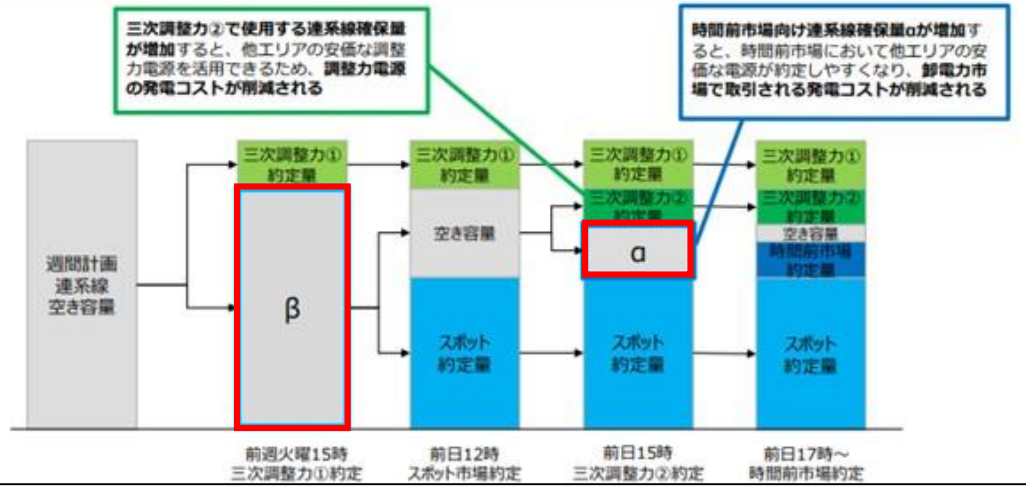



※3 どちらの市場を先行処理するかは整理が必要（上記の場合であれば、三次②市場における空容量は先行処理した複合市場の余り分となる）

■ 連系線容量のαβとは、卸市場向けに確保される連系線容量のことであり、需給調整市場における広域調達メリットと卸市場のエリア間取引が制限されるデメリットを踏まえて、両者のメリット合計が最大となるように設定されている。

## 三次調整力②向け連系線確保量の考え方（時間前市場向けに残す連系線容量（α）の設定について）

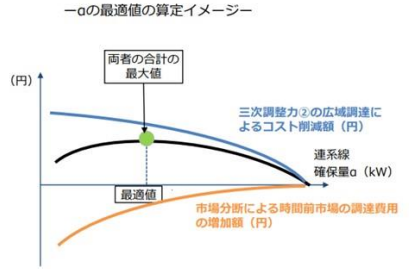
- 三次調整力②の調達は、毎日、スポット市場終了後・時間前市場開始前の、前日12時～14時に入札が行われ、14～15時の間に約定処理が行われる。
- **αは時間前市場向けに残す連系線容量**のことであり、α＝100%のとき、スポット約定後の連系線空き容量は全て時間前市場のために確保される。逆に、α＝0%のとき、連系線空き容量は全て三次調整力②のために確保される（ただし、αは絶対量（MW）として設定）。




6

## 三次調整力②向け連系線確保量の上限値（時間前市場向け連系線容量（α）の最適値の計算方法）

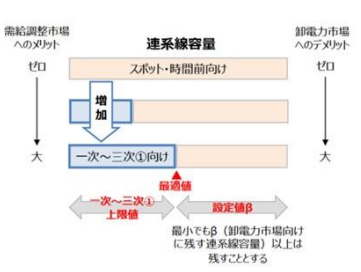
- 時間前市場向け連系線容量（α）の設定に関する具体的な方法としては、**三次調整力②の広域調達によるコスト削減額と市場分断による時間前市場の調達費用の増加額を検討し、両者の合計の最大値を評価して、社会コストが最小となるように決定**されている。
- スポット市場後の連系線空き容量からαを差し引いた残余分を三次調整力②向けに充てることが合理的と考えられている。

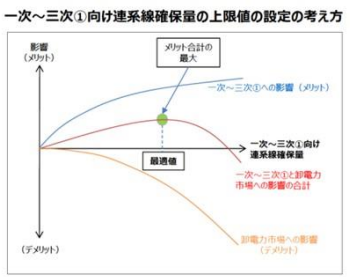



12

## 一次～三次①向け連系線確保量の上限値の設定の考え方

- 一次～三次①向けの連系線確保量を増加させると、一次～三次①の広域的な調達によるメリットが増加する一方、スポット・時間前においてエリア間の取引を制限することによるデメリットが増加する。
- 両者の影響額（メリット）の和が最大となる点（社会便益が最大となる点）が最適な連系線確保量と考えられる。この量を、最小でもスポット・時間前向けに残す連系線容量（β）とし、残余分を一次～三次①向けの連系線確保量の上限としてはどうか。




5

出所）第90回制度設計専門会合（2023年10月31日）資料8をもとに作成
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/090_08_00.pdf

出所）第46回制度設計専門会合（2020年3月31日）資料8
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/046_08_00.pdf

# 【課題④】連系線枠の取扱いについて（２／２）



- 二つの前日市場（複合市場・三次②市場）における連系線枠の取り扱い案の比較については下表のとおり。
- 両案を比べると、パラレル処理（並列処理）は、事前の空容量配分決定が必要であり、配分次第では空容量が活用しきれない可能性がある一方で、シリアル処理（逐次処理）の場合は、処理の構造上、連系線枠を最大限活用できる。
- したがって、上述の連系線枠活用の観点に加えて、処理時間の問題がクリアされるのであれば、シリアル処理（逐次処理）の方が優位であると考えられる。
- なお、シリアル処理（逐次処理）の場合、二つの市場どちらを先行処理するかといった付随論点が発生（次頁）。

| | パラレル処理（並列処理） | シリアル処理（逐次処理） |
|---|---|---|
| メリット | ・両市場を独立、同時処理するため、処理時間は現状と大差ないと思料 | ・**先行市場で確保しなかった分の空容量を後続市場で活用可能であり、連系線枠を最大限活用できる** |
| デメリット | ・空容量の配分（複合市場と三次②市場用）に一定のルールが必要であり、それによっては連系線枠を最大限活用できない可能性がある | ・**パラレル処理に比べると処理時間が長くなる可能性**<br>※両市場の処理時間を比較すると、三次②市場に比べ、複合市場処理は時間を要する。したがって、どちらの処理においても、複合市場の計算処理が太宗を占めることになるため、両処理方法の処理時間はさほど変わらないともいえるか<br>・本案を採用する場合、二つの市場どちらを先行処理するかといった付随論点が発生 |

# 【課題④付随】シリアル処理（逐次処理）における先行市場について



- シリアル処理（逐次処理）における先行市場について検討する。（現状においては、週間「一次～三次①・複合」⇒前日「三次②」の順）
- 前日取引化となると、現状のように週間、前日とタイミングが分かれていないため、事業者は同じタイミングでどちらの商品（一次～三次①・複合 or 三次②）に、どれだけ応札するかを決める必要が生じるが、場合によっては応札商品の偏りが生じる可能性もあるか。（結果的に偏ることで落札量が減少する虞）
- この点、例えば、シリアル処理（逐次処理）の優位性を最大限に発揮する観点、あるいは調整力提供者の収益機会を最大化する観点から、先行市場で落札されなかったリソースについて、後続市場でも活用できるようにすれば、上述の商品の偏り問題にも対応可能であり、より効率的な調整力の確保にもつながると考えられる。
- 上記の観点に立つと、三次②しか供出できないリソースが売れ残った場合、一次～三次①・複合では活用できない可能性が高い一方、一次～三次①・複合に供出可能なリソースが売れ残った場合、三次②でも活用できる蓋然性は高いといえる。
- すなわち、効率的な調整力確保の観点から、先行市場を一次～三次①・複合とし、後続市場を三次②とすることに一定の合理性があるといえる（また、現状の考え方の踏襲にもなっている）。
- 上記処理の実現可能性については、連系線枠におけるαβの考え方再整理、需給調整市場システムをはじめとするシステム対応可否確認等、関係箇所と連携しながら深堀検討していきたい。

# 【課題⑤】応札商品の偏りについて



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

# 目次



1. 前日取引化に関する振り返り

2. 前日取引化における課題

3. まとめ

# まとめ



■ 2026年度の前日取引化に伴う課題とそれぞれの対応の方向性をまとめると下表のとおり。

■ 調整力等委の議論状況（広域予備率の在り方等）や一般送配電事業者のシステム対応可否等も考慮しながら、関係箇所と連携しながら深堀検討していきたい。

| No | 課題 | まとめ |
|---|---|---|
| ① | 広域予備率の計上方法 | ・現状の広域予備率の計上方法が確定量と未確定量が混在した不整合な構造であることを踏まえて、調整力等委（広域予備率の在り方）の議論と連携しながら整理していく |
| ② | 発電機の起動判断<br>（前日市場以降では起動が間に合わないリソースの取扱い） | ・本質的な課題は必要な電源を必要なタイミングで確実に起動できるようにすることと思料<br>・調整力等委（供給力提供（準備）通知の発信方法や広域予備率の在り方）の議論状況も踏まえて整理を進めることとしつつ、中長期的な同時市場を見据えて、PJMで採用されているような電源コントロールの仕組み等を並行して検討していく |
| ③ | 調達量の判断<br>（現：追加調達の判断） | ・課題①（広域予備率の計上方法）の見直し内容によっては、調整力の不足や過調達に影響するため、それらの見直し内容を踏まえて整理していく |
| ④ | 連系線枠の取扱い | ・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）<br>・また、シリアル処理とした場合の付随課題として、二つの前日市場のどちらを先行処理するかといった点については、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<br>・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付随やシリアル処理（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、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思料<br>・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 |