

同時市場における調整力について (論点整理)

2023年10月5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

- 同時市場において、前日断面（前日同時市場）で供給力（kWh）と調整力（ ΔkW ）を同時約定させることは一定のコンセンサスが得られているものの、時間前市場においては、市場設計および調整力確保タイミングとして2案提示されており、このうち、イメージ②における調整力の定義見直しに関する技術的検討をタスクアウトされている。
- 今回、同時市場（イメージ②）における調整力の定義見直しを検討するにあたり、タスクアウト項目に沿って、現行需給調整市場における要件や算定式を振り返った後、同時市場における調整力の検討すべき論点の詳細について整理したため、ご議論いただきたい。

同時市場における調整力の位置付け (検討の前提)

33

- 現行の日本の調整力は、調整力の確保 (約定) タイミングが前週と前日、また、GCが実需給1時間前を前提とした必要量となっており、具体的には、以下の種類に区分される。
 - 30分コマ内における時間内変動量 (一次・二次①)
 - GC (実需給の1時間前) 計画値と実績の差分 (二次②・三次①)
 - 電源脱落量 (一次・二次①・三次①)
 - FIT制度による再エネ予測誤差対応 (GCまでは三次②、GC以降は二次②・三次①)
- 資料3において、時間前市場の設計と調整力確保のタイミングのイメージとして、二つのイメージ (①、②) を提示したところ。イメージ①については、スポット市場と需給調整市場の開場タイミングを前日の同時間とし、 ΔkW を前日断面で現行制度のような考え方で確保すると考えれば、調整力の位置付けは大きく変わらないとも考えられる。
- 一方で、イメージ②の場合、前日以降も都度、SCUCを行うことができることを考えると、米国のような調整力の確保が合理的となることも想定されるため、日米の差異も踏まえながら、上述の i ~ iv の在り方について検討を行った。



細分化作業会へのタスクアウト項目（案）

49

- 「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」への具体的なタスクアウト項目については、現行の需給調整市場における仕組みとの差異も踏まえながら、以下の論点を検討していくこととしてはどうか。

No	論点	詳細
1	現行商品（5区分）の必要性 （「予備力」としての扱い含む）	<ul style="list-style-type: none"> ・現行商品（5区分）のGC時点（ΔkWとして）の確保は必要か ・現行商品（5区分）の前日時点（予備力として）の確保は必要か
2	商品区分の見直し （再エネ誤差対応含む）	<ul style="list-style-type: none"> ・EDC成分に二次②、三次①のような区分は必要か ・「予備力」と「電源脱落」（あるいは「予測誤差」）の一体確保は可能か
3	各商品必要量の算定式 （調整力・予備力必要量）	<ul style="list-style-type: none"> ・同時市場の仕組みを考えた場合に、調整力必要量の算定式を変える必要はあるか（予備力必要量の考え方はどうなるか） ・現行はエリア毎の必要量としているが、広域大（または同期連系系統毎）の必要量へ変更可能か
4	電源起動・出力配分ロジック における制約条件	<ul style="list-style-type: none"> ・上記論点の検討結果に伴い、電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件はどのようなものとなるか

1. 現行商品（5区分）の必要性（「予備力」としての扱い含む）
2. 商品区分の見直し（再エネ誤差対応含む）
3. 各商品必要量の算定式（調整力・予備力必要量）
4. 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件
5. 今後のスケジュール

1. 現行商品（5区分）の必要性（「予備力」としての扱い含む）
2. 商品区分の見直し（再エネ誤差対応含む）
3. 各商品必要量の算定式（調整力・予備力必要量）
4. 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件
5. 今後のスケジュール

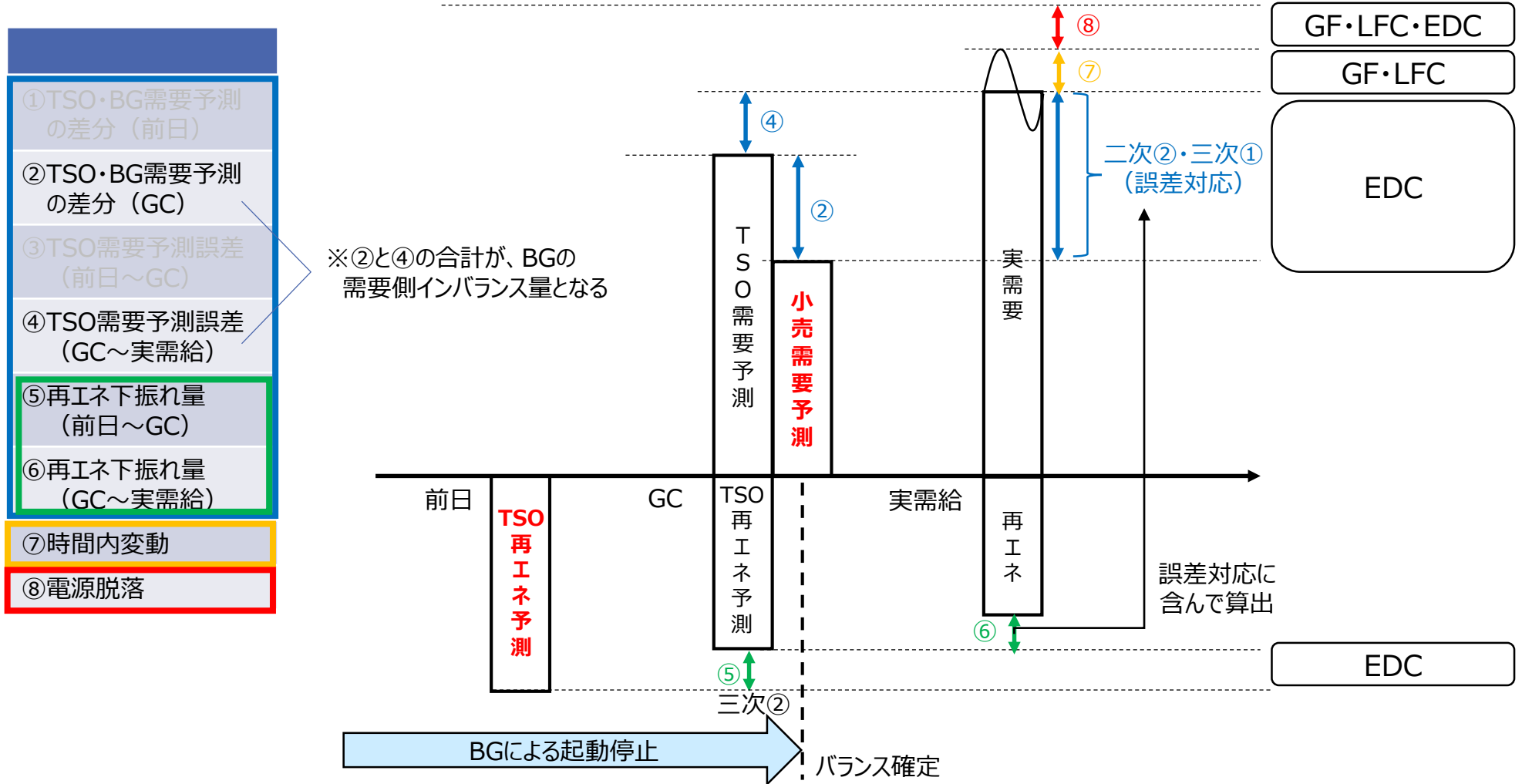
- 現行の需給調整市場においては、実需給断面における瞬時の需要と供給の誤差やBG計画と実需要の誤差、また再エネ予測誤差に対応する「平常時対応の調整力」と、電源脱落時等の「緊急時対応の調整力」を調達している。
- また、これら誤差を細分化することにより、各調整力に求める要件を詳細に定め、一次、二次①、二次②、三次①、三次②の5種類の調整力を調達している。
- このうち、一次、二次①は実需給断面において時々刻々と変動する需要と供給の誤差に対応するための調整力であり、この誤差の極短周期成分（サイクリック）に対しては一次、短周期成分（フリンジ）に対しては、二次①にて対応することとしている。
- また、GC以降のBG計画と実需要の差分や再エネ予測誤差の差分（サステンド）に対しては、二次②・三次①で対応しており、二次②は比較的応動の早い調整力、三次①は比較的応動の遅い調整力となっている。
- また、これらの調整力是对応する断面が同一（GC以降の誤差）であることから、不等時性を考慮して複合約定（一次～三次①の複合商品）することにより、必要量を低減する取り組みを取り入れている。
- 他方で、三次②はFIT制度における再エネ出力予測誤差対応となっている。具体的には、TSOが前日に再エネ出力を予測し、小売電気事業者等に配分した以降、計画の見直しを行わないことによる誤差に対応する調整力であり、これは日本特有の調整力となっている。
- 最後に、緊急時対応の調整力は、電源脱落等の平常時には発生しない供給力の急激な変動に対応するための調整力であり、こうした供給力の変動に対しては、発生後“瞬時”の対応が求められるとともに、後続の供給力対策が行われるまでの“継続”した対応も求められることから、一次・二次①・三次①の調整力として確保している。

■ 前述の「平常時対応の調整力」と「緊急時対応の調整力」を現行の各商品毎に分類すると下表のとおり。

【現行の需給調整市場における調整力が対応する事象】

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（瞬時）
二次①	時間内変動の短周期成分誤差	電源脱落（瞬時）
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（継続）
三次②	前日～GC（実需給の1時間前）の 再エネ（FIT①・③）誤差	—

■ 具体的には下記イメージとなり、前日からのTSO再エネ予測誤差、小売事業者の需要予測と実績の誤差、時間内変動、電源脱落となっており、それぞれの要素に合わせて、GF・LFC・EDC成分の ΔkW を確保している。



- また、同時市場（イメージ②）と同種の特徴を有する米PJMにおいて、平常時の時間内変動と予測誤差、ならびに緊急時の電源脱落対応といった概念が存在するのは日本と同様だが、このうち予測誤差（EDC領域）については明確に規定がなく、アンシラリー市場では確保されていない。
- これは、ISO想定需要に合わせて、都度、電源の起動停止・バランス作成（SCUC・SCED）することができることから、予測誤差（EDC領域）がほとんど生じないためとも考えられる。
- 加えて、米国における再エネ予測誤差対応の調整力は、一部検討中の箇所もあるが、一種の電源脱落と見做し、緊急時調整力の内数として確保する取り組みが進められている。

米国における調整力の分類

20

- 調整力の分類については、平常時の**時間内変動**と**予測誤差**、ならびに緊急時の**電源脱落**に分かれているのは日本と同様だが、このうち予測誤差（EDC領域）については明確に規定がなく、アンシラリー市場では確保されていない。
- これは、米国では起動時間が短い発電機が多く、市場運営者がリアルタイム市場において、想定需要に合わせて、都度、電源の起動停止・バランス作成（SCUC）することができるためとも考えられる。（または、**電源脱落**の内数として確保していると捉えることも考えられるか。）

MRI 株式会社三菱総合研究所

米国：調整力の分類と要件

- NERCによる分類は下表の通りであるが、各系統運用機関の調整力分類は、下記を踏まえつつも、多少の差異がある。
- 運用断面の調整力は通常時の調整力（Frequency Response, Regulating Reserve）と緊急時の調整力（Contingency Reserve (Spinning, Non-Spinning, Supplemental Reserve)）に分けられる。
- なお、Contingency Reserveの発動は厳に系統事故等の緊急時に限られ、予測外の太陽光・風力等の出力変動対応といった目的では使用されない。

種類	概要	所定出力に達するまでの所要時間	所定出力の運転継続時間	
平常時調整力	周波数応答 (Frequency Response)	NERCのControl Performance Standard (CPS)に従って、システムの需要変動や発電機の予定外の出力変動に対して、ガバナンスによって周波数変動を抑える発電機	数秒	20秒以内
	周波数制御予備力 (Regulating Reserve)	NERCのControl Performance Standard (CPS)に従って、システムの需要変動や発電機の予定外の出力変動に対処し、出力の上げ・下げ指令に、AGCによって、即座に対応する発電機	1分以内	数分～1時間
	負荷追従 (Load Following)	※NERCでは明確な規定なし	5～10分	5分～数時間
緊急時調整力	起動予備力 (Spinning Reserve)	同期済みであり、NERCのDisturbance Control Standardに従って、大きな発電機停止や停電の発生時に即座に対応し、10分以内に定格出力を達成する同期発電機	数秒～10分	10～120分
	非同期予備力 (Non-spinning Reserve)	上記と同様だが、同期している必要は必ずしもなく、対応開始は遅れてもよいが、10分以内に定格出力を達成できる発電機	10分以内	10～120分
	補助予備力 (Supplemental Reserve)	稼働した起動予備力と非同期予備力を平時の状態に戻すために必要な電力。30-60分で所定出力に達する必要がある	30分以内	2時間
その他調整力	電圧制御 (Voltage Support)	システムの電圧崩壊や停電を起こさないために、電圧がある一定の範囲に収まるよう、無効電力を供給する発電機	数秒	数秒
	ブラックスタート (Black Start)	システムで停電が発生しているときに、系統からの電力供給を得ずとも、発電所内で発電を開始し、系統の他発電所に起動用電力を供給する発電機	数分	数時間

出所) 電力広域的運営推進機関、欧米における電網トランス調整および周波数制御のための調整力確保の考え方等に関する調査 (平成27年度)
 出所) IEGTT Task 2.4 Report: Operating Practices, Procedures and Tools (NERC, 2011)、および海外電力(海外電力調査会、2014.09)

米国における再エネ予測誤差対応

24

- また、米国における再エネ予測誤差対応の調整力としては、一部検討中の箇所もあるが、一種の**電源脱落**と見做し、緊急時調整力 (Reserve) の内数として確保する取り組みが進められている。
- 例えば、PJMにおいては、再エネ出力量の不確実性を含めた電源出力の予期せぬ変動を考慮する調整力として、ERCOTにおいては、過去3年間のPV・風力発電の予測誤差実績や発電所の停止 (電源脱落) 実績を踏まえた調整力として、各事象の必要量を単純加算するのではなく、各事象のうち最大値を確保することとしている。

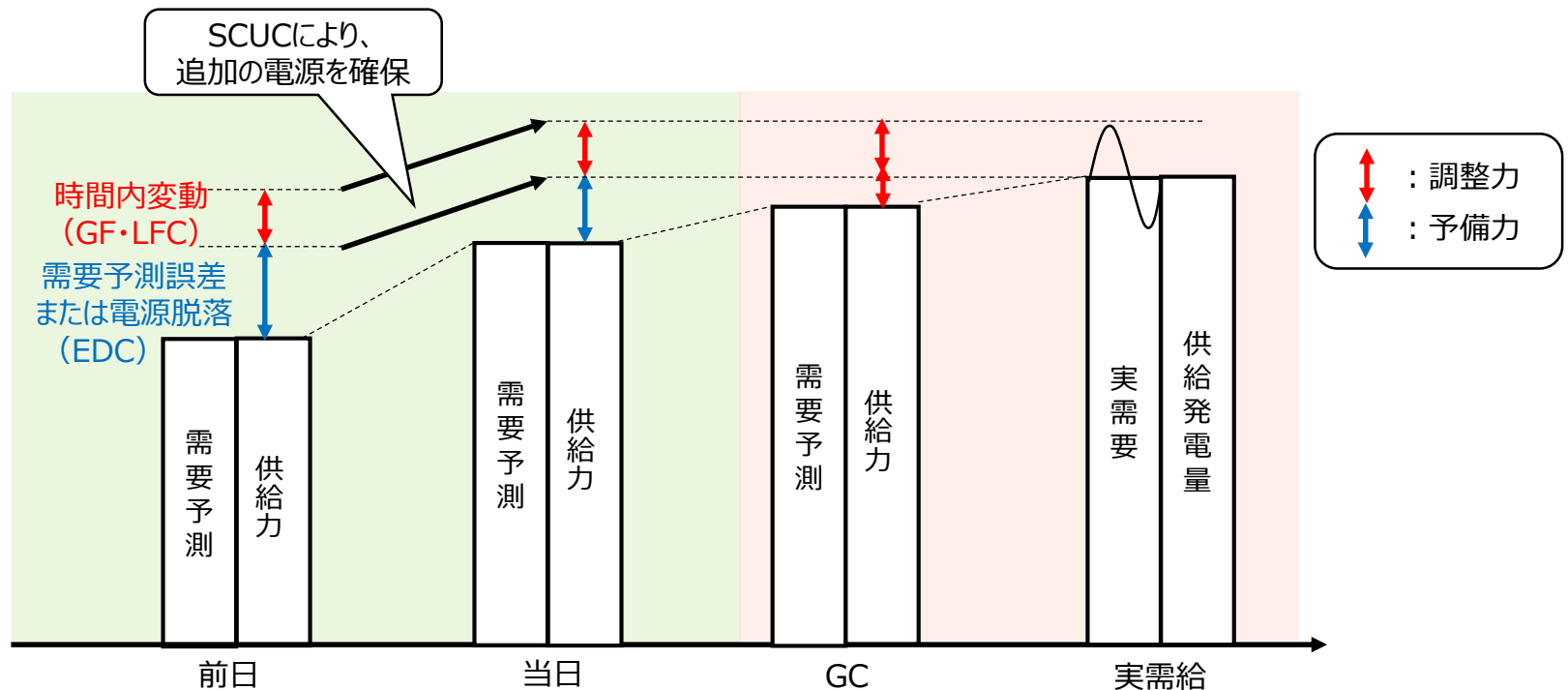
※ これらの取り組みとセットで、予期せぬ変動 (電源脱落相当の大外し) を減らすべく、再エネ予測精度を高める取り組みも行われている。

【凡例】 ○ : 再エネ予測誤差に対応した調整力

	Frequency (GF)	Regulation (LFC)	Reserves		
			Spinning (同期連系)	Non-Spinning (非同期連系)	Supplemental (継続分)
PJM					○
ERCOT				○	
NYISO					○ (検討中)

- 他方、こうした米PJMにおける調整力確保の考え方は、前述のとおり、電源特性（起動時間）によるところが大きく、単純に日本において準用することは慎重に考える必要がある。
- 具体的には、日本は比較的起動時間が長い電源も相応にあることから、GC以前の予測誤差に対し予め対応する量（所謂、予備力と呼ばれるものであり、GC以降の調整力とは別）の確保が一定程度必要になるとも考えられる。
- また、GC以前の「予備力」とGC以降の「調整力」について、米PJMでは一体的に扱っている（例えば、電源脱落分についてGC前後の区別がない）とも考えられることから、確保の方法（内数に含めるかどうか等）含めて、同時市場における調整力の定義自体を見直すことも考えられる。

【同時市場（イメージ②）における調整力確保イメージ】



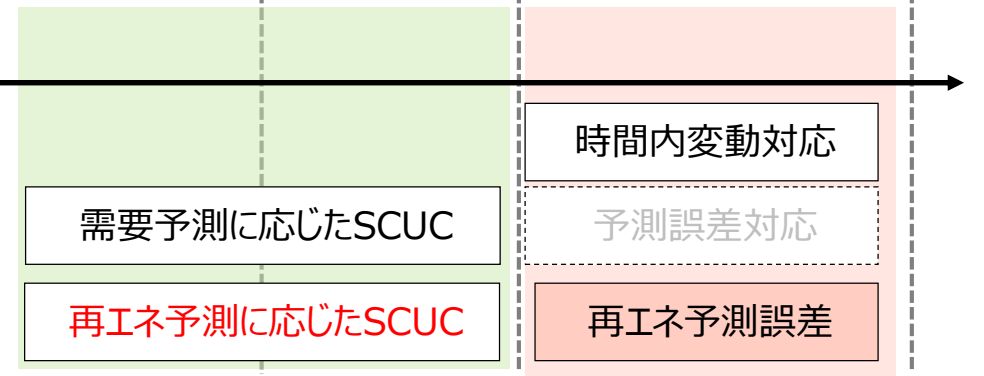
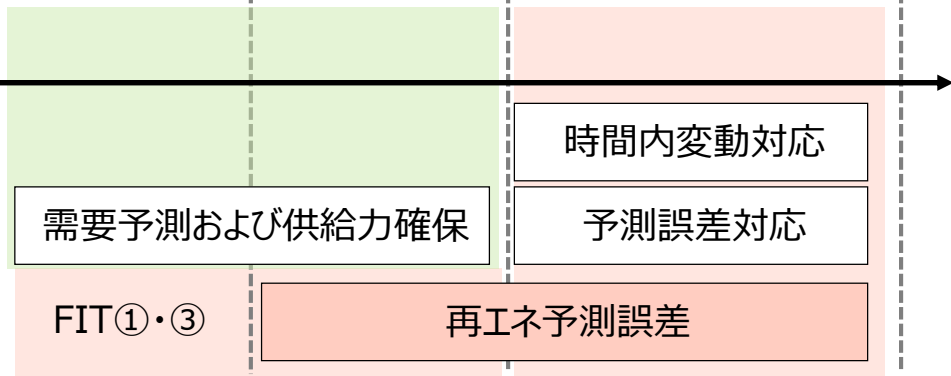
- また、再エネ予測誤差対応の調整力については、都度SCUCを行い、GCまでTSO再エネ予測に合わせ続けることが可能になると、三次②のような調整力は必要なくなると考えられる一方、再エネ予測は需要予測以上に予測が難しく（予測外しが大きく）、SCUCは都度対応できるわけではないとも考えられる。
- そのため、GC以前のこうした対応が難しい部分については、予備力として確保することも考えられる。

【現行のイメージ】

【同時市場（イメージ②）】

前日 GC 実需給

前日 GC 実需給



三次② 二次②・三次①

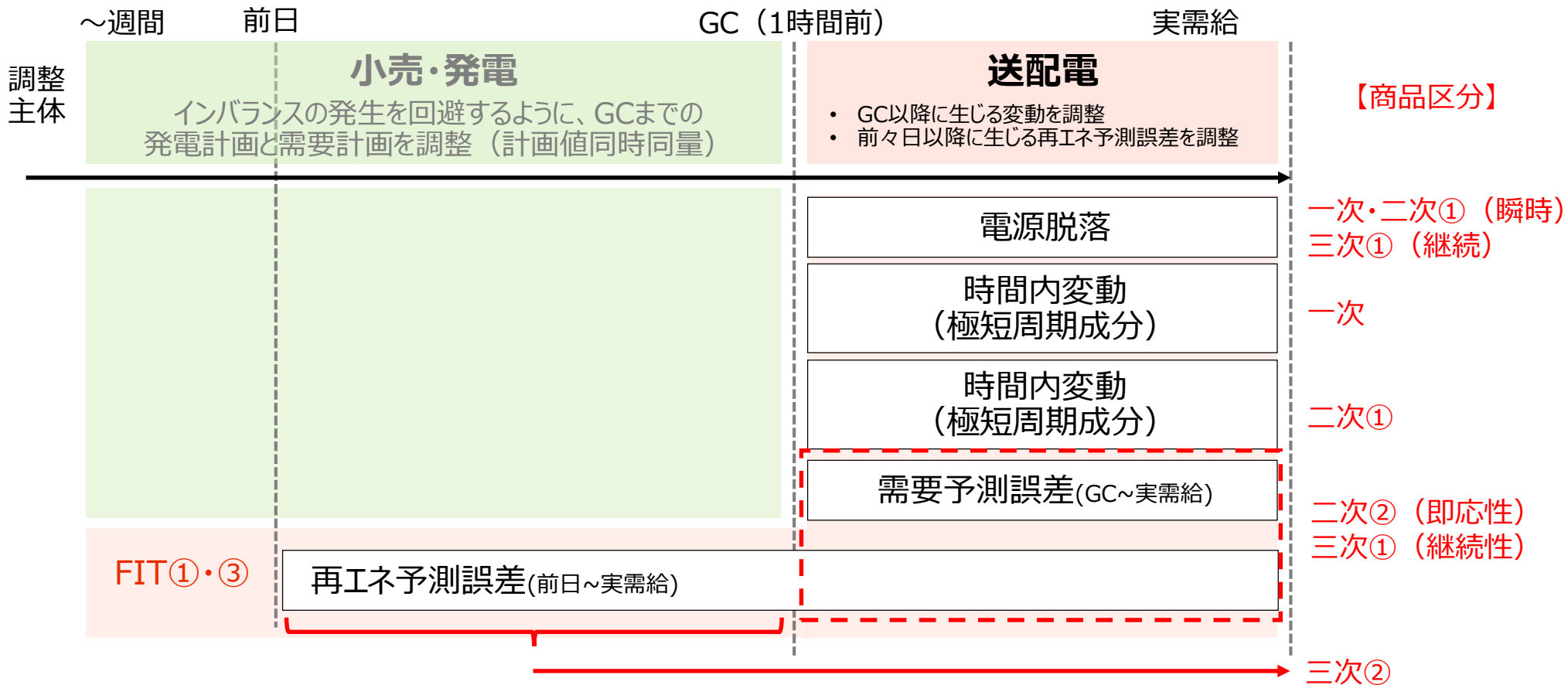
GC以前の予測誤差対応（予備力）含め、どうするか

- こうしたことを踏まえると、同時市場における調整力（予備力を含む）の必要性について、以下の論点が考えられ、これらについて、検討を進めることとしてはどうか。

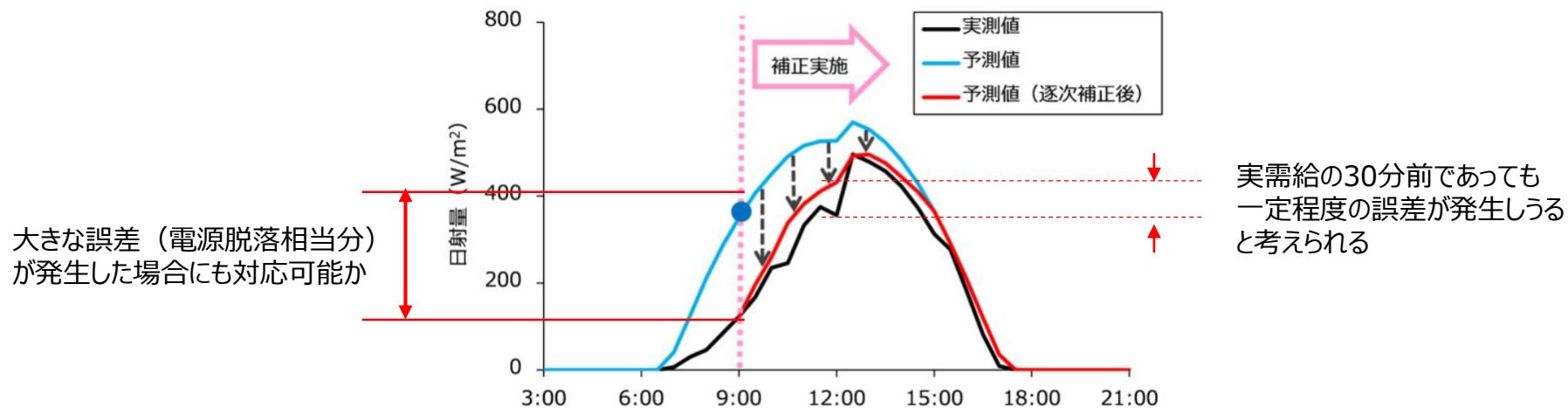
対応する事象	同時市場における商品の必要性の論点		(参考) 現行の需給調整市場
	GC以前 (予備力)	GC以降 (調整力)	
時間内変動 (極短周期成分)	— (GC以前から確保しておくかどうかの別論点は存在)	・時間内変動は、都度、SCUCを行うとしても、発生するため、現行同様に必要か	一次 (GF)
時間内変動 (短周期成分)	— (GC以前から確保しておくかどうかの別論点は存在)	・時間内変動は、都度、SCUCを行うとしても、発生するため、現行同様に必要か	二次① (LFC)
需要予測誤差	・都度、SCUCを行うとしても、対応が難しい (起動等が間に合わない) 部分は、予備力として確保が必要か	・都度、SCUCを行うとしても、GC以降の誤差は発生するため必要か	二次②・三次① (EDC)
再エネ予測誤差			三次② (前日～GC)
電源脱落 (瞬時)	— (GC以前から確保しておくかどうかの別論点は存在)	・電源脱落 (瞬時) は、都度SCUCを行うとしても、発生するため、現行同様に必要か	一次・二次①
電源脱落 (継続)	・都度、SCUCを行うとしても、対応が難しい (起動等が間に合わない) 部分は、予備力として確保が必要か	・電源脱落 (継続) は、都度SCUCを行うとしても、発生するため、現行同様に必要か	三次①

1. 現行商品（5区分）の必要性（「予備力」としての扱い含む）
2. 商品区分の見直し（再エネ誤差対応含む）
3. 各商品必要量の算定式（調整力・予備力必要量）
4. 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件
5. 今後のスケジュール

- 商品区分の見直しを検討するにあたっては、調整力（ならびに予備力）が、どういった事象に対応するものかを特定する必要がある。
- まず、現行における調整力が対応する事象とその商品区分は以下のとおりとなっている。

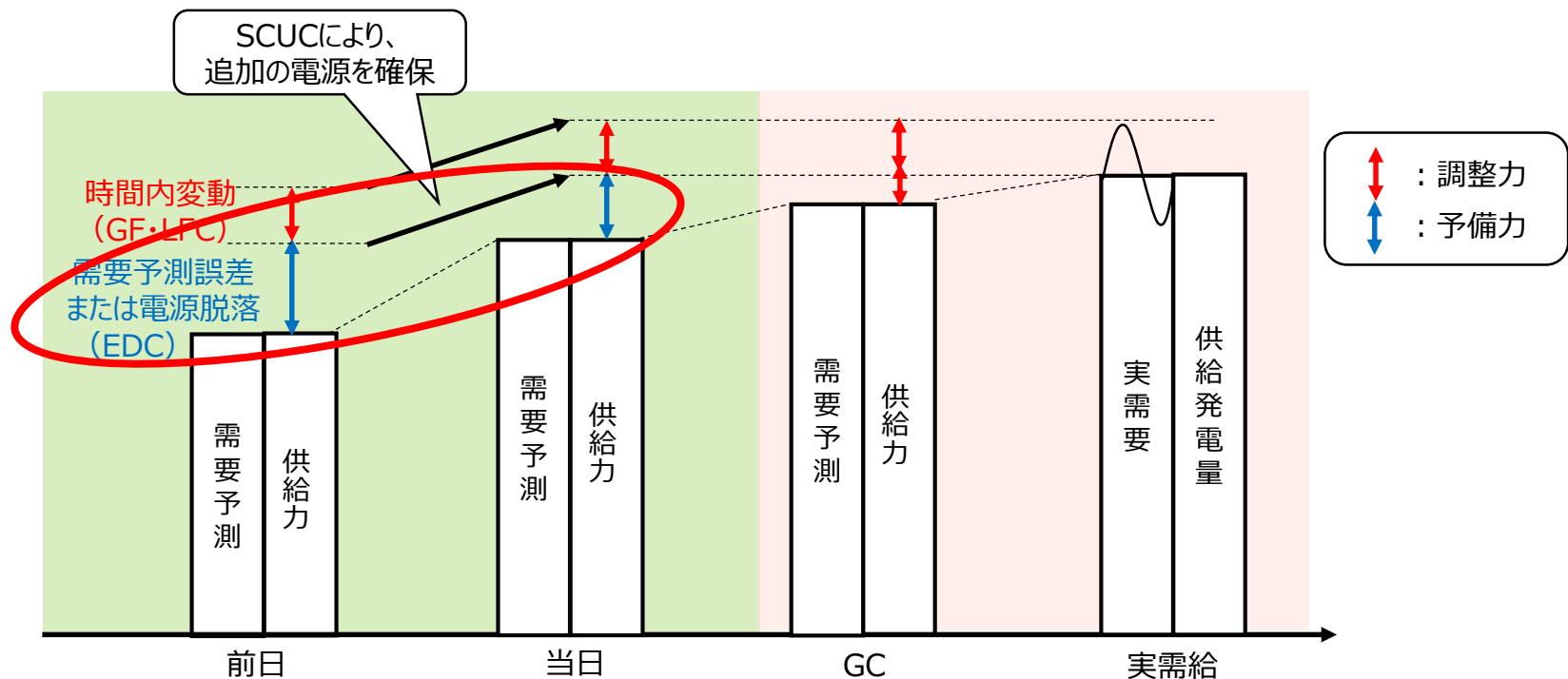


- このうち、GCから実需給までの予測誤差については、「需要予測誤差」と「再エネ予測誤差」があり、再エネ予測誤差については、需要予測誤差と比べ、より大きな誤差が発生することが考えられる。
- 現行においては、需要予測誤差と合わせて、平常時の二次②・三次①として確保しているが、今後、再エネが拡大していくことが予見されるなかで、現行同様の区分でよいのか、もしくは統廃合含めて商品区分を見直すかを考える必要がある。



- 加えて、同時市場（イメージ②）においては、都度SCUCを行い、GCまでTSOの需要予測・再エネ予測に合わせ続けるも、日本は比較的起動時間が長い電源も相応にあることから、GC以前の予測誤差に対し予め対応する量（予備力）の確保が一定程度必要と考えられる。
- これらに対応する新たな商品区分を設けるのか、あるいは調整力と同じ区分で扱う（GC前後の区別を設けない）のか、新たに考え方を整理する必要がある。

【同時市場（イメージ②における調整力確保イメージ）】



- 現行の需給調整市場においては、新規リソースの活用およびそれに伴う市場の活性化を目的に、商品の細分化（5区分）を行ってきたところ。
- 他方で、前述の同時市場の仕組み（都度SCUC）ならびに今後の再エネ拡大等も踏まえて、同時市場における調整力ならびに予備力の商品区分の見直しに関して、以下の論点について、検討を進めていくこととしてはどうか。

現行の商品区分	同時市場における商品区分の論点
一次（GF）	・現行同様にGF機能を活用するために必要か
二次①（LFC）	・現行同様にLFC機能を活用するために必要か
二次②・三次①（EDC）	・現行同様にEDC機能を活用するために必要か ・同時市場において、区分を分けることは必要か（要件をどう考えるか）
三次②	・GC以前の予備力として、再整理が必要か
一次・二次①・三次① （電源脱落対応）	・現行同様に電源脱落に対応するために必要か

新たな商品区分	同時市場における商品区分の論点
予備力 （予測誤差対応・電源脱落対応）	・新たな商品区分として必要か（調整力と同じ区分で扱うか） ・予備力が対応する事象それぞれに予備力区分を設けるか

	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※3	3時間※3	3時間※3	3時間※3	3時間※4
応動時間	10秒以内※8	5分以内	5分以内	15分以内	45分以内※5
継続時間	5分以上	30分以上※3	30分以上※3	3時間※3	3時間※4
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※2：5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※2：1分	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※6
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※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	5MW※7 (オフライン監視の場合は1MW)	5MW※7	専用線：5MW※7 簡易指令システム※2：1MW	専用線：5MW※7 簡易指令システム：1MW	専用線：5MW※7 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 事後に数値データを提供する必要有り。

※2 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

※3 将来「30分」に変更予定。システム改修内容を踏まえ、変更時期は別途整理予定。

※4 2025年度より「30分」に変更予定。

※5 2025年度より「60分以内」に変更予定。

※6 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。

※7 2024年度より「1MW」に変更予定。

※8 2025年度よりオフライン枠は「30秒以内」に変更予定。

1. 現行商品（5区分）の必要性（「予備力」としての扱い含む）
2. 商品区分の見直し（再エネ誤差対応含む）
3. 各商品必要量の算定式（調整力・予備力必要量）
4. 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件
5. 今後のスケジュール

- 現行の需給調整市場においては、調整力が対応する事象を特定し、各々の事象の過去実績のデータ等を用いて、エリア単位での必要量を算出している。
- 具体的には、平常時対応（時間内変動、需要・再エネ予測誤差）については、エリア単独の変動（誤差）実績データを諸元として、エリア毎の必要量を算出している。
- 他方で、緊急時対応（電源脱落）については、同一周波数連系系統における単機最大電源を必要量としており、その必要量を系統容量按分することでエリア毎の必要量としている。
- また、三次②については、複数エリアをまとめた（中西5エリアと東2エリア）共同調達を実施しており、この必要量はエリア単位の再エネ予測誤差を合算（不等時性を考慮）して求めており、実質的には複数エリアをまとめた調整力必要量となっている。
- こうした現行の必要量の算出については、複雑化していることから、改めて、過去の議論について紐解いた。

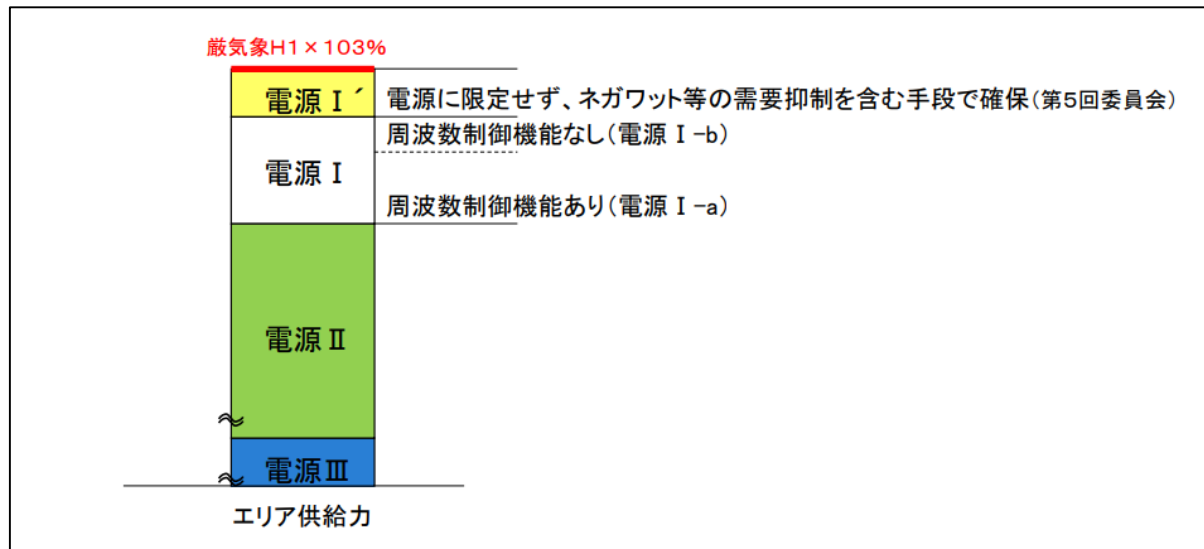
- 電力システム改革以前は、エリア単位で需給調整を実施していたことから、その必要量の考え方はエリア毎に異なっており、具体的には下表のとおりであった。
- 各エリアによって、個別に算定式を設けていたり、まとめて算定式を設けていたりするものの、平常時においては概ね、最大需要の8%程度を確保しており、また、緊急時については、個別に確保していないエリアがある一方で、個別に確保しているエリアもあった。
- なお、現在の一次に相当する瞬動予備力については、全エリアとも個別に確保しておらず、運転予備力の内数として平常時・緊急時分まとめて確保しており、当該時間帯需要の3%程度を確保していた。これは、従来、全ての調整機能を有する火力が調整力を主に担っていたことから、個別に確保する必要がなかったためと考えられる。

【運転予備力（現在の二次①～三次①に相当）】

エリア	平常時（二次①相当分）	平常時（二次②・三次①相当）	緊急時（二次①・三次①相当）
北海道	最大想定需要の8%程度		－（平常時分で対応）
東北	最大想定需要の8%程度		
東京	最大想定需要の2～3%	最大想定需要の5%程度	最大想定需要の2～3%程度
中部	最大想定需要の3%	最大想定需要の5%程度	大規模電源
北陸	最大想定需要の8%程度		－（平常時分で対応）
関西	最大想定需要の8%程度		
中国	最大想定需要の8%程度		
四国	最大想定需要の8%程度		－（平常時分で対応）
九州	最大想定需要の3%	最大想定需要の5%程度	最大電源相当

- その後、調整力公募が開始されることに伴い、広域機関において、調整力の必要量を整理した。
- この当時においては、調整力の広域運用ができなかった※ことから、平常時調整力についてはエリア毎の時間内変動や予測誤差の実績データを用いて、エリア毎に算出されていた。
- 他方で、緊急時調整力のうち、瞬時対応が求められる分（GF・LFC相当）は、同一周波数連系系統の単機最大電源を必要量とする整理がなされた。
- 更に緊急時調整力のうち、継続対応が求められる分（EDC相当）は確保することとせず、他の変動要因の調整力にて対応することとされた。なお、不足する分については、連系線マージンを設定することで対応していた。
- また、調整力公募においては、需給調整市場の商品に該当するものとして、大きく電源 I -a（周波数制御用）と電源 I -b（需給バランス調整用）の2つに分けて、必要量を算出していた。

※ GFについては従来から広域運用できていた。



(論点2) 各変動量をどのように組み合わせて算定するか

(論点3) 必要調整力のうち、エリア内で確保しない連系線期待分をどのように定めるか

17

- 「時間内変動」および「電源脱落(直後)」*1は周波数制御機能(GF、LFC等)により対応する変動のため、現時点では、これらに対応するための調整力はエリア内で確保することが基本と考える。(周波数制御機能で対応する変動は(3)にて議論)

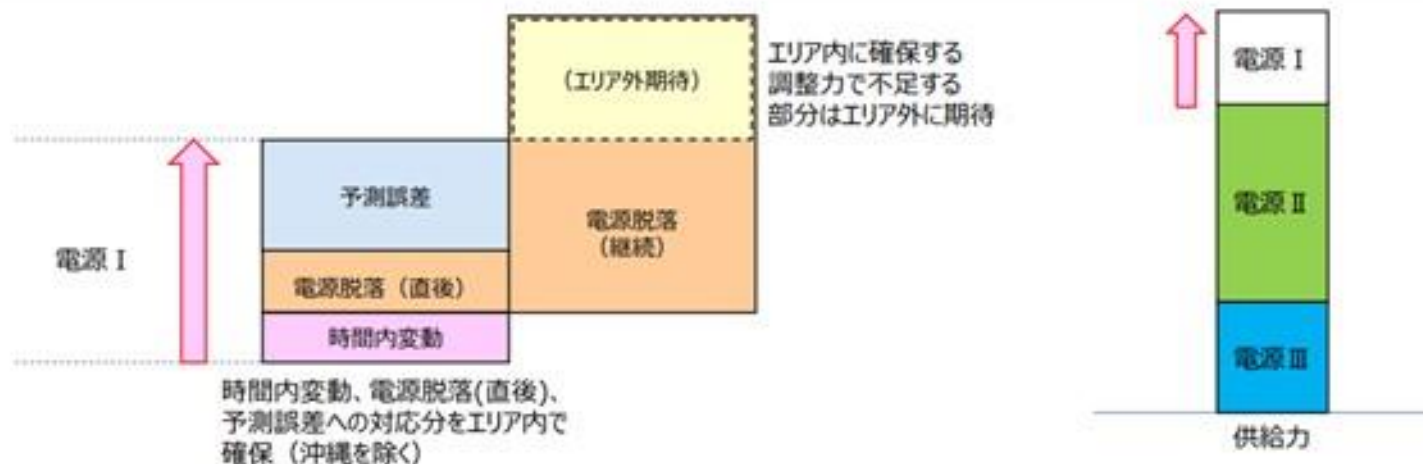
※1 電源脱落直後の周波数低下に対応するため、各エリアが分担して確保(同一周波数連系システムの系統容量をもとに単機最大ユニット容量を按分)

- さらに、電力システムの正常時においても発生する「予測誤差」についても、現時点では、エリア内で対応することを基本とする一方で、稀に発生する電源脱落による「電源脱落(継続)」には、他の変動要因の対応のためにエリア内に確保する調整力で対応*2し、不足する部分は連系線に期待する*3こととしてはどうか。

※2 電源脱落(継続)分をどの変動要因(予測誤差、時間内変動)と並列で考慮するかは※3とあわせ別途議論(下図は、「予測誤差」対応の調整力で対応できる範囲内で、電源脱落(継続)分に対応するイメージ)

※3 マージンとして設定する必要があるかは別途議論

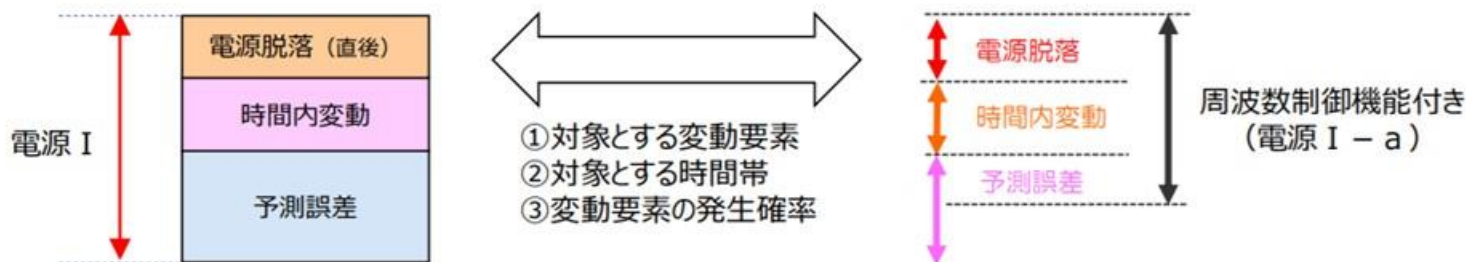
- なお、沖縄エリアについては、単独システムでありエリア外には期待できないことを踏まえ、別途検討。



電源 I 必要量算定の考え方と周波数制御機能付き必要量算定の考え方の相違点

24

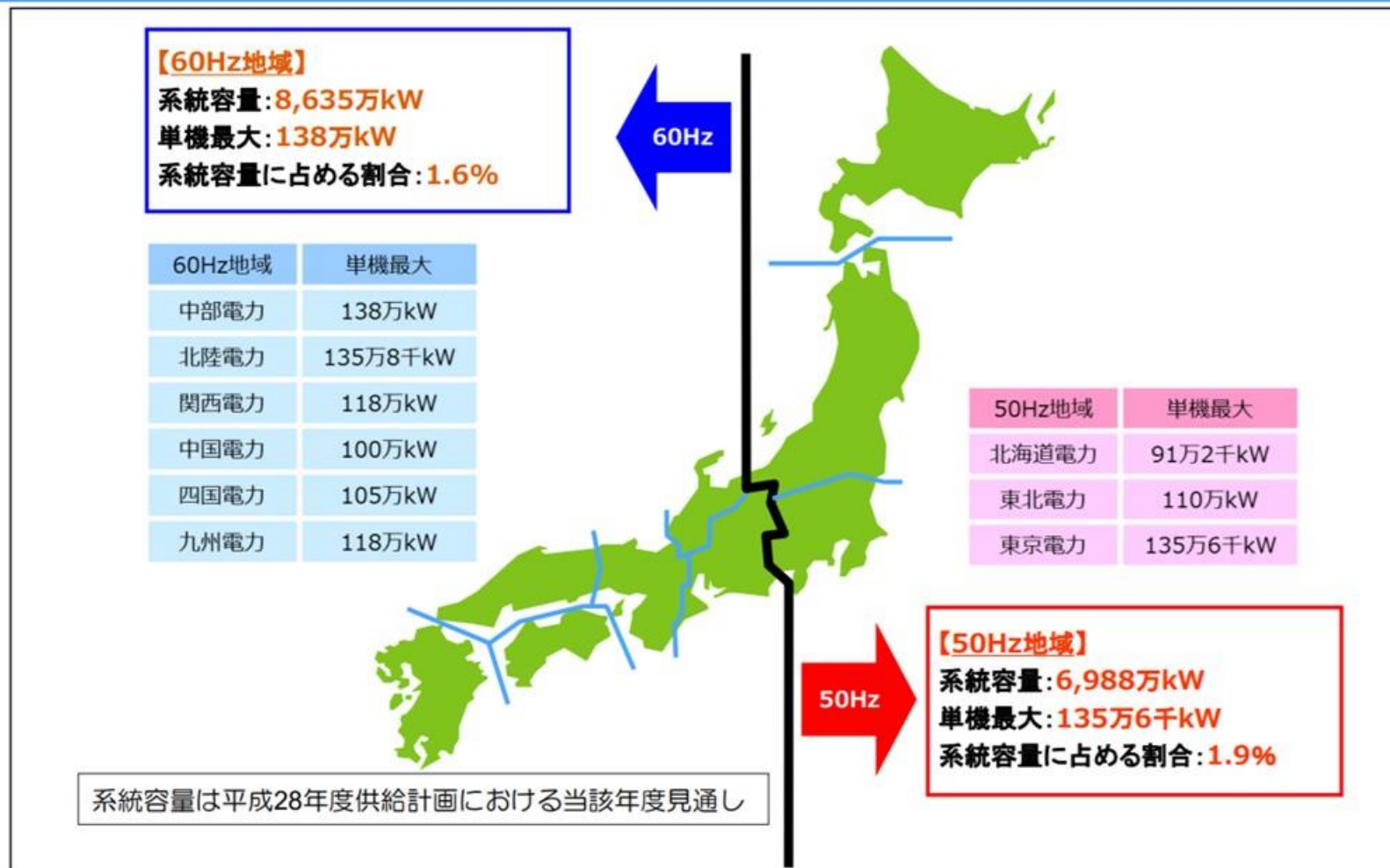
- (2)で提案した電源 I 必要量の算定の考え方と、次ページ以降の一般送配電事業者(東京電力パワーグリッド)の検討における周波数制御機能付き(電源 I - a)必要量の算定の考え方は下表のとおり。
- なお、電源 I - aの算定における電源 II の余力に期待できないという見方(相違点②)は、P24の(2)論点1のとおりリスクとして見過ぎであると考えられるものの、安定供給の観点からは、算出された電源 I - a必要量を調達することを否定するものではない。



	電源 I (算定1)	電源 I - a (算定2)	相違点
①	「電源脱落(直後)」「時間内変動」「予測誤差」を考慮	「電源脱落」、「時間内変動」、「予測誤差の一部」を考慮	・算定2においては、予測誤差のうち、実需給コマ内でしか把握できない予測誤差のみを周波数制御機能で対応が必要な量として切り分けて算出。
②	残余需要ピークを基本 (P19~22の試算では、残余需要最大×95%以上のコマを対象)	全時間帯	・算定1においては、(2)論点1のとおり 電源 II の余力に期待し 、残余需要ピーク時を対象とする考え方。 ・算定2においては、電源 II の周波数制御機能をGC後まで確保することができないため、 電源 II の余力には期待せず 、全時間帯を対象とする考え方。
③	時間内変動: 3σ 予測誤差: 2σ (P19~22の試算では、この考え方に基づき算出)	時間内変動: 3σ 予測誤差: 3σ	・算定1においては、周波数制御機能で対応する時間内変動は3σ値とする一方で、不足時には電源 I 以外での対応も可能な予測誤差は2σ値とする考え方。 ・算定2においては、すべてエリア内の周波数制御機能で対応する部分であるため3σ値とする考え方。

(参考) 一般送配電事業者の検討における電源脱落直後の瞬時対応分の考え方

27



出所 東京電力パワーグリッド ヒアリング時の説明資料(抜粋)

- 需給調整市場においては、電源 I 同様、時間内変動、予測誤差、電源脱落に対応する調整力の商品を設けるとともに、再エネ誤差対応の三次②を設けている。
- 他方、調整力公募においては、時間内変動に対応する周波数調整機能であるGF・LFCをまとめて算定していたが、需給調整市場においては、それぞれの機能あるいは応動時間（並列要否）に合わせて、商品を細分化したうえで、必要量を算定することとした。
- また、FIT制度導入初期においては、再エネ導入量があまり多くなく誤差も少なかったことから、TSOは電源 I・II 余力を用いて誤差対応できていたが、導入量が増えたことで、電源 II 事前予約が必要になるなど、従来のみでは対応が困難となったことから、新たな調整力である三次②を設けることとなった。
- このうち、平常時対応（時間内変動、需要・再エネ予測誤差）の必要量については、調整力公募の考え方を踏襲して、エリア単独の変動（誤差）実績データを諸元とし、エリア毎の過去最大相当（ 3σ 相当値※）を必要量として算出している。
- また、緊急時対応（電源脱落）の必要量については、継続対応が求められる分（EDC相当）を新たに確保することにしたものの、調整力公募の考え方を踏襲して、同一周波数連系系統における単機最大電源を必要量とした上で、その必要量を系統容量按分することでエリア毎の必要量としている。

※ 現在、二次②・三次①については、常時は 1σ 相当で調達し、不足予見時に 3σ 相当まで追加調達する「効率的な調達」の検討を進めている。

- 一方、三次②については、連系線の空容量が見込める複数エリアをまとめた（中西5エリアと東2エリア）共同調達を実施しており、この必要量はエリア単位の再エネ予測誤差を合算（不等時性を考慮）して求めていることから、実質的に複数エリアをまとめた調整力必要量となっている。
- この点、通常の広域調達と共同調達の違い（特徴）については以下のとおりとなっている。

	広域調達	共同調達
前提条件	<ul style="list-style-type: none"> ・広域運用可能 ・系統混雑あり 	<ul style="list-style-type: none"> ・広域運用可能 ・系統混雑なし
必要量	<ul style="list-style-type: none"> ・単独エリア単位 (単独エリア間の不等時性は考慮していない) 	<ul style="list-style-type: none"> ・共同調達エリア単位 (単独エリア間の不等時性を考慮している)
運用方法	<ul style="list-style-type: none"> ・他エリアから調達した場合、連系線（混雑箇所）にΔkWマージンを設定 	<ul style="list-style-type: none"> ・連系線の空容量が見込めるエリア間に限る

- 平常時における調整力が対応する誤差としては、時間内変動であるサイクリック分（極短周期成分）とフリンジ分（短周期成分）があり、一次はサイクリック分に対して自端制御（GF）で対応する調整力、二次①はフリンジ分に対してLFC信号により対応する調整力となっている。
- サステンド分は、GC（実需給1時間前）時点の計画と実績需要（30分kWh）の差分（誤差）であり、コマ間の差に対応する（短い応動時間が求められる）二次②とコマ間で連続する量に対応する（継続時間が求められる）三次①となっている。
- それぞれの調整力の量は、対応する過去の誤差実績データをもとに3σ相当値※（≒最大値）を必要量としている。

※ 現在、二次②・三次①については、常時は1σ相当で調達し、不足予見時に3σ相当まで追加調達する「効率的な調達」の検討を進めている。

平常時の変動に対する各商品区分別の必要量算定データの抽出方法 27

■ 各調整力の機能を踏まえ、以下の考え方で各商品の必要量算定データを抽出することとしてはどうか。

商品区分	イメージ図	必要量算定データの抽出方法
一次		$\text{残余需要元データ}^{\ast 1} - \text{残余需要}^{\ast 1} \text{ 10分周期成分}^{\ast 2}$
二次①		$\text{残余需要}^{\ast 1} \text{ 10分周期成分}^{\ast 2} - \text{残余需要}^{\ast 1} \text{ 30分周期成分}^{\ast 2}$
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）とした。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)

必要量の算定方法（平常時） 28

■ GC以降に生じる平常時における予測誤差・時間内変動に対応する各商品区分毎の必要量の基本的な算定式としてはどうか。

- ✓ 一次調整力：（残余需要元データ^{※1} - 元データ^{※1} 10分周期成分）の3σ相当値^{※3}
- ✓ 二次調整力①：（元データ^{※1} 10分周期成分 - 元データ^{※1} 30分周期成分）の3σ相当値^{※3}
- ✓ 二次調整力②：（残余需要予測誤差30分平均値^{※2}のコマ間の差）の3σ相当値^{※3}
- ✓ 三次調整力①：（残余需要予測誤差30分平均値^{※2}のコマ間で連続する量）の3σ相当値^{※3}

※1 残余需要1～10秒計測データ
 ※2 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)
 ※3 「3σ相当値」：いわゆる、統計的処理を行った最大値。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。

(参考) 一次から三次①(電源脱落対応)の必要量

- 電源脱落に対応する量については、各エリアで分担することができるため、50Hz及び60Hz毎の同一周波数連系システムの単機最大ユニット容量を、同一周波数連系システムの各エリアの系統容量をもとに按分した量としている。

事故時の電源脱落に対応する必要量

33

- 電源脱落に対応する量は、各エリアで分担することができるため、50Hz及び60Hz毎の同一周波数連系システムの単機最大ユニット容量を同一周波数連系システムの各エリアの系統容量※をもとに按分した量とし、週間調達時点で確定している月間の発電計画から当該週に稼働できる単機最大ユニット容量の系統容量按分値を、週を通して調達することとしてはどうか。
※ 系統容量は供給計画の当該年度による

※FIT特例①③以外の電源による発電予測誤差(=発電インバランス)は、電源脱落の必要量を最大ユニット容量として確保し、これにより対応できることとする。

(参考) 同一周波数系統における単機最大ユニット容量 (平成30年度供給計画で計上されたユニットでの試算例)

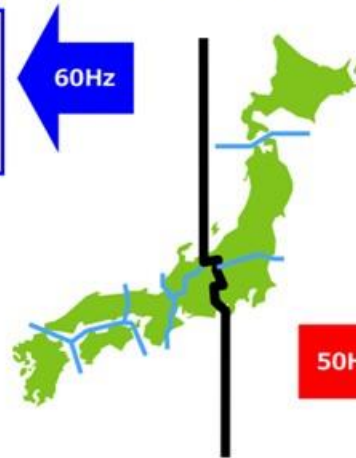
【60Hz地域】

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直し
(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直しを採用

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

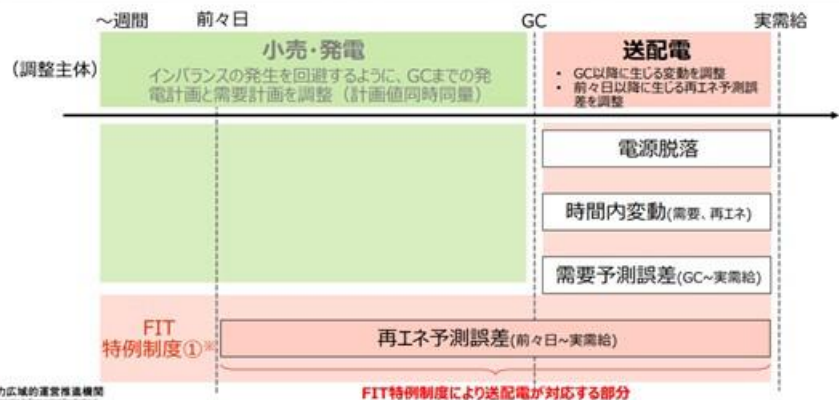
- 三次②は前日FIT配分から計画値が見直されないことに伴う誤差対応となっており、一次から三次①同様の考え方を適用すると、三次②必要量は前日FIT配分値とGC予測値の差分の3σ相当値とするところ。
- ここで、GCから実需給の再エネ予測誤差に対して一次から三次①の必要量が適切に確保されていれば、GC以降の誤差にはすべて対応可能となることから、以下の算出式としている。

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

FIT特例制度における再エネ予測誤差

6

- FIT特例制度がない場合、前述のとおり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として、同様に一般送配電事業者が対応する。



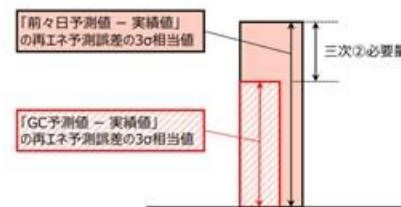
三次②必要量の考え方

9

- 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、

$$\text{三次②必要量} = \text{「前々日予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3σ相当値} \\ - \text{「GC予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3σ相当値}$$
- ただし、現時点において、GC時点の予測値については統計処理による必要量算定を行うために十分な量のデータ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 - GC予測値」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に対応できることとなるため運用上は問題ないと考えられる。

※FIT特例制度①を例に説明

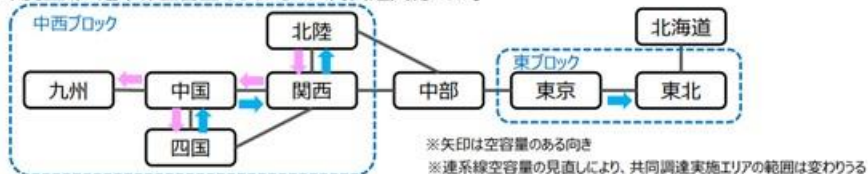


2022年度における三次②共同調達を実施するエリアについて

共同調達 エリア選定 必要量 配分 推定 効果 9

- 前述の考え方に基いて連系線の空容量を算出した結果、現時点における共同調達実施エリア、および共同調達として利用可能な空容量とその向きは下の図表のとおりであり、2022年度においては、まずはこの2ブロックで共同調達を開始することとしてはどうか。
- なお、今回は、現時点で実績が揃っている2021年度上期の連系線空容量実績を用いて実施エリアを選定しており、今後、更に実績を蓄積することにより、適宜、実施エリアの拡大も含めた見直しを行うこととする。また、需給ひっ迫時や連系線の作業等により、算定した連系線の空容量を確保することが困難となる場合には共同調度を一時休止することも必要になると考えられる。これらの詳細な運用方法については、一般送配電事業者において検討を進めることとする。

【2021年度上期の連系線空容量をもとにした共同調達実施エリア】



(参考) 共同調達として利用可能な連系線空容量 (2021年度上期実績) [MW]

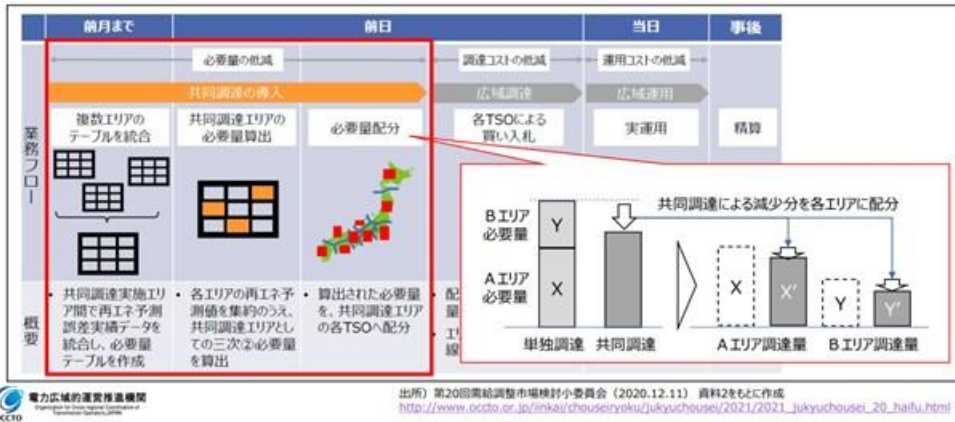
北海道-東北間			東北-東京間			東京-中部間			中部-北陸間			中部-関西間		
向き	順方向	逆方向	向き	順方向	逆方向	向き	順方向	逆方向	向き	順方向	逆方向	向き	順方向	逆方向
空容量	0	0	空容量	0	2,768	空容量	0	0	空容量	0	0	空容量	0	0

北陸-関西間			関西-中国間			関西-四国間			中国-四国間			中国-九州間		
向き	順方向	逆方向	向き	順方向	逆方向	向き	順方向	逆方向	向き	順方向	逆方向	向き	順方向	逆方向
空容量	20	118	空容量	1,632	535	空容量	0	0	空容量	846	40	空容量	323	0

共同調達エリア内への必要量の配分について

共同調達 エリア選定 必要量 配分 推定 効果 11

- 三次②共同調達実施エリアでは、過去の再エネ予測誤差実績データを統合して、共同調達エリアとしての三次②必要量を算出したうえで、エリア毎に広域調達を実施できるよう、共同調達エリア内の各一般送配電事業者へ三次②必要量を配分することになる。
- 言い換えると、共同調達を実施することによる三次②必要量の減少分を、各一般送配電事業者へ配分することになるが、この際、実運用断面で3σ相当の再エネ予測誤差が生じても融通を送受電できるよう、連系線の空容量等を考慮して配分する必要がある。



- ここまで調整力の必要量の算出に関して、過去の経緯を紐解いてきた。
- 同時市場における必要量（調整力・予備力）算定式の論点は以下のものが考えられるものの、前述の必要性や区分、あるいは系統混雑（連系線だけでなく地内含む）の対応の考え方によっても変わるものと考えられることから、必要性や区分、系統混雑対応の検討状況も踏まえながら、算定式の論点を整理することとしてはどうか。

現行の商品区分	同時市場における商品必要量の論点
一次（GF）	<ul style="list-style-type: none"> ・現行同様の算定式となるか ・系統混雑への対応をどうするか（算出範囲をどうするか）
二次①（LFC）	<ul style="list-style-type: none"> ・現行同様の算定式となるか ・系統混雑への対応をどうするか（算出範囲をどうするか）
二次②・三次①（EDC）	<ul style="list-style-type: none"> ・現行同様に算定式となるか（あるいはTSO予測誤差という考え方に見直しか） ・系統混雑への対応をどうするか（算出範囲をどうするか）
三次②	<ul style="list-style-type: none"> ・GC以前の予備力必要量として再整理か
一次・二次①・三次① （電源脱落対応）	<ul style="list-style-type: none"> ・現行同様の算定式となるか ・系統混雑への対応をどうするか（算出範囲をどうするか）

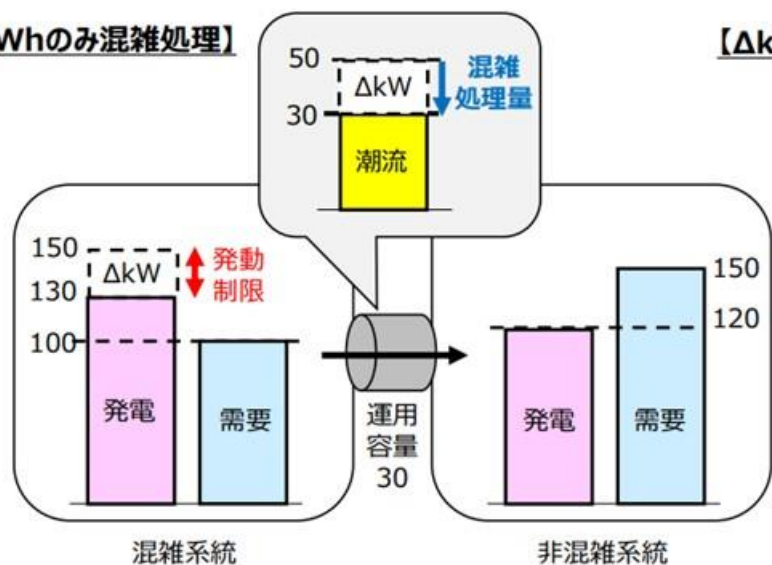
新たな商品区分	同時市場における商品必要量の論点
予備力 （予測誤差対応・電源脱落対応）	<ul style="list-style-type: none"> ・諸元として何をを用いるか ・都度SCUCを行っても、対応が難しい部分（予備力としての必要量）はどの程度か ・系統混雑への対応をどうするか（算出範囲をどうするか）

系統制約の取り扱い (検証の進め方)

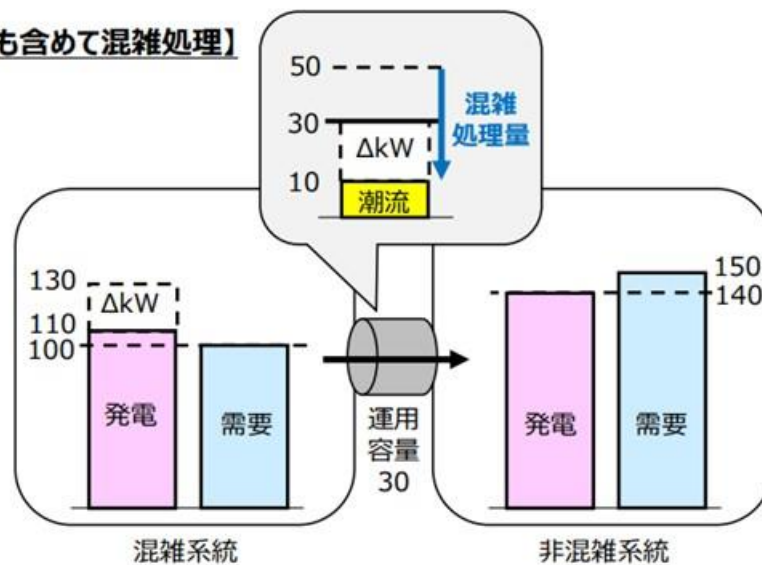
59

- 前述のような状況(同時最適時も混雑 ΔkW は発動制限)を回避するには、例えばkWh(電力量)のみならず ΔkW (調整力)も含めて送電容量以内に収める送電容量制約(最適化ロジック)とする方法も考えられる。
- このような方法により発動制限 ΔkW の課題は解消すると考えられるものの、海外で採用されている例は見受けられず、計算負荷等何らかの課題があると推察される。
- このため、送電容量制約をkWhだけでなく ΔkW も含めて送電容量以内とする制約とした場合の収束性等計算負荷等へ与える影響について比較検証を行っていくこととしたい。
- 一方、仮に技術的に何らかの課題が見受けられた際は、米PJMのように、 ΔkW 確保エリアの細分化や細分化エリア内で発生する混雑(ΔkW 発動制限)への対応等も必要になると考えられることから、その場合への対応についても、調整力の定義見直し検討に合わせ、並行して検討を進めていきたい。

【kWhのみ混雑処理】



【 ΔkW も含めて混雑処理】



1. 現行商品（5区分）の必要性（「予備力」としての扱い含む）
2. 商品区分の見直し（再エネ誤差対応含む）
3. 各商品必要量の算定式（調整力・予備力必要量）
4. 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件
5. 今後のスケジュール

■ 米PJMにおける電源起動・出力配分ロジックは、「総電源エネルギー費用」・「価格反応需要価値」・「調整力確保費用」の合計コスト（目的関数）を最小化するロジックとなっている。

【最適計算で最小化する目的関数】：主に総電源エネルギー費用、価格反応需要価値、調整力確保コストの合計

MINIMIZE {Resource Energy Costs
- Price Responsive Demand Value

$$\sum_{i=1}^n Energy_MW(i) * EnergyOfferCurve(i)$$

+ Import Transaction Cost
- Export Transaction Value

他ISOとの授受分
(日本では関係なし)

$$\sum_{i=1}^{PRD} PRD_MW(i) * EnergyOfferCurve(i)$$

※抑制量なのでマイナスMWとなる
(価格弾力性のない負荷の場合、
ゼロとなるため不要となる項目)

+ Regulation Reserve Costs
+ Synchronized Reserve Costs
+ Non-Synchronized Reserve Costs
+ Secondary Reserve Costs
+ Various Applicable Violation Penalties*}

需給バランス違反・送電制約
違反等のペナルティ項目

調整力確保費用
※商品ごとに、量×価格

$$\sum_{i=1}^{RegResource} Reg_MW(i) * RegOffer(i)$$

Regulation (Reg)
LFC相当

平常時の調整力
(Regulation)

$$\sum_{i=1}^{SRResource} SR_MW(i) * SROfferCurve(i)$$

Synch Reserve (SR)
10分応動・系統連系

緊急時の調整力
(Reserve)

$$\sum_{i=1}^{NSRResource} NSR_MW(i) * NSROfferCurve(i)$$

Non-Synch Reserve (NSR)
10分応動・非系統連系

$$\sum_{i=1}^{SecRResource} SecR_MW(i) * SecROfferCurve(i)$$

Secondary Reserve (SecR)
30分応動

- 目的関数最小化に関しては、大きく分けて、4つの制約条件（①需給バランス制約、②送電容量制約、③リソース能力に関する制約、④調整力確保制約）を満たすように同時最適化される。
- このうち、 ΔkW については商品毎に、リソース能力（容量・出力変化量等）も加味しながら、必要量も満たすように確保するといった複雑な制約条件が設けられている。

【制約条件】

- A. Power Balance Constraint : ①需給バランス (kWh需給バランス) 制約
- B. Transmission Constraints : ②送電容量制約
- C. Resource Capacity Constraints : リソース内での容量制約
 1. Resource's Economic Maximum Constraint Limit
: kWhと ΔkW （上げ）の合計が設備容量以内となる制約
 2. Resource's Economic Minimum Constraint Limit
: kWhと ΔkW （下げ）の合計が最低出力以上となる制約
 3. Resource's Reserve Capability Constraints
: ΔkW 約定量がRampRate（出力変化量）を考慮した量以内となる制約
- D. Resource's Ramp Rate Constraints : リソースの出力変化量制約
- E. Reserve Requirement Constraints : ④調整力確保 (ΔkW 需給バランス) 制約

③リソース能力に関する制約
(容量・出力変化量)

- また、調整力確保制約（Reserve Requirement Constraints）に関しては、応動能力毎に設定されており、エリア全体だけでなく、sub-zoneごとの必要量も満たすように確保する制約となっている。

【制約条件（調整力確保制約）】

10分以内に応動でき、
系統連系されている
商品(SR)の制約

1. Synchronized Reserve Requirement Constraints

For RTO reserve requirement:

エリア全体の制約式

$$\sum_{i=1}^n SR_MW(i) \geq RTO_SR_Reserve_Requirement \quad ; for \forall i \in n \text{ no. of resources};$$

sub-zoneの制約式

For each sub-zone z:

$$\sum_{i=1}^n SR_MW(i) \geq Subzone_SR_Reserve_Requirement \quad ; for \forall i \in n \text{ no. of resources}, n \in \text{subzone } z;$$

10分以内に応動できる
商品(SR, NSR)の制約

2. Primary Reserve Requirement Constraints ※sub-zoneの制約式は割愛

For RTO Primary Reserve Requirement:

$$\sum_{i=1}^n SR_MW(i) + NSR_MW(i) \geq RTO_NSR_Reserve_Requirement \quad ; for \forall i \in n \text{ no. of resources};$$

30分以内に応動できる
全商品(SR, NSR,
SecR)の制約

3. 30-minute Reserve Requirement Constraints ※sub-zoneの制約式は割愛

The RTO 30-minute Reserve Requirement is calculated as:

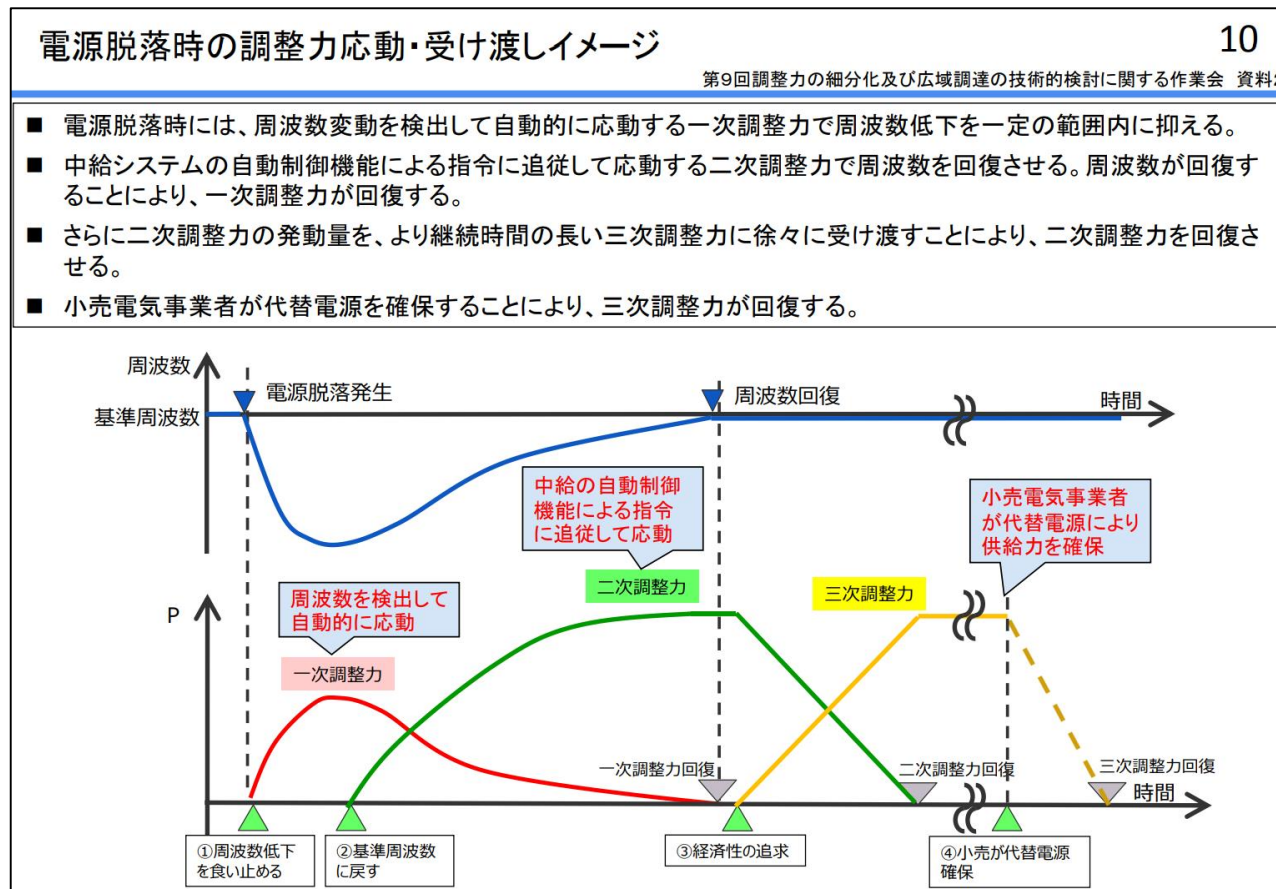
$$\sum_{i=1}^n SR_MW(i) + NSR_MW(i) + SecR_MW(i) \geq RTO_SecR_Reserve_Requirement \quad ; for \forall i \in n \text{ no. of resources};$$

- ここまで、米PJMの電源起動・出力配分（同時最適化）ロジックについて、紹介してきた。
- 他方、現行の需給調整市場においては、一次～三次①（4つ）の調整力確保コストが最小化されるよう、商品間の不等時性を考慮する複合約定ロジックが構築されているものの、デメリットとして、その計算の複雑性から計算時間が長時間化する懸念が示されているところ。
- そのため、前述の調整力の必要性や区分・算出範囲の検討とも並行し、日本の同時市場（同時最適化ロジック）におけるΔkW約定方法に関して、以下の論点について検討を深めることとしてはどうか。

項目	論点
複数商品の取扱い	<ul style="list-style-type: none"> ・複数の単独リソース（例えば、GF・LFC・EDCの三つ）を同時最適化する際に、調整力確保制約の条件式はどのようなものとなるか ・調整力確保制約以外に必要な入力条件は何か（例えば、リソース能力に関する制約）
簡易的な複合約定	<ul style="list-style-type: none"> ・同時最適ロジックと共存可能な簡易的な複合約定ロジックは考えられるか（例えば、同じ量の受け渡しにより100%不等時性が考慮できる＝必要量が全て重なっている電源脱落対応分にのみ対応するなど）
広域調達の方法	<ul style="list-style-type: none"> ・仮に単独エリア毎の必要量とした時に、同時最適化ロジックにおいて、広域調達をどのように実現するか（単独エリア毎に必要量＝調整力確保制約を定めたら、広域調達ではなくエリア内調達するだけにならないか）

(参考) 電源脱落対応分の不等時性

- 電源脱落時には、まず周波数を検出して自動的に応動するGF（一次）、中給の自動制御指令に追従して応動するLFC（二次①）において、電源脱落直後、瞬時に周波数回復を図る。
- その後、より継続時間の長いEDC（三次①）に受け渡すことで、継続的な周波数維持を図ることとなる。
- 上記の考え方により、電源脱落対応量は一次・二次①・三次①でそれぞれ同量を確保することになっている。



1. 現行商品（5区分）の必要性（「予備力」としての扱い含む）
2. 商品区分の見直し（再エネ誤差対応含む）
3. 各商品必要量の算定式（調整力・予備力必要量）
4. 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件
5. 今後のスケジュール

- 今回、同時市場検討会からタスクアウトされた項目のうち、その詳細論点について整理した。
- 今後は、今回整理した詳細論点について、以下のスケジュールに基づき検討を進めていくこととしてはどうか。

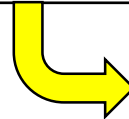
【タスクアウト項目】

No	項目
1	現行商品（5区分）の必要性（「予備力」としての扱い含む）
2	商品区分の見直し（再エネ誤差対応含む）
3	各商品必要量の算定式（調整力・予備力必要量）
4	電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件

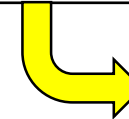
【今後の検討スケジュール】

No	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月以降
1	論点整理	検討		一定の結論		検討状況によって、追加の検討等を実施	
2	論点整理	検討		一定の結論			
3	論点整理		検討		一定の結論		
4	論点整理		検討		一定の結論		

本日



検討会へ
中間報告



検討会へ
最終報告
(仮)