一般社団法人 送配電網協議会
Transmission and Distribution Grid Council

第8回 送配電網投資・運用効率化委員会
資料1

# 調整力の広域化・費用適正化に関する取組み

2026年11月18日

# 本日のご説明内容



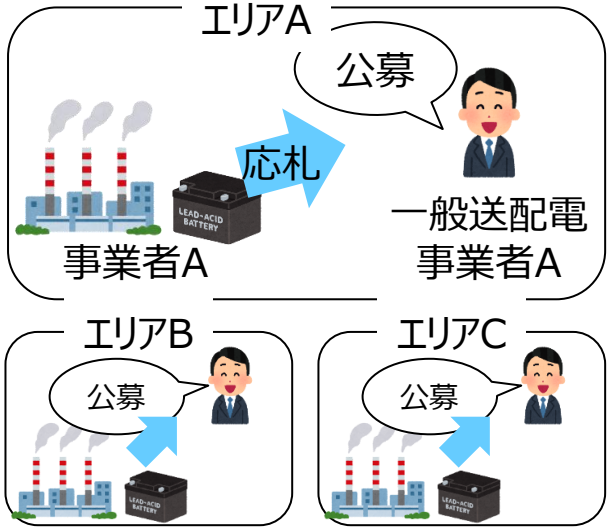
○ 第4回（2024年11月）では、2024年4月より需給調整市場での全商品の取引が開始され、新たに生じた課題と、それに対し同年度上期に実施された対策についてご説明した。

○ 本日は、**2024年度下期以降の需給調整市場の動向**や、**調整力調達の課題に対する各種ルール変更、調整力運用の広域化**についてご説明させていただく。

（調整力調達方法の変遷）

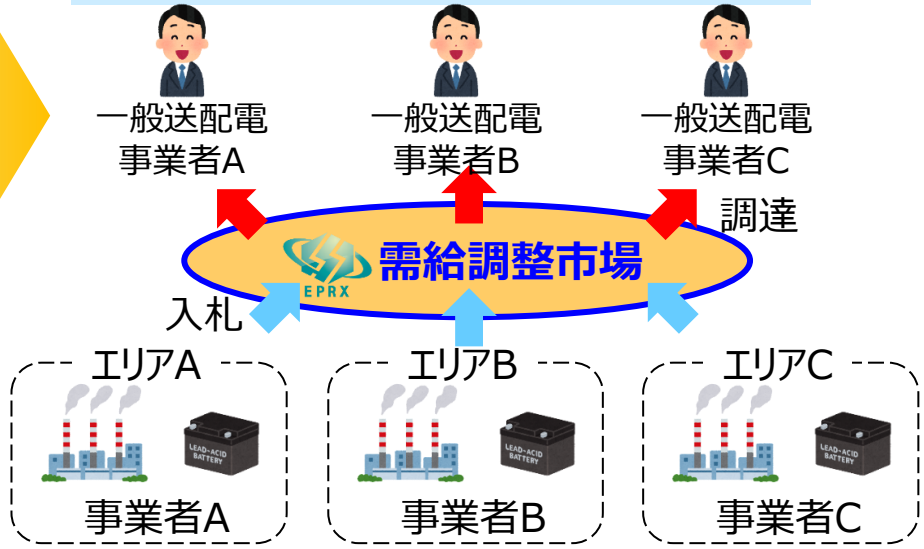
<2020年度以前>　<2024年度まで>　<2024年4月以降（現在）>

各エリアの一般送配電事業者が調整力を**公募により調達**




**市場調達**
**＋**
**公募調達**

一般送配電事業者が調整力を**エリアを超えて市場から調達**



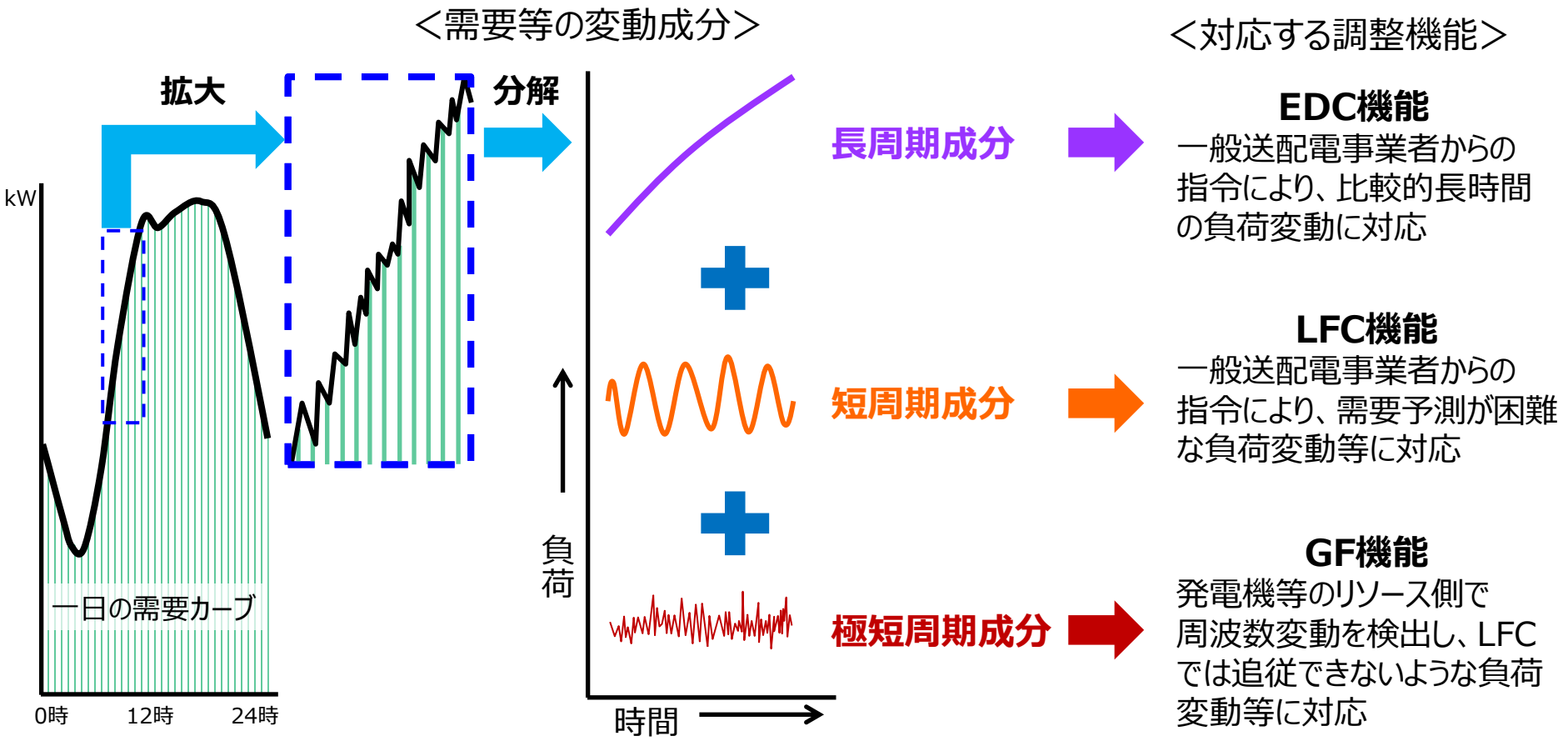
# 調整力の概要（調整機能）



○ 需要や再エネの変動は、その変動周期によって、**長周期成分**（十数分～数時間程度）、**短周期成分**（数分～十数分程度）、**極短周期成分**（数秒～数分程度）の3つに分類される。

○ 各々に対応するための調整機能として、**EDC※機能**、**LFC ※機能**、**GF(ガバナフリー)機能**がある。

※EDC：Economic load Dispatching Control（経済負荷配分）、LFC：Load Frequency Control（負荷周波数制御）



# 調整力の調達・運用（需給調整市場における商品区分）



○ 需給調整市場では、以下の観点を踏まえ、**調整力に求める要件を細分化し、商品を5つに細分化**。
- ✓ 一般送配電事業者が**必要な調整力を確保・運用**できること
- ✓ **調整力の提供者（発電・DR等）が参画**しやすく、**従来型電源とDRがイコールフッティング**となることにも配慮した**効率的な需給調整**を実現できること

○ 一次調整力はGF機能、二次調整力①はLFC機能に該当する商品となっている。

○ **二次調整力②および三次調整力①はいずれもEDC機能に該当**するが、二次調整力②は比較的早く応動するが継続時間が短く、三次調整力①は応動時間が遅いが継続時間が長い商品設計としており、**調整力を提供するリソースの特性により応札する商品を選択**できるようにしている。

○ 三次調整力②は、GCまでの再エネ予測誤差に対応※するための商品であることから、**指令間隔や応動時間を他の商品より長くしており、DR等の多様なリソースが参入**できるようにしている。

※三次調整力②はFIT電源（FIT特例①③）の前日～GCまでの予測誤差をカバーするものであり、GC以前に発生する誤差に対応

（需給調整市場における商品要件（一部抜粋））

（詳細な商品要件は次ページ参照）

| | 一次調整力（GF） | 二次調整力①（LFC） | 二次調整力②（EDC） | 三次調整力①（EDC） | 三次調整力②（FIT予測誤差） |
|---|---|---|---|---|---|
| 指令間隔 | －（自端制御） | 0.5～数十秒 | 数秒～数分／または5分 | 数秒～数分／または5分 | 30分 **他商品と比べて長い** |
| 応動時間 | 10秒以内 | 5分以内 | 5分以内 | 15分以内 | 60分以内 |
| 継続時間 | 5分以上 | 30分 | 30分 | 30分 | 30分 |

**EDC機能の中で要件を細分化**

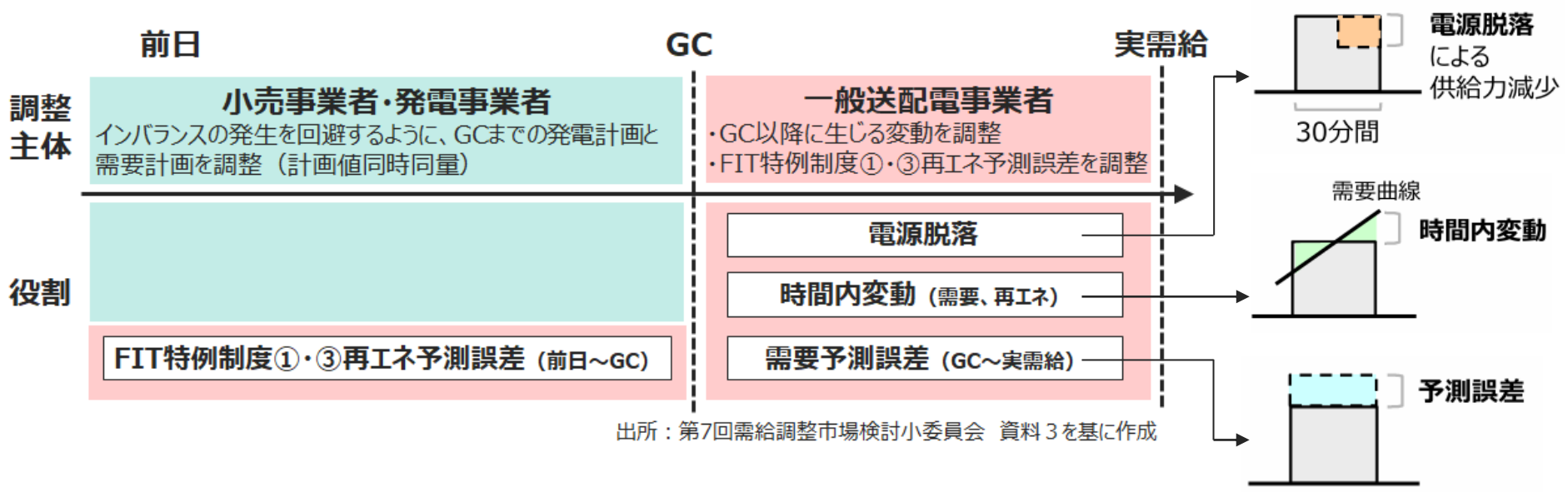
# 需給の調整主体と役割



○ 計画値同時同量制度の下では、**GCまでは小売電気事業者と発電事業者が調整（計画変更）し、需給一致**を図る。**GC以降に生じる誤差、変動については一般送配電事業者が確保している調整力（一次～三次①）で対応**する。

○ 他方、FIT特例制度①・③に関しては、一般送配電事業者が前日に再エネ出力を予測して小売電気事業者に配分し、小売電気事業者がそれを発電計画値として採用しており、実需給まで計画の見直しを行わない。

○ このため、**FIT特例①・③により想定された前日からGCまでの再エネ出力予測誤差は、一般送配電事業者が調整力（三次調整力②）で対応**する。




出所：第7回需給調整市場検討小委員会　資料３を基に作成

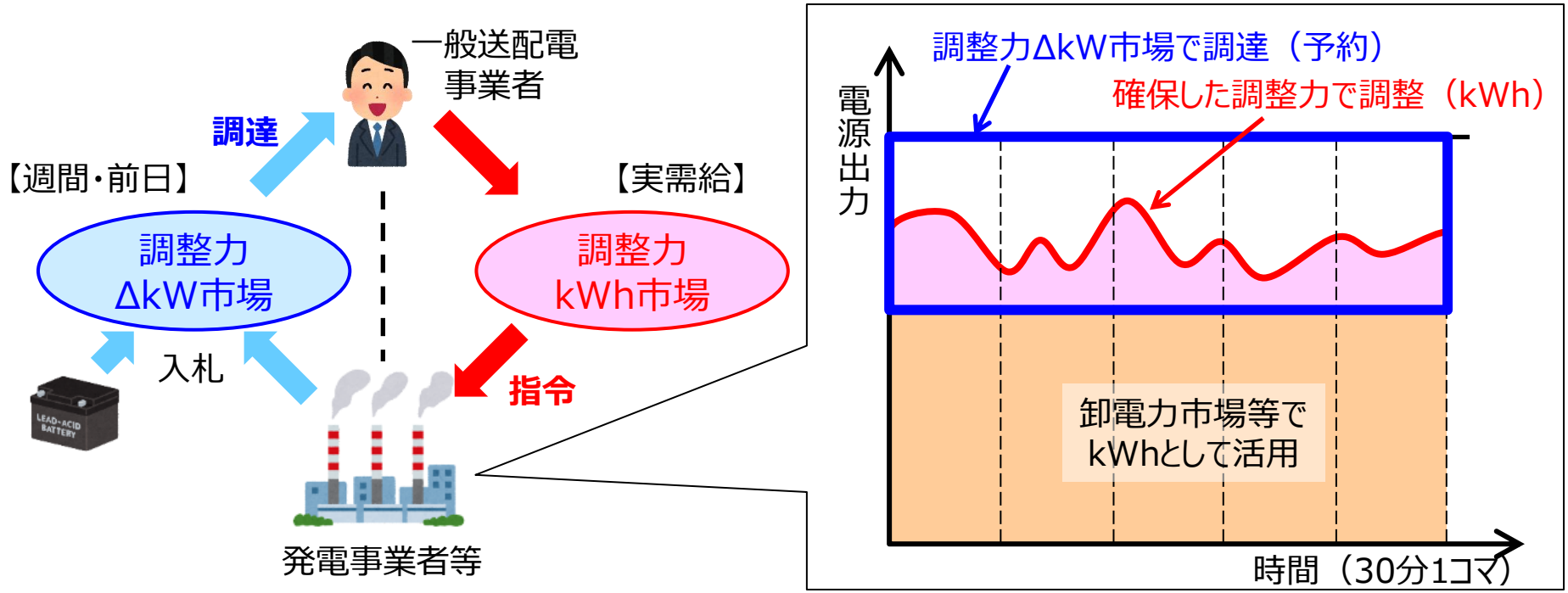
# 調整力の調達・運用（調整力ΔkW市場と調整力kWh市場）



○ 需給調整市場は、調整力ΔkW市場（調達）と調整力kWh市場（運用）で構成される。

- **調整力ΔkW市場**：発電事業者等が電源等を供出し、一般送配電事業者が調整力として最低限**必要な量の電源等を事前に調達（予約）**するための市場
- **調整力kWh市場**：実需給断面において、予約確保した電源等の中から、一般送配電事業者が**kWh価格の安い順に稼働指令を行う**市場

（調整力ΔkW市場と調整力kWh市場のイメージ）



# ＜参考＞需給調整市場の商品導入スケジュール



| 年度 | | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028以降 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 一次 | 運用 | 広域運用<br>（周波数変換装置を含む直流設備を除く） | | | | | | | | |
| | 調達 | 調整力公募 | | | | ▼広域調達開始<br>広域調達（週間） | | 広域調達（前日） | | |
| 一次① | 運用 | エリア内運用 | | | | | | ▼広域運用開始<br>広域運用 | | |
| | 調達 | 調整力公募 | | | | ▼調達開始<br>エリア内調達<br>（週間） | | エリア内調達<br>（前日） | ▼広域調達開始※<br>広域調達（前日） | |
| 一次② | 運用 | エリア内運用 | | | ▼広域運用開始<br>広域運用 | | | | | |
| | 調達 | 調整力公募 | | | | ▼広域調達開始<br>広域調達（週間） | | 広域調達（前日） | | |
| 三次① | 運用 | 段階的<br>広域運用 | ▼広域運用開始 | | | | | | | |
| | 調達 | 調整力公募 | | ▼広域調達開始<br>広域調達（週間） | | | | 広域調達（前日） | | |
| 三次② | 運用 | 段階的<br>広域運用 | ▼広域運用開始<br>広域運用 | | | | | | | |
| | 調達 | 調整力<br>公募 | ▼広域調達開始<br>広域調達（前日） | | | | | | | |

※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

出所：第６０回需給調整市場検討小委員会（2026.3.3）

1. 調整力調達（ΔkW）

2. 調整力広域運用（kWh）

3. 今後の調整力調達

# 1. 調整力調達（ΔkW）

2. 調整力広域運用（kWh）

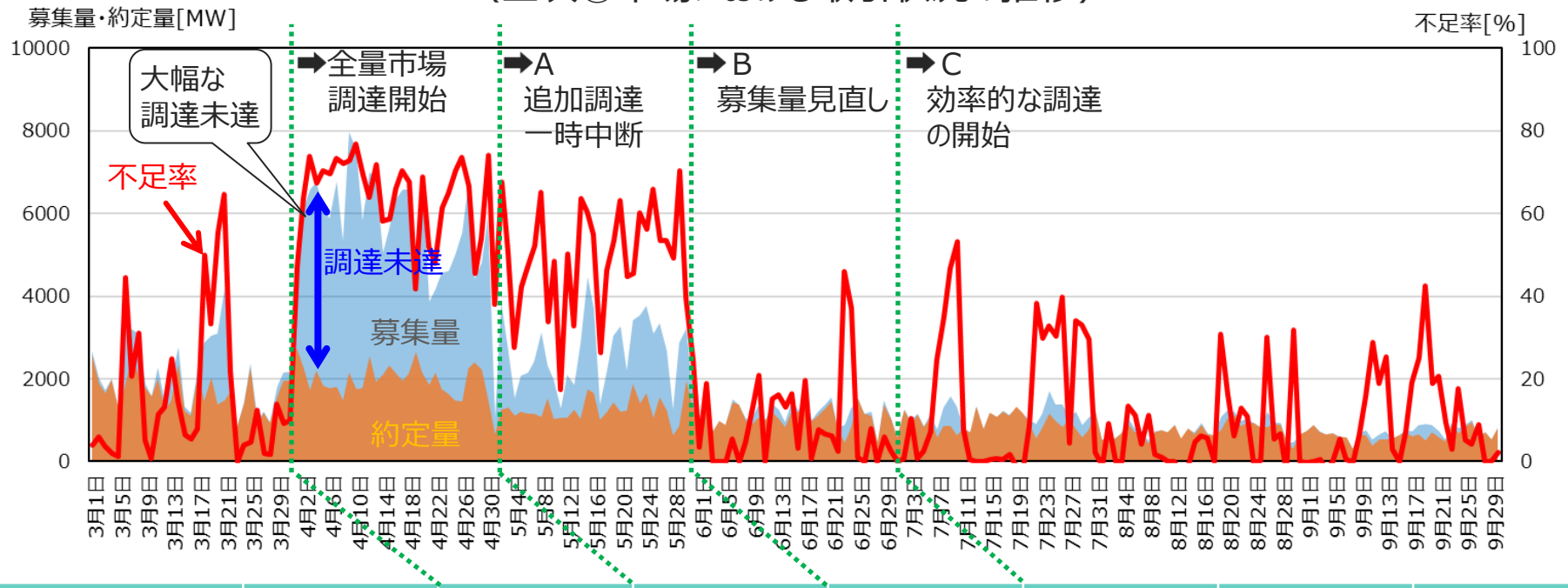
3. 今後の調整力調達

# 全商品取引開始後の状況（三次②）



○ 2024年4月から需給調整市場での全商品取引が開始され、三次②において、**大幅な調達未達や調達費用の増大が発生**した。

（三次②市場における取引状況の推移）




| 全国 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 8月 | 9月 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 不足率(%) | １５% | **６６%** | ５２% | １０% | １７% | ８% | １０% |
| 平均単価<br>(円/ΔkW･30分) | 2.8 | 4.7 | 6.0 | 2.2 | 3.4 | 2.7 | 4.9 |
| 調達費用(億円) | ６８ | **１３６** | １１３ | ３４ | ４８ | ２９ | ４５ |

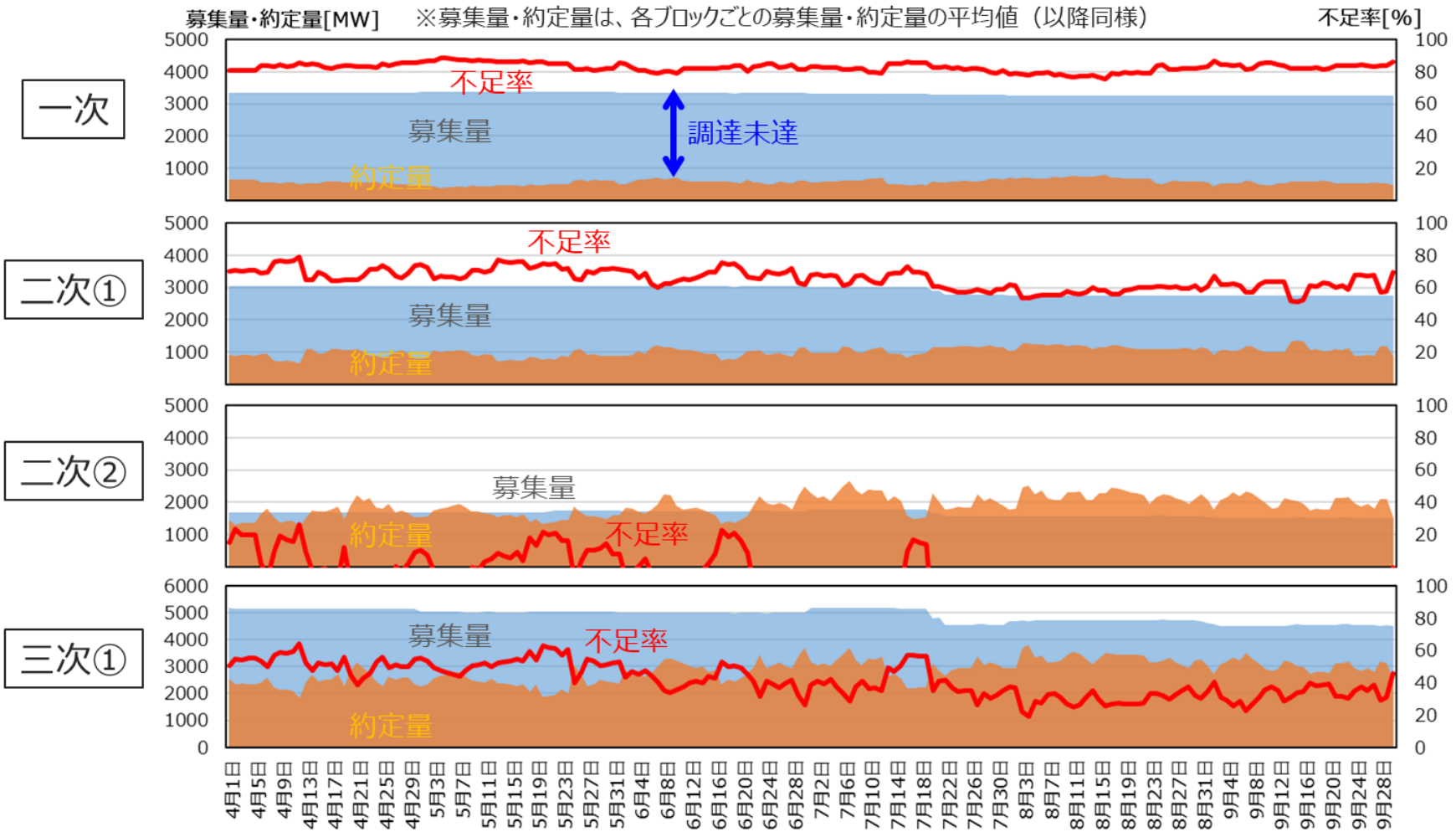
費用増大

# 全商品取引開始後の状況（一次～三次①）



○ 同様に、**一次～三次①でも調達未達が発生**した。

○ なお、調達未達は生じたものの、**余力活用契約により、実需給断面で必要な調整力を確保**しているため、**需給バランス維持（周波数維持）に問題は生じていない**。



# 暫定措置の先行実施（前回ご報告した範囲）



○ このように、調達未達やそれに伴う調達費用の増大が発生したことから、一般送配電事業者において**幅広に対応案を抽出し、国や広域機関と協議を実施**した。

○ 応札量が募集量を大幅に下回ることを改善し、競争環境を整えることが急務と考え、これまでの発電事業者からの意見等も踏まえ、一般送配電事業者から、**①募集量の削減と②応札量の増加の観点から具体的な対応策を提案**した。

○ 本来的には応札量の増加が目指すべき方向であるものの、即効性の観点から、**暫定措置として募集量の削減が先行**して進められた。

| 状況変化・対策の実施 | 2024.4 | 2024.5 | 2024.6 | 2024.7 | 2024.8 |
|---|---|---|---|---|---|
| 全量市場調達開始 | ▼1※1 → | → | → | → | → |
| 二次②・三次①の前日市場での追加調達の一時中断 | | ▼1※1 → | → | → | → |
| 三次②の募集量の見直し（一定割合を乗じて募集量を低減） | | | ▼1※1 → | → | → |
| 三次②の効率的な調達（前日市場での調達量の見直し※2） | | | | ▼1※1 → | → |

※1：受け渡し日を記載しており、取引は前日に実施

※2：効率的な調達を行うために、前日の取引断面での募集量は最大1σとし、足りないと判断した場合には、余力活用により3σまで確保

# 対応策の考え方　募集量の適正化・応札量の増加・上限価格の引き下げ



○ **電力システム改革を踏まえ**、「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」を目指し、**調整力の調達を基本的に需給調整市場にて行うことが整理されてきた**。

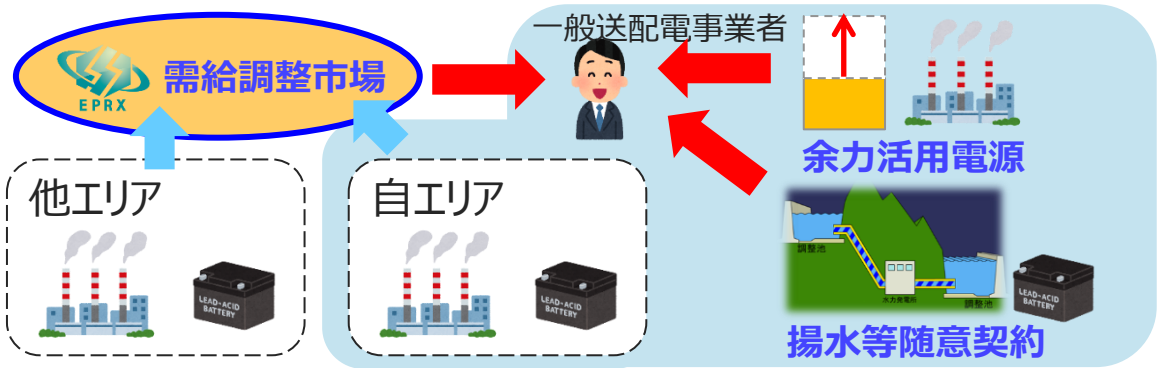
○ 一方、2021年度の需給調整市場の取引開始以降、**市場募集量に対する未達**が多く発生し、**調達単価が高騰**する事象により、**調整力確保費用を支払う一般送配電事業者の経営基盤や需要家負担への影響**も生じた。

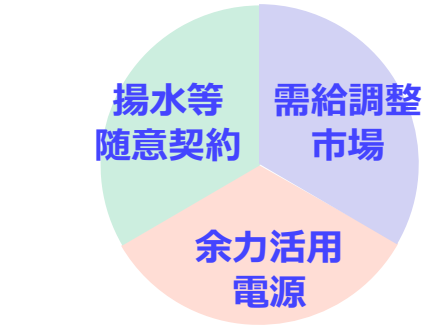
○ このため、先行的な募集量削減にとどまらず、**市場の競争状況を踏まえた適正な募集量への見直し（募集量の適正化）**や、**応札障壁の緩和等による応札量の増加**により**市場競争の改善（量・価格の改善）を図ること**により、**調達コストの低減**が進められてきた。

# 対応策の考え方　市場外調達を含む調整力調達ポートフォリオ



○ また、**安定供給と調達コスト最小化の両立**には、一般送配電事業者が、**余力活用や揚水等随契**など、**市場外調達を含めた最適な調整力調達ポートフォリオを構築**することも必要である。
○ **余力活用**は、余力活用契約のもと、**GC前の発電事業者などの計画に支障を与えないことを前提に、GC後の余力を一般送配電事業者が活用できる仕組み**である。
○ GC後も発電計画と調達したΔkW以外の部分が余力として一定程度存在しており、一般送配電事業者が、それら**余力の活用や、電源の持替・追加起動による効率的な運用**を行うことで、**市場より安価にΔkWを調達できる場合がある**。
○ 揚水等随契は、**随意契約により一般送配電事業者が運用権を持つことでΔkWを調達**する方法で、自エリアの競争状況を踏まえ、必要と判断した一般送配電事業者が実施している。
○ **揚水発電は、起動停止や負荷追従性の面で調整電源として優れている**一方、ポンプアップ原資の確保や池水位等の運用制約から、**需給調整市場への応札が難しい**場合もある。このため、**一般送配電事業者が揚水を確保し、余力活用と組み合わせて運用することは、安定的かつ経済的な調整力確保に寄与**している。
○ なお、揚水以外のリソースに対する随意契約についても、協議窓口を設置し対応している。



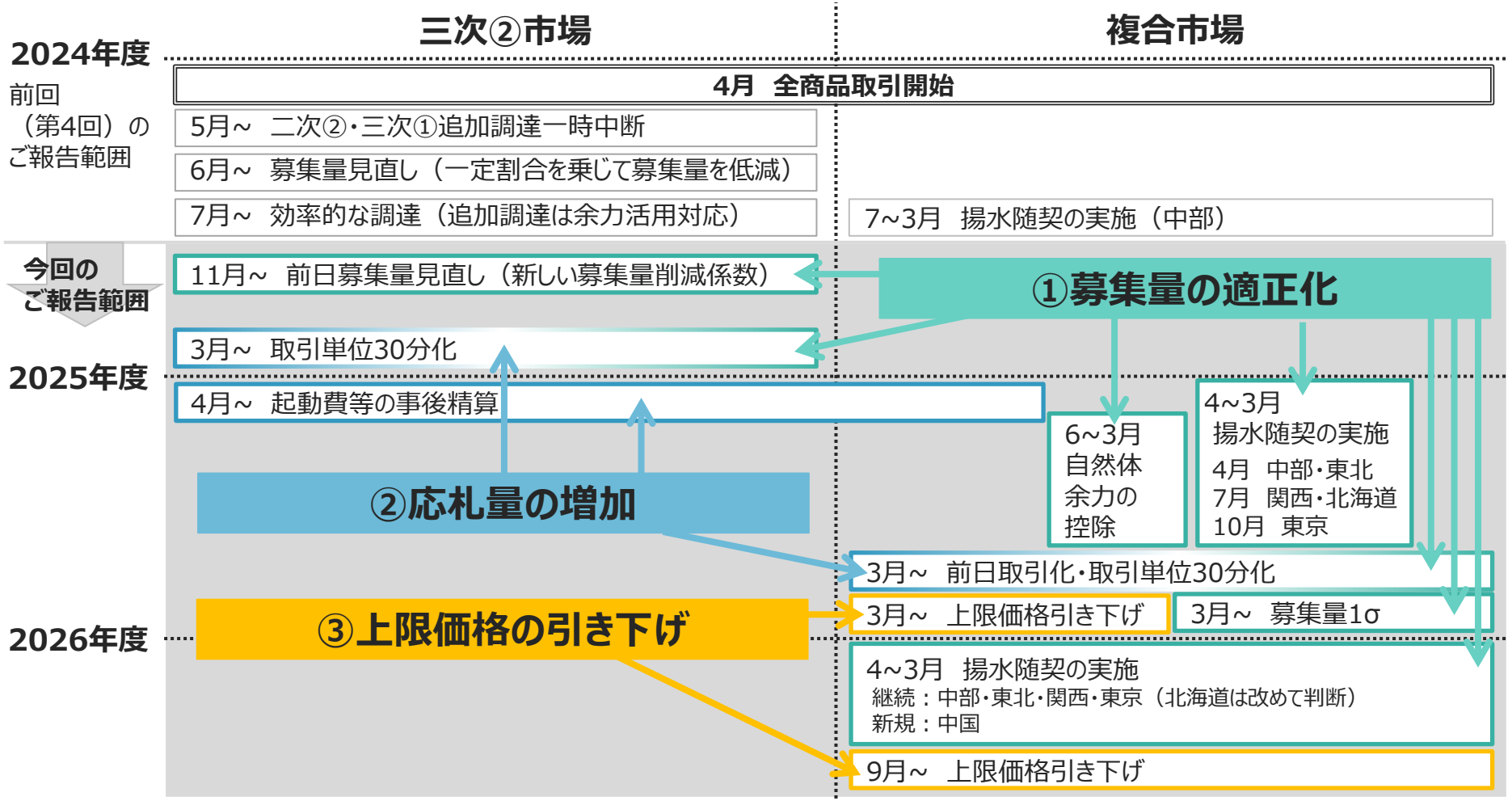



# 調整力の調達未達・調達費用増大に対する具体策



○ これまで、**①募集量の適正化、②応札量の増加、③上限価格の引き下げ**の観点から、様々な対応策が実施されており、今回は、2024年度下期以降の具体策についてご説明する。

○ また、需給調整市場は、GCまでの再エネ予測誤差に対応する三次②市場と、GC後の需給変動に対応する複合市場に大別され、商品の特性等に合わせて、異なる対策がとられている。



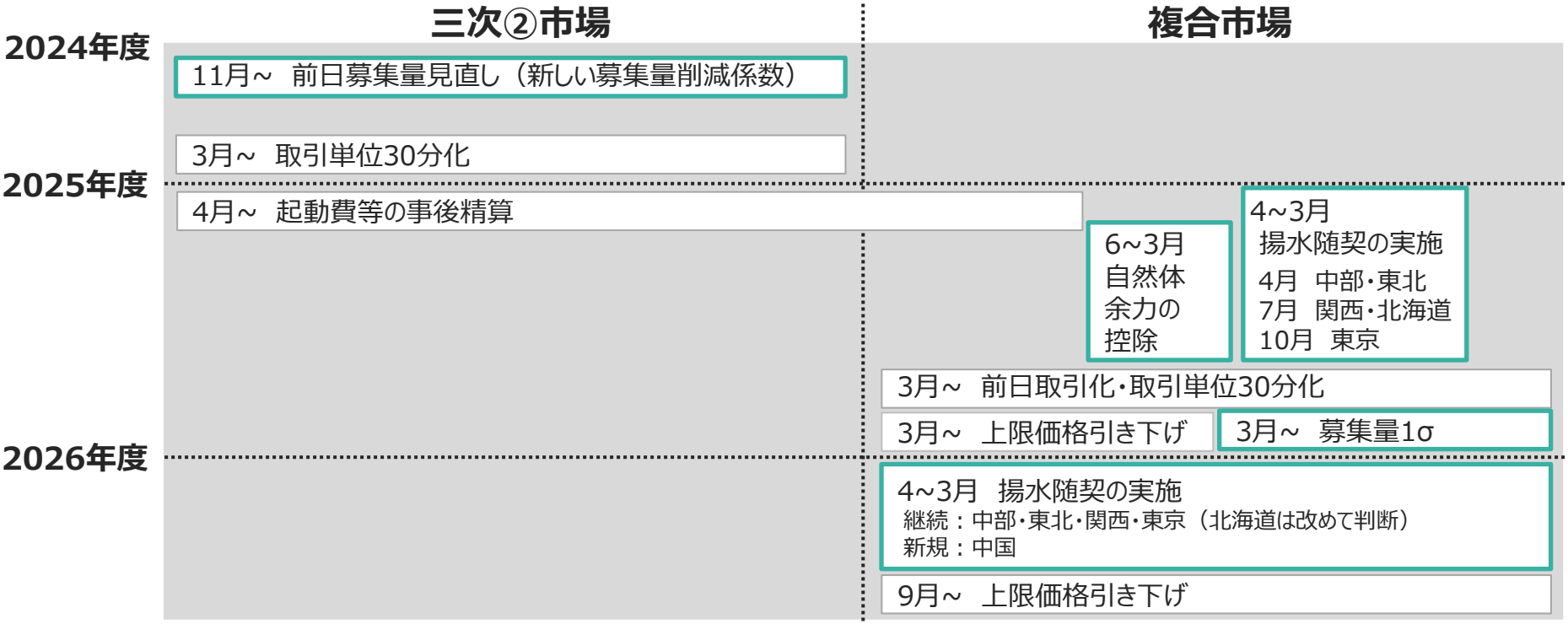
# 需給調整市場における調達の未達・費用増大への対策



## ①募集量の適正化

## ②応札量の増加

## ③上限価格の引き下げ



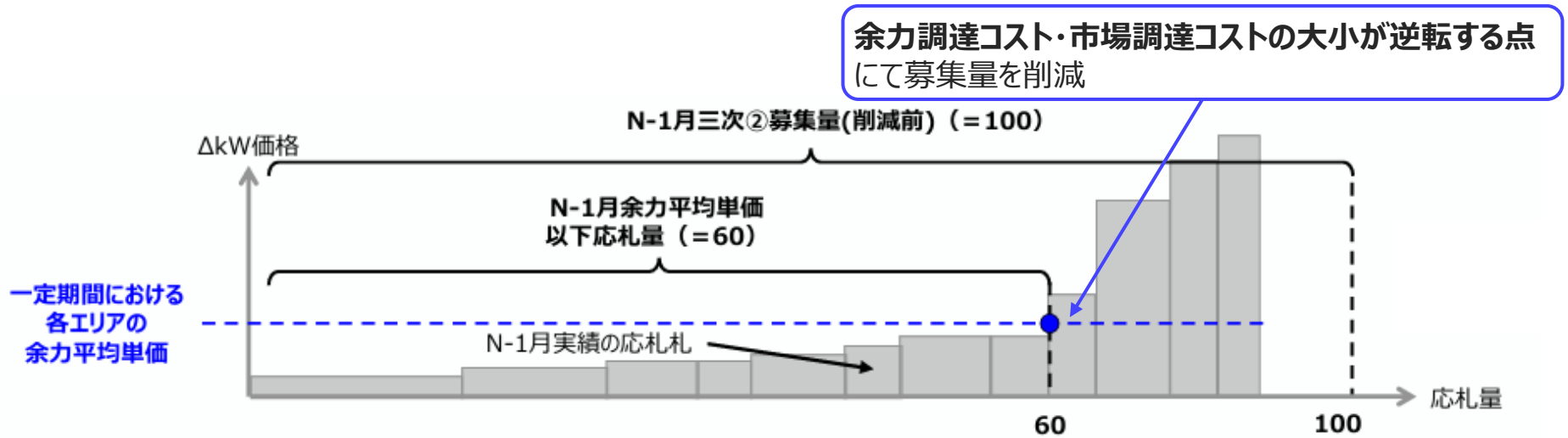
# 三次②市場　前日募集量見直し（新しい募集量削減係数）



○ 競争の行われる市場環境とするため、2024年6月から、必要量に募集量削減係数を乗じることで募集量を見直す取組みが開始された。

○ 当初は、直近約1ヶ月における全エリア・ブロック別での調達率平均を募集量削減係数としていたが、**削減係数が毎月減少する、エリア毎の応札状況等が反映できない、余力活用コストと合わせた調整力調達コストの総額低減を図れない**という課題があった。

○ このため、2024年11月からは、**エリア別・ブロック別で、余力平均単価以下での応札量が募集量に占める割合を新たな募集量削減係数に変更**された。




N月 募集量削減係数 ＝ **N-1月余力平均単価以下応札量** ÷ N-1月募集量(削減前)

＝ 60 ÷ 100

＝ 0.6

出所：第96回制度検討作業部会（2024.9.27）

# 複合市場　自然体余力の控除

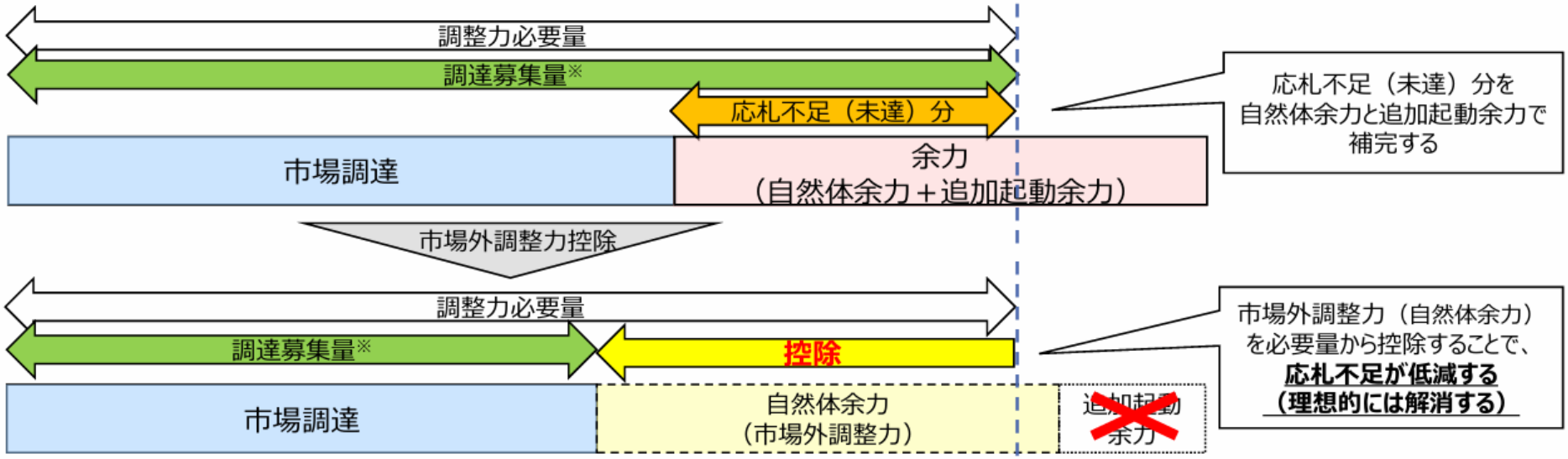


○ **BGの発電計画上で起動している電源の発電出力上限と計画値の差分のうち、需給調整市場で約定した調整力を差し引いた後に残る、自然に生じている余力を自然体余力**という。

○ このような電源が蓋然性高く存在する状況では、**需給調整市場の必要量を全て市場調達するのではなく、必要量から自然体余力相当量を控除し、応札不足の対策とすることが決定**され、2025年6月以降、準備が整ったエリアから順次控除を開始した。

○ なお、自然体余力の控除については、全商品の前日取引化（2026年度）以降で自然体余力の状況が変化する可能性が高いことから、まずは2025年度限定の取組みとして開始され、現在は一旦終了している。

**【市場外調整力控除のイメージ】**




出所：第55回需給調整市場検討小委員会（2025.4.15）

# 複合市場　募集量1σ化

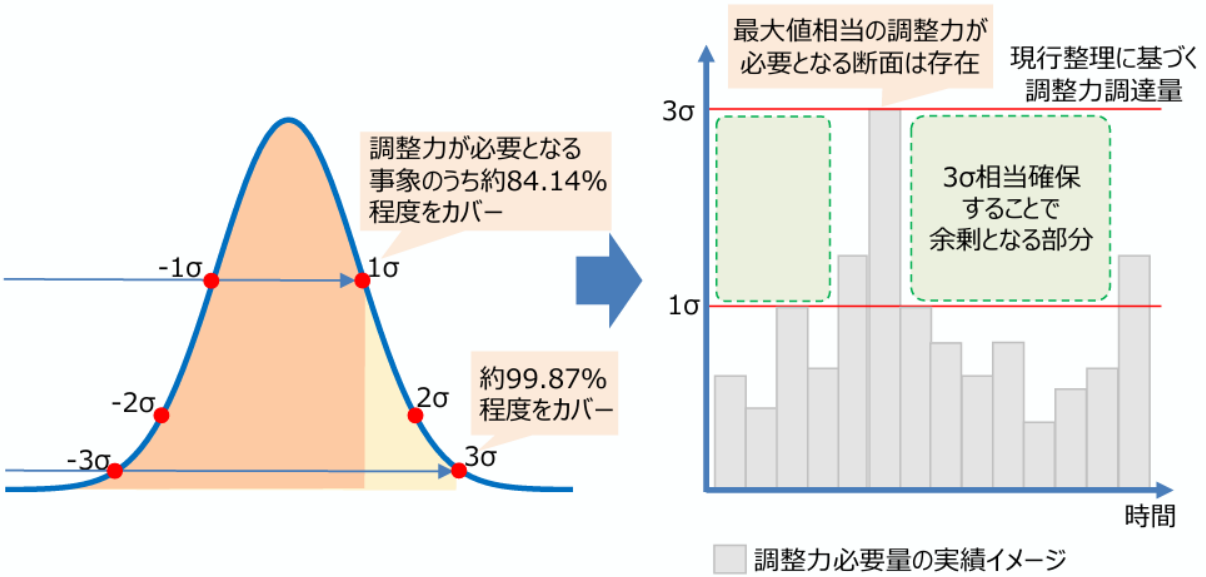


○ 複合市場においても、三次②市場と同様の募集量削減係数を導入することが考えられるが、試算結果から、募集量が大幅に削減される見込みとなったため、新規リソースの高速商品への参入が増加しているという状況も最大限考慮しつつ、コスト抑制を図る方法が検討された。

○ その結果、募集量削減係数を導入するのではなく、**複合市場の一次～三次①の全ての商品において、市場による調達量を最大1σ相当とする**こととし、**必要量3σとの差分は、余力にて調達**することとなった。（2026年3月～）

○ また、適切な競争環境と十分な約定機会を確保する観点から、**市場において十分な競争が働いていることが確認できた場合には、募集量を増加**させることとなった。

**調整力必要量の算定と調達イメージ**




出所：第108回制度検討作業部会（2025年10月29日）

# 複合市場　揚水随意契約の実施



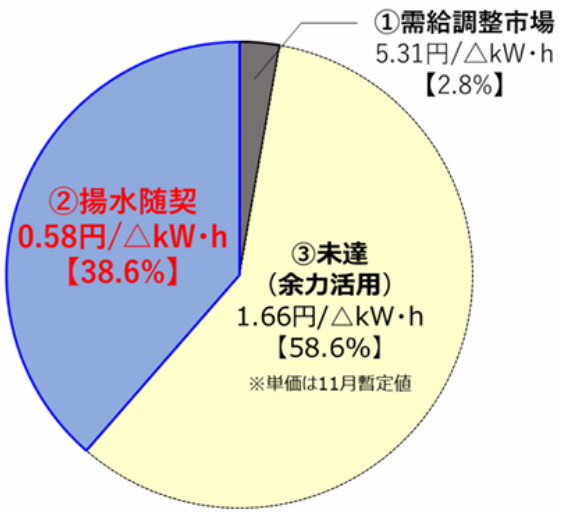
○ 揚水発電は、**短時間での起動停止が容易で、負荷追従性も高いため、調整電源として非常に有用な電源**であり、特に一次や二次①といった高速商品での利活用が期待される。

○ 一方、発電BG側では、水位管理の難しさ等から、揚水発電を需給調整市場に応札することが難しいという意見もあった。

○ このような背景から、需給調整市場の未達率が大きく単価が高止まりしていた中部エリアにて、2024年7月より、**揚水発電のΔkWを市場ではなく随意契約により調達し、市場からの募集量を低減する取組**を実施した。

○ 本取組は、第98回制度設計専門会合（2024年6月）で承認され、その後、第5回制度設計・監視専門会合（2025年1月）において、**他の一般送配電事業者への横展開が提案**された。

**【当該期間中の調整力確保状況】**




| | | 7月※1 | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 累計 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 量 | 揚水随契（複合募集量に対する割合） | 25.8% | 49.5% | 33.1% | 31.1% | 45.8% | **38.6%** |
| 単価（円/△kW・h） | ②揚水随契※2 | 0.38 | 0.38 | 1.14 | 0.75 | 0.34 | **0.58** |
| | ③余力活用※3 | 1.68 | 2.18 | 1.59 | 1.59 | 1.28 | **1.66** |
| | ①需給調整市場 | 6.69 | 3.65 | 3.75 | 7.37 | 5.40 | **5.31** |
| | 総合 | 1.81 | 2.35 | 1.83 | 1.99 | 1.40 | **1.87** |

※１：7月のうち、貸与開始以降となる7/20～7/31が対象
※２：貸与機の託送費用、再エネ発電促進賦課金（サーチャージ）を含む
※３：自然体余力、追加起動、電源持替で発生した余力量を基に算定

出所：第5回制度設計・監視専門会合（2025.1.30）中部PGプレゼン資料

# 複合市場　揚水随意契約の実施状況と効果



○ 揚水随契を希望する一般送配電事業者各社は、**①安定供給、②コストの適切性・透明性および③公平性の観点**で、自エリアの競争状況（未達状況・調達価格等）を分析し、**自社が目指すべき調整力調達のポートフォリオの考え方等を踏まえて、揚水随契を実施**してる。

○ 2025年度の実績については、監視専門会合においても、**揚水随契は調整力単価の低減に寄与**しており、各社の契約・精算には問題がなかったと評価されている。

＜揚水随契の年度毎の実施状況（開始月）＞

| | 中部 | 東北 | 関西 | 北海道 | 東京 | 中国 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2024年度 | 7月～ | – | – | – | – | – |
| 2025年度 | 4月～ | 4月～ | 7月～ | 7月～ | 10月～ | – |
| 2026年度 | 4月～ | 4月～ | 4月～ | – | 4月～ | 6月～ |

＜２０２５年度のエリア別の揚水随契による効果一覧＞

| | 中部 | 東北 | 関西 | 北海道 | 東京 |
|---|---|---|---|---|---|
| 契約期間開始月 | 2025/4～ | 2025/4～ | 2025/7～ | 2025/7～ | 2025/10～ |
| 契約容量（万kW） | 61 | 23 | 47 | 34 | 60 |
| 揚水随契の調達単価（円/ΔkW･h） | 0.69 | 1.34 | 0.63 | 4.46 | 0.78 |
| 需給調整市場の調達単価（円/ΔkW･h） | 5.97 | 6.41 | 7.30 | 12.99 | 6.48 |
| **需給調整市場・揚水随契・余力活用を含む総合単価（円/ΔkW･h）** | **2.16** | **5.02** | **3.35** | **8.29** | **2.97** |

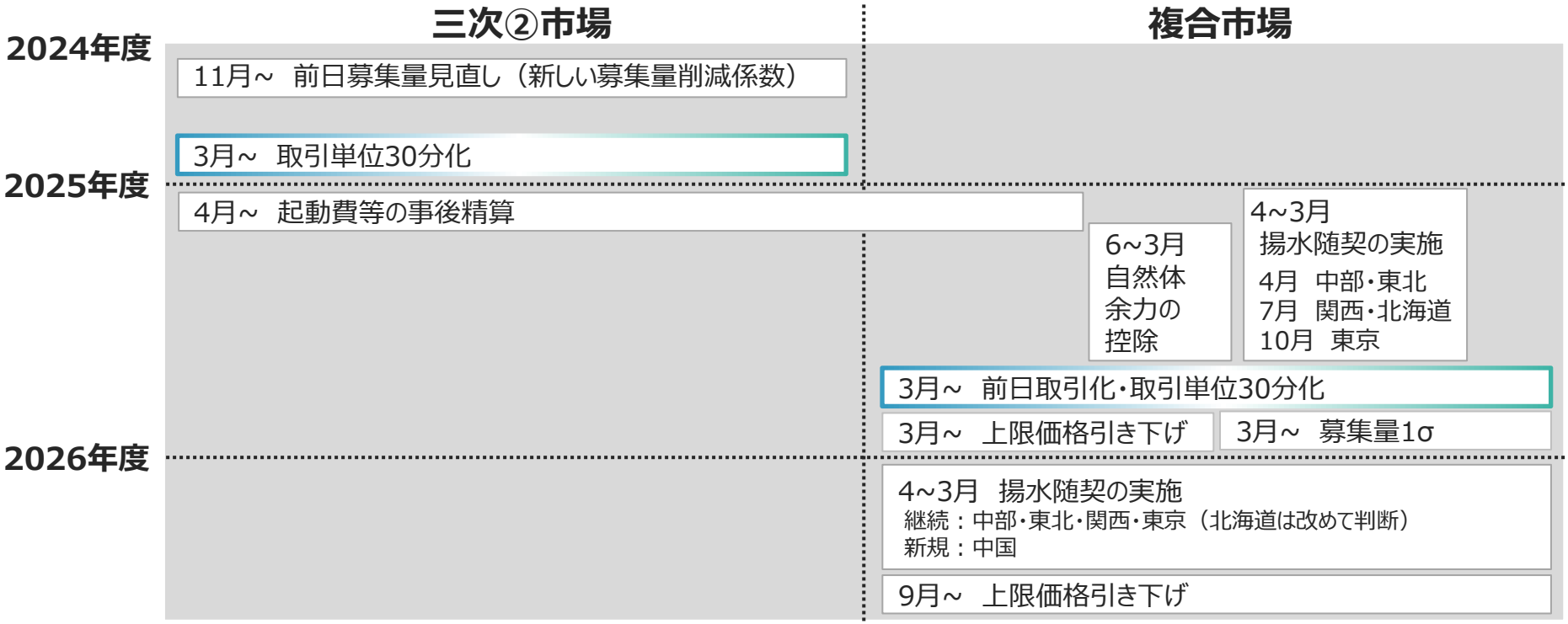
# 需給調整市場における調達の未達・費用増大への対策



## ①募集量の適正化

## ②応札量の増加

## ③上限価格の引き下げ

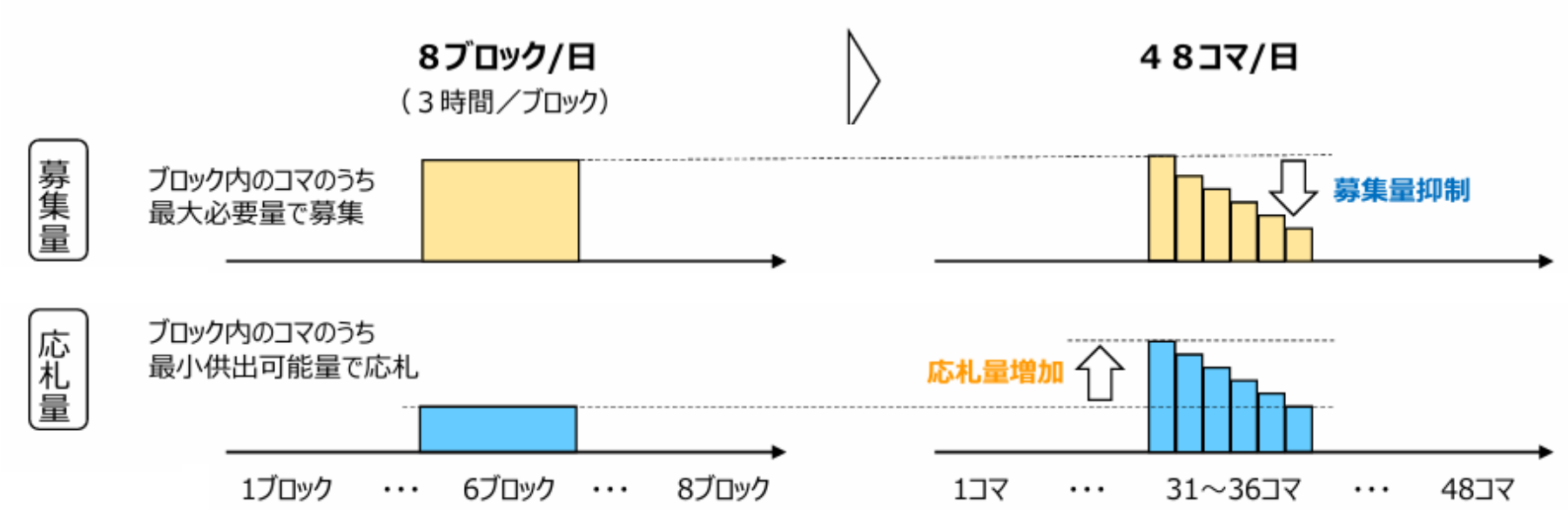


# 三次②市場　取引単位30分化



○ 商品の**取引単位（ブロック時間）短縮により、募集量の削減や応札量の増加が期待**できることから、**取引単位の短縮が検討**された。

○ そのうえで、発電計画が30分コマ単位で策定されていること、実需給においても三次②の発動指令やアセスメントⅡを30分コマ単位で実施していることを踏まえ、取引単位を30分に見直すことが決定され、需給調整市場システム等の改修を経て、**2025年3月より30分単位での取引が開始**された。



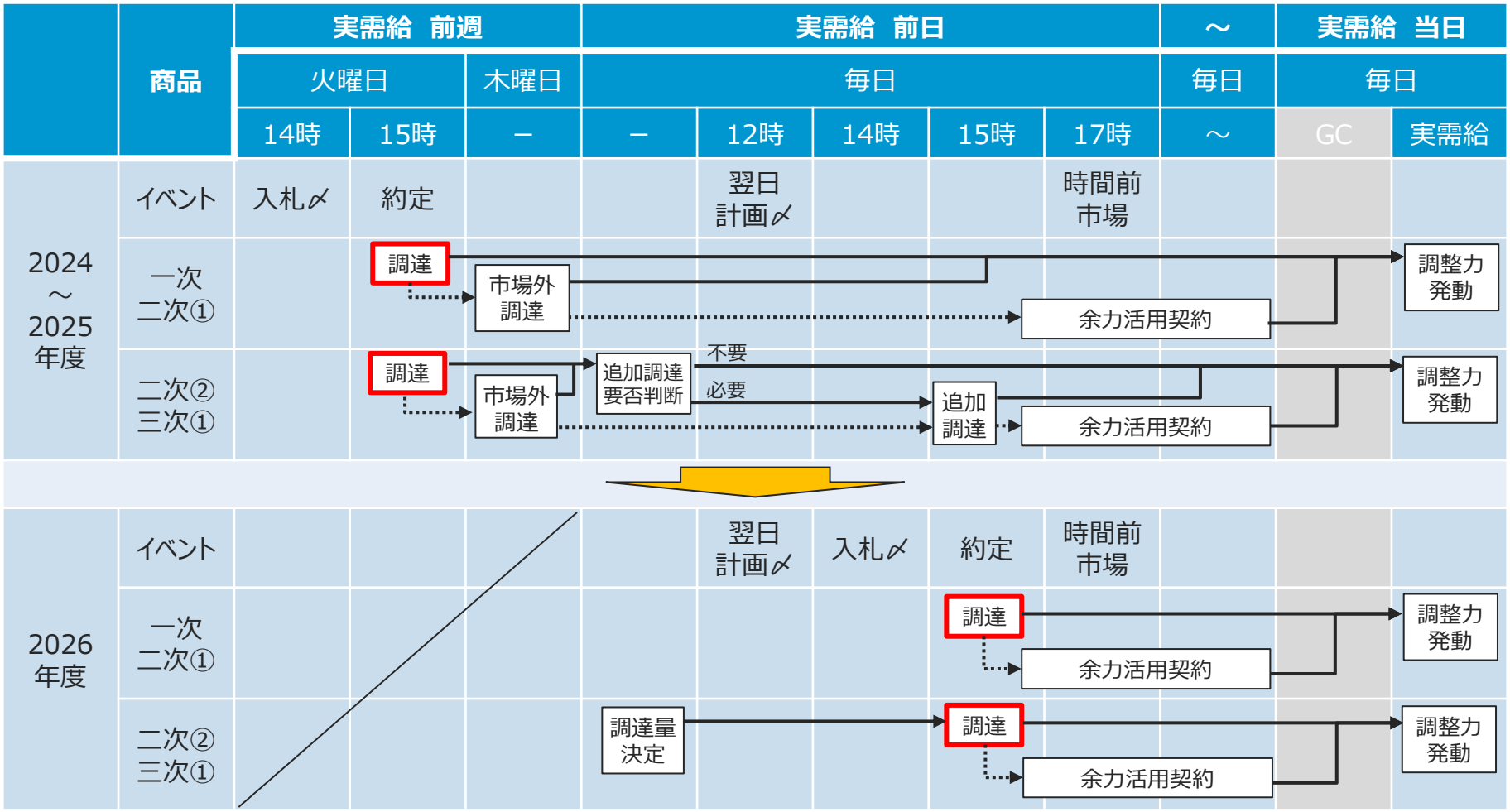

出所：第25回需給調整市場検討小委員会（2021年9月17日）を一部編集（募集量と応札量の位置を入替）

# 複合市場　前日取引化・取引単位30分化



○ 複合商品については、**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が検討**され、応札量増加に対する効果の大小や応札単価の適正化等の観点、事業者ヒアリングの結果を踏まえ、**2026年3月から前日取引が開始**された。

○ また、これと合わせて**複合商品も三次②と同様、取引単位が30分**となった。




【凡例】 ⟶ 未達なし ⋯⟶ 未達あり

出所：第41回需給調整市場検討小委員会（2023年8月17日）を基に作成

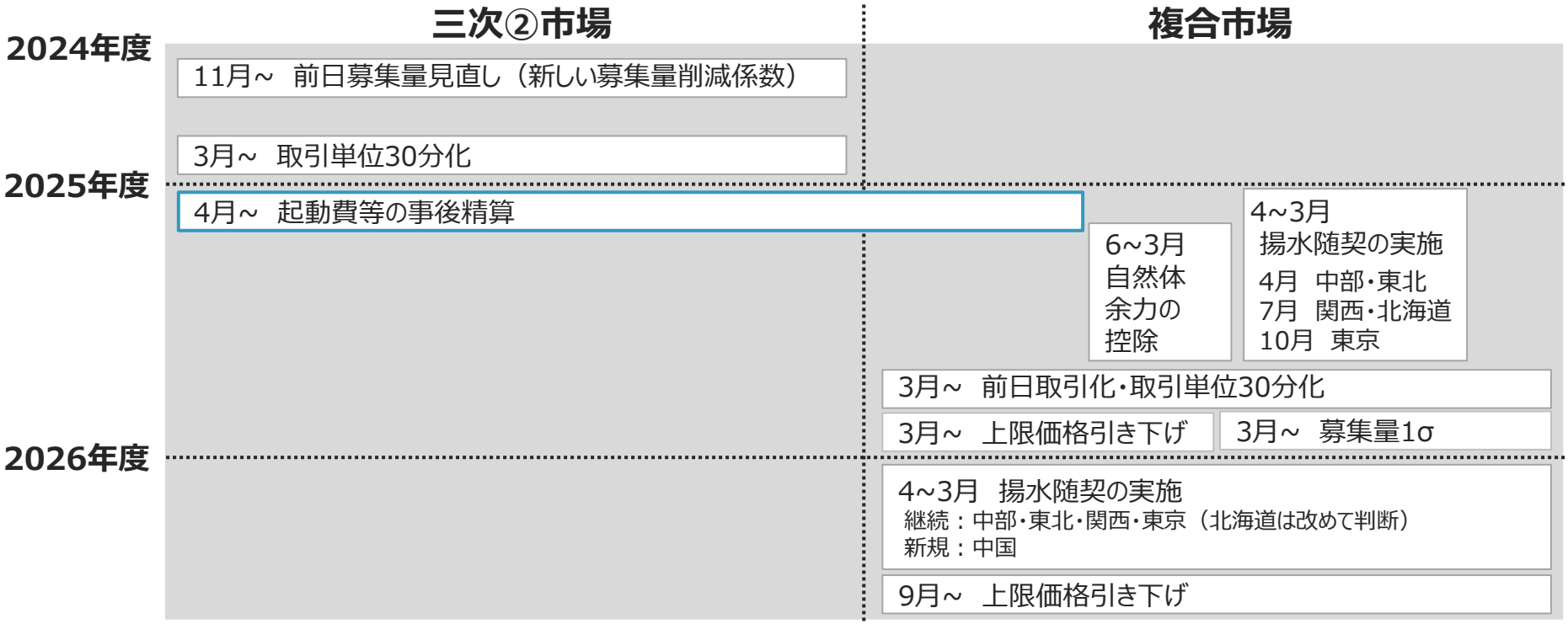
# 需給調整市場における調達の未達・費用増大への対策



①募集量の適正化

**②応札量の増加**

③上限価格の引き下げ



# 三次②＆複合　起動費等の事後精算

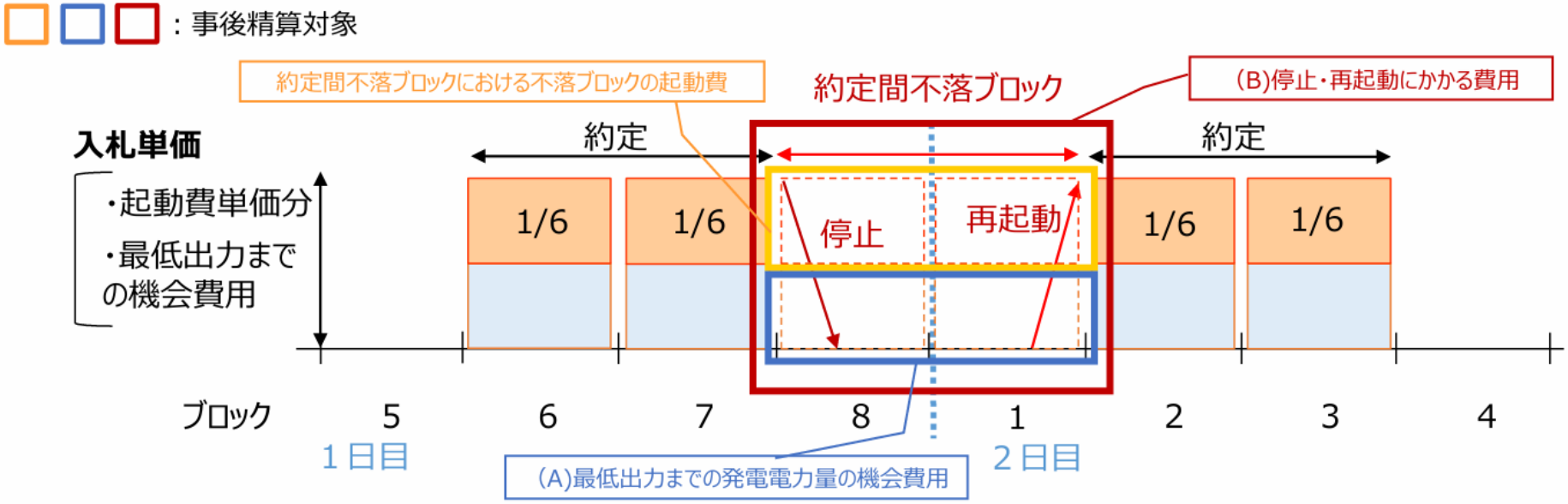


○ 発電事業者が、同一リソースを連続入札単位で入札した結果、約定希望ΔkWに対して全部または一部が約定したブロックに挟まれた「不落ブロック」が発生する場合がある。

○ このような約定結果となった場合、**発電事業者は起動費等を取漏れることになるため、需給調整市場に応札しない**ケースが考えられる。

○ このため、**不落ブロックに計上されている「起動費」および「最低出力までの発電電力量の機会費用」について事後精算**する仕組みが2025年4月より開始された。

○ ただし、入札の結果、約定間不落ブロックが発生し、**最低出力で待機するよりも停止・再起動した方が経済的であれば、その「停止・再起動にかかる費用」を精算**する。




出所：EPRX 【説明資料】起動費等および経済差替時の扱いに関する事後精算について

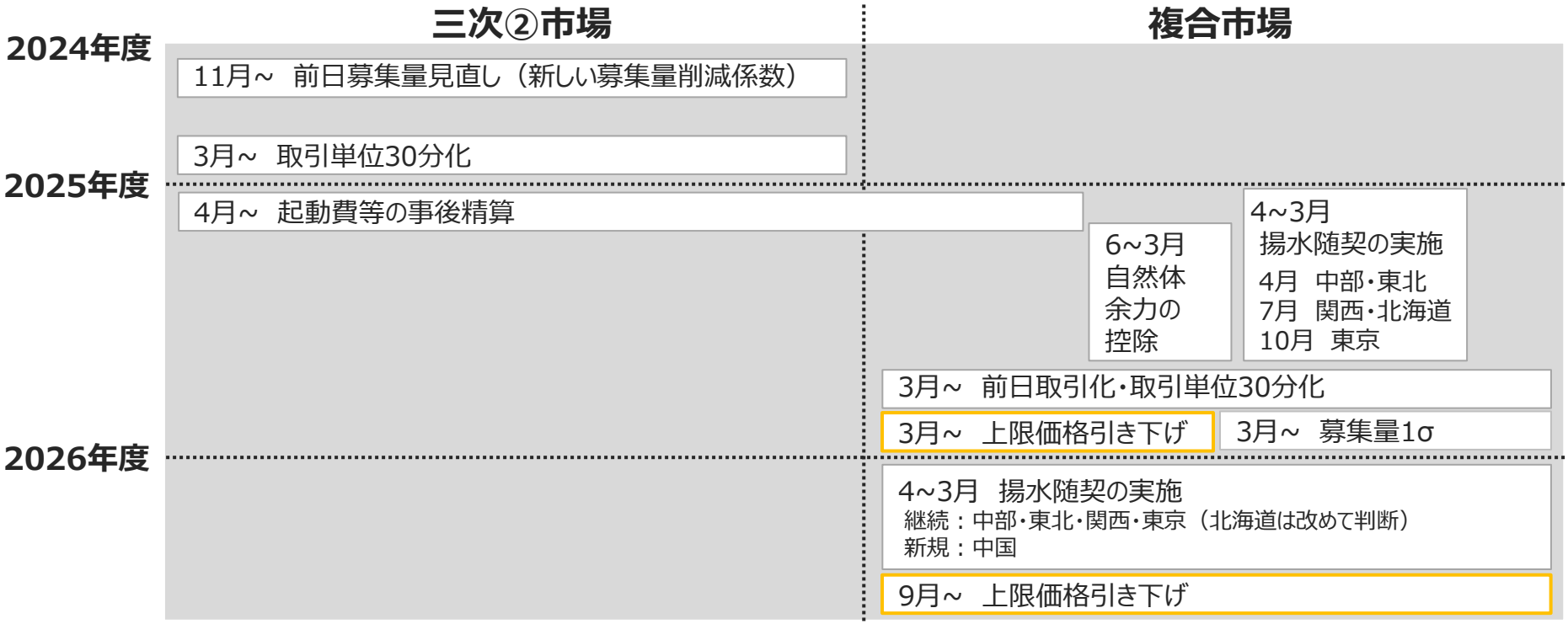
# 需給調整市場における調達の未達・費用増大への対策



①募集量の適正化

②応札量の増加

**③上限価格の引き下げ**



# 複合市場　上限価格引き下げ



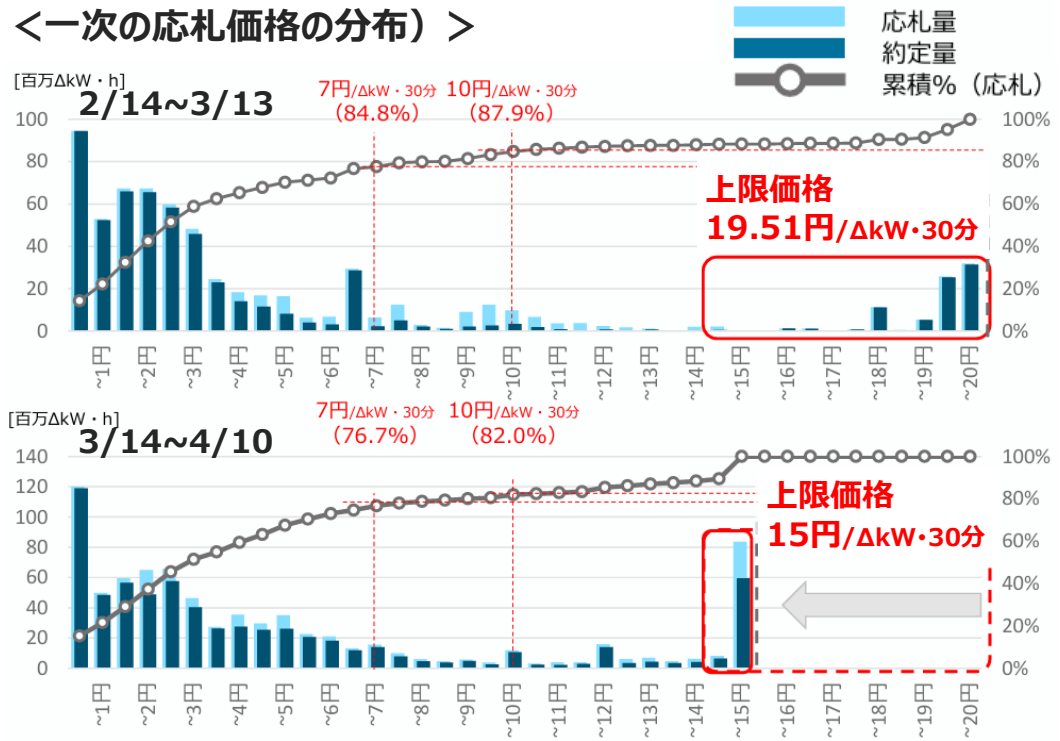
○ 市場が十分に競争的となれば、そもそも上限価格を設定する必要はない。

○ しかしながら、募集量削減を行ったとしても、**十分に競争な状況とならず、上限価格に張り付いた約定が継続し、TSOの調整力調達負担を増大させる懸念**があったため、制度検討作業部会において、**一次、二次①および複合商品の上限価格引き下げが検討**された。

○ これらの商品は、できる限り市場を通じて必要な調整力を確保するとの観点から、二次②および三次①に比べて上限価格が高めに設定されていたが、**市場における競争状況に改善が見られない場合、段階的に引き下げる**ことが決まった。

○ 現時点においては、2026年9月から10円/ΔkW・30分が適用されている。

**＜一次の応札価格の分布）＞**




**＜14円以上の応札札の内訳＞**

| | 火力 | 揚水 | 蓄電池 | VPP /DR |
|---|---|---|---|---|
| 2/14～3/13 | 3.0% | なし | 95.4% | 1.5% |
| 3/14~4/10 | 34.5% | 0.2% | 63.3% | 2.0% |

**＜上限価格＞**

| 適用開始 | 上限価格［円/ΔkW･30分］ | | |
|---|---|---|---|
| | 複合商品・一次・二次 | 二次②・三次① | 三次② |
| 2024.4.1 | 19.51 | 7.21 | 上限なし |
| 2026.3.14 | 15.00 | 7.21 | 上限なし |
| 2026.9.1 | 10.00 | 7.21 | 上限なし |
| 未定 | 7.21 | 7.21 | 上限なし |

段階的引き下げ

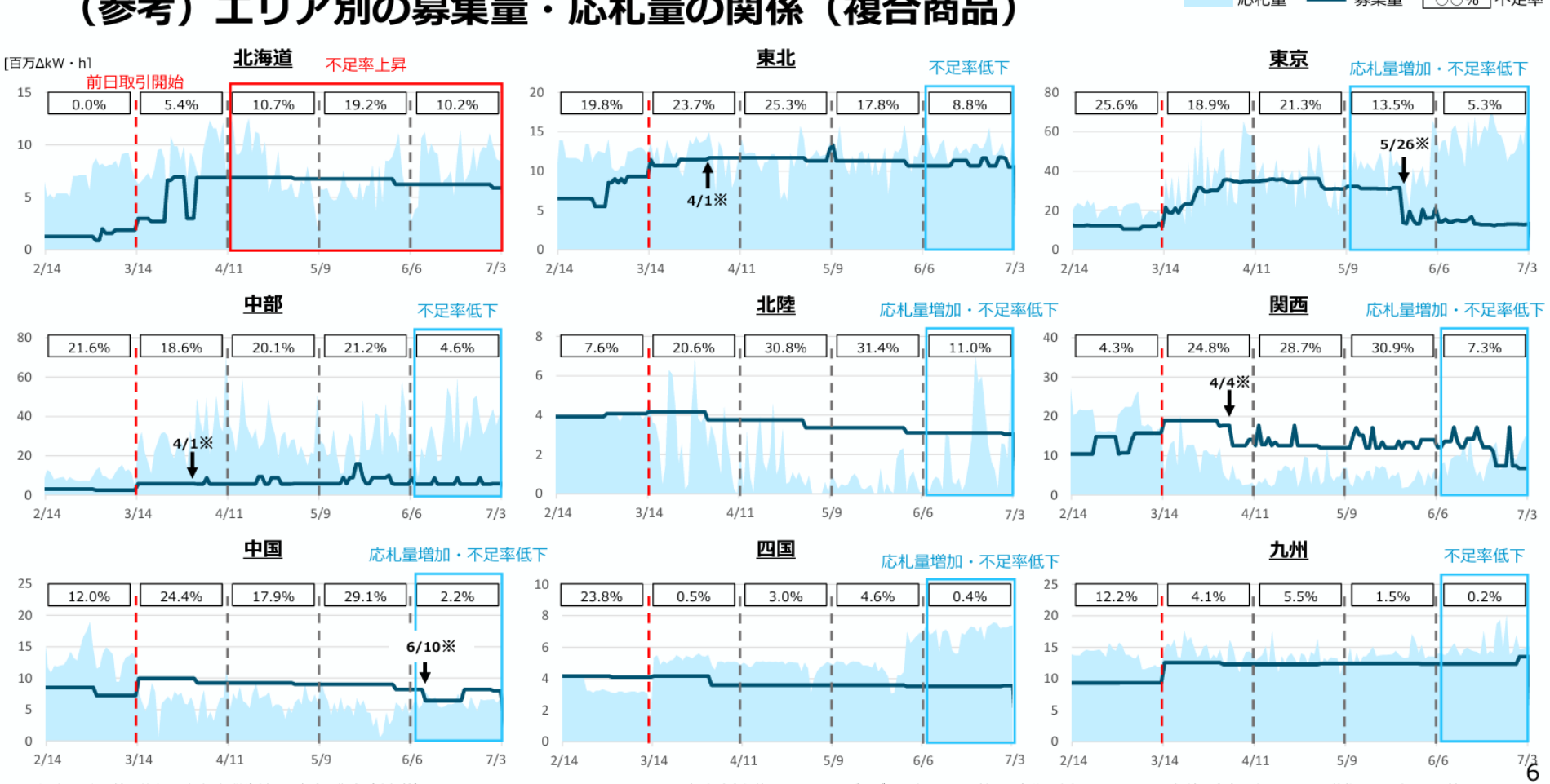
出所：電力安定供給WG資料を基に作成

# ＜参考＞需給調整市場の状況（複合商品）



○ 複合商品の2026年2月14日～7月3日の募集量・応札量の実績は下図のとおり。

## （参考）エリア別の募集量・応札量の関係（複合商品）




出所：電力需給調整力取引所の提供資料より事務局作成（速報値）

※揚水随意契約についてそれぞれグラフ中に示す日付で、東北・中部・関西エリアは継続、東京・中国エリアは募集量の見直しを開始している。



出所：第4回 電力安定供給WG（2026年7月14日）資料6

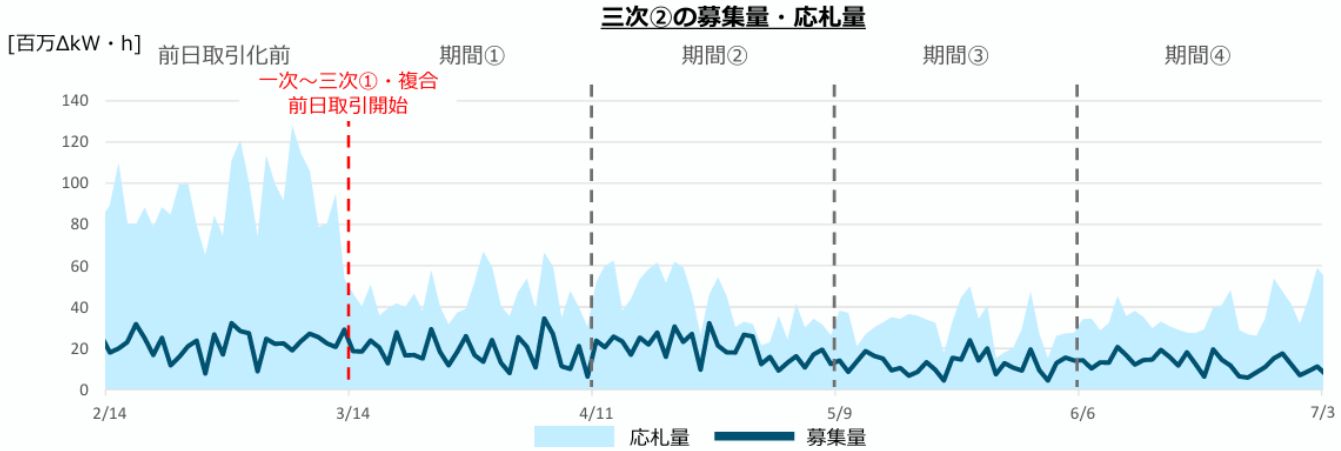
# ＜参考＞需給調整市場の状況（三次調整力②）



○ 三次②の2026年2月14日～7月3日の募集量・応札量の実績は下図のとおり。

## （参考）前日取引化以降の三次②の取引状況

- 複合市場の前日取引化により、これまで前日に取引が行われていた**三次②と複合市場の取引時期が重なる**こととなった。このため、**複合市場・三次②の間で応札が偏り、メリットオーダーに基づく調達ができなくなるとの懸念**がある。
- 期間③④では、期間②と比べて応札量が減少した。期間③の平均約定価格（単位：円/ΔkW・30分）は3.54円と、同期間の複合商品の平均約定価格である3.08円を上回った。一方、**期間④では、期間③から応札量が増加**し、**不足率が低下**したほか、**平均約定価格も2.10円**と、同期間の**複合商品の平均約定価格である2.57円を下回った**。
- 特に期間④では、不足率・平均約定価格ともに低下した。これは、**複合商品と同様に**、**応札量の増加**や**募集量削減の取組**等が影響したものと考えられる。




| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 平均応札量 | 0.91億ΔkW・h/日 | 0.44億ΔkW・h/日 | 0.42億ΔkW・h/日 | 0.30億ΔkW・h/日 | 0.36億ΔkW・h/日 |
| 平均約定価格 | 0.98円/ΔkW・30分 | 2.90円/ΔkW・30分 | 3.78円/ΔkW・30分 | 3.54円/ΔkW・30分 | 2.10円/ΔkW・30分 |
| 不足率 | 2.5% | 6.6% | 10.0% | 10.3% | 3.9% |

出所：電力需給調整力取引所の提供資料より事務局作成（速報値）



出所：第4回 電力安定供給WG（2026年7月14日）資料6

1. 調整力調達（ΔkW）

**2. 調整力広域運用（kWh）**

3. 今後の調整力調達

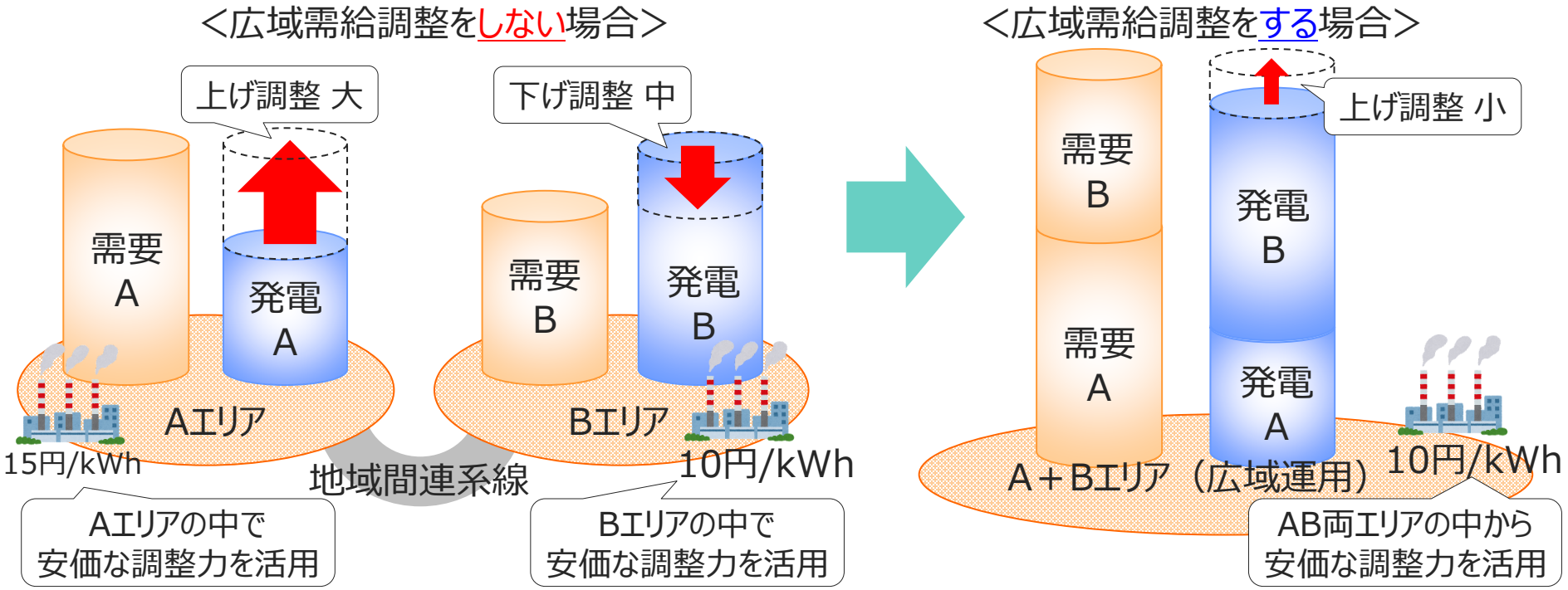
# 広域需給調整（二次②～三次①の広域運用）



○ 実需給断面における調整力の運用について、従前は、各一般送配電事業者が、それぞれで調達した調整力を活用し、エリア毎に需給バランス調整を行っていたが、2020年3月から、調整力コストの低減を図るため、**他エリアの一般送配電事業者が調達した調整力も含め相互に活用する広域需給調整を導入**している。

○ エリア間をつなぐ地域間連系線（以下、連系線）の運用容量の範囲内で広域需給調整を行うことにより、**各エリアの需要と供給のずれを相殺し調整量を低減**することができ、また、**全国で安価な順に調整力を活用（広域メリットオーダー）**することができる。

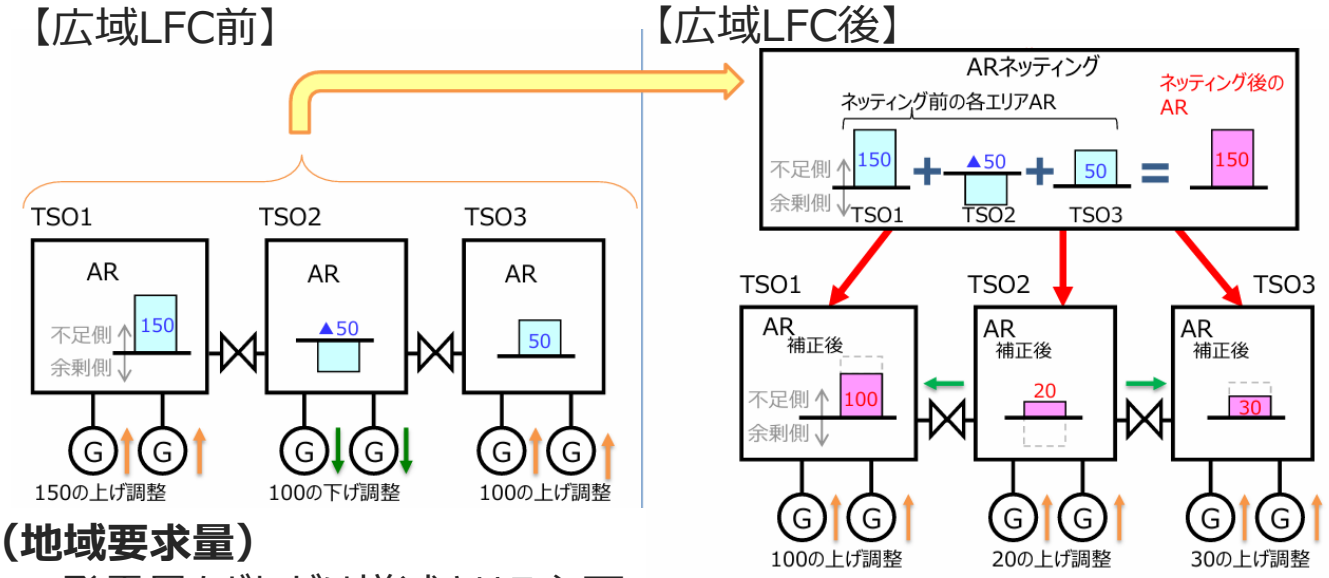
（広域需給調整のイメージ）



# 広域LFC（二次①の広域運用）



○ 二次調整力①(LFC)は、細かな周波数変動への対応に加え、**一次調整力からの持ち替えで周波数を基準値まで回復**し、さらに**三次調整力に受け渡すまで出力を維持**する機能である。
○ 広域LFC運開までは、**各エリアが自エリアのAR※に基づき調整電源を制御**していた。
○ 現在は、**広域LFCがARをネッティングし、それを発電機の速度比率で各エリアに配分することで、周波数を早く回復させるための制御分担量を算出**、各エリア中給はそれに応じてARを補正し、自エリアの調整電源を制御している。
○ また、**直前までのARに対して動作し、三次に受け渡すまで出力を維持している量についてもネッティングし、簡易メリットオーダーで各エリアに配分することで、エリア間での持ち替えによる経済的な広域運用を実現**している。




**※AR（地域要求量）**
各エリアで発電量をどれだけ増減させる必要があるかを示す値

（注）・各エリアへのＡＲ配分量はあくまで一例
・ネッティングによる経済メリットがない場合はロックする機能を検討

# 広域LFC前後の変化（周波数品質面）



○ 東地域および中西地域においては、周波数の調整目標範囲を±0.2Hzに設定しており、加えて、中西地域では±0.1Hz以内の時間滞在率目標を95%以上と設定している。

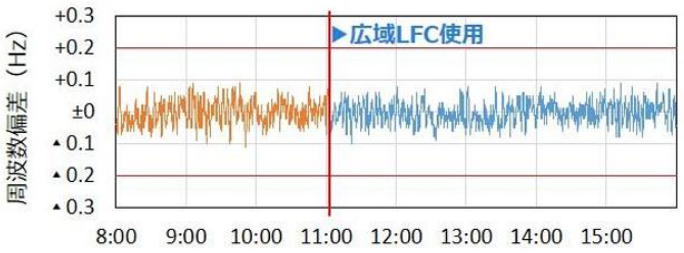
○ **<u>周波数偏差および滞在率は、広域LFC運用切り替え前後で同水準</u>**であった。

2．広域LFC運用の分析について（周波数への影響） 17

■ 広域LFC運用によって、周波数品質に悪影響を及ぼしていないか確認を行った。
■ 東地域・中西地域のいずれも、広域LFC運用への切替前後での周波数の変動は同程度であった。
■ また、広域LFC運用を開始する前後の一定期間における周波数の±0.1Hzおよび±0.2Hz滞在率を確認したところ、同水準以上であった。

**【東地域】**

[広域LFCへの切替時における周波数偏差]



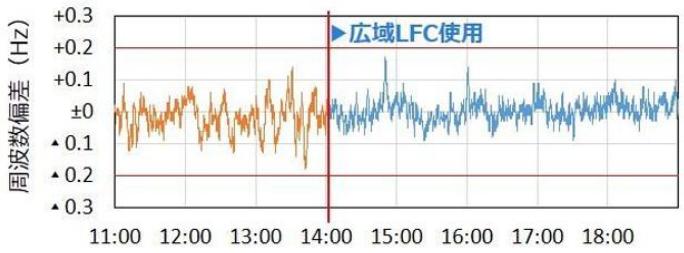

[±0.1Hzおよび±0.2Hz滞在率]



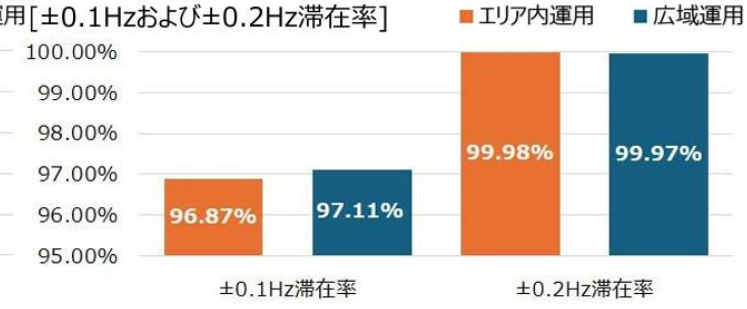

※ 東地域のエリア内運用は2026年1月1日-30日、広域運用は2026年1月30日-2月28日実績

**【中西地域】**

[広域LFCへの切替時における周波数偏差]




[±0.1Hzおよび±0.2Hz滞在率]




※ 中西地域のエリア内運用は2026年3月1日-4月13日、広域運用は2026年4月28日-5月31日実績

出所：第63回需給調整市場検討小委員会（2026年9月15日）資料2

# 広域LFC前後の変化（コスト低減効果）



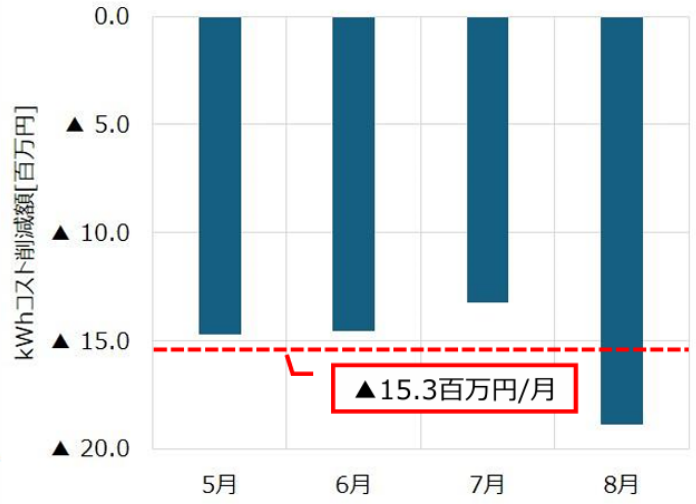
○ 広域LFC運用によって、**ネッティングによるLFC動作量の低減およびメリットオーダーの追及**が行われたことにより、東・中西の両地域において、**調整力kWhコストが低減**された。

2．広域LFC運用の分析について（調整力kWhコスト低減）　20

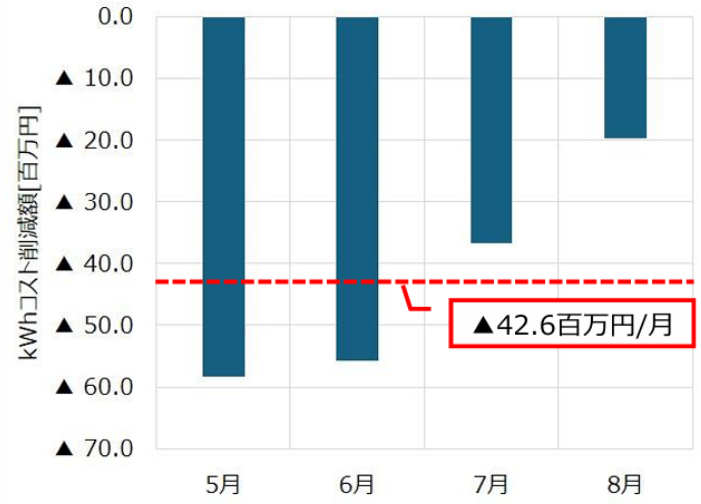
- 広域LFC運用によって、ネッティングによるLFC動作量の低減およびメリットオーダー追求の２点を通じた調整力kWhコストの低減が期待されていたところ、調整力kWhコストの低減額について実績を確認した。
- 東・中西の両地域において広域LFC運用が開始されている2026年5月1日以降の調整力kWhコスト実績を確認したところ、東地域では▲15.3百万円/月、中西地域では▲42.6百万円/月の低減となった。
- シミュレーション時には８エリアの合計で▲1百万円/日（▲30百万円/月）の低減を見込んでいたが、資源価格の高騰*によって発電コストがシミュレーション時よりも上昇している等の要因により、効果が大きくなったものと考えられる。

＊ 石炭…2020年平均 8,540円/MT、2026年6月 23,200円/MT、JLC…2020年平均 43,270円/MT、2026年6月 92,100円/MT
※ 通関統計から引用

**【東地域】**




**【中西地域】**



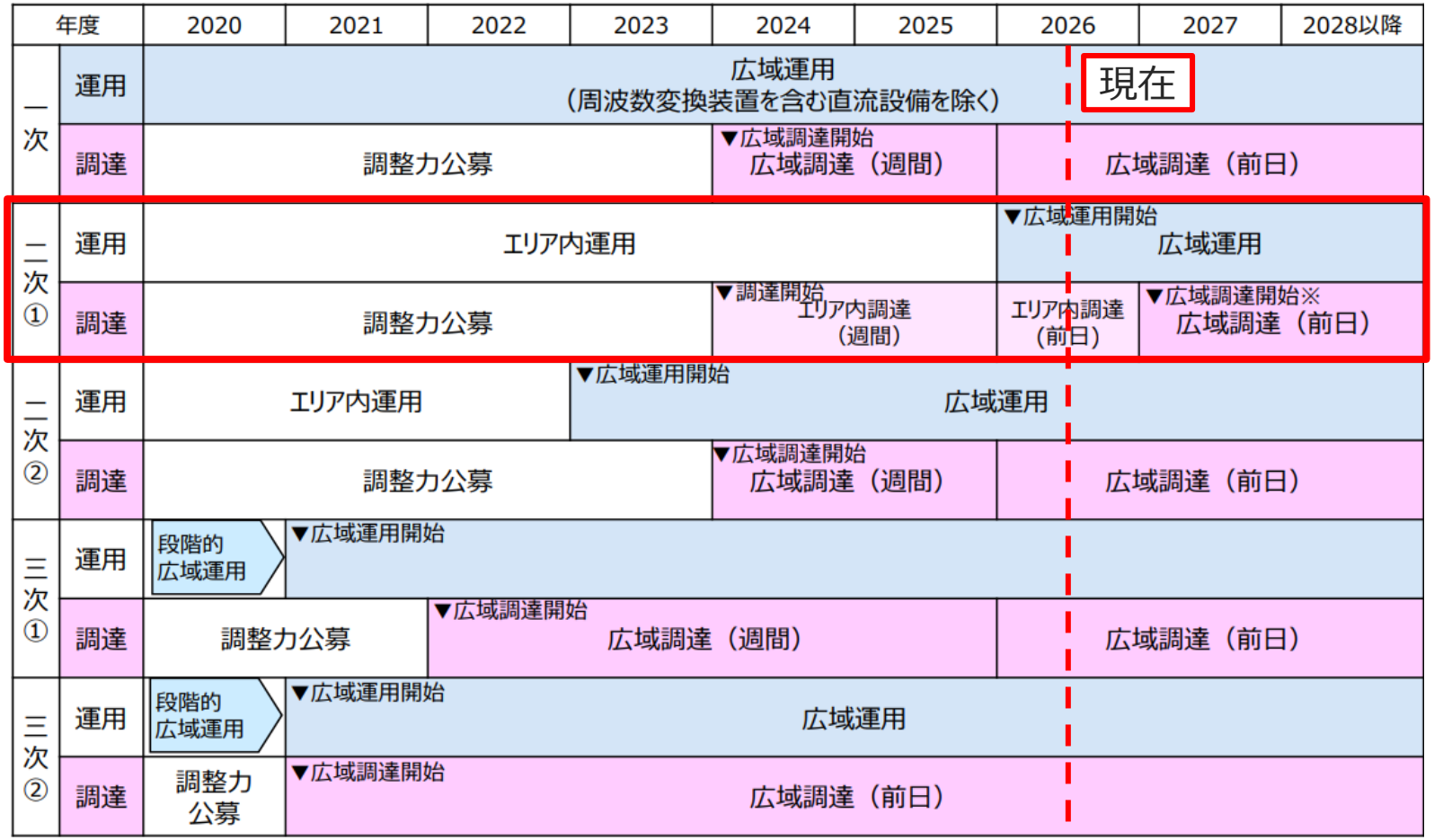

出所：第63回需給調整市場検討小委員会（2026年9月15日）資料2

# 全商品区分における広域運用の実現



○ **広域運用については、一般送配電事業者が協力し、システムの開発・改修、運用方法の変更等を進めながら、段階的に対象範囲を拡大**させてきた。

○ 今年度より、広域LFCによる二次①の広域運用を開始し、**全ての商品区分において広域運用を実現**することができた。




※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

出所：第６０回需給調整市場検討小委員会（2026.3.3）

1. 調整力調達（ΔkW）

2. 調整力広域運用（kWh）

**3. 今後の調整力調達**

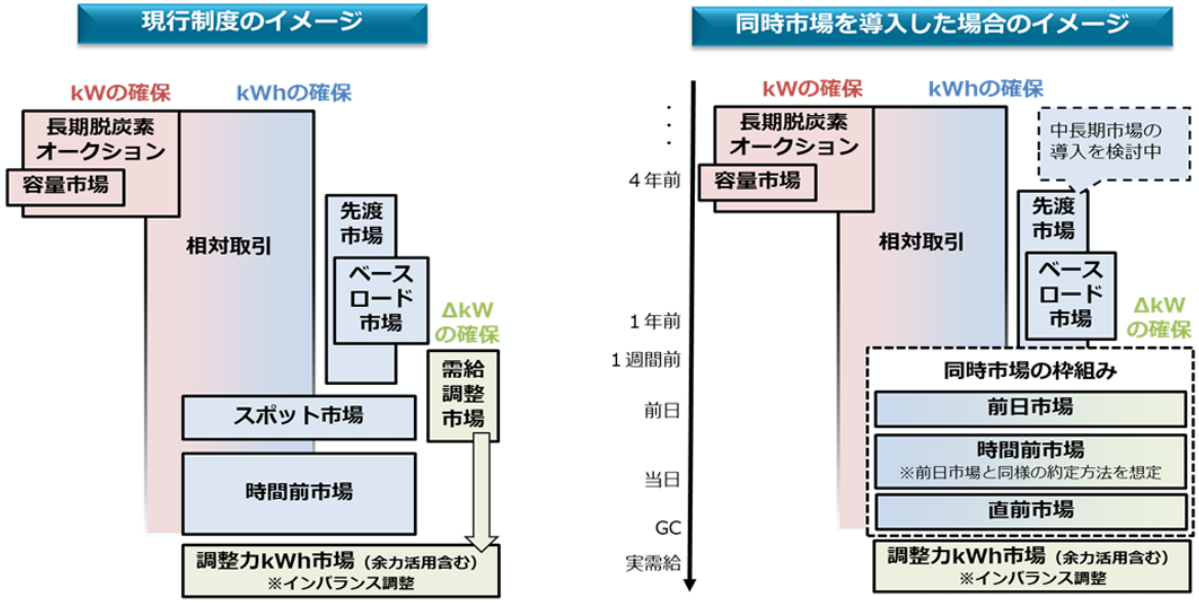
# 電力市場を取り巻く課題



○ 卸電力取引所や需給調整市場の売り入札不足やこれに基づく価格高騰、調整力必要量の増加、系統混雑の発生など、様々な問題が顕在化しており、今後、変動性再エネの大量導入により、更なる深刻化が想定される。

○ これらの問題に対し、**①電力と調整力の安定的な調達・配分、②電源の費用特性を考慮した約定、③将来の環境変化に対応しうる需給運用の仕組みの構築の三つの観点**から、既存の電力市場に代わる新たな市場**「同時市場」の導入に向けて検討**が進められている。

○ なお、安定的な電力供給のためには、供給力（発電設備、燃料）が十分に確保されていることが前提であるため、調整力確保策との整合性を踏まえた供給力確保策が国大で検討されており、一般送配電事業者としても協力している。




※図は代表的な市場・取引について記載。価値（kW、kWh、ΔkW）が明確に区別できない場合もあることに注意。

出所：「同時市場の在り方等に関する検討会」第二次中間取りまとめ

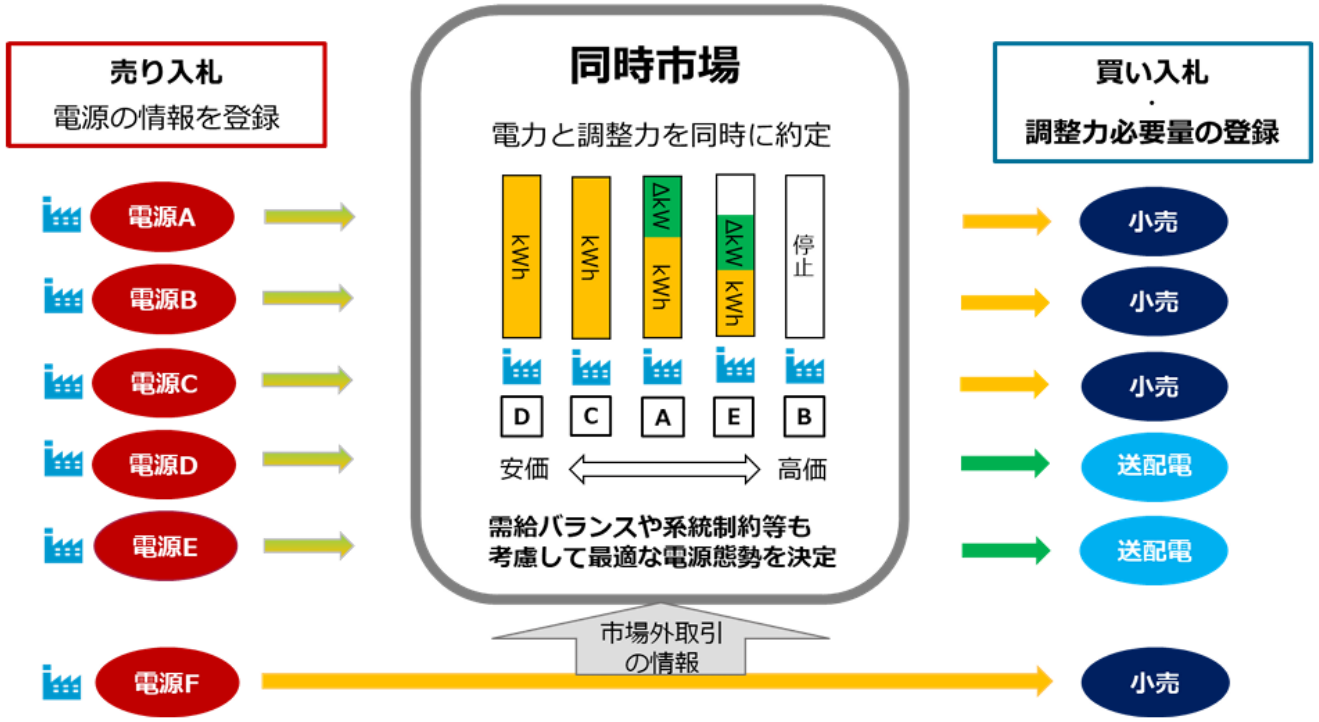
# 同時市場の概要



○ 同時市場は、**電力と調整力を同時に取引し、約定させる仕組み**の電力市場である。

○ 同時市場では、電源の売り入札を、**起動費、最低出力費用、増分費用の３つの価格情報**と、出力上下限、起動時間、出力変化速度等の**運転パラメータを登録**する方法で行う。

○ 同時市場は、約定処理において、**電源の価格情報と運転制約に加え、系統の需給バランスや送電容量等を考慮し、発電コストを最小化**するように、最適な電源ラインナップを算出する。




出所：同時市場の在り方などに関する検討会　第二次中間取りまとめ

# 同時市場の今後の検討の進め方



○ 同時市場を導入するためには、今後、主に以下の検討および準備作業が必要となる。

**①市場制度の詳細設計**

電力の市場取引等に関する**事業者の業務や運用実態を調査・把握**し、同時市場の仕組みを具体化することが必要となる。

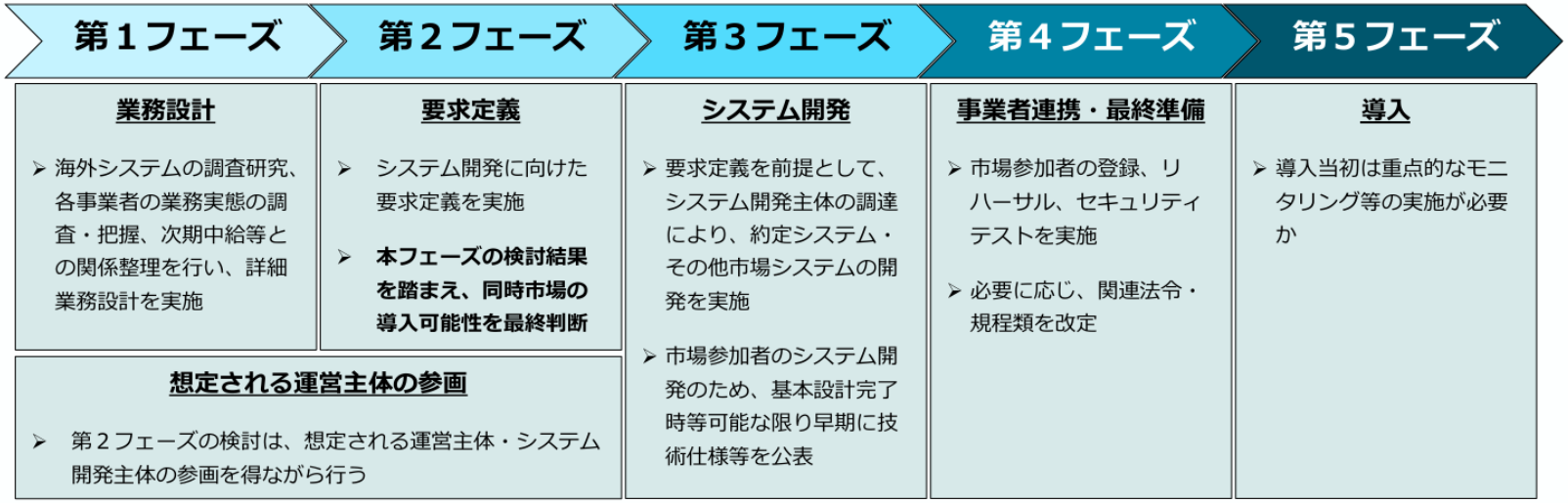
**②同時市場システムの開発**（入札受付、約定処理、価格算定、精算等）

同時市場が電源の運転制約や系統制約を考慮した約定処理を行うことを踏まえると、**約定処理機能の開発が特に重要で、難易度も高い**もの考えられる。

**③運営主体の決定・市場開発準備**

同時市場の**運営主体を決定**し、体制構築、規程・マニュアル類の整備、制度の周知等、**市場開設準備作業を行うことも必要**となる。

**市場参加者側においても、新たな市場に対応**するための体制構築や業務設計、システム開発等が必要となる。



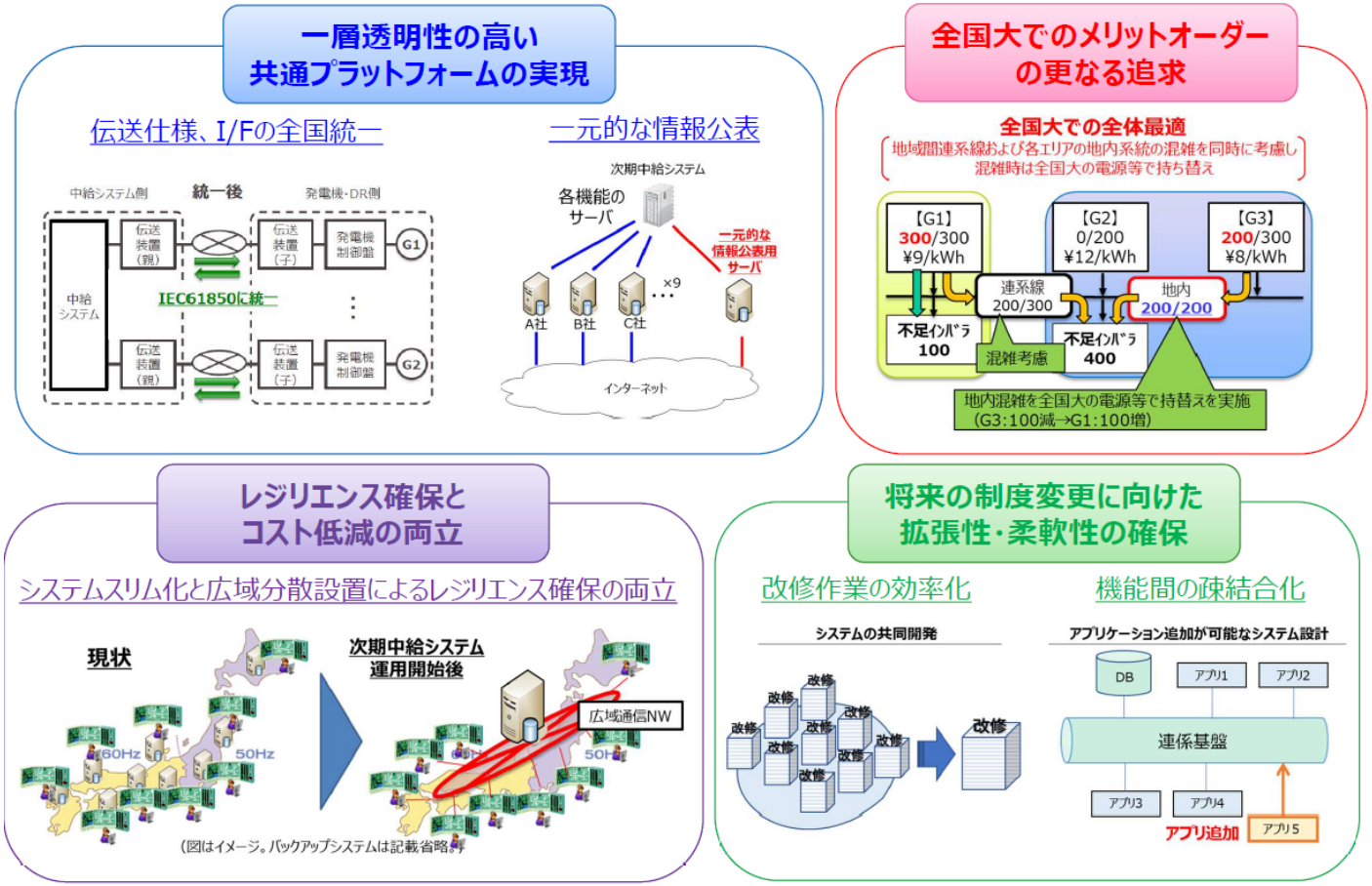

出所：同時市場の在り方などに関する検討会　第二次中間取りまとめ

# 今後の需給運用を支えるシステム基盤（次期中給システム）



○ 次期中給システムは、再エネ導入拡大や需給運用の高度化に対応し、**将来にわたり安定的かつ効率的な需給運用を実現**するための基盤システムとして開発を進めており、**2032年度の運用開始を目指している**。

次期中給システムで実現を目指すもの（イメージ）




出所：第1回 同時市場あり方検討（2023年8月3日） 資料7

# 次期中給システム開発を通じて得られた知見

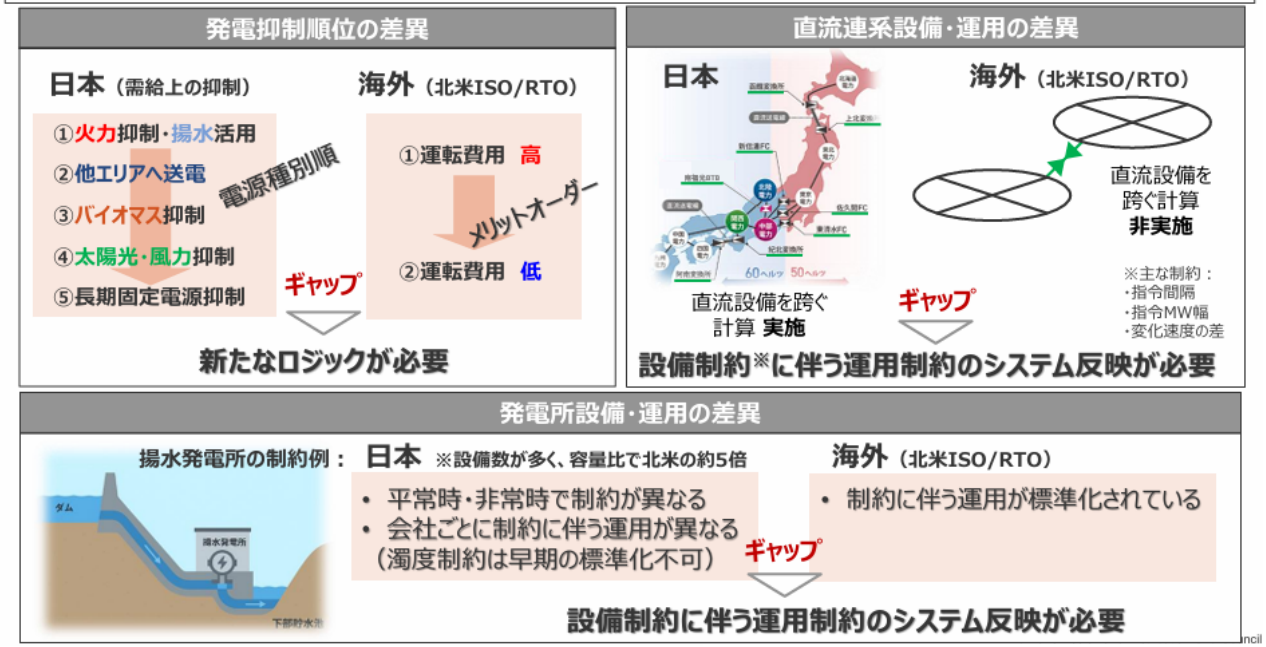


○ 次期中給システムの開発においては、**日本固有の制度・設備制約の反映が非常にチャレンジング**なものとなっている。

○ 同時市場プロジェクトとは別物であるものの、**次期中給の構築は同時市場システムの設計上、重要な取り組み**であり、開発過程で得られた日本固有の制度・設備制約に関する知見は、同時市場を実現するための重要な基盤の一部となり得ると考えている。

■ ベンダパッケージ活用を前提に、個社ごとに異なる運用方法等について最大限標準化を試みたが、発電抑制順位（優先給電ルール）や直流連系設備・揚水発電所など**日本固有の制度・設備制約の反映により、パッケージでは対応しきれずカスタマイズが不可避となった**。

■ 制度・制約を厳密に模擬をするといったチャレンジングな取り組みとなった結果、運開時期は当初目標の「**2020年代後半**」から「**2032年度**」へ変更した。




出所：第1回 同時市場あり方検討（2023年8月3日） 資料7

# まとめ



○ 2024年4月より需給調整市場での全商品の取引が開始されたが、**各商品の調達未達や三次②の調達費用増大といった課題が顕在化**した。

○ **安定供給を確保しながら社会コストの低減を実現するため**、**①募集量の適正化、および②応札量の増加により市場の活性化を図るとともに、③上限価格を下げることで需給調整市場費用を圧縮する等の対策**を講じてきた。

○ 市場の状況には一定の改善は見られるものの、応札未達は継続しており、**未だ競争的な状況とは言い難い**。

○ また、上記の対策においては、一般送配電事業者各社が、**需給調整市場だけでなく、余力や随意契約で確保した電源も含めた調整力のポートフォリオを形成して対応**しているが、**燃料価格高騰の影響等により、市場の内外によらず調整力全体のコストが増加**しているという課題もある。

○ このように、**様々な問題が顕在化している状況にあるため、既存市場に代わる「同時市場」の早期実現**に向けては、次期中給システム開発で得られた知見も踏まえ、引き続き一般送配電事業者としても、国や広域機関の検討に協力していく。

○ 一般送配電事業者として、引き続きこれらの課題に取り組むにあたり、検討の視点や留意すべき事項などがあれば、ご意見をお願いしたい。