

コネクト & マネージの取組状況と 系統混雑の中長期見通しの想定について

2024年4月10日

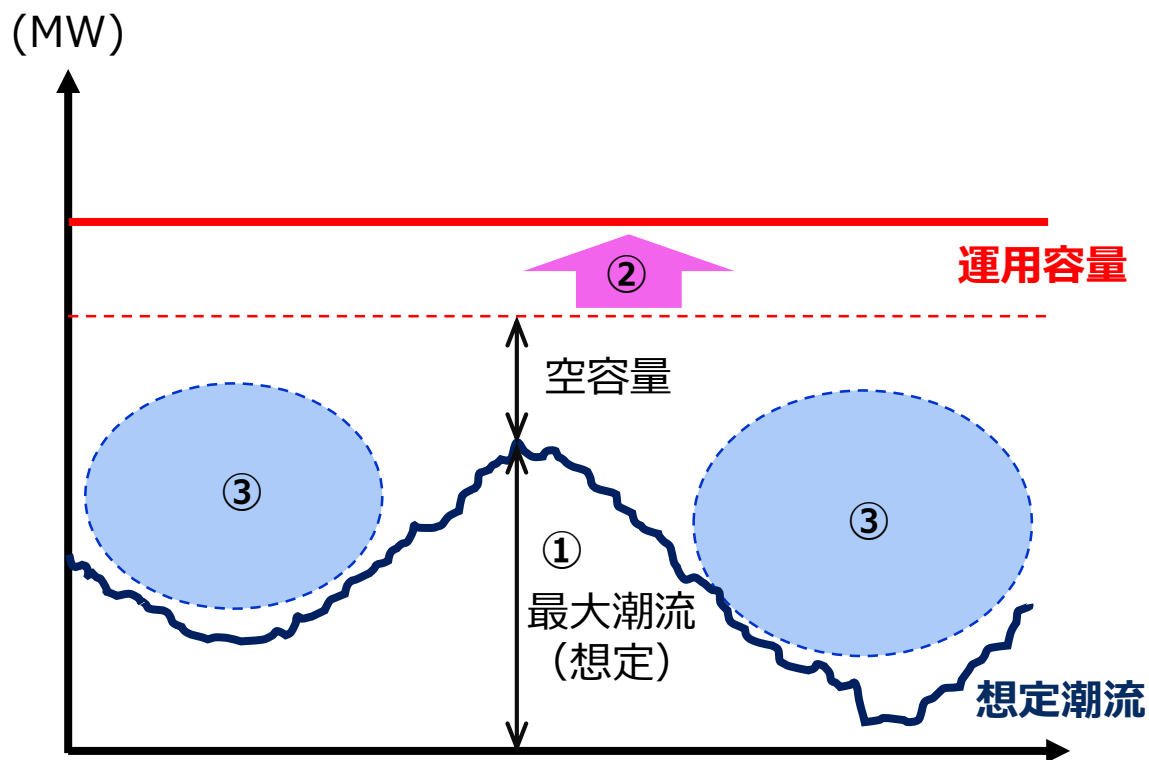
広域系統整備委員会事務局

- 当機関では、再生可能エネルギーの主力電源化に向けて、**送変電設備の効率性を確保しつつ、電源を早期に系統に接続できる仕組みである「コネクト&マネージ」の各取組みを進めてきた。**
- 「N-1電制」は2022年7月から本格適用を開始、「ノンファーム型接続」は2021年1月に基幹系統、2023年4月にローカル系統に適用を拡大してきたところである。
これにより、新たに**系統連系を希望する10kW以上の電源は、平常時において系統制約による出力制御を前提に系統連系することとなる。**
- 今後、再エネ電源等の大量導入に伴い、**全国的に系統混雑が徐々に拡大することが想定されることから、将来の系統混雑の状況を的確に把握するとともに、発電事業者等の予見性を高めることや、発電所等の立地を非混雑系統へ誘導していくことなどの対応が重要となる。**
- このような背景のもと、国の第50回系統ワーキンググループ（2024年3月11日）では、**系統混雑に関する中長期見通しの算出方針等が示され、当機関においても検討を深めていくこととされた。**
- これを受けて、本日は、**系統混雑に関する中長期見通しの算出に向けて、前提条件や算出方法等を整理したため、ご確認をいただきたい。**

■ 再生可能エネルギーの主力電源化に向けて、送変電設備の効率性を確保しつつ、電源を早期に系統に接続できる仕組みである「コネクト&マネージ」の各取組みを進めてきた。

コネクト&マネージの取組み全体像

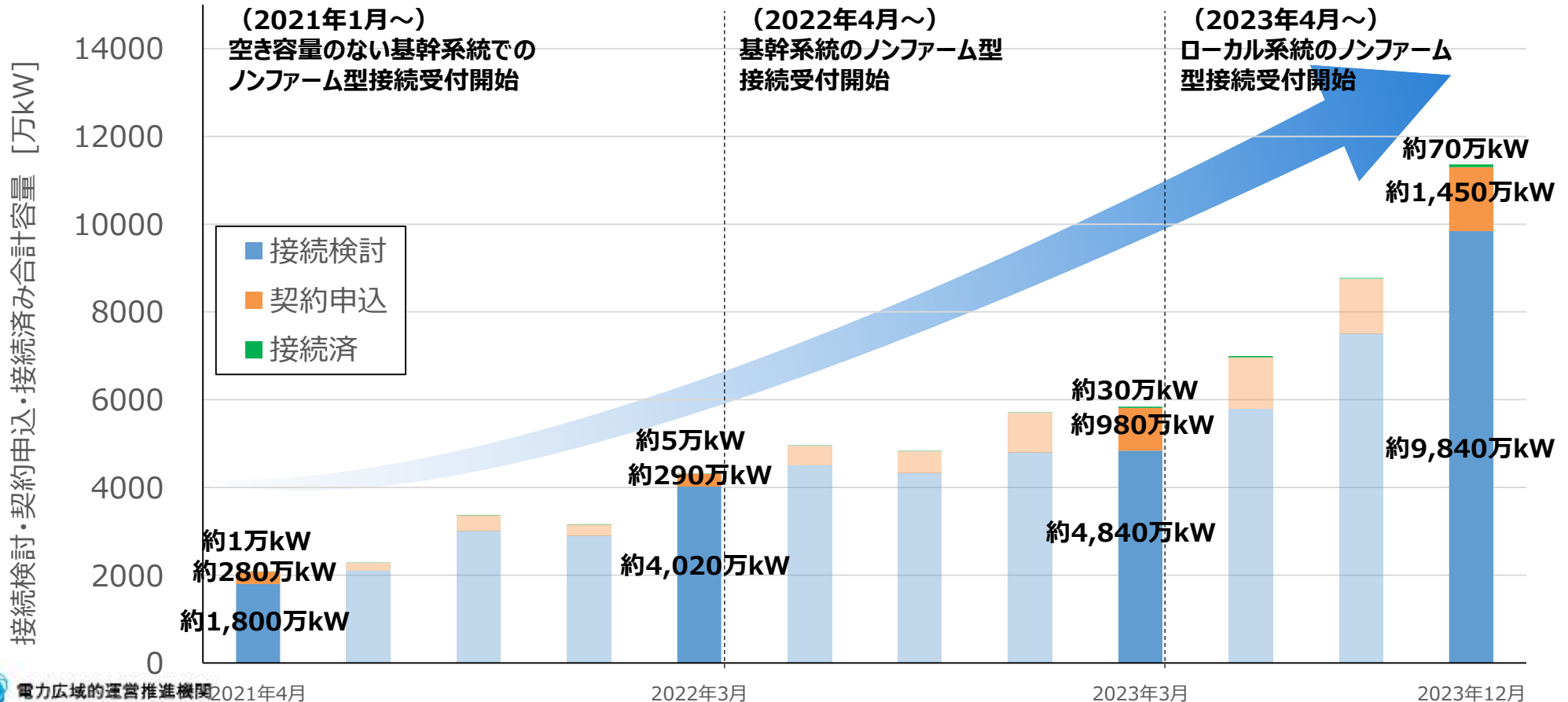
- ① **想定潮流の合理化** (2018.4~)
エリア全体の需給バランス、自然変動電源の均し効果等を考慮し、想定潮流を精緻化
- ② **N-1電制** (2022.7より本格適用)
N-1故障発生時に瞬時に電源出力を制限することで、運用容量を拡大
- ③ **ノンファーム型接続** (次頁)
系統混雑時の出力制御を前提に、系統増強せずに電源を系統に接続し、系統の空き容量を最大限活



■ 「ノンファーム型接続」は2021年1月に基幹系統、2023年4月にローカル系統へ適用を拡大。現在、新たに**系統連系を希望する10kW以上の電源は、平常時系統制約による出力制御が前提**となる。

	基幹系統混雑			ローカル系統混雑			系統図
	①適用系統	②適用電源	③制御対象	①適用系統	②適用電源	③制御対象	
基幹系統 (上位2電圧)	2021.1 基幹系統	2022.4 全電源					<p>基幹系統 上位2電圧送電線 (沖縄は132kV)</p> <p>ローカル系統 154, 110kV 送電線</p> <p>77, 66kV 送電線</p> <p>33, 22kV 送電線</p> <p>配電系統 配電用変電所</p> <p>需要 電源</p> <p>高圧系統 (6.6kV)</p> <p>低圧系統 (110V)</p>
ローカル系統 ※上位2電圧以外かつ配電系統として扱われない系統		2023.4 全電源	(調整電源活用) 2022.12 (一定の順序) 2023.12	2023.4 ローカル系統	2023.4 全電源	全電源	
配電系統 (高圧以上)						全電源	
配電系統 (低圧)			2023.12以降 必要に応じて拡大			全電源	
④制御方法	再給電方式			再給電方式 (一定の順序) の出力制御順に基づく制御 (一律制御の対象は計画値変更)			
		10kW未満			10kW未満		①適用系統：ノンファーム型接続の考え方をどの送変電設備に適用するか ②適用電源：ノンファーム型接続の考え方をどの電源に適用するか ③制御対象：利用（出力制御）の考え方をどの電源に適用するか ④制御方法：平常時及び事故時において系統容量を超過した場合に電源をどのように出力制御するか

- 再生可能電源等の導入増加等により、平常時の系統制約による出力制御を前提とした新規電源の系統接続申込は増加傾向にあり、**2023年12月末時点で、今後の系統接続予定(契約申込)の電源は約1,450万kW**となっている。
- **基幹・ローカル系統に新たに連系する電源はノンファーム型接続となることから、さらに電源の系統接続が増加すると、これらの系統で系統混雑が徐々に増加することが想定される。**



- 2024年度には、**東京電力PG管内のローカル系統2箇所**で**系統混雑**が生じる見通しである。
- なお、その他のエリアにおいても、電源・需要の動向、連系線の潮流状況によっては、**系統混雑**が発生する可能性がある。

第48回 系統ワーキンググループ（2023年10月16日）資料5

2. 再エネ出力制御見通し

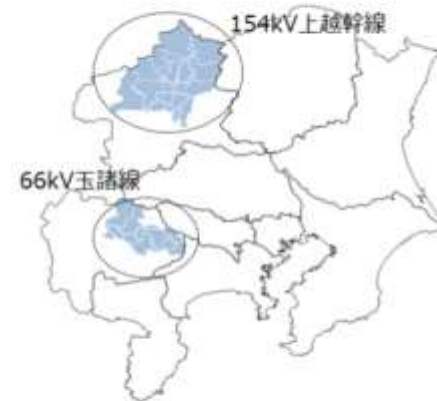
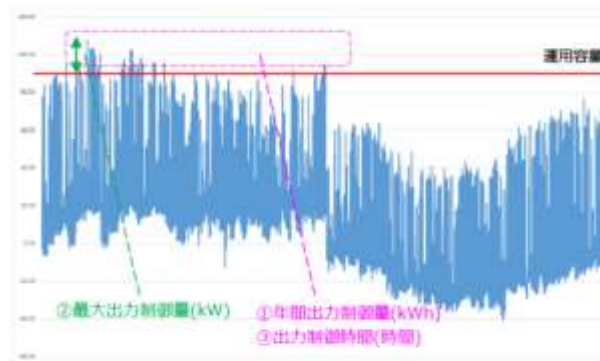
2

▶ 東京電力PG管内における2024年度の出力制御見通しは下表のとおり※

※前述の算定条件で試算したものであり、気象条件や新規電源申込み等により、制御対象量等は変わることがあります

	①年間出力制御量 (kWh)	②最大出力制御量 (kW)	③出力制御時間 (時間)	④年間出力制御率 (%)
154kV上越幹線	1,220	680	3	0.08
66kV玉諸線	15,440	830	26	1.28

↓ 下記グラフはイメージ図。



④年間出力制御率 (%) =
 ①年間出力制御量[kWh] / NF出力制御しない場合の発電量合計[kWh]

※末連系の設備利用率は、既設設備利用率を使用。



- 第70回本委員会(2023.9.22)にて、**2028年度の代表3断面(重負荷期、軽負荷期等)における系統混雑の想定結果**を報告した。その中で、**100箇所以上の系統で混雑発生の可能性**を示した。
- 今後、**系統混雑見通しの精緻化とともに、系統混雑に伴う課題と対応の検討**を進める必要がある。

第70回広域系統整備委員会（2023年9月22日）資料3

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電制の本格適用ほか

全国合計

	混雑が想定される設備数		
	断面Ⅰ	断面Ⅱ	断面Ⅲ
基幹系統	1	1	25
ローカル系統	3	2	95

※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。

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	1
ローカル系統	0	0	1

北陸

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	3
ローカル系統	0	0	1

東北

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	1	1	6
ローカル系統	1	1	28

九州

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	15

四国

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	1
ローカル系統	0	0	6

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	1
ローカル系統	0	0	8

東京

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	3
ローカル系統	2	1	17

- 国の第50回系統ワーキンググループ(2024.3.11)において、再エネの導入拡大にあたり事業者の予見性確保のためには**系統混雑に関する中長期的な見通しが重要**とされ、その**算出方針や前提条件の方向性**が示された。
- また、**算出にあたっては、広域機関の委員会においても検討を深めていくこととし、本年夏頃を目途に結果を報告**することが示されている。

第50回 系統ワーキンググループ（2024年3月11日）資料2

系統混雑に関する中長期見通しについて

- 前回（2023年12月6日）の系統WGでは、系統混雑に関する中長期見通しを算出するにあたり、電力広域機関の委員会での系統混雑想定と前提条件等を統一化し、**整合的かつ効率的な系統混雑に関する見通しの算出を検討することとした。**
- 今回、系統混雑に関する中長期見通しにおける算出方法および前提条件を次頁以降のように整理した。**今後、これらの算出方法および前提条件を基に系統混雑に関する中長期見通し（特に系統WGにおいては、自然変動電源の出力制御量）を算出することとしてはどうか。**
- また、系統制約による系統混雑に関する中長期見通しを算出するにあたって、電力広域機関の委員会においても、前提条件等を統一化の観点から検討を深めていくこととしてはどうか。
- なお、系統混雑の中長期見通しの算出結果については、本年夏頃を目途に御報告させていただきます。

系統混雑に関する中長期見通しの算出方法

- 第48回系統WG (2023年10月16日) で示した系統制約による自然変動電源の出力制御の短期見通しでは、「短期間かつ簡易に試算できる方法」により、同電源の出力制御量を算定した。
- 系統混雑に関する中長期見通しにおいて算出対象とする将来断面では、**系統増強等による系統構成の変化が生じ、潮流実績が存在しない場合がある**。また、実際に系統混雑による出力制御が発生した以降には、出力制御後の潮流実績をベースとした算出となるため、**短期間かつ簡易に試算できる方法では算出精度が低くなるおそれがある**。
- 以上より、系統混雑に関する中長期見通しでは、基幹系統およびローカル系統について、それぞれ以下の方法で8,760hの混雑想定を算出することとしてはどうか。
 - **基幹系統**：全国大のメルिटオーダーシミュレーションを実施し、その結果を基に混雑を想定する方法
 - **ローカル系統**：需要・発電出力の積み上げで混雑を想定する方法
- なお、今回算出する混雑想定は、“需給バランス制約を考慮した後の想定”となるため、場合によっては、**過小評価となる可能性があることに留意が必要**である。

系統混雑に関する中長期見通しの前提条件

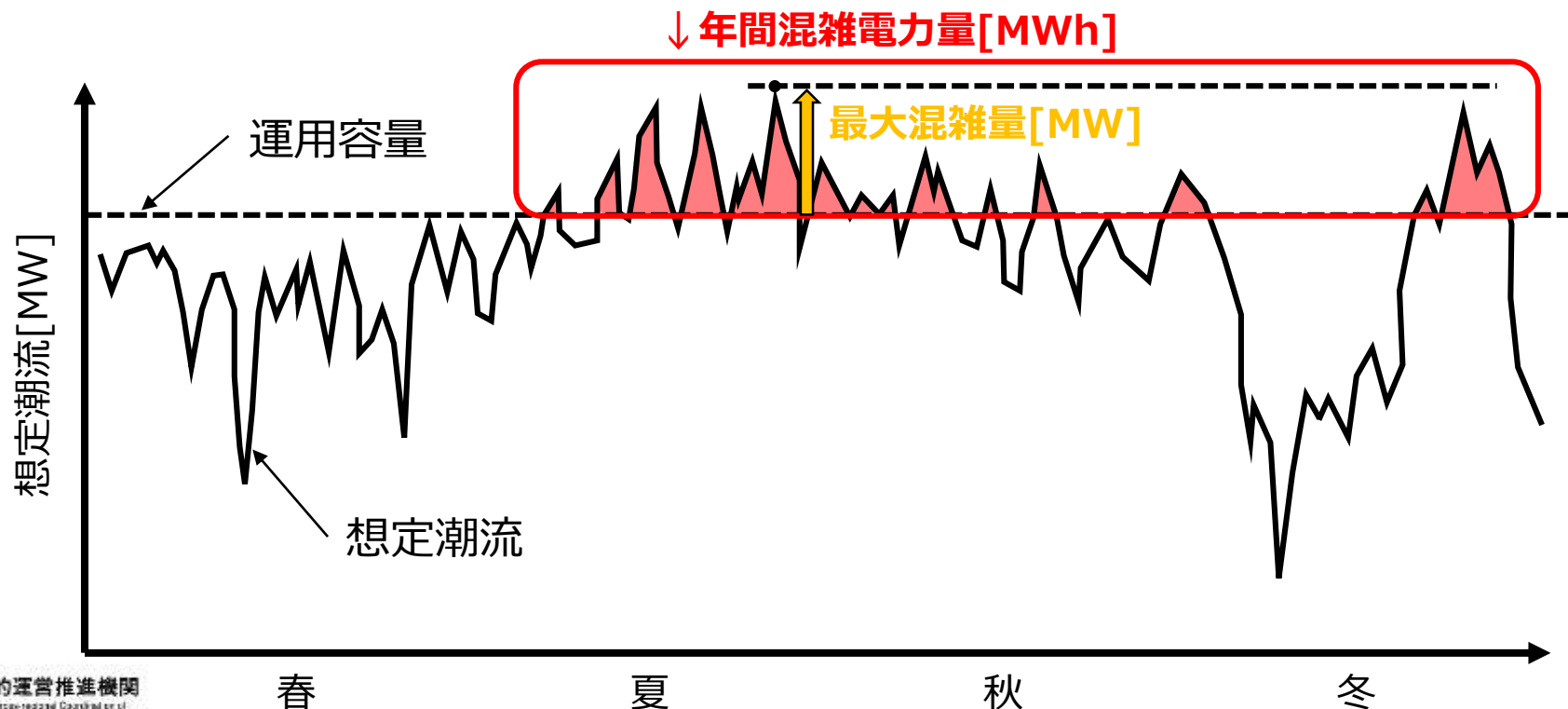
- **中長期見通しの前提条件**について、以下のように設定してはどうか。また、この他どのような項目を考慮すべきか。
 - **算出対象年度**：**新規電源や系統増強の状況等の蓋然性を考慮し、かつ、電力広域機関の委員会での系統混雑想定の対象年度（5年度先）と統一化することで効率的な算定が可能となることも踏まえ、5年度先を対象とする。**
 - **新規電源**：**算出時点以降の電源導入量は、算出対象年度末までに運用開始が想定される電源の導入量を反映することを基本としつつ、特定が困難な場合等は過去実績等を用いて将来的な導入量を想定**※する。
※具体的には、過去3年間の高低圧電源の導入実績の平均値等を用いて対象年度末までの導入量を想定。
 - **新規需要**：**算出対象年度に想定される需要を反映することを基本としつつ、算出対象年度末までに運用開始が予定されている特別高圧の需要家（データセンターや半導体工場など）も考慮する。**
 - **太陽光・風力の設備利用率**：**過去の出力実績を用いてエリア毎に設備利用率を想定する。**

- 系統混雑に関する中長期見通しについて、**第50回系統ワーキンググループ**で示された方針等に基づき、以下の方法・前提条件にて、算出を進めることとしてはどうか。

		前提条件
算出対象	算出項目	・混雑系統、混雑電力量、出力制御電力量等をエリア・系統毎に算出
	対象系統	・全ての基幹系統およびローカル系統を対象 ・対象年度までに使用開始する系統増強等を考慮
	対象年度	・5年度先を対象 (2024年度においては、2029年度の系統混雑を算出)
	評価断面	・年間8,760時間で算出
需 要		・最新の供給計画における当該年度をベースに蓋然性の高い新規需要として、算出対象年度末までに供給開始が想定される需要を考慮
電 源		・最新の供給計画における当該年度をベースに蓋然性の高い新規電源として、算出対象年度末までに運用開始が想定される電源の導入量を考慮
再エネ設備利用率		・エリア毎に過去の出力実績より想定

- 前頁の前提条件に基づき、**系統毎に2029年度時点の年間8,760時間の電力潮流を想定**のうえ、**運用容量との比較から最大混雑量、年間混雑電力量等を算出**する。
- **基幹系統の電力潮流は、地域間連系線潮流の影響が大きいことから、全国メリットオーダーシミュレーション結果に基づき想定**を行うことを基本とする。ローカル系統については、**基本的に実績等をベースに需要・電源を個別に積み上げて想定**を行うこととする。

【8,760時間の混雑想定算出イメージ】



- これまで、当委員会においては、**5年度先の代表3断面(重負荷期、軽負荷期等)における系統混雑の想定結果**を報告してきた。今後は、**算出対象を年間8,760時間として想定を行うことで、混雑状況の把握がより精緻化するものと考えられる。**
 - また、全国メルिटオーダーシミュレーションを元にした年間8,760時間の系統混雑等の想定に加えて、期待される供給力※に対する系統制約等も別途算定を検討することとしたい。
- ※2028年度までの系統混雑想定結果を踏まえ、現時点において容量市場等で期待される供給力には系統制約を考慮していない。

	これまでの混雑想定	今回の方法
対象年度	5年後	5年後
基幹系統	<ul style="list-style-type: none"> ・想定潮流合理化ガイドラインに基づき代表3断面(重負荷期・軽負荷期等)を対象に混雑を想定(期待される供給力への制約等も考慮) 	<ul style="list-style-type: none"> ・全国メルिटオーダーシミュレーションを基に年間8,760時間の系統混雑等を想定(実需給段階の系統混雑量) ・上記に加えて、期待される供給力への制約等も別途算出を検討
ローカル系統	同上	<ul style="list-style-type: none"> ・年間8,760時間の系統混雑等を想定(実需給段階の系統混雑量) ・必要に応じて、期待される供給力への制約等も別途算出を検討

- 今後の再生エネルギーの導入拡大に向けて、**中長期的な混雑系統や混雑量等の情報は、発電事業者等の予見性を高めることや、発電所等の立地を非混雑系統へ誘導していく観点からも重要**であると考えられる。
- そのため、今回の**系統混雑に関する中長期見通しの算出結果（混雑系統・混雑量等）については公表**することとしたい。

- 本日、ご確認いただいた結果を踏まえて、本年夏頃までを目途に、**具体的な系統混雑に関する中長期見通しの算出作業を進めていくこと**としたい。
- 算出結果については、**当委員会にてご確認をいただくとともに、その確認結果を踏まえて国へ報告すること**としたい。

以下、参考

2. 系統混雑の想定方法について

3

- 広域機関が公表している「電源接続や設備形成の検討における前提条件（送配電等業務指針第62条）としての想定潮流の合理化の考え方について」（以下、**想定潮流合理化ガイドライン**）、**2022年度供給計画（2027年度断面）**および**電源の接続契約申込状況^{※1}**に基づき、**2027年度の系統混雑想定を実施した。**
- 想定潮流合理化ガイドラインにおいては、適正予備力を含めた運用状態を前提としており、**容量市場における供給力を供給可能とした潮流を想定し系統混雑を判定^{※2}**した。

※1 2022年度供給計画未計上の電源のうち、接続契約申込を受付済みで、2027年度までに連系が見込まれる電源の情報を反映今後、**需要想定の変化や想定外の申し込みがなされた場合に混雑想定結果が変わることに留意。**

※2 系統混雑想定は、昼間ピーク需要断面、点灯ピーク需要断面（太陽光が発電しない断面）、それ以外の断面の3断面にて実施。ピーク需要断面では、**適正予備力（容量市場の落札電源等）が発電できる前提で系統混雑を判定しているから、実態（実需給）よりも混雑判定されやすい基準となっていることに留意。**なお、第58回広域系統整備委員会「基幹系統における系統混雑と供給力・調整力の確保について」にて示した実需給を想定した混雑シミュレーション結果と前提条件が異なる。

【送配電等業務指針（抜粋）】

（電力系統性能基準への充足性の評価における前提条件）

第62条 電力系統性能基準への充足性の評価は、流通設備の設備形成が完了した状態において、**通常想定される範囲内で評価結果が最も過酷になる電源構成、発電出力、需要、系統構成等を前提に、これを行う。**

【想定潮流の合理化の基本的考え方（抜粋）】

1. (略)
2. 潮流想定の根拠となる将来の発電機の出力と電力需要との関係につて、蓋然性を考慮して想定する。発電機の出力想定にあたっては、**市場参加者の行動や発電機の稼働実績等を可能な限り考慮する。**
3. (略)

(参考) 基幹系統の算出方法のイメージ

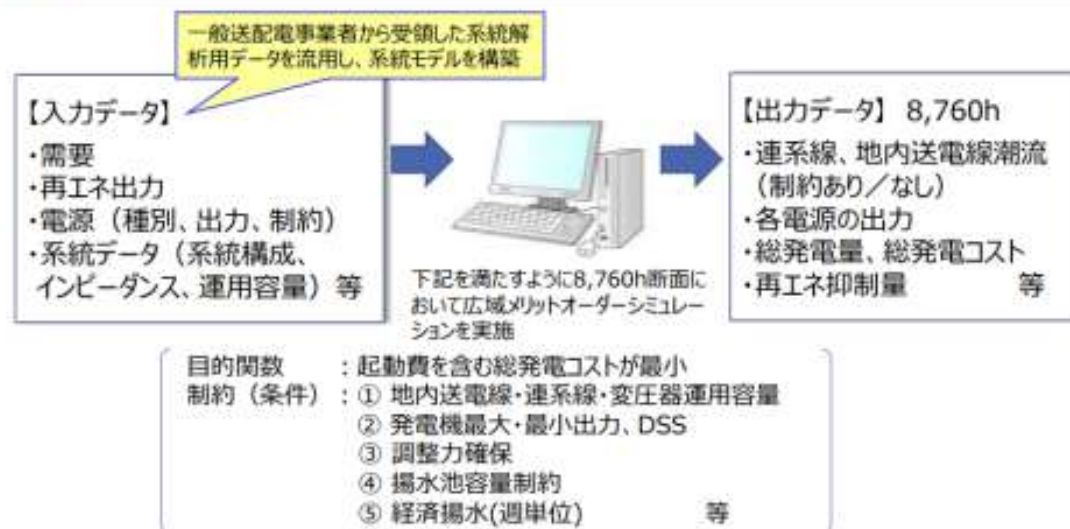
- 基幹系統においては、下図のような全国大のメリットオーダーシミュレーションを実施可能なツールを用いて、算出された結果を基に混雑を想定する。

1. 費用便益評価手法

(2-1) メリットオーダーシミュレーションツールの概要

5

- 一定の前提条件のもと、8,760時間の系統状況を想定。
 - 系統制約のもと起動費を含む総発電コスト (燃料費+CO2対策コスト) が最小になる発電計画を作成
 - 各種運用制約条件等を考慮しつつ、週間単位で繰り返し計算



※入力データ・出力データ・目的関数・制約等に変更が生じる可能性あり

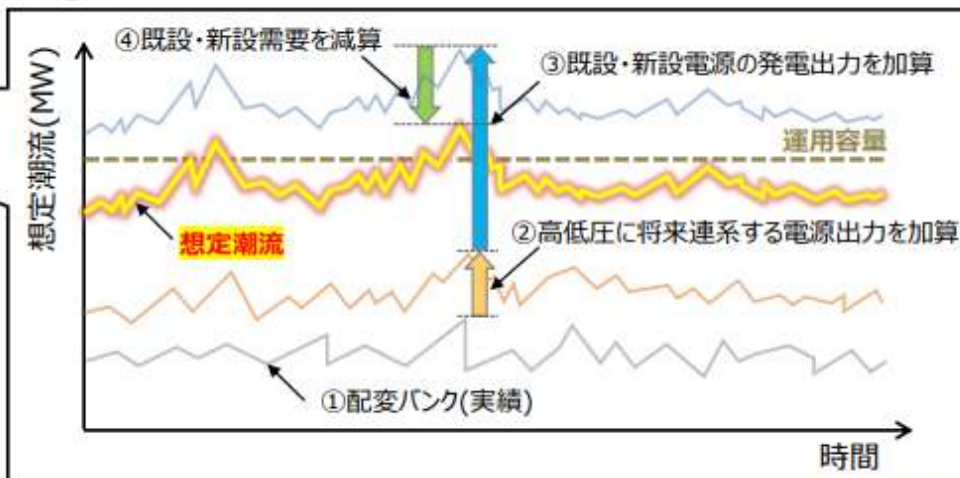
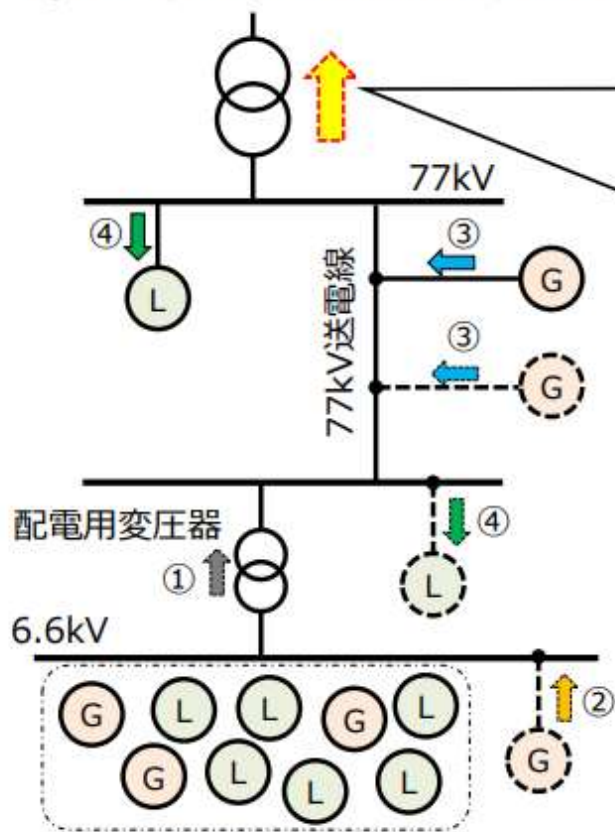
(出所) 電力広域的運用推進機関 広域系統長期方針 (広域連系系統のマスタープラン) <別冊(資料編)> より抜粋

6

(参考) ローカル系統における混雑想定算出方法

- ローカル系統においては、既設・新設の需要や発電出力の積み上げで混雑を想定し、算出された結果を基に混雑を想定する。

【需要・発電出力の積み上げのイメージ】



電圧階級	電源		需要	
	既設	新設	既設	新設
特別高圧	導入量×利用率 (3)		需要実績 (4)	類似需要等 の実績 (4)
高低圧	配変の 実績潮流 (1)	導入量 ×利用率 (2)	配変の 実績潮流 (1)	—

2028年度実需給向けオークションにおけるノンファーム電源の取扱い

- 2023年9月22日に開催された第70回広域系統整備委員会において、2028年度の系統混雑の想定結果が取りまとめられた。
- **2028年度のピーク需要断面において発生する系統全体の混雑想定量は、2027年度を対象としたものよりも減少**する結果となった（昼間ピーク断面と点灯ピーク断面のうち、基幹系統とローカル系統の合計混雑量の大きいいずれかの断面において、2028年度：226MW [点灯ピーク断面]、2027年度：438MW [点灯ピーク断面]）。
- 2027年度実需給向けメインオークションにおけるノンファーム型接続が適用される電源の取扱いは、2027年度における系統混雑想定結果に基づき、参加を制限するものではないと整理されている。
- 2028年度の混雑想定量が2027年度よりも減少していることを踏まえ、**2028年度実需給向けメインオークションにおいても、引き続きノンファーム型接続が適用される電源の参加を制限するものではないと整理することとしてはどうか。**
- なお、ノンファーム電源の接続を踏まえた各電源の供給力の取扱いについては、引き続き電力広域的運営推進機関や関連の委員会等と連携し、検討を行うものとする。

約定ΔkWと代替ΔkWの費用負担を踏まえた対応方針について

- 電源の立地誘導インセンティブや、発電事業者の売入札インセンティブ、社会費用の増減等を踏まえれば、一定程度立地誘導インセンティブも働き、発電事業者の売入札インセンティブも案Aほど低くはない、**案Cが最も望ましいと考えられるか。**
- 社会費用については、混雑によって約定ΔkWの価値から代替ΔkWの価値へ増加することとなるが、その点は混雑の結果を反映したものであるとも考えられる。
- 本整理は、**需給調整市場の全商品の取引が開始され、かつローカル系統の混雑発生が見込まれる2024年度から、適用することとしたい。**また、案Cをもとに対応する場合の実務面についても、引き続き確認することとしたい。
- **あわせて、事業者の予見性を高めるような情報開示等を進めることが重要**であると考えられる。また、将来的な市場主導型の導入等、引き続き検討を進めていく必要がある。

<費用負担の対応案>

	案A	案B	案C
※前回議論時の案	案2	案3	
①代替ΔkW確保主体	一般送配電事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者
②約定ΔkWの費用	支払う(一般負担)	支払う(一般負担)	支払わない(特定負担)
③代替ΔkWの費用負担	発電事業者(特定負担)	一般送配電事業者(一般負担)	一般送配電事業者(一般負担)
立地誘導インセンティブ	高い	低い	中程度
売手の入札インセンティブ	低い	高い	中程度
社会費用	▲50円	▲110円	▲60円

②価格シグナルの確保

- 混雑調整費用の負担は、託送料金により系統の利用者全体から幅広く徴収する方法も考えられるが、その場合は価格シグナルが生じないため、電源の立地誘導が期待できない。他方、例えば、地点別混雑料金を導入することで、**混雑の原因者がその料金を負担することとなり混雑系統に電源が接続するディスインセンティブとなることが期待される。**(価格シグナルが生じる)
- 再給電方式を短期的な対応として実施し、将来の価格シグナル導入に向けて段階的に対応するための方法として、**混雑系統ごとに混雑費用（混雑処理に必要となった値差や電力量）を情報提供し、将来、市場主導型を適用していく方向性を示すことで、混雑系統に接続する電源の投資予見性に資すると考えられる。**
- 加えて、将来の混雑管理方式を見据えた対応として、価格シグナルが導入される制度への移行を円滑に実施するためにも、**混雑系統における混雑費用の公表は有益**である。

混雑系統ごとの混雑費用の情報提供イメージ図

