

同時市場における必要量の考え方について

2023年12月7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

- 第2回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）において、同時市場における調整力の区分・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、本作業会にタスクアウトすることとされたところ。
- 今回、第55回本作業会（2023年11月9日）における現行商品区分の必要性等の議論を踏まえ、タスクアウト項目の一つである「各商品必要量の算定式」に関し、大きく以下2点について検討したため、ご議論いただきたい。
 - 同時市場における調整力・予備力必要量の考え方について
 - 同時市場における Δ kW確保エリアの考え方について

タスクアウト項目について

6

- この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調整力の考え方（定義）を踏まえた、将来の同時市場における調整力の在り方に関する技術的な検討項目として、各商品の必要性や区分見直し、調整力必要量の算定式や電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックの制約条件などが挙げられている。

【同時市場検討会からのタスクアウト項目】

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

各商品必要量の算定式の論点について

35

- 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）

1. 同時市場における調整力・予備力必要量の考え方について
 - ✓ 調整力・予備力必要量の考え方
 - ✓ 必要量の試算

2. 同時市場における ΔkW 確保エリアの考え方について
 - ✓ 現行の米国と日本における ΔkW 確保エリアの考え方
 - ✓ 同時市場における ΔkW 確保エリアの考え方（細分化の方向性）

3. まとめ

1. 同時市場における調整力・予備力必要量の考え方について

- ✓ 調整力・予備力必要量の考え方
- ✓ 必要量の試算

2. 同時市場における ΔkW 確保エリアの考え方について

- ✓ 現行の米国と日本における ΔkW 確保エリアの考え方
- ✓ 同時市場における ΔkW 確保エリアの考え方（細分化の方向性）

3. まとめ

- 同時市場における調整力・予備力必要量の考え方を検討する前段として、まずもって現行の需給調整市場における調整力必要量の考え方について確認を行った。
- 現行の需給調整市場においては、調整力で対応すべき事象ごとに一つ以上の商品を用意し、各商品の必要量を過去の誤差実績や応動実績から算出する考え方となっており、詳細は下表のとおり。

<需給調整市場における必要量の考え方（算定式）>

対応する事象	需給調整市場の商品区分	需給調整市場における必要量の考え方（算定式）
時間内変動 (極短周期成分)	一次 (GF)	「残余需要元データ - 元データ10分周期成分」の3σ相当値
時間内変動 (短周期成分)	二次① (LFC)	「元データ10分周期成分 - 元データ30分周期成分」の3σ相当値
需要予測誤差	二次② (GC以降のEDC) +	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間の差」の3σ相当値 +
再エネ予測誤差	三次① (GC以降のEDC) +	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量の差」の3σ相当値 +
	三次②(前日～GCの再エネ)	「前日予測値-実績値」の3σ相当値-「GC後予測値-実績値」の3σ相当値
電源脱落 (瞬時)	一次 +	単機最大ユニット容量の系統容量按分値 +
	二次①	単機最大ユニット容量の系統容量按分値
電源脱落 (継続)	三次①	単機最大ユニット容量の系統容量按分値

必要量の算定方法 (平常時・事故時含む)

35

- 一次から三次①については、GC以降に生じる変動 (平常時における予測誤差・時間内変動や突発的に必要となる電源脱落等) に対応することとし、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^{※4} + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値^{※2}
- ✓ 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^{※4} + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値^{※2}
- ✓ 二次調整力②: (残余需要予測誤差30分平均値^{※3}のコマ間の差) の3σ相当値^{※4}
- ✓ 三次調整力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) の3σ相当値^{※4} + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値^{※2}

※1 残余需要1~10秒計測データ

※2 当該週の50Hz及び60Hzにおける同一周波数連系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 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 「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。

- 平常時の予測誤差・時間内変動に対応する一次、二次①、二次②及び三次①必要量は、月別・商品ブロック別に算定してはどうか。
- 事故時の電源脱落に対応する一次、二次①及び三次①の必要量は、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。
- 一次から三次①の調達量については、週間調達時に当該月、当該週、当該商品ブロックの必要量を、週を通して調達することとしてはどうか。

前日市場での三次②必要量について (1 / 3)

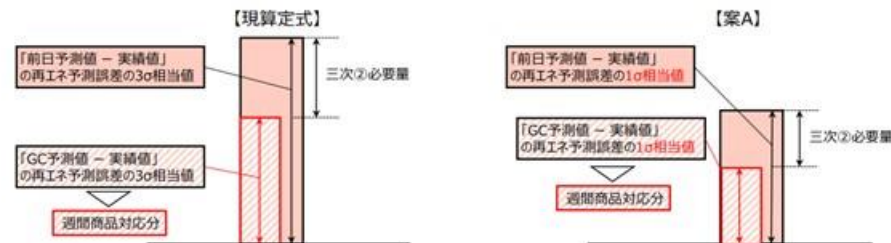
9

- 第40回本小委員会において、案② (前日に1σ相当値を調達し、時間前市場にて追加調達を行う) を基軸に、検討を行うこととした。これを踏まえ、効率的な調達における前日市場での三次②必要量について整理した。
- 現行の三次②必要量は、前日からGCまでの再エネ予測誤差に対応することとしており、一次から三次① (以下、週間商品) によりGC以降の再エネ予測誤差に対応することから、その算定方法は、全体の再エネ誤差量である「前日から実需給の誤差」から、「GCから実需給の誤差 (週間商品の対応分)」を控除することとしている。

【現算定式】: 「前日予測値-実績値」の3σ相当値 - 「GC予測値-実績値」の3σ相当値

- この点、三次②の効率的な調達においては、三次②としての最低限必要な調整力として1σ相当値を調達すること、ならびに週間商品 (GC以降の再エネ予測誤差対応分) についても1σ相当値の調達になっていることを踏まえると、案Aの算定式とすることが考えられる。

【案A】: 「前日予測値-実績値」の1σ相当値 - 「GC予測値-実績値」の1σ相当値



出所) 第14回需給調整市場検討小委員会 (2019年11月5日) 資料2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_14_haifu.html

出所) 第42回需給調整市場検討小委員会 (2023年9月27日) 資料2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2023/2023_jukyuchousei_42_haifu.html

- また、同時市場における必要量の考え方を検討するにあたっては、第55回本作業会でご議論いただいたとおり、以下のような現行の需給調整市場と同時市場の違いを踏まえる必要があると考えられる。
 - 需給バランス（計画）の基準がBG計画からTSO計画へ変更となる
 - 一定程度は予備力の確保が必要となる
 - 需給調整市場とは異なる商品区分となる可能性がある（検討中）

同時市場において対応が必要となる事象および商品の必要性（まとめ） 26

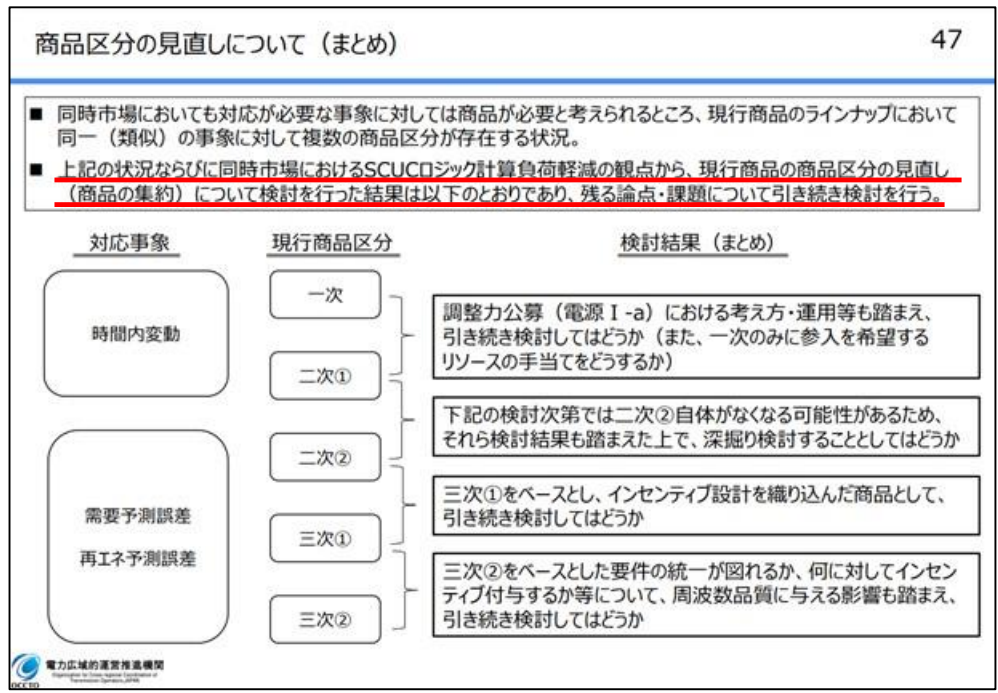
■ 今回整理した、同時市場において対応すべき事象ならびに対応する商品の必要性については下表のとおり。

■ 基本的には、各事象に対応するための調整力（あるいは連続性を持った予備力）は商品として必要と考えられる一方、現行商品のラインナップにおいては、同一（類似）事象に対して複数の商品区分が設定されている状況。

■ 同時市場における商品区分については、同時市場と需給調整市場の違いを踏まえたうえで、更なる検討が必要と考えられるため、次章において深掘りを行う。

対応する事象	同時市場における商品の必要性の論点		対応する現行の商品区分
	予備力としての確保	調整力としての確保	
時間内変動 (極短期成分)	不要 対応可能なリソースが限定されることが想定され、予備力とは別に前日から確保することが望ましい	必要* 都度SCUCを行うとしても、発生するため、現行と同様に対応は必要となる	一次 (GF)
時間内変動 (短期成分)			二次① (LFC)
需要予測誤差	必要 残余需要誤差として対応するものの、SCUCにおける追加起動リソースの不足も懸念されるため、 <u>一定程度は予備力として確保する必要がある</u>	必要 残余需要誤差として対応するのが整合的1つの事象に対し、対応する商品が複数あるため、各商品の必要性については要検討	二次②・三次① (GC以降のEDC) 三次② (前日～GCの再エネ)
再エネ予測誤差			
電源脱落 (瞬時)	不要 対応可能なリソースが限定されることが想定され、予備力とは別に前日から確保することが望ましい	必要 都度SCUCを行うとしても、発生するため、現行と同様に必要となる	一次・二次①
電源脱落 (継続)	不要 一時的には平常時必要量により対応し、その後SCUCにより対応する方法が合理的ではないか	不要 一時的には平常時必要量により対応し、その後SCUCにより対応する方法が合理的ではないか	三次①

※ 今後新たに、米PJMにおけるGF機能の強制供出のような制度が設けられた場合、商品として用意する必要がなくなることも考えられるか。



1. 同時市場における調整力・予備力必要量の考え方について
 - ✓ 調整力・予備力必要量の考え方
 - ✓ 必要量の試算
2. 同時市場における ΔkW 確保エリアの考え方について
 - ✓ 現行の米国と日本における ΔkW 確保エリアの考え方
 - ✓ 同時市場における ΔkW 確保エリアの考え方（細分化の方向性）
3. まとめ

- 第55回本作業会におけるご議論を踏まえると、電源脱落（継続）以外の事象に関しては、同時市場への移行後も引き続き対応が必要となると考えられるところ。
- 上記を踏まえ、電源脱落（継続）以外の事象に対応するための必要量の考え方について、前述の需給調整市場と同時市場の違いを踏まえつつ、現行の必要量の考え方（算定式）から変更する必要があるかについて検討した。

対応する事象	需給調整市場の商品区分	需給調整市場における必要量の考え方（算定式）	同時市場における商品の必要性	検討対象 No.
時間内変動（極短周期成分）	一次（GF）	「残余需要元データ - 元データ10分周期成分」の3σ相当値（一次）	必要	1
時間内変動（短周期成分）	二次①（LFC）	「元データ10分周期成分 - 元データ30分周期成分」の3σ相当値（二次①）	必要	
需要予測誤差	二次②（GC以降のEDC） + 三次①（GC以降のEDC）	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間の差」の3σ相当値（二次②） + 「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量の差」の3σ相当値（三次①）	必要 （一定程度は予備力として確保）	2
再エネ予測誤差	+ 三次②（前日～GCの再エネ）	+ 「前日予測値-実績値」の3σ相当値-「GC後予測値-実績値」の3σ相当値（三次②）		
電源脱落（瞬時）	一次 + 二次①	単機最大ユニット容量の系統容量按分値（一次） + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値（二次①）	必要 （一部要否検討中）	3
電源脱落（継続）	三次①	単機最大ユニット容量の系統容量按分値（三次①）	不要	検討不要

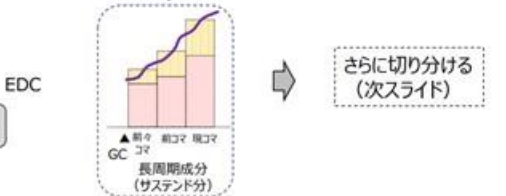
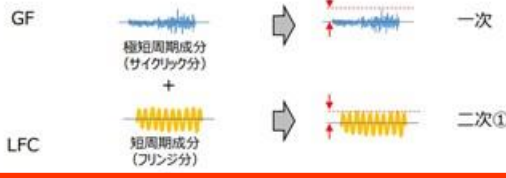
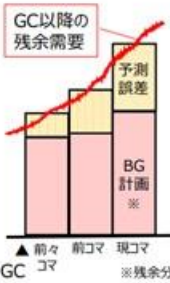
- 前回までの議論を踏まえると、平常時の時間内変動 (GF、LFC) に関しては、同時市場への移行後も引き続き発生し、また事前に予測することが困難であることから、対応が必要と考えられるところ。
- この点、現行の需給調整市場における時間内変動 (GF、LFC) に対応する必要量は、サイクル分とフリンジ分の成分毎に仕分けたうえで、それぞれ過去の変動量実績をもとに算定することとしており、同時市場移行後も必要量の考え方については、現行と大きく変更しない (変化要因はない) ものと考えられる。

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。

<エリア全体の需要>



現状、GF、LFC、EDCで調整している成分ごとに仕分け



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)

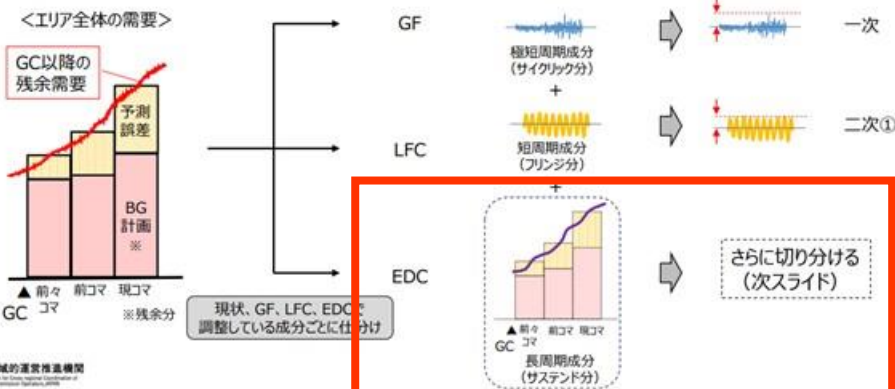


- 前回までの議論を踏まえると、GC以降の残余需要誤差は、残余需要予測時点から実需給まで時間的乖離がある限りにおいて、同時市場への移行後も引き続き発生することから、対応が必要と考えられるところ。
- 現行の需給調整市場において、GC以降の残余需要予測誤差に対応するための必要量については、応動の速さが求められる部分と継続時間の長さが求められる部分に仕分けただうえで、それぞれ過去の残余需要予測誤差実績をもとに算出することと整理している。
- 仮に同時市場への移行後も現行の需給調整市場と同一の商品区分であれば、同時市場への移行後も必要量の考え方については、現行と大きく変更しない（変化要因はない）ものと考えられる。

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。



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10分周期成分※2
二次①		残余需要10分周期成分※2 - 残余需要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)

- 他方、第55回本作業会にて、GC以降の残余需要予測誤差に対応する商品については、商品を集約する方向で検討を進めることと整理しているため、商品集約された場合を前提として必要量の考え方を整理する必要があるか。
- この点、GC以降に発生した残余需要予測誤差については、集約後の商品のみで残余需要予測誤差に対応する必要があることから、必要量の算定式については以下のとおり変更になると考えられるか。
 - 「GC以降の残余需要予測誤差30分平均値」の3σ相当値

対応する事象	現行の商品区分	現行の必要量算定式
需要予測誤差	二次② (GC以降のEDC)	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間の差」の3σ相当値
再エネ予測誤差	+ 三次① (GC以降のEDC)	+ 「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量の差」の3σ相当値

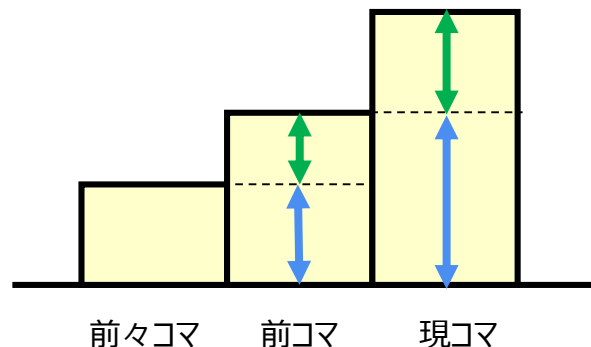


同時市場における必要量算定式
「GC以降の残余需要予測誤差30分平均値」の3σ相当値

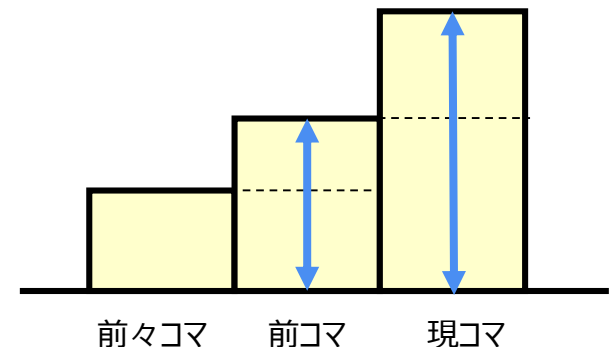
<凡例>

- ……残余需要予測誤差
- ……二次②必要量
- ……三次①必要量

<現行の必要量 (イメージ)>



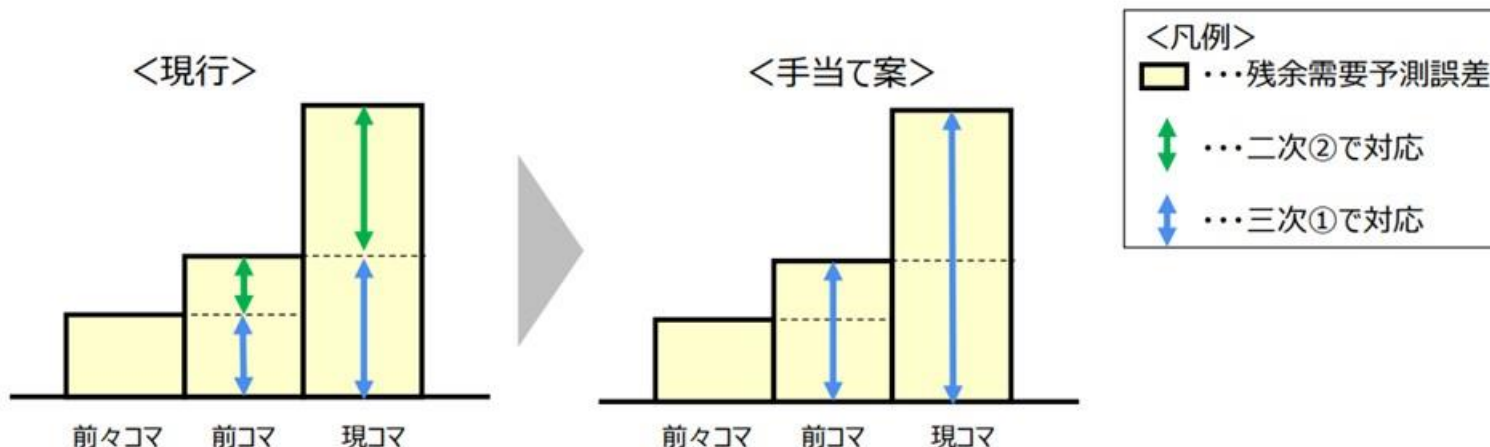
<同時市場における必要量 (イメージ)>



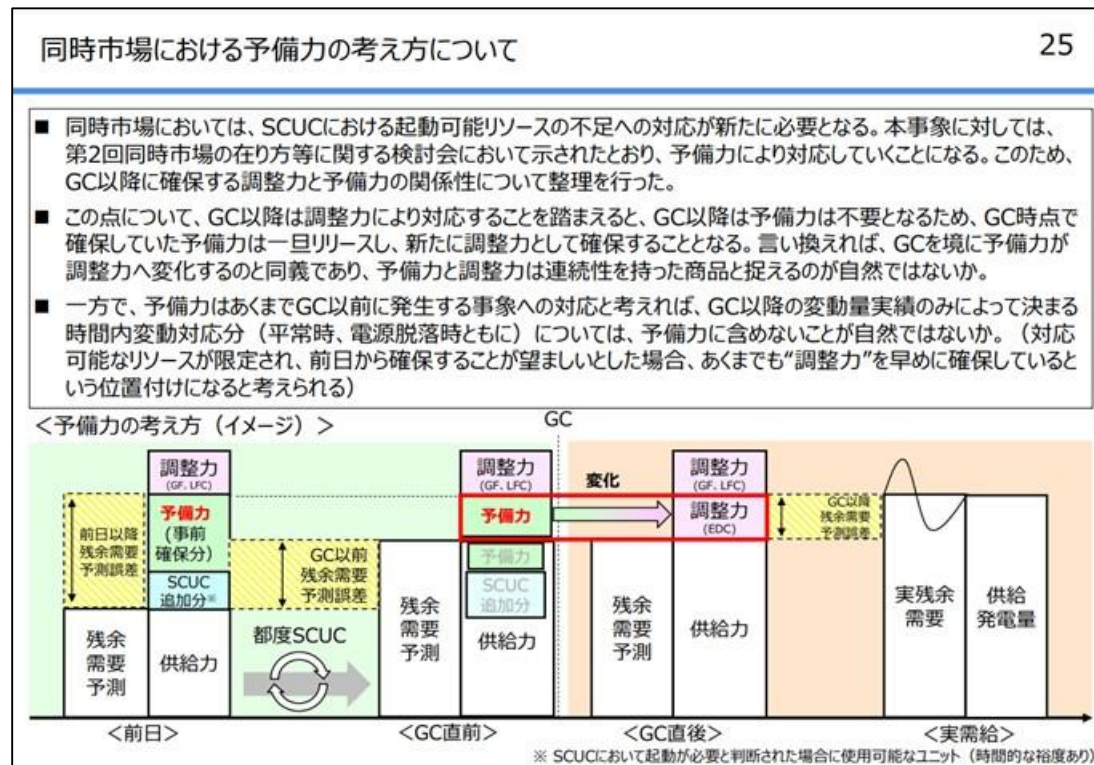
【検討対象1】 二次②、三次①、三次②の商品区分見直し (2 / 6)

34

- 他方、単純に二次②をなくすこととすると、現行の二次②で担っている需要予測誤差対応分の調整力がなくなるため、何らかし当て（考え方の整理）が必要と考えられるところ。
- 現行の二次②で担う領域は、需要予測誤差（サステンド分）のうち、応動時間の短さが求められる「予測誤差の前後30分コマ間の差分」である。三次①は需要予測誤差のうち、継続時間の長さが求められる成分を担う調整力であるものの、手当ての一案としては、三次①によって二次②で担っている領域を代替することが考えられるか。
- ただし、三次①の応動時間要件は二次②より長いことから、単純に二次②を三次①で代替するとした場合、周波数品質に悪影響を与える虞があるため、この点についても何らかし当てが必要と考えられる。



- また、同時市場においてはGC以前（前日以降）の需要予測誤差ならびに再エネ予測誤差についても対応が必要であり、GC以降と同様に両方の誤差を合成した残余需要予測誤差として対応することが整合的と考えられる。
- 具体的には、最新の残余需要予測に基づいて、事前に確保した「予備力」を活用しながら、一般送配電事業者が都度SCUCを実施し、電源態勢を補正していく形になると考えられる。
- 上記より、予備力必要量については、予備力がEDC領域の調整力と連続性を持った商品であることを踏まえつつ、GC以前（前日以降）の残余需要予測誤差対応に必要な量にすべきと考えられるか。

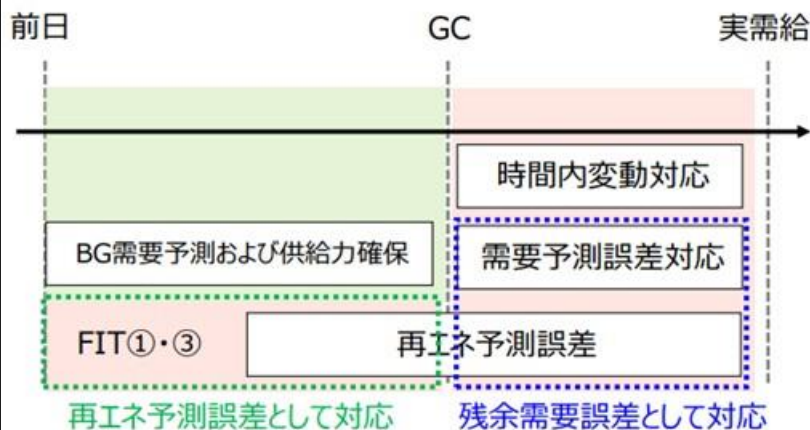


(平常時) 需要予測誤差対応および再エネ予測誤差対応について (2 / 3)

15

- 現在、FIT制度により前日以降のBG計画における再エネ予測値 (FIT①・③のみ) が固定されることから、前日～GCまでの再エネ予測誤差への対応を行っている。一方で、GC～実需給にかけては再エネ予測誤差と需要予測誤差の両方に対応する必要があり、これを合成した残余需要誤差として対応を行っている。
- この点について、同時市場においては前日以降もTSO計画を基準にSCUCを行うこととなり、前日～GCにおいても再エネ予測誤差および需要予測誤差の両方に対応する必要があるところ。
- このような変化を踏まえると、同時市場においては、前日～GCについても、GC～実需給と同様に需要予測誤差と再エネ予測誤差を合成した残余需要誤差として対応を行うことが整合的と考えられるのではないか。

【需給調整市場でのイメージ】



【同時市場でのイメージ】



■ : 一般送配電事業者において対応が不要な領域

■ : 一般送配電事業者において対応が必要な領域

■ 一方、GC以前（前日以降）の残余需要予測誤差に対応するための事前確保すべき予備力必要量は、SCUCにより起動可能なユニット（SCUC追加分）がどの程度存在するか依存すると考えられることから、予備力必要量の考え方（算定式）としては以下の3案が考えられるか。

案 1 : SCUC追加分は存在しないとする案

「予備力必要量 = GC以降のEDC必要量相当 + 前日からGCの残余需要予測誤差の全量」

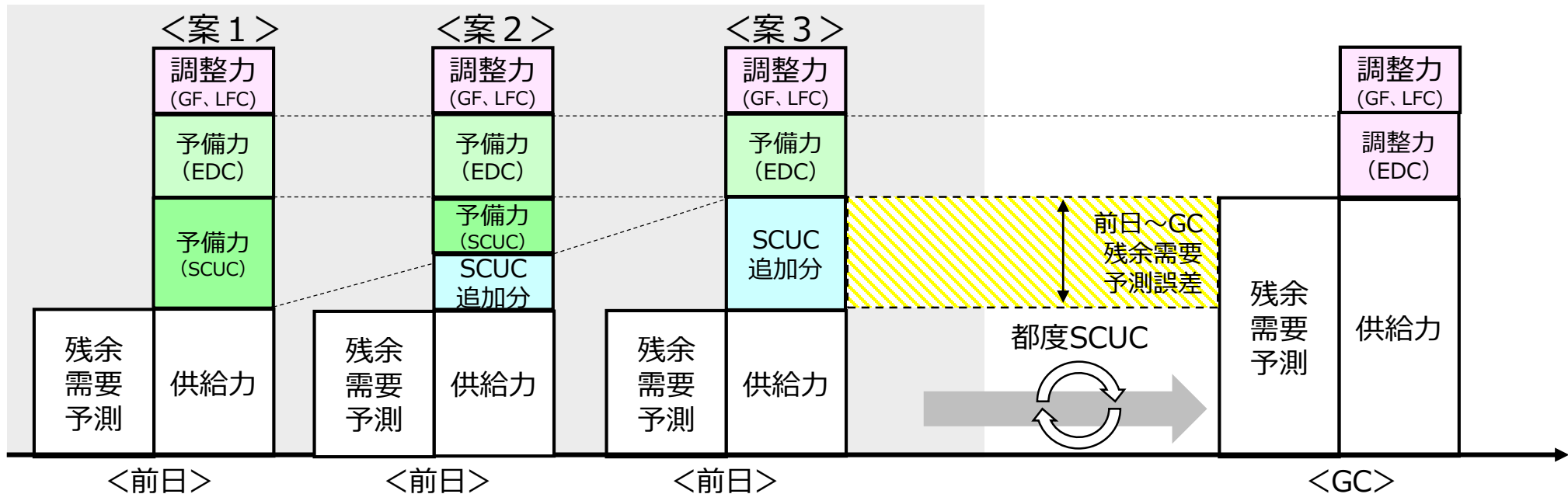
案 2 : SCUC追加分が一定程度存在するとする案（案 1、3 の中間案）

「予備力必要量 = GC以降のEDC必要量相当 + 前日からGCの残余需要予測誤差の一部」

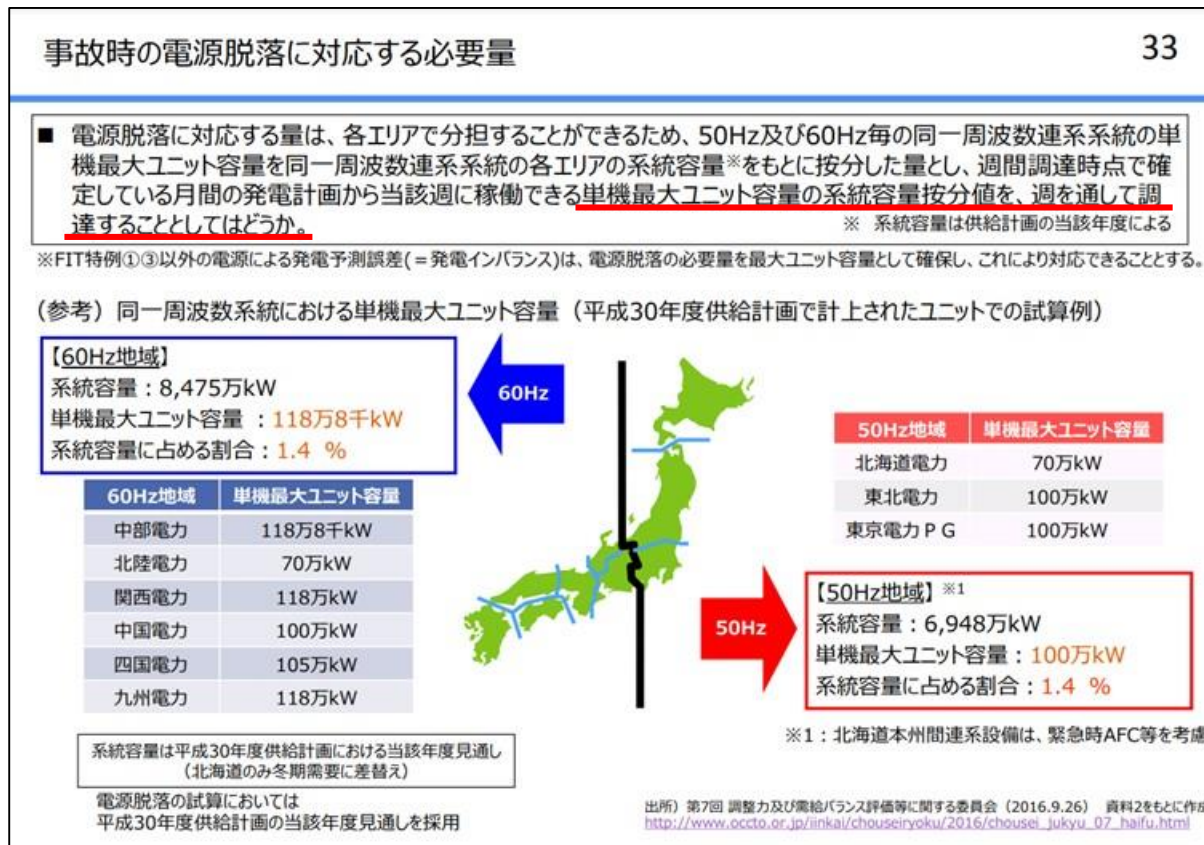
案 3 : SCUC追加分が十分存在するものとする案

「予備力必要量 = GC以降のEDC必要量相当」

<予備力必要量案のイメージ>



- 電源脱落（瞬時）に関しては、同時市場への移行後も引き続き発生し、事前に予測するのが困難であることから、基本的には対応が必要（一部要否検討中）と考えられるところ。
- この点、現行の需給調整市場における電源脱落（瞬時）の必要量は、単機最大ユニット容量の系統容量按分値を確保することとしており、同時市場への移行後も必要量の考え方については、現行と大きく変更しない（変化要因はない）ものと考えられる。



- 前述までの議論をまとめると、同時市場における必要量の考え方（算定式）は下表のとおり。
- 同時市場における必要量の規模感を把握するにあたり、新たに試算が必要となるのは以下2点と考えられるところ。
 - (1) 「GC以降の残余需要予測誤差30分平均値」の3σ相当値
(GC後の残余需要予測誤差に対応する商品が集約された前提の必要量)
 - (2) 「前日～GCの残余需要予測誤差30分平均値」の3σ相当値
(SCUC追加分が存在しない前提の必要量)

赤字…現行の需給調整市場からの変更点

対応する事象	現行の商品区分	現行の需給調整市場における必要量の考え方（算定式）	同時市場における必要量の考え方（算定式）
時間内変動 (極短周期成分)	一次 (GF)	「残余需要元データ - 元データ10分周期成分」 の3σ相当値 (一次)	同左
時間内変動 (短周期成分)	二次① (LFC)	「元データ10分周期成分 - 元データ30分周期成分」 の3σ相当値 (二次①)	(1) 同左
需要予測誤差	二次② (GC以降のEDC)	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間の差」 の3σ相当値 (二次②)	「GC以降の残余需要予測誤差30分平均値」 の3σ相当値
再エネ予測誤差	+ 三次① (GC以降のEDC)	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量の差」 の3σ相当値 (三次①)	(2) +
	+ 三次② (前日～GCの再エネ)	「前日予測値-実績値」の3σ相当値-「GC後予測値-実績値」 の3σ相当値 (三次②)	「前日～GCの残余需要誤差30分平均値」 の3σ相当値
電源脱落 (瞬時)	一次 + 二次①	単機最大ユニット容量の系統容量按分値 (一次) + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値 (二次①)	同左 (一部要否検討中)
電源脱落 (継続)	三次①	単機最大ユニット容量の系統容量按分値 (三次①)	- (不要)

1. 同時市場における調整力・予備力必要量の考え方について

- ✓ 調整力・予備力必要量の考え方
- ✓ 必要量の試算

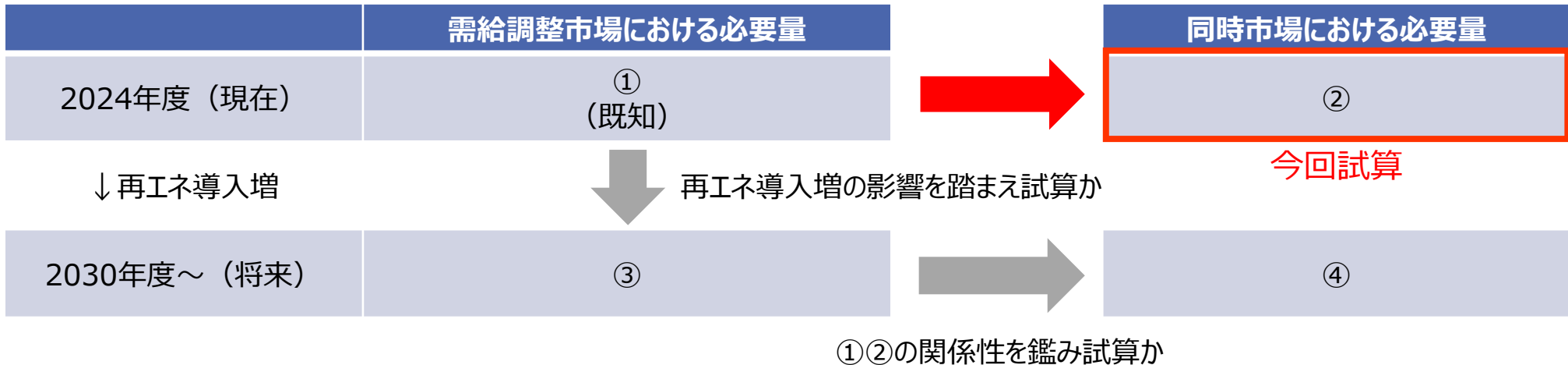
2. 同時市場における ΔkW 確保エリアの考え方について

- ✓ 現行の米国と日本における ΔkW 確保エリアの考え方
- ✓ 同時市場における ΔkW 確保エリアの考え方（細分化の方向性）

3. まとめ

- 本章で同時市場における必要量試算を実施するにあたり、まず今回の試算の位置付けについて整理を行う。
- 今回の試算は、現在（2024年）の需給調整市場における必要量（下表①）をベースとし、一定の前提のもと、現時点で同時市場への移行を実現したと仮定した場合の必要量（下表②）の試算となる。
- つまり、今回の試算は、あくまでも同時市場における必要量の規模感（ならびに低減効果）の把握や、今後の商品区分見直しの検討に役立てることを目的とした試算という位置付けになる。
- なお、同時市場の導入に係る便益の試算等を実施するためには、将来的な再エネ導入の影響等を踏まえたうえでの必要量（下表④）の試算が必要であり、別途検討を行う必要があると考えられる。
- 以上を踏まえ、次頁以降で一部エリア（東京・中部・関西エリア）を抜粋し、同時市場における必要量（下表②）の試算を実施する。

< 今回の必要量試算の位置付けについて（イメージ） >



日本と米PJMにおける調整力確保量の違い

32

- 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。

	商品	日本	米PJM
【平常時】	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。

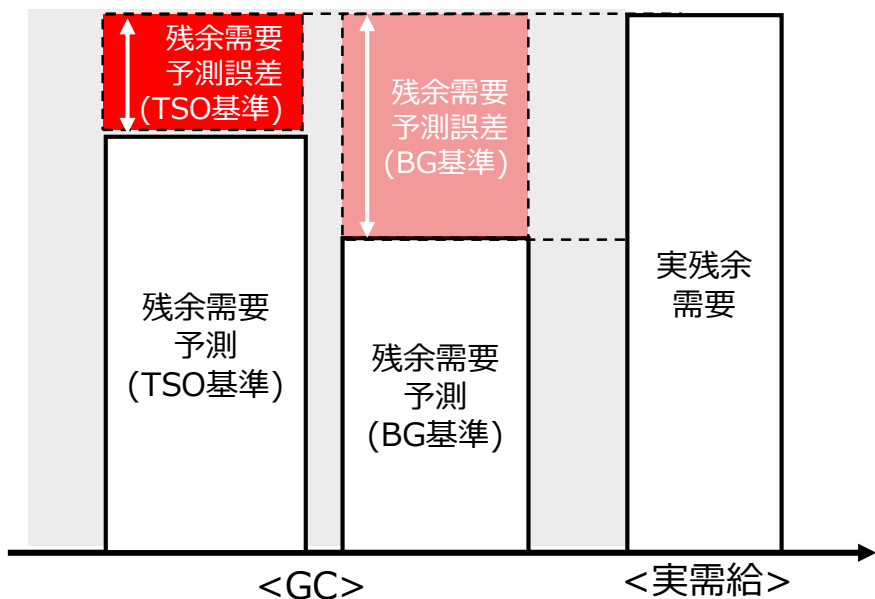
	日本	米PJM
【緊急時】	6,564MW (2,188MWを一次・二次①・三次①で確保)	Primary Reserves：2,420MW※2 Secondary Reserves：4,820MW※3

※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。

- 同時市場におけるGC以降の残余需要予測誤差に対応するための必要量について、試算を行った。
- 試算の結果、GC以降の残余需要予測誤差に対応する必要量は3,400MW程度（年間平均値）となり、現行の需給調整市場における二次②・三次①必要量と比較して必要量は低減すると考えられる。
- これは、需給バランスの基準がBG計画からTSO計画から変更になったことによる残余需要予測精度の向上に加え、商品集約により、実質的に現行の複合商品に近い形になったためと考えられるか。

<試算のイメージ>



<試算結果>

[MW]

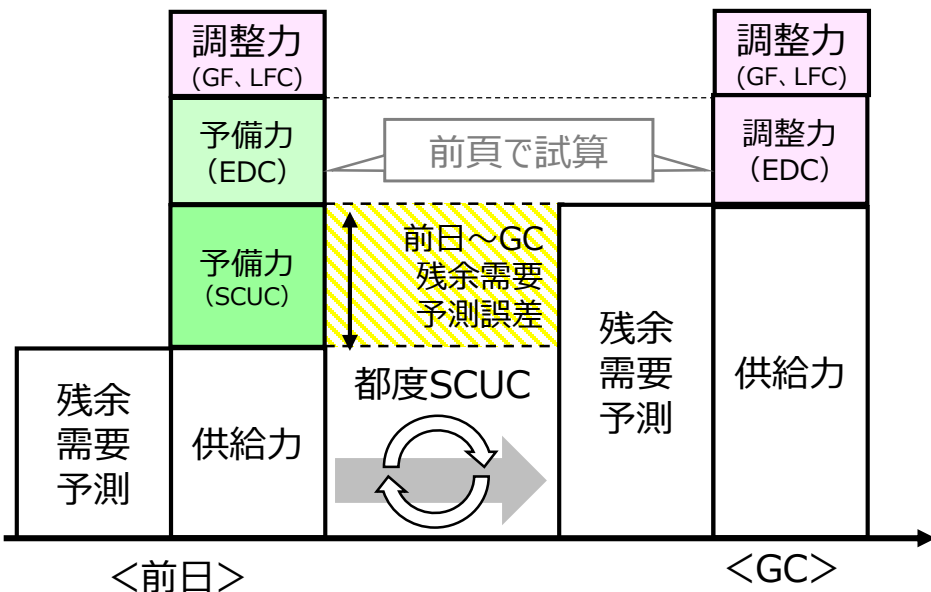
項目	残余需要予測誤差量の3σ相当値 (GC～実需給)		(参考) 調整力必要量	
	TSO基準	(参考) BG基準	二次②	三次①
年間最大値	8,600	10,400	4,900	8,700
年間最小値	1,100	1,800	1,100	2,300
年間平均値	3,400	4,500	2,300	4,800

試算前提

- 東京・中部・関西3エリアの合計値を算出
- ブロック単位（3時間）で算出
- 残余需要予測誤差量の3σ相当値（GC～実需給）は、2022年度データをもとに算出
- 二次②、三次①必要量は2021年度データをもとに算出

- 同時市場においては、前日～GCの残余需要予測誤差に対し、事前に確保した予備力を活用しつつSCUCを実施して対応していくことになる（現行の三次②のように再エネ予測誤差単体としては取り扱わない）と考えられる。
- ここで、予備力必要量の最大値は、「前日～GCの残余需要予測誤差量の全量」と「予備力（EDC）」の合計値（前述の案1（SCUC追加分は存在しない場合）の必要量）と考えられ、「予備力（EDC）」は前頁のとおりであることから、ここでは「前日～GCの残余需要予測誤差量の全量」について試算を行った。
- 試算の結果、「前日～GCの残余需要予測誤差量の全量」は4,500MW程度（年間平均値）となり、SCUC追加分は存在しないと仮定した場合、現行の三次②必要量と比較して必要量が増加すると考えられる。
- これは、再エネ予測誤差単体と比較して、需要予測誤差も含めた残余需要予測誤差として取り扱っており、誤差量としては大きくなるためと考えられるか。

<試算のイメージ>



<試算結果>

[MW]

項目	残余需要予測誤差量の3σ相当値（前日～GC）	（参考）三次②必要量
年間最大値	13,500	5,600
年間最小値	600	0
年間平均値	4,500	1,900

試算前提

- 東京・中部・関西3エリアの合計値を算出
- ブロック単位（3時間）で算出
- 残余需要予測誤差量の3σ相当値（前日～GC）は、2022年度データをもとに算出
- 三次②必要量は2023年度向け必要量テーブルをもとに算出（3σ相当値と比較すべく、出力帯60～70%における値を使用）

- 前述までの試算結果をまとめると下表のとおり、現時点で同時市場に移行した場合の必要量（規模感）としては、現行の必要量の50～80%程度と考えられ、同時市場における予備力必要量（SCUC追加分）の考え方によって大きく左右されると考えられるところ。
- 引き続き、これらの考え方の整理を進めつつ、便益評価に必要な将来の必要量試算等についても検討していきたい。

赤字…現行の需給調整市場からの変更点

対応する事象	需給調整市場		同時市場	
	必要量算定式	必要量[MW]	必要量算定式	必要量[MW]
時間内変動 (極短周期成分)	「残余需要元データ - 元データ10分周期成分」 の3σ相当値（一次）	600（一次）	現行と同様	600（同左）
時間内変動 (短周期成分)	「元データ10分周期成分 - 元データ30分周期成分」 の3σ相当値（二次①）	400（二次①）	現行と同様	400（同左）
需要予測誤差※	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間の差」 の3σ相当値（二次②） +	合計：9,000 (内訳) 2,300（二次②） +	「GC以降の残余需要 予測誤差30分平均値」 の3σ相当値 +	合計：3,400～7,900 (内訳) 3,400 +
再エネ予測誤差	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する 量の差」の3σ相当値（三次①） +	4,800（三次①） +		
	「前日予測値-実績値」の3σ相当値-「GC後 予測値-実績値」の3σ相当値（三次②）	1,900（三次②）		
電源脱落 (瞬時)	単機最大ユニット容量の系統容量按分値（一次） +	2800 (内訳) 1,400（一次） +	現行と同様	2,800（同左）
	単機最大ユニット容量の系統容量按分値（二次①）	1,400（二次①）		
電源脱落（継続）	単機最大ユニット容量の系統容量按分値（三次①）	1,400	-（不要）	0
必要量合計	-	14,200	-	7,200～11,700

※ 今後、効率的な調達（「3σ」→「1σ+追加調達」）が開始予定であり、本試算結果はあくまで市場構造上の必要量（規模感）の差異であることに留意が必要。

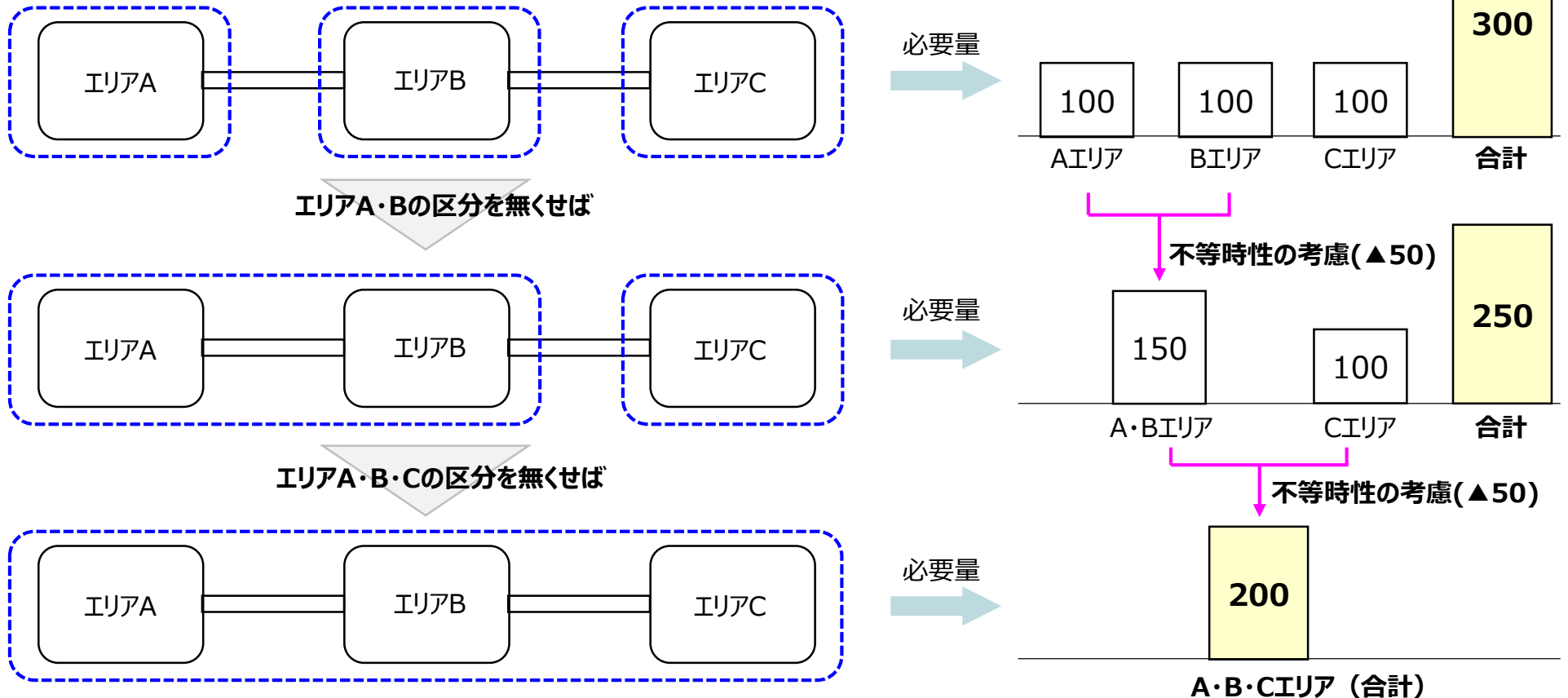
1. 同時市場における調整力・予備力必要量の考え方について
 - ✓ 調整力・予備力必要量の考え方
 - ✓ 必要量の試算

2. 同時市場における ΔkW 確保エリアの考え方について
 - ✓ 現行の米国と日本における ΔkW 確保エリアの考え方
 - ✓ 同時市場における ΔkW 確保エリアの考え方（細分化の方向性）

3. まとめ

- 調整力の必要量は、不等時性といった要素が関係することから、ΔkW確保エリアの考え方も影響を及ぼす。
- この点、第55回本作業会でご議論いただいたとおり、発動制限ΔkW（系統混雑）の取扱いとも関連する事項であることから、まずもって現行の米国と日本におけるΔkW確保エリアの考え方を整理した上で、同時市場におけるΔkW確保エリアの考え方（細分化の方向性）について検討を行うこととした。

【確保エリアの分割と必要量イメージ】 青枠：ΔkW確保エリア



1. 同時市場における調整力・予備力必要量の考え方について
 - ✓ 調整力・予備力必要量の考え方
 - ✓ 必要量の試算

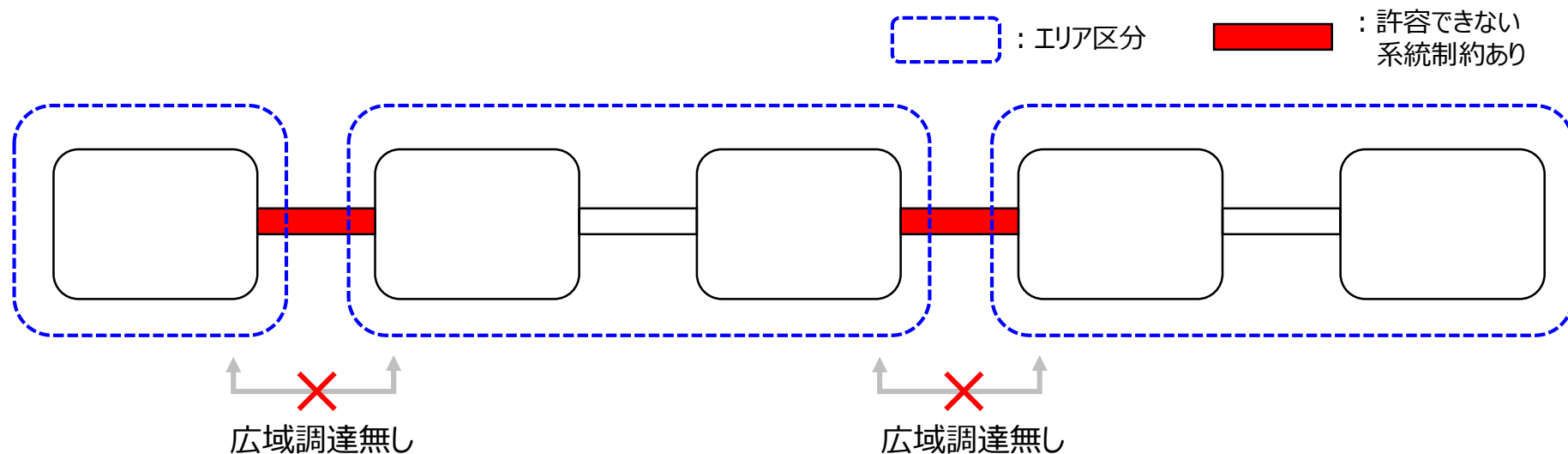
2. 同時市場における ΔkW 確保エリアの考え方について
 - ✓ 現行の米国と日本における ΔkW 確保エリアの考え方
 - ✓ 同時市場における ΔkW 確保エリアの考え方（細分化の方向性）

3. まとめ

- 第55回本作業会でお示したとおり、米PJMにおいてはエリア間送電線の混雑が発生しないよう、sub-zone ※と呼ばれる ΔkW 確保エリア細分化の概念が存在しており、基本的にはエリアを跨いだ広域調達が行われていない。
- sub-zoneの設定にあたっては実際に系統制約が発生しているかの観点や、SFT（ \equiv 電源持ち替え）による解消が不可能（過負荷解消に負荷遮断が必要）なレベルとなっているかといった観点から判断を行っている。
- 言い換えれば、こういった許容（対応）できない系統制約の発生有無などを基準に、 ΔkW 確保エリアの細分化を行っていることになる（ ΔkW 確保エリア内の混雑は一定程度割り切った考え方で対応）。

※GF・LFC発動による運用容量超過は混雑とみなさないため、sub-zoneの設定は行われていない。

【米国における ΔkW 確保エリア細分化イメージ】



ΔkW確保エリアの細分化について (sub-zoneの設定)

12

- また、米PJMでは、電源脱落成分「Reserve」の発動時にゾーン間送電線が過負荷とならないように、sub-zoneと呼ばれるエリアの概念が存在している (Reserve必要量は、sub-zone毎に単機最大ユニット量等を元に設定)。
- ΔkW確保エリアの細分化 (sub-zone設定) の際には、実際に系統制約が発生しているか (ゾーン間として予め分断させておいた方が望ましいか) という観点と、電源脱落時にゾーン内で発生する過負荷の量が負荷遮断を伴うレベル (SFTによる補正が不可能なレベルか) まで至らないかという観点から判断されている。

4.3.1 Locational Aspect of Reserves
 Due to transmission security considerations on the PJM system, it is necessary to carry a minimum amount of Synchronized Reserve, Primary Reserve, and 30-Minute Reserve in a specific sub-zone in PJM such that loading 100% reserve will not result in an overload of any of the PJM transfer interfaces. The main goal of procuring locational reserves is to not overload critical transmission constraints when reserves are deployed.

- While PJM can model multiple subzones, only one will be active at any given time.
- 30-minute Reserves will not model a sub-zone by default. In the event one is modeled, it will be communicated to participants via Markets Gateway.
- Active subzones will be communicated to the Market Participants via Markets Gateway.

Analysis to determine the lists of generation and load buses with respect to the defined reserve subzones is performed at least once with each quarterly network model update. The current sub-zone list resulting from this analysis can be found in [pjm.com](https://www.pjm.com/markets-and-operations/ancillary-services) at this link: <https://www.pjm.com/markets-and-operations/ancillary-services>.

4.3.2 Creation of New Reserve Subzones
 As system conditions dictate, PJM may need to model new sub-zones into the Reserve Markets to better support reliable operations and produce market results that are more consistent with system operating conditions. New reserve sub-zones may be defined for constraints in three categories:

- Reactive transfer interfaces (AP South, BED-BLA, etc.)
- 230kV or above actual overload constraint (i.e. Conastone-Peach Bottom 500kV actual overload)
- Contingency overload exceeding the load dump limit on a 230kV or above facility

New reserve sub-zones will be defined as far in advance as possible, but will not be created on a same-day basis. Sub-zones will be modeled each day on a day-ahead basis. Changes to the reserve sub-zone in use can be made after the close of the day-ahead market (including intraday) on an exception basis. Stakeholders will be notified of all switches in the modeled teaway as soon as possible. Only one sub-zone will be active communicated in the Markets Gateway application. Reserve modeled quarterly coincides with the network model builds.

4.3 Reserve Requirement Determination
 PJM models a reserve requirement at the RTO and sub-zonal level in whole MW for each hour of the operating day based on the greatest MW loss of all potential Largest Single Contingencies on the system. The table below describes the reliability and reserve requirements for each Reserve Service.

	Reserve Service		
	Synchronized Reserve (SR)	Primary Reserve (PR)	30-Minute Reserve (30-Min)
Reliability Requirement	<u>Largest Single Contingency</u>	150% of Synchronized Reserve Reliability Requirement	Greater of (Primary Reserve Reliability Requirement, 3000 MW, or largest active gas contingency)
Reserve Requirement	SR Reliability Requirement + Extended Reserve Requirement	PR Reliability Requirement + Extended Reserve Requirement	30-Min Reliability Requirement + Extended Reserve Requirement

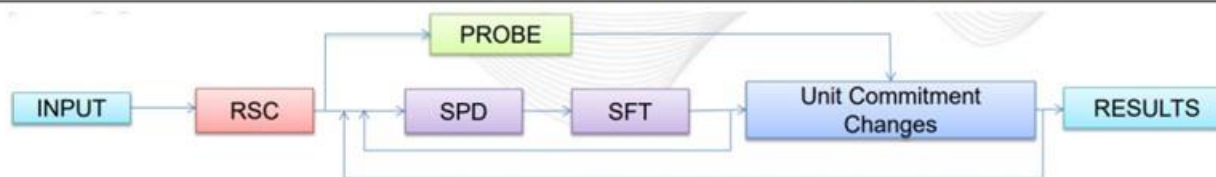
出所) PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 122 (2022年10月1日) をもとに作成
<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11.ashx>

米PJMにおける前日市場 (SCUC) 決定プロセスについて

9

- 前日11時に前日市場の入札が締め切られ、前日市場における1時間ごとのSCUCスケジュール（信頼度制約付き起動停止計画）とLMP（地点別の卸電力料金）が決定される。
- このうち、SFT（Simultaneous Feasibility Test）というプロセスにおいて、N-1事故発生時の潮流解析ならびに制約違反時の補正（SCUCスケジュールの変更）等を実施している。

【信頼度制約付き起動停止計画 (SCUC) の決定プロセス】



Resource Scheduling and Commitment (RSC)	前日市場の決済プロセスの初めのステップ。主要な送電制約をモデル化して、各事業者の入札情報（増分・減分入札情報、価格と需要の反応、経済的な需要反応、輸出入の入札）を基に発電機起動停止計画（ユニットコミットメント）を提供する線形混合モデル（mixed linear program）。
Scheduling Pricing and Dispatch (SPD)	RSCの次のステップ。主要な送電制約だけでなく、全ての制約をモデル化し、LMP価格も含むディスパッチソリューションを導出。
Simultaneous Feasibility Test (SFT)	SPDに続いて実行される分析。ベースケースと 事故発生時の潮流解析 （contingency power flow analysis）も実施する。SPDに対して過負荷制約も導出する。
PROBE	SPDとSFTと同時に実行される。前日市場の運用者に対して、RSCに基づく発電機起動停止計画（ユニットコミットメント）の結果に変更が必要である可能性がある場合に、推奨を行う。PROBEは全ての制約をモデル化する。また、潜在的な局所的市場支配力を計測するためのThree Pivotal Supplier（TPS）テストを含み、揚水発電の最適化運用も考慮する。
Unit Commitment Changes	PROBEにより指摘された推奨事項、リアルタイムの系統制約状況、運転時間の調整を踏まえて、 発電機起動停止計画（ユニットコミットメント）の変更 を行い、最終的な結果に反映する。



電力広域的運営推進機関 出所) PJM「Day Ahead Market Clearing Process & Unit Contingency Modeling」をもとに作成

Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN

<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/20180511-special/20180511-item-03-day-ahead-process-and-unit-contingency-modeling.ashx>

発動制限 ΔkW への対応について (ERCOT・CAISO)

16

【広域機関事務局からの質問事項】

- 系統混雑により ΔkW を発動できない事態を回避するため、SCUC・SCEDにおいて、 $kWh \cdot \Delta kW$ 合わせて運用容量以内に収める制約条件を設けることが効果的ではないかと考えるが、そのようなロジックを検討したことはあるか？
- あるいは、各アンシラリーサービスについて、運用容量の超過が生じないよう、事前にマージンを設定するという方法も考えられるが、送電線の運用容量を決定する際に、そのような取り組みは行っているのか？
- ΔkW 確保（調達）エリアを細分化しているか、しているならば理由と選定プロセスについて教えてほしい。

【ERCOTの回答】

- ・ERCOTでは運用容量は kWh で使い切っている、提案の手法はロジックが複雑化し過ぎるのではないかと思う
- ・レギュレーション（時間内変動）による瞬時の容量超過は系統全体で吸収（無視）出来ると考えている
- ・リザーブ（電源脱落）については、メッシュ系統で回り込む（分流する）ためほとんど問題とならない、仮に容量超過してもSCEDで5分後には補正（潮流調整）するから問題ないと考えている
- ・ERCOTでは、 ΔkW を全域調達している（細分化していない）が、もし容量超過が問題となるレベルであれば、 ΔkW 確保エリアの分割も一案ではないか

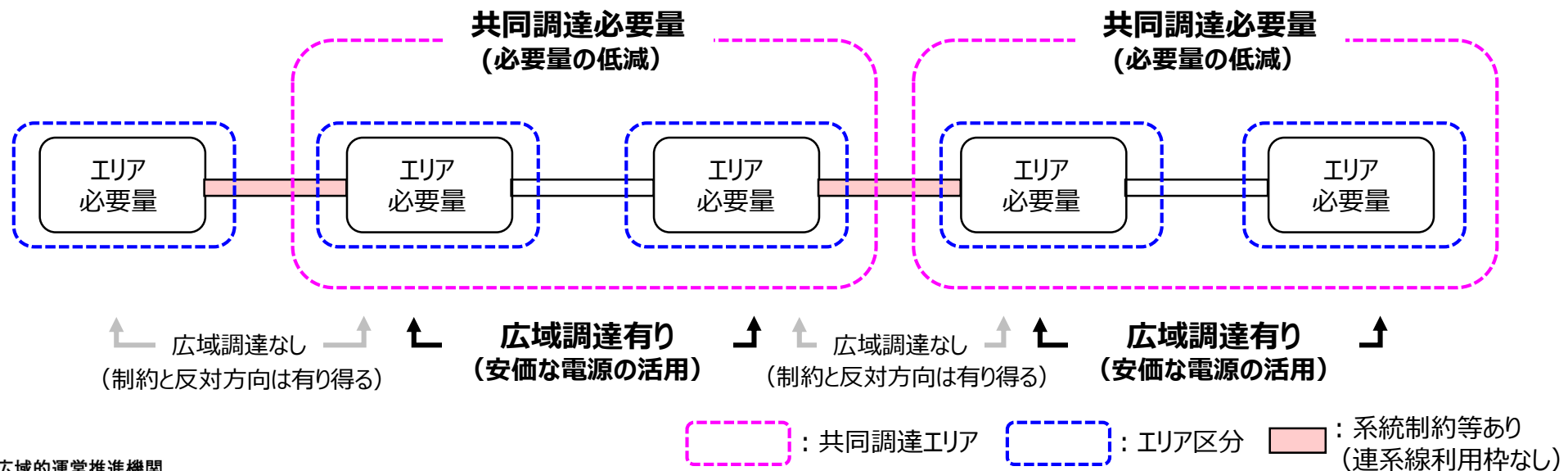
【CAISOの回答】

- ・CAISOでは経済性を考え、アンシラリー用のマージンは取っていない（取っても使わないこともあるため）
- ・レギュレーション（時間内変動）による瞬時の容量超過は系統全体で吸収（無視）出来ると考えている
- ・リザーブ（電源脱落）については、コンティンジェンシーなので考え方（運用容量）を切り替える
- ・マーケットとセキュリティはトレードオフな関係であるが、全体コストを考えたうえで今の制度（システム）がある
- ・CAISOとして色々試した（検討した）が、アンシラリーは変動の多いエリア近傍での確保が望ましいと考えた

- 現行の需給調整市場においても ΔkW 確保エリアの細分化は行われているものの、調整力の広域運用以前の一般送配電事業者の供給エリアが基準となっており、 ΔkW 必要量もエリア毎の過去実績等をもとに算出している。
- この際、他エリアの安価な調整力を有効活用する観点から、系統制約が発生していない（連系線利用枠がある）場合は、エリアを跨いだ調整力の広域調達（ならびに広域運用）も行われている。
- また、三次②においては、系統制約のないエリア間の不等時性を考慮（1つのエリアと見做し必要量を算出）することにより必要量を低減し、不足時は相互に調整力を融通※（他エリアへ送る）する共同調達が行われている。
- この2つの考え方は需給調整市場における確保エリア細分化の考え方（各供給エリア単位）を前提とした場合は、安価な調整力を活用し、且つ調整力必要量の低減を図るとの観点からは、整合的と考えられる。

※ エリア間の連系線に空容量があることが前提の取り組み

【現行の日本における ΔkW 確保エリア細分化イメージ】



各商品必要量の算定式について〈需給調整市場〉 (2 / 2)

30

- 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。

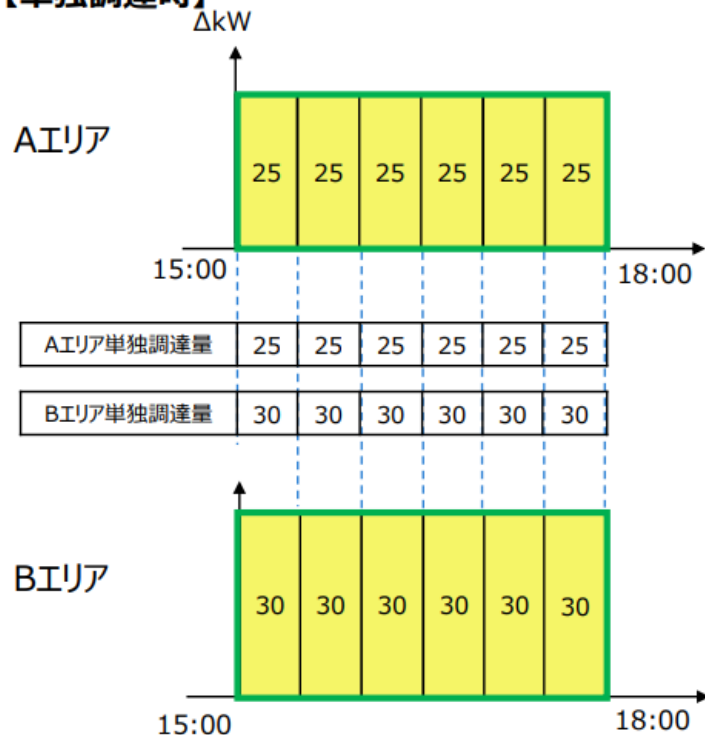
	広域調達	共同調達
前提条件	<ul style="list-style-type: none"> ・広域運用可能 ・系統混雑あり 	<ul style="list-style-type: none"> ・広域運用可能 ・系統混雑なし
必要量	<ul style="list-style-type: none"> ・単独エリア単位（単独エリア間の不等時性は考慮していない） 	<ul style="list-style-type: none"> ・共同調達エリア単位（単独エリア間の不等時性を考慮している）
運用方法	<ul style="list-style-type: none"> ・他エリアから調達した場合、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

(参考)共同調達時の供出量の算出例(1/2)

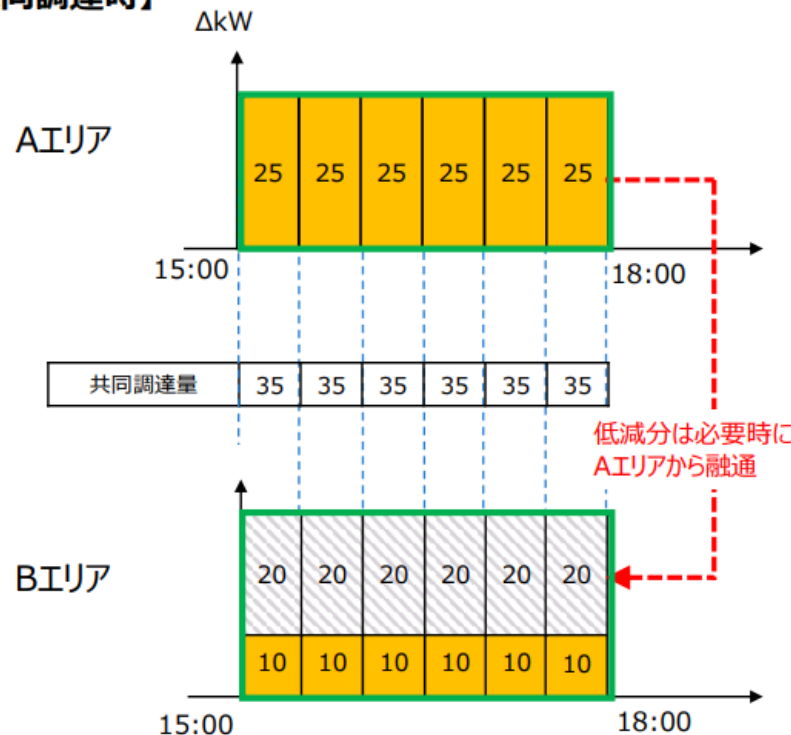
16

- 三次②は、エリア間の誤差発生不等時性を考慮し、その調達量の低減を図っている（共同調達）。
- 具体的には、下図の例では、BエリアについてはAエリアから調整力の融通が期待できるため、共同調達においては調達量を低減することが可能となる。

【単独調達時】



【共同調達時】



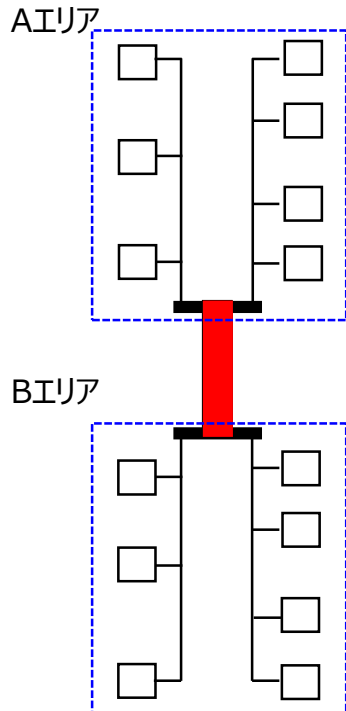
低減分は必要時にAエリアから融通

必要量(3H) 単独調達量 共同調達量 共同調達による低減量

- 一方で、系統制約が発生している（空き容量がない）場合には、広域調達や共同調達を行っていないということは、言い換えると、地内混雑が発生した場合、エリア内において ΔkW 確保単位を細分化することと同義になる。
- この点、現行の混雑発生状況としてはフェーズ0（地域間連系線のみで混雑）であるものの、今後（同時市場の時期）においてはフェーズ2（不特定多数の箇所での地内混雑）へ移行することも想定され、現行の考え方を踏襲し続けると、不特定多数の混雑発生に合わせ際限なく ΔkW 確保エリアを細分化する必要が出てくる（将来課題）。

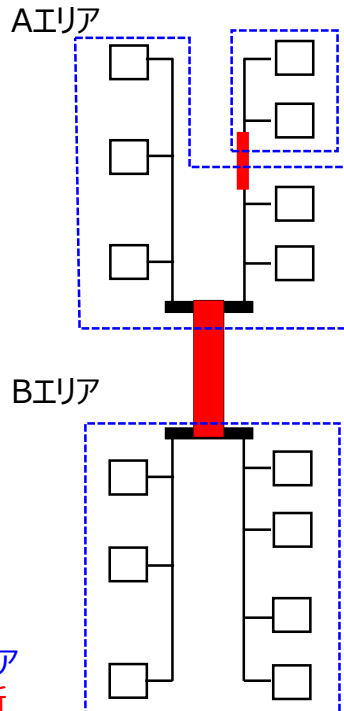
フェーズ0

（地域間連系線のみで混雑）



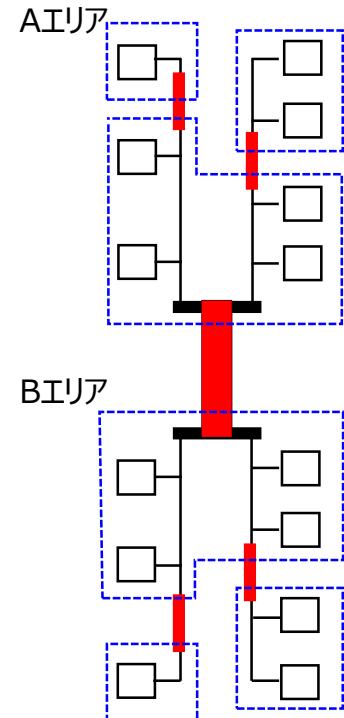
フェーズ1

（特定の少数の箇所での地内混雑）



フェーズ2

（不特定多数の箇所での地内混雑）



青枠： ΔkW 確保エリア
赤線：混雑発生箇所

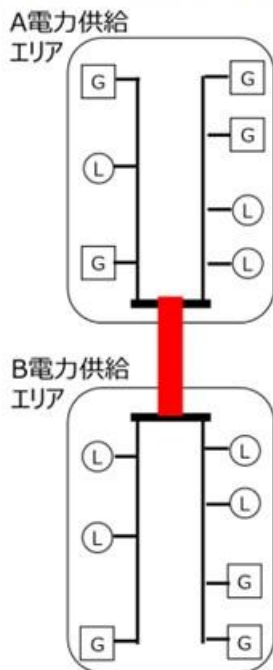
今後の地内系統での混雑について

32

- これまで地内では系統混雑が発生しないよう送電設備を形成してきたため、地域間連系線のみ混雑が発生してきた（フェーズ0）が、今後はノンファーム型接続の適用の拡大にともない、地内でも系統混雑が発生する。
- 地内混雑は、初めは特定の少数の箇所のみで発生し（フェーズ1）、次第に不特定多数の箇所でも発生する（フェーズ2）ものと考えられる。

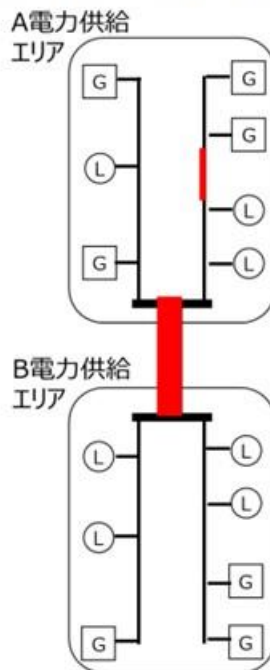
フェーズ0

（地域間連系線のみで混雑）



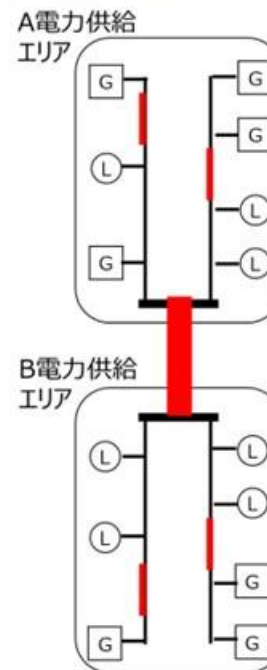
フェーズ1

（特定の少数の箇所でも地内混雑）



フェーズ2

（不特定多数の箇所でも地内混雑）



赤線：混雑発生箇所

系統混雑に関する課題認識について

33

- 米PJMでは、地内混雑が発生しているが、系統接続にあたっては発電可能性を確認し、過負荷解消に要する系統増強費用は事業者が費用負担する（Deep）前提となっていることから、フェーズ1相当に留まっていると考えられる。
- 一方で、日本では系統接続費用は、大宗が一般負担（Shallow）となっている中で、混雑回避の電源立地インセンティブが小さいと想定されることや、ノンファーム型接続とN-1電制の同時適用など世界でも類を見ない取組みも拡大していくことから、フェーズ2に至る可能性があると考えられ、このことを念頭においた議論が必要である。

米国における費用負担の考え方 10

米国における新規電源の接続費用負担は、各RTOにより相違している。

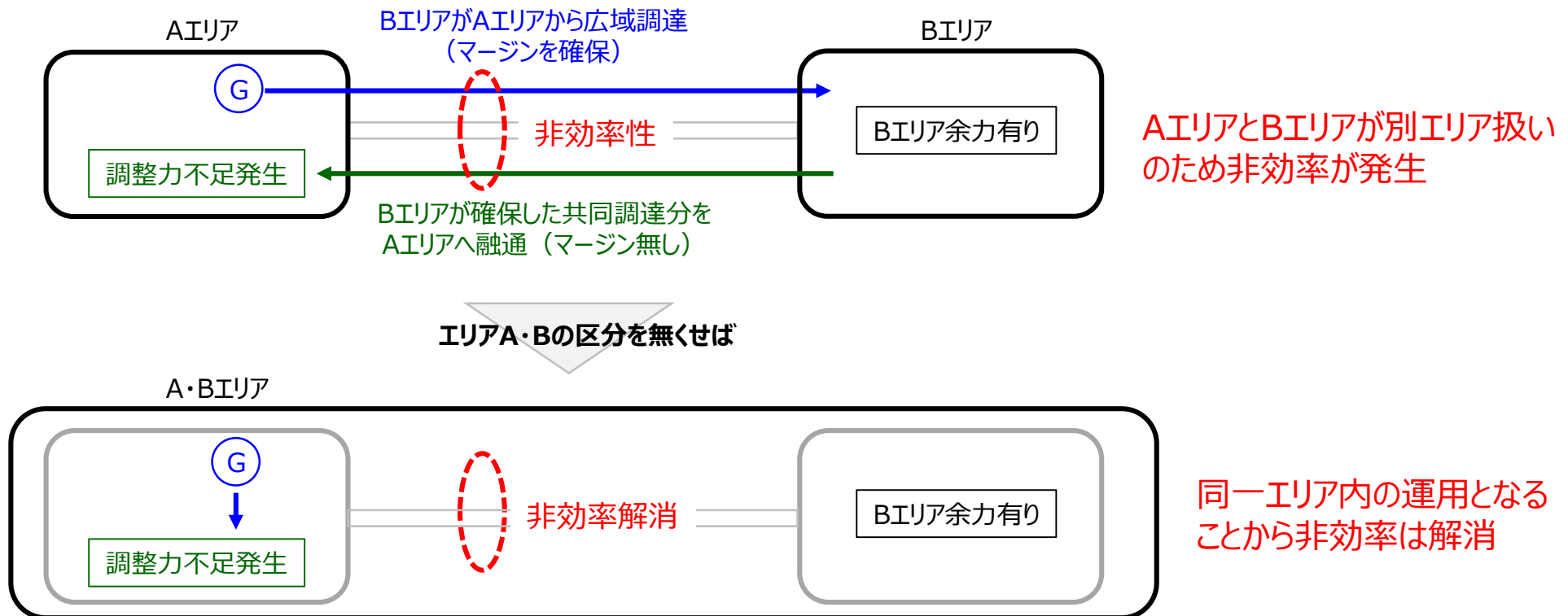
RTO	CAISO (カリフォルニア州)	ERCOT (テキサス州)	ISO-NE (北東部、マサチューセッツ州等)	MISO (五大湖南部、ミシガン州等)	NYISO (ニューヨーク州)	PJM (東部、ワシントンDC等)	SPP (南部、カンザス州等)
系統接続費用の負担方法	Shallow 送配電事業者が電源接続の検討費用と接続費用を基金化 接続費用は送配電事業者が6年以内に返済という条件で上記基金から拠出 送配電事業者は、必要電力量按分で接続料金を回収 混雑エリアでの接続を希望する電源は、立地制限電源 (LCR)として区分、選別前は送配電事業者の接続料金で負担、その後は発電事業者が区分負担	Shallow 送電事業者が接続費用を負担	Deep 電源接続費用は発電事業者が負担 系統大に渡る便益ありと判断される場合は、通常の拡充と同様の方法で送配電事業者が負担	Deep 電源接続費用は、34.5万kV未満系統接続の場合は発電事業者が全量負担 34.5万kV以上系統接続の場合は、発電事業者が9割負担、残り1割は系統大で送配電事業者が負担 州を跨ぐ接続費用はホストの送電事業者が全量負担	Deep 新規電源がスポット利用で接続する系統の場合は、発電事業者が負担 常時接続する系統の場合は、「同クラス・同供用年」のプロジェクト間で、発電事業者が区分負担 付帯設備については、発電事業者が全量負担	Deep 系統接続費用は接続検討結果に基づき、発電事業者が全量負担 費用便益分析の結果、1.25(便益):1(費用)を基準としてクリアしたものが接続対象	Shallow 系統接続費用は送電事業者が全量負担 事業者間の負担割合は収入クレジットで区分

※系統接続費用の負担方法は、「Shallow」や「Deep」に分類されるものの、同じ「Shallow」や「Deep」であっても、各RTO地域内において接続する系統の電圧等によってその負担状況は相違する。

(出典) A Survey of Transmission Cost Allocation Methodologies for Regional Transmission Operators: National Renewable Energy Laboratory, 2011 より作成

- また、他エリアから調整力を調達する広域調達と他エリアへ調整力を送る共同調達は、どちらも調整力の広域調達を行う取り組みではあるものの、この2つが併存することによる一定の非効率性も存在している。
- 具体的には、下図のBエリアでは、Aエリアから広域調達した調整力を、発動断面においてAエリアに送り返すといった非効率な事象が発生する場合がある。
- これらの非効率性や前述の将来課題（際限なく細分化）は、エリアの分割方法（細分化単位）を変更することで解消するとも考えられるため、同時市場においては、これらを踏まえた上で検討を行う必要がある。

【非効率性イメージ】



1. 同時市場における調整力・予備力必要量の考え方について
 - ✓ 調整力・予備力必要量の考え方
 - ✓ 必要量の試算

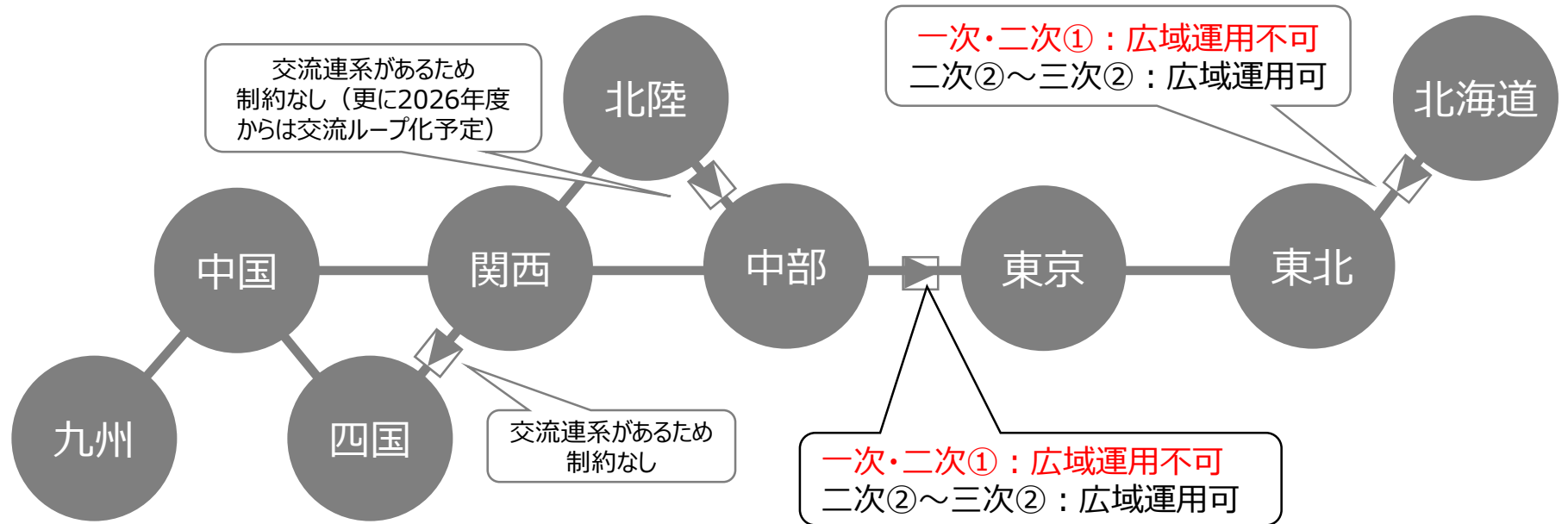
2. 同時市場における ΔkW 確保エリアの考え方について
 - ✓ 現行の米国と日本における ΔkW 確保エリアの考え方
 - ✓ 同時市場における ΔkW 確保エリアの考え方（細分化の方向性）

3. まとめ

- 前述のとおり、安価な調整力の活用（広域調達）や、不等時性を考慮した必要量の低減（共同調達）といったメリットを継承しつつ、地内混雑発生時の課題（際限なく細分化）や現行手法の非効率性といったデメリット解消のためには、確保エリアの細分化方法を見直すことが望ましい。
- この点、前述の米PJMの考え方、ならびに同時市場（次期中給システムと連携）において調整力の広域運用可能なプラットフォームが整っている※ことを踏まえると、**許容（対応）できない系統制約が存在しない限りにおいて、広域運用単位で一括して調達する**ことが自然と考えられるのではないか。

※ 現行においても広域需給調整システム（KJC）により二次②～三次②の広域運用は可能であり、また2026年度運開予定の広域LFCにより二次①の広域運用は可能となる。

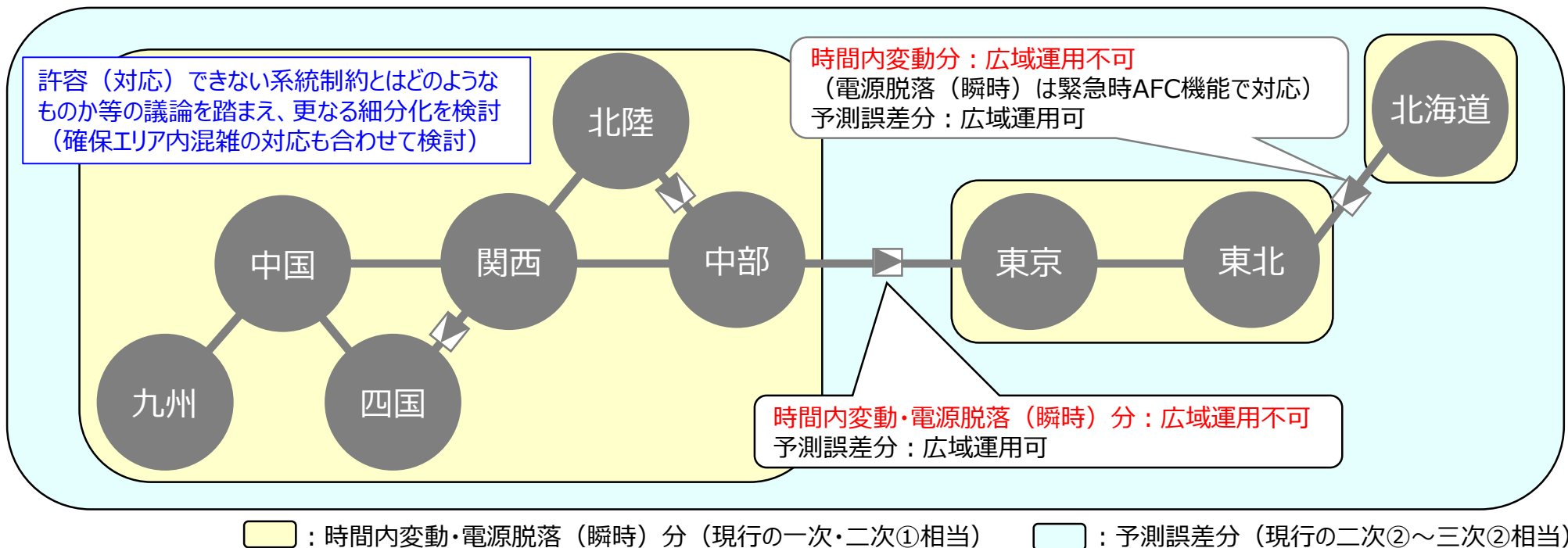
【直流設備による広域運用の可否】



- 前述の考え方への見直しによって、広域運用単位における不等時性を考慮した必要量算定が可能になることから、現行に比べ（全商品に対し）、調整力必要量が低減できるメリットが享受できるとも考えられる。
- そのため、まずは広域運用単位でΔkW確保エリアの細分化を行うことを基本とし、許容（対応）できない系統制約とはどのようなものか、またΔkW確保エリア内の混雑をどのような考え方で対応するか（割り切るか）といった方向性で検討を進めることとしてはどうか。
- この場合、具体的には、**直流設備を跨いだ広域運用が不可能な時間内変動分は同期連系系統単位、可能な予測誤差分は全国単位**※が、ΔkW確保エリア細分化の基本的な考え方となる。

※ 電源脱落（瞬時）分については、北本連系設備の緊急時AFC等の考慮によって、50Hz系での一括確保が可能（平常時と異なる整理）

【同時市場におけるΔkW確保エリア細分化の基本的な考え方】



■ 北海道本州間連系設備および東京中部間連系設備に制約があり一次～二次①の広域運用ができない。

2021年度以降における各直流設備を用いた二次①、一次の広域運用可否について 5

■ 二次①、一次については、多頻度の操作に耐えられる電圧調整設備や制御設備等を各直流設備とも備えておらず、広域運用には設備上の課題がある。

連系名	設備名<通称名>	二次①	一次	二次①、一次の主な制約事項等
北海道本州間 連系設備	北本連系設備	×	×※	・北海道エリアの周波数変動抑制等のため変化させる潮流を制限（段差制約）して5分単位に設定しており、二次①、一次の広域運用は困難である。 ※平常時AFC機能もあるが制約があり交流連系と異なり限定的。
	新北本連系設備	×	×※	
東京中部間 連系設備	新信濃1FC	×	×	・補助リレー接点摩耗や平常使用へのソフト変更等の理由により、 多頻度の潮流変更が困難である。 ・なお、現時点のマージン設定対象設備である。
	佐久間FC	×	×	・運用者が潮流を現地で設定をするため、 多頻度の潮流変更が困難である。 ・なお、現時点のマージン設定対象設備である。
	東清水FC	×	×	・計画潮流量変化の大きい30分コマに合わせて、上位系統で事前に手動で電圧調整を実施する必要があるため、 多頻度の潮流変更が困難である。
	新信濃2FC	×	×	・潮流頻度が多すぎると補助リレー接点が摩耗するため、 多頻度の潮流変更が困難である。
	飛騨信濃直流連系 設備 (HVDC FC)	×	×	・調相設備の開閉頻度が極端に増加しない潮流変化（段差制約）内で運用する必要がある。 ・中給システムから自動送信される潮流設定値が5分単位のため、 多頻度の潮流変更が困難である。
中部北陸間 連系設備	南福光BTB	×	×	・中給システムから自動送信される潮流設定値が5分単位のため、 多頻度の潮流変更が困難である。 (○) 交流設備の迂回ルートを活用すれば、広域運用に支障はない。
関西四国間 連系設備	阿南紀北連系設備	×	×	・同上

■ 東京中部間連系設備については、二次②～三次②の広域運用は可能ではあるものの、一部設備に制約がある。

2021年度以降における各直流設備を用いた三次②、三次①、二次②の 広域運用可否について					4
<p>■ 三次②、三次①、二次②については、一部の直流設備が対応困難。その他の設備も制約事項を有すものの、これを考慮したうえで地点ごとの設備群として扱うことで運用可能となる。</p>					
<凡例> ○：運用可能、×：運用困難					
連系名	設備名<通称名>	三次②	三次①	二次②	三次①と二次②における主な制約事項等
北海道本州間 連系設備	北本連系設備	○	○	○	・原則、比較的制約が少ない新北本連系設備を対象として、制約の範囲内で運用する。 新北本連系設備：段差制約 北本連系設備：段差制約、最低潮流制約、潮流反転制約
	新北本連系設備	○	○	○	
東京中部間 連系設備	新信濃1FC	×	×	×	・補助リレー接点摩耗やマージン運用からのソフト変更等の理由により、多頻度の潮流変更が困難である。(三次②も同様の理由)
	佐久間FC	×	×	×	・運用者が潮流を現地で設定をするため、多頻度の潮流変更が困難である。 ・なお、現時点のマージン設定対象設備である。(三次②も同様の理由)
	東清水FC	○	×	×	・計画潮流流量変化の大きい30分コマに合わせて、上位系統で事前に手動で電圧調整を実施する必要があるため、多頻度の潮流変更が困難である。
	新信濃2FC	○	×	×	・潮流頻度が多すぎると補助リレー接点が摩耗するため、多頻度の潮流変更が困難である。
	飛騨信濃直流連系 設備 (HVDC FC)	○	○	○	・調相設備の開閉頻度が極端に増加しない潮流変化(段差制約)内で運用する。
中部北陸間 連系設備	南福光BTB	○	○	○	・全て対応可能であるが、直流設備には最低潮流制約や周辺系統電圧調整等の課題があるため、原則、迂回ルートである交流設備を優先して運用する。
関西四国間 連系設備	阿南紀北連系設備	○	○	○	・同上

■ 北海道本州間連系設備は、緊急時AFC等の考慮により、電源脱落(瞬時) 分への対応が可能となっている。

(参考) 北海道本州間連系設備の緊急時AFC機能について

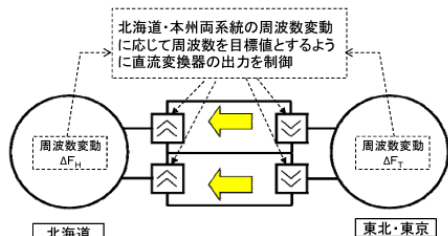
6

○緊急時AFC機能

・北海道系統または本州系統において大きな周波数変動があった場合、瞬時に電力を融通し、当該系統の周波数を安定させる。

事務局補足:

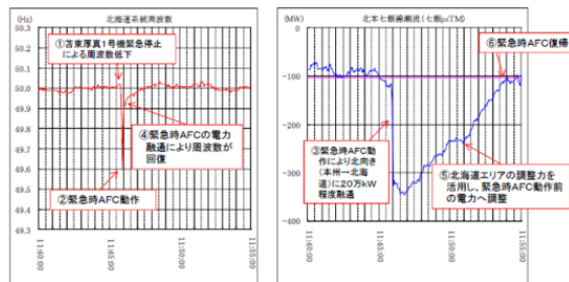
・動作条件は、下記の通り。
 北海道エリアの周波数変動 : $50 \pm 0.38\text{Hz}$
 東北・東京エリアの周波数変動 : $50 \pm 0.35\text{Hz}$
 健全側周波数範囲 : $49.52\text{Hz} \sim 50.5\text{Hz}$
 ※北海道側と本州側で動作周波数が異なるのは、北海道側の方が、通常時の周波数変動が大きいため。



○緊急時AFCの動作実績(例)

発生日時	原因 (受電エリア)
平成25年1月11日(金) 11:45(平日)	苫厚真1号機停止 (北海道)

停止前 発電機出力	動作方向	動作量
24万kW	北向き (本州→北海道)	20万kW 程度



出典: 広域的運営推進機関設立準備組合 第4回マージン及び予備力に関する勉強会 (H26.12.12) 北海道電力説明資料より編集



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

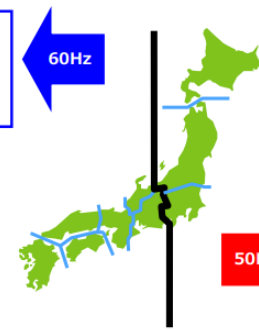
※FIT特例①③以外の電源による発電予測誤差(=発電インバランス)は、電源脱落の必要量を最大ユニット容量として確保し、これにより対応できることとする。

(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



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 %

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_jukyuu_07_haifu.html

※1 : 北海道本州間連系設備は、緊急時AFC等を考慮

出所) 第7回調整力等に関する委員会 (2016年1月22日) 資料4

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2015/chousei_07_haifu.html

出所) 第14回需給調整市場検討小委員会 (2019年11月5日) 資料2をもとに作成

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_14_haifu.html

1. 同時市場における調整力・予備力必要量の考え方について
 - ✓ 調整力・予備力必要量の考え方
 - ✓ 必要量の試算

2. 同時市場における ΔkW 確保エリアの考え方について
 - ✓ 現行の米国と日本における ΔkW 確保エリアの考え方
 - ✓ 同時市場における ΔkW 確保エリアの考え方（細分化の方向性）

3. まとめ

■ 同時市場における調整力・予備力必要量の考え方について

- 同時市場における必要量の考え方（算定式）は、現時点の検討においては以下のとおりと考えられる。

対応する事象	同時市場における必要量の考え方（算定式）
時間内変動（極短周期成分）	現行の需給調整市場の考え方（一次）と同様
時間内変動（短周期成分）	現行の需給調整市場の考え方（二次①）と同様
需要予測誤差	「GC以降の残余需要予測誤差30分平均値」の3σ相当値（商品が集約された前提） + 「前日～GCの残余需要誤差30分平均値」の3σ相当値（SCUC追加分が存在しない前提）
再エネ予測誤差	
電源脱落（瞬時）	現行の需給調整市場の考え方（一次、二次①）と同様（一部要否検討中）
電源脱落（継続）	-（不要）

- また、現時点で同時市場に移行した場合の必要量（規模感）を試算したところ、同時市場における必要量（規模感）は、現行の需給調整市場における必要量の50～80%程度になると考えられ、同時市場における予備力必要量（SCUC追加分）の考え方によって大きく左右されると考えられるところ。
- 上記整理を踏まえ、予備力必要量の考え方や商品区分の見直し、また便益評価に必要な将来の必要量試算等について、引き続き検討を進める。

■ 同時市場におけるΔkW確保エリアの考え方について

- 直流設備を跨いだ広域運用が不可能な時間内変動分は同期連系系統単位、可能な予測誤差分は全国単位を基本とする（電源脱落（瞬時）分は、北本緊急時AFC等の考慮により、50Hz系で一括確保）。
- 今後、許容（対応）できない系統制約とはどのようなものか、またΔkW確保エリア内の混雑をどのような考え方で対応するか（割り切るか）といった方向性で検討を進める。