

同時市場における調整力確保に 関する検討の進め方について

2023年9月20日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- これまで、あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会（以下「作業部会」という。）において、前日同時市場で扱う調整力については、現在の調整力区分をベースに、前日段階でのTSO予測需要と小売調達需要の差を含めて確保することを前提に、「 ΔkW -Ⅰ」（前日断面において、TSOが予測する不足インバランス想定分）、「 ΔkW -Ⅱ」（ゲートクローズ（以下「GC」という。）後の最終的な需給変動対応）、「 ΔkW -Ⅲ」（GC前の再エネの変動対応）に分ける便宜的な定義が示されていた。
- また、調整力の確保（約定）タイミングについては、このタイミングを実需給に近づけることや、前日段階で調整力を全て確保した上で、実需給までの段階で不要となった調整力は順次リリースすることが考えられ、両者のメリット・デメリットや相違点なども踏まえ、今後具体的な検討を進めることとされた。
- 加えて、前回の同時市場の在り方等に関する検討会（以下「検討会」という。）において検討上の考慮事項として示したとおり、 kWh と ΔkW の同時最適ロジックを検討するにあたり、現在の需給調整市場の複合約定ロジックをそのまま実装するのは難しいとも考えられ、調整力の定義（細分化対象の見直し）も含めて、検討をしていくことが必要と示したところ。
- 以上を踏まえ、日米の現行制度の振り返りを行った上で、同時市場における調整力の位置づけと確保に関する検討の進め方について整理したため、ご議論頂きたい。

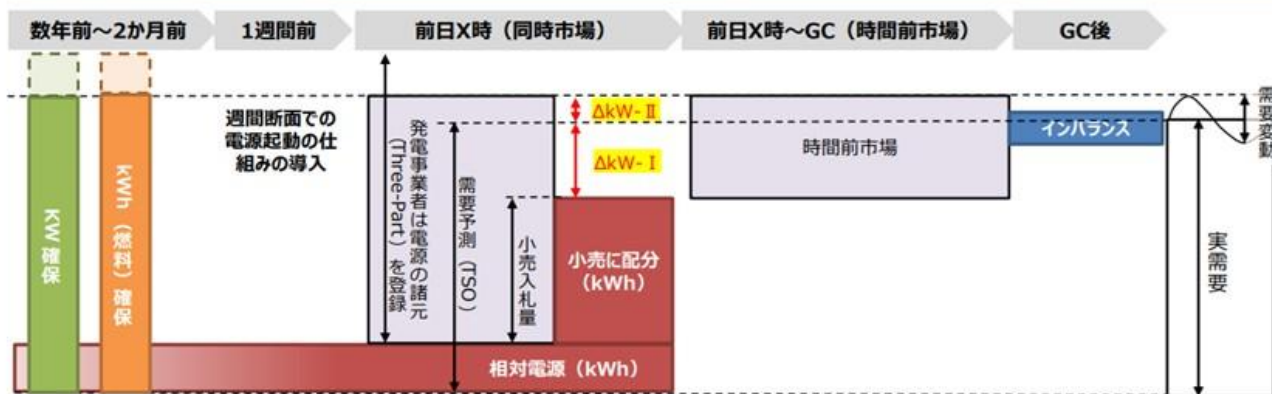
※なお、調整力の入札価格や約定価格の検証については、資料5において記載。

本資料では主に調整力の定義（細分化対象の見直し）や確保（約定）のタイミングについて記載。

- 現在議論中の前日同時市場では、前日段階でのTSO予測需要と小売調達需要の差を含めて確保することを前提に、「 $\Delta kW-I$ 」(前日断面においてTSOが予測する不足インバランス想定分)、「 $\Delta kW-II$ 」(GC後の最終的な需給変動対応)、「 $\Delta kW-III$ 」(GC前の再エネの変動対応)に、調整力区分を分ける便宜的な定義が示されている。

前日同時市場：調達する電力の範囲

- 作業部会においては、前日時点におけるTSO予測需要と小売電気事業者の需要想定それぞれの精度について、確認が行われ、前者の精度が高いことが分かった。これを踏まえると、**TSO予測需要に合わせての電源起動が合理的**。便宜的に、調達する電力の用語は下図のとおり定義した。
- また、**小売調達需要の方がTSO予測需要よりも大きい場合は、市場での売り切れを回避する観点から、小売調達需要に合わせて約定させることが適切**。一方、その結果、過剰な電源起動が発生する場合、その取り扱い(余力活用契約等の整理)は別途検討が必要。



$\Delta kW-I$: 前日断面においてTSOが予測する不足インバランス想定分(前日時点でのTSO予測需要との小売調達需要の差)のこと。

$\Delta kW-II$: GC後の最終的な需給変動対応のための調整電源のこと。現行制度における需給調整市場の一次調整力①がこれに該当する。

$\Delta kW-III$: 上図では、記載していないが、GC前の変動性再エネ(FIT特例①及び③)の変動対応に必要な調整電源のこと。現行制度における需給調整市場の三次調整力②がこれに該当する。

- 調整力確保（約定）のタイミングについては、今後具体的な検討を進めるとされていたところ、改めて、同時市場（同時最適化ロジック）における調整力の位置づけと確保の考え方について今後整理を行いたい。

その他（調整力確保のタイミング等）（続き）

- また、調整力の確保（約定）タイミングを実需給に近づけることによって、調整力調達量の低減ひいては社会コストの低減を図ることができるのであれば、時間前市場において同時市場（Three-Part約定）を行うことは有益と考えられる。
- 調整力確保のタイミングについては、例えば、前日段階で調整力をすべて確保した上で、実需給までの段階で不要となった調整量は順次リリースしていくといったことでも同様の効果が得られるとも考えられるところ。
- このため、両者のメリット・デメリットや相違点なども踏まえ、調整量確保のタイミングについては、今後具体的な検討を進めることとしてはどうか。

（参考）市場WG（9月）における主な意見

- ・ 調整力の確保のタイミングについて、例えば、PJMでは約定を実需給に近づけることによって、EDC領域の調整力を確保しないという効率化を図っており、こういった仕組みも参考になる。
- ・ 前日からGCまでのTSOとBGの需要の差は、時間前市場で確保していくべき。その上で、必要に応じて、余力活用契約などを用いて対応するのがいいのではないかと。また、TSOの並解列をどこまで許容するかも論点。
- ・ PJMのように、ISOがシングルバイヤーとなって、供給力と調整力を実需給まで運用していく仕組みが簡素であり、良い。
- ・ 調整力確保のタイミングに応じて、BG計画にどのように反映するか、電源運用がどう変わっていくか等、市場参加者に広く関係するため、プロコンの整理が必要。
- ・ 三次調整力②は多大なコストがかかっており、調整力の確保のタイミングを実需給に近づける（例：PJM）といった考え方は有用な可能性。
- ・ 調整力の約定のタイミングについて、実需給に近づけるほど起動可能な電源が減ると国の審議会でも報告があった。こういった実情も踏まえて、調整力が供出可能か検討するべきではないか。

検討上の考慮事項⑤ (調整力の細分化)

11

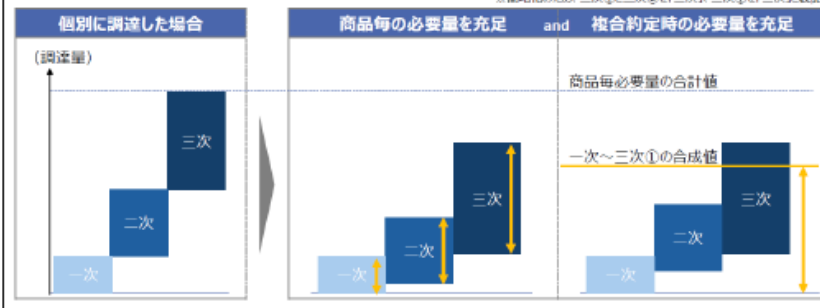
- 同時市場の検討においては、社会的余剰の最大化を目指し、kWhとΔkWの同時最適化を目指しているところ。
- 一方で、2024年度に全商品が運開する需給調整市場においては、一次～三次② (5つ) に調整力を細分化し、このうち一次～三次①については各商品の不等時性を考慮した日本独自の複合商品 (複合約定) を検討。
- 複合約定ロジックの開発においては、約定処理時間 (1時間) では計算処理が終わらない課題も顕在化していることから、今後、kWhとΔkWの同時最適ロジックを検討するにあたっては、現在の複合約定ロジックをそのまま実装するのは難しいとも考えられ、調整力の定義 (細分化対象の見直し) も含めて、検討をしていくことが必要となる。

不等時性の考慮を前提とした調達量の考え方について

8

- 単一のリソースで複数商品へ入札する仕組みを導入するにあたり、一次～三次①の各商品の不等時性を考慮した必要量は、第14回本小委員会において、一次～三次①の合成値で算定すると整理されているところ。
- 他方、不等時性を考慮して調達量合計を圧縮した場合であっても、一般送配電事業者が需給調整市場で調達した調整力を用いて周波数調整等を行う場合、商品毎にそれぞれ対応する事象が異なっていることから、商品毎に需給調整に必要な調整力の最大値を満たすよう、調達量を確保しておく必要がある。
- このことから、単一のリソースで複数商品への入札が可能とした場合における約定結果としては、一次～三次①の合成値を充足し、かつ商品毎の必要量も充足している必要があると考えられるのではないか。

※簡略化のため、二次②と二次③を「二次」、三次①を「三次」と表記



3-8. 計算打ち切り時間と約定時間(3/3)

39

- このため、約定処理の時間(14時～15時)は原則変更せずに、万一、計算結果の出力が15時以降となったとしても、正式な約定結果として公開する等、可能な限り約定処理を中止しない(=取引中止としない)打ち切り時間としたい。
- ブロック単位の具体的な打ち切り時間は並列化による実績時間を製作・試験工程で確認した上で決定することとしたい。
- また、市場の活性化や事業者行動の変化等により、約定結果の公開が常態的に15時以降となるような傾向があった場合には、国や広域機関と相談の上、対応方法を検討していく。

約定処理が最長ケースでの公開時間※	最適化計算に用いられる時間	1ブロックあたりの打ち切り時間	入札数による約定結果の差異 (30スライドの検証結果より)	
			512札	1,024札
15時頃	約30分	約200秒	準最適解の許容範囲の設定次第で取引中止は回避可能	取引中止
16時頃	約90分	約600秒	最適解	最適解

※ すべてのブロックが打ち切り時間まで計算していた場合の公開時間。
最適解が求まれば打ち切り時間待つことなく次のブロックの計算に着手するため、600秒に設定した場合でも通常は15時までに公開できるものと見られる。
なお、本公開時間は、複数の処理の積み重ねになるため、あくまでも目安。

14時 15時 16時

前処理 (15分) 最適化計算 (30分) 後処理 (15分)

前処理 (15分) 最適化計算 (30分+60分=90分) 後処理 (15分)

出所) 第22回需給調整市場検討小委員会 (2021年3月30日) 資料2より抜粋

https://www.occto.or.jp/inkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/2020_jukyuchousei_22_haifu.html

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4-1より抜粋

https://www.occto.or.jp/inkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/2022_jukyuchousei_37_haifu.html

1. 日米における現行の調整力確保の考え方

- － 1. 日本における調整力の定義
- － 2. 米国における調整力の定義

2. 同時市場における調整力の位置付け

3. 調整力確保に関する今後の検討の進め方

1．日米における現行の調整力確保の考え方

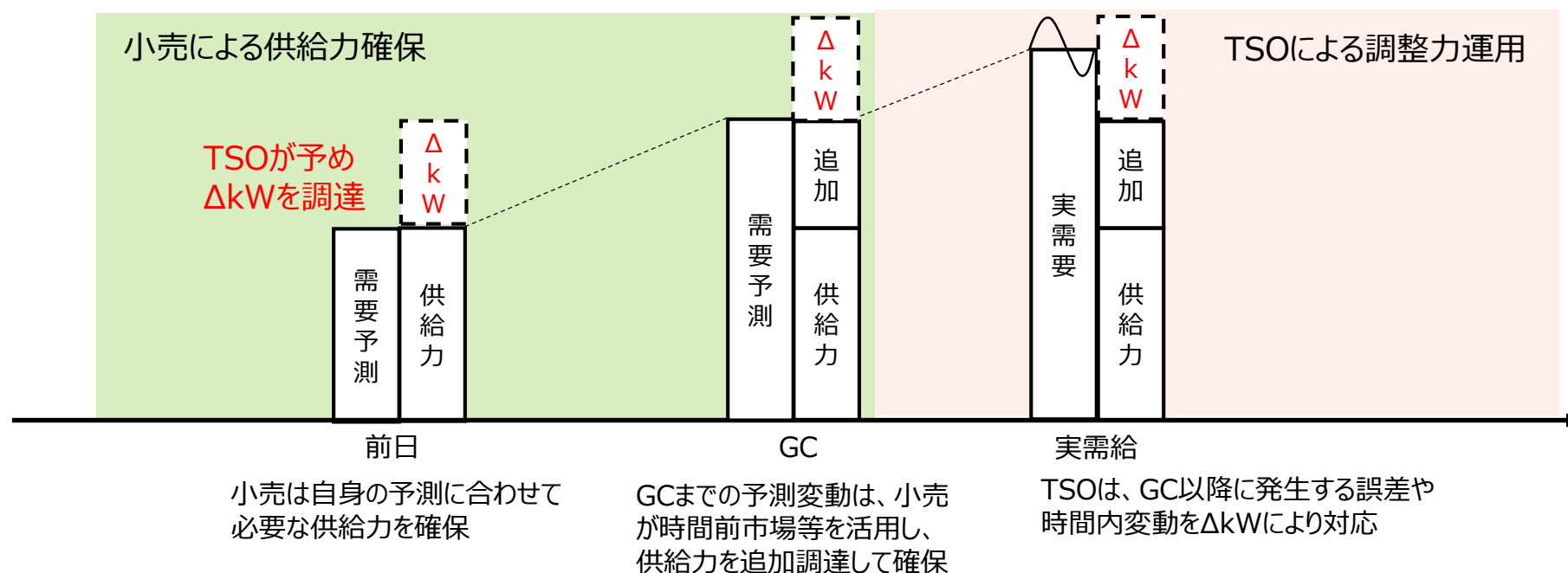
- － 1．日本における調整力の定義
- － 2．米国における調整力の定義

2．同時市場における調整力の位置付け

3．調整力確保に関する今後の検討の進め方

- 現行の計画値同時同量制においては、GC（実需給の1時間前）までは小売電気事業者が自身の需要予測（30分コマの需要計画）に一致させるよう、必要な供給力を確保することが求められている。
- 一方、GCから実需給までの時間差もあることから、一定程度は予測誤差が生じることとなる。
- また、仮に予測誤差が全くなかったとしても、実需要は時間内（30分コマ内）での変動が常に存在している。
- 一般送配電事業者は、こうしたGC以降の予測誤差および時間内変動に対応するため、事前に調整力（ ΔkW ）を需給調整市場から調達している（現行制度は、このGC以降に対応する分を「調整力」と定義※している。）。

※ GC以降の誤差対応等以外に、FIT制度に伴う誤差対応の調整力も存在する。



- 現行の需給調整市場においては、一次・二次①・②・三次①・②の5種類の調整力が存在する。
- このうち、一次から三次①はGCから実需給までの需要誤差および再エネ誤差に対応するための調整力であり、需要誤差等の成分毎（サイクリック、フリンジ、サステンド）に分けることにより、その必要量を算出することとしている。更に、需要誤差に加えて、電源脱落分も合わせた必要量としている。
- また、一次から三次①はGCから実需給までの同一のタイミングで発生する誤差であることから、複合約定（一次から三次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。
- また、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、一般送配電事業者が前日に再エネ出力を予測して買取義務者（FIT特例①：小売電気事業者、FIT特例③：一般送配電事業者）に配分し、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とから、この前日の再エネ配分値とGC時点の再エネ予測値の差分を必要量としている。

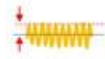
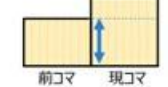
- 平常時における調整力が対応する誤差としては、時間内変動であるサイクリック分（極短周期成分）とフリンジ分（短周期成分）があり、一次はサイクリック分に対して自端制御（GF）で対応する調整力、二次①はフリンジ分に対してLFC信号により対応する調整力となっている。
- サステンド分は、GC（実需給1時間前）時点の計画と実績需要（30分kWh）の差分（誤差）であり、コマ間の差に対応する（短い応動時間が求められる）二次②とコマ間で連続する量に対応する（継続時間が求められる）三次①となっている。
- それぞれの調整力の量は、対応する過去の誤差実績データをもとに3σ相当値（≒最大値）を必要量※としている。

※ 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		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）

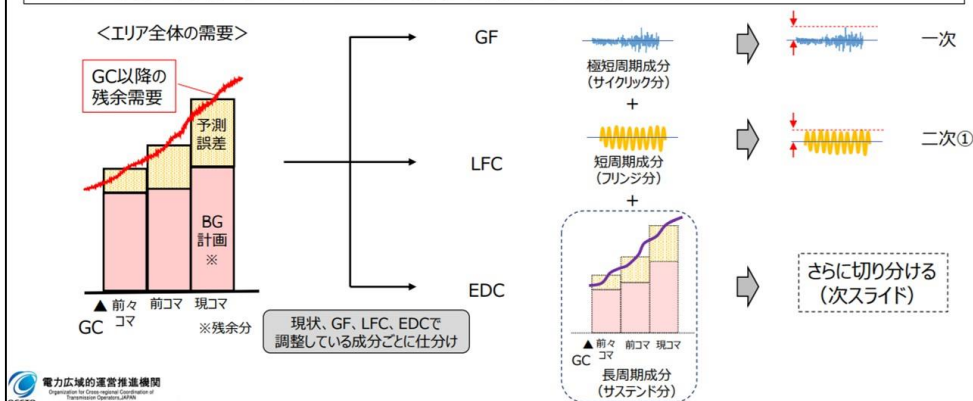
※3 「3σ相当値」：いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。

- 一次はサイクリック分の誤差に対応する調整力であり、二次①はフリンジ分の誤差に対する調整力となっている。
- 二次②・三次①はサステンド分の誤差に対するための調整力であり、応動時間の短さが求められるものが二次②、継続時間の長さが求められるものが三次①となっている。

各商品区分別の対応事象イメージ (1 / 2)

25

- 現状の発電機の機能を考慮すると、30分以下の残余需要の変動は、以下のように細分化することができる。
- これらの調整力に対応する残余需要の変動のうち、現状GFで調整している極短周期成分については一次で対応し、現状LFCで調整している短周期成分は二次①で対応することとして、必要量を算定してはどうか。
- 一方で、バランシンググループ（以下「BG」）の発電計画は30分コマ単位で提出されるものの、計画値同時同量達成ため、BGとしても次コマに向けて発電出力を変化させており、現状EDCで調整している長周期成分には、こうしたBGの発電出力による傾きが一定量含まれると考えられる。そのため、調整力に対応する長周期成分についてはさらに成分を切り分けし、そのデータをもとに必要量を算定してはどうか。



各商品区分別の対応事象イメージ (2 / 2)

26

- 現在、EDCで調整している長周期成分を定量化するため、EDCで調整している変動については、30分コマ毎の残余需要予測誤差（残余需要30分平均値-BG計画※）を用いて必要量を算定することとしてはどうか。
- 残余需要予測誤差を評価する際、予測誤差の前後30分コマ間の差分については応動時間が短い二次②で対応し、次の30分コマへ継続する部分については継続時間が長い三次①で対応することとして、必要量を算定してはどうか。



- 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

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



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

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

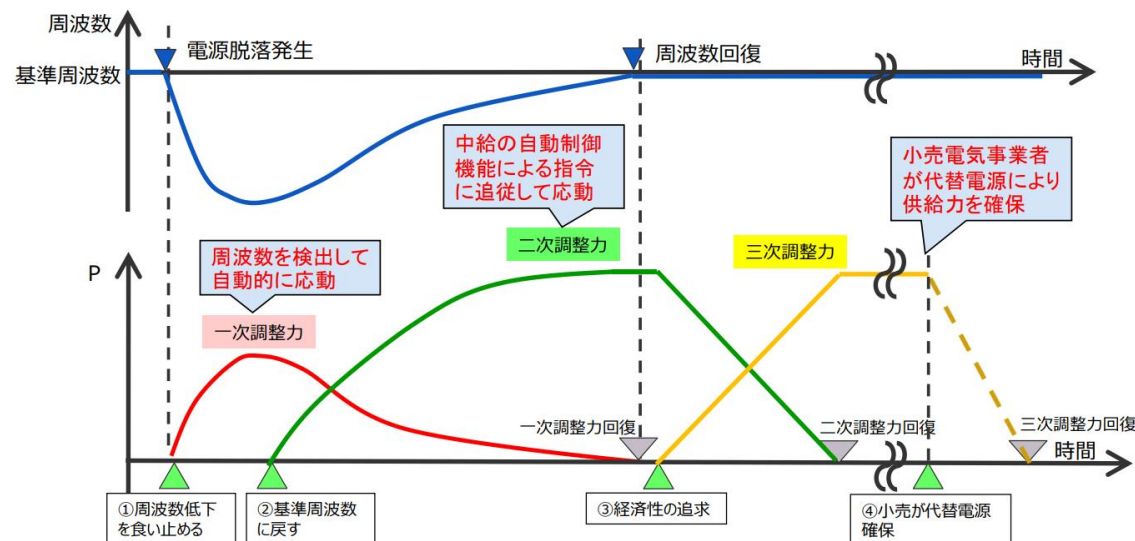
- また、電源脱落時には、まず周波数を検出して自動的に応動するGF（一次）、中給の自動制御指令に追従して応動するLFC（二次①）において、電源脱落“直後”の周波数回復を図る。
- その後、より継続時間の長いEDC（三次①）に受け渡すことで、“継続”的な周波数維持を図ることとなる。
- 上記の考え方により、電源脱落対応量は一次・二次①・三次①でそれぞれ同量を確保することになっている。

電源脱落時の調整力応動・受け渡しイメージ

10

第9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2

- 電源脱落時には、周波数変動を検出して自動的に応動する一次調整力で周波数低下を一定の範囲内に抑える。
- 中給システムの自動制御機能による指令に追従して応動する二次調整力で周波数を回復させる。周波数が回復することにより、一次調整力が回復する。
- さらに二次調整力の発動量を、より継続時間の長い三次調整力に徐々に受け渡すことにより、二次調整力を回復させる。
- 小売電気事業者が代替電源を確保することにより、三次調整力が回復する。



一次から三次①が対応する事象について

34

■ 一次から三次①で対応する事象は、下表のとおり整理される。

事象		調整力の商品区分			
		一次	二次①	二次②	三次①
残余需要の予測誤差				○	○
残余需要の時間内変動		○	○		
電源脱落		○	○		○
商品の 主な要件	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)
	応動時間	10秒以内	5分以内		15分以内
	継続時間	5分以上	30分以上		商品ブロック時間 (3h)
	並列要否	必須	必須	任意	任意
	指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒	1～数分	1～数分

- また、一次から三次①はすべてGC以降から実需給までの誤差であることから、不等時性を考慮した複合商品という考え方（複合約定の仕組み）を導入している。
- 不等時性を考慮することにより、複合商品の必要量は単一商品の単純加算と比べると減少する傾向にある。

不等時性を考慮した複合約定時の考え方

37

- 各商品の必要量の考え方では、それぞれ別のリソースで対応できる必要量を算定した。各商品の必要量において、不等時性を考慮した必要量の合成値は、各商品の必要量の合計値より小さい値となる。そのため複数の機能を持つ調整力を複合して約定する場合の必要量は、不等時性を考慮した合成値で算定することとしてはどうか。

- ✓ 複合約定時の必要量： { 残余需要元データ※1 - (BG計画 - GC時点の再エネ予測値) } の3σ相当値※3 + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値※2

※1 残余需要1分計測データ

当該月の前後1か月を含めた3か月実績データを使用して月毎、商品ブロック毎に算定

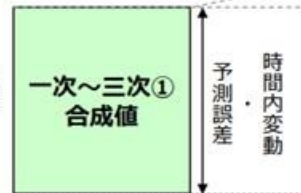
※2 当該週の50Hz及び60Hzにおける同一周波数連系統の単機最大ユニット容量を系統容量をもとに按分

※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。

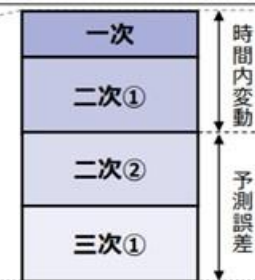
- 複合約定時についても、一次から三次②と同様に、平常時の必要量は、各月別・商品ブロック別に必要量を算定してはどうか。事故時の電源脱落に対応する必要量は、当該週に稼働できる単機最大ユニット容量の系統容量按分値を、週を通して調達してはどうか。

（平常時の変動）

複数の機能を持つ調整力は同じ振幅を共用することができる。



①不等時性を考慮した必要量



②商品毎必要量の合計値

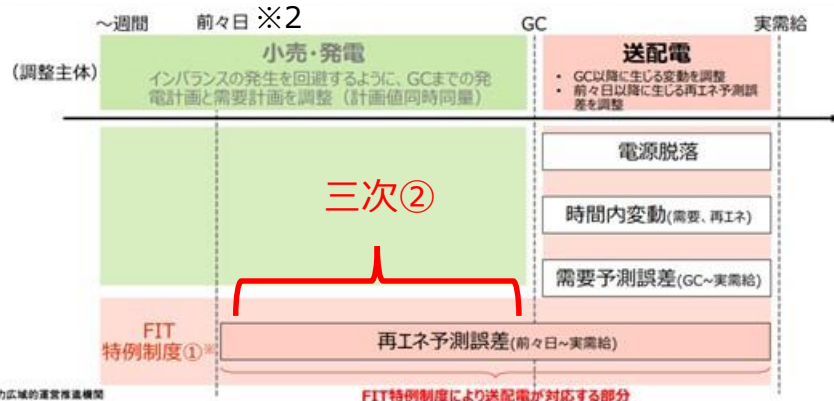
- 前述のとおり、一次から三次①はGC以降の誤差等および電源脱落に対応する調整力となっている。
- 他方で、三次②は前日FIT配分から計画値が見直されないことに伴う誤差、言い換えると、GC以前に発生している誤差に対応する調整力となっている。
- ここで、三次②必要量※¹については、GCから実需給の再エネ予測誤差に対して一次から三次①の必要量が適切に確保されていれば、GC以降の誤差にはすべて対応可能となることから、「前日予測値からの誤差（3σ相当値）」と「GC予測値からの誤差（3σ相当値）」の差分としている。

※1 こちらも常時は1σ相当で調達し、不足予見時に時間前市場で追加調達する「効率的な調達」の検討を進めている。

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。

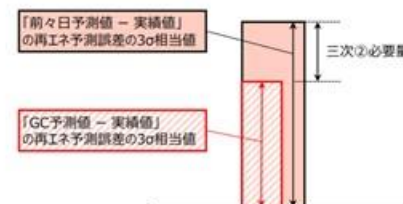


三次②必要量の考え方

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

※FIT特例制度①を例に説明



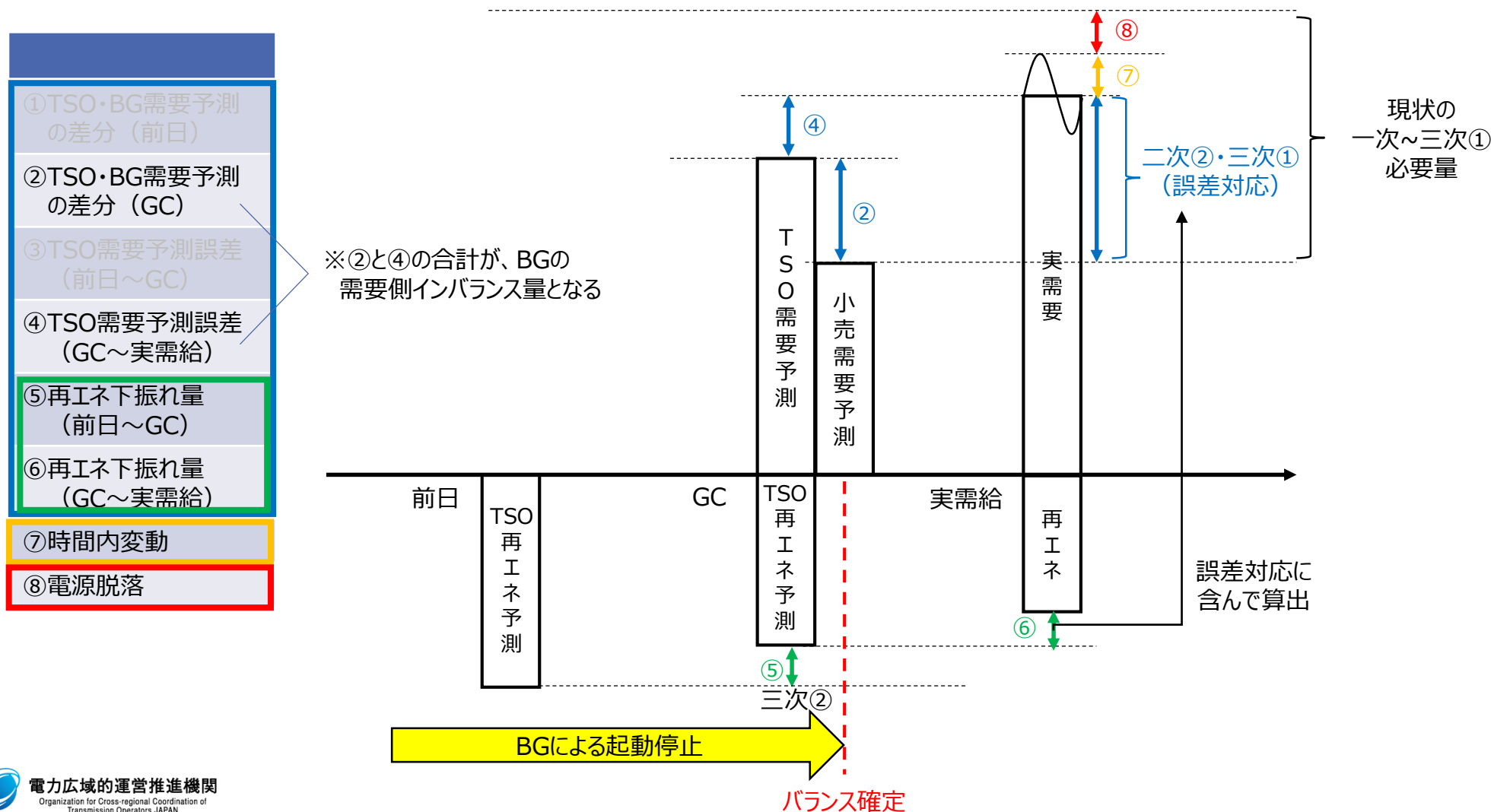
※2 現在は前々日から前日に変更となっている。

■ 前述の考え方に則ると、日本（現状）における調整力確保の考え方は、下表のように分かれるイメージとなる。

【凡例】 ○：当該商品で取り扱っている事象

	一次	二次①	二次②	三次①	三次②
①TSO・BG需要予測の差分（前日）			—	—	
②TSO・BG需要予測の差分（GC）			○	○	
③TSO需要予測誤差（前日～GC）	※②と④の合計が、BGの 需要側インバランス量となる		—	—	
④TSO需要予測誤差（GC～実需給）			○	○	
⑤再エネ下振れ量（前日～GC）					○
⑥再エネ下振れ量（GC～実需給）			○	○	
⑦時間内変動	○	○			
⑧電源脱落	○（直後）	○（直後）		○（継続）	
指令・制御	オフライン （GF）	オンライン （LFC）	オンライン （EDC）		
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内	45分以内

- 具体的に、日本（現状）における調整力確保の考え方を時系列順にイメージ化すると下図のようになる。
- 三次②を除き、BGによる起動停止・バランス確定（GC）後の誤差対応が一次～三次①対応分となる。



1．日米における現行の調整力確保の考え方

- － 1．日本における調整力の定義
- － 2．米国における調整力の定義

2．同時市場における調整力の位置付け

3．調整力確保に関する今後の検討の進め方

- 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。）

MR

株式会社三菱総合研究所

米国：調整力の分類と要件

平常時調整力

緊急時調整力

その他調整力

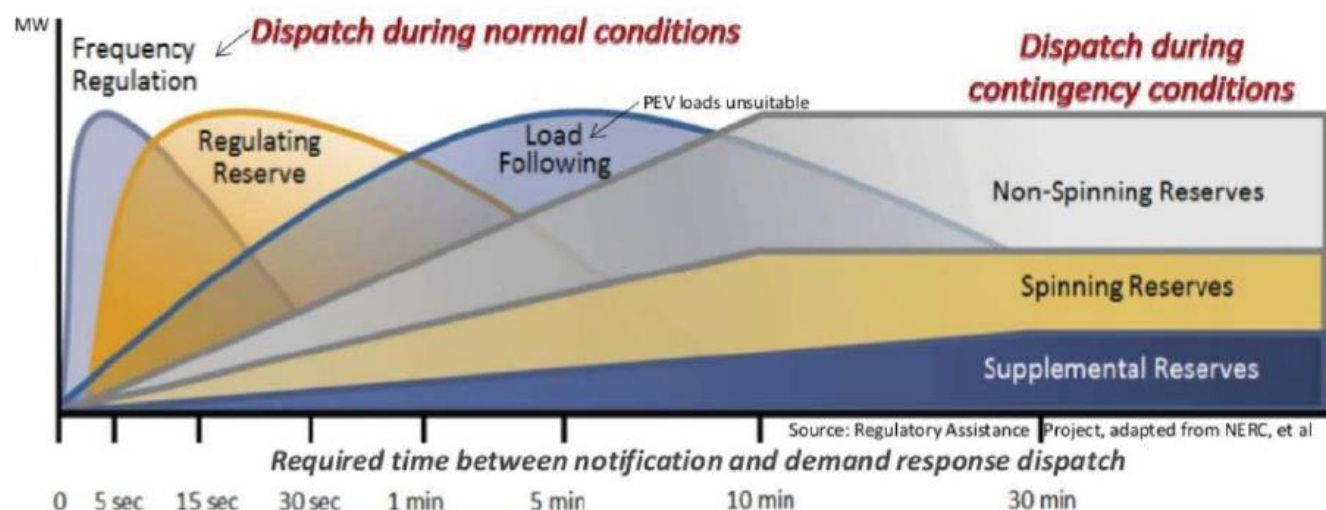
種類	概要	所定出力に達するまでの所要時間	所定出力の運転継続時間
周波数応答 (Frequency Response)	NERCのControl Performance Standard (CPS)に従って、システムの需要変動や発電機の予定外の出力変動に対して、ガバナ制御によって周波数変動を抑える発電機	数秒	20秒以内
周波数制御予備力 (Regulating Reserve)	NERCのControl Performance Standard (CPS)に従って、システムの需要変動や発電機の予定外の出力変動に対すべく、出力の上げ・下げ指令に、AGCによって、即座に対応する発電機	1分以内	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
瞬動予備力 (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
非瞬動予備力 (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いいが、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)	稼働した瞬動予備力と非瞬動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
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)	系統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、欧米における需給/バ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）IVGTT 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：調整力の分類と要件

- 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。



出所) ACI conference - Ancillary Services & PEV Charging(2014)

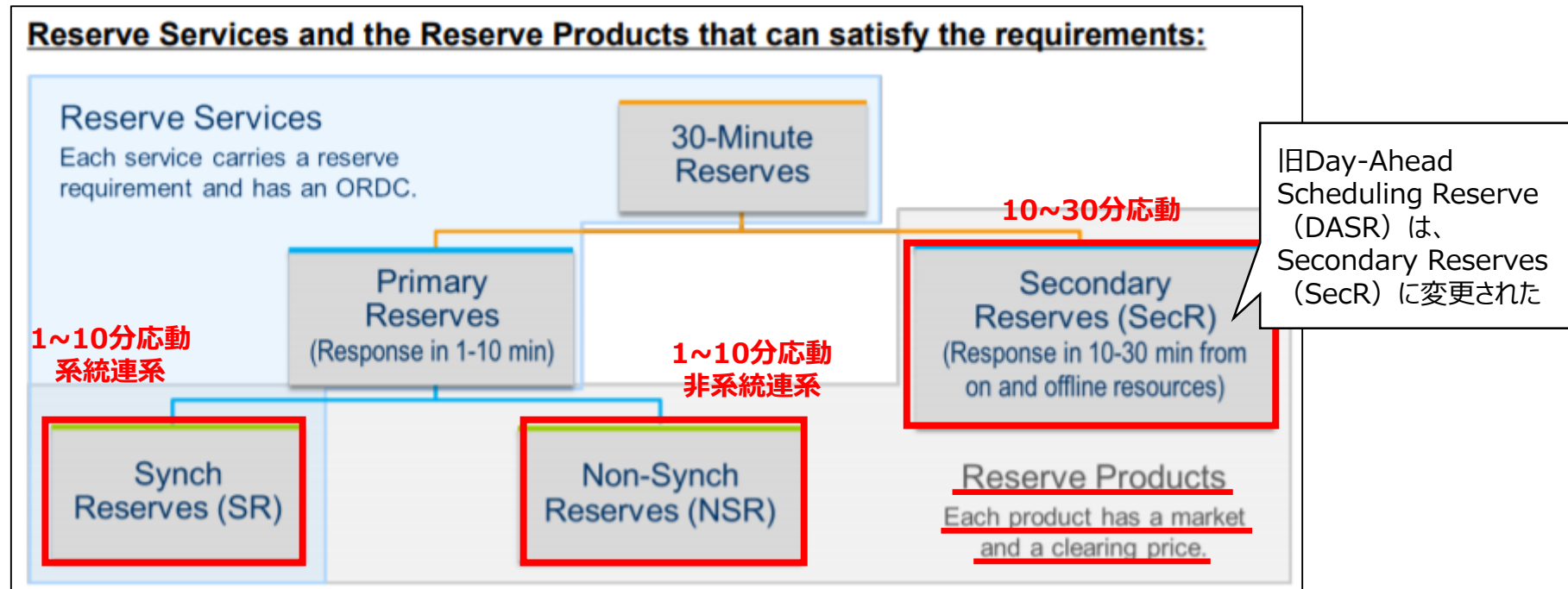
※負荷追従（Load Following）：この調整力は、数分～数時間にわたる需給偏差を解消するための調整力だと米国では一般的に認識されている。所定の出力レベルに到達するための所要時間は5分～10分と周波数制御予備力(Regulating Reserve)よりも遅く、所定の出力による運転継続時間は5分～数時間である。しかし、NERC作成の米国系統信頼度基準用語集（NERC 2014）に同予備力は規定されていない。

出所) 海外電力(海外電力調査会、2014.09)

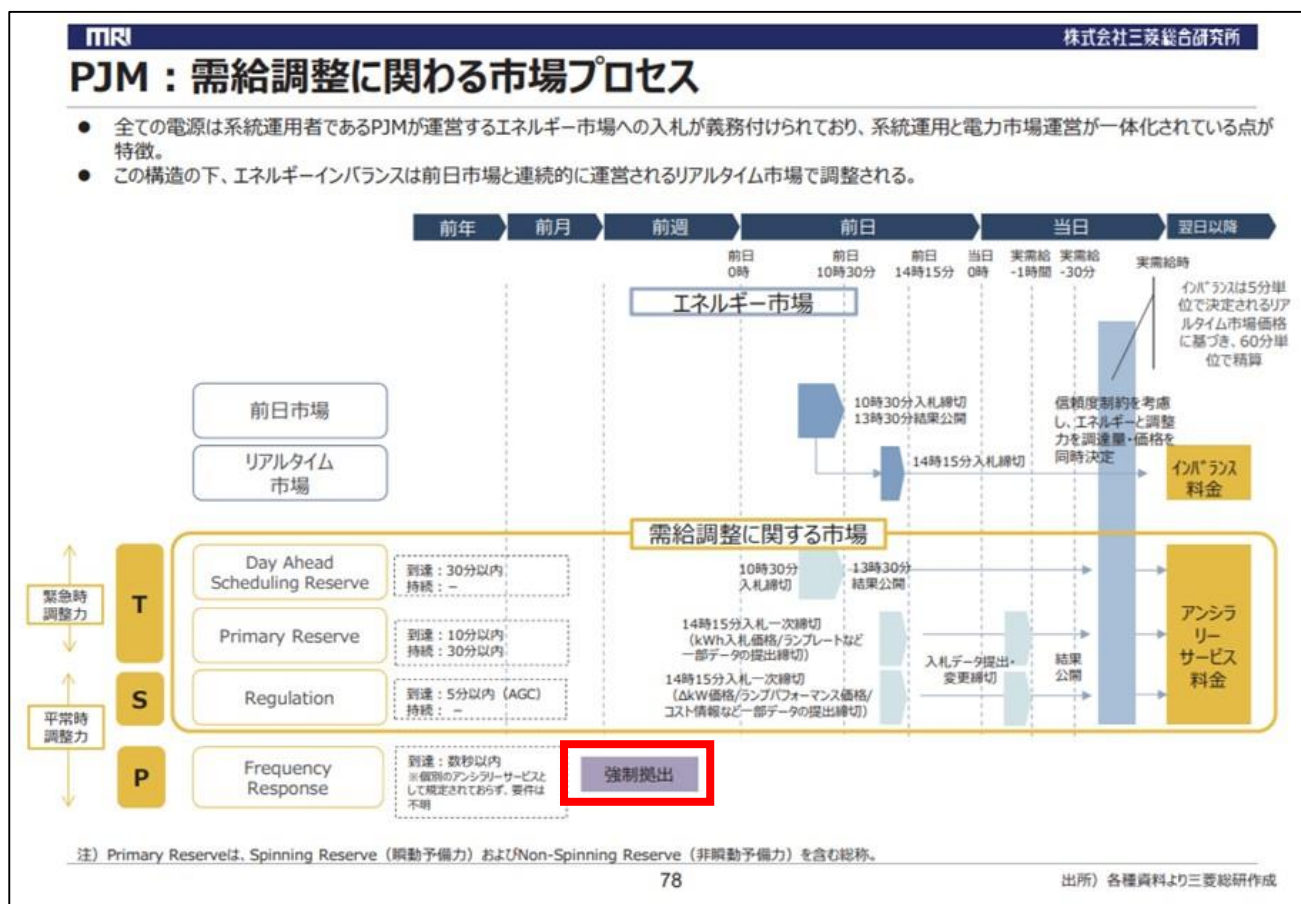
- 米国のうち、PJMの調整力商品は、大きく、平常時の時間内変動に対応する「Regulation (Reg)」と、緊急時の電源脱落に対応する「Reserve」に分かれる。
- また、「Reserve」には、電源脱落に即座に対応する「Primary Reserves (事前の系統連系有無でSR・NSRに分かれる)」と、電源脱落分を継続的に供給する「Secondary Reserves (SecR)」の3つの商品※がある。

※ NERCによる分類では「Spinning Reserve」「Non-Spinning Reserve」「Supplemental Reserve」とも呼ばれる。

- **Regulation (Reg)** : レギュレーション商品 (平常時の時間内変動)
- **Reserve** : 予備力商品 (緊急時の電源脱落)



- 米PJMにおいて、時間内変動のうち極短周期成分（サイクリック分）に対応する調整力としては、「Frequency Response」が規定されているもの、個別に ΔkW （上げ余力）としては確保しておらず、強制抛棄となっている。
- これは、 ΔkW （上げ余力）として確保せずとも、系統連系（起動並列）されている発電機で、一次（GF）相当の調整機能は十分にあるという考え方のもと、市場調達していないもの（過去のPJMヒアリング結果より）。



- 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

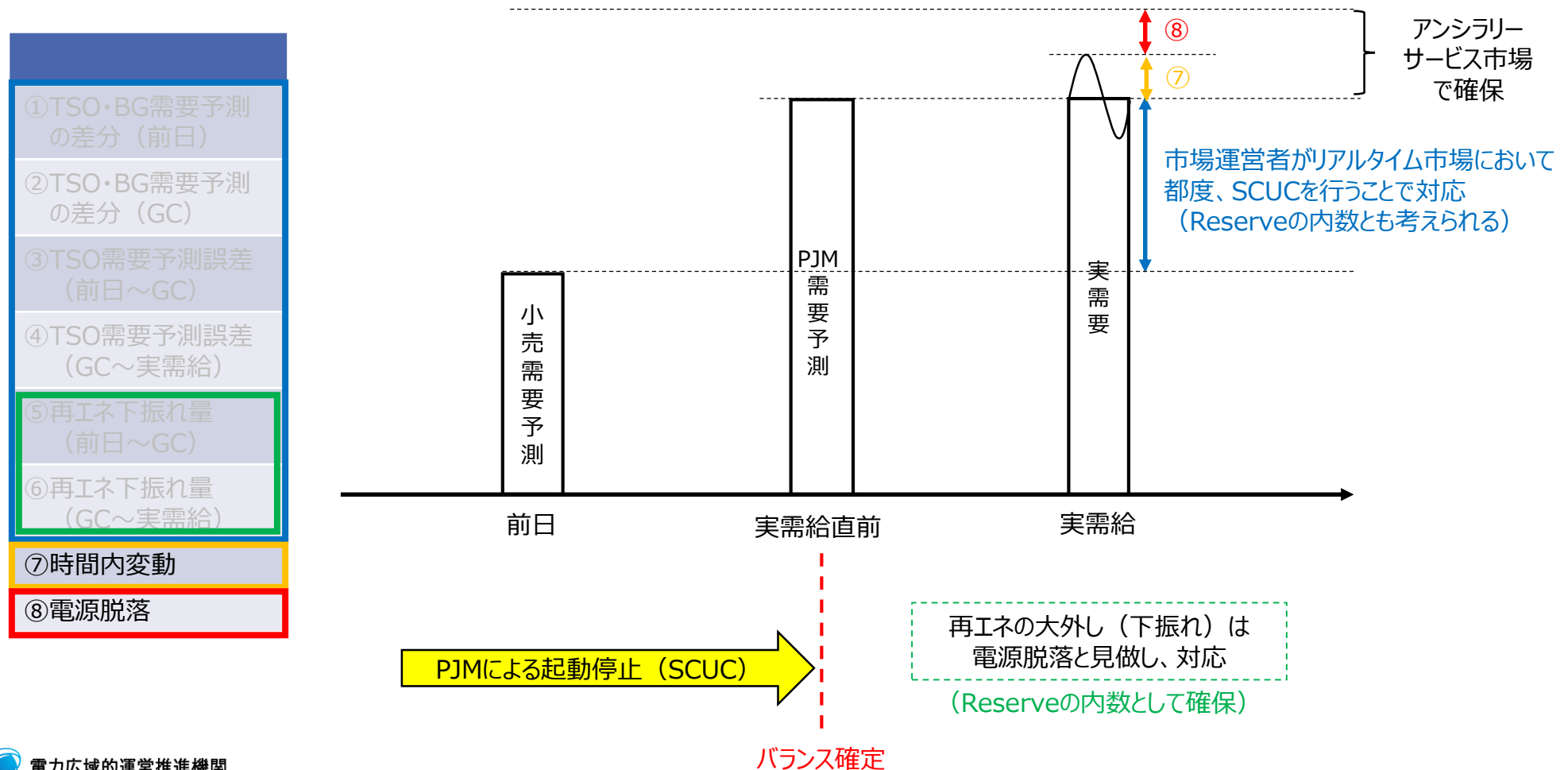
	Frequency (GF)	Regulation (LFC)	Reserves		
			Spinning (同期連系)	Non-Spinning (非同期連系)	Supplemental (継続分)
PJM					○
ERCOT				○	
NYISO					○ (検討中)

■ 前述の考え方に則ると、米PJMにおける調整力確保の考え方は、下表のように分かれるイメージとなる。

【凡例】 ○：現行の日本で取り扱っている事象

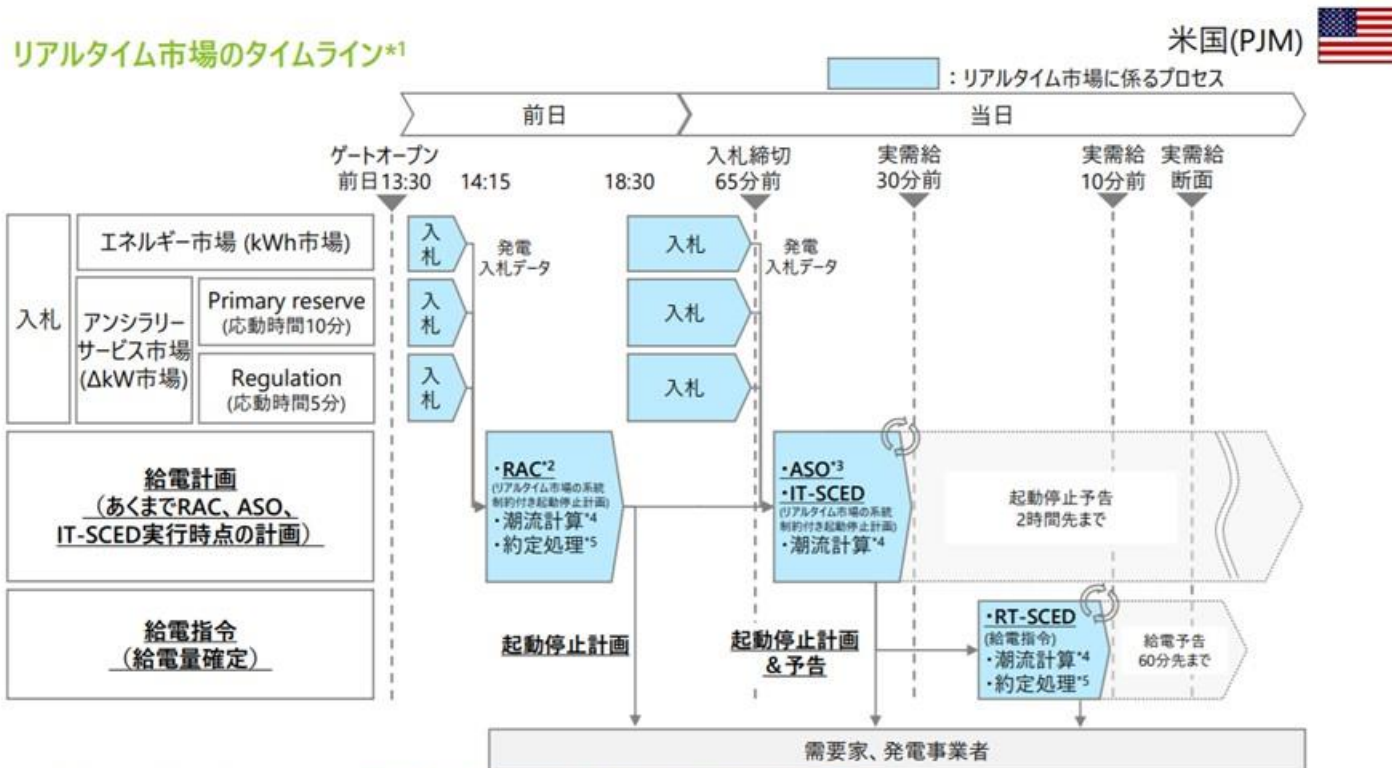
	一次	二次①	二次②	三次①	三次②
①TSO・BG需要予測の差分（前日）			—	—	市場運営者がRT市場において、都度、SCUCを行うことで対応（あるいはReserveの内数とも考えられるか）
②TSO・BG需要予測の差分（GC）			○	○	
③TSO需要予測誤差（前日～GC）			—	—	
④TSO需要予測誤差（GC～実需給）			○	○	
⑤再エネ下振れ量（前日～GC）					(○)
⑥再エネ下振れ量（GC～実需給）	強制抛出	Regulation	○	○	Reservesの内数として確保
⑦時間内変動	○	○			
⑧電源脱落	○（直後）	○（直後）	Reserves	○（継続）	Reserves
指令・制御	オフライン（GF）	オンライン（LFC）	オンライン（EDC）		
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内	45分以内

- また、米PJMにおける調整力確保の考え方を時系列順に具体的にイメージ化すると下図のようになる。
- PJMによる起動停止・バランス確定後の誤差対応として、**時間内変動分**（+ **電源脱落分**）をアンシラリーサービス市場で確保している（実需給直前のPJM需要予測≒実需要であるため、予測誤差分は存在しない）。



- リアルタイム市場（実需給1時間前以降）であっても、多段階の処理（ASO・IT SCED）で調整力の一部やDR発動等を決定し、続けてRT SCEDにより最終的なディスパッチを行っている。

リアルタイム市場では入札締め切り毎に起動停止計画が策定され、当日断面の給電計画は15分毎に2時間先までの計算を行い、給電指令は5分毎に60分先までの計算を行う



*1 出所：PJM、Manual 11、2022年3月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>を基にトーマツ作成

*2 Reliability Assessment and Commitment、更新された入札・負荷予測情報に基づく追加のコミットメント要否の決定プロセス

*3 Ancillary Services Optimizer、給電指令の実施に向けたエネルギー及びアンシラリーサービスの同時最適化機能

*4 発電設備、送電設備の容量等に関する制約条件の違反がある場合、再度制約確認が実行される

*5 調整力の確定を含む

- 日本と米PJMにおける需要規模はおおよそ同程度であり、調整力の確保量の比較は下表のとおり。
- 比較可能な調整力（二次①、緊急時）については、日本と米PJMにおける確保量は、同程度の水準になっていることが確認できる。
- なお、再エネ設備の導入量が異なることや、米国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、都度、SCUCを行うことで対応している側面もあるため、単純比較はできないことには留意が必要。

【平常時】	商品	日本	米PJM
	一次	900~1,400MW	－（強制供出）
	二次①	650~1,200MW	非変動：525MW 変動：800MW
	二次②	1,900~7,100MW	－
	三次①	3,600~13,200MW	－
	三次②※1	50~6,000MW	－

※1 三次②は全出力帯の平均を用いて算出。

【緊急時】	日本	米PJM
	6,564MW (2,188MWを一次・二次①・三次①で確保)	Primary Reserves : 2,420MW※2 Secondary Reserves : 4,820MW※3

※2 最大の単一事故相当の150%。

※3 「Primary Reserves必要量」「3,000MW」「不測の事態による影響」のうち最大量。

Regulation Requirement Definition

Season	Dates	Non-Ramp Hours	Ramp Hours	Effective MW Requirement
Winter	Dec 1 – Feb 29	HE1 – HE4, HE10 – HE16	HE5 – HE9, HE17 – HE24	Non-Ramp = 525MW Ramp = 800MW
Spring	Mar 1 – May 31	HE1 – HE5, HE9 – HE17	HE6 – HE8, HE18 – HE24	Non-Ramp = 525MW Ramp = 800MW
Summer	Jun 1 – Aug 31	HE1 – HE5, HE15 – HE18	HE6 – HE14, HE19 – HE24	Non-Ramp = 525MW Ramp = 800MW
Fall	Sep 1 – Nov 30	HE1 – HE5, HE9 – HE17	HE6 – HE8, HE18 – HE24	Non-Ramp = 525MW Ramp = 800MW

検討上の考慮事項①（再エネ電源・制度）

3

- 米PJMは、変動性再エネ（太陽光・風力）の導入量は未だ多くなく、同時最適ロジックにおいて再エネをどのように扱うかについては今後検討される予定（CAISO、ERCOT等は導入量が多く、制度的には先行している模様）。
- また、米国電力市場にはFIT・FIP制度は存在せず、Three-Part Offerによる同時最適とFIT・FIP制度の融合（市場統合）については、世界でも類を見ない取り組みになると考えられる。

＜各国の変動性再エネ設備導入量＞
（四捨五入の関係で数値は一致しない場合あり）

	ピーク需要 [万kW]	変動性再エネ設備導入量 [万kW]※1			年度
		PV	風力	合計	
PJM	14,793	484 (3.3%)	1,123 (7.6%)	1,608 (10.9%)	2021
CAISO	5,206	1,597 (30.7%)	795 (15.3%)	2,392 (45.9%)	2022
ERCOT	8,004	1,481 (18.5%)	3,623 (45.3%)	5,105 (63.8%)	2022
日本	16,461	6,476 (39.3%)	444 (2.7%)	6,920 (42.0%)	2020
	15,337	11,760 (76.7%)	2,360 (15.4%)	14,120 (92.1%)	2030※2

※1 （ ）内はピーク需要に対する変動性再エネ設備量の割合

※2 第6次エネルギー基本計画（野心的水準）をもとに作成

- 欧米は起動時間が短いガスタービン発電機（30分～2時間）が多い一方、日本では一般的に調整力となり得る電源が（であっても）追加起動の時間が長く、各国の制度の成り立ちや設備状況が異なることに留意する必要。

BGが再エネ予測誤差に対応するために必要な事項

62

- 再通知を受けた予測誤差への対応をBGが行う場合には、自社電源もしくは時間前市場を活用することとなる。
- ただし、そのためには電源をあらかじめ出力を調整できる状態で待機させておかなければ、そもそもBGが調整するための玉出しが行われず、時間前市場に十分な流動性が確保されない。そのため、BGが予測誤差へ対応するため待機させる、もしくは、BGが予備力として確保する必要がある。
- 日本では一般的に、調整力となりうる電源が追加起動の時間が長いこと、揚水の汲み上げ時間には一晩かかることを踏まえると、予測誤差に対応できる量を時間前市場で調達できるように流動性をもたせるためには、TSO、BGのいずれかの判断により電源を待機しておくことが必要。
（例えばドイツではFIP制度によるインセンティブを設けることで再エネ事業者（あるいは再エネ事業者から委託を受けたBG）がGCまでの再エネ予測誤差を調整している。他方、欧州ではガスパイプラインが整備されており、ガスの流動性が高いことや調達コストが低いことなどから、起動時間が短いガスタービン発電機が多い。このように各国の制度の成り立ちや設備状況が異なることに留意する必要がある。）

<主要な発電機の例>

	ΔkWを確保する（出力を調整できる状態にする） にあたり考慮すべき事項
コンバインド発電機	起動に4～5時間を要する
汽力発電機	起動に8～10時間を要する
揚水発電機	汲み上げに10～14時間を要する
（参考：欧米）ガスタービン	30分～2時間

※ 長期停止している場合はより時間を要する場合がある

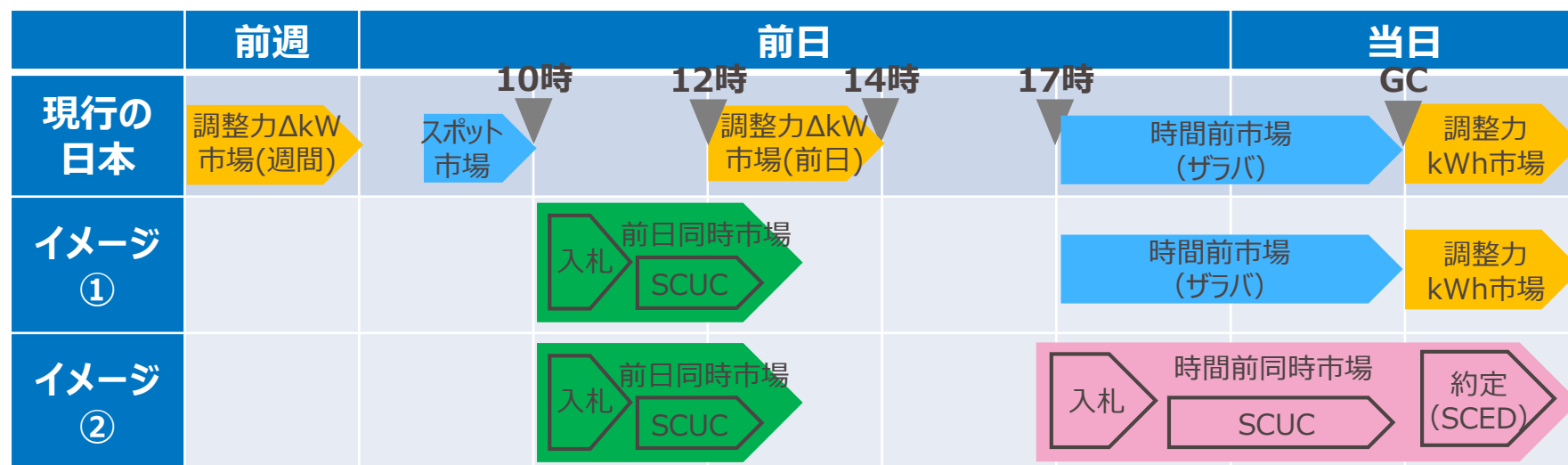
1．日米における現行の調整力確保の考え方

- － 1．日本における調整力の定義
- － 2．米国における調整力の定義

2．同時市場における調整力の位置付け

3．調整力確保に関する今後の検討の進め方

- 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。
 - i. 30分コマ内における時間内変動量（一次・二次①）
 - ii. GC（実需給の1時間前）計画値と実績の差分（二次②・三次①）
 - iii. 電源脱落量（一次・二次①・三次①）
 - iv. 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。



A) 電源起動・出力配分 (SCUC・SCED) ロジックの検証

- 本検証における主な論点や考慮事項 (資料 6 を参照) としては以下のようなものが考えられる。
- また、ロジック検証においては、相当程度に高度な計算を行うことが想定されるため、次ページのとおりに、**第三者検証体制を組み、検討会実施前にロジックの実現性や妥当性について、事前検証を行ってはどうか。**

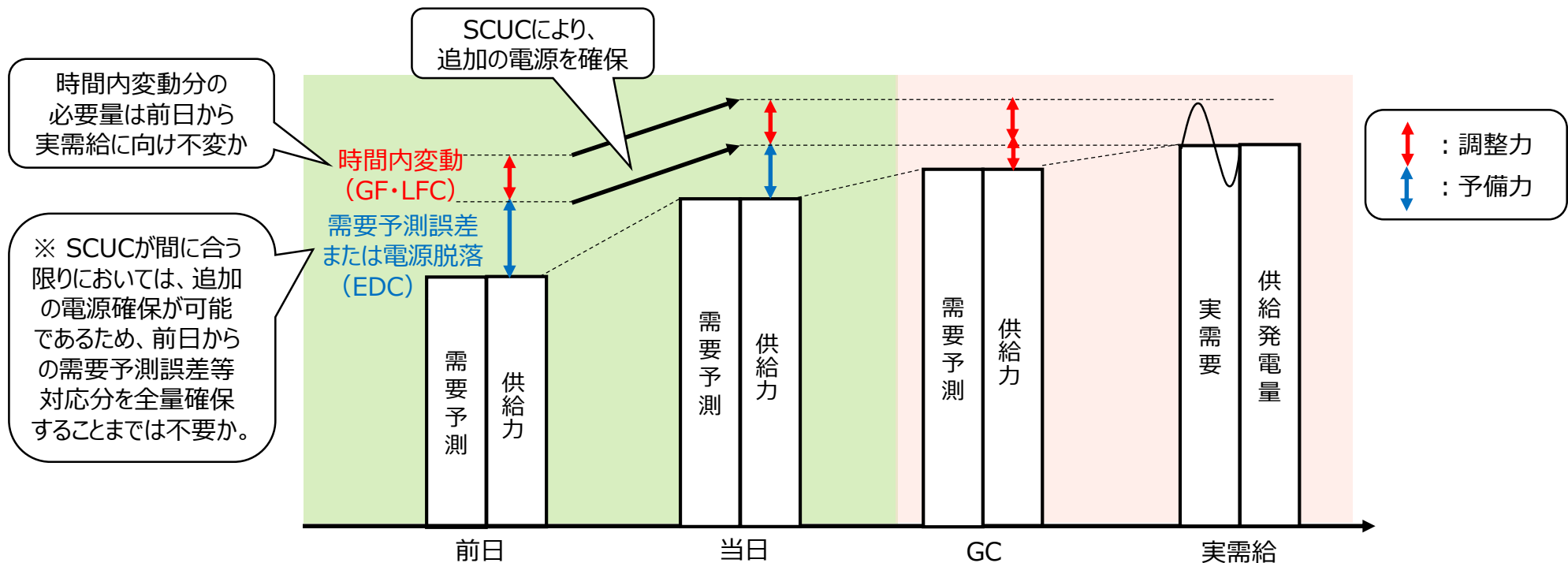


<主な論点や考慮事項 (例) >

- **買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック※**
- 週間運用 (電源起動の意思決定、揚水最適化) を可能にするSCUC・SCEDロジック
- ΔkW も目的関数に含めたSCUC・SCEDロジック
- 調整力の定義 (細分化の程度) や取扱い (確保タイミング等)
- 変動性再エネの出力変動への対応
- セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性
- 系統制約の取扱い

※どの論点も重要であるが、この点は現行のTSOが予測した価格弾力性の無い需要に対するSCUC・SCEDロジックとは大きく異なる点であり、特に留意が必要であると考えられる。

- 資料3におけるイメージ②の調整力確保イメージを図示すると以下のとおりか。
- PJMにおいては、比較的起動時間が短い電源が多く、需要予測変更に合わせて、細かくSCUCができる一方、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。
- この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が考えられるか。



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%	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							
	46GW	日次停止	81%	87%	93%	93%	100%	100%	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。
		週末停止	34%	71%	93%	93%	100%	100%	
		定検等	0%	39%	73%	87%	98%	98%	
	30GW	日次停止	19%	45%	51%	63%	95%	95%	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。
		週末停止	0%	18%	32%	42%	73%	85%	
		定検等	0%	6%	26%	26%	52%	66%	
	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%						

*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

- 現行制度における「調整力」とはインバランス（GC以降の予測誤差や時間内変動）発生に対応するための能力であり、「予備力」とはGC以前含めて発電余力と上げ調整力を足したものと定義されている。

調整力と予備力の定義

4

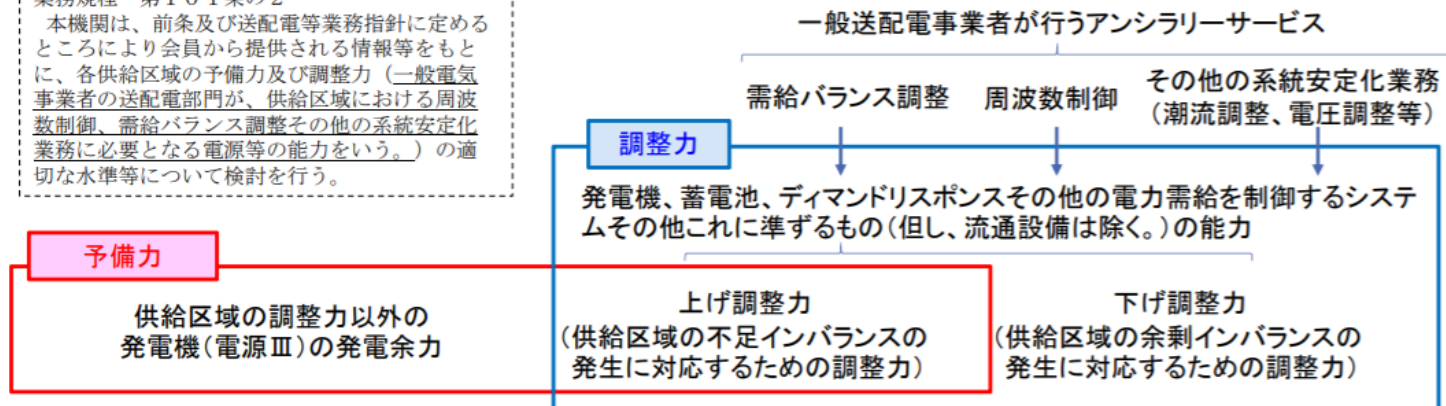
- 調整力と予備力の定義は以下のとおりとしたいがどうか。（ここでの予備力とはエリアの予備力を指す。）
 - 調整力とは、一般送配電事業者が供給区域におけるアンシラリーサービスを行うために必要な電源等の能力であり、すなわち「一般送配電事業者が、供給区域における周波数制御、需給バランス調整その他の系統安定化業務に必要となる発電機、蓄電池、ディマンドリスポンスその他の電力需給を制御するシステムその他これに準ずるもの（但し、流通設備は除く。）の能力」をいう。
 - 予備力とは、「供給区域の調整力以外の発電機の発電余力と上げ調整力を足したもの」をいう。
- ※上げ調整力の定義は次頁に記載。

<参考>現在の「調整力」の定義

業務規程 第101条の2

本機関は、前条及び送配電等業務指針に定めるところにより会員から提供される情報等をもとに、各供給区域の予備力及び調整力（一般電気事業者の送配電部門が、供給区域における周波数制御、需給バランス調整その他の系統安定化業務に必要となる電源等の能力をいう。）の適切な水準等について検討を行う。

調整力と予備力の概念図



※調整力、予備力のイメージ図はP5に整理

※周波数制御、需給バランス調整のための調整力のイメージ図はP8に整理

※調整力の対象範囲はP16に整理

- 過去の日本における運用では、エリアにより予備力確保の考え方が統一されていなかったものの、日々の予備力確保として、前日計画段階において、短時間（時間内）変動に対応するために日最大電力の3%程度を、需要予測誤差または電源脱落に対応するために日最大電力の2~5%程度を確保していた。
- また、当日計画断面においては、最低限必要な予備力として、5%程度を確保していた。

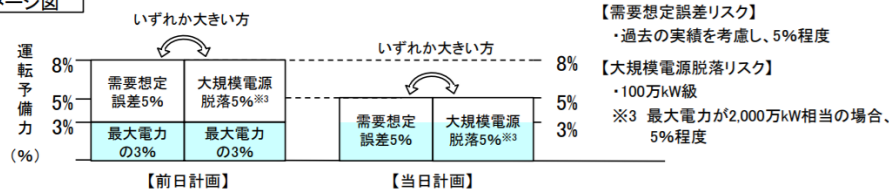
10 運転予備力(瞬動予備力を含む)確保の考え方(1)



- 月間・週間計画においては、日単位で最大電力想定値に対し、供給予備力8%~10%程度を確保できていることを確認する。(必要により、自社の発電機の定期点検や補修停止等を見直し)
 - 前日計画においては、最大電力想定値に対し、需要想定誤差(5%程度)または大規模電源(100万kW級)脱落影響の大きい方に、短時間需要変動(3%)に対応した調整力を加えたものを、運転予備力(瞬動予備力を含む)として最低限確保する。
 - 当日計画(当日9時※1)においては、最大電力想定値に対し、気象条件が安定していることや隣接会社との連系線空容量等を確認したうえで※2、需要想定誤差(5%程度)または大規模電源(100万kW級)脱落影響の大きい方を運転予備力(瞬動予備力を含む)として最低限確保する。
- ※2 リスクが顕在化し、短時間需要変動(3%)に対応した調整力を確保できないおそれがある場合は、他エリアからの応援融通等に期待する。
- ・ 台風や出水などの異常気象等が予想される場合、平常時の運転予備力に想定リスクに応じた運転予備力を積み増す。

※1 (参考) 卸電力市場の時間取引第1場(当日13時~17時)は、当日9時に入札を締め切り、13時に電気の受渡しを開始する。この受渡し開始までは、前日計画における運転予備力確保の考え方により同予備力を確保する。

イメージ図



© 2015 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

第2回調整力等に関する委員会

資料3-2

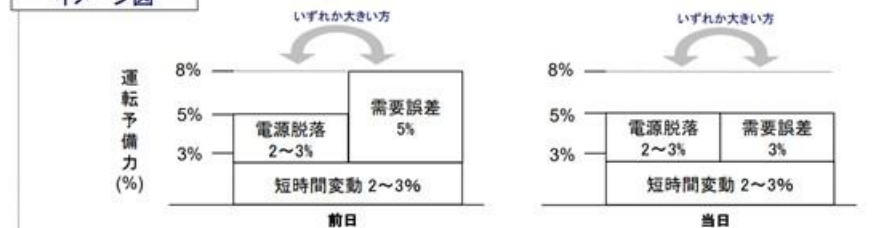
運転予備力確保の考え方

2015年6月11日

東京電力株式会社

- 前日計画・当日計画における運転予備力については、当該日の最大電力需要想定値に対して、少なくとも5%~8%を確保
- 具体的には、
 - 前日計画においては、需要想定誤差(5%程度)と電源脱落事故(2~3%程度)の大きい方に、短時間需要変動(2~3%)に対応した調整力を加えたものを、運転予備力として確保
 - 当日計画においては、需要想定誤差(3%程度)と電源脱落事故(2~3%程度)の大きい方に、短時間需要変動(2~3%)に対応した調整力を加えたものを、運転予備力として確保
- なお、気象状況や隣接会社との連系線空容量等も踏まえ、必要により運転予備力の増加に努める

イメージ図

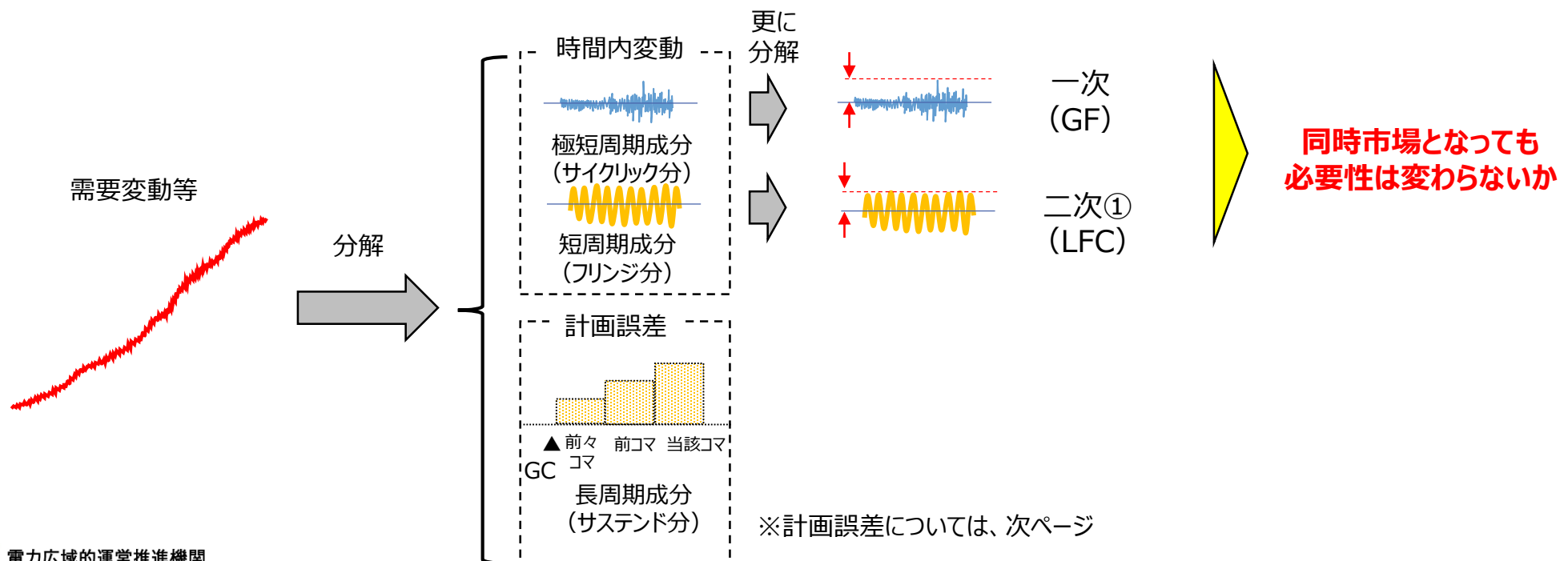


無断複製・転載禁止 東京電力株式会社 2015.6.11

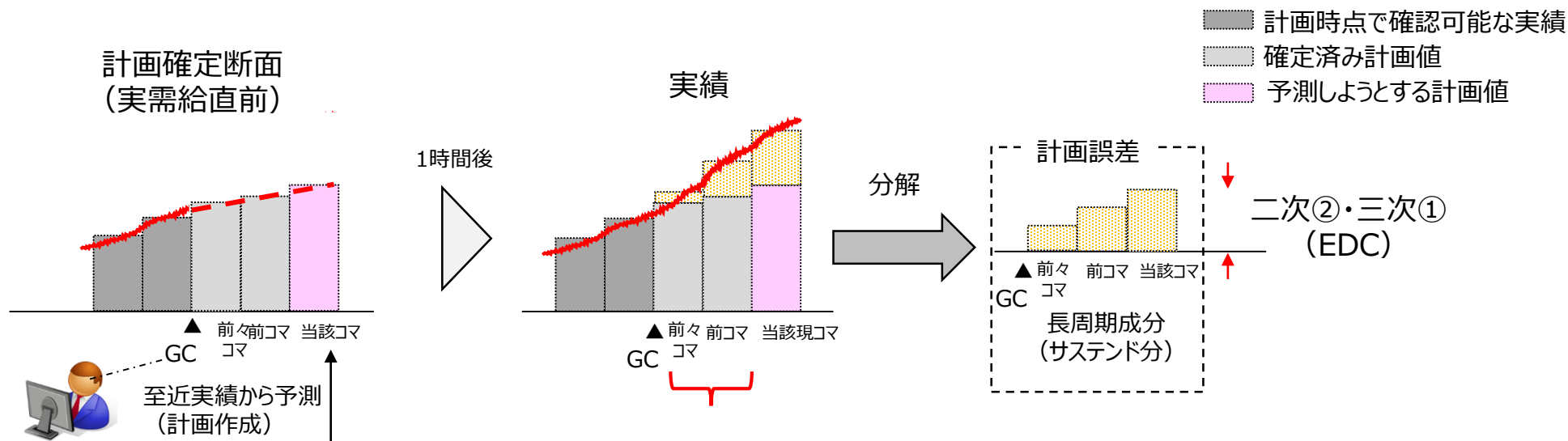
出所) 第2回調整力等に関する委員会(2015年6月11日)資料3-1より抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2015/files/chousei_02_03_01.pdf

出所) 第2回調整力等に関する委員会(2015年6月11日)資料3-2より抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2015/files/chousei_02_03_02.pdf

- 時間内変動は、短周期成分（フリンジ分）と極短周期成分（サイクリック分）に分けられる。
- フリンジ分は、需要予測が困難な負荷変動（数分から十数分程度の周期）や需給ミスマッチにより発生する変動であり、LFC（二次①）信号によって、電源の出力調整を行うことで、負荷追従および周波数調整を行っている。
- サイクリック分はフリンジ分より更に周期の短い（数秒から数分程度の周期）LFCでは追従できないような負荷変動であり、電源の自端のGF（一次）の機能により、電源の出力を自動で制御している。
- こういった時間内変動に対しては、イメージ②の同時市場になったとしても、短周期であることから、都度、SCUC（最終的にSCED）で補正を行ったとしても対応が困難であることには変わりないことを踏まえると、現状と比べても、必要性は大きく変わらないものと考えられる。



- イメージ②の同時市場における予測誤差としては、都度SCUCを行い、起動停止・バランス計画が確定した（GC）後の誤差（最終的にSCEDで対応する実績値との差分）と見做すことが出来る。
- 現行のGC（実需給1時間前）を前提にすると、実需給の1時間前までに計画（予測値）を確定する必要があり、仮にGC時点まで計画を見直し続けたとしても、その後1時間の乖離があることから、自ずと計画値と実績に差が生じ、これが、長周期成分（サステンド分）の予測誤差となっている。
- この長周期成分（サステンド分）の予測誤差に対応する調整力として、EDCの確保が必要となってくる。
- 一方で、都度SCUCを行って、GCまでTSO需要予測に合わせ続ける（起動停止・バランス計画として一致させる）には、日本の電源種の起動特性等も踏まえ、GC以前の予測誤差対応（予備力）も必要と考えられる。



時間の乖離があることで計画（予測）と実績で差分が生じる

- 電源脱落は、実需給断面において瞬間的に発生する（それに伴う周波数低下が発生し、最悪の場合大規模停電に至る）ことを踏まえると、イメージ②の同時市場においても、電源脱落“直後”の周波数回復を図るGF（一次）・LFC（二次①）は間違いなく必要と考えられる。
- また、SCUCによる追加起動が間に合わないことも十分にあり得ることを踏まえると、“継続”的な周波数維持を図るEDC（三次①）についても必要と考えられる。
- 現行においては、単機最大容量（100万kW程度）の電源脱落を想定しているため、日本における信頼度基準（N-1故障で原則供給支障を生じさせない）を踏まえると、電源脱落対応の必要性は変わらないと考えられる。

信頼度基準



経済産業省
資源エネルギー庁

■ 信頼度基準
単一の事故、多重事故などの事故が起きた場合を想定した系統信頼度に関する目標とすべき水準

↓

設備故障の頻度や影響などを踏まえ、設備健全時、設備故障時（N-1故障、N-2故障）における信頼度基準を満足するよう設備増強計画を策定。

信頼度基準の考え方

設備健全時	◇潮流が設備の常時容量を超過しない (常時容量・・・設備を連続して運転可能な熱的な容量) ◇電圧が適正に維持される ◇発電機が安定に運転可能
設備故障時 (N-1故障)	◇原則として供給支障を生じさせない ただし、その影響が限定的な供給支障は許容 ◇電源の連系する系統：その影響が限定的な発電支障にとどめる
設備故障時 (N-2故障等)	◇稀頻度であることから一部の電源脱落や供給支障は許容 ただし、供給支障規模が大きく社会的影響が懸念される場合などは対策を行うよう考慮

(1) N-1故障・・・送電線1回線、変圧器1台、発電機1台の故障を原則

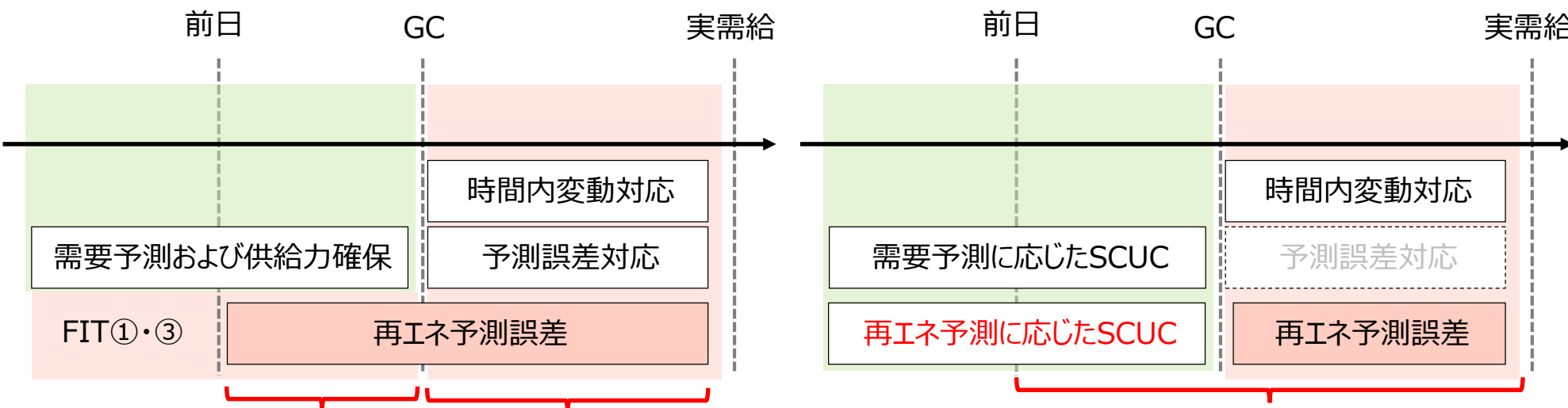
(2) N-2故障・・・送電線2回線故障等の機器装置2箇所同時喪失を伴う故障など

出典：電力系統利用協議会 2

- イメージ②の同時市場になった場合、前日時点のFIT計画値とGC時点のFIT予測値の差分に対応する調整力（三次②）についても、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、GC以前に対応する三次②調整力は不要になるとも考えられる。
- 他方で、前述のとおり、比較的精度良く予測可能と思われる需要予測誤差に対しても、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ところ、より予測が難しい（予測外しが多い）再エネ予測誤差に対しどのように対応するかについては、具体的な数値検証の結果や日本の電源種の起動特性等も踏まえた上で考える必要があるため、前述の米国における再エネ予測誤差対応の調整力なども参考にしながら、今後検討を深めることとしてはどうか。
- なお、同時市場における再エネの取扱いについては、FIT制度との関係も踏まえて、別途、検討することとしたい。

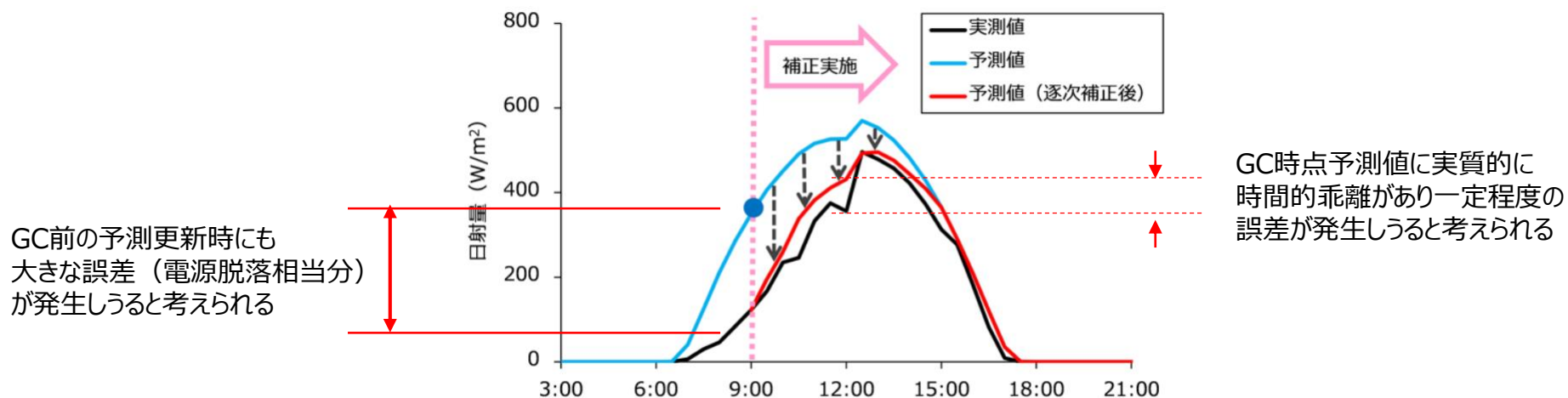
【現行のイメージ】

【同時市場（イメージ②）】

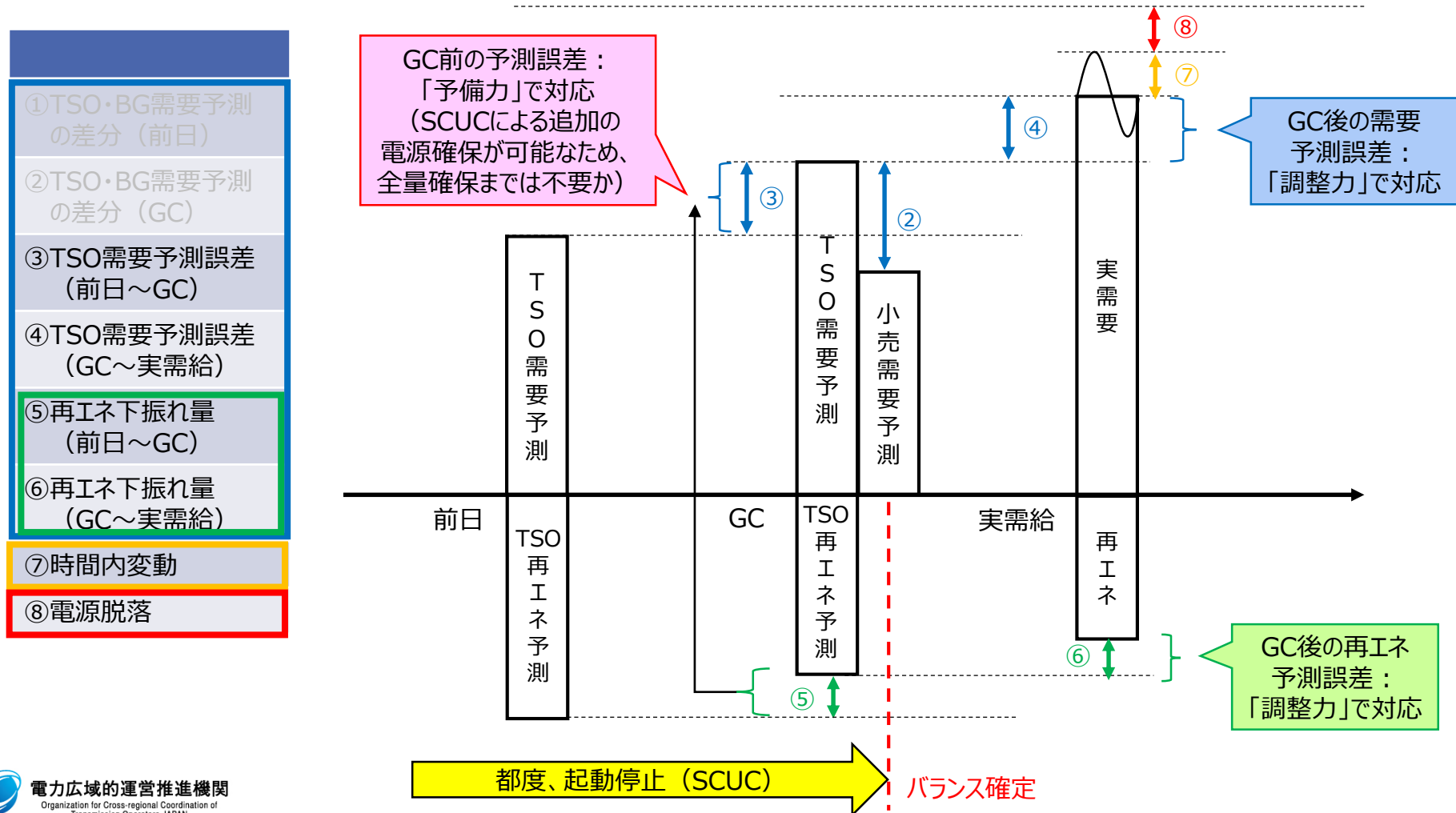


GC以前の予測誤差対応（予備力）含め、どうするか

- 需要予測誤差に対して、再エネ予測誤差は、より予測が難しい（予測外しが大きい）特徴がある。
- これらは、再エネの予測値について、主に気象会社提供の日射予測サービス（更新頻度が多い気象会社であっても30分毎）が用いられており、これらの30分毎データでは、GC時点予測値に実質的に時間的乖離があり一定程度の誤差が発生しうることや、GC前の予測更新時に大きな誤差（電源脱落相当）が発生するためとも考えられる。



- イメージ②の同時市場になった場合、調整力確保の考え方を時系列順にイメージ化すると下図のようになる。
- 起動停止・バランス確定（GC）後の「調整力」は現行より減少する（GC以前の三次②調整力は不要になる）と考えられる一方、GC以前の予測誤差に対する「予備力」をどう確保するかは今後の課題となる。



- 前述のとおり、イメージ②の同時市場になった場合、前日以降も都度、SCUCを行うことができることを考えると、現行の需給調整市場に比べ、そもそものGC以降の調整力の位置付け（定義）自体が変わり得るか。
- 具体的には、前日断面でも実需給断面でも必要量が変わらない平常時の**時間内変動**（GF・LFC）分や緊急時の**電源脱落**分と、TSO需要・再エネ予測に合わせ続けることで必要量を減らせる**予測誤差**（EDC）分に分かれる。
- また、電源起動特性等も踏まえ、GC以前の予測誤差に対する「予備力」をどう考えるかが今後の新たな課題となる。
- 上記を踏まえると、同時市場における便宜上の調整力の定義（ ΔkW - I、II、III）は、本来的な位置付けとして下表のように再整理できると考えられるのではないか。

便宜上の調整力の定義	同時市場における ΔkW の位置付け
ΔkW - I （前日断面での インバランス想定分）	現行の需給調整市場における「調整力」とは別であり、「予備力」に近い位置付け 「前日時点で小売調達需要＞TSO予測需要の場合」の扱いや、「余力活用の仕組み」 との整合も踏まえて、「 ΔkW - I の取扱い」については別途検討
ΔkW - II （GC後の最終的な 需給変動対応）	【一次・二次①（時間内変動）、電源脱落分】 現行の需給調整市場の考え方とほとんど変わらない「調整力」 【二次②・三次①（予測誤差）】 TSO需要・再エネ予測に合わせ続けることで必要量を減らせる「調整力」 （代わりにGC以前の予測誤差に対する「予備力」をどう考えるかの整理は必要）
ΔkW - III （前日～GCまでの 再エネ予測誤差）	【三次②】 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、 「調整力」としては不要か（代わりに「予備力」としての取り扱いの整理は必要）

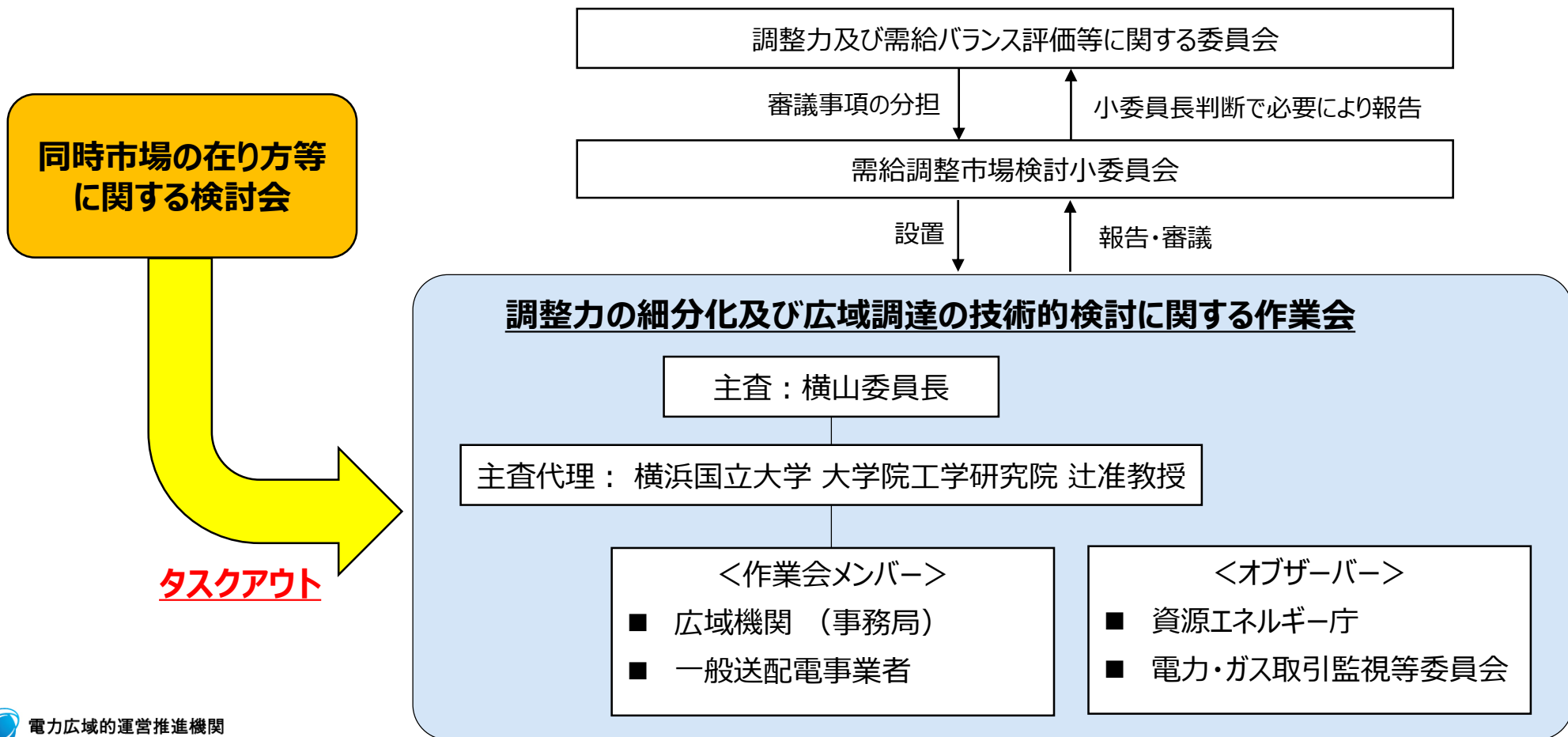
1．日米における現行の調整力確保の考え方

- － 1．日本における調整力の定義
- － 2．米国における調整力の定義

2．同時市場における調整力の位置付け

3．調整力確保に関する今後の検討の進め方

- 同時市場における調整力確保に関する今後の検討項目のうち、調整力の区分・必要量については、数値検証等も踏まえた技術的な検討が必要であることから、「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」にタスクアウトした上で、適宜、本検討会に報告・フィードバックする進め方としてはどうか。
- その他の検討項目については、他論点とも合わせ、引き続き本検討会にて深掘り検討を進める。



- 「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」とは、過去（2016年度）、需給調整市場創設に向けた技術的検討にあたり設置された作業会であり、調整力の区分、量、要件等とその調整力の広域的な調達・運用に係る要件等を検討・整理してきた。
- 今回、検討を行う同時市場は需給調整市場の将来像でもあること、また同時市場における新たな調整力の区分、量、要件等を検討するにあたっては、現行の需給調整市場の仕組みとの差異も踏まえながら行うことが望ましいことから、「同時市場の在り方等に関する検討会」からのタスクアウトを行う（作業会の新たな目的とする）こととしたい。

1. 背景

国から、2020年度を目安に需給調整（リアルタイム）市場を創設する方針が示されており、その検討にあたっては、資源エネルギー庁・電力ガス取引監視等委員会・電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」）において一体的に検討を進めることとされ、広域機関は、広域的な調整力運用も視野に入れた必要な調整力の量・質等条件などの技術的検討を行うこととなり、調整力の在り方を検討している調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下「委員会」）において検討を行っていくこととなった。

この検討は技術的な面を十分考慮する必要があることから、委員会のもとに、周波数制御・需給バランス調整を担う一般送配電事業者を含む作業会を設置し、検討を進めることとなった。

2. 目的

需給調整（リアルタイム）市場における商品となる調整力の区分、量、要件等とその調整力の広域的な調達・運用に係る要件等について、技術的な観点から検討し整理することを目的とする。

また、需給調整市場の将来像でもある同時市場における新たな調整力の区分、量、要件等について、技術的な観点から検討し整理することも目的とする。（新たな目的の追加）

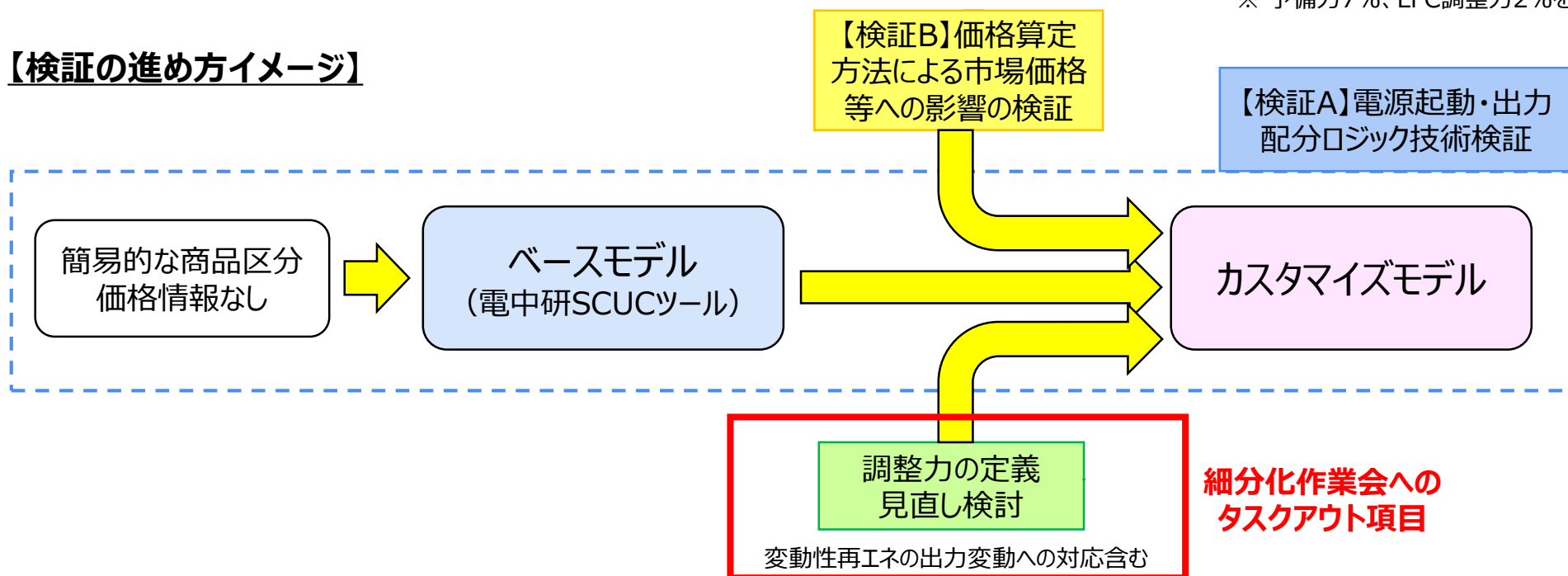
- 「調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会」への具体的なタスクアウト項目については、現行の需給調整市場における仕組みとの差異も踏まえながら、以下の論点を検討していくこととしてはどうか。

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）	・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）	・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）	・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	・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

- 前述のとおり、「Ⅰ.目的関数にどのような費用項目を織り込むか」「Ⅱ.制約条件として（各商品区分に合わせて）何を課すか」によって、kWh・ΔkW同時最適ロジックの実現性・妥当性が大きく変わるとも考えられ、それらについては検証B（価格算定方法による市場価格等への影響の検証）ならびに調整力の定義見直し検討（変動性再エネの出力変動への対応含む。）等を通じて議論を進めていく予定。
- これら検討結果が得られるまでには一定の時間を要することから、電中研SCUCツールのベースモデルでの同時最適ロジックにおいては、まずは、調整力については、簡易的な商品区分※で、かつ、Three-Part情報（起動費・最低出力費用・限界費用）以外の価格情報なしで、技術検証を行い、一定の検討結果が得られた暁には、必要なΔkWの費用項目や制約条件等を追加するといったカスタマイズを行った上で、改めて詳細なkWh・ΔkW同時最適ロジックの実現性・妥当性評価を行うこととしたい。

※ 予備力7%、LFC調整力2%を確保。

【検証の進め方イメージ】



以 上