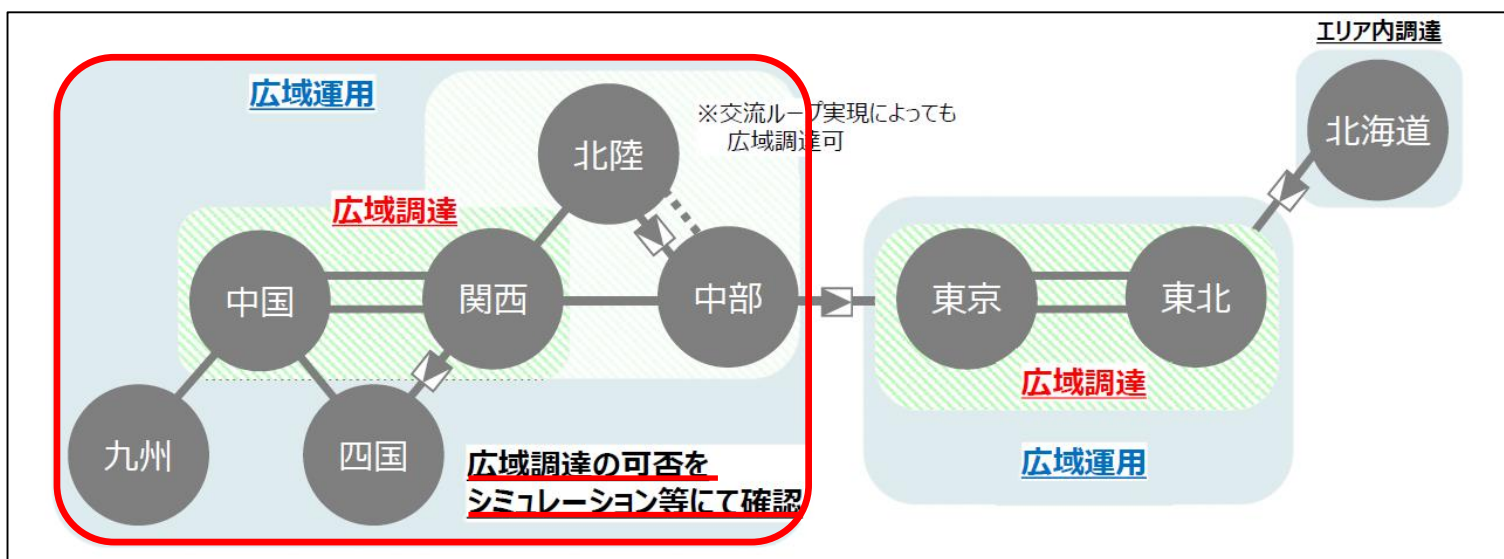


# 一次調整力の広域調達について

2022年8月19日

需給調整市場検討小委員会 事務局

- 第24回本小委員会（2021年6月23日開催）において、一次の広域調達の方向性については、一次がエリア内でない状態において連系線ルート断が生じた際の供給支障の有無を周波数シミュレーション等により確認したうえで、広域調達の可否を判断すると整理していたところ。
- 今回、一次偏在時の周波数シミュレーションの結果を踏まえた一次の広域調達について整理したことから、その内容についてご議論いただきたい。



交流1ルート連系エリアにおける広域調達可否を検討

1. 一次の広域調達に関するこれまでの整理について
2. 一次の広域調達時の周波数シミュレーションについて
3. まとめ

1. 一次の広域調達に関するこれまでの整理について
2. 一次の広域調達時の周波数シミュレーションについて
3. まとめ

- 一次は、時々刻々と変動する周波数偏差を自端で検知し応動することから、同一周波数系統内で、かつ交流連系されている範囲内であれば、現在の運用においても広域運用が行われている（実現できている）と言え、そのため、一次の広域調達可能範囲はこの広域運用範囲となる。
- 一方、一次を広域調達とした場合、現状と比べ、一次の確保量がエリア間でばらつきが生じる可能性があり、周波数調整に影響を与えうることから、第24回本小委員会において、交流連系されている場合（ケース1・2）と交流連系が分断される場合（ケース3）において、周波数調整に与える影響の検討を行った。
- 交流連系されている場合（ケース1・2）においては、一次は周波数偏差を自端で検知し応動するため、一次の調達量にエリア間でばらつきが生じても日々の需給運用は対応可能と整理した。
- 他方で、交流連系が分断される場合（ケース3）においては、一次の調達量の多寡が分断エリアの周波数維持に影響を与えうるため、連系線潮流の向きに着目して、さらなる検討を行った。

【一次がエリア間でばらつきを生じた場合の影響評価】

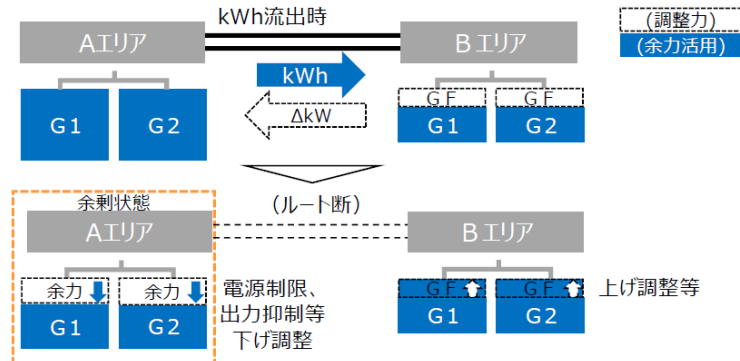
ケース分類	想定事象	影響評価
ケース1	平常時の周波数調整	同一周波数系統内（50 or 60Hz）で、かつ交流連系されている範囲内であれば、一次は周波数偏差を自端で検知し応動するため、一次調達量にエリア間でばらつきが生じても日々の需給運用は対応可。
ケース2	電源脱落等ローカル系統での事故	同上。 なお、エリア内で電源脱落が生じると、連系線を介して潮流が流れ込むため、一次を広域調達によりエリア外で調達した場合は、現状よりΔkWマージンは増加する。
ケース3	連系線ルート断事故	交流連系が分断されることから、一次調達量の多寡が分断エリアの周波数維持に影響を与えうるため、連系線潮流の向きに着目して、さらなる検討を行う。

- 連系線潮流が流出するエリアでは、連系線が分断されることで、エリア内で供給過多となり、周波数が上昇するため、それを定常状態に戻す際に、エリア内の調整機能を有する電源の出力を抑制することで上げ余力が生じる。このため、単独エリアとして運用継続は可能と考えられることから、基本的に広域調達可能と整理した。
- 一方で、連系線潮流が流入するエリアでは、連系線が分断されることで、エリア内で供給過少となり、周波数が低下する。周波数が発電機解列に至る周波数まで低下すると、供給支障に至るおそれがあることから、供給支障の有無をシミュレーション等により確認したうえで、広域調達の可否を判断することとしていた。

連系線ルート断時の対応① (連系線潮流が流出のエリア)

16

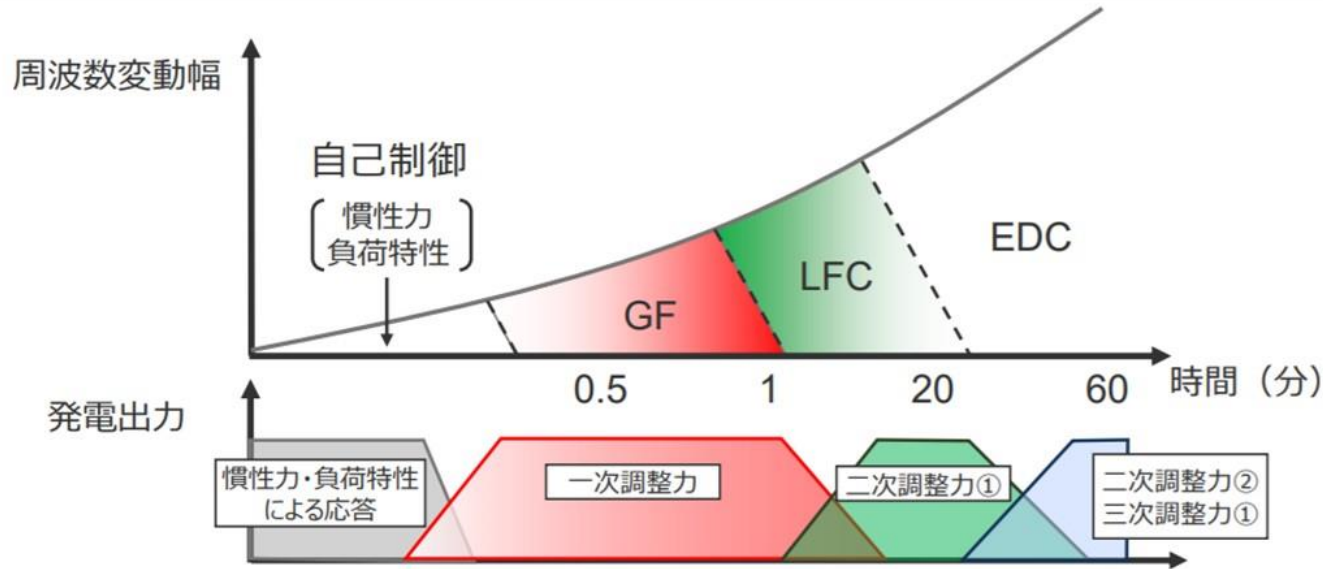
- **連系線から電力量が流出しているエリア** (下図のAエリア) については、当該エリアの需要と供給力の関係は、需要<供給力となっており、(供給力-需要)相当量が連系線を介してエリア外へ流出している形となる。
- この状況において連系線がルート断した場合、Aエリアは供給力過多となり周波数が上昇するが、それを定常状態に戻すために、エリア内の調整機能を有する電源の出力を抑制することになる。その結果、出力を抑制された調整機能を有する電源に上げ余力が生じることで一次の機能を確保することが可能となるため、広域調達の結果、Aエリアに一次が少ない状況が生じたとしても、**連系線ルート断後における単独エリアとして運用継続は可能**と考えられる(広域調達可)。
- ただし、当該エリアの供給力の大半が再エネで構成されるなど、連系線ルート断に伴う出力抑制を実施しても、当該エリアに調整機能が存在しないような電源構成となることが予見される場合には、単独エリアとしての運用継続が困難になると考えられるため、一次の一部を自エリア内で調達するなどの対応を検討してはどうか。



# 1 GFおよびLFC機能の概要 (需給調整機能の関係)

6

- 電力系統の運用においては、接続する設備の周波数調整機能を活用しながら、基準周波数を維持。
- 極めて短周期の負荷変動には、同期発電機等が持つ慣性力が働き、周波数変化率 (RoCoF : Rate of Change of Frequency) を抑制するとともに、周波数低下最大偏差を縮小。
- GFは、数秒から数分程度の周期の負荷変動に対し、自端で周波数 (回転数) の変化を検出し、発電出力を増減 (一次調整力に相当)。
- LFCは、数分から十数分程度の周期の負荷変動に対し、中央給電指令所から発電出力を制御 (二次調整力①に相当)。



6

電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御、電気学会技術報告、No.869を元に作成



## 需給調整市場における商品の要件

3

	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	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※6	専用線：数秒~数分 簡易指令システム：5分※6	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※7
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅を上限)	5分以内出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅を上限)	5分以内出力変化可能な量 (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※8 (オフライン監視の場合は1MW)	5MW※8	専用線：5MW※8 簡易指令システム※2：1MW	専用線：5MW※8 簡易指令システム：1MW	専用線：5MW※8 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 広域需給調整システムの計算周期となるため当面は15分。

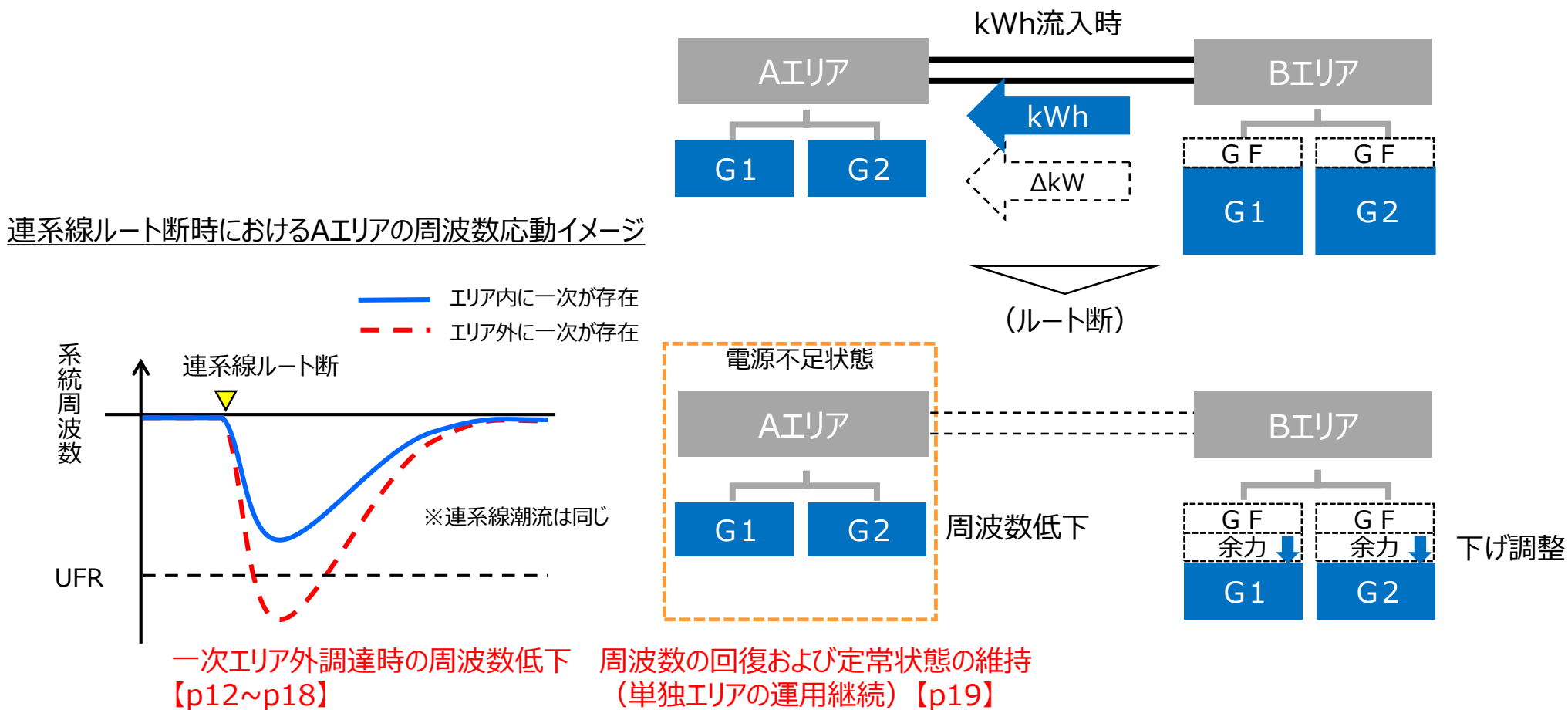
※7 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

※8 将来「1MW」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。



1. 一次の広域調達に関するこれまでの整理について
2. 一次の広域調達時の周波数シミュレーションについて
3. まとめ

■ 今回、一次の広域調達可否を検討するにあたり、一次全量をエリア外調達とした場合、周波数がどの程度低下するかをシミュレーションで確認するとともに、周波数の回復および定常状態の維持（単独エリアの運用継続）が可能かについて検討を行った。

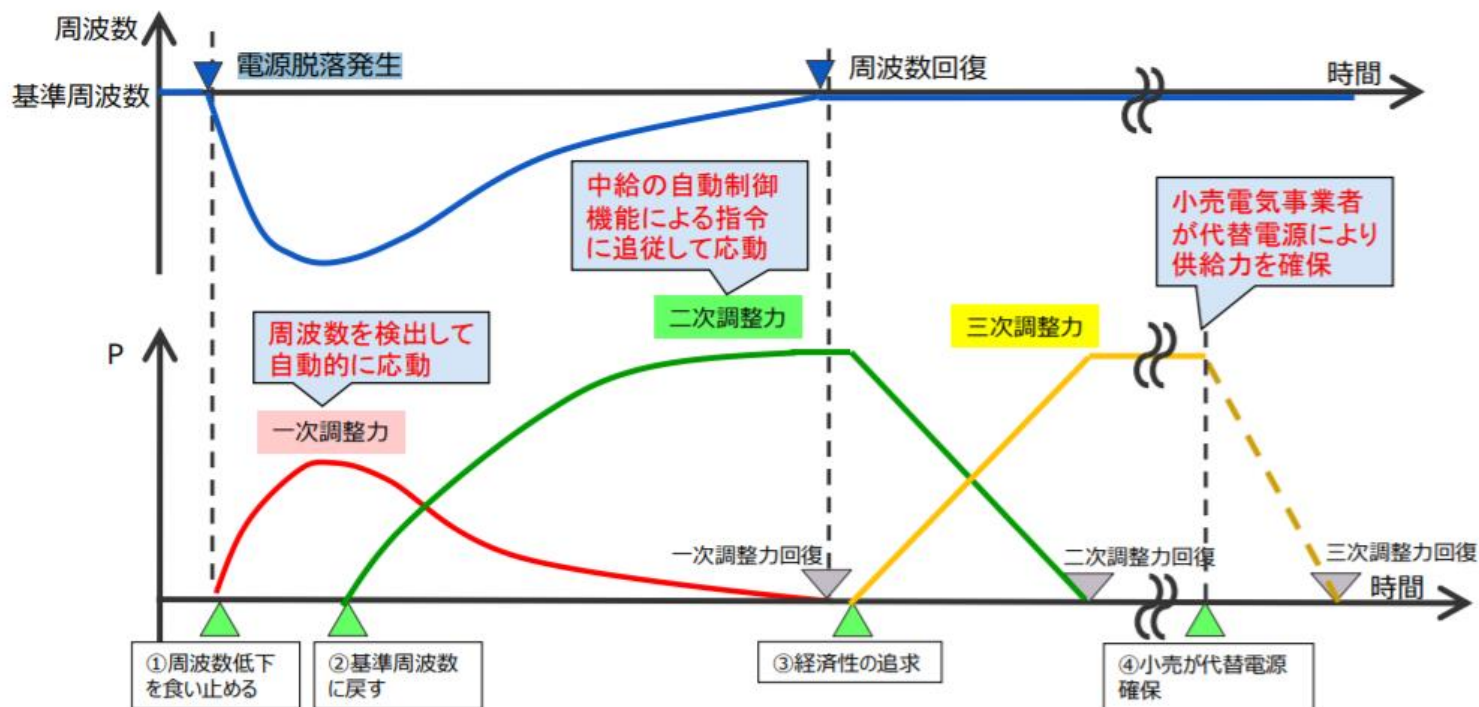


## 電源脱落時の調整力応動・受け渡しイメージ

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。

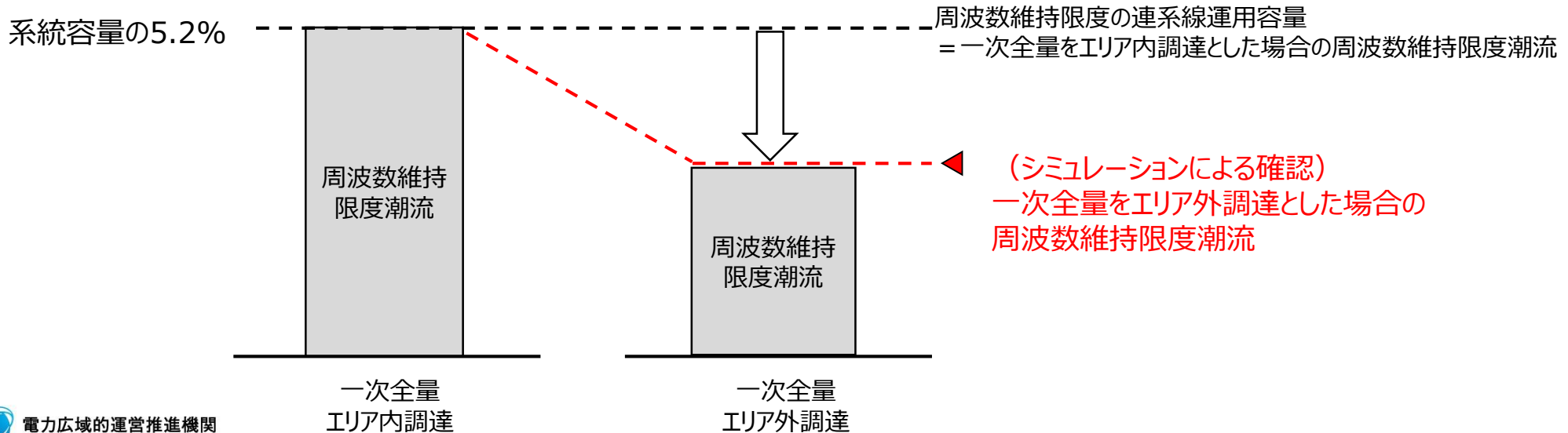


- 連系線ルート断時において周波数がどの程度低下するかは、遮断される電力に依存することになる。現状、運用容量が周波数維持限度潮流で定められている連系線については、連系線ルート断時に周波数低下を1Hz（発電機解列に至る周波数低下）に抑えるように、連系線の運用容量を設定しており、過去の電源脱落事故等の周波数低下実績をもとに系統容量の5.2%※としている。
- 一方、一次全量をエリア外調達した場合においても、発電機の連鎖脱落による供給支障を回避するためには、連系線ルート断時に周波数低下が1Hz以内となるよう、連系線潮流を押さえる必要がある。
- そこで、まずはシミュレーションにより、一次全量をエリア外調達した際の周波数維持限度潮流の値を確認した。

※現在、中西地域では周波数低下による発電機の不要解列により1Hzを下回る可能性があることから、周波数低下限度幅を0.8Hz（運用容量を系統容量の4.4%）としているが、今回は周波数低下がより大きく不要解列がない従来ケースとして検討

## 一次の広域調達に伴う周波数低下限度潮流の変化イメージ

（周波数特性が負荷特性のみとなった場合）

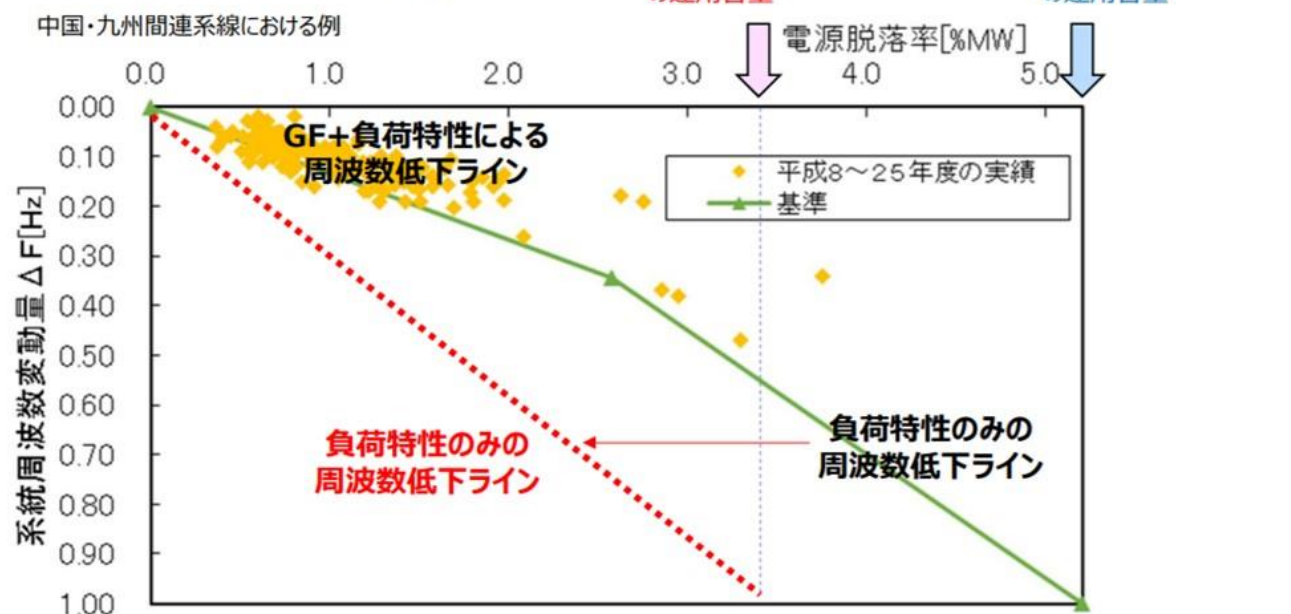


(参考) 供給力脱落時の系統周波数変動量 (系統特性)

19

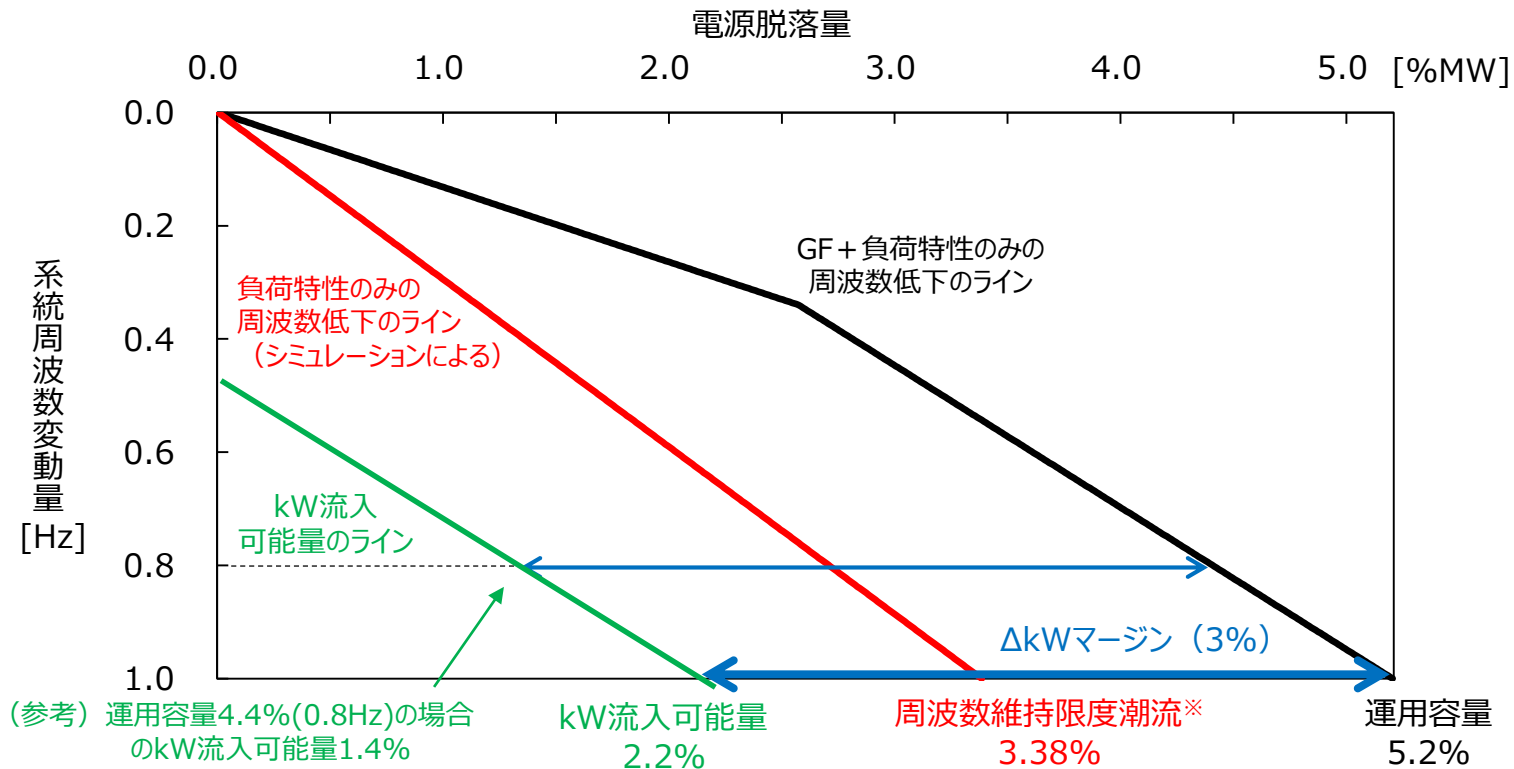
- 供給力脱落時の周波数の低下度合いは、GF容量(3%)がエリア内に存在する場合、GFと負荷特性により系統容量の5.2%に相当する供給力脱落において周波数が1Hz低下することが過去の電源脱落実績等から求められおり、これが連系線における周波数維持限度になっている。
- 他方で、エリア内にGF容量が無い場合、供給力脱落時の周波数低下は負荷特性のみによることになり、周波数が1Hz低下することになる供給力脱落は系統容量の3.3%程度となる。

<電源脱落率と系統周波数変動量 $\Delta F$ [Hz]の関係>





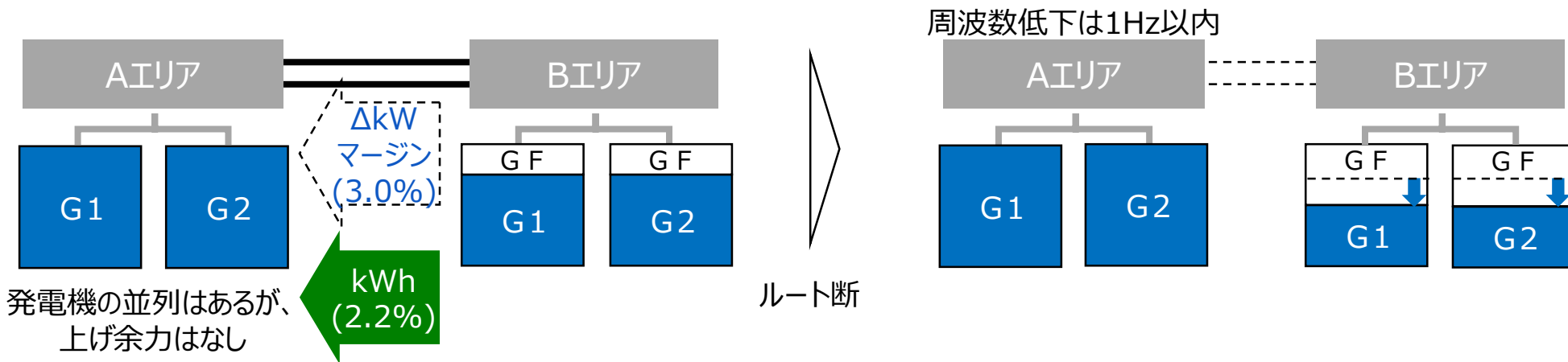
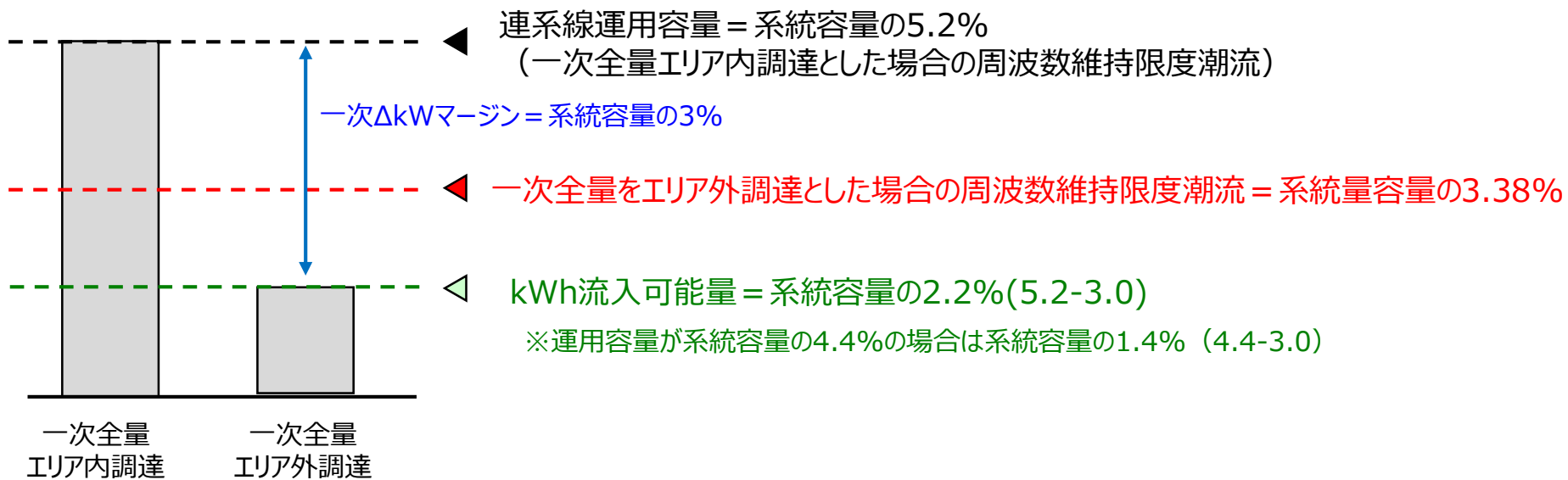
- シミュレーションの結果、一次全量をエリア外調達とした場合の周波数維持限度潮流は系統容量の3.38%となった。つまり、一次を全量エリア外調達した場合における連系線潮流が系統容量の3.38%以内であれば、連系線ルート断が発生しても周波数低下は1Hz以内に抑えることができる（発電機の連鎖脱落による供給支障は発生しない）。
- また、連系線潮流の上限（kW流入可能量）は、連系線の運用容量とマージンにより決定される。調整力の広域調達に伴い、エリア外から調整力を確保した場合には、連系線に $\Delta kW$ マージンを確保することとなり、一次の必要量が2024年度以降も概ね系統容量の3.0%であることを踏まえると、一次全量をエリア外調達した場合の連系線のkW流入可能量は2.2%（ $=5.2\% - 3.0\%$ ）となる。



※負荷特性3.38%が前提のシミュレーションであり、系統状況が変わった場合には再検討が必要

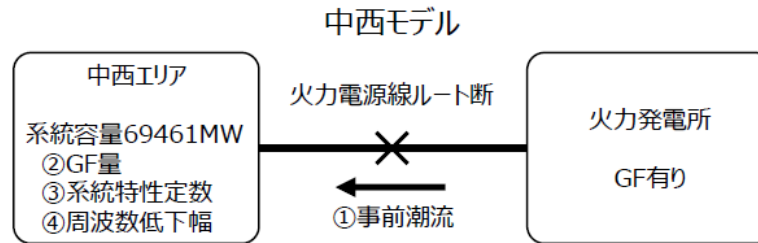
【周波数低下限度潮流とkWh流入可能量のイメージ】

(周波数特性が負荷特性のみとなった場合)



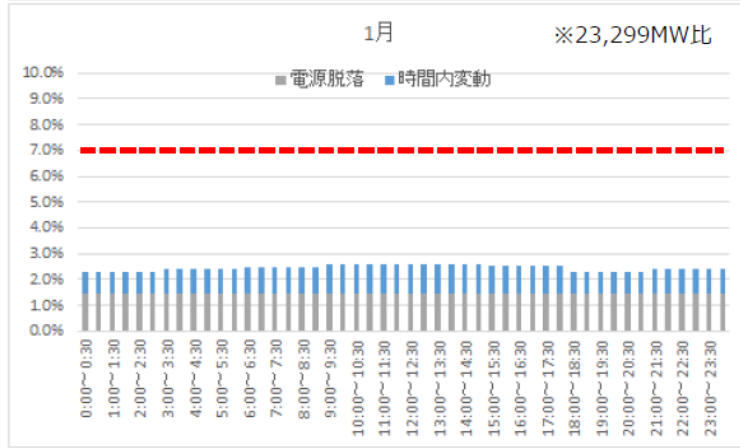
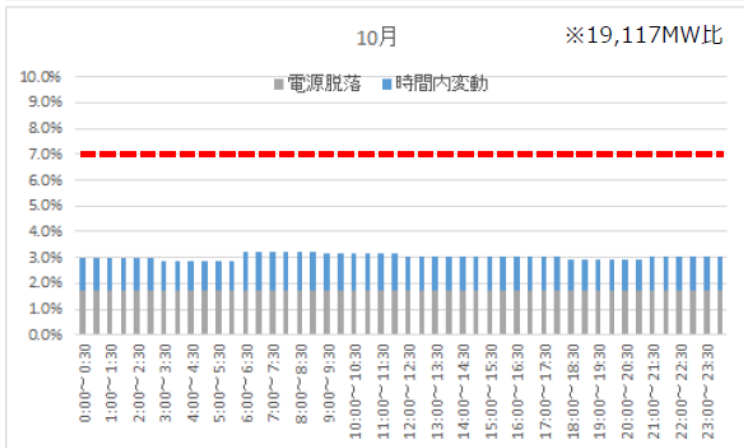
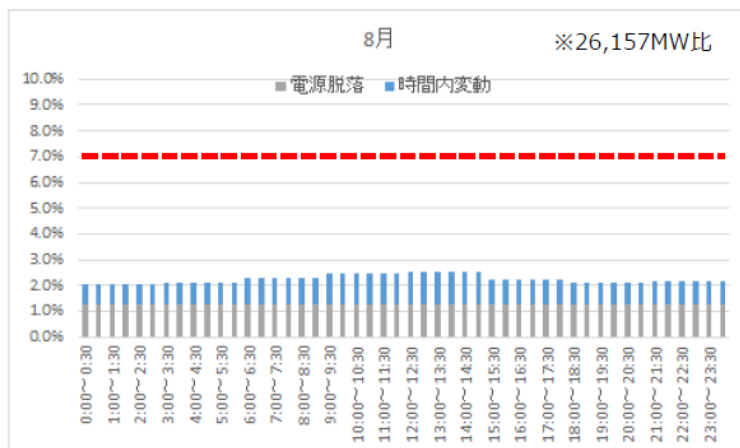
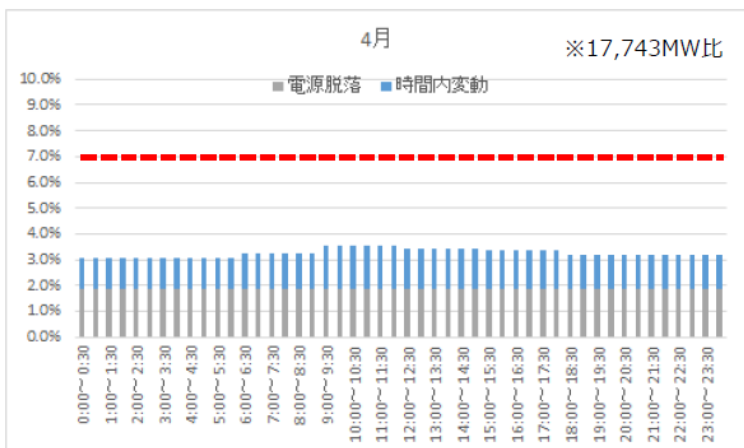
＜参考＞ 中西モデルを用いたシミュレーションの条件と結果

10



	Sim1 : GF量と系統特性定数	Sim2 : 事前潮流と周波数低下幅
条件	①事前潮流 : 2883MW ②GF量 : 3.0%~0.0% ③系統特性定数 : (①事前潮流 + 中西エリアPV出力低下量) ÷ (系統容量 × ④周波数低下幅) ④周波数幅低下幅 : シミュレーションで算出	①事前潮流 : 1225MW~2500MW ②GF量 : 0.0% (自エリアで応動するGF無し) ③系統特性定数 : 3.38%MW/Hz (Sim1で算出した値) ④周波数低下幅 : シミュレーションで算出
結果	 	 <div style="border: 1px solid gray; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>事前潮流=1528MW (kWh流入可能量) → 59.34Hzまで低下 (周波数低下幅0.66Hz)</p> <p>事前潮流=2348MW (周波数維持限度潮流) → 59.00Hzまで低下 (周波数低下幅1.00Hz)</p> </div>

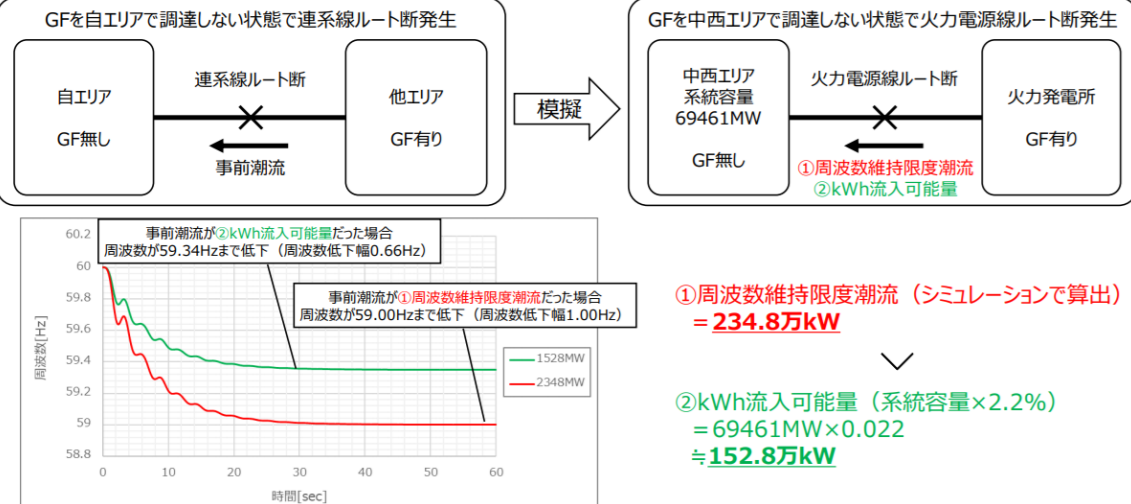
(参考)【中部電力エリア】一次の試算結果



----- 7%ライン グラフ右上「※」: 各月H3需要実績比

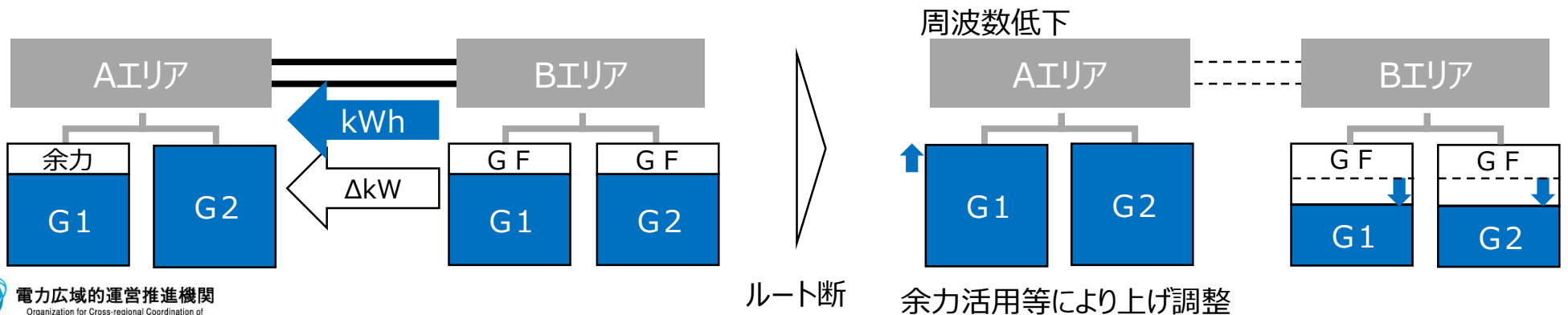
- 一次全量をエリア外調達した場合の連系線のkW流入可能量（系統容量の2.2%）は、周波数維持限度潮流（系統容量の3.38%）より小さいため、一次全量をエリア外調達したとしても、周波数低下は1Hz以内に抑えることができる（発電機の連鎖脱落による供給支障は発生しない）と考えられるところ。
- 一方で、供給支障による社会的影響は大きいことから、一次全量をエリア外調達かつ連系線にkW流入可能量の潮流が流れている場合におけるルート断時の周波数低下についても、シミュレーションを行った。
- シミュレーション結果としては、周波数低下は最大でも0.66Hzとなり、1Hz以内に収まっているため、発電機の連鎖脱落による供給支障に至らないことを確認した。

- 「**kWh流入可能量 < 周波数維持限度潮流**」となることを確認するにあたり、至近年で発生した火力電源線ルート断故障発生時の周波数変化を再現するためにチューニングした中西モデルを用いた。
- シミュレーションする際は、自エリアで応動するGF量に応じた周波数低下量を算出するため、GF以外に周波数変化に影響を与える要素（FCのEPPS動作等）は除外した。
- 自エリアでGFが応動しない状態で連系線ルート断故障が発生した状況を模擬した結果、事前潮流が**kWh流入可能量**だった場合の周波数低下幅は1.0Hz以内（0.66Hz）となり、「**kWh流入可能量 < 周波数維持限度潮流**」となることを確認した。





- 前述の通り、一次全量をエリア外調達とした場合において、kW流入可能量は周波数維持限度潮流以内となることから、ルート断直後において連系線潮流が流入していた単独エリアの周波数低下は、1Hz以内に抑えることができる（発電機の連鎖脱落による供給支障は発生しない）。
- 一方で、ルート断発生後、単独エリアでは、周波数を定常状態に戻すために、エリア内の調整機能を有する電源の出力を増加させることになるが、エリア内に調整機能を有する電源が並列されてなければ、単独エリアの運用継続は困難になる。
- この点については、一次の市場取引開始当初である2024年度においては、容量市場の約定結果から、各エリアに調整機能を有する電源が存在していること、また、2024年度から当面は二次①が広域運用できずエリア内調達となることを踏まえると、エリア内には一定程度調整機能を有する電源が存在していると考えられる。
- そのため、ルート断後は並列された電源の余力の範囲、または余力活用契約に伴う緊急時の追加並列などにより単独エリアでの運用継続は可能と考えられることから、交流1ルート連系エリアにおいても、2024年度から一次の広域調達を導入することとしてはどうか。
- なお、将来的に、エリア内に調整機能を有する電源が存在していても余力がないことが予見される場合は、一次の一部をエリア内調達とするなど検討してはどうか。



## (引き続き確認を行っていく項目) 調整機能あり電源の約定

52

- ほぼ全数の応札が約定されたことから、今回の約定結果は、現在の調整機能あり電源の状況と大きな変化は生じていないと推定される。
- 引き続き、毎年度の約定結果をもとに、内訳と推移の状況を確認していく。

	調整機能あり 電源の約定容量	(内) LNG	(内) 揚水	(参考) 調達量※
<b>全国</b>	<b>13,704 万kW</b>	<b>6,567 万kW</b>	<b>2,121 万kW</b>	<b>17,948 万kW</b>
北海道	513 万kW	54 万kW	74 万kW	650 万kW
東北	1,455 万kW	761 万kW	44 万kW	2,011 万kW
東京	4,745 万kW	2,562 万kW	891 万kW	5,534 万kW
中部	2,339 万kW	1,549 万kW	367 万kW	2,703 万kW
北陸	419 万kW	88 万kW	11 万kW	582 万kW
関西	2,068 万kW	888 万kW	317 万kW	2,935 万kW
中国	664 万kW	230 万kW	178 万kW	889 万kW
四国	601 万kW	86 万kW	63 万kW	775 万kW
九州	901 万kW	350 万kW	175 万kW	1,868 万kW

※FIT電源の期待容量を含む（全国計で1,179万kW）

### 3. オークション結果の集計・公表

#### (12) 調整機能あり電源の約定容量

31

- 調整機能あり電源の約定容量は下記のとおり。
- なお、調整機能ありの非落札電源の応札容量の総量は1,087万kWだった。

	調整機能あり 電源の約定容量	(内)		(参考) 調達量※
		LNG	揚水	
<b>全国</b>	<b>12,817 万kW</b>	<b>6,200 万kW</b>	<b>2,204 万kW</b>	<b>18,740 万kW</b>
北海道	459 万kW	54 万kW	74 万kW	635 万kW
東北	1,305 万kW	656 万kW	0 万kW	1,973 万kW
東京	4,596 万kW	2,620 万kW	933 万kW	5,914 万kW
中部	2,142 万kW	1,351 万kW	371 万kW	2,736 万kW
北陸	422 万kW	88 万kW	11 万kW	660 万kW
関西	1,756 万kW	754 万kW	372 万kW	2,785 万kW
中国	670 万kW	244 万kW	181 万kW	1,219 万kW
四国	558 万kW	86 万kW	63 万kW	859 万kW
九州	910 万kW	347 万kW	198 万kW	1,958 万kW

※ FIT電源等の期待容量等を含む。(全国計で2,206万kW)

## 商品導入スケジュール

- **三次②は、2021年度から広域調達を開始。他方、三次①は2022年度から、一次～二次②は2024年度からと、段階的に市場調達が開始される予定である。**

商品	年度	2019	2020	2021	2022	2023	2024～ (容量市場開設)
需給調整市場 の商品	三次②			(広域調達)			
	三次①				(広域調達)		
	二次②						(広域調達)
	二次①						(24～26年 エリア内調達) (27年～ 広域調達※1) ※1広域運用が実現した後開始
	一次						(広域調達※2) ※2中部、北陸、四国、九州は シミュレーションで確認後検討
電源 I -a (kW)		エリア内公募 (年間)					容量市場 (オークションは4年前)
電源 I -b (kW)		エリア内公募 (年間)					
電源 I' (kW)		エリア内公募 (年間)					
電源 II		エリア内公募 (随時)					(余力活用)
電源 II'		エリア内公募 (随時)					
ブラックスタート		電源 I 公募時に公募					公募 (公募は4年前)

出所) 広域機関提供の情報より、一部事務局にて作成

5

## ⑦ 緊急時の追加起動

36

- 第8回本小委員会において、電源等のトラブル時や調達不調時などは、オンライン電源をエリア内からエリア外の順に、次にオフライン電源をエリア内からエリア外の順に調達していくことと整理した。
- 緊急時には、これらの電源に対して起動を指令したり、増出力運転を含む出力増減を指示する必要がある。
- オンライン電源については、こうした緊急時の追加起動や出力増等についても、余力活用の仕組みにおいて実施することとし、その対価を支払えることとしてはどうか。
  
- なお、調整力のコストを低減し、透明かつ市場原理による効率的な調整力 ( $\Delta kW$ ) の調達とその運用を行うために需給調整市場を設けることとなった。他方、電源の起動・停止を自由にできる契約とすると、需給調整市場で  $\Delta kW$  を調達せずとも発電機の調整幅を確保できることとなり、市場に期待していた透明かつ効率的な調整力の調達が果たせなくなる可能性がある。必要な  $\Delta kW$  は需給調整市場で確保することを前提とし、第8回本小委員会で整理したように、想定以上の電源トラブル時等により調達した  $\Delta kW$  では不足する場合、若しくは必要な  $\Delta kW$  が市場で調達できない場合などに限り、電源の追加起動を許容することとしてはどうか。



1. 一次の広域調達に関するこれまでの整理について
2. 一次の広域調達時の周波数シミュレーションについて
3. まとめ

- 周波数シミュレーションにより、一次偏在時にも連系線ルート断が発生した場合の周波数低下に伴う発電機の連鎖脱落による供給支障が発生しないこと、また、単独エリアでの運用継続が可能であることから、一次市場取引が開始される2024年度から、交流連系されているエリアにおいて、一次の広域調達を開始することとしてはどうか。
- また、将来的に、エリア内に調整機能を有する電源が存在していても余力がないことが予見される場合は、一次の一部をエリア内調達とするなど検討してはどうか。

【周波数シミュレーション結果を踏まえた一次の広域調達エリア】

