

重負荷期における基幹ループ系統混雑の影響と課題 (報告)

2025年1月15日

電力広域的運営推進機関

- わが国では、日本版コネクト&マネージの取組みとして、系統混雑時の出力制御を前提としたノンファーム型接続およびノンファーム型接続適用に伴う混雑管理として再給電方式を導入してきた。
- 再給電方式の導入を検討していた当時は、ピーク需要の時間帯に系統混雑が発生するケースは少なく（かつ、ローカル系統から徐々に進展していくもの）と考え、混雑処理に必要な調整力の確保や容量市場・需給調整市場におけるリクワイアメントとの整合等を整理してきた。
- 他方、これまで本委員会で報告した「2026年度～2028年度の系統混雑の見通し」では、ピーク需要断面における基幹系統での系統混雑設備数（混雑量）は僅かな見通しであったが、第83回本委員会（2024年9月10日）で報告した2029年度の系統混雑の見通しでは、系統混雑設備数（量）の増加を報告した。
- また、2024年8月には、系統混雑には至らないものの、ピーク需要（需給ひっ迫）断面において、空容量が僅かとなる基幹ループ系統を確認しており、これによる需給運用への影響も顕在化している。
- このように、再給電方式の導入当時の予想よりも早く、ピーク需要（需給ひっ迫）時に系統制約による需給運用への影響が顕在化していることから、本日は、足元から中長期にかけて考えられる需給運用への影響・課題、地内系統整備の課題および今後の進め方を整理したため、ご報告する。

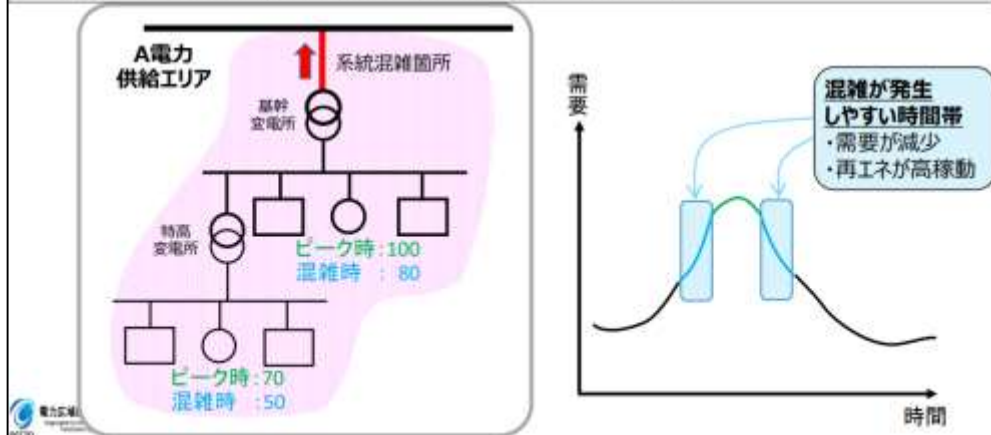
- 再給電方式の導入を検討していた当時は、**ピーク需要の時間帯に系統混雑が発生するケースは少なく（かつ、ローカル系統から徐々に進展していくもの）**と考え、混雑処理に必要な調整力の確保や容量市場・需給調整市場におけるリクワイアメントとの整合等を整理してきた。

3. 再給電方式の実施に向けた論点

⑤混雑処理に必要な調整力の確保 ⑥容量市場や需給調整市場におけるリクワイアメントとの整合

23

- 現状も需給調整市場導入後も、ピーク時間帯において、調整能力を有する電源を最も多く確保している。
- 混雑発生とは、その系統内において【発電≧需要】という状態であることから、**ピーク需要の時間帯に混雑が発生するケースは少ない。**
- ピーク需要時間帯以外での混雑発生であれば、**ピーク需要時の上げ調整力を維持するような対応が可能**（例：電源Ⅱのピーク出力維持、起動並列）と考えられる。
- また、あらかじめ上げ調整力を積み増すと、実際には**混雑発生に至らなくても調達費用が増加する。**
- これらのことから、**上げ調整電源については、当面は、あらかじめ混雑発生を考慮した調整力の確保は行わず、現状の調整力確保の考え方に基づいて対応することとしてはどうか。**

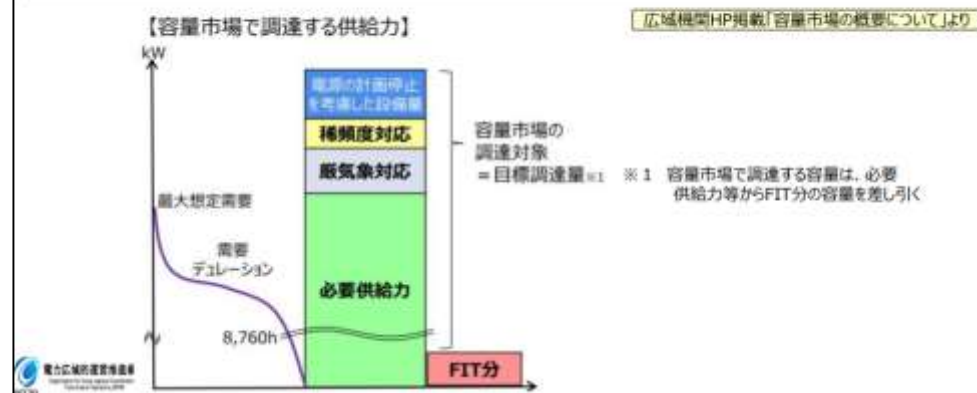


3. 再給電方式の実施に向けた論点

⑤混雑処理に必要な調整力の確保 ⑥容量市場や需給調整市場におけるリクワイアメントとの整合

25

- 下図のとおり、容量市場で調達するkWは、最大想定需要を踏まえて決定される。P23の Δ kW同様、**最大想定需要時に混雑が発生することは考えにくい。**このため、**当面は系統混雑が必要供給力に与える影響は軽微であると考えられる。**
- 一方、前述のような調整力がほとんど無くピーク需要の時間帯でも混雑が発生する系統が今後増えると、容量市場で調達した供給力のうち、混雑系統内のものは使えなくなるおそれがある。
- 混雑系統における供給力については、混雑時の容量価値の評価において一定の配慮が必要になるものと想定されるので、**今後、供給信頼度評価を踏まえて、容量市場検討会等で検討していく。**
- TSOは混雑系統を把握したうえで増出力指令を発信するため容量市場におけるリクワイアメント違反を問われることは基本的には無いと考えるが、今後、混雑系統における供給力の考え方と合わせて検討していく。



- 第70回本委員会(2023年9月22日)で再報告した2027年度の系統混雑の中長期見通しでは、**重負荷期(昼間ピーク・点灯ピーク断面)**における**基幹系統混雑の見通しはない**ことを報告した。

(参考) 2027年度系統混雑想定結果(混雑設備数)

11

- 第63回本委員会「2027年度の系統混雑想定の結果について(報告)」で示した系統混雑の想定結果は、運用対策等(N-1電制の本格適用等)を反映すると以下となることを確認した。

全国合計

	設備数		
	I	II	III
基幹系統	0	0	19
ローカル系統	0	0	101

※設備数は各社公表している空き容量マップ一覧表の設備単位でカウント。

I：昼間ピーク需要断面

II：点灯ピーク需要断面(太陽光が発電しない断面)

III：I、II以外の断面(軽負荷期等)

基幹系統は最上位電圧から2階級(供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは最上位電圧。変圧器の分類は一次電圧による)、ローカル系統はそれ未満の電圧階級(配電用変圧器及び配電設備を除く)とした。

前回(第63回広域系統整備委員会 資料2)からの変更箇所は朱書き。

北海道

	設備数		
	I	II	III
基幹系統	0	0	10
ローカル系統	0	0	19

沖縄

	設備数		
	I	II	III
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

中国

	設備数		
	I	II	III
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

北陸

	設備数		
	I	II	III
基幹系統	0	0	2
ローカル系統	0	0	0

東北

	設備数		
	I	II	III
基幹系統	0	0	1
ローカル系統	0	0	31

九州

	設備数		
	I	II	III
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	16

四国

	設備数		
	I	II	III
基幹系統	0	0	1
ローカル系統	0	0	10

関西

	設備数		
	I	II	III
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

中部

	設備数		
	I	II	III
基幹系統	0	0	3
ローカル系統	0	0	8

東京

	設備数		
	I	II	III
基幹系統	0	0	2
ローカル系統	0	0	17

- 第70回本委員会（2023年9月22日）で報告した2028年度の系統混雑の中長期見通しでは、重負荷期（昼間ピーク・点灯ピーク断面）における基幹系統混雑は、**東北エリア1箇所（275/154kV変電所）のみである見通し**を報告した。
- なお、その**混雑量は、最大でも7万kW程度と僅かな見通し**であった。

3. 2028年度時点の系統混雑想定結果（混雑設備数）

6

- 混雑設備数※1は、一般送配電事業者における運用対策等※2の対応により、昨年度の想定結果と比べ、断面Ⅰ・Ⅱでは同程度（混雑箇所は変化）、断面Ⅲにおいては減少することを確認した。

※1 今後の電源の稼働状況や系統の運用状況の変化によっては、混雑想定結果が変わる場合がある。

※2 N-1電制の本格適用はか



3. 2028年度時点のピーク需要断面における系統混雑想定結果（混雑系統、混雑量）8

- 基幹系統では、昨年度に混雑が確認された九州エリアは運用対策等※1により解消される見込みである。一方、東北エリアにて新たに混雑が見込まれる箇所が追加となった。
- ローカル系統では、運用対策等※1により昨年度から混雑が解消される一方で、東京・東北エリアにて混雑が想定される箇所が追加となった。
- なお、ピーク需要断面において発生する系統全体の最大の混雑想定量※2は、昨年度の想定結果と比べて減少することを確認した。

<基幹系統>

エリア	電圧 [kV]	設備名称	断面Ⅰ：昼間ピーク需要断面			断面Ⅱ：点灯ピーク需要断面		
			想定潮流／運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因 (現在との差分)	想定潮流／運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因 (現在との差分)
東北	275/154	A変電所	354/285	69	風力の連系増加	317/285	32	風力の連系増加

<ローカル系統>

エリア	電圧 [kV]	設備名称	断面Ⅰ：昼間ピーク需要断面			断面Ⅱ：点灯ピーク需要断面		
			想定潮流／運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因 (現在との差分)	想定潮流／運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因 (現在との差分)
東京	154	C線	343/328	15	風力の連系増加	343/328	15	風力の連系増加
		D線	258/247	11	太陽光の連系増加	—	—	—
東北	154	A線	853/732	121	風力の連系増加	915/732	179	風力の連系増加

※1 N-1電制の本格適用はか

※2 今後の電源の稼働状況や系統の運用状況の変化によっては、混雑想定結果が変わる場合がある

- 第83回本委員会（2024年9月10日）で報告した2029年度の系統混雑の中長期見通しでは、重負荷期（昼間ピーク断面／点灯ピーク断面）において出力制御量が最大となる断面を報告している。
- ここでは、少なくとも、前頁の東北エリアに加えて、関西エリアの基幹系統で系統混雑が確認されたこと、その混雑量が約50万kW増加（約7万kW⇒約57万kW）したことを報告した。

2029年度における全国の混雑状況（昼間ピーク／点灯時間帯）						27
■ 全国のピーク需要断面では、最大※1で約57万kW（当該需要の約0.4%※2）の出力制御電力の見通しであり、<u>2028年度の想定結果（約22万kW）よりも約35万kW増となる見通し。</u> ■ また、足元で予備率最小となる点灯時間帯（16:00～20:00）では、最大※3で約20万kW（当該需要の約0.2%※2）の出力制御電力の見通しであり、<u>2028年度の想定結果（約23万kW）と同程度。</u>						
エリア	ピーク需要における出力制御電力※1（万kW）			点灯帯の最大出力制御電力※3（万kW）		
	混雑系統内訳			混雑系統内訳		
		基幹	ローカル		基幹	ローカル
全国	56.9	56.6	0.3	20.4	0.0	20.4
北海道	0.3	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0
東北	0.0	0.0	0.0	20.4	0.0	20.4
東京	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
中部	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
北陸	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
関西	56.6	56.6	0.0	0.0	0.0	0.0
中国	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
四国	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
九州	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
沖縄	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※1 全国総需要（沖縄除く）の最大需要を上位から3日選択し、各日の出力制御量（万kW）を平均した値

※2 あくまでも発電計画に対して出力制御されるものであり、系統制約により発動が制限される予備力の制限量を示すものではないことに留意

※3 点灯時間帯における最大出力制御量を上位から3日選択し、各日の出力制御量（万kW）を平均した値

1. 基幹ループ系統の特徴
2. 重負荷期における基幹ループ系統での混雑等見通し
3. 需給運用の影響・課題
 - 3－1 混雑処理
 - 3－2 調整力
 - 3－3 供給力（供給信頼度評価）
 - 3－4 供給力（需給状況の管理）
4. 設備形成の課題
5. まとめと今後の進め方

1. 基幹ループ系統の特徴
2. 重負荷期における基幹ループ系統での混雑等見通し
3. 需給運用の影響・課題
 - 3－1 混雑処理
 - 3－2 調整力
 - 3－3 供給力（供給信頼度評価）
 - 3－4 供給力（需給状況の管理）
4. 設備形成の課題
5. まとめと今後の進め方

- 基幹系統（最上位電圧から2階級の送電線等）では、その過半数がループ系統で構成されており、火力電源や揚水電源といった調整電源が主に連系している特徴がある一方、ローカル系統は、主に放射状系統で構成されており、再エネ電源が支配的となっている特徴がある。
- このため、基幹（ループ）系統混雑（あるいは空容量僅か）が生じる場合には、エリア内の多くの調整電源の供給力・調整力が制限される可能性があり、特にピーク需要時間帯ではその影響が顕著になるものと考えられる。

2.ローカル系統の特徴について6

- 電圧階級別の電源構成、設備数等の調査を行った。
- 下位（77kV以下系統）のローカル系統は、再エネ中心で限界費用が0円の電源が多く、調整電源および火力電源が少ない。こうした系統においては、メリットオーダーに基づく系統利用とした場合の社会コスト低減の効果が小さいと考えられる。
- また、設備数※1が多いため、混雑管理システムの開発期間や開発費用が膨大になる可能性がある。
- 放射状系統が基本であるため、混雑系統におけるどの電源を出力制御しても基本的に混雑解消効果は変わらない。

【ローカル系統の特徴】
（電源構成）77kV以下系統では再エネ中心
（設備数）基幹系統と比較して設備数が多い
（系統構成）放射状系統が基本

【基幹系統とローカル系統の比較（全国計）】

項目	基幹系統	ローカル系統	
		154,110kV	77kV以下
電源構成※2	調整電源・電源Ⅲ：56.6% 再エネ他：43.4%	調整電源・電源Ⅲ：29.6% 再エネ他：70.4%	調整電源・電源Ⅲ：11.7% 再エネ他：88.3%
設備数※1 （ループ系統設備数、割合）	516 （276、53.5%）	964 （162、16.8%）	6437 （89、1.4%）
系統構成	過半数がループ系統	主に放射状系統	放射状系統が基本

※1 変電所母線数

※2 当該系統以下に連系する電源の容量ベースの割合。調整電源は現状の電源Ⅰ、電源Ⅲ。再エネ他は、バイオマス、自然変動電源および長期固定電源

- 基幹ループ系統混雑（空容量僅か）は、混雑管理の観点で大きく3つの類型に分類でき、類型毎に混雑管理や供給力（kW）・調整力（ΔkW）運用への影響が異なる（各類型の特徴（影響）は3章で後述）。
- 類型①：エリア内混雑系統に電源なし**（例）連系線潮流の流入口近傍の送電線（フェンス）・変圧器
- 類型②：類型①・③以外の基幹ループ系統**
- 類型③：エリア内非混雑系統に電源なし**（例）連系線潮流の流出口近傍の送電線（フェンス）・変圧器

		類型①	類型②	類型③
概要図				
特徴（影響）	混雑処理可否 （再給電方式）	否 （エリア内に混雑解消資源なし）	否となる可能性あり （エリア内上げ調整力が不足する場合等）	否 （エリア内に上げ調整力なし）
	調整力・供給力 （域内調達・運用）	制限なし	【混_受】制限なし 【非_受】混雑系統の調整力等が制限	制限なし
	調整力 （広域調達・運用） 上：域内変動 下：域外変動	連系線①以遠の調整力が制限	【混_受】制限なし 【非_受】連系線①以遠の調整力が制限	制限なし
		制限なし	【混_送】連系線②以遠への使用が制限 【非_送】制限なし	連系線②以遠への使用が制限
	供給力 （エリア間融通） 上：受電 下：送電	連系線①からの受電が制限	【混_受】制限なし 【非_受】連系線①からの受電が制限	制限なし
		制限なし	【混_送】連系線②への送電が制限 【非_送】制限なし	連系線②への送電が制限

【混_受（送）】：混雑系統で（から）供給力・調整力を受電（送電）

【非_受（送）】：非混雑系統で（から）供給力・調整力を受電（送電）

1. 基幹ループ系統の特徴
2. 重負荷期における基幹ループ系統での混雑等見通し
3. 需給運用の影響・課題
 - 3－1 混雑処理
 - 3－2 調整力
 - 3－3 供給力（供給信頼度評価）
 - 3－4 供給力（需給状況の管理）
4. 設備形成の課題
5. まとめと今後の進め方

- 2024年8月26日（月）には、関西エリアで需給ひっ迫が生じるとともに、同時時間帯において、基幹ループ系統の500kV送電線・フェンス（類型②）で空容量が僅かとなる断面が確認され、供給予備力（調整力含む）の低下や、エリア間補正融通の制限といった影響が顕在化した（次頁参照）。
- 同エリアでは、冬季昼間帯において、同箇所で空容量が僅かとなる見通しも確認した（次々頁参照）。
- 上記のほか、基幹ループ系統の送電線・フェンスでは、系統混雑（空容量僅か）は確認されなかった。

【下表調査内容の前提条件】

- 系統混雑あるいは空容量100万kW未満となる基幹ループ系統の送電線・フェンス（北海道・東北エリア：最上位電圧と第二電圧間の変圧器含む）を前提条件とした簡易的な調査であることに留意ください（ただし、空容量100万kW未満であっても、当該系統の供給予備力が制約されない系統は除外）
- フェンス潮流で運用容量を管理している箇所についても1設備として集計
- 混雑（空容量僅かな）系統であるものの、運用上の対策により、後述する需給運用の影響が生じないと考えられる系統は除外

エリア	系統混雑（空容量僅かな）系統【夏季】			系統混雑（空容量僅かな）系統【冬季】		
	類型①	類型②	類型③	類型①	類型②	類型③
北海道	—	—	—	—	—	—
東北	—	—	—	—	—	—
東京	—	—	—	—	—	—
中部	—	—	—	—	—	—
北陸	—	—	—	—	—	—
関西	—	4設備	—	—	4設備	—
中国	—	—	—	—	—	—
四国	—	—	—	—	—	—
九州	—	—	—	—	—	—
沖縄	—	—	—	—	—	—

- 関西エリアの猛暑による電力需要の急増により、**午後1時から8時までに最大111万kWを中部エリアより受電**※。
- 同日13:00～13:30において、関西エリアの500kVフェンス・新綾部線・北河内線の空容量は約5万kWとなり、**関西中国間連系線の空容量約40万kWを下回っていたため、当該送電線の系統制約により中国エリア以西からのエリア間補正融通が制限される状況**にあった。

※ 13:00～14:00 最大41万kW／14:00～17:00 最大111万kW／ 17:00～20:00 最大49万kW

2024年8月26日（月）
13:00～13:30の潮流状況

500kV新綾部線（空容量：5万kW）
実績潮流：345万kW／運用容量：350万kW

427万kW
（中国エリア）

空容量僅かな系統※1

500kVフェンス（空容量：5万kW）
実績潮流：855万kW／運用容量：860万kW

（四国エリア）
7万kW

（北陸エリア）
33万kW

（中部エリア）
91万kW

500kV丹波線（空容量：20万kW）
実績潮流：304万kW／運用容量：324万kW

500kV北河内線（空容量：5万kW）
実績潮流：345万kW／運用容量：350万kW



※1 混雑（空容量僅かな）系統は、イメージとして記載

- 関西エリアにおいては、北部電源が高稼働（作業停止計画なし）となる**2025年2月平日昼間帯において、東向き潮流が最も重潮流となる見通し**である。
- 昨年同月（平日昼間帯）の実績最大相当の地域間連系線潮流が流れると想定した場合には、**2024年度夏季（前頁）と同箇所**で空容量が僅かとなる**可能性を確認**した。

2025年2月平日昼間帯
潮流想定

500kV新綾部線（空容量：11万kW）
想定潮流：318万kW／運用容量※2：329万kW

440万kW
（空容量：25万kW）
（中国エリア）

空容量僅かな系統※1

500kVフェンス（空容量：60万kW）
想定潮流：870万kW／運用容量※2：930万kW

（北陸エリア）
13万kW

（中部エリア）
250万kW

500kV丹波線（空容量：7万kW）
想定潮流：299万kW／運用容量※2：306万kW

500kV北河内線（空容量：11万kW）
想定潮流：318万kW／運用容量※2：329万kW

（四国エリア）
14万kW



※1 混雑（空容量僅かな）系統は、イメージとして記載

※2 電源稼働状況等を踏まえて、運用容量は変動する可能性がある

出所 関西電力送配電株式会社 マッピング（154kV以上）（2024年12月12日時点）をもとに作成
https://www.kansai-td.co.jp/interchange/takusou/pdf/154kv_more_mapping.pdf

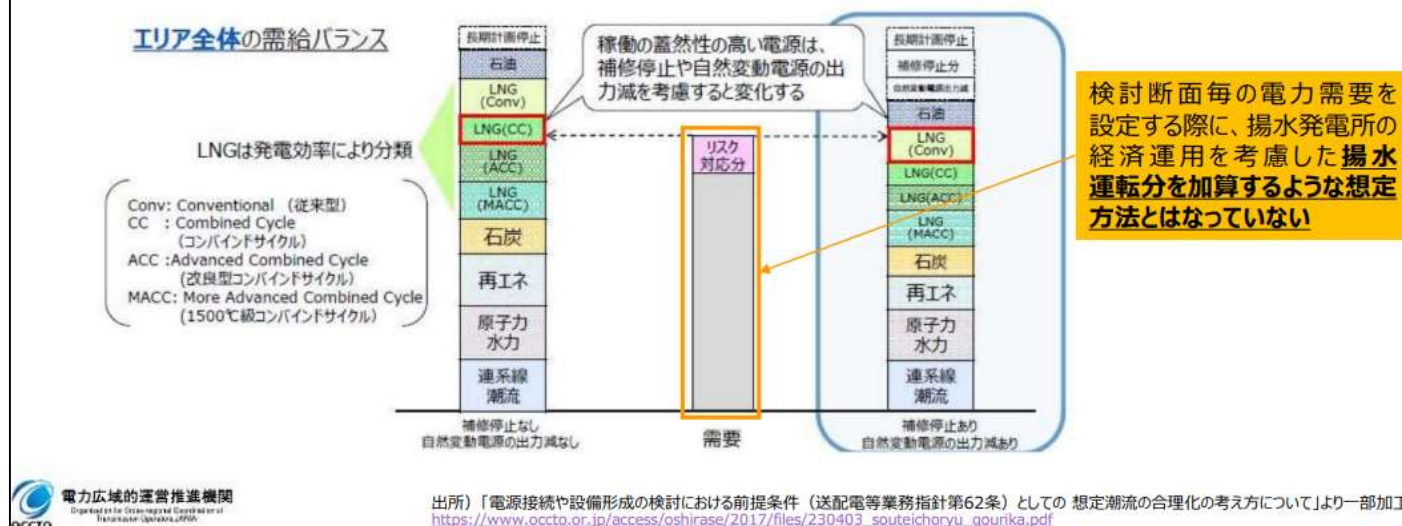
- 主に揚水発電所の経済運用を考慮できていなかったことにより見通しを得られなかったものであり、再エネ導入量が足元で急増した等の要因が主ではないと考えられる（第83回本委員会では、揚水経済運用を表現することにより、前頁の混雑系統見通しを確認・報告している）。

(参考) 揚水発電所の経済運用を考慮した想定による基幹系統混雑箇所増加

22

- 2028年度までの系統混雑の見通しは、「想定潮流合理化ガイドライン」に基づき算出されたものである。
- ここでは、年間の特徴的な需要に一定のリスクを加味した値に一致するよう供給力をメリットオーダー順に積み上げる※1が、この際、揚水発電所の限界費用の想定が困難であるため、需給バランス調整や調整力確保以外で稼働想定となることは基本的になかった。
- 他方、広域SIMでは、週間単位で休日等の市場価格が安価な時点で揚水運転し、市場価格が高価な平日昼間帯等に発電運転する経済運用を表現できることから、これまで把握できなかった箇所の系統混雑が確認された。

※1 揚水起因での系統混雑は基幹ループ系統で確認されていることから、想定潮流合理化ガイドラインにおける系統A【想定方法①】を参照する



- 第83回本委員会（2024年9月10日）で報告した「2029年度の系統混雑に関する中長期見通し」について、夏季・冬季昼間帯、冬季点灯帯で系統混雑あるいは空容量100万kW未滿となる基幹ループ系統を一般送配電事業者の協力を得て調査した。
- 2024年度では1エリアのみであったが、下表の通り、**複数のエリアで夏季・冬季昼間帯の混雑（空容量僅かな）系統が確認**され、その類型は、**主に類型②**であった（各エリア毎の詳細は次頁以降で紹介する）。

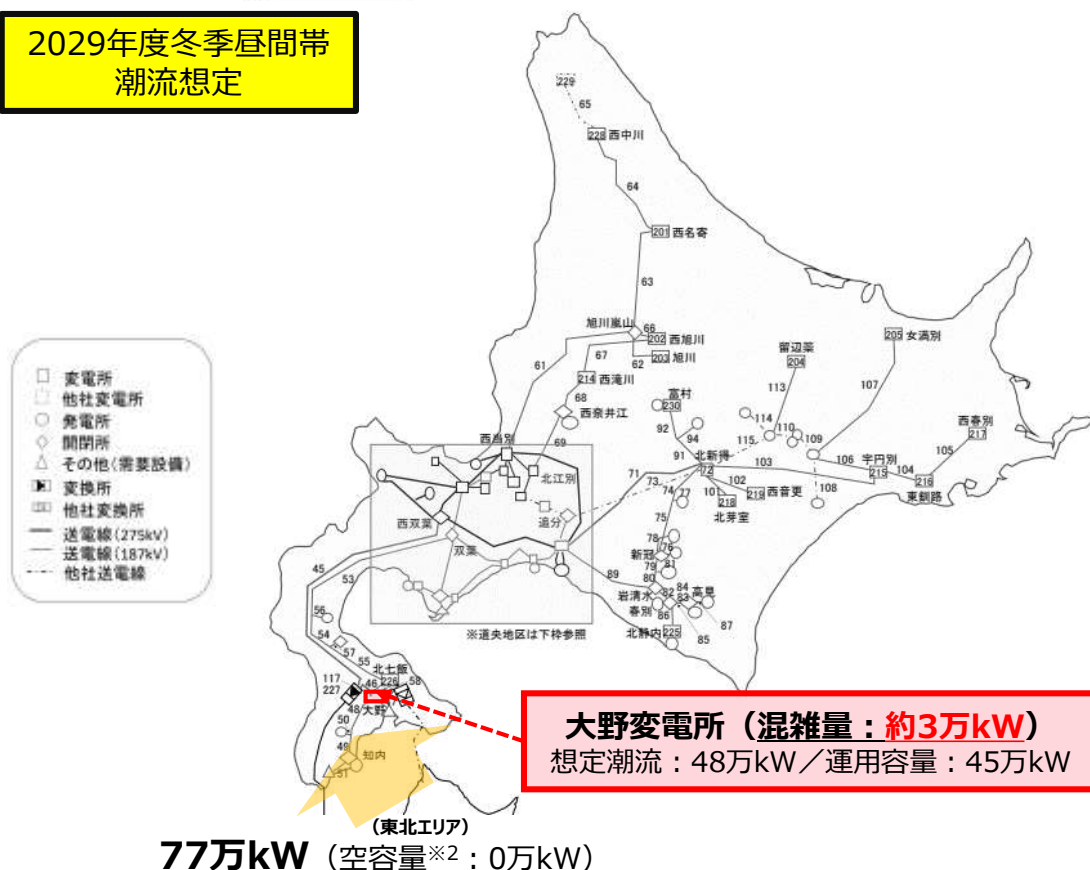
【下表調査内容の前提条件】

- 系統混雑あるいは空容量100万kW未滿となる基幹ループ系統における最上位電圧（500kV（北海道エリア：275kV、沖縄エリア：132kV））の送電線・フェンス（北海道・東北エリア：最上位電圧と第二電圧間の変圧器含む）を前提条件とした簡易的な調査であることに留意ください（ただし、空容量100万kW未滿であっても、当該系統の供給予備力が制約されない系統は除外）
- フェンス潮流で運用容量を管理している箇所についても1設備として集計
- 混雑（空容量僅かな）系統であるものの、運用上の対策により、後述する需給運用の影響が生じないと考えられる系統は除外

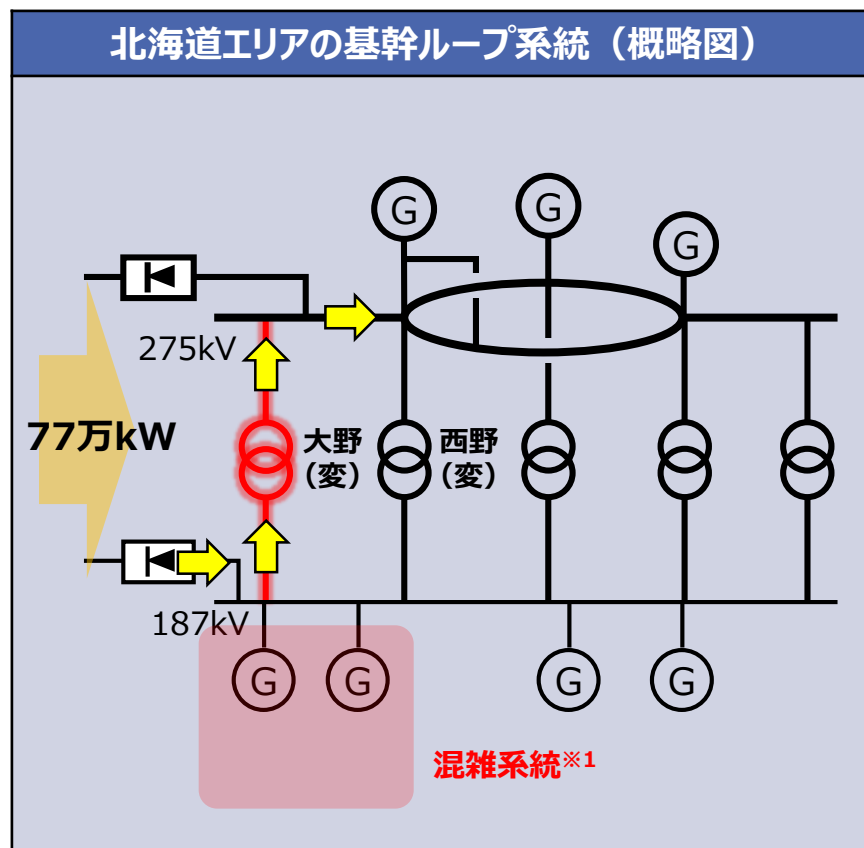
エリア	系統混雑（空容量僅か）【夏季】			系統混雑（空容量僅か）【冬季】		
	類型①	類型②	類型③	類型①	類型②	類型③
北海道	—	—	—	—	1設備	—
東北	—	—	1設備	—	—	1設備
東京	—	1設備	—	—	1設備	—
中部	—	—	—	—	—	—
北陸	—	—	—	—	—	—
関西	—	7設備	—	—	5設備	—
中国	—	4設備	—	—	4設備	—
四国	—	—	—	—	—	—
九州	—	—	—	—	—	—
沖縄	—	—	—	—	—	—

- 再エネ電源の導入拡大に伴い、北海道本州間連系設備近傍の大野変電所（275/187kV変圧器）で冬季昼間帯に系統混雑が発生する見通し。
- 同変電所は連系線近傍に位置するものの、その特徴は類型②に該当し、187kV系統以下の供給力・供給予備力（調整力含む）が当該系統内での使用に限定される特徴がある。

2029年度冬季昼間帯
潮流想定



北海道エリアの基幹ループ系統（概略図）



※1 混雑（空容量僅かな）系統は、イメージとして記載

※2 当該連系線の潮流を予め抑制するために設定するマージンを考慮

出所) 北海道電力ネットワーク株式会社 187kV以上系統 混雑状況マップ（2024年12月16日時点）をもとに作成
https://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/pdf/map_forecast_tide_list.pdf

- 東北エリア南部の再エネ導入拡大や東北東京間連系線増強等により、再エネ電源等の広域的取引が拡大することで、東北東京間連系線近傍の南相馬変電所で夏季・冬季昼間帯に系統混雑が発生する見通し。
- 同変電所での系統混雑は、前章の類型③に概ね該当するものであり、再給電方式による混雑処理が困難となることや、エリア内の供給力（調整力含む）を東北東京間連系線を介して広域的に運用できない特徴がある。

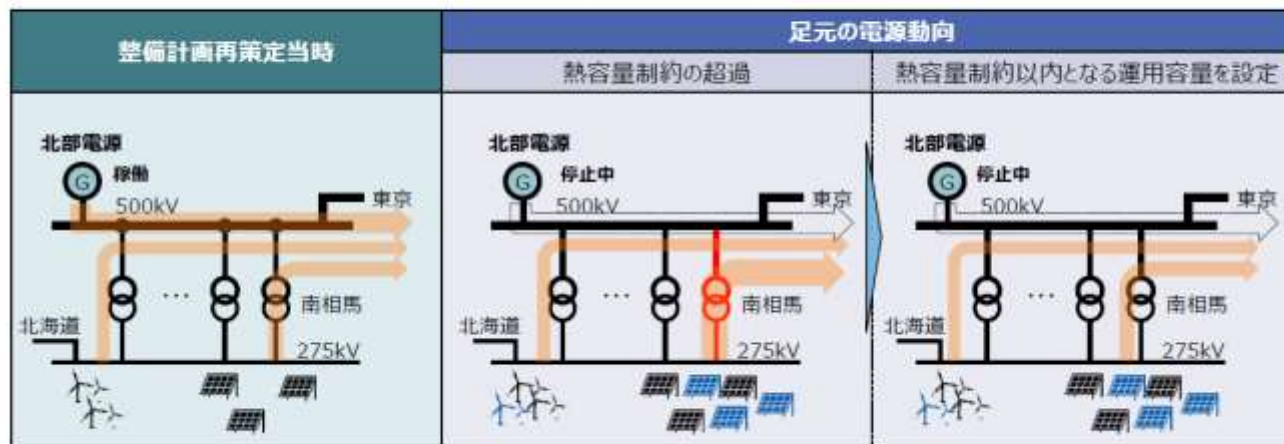
東北エリアにおける再エネ・原子力電源の動向変化に伴う影響

9

- 整備計画再策定当時は、500kV系統を北部から南部に縦断する潮流と275kV系統以下から余剰分として広域的に取引される再エネ電源からの逆潮流が東北東京間連系線を介して東京以西へ送電される見通しであった。
- 他方、足元の電源稼働状況を踏まえると、275kV系統以下の再エネ出力が増加することから、275kV以下系統から500kV系統へ突き上がる潮流により、南相馬変電所等で熱容量制約の超過が生じる見通しである。
- この場合、送配電等業務指針（第195条）に基づき、流通設備（南相馬変電所※）に流れる潮流を熱容量その他の設計上の許容値以内とできる東北東京間連系線の潮流の最大値が運用容量となる。

※ 熱容量制約の超過量が最も大きい流通設備は南相馬変電所であるため

東北エリアにおける夏季ピーク需要時の潮流イメージ



- 南相馬変電所の系統混雑を処理する場合、エリア内で適切な持替量の算定が困難となるため、**現行の制度においては、送配電等業務指針（第195条）の考え方に基づき連系線運用容量を算出するほかない**ことを第85回 本委員会（2024年12月25日）で報告した。

(補足) 地域間連系線の運用容量の考え方 (2/2)

11

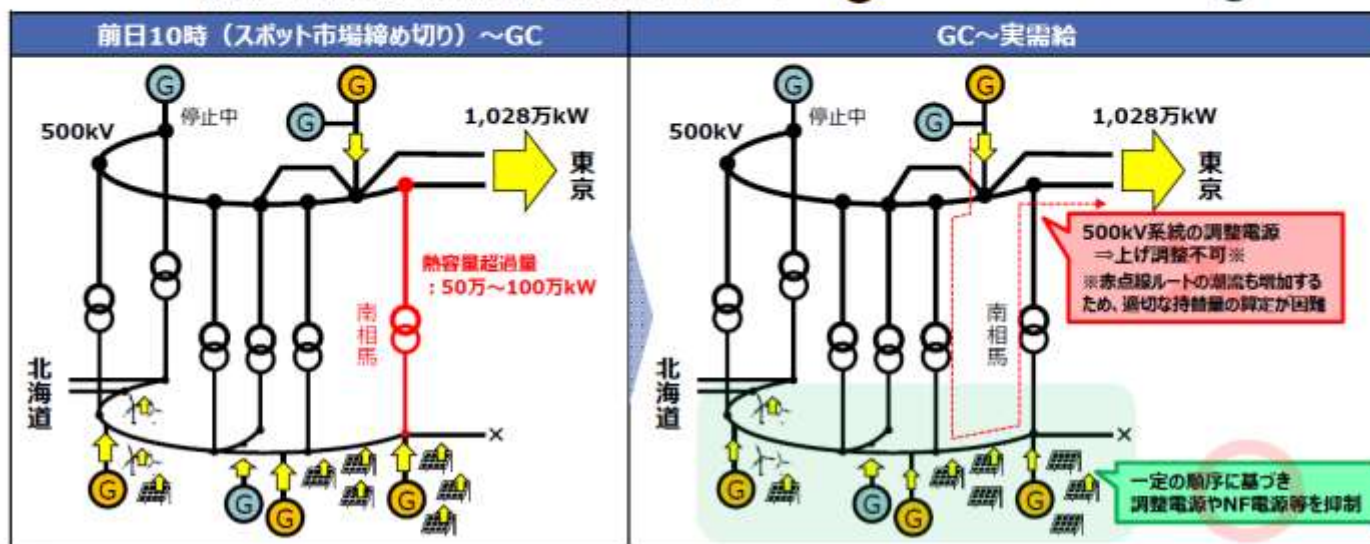
- なお、2022年12月21日以降には、ノンファーム型接続適用に伴う混雑管理として、調整電源を活用した再給電方式が導入されているため、基本的に、**地内流通設備の系統混雑は、GC以降に一般送配電事業者がエリア内の調整電源等を持ち替えることで混雑処理することとなる。**
- しかしながら、**連系線近傍に位置する南相馬変電所等の場合、エリア内の調整電源等の持ち替えが困難となることから、現行の制度では、前頁の送配電等業務指針の考え方に基づき、連系線運用容量を算出するほかない。**

南相馬変電所混雑時に再給電方式が困難となるイメージ

● : 調整電源

☀ : 再エネ電源

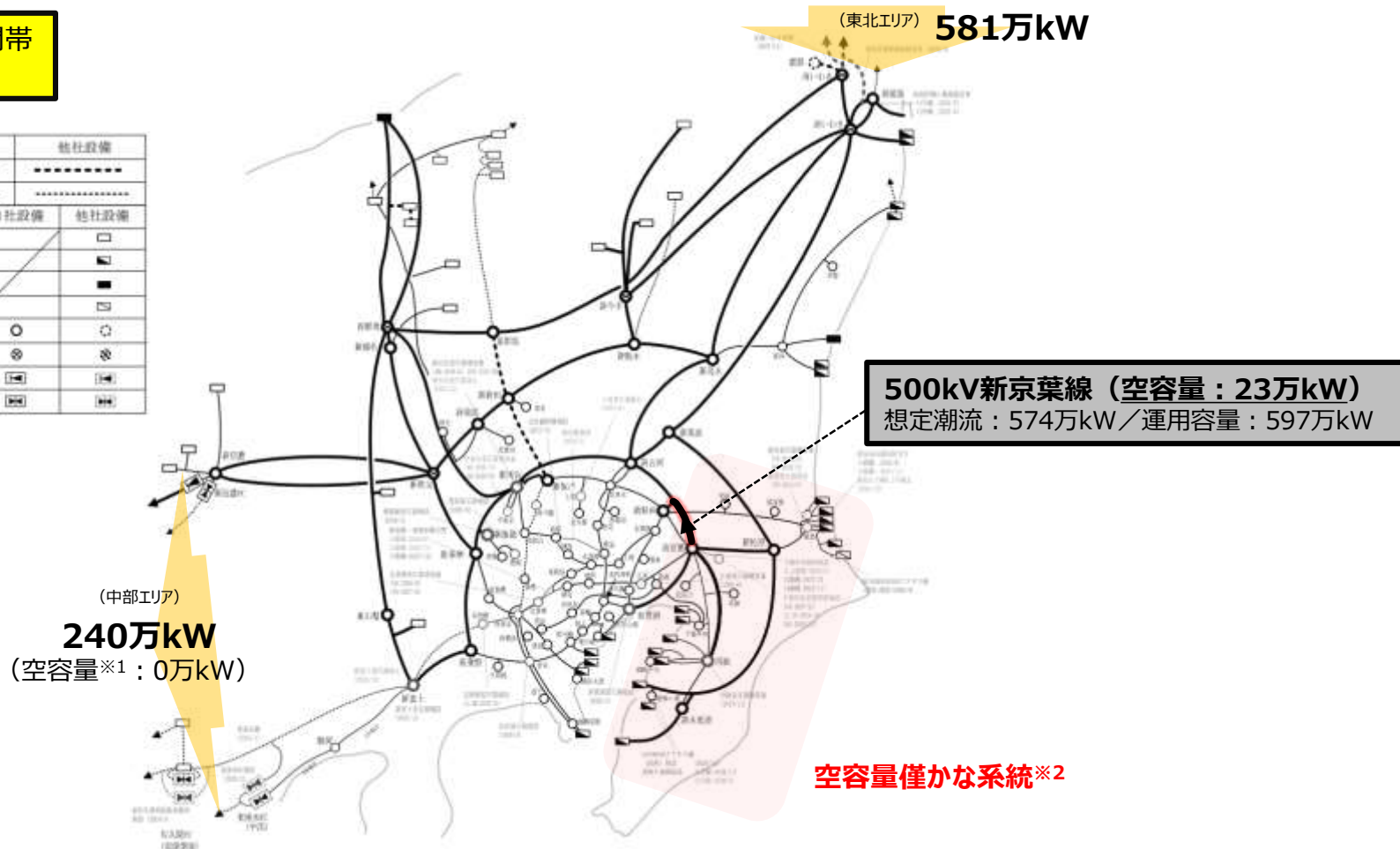
● : その他電源



- **再エネ電源の導入拡大等**に伴い、500kV新京葉線で**冬季昼間帯に空容量が僅かとなる**見通しである。
- 当該送電線は類型②であり、**空容量を超える当該系統の供給予備力（調整力含む）は、同系統内での使用に限定される**特徴がある。

2029年度冬季昼間帯
潮流想定

電圧の種類	自社設備	他社設備
500kVおよび直流送電	—————	-----
275kV	—————	-----
設備の種類	自社設備	他社設備
水 力		□
火 力		■
原子力		■
風力・太陽光		■
変電所	○	○
開閉所	⊗	⊗
交直流換所	□	□
周波数変換所	□	□



※1 周波数制御（電源脱落対応を除く）のために設定するマージン（60万kW）考慮

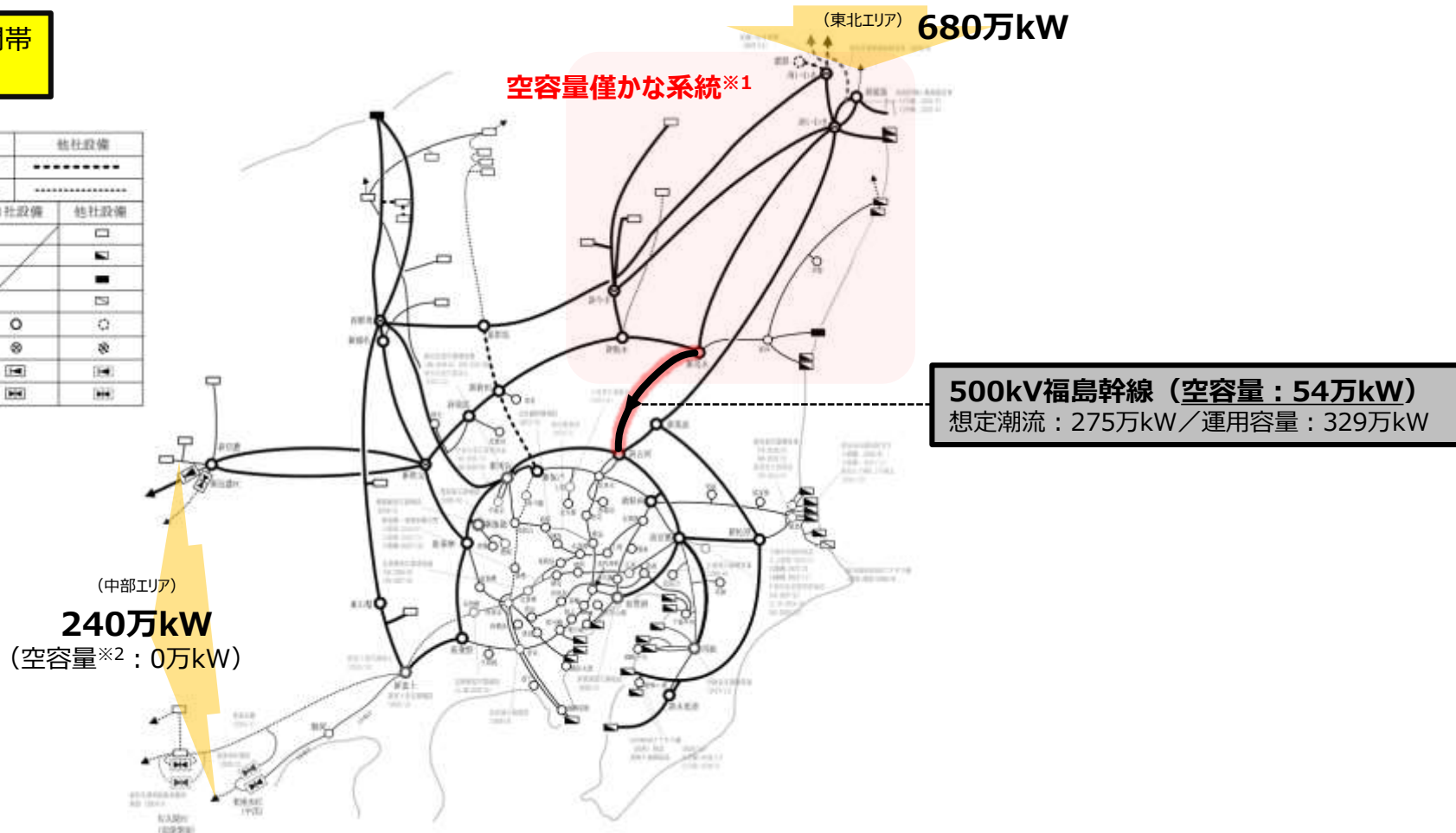
※2 混雑（空容量僅かな）系統は、イメージとして記載

出所 東京電力パワーグリッド株式会社「流通設備建設計画（2024年3月31日現在）」をもとに作成
https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/pdf/setubikeikaku-j500-275_202309.pdf

- 再エネ電源の導入拡大、東北東京間連系線および東京中部間連系設備の増強等により、**再エネ電源等の広域的取引が拡大することで、500kV新福島幹線で夏季昼間帯に空容量が僅かとなる**見通しである。
- 当該送電線は類型②であり、**その特徴は、前頁と同様である。**

2029年度夏季昼間帯
潮流想定

電圧の種類	自社設備	他社設備
500kVおよび直流送電	————	-----
275kV	————	-----
設備の種類	自社設備	他社設備
水 力		□
火 力		■
原子力		■
風力・太陽光		■
変電所	○	○
開閉所	⊗	⊗
交直変換所	□	□
周波数変換所	□	□



※1 混雑（空容量僅かな）系統は、イメージとして記載

※2 周波数制御（電源脱落対応を除く）のために設定するマージン（60万kW）考慮

出所 東京電力パワーグリッド株式会社「流通設備建設計画（2024年3月31日現在）」をもとに作成
https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/pdf/setubikeikaku-j500-275_202309.pdf

- 再エネ電源の導入拡大等に伴い、関西エリアを通過する潮流が重潮流となること等から、基幹ループ系統である500kV新綾部線他で夏季・冬季昼間帯で系統混雑が発生する見通しである（下図は夏季昼間帯を記載）。
- 当該混雑系統は、類型②であり、関西エリア西側の供給力・供給予備力（調整力含む）が500kVフェンス以西での使用に限定される特徴がある。

2029年度夏季昼間帯
潮流想定
(500kVフェンス混雑量最大)

500kV新綾部線（混雑量：18万kW）
想定潮流：347万kW／運用容量※2：329万kW

↓ 冬季昼間帯は混雑（空容量僅か）なし

500kV播磨中央線（空容量：99万kW）
想定潮流：230万kW／運用容量※2：329万kW

465万kW
(空容量：0万kW)

(中国エリア)

混雑系統※1

500kVフェンス（混雑量：87万kW）
想定潮流：917万kW／運用容量※2：830万kW

(北陸エリア)
104万kW

500kV山城北線（空容量：65万kW）
想定潮流：276万kW／運用容量※2：341万kW

(中部エリア)
177万kW

500kV丹波線（混雑量：34万kW）
想定潮流：340万kW／運用容量※2：306万kW

500kV北河内線（混雑量：18万kW）
想定潮流：347万kW／運用容量※2：329万kW

500kV信貴線（空容量：88万kW）
想定潮流：190万kW／運用容量※2：278万kW

↑ 冬季昼間帯は混雑（空容量僅か）なし

(四国エリア)
140万kW

● : 500kV変電所
○ : 275kV変電所
○ : 154kV変電所
— : 500kV送電線
— : 275kV送電線
— : 154kV送電線
● : 500kV開閉所
○ : 275kV開閉所
■ : 変換所
□ : 発電所
— : 他社送電線

※1 混雑（空容量僅かな）系統は、イメージとして記載

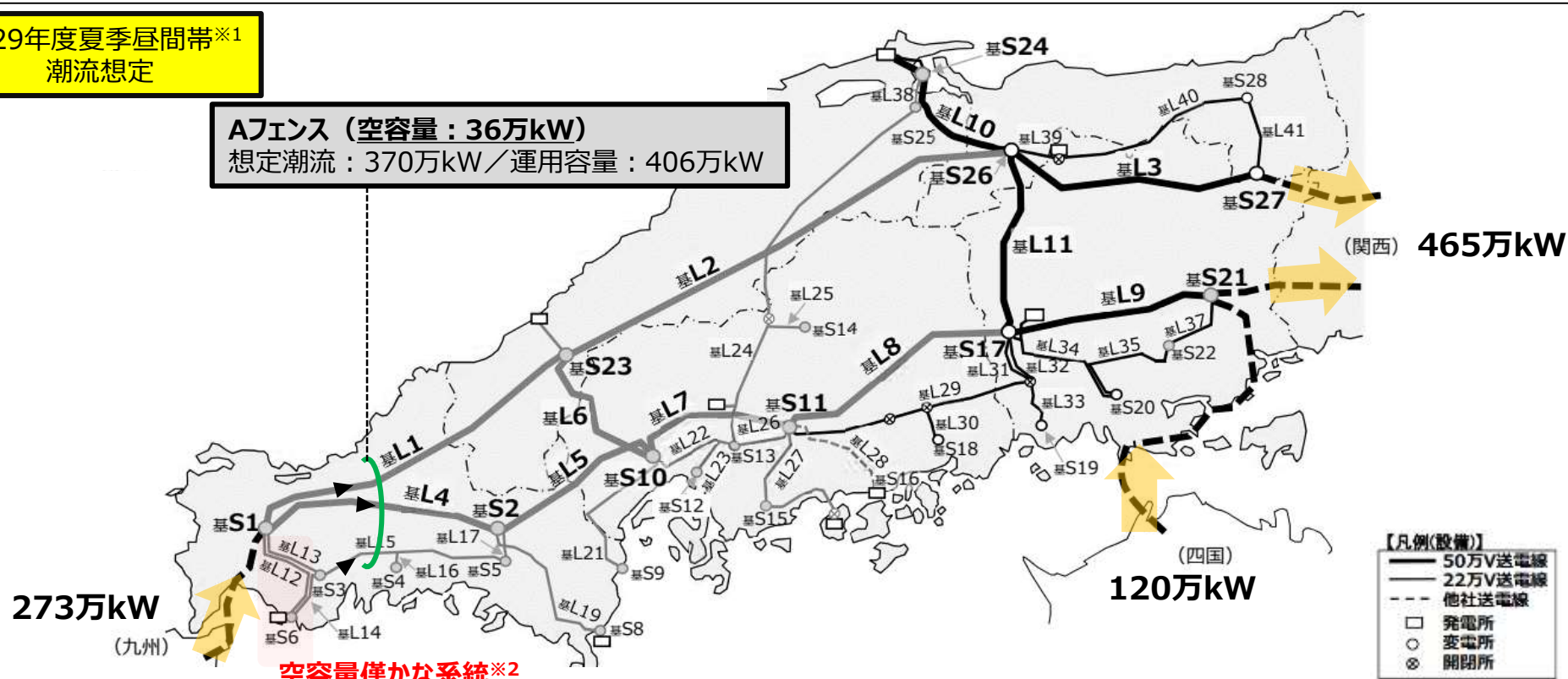
※2 電源稼働状況等を踏まえて、運用容量は変動する可能性がある

出所 関西電力送配電株式会社 マッピング（154kV以上）（2024年12月12日時点）をもとに作成
https://www.kansai-td.co.jp/interchange/takusou/pdf/154kv_more_mapping.pdf

- 再エネ電源の導入拡大等に伴い、九州エリアから流入する潮流やエリア内西部の太陽光発電等の発電が顕著となる夏季昼間帯において、基幹ループ系統（Aフェンス）で空容量が僅かとなる見通しである。
- Aフェンスは類型②に該当するため、Aフェンス系統の**供給力・供給予備力（調整力含む）が当該系統内での使用に限定される他、九州エリアからの電力融通量が制限される等の特徴**がある。
- また、将来的に中国九州間連系線が増強され、これによる九州エリアの再エネ電源等の広域取引が拡大する場合には、**系統混雑への進展も**考えられる。

2029年度夏季昼間帯※1
潮流想定

Aフェンス（空容量：36万kW）
想定潮流：370万kW／運用容量：406万kW



※1 夏季昼間帯に空容量が最小となるフェンス（A）を記載

※2 混雑（空容量僅かな）系統は、イメージとして記載

- 再エネ電源の導入拡大等に伴い、九州エリアから流入する潮流が重潮流となる断面で、基幹ループ系統（B・C・Dフェンス）で、空容量が僅かとなる見通しである。
- B・C・Dフェンスは類型②に該当し、前頁同様に、当該フェンス系統の**供給力・調整力が広範囲で制限される他、九州エリアからの電力融通量が制限される等の特徴**がある。
- また、将来的に中国九州間連系線が増強され、これによる九州エリアの再エネ電源等の広域取引が拡大する場合には、**系統混雑への進展も**考えられる。

2029年度冬季昼間帯※1

潮流想定

(Dフェンス空容量最小)

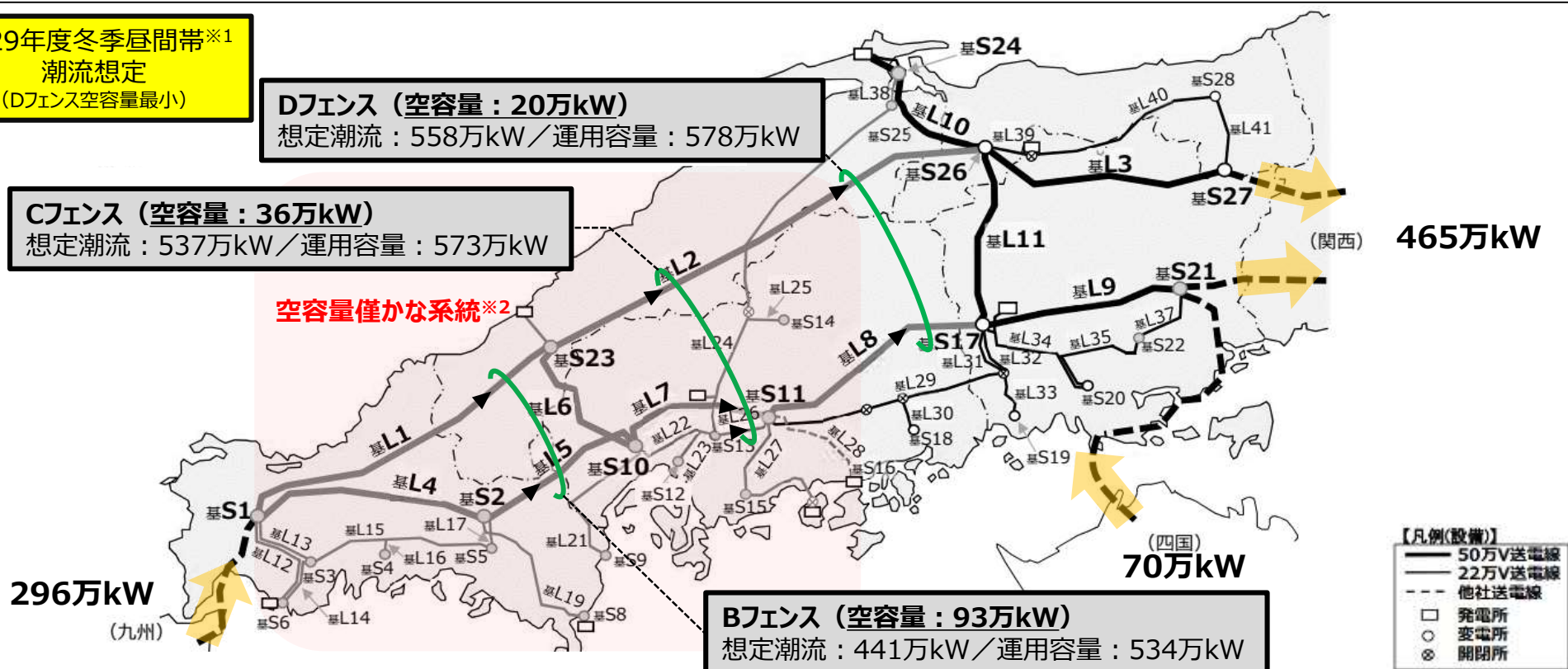
Dフェンス（空容量：20万kW）

想定潮流：558万kW／運用容量：578万kW

Cフェンス（空容量：36万kW）

想定潮流：537万kW／運用容量：573万kW

空容量僅かな系統※2



※1 冬季昼間帯に空容量が最小となるフェンス（B～D）を記載

※2 混雑（空容量僅かな）系統は、イメージとして記載

出所) 中国電力ネットワーク株式会社「系統空容量マップ（220kV以上）」（2024年12月13日更新）をもとに作成
<https://www.energia.co.jp/nw/service/retailer/keitou/access/pdf/mapping.pdf>

- 足元（2024年度）では、2024年8月（需給ひっ迫時）に関西エリアの基幹ループ系統で空容量が僅かとなったこと、**2025年冬季昼間帯でも同設備で空容量が僅かとなる可能性があることを確認**した。
- また、中長期では、第83回本委員会で報告した「2029年度の系統混雑に関する中長期見通し」において、複数のエリアで夏季・冬季昼間帯での混雑（空容量僅かな）系統を確認した（冬季点灯帯では確認されず）。
- 足元から中長期にかけては、**地域間連系線の増強による再エネ電源等の広域的取引が拡大**することや、**再エネ適地を中心とした偏在的な再エネ導入**が進むことを主な要因として、**再エネ適地から大需要地に向かう基幹送電線・フェンス等で系統混雑（空容量僅かな）が進展していくものと考えられる。**
- 以上を踏まえ、次章では、重負荷期に基幹ループ系統混雑が生じた場合の需給運用へ与える影響について整理した内容を紹介する。

- 第83回本委員会で報告した「2029年度の系統混雑に関する中長期見通し」では、工事完了予定時期が2029年度以降となる予定である「中部関西間連系線」、「中国九州間連系線」、「北海道～東北～東京間HVDC」の**増強計画は考慮していない**。
- これらの増強や再エネ導入の進展により、再エネ電源等の広域的取引が更に拡大する場合には、**再エネ適地から大需要地に向かう基幹送電線・フェンス等で系統混雑が進展していく**ものと考えられる。

広域大のメリットオーダーシミュレーションの前提条件 (4 / 4)

43

項目	設定内容
調整力	■ 調整力として、各時間断面でエリア需要の14.9%^{※1}分の上げ代/下げ代を火力・蓄電設備で確保。
連系線	■ 2024年度供給計画における2029年度末に運用開始している下記の連系線・設備の増強計画を反映。 ① 北海道本州間連系設備増強：900→1,200MW（使用開始：2028年3月） ② 東北東京間連系線（使用開始：2027年11月） ③ 東京中部間連系設備：2,100MW→3,000MW（使用開始：2027年度） ④ 中部北陸間連系設備等（廃止（中地域交流ループ）時期：2026年4月） ■ なお、現在計画策定プロセスを進めている「中部関西間連系線」、「中国九州間連系線」、「北海道～東北～東京間HVDC」の増強計画は、工事完了予定時期が2029年度以降となる予定であることを踏まえ、今回の混雑想定では考慮しない。 ■ 地域間連系線の運用容量は、2029年度の長期運用容量を使用することを基本とする。 但し、東北東京間連系線は、足元の電源動向を踏まえ個別に運用容量を設定。 ■ 連系線マージンは、北海道本州間連系設備、東京中部間連系設備について考慮する。

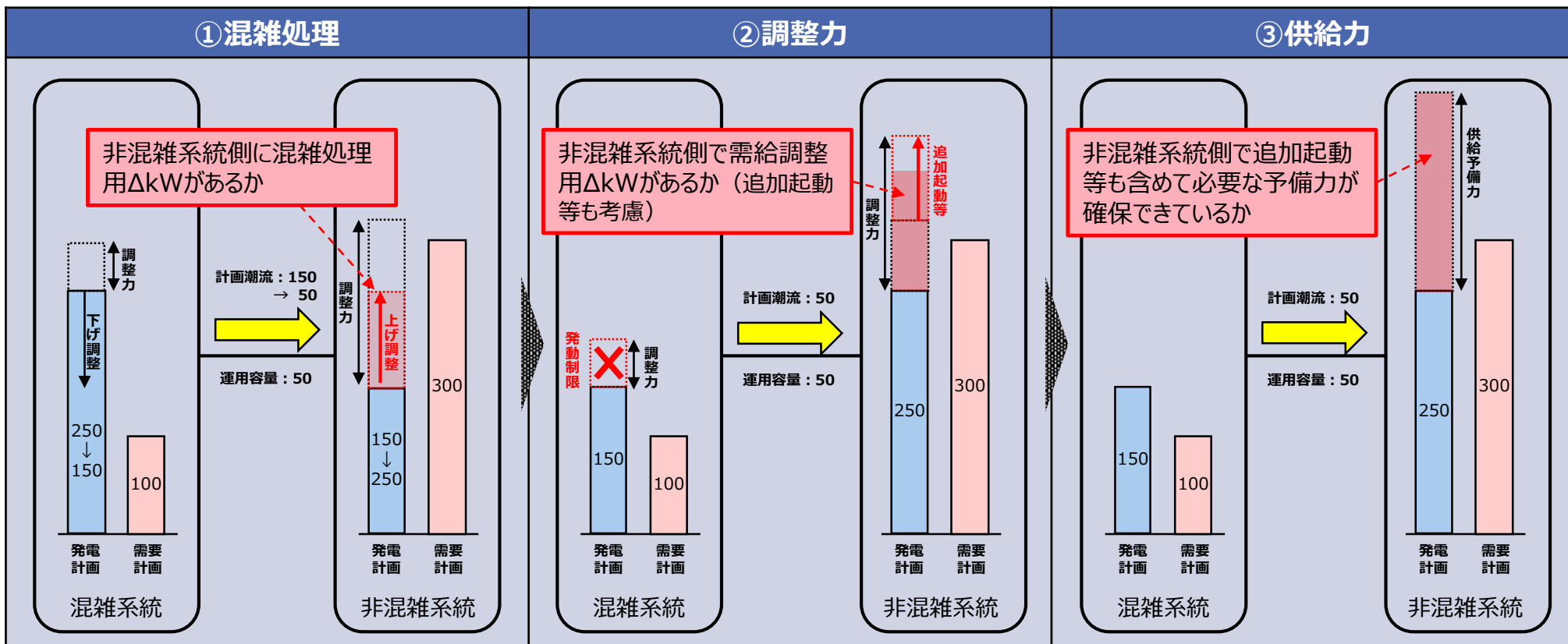
※1「第60回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会（2024年2月7日）資料2」における2030年頃の需給調整市場の調整力必要量試算値

1. 基幹ループ系統の特徴
2. 重負荷期における基幹ループ系統での混雑等見通し
3. 需給運用の影響・課題
 - 3－1 混雑処理
 - 3－2 調整力
 - 3－3 供給力（供給信頼度評価）
 - 3－4 供給力（需給状況の管理）
4. 設備形成の課題
5. まとめと今後の進め方

■ 再給電方式の導入検討当時の想定よりも早く、重負荷期ピーク需要帯での基幹ループ系統混雑（空容量僅か）が顕在化したことを踏まえ、本章では、4つの観点で、影響・課題を整理した。

- ① **混雑処理**：再給電方式による混雑処理が可能か（非混雑系統に混雑処理用 ΔkW があるか）
- ② **調整力**：需給調整に必要な調整力（需給調整用 ΔkW ）が非混雑系統で確保できているか
- ③ **供給力**：必要な供給力が非混雑系統で確保できているか（供給信頼度が低下しないか）
- ④ **需給状況の管理**：地内制約により融通量が制限されないか

観点①～③の概略イメージ



1. 基幹ループ系統の特徴
2. 重負荷期における基幹ループ系統での混雑等見通し
3. 需給運用の影響・課題
 - 3－1 混雑処理
 - 3－2 調整力
 - 3－3 供給力（供給信頼度評価）
 - 3－4 供給力（需給状況の管理）
4. 設備形成の課題
5. まとめと今後の進め方

- 基幹系統における系統混雑は、一般送配電事業者がGC以降にエリア内の電源を持ち替える再給電方式で解消する（次頁参照）。
- 類型①では、エリア内の電源を抑制しても混雑解消できず、類型③では、エリア内の電源の持ち替え先がないため、共に混雑処理が困難となる。その一方で、類型②では、非混雑系統の余力によっては、混雑処理が困難となる可能性があり、特に、余力が少なくなる重負荷期（特にピーク需要時間帯）には、その影響が懸念される。

		類型①	類型②	類型③
概要図				
混雑箇所		混雑箇所	混雑箇所	混雑箇所
特徴（影響）	混雑処理可否 （再給電方式）	否 （エリア内に混雑解消資源なし）	否となる可能性あり （エリア内上げ調整力が不足する場合等）	否 （エリア内に上げ調整力なし）
	調整力・供給力 （域内調達・運用）	制限なし	【混_受】制限なし 【非_受】混雑系統の調整力等が制限	制限なし
	調整力 （広域調達・運用） 上：域内変動 下：域外変動	連系線①以遠の調整力が制限 制限なし	【混_受】制限なし 【非_受】連系線①以遠の調整力が制限 【混_送】連系線②以遠への使用が制限 【非_送】制限なし	制限なし 連系線②以遠への使用が制限
	供給力 （エリア間融通） 上：受電 下：送電	連系線①からの受電が制限 制限なし	【混_受】制限なし 【非_受】連系線①からの受電が制限 【混_送】連系線②への送電が制限 【非_送】制限なし	制限なし 連系線②への送電が制限

【混_受（送）】：混雑系統で（から）供給力・調整力を受電（送電） 【非_受（送）】：非混雑系統で（から）供給力・調整力を受電（送電）

2. 再給電に用いる上げ調整力の運用のあり方

- 以下の考察から、再給電に用いる上げ調整力については、広域運用調整力はいらず、（案3）エリア内運用調整力のみを用いることとしてはどうか。

	概要	評価
案1	広域運用調整力を活用 + システム改修をせず、インバ ランス料金への影響を許容	広域運用調整力を活用することにより、より低コストで混雑対応を行うことができ、また、システム改修も不要であるが、インバランス料金への影響がある。 インバランス料金は、需給状況を市場価格に反映させることにより、インバランスを出した者に合理的な負担を求めるとともに、市場参加者に系統全体のインバランスを減らす行動を促すもの。したがって、混雑対応によってインバランス料金が影響を受けるのは望ましくない。
案2	広域運用調整力を活用 + システム改修によりインバ ランス料金への影響を回避	広域運用調整力を活用することにより、より低コストで混雑対応を行うことができ、また、インバランス料金への影響もない。 しかし、広域需給調整システム（KJC）・中央算定システムの改修は長期間かかるため、再給電の導入が遅れる（2022年中の導入は困難）。 また、2022年度の新インバランス料金制度の導入に支障をきたすおそれがある。
案3	エリア内運用調整力のみ活用	・広域メリットオーダーで調整力を活用できず、案1・案2より混雑対応のコストが上昇するが、インバランス料金への影響を回避できる。 ・さらに各社中給システムのみの改修で実現できることから、 <u>再給電方式の速やかな実現が可能。</u>

- 2024年度冬季では、重負荷期（冬季昼間帯など）において、関西エリアの基幹ループ系統（類型②）で空容量が僅かとなる見通しではあるが、**系統混雑には至らない見通し**である。
- このため、少なくとも2024年度冬季では、**混雑処理に必要なエリア内の上げ調整力が不足するといった課題はない**と考えられる。

- 中長期には、現行の再給電方式での混雑管理が困難な類型③で系統混雑が予見されており、第85回本委員会では、現行の制度の範疇で対応する場合には、地域間連系線の運用容量を制約するほかないことを報告。
- この点、松村委員より、当該対応方法の合理性に関するご意見をいただいたところ。

第85回 本委員会（2024年12月25日）資料2に関する議事（要約）抜粋

（松村委員）北部からの大潮流がなければ運用容量が下がるという議論が分かりにくい。これは現行の再給電方式を前提とすると、北部からの大潮流がなくなると運用容量が下がるが、再給電方式は、（ある意味で短期的な）いつかは巻き取らなければいけないようなもので、**そもそも、より合理的なルールであれば起こらなかった問題**なのか。仮に再給電方式を選択していなかったとして、**他に普通に考えられるような合理的な方法を選択していたとすると問題は起きなかったのか**、あるいは、ピンポイントでこの問題は起きないにせよ、別の問題により運用容量が下がることが起こるのかという前提のところをもう少し教えていただけないか。

仮に、東北・東京エリアが完全に統合され、1エリアとして運用されていた場合には、東北東京間連系線は、地内の基幹送電線として扱われると思うが、そのような場合であったとしても、運用容量の低下が起きるのか（そのように運用されていれば、起きなかったはずの問題なのか）。

最初の問題だとすれば、再給電方式は、多くの問題を抱えているが、それらの問題に更にひとつ問題が加わったことを私たちは認識し、様々な機会で、このような原理で、こういった悪影響が生じることを伝えていかなければならない。そして、一刻も早く混雑管理を変えなければいけないという議論、勿論、これだけが原因でないことは十分わかっているが、その内の多かる理由のさらに一つが加わったことを認識しなければならない。2番目の問題であるとすれば、更に大きな問題になるが、エリア毎に運用されていることの問題を端的に示しているものなのか、そういった問題ではないのかというのは、今後の議論をしていく際に、大変重要なことになる。

仮に2つとも、大きな問題でないとすれば、北部の大潮流がなければ運用容量が下がってしまい、一方、北部の大潮流があれば、運用容量は上がることになるが、その大潮流が流れるため、拡大した容量を北部の大潮流が占拠することになり、実質的に北部の大電源専用の容量に見える。その場合、北部の大電源というのは、北の方の系統整備のコストをそれなりに負担していることは理解しているが、連系線の費用負担に関しては、それに見合うような費用負担がされているのか。もし、されているのであれば、費用負担されていることを改めて示す価値はある。もしそうでなければ、送電線の投資コストは、原因者負担が全く貫かれていない世界であるため、これだけ取り上げてとやかく言うことは変だとは思うが、これは、その内のかなり重要なひとつのピースになると思うため、その点については、私たちは理解した上で制度設計をしていかなければならない。

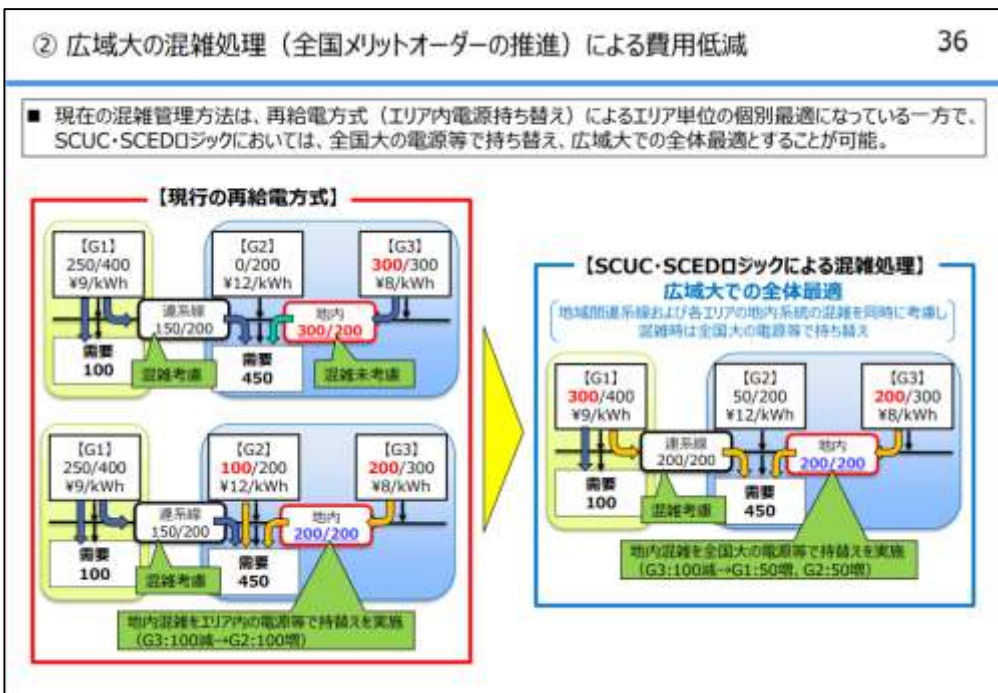
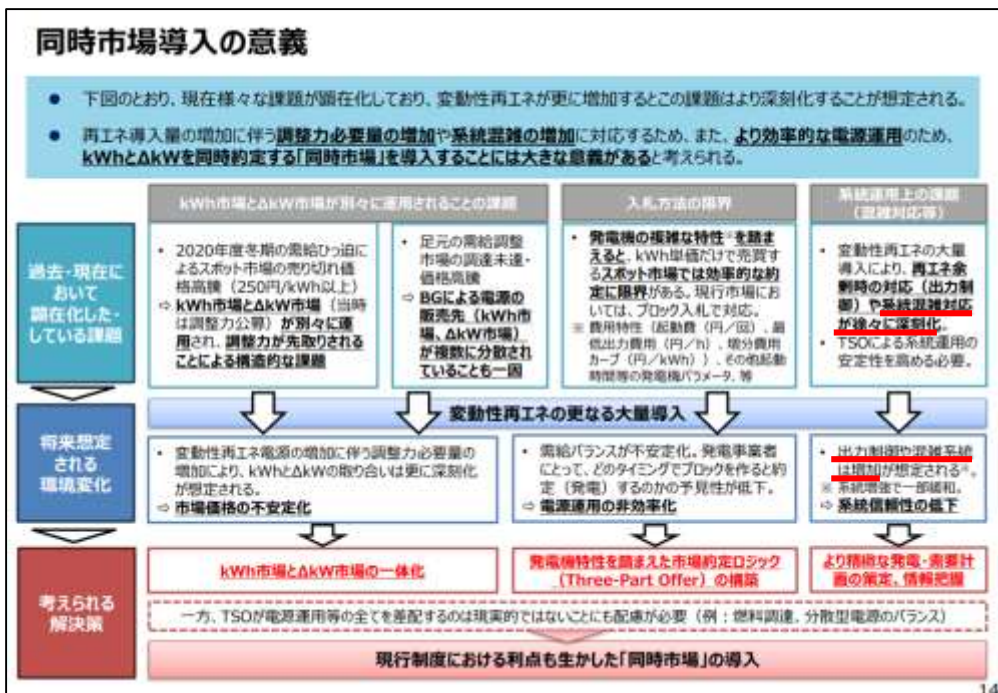
今回の点については、対策として合理的なものができたわけで、これは一刻も早く提案通りに進めていただきたいが、**なぜこんなことが起こるのかは、今後の制度設計の時に頭にいれておかなければいけないと思ったため、何が起きているのか、更に追加で確認することに気は引けるが、現行の制度に問題点があるのであれば、それを示唆するものだというものに関して教えていただきたい。**

（事務局）今回、**現状の再給電方式の限界を示唆するような説明**をした。再給電方式は、導入スピードやシステム改修の内容などを総合的に勘案して、エリア内の上げ調整をする制度となったと認識している。例えば、**エリア外から上げ調整力を確保できるような制度であったりすれば、再給電方式であったとしても、問題にならなかったもの**と考えている。もし仮にエリア毎に分かれていなければと言う点については、東北の275kV以下の下げた所を、広域的に調達できれば、この課題というのは起き得なかったものとする。

補足すると、今回の事象は、東北エリア内で、同系統に火力なども連系している関係もあり、仮に再エネを抑制したとしても、持ち替え先がない状況と認識している。そういった意味で、**現在の仕組みの限界点**という所はおっしゃる通りと思っている。再給電方式は、導入当初から再エネ導入のために、こういった混雑管理をもって（ノンファームで）接続していくこととしたが、当然、今後見直しをしていくことも含めて従来からご説明をしており、**もう少し広域的な需給調整ができる仕組みが今後必要になってくるのではないかと**考えている。

- 先般、系統混雑対応の深刻化への解決策として、同時市場の導入意義が示されたところであり、これにより、現行のエリア内で電源を持ち替える再給電方式から、**全国大の電源等を持ち替えるSCUC・SCEDロジックによる混雑処理が可能となること（持ち替え対象電源が全国に拡大）が期待**されている。
- このため、同時市場※の導入に向けた検討状況も踏まえつつ、**中長期的に系統混雑の可能性のある類型③（あるいは必要に応じて、類型②）について、国の審議会等と連携し、合理的な混雑管理方法の整理を進めていくことが必要**と考えられる。

※ 全国大の電源で混雑処理が可能となることが期待される点については、同時市場の導入の他、市場主導型の混雑管理手法の導入も同様の効果が期待される。



出所）第81回電力・ガス基本政策小委員会（2024年9月26日）資料3をもとに作成
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/081_03_00.pdf

出所）第3回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年10月23日）資料3
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/003_03_00.pdf

1. 基幹ループ系統の特徴
2. 重負荷期における基幹ループ系統での混雑等見通し
3. 需給運用の影響・課題
 - 3－1 混雑処理
 - 3－2 調整力
 - 3－3 供給力（供給信頼度評価）
 - 3－4 供給力（需給状況の管理）
4. 設備形成の課題
5. まとめと今後の進め方

- 系統混雑（空容量僅か）により発動が制限される調整力は、非混雑系統で代替調達される（次頁参照）。
- 類型①・③では、エリアの需要変動に対して、エリア内で調達された調整力の発動は制限されないが、類型②では、非混雑系統の需要変動に対して、混雑系統内で調達された調整力が制限されるため、**非混雑系統の余力が少なくなる重負荷期に代替調達が困難となる影響が懸念**される。

		類型①	類型②	類型③
概要図				
特徴（影響）	混雑処理可否 （再給電方式）	否 （エリア内に混雑解消資源なし）	否となる可能性あり （エリア内上げ調整力が不足する場合等）	否 （エリア内に上げ調整力なし）
	調整力・供給力 （域内調達・運用）	制限なし	【混_受】制限なし 【非_受】混雑系統の調整力等が制限	制限なし
	調整力 （広域調達・運用） 上：域内変動 下：域外変動	連系線①以遠の調整力が制限 制限なし	【混_受】制限なし 【非_受】連系線①以遠の調整力が制限 【混_送】連系線②以遠への使用が制限 【非_送】制限なし	制限なし 連系線②以遠への使用が制限
	供給力 （エリア間融通） 上：受電 下：送電	連系線①からの受電が制限 制限なし	【混_受】制限なし 【非_受】連系線①からの受電が制限 【混_送】連系線②への送電が制限 【非_送】制限なし	制限なし 連系線②への送電が制限

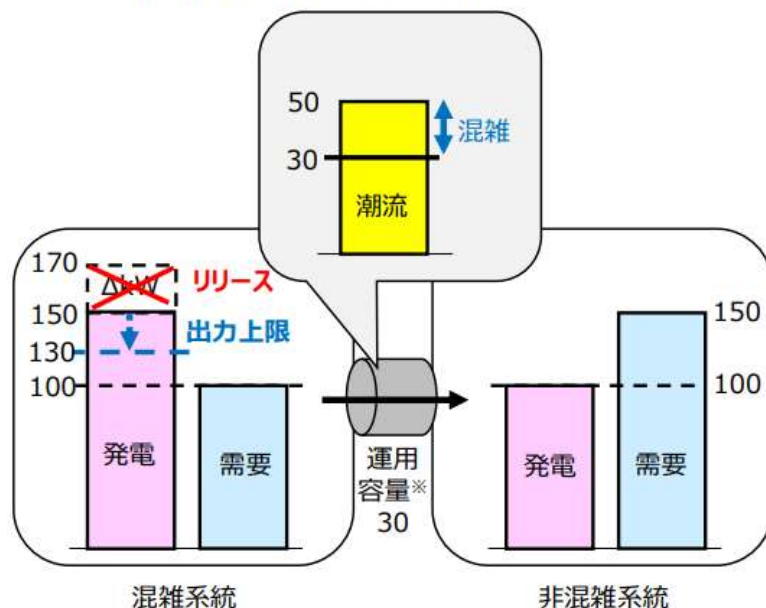
【混_受（送）】：混雑系統で（から）供給力・調整力を受電（送電） 【非_受（送）】：非混雑系統で（から）供給力・調整力を受電（送電）

現行の業務フローにおける ΔkW 代替確保方法について (2 / 2)

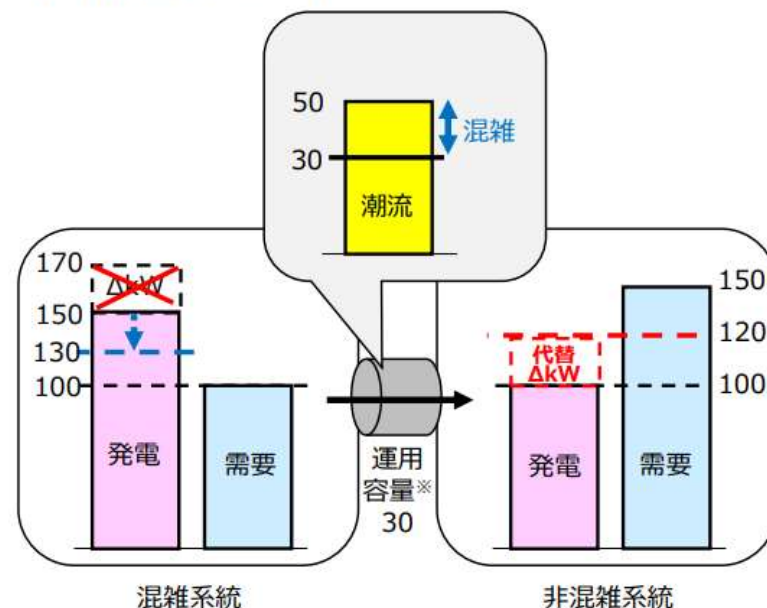
18

- 混雑システムの ΔkW リリース後は、 ΔkW 不足分を補うため、非混雑システムにおいて ΔkW の代替確保を、GCまでに行う必要がある。
- ただし、実際には ΔkW 確保（発電機の追加起動等）に要する時間を考慮し、**前日17時以降、可能な限り早い時間帯に ΔkW リリースおよび ΔkW 代替確保は行われることとなる。**

【中給システム上の事前処理& ΔkW リリース （混雑判明後 前日17時以降）】



【 ΔkW 代替確保 （前日17時頃～GC）】



※地内送電線

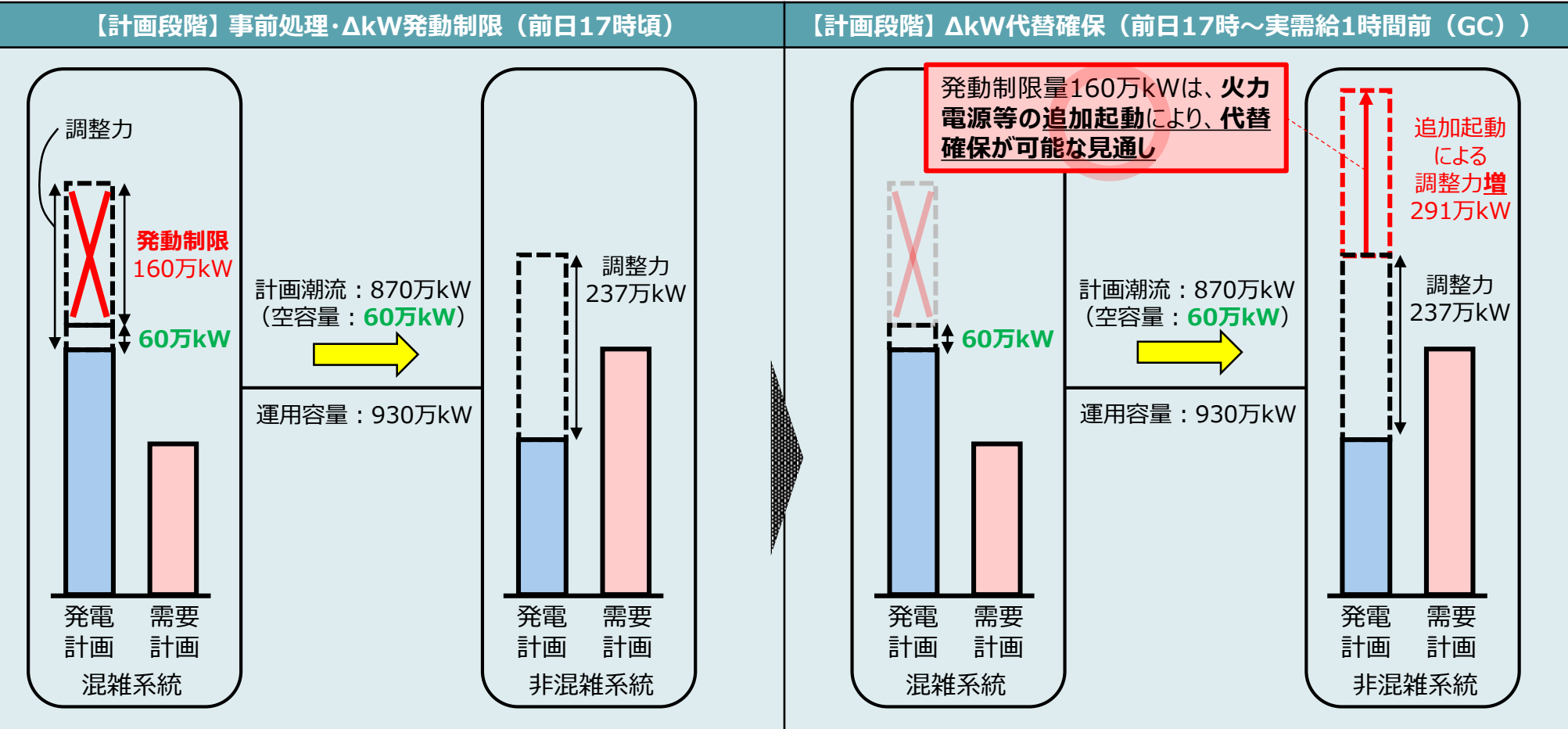
- エリア内の需要変動において、類型③では、広域調達した調整力を使用することができるが、類型①・②では、連系線①以遠の調整力の使用が制限される可能性がある。
- 他方、エリア外の需要変動に対して、エリア内の調整力が使用される場合、類型①では制限されないが、類型②・③では、連系線②以遠エリアへの使用が制限される可能性がある。

		類型①	類型②	類型③
概要図				
特徴（影響）	混雑処理可否 （再給電方式）	否 （エリア内に混雑解消資源なし）	否となる可能性あり （エリア内上げ調整力が不足する場合等）	否 （エリア内に上げ調整力なし）
	調整力・供給力 （域内調達・運用）	制限なし	【混_受】制限なし 【非_受】混雑システムの調整力等が制限	制限なし
	調整力 （広域調達・運用） 上：域内変動 下：域外変動	連系線①以遠の調整力が制限	【混_受】制限なし 【非_受】連系線①以遠の調整力が制限	制限なし
		制限なし	【混_送】連系線②以遠への使用が制限 【非_送】制限なし	連系線②以遠への使用が制限
	供給力 （エリア間融通） 上：受電 下：送電	連系線①からの受電が制限	【混_受】制限なし 【非_受】連系線①からの受電が制限	制限なし
		制限なし	【混_送】連系線②への送電が制限 【非_送】制限なし	連系線②への送電が制限

【混_受（送）】：混雑システムで（から）供給力・調整力を受電（送電） 【非_受（送）】：非混雑システムで（から）供給力・調整力を受電（送電）

- 足元（2024年度）では、冬季に関西エリアのみで基幹ループ系統（類型②）で空容量が僅かとなる見通し。
- 具体的には、2025年2月平日昼間ピーク帯では、稼働中の調整電源余力160万kWが制限されるが、非混雑系統で調整電源（火力）の追加起動291万kWが可能な見通しのため、一般送配電事業者により、適切なタイミングで緊急的な火力電源等の追加起動の指令がなされる限りにおいては足元の課題はないと考えられる。

関西エリアにおける2025年2月の見通し（500kVフェンスによる発動制限例）



- 中長期には、基幹ループ系統で系統混雑（空容量僅か）が予見されており、発動制限されるΔkWを非混雑系統で代替確保する対応が困難となる可能性も考えられることから、**それに備えた発動制限ΔkWへの対応方法を整理する必要がある。**
- この点、第8回同時市場の在り方等に関する検討会において、将来（同時市場）におけるΔkW確保エリア内の発動制限ΔkWへの対応として、フリンジで対応する方法が示され、**既に、「将来の運用容量等の在り方に関する作業会（以下、運用容量等作業会）」にて、検討が進められているところ。**

まとめ（3 / 5）

中間（前回）
報告内容

最終（今回）
報告内容

89

<各商品必要量の算定式>

- ✓ 現在（2024年）の需給調整市場での必要量をベースとし、同時市場へ移行したと仮定した場合の必要量の試算結果としては、現行必要量の50～80%程度となることが確認された。
- ✓ 日本におけるリソース起動特性等を踏まえて、予備力の確保量を検討した結果、GC以降のEDC必要量相当に加え、「前日からGCの残余需要予測誤差の30%程度を確保する」ことが、安定供給・コストの両面から現時点では適切であると整理された。
- ✓ 上記を踏まえ、将来的な需給調整市場における必要量（③）ならびに、将来的な同時市場における必要量（④）を試算したところ、調整力必要量の比率としては「領域③：14.9%」「領域④：9.0%」となり、**再エネの導入量が増加する中で調整力必要量の増加が見込まれるが、同時市場への移行（追加起動の仕組みや計画基準の変更、商品集約といった前提条件の変更）によって低減可能といった結果が得られた。**
- ✓ 米国と日本の違い、ならびに地内混雑発生に伴う将来課題や現行手法の非効率性を踏まえ、まずもって広域運用単位でのΔkW確保エリア（sub-zone）の拡大を基本とした際、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のが基本的な考え方となる。
- ✓ **こういった中、同時市場におけるΔkW確保エリア内の混雑対応（発動制限ΔkWへの対応）として、現行同様、フリンジで対応する方法について検討された。**
- ✓ 制約要因の考え方や電源脱落の取り扱いについては踏襲することとした一方、フリンジの取り扱いについて考え方を統一することが望ましく、この点、地域間連系線と同様（同期安定性・電圧安定性に対してフリンジ考慮）にすることで、発動制限ΔkWに対応する方向性が提示されたところ。
- ✓ まずはこれらを基本的な考え方とした上で、引き続き深堀り検討を行い、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予定。

発動制限ΔkWとフリンジの関係性（2 / 2）

11

■ この点、第8回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）では、運用容量とフリンジの関係性を踏まえ、将来の発動制限ΔkWに対しては、下図のように、**地域間連系線や地内送電線において、フリンジで対応（ΔkW発動による運用容量超過を許容）する基本的な考え方**が示され、引き続き深堀り検討することとされた。

【将来の発動制限ΔkWへの対応の方向性イメージ】

	地域間連系線	地内送電線
現行		
将来の方向性		

出所）第8回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）資料4をもとに作成
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/008_04_00.pdf

出所）第2回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2024年8月29日）資料4をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyourousagyoukai_2_04.pdf

1. 基幹ループ系統の特徴
2. 重負荷期における基幹ループ系統での混雑等見通し
3. 需給運用の影響・課題
 - 3－1 混雑処理
 - 3－2 調整力
 - 3－3 供給力（供給信頼度評価）
 - 3－4 供給力（需給状況の管理）
4. 設備形成の課題
5. まとめと今後の進め方

- 類型②の場合、混雑系統内の供給力を非混雑系統の需要増加に対して使用できないが、類型①・③では制限されない。他方、エリア間補正融通は、すべての類型で、送電側、受電側、あるいはその両方で下表の制限が生じる。
- 現行の供給信頼度評価（EUE）では、地内系統制約を考慮できないため、重負荷期（需給ひっ迫時）に供給力が減少する場合、供給信頼度が低下（目標停電量を超過）する影響が懸念される。

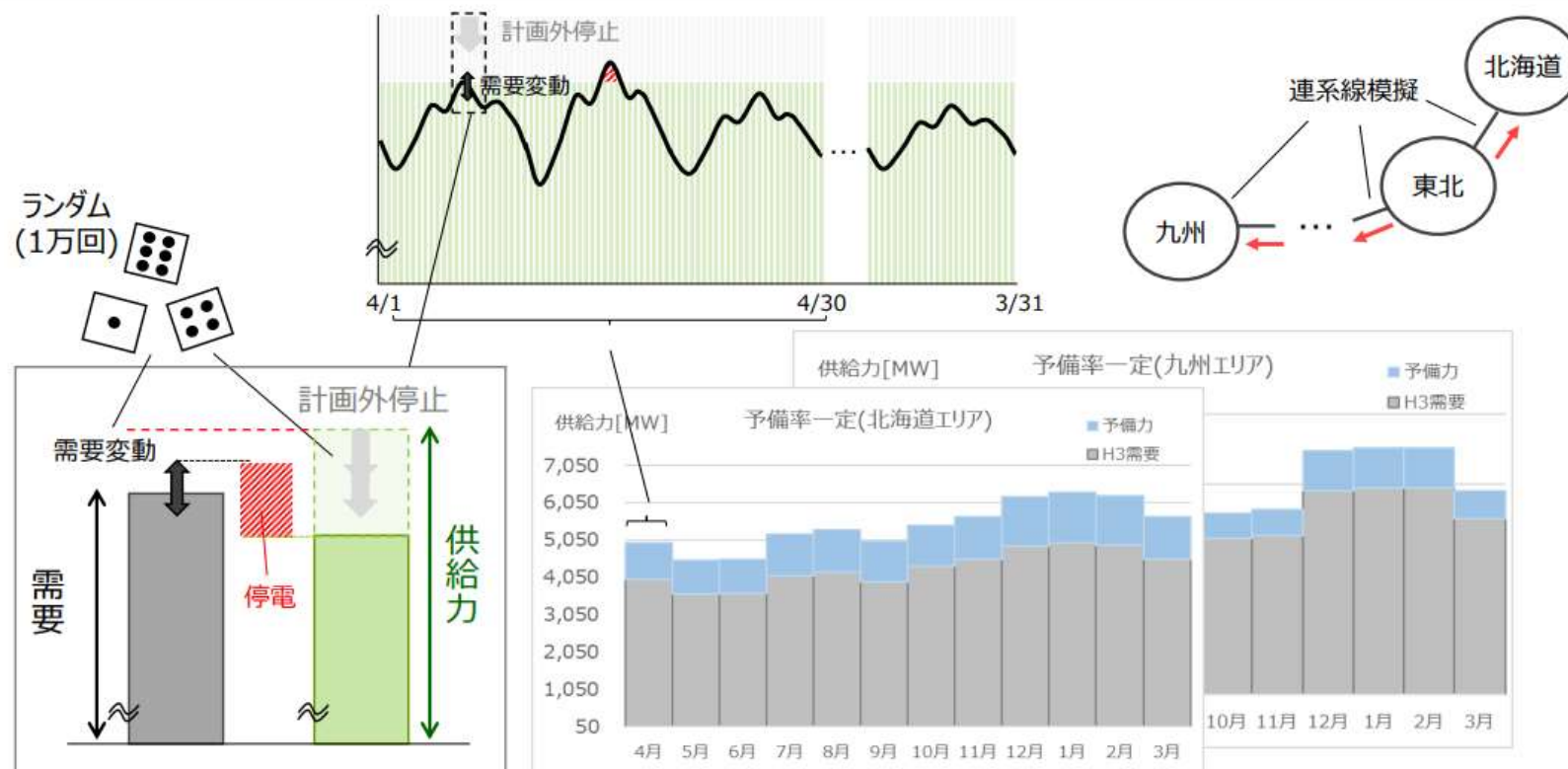
		類型①	類型②	類型③
概要図				
特徴（影響）	混雑処理可否 （再給電方式）	否 （エリア内に混雑解消資源なし）	否となる可能性あり （エリア内上げ調整力が不足する場合等）	否 （エリア内に上げ調整力なし）
	調整力・供給力 （域内調達・運用）	制限なし	【混_受】制限なし 【非_受】混雑系統の調整力等が制限	制限なし
	調整力 （広域調達・運用） 上：域内変動 下：域外変動	連系線①以遠の調整力が制限	【混_受】制限なし 【非_受】連系線①以遠の調整力が制限	制限なし
		制限なし	【混_送】連系線②以遠への使用が制限 【非_送】制限なし	連系線②以遠への使用が制限
	供給力 （エリア間融通） 上：受電 下：送電	連系線①からの受電が制限	【混_受】制限なし 【非_受】連系線①からの受電が制限	制限なし
		制限なし	【混_送】連系線②への送電が制限 【非_送】制限なし	連系線②への送電が制限

【混_受（送）】：混雑系統で（から）供給力・調整力を受電（送電） 【非_受（送）】：非混雑系統で（から）供給力・調整力を受電（送電）

EUE(Expected Unserved Energy)とは

3

- EUE計算は、各エリアの供給力を設定し、その供給力をもとに他エリアからの連系線効果(融通量)も考慮のうえ、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(全試行回数の停電量の平均値)を算定するものである。
- 広域的に供給力を融通し合い停電期待量を算定しているが、連系線が混雑している場合は他エリアからの供給力に期待できず停電期待量が多くなるため、連系線が混雑しているエリアは広域調達の可能量は限定的となる。



- 2024年度冬季の電力需給見通しの検証結果では、**系統混雑（空容量僅か）を考慮しない条件で広域予備率13.0%**（2月の最大需要断面）であった。
- 関西エリアの冬季想定では、**空容量僅かな系統の空容量※1以上の供給予備力約44万kW※2、追加供給力対策量254万kWが制限される見通し**であり、仮に、上記の断面の需給状況となった場合には、**広域予備率が低下するものの、11%程度は確保できる見通しである**（2月の供給力減少量（混雑過酷断面）を考慮した概算値）。
- したがって、今冬の関西エリアでは、**追加的な供給力確保など、足元の課題はない**と考えられる。

※1 比較的広範囲の供給予備力が制限されると考えられる500kVフェンスの空容量60万kWにおいて試算
※2 電力需給見通しにおいては、揚水発電所の供給力は、実運用に即し、時間毎に予備率が一定になるように配分（潜在計算）されているため、昼間帯の余力はゼロとして影響を評価

(5) 2024年度冬季の電力需給の見通し
: 2024年度 冬季見通し（最大需要時）

19

（発動指令電源 考慮、火力増出力運転 考慮、連系統 活用、計画外停止率 考慮、不等時性 考慮）

	東3エリア	北海道	東北	東京	中部エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
【12月】														
供給力	7,465	593	1,690	5,182	9,365	2,576	556	2,682	1,214	571	1,766	16,830	169	16,999
最大需要電力	5,903	469	1,336	4,097	8,098	2,230	481	2,323	1,051	483	1,529	14,000	114	14,114
供給予備力	1,563	124	354	1,085	1,267	346	75	360	163	87	237	2,830	55	2,885
供給予備率	26.5	26.5	26.5	26.5	15.6	15.5	15.5	15.5	15.5	18.1	15.5	20.2	48.5	20.4
予備力の確保に 対する余裕分	1,385	110	314	962	1,024	279	60	290	131	73	191	2,410	52	2,462
【1月】														
供給力	8,116	617	1,624	5,875	9,446	2,642	578	2,734	1,174	566	1,752	17,562	165	17,726
最大需要電力	7,290	554	1,459	5,277	8,460	2,373	519	2,456	1,055	483	1,574	15,750	122	15,873
供給予備力	825	63	165	598	986	269	59	278	119	83	178	1,811	42	1,854
供給予備率	11.3	11.3	11.3	11.3	11.7	11.3	11.3	11.3	11.3	17.1	11.3	11.5	34.5	11.7
予備力の確保に 対する余裕分	607	46	121	439	732	198	43	204	88	68	131	1,339	39	1,377
【2月】														
供給力	8,186	625	1,610	5,951	9,762	2,717	594	2,812	1,207	631	1,801	17,948	160	18,108
最大需要電力	7,246	553	1,425	5,268	8,566	2,405	526	2,489	1,069	483	1,595	15,813	114	15,927
供給予備力	940	72	185	683	1,196	312	88	323	139	147	207	2,135	46	2,181
供給予備率	13.0	13.0	13.0	13.0	14.0	13.0	13.0	13.0	13.0	30.5	13.0	13.5	40.4	13.7
予備力の確保に 対する余裕分	722	55	142	525	939	240	52	248	107	133	159	1,661	43	1,704
【3月】														
供給力	7,765	568	1,522	5,674	8,941	2,578	539	2,630	1,108	527	1,559	16,706	158	16,863
最大需要電力	6,317	506	1,229	4,582	7,211	2,081	435	2,124	895	417	1,259	13,528	112	13,640
供給予備力	1,448	62	293	1,092	1,730	496	104	506	213	110	300	3,177	46	3,223
供給予備率	22.9	12.3	23.8	23.8	24.0	23.8	23.8	23.8	23.8	26.3	23.8	23.5	40.9	23.6
予備力の確保に 対する余裕分	1,258	47	256	955	1,513	434	91	443	186	97	262	2,772	42	2,814

(5) 2024年度冬季の電力需給の見通し
: 2024年度 冬季見通し（最小予備率時）

20

（発動指令電源 考慮、火力増出力運転 考慮、連系統 活用、計画外停止率 考慮、不等時性 考慮）

	東3エリア	北海道	東北	東京	中部エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
【12月】														
供給力	7,887	596	1,650	5,441	9,084	2,458	520	2,631	1,161	578	1,735	16,771	169	16,940
最大需要電力	6,211	481	1,333	4,397	7,858	2,127	450	2,277	1,005	497	1,502	14,070	114	14,184
供給予備力	1,476	114	317	1,044	1,226	331	70	354	156	81	233	2,701	55	2,756
供給予備率	23.8	23.8	23.8	23.8	15.6	15.5	15.5	15.5	15.5	16.3	15.5	19.2	48.5	19.4
予備力の確保に 対する余裕分	1,289	100	277	913	990	267	57	286	126	66	188	2,279	52	2,331
【1月】														
供給力	7,824	568	1,544	5,712	9,138	2,500	533	2,688	1,155	582	1,681	16,962	165	17,126
最大需要電力	7,010	509	1,383	5,118	8,163	2,240	478	2,408	1,035	497	1,506	15,173	122	15,295
供給予備力	814	59	161	594	975	260	55	280	120	85	175	1,789	42	1,831
供給予備率	11.6	11.6	11.6	11.6	11.9	11.6	11.6	11.6	11.6	17.2	11.6	11.8	34.5	12.0
予備力の確保に 対する余裕分	604	44	119	441	730	193	41	207	89	70	130	1,334	39	1,372
【2月】														
供給力	7,876	578	1,489	5,609	9,331	2,524	542	2,733	1,174	647	1,709	17,207	160	17,366
最大需要電力	6,938	509	1,311	5,118	8,147	2,224	478	2,408	1,035	497	1,506	15,085	114	15,199
供給予備力	938	69	177	692	1,184	300	65	325	140	150	203	2,122	46	2,168
供給予備率	13.5	13.5	13.5	13.5	14.5	13.5	13.5	13.5	13.5	30.2	13.5	14.1	40.4	14.3
予備力の確保に 対する余裕分	729	54	138	538	940	234	50	253	109	135	158	1,689	43	1,712
【3月】														
供給力	7,653	531	1,402	5,720	8,526	2,441	514	2,484	1,112	501	1,474	16,179	158	16,337
最大需要電力	6,308	469	1,149	4,689	6,919	1,984	417	2,019	903	397	1,198	13,226	112	13,338
供給予備力	1,345	62	253	1,031	1,606	457	96	465	208	104	276	2,953	46	2,999
供給予備率	21.3	13.1	22.0	22.0	23.2	23.0	23.0	23.0	23.0	26.3	23.0	22.3	40.9	22.5
予備力の確保に 対する余裕分	1,156	48	218	890	1,400	398	84	405	181	92	240	2,556	42	2,598

- 中長期には、複数のエリアで系統制約による供給信頼度の低下（供給力の減少）が生じる見通しであるため、足元の影響評価のような簡易的な評価では、対応が困難となることが懸念されるため、**系統制約を考慮した供給信頼度評価手法の確立や、当該評価結果を踏まえたkW確保の在り方が課題**と考えられる。
- この課題に対しては、既に「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下、調整力等委）」において、諸外国の状況を参考に、日本の供給信頼度評価における具体的な系統混雑の評価手法について技術検討が進められているところ。

<④地内系統混雑の扱い>
海外の供給信頼度評価の手法・ツールの状況

26

- 海外の供給信頼度評価手法の概要は以下の通りであり、たとえば、オーストラリア（AEMO）では地内系統の混雑状況を踏まえた供給信頼度評価を行えるツールを用いている。
- これら諸外国の状況を参考に、日本の供給信頼度評価における具体的な系統混雑の評価方法について、技術検討を進めているところ。

	日本	PJM	CAISO	AEMO	ENTSO-E
供給信頼度評価指標	EUE※1	LOLE※2	MUCM※3	EUE※1	LOLE※2・EUE※1（国による）
評価ツール	必要予備力算定ツール	PRISM	PLEXOS	PLEXOS	PLEXOS・BID3など
評価期間	年間8760時間（1時間単位）	年間8760時間（各週の最大時）	夏季4か月（1時間単位）	年間8760時間（30分単位）	年間8760時間（1時間単位）
供給信頼度評価における地内混雑	未考慮	未考慮	未考慮	考慮	考慮

※1 Expected Unserved Energy：1年間の供給力不足量の平均値
※2 Loss of Load Expectation：1年間の供給力不足時間の平均値
※3 Minimum Unloaded Capacity Margin：最小予備力に相当

<④地内系統混雑の扱い>
新たなツールの導入による供給信頼度評価のイメージ

27

- 海外で用いられているツール（PLEXOS）は地内系統の混雑を反映しながらEUE算定を行う機能を有している。
- このツールによって、現在広域機関において実施している供給信頼度評価と同様の評価を行いつつ、地内系統混雑の影響も反映できるか技術的検討を進めており、進捗状況に応じてご報告する。

新たなツールでの対応を想定する範囲

現行のEUE算定ツールの対応範囲

地域間連系線のみを模擬

（エリア毎に需要変動供給力変動が発生）

九州 中国 関西 中部 東京

北海道 東北

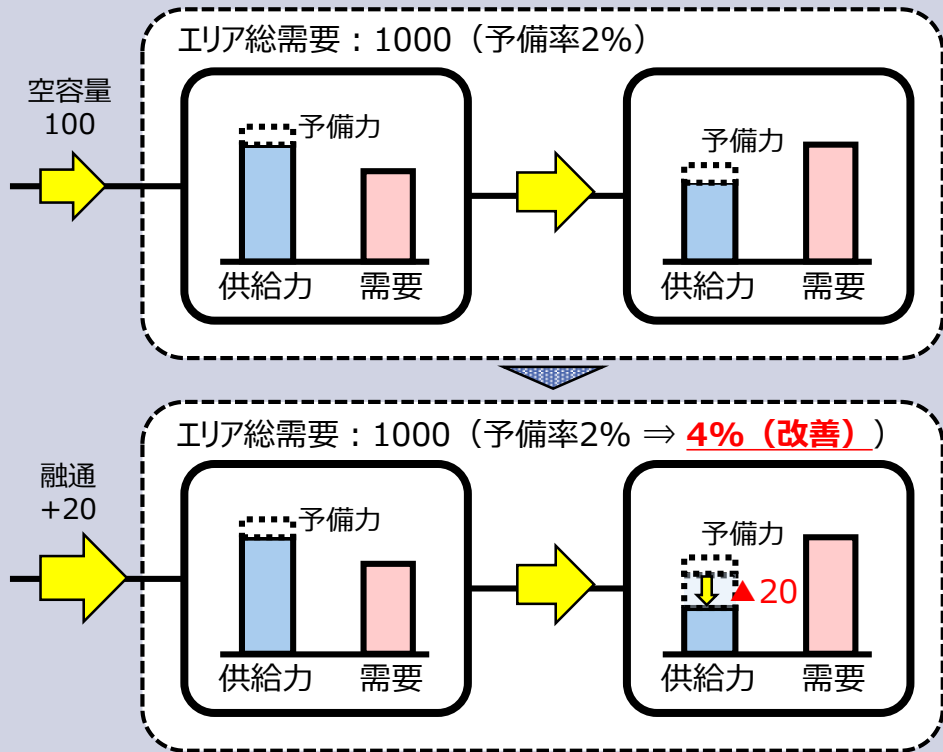
地内系統を個別に模擬

（供給力が不足するエリアがある場合運用容量の範囲内で応援融通）

1. 基幹ループ系統の特徴
2. 重負荷期における基幹ループ系統での混雑等見通し
3. 需給運用の影響・課題
 - 3－1 混雑処理
 - 3－2 調整力
 - 3－3 供給力（供給信頼度評価）
 - 3－4 供給力（需給状況の管理）
4. 設備形成の課題
5. まとめと今後の進め方

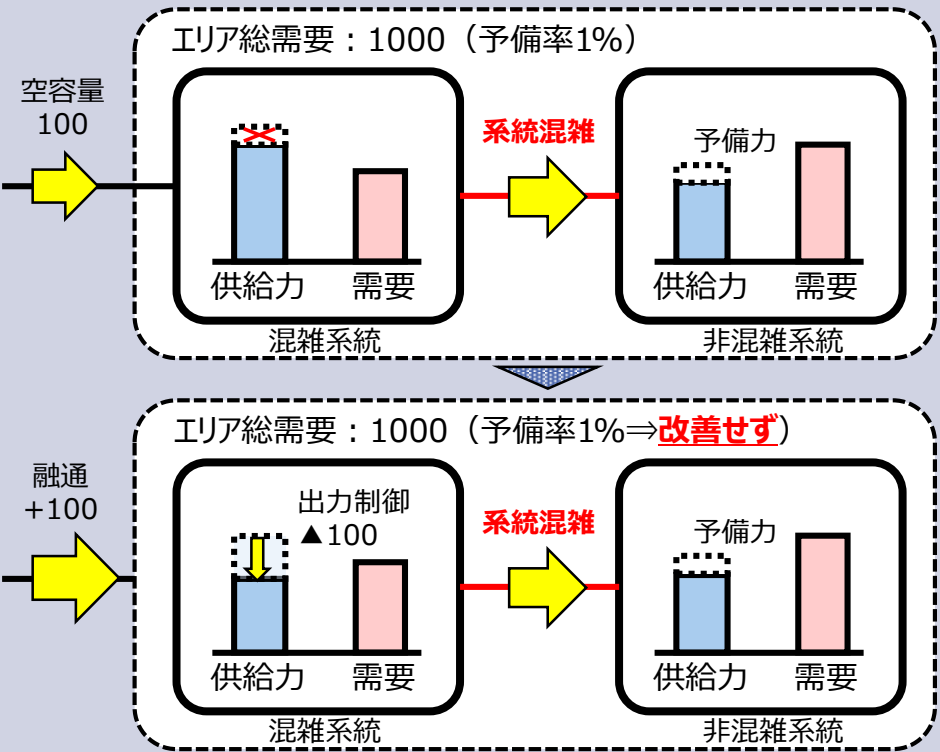
- 「連系線の空容量 > 地内系統の空容量」の場合、エリア間補正融通受電により余力を確保したとしても、地内系統混雑処理の上げ調整力として、確保した余力が使用されるため、需給状況は改善しない。
- つまり、**地内系統制約によりエリア間補正融通が制限され、需給バランス維持のために必要な供給力・調整力が確保できない可能性**が懸念される。

地内系統制約なし



エリア間補正融通受電により、エリア予備率が向上（需給状況の改善）。

地内系統制約あり

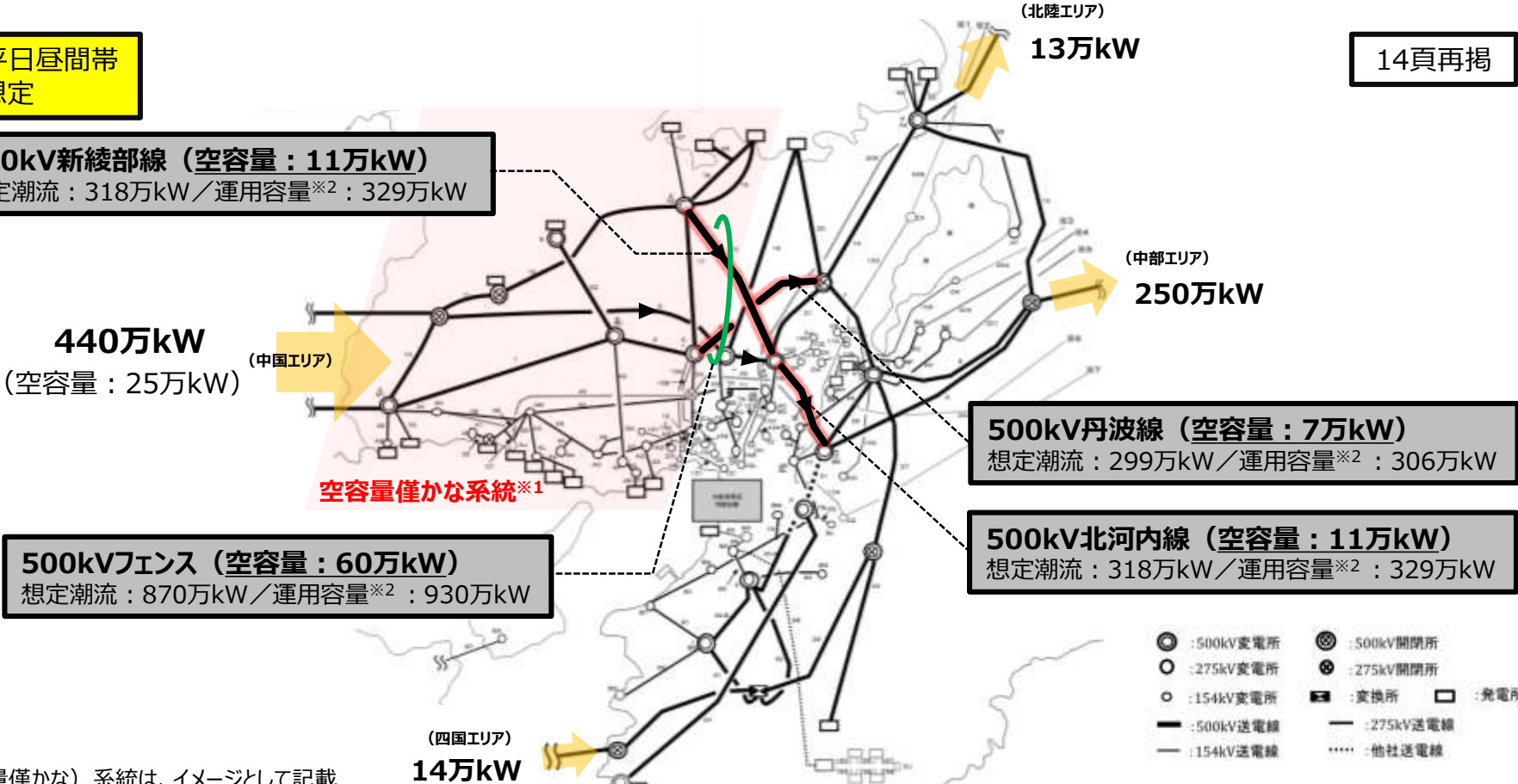


エリア間補正融通を受電したとしても、混雑処理（上げ調整）により非混雑系統の余力100が使用されるため、エリア予備率が向上しない（需給状況が改善しない）。

- 関西エリアの今冬の想定潮流では、関西中国間連系線の空容量（25万kW）に比べて、地内500kVフェンスの空容量（60万kW）の方が大きいため、当該地内制約はエリア間補正融通へ影響しないと考えられる。
- また、各500kV送電線の空容量は、関西中国間連系線のそれよりも小さいが、エリア間補正融通受電後に3ルートに分流することを踏まえれば、各500kV送電線の系統制約は、エリア間補正融通へ概ね影響しないと考えられる。

2025年2月平日昼間帯
潮流想定

14頁再掲



※1 混雑（空容量僅かな）系統は、イメージとして記載
※2 電源稼働状況等を踏まえて、運用容量は変動する可能性がある

- 中長期にかけて系統混雑が更に進展する場合には、地内系統制約によりエリア間補正融通を受電できない（受電量が制限される）ことが懸念されるため、緊急的な地内系統の運用容量拡大スキームの整理が課題と考えられる。
- この課題については、既に、運用容量等作業会にて整理が進められているところ。

本作業会における詳細論点（１．共通）					変更なし	38
大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）		
共通	想定故障（クライテリア）	1-1-1	想定故障や社会的影響の考え方の違いは妥当か	現行のクライテリア（信頼度基準）においては、N-1故障では原則、発電・供給支障を発生させないこと（ただし、電制は許容）、N-2故障では発電・供給支障を許容しているが、社会的影響を鑑み、必要に応じて対策を講じることとしている。 この点、各エリアにおいて、具体的にどういった故障をN-1故障と定義しているのか（例えば母線事故や同相欠相事故は含まれるのか）、また、N-2故障の対策として、どこまでの社会的影響に講じているのか、エリア間で違いがある場合には、その理由が合理的なものであるのかを検討する。 ➢ 次回以降、各エリアの現行の考え方を確認のうえ、エリア間の違いの理由の妥当性を確認。その結果、考え方を見直すことによる影響があれば、技術動向も含め対策を検討		
	フリンジ	1-2-1	各決定要因におけるフリンジの取扱い	地域間連系線とエリア内送電線で同様の考え方とする（フリンジで対応する）にあたり、まずもって地域間連系線のフリンジの取り扱いに、見直しの余地がないかを再確認する。 地域間連系線では、同期安定性および電圧安定性のみ限界潮流からフリンジを控除しているが、他の制約要因（熱容量等、周波数維持）に絡み込んでいないことを踏まえ、故障時の影響や事故後の対応可否について深掘り検討し、必要により見直しを行ったうえで、エリア内送電線に適用可能かを判断したい（論点No.1-2-2）。 ➢ 第2回本作業会にて検討状況を報告（資料4）。次回以降見直し要否を含め深掘り検討		
		1-2-2	連系線と地内送電線での取扱い統一可否	同時市場導入検討においては、地域間連系線とエリア内送電線のフリンジの取り扱いを統一する方向性が示されたものの、実際に考え方を統一することが可能かの検討が必要である。 現在フリンジを考慮していないエリアにおいて、地域間連系線や他エリアと異なる理由について深掘りを行い、場合によっては未考慮側に合わせることも選択肢とし、合理的な取り扱いについて整理していくこととしたい。 ➢ 第2回本作業会での報告内容（資料4）を踏まえ、一般送配電事業者と共に統一することの影響評価を行い、次回以降に検討結果を報告		
	緊急的な運用容量拡大	1-3-1	地内系統の緊急拡大スキーム整理が必要か	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故障・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が、地内系統における緊急拡大の考え方は整理されていない。 地内系統においても、今後の系統混雑の進展に伴い、需給ひっ迫時においても供給力が制限されることが懸念されるため、地内運用容量を緊急的に拡大できる仕組み（適用基準、承認者、拡大までのスキーム、情報公表、事後検証など）の整理が必要ではないか。 ➢ 次回以降、地域間連系線における緊急拡大スキームの考え方や仕組みを紹介した上で、地内系統の緊急拡大スキームの整理結果を報告		

1. 基幹ループ系統の特徴
2. 重負荷期における基幹ループ系統での混雑等見通し
3. 需給運用の影響・課題
 - 3－1 混雑処理
 - 3－2 調整力
 - 3－3 供給力（供給信頼度評価）
 - 3－4 供給力（需給状況の管理）
4. 地内系統整備の課題
5. まとめと今後の進め方

- 前章の課題を達成したとしても、**更なる重負荷期の基幹ループ系統等での系統混雑が進展する場合には、安定供給に必要な供給力・調整力が確保できない問題※に直面**する可能性もある。
- 地内の系統整備に関しては、既に、一般送配電事業者に対して適切なインセンティブを付与しつつ、計画的な系統整備を促す仕組み等が国の審議会で議論が進められているため、上記の観点も考慮のうえ、**地内系統整備の在り方について、国の審議会等とも連携し検討を進めていく。**

※ 系統制約により、供給力・調整力必要量が増加（平常時の混雑処理量の増加、故障時の電源制限分の代替調達量の増加等）することが予想されるなか、系統制約の影響を受けない供給力・調整力設備量自体も減少する可能性があることにより予見される問題

再エネ導入拡大・レジリエンス強化に向けた地内系統整備の促進

- 今後、洋上風力など地域毎にポテンシャルが大きく異なる再エネの導入拡大を進めるとともに、火力電源の脱炭素化を進めつつ、電力供給の安定性の維持・向上を図る上で、**全国大での計画的な電力ネットワークの形成が欠かせない。**
- このような観点から、本年3月、電力広域機関において、**2050年カーボンニュートラルやレジリエンスの強化を見据えた長期的な系統の絵姿として、広域連系系統のマスタープランを策定した。**
- 並行して、2022年7月以降、電力広域機関では、国からの要請を受けて、優先的に対応すべき東地域及び中西地域の地域間連系線の計画策定プロセスを進めてきた。
- 一方、各エリアの地内系統整備についての将来を見据えた取組は今後に委ねられており、例えば、**各エリアの送電網の骨格を構成する基幹系統の整備をどう加速していくかは今後の課題である。**
- **こうした中で、再エネの更なる導入拡大やレジリエンスの強化に向けて、地内の基幹系統整備をより一層促進するためには、どのような対応が考えられるか。**
- 例えば、一般送配電事業者に対して適切なインセンティブを付与しつつ、計画的な系統整備を促す仕組みや、**地内の系統整備における費用負担の在り方について、どのように考えるか。**
- なお、基幹系統より電圧の低いローカル系統の整備は、2023年度から開始したレベニューキャップ制度の下において費用対便益が1以上の場合に各エリアの一般送配電事業者において計画的に増強を行うこととしている。その上で、再エネの導入拡大を加速させる観点からは、現在の各社の系統増強計画を一層促進させる必要がある。

1. 基幹ループ系統の特徴
2. 重負荷期における基幹ループ系統での混雑等見通し
3. 需給運用の影響・課題
 - 3－1 混雑処理
 - 3－2 調整力
 - 3－3 供給力（供給信頼度評価）
 - 3－4 供給力（需給状況の管理）
4. 設備形成の課題
5. まとめと今後の進め方

- 今回、再給電方式の導入検討当時の想定よりも早く、重負荷期（昼間ピーク帯）に基幹ループ系統で系統混雑（空容量僅か）となる見通しを踏まえ、**需給運用へ与える影響および「足元～中長期の課題」を整理**した。
- 加えて、上記の課題を解決したとしても、**安定供給に必要な供給力・調整力が確保できない懸念**があることから、**地内系統整備の在り方の整理も課題であること**をお示した。
- 今後、**これらの課題に対して、本委員会および国の審議会や関連する委員会等と連携し検討を進めていく。**

影響			足元～中長期的な課題	
			足元（2024年度冬季）	中長期
需給運用	混雑処理	混雑処理用ΔkWの不足	全国で重負荷期に基幹ループ系統混雑が生じない見通しのため、 課題はないと考えられる	再給電で対応できない場合の混雑処理方法の整理 【国の審議会等】と連携
				同時市場の導入検討 【同時市場の在り方等に関する検討会】他 で検討中
	調整力	需給調整用ΔkWの不足	関西エリアで空容量僅かな系統が確認されたが、エリア内の当該系統を除く系統で、適切に追加起動等が指令される限りは、需給調整に必要なΔkWを確保することができるため、 課題はないと考えられる	フリンジで対応する方法を整理 【運用容量等作業会】で検討中
	供給力	供給信頼度の低下（供給力不足）	関西エリアで空容量僅かな系統が確認されたが、これを考慮しても、広域予備率11%程度は確保できる見通しであることから、 課題はないと考えられる	系統制約を考慮した供給信頼度評価手法の確立 【調整力等委】で検討中 系統制約を考慮した供給力確保の在り方の整理
		エリア間補正融通の制限	関西エリアで空容量が僅かな系統が確認されたが、地域間連系線の空容量分の融通を受電したとしても、系統混雑には概ね至らないと考えられることから、 課題はないと考えられる	地内送電線における緊急的な運用容量拡大スキームの整理 【運用容量等作業会】で検討中