

緊急時の負荷制限の織り込みに 関する検討の方向性について

2024年10月10日

将来の運用容量等の在り方に関する作業会 事務局

- 第2回本作業会（2024年8月29日）において、周波数維持制約に係る論点として、「緊急時の負荷制限の織り込み（No.5-2-1）」を挙げており、今後、系統制御（負荷制限）を織り込んだ運用容量算出（負荷制限の在るべき姿）について、社会便益等も考慮の上、深掘り検討することとした。
- 今回、負荷制限の在るべき姿の検討に向け、まずもっては、緊急時の負荷制限の概要・類型について整理した。
- また、市場分断発生率の変化（増加）など、昨今の状況変化が著しい連系線（中部関西間（中部向き）・中国九州間（九州向き））については、将来的な設備増強による運用容量の拡大が計画※されているものの運開まで相応の期間を要することとなり、速やかな検討が望ましいことから、在るべき姿の検討と並行して、個別の対応（織り込み）要否についても検討する等、今後の進め方を整理したため、ご議論いただきたい。

※ 中部関西間は、2026年度から中地域交流ループ運用による運用容量拡大を予定しており、その後、2030年度には連系線の増強を予定。また、中国九州間では、国の審議会において、連系設備増強の方向性が示されており、現在、広域系統整備委員会で具体的な系統増強について議論を行っているところ（概略所要工期9年程度）

本作業会における今後の主要論点

32

- 前述の制約要因一覧や前回頂いたご意見等を踏まえ、本作業会で取扱うべき主要論点は、現時点で以下の通り。
- 今後、それぞれの論点について、具体的な進め方の整理や深掘り検討を進めることとしたい。

大項目	中項目	No.	論点
共通	想定故障（クライテリア）	1-1-1	N-1,N-2故障の具体的様相や社会的影響の考え方の違いは妥当か
	プリンジ	1-2-1	各決定要因におけるプリンジの取り扱いをどうするか
		1-2-2	地域間連系線とエリア内送電線のプリンジの取り扱いを統一することが可能か
	緊急的な運用容量拡大	1-3-1	地内混雑の進展を見据え、地内系統における緊急的な運用容量の拡大スキームが必要かどうか
	再エネ導入による影響	1-4-1	再エネ大量導入が運用容量へ与える影響とは何か
熱	短時間容量	2-1-1	地内送電線へ適用している短時間容量を地域間連系線へ適用できない理由は何か
	電源制限	2-2-1	N-1電制量上限の考え方は妥当か
同期安定性	中西安定度	3-1-1	中西θを運用容量の新たな制約として追加する必要があるか
	電源制限	3-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か
電圧安定性	判定方法	4-1-1	電圧安定性の妥当な評価方法は何か
	電源制限	4-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か
周波数維持	EPPS	5-1-1	周波数品質を踏まえ、考え方の見直しやその影響評価が必要かどうか
	負荷制限	5-2-1	N-2故障時に負荷制限を織り込まないことの（EUE算定への影響も含めて）理由は何か
	電源制限	5-3-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か
	系統特性定数	5-4-1	系統特性定数を用いた判定方法は妥当か
		5-4-2	調整力調達の在り方や系統構成、周波数制御方式が変化していく中でも系統特性定数は必要か
		5-4-3	調整力必要量の見直しや負荷特性の変化等を踏まえ、系統特性定数の再算定が必要か

地域間連系線制約の差異 (特徴) 3 / 3

18

- 中国九州間連系線では、他の地域間連系線とは異なり、周波数低下限度59.0Hzで運用容量を算出しているため、負荷側UFR動作(59.1Hz)を許容した運用容量となっている。
- また、中国九州間連系線(九州向)では、負荷制限を織り込んでいない(無制御の限界潮流で算出している)ため、N-2故障(1ルート断)時の発電機解列量(PV、自家発等)も相まって、運用容量が小さくなっている。
- 今後の設備増強等を考慮しても、中国九州間連系線では周波数維持制約が継続するため、他の地域間連系線あるいは後述する地内系統と同様に、**系統制御(負荷制限)を織り込んだ運用容量算出について、社会便益等も考慮の上、深掘り検討**することも考えられる。 ⇒No.5-2-1に反映

(参考) 連系線1ルート故障(N-2)時の系統周波数の限度値

50

- 低下側限度値は、太陽光や自家発等が運転可能な周波数限度等を考慮し、59.0～59.5Hzの範囲で設定。
- 一方、上昇側の限度は、発電機の長時間運転可能周波数の許容限度値(60.5～61.2Hz)を考慮し、60.0 Hz～60.6Hzで設定されている。

潮流方向		周波数低下限度	周波数上昇限度
中部関西	中部 ⇒ 関西	59.2 Hz (北陸・関西以西)	60.5 Hz (中部)
	関西 ⇒ 中部	59.5 Hz (中部)	60.6 Hz (北陸・関西以西)
北陸関西	北陸 ⇒ 関西	59.2 Hz (中部・関西以西)	60.0 Hz (北陸)
	関西 ⇒ 北陸	59.2 Hz (北陸)	60.6 Hz (中部・関西以西)
中国四国	中国 ⇒ 四国	59.2 Hz (四国除く中部以西)	60.3 Hz (四国)
	四国 ⇒ 中国	59.2 Hz (四国)	60.6 Hz (四国除く中部以西)
中国九州	中国 ⇒ 九州	59.0 Hz (中国以東)	60.5 Hz (九州)
	九州 ⇒ 中国	59.0 Hz (九州)	60.6 Hz (中国以東)

1. はじめに

3

- 中国九州間連系線(中国向)においては、同連系線にルート(2回線)断事故が発生した場合、受電している中西5エリア(中部～四国)の周波数低下により中西5エリアで広域的な負荷遮断(停電)が発生する可能性があるものの、その事象が非常に稀頻度であることを前提に運用容量を設定している。
- 中国九州間連系線の1回線作業時においても運用容量を平常時と同水準に維持した場合、単一故障時(N-1故障時)で九州を除く中西5エリアで広域的な負荷遮断(停電)に至る可能性がある。
- このため、現在、1回線作業時には、一般送配電事業者が調整力公募(電源Ⅰ・Ⅱ)契約※1の中で、系統保安ポンプ運用※2を行うことで運用容量を維持している。
 - ※1 調整力公募(電源Ⅰ・Ⅱ)契約の「起動停止(揚水起動含)」「揚水運転」「発電出力増減」の指令による
 - ※2 運用容量維持に係るポンプは、以下の二つがある。
 - ①自エリアの需給バランスに必要な揚水(以下、自然体ポンプ)と
 - ②2回線時の運用容量を維持するために必要な調整力を使った揚水(以下、系統保安ポンプ)
- 一方、2024年度以降は調整力公募による電源Ⅰ、電源Ⅱ契約が終了することから、揚水運用の主体は基本的に調整力提供者(BG)となり、一送主体の系統保安ポンプ運用による運用容量維持対策ができなくなる。
- こうした状況を踏まえて、本日は、1回線作業時の運用容量の低下への対応の検討状況についてご説明したい。



出所) 第1回将来の運用容量等の在り方に関する作業会(2024年7月19日)資料6より抜粋

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/2024_unyoyouryousagyoukai_01_haifu.html

出所) 第92回調整力及び需給バランス評価に関する委員会(2023年11月17日)資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/chousei_jukyu_92_haifu.html

1. 緊急時の負荷制限の概要
2. 状況変化を踏まえた個別織り込み検討
 - 対象①：中部関西間連系線（中部向き）
 - 対象②：中国九州間連系線（九州向き）
3. まとめと今後の進め方

1. 緊急時の負荷制限の概要

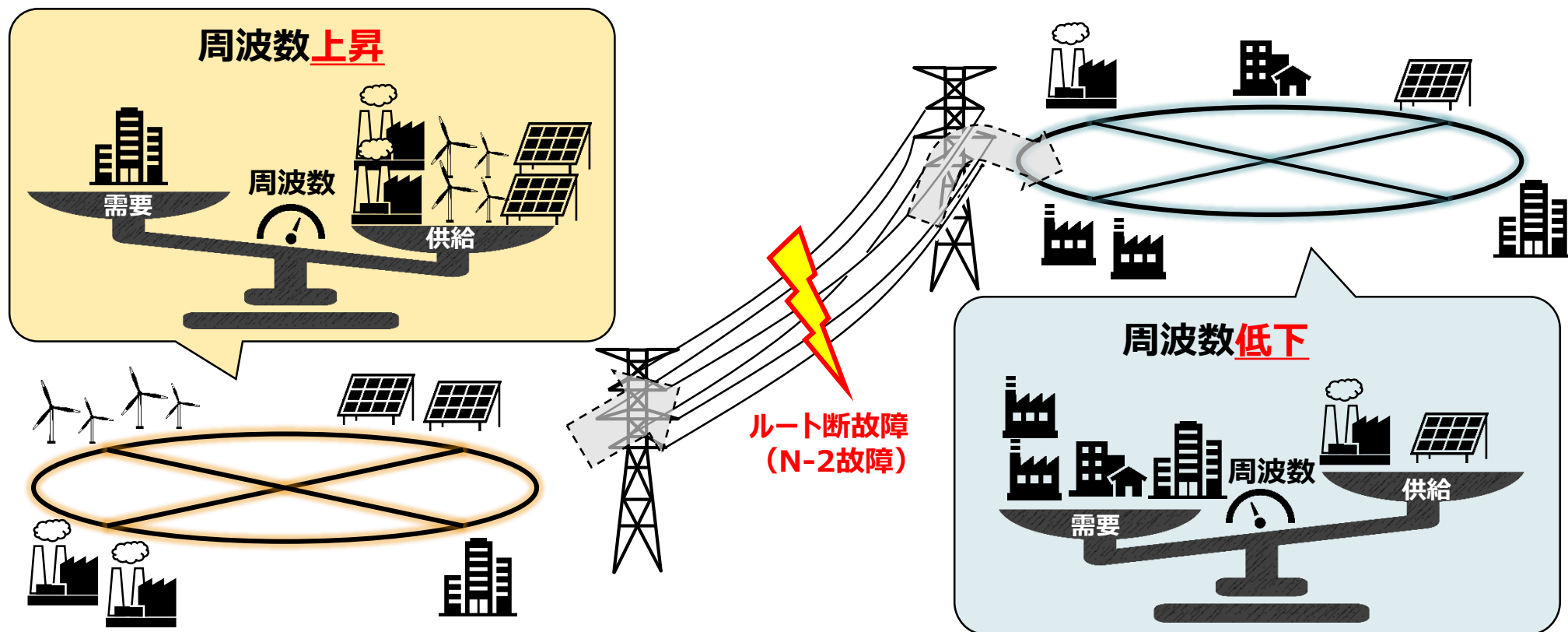
2. 状況変化を踏まえた個別織り込み検討

対象①：中部関西間連系線（中部向き）

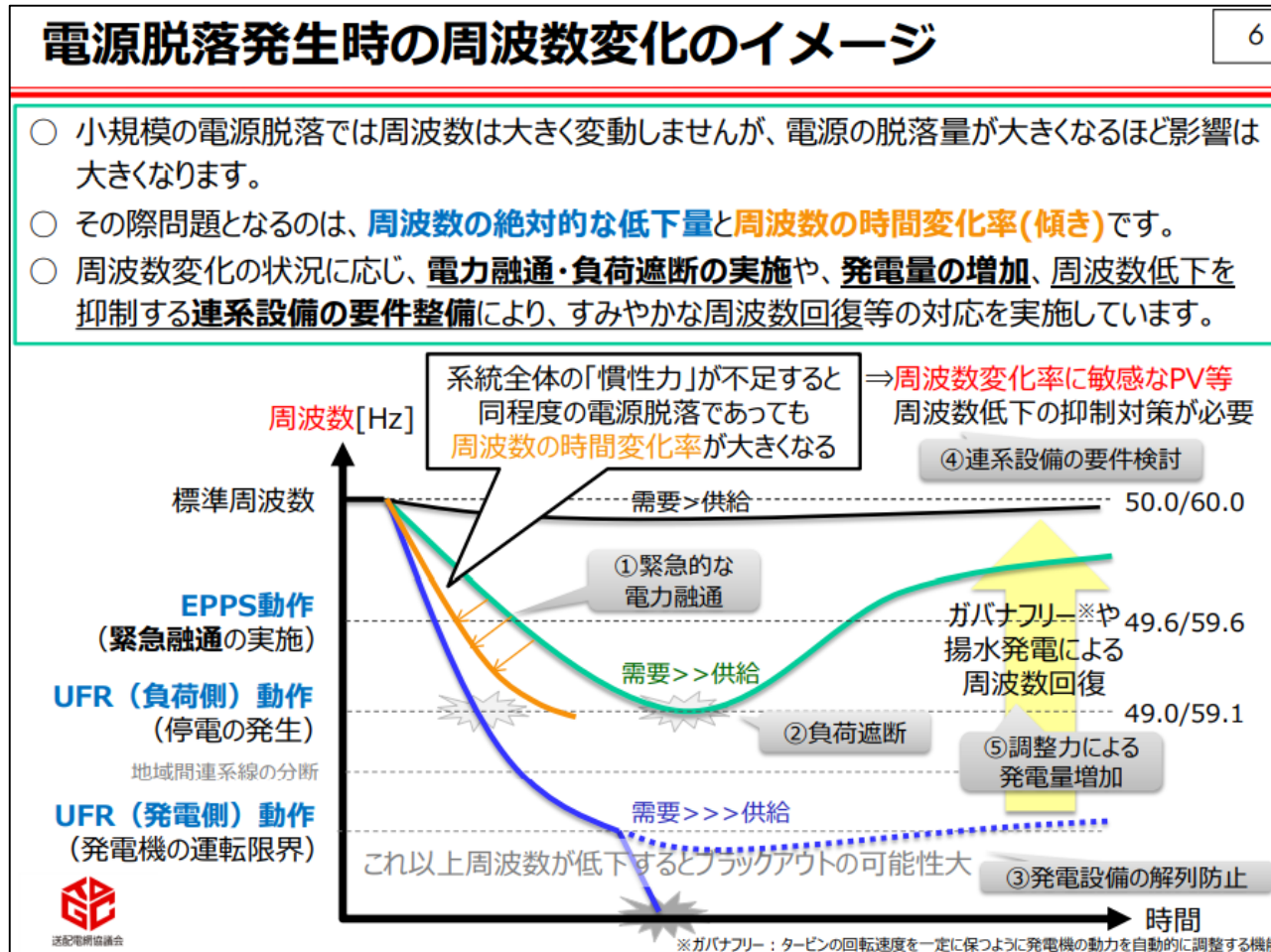
対象②：中国九州間連系線（九州向き）

3. まとめと今後の進め方

- 電力は大容量を貯めることができないため、需要と供給を常にバランスさせる必要がある。
- 送電線のルート断故障（N-2故障）等により需給バランスが大きく崩れると、片側の系統では、発電機の機械入力（供給）が電気出力（需要）を上回り、回転数上昇により系統周波数が上昇する（もう片側では、供給が需要を下回り、回転数減少により系統周波数が低下する）。こうした現象は**数秒オーダーで起こる**ことが分かっている。
- そのため、N-2故障で需給バランスが大きく変わる設備に流すことのできる潮流は、電力系統の周波数を安定的に維持できる限界までとする必要がある（周波数維持制約）。



- 周波数低下限度を超えた系統周波数では、発電機が運転可能な周波数を下回り、タービン動翼の共振や、補機能力が低下する（それを防止する発電機保護リレーが動作する）ため、大量の発電機が解列する可能性がある。
- **発電機の解列は、供給不足によって周波数が低下している状況をさらに加速させ、大規模停電に発展する。**



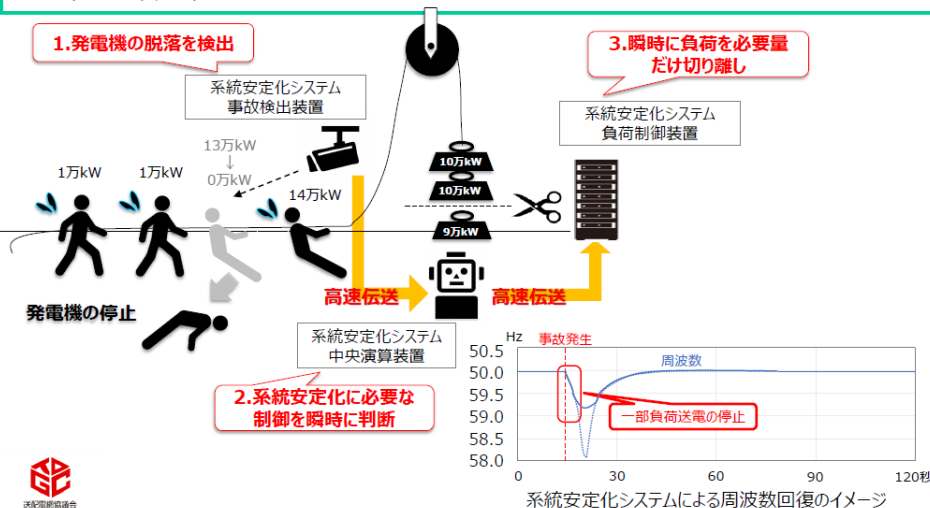
- 一方、周波数低下側で制約される場合には、本来的には（増強可能箇所については）系統増強によって制約を解消することが望ましいものの、**緊急時（N-2故障）の需要過剰分（必要最小限）の負荷制限を許容すれば**、周波数低下を抑え、周波数維持制約（運用容量）を拡大※することもできる。
- 負荷制限の方法としては「系統安定化装置」と「負荷側UFR」の2種類存在するが、あくまで周波数が下がる**前**に対応するか、下がった**後**に対応するかの違いであり、「**大きな周波数低下事象に対し、一部の需要を切り離して（一部停電させて）大規模停電の未然防止を図る系統安定化制御**」という意味では同じものとなる。

※ どこまで拡大できるか（負荷制限を許容できるか）は、社会的影響や技術的制約にもよる。

② 系統安定化システムによる負荷遮断

9

- 2回線送電線の同時故障（ルート断）による電源脱落など、**想定される大規模電源脱落に対して予め演算した量の負荷遮断**（揚水動力などお客さまの停電に至らないものから優先）をすることで、**早期の周波数回復**や、**発電機が不安定な状態に至ることの防止**を図る**系統安定化システム**の導入事例もあります。

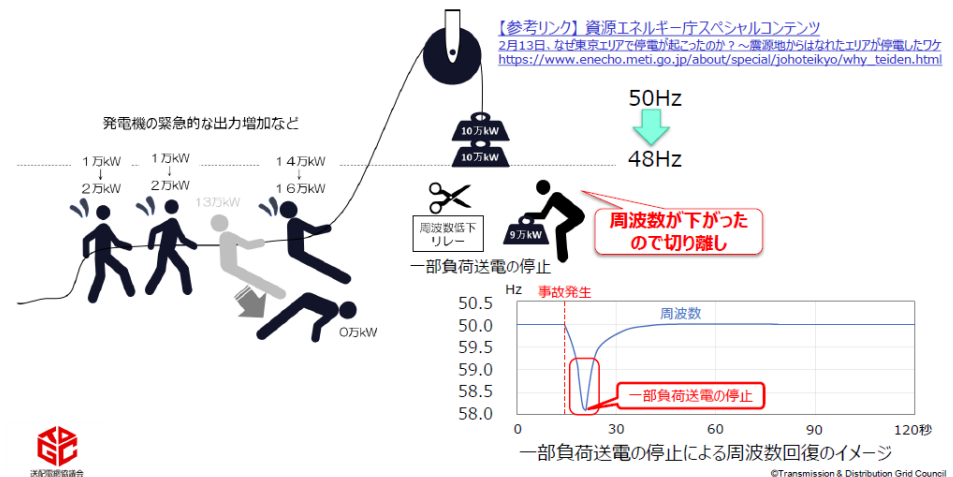


② 負荷側UFRによる負荷遮断

8

- 周波数が一定時間、設定値以下となった場合、**周波数低下を検出する装置（UFR）**が動作します。UFR（負荷側）は、予め設定された周波数以下となった場合、**大規模停電を回避するために、一部の需要を切り離して（停電させる）**低下した周波数を回復させます。

UFR：Under Frequency Relay（周波数低下リレー）発電機の保護や電力系統の安定化のために、周波数低下を検出し、自動的に発電設備や一部の需要を電力系統から切り離す装置のこと。



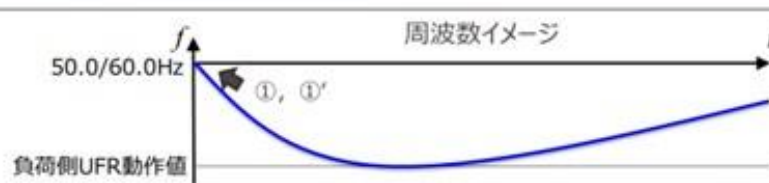
(参考) 系統安定化システムと負荷側UFRの違い

10

周波数が下がる**前**の対応

系統安定化システム

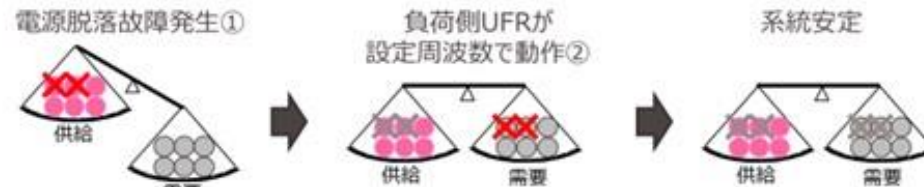
想定する電源脱落故障（送電線ルート断故障等）発生時に、周波数が負荷側UFRの動作値を下回ることがないよう、予め演算した量の負荷遮断（揚水動力などお客さまの停電に至らないものから優先）を瞬時に行う装置。



周波数が下がった**後**の対応

負荷側UFR

想定を超える電源脱落故障が発生し、周波数が負荷側UFR動作値を下回る場合、これを検出し自動的に負荷制限を行う装置。



送配電網協議会

©Transmission & Distribution Grid Council

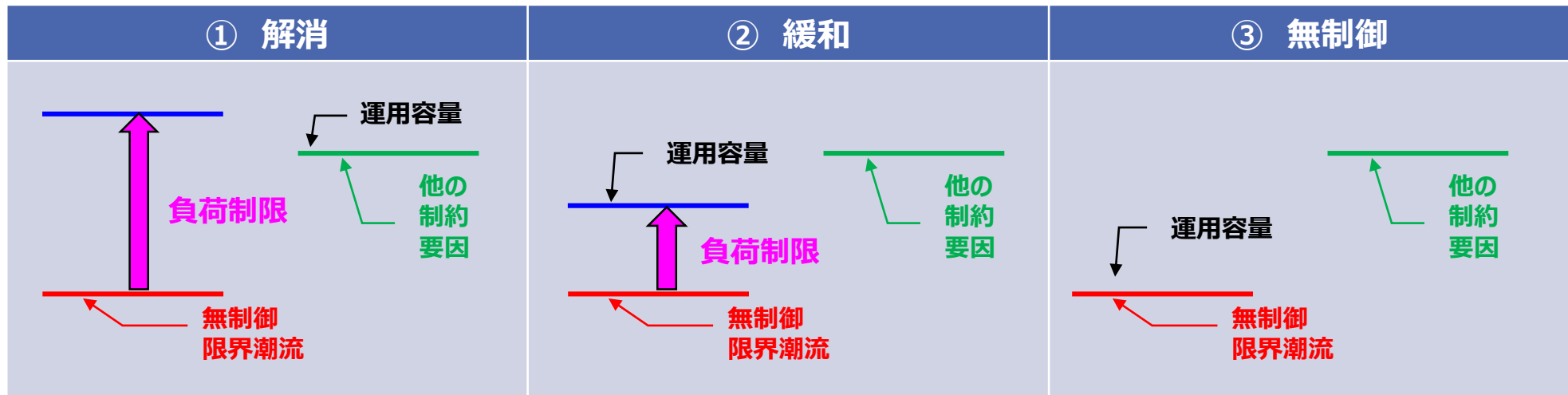
■ 負荷制限の織り込みには（織り込み無も含めて）下記のとおり、大きく3通り存在する。

類型①：負荷制限の織り込みにより、周波数維持制約を「解消」（他の制約要因が運用容量となる）

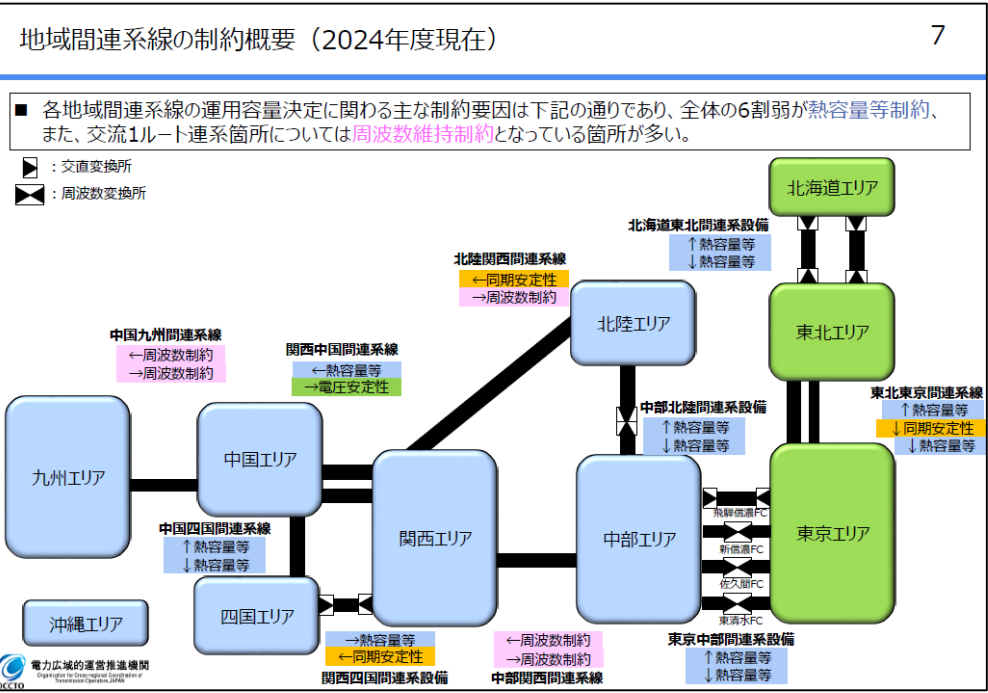
類型②：負荷制限の織り込みにより、周波数維持制約を「緩和」（制約要因は周波数維持制約のまま）

類型③：負荷制限を織り込まず、無制御限界潮流が周波数維持制約（運用容量）となる

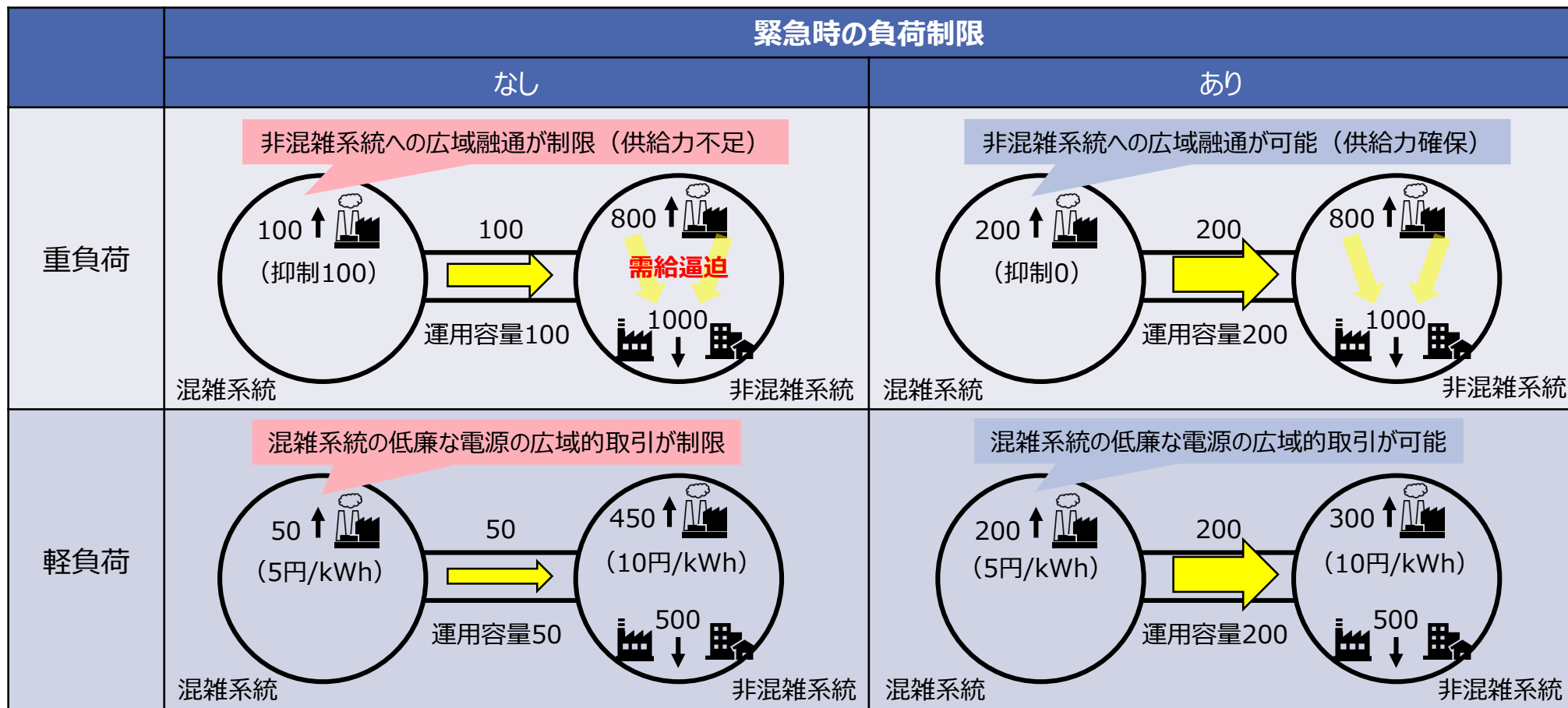
【負荷制限の織り込み（イメージ）】



- 前回調査した制約概要（連系線・各地内の交流1ルート連系箇所）を踏まえると、以下のような特徴（適用の考え方）が見受けられる。
 - 連系線については、類型②（緩和）または類型③（無制御）が多い（一部、類型①（解消）も存在）
⇒連系線のルート断は、系統分離によって系統規模が小さくなり周波数維持に必要な負荷遮断が多く、また系統復旧への影響も大きいことから類型②が多い（推定）
 - 各地内については、類型①（解消）が大宗を占める
⇒設備形成時あるいは将来の混雑（ネック）箇所とならないよう、必要な負荷遮断を織り込んでおく考え方（推定）



- いずれの類型（① or ②）であっても、緊急時の負荷制限については、一定の条件下での停電を許容することで、**重負荷期の供給力確保や軽負荷期の経済取引に資する等、低廉な電気料金のための有効な施策**（今ある流通設備の最大限の有効活用）といえる。
- この点、将来の状況変化（再エネ導入により不特定多数で混雑発生）や、既存ならびに新たな制約箇所の平仄も踏まえ、（増強困難箇所あるいは増強前箇所に対する）負荷制限の在るべき姿を検討する必要がある。



1. 緊急時の負荷制限の概要

2. 状況変化を踏まえた個別織り込み検討

対象①：中部関西間連系線（中部向き）

対象②：中国九州間連系線（九州向き）

3. まとめと今後の進め方

- 前述の、全ての連系線・各地内に共通的な負荷制限の在るべき姿の検討には一定の時間を要する。
- 一方で、市場分断発生率の変化（増加）など、昨今の状況変化が著しい連系線も存在し、この点、負荷制限を前提とした運用容量の設定自体は既に行われているなか、全く負荷制限が考慮されていない箇所や織り込み方の改善が見込まれる箇所における速やかな検討を妨げるものではないと考えられる。
- そのため、在るべき姿の検討と並行して、個別の対応（織り込み）要否についても検討を進めることとする。

年間レビュー（2022年10月～2023年9月）①：分断発生率

- まず、GLに記載されている、市場の分断発生状況について、過去1年間（2022年10月～2023年9月）のレビューを行った。
- 各連系線の分断率の過去1年間の状況とその前年1年間との比較は以下のとおり。
- **中国-九州間連系線の分断率が大きく低下したほか、北海道-本州間連系線や東京-中部間連系線の分断率が低下した一方で、中部-北陸間および中部-関西間連系線の分断率が大きく上昇していた。**その他の連系線の分断発生状況については、大きな変化は見られなかった。
- これらを総合すると、**分断発生状況は、大きく改善しているとも、大きく悪化しているとも言えない。**

運用容量が周波数維持制約で定まっている連系線

	北海道- 本州間	東北- 東京間	東京- 中部間	中部- 北陸間	中部- 関西間	北陸- 関西間	関西- 中国間	関西- 四国間	中国- 四国間	中国- 九州間
2022年10月 ～2023年9月	10.6%	9.4%	29.3%	38.9%	41.1%	2.3%	1.5%	3.7%	2.3%	25.7%
2021年10月 ～2022年9月	15.5%	13.8%	37.1%	10.5%	11.9%	1.5%	2.2%	4.1%	1.9%	59.3%

1. 緊急時の負荷制限の概要

2. 状況変化を踏まえた個別織り込み検討

対象①：中部関西間連系線（中部向き）

対象②：中国九州間連系線（九州向き）

3. まとめと今後の進め方

- 第96回制度設計専門会合（2024年4月26日）において、2023年度における連系線分断率を2022年と比較すると、中部関西間（中部向き）の分断率が大幅に上昇（夏季においては6～7割）していることが報告された。
- また、特に運用容量が小さくなる夜間帯（22時～8時）にかけて、顕著に増加していることも確認された。

調査対象とする期間・地域

- 2023年における全国の連系線分断率を2022年と比較すると、中部関西間、中部北陸間の分断率が大幅に上昇したことに加えて、中国九州間の分断率が大幅に下落したことが確認された。
- 中部関西間、中部北陸間の分断率は、2023年6月から8月において特に大きく上昇していたため、本資料では、上記3ヶ月を対象として、前年同時期と比較する形で調査を行うこととした。
- 上記期間における中部関西間及び中部北陸間の潮流を確認したところ、関西・北陸から中部方向となっていた（スライド5・6参照）。また、中部東京間の潮流は東京方向となっており、前年同時期から大きな変化はみられなかった。このため、本資料では、中部以西のエリアを対象として、分断率上昇に関する要因の調査を行うこととした。

		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年平均
2022年	中部-関西間	4.4%	12.9%	7.9%	6.7%	2.7%	15.3%	12.8%	17.1%	24.2%	18.3%	61.9%	38.0%	18.5%
	中部-北陸間	4.4%	12.9%	7.9%	6.7%	1.8%	15.3%	12.8%	17.4%	24.2%	16.5%	61.9%	38.0%	18.3%
	中国-九州間	76.1%	76.6%	58.3%	30.1%	35.7%	35.5%	83.9%	88.8%	69.5%	51.3%	63.3%	35.2%	58.7%
2023年	中部-関西間	13.3%	19.0%	20.5%	34.5%	36.2%	72.6%	76.1%	58.6%	44.5%	53.4%	46.5%	40.3%	43.0%
	中部-北陸間	13.8%	19.0%	20.5%	34.4%	33.6%	65.6%	75.8%	56.3%	32.0%	43.8%	46.5%	40.3%	40.1%
	中国-九州間	23.5%	33.9%	21.3%	4.4%	5.2%	3.8%	8.9%	22.4%	34.9%	26.8%	19.7%	5.1%	17.5%

出典：電力・ガス取引監視等委員会「自主的取組・競争状態のモニタリング報告」より抜粋

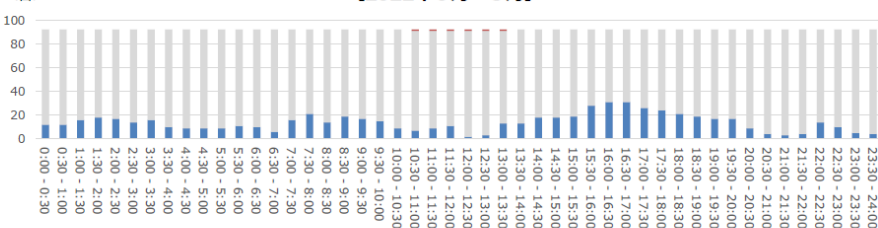
4

- 中部関西間連系線の運用容量は、昼間帯250万kW、夜間帯200万kWとなっており、昼夜で運用容量に差があることが、夜間の分断コマ数が多いことの要因になったと考えられている。

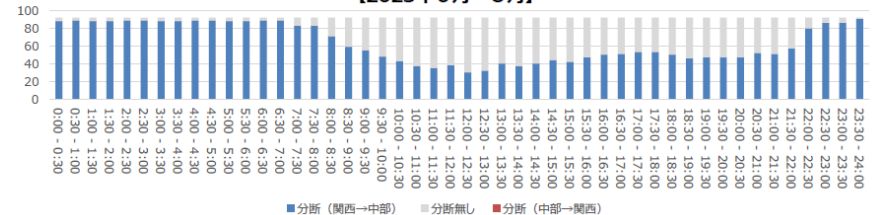
潮流方向別の分断日数【中部関西間】

- 2023年6～8月における市場分断時の潮流は、すべて関西→中部方向となっていた。
- また、夜間（特に22時～8時）の分断コマ数が顕著に増加していた。

【2022年6月～8月】



【2023年6月～8月】



(参考) 中部関西間連系線の運用容量（昼・夜）

- 中部関西間連系線の運用容量は、昼間帯250万kW、夜間帯200万kWとなっており、昼夜で運用容量に差があることが、夜間の分断コマ数が多いことの要因と考えられる。

2. (1) 2023年度の年間運用容量（平日：昼間帯）

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照
単位：万kW 7

系統区	潮流方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間連系設備	北海道向	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
東北東京間連系設備	東北向	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東京向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
東京中部間連系設備	東京向	499(②)	499(②)	499(②)	499(②)	499(②)	499(②)	499(②)	499(②)	499(②)	499(②)	499(②)	499(②)
	中部向	120(③)	120(③)	120(③)	120(③)	120(③)	120(③)	120(③)	120(③)	120(③)	120(③)	120(③)	120(③)
中部関西間連系設備 ⁽¹⁾	中部向	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)
	関西向	58(⑤)	54(⑤)	73(⑤)	103(⑤)	116(⑤)	前年105(⑤) 10(⑤) 後年83(⑤)	68(⑤)	前年77(⑤) 後年83(⑤)	96(⑤)	104(⑤)	87(⑤)	前年74(⑤) 後年67(⑤)

2. (2) 2023年度の年間運用容量（平日：夜間帯）

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照
単位：万kW 8

系統区	潮流方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間連系設備	北海道向	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
東北東京間連系設備	東北向	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東京向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
東京中部間連系設備	東京向	499(②)	499(②)	499(②)	499(②)	499(②)	499(②)	499(②)	499(②)	499(②)	499(②)	499(②)	499(②)
	中部向	120(③)	120(③)	120(③)	120(③)	120(③)	120(③)	120(③)	120(③)	120(③)	120(③)	120(③)	120(③)
中部関西間連系設備 ⁽¹⁾	中部向	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
	関西向	85(⑤)	77(⑤)	86(⑤)	111(⑤)	110(⑤)	前年108(⑤) 10(⑤) 後年96(⑤)	97(⑤)	前年107(⑤) 後年108(⑤)	117(⑤)	132(⑤)	125(⑤)	前年116(⑤) 後年108(⑤)

出典：電力広域的運営推進機関「2022～2031年度の連系線の運用容量（年間・長期）」から抜粋

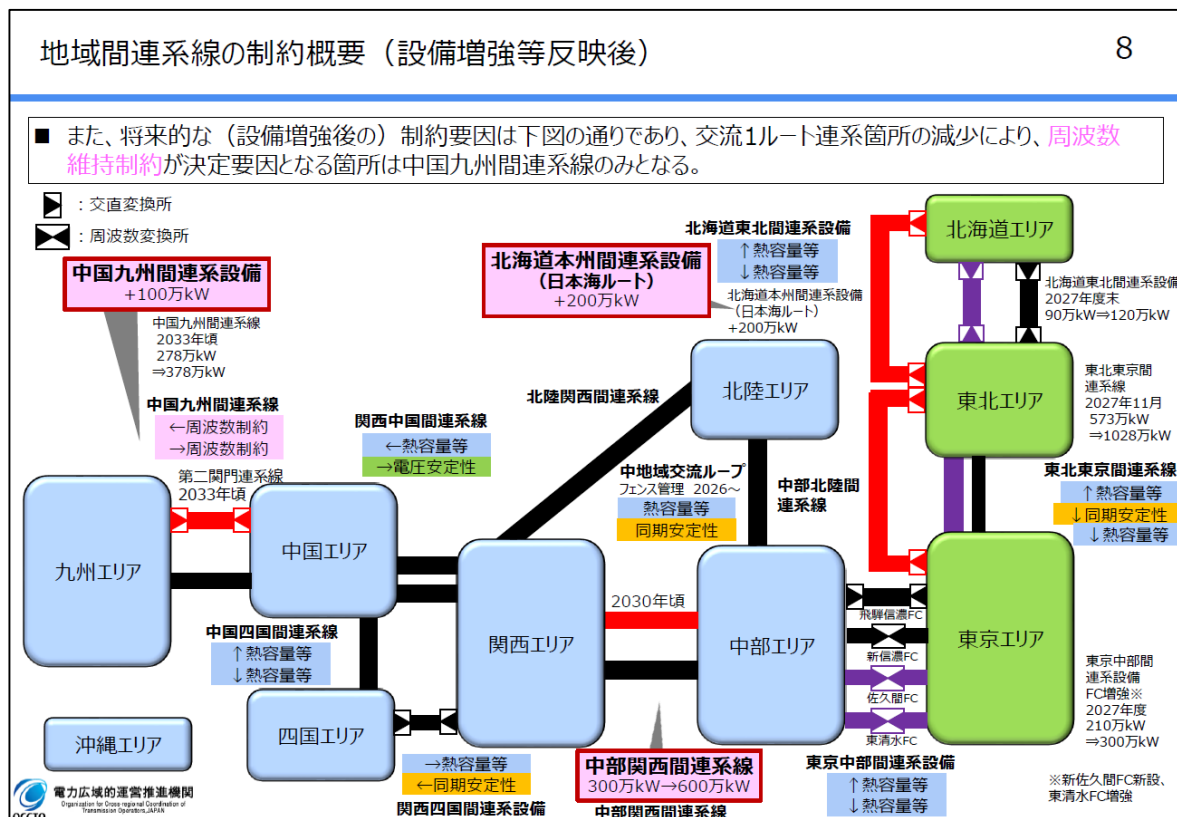
- 中部関西間連系線（中部向き）の運用容量は周波数維持制約で決まっているものの、負荷制限は織り込まれており、類型②（緩和）に該当する。
- この点、他制約要因については既に熱容量上限で問題ないことが確認できているため、仮に、負荷制限の織り込み方法を変えることが出来れば、運用容量拡大（それに伴う市場分断率下落）にも繋がりが得る。

地域間連系線制約一覧（7 / 2 1）中部関西間連系線									20
設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	プリンタ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
中部関西間 連系線 (三重東近江 線)	関西向 (順)	熱容量	算術式	×	無	1回線停止に 至る故障	278～326	夏季～冬季	
		同期安定性	Y法	×	34	1cct3φ3LGO、 母線3φ3LGO	326～	冬季熱容量限度値に比べて大きいこと を確認 南福光BTB再起動可否を考慮	
		電圧安定性	L法	×	34	母線3φ3LGO	326～	冬季熱容量限度値に比べて大きいこと を確認 南福光BTB再起動可否を考慮	
		周波数上昇	系統特性 定数	○（電制）	無	2回線停止に 至る故障	-	周波数低下側と比較し、周波数上昇 側が制約となる蓋然性が低いことから検 討を省略	
		周波数低下	系統特性 定数	△（59.1HzUFR）※	無	2回線停止に 至る故障	24～127	5月休日昼間～1月平日夜間 発電機不要解列量およびBTB停止 （30万kW減）を考慮	○
中部関西間 連系線 (三重東近江 線)	中部向 (逆)	熱容量	算術式	×	無	1回線停止に 至る故障	278～326	夏季～冬季	
		同期安定性	Y法	×	34	1cct3φ3LGO 母線3φ3LGO	326～	冬季熱容量限度値に比べて大きいこと を確認	
		電圧安定性	L法	×	34	母線3φ3LGO	326～	冬季熱容量限度値に比べて大きいこと を確認	
		周波数上昇	系統特性 定数	×	無	2回線停止に 至る故障	-	南福光BTB停止を考慮 上昇側が制約とならないことを確認	
		周波数低下	系統特性 定数	○（負制）	無	2回線停止に 至る故障	200～250	休日～平日 発電機不要解列量およびEPPSを考慮	○

※ 周波数常時変動分の0.2Hzを考慮し周波数低下限度幅を0.8Hzとして、連系線ルート断時においても周波数が59.0Hzを下回らないようにしているため、周波数状況によっては負荷側UFRが動作する可能性がある。

- 他方、中部関西間連系線については、（増強※可能箇所でもあり）2026年度予定の中地域交流ループ運用の開始により周波数維持制約は解消予定となっている。
- この点、負荷制限の織り込み変更がシステム改修等を伴う場合は、そもそも間に合わず（増強※前箇所に対する）合理的な方策とならない一方で、何らかの短期的に実現可能な（暫定的な）方策があれば、一年以上に亘って、運用容量拡大（それに伴う市場分断率下落）の便益が享受できるとも考えられる。

※ 中地域交流ループ運用は正確には増強ではなく運用変更となるが、系統制御なしで周波数維持制約を解消する手段という意味で、本資料内では同じものとして取扱う。



- システム改修等を伴わない短期的な負荷制限の織り込み変更として、例えば、「更なる季節帯・時間帯の細分化を行い、現状保有する負荷制限量で拡大可能な領域まで拡大する」方策などが考えられる。
- 他方、昨今の変動性再エネ（逆潮）増加に伴い負荷制限量が確保できない可能性や、N-2永久故障時に負荷送電が難化（長期化）する可能性など、いくつか技術的な課題が存在するとも考えられる。
- 上記については、より詳細な中部エリアの実態把握が必要であることから、短期的な負荷制限の織り込み拡大可否について、中部電力PGとも連携の上、引き続き検討を進めることとしたい。

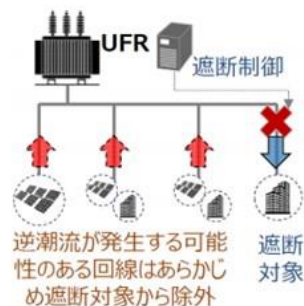
（参考）デジタル化の取組例① UFR制御の高度化

（出所）大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第39回）再生可能エネルギー主力電源化制度改正小委員会（第15回）合同会議（2022年2月14日）資料3

- UFR（周波数低下リレー）は、事故時に周波数の低下を検知し、ブラックアウトしないよう需要を遮断する装置であり、従来、事故時の電源確保の観点から、逆潮流の可能性のある回線は、遮断対象から除外されていた。
- しかし、変動再エネ電源が多数接続されるようになると、時間帯によって逆潮流するかどうか異なる中、必要な遮断量が確保できない可能性がある。
- こうした中で、UFRの制御を高度化し、その時々々の負荷や逆潮流の大きさに応じて需要遮断の最適化を行うことにより、常に必要な遮断量を確保することが可能となる。

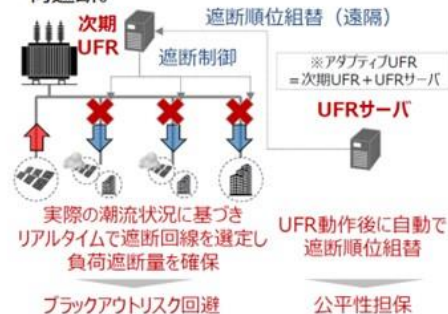
<現状>

遮断対象変更は現地での設定が必要となるため、頻繁な変更ができない



<導入後>

時々刻々の逆潮流の状況と遮断必要量に応じて、遮断対象をリアルタイムで選定し、負荷遮断。



1. 緊急時の負荷制限の概要

2. 状況変化を踏まえた個別織り込み検討

対象①：中部関西間連系線（中部向き）

対象②：中国九州間連系線（九州向き）

3. まとめと今後の進め方

- 現状、中国九州間は基本は中国向き潮流※であり、卸電力（kWh）市場が九州向きで分断することは殆どない。
- 一方（あくまで現在ではなく）将来断面の状況変化として、容量（kW）市場の約定処理において、九州エリアが約定処理過程で信頼度未達となり、電源等の追加処理が行われている状況。

※ 中国向きの市場分断率は下落傾向ではあるものの、一定程度あることから、今後の負荷制限の在るべき姿の検討において引き続き取り扱う。

<参考> 約定処理上の市場分断について

16

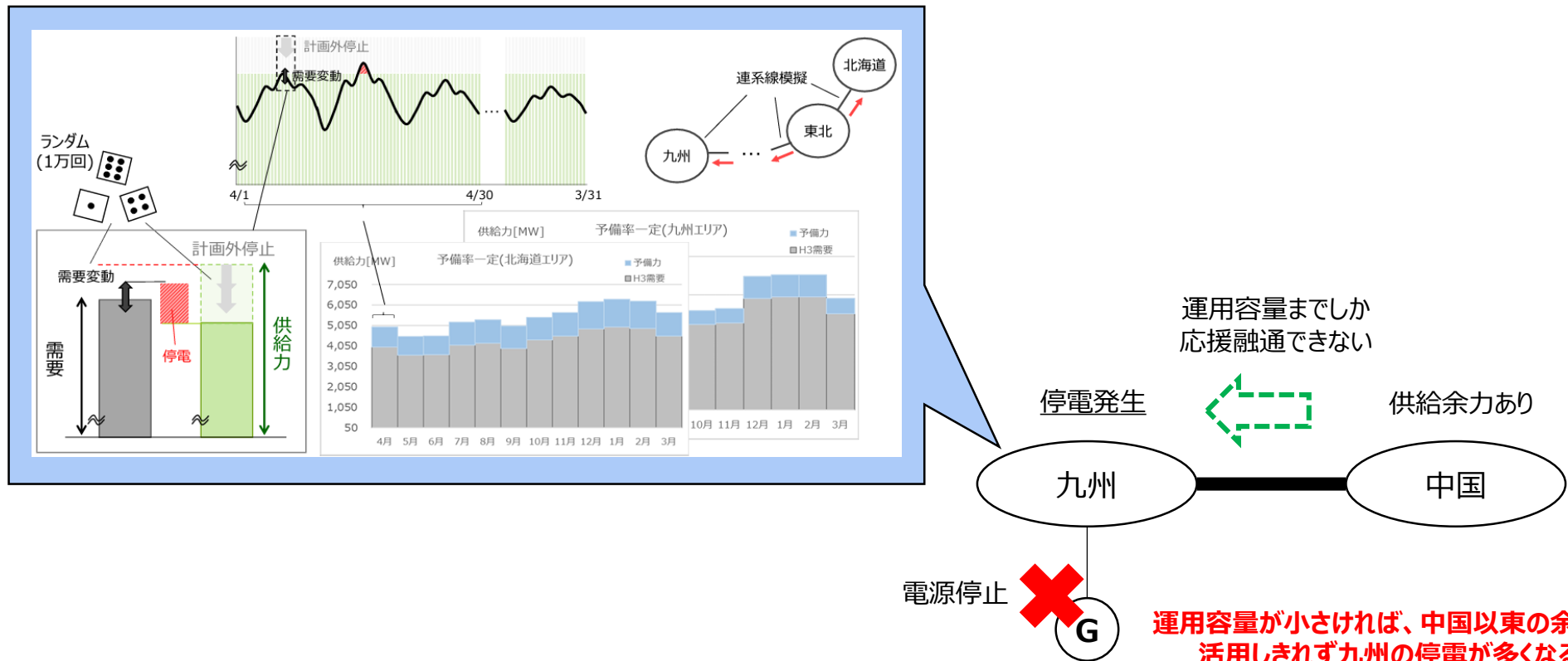
- 需要曲線と供給曲線の交点における全国の供給信頼度は0.029 kWh/kW・年となった。
- 全国の供給信頼度をもとに約定処理上の市場分断の判断を行い、全国市場の約定処理後に北海道・東北・東京・中部、九州が不足ブロック（エリア）となり、その他が充足ブロックとなった。
- 不足ブロック（エリア）で、全国の供給信頼度を満たすまで電源の追加処理を行い、追加量は合計828万kW（内訳：北海道97万kW、東北、116万kW、東京489万kW、九州126万kW）となった。
- 北海道、九州エリアが不足エリアのまま追加できる電源がなくなったため、減少処理は行わなかった。

単位：追加量[万kW]、供給信頼度[kWh/kW・年]

エリア	全国約定処理後		追加処理①後		追加処理②後		追加処理③後		追加処理(結果)	
	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	
北海道	20.371		19.970	+41	4.581		4.543	+56	0.463	
東北	0.445	+116	0.054		0.020		0.003		0.002	
東京	0.928	+152	0.289	+98	0.149	+239	0.029		0.027	
中部	0.043		0.021		0.014		0.006		0.006	
北陸	0.006		0.004		0.004		0.003		0.002	
関西	0.004		0.003		0.002		0.001		0.000	
中国	0.004		0.003		0.002		0.001		0.000	
四国	0.003		0.002		0.001		0.001		0.000	
九州	2.860		2.836		2.825		2.805	+126	0.359	

※ 表の背景を、不足エリアについては赤、充足エリアについては青で着色
※ 供給信頼度は四捨五入による表記上、零になる場合があるが、実際には停電量[kWh/年]が発生している。

- 供給信頼度（EUE）評価は、8760時間で確率的に需要変動や計画外停止が発生した時の停電期待量を算定するもので、連系線が混雑している場合は他エリアからの供給力が期待できず停電期待量が多くなる。
- すなわち、確率論的に九州エリアで電源（計画外）停止が発生した場合、中国以東の供給余力についても、中国九州間連系線（九州向き）運用容量までしか応援融通できないため、九州エリアの停電期待量が多くなり、供給信頼度（EUE）不足と判定されることとなる。



■ 第96回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2024/3/19)

九州のところは2025年度以降ずっとオレンジ色になっており、かなりまずい状況になっているように見える。これは表と裏の関係だと考えているが、容量市場の価格が分断していて九州では隣接の中国や四国に比べて著しく高くなっており、高いコストでわざわざ調達している状況になっている。それは論理的に言えば、九州エリアで電源が足りないことを意味している。つまり電源を置く価値は九州エリアですごく高いということの意味しているはずで、正しく計算され、正しく運用されていればそうなるはずなのだが、現実問題として、連系線は九州から中国方面で詰まっている。九州に電源が余分に建ったとしても中国地方で電源が倒れることがあった時の対応は相当限定的である。空いている時でないと対応できないが、しょっちゅう詰まっている。これに対して、逆側に詰まってその結果九州側のスポット価格が中国のスポット価格より高くなることは基本的に少なくとも半年間では一度もない。中国地方にある電源が九州の危機的な状況の時に本来なら送れるのに、九州からのものは相当限定的だということになると、普通に考えれば中国地方にある電源の価値のほうが高いと出てくるはずなのだが、実際には逆になっている。その原因は一つではないことは十分承知しているが、そのうちの一つの要因は、九州向けへの連系線の運用容量が適切に設定されているのかということに疑問を持っている。九州向けへの運用容量を増やしたということがあったとしてもどのみち流れてはいないし、実利がないからちゃんと精査されていないのではないか、ずっと昔のまま放置されているのではないかということを疑っている。容量市場とこういった分析も含めて、色々な問題が起こってくるということがあるのだとすれば、その運用容量を適切に設定することの価値は大きいはずである。

■ 第91回制度検討作業部会 (2024/4/22)

(前略) 全国で追加オークションをしないのにもかかわらず、九州エリアで追加オークションをするのは、何かとても奇妙なこと、制度上の欠陥を示しているのではないかと思います。(中略) これ、なぜこんなことが起こっているのかということ、EUEを計算するときに、連系線の容量というのを考え、順方向が逆方向に比べて異常に低い運用容量になっているからということ。つまり、九州向けの運用容量が異常に低い値になっているから、EUEを機械的に計算するとこうなるということになります。その運用容量が小さくなっているのは、基本的に周波数制約が効いているはず。周波数制約が効いていてすごく低い運用容量になっている。このEUEの計算上では、大停電が起こると想定される大規模な電源脱落が起こったとしても、電源脱落が起こったときには、連系線の運用をもっと柔軟に行うことによって、実際には大量の電気をもし本州側で電源に余力があれば、大量に送り、九州での停電が回避される。つまり、このEUEで想定されているような状態になっても、実際には停電しないことになります。(中略) つまり、現行のEUEの計算の思想に、計算の細部に根本的な欠陥があることを示しているのではないかと懸念しています。さらに、九州向けの容量は、低いときだとも数万、多くても50万を切っている。もしそれが本当に重要だとするならば、運用容量を増やすための投資、連系線そのものを増強するという大規模な投資をしなくても、周波数対策のための一定の投資をすれば運用容量は増えるはずです。ところが、広域機関も事業者もそのような投資を行ってこなかったし、行おうという計画もないことからすると、それについては大きな問題だと思っていないことを示している。安定供給のプロが、小さな運用容量を大きな問題だと思っていないのにもかかわらず、この局面だけでは、非常に重要、だから九州では、追加調達が必要だということを言うのは、これまでの行動と実際にここに出てきた提案は、矛盾しているのではないか。

- 中国九州間連系線（九州向き）の運用容量は周波数維持制約で決まっているものの、元々kWh取引の潮流が殆ど流れなかったこともあり（kWh取引上は拡大ニーズがなかったため）、類型③（無制御）に該当する連系線であった。（PV不要解列量の控除もあり、運用容量が0～45万kWと相当小さい状況）
- この点、他制約要因については既に熱容量上限で問題ないことが確認できているため、仮に、負荷制限の織り込み方法を変えることが出来れば、運用容量拡大※（それに伴う供給信頼度（EUE）改善）にも繋がりが得る。

※ ただし、負荷制限織り込みによる運用容量拡大は、供給信頼度（EUE）が改善するものの一定の条件下での停電を許容する必要がある一方、系統増強による運用容量の拡大は、供給信頼度（EUE）が改善することに加え停電を許容する必要がない点に留意が必要。

地域間連系線制約一覧（1 2 / 2 1） 中国九州間連系線									34
設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリンジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
中国九州間 連系線 (関門連系線)	九州向 (順)	熱容量	算術式	×	無	1回線停止に 至る故障	278～326	夏季（6～9月）～冬季	
		同期安定性	Y法	×	23	1cct3φ3LGO ・母線3φ3LG	326～	冬季熱容量限度値に比べて大きいことを確認	
		電圧安定性	Y法	×	23	同上	326～	冬季熱容量限度値に比べて大きいことを確認	
		周波数上昇	系統特性 定数	×	無	2回線停止に 至る故障	382～680	5月休日夜間～1月平日昼間	
		周波数低下	系統特性 定数	×	無	2回線停止に 至る故障	0～45	4月休日昼間～2月平日夜間	○
中国九州間 連系線 (関門連系線)	中国向 (逆)	熱容量	算術式	×	無	1回線停止に 至る故障	278～326	夏季（6～9月）～冬季	○
		同期安定性	Y法	×	23	1cct3φ3LGO ・母線3φ3LG	326～	冬季熱容量限度値に比べて大きいことを確認	
		電圧安定性	Y法	×	23	同上	326～	冬季熱容量限度値に比べて大きいことを確認	
		周波数上昇	系統特性 定数	○（電制）	無	2回線停止に 至る故障	277～592	5月休日夜間～8月平日昼間 前々日に電制対象電源の出力に よって、記載の運用容量から低下方向 に見直す場合がある。	○
		周波数低下	系統特性 定数	△（59.1HzUFR）	無	2回線停止に 至る故障	152～262	EPPSを考慮(10万kW)	○

- 2016年度の中部エリアの事故（幸田碧南線ルート断）時に、太陽光発電や自家発の一部が解列※していることが判明したため、発電機解列量を下記の通り運用容量算出に織り込んでいる。
- 発電機解列量については、発電実績の設備容量比（発電機出力合計の2σ値／発電機接続量）を算出し、解列する発電機の設備量にかけることで算出している。

※ 単独運転検出機能の動作や発電側周波数低下リレー（発電側UFR）による。

3. 周波数維持限度値の算出式（2）

6

◆周波数維持限度値の算出式

周波数維持限度値（①）＝系統容量（②）×系統特性定数（③）＋EPPS見込み量（④）
－発電機解列量（⑤）

⑤発電機解列量【0万kW→下表の通り】

以下の(a)、(b)の合計とする。

(a)自家発電：解列する発電機の設備容量×55%※1相当とする。

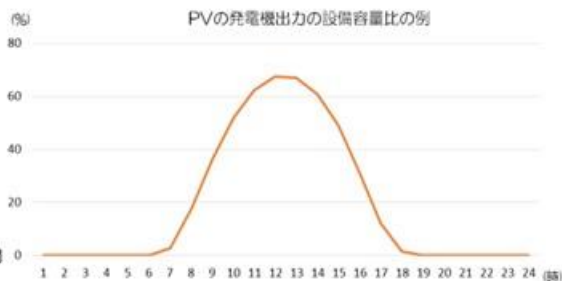
(b)PV（太陽光発電）：解列する発電機の設備容量×発電実績の設備容量比※2とする。

発電機解列量の別	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
4月	9	9	9	9	9	10	18	38	59	78	90	96	96	89	79	63	43	21	10	9	9	9	9	9

(万kW)

※1 平成28年度第4回運用容量検討会資料1-1 P.8にて資源エネルギー庁電力調査統計等より算出した「全期間通じて同出力で運転した場合54.82%」を切り上げて55%と想定した。

※2 過去実績（前年度1年分）より月単位で発電機出力合計の2σ値を算出し、発電機接続量で割った値。系統WGの再エネ接続可能算出時の2σ値の考え方を採用。（詳細は次頁参照）



PVの発電機出力の設備容量比の例

（参考）PVの解列量の考え方

7

系統WGの再エネ接続量算出時の2σ値の考え方を採用して、解列量を想定する。

PVの解列量＝解列する発電機の設備容量×**発電実績の設備容量比**※1

※1 過去実績（前年度1年分）より月単位で**発電機出力合計の2σ値**を算出し、**発電機接続量**で割った値。系統WGの再エネ接続可能算出時の2σ値の考え方を採用。

注意：値は資料上板の数値

○発電機出力合計の2σ値

5月13時のPV実績値	中部	北陸	関西	中国	四国	合計
1日	367	23	256	212	140	998
2日	371	39	256	191	129	986
3日	225	21	84	43	33	406
...						
31日	377	41	264	210	133	1,025

中西5社の太陽光出力2σ値	合計
12日	1,088
18日	1,082
4日	1,062
...	
6日	120

最大値
2σ相当
(上位から2番目の値)

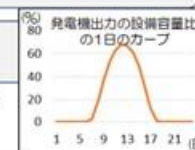
○発電機接続量

5月末のPV接続量	中部	北陸	関西	中国	四国	合計
設備容量	549	59	389	277	174	1,448

○発電実績の設備容量比

発電機出力合計の2σ値／発電機接続量＝1,082／1,448×100＝74.7[%]

以下、PV出力がある時間（6時～19時頃）毎に算出し1日のカーブを作成
これを月（4月～3月）毎に算出



- 他方、供給信頼度（EUE）評価は、確率論的な電源（計画外）停止が発生した場合であり、実際にそのような状況になった際は、緊急的な運用容量の拡大を実施するとも考えられるため、（負荷制限を織り込んで）平常時の運用容量を拡大せずとも、供給信頼度（EUE）評価上で緊急時の運用容量拡大を考慮する方法も考えられる。
- この点、仮に、供給信頼度（EUE）評価において緊急時の運用容量拡大を考慮する場合、確保された供給力は平常時の運用容量を超えて広域的に活用することが前提となるため、中長期的には電源立地が偏在化することで、実運用での緊急時の運用容量の拡大（大規模停電の未然防止手段がない状態）が常態化するリスクが高まる。
- したがって、供給信頼度（EUE）評価においては平常時の運用容量を用いることが重要であり、より適切な供給信頼度（EUE）評価とするためには、増強前の中国九州間連系線に対しても負荷制限織り込み（必要となる装置の設置等）を前提に、平常時の運用容量を拡大するという方法が考えられる。

緊急的な地域間連系線の運用容量の拡大について

59

- 前章まで、地域間連系線や地内系統の運用容量は、N-1故障・N-2故障における信頼度基準（N-2故障時の大規模停電回避など）を満たす限界潮流以内に設定していることについて説明した。
- 一方で、**地域間連系線では、N-0（設備健全時）において、需給ひっ迫に伴う計画停電等のおそれがある場合には、N-1・N-2故障時の供給信頼度低下を許容した緊急的な運用容量の拡大が認められている。**
- なお、緊急的な運用容量拡大についてはN-1・N-2故障時の供給信頼度の低下を伴うことから、拡大後の緊急時運用容量と想定される供給信頼度低下レベルの公表等を実施することとしている。

（緊急時の連系線の使用）

第153条 本機関は、前条のマージン使用その他の対策を行ってもなお、一般送配電事業者たる会員の供給区域の需給ひっ迫又は需給ひっ迫のおそれによる需給抑制若しくは負荷遮断を回避できない又は回避できないおそれがあることを認めるときは、一般送配電事業者たる会員に対し、供給信頼度の低下を伴いつつ運用容量を超えて連系線を使用した供給を行うことを承認するとともに、これを容量登録する。

2 本機関は、次の各号に掲げる手順により、前項の供給を行うことを承認する。
一 本機関は、一般送配電事業者たる会員が自らの供給区域の需給ひっ迫又は需給ひっ迫のおそれに対応するために運用容量拡大（運用容量に、供給信頼度低下を伴う同拡大分を加えたものを緊急時運用容量とし、それを一時的に運用容量に代えて用いることをいう。以下同じ。）を必要と認める場合又は本機関が運用容量拡大を求めた場合には、当該供給区域の一般送配電事業者たる会員から、当該供給区域の需給に関する計画並びに運用容量拡大の量、期間及び影響等の情報の提出を受けるとともに、運用容量拡大の必要性について説明を受ける。

二 本機関は、前条第2項第2号、第3項及び第4項の規定は、前項の場合において準用する。この場合において、前条中「マージン使用」とあるの

は「運用容量拡大」に、「マージンを使用する」とあるのは「運用容量拡大分を使用する」に読み替えるものとする。

三 本機関は、前項の規定により運用容量拡大を承認した場合には、拡大後の緊急時運用容量と想定される信頼度低下レベルなどを公表する。

四 本機関は、運用容量拡大分の使用後に、その妥当性について事後検証を行う。

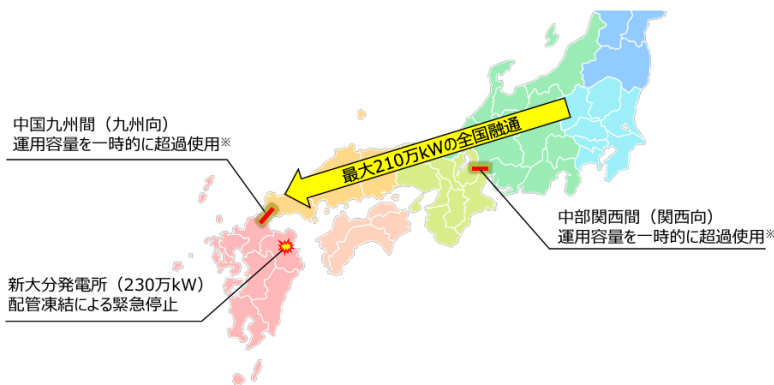
3 本機関は、事前には織り込めない突発的な事象に対応する場合及び供給力追加対策を行ったにもかかわらず需給状況が悪化している場合又は需給状況の悪化が予想される場合への対応のために、一般送配電事業者たる会員が一時的に運用容量（前項の運用容量拡大を行っているときは緊急時運用容量）を超えて連系線を使用したときは、当該一般送配電事業者たる会員に対し、理由とともに報告を求める。

2011年度冬季における需給ひっ迫時に連系線運用容量を超過して使用した事例

61

- また、遡ること2012年2月においては、九州エリアの新大分発電所（230kW）が配管凍結による緊急停止に陥ったことで、供給力確保のため、最大210kWの全国融通がなされている。
- この際には、**N-2故障時の供給支障リスク（供給信頼度低下）を許容したうえで、中国九州間（九州向）及び中部関西間（関西向）の運用容量を一時的に超過して使用※し、計画停電等を回避した事例もある。**

※ 本事例は、緊急的な運用容量の拡大スキームがなかった頃に実施された施策であり、実質的に緊急時の運用容量拡大と同義。



- 負荷制限織り込みについては2つの類型（①（解消）or ②（緩和））が考えられるところ、必要以上に織り込むことは（「系統安定化装置」あるいは「負荷側UFR」をこれから新規に設置することを考えると）実現時期の長期化ならびにコスト高が懸念される。
- また、前述の中部エリア同様、昨今の変動性再エネ（逆潮）増加に伴い負荷制限量が確保できない可能性など、いくつか技術的な課題が存在する（平常時の運用容量を無制限に拡大できる訳ではない）ことも考えられる。
- 上記を踏まえると、中国九州間連系線（九州向き）の負荷制限織り込みは「類型②（緩和）」を基本とした上で、技術的にどこまで運用容量拡大可能か、九州電力送配電とも連携の上、引き続き検討を進めることとしたい。

1. 緊急時の負荷制限の概要

2. 状況変化を踏まえた個別織り込み検討

対象①：中部関西間連系線（中部向き）

対象②：中国九州間連系線（九州向き）

3. まとめと今後の進め方

- 今回、負荷制限の在るべき姿の検討に向けて、緊急時の負荷制限の概要・類型について整理の上、市場分断発生率の変化（増加）など、昨今の状況変化が著しい連系線（中部関西間（中部向き）・中国九州間（九州向き））について、並行して個別の対応（織り込み）要否についても検討した結果は以下のとおり。

【中部関西間連系線（中部向き）】

- 2023年度における連系線分断率が2022年と比較すると、大幅に上昇（夏季においては6～7割）
- 負荷制限の織り込み方法を変えることが出来れば、運用容量拡大（それに伴う市場分断率下落）にも繋がり得る一方で、短期的な負荷制限の織り込み変更には、いくつか技術的な課題が存在するとも考えられる
- 短期的な負荷制限の織り込み拡大可否について、中部電力PGとも連携の上、引き続き検討を進める

【中国九州間連系線（九州向き）】

- 負荷制限の織り込み方法を変えることが出来れば、運用容量拡大（それに伴う供給信頼度（EUE）改善）にも繋がり得る一方で、いくつか技術的な課題が存在するとも考えられる（負荷制限織り込みによる運用容量の拡大は、供給信頼度（EUE）が改善するものの一定の条件下での停電を許容する必要がある一方、系統増強による運用容量の拡大は、供給信頼度（EUE）が改善することに加え停電を許容する必要がない点に留意が必要。）
- 技術的にどこまで運用容量拡大が可能か、九州電力送配電とも連携の上、引き続き検討を進める

- 上記については、将来の変化（再エネ導入により不特定多数で混雑発生）や、既存ならびに新たな制約箇所の平仄も踏まえ、（増強困難箇所あるいは増強前箇所に対する）負荷制限の在るべき姿について検討を進める。
- また、個別の連系線（中部関西間（中部向き）・中国九州間（九州向き））に関する技術的課題についても、並行して検討を進める。