

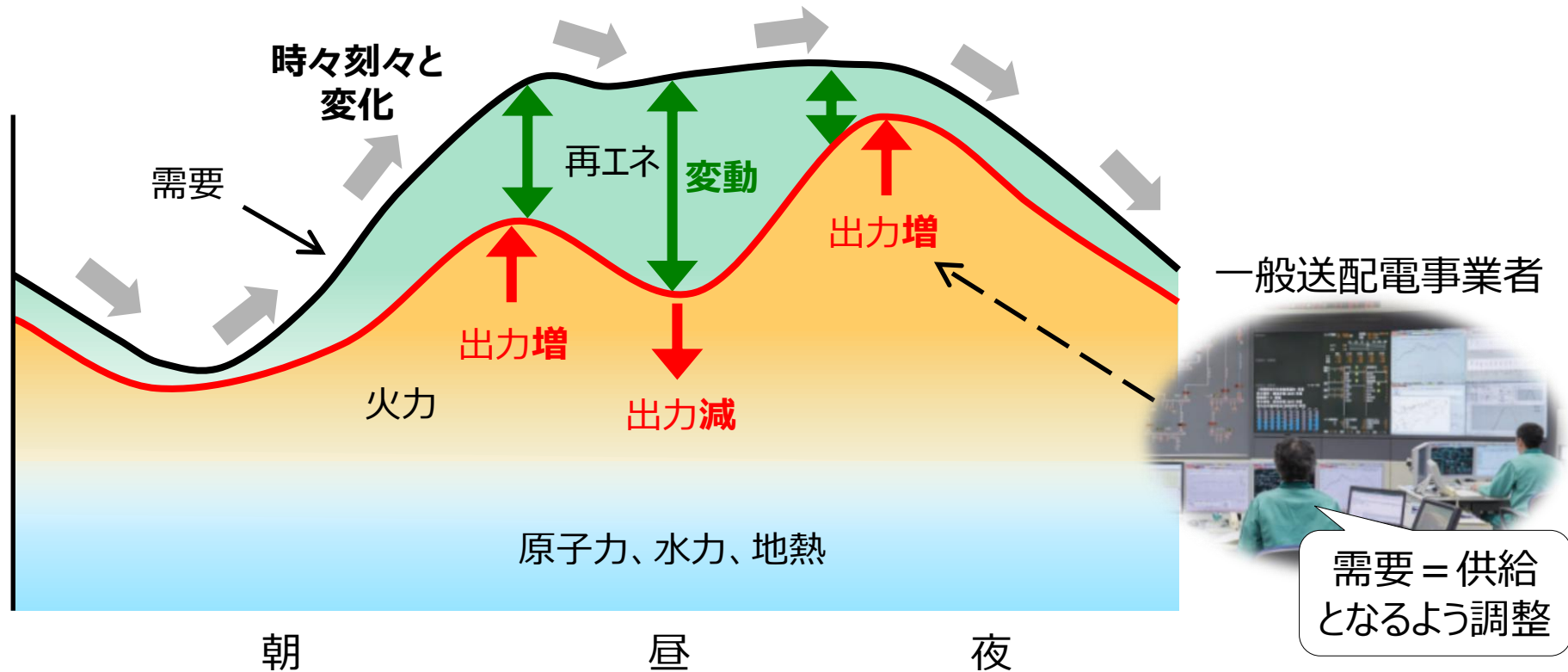


一般社団法人 送配電網協議会
Transmission and Distribution Grid Council

調整力確保の重要性

2025年10月

- 一般送配電事業者は、従来より、電力の安定供給に努めると共に、より低廉な価格でお客さまに電気をお届けするため、発電所とお客さまを繋ぐネットワーク設備の計画・工事・保全・運用等に加え、時々刻々と変化する**電力の需要（使用量）と供給（発電量）のバランスを調整し周波数を維持する需給運用**を担っている。
- 本日は、一般送配電事業者が需要と供給のバランスを維持する際に必要となる**調整力※の確保における課題と将来の見通し**について説明する。
※発電機等の出力の増減を行う能力（余力）



- 1. 調整力の概要と足元の調整力調達・運用**
- 2. 調整力確保における課題と見通し**
- 3. 調整力確保に必要な取り組み**

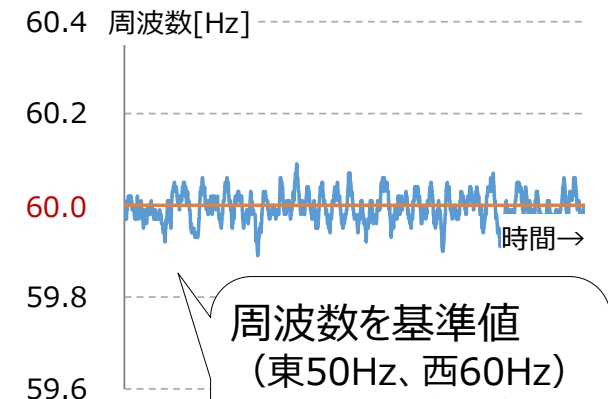
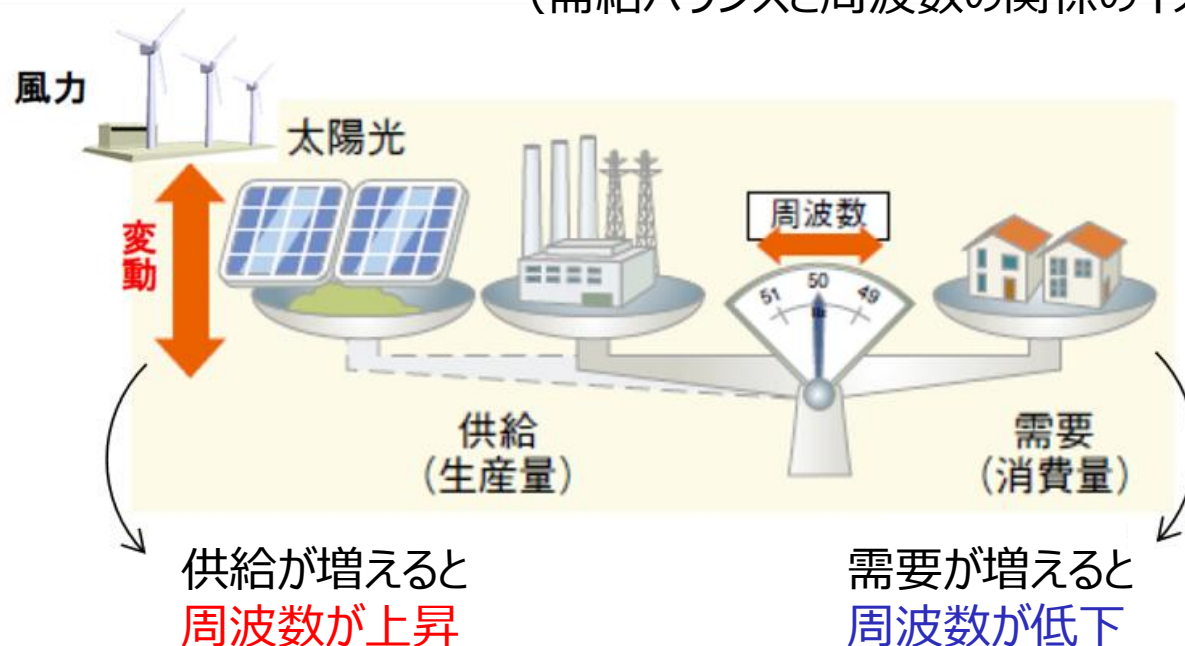
1. 調整力の概要と足元の調整力調達・運用

調整力の概要（需給バランスと周波数の関係）

- 電気は大量に貯めることが難しく、**需要（電気の使用量）と供給（発電する量）を常にバランス**させる必要があり、この**需給バランスが崩れると周波数が変動**する。
- 周波数が変動すると、例えば、それに伴いモータの回転数が変動し、モータを利用して製作している製品にムラを発生させてしまう等の影響が生じる可能性がある。また、大幅に周波数が低下した場合は、需給バランス維持のため、一部の負荷（需要）を遮断するといった対応が必要となる可能性がある。
- そのため、一般送配電事業者は、需要や太陽光・風力の発電出力の変動に合わせて、**火力・水力・揚水発電や蓄電池、DR※等の出力を調整することで需給バランスを維持**している。

※DR（デマンド・レスポンス）とは、消費者の電力使用量を制御することで、電力需給バランスを調整するための仕組み

（需給バランスと周波数の関係のイメージ）



周波数を基準値
(東50Hz、西60Hz)
とするよう需給バラン
スを維持

発電事業者・小売電気事業者・一般送配電事業者の役割

- **発電事業者**は**発電**した電気を**販売**、**小売電気事業者**は獲得した**需要**に供給する電気を**調達**する役割を担っている。そのため、各事業者は、**実需給1時間前（以下、ゲートクローズ（GC））**まで**30分単位**の**発電計画**と**需要計画**を**調整（計画値同時同量）**している。
- **一般送配電事業者**は、**発電事業者が発電した電気を需要家に届ける**役割に加え、**GC以降の需給バランスの維持（周波数維持）**を担っている。

（各事業者の役割のイメージ）

発電事業者・DR

発電販売計画

相対契約

卸電力
取引市場

小売電気事業者

GC時点で、
需要 = 調達量
となるよう調整

需要調達計画

需要家

GC時点で、
発電量 = 販売量
となるよう調整

一般送配電事業者

余力活用契約

需給調整
市場

GC以降の需給バランスを
維持し安定した電気を供給

（GC前後での役割のイメージ）

前日

発電・小売事業者

GC時点の計画では、
30分単位で供給力と
需要が一致

供給力

需要

GC

一般送配電事業者

GC以降の変動を調整

調整

増加

供給力

需要

実需給

調整力の概要（調整力で対応する事象）

- 調整力で対応する事象は、基本的にはGC以降の需給変動である需要・再エネ予測誤差・時間内変動・電源脱落に大別される。
- 加えて、原則外だがFIT電源（特例制度①③）の前日～GCまでの予測誤差にも調整力で対応。

（参考）調整力で対応する事象

出典；第63回 基本政策小委 資料6「今後の調整力の確保の在り方について」（2023.6.27）

- 系統安定化業務に用いる調整力は、次の4つの事象に対応する必要がある。

<需要予測誤差>

小売電気事業者は、需要を予測することで需要計画を作成しているが、需要実績と完全に一致する計画を策定することができないため、ゲートクローズ（GC）後に予測と実績に差が生じる。これを「予測誤差」といい、調整力を用いることで需要と供給を一致させている。

<再エネ予測誤差>

FIT特例制度により実需給となる日の前日などに予想された再エネ出力予測値と実績値との差について、調整力を用いて対応している。

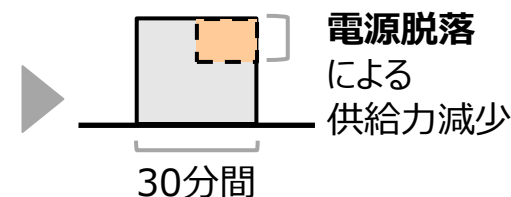
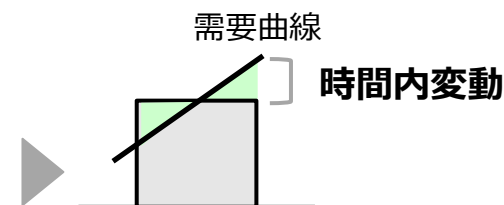
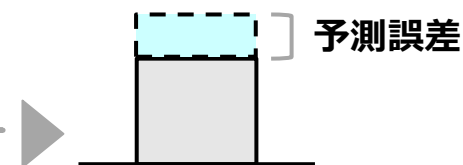
<時間内変動>

実際の需要は時々刻々と変化し続けており、再エネの出力も時々刻々と変化している。仮に、予測と実績が30分平均値で一致していたとしても、30分より短い時間では細かな変動が生じている。これを「時間内変動」と呼び、こうした事象についても調整力を用いて需要と供給を一致させている。

<電源脱落>

電源が予期せぬトラブルなどで停止すること（＝電源脱落）があり、このような予測不能なトラブルで生じた需要と供給の差に対しても調整力で対応する。

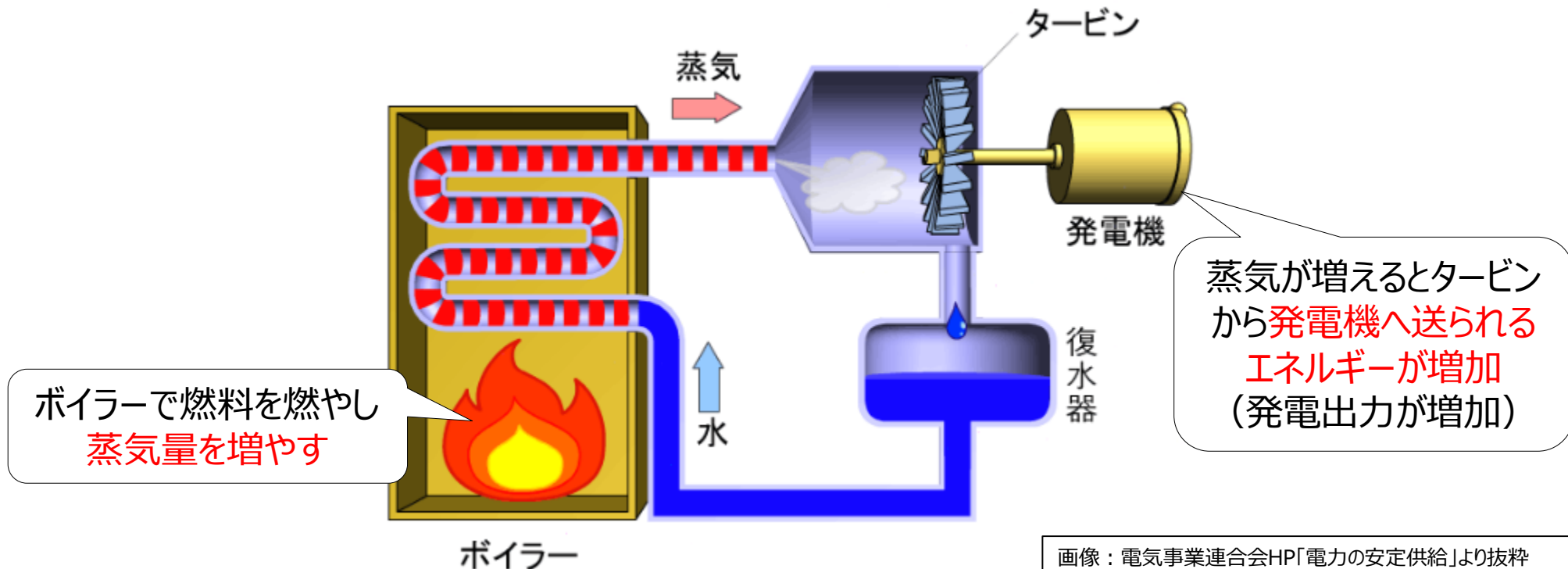
【イメージ】



調整力の概要（調整力とは）

- 一般送配電事業者は、需給バランスを維持するために必要な火力発電等の出力調整機能を、調整力として確保している。
- また、調整力を提供するリソースによって様々な特色がある。例えば、火力発電は、LNG等の燃料をボイラーに投入し、蒸気を作りタービンを回転させることで発電しており、燃料の投入量の増減により発電出力を制御できるため、リアルタイムに出力を変更する調整力として活用できる。また、DRは、既存の電力需要パターンを変更することで調整力として活用できる。

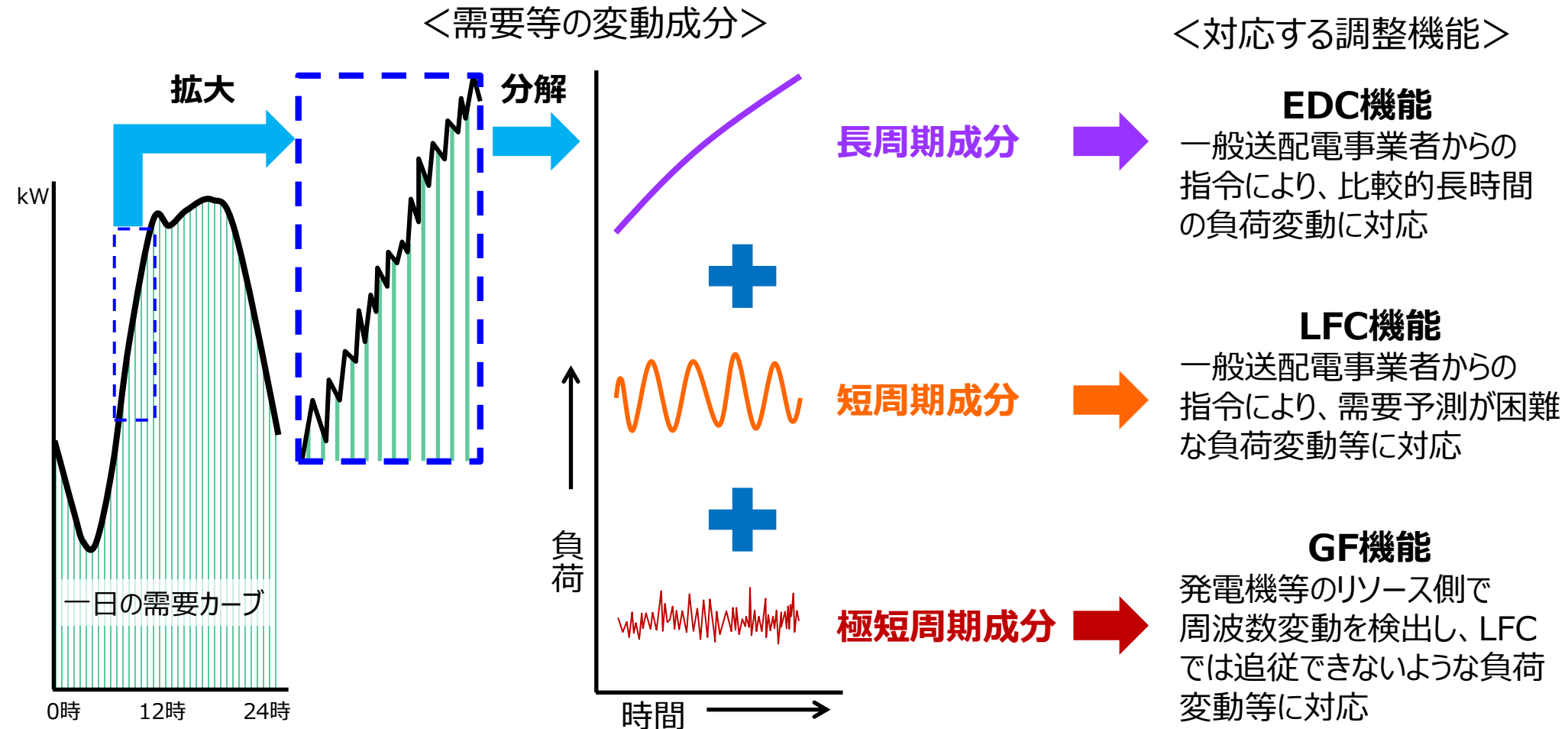
（火力発電の基本構造）



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）



- 一例として、火力発電所におけるGF機能・LFC機能・EDC機能を説明する。**GF機能**は、基準周波数からの偏差に対してどれくらい発電機出力を変化させるかの定数が設定（調定率）されており、その**設定値（調定率）と周波数偏差**に従って、**蒸気加減弁を自動で開閉し出力を増減**させる。
- **LFC機能**は、周波数偏差や連系線潮流の計画値との差分をもとに、必要な制御量を一般送配電事業者の中央給電指令所にて算定し、**発電機へLFC指令を送出し出力を増減**させる。
- **EDC機能**は、負荷変動等をもとに、必要な制御量を中央給電指令所にて算定し、**発電機へEDC指令を送出し出力を増減**させる。

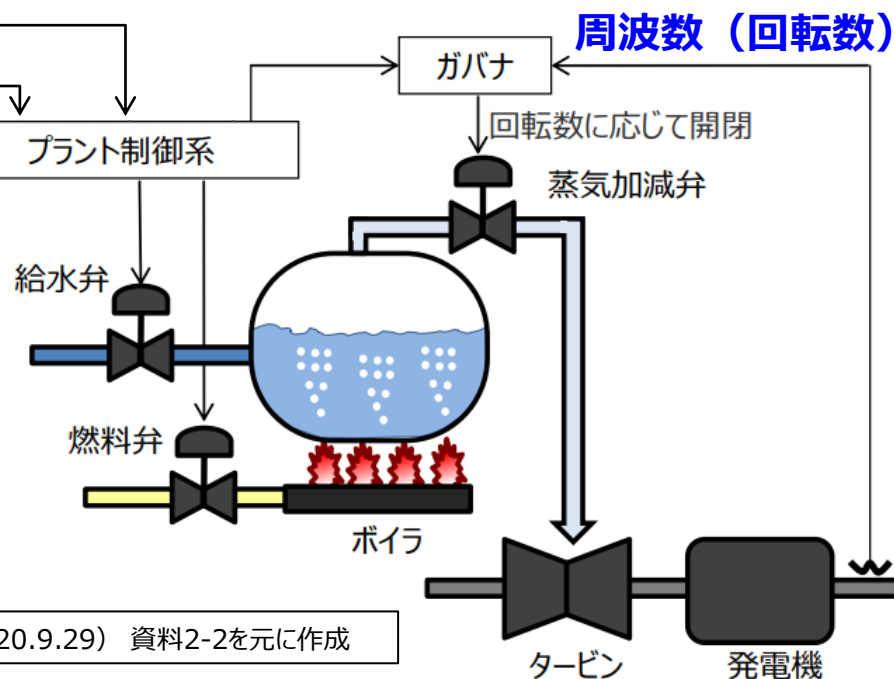
(火力発電所におけるGF機能・LFC機能・EDC機能のイメージ)

一般送配電事業者
(中央給電指令所)



LFC指令

EDC指令



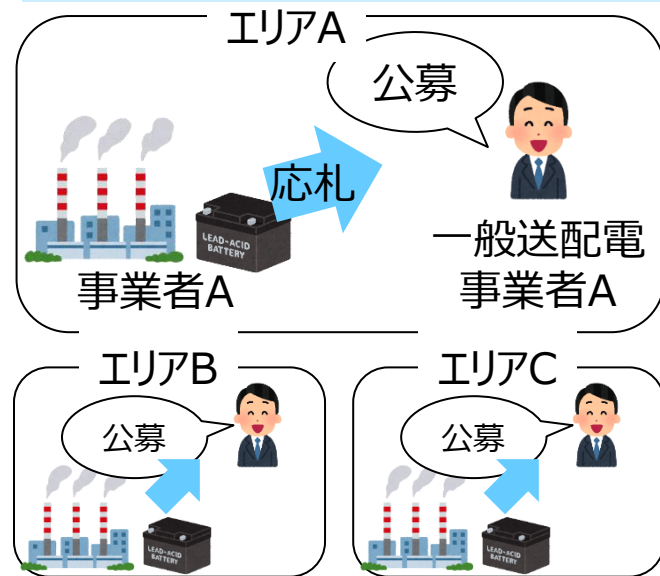
調整力の調達・運用（調達方法の変遷）

- 2020年度までは、各エリアで調整力を公募することにより調達してきた。
- 2021年4月から、エリアを超えた広域的な調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化で調整力コスト低減を図るため需給調整市場が段階的に導入され、2024年度からは全商品の市場取引が開始されている。

（調整力調達方法の変遷）

<2020年度以前>

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

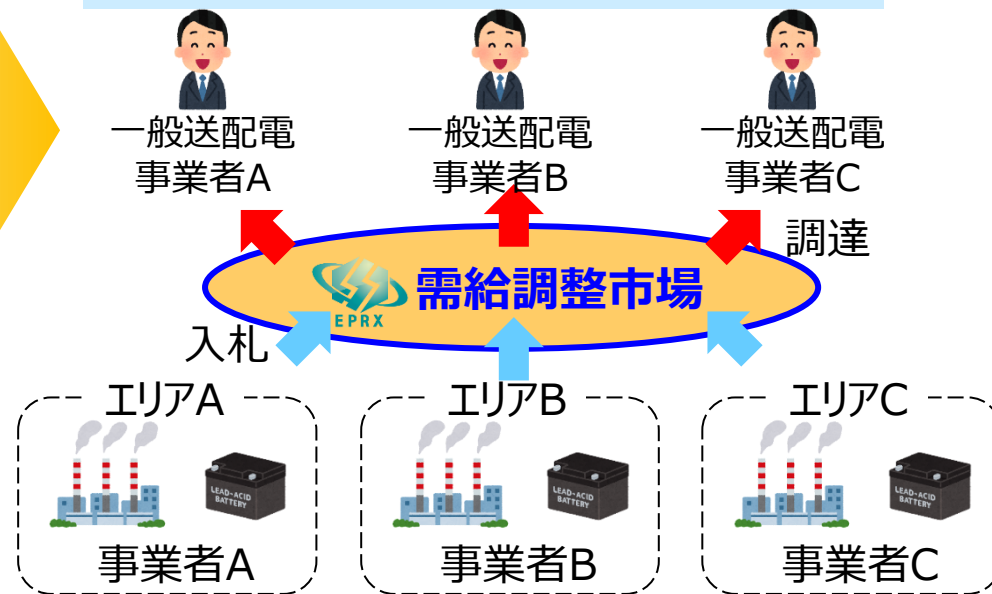


<2024年度まで>

市場調達
+
公募調達

<2024年4月以降（現在）>

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がイコールフットイング**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※1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。

※1 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分以上※2	30分以上※2	3時間※2	30分

※2 2026年度より「30分」に変更予定

EDC機能の中で要件を細分化

(参考) 需給調整市場における商品要件

- 需給調整市場で取り扱う**5商品の要件**は、**調整力必要量低減効果・応札量増加**に期待して、**電力広域的運営推進機関**（以下、広域機関）での議論等を踏まえ、適宜見直されている。

(需給調整市場における商品要件)

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン（自端制御）	オンライン（LFC信号）	オンライン(EDC信号)	オンライン(EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※1)	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線のみ (オフライン監視の場合は不要)	専用線のみ	専用線 または (簡易指令システム※2)	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
入札時間単位	3時間※4	3時間※4	3時間※4	3時間※4	30分※5
応動時間	10秒以内※6	5分以内	5分以内	15分以内	60分以内※5
継続時間	5分以上※6	30分以上※4	30分以上※4	3時間※4	30分※5
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－（自端制御）	0.5～数十秒	専用線：数秒～数分 (簡易指令システム※3：5分)	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分	30分
監視間隔	1～数秒※1	1～5秒程度	専用線：1～5秒程度 (簡易指令システム※3：1分)	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※7
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅を上限)	5分以内に出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅を上限)	5分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	15分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	60分以内※5に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)
最低入札量	1MW	1MW	1MW	1MW	1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ／下げ※2	上げ／下げ※2	上げ／下げ※2	上げ／下げ※2	上げ／下げ※2

※1 事後に数値データを提供する必要あり

※2 現行は上げ区分のみ調達

※3 休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための中給システム改修の完了後に開始
(2024年度以降準備ができたエリアから順次適用)

※4 2026年度より「30分」に変更予定

※5 入札時間単位「30分」応動時間「60分以内」、継続時間「30分」に変更（2025年度より適用）

※6 オフライン監視の場合、応動時間「30秒以内」、継続時間「設定なし」（2025年度より適用）

※7 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容

○ 2026年度より、需給調整市場の全商品が前日取引化される見込み。

(需給調整市場の商品導入スケジュール)

(参考) 需給調整市場の商品導入スケジュール

2

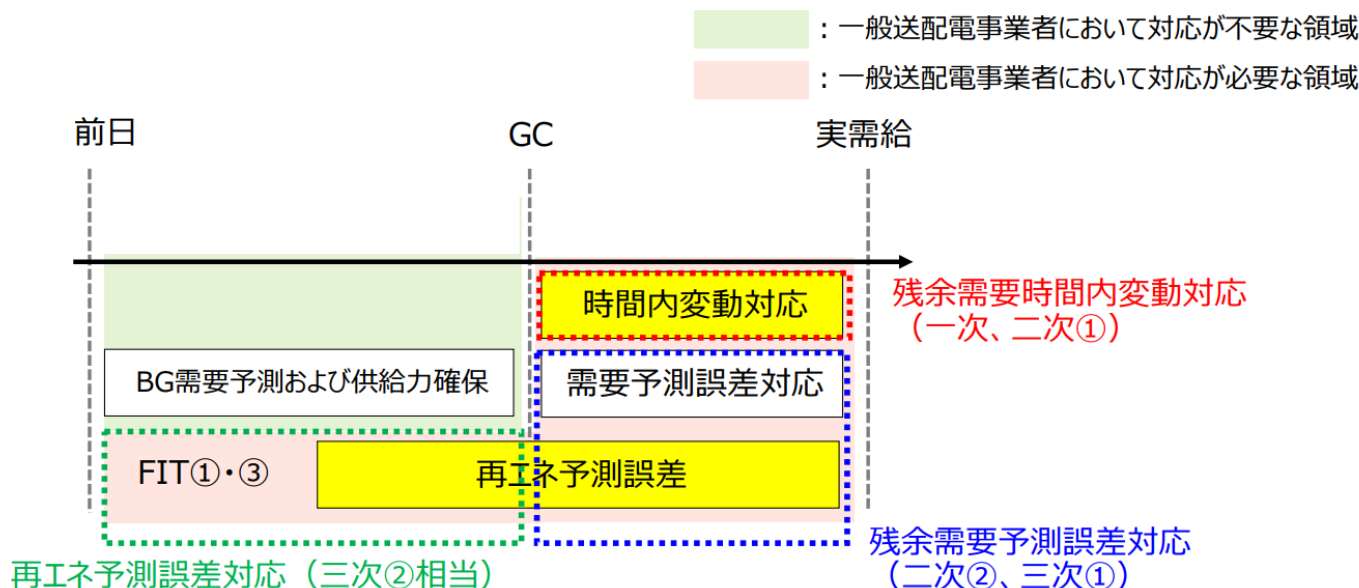
年度		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028以降
一次	運用	広域運用 (周波数変換装置を含む直流設備を除く)								
	調達	調整力公募				▼広域調達開始 広域調達（週間）		広域調達（前日）		
二次①	運用	エリア内運用						▼広域運用開始 広域運用		
	調達	調整力公募				▼調達開始 エリア内調達 （週間）		エリア内調達 （前日）	▼広域調達開始※ 広域調達（前日）	
二次②	運用	エリア内運用			▼広域運用開始 広域運用					
	調達	調整力公募				▼広域調達開始 広域調達（週間）		広域調達（前日）		
三次①	運用	段階的 広域運用	▼広域運用開始 広域運用							
	調達	調整力公募		▼広域調達開始 広域調達（週間）				広域調達（前日）		
三次②	運用	段階的 広域運用	▼広域運用開始 広域運用							
	調達	調整力 公募	▼広域調達開始 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

- **FIT電源（FIT特例①③※）の発電計画は、一般送配電事業者の前日の再エネ出力予測をもとに策定されており、一般送配電事業者が、前日の再エネ出力予測値とGC時点の再エネ予測値の差分（予測誤差）をカバーするために、三次調整力②を調達している。**
- **三次調整力②はGC以前に発生する予測誤差対応であり、供給力としての側面を持つ。**
- GC以前の対応としては、**BG需要予測および供給力確保**も重要である。

※FITインバランス特例によって、自由化された電力市場における計画値同時同量制度のもとにおいても、FIT発電事業者はインバランスの調整責任を負わない仕組みとなっている。FIT特例①③は買取義務者が異なっており、FIT特例①は小売電気事業者、FIT特例③は送配電事業者となる。

<調整力で対応する事象（平常時分）と需給調整市場商品区分との対応>



(参考) 2024年4月からの実需給までの調整力調達の流れ

16

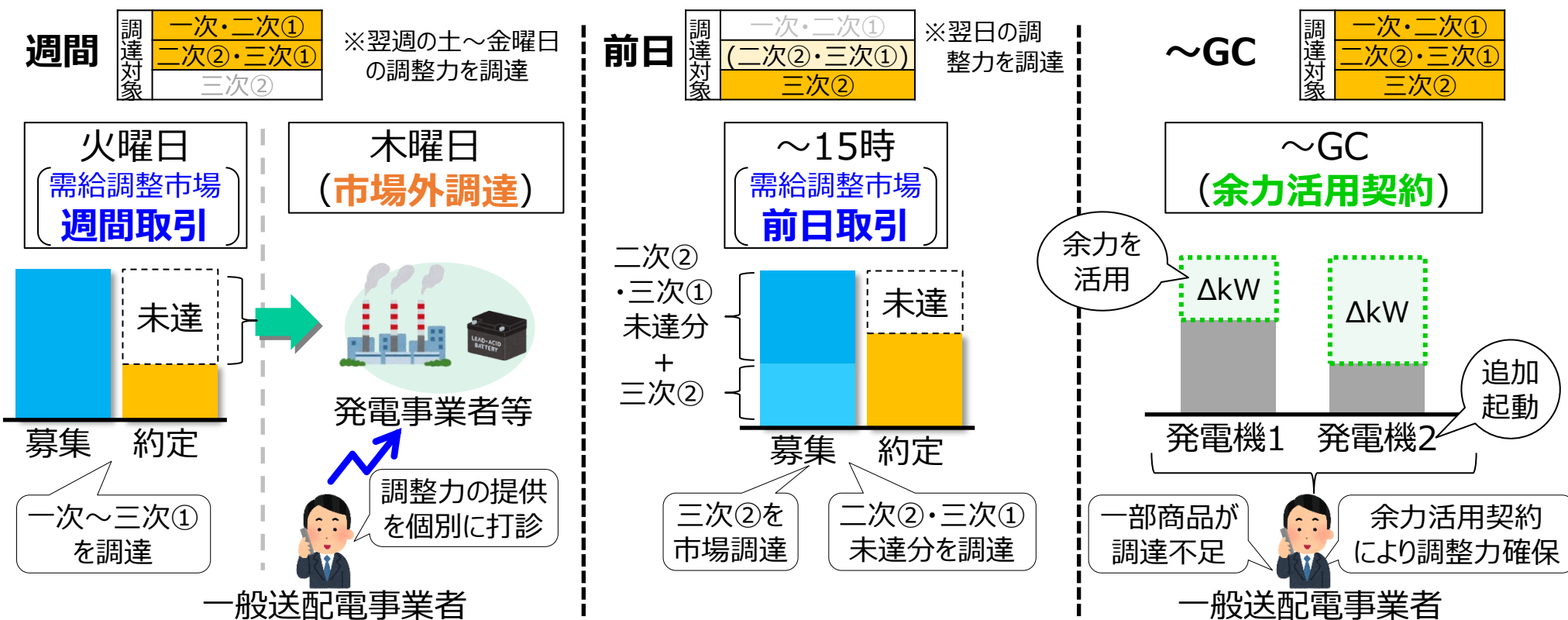
- 需給調整市場における週間・前日取引以外にも、市場で調整力を調達できなかった場合に備え、**市場外調達や余力活用契約といった仕組みが整備**されている。各仕組みの関係は以下のとおり。

- (1) 前週火曜日※¹：**週間取引**にて一次～三次①を調達
- (2) 前週木曜日※²：週間取引で調達不足が生じた場合は、各商品を**市場外調達**により確保
- (3) 前日：**前日取引**にて三次②および二次②・三次①の未達分を調達

※¹：毎週水曜日に発電事業者等が広域機関に対し、週間計画を提出するため、火曜日に需給調整市場の週間取引を実施

※²：毎週木曜日に一般送配電事業者が広域機関に対し、エリア需給バランスや調整力に関する計画を提出するため、木曜日に市場外調達を実施

- 上記の結果、調整力が不足する可能性がある場合は、(4)**余力活用契約**により調整力を確保する。

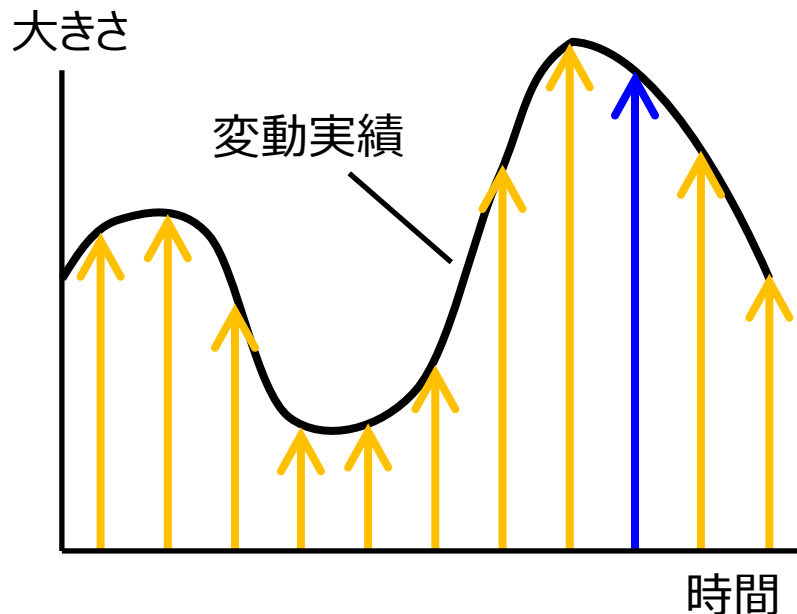


- 平常時の調整力の必要量（予測誤差、時間内変動分）は、各商品で対応すべき変動量の過去実績をもとに設定しており、具体的には過去実績の3 σ 相当値※を用いることとしている。

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

（必要量の考え方のイメージ）

＜商品で対応すべき変動量の過去実績＞

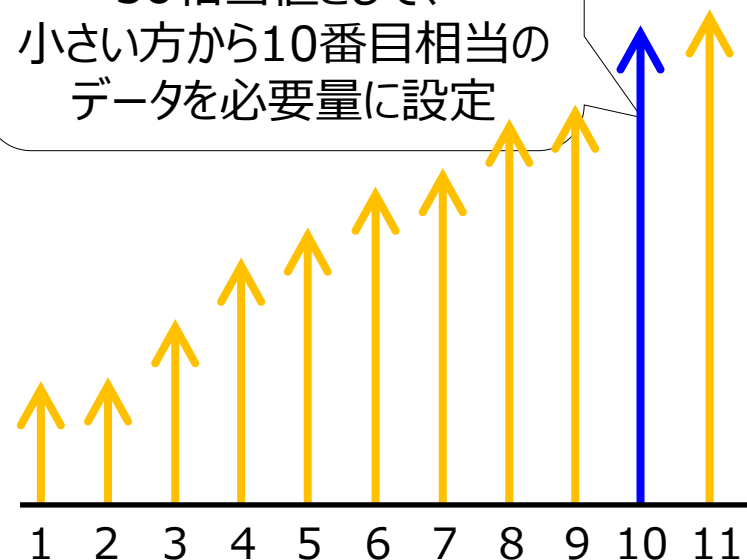


大きさ順に
並び替え

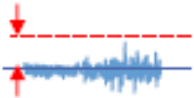
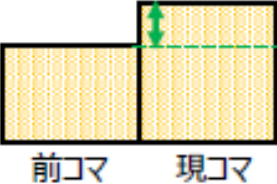
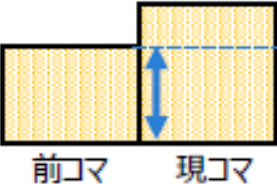


＜必要量（3 σ 相当値）の設定＞

11個のデータがある場合、
3 σ 相当値として、
小さい方から10番目相当の
データを必要量に設定



- 広域機関において、一次～三次調整力①の必要量を算定するデータの考え方が整理されており、下表で抽出されたデータの3σ相当値を平常時の必要量として設定している。

商品区分	イメージ図	必要量算定データの抽出方法	
一次		残余需要 元データ※1	－ 残余需要※1 10分周期成分※2
二次①		残余需要※1 10分周期成分※2	－ 残余需要※1 30分周期成分※2
二次②		残余需要予測誤差30分平均値※3のコマ間の差	
三次①		残余需要予測誤差30分平均値※3のコマ間で連続する量	

※1：残余需要1～10秒計測データ

※2：応動時間（5分）に対してkWhが発生する周期（10分周期）とし、その他も同様

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

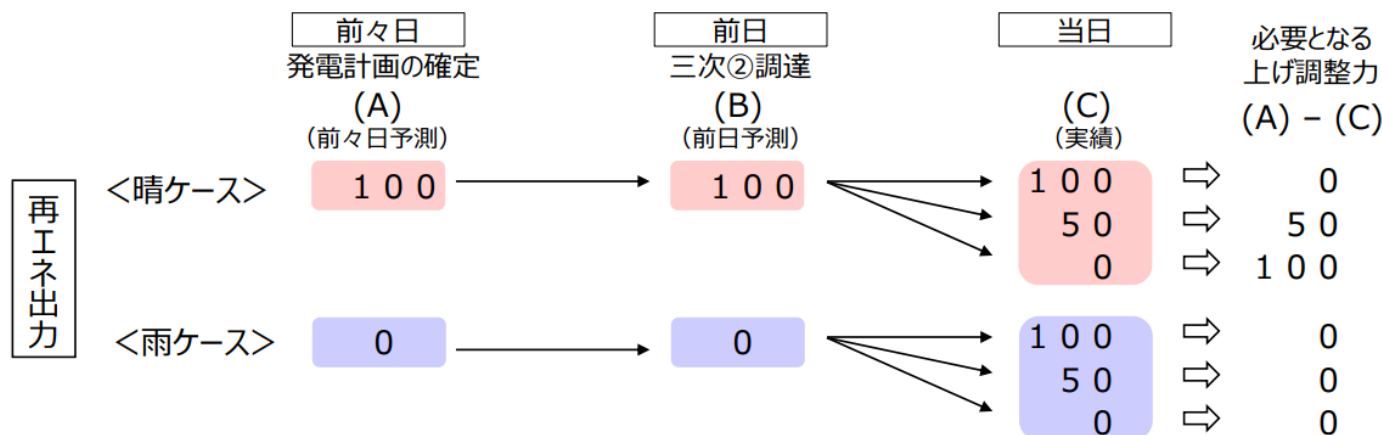
※4：残余需要とは、需要電力（太陽光発電の自家消費分を除いたもの）から、太陽光発電（自家消費分を除く）及び風力発電の出力を控除した需要

○ 広域機関において、三次調整力②の必要量の算定の考え方についても整理されている。

三次②必要量の算定 (予測出力帯別・月別・時間帯別)

10

- 再エネ予測誤差に対応する調整力の量は、以下の理由から年間を通じて一定量が必要となるわけではなく、前々日の予測値次第でその必要量が変わる。
 - ✓ 必要となる調整力は、日々の前々日予測出力帯により大きく変わる。
 - ✓ 日射量や気温などにより、月単位でも再エネ予測誤差の傾向が変わる。
 - ✓ 昼間をピークに時間帯別に出力予測が増減する。
- したがって、予測出力帯別・月別・時間帯別の誤差の母集団を作り、それぞれについて三次②必要量を事前に算定し、前日に決定する日々の三次②必要量は、前々日の出力予測に基づき、予測出力帯・月・時間帯が一致する前述の算定量を選択してはどうか。



- 電源脱落に対応するための調整力については、「緊急時分」として、平常時分とは別に、一次・二次①・三次①の調整力として確保している。

一次～三次①の調整力必要量の考え方について（２／３）

6

- また、「緊急時対応の調整力」としては、電源脱落が発生した場合に、事業者が追加供給力を確保するまでの間、周波数低下を一定の範囲内に抑え、周波数を回復させるための調整力であり、電源脱落直後から後続の供給力対策が行われるまでの調整力が必要となることから、一次・二次①・三次①の調整力として確保している。
- 「平常時対応の調整力」と「緊急時対応の調整力」を一次～三次①各商品毎に分類すると下表のとおり。

商品	平常時	緊急時
一次	時間内変動の極短周期成分	電源脱落
二次①	時間内変動の短周期成分誤差	電源脱落
二次②	GC（実需給1時間前）時点の 需要計画と実績需要の誤差 （残余需要予測誤差のコマ間の差分）	－
三次①	GC（実需給1時間前）時点の 需要計画と実績需要の誤差 （残余需要予測誤差のコマ間の連続分）	電源脱落

- 電源脱落に対応するための調整力については、50Hz及び60Hz毎の同一周波数連系系統の**単機最大ユニット容量を同一周波数連系系統の各エリアで按分して調達**することとなっている。

(同一周波数系統における短期最大ユニット容量の例) 平成30年度供給計画ベース

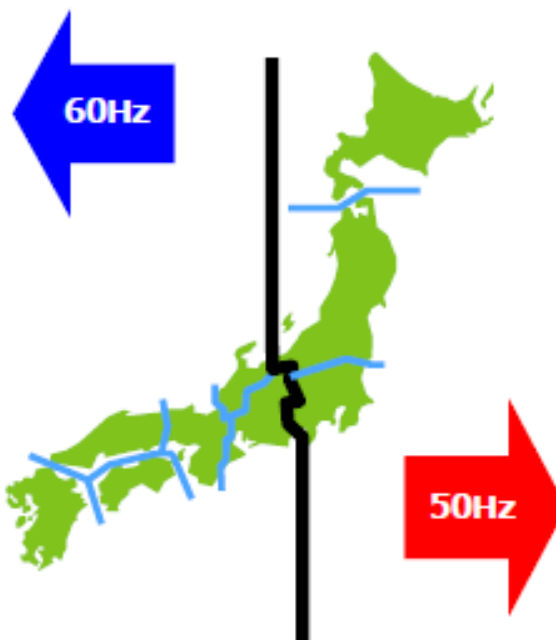
【60Hz地域】

系統容量：8,475万kW

単機最大ユニット容量：118万8千kW

系統容量に占める割合：1.4 %

60Hz地域	単機最大ユニット容量
中部電力	118万8千kW
北陸電力	70万kW
関西電力	118万kW
中国電力	100万kW
四国電力	105万kW
九州電力	118万kW



50Hz地域

単機最大ユニット容量

北海道電力

70万kW

東北電力

100万kW

東京電力 P G

100万kW

【50Hz地域】※1

系統容量：6,948万kW

単機最大ユニット容量：100万kW

系統容量に占める割合：1.4 %

※1：北海道本州間連系設備は、緊急時AFC等を考慮

系統容量は平成30年度供給計画における当該年度見通し
(北海道のみ冬期需要に差替え)

電源脱落の試算においては
平成30年度供給計画の当該年度見通しを採用

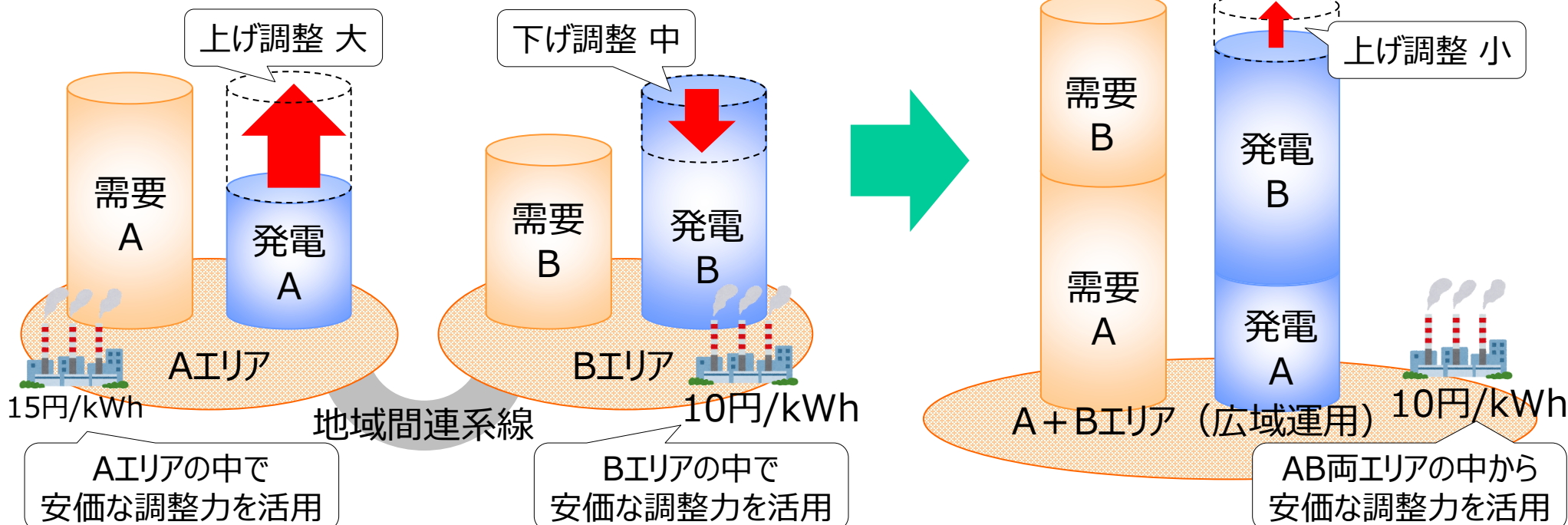
出所) 第7回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2016.9.26) 資料2をもとに作成
http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/chousei_jukyu_07_haifu.html

- 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。

＜広域需給調整をしない場合＞

（広域需給調整のイメージ）

＜広域需給調整をする場合＞



2. 調整力確保における課題と見通し

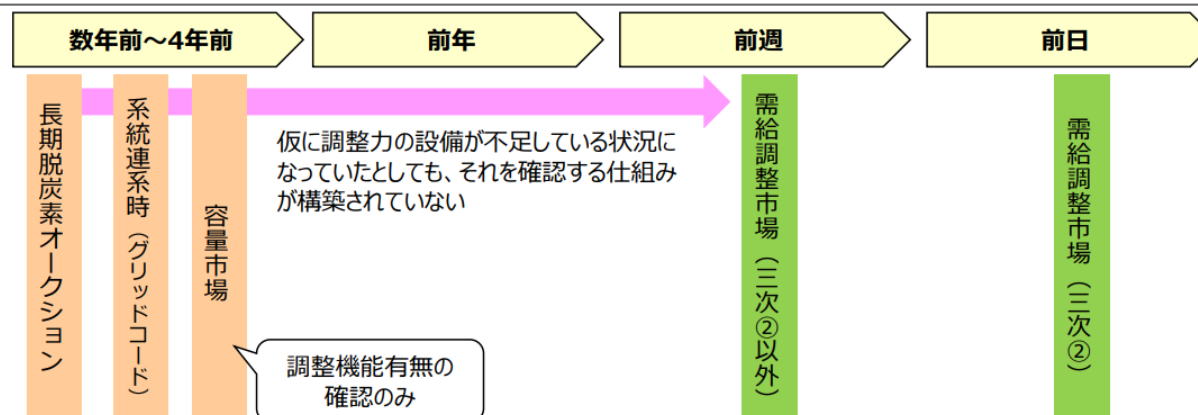
調整力確保における課題

- 長期脱炭素電源オークション・容量市場等の供給力確保施策において、調整力確保もされているが、**変動再エネ導入拡大や火力等の電源退出に伴い、供給力のみならず調整力リソースの設備量が不足することが起こり得る**ことから、**広域機関において、中長期の調整力確保について議論**がされている。

調整力確保における課題について（中長期の課題）

14

- グリッドコード，長期脱炭素電源オークションにおいて一部の電源に対して調整機能の具備が求められているものの、火力等の電源退出が進んだ場合、対象となる電源が減少することも考えられる。
- また、容量市場では、約定電源の調整機能の有無は確認されているものの、調整機能の内訳については確認されておらず、GF・LFC・EDCそれぞれの必要量に対し容量市場の約定電源で充足しているか等は確認できていない。
- カーボンニュートラルに向けて電源構成が変化する中で、調整機能を具備しないリソースが増加し、調整力リソースの設備量が不足することも起こり得る。
また、調整力の脱炭素化を目指し、既存の調整力リソースから脱炭素型調整力リソースへの置き換えが進んでいくこととなる。
- このような状況変化が想定される中、グリッドコード、長期脱炭素電源オークション、容量市場において、調整力確保等に係る一定の仕組みは存在するものの、中長期的な視点で調整力リソースの設備量の充足を確認する仕組み、設備量を確保する仕組みは十分とは言えないのではないか。



中長期の調整力確保の在り方について

- 中長期の調整力確保の在り方について、**①中長期の調整力設備の確保方法**、**②中長期に確保する調整力の機能**、**③中長期に確保する調整力の設備量**の3つの論点について議論されている。
- ①中長期の調整力設備の確保方法については、容量市場の枠組みを活用することが基本とされており、具体的な方策については、国の容量市場の在り方に関する検討会等において検討される。

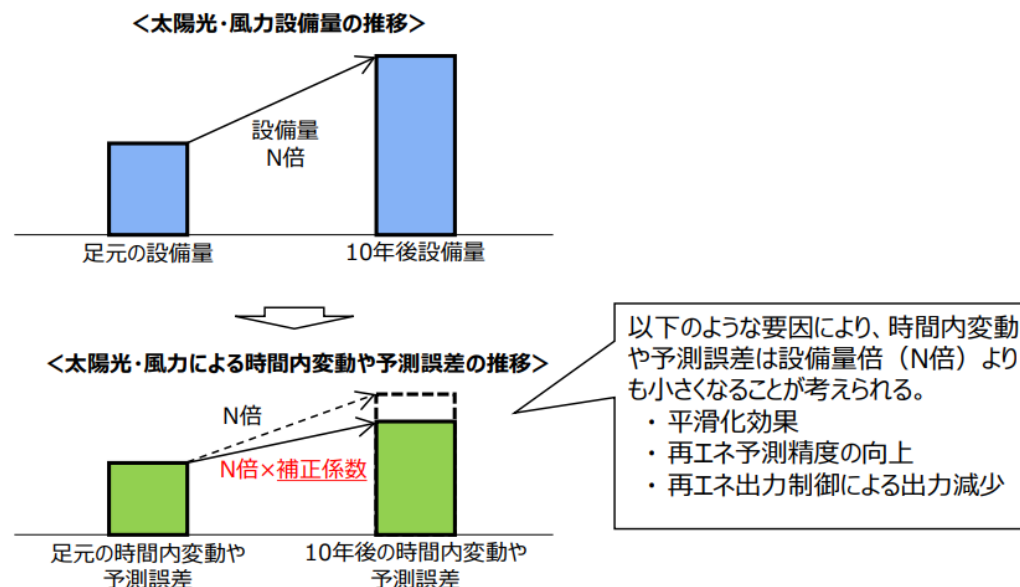
論点	対応の方向性
①設備の確保方法	容量市場の枠組みを活用することを基本に、調整力の確保状況の確認を行う（27ページ～）。状況に応じて「容量市場の在り方に関する検討会」等で検討。
②調整力の機能	需給調整市場の要件（一次～三次②）とする。
③確保する設備量	再エネ導入量増加に伴う平滑化効果および予測誤差向上を考慮。 電源の計画停止と計画外停止を考慮。

- 変動再エネの導入が拡大すると、平滑化効果や再エネ予測精度の向上効果も考えられるが、調整力必要量は増加する。

(参考) 中長期の調整力必要量算定のためのデータ補正について

8

- 10年後といった将来の調整力必要量を算定するにあたって、足元と将来断面では需要や再エネ導入量が異なることから、算定に用いる実績データに関して、足元と将来想定との差異に応じた補正が必要となる。
- 再エネ導入量を踏まえた補正について、最も簡易な方法は、足元と将来の再エネ設備量実績・設備量想定を基にその倍率を掛ける方法であるが、再エネ起因の時間内変動や予測誤差は、「平滑化効果」、「予測精度向上」、「再エネ出力制御」といった要因により、単純な設備量倍とはならない（小さくなる）と考えられるため、これらの影響を分析のうえ計算式に織り込むことで、より精緻な必要量算定が可能になると考えられる。



中長期の調整力確保状況について

- **調整力リソースの新規開発には一定のリードタイムが必要**であることを踏まえ、**10年先までの中長期的な調整力必要量に対する調整力設備量の充足状況**が示されている。
- **2028年度・2034年度ともに、全エリア・商品で広域運用を考慮すれば調整力必要量に対して充足**する見通し。

調整力確保見通しの確認結果

8

- 2024年度長期脱炭素オークション約定結果の反映により、九州エリアの複合＋三次②について広域的に充足する見通しが得られた。また、東北エリアの2028年度一次以外についても、エリア内のみで充足に改善した。
- 2028・2034年度ともに、全エリア・商品で広域運用を考慮すれば調整力必要量に対して充足する見通しとなった。

○：必要量に対してエリア内で充足
●：必要量に対して広域的に充足
△：幅の間に収まる状況

2028年度

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

2034年度

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



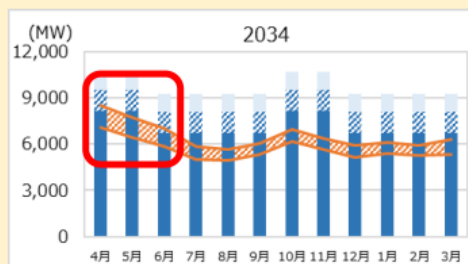
(参考) 広域運用を考慮した調整力の確保状況 九州エリア単独での不足分について

11

- 九州エリアにおいて、エリア単独では複合+三次②が調整力設備量が調整力必要量に対して不足となる状況もみられたが、広域運用を考慮すれば充足する見通しを得られた。

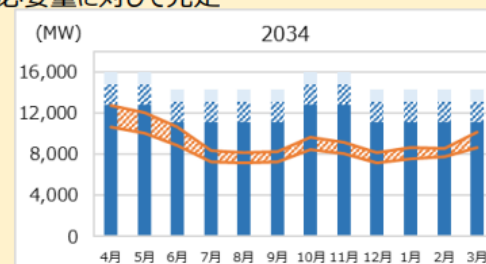
【九州エリア単独】

- エリア単独では最大320MW程度の不足



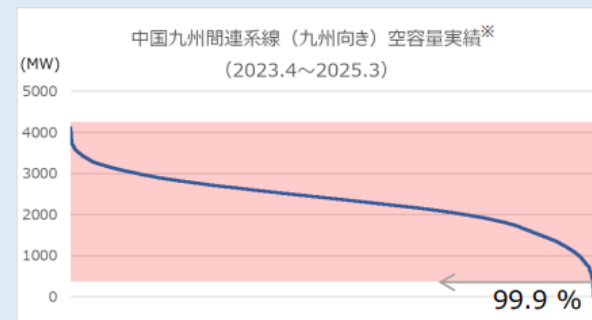
①隣接エリアを含めた確認

- 九州エリア単独で不足となった複合+三次②分について、隣接エリア（中国）を含め確認した結果、必要量に対して充足



②連系線空容量実績確認

- 中国九州間連系線（九州向き）の空容量について、負荷制限織り込み・細分化による運用容量拡大を考慮すれば、99.9%のコマで最大不足量（320MW）以上の空容量を確保できる見通し



※負荷制限織り込み・細分化による運用容量拡大を考慮

火力発電の新增設および休廃止計画の推移

- **火力発電**は、**供給力・調整力として重要**であるが、2024・2025年度供給計画の比較において、長期脱炭素電源オークションによるLNG火力のリプレイスや石炭火力のフェードアウトの影響により、**休廃止が増加する見込み**が示されている。

4. 電源構成の変化に関する分析：火力発電の新增設及び休廃止計画の推移 25

- 2024・2025年度供給計画との比較において、**長期脱炭素電源オークションによるLNG火力のリプレイス及び石炭火力のフェードアウトの影響により状況は大きく変化。**
- 全体として、休廃止が増加することから、新增設から休廃止を差し引いた設備量は減少。

● 長期の電源開発及び休廃止計画（設備量ベース、2025年度からの累計値）



※1 「発電所及び蓄電所の開発等についての計画書」に基づき、原則1,000kW以上の発電設備（離島設備を除く）を対象に集計

※2 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物・その他火力の合計値

※3 休廃止には長期計画停止を含み、休止・長期計画停止からの再稼働による減少分を含む

中長期の調整力確保状況について

- **2028・2034年度**において調整力必要量に対する調整力設備量は**充足する見通し**が得られたものの、将来の必要量は増加傾向の一方、設備量の余裕は縮小傾向。さらに後述する2040、2050年に向けた供給力の不足も懸念されており、**楽観視はできない状況**。
- 中長期の調整力設備量の確保に向けて、容量市場を活用する具体的な方策について、広域機関において検討が進められる。

確認結果を踏まえた今後の対応について

13

- 2024年度長期脱炭素オークション約定結果を踏まえた中長期の調整力設備量の充足確認により、2028・2034年度において、調整力必要量に対する調整力設備量は、全てのエリアにおいて充足する見通しが得られた。
- 一方で、調整力設備を確保する仕組みの導入については、第96回本員会(2024年3月19日)や、第108回本委員会(2025年5月16日)において、容量市場の在り方に関する検討会等において具体的な方策を検討することとしているところ。
- その中で、容量市場を活用して調整力設備を確保する仕組みの導入については、第66回 容量市場の在り方等に関する検討会(2025年7月25日)にて、米国PJMや英国の容量市場において導入には至っていないことが示されている。
- 今後の容量市場の包括的検証も参考にしながら、中長期の調整力設備量の確保について、容量市場の在り方等に関する検討会側と連携して検討していく。

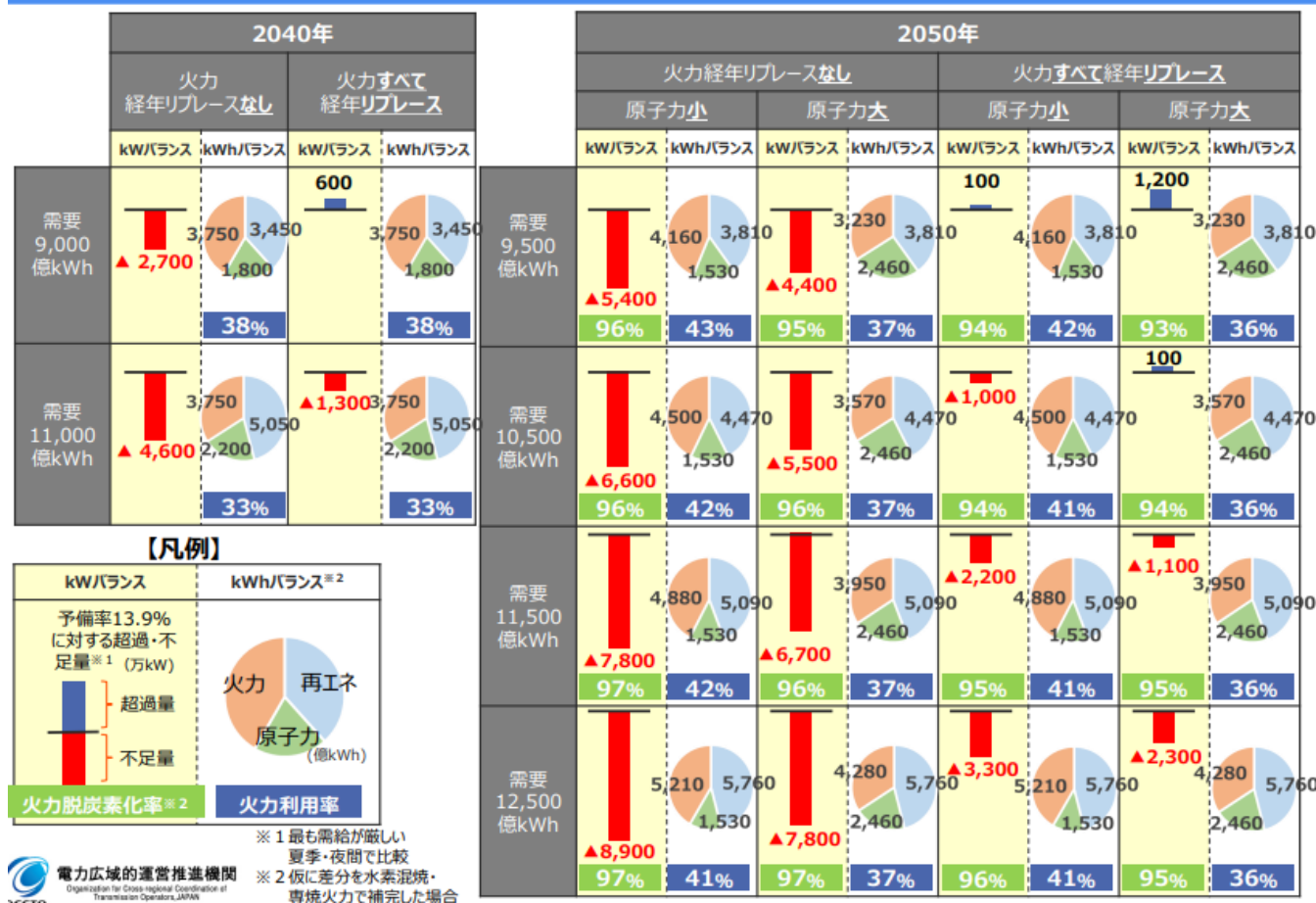
出典；第111回 調整力等委 資料2「中長期の調整力確保状況の確認結果（2034年度まで）の見直しと今後の対応について（報告）」（2025.9.24）

2040年・2050年のkWバランス・kWhバランス

- 「将来の電力需給シナリオに関する検討会」で評価された2040年・2050年のモデルシナリオにおけるkWバランス・kWhバランスにおいては、**調整力（ Δ kW）確保以前に、供給力（kW、kWh）不足が懸念される。**

kWバランス・kWhバランス評価結果

9



出典：将来の電力需給シナリオに関する検討会 報告書（2025.7.30）

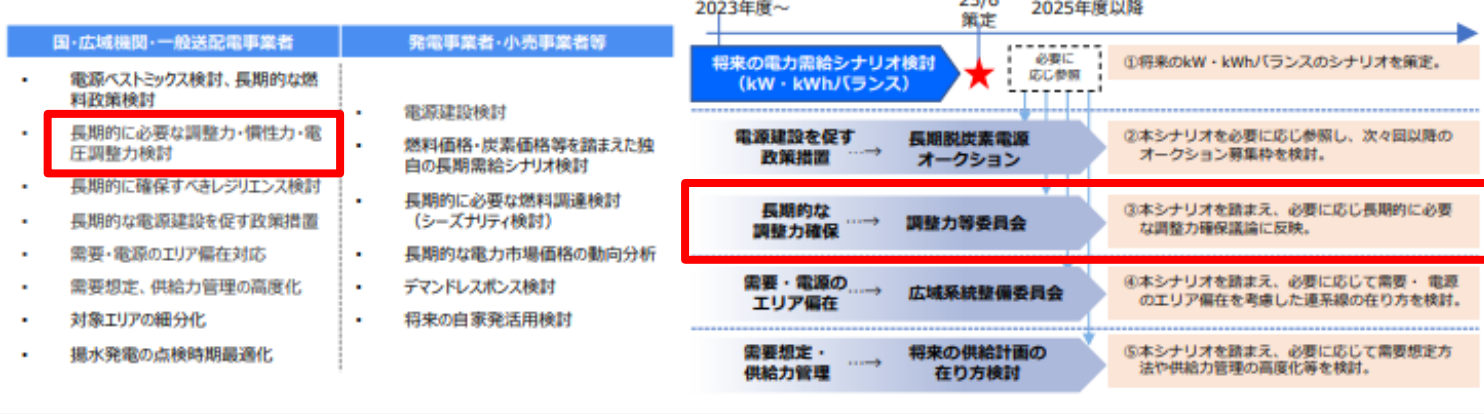
○「将来の電力需給シナリオに関する検討会」で策定したシナリオを踏まえ、必要に応じ長期的に必要な調整力確保についても検討される見込み。

シナリオの活用方法と今後の見直し 10

- ・ 今回策定したシナリオが、様々な主体による検証や更なる検討の材料として活用されることを期待する。
- ・ 今回のシナリオ策定後も、前提条件等の変化を定期的に観測しつつ、3～5年毎に見直すことを基本とし、必要に応じてより早期の見直しを行うこととする。

今後期待される活用方法

● 関係者が今後下記のような課題に取り組むにあたり、将来の電力需給の状況について何らかの想定が必要な場合にも、必要に応じて、本検討による一定の幅を持った複数のシナリオの中から、目的に沿ったシナリオを選定して活用することが期待される。



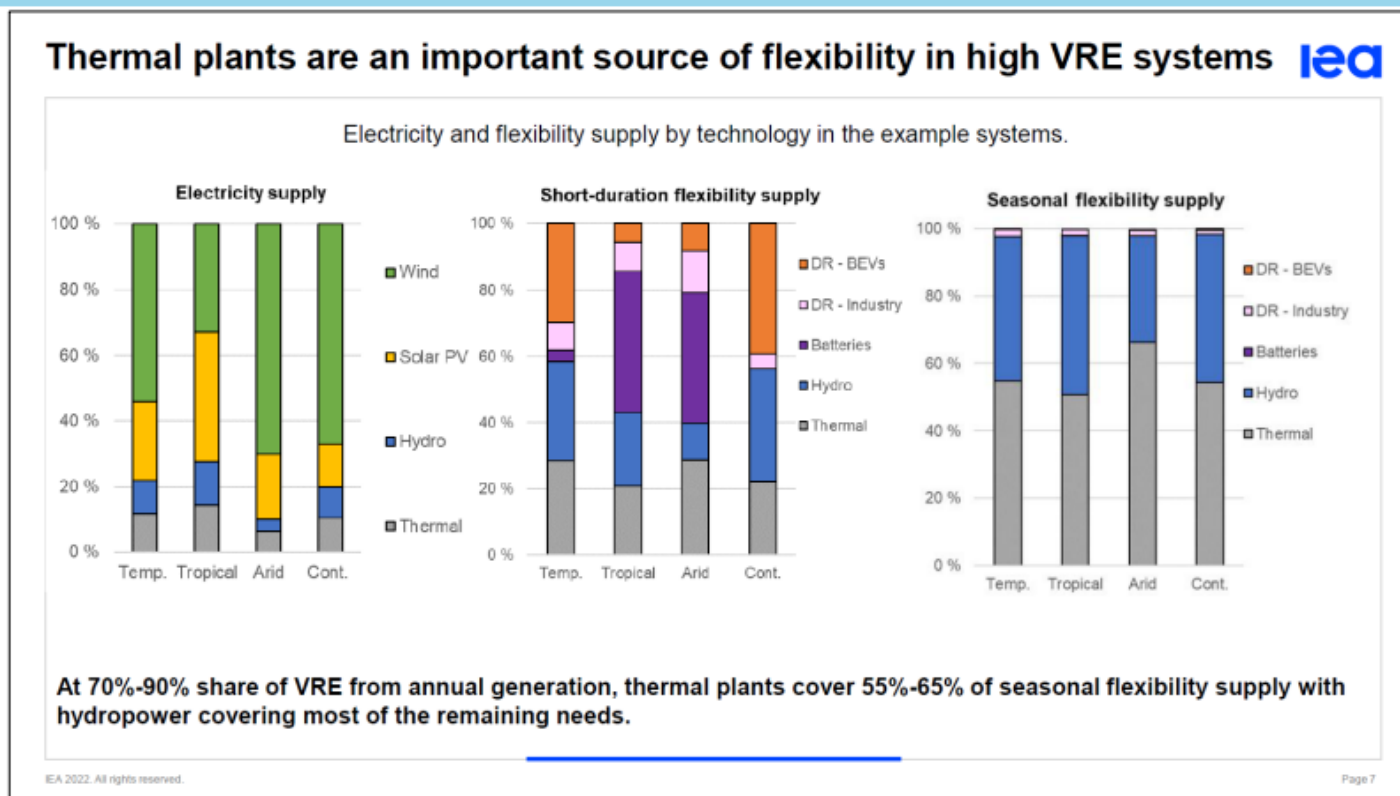
今後の見直し時期（例）



- 変動再エネの季節変動に対応する電源として、主に火力発電や水力発電が活用されている。

(参考) 変動再エネの変動に対応するための調整力確保

- 調整力に対応する事象の1つが変動再エネの変動であり、IEAレポートにおいては、変動再エネの季節変動に対応する電源として、火力発電や水力発電が活用されていると示されている。

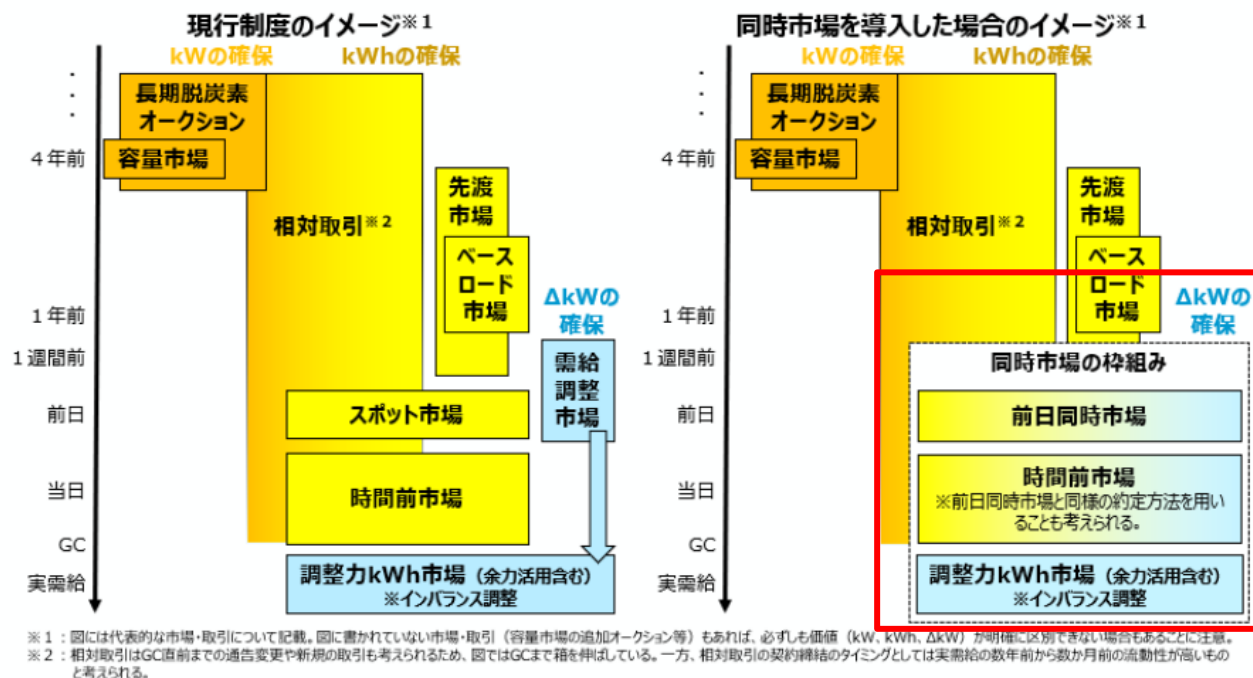


(出典) IEA レポート「Managing seasonal and interannual variability of renewables (Phase I)」(2023年2月13日) P7より抜粋

- 現行制度において、電力量（kWh）と調整力（ ΔkW ）は、卸電力市場と需給調整市場で別々に取引されているが、これらを同時に取引する「**同時市場**」が導入されると、**各市場の電源の取り合いが解消され、電力量と調整力の適切な配分が可能となり、十分な調整力の確保が期待される。**

同時市場の位置付け

- 同時市場は、実需給に近いタイミングの需給運用を最適化するものとして、現在のスポット市場や需給調整市場に代替する市場となることが想定されている。



3. 調整力確保に必要な取り組み

調整力確保に必要な取り組みについて

- 調整力確保に向けては、短期的には蓄電池の導入環境整備や揚水発電の維持強化が、中長期的には脱炭素型の調整力の拡大が重要となる。

脱炭素型の調整力の管理・確保メカニズムの高度化

- 現状、発電電力量の約 7 割を火力が占めており、太陽光や風力等の変動再エネの導入拡大が進展する中であっても、調整力が不足する事態は生じていない。
- 他方、カーボンニュートラルの実現に向けて、今後、変動再エネの導入が更に拡大する一方、火力の休廃止が進展すると見込まれる中、安定供給確保に必要な調整力を計画的に確保していくことが重要となる。
- 同時に、様々な技術を活用かつ競争を促しながら、現状、火力が全体の約 7 割を占める調整力の脱炭素化を進めていくことが不可欠である。
- このため、短期的には、蓄電池の導入環境の整備や揚水発電の維持・強化を図りつつ、中長期的には、長期脱炭素電源オークション等を通じ、脱炭素型の調整力の拡大を促していく。
- あわせて、国全体の調整力の確保状況を的確に把握しつつ、中長期的に必要な調整力の将来見通しを示していく。

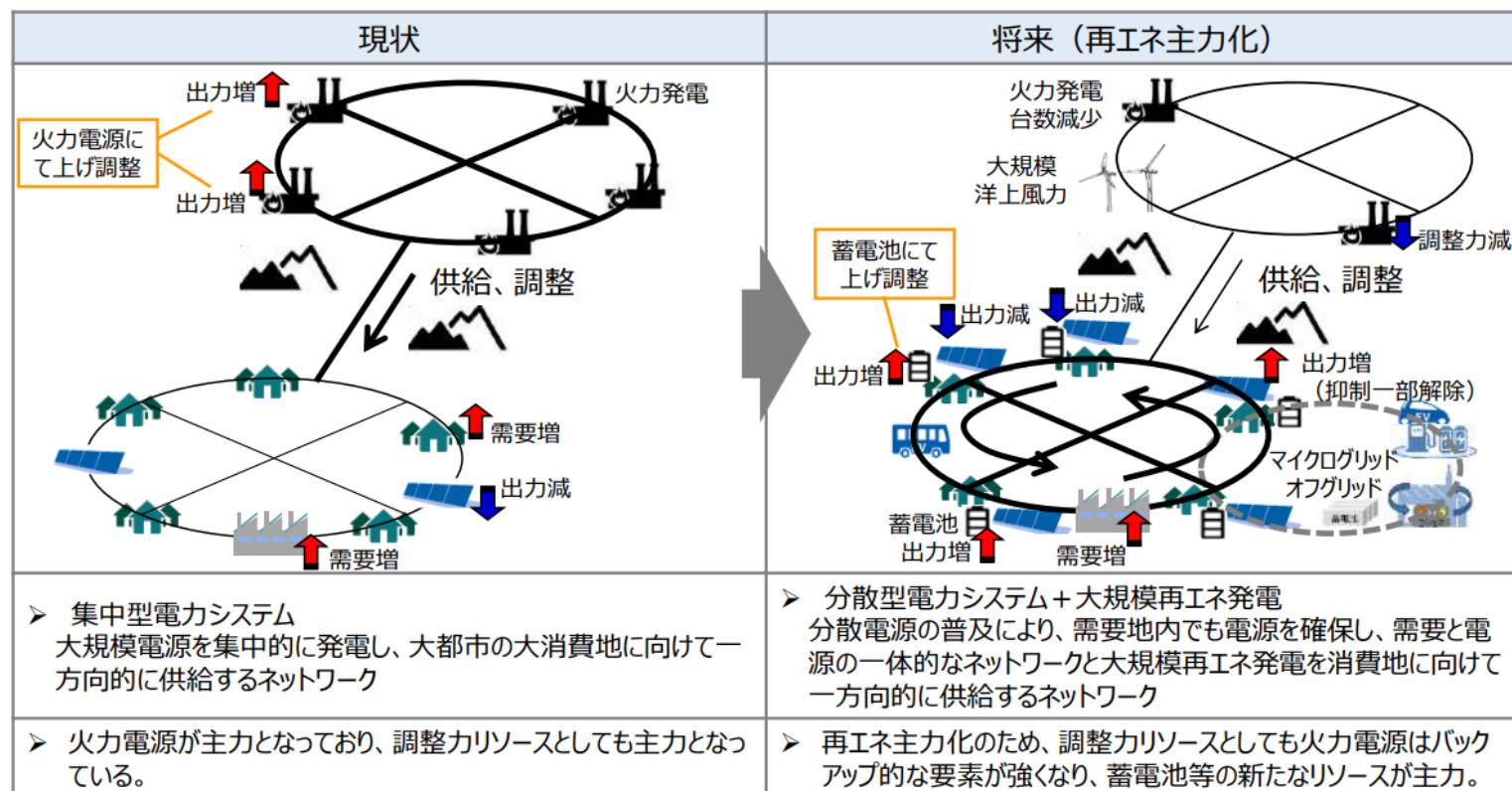
調整カリソースについて

- 調整カリソースは、火力発電が主力となっているが、再エネ主力化にむけた新たな調整カリソースの候補として蓄電池やDR等が考えられる。

(参考) 再エネ主力化時の需給調整のイメージ

51

- 新たな調整カリソースの候補としては、蓄電池やDR等が考えられ、再エネ主力化となった場合、火力電源以外の新たなリソースが調整力の主体となり、火力電源についてはバックアップ的な要素が強くなると考えられるか。



- 再エネ主力化時の電力品質維持のためには、供給力・調整力確保が重要となる「需給バランス」・「周波数」といった課題のほかにも種々の課題もある。

再エネの大量導入に向けて検討が必要な課題について



- 従来の火力等を中心とした電源構成から脱炭素電源を中心とした電源構成に変化した環境下においても、電力の安定供給を維持するにあたって、検討する必要があるものとして、下表のような課題が考えられる。
- これらの課題のうち、**まずは、対策の整備を予め構築しておく必要性の高いと考えられる周波数維持および電圧維持・同期安定性について、検討を進める**ことにした。
- 周波数維持および電圧維持・同期安定性の検討にあたっては、まずはシミュレーションを用いて定量的な評価を行うことで、影響度合いの確認を行うこととした。

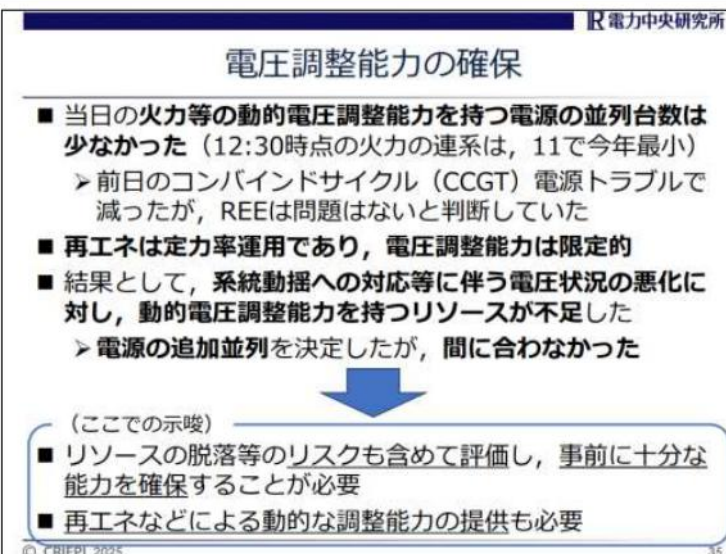
項目	想定されるリスク現象
①需給バランス	・ 再エネが主要なリソースとなる環境下においても、引き続き現状と同様の供給信頼度（EUE・予備力の水準）を維持できるか、また出力変動に対応する調整力を引き続き確保できるか。
②周波数	・ 慣性の減少により、周波数低下スピードが速くなり、上げ調整や負荷制限が間に合わず、周波数が大きく低下した結果、発電機が安定運転を維持できず連鎖解列し、大規模停電に至る可能性がある。
③電圧	・ 電圧維持源（火力等の同期発電機）の減少により、平常時に適正電圧を維持できないことや、送電線事故時などに著しく電圧が低下（不安定化）することで、大規模停電に至る可能性がある。
④同期安定性	・ 同期化力の減少により、送電線事故時などの同期発電機間の加速/減速が大きくなり、同期発電機が同期運転を継続できないことで発電機が連鎖脱落し、大規模停電に至る可能性がある。
⑤短絡容量	・ 短絡容量の供給源（火力等の同期発電機）が減少した場合に、インバータ機器が他のインバータ機器と相互干渉して不安定化（SSO：Sub-Synchronous Oscillation が生じる）する可能性がある。

- イベリア半島における大規模停電では、電圧・無効電力、同期安定性に関わる能力確保の重要性が示唆されている。

イベリア半島における大規模停電について



- スペインの報告書等に基づく電中研の分析によれば、**停電の第一の要因が「系統電圧の上昇とこれによる連鎖的な電源等の停止」とされた。**
- 当時、イベリア半島では火力等の動的電圧調整能力を持つ電源の並列台数は今年最少の11台で、再エネは定力率運用で電圧調整能力は限定的であり、結果として「動的な電圧調整能力」が不足していた。
- これらの分析結果から、**電圧・無効電力、同期安定性に関わる能力確保の重要性**が示唆された。
- 上記から、スペインの大規模停電に関する最終報告書も参考としつつ、電圧維持に必要な対策の検討を進める。



出所）電力中央研究所の「イベリア半島大規模停電に関する解説」より引用（2025年8月13日閲覧）
<https://criepi.denken.or.jp/koho/seminar/250603/pdf/report-v2.pdf>

出典；第111回 調整力等委 資料1「再エネの更なる大量導入を踏まえた北海道エリアの課題整理」（2025.9.24）

- 電力品質を維持する方策としては、同期電源（火力、水力、原子力など）の運転維持だけでなく、種々の方策も考えられるが、技術開発が必要となる。

(参考) 電力品質維持のために考えられる対策の例



- 電力品質を維持する方策としては、同期電源（火力、水力、原子力など）の運転維持に加え、同期調相機の設置、インバータ電源の疑似慣性機能の具備、MGセットの導入などがある。
- これらの方策は、（制御装置の仕様等にもよるが）電圧・同期安定性の維持の観点でも有効な方策になりえる。

対策例	慣性供出のイメージ
同期電源	・ 周波数変動時に発電機の回転エネルギーを供出する
同期調相機	・ 周波数変動時に電動機の回転エネルギーを供出する
インバータ電源の疑似慣性	・ 周波数変動時に瞬時に発電余力を供出する
MGセット	・ 同期電動機と同期発電機を組合せすることでインバータ電源が同期電源相当の応動を可能とする
慣性応答付きSTATCOM	・ STATCOMに蓄電設備も付加することで、周波数変動時に瞬時に電力を供出する

技術開発が必要

- 本日は、一般送配電事業者が需要と供給のバランスを維持する際に必要となる調整力の確保に関する課題と将来の見通しについて、ご説明させていただきました。
- 変動再エネ導入拡大や火力等の電源退出に伴い、供給力のみならず調整力リソースの設備量が不足することが起こり得ることから、国や広域機関において、中長期の調整力確保に関する議論が進められている。
- 2028年度・2034年度ともに、全エリア・商品で広域運用を考慮すれば調整力必要量に対して設備量は充足する見通しであるものの、必要量は増加傾向、設備量の余裕は縮小傾向であるため、楽観視できない状況と認識。
- また、「将来の電力需給シナリオに関する検討会」において示されたkWバランス・kWhバランスにおいては、長期的(2040年・2050年)には、調整力以前に供給力の不足も懸念されている。
- カーボンニュートラルの実現に向けては、供給力・調整力リソースとして将来にわたっても重要である火力電源の脱炭素化が必要であるとともに、蓄電池やDRの活用など調整力の多様化を進めていく必要がある。
- また、需要サイドからの取組みとして、調整力の必要量を減らす観点では、系統利用者の需要予測精度を高めていただくことも重要であり、また、再エネ併設蓄電池も調整力確保の面で有効である。
- 再エネ主力電源化に向けては、供給力・調整力だけでなく慣性力・同期化力・電圧調整力についても将来に向けた課題があることから、あわせて国・広域機関の検討に協力をしていきたい。