

# 同時市場における 発動制限 $\Delta kW$ への対応の方向性について

2024年2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

- 同時市場における発動制限 $\Delta kW$ の扱いについては、第55回本作業会（2023年11月9日）において、今後検討が必要となる旨をお示しした。
- 本件について検討を進めるにあたり、まずは現行の送電線の運用容量やフリンジの考え方（ $\equiv$ 発動制限 $\Delta kW$ への対応）について整理した後に、同時市場における考え方（方向性）を検討する必要があるところ。
- このため、今回は下記の3項目について検討を行ったためご議論いただきたい。
  - 現行の地域間連系線の運用容量の考え方
  - 現行のエリア内送電線の運用容量の考え方（アンケート結果）
  - 同時市場における考え方の方向性

- 同時市場においては、平常時運用容量200%で地内混雑が発生することも考慮して、発動制限 $\Delta kW$ への対応を検討する必要があり、今回の検討は主に「事前マージン確保」に該当する（近い）内容となる。

同時市場における発動制限 $\Delta kW$ の取り扱いについて（検討の進め方）

34

- 前述のとおり、日本は今後、ノンファーム型接続とN-1電制を同時適用していくことから、**平常時運用容量200%で地内混雑が発生することも考慮**して同時市場における発動制限 $\Delta kW$ への対応を検討する必要がある。
- 米国とは異なり、平常時・緊急時が同じ判断基準（これ以上の超過が許されないレベル）であることを踏まえると、 $\Delta kW$ 送電容量制約、SFTによる厳密な補正、あるいは事前マージン確保などの方向性が考えられるか。

対応する事象		米国		現行の日本（連系線）		同時市場（連系線・地内）	
		判断基準	発動制限 $\Delta kW$ への対応	判断基準	発動制限 $\Delta kW$ への対応	判断基準	対応の方向性
平常時	時間内変動 (極短周期成分)	平常時 運用容量 (110%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>考慮されていない (平常時運用容量 の瞬時超過であり、 許容されている)</li> <li>都度のSCUC・ SCEDにより対応 (kWh容量制約 として考慮)</li> </ul>	平常時 運用容量 (100~ 130%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>広域調達時は連系 線<math>\Delta kW</math>マージンを設 定することで、発動 制限を回避 (フリンジと二重確保 になる課題)</li> <li>広域調達時は連系 線<math>\Delta kW</math>マージンを 設定することで、 発動制限を回避</li> </ul>	平常時 運用容量 (最大 <b>200%</b> )	<ul style="list-style-type: none"> <li>フリンジの考え方を 整理することで <math>\Delta kW</math>マージン不要 とする方法もあるか</li> </ul>
	時間内変動 (短周期成分)						
	予測誤差						
緊急時	電源脱落 (瞬時)	緊急時 運用容量 (150%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>SFT補正にて対応 (影響緩和)</li> <li>多少の超過は 許容（5分後に SCEDによる潮流 調整で解消）</li> </ul>	緊急時 運用容量 (100~ 130%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>広域調達時は連系 線<math>\Delta kW</math>マージンを 設定しているが、 エリア内調達分が 運用容量を超過 することは割り切り</li> </ul>	緊急時 運用容量 (最大 <b>200%</b> )	<ul style="list-style-type: none"> <li>(考えられる案)</li> <li><math>\Delta kW</math>送電容量 制約</li> <li>SFTによる厳密な 補正</li> <li>事前マージン確保</li> </ul>
	電源脱落 (継続)						

■ 同時市場における発動制限 $\Delta$ kWの取り扱い（検討の進め方）として考えられる各案の違いは下表の通りとなる。

	概 要
$\Delta$ kW送電容量制約	平常時・緊急時とも同一の運用容量とすることを前提とし、kWhのみならず $\Delta$ kWも含めて送電容量以内に収まるように制約条件を設定したうえで最適化（SCUC・SCED）計算を行う手法
SFTによる補正	平常時・緊急時の運用容量を使い分けることを前提とし、最適化（SCUC・SCED）計算とは別プロセスにおいてN-1事故時等の潮流解析を行い、制約違反時は最適化計算結果を補正する手法（米PJMで採用） なお、最適化（SCUC・SCED）計算における制約条件はkWhのみとなる
事前マージン確保	平常時・緊急時とも同一の運用容量とするものの、事前に $\Delta$ kW用のマージンを確保したうえで、制約条件をkWhのみとし最適化（SCUC・SCED）計算を行う手法。なお、 $\Delta$ kW発動時はマージンを使用

1. 現行の地域間連系線の運用容量の考え方
2. 現行のエリア内送電線の運用容量の考え方（アンケート結果）
3. 同時市場における考え方の方向性
4. まとめ

1. 現行の地域間連系線の運用容量の考え方
2. 現行のエリア内送電線の運用容量の考え方（アンケート結果）
3. 同時市場における考え方の方向性
4. まとめ

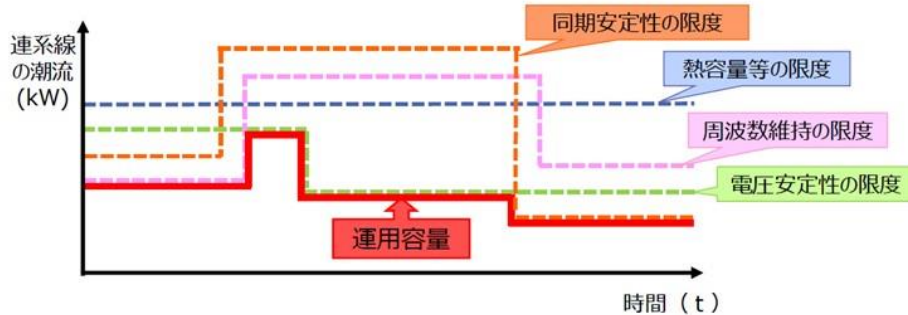
- 地域間連系線運用容量は、電力システムを安定的に運用するとの観点から、熱容量等、同期安定性、電圧安定性、周波数維持それぞれについて、一定の想定故障を織り込んだうえでの制約要因を検討し、これら4つの制約要因の限度値のうち最も小さいものを連系線の運用容量（上限値）としている。
- また、これらの検討は対象となる連系線および方向毎に検討されるため、連系線により異なるものとなっている。

## 2 上限値の考え方

26

### 上限値の考え方

電力システムを安定的に運用するためには、熱容量等、同期安定性、電圧安定性、周波数維持それぞれの制約要因を考慮する必要があり、4つの制約要因の限度値のうち最も小さいものを連系線の運用容量としている<sup>1)</sup>。



1) 各限度値の全てを算出するのではなく、他の限度値が制約とならないことを確認する場合がある。

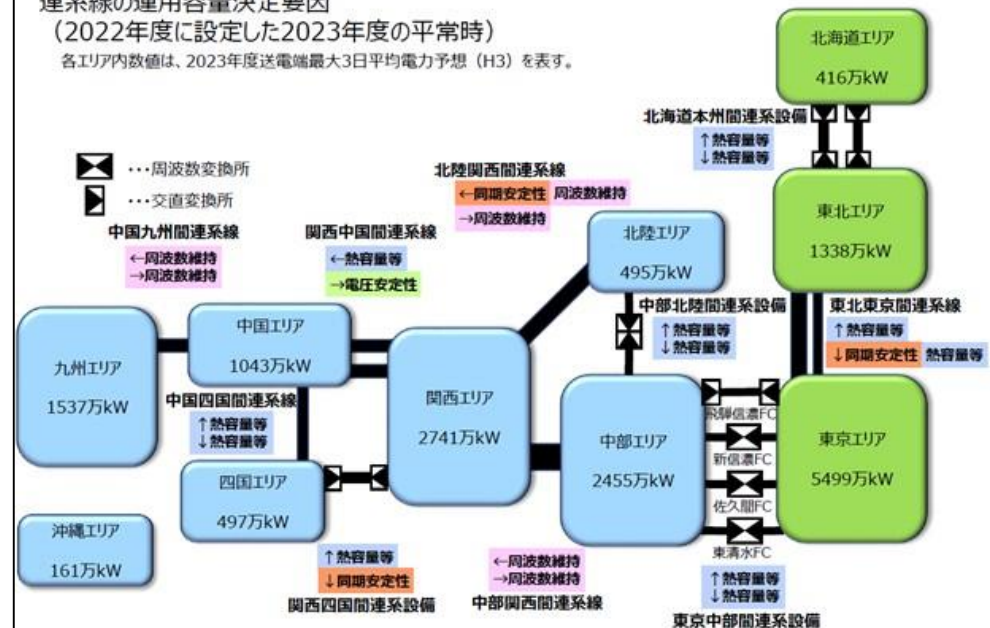
## 6 全国系統の概念図

30

### 連系線の運用容量決定要因

(2022年度に設定した2023年度の平常時)

各エリア内数値は、2023年度送電端最大3日平均電力予想 (H3) を表す。





## 3 制約要因 (熱容量等)

27

## 【熱容量等】

流通設備（送電線、変圧器等）の健全時、または電力設備のN-1故障（送電線1回線故障、変圧器1台故障、発電機1台故障等）時において、流通設備を継続的に使用できるよう、熱容量（当該設備に電流が流れたときの上限温度により決まる潮流値）または設計上の許容値による連系線潮流の限度値をいう。



- ✓ 流通設備の故障時には、その設備に流れていた潮流が、他の健全な流通設備に加わる（回り込む）ことを考慮する必要がある。
- ✓ 潮流が一定時間以上限度値を超えると、保護機能により流通設備が停止し、停電に至る等のおそれがある。（保護機能が動作しなかった場合は設備の損壊に至るおそれがある）
- ✓ 熱容量の限度値は、外気温度等に影響されるが、需要の大小には影響されない。



4 制約要因 (同期安定性、電圧安定性)

28

【同期安定性】

通常想定し得る範囲の同期状態に影響を与える電力設備 (送電線、変圧器、発電機等) の故障において、発電機の同期状態が保たれ、発電機の安定運転が維持できる連系線潮流の限度値をいう。

- ✓ 潮流が限度値を超えた状態で電力設備に故障が発生し、保護機能により電力設備が停止すると、同期状態が不安定となり、多数の発電機が保護機能により停止した場合に、周波数が大幅に変動し、大規模な停電に至るおそれがある。
- ✓ 同期安定性の限度値は、一般的に発電機の運転台数が多い (需要が大きい) と高く、発電機の運転台数が少ない (需要が小さい) と低い。

【電圧安定性】

通常想定し得る範囲の電圧状態に影響を与える電力設備 (送電線、変圧器、発電機等) の故障において、電力系統の電圧を安定的に維持できる連系線潮流の限度値をいう。

- ✓ 潮流が限度値を超えた状態で電力設備に故障が発生し、保護機能により電力設備が停止すると、安定的な電圧状態が維持できなくなり、電力設備が保護機能により停止 (発電機の停止や需要の脱落等) した場合に、周波数が大幅に変動し、大規模な停電に至るおそれがある。
- ✓ 電圧安定性の限度値は、一般的に需要が大きいと低く、需要が小さいと高い。

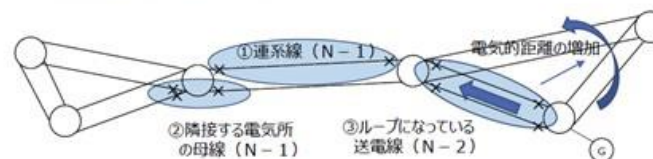
3-3 同期安定性・電圧安定性検討時の想定故障

15

◆ 同期安定性・電圧安定性は電氣的距離の増加により不安定になることから、以下の3種類の故障を想定する。

◆ 想定故障

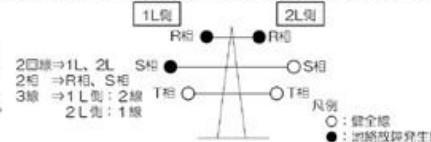
- ① 連系線 (N-1故障) <sup>1)2)</sup>  
⇒ルートの減少 (連系線2回線 → 1回線)
- ② 連系線に隣接する電気所の母線 (N-1故障) <sup>1)</sup>  
⇒ルートの減少 (「連系線+隣接する送電線2回線」→ 1回線)
- ③ ループになっている送電線 (N-2故障 (ルート断)) <sup>3)</sup>



- 1) 連系線及び隣接する電気所の母線故障については、N-2故障は連系線分断となり、周波数維持要因となるためここでは考慮しない。但し、連系線が2ルートでループとなっている箇所は連系線分断とならず、連系線のN-2故障 (ルート断) を想定する。
- 2) 北陸エリアでは、2回線2相3線故障の頻度が比較的多く北陸関西間連系線では想定故障に含める。
- 3) ここでいうN-2故障は同一鉄塔に支持されている送電線等の2回線故障を指し、独立した設備の2箇所同時喪失を伴う故障は含めない。

【2回線2相3線地絡故障のイメージ】

北陸エリアでは、送電線2回線またがり故障の頻度が多いため、2回線2相3線地絡故障を想定故障に含めている。  
2回線2相3線故障とは右図のような故障を言う。



## 5 制約要因 (周波数維持)

29

## 【周波数維持】

連系線が遮断し電力系統が分離した場合において、電力系統の周波数を安定的に維持できる連系線潮流の限度値をいう。



周波数の上昇が大きく、エリアの調整力（ガバナフリー、LFC、揚水等）で周波数を調整できない場合は、電源制限（発電機の停止）等の方法を取り大規模な停電を回避する。

※周波数の下降が大きく、エリアの調整力（ガバナフリー、LFC、揚水等）で周波数を調整できない場合は、需要抑制（部分的な停電）等の方法を取り大規模な停電を回避する。

- ✓ 潮流が限度値を超えた状態で連系線故障が発生し、連系線が保護機能により停止すると、周波数の変動により、停電等に至るおそれがある。
- ✓ 周波数維持の限度値は、一般的に需要が大きいと高く、需要が小さいと低い※。  
 ※需要が大きいと、発電機の運転台数が多く調整力が大きくなり、周波数変動の割合が小さくなる。  
 需要が小さいとその逆となる。

(運用容量の算出の考え方)

第195条 連系線の運用容量は、電力設備に通常想定し得る故障が発生した場合においても、電力システムの安定的な運用が可能な容量とする。

2 連系線の運用容量は、次の各号に掲げる潮流の値の最小値とする。

- 一 熱容量等 設備健全時、又は、電力設備のN-1故障が発生した場合において、流通設備に流れる潮流を熱容量その他の設計上の許容値以下とできる連系線の潮流の最大値。ただし、この号における熱容量とは、流通設備に電流が流れた際の当該設備の温度が当該設備を継続的に使用することができる上限の温度となる潮流の値をいう。
- 二 同期安定性 通常想定し得る範囲において、送電線、変電所又は開閉所の母線その他発電機間の同期状態に影響を与える可能性のある電力設備の故障が発生した場合に、発電機間の同期状態が保たれ、発電機の安定運転を維持できる連系線の潮流の最大値から需要等の瞬時的な変動に伴う潮流の偏差量を控除した値
- 三 電圧安定性 通常想定し得る範囲において、送電線、変電所又は開閉所の母線その他電力システムの電圧の安定性に影響を与える可能性のある電力設備の故障が発生した場合に、電力システムの電圧を安定的に維持できる連系線の潮流の最大値から需要等の瞬時的な変動に伴う潮流の偏差量を控除した値
- 四 周波数維持 連系線が遮断し電力システムが分離した場合において、電力システムの周波数を安定的に維持できる連系線の潮流の最大値

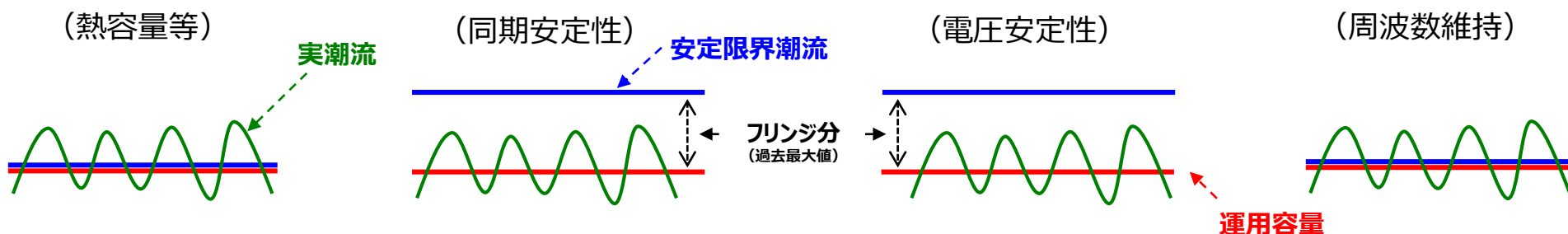


- 地域間連系線を流れる潮流は、時々刻々と変化する需要変動や発電機制御遅れによる応動等が瞬時的な潮流変動（フリンジ）として表れ、連系線の指令実績（P0）と潮流実績が完全には一致しないといった特徴を有する。
- そのため、現行でも、同期安定性・電圧安定性の限度値で運用容量が決まる連系線は、想定事故時の安定性を維持する上での限界潮流（安定限界潮流）からフリンジ分を減算しており、平常時においては、一瞬たりとも安定限界潮流を超過させない※1（発動制限 $\Delta$ kWへ対応する）といった考え方になっている。
- なお、フリンジは連系線潮流実績値（GF・LFC・EDC・kWh）と計画値※2（EDC・kWh）の差分を正規分布に置き換えた時の $3\sigma$ （99.7%）の値より設定しており、主には時間内変動（GF・LFC）成分が、フリンジとして設定されている。

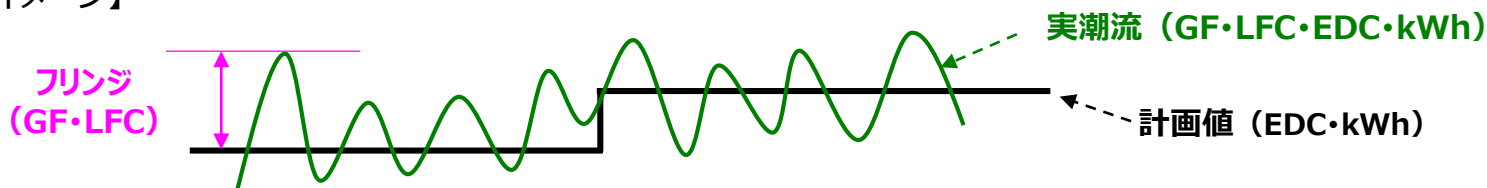
※1 熱容量等については積分量として超過しなければ機器寿命に影響を与えないこと、周波数については常時周波数変動（ $\pm 0.2$ Hz）を考慮していることから、フリンジ分については考慮していない（一瞬の安定限界潮流の超過は許容している）。

※2 地域間連系線については卸取引市場での約定結果やエリア間インバランス（調整力kWh市場）等をもとに随時更新される計画値が存在。

## 【地域間連系線（平常時イメージ）】



## 【フリンジのイメージ】



## 3-4 常時潮流変動分（フリンジ量）

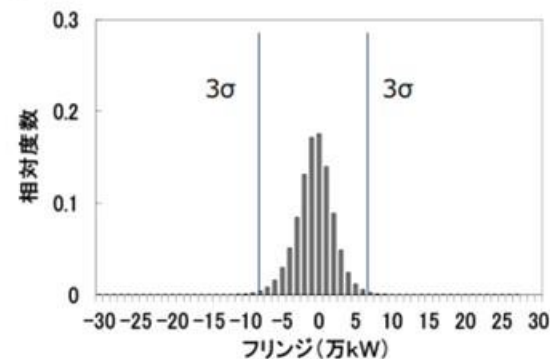
16

◆ 常時潮流変動分（フリンジ量）<sup>1)</sup>

連系線潮流実績値から計画値とのズレを求め、正規分布に置換えた時の $3\sigma$ （99.7%）の値より以下の通り設定する。

- ① 限界潮流を超えないように過去5年の実績の最大値を切り上げる
- ② 利便性を考慮して万kW単位とする

- 1) 送配電等業務指針第195条第2項第2号及び第3号に規定される同期安定性及び電圧安定性の運用容量算出において、各制約要因での限界となる連系線潮流の最大値から控除されるもの（瞬時的な変動に伴う潮流の偏差量）



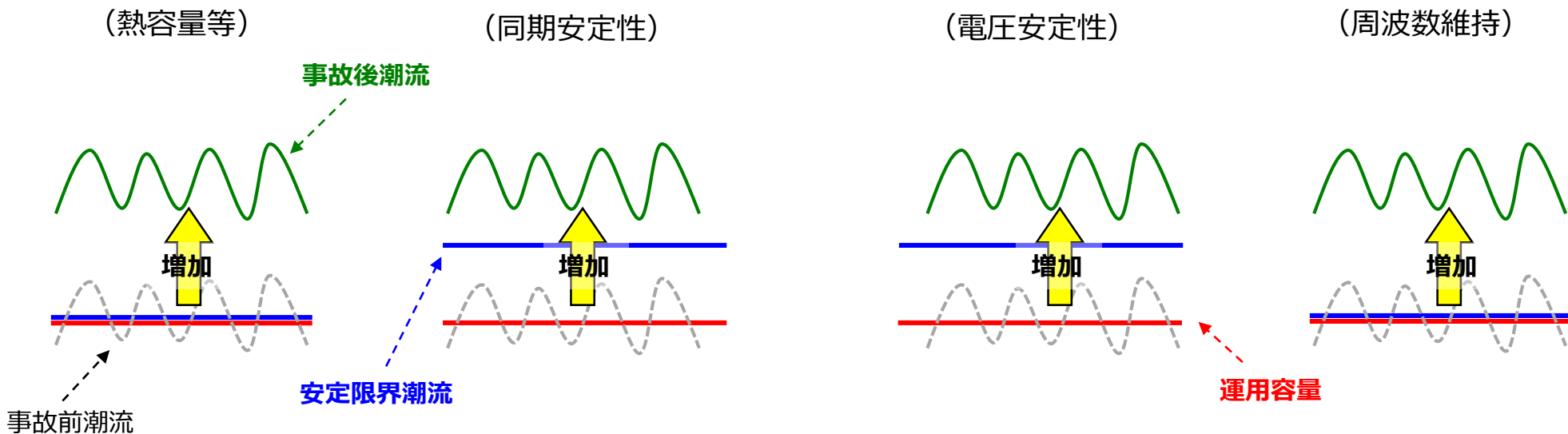
## ◆ フリンジの設定値（万kW）

	実績 $3\sigma$ 値					今回の設定値	前回の値 (参考)
	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度		
東北東京間連系線	19.5	19.7	30.3	33.9	29.0	34	34
中部関西間連系線	23.4	23.9	27.1	33.7	33.6	34	34
北陸関西間連系線	9.2	9.1	10.7	11.2	12.4	13	12
関西中国間連系線	28.3	29.8	29.7	30.9	32.3	33	31
中国四国間連系線	8.7	9.9	11.9	11.5	13.8	14	12
中国九州間連系線	20.9	21.2	21.4	21.4	22.1	23	22

- 一方で、前述の4つの制約要因を検討するにあたっての想定故障は、連系線等のN-1故障またはN-2故障であり、電源脱落による潮流の増加※は織り込まれておらず、 $\Delta kW$ マージンも確保されていない。
- このため、電源脱落発生時は下図の通り、一時的に安定限界潮流を超過する可能性も考えられ、言い換えれば、電源脱落（初発）と送電線故障（続発）の同時発生（N-2以上）は考慮していない（電源脱落時の超過は許容している）ことになると考えられる。

※ 電源脱落時に対応する調整力は同期連系系統単位で各エリアの系統容量按分で調達しているため、電源脱落時は他エリアから入ってくる潮流が増加することとなる。

## 【地域間連系線（電源脱落時イメージ）】



➡ 一時的に安定限界潮流を超過する可能性もあるものの、電源脱落時の超過は許容（初発と続発の同時事故（N-2以上）は考慮しない）

- 現行制度においては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および60Hz毎の同期連系系統の単機最大ユニット容量を各エリアの系統容量をもとに按分した量を調達している。
- また、 $\Delta kW$ マージンは調達エリア分を他エリアから広域調達した際に設定するため、調達エリアで確保した電源脱落対応分を他エリアで使用するための $\Delta kW$ マージンは設定されておらず、一時的に運用容量を超過する可能性がある。

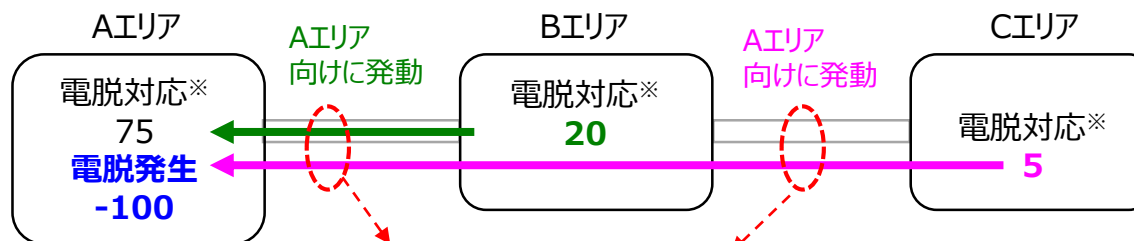
【電源脱落時の潮流増加イメージ】

・電源脱落必要量100を下図のとおり按分で調達した場合



Aエリアで電源脱落 (-100) 発生

・電源脱落 (-100) 発生時は  
Aエリア分 (75) + Bエリア分 (20) + Cエリア分 (5) で対応



電源脱落により潮流が増加

$\Delta kW$ マージンも設定されていないため、一時的に運用容量を超過する可能性あり

※ 調達エリア分 (各エリアの按分量) を他エリアから広域調達した際に $\Delta kW$ マージンを確保



- 現行の地域間連系線の運用容量等の考え方（≒発動制限 $\Delta kW$ への対応）をまとめると下表の通りとなる。
- 一方、地域間連系線以外のエリア内送電線については明確な基準が無く、エリア毎に考え方が異なっている。
- このため、次章において各エリア内送電線の考え方についてアンケート調査を行った。

制約要因	地域間連系線		エリア内送電線	
	安定限界潮流の考え方	フリンジの取り扱い	安定限界潮流の考え方	フリンジの取り扱い
熱容量等	N-1故障時に設備の上限温度により決まる値	未考慮 (理由：瞬時的な潮流変動による超過は許容しているため)	<div style="border: 1px solid black; padding: 10px; width: fit-content; margin: auto;"> <p>明確な基準が無く エリア毎に異なる</p> </div>	
同期安定性	想定故障（N-1,N-2）発生時、発電機の安定運転を維持できる安定限界潮流	考慮 (理由：不安定となった時の社会的影響が大きいため)		
電圧安定性	想定故障（N-1,N-2）発生時、電力系統の電圧を安定的に維持できる安定限界潮流	考慮 (理由：不安定となった時の社会的影響が大きいため)		
周波数維持	系統分離時（N-2）に周波数が一定範囲内に維持できる潮流	未考慮 (理由：常時の周波数変動がフリンジ分の変動を包含していると見做しているため)		



4つの制約要因のうちの最も小さい値を運用容量とし、時間内変動分をフリンジとして扱っている  
 なお、電源脱落による一時的な運用容量超過は割り切る（初発と続発の同時発生（N-2以上）は考慮しない）

1. 現行の地域間連系線の運用容量の考え方
2. 現行のエリア内送電線の運用容量の考え方（アンケート結果）
3. 同時市場における考え方の方向性
4. まとめ

- 前述の通り、各エリア内送電線については運用容量の考え方等に明確な基準がないところ。
- このため各エリア毎に異なっていると考えられるため、各一般送配電事業者に対しアンケート調査を行った。
- なお、エリア内送電線については多種多様な系統構成（設備構成）となっており、系統毎の個別事情を加味していることも考えられ、実際にはアンケート結果（基本的な考え方）とは異なった箇所も存在する点には留意が必要。

- 想定事故時の安定性を維持する上での限界潮流（安定限界潮流）については、熱容量等、同期安定性、電圧安定性および周波数維持の観点から検討されており、概ね地域間連系線と同じ※考え方となっている。
- なお、熱容量等については、N-1故障発生後に速やかな潮流調整が可能であることを前提に、短時間に限り使用可能な許容値を設定しているエリアも見受けられた。

※ 想定故障については系統構成の違い等により異なっている場合もある。

【一般送配電事業者へのアンケート結果集約（沖縄を除く9社）】

制約要因	安定限界潮流の考え方
熱容量等	地域間連系線と同じ（9社） （N-1故障発生後に潮流調整が可能であることを前提に、短時間に限り使用可能な許容値を設定している場合有り）
同期安定性	対象送電線なし：2社 地域間連系線と同じ：7社
電圧安定性	対象送電線なし：3社 地域間連系線と同じ：6社
周波数維持	対象送電線なし：4社 地域間連系線と同じ：5社

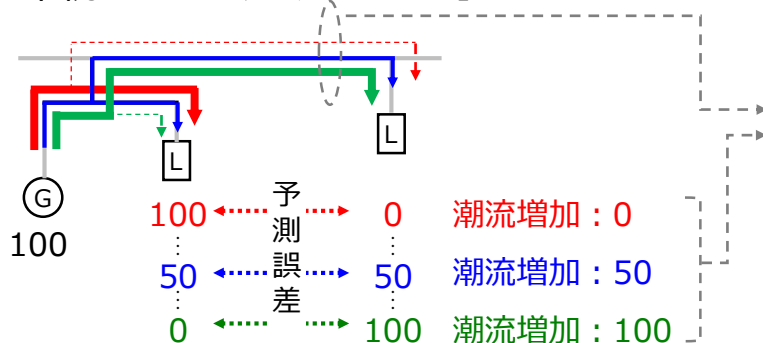
- 一方、フリンジの取り扱いについては、大宗のエリアが地域間連系線と同じ考え方であったものの、影響が限定的との理由から織り込んでいない（≒発動制限 $\Delta kW$ への対応が不明瞭な）エリアもあった。
- また、フリンジの算出方法については、エリア内送電線には随時更新される計画値が存在しないことから、過去の潮流変動実績のみから計算しているとの回答であった。この場合、GF・LFC・EDCの全てを含んだ潮流変動分となっており、この点は地域間連系線と異なる点と考えられる。

【一般送配電事業者へのアンケート結果集約（沖縄および対象送電線が無いエリアを除く）】

制約要因	(エリア内送電線) フリンジの扱い	(地域間連系線) フリンジの扱い
熱容量等	未考慮：9社（地域間連系線と同じ） 考慮：0社	未考慮
同期安定性	未考慮：4社（影響は限定的なため） 考慮：3社	考慮
電圧安定性	未考慮：2社（影響は限定的なため） 考慮：4社	考慮
周波数維持	未考慮：5社（地域間連系線と同じ） 考慮：0社	未考慮

フリンジ算出方法例：潮流実績値の“10秒サンプリング値”と“15分移動平均値”のズレを求め、正規分布に置き換えた時の $3\sigma$ （99.7%）の値により設定

【エリア内系統での $\Delta kW$ 発動※イメージ】※ 実際には予測誤差（EDC）だけでなく、時間内変動（GF・LFC）も合わせて流れる



個別負荷の予測誤差（エリア内誤差の内訳）は常に変化し、これに合わせてEDC潮流も変化する（EDC発動分が全量増加する訳ではない）ため、事前の計画値作成が困難。また、GF・LFC潮流も合わせて流れるため、フリンジはGF・LFC・EDC全てを含んだ潮流実績から算出することとなる。

- 主には送電線故障を想定した回答であったが、平常時についてはフリンジ分程度を除き運用容量の許容しないとの回答であった。また、N-1故障時は運用容量超過を許容しない又は条件付きで許容するとの回答であり、N-2故障以上になると想定していない、あるいは許容するとの回答であった。
- また、電源脱落発生時は下図の通り、一時的に安定限界潮流を超過する可能性も考えられ、電源脱落（初発）と送電線故障（続発）の同時発生（N-2以上）は想定していない、あるいは許容しているものと考えられる。

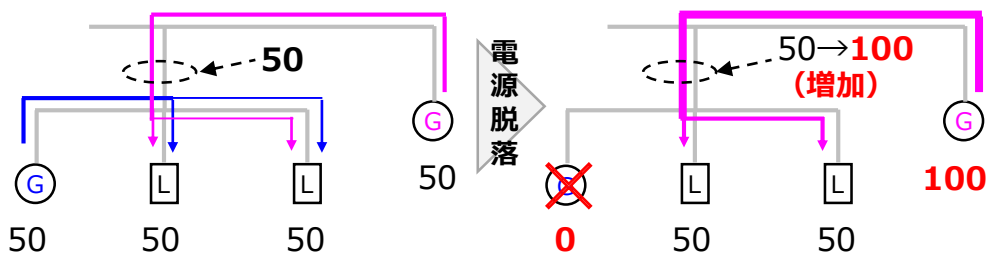
【一般送配電事業者へのアンケート結果集約（沖縄を除く9社）】

制約要因	運用容量超過の考え方
平常時	許容しない：9社（フリンジ程度の超過は許容する場合あり）
N-1故障時	許容する※：5社 許容しない：4社
N-2故障時	想定していない・許容する：9社
N-3故障以上	想定していない：9社

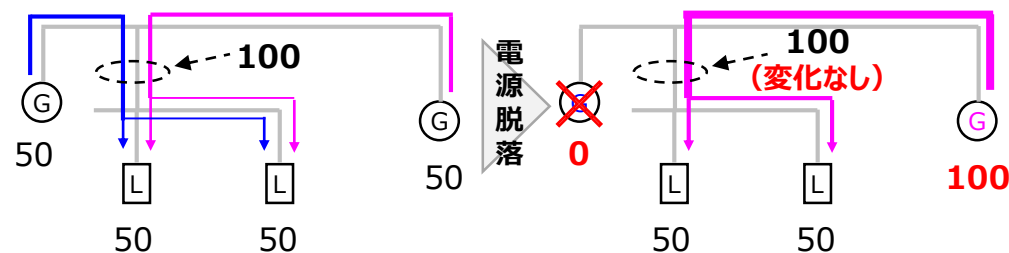
※ 保護装置の設置箇所等や、潮流調整が可能であることを前提に、短時間に限り使用可能な許容値までの超過は許容。

【エリア内送電線の電源脱落時イメージ】

(安定限界潮流を超過する場合)



(安定限界潮流を超過しない場合)



- アンケート結果を踏まえ、運用容量等の考え方（≒発動制限ΔkWへの対応）をまとめると下表の通りとなる。
- 安定限界潮流の考え方および電源脱落の扱いについては地域間連系線、エリア内送電線とも凡そ同様の考え方となっている一方で、フリンジの扱いについては含まれる成分の違いや、織り込み方（それに伴う運用容量の考え方）に一部違いが見られた。
- これらを踏まえ、同時市場における考え方の方向性の検討を行った。

制約要因	地域間連系線		エリア内送電線	
	安定限界潮流の考え方	フリンジの取り扱い	安定限界潮流の考え方	フリンジの取り扱い
熱容量等	N-1故障時に設備の上限温度により決まる値	未考慮	地域間連系線と同じ（9社） （一部、短時間許容値あり）	未考慮
同期安定性	想定故障（N-1,N-2）発生時、発電機の安定運転を維持できる安定限界潮流	考慮 （GF・LFC成分）	対象送電線なし：2社 地域間連系線と同じ：7社	未考慮：4社（影響は限定的なため） 考慮：3社（GF・LFC・EDC成分）
電圧安定性	想定故障（N-1,N-2）発生時、電力系統の電圧を安定的に維持できる安定限界潮流	考慮 （GF・LFC成分）	対象送電線なし：3社 地域間連系線と同じ：6社	未考慮：2社（影響は限定的なため） 考慮：4社（GF・LFC・EDC成分）
周波数維持	系統分離時（N-2）に周波数が一定範囲内に維持できる潮流	未考慮	対象送電線なし：4社 地域間連系線と同じ：5社	未考慮

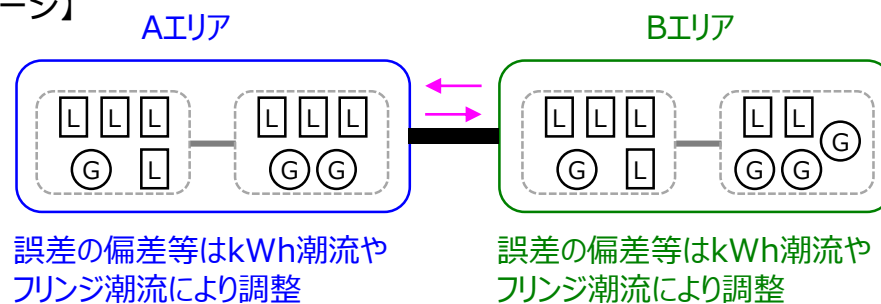
	地域間連系線	エリア内送電線
電源脱落の扱い	初発と続発の同時発生（N-2以上）は考慮しない （潮流増加による運用容量超過は許容）	地域間連系線と同じ



1. 現行の地域間連系線の運用容量の考え方
2. 現行のエリア内送電線の運用容量の考え方（アンケート結果）
3. 同時市場における考え方の方向性
4. まとめ

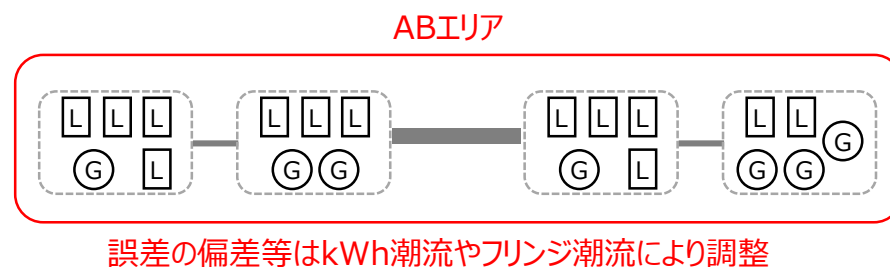
- 同時市場においては第56回本作業会（2023年12月7日）において、広域運用単位に $\Delta kW$ 確保エリアを拡大し、 $\Delta kW$ 確保エリアを跨いだ広域調達が行わないといった基本的な方向性をお示したところ。
- これに伴い $\Delta kW$ 確保エリア単位で必要量を算出し、調整力を調達することとなることから、現行の各エリアで行われている需給調整方法を $\Delta kW$ 確保エリアへ拡大すると考えるのが整合的であり、言い換えれば、現行の地域間連系線とエリア内送電線の明確な区分けが無くなるというのが基本的な考え方になるのではないか。
- 次頁以降で、これらを踏まえたうえでの同時市場における考え方の方向性の検討を行った。

【現行イメージ】



$\Delta kW$ 確保エリア拡大

【同時市場イメージ】



● 一般送配電事業者メンバー ※一部抜粋

もう1点、 $\Delta$ kW確保エリアの考え方のところで、48ページのまとめコメントの記載の意図を確認させていただきたい。一番下に矢じり項目が二つ書かれており、矢じり一つ目のところは広域運用が不可能なものという表現をしているが、ここは混雑に関しては言及しておらず、矢じり二つ目のところで混雑をどのように考えるかを今後検討していくとしている。この矢じり二つ目の混雑というところは地内の送電線の混雑もあれば、連系線の混雑もあり、そこを含んでいるとの見方でよいかを確認したい。

● 事務局 ※一部抜粋

最後に関してもご認識のとおりである。前回の本作業会において、連系線のみならず地内でも混雑は起きるということで、具体的にどのように対応していくか、SCUCのロジックの中で対応するという考え方もあれば、現行の連系線、あるいは各社の地内運用の考え方も踏まえながら、フリンジ・マージンで対応していく考え方もあり得る。まずはそういったファクトを見極めながら、技術的なハードルがあるかどうか踏まえながら、連系線と地内をセットで考えていくということをご指摘のとおりである。

- 運用容量を検討するにあたっての制約要因（安定限界潮流）については、現行における地域間連系線もエリア内送電線も同じ考え方となっているところ。
- この点については、同時市場において $\Delta kW$ 確保エリアの拡大がされたとしても、考え方が大きく変わるものではなく、熱容量等、同期安定性、電圧安定性、周波数維持の4つの制約要因について検討を行い、これらの安定限界潮流の最小値を選ぶのが基本的な方向性となるのではないか。

制約要因	安定限界潮流の考え方		同時市場の方向性
	地域間連系線	エリア内送電線	
熱容量等	N-1故障時に設備の上限温度により決まる値	地域間連系線と同じ	現行から変更なし
同期安定性	想定故障（N-1,N-2）発生時、発電機の安定運転を維持できる安定限界潮流	地域間連系線と同じ	
電圧安定性	想定故障（N-1,N-2）発生時、電力系統の電圧を安定的に維持できる安定限界潮流	地域間連系線と同じ	
周波数維持	系統分離時（N-2）に周波数が一定範囲内に維持できる潮流	地域間連系線と同じ	

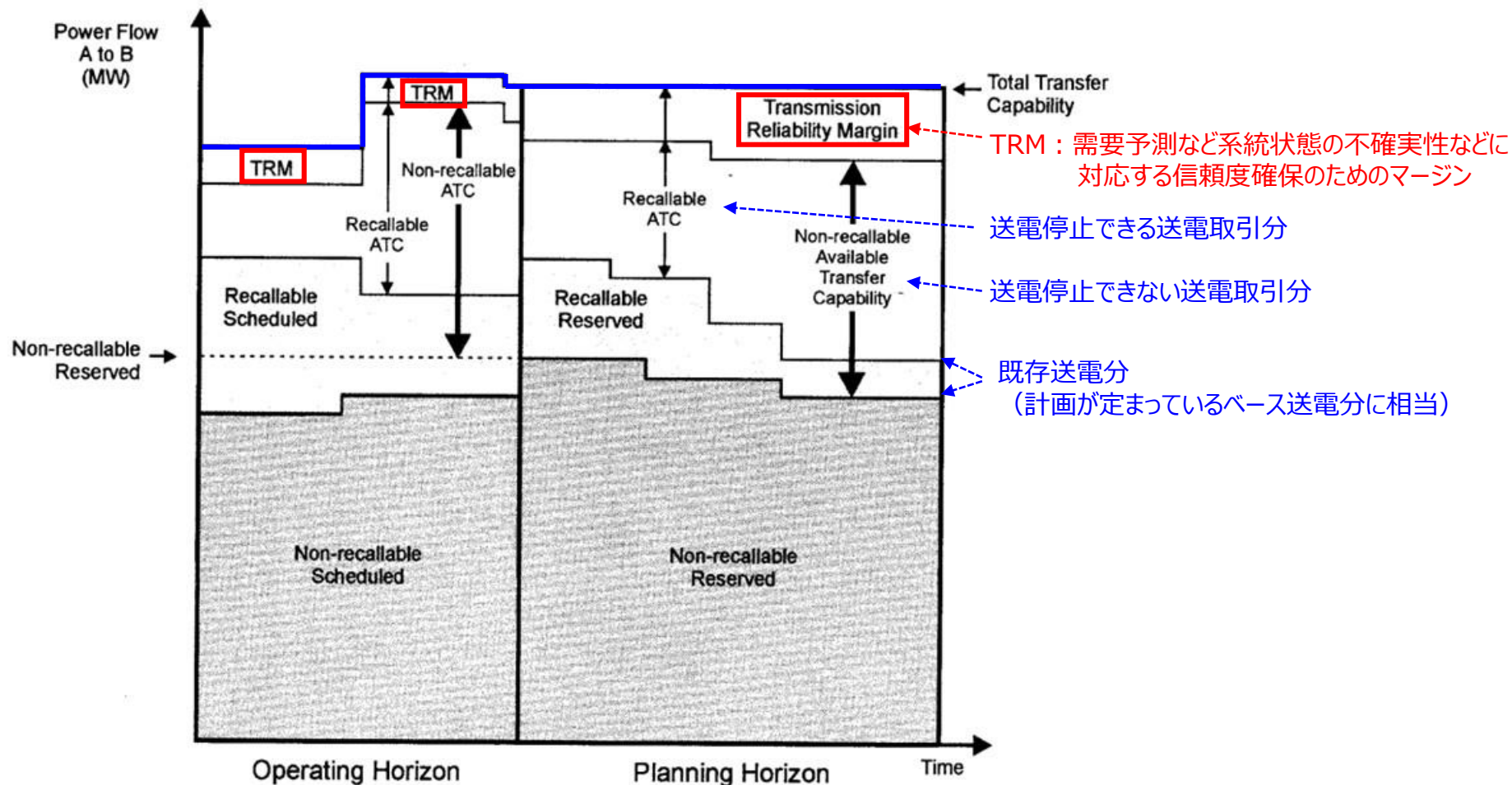
- フリンジに含まれる成分について地域間連系線はGF・LFC成分のみに対してエリア内送電線はGF・LFC・EDC成分が含まれたものとなっている。
- 今後、同時市場においては、現行の地域間連系線とエリア内送電線の明確な区分けが無くなるということを考えると、フリンジの扱い（≒発動制限ΔkWへの対応）については統一することが望ましい。
- この点、現行の地域間連系線では（同期安定性・電圧安定性に対し）フリンジを考慮していること、あるいは北米においてもTRM（信頼度マージン）という形で安定限界潮流から減算していることから、同時市場においても、現行の地域間連系線と同様にすることで、発動制限ΔkWへ対応する方向性が考えられるのではないか。
- そのため、フリンジの算定方法※<sup>1</sup>であったり、現行はフリンジ考慮していないエリア内送電線の扱い等について、今後、検討を深めていくこととしてはどうか。

※1 フリンジに一定の尤度を織り込むか、具体的な算定式をどうするか等の検討が考えられる。

制約要因	現行の考え方		同時市場の方向性※ <sup>2</sup>
	地域間連系線	エリア内送電線	
熱容量等	未考慮	未考慮	未考慮
同期安定性	考慮 (GF・LFC成分)	未考慮：4社（影響は限定的なため） 考慮：3社（GF・LFC・EDC成分）	考慮 (GF・LFC・EDC成分)
電圧安定性	考慮 (GF・LFC成分)	未考慮：2社（影響は限定的なため） 考慮：4社（GF・LFC・EDC成分）	考慮 (GF・LFC・EDC成分)
周波数維持	未考慮	未考慮	未考慮

※2 地域間連系線において、EDC成分のフリンジをどうするかについては、同時市場においてPoの扱いがどうなるかによっても変わり得るか。

■ 北米における送電可能容量（運用容量）の算出においても、需要予測など系統状態の不確実性などに対応する信頼度確保のためのマージン（TRM : Transmission Reliability Margin）を安定限界潮流から減算している。



- また、電源脱落後の潮流増加に伴う一時的な運用容量の超過については、現行の地域間連系線ならびにエリア内送電線ともに割り切っている（許容している）ところ。
- 言い換えれば、電源脱落と送電線事故の同時発生（N-2以上）は考慮しておらず、仮に電源脱落により一時的に運用容量を超過した場合は、その後の潮流調整により運用容量以内に回復させるといった考え方になるか。
- この点について、海外では緊急時SCED機能等で対応しており、同時市場においても同じような対応（緊急的なSCED計算）は可能と考えられる。
- このため、同時市場においても現在と同様、電源脱落による一時的な運用容量超過は許容する（割り切る）方向で検討を進めてはどうか。

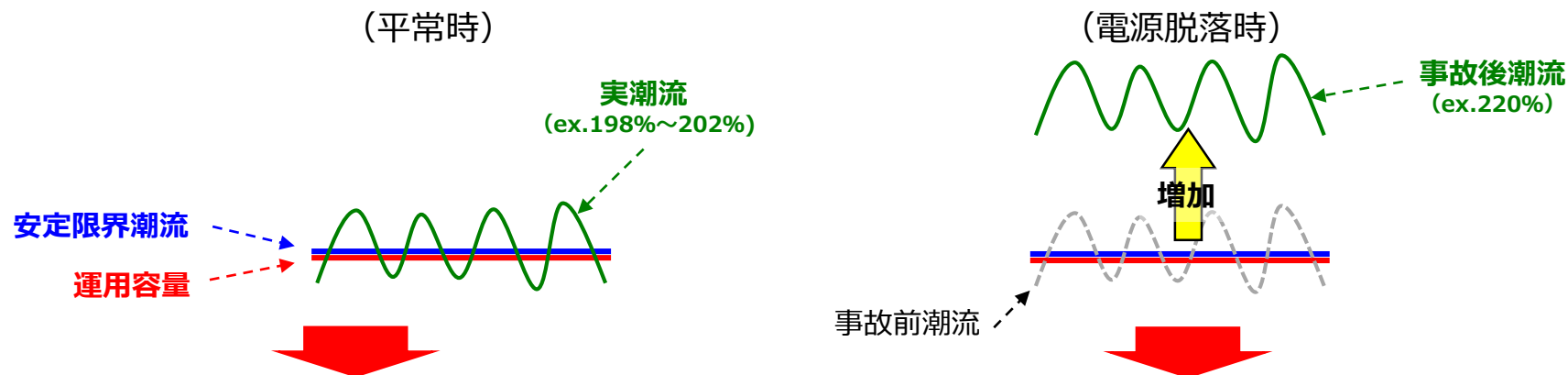
	地域間連系線	エリア内送電線	同時市場の方向性
電源脱落の扱い	初発と続発の同時発生（N-2以上）は考慮しない （潮流増加による運用容量超過は許容）	地域間連系線と同じ	現行から変更なし



- 一方、N-1電制適用箇所（平常時運用容量200%）における熱容量等の扱いについては更なる検討が必要。
- 具体的には、現状は、1回線故障（N-1）が発生しない限り設備容量は超過しないものの、N-1電制適用箇所（平常時運用容量200%）は平常時（N-0）においてもフリンジにより設備容量を超過することをどう考えるか。（一時的な設備容量超過を許容できないのであれば、フリンジ分を考慮（減算）することも考えられるか）
- また、電源脱落（N-1）発生時は、フリンジ分（平常時の過去実績）を上回る潮流増加となり、N-1電制動作する可能性も考えられるところ、それが許容できない※のであれば、米PJMにおけるSFTのように、最適化（SCUC・SCED）とは別プロセスでN-1事故時等の潮流解析を行い、制約違反時はSCUC・SCED結果を補正するといった手段と組み合わせることも考えられるか。

※ 初発の電源脱落（N-1）に連鎖して、事故後潮流が過負荷になった箇所のN-1電制が動作すると更なる周波数低下を招き、最悪の場合、大規模停電に至る可能性も考えられる。

【 N-1電制適用箇所（平常時運用容量200%）における熱容量等の扱い（イメージ） 】



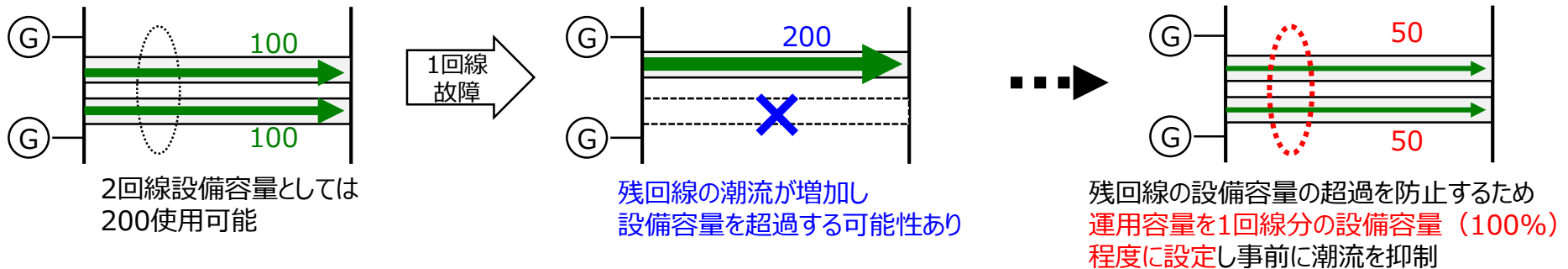
平常時（N-0）の超過をどう考えるか（一時的な超過を許容できないならば、フリンジ考慮（減算）も一案）

電源脱落（N-1）発生時における、連鎖的なN-1電制動作は許容できないと考えると、SFTによる補正を導入するのも一案

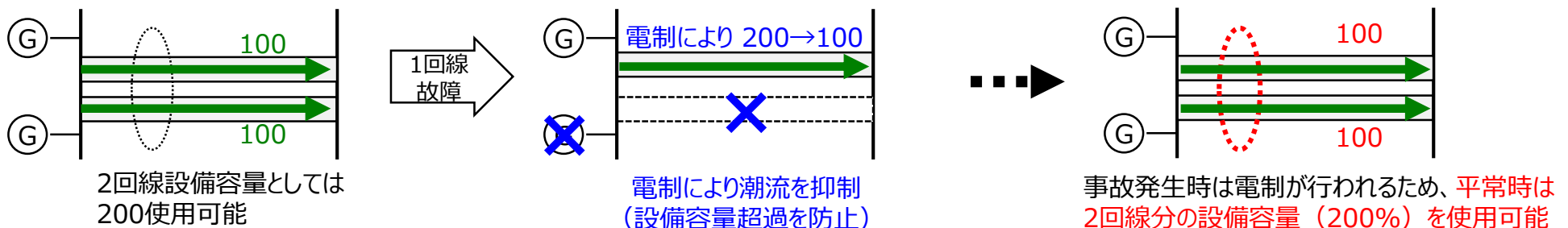
- 熱容量等によって運用容量が決まる※2回線送電線における平常時の運用容量は、1回線故障発生時においても残回線の設備容量を超過しないように設定されている。このため、2回線送電線であっても、1回線分の設備容量（100%）程度が運用容量として設定されている。
- 一方、N-1電制適用後においては、1回線故障発生時に残回線の設備容量を超過しないように電源制限（潮流抑制）を行うことを前提に、現行の平常時の運用容量を拡大（2回線設備容量を超えない範囲）したうえで運用を行うこととなる。
- このため、2回線分の設備容量を使用することが可能となり、現在の平常時の運用容量（1回線分の設備容量）の2倍程度（200%）の潮流が流れる可能性がある。

※熱容量、同期安定性、電圧安定性、周波数維持それぞれの制約要因を考慮する必要があり、4つの制約要因の限度値のうち最も小さいものを運用容量としている。

【現在の運用イメージ（1回線設備容量100の場合）】



【N-1電制適用後の運用イメージ（1回線設備容量100の場合）】

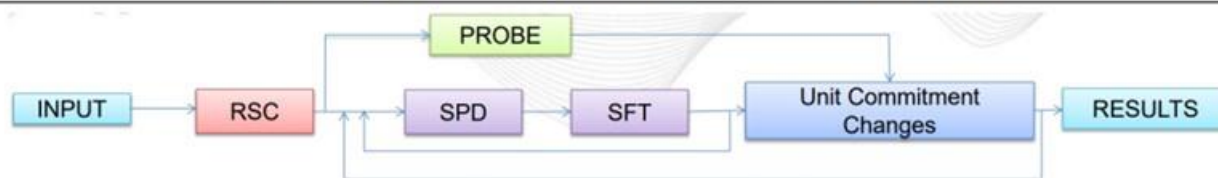


# 米PJMにおける前日市場 (SCUC) 決定プロセスについて

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 <b>事故発生時の潮流解析</b> （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、 <b>発電機起動停止計画（ユニットコミットメント）の変更</b> 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  
Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN

出所) PJM「Day Ahead Market Clearing Process & Unit Contingency Modeling」をもとに作成

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



電力広域的運営推進機関  
Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN

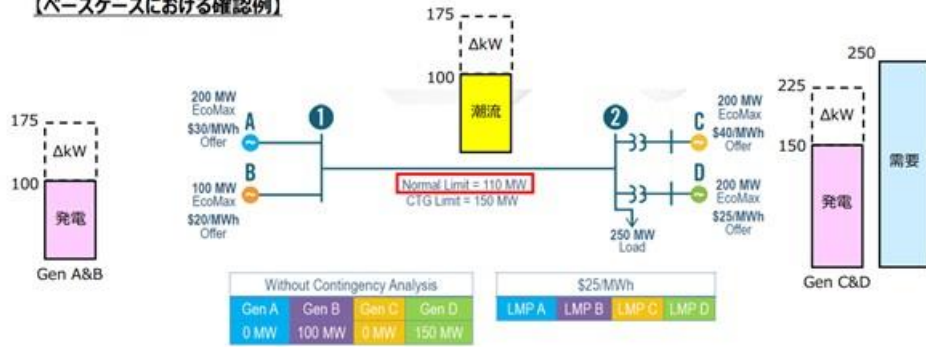


SFT (Simultaneous Feasibility Test) 概要について (1 / 2) 10

- 前述のSFT (Simultaneous Feasibility Test) において実行される「ベースケースと事故発生時の潮流解析 (contingency power flow analysis) 」とは、具体的には以下の通り。
- ベースケースでは、経済的な出力配分を行った場合、平常時運用容量※内に収まるかどうかを確認している。

※ 送電線故障 (2回線→1回線) 時に設備損壊しない運用容量 (熱容量の約100%~110%)

【ベースケースにおける確認例】



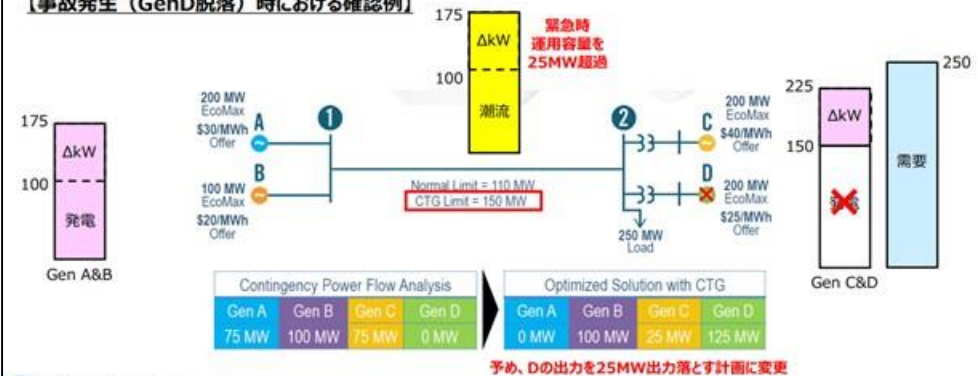
電力広域的運営推進機関 出所) PJM「Day Ahead Market Clearing Process & Unit Contingency Modeling」を元に作成  
<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mc/20180311-special/20180311-item-03-day-ahead-process-and-unit-contingency-modeling.pdf>

SFT (Simultaneous Feasibility Test) 概要について (2 / 2) 11

- 一方、事故発生時の潮流解析ではN-1事故 (単機ユニット脱落等) 発生時に緊急時運用容量※1内に収まるかどうかを確認している。
- この時、運用容量超過をする場合は、ユニット持ち替え等の補正 (SCUCスケジュールの変更) を行っている。 (ただし、下記の例でも厳密には過負荷解消になっておらず※2、影響緩和した上で割り切っている可能性もある)

※1 送電線故障 (2回線→1回線) 時に設備損壊防止対策が必要となる運用容量 (熱容量の約150%~200%)  
 ※2 抑制した電源D (125MW) が脱落すると、電源Aから約60MW流れ、緊急時運用容量を約10MW超過する。

【事故発生 (GenD脱落) 時における確認例】



予め、Dの出力を25MW出力落とす計画に変更

電力広域的運営推進機関 出所) PJM「Day Ahead Market Clearing Process & Unit Contingency Modeling」を元に作成  
<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mc/20180311-special/20180311-item-03-day-ahead-process-and-unit-contingency-modeling.pdf>

1. 現行の地域間連系線の運用容量の考え方
2. 現行のエリア内送電線の運用容量の考え方（アンケート結果）
3. 同時市場における考え方の方向性
4. まとめ

■ 同時市場における運用容量やフリンジの考え方（ $\equiv$ 発動制限 $\Delta kW$ への対応）をまとめると下表の通りとなり、まずはこれらを基本的な考え方とした上で、引き続き深掘り検討を行い、解決が困難な課題が顕在化した場合は、必要に応じて見直しを行っていくこととしてはどうか。

制約要因	安定限界潮流の考え方		同時市場の方向性
	地域間連系線	エリア内送電線	
熱容量等	N-1故障時に設備の上限温度により決まる値	地域間連系線と同じ	現行から変更なし
同期安定性	想定故障（N-1,N-2）発生時、発電機の安定運転を維持できる安定限界潮流	地域間連系線と同じ	
電圧安定性	想定故障（N-1,N-2）発生時、電力系統の電圧を安定的に維持できる安定限界潮流	地域間連系線と同じ	
周波数維持	系統分離時（N-2）に周波数が一定範囲内に維持できる潮流	地域間連系線と同じ	

制約要因	フリンジの扱い		同時市場の方向性
	地域間連系線	エリア内送電線	
熱容量等	未考慮	未考慮	未考慮 (N-1電制適用箇所はどうか)
同期安定性	考慮 (GF・LFC成分)	未考慮：4社 考慮：3社 (GF・LFC・EDC成分)	考慮 (GF・LFC・EDC成分)
電圧安定性	考慮 (GF・LFC成分)	未考慮：2社 考慮：4社 (GF・LFC・EDC成分)	考慮 (GF・LFC・EDC成分)
周波数維持	未考慮	未考慮	未考慮

	地域間連系線	エリア内送電線	同時市場の方向性
電源脱落の扱い	初発と続発の同時発生（N-2以上）は考慮しない (潮流増加による運用容量超過は許容)	地域間連系線と同じ	現行から変更なし (N-1電制適用箇所はSFT補正と組合せ)