

# 三次調整力②必要量の考え方について

2018年10月25日

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

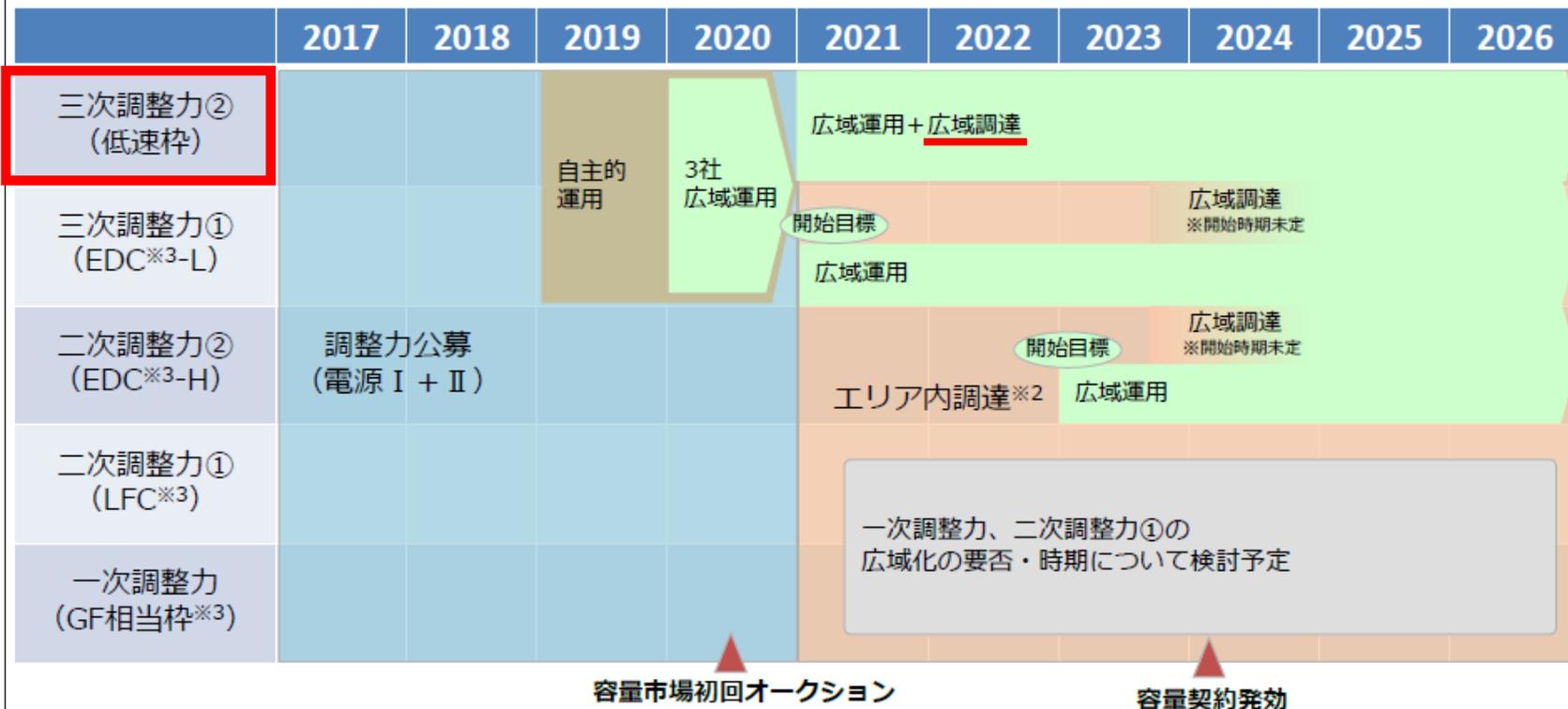
課題	これまでの議論の方向性	小委における論点
3-9 リクワイアメントに対するアセスメントと実効性を確保するためのペナルティ		<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ アセスメントの考え方 (実施方法、時期など)</li> <li>✓ ペナルティの考え方</li> </ul>
3-10 需給バランス維持に必要な調整力の必要量		<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 商品区分ごとの調達量の考え方</li> </ul>
3-11 下げ調整力の調達	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 現行の運用においてはBG計画の中で下げ調整幅は十分にあり、事前に送配電が確保しておく必要性は少ない</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 下げ調整力の調達の必要性</li> </ul>
3-12 ΔkW調達不調や調達後にΔkWが減少した場合の対応方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 需給調整市場システム(調達)外で対応する</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 市場で調達できなかった場合にも確実な需給バランス調整を行うための方法</li> </ul>

- 需給調整市場の開設にあたり、細分化された調整力についての各社が確保すべき必要量の考え方を整理する必要がある。
- 三次②は2021年度より、前日（スポット市場後）に需給調整市場において広域調達されることと整理された。
- 下げ調整力を調達することの必要性については課題とされている。
- 本日は、三次②の上げ調整力の必要量の考え方についてご議論いただきたい。

## (参考) 商品導入スケジュールについて

## 商品導入スケジュールについて

- 需給調整市場については、商品ごとに広域化を進め、段階的に広域化が進められる予定。
- 商品によっては、広域化に際し、中給システム改修を行うことが必要となる。※1



※1 需給調整市場の実現に向けて必要となる中給システム改修を適宜行う（各社の改修時期は未定）

（例：kWh単価の変更期限の後ろ倒し、最低入札単位の引き下げ、広域化商品の拡大...）

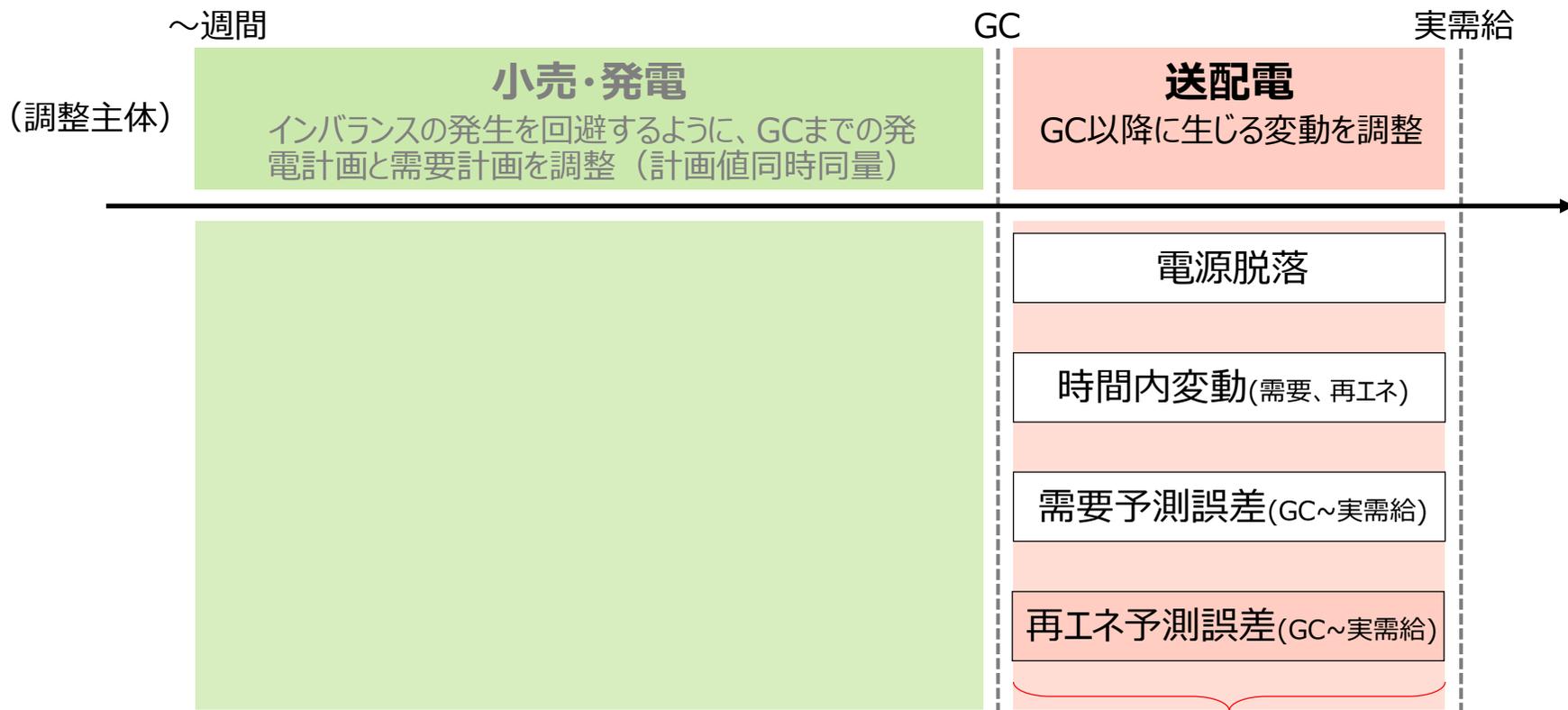
※2 年間を通じて必ず必要となる量は年間で調達し、発電余力を活用する仕組み（現行の電源Ⅱに相当する仕組み）を続ける。  
詳細については今後検討。

※3 EDC（経済負荷配分制御）：全体の発電費用が最小となるように各発電機の出力を制御（小売電気事業者の経済負荷配分とは異なる）。

LFC（負荷周波数制御）：周波数維持を目的として数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御。

GF（ガバナフリー制御）：発電機が自ら周波数変動に対して出力調整を行う制御。

- 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に対応する。
- このうち再エネ予測誤差については、一般送配電事業者が調整力を用いて調整すべき量は「GCから実需給の予測誤差」となる。
- この予測誤差については、GC以降に発生した予測誤差に対応することから、応動時間の短い一次から三次①に対応する。



一次から三次①の組合せ対応する

■ ドイツではGCまでの再エネ予測誤差をBGが担当している。

**MRI**
株式会社三菱総合研究所

## 再生可能エネルギーの市場取引と需給調整市場 (ドイツ、PJM)

### ドイツ

- FIT対象電源はTSOがBGとして卸電力取引、EEG対象外電源は一般電源と区別無く卸取引を実施。いずれもGate Close20分前まで取引可能な当日市場等も活用して、インバランスの最小化を図る。

	再エネ価値	実電気	BG	インバランス
①FITの対象	再エネ証書不発行 (再エネ価値不発生)	他電源と 区別なく 卸取引	TSOがBGとしての役割を兼ね卸取引 <sup>注</sup> (買取義務者はDSO)	※BGとしての取扱に区別なし
②FITの対象外	再エネ証書発効 (分離取引)		BGが一般電源と区別なく卸取引	

注) 文献によると2011年までは再エネについてはインバランス負担なしとして扱われていた模様

**【再エネの卸取引に関わるTSOの役割】**

出所) Elia Grid International社へのメール照会等に基づき三菱総研作成

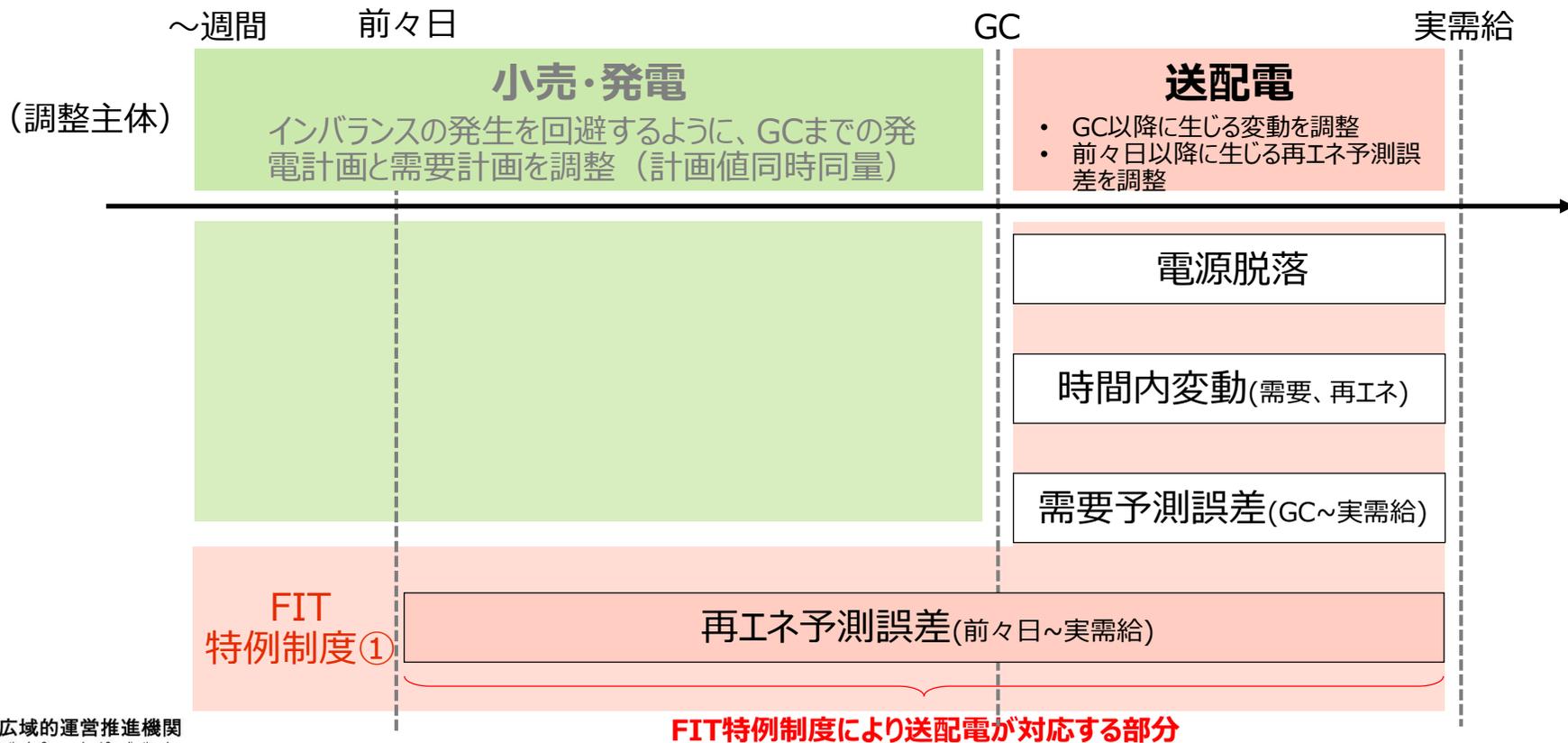
### PJM

- 再エネも含む全電源の発電属性は証書化されて分離取引 (PJM-GATS<sup>注</sup>)。実電気は全量プール制度の中で他電源と区別なく取引。
- 前日市場とリアルタイム市場の値差は小さいため、再エネ電源であるインバランス負担は小さい。
- PJMは物理的な意味で、系統全体の安定運用の観点から再エネの出力予測を4時間前から実施し、必要な調整力を複数の手段で調達。

注) PJM Generation Attribute Tracking Systemの略。火力・原子力も含む全電源の発電属性を電子証書化し取引される。

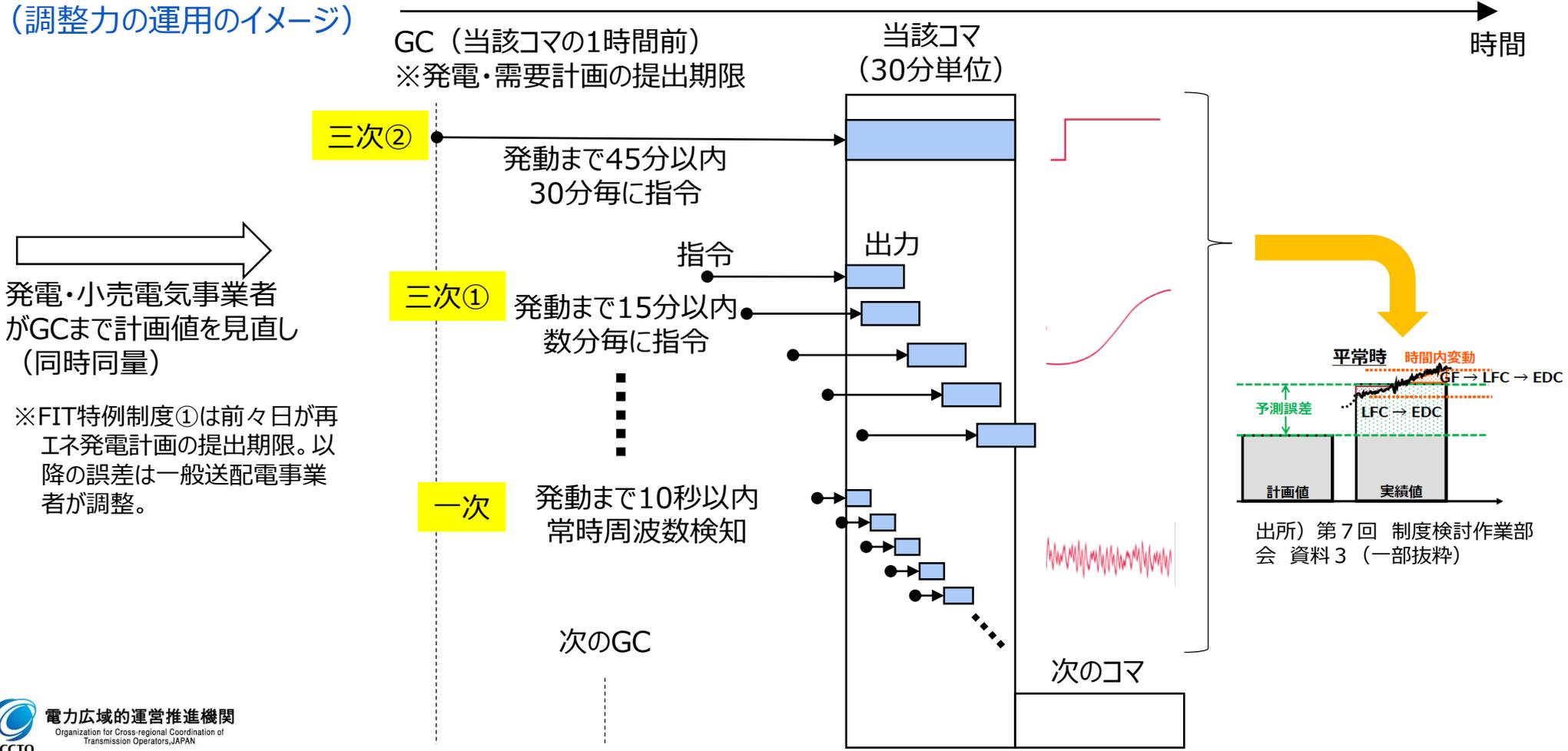
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc. 22

- 前述のとおりFIT特例制度がない場合、再エネ予測誤差についてもGCまでは発電事業者が対応し、GC以降の誤差は一般送配電事業者が対応することとなる。
- 他方、FIT特例制度①に関しては、一般送配電事業者が前々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おり、実需給まで計画の見直しを行わない。このため、一般送配電事業者が対応する事象は「前々日から実需給の予測誤差」となる。（FIT特例制度③に関しては前日朝を起点とした予測誤差）



- FIT特例制度①を利用している再エネに関しては、一般送配電事業者が前々日からの予測誤差に対応することから、前々日から実需給の予測誤差のうちGC時点でも発動できる部分がある。
- このような誤差については応動時間が長くて低機能である調整力でも対応ができることから、新規参入者による価格低減を期待した三次②を商品として設けた。

## (調整力の運用のイメージ)



発電・小売電気事業者がGCまで計画値を見直し (同時同量)

※FIT特例制度①は前々日が再エネ発電計画の提出期限。以降の誤差は一般送配電事業者が調整。

	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※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オフライン※2,5
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
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※4	1～数分※4	1～数分※4	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	未定※2,5
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)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン (簡易指令 システムも含む) で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要あり (データの取得方法、提供方法等については今後検討)。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

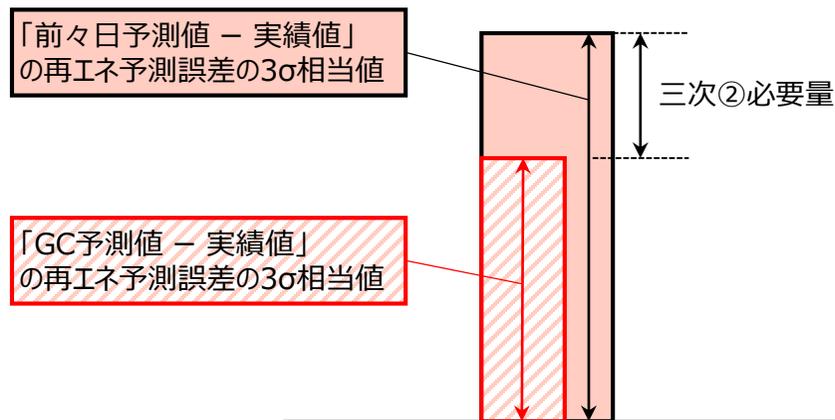
※5 簡易指令システムには上り情報を送受信する機能は実装されていない。現時点ではDRの参入がその大半を占めることが想定され、エリア需要値の算定に影響は生じないが、今後、VPP等の発電系が接続することでエリア需要の算定精度が低下することが考えられるため、上り情報が不要な接続容量の上限を設ける等の対応策を検討。

- 以上のことから、三次②必要量の算定方法は各断面の再エネ予測誤差について、全体の誤差量である「前々日から実需給の誤差」から、一次から三次①の組合せでしか対応できない「GCから実需給の誤差」を控除する方法としてはどうか。

具体的な算定式は、

$$\text{三次②必要量} = \text{「前々日予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3}\sigma\text{相当値} \\ - \text{「GC予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3}\sigma\text{相当値}$$

- ただし、現時点ではGC時点の予測値が蓄積されていないため、2021年度の三次②広域調達開始に向けてデータを蓄積していく。
- 前々日からGCまでの再エネ予測誤差に確実に対応するために、三次②必要量を「前々日予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3σ相当値とするところである。今回提案した算定式では、前々日から実需給の再エネ予測誤差の方が三次②調達量より大きくなることもあるが、続く「GCから実需給の再エネ予測誤差」に備えて一次から三次①の必要量が適切に確保されていれば、前々日から実需給の再エネ予測誤差の全ての量に対応できることになるため運用上は問題ないと考えられる。



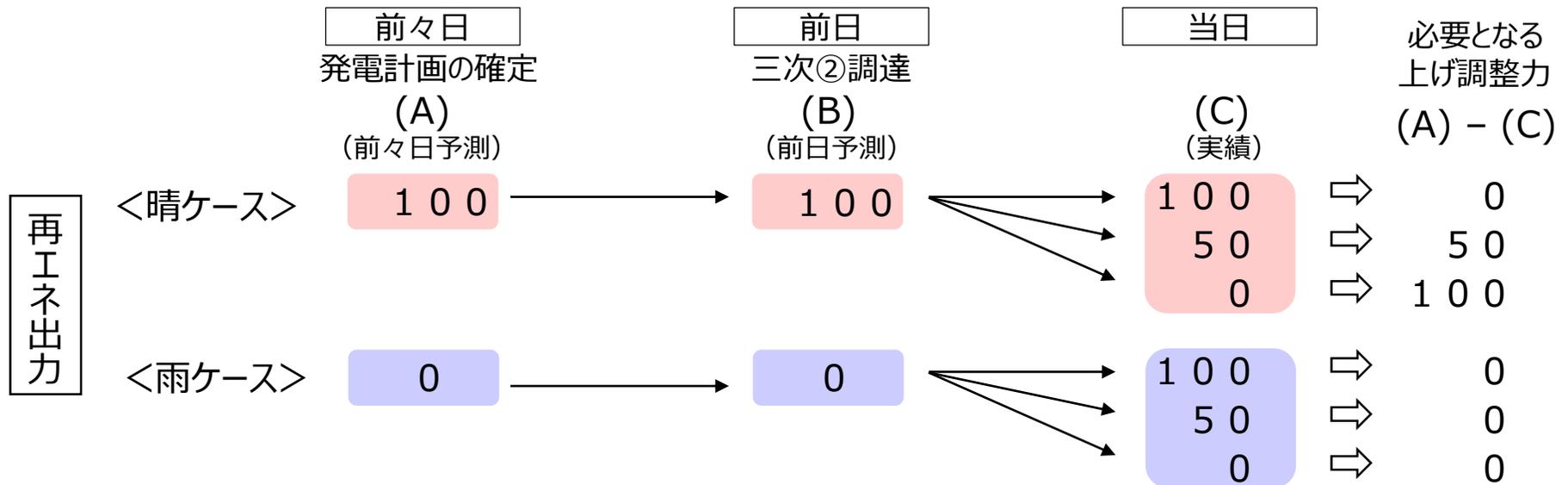
- 現時点で各社が蓄積している三次②必要量算定に必要なデータは以下のとおり。
- GC時点の再エネ予測値を蓄積している会社は2社である。
- 算定に必要なデータがない会社については今後データを蓄積する。

	各社が保有している再エネ予測値、実績値			(備考) GC以前の至近データ断面
	前々日	GC	実需給	
北海道	○	×	○	当日4時
東北	○	○	○	—
東京	○	○	○	—
中部	○	×	○	当日6~9時頃
北陸	○	×	○	前日6時
関西	○	×	○	当日5時
中国	○	×	○	当日3時
四国	○	×	○	当日6時
九州	○	×	○	前日10時
沖縄	○	×	○	当日4,10,16,22時

○ : 保有している

× : 保有していない

- 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。



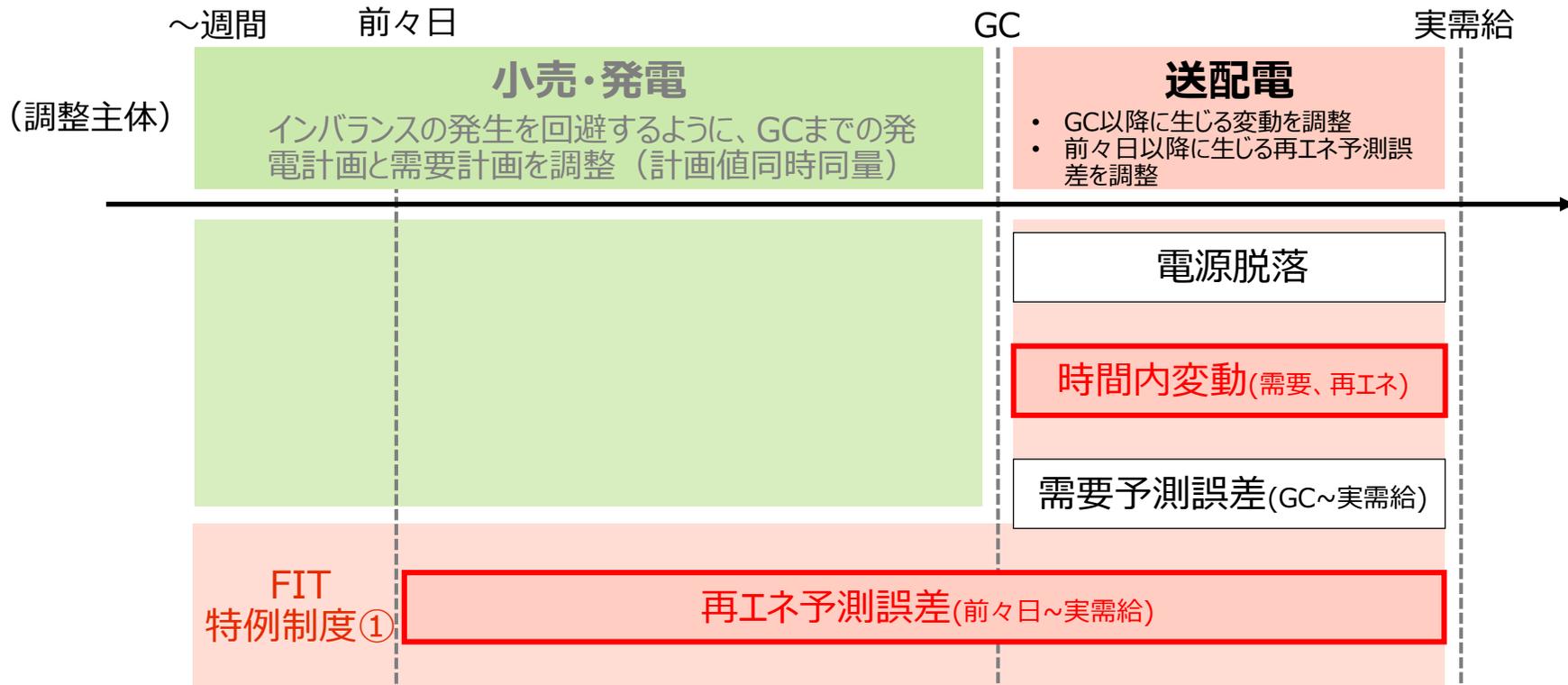
- 三次②必要量の基本的な算定式を以下のとおりとはどうか。

三次②必要量 = 「前々日予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3σ相当値

– 「GC予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3σ相当値

- この算定は、過去データを使用して月別・想定出力帯別・時間帯別に事前に行うこととはどうか。
- 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・時間帯が一致する上記の算定量とはどうか。
- 以上のことは基本的な考え方であり、必要量低減のための創意工夫があればそれを妨げるものではない。
- 算定に必要なデータがないエリアはデータを蓄積していくこととする。
- 2021年度まで約2年間のデータしか蓄積できないことから、必要量の算定において統計処理上の問題が生じた場合などは、改めて当面の扱いについて検討する。

- 国の審議会において、再エネ対応の調整力を定量的に把握できるのであれば、当該調整力に係るコストの負担の在り方についても検討することとしてはどうか、とされている。
- 再エネによる調整力が対応する事象としては、前項までで論じてきたとおり予測誤差と時間内変動があり、これに対して $\Delta kW$ を確保するために費用を要している。この費用は、再エネの増加により増加していると考えられる。
- GC以降のために確保する $\Delta kW$ の対象には、再エネのみならず需要変動の予測誤差や時間内変動も含まれ、再エネ起因の予測誤差や変動が一定比率含まれるもののその算定は難しい。
- しかしながら、今回考え方を整理した三次②必要量については再エネ起因であることは明らかであり、少なくともこの部分の負担については、再エネに関する費用として然るべき費用負担を今後国においてご検討いただきたい。

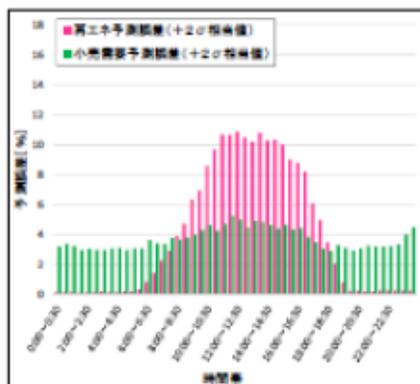
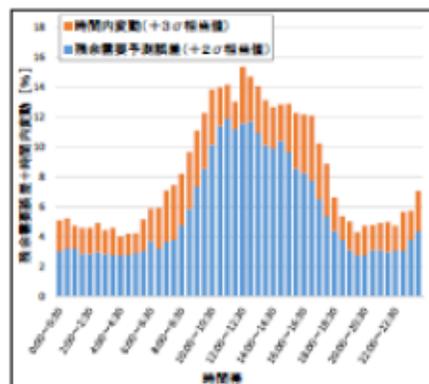


## 計画値同時同量制度の中長期的展望と調整力コスト

- 現行の計画値同時同量制度において、再生可能エネルギー（特にFIT変動電源）については、インバランス特例制度の適用の下、2日前に策定する計画を用いた運用がなされている。一方で、これら変動電源は天候の影響を大きく受けるため、相当の調整力を要している状況。
- 計画策定スケジュールの見直しの検討や、一般送配電事業者における計画予想精度の向上は必要である一方、これら再生可能エネルギーについては日内でも相当の変動が生じ、一般的に当該電源が調整力への負荷の高い電源であることを踏まえれば、再生可能エネルギーに対応する調整力がどの程度必要となるのかを可能な限り定量的に分析する手法の検討が必要となるのではないか。
- その上で、再エネ対応の調整力を定量的に把握できるのであれば、当該調整力に係るコストの負担の在り方についても検討することとしてはどうか。

2017年9月 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局提出資料

【九州エリア(年間)】



※ エリアのH3需要に対する%

※ ここでは再エネ予測誤差は上げ調整力が必要な方向が正(+)となるように算出  
 ・再エネ予測誤差=予測-実績  
 ・小売需要予測誤差=実績-予測

※ 再エネは太陽光+風力

※ 再エネのうち大宗を占めるFIT①の予測は現在の制度を勘案して前々日予測値を使用

※ 不等時性により、再エネ予測誤差+2σ相当値と小売需要予測誤差+2σ相当値を合算したものは残余需要予測誤差+2σ相当値と一致しないことに留意が必要

## 2-2-2. 次世代NWへの転換・未来への投資②

47

### 課題認識③

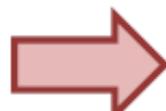
自然変動電源（太陽光・風力）の導入量の増加に伴い、必要となる調整力が増大し得るが、適切な量の調整力を確保し、費用回収するための仕組みの構築が必要ではないか。

- 全国大で調整力を広域的にかつ最適に活用するための仕組みが必要ではないか。  
⇒需給調整市場の構築
- 現在の「ピーク需要の7%」という調整力確保の基準が十分か、定量的に検証した上で負担の在り方についても検討が必要ではないか。
- 特に揚水発電については、経済性の確保が困難な設備もある中、中長期的に必要な調整力を確保する観点から、設備維持を図る方策についても検討が必要ではないか。

### 課題認識④

今後、分散型電源等が増加すると、NWの利用率が更に低下し得る一方、系統設備はピーク時を想定して維持・整備することが必要。

現行、小売側のみが託送料金を負担していることに加え、固定費：可変費が約8：2である中、料金回収は基本料金：従量料金が3：7となっていることを踏まえ、託送料金制度の見直しが必要ではないか。

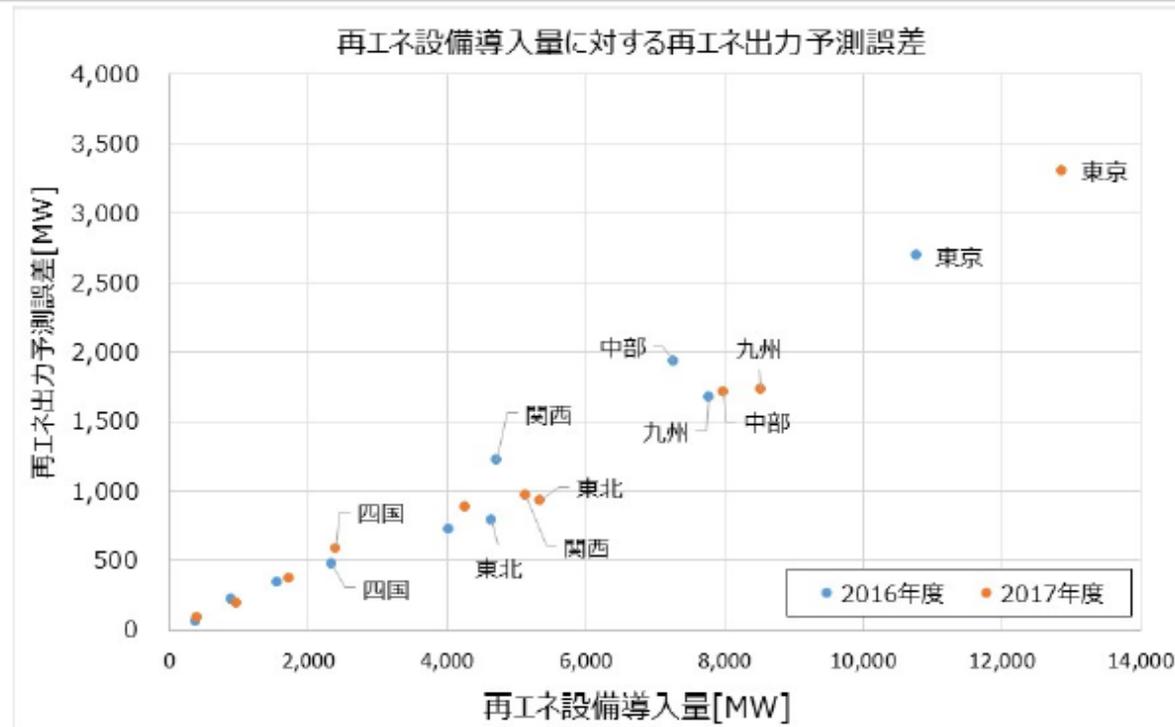


これらの課題に対応するため、短期・中長期の切り分けをしながら、適切な場で議論・審議を行い、具体的な対応策を検討していくべきではないか。

(参考) 再エネ導入量に対する再エネ出力予測誤差

65

- 2016年度と2017年度の11～13時の2時間における再エネ出力予測誤差※について比較した結果、再エネ導入量増加に伴い、再エネ予測誤差も概ね比例して増加する傾向にあると考えられる。
- 今後も再エネ導入量の増加は続くことから、調整力の必要量は再エネ設備量の伸びを考慮する必要があるのではないか。



- ※ 2016年度と2017年度、各年度の11～13時の2時間における再エネ出力予測誤差の+2σ相当値
- ※ 再エネ出力予測誤差 = 予測 - 実績
- ※ 現在の制度を勘案して、FIT特例制度①は前々日予測と実績の誤差、FIT特例制度③は前日予測と実績の誤差を計算
- ※ 再エネは太陽光と風力
- ※ 再エネ設備量は年度末基準「平成29年度供給計画取りまとめ」および「平成30年度供給計画取りまとめ」参考資料による