

2031年度の系統混雑に関する中長期見通し (報告)

2026年9月1日

広域系統整備委員会 事務局

- ノンファーム型接続の導入に伴う地内系統混雑の拡大を見据え、これまで本委員会において、系統混雑が供給信頼度へ与える影響評価の前提算出や容量市場におけるノンファーム電源の参加可否の検討諸元算出等を目的とし、系統混雑に関する中長期見通しをお示ししてきた。
- 今回、第9回次世代電力系統ワーキンググループ（2026年3月27日）において示された前提条件等に基づき、**2031年度の系統混雑に関する中長期見通しを算出**したため、結果をご報告する。
- なお、報告結果の内、自然変動電源出力制御を伴う系統混雑に関する中長期見通しについては、本委員会での確認結果を踏まえ、国へご報告する。
- また、将来の供給力・調整力への影響把握の観点から、昨年度に引き続き算出結果を用いて、**重負荷期における基幹系統の混雑（空容量僅か含む）に関する調査**を行ったため、合わせて報告する。

1. 背景・目的
2. 前提条件および算出方法
3. 算定結果
4. 重負荷期における基幹系統の混雑等見通し
5. 情報公表
6. まとめ

1. 背景・目的
2. 前提条件および算出方法
3. 算定結果
4. 重負荷期における基幹系統の混雑等見通し
5. 情報公表
6. まとめ

- コネクト&マネージの取組みにより、平常時の系統制約による出力制御を前提とした設備形成へ転換したことにより、**再生可能エネルギーの導入量は着実に拡大**している。
- そのため、ノンファーム型接続の導入に伴う地内系統混雑の拡大を見据え、**本委員会では、これまで以下の項目等を目的とし、系統混雑に関する中長期見通しを定期的にお示し**してきた。
 - 系統混雑が供給信頼度へ与える影響評価の前提の算出
 - 容量市場におけるノンファーム電源の参加可否
 - 再エネ事業者の収益性評価に資する情報の算出
 - 発電所等の立地を非混雑系統へ誘導することによる経済合理的な設備形成

- 地内系統混雑が発生した場合、容量市場で確保された必要供給力(kW)の供出が制限されることから、需給ひっ迫や計画停電等にいたることが懸念されている。
- この点、2029年度の系統混雑の見通しを踏まえ、**供給信頼度へ与える影響は限定的**であり、2029年度実需給向け容量市場メインオークションへの**ノンファーム型接続電源の参加を制限するものではないと整理**された。

系統混雑への対策見通しとノンファーム電源の取扱い

- ・ 系統混雑への対策としては、混雑状況を考慮した供給信頼度評価の導入や継続的な系統増強の取り組み、既存の措置を含む制度設計全体の中での立地誘導インセンティブの検討が挙げられる。
 - ✓ 現状の供給信頼度評価では混雑状況を考慮できていないが、中長期的には**混雑影響も考慮した供給信頼度評価を行う**ことも考えられる。そうすれば、例えば容量市場で確保済みの供給力のような特定の供給力のラインナップを前提に供給信頼度基準を満たすために必要な、**特定地点での追加調達必要量を把握できる可能性**がある。
 - ✓ また、追加調達時に適切な場所で供給力が調達できるとは限らないことも踏まえると、費用便益が見込まれる場合における**継続的な系統増強の取り組み**は重要と考えられる。
 - ✓ これまでの制度設計のなかでも、発電側課金等の仕組みのように**混雑解消に資する立地誘導インセンティブが働いているケース**もある。立地誘導インセンティブの手段については、**全体的な制度設計の中で引き続き検討を進めていくことも想定**される。
- ・ 2029年度を対象とした混雑想定結果は2028年度よりも増加している断面もあるものの、これらの系統混雑への対策が将来的に進む可能性を踏まえ、**2029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について現行の条件による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。
- ・ また、系統混雑への対策を進める方向性は今後も変わらないことが想定されるため、基本的な方向性としては2029年度に限らず**今後の容量オークションについても現行の条件による参加を制限しない**こととしてはどうか。ただし、**系統混雑想定はこれまで通り継続的に確認し、全体的な制度設計の中で必要に応じて対策を検討**することとしてはどうか。

- 現行の需給調整市場では、発動制限 ΔkW の予見性が得られた可能な限り早いタイミングで一般送配電事業者が非混雑系統から代替 ΔkW を確保することで需給運用に必要な調整力を確保することと整理されている。
- そのため、2028年度までは**ノンファーム型接続電源の需給調整市場への参加が認められている**が、現行の発動制限 ΔkW への対応は、**不特定多数の箇所では系統混雑が生じるフェーズでは、対応が難しくなることも考えられることから、将来的な ΔkW 確保の在り方が検討**されているところ。

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会

第十九次中間とりまとめ

⋮

(2027年度以降のノンファーム電源の取り扱い)

第50回需給調整市場検討小委員会では、各エリアの基幹系統における2027年度・2028年度の混雑量・発動制限量の見通しが示された。

その中で、当該2年度の間については、混雑処理用 ΔkW の必要量が少なく非混雑系統内の余力の範囲で対応可能であること(課題①)と、エリア内調整電源が発動制限を受けても非混雑系統側の余力は設備量としては十分にある(または余力の追加起動などで対応できる)こと(課題②-1)が整理された。

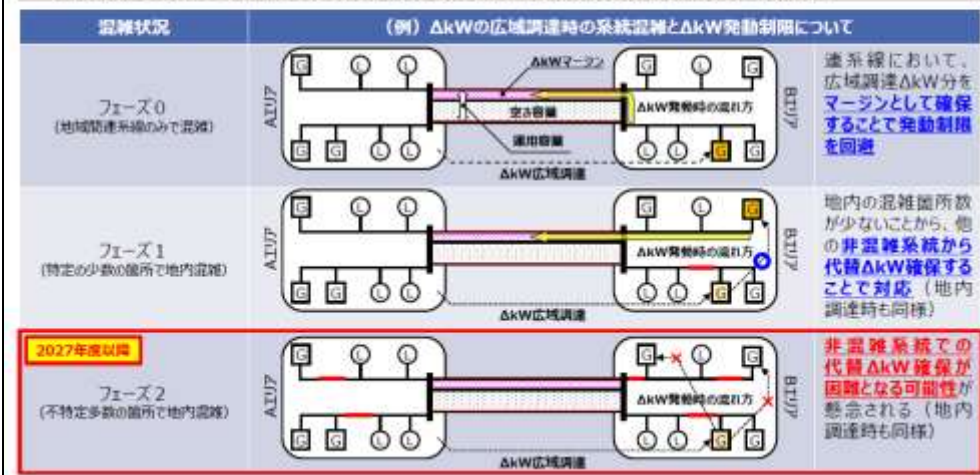
以上を踏まえると、2026年度までと同様に、2028年度までにおいても課題①・課題②-1についていずれも余力の範囲で対応可能といえることから、**基幹系統起因・ローカル系統起因共にノンファーム電源の需給調整市場参入を2028年度までは認めることとした。**

2029年度以降の対応については、混雑見通し等を踏まえつつ別途検討することとされた。

将来的な ΔkW 確保の在り方を検討することの必要性

9

- 現行の地域間連系線および地内送電線における発動制限 ΔkW への対応は、あくまでも地域間連系線のみで混雑が発生するフェーズ0、ならびに特定の少数の箇所では地内混雑が発生するフェーズ1を前提としている。
- 2027年度以降、不特定多数の箇所では系統混雑が発生するフェーズ2が想定され、現行の対応方法では、対応が難しくなることも考えられることから、あらかじめ**将来的な ΔkW 確保の在り方を検討する必要がある。**



出所) 制度検討作業部会 第十九次中間とりまとめ (2024年3月11日) より一部抜粋

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/20250311_1.pdf#page=26

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より抜粋

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyouryousagyoukai_2_04.pdf#page=9

- 現在、地内基幹系統の混雑に対しては再給電方式（一定の順序）が導入されているが、基幹系統の混雑処理費用は一般負担と整理されているため、制御対象である基幹系統およびローカル系統の電源に対しては基本的に立地誘導インセンティブは働かない。
- ただし、ノンファーム型接続の再エネ電源のうちFIP電源は、混雑処理費用自体は一般負担となるものの、出力制御により発電量が減少するため、電気供給量×プレミアム単価で得られるはずであったプレミアムが交付されない。
- このため、ノンファーム型接続の再エネ電源に対してはある程度の立地誘導インセンティブが働く。

論点① ノンファーム型接続の精算単価

- 再給電方式においては、実需給段階で発電計画に基づく出力制御が一般送配電事業者によって行われる。このため、実際には発電しない場合も、発電契約者は市場や取引相手の小売電気事業者から一定価格（約定価格、契約額）を受領する。
- 出力制御により発電しなかった場合、発電契約者において、少なくとも燃料費等の現実には発生していない限界費用を受領する合理的な理由はない。このため、系統制約による出力制御が行われた場合、ファーム型接続の火力・揚水等は、あらかじめ契約等で定められた下げ調整対価等に基づき、限界費用ベースで精算がなされる。
(ファーム型接続の再エネ等その他電源は、系統制約による出力制御を原則行わない。)
- ノンファーム型接続の電源においても、ファーム型接続の電源と同様、電源Ⅰ・Ⅱについては、下げ調整対価等に基づき、限界費用ベースで精算が行われる。他方、電源Ⅲや太陽光・風力等については、新たに精算単価を定める必要がある。

<出力制御時の各事業者間の精算イメージ>



41

論点① ノンファーム型接続の精算単価（続き）

- 発電契約者の相対取引単価について、通常、一般送配電事業者が把握することは困難である。また、仮に価格の開示を求める仕組みを整備しようとすると、発電契約者と一般送配電事業者の協議や精算システムの構築等、運用面での負担及び費用増加が見込まれる。
 - 一方、スポット市場価格を精算単価とする場合、相対取引において取引価格と精算差額が生じるものの、相対取引価格は一般に限界費用以外に固定費も含むことを踏まえれば、必ずしも不合理ではない。また、一律に市場価格とすれば、運用面での負担及び費用が小さい。
 - このため、ノンファーム型接続の電源の精算単価については、スポット市場価格を基本とすることとしてはどうか。
- ※電力広域機関による2026年度の基幹系統の混雑見込みに関するシミュレーションにおいては、発生しうる混雑はすべて火力電源の出力制御で解消でき、精算差額の課題が生じる可能性は低いとされている。
- その上で、相対価格開示の必要性については、系統混雑の発生状況や市場主導型に向けた検討等を鑑みつつ、将来的に必要に応じて検討することとしてはどうか。
 - また、ファーム・ノンファーム型接続で精算単価が異なる電源Ⅲについては、ノンファーム型接続電源をフロラタ制御した後で、ファーム型接続電源を価格順に制御することとしてはどうか。

<出力制御時の精算単価・出力制御方法>

電源種別	ファーム型接続	ノンファーム型接続	出力制御
電源Ⅰ・Ⅱ	調整単価 (限界費用ベース)	調整単価 (限界費用ベース)	価格順
電源Ⅲ	給電指令時補給単価 (限界費用ベース)	給電指令時補給単価 (スポット市場価格)	ノンファーム (フロラタ) ⇒ファーム (価格順)
バイオマス、太陽光・風力、長期固定	(原則、出力制御なし)	給電指令時補給単価 (スポット市場価格)	ノンファーム (フロラタ)

42

- ローカル系統の系統混雑に対しては、ノンファーム電源の制御は無補償で行うこととしているため、一律制御が行われた際には、発電契約者は、発電計画を出力制御値にあわせて変更することと整理されている。
- このように、**混雑処理費用が特定（事業者）負担となることから、ローカル系統に連系するノンファーム電源（調整電源除く）に対してある程度の立地誘導インセンティブが働く。**

（１）制御対象・制御方法

- 基幹系統においては、S+3Eを考慮したメリットオーダーによる混雑処理を実施する再給電方式が行われる。一方、ローカル系統においては、第62回 広域系統整備委で検討が行われ、基幹系統と異なる特徴を有している点を踏まえ、ノンファーム型接続適用電源（以降ノンファーム電源）のみを制御対象とする一律制御を基本としつつ、国と広域機関で連携して更に検討していくこととされた。
- これを受けて、第45回 再エネ大量導入小委において、ローカル系統においても、調整電源（火力等）が接続する系統では、基幹系統と同様、S+3Eを考慮したメリットオーダーによる混雑処理を行うことが適切であり、引き続き混雑処理方法を検討することとした。
- そこで、基幹系統と比べて調整電源が少なく、再エネの接続が多いという固有の特徴を持つローカル系統においても、S+3Eを考慮したメリットオーダーによる混雑処理方法として、本小委員会で決定した基幹系統の**再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順、出力制御方法で制御することを基本としてはどうか。**
- その上で、ノンファーム電源については、再給電方式による実需給断面での出力制御でなく、計画断面での計画値変更による出力制御を採用した上で、ローカル系統及び配電系統（ただし、低圧10kW未満除く）に接続する電源を制御対象とすることを基本としてはどうか。

【再給電方式（一定の順序）による出力制御ルール】

出力制御順	出力制御方法
① 調整電源の出力制御	メリットオーダー
② ノンファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源の出力制御	一律
③ ファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源の出力制御	メリットオーダー
④ ノンファーム型接続のバイオマス電源（専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く））の出力制御	一律
⑤ ノンファーム型接続の自然変動電源（太陽光、風力）の出力制御	一律
⑥ ノンファーム型接続の地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源の出力制御	一律

【出所】広域機関：2023年12月再給電方式（一定の順序）の導入について（2022年7月29日）一部修正

今後の市場主導型への移行等について（電取委における検討結果）

- 再給電はあくまでも暫定的な措置であり、できるだけ速やかに市場主導型（ゾーン制・ノードル制）に移行するよう早急に検討を進めるべき。（今回、再給電費用の負担のあり方について、一般負担とすることを結論としたのも、いずれ市場主導型に移行することが前提）
 - － 仮に何らかの事情で市場主導型への移行が遅れ、再給電が長期に運用されることとなり、また、その期間において混雑の頻度が大きく増えることとなった場合には、課金システムの開発を行って案②の仕組みを導入することが合理的な選択肢となることもあり得る。
 - － したがって、仮に、再給電の運用期間の長期化や混雑の頻度・量に関する見通しの大幅増などにより、案②を導入する便益がその社会全体へのコストを上回る見通しとなるなど、大きな状況変化があった場合には、案②の仕組みの導入も含め、あらためて再給電の費用負担の在り方を検討することが適当。
- なお、将来的に市場主導型あるいは案②のような特定負担に移行した場合、既存の電源に対する経過措置の取扱いが論点となるが、少なくとも再給電開始以降に工事費負担金契約を締結した電源については、仮に経過措置を導入することとなった場合にも、その対象外とすることを基本とすることが適当と考えられる。

※ノンファーム型接続電源に対する経過措置の取扱いなども論点となる。（ノンファーム型接続の開始時期は再給電導入の以前以後問わない。）

- 需給調整市場では、系統混雑の影響により約定した ΔkW 価値が発揮できない場合、代わりとなる調整力（代替 ΔkW ）を確保する必要があるが生じる。
- この場合、**約定 ΔkW 費用は特定負担**、代替 ΔkW 費用は一般負担とする方法（下図における対応案C）が整理されており、事業者から見れば約定 ΔkW 費用を受け取れないため、**需給調整市場に入札する電源に対してある程度の立地誘導インセンティブが働く**。

対応案Cについて

- 案Cについては、混雑系統に属する事業者Aは、代替 ΔkW の費用を負担する必要はないものの、約定 ΔkW の費用は受け取れないため、**ある程度立地誘導インセンティブは働くと考えられる**。
- 約定費用が受領できないため、**案Bより発電事業者の売入札インセンティブは低いものの、差額負担が発生する案Aより高いと考えられる**。
- 社会費用は、代替 ΔkW の価値が反映されることとなる。

<案Cのイメージ>

一般送配電事業者

60円

調整力

エリアB

エリアA

事業者B

事業者A

非混雑系統

混雑系統

<各論点への対応方針>

①代替 ΔkW 確保主体	一般送配電事業者
②約定 ΔkW の費用	支払わない(特定負担)
③代替 ΔkW の費用負担	一般送配電事業者(一般負担)

<各事業者の費用負担>

	一般送配電事業者	事業者A	事業者B
約定 ΔkW	0円	0円	—
代替 ΔkW	▲60円	0円	60円
合計	▲60円	0円	60円

12

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**。
- 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

13

1. 背景・目的
2. 前提条件および算出方法
3. 算定結果
4. 重負荷期における基幹系統の混雑等見通し
5. 情報公表
6. まとめ

- 2031年度の系統混雑に関する中長期見通しにおける前提条件は、第9回次世代電力系統ワーキンググループ（2026年3月27日）でご整理いただいたとおりであり、**2031年度末の電源・需要および系統構成を基本とした。**
- 火力の発電単価は、発電コスト検証ワーキンググループを参照して、**石炭火力とLNG火力のメリットオーダーが逆転する移行シナリオと、足元のメリットオーダーである現行シナリオの2つのシナリオについて実施した。**

系統混雑に関する中長期見通しの前提条件

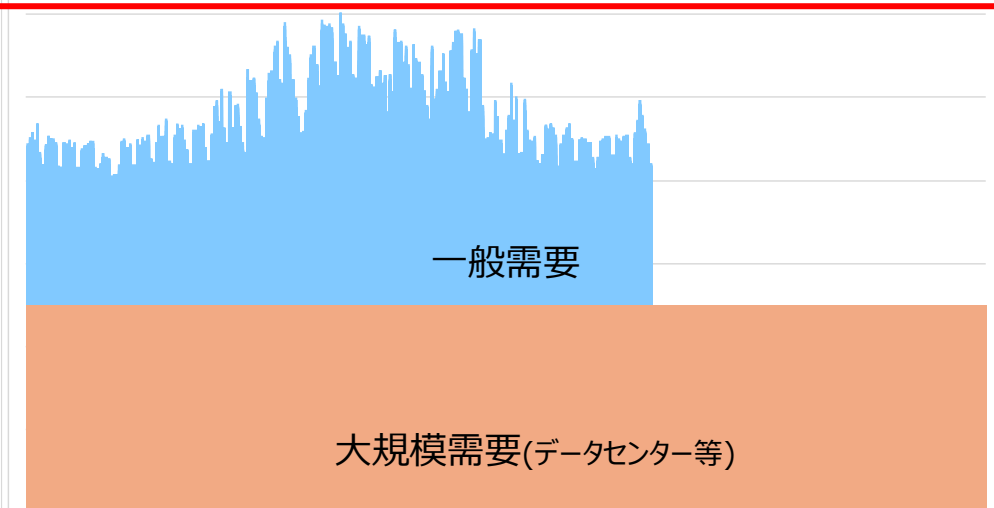
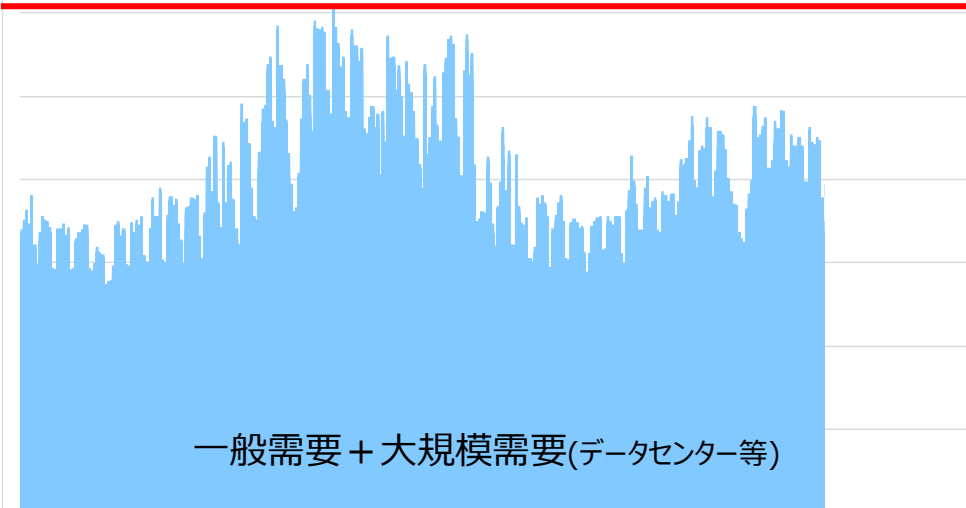
項目		設定内容
電源構成	需 要	■ 算出対象年度に想定される需要を反映することを基本としつつ、算出対象年度末までに運用開始が予定されている特別高圧の需要家（データセンターや半導体工場など）を新設設備量として考慮。 ■ 基幹系統については、エリア毎の需要実績を基に、算出対象年度の需要想定※1となるよう補正した需要カーブとする。
	再エネ 地熱・バイオ	■ 想定設備量は、連系済み電源＋算出対象年度末までに運開予定の契約申込済み電源等※2を基本とする。 ■ 想定発電量は、各一般送配電事業者が公表する算出対象年度の燃種毎の供給実績等から想定した需給抑制なかりせばの利用率に想定設備量を乗じたものとする。
	火 力	■ 2026年度供給計画にて算出対象年度末までに運用開始を予定している電源および契約申込済の電源を想定（長期計画停止の電源は非稼働で想定）。 ■ 稼働率、所内率、最低出力、起動費、起動停止時間、燃料費等※3を燃種単位で設定し、広域メリットオーダーシミュレーションにおける最適化計算の結果として起動停止も含めて発電出力を算出。 ■ 発電単価は、<u>2025年の発電コスト検証ワーキンググループを参照し、燃種単位で発電単価を設定する「移行シナリオ」と、2015年の発電コスト検証ワーキンググループを参照し、発電単価を設定する「現行シナリオ」の2つのシナリオで算出。</u>
	原子力	■ 再稼働実績があるか具体的な再稼働時期や再稼働の見通しが示されているユニット計17基について稼働想定。 ■ 設備利用率は、震災前過去30年間の設備平均利用率（72.8%）を設定。 ■ 設備利用率および所内率を考慮した最大出力にて、年間を通してマストラン運転とする。
	揚水・蓄電池	■ 2026年度供給計画にて算出対象年度末までに運用開始を予定している電源および契約申込済の電源を想定。（蓄電池においては連系実績が少ないことから、契約申込受付済で対象年度末までに連系予定の設備量とする。） ■ 週間単位で上池水量を4割に戻す条件のもと、広域メリットオーダーシミュレーションにおける最適化計算の結果として揚水（充電）出力・揚発（放電）出力を算出。（ローカル系統については、上記の結果に基づき出力を設定。※4）

※1 電力広域的運営推進機関「2026年度 全国及び供給区域ごとの需要想定について（2026年1月21日）」
※2 高・低圧の場合、対策工事や発電所建設に要する期間が特別高圧に比べて短いため、接続契約申込状況からの見通しよりも、地点の推移より想定することの方が蓋然性が高いと考えられるため、過去3年間の導入実績の平均値×年数分で加算
※3 LNG火力のうち、夏期の出力減少率が一定程度以上のユニットについては、一律に設定した夏期出力減少率を適用
※4 ローカル系統においては送電容量も基幹系統と比較し小さく、蓄電池の運用が潮流に与える影響が大きい点に留意

- 各地点の需要想定は、エリアの需要カーブを各地点の需要比率に応じて一律配賦することで作成してきた。
- しかし、将来的にはデータセンターなど大規模需要の偏在化が想定される。
- 2031年度想定では、各地点のデータセンター等の大規模需要をより実態に近づけることを目的として、大規模需要はエリア需要カーブに合わせて変化させるのではなく一定の需要とみなし、一般需要にのみエリア需要カーブを配賦することで8760時間の需要想定を作成した。
- これにより、データセンター等が含まれる地点では、従来より需要量[kWh]の想定値が増加する。

大規模需要立地地点における需要想定（左：従来 右：2031年度想定）

最大需要[kW]は同値であるが、データセンター等を負荷一定の需要として反映し、その後一般需要を配賦することで、データセンター等が配下にある地点の需要量[kWh]が増加する



- 2029年度の系統混雑に関する中長期見通しの想定より、**全国大のメリットオーダーシミュレーション（以下、広域SIM）を元にした年間8,760時間の系統混雑等の算出を基本とした。**
- なお、上記の算出方法は、メリットオーダーにより稼働状況が左右される電源が多く連系する基幹系統※¹を対象にすることとし、**その他ローカル系統※²では、需要・発電出力の積み上げにより、年間8,760時間の算出**を行った。

※1 火力電源が連系する系統やループ系統を構成する一部ローカル系統を含む場合がある
※2 基幹系統の一部（配下に大規模火力等がない一次電圧が上位2電圧の変圧器など）を含む場合がある

当委員会におけるこれまでの系統混雑想定からの変更点13

- 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、全国メリット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	・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)	・全国メリット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	・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

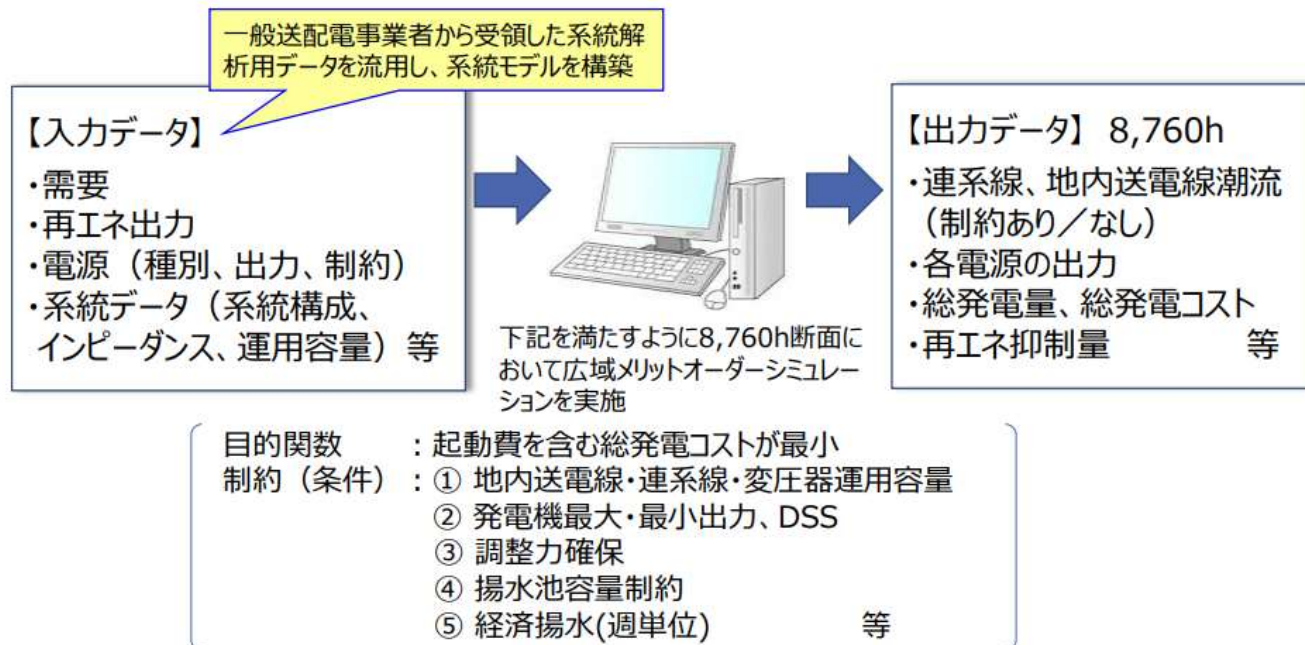
- 2029年度の系統混雑に関する中長期見通しの想定より、広域系統長期方針における費用便益評価と同様のメリットオーダーシミュレーションツールを使用し、8,760時間の系統状況を想定している。

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

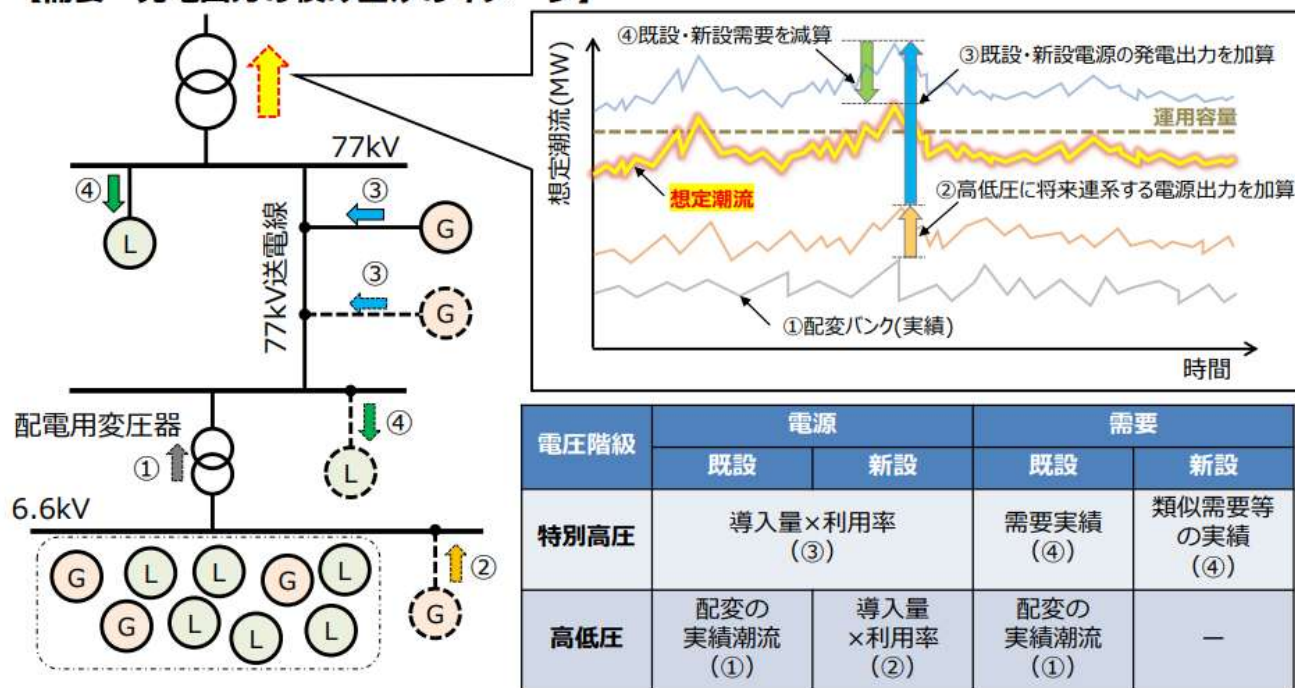


- ローカル系統（広域SIMに含まれるローカル系統は除く）では、**第50回系統ワーキンググループ（2024年3月11日）にて示された既設・新設の需要や発電出力の積み上げ方法にて算出した。**
- なお、蓄電池等の稼働状況については、広域SIM上での稼働状況を参考にした。

（参考）ローカル系統における混雑想定の算出方法

- 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】



7

- ローカル系統の多くは放射状系統で構成されており、また、メルिटオーダーの対象となる火力電源の連系が少ないことから、一部のローカル系統を除き※1、**需要・発電出力の積み上げにより効率的に系統混雑を算出**することとした。

※1 火力電源が連系する系統やループ系統を構成するローカル系統は広域SIMにより算出する場合がある

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、メルिट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Ⅱ。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



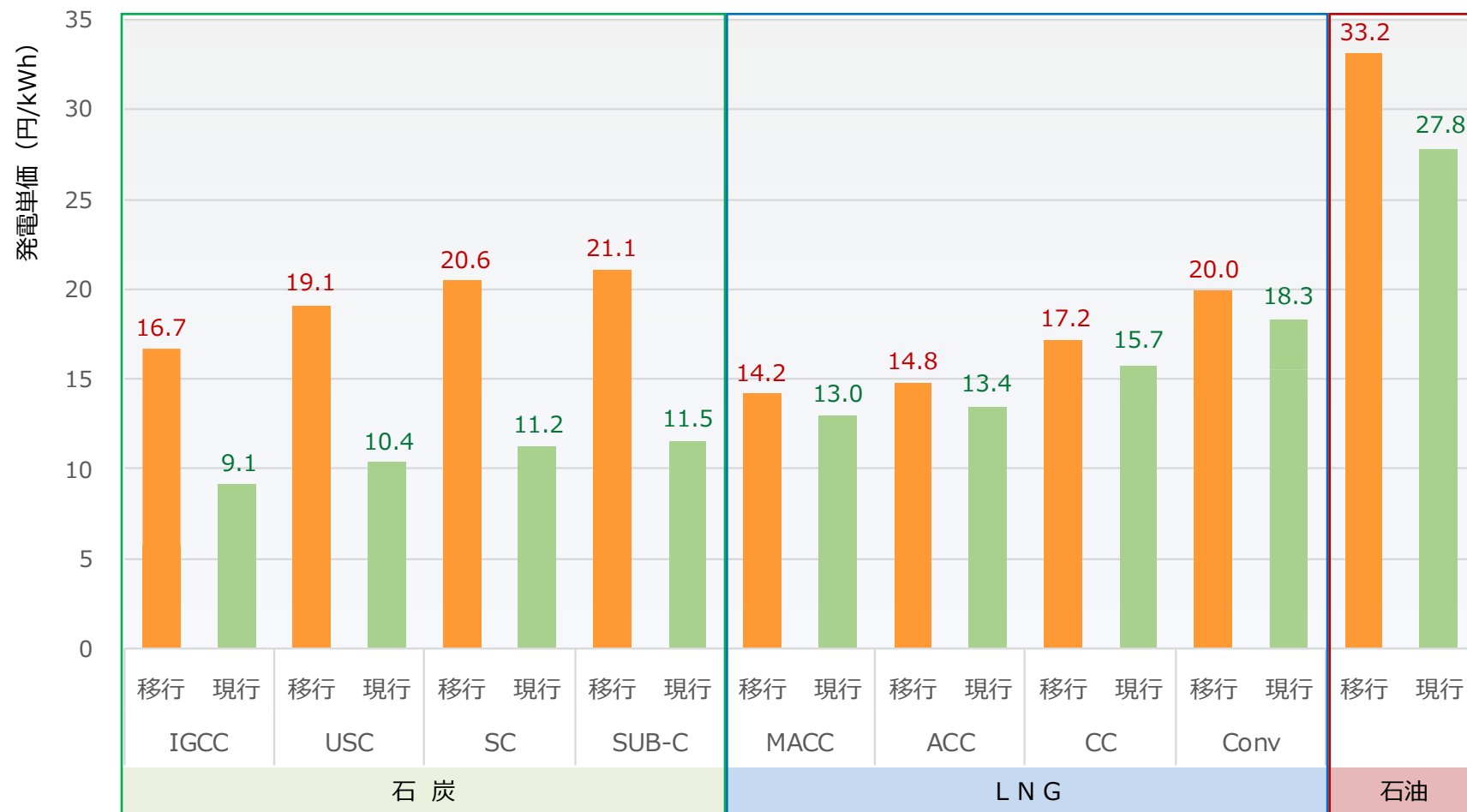
- 広域SIMを行い、将来の系統混雑を想定する上では発電単価の設定が重要な要素となる。2030年度の系統混雑に関する中長期見通しの算出にあたり、**2025年2月に公開された発電コスト検証ワーキンググループ報告書**を参照して2030年度の発電単価を算定したところ、**CO2対策コスト※¹の増加により、石炭火力の発電単価がLNG火力（MACC・ACC）の発電単価より高価となり、燃種毎のメリットオーダーが足元のメリットオーダーから変化**することが分かった。
- そのため、将来の可能性に対しあらかじめ備えることを目的に、2030年度の系統混雑に関する中長期見通しの算出においては**当該報告書を参照して発電単価を設定する「移行シナリオ」と、2029年度の系統混雑に関する中長期見通しの算定に用いた発電単価を設定する「現行シナリオ」**の2つのシナリオにて、広域SIMを実施した。
- 2031年度の系統混雑に関する中長期見通しの算出においても、昨年と同様に、当該報告書を用いて算定した2031年度の発電コストを用いる**「移行シナリオ」と、2029年度の系統混雑に関する中長期見通しの算定に用いた発電単価を設定する「現行シナリオ」**の2つのシナリオにて、広域SIMを実施した。

※1 CO2対策コストの基本的な考え方については以下の資料を参照

発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2025年）資料1 100～101ページ

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20250206_01.pdf#page=100

■ 広域SIMの2つのシナリオにおける発電単価の差異は下図のとおり。



【凡例】

- ： 2031年度混雑見通し (移行シナリオ)
- ： 2031年度混雑見通し (現行シナリオ)

- 第89回本委員会において、長期展望レビューにおける発電単価（燃料費＋CO2対策コスト）についても、メリットオーダーが変更することを報告している。但し、本中長期見通しとは想定断面が異なることにご留意いただきたい。

長期展望レビューにおける燃料費＋CO2対策コスト

31

- 費用便益の精緻化検討の結果を踏まえ、長期展望レビューにおける燃料費＋CO2対策コストは下表のとおり。
- CO2対策コストの上昇により石炭の総燃料費がLNG（MACC・ACC）よりも高価な想定となり、燃種毎のメリットオーダーが現行の長期展望から変化する。

長期展望レビューにおける燃料費＋CO2対策コストの範囲

[円/kWh]

	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1300℃級 (CCS)	LNG MACC 国産水素 10%混焼	石炭 (CCS)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT Conv (CCS)	石油
燃料費＋CO2対策コスト	13.7～19.1	15.8～22.0	16.2～23.4	16.9～25.4	18.7～26.0	22.1～30.7	29.8～35.2
燃料費	9.1～14.2	10.6～16.4	9.9～15.4	5.9～13.7	12.5～19.4	14.7～22.9	17.3～19.5
CO2対策コスト							
CO2対策費用	1.1～1.4	1.3～1.6	6.4～8.0	2.7～3.3	1.5～1.9	1.8～2.2	12.5～15.7
CO2輸送&貯留費用	3.5	4.0	—	8.3	4.7	5.6	—

発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2025年2月）における発電コストレビューシートの2040年に熱効率及び所内率を入力して算出
（既設をCCS付火力へ改造すると仮定したLNG火力については、CO2分離回収型LNG火力にそれぞれの熱効率及び所内率を入力して算出）
CO2輸送貯留費用、燃料諸経費は、建設工事費デフレーター（2015年基準）を基に至近6ヵ月（2024年度8月-1月）実質値へ補正（2023年暦年費用×1.049）

（参考）現行の長期展望における燃料費＋CO2対策コストの範囲

[円/kWh]

	石炭 (CCS)	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1300℃級 (CCS)	水素 (混焼)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT Conv (CCS)	石油
燃料費＋CO2対策コスト	7.7～12.5	7.9～14.6	8.0～14.8	9.0～16.3	9.3～17.2	10.9～20.1	16.6～29.4
燃料費	4.9～9.7	6.7～13.4	6.8～13.6	7.3～14.6	7.9～15.9	9.2～18.5	12.9～25.8
CO2対策コスト							
CO2対策費用	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	0.4	3.7
CO2輸送&貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	1.2	—

発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2021年9月）における発電コストレビューシートの2030年に熱効率及び所内率を入力して算出
（既設をCCS付火力へ改造すると仮定したLNG火力については、CO2分離回収型LNG火力にそれぞれの熱効率及び所内率を入力して算出）



電力広域的運営推進機関
 Organismo de Operación y Gestión de la
 Transmisión Operativa JEPAN

1. 背景・目的
2. 前提条件および算出方法
3. 算定結果
4. 重負荷期における基幹系統の混雑等見通し
5. 情報公表
6. まとめ

■ 今回報告する「2031年度における系統混雑に関する中長期見通し」では、下記の点にご留意いただきたい。

(共通)

- 今回の見通しは、第9回次世代電力系統ワーキンググループ（2026年3月27日）で整理された前提条件等に基づき試算されたものであり、**今後の電源稼働状況や系統運用状況の変化、カーボンプライシングの導入状況、将来導入される制度等によっては、系統混雑の見通しは変わり得るため、本試算結果が2031年度における絶対的な見通しではない。**
- 一般送配電事業者が公表する「空容量」および「予想潮流」は、「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）に基づき算出されたものであり、前提条件や算出方法が異なる。

(基幹系統※1の算出結果)

- ローカル系統における混雑処理結果を考慮していないことから、ローカル系統から基幹系統へ突き上がる潮流を多めに見積もっているため、過大な評価となる可能性がある。
- 広域SIM上、供給電力と電力需要とは等しくなり、再生可能エネルギーの上振れや需要の下振れといった要素は考慮されていない。

※1 火力電源が連系する系統やループ系統を構成する一部ローカル系統を含む場合、基幹系統の一部（配下に大規模火力等がない一次電圧が上位2電圧の変圧器など）を除く場合がある

- 2031年度における系統混雑想定のうち、混雑設備数を以下に示す。
- 昨年度想定と比較して、2031年度における系統混雑想定の特徴は次のとおり。
 - 基幹系統において、**再エネ導入拡大※**により、**北海道で系統混雑が進展**。
 - ローカル系統において、**再エネ導入拡大※**により、**主に東地域および中部で系統混雑が進展**。

※蓄電池含む

全国合計

	基幹系統	ローカル系統	合計
混雑設備数	35(+7) 32(+6)	142(+33) 148(+38)	177(+40) 180(+44)
総設備数比率	2.9%(+0.5) 2.7%(+0.5)	1.2%(+0.3) 1.2%(+0.3)	1.3%(+0.3) 1.4%(+0.3)

【凡例】

上段 移行シナリオ
下段 現行シナリオ
※ 括弧内は昨年からの増減
昨年からの増加箇所は赤字で記載

【備考】

- ・ 混雑設備数は「空き容量マップ一覧表」の設備単位で集計。
- ・ 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）。

北海道

	基幹	ローカル
混雑設備数	20(+7) 19(+6)	60(+7) 60(+7)
総設備数比率	16.1%(+5.6) 15.3%(+4.8)	6.4%(+0.8) 6.4%(+0.8)

東北

	基幹	ローカル
混雑設備数	4(±0) 2(±0)	38(+5) 41(+7)
総設備数比率	3.9%(±0) 2.0%(±0)	1.8%(+0.2) 2.0%(+0.3)

東京

	基幹	ローカル
混雑設備数	7(-1) 2(-1)	22(+11) 25(+14)
総設備数比率	4.0%(-0.7) 1.1%(-0.7)	1.5%(+0.7) 1.7%(+0.9)

沖縄

	基幹	ローカル
混雑設備数	0 0	0 0
総設備数比率	0.0% 0.0%	0.0% 0.0%

中国

	基幹	ローカル
混雑設備数	1(±0) 3(±0)	1(-2) 2(-1)
総設備数比率	1.3%(±0) 4.0%(±0)	0.1%(-0.3) 0.3%(-0.1)

北陸

	基幹	ローカル
混雑設備数	0 0	0 0
総設備数比率	0.0% 0.0%	0.0% 0.0%

九州

	基幹	ローカル
混雑設備数	0 0	4(+1) 4(+1)
総設備数比率	0.0% 0.0%	0.6%(+0.2) 0.6%(+0.2)

四国

	基幹	ローカル
混雑設備数	1(+1) 0	5(+2) 5(+2)
総設備数比率	1.5%(+1.5) 0.0%	0.8%(+0.3) 0.8%(+0.3)

関西

	基幹	ローカル
混雑設備数	0 5(+1)	0 0
総設備数比率	0.0% 2.7%(+0.5)	0.0% 0.0%

中部

	基幹	ローカル
混雑設備数	2(±0) 1(±0)	12(+9) 11(+8)
総設備数比率	1.3%(±0) 0.6%(±0)	0.4%(+0.3) 0.4%(+0.3)

2030年度における系統混雑想定結果 (① 混雑設備数)

22

- 2030年度における系統混雑想定の特徴は以下のとおり。
- 昨年度想定と現行・移行シナリオを比較すると、**再エネ導入拡大※**により、主に東地域にてローカル系統混雑が進展。
 - 昨年度想定と現行・移行シナリオを比較すると、**全国の基幹系統の混雑設備数は昨年度と同程度。**
- ただし、移行シナリオでは、**LNG電源高稼働 (石炭電源低稼働)**となることに伴い、東北・東京・中部のLNG電源が接続する基幹系統にて混雑が増加する一方、関西や中国では石炭電源低稼働により基幹系統混雑が減少。
- 2030年度における系統混雑想定のうち、混雑設備数は以下のとおり。 ※蓄電池含む

全国合計

	基幹系統	ローカル系統	合計
混雑設備数	28 26	109 110	137 136
総設備数比率	2.4% 2.2%	0.9% 0.9%	1.0% 1.0%

【凡例】

上段 移行シナリオ
下段 現行シナリオ ※ 昨年から増加箇所は赤字で記載

【備考】

- ・ 混雑設備数は「空き容量マップ一覧表」の設備単位で集計。
- ・ 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)。

沖縄

	基幹	ローカル
混雑設備数	0 0	0 0
総設備数比率	0.0% 0.0%	0.0% 0.0%

中国

	基幹	ローカル
混雑設備数	1 3	3 3
総設備数比率	1.3% 4.0%	0.4% 0.4%

北陸

	基幹	ローカル
混雑設備数	0 0	0 0
総設備数比率	0.0% 0.0%	0.0% 0.0%

北海道

	基幹	ローカル
混雑設備数	13 13	53 53
総設備数比率	10.5% 10.5%	5.6% 5.6%

東北

	基幹	ローカル
混雑設備数	4 2	33 34
総設備数比率	3.9% 2.0%	1.6% 1.7%

東京

	基幹	ローカル※1
混雑設備数	8 3	11 11
総設備数比率	4.7% 1.8%	0.8% 0.8%

※1 2026年度に系統混雑発生の可能性あり
別途同社から公表を予定

九州

	基幹	ローカル
混雑設備数	0 0	3 3
総設備数比率	0.0% 0.0%	0.5% 0.5%

四国

	基幹	ローカル
混雑設備数	0 0	3 3
総設備数比率	0.0% 0.0%	0.5% 0.5%

関西

	基幹	ローカル
混雑設備数	0 4	0 0
総設備数比率	0.0% 2.2%	0.0% 0.0%

中部

	基幹	ローカル
混雑設備数	2 1	3 3
総設備数比率	1.3% 0.6%	0.1% 0.1%

- 2031年度想定における年間の混雑時間および出力制御電力量（GWh）の見通しは下表のとおり。
- **全国の年間出力制御電力量（GWh）は、昨年度想定比で移行シナリオで0.6倍、現行シナリオで2.4倍程度であり、2031年度の全国需要電力量（送電端）比でそれぞれ0.14%、0.26%程度。**
- 昨年度想定と比較して大きく変化したのは以下の2点。
 - 基幹系統(移行シナリオ)において、**大規模需要の見直し影響により東京の出力制御電力量(GWh)が大きく減少。**
 - ローカル系統(両シナリオ)において、**再エネ(風力)導入拡大により、東北の出力制御電力量(GWh)が大きく増加。**

		北海道	東北※3	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
延べ 混雑時間※1 (時間)	基幹系統	2,925	377	996	78	0	0	1	133	0	0	3,811
		(+643)	(-102)	(-329)	(-143)			(±0)	(+133)			(+23)
	ローカル系統	2,696	206	41	48	0	304	60	0	0	0	3,055
		(+524)	(+68)	(-159)	(-45)		(+219)	(-28)				(+472)
	合計※2	3,666	4,706	1,271	1,677	0	0	342	89	56	0	6,709
		(+8)	(+1,403)	(+938)	(+869)			(+72)	(-100)	(-25)		(+596)
年間 出力制御 電力量 (GWh)	基幹系統	3,737	5,814	1,343	769	0	0	343	89	62	0	7,119
		(+79)	(+2,133)	(+1,010)	(+497)			(+73)	(-100)	(-19)		(+988)
	ローカル系統	4,734	4,764	2,097	1,713	0	0	342	220	56	0	7,061
		(+679)	(+1,350)	(+454)	(+789)			(+72)	(+31)	(-25)		(+337)
	合計	4,557	5,819	1,371	817	0	304	390	89	62	0	7,260
		(+600)	(+2,137)	(+838)	(+472)		(+219)	(+34)	(-100)	(-19)		(+894)
	基幹系統	199.8	45.2	216.2	16.2	0.0	0.0	0.0	8.2	0.0	0.0	485.7
		(+98.1)	(-111.7)	(-1,263.1)	(-51.7)				(+8.2)			(-1320.1)
	ローカル系統	141.8	14.1	22.6	2.2	0.0	77.2	3.9	0.0	0.0	0.0	261.8
		(+47.8)	(+3.5)	(+18.9)	(-4.4)		(+69.1)	(-6.2)				(+128.6)
	合計	100.4	552.3	39.5	56.3	0.0	0.0	0.4	0.3	0.1	0.0	749.2
		(+8.3)	(+367.9)	(-6.1)	(+32.2)			(±0)	(-0.8)	(-0.2)		(+401.1)
	基幹系統	100.4	1,823.5	50.1	18.9	0.0	0.0	0.4	0.3	0.1	0.0	1,993.7
		(+8.3)	(+1168.1)	(+4.5)	(+13.9)			(±0)	(-0.8)	(-0.2)		(+1,193.7)
	ローカル系統	300.2	597.5	255.7	72.5	0.0	0.0	0.4	8.5	0.1	0.0	1,234.9
		(+106.3)	(+256.2)	(-1269.2)	(-19.5)			(±0)	(+7.4)	(-0.2)		(-919.0)
	合計	242.2	1,837.7	72.7	21.1	0.0	77.2	4.3	0.3	0.1	0.0	2,255.5
		(+56.0)	(+1171.7)	(+23.3)	(+9.4)		(+69.1)	(-6.1)	(-0.8)	(-0.2)		(+1322.3)

※1 全国あるいはエリアにおいて、系統制約による出力制御が発生している時間の合計値

※2 基幹・ローカル系統で同時に系統混雑が発生する時間は1時間とするため、必ずしも基幹系統とローカル系統の延べ混雑時間とならない

※3 東北エリアは、系統混雑時の出力制御を条件とした基幹系統増強工事完工前の早期連系による洋上風力等の増加に伴う混雑を含む

参考：再給電電力量（基幹系統分）の上げ下げ値差を2円/kWhと仮定した場合、全国で5～10億円/年 程度の再給電費用が必要

【凡例】

上段 移行シナリオ

下段 現行シナリオ

※括弧内は昨年からの増減

昨年からの増加箇所は赤字で記載

2030年度における系統混雑想定結果 (② 年間出力制御電力量他)

24

- 2030年度想定における年間の混雑時間および出力制御電力量 (GWh) の見通しは下表のとおり。
- 22ページのリード文に記載するとおり、**現行・移行シナリオでは、東地域を中心としてローカル系統の年間出力制御電力量 (GWh) が増加。**また、**移行シナリオでは、メリットオーダー変更の影響により東北・東京・中部エリアの年間出力制御電力量 (GWh) が増加し、西地域では減少方向にある。**
- **全国の年間出力制御電力量 (GWh) は、昨年度想定比で3～7倍程度であり、2030年度の全国需要電力量 (送電端) 比で0.1～0.2%程度。**

【凡例】

上段 移行シナリオ

下段 現行シナリオ ※ 昨年から増加箇所は赤字で記載

		北海道	東北※3	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
延べ 混雑時間※1 (時間)	基幹系統	2,282	479	1,325	221	0	0	1	0	0	0	3,788
		2,172	138	200	93	0	85	88	0	0	0	2,583
	ローカル 系統	3,658	3,303	333	808	0	0	270	189	81	0	6,113
		3,658	3,681	333	272	0	0	270	189	81	0	6,131
	合計※2	4,055	3,414	1,643	924	0	0	270	189	81	0	6,724
		3,957	3,682	533	345	0	85	356	189	81	0	6,366
年間 出力制御 電力量 (GWh)	基幹系統	101.7	156.9	1,479.3	67.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,805.8
		94.0	10.6	3.7	6.6	0.0	8.1	10.1	0.0	0.0	0.0	133.2
	ローカル 系統	92.1	184.4	45.6	24.1	0.0	0.0	0.4	1.1	0.3	0.0	348.1
		92.1	655.4	45.6	5.0	0.0	0.0	0.4	1.1	0.3	0.0	800.0
	合計	193.9	341.3	1,524.9	92.0	0.0	0.0	0.4	1.1	0.3	0.0	2,153.9
		186.2	666.0	49.4	11.6	0.0	8.1	10.5	1.1	0.3	0.0	933.2

※1 全国あるいはエリアにおいて、系統制約による出力制御が発生している時間の合計値

※2 基幹・ローカル系統で同時に系統混雑が発生している時間は1時間とするため、必ずしも基幹系統とローカル系統の延べ混雑時間とならない

※3 東北エリアは、系統混雑時の出力制御を条件とした基幹系統増強工事完工前の連系（早期連系）による洋上風力等の増加に伴う混雑を含む

参考：再給電電力量（基幹系統分）の上げ下げ値差を2円/kWhと仮定した場合、全国で3～36億円/年 程度の再給電費用が必要

今後の混雑発生及びそれを再給電で対応する場合の費用の見通し

- 今後の混雑発生の量及びそれを再給電で対応した場合の費用について、一定の仮定をおいて試算した結果は以下の通り。

再給電の費用の見通し（2027年度／全国計）

再給電の電力量の見通し (全国計) 77 GWh			上げ指令と下げ指令 値差が2円の場合	上げ指令と下げ指令 値差が6円の場合
		再給電の費用 の見通し	約1.5億円	約4.6億円

※一般送配電事業者による試算

参考：エリア毎の2027年度の再給電の電力量見通し（試算値）

	北海道	東北	東京	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
延べ混雑時間[h]	1,965	17	797	0	26	0	1	149	0	2,967
再給電電力量[GWh]	39.5	1.6	34.4	0.0	0.3	0.0	0.0	0.7	0.0	76.6

- ✓ 再給電電力量については、第44回広域系統整備委員会で示された「短期間かつ簡易に評価できる想定潮流の算定方法」を参考に、各一般送配電事業者が試算した。
- ✓ 今回、将来の混雑頻度・費用について、一定の前提条件のもと試算したが、現状において再給電方式の導入などを踏まえた再エネ等の導入見通し等を想定するにあたっては様々な前提が考えられ、前提において結果は大きく変動する。

- 2031年度想定における特定断面における出力制御電力（万kW:昼間ピーク/点灯帯）の見通しは下表のとおり。
- **ピーク需要断面における出力制御は、移行・現行シナリオで0.2万kW、15万kW程度**であり、昨年度と同程度。
- **点灯時間帯（16:00～20:00）の最大出力制御電力は、太陽光を除く再エネ（蓄電池を含む）の連系進展により、移行・現行シナリオで250万kW、200万kW程度**となり、昨年度より増加。
- **これら出力制御電力は、2031年度の全国最大需要電力（送電端）比で0.00%～1.52%程度。**

エリア		北海道	東北※ ³	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
ピーク需要における出力制御電力※ ¹ (万kW)		0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2 (-1.4)
		1.5	9.6	0.0	0.0	0.0	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	14.6 (+1.7)
混雑系統 内訳	基幹	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0 (-0.5)
		1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	4.8 (-5.9)
	ローカル	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2 (-0.9)
		0.2	9.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
点灯帯の最大出力制御電力※ ² (万kW)		10.8	69.6	168.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	249.2 (+102.9)
		0.0	136.2	67.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
混雑系統 内訳	基幹	6.3	0.0	167.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	173.7 (+33.1)
		0.0	0.0	67.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	67.6 (+67.4)
	ローカル	4.5	69.6	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	75.5 (+69.8)
		0.0	136.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

【凡例】

上段 移行シナリオ
下段 現行シナリオ

※ 括弧内は昨年からの増減。増加箇所は赤字で記載

※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 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

※3 東北エリアは、系統混雑時の出力制御を条件とした基幹系統増強工事完工前の連系（早期連系）による洋上風力等の増加に伴う混雑を含む

2030年度における系統混雑想定結果 (③ 特定断面における出力制御電力)

28

- 2030年度想定における特定断面における出力制御電力 (kW: 昼間ピーク/点灯帯) の見通しは下表のとおり。
- ピーク需要断面における出力制御は、メリットオーダー変更や2030年度断面の電源考慮により、シナリオ毎に2～13万kW程度であり、昨年度よりやや減少。
- 点灯時間帯 (16:00～20:00) の最大出力制御電力は、太陽光を除く再エネ (蓄電池を含む) の連系進展やメリットオーダー変更により、シナリオ毎に90～150万kW程度となり、昨年度より増加。
- これら出力制御電力は、2030年度の全国最大需要電力 (送電端) 比で0.01～0.90%程度。

【凡例】

上段 移行シナリオ
下段 現行シナリオ ※ 昨年から増加箇所は赤字で記載

エリア	北海道	東北※3	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
ピーク需要における 出力制御電力※1 (万kW)	1.5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6
	1.5	1.2	0.0	0.0	0.0	10.2	0.0	0.0	0.0	0.0	12.9
混雑系統 内訳	基幹	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5
		0.4	0.0	0.0	0.0	10.2	0.0	0.0	0.0	0.0	10.7
	ローカル	1.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1
		1.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2
点灯帯の 最大出力制御電力※2 (万kW)		0.0	146.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	146.3
		5.3	88.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	93.5
混雑系統 内訳	基幹	0.0	140.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	140.6
		0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
	ローカル	0.0	5.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.7
		5.1	88.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	93.3

※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 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

※3 東北エリアは、系統混雑時の出力制御を条件とした基幹系統増強工事完工前の連系 (早期連系) による洋上風力等の増加に伴う混雑を含む

- 2031年度想定における年間の最大出力制御電力（万kW）の見通しは下表のとおり。
- 移行シナリオでは、2031年度断面の電源や系統を考慮した結果、東北・東京エリアの出力制御電力が減少した。
- 再エネの連系進展により、東エリアの年間最大出力制御電力は、シナリオによっては2031年度のエリアH3需要比で15%を超える見込み。

エリア		北海道	東北※ ³	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
エリア別 年間最大出力 制御電力※ ¹ (万kW)	基幹	48.7	91.8	467.6	70.7	0.0	0.0	0.1	8.1	0.0	0.0
		46.4	44.9	199.4	12.5	0.0	140.9	35.5	0.0	0.0	0.0
	基幹＋ ローカル	94.8 (+39.1)	131.6 (-30.2)	467.8 (-344.8)	74.7 (-22.7)	0.0	0.0	0.4 (-0.7)	8.2 (+5.7)	0.7 (-0.6)	0.0
		85.9 (+26.9)	203.9 (+112.5)	199.4 (+137.2)	20.4 (-5.3)	0.0	140.9 (+93.8)	35.5 (-15.4)	1.3 (-1.2)	0.7 (-0.6)	0.0
H3需要比※ ² (%)	基幹	9.0	6.8	8.1	3.0	0.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0
		8.5	3.3	3.5	0.5	0.0	5.2	3.5	0.0	0.0	0.0
	基幹＋ ローカル	17.4 (+7.1)	9.8 (-2.0)	8.1 (-6.0)	3.1 (-1.1)	0.0	0.0	0.0 (-0.1)	1.8 (+1.3)	0.0	0.0
		15.8 (+4.9)	15.2 (+8.6)	3.5 (+2.4)	0.9 (-0.3)	0.0	5.2 (+3.4)	3.5 (-1.3)	0.3 (-0.3)	0.0	0.0

【凡例】

上段 移行シナリオ

下段 現行シナリオ

※ 括弧内は昨年からの増減。増加箇所は赤字で記載

※1 エリアの出力制御量が最大となる断面を上位から3日選択し、各日の出力制御量（万kW）を平均した値

※2 2031年度におけるエリアの最大3日平均電力（H3需要）に占める最大出力制御量（※1）の割合

※3 東北エリアは、系統混雑時の出力制御を条件とした基幹系統増強工事完工前の連系（早期連系）による洋上風力等の増加に伴う混雑を含む

2030年度時点における系統混雑想定結果 (④ 年間の最大出力制御電力)

30

- 2030年度想定における年間の最大出力制御電力 (万kW) の見通しは下表のとおり。
- **移行シナリオでは、メリットオーダー変更の影響等により東京エリアにて、出力制御電力が大幅に増加となる。**
- **再エネの連系進展により、東エリアの年間最大出力制御電力は、シナリオによっては2030年度のエリアH3需要比で10%以上となる見込み。**

【凡例】

上段 移行シナリオ
下段 現行シナリオ ※ 昨年からの増加箇所は赤字で記載

エリア		北海道	東北※3	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
エリア別 年間最大出力 制御電力※1 (万kW)	基幹	40.6 42.0	156.4 55.9	812.6 7.7	94.6 22.4	0.0 0.0	0.0 47.0	0.3 50.9	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
	基幹+ ローカル	55.7 59.0	161.8 91.4	812.6 62.2	97.4 25.8	0.0 0.0	0.0 47.0	1.1 50.9	2.5 2.5	1.3 1.3	0.0 0.0
H3需要比※2 (%)	基幹	7.5 7.8	11.4 4.1	14.1 0.1	4.1 1.0	0.0 0.0	0.0 1.7	0.0 4.8	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
	基幹+ ローカル	10.3 10.9	11.8 6.6	14.1 1.1	4.2 1.1	0.0 0.0	0.0 1.7	0.1 4.8	0.6 0.6	0.1 0.1	0.0 0.0

※1 エリアの出力制御量が最大となる断面を上位から3日選択し、各日の出力制御量 (万kW) を平均した値

※2 2030年度におけるエリアの最大3日平均電力 (H3需要) に占める最大出力制御量 (※1) の割合

※3 東北エリアは、系統混雑時の出力制御を条件とした基幹系統増強工事完工前の連系 (早期連系) による洋上風力等の増加に伴う混雑を含む



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination in Electricity Transmission (OCCTO)



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination in Electricity Transmission (OCCTO)

出所) 第92回広域系統整備委員会 (2025年9月2日) 資料2より抜粋

https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/kouikikeitouseibi/2025/files/seibi_92_02_01.pdf#page=30

- 基幹系統の多くは火力や調整電源等による潮流が支配的であるため、2030年度想定と同様に大半のエリアでは自然変動電源の出力制御に至るような系統混雑は確認されなかった。一方で、**自然変動電源による潮流が支配的な一部の基幹系統やローカル系統では、ノンファーム型接続の自然変動電源の出力制御に至ることを確認した。**
- 自然変動電源の出力制御は、主に東地域にて増加傾向にある。また、**各シナリオにおける出力制御電力量（万kWh）の全国合計値は、昨年度の2.5倍程度**となる。

エリア		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
混雑 設備数	基幹系統	15	2	0	0	0	0	1	0	0	0	18
		13	2	0	0	0	0	0	0	0	0	15
	ローカル系統	42	29	13	10	0	0	1	5	3	0	103
		41	31	13	10	0	0	1	5	3	0	104
	合計	57	31	13	10	0	0	2	5	3	0	121
		54	33	13	10	0	0	1	5	3	0	119
最大出力制御 電力※1 (万kW)		57.5	127.6	20.8	21.4	0.0	0.0	0.6	1.9	1.0	0.0	170.7
		52.3	113.8	31.6	21.4	0.0	0.0	0.3	1.9	0.9	0.0	125.9
出力制御電力量	(万kWh)	24,885 (+9,838)	46,432 (+35,636)	845 (-1,407)	541 (+529)	0	0	39 (±0)	30 (-79)	6 (-25)	0	72,778 (+44,491)
		18,192 (+4,475)	46,706 (+35,846)	856 (-1,396)	590 (+578)	0	0	39 (±0)	30 (-79)	6 (-25)	0	66,419 (+39,398)
出力制御時間※2 (時間)		3,691	3,487	409	499	0	0	342	89	25	0	5,299
		3,386	3,488	409	535	0	0	342	89	32	0	5,247

【凡例】 上段 移行シナリオ
下段 現行シナリオ
※ 括弧内は昨年からの増減。増加箇所は赤字で記載

※1 全国あるいはエリアにおいて、各時間の出力制御量を合成した値の年間最大値（混雑設備毎の出力制御量を合計したものではない）

※2 全国あるいはエリアにおいて、系統制約による出力制御が発生している時間の合計値

系統制約による自然変動電源の出力制御の中長期見通し

32

- 基幹系統の多くは火力や調整電源等による潮流が支配的であるため、大半のエリアで自然変動電源の出力制御に至るような系統混雑は確認されなかった。一方で、再エネによる潮流が支配的な一部の基幹系統やローカル系統では、ノンファーム型接続の自然変動電源の出力制御に至ることを確認した。
- 自然変動電源の出力制御は、主に東地域にて増加傾向にある。また、各シナリオにおける出力制御電力量 (万kWh) の全国合計値は、昨年度の3倍程度となる。

【凡例】

上段 移行シナリオ

下段 現行シナリオ ※ 昨年からの増加箇所は赤字で記載

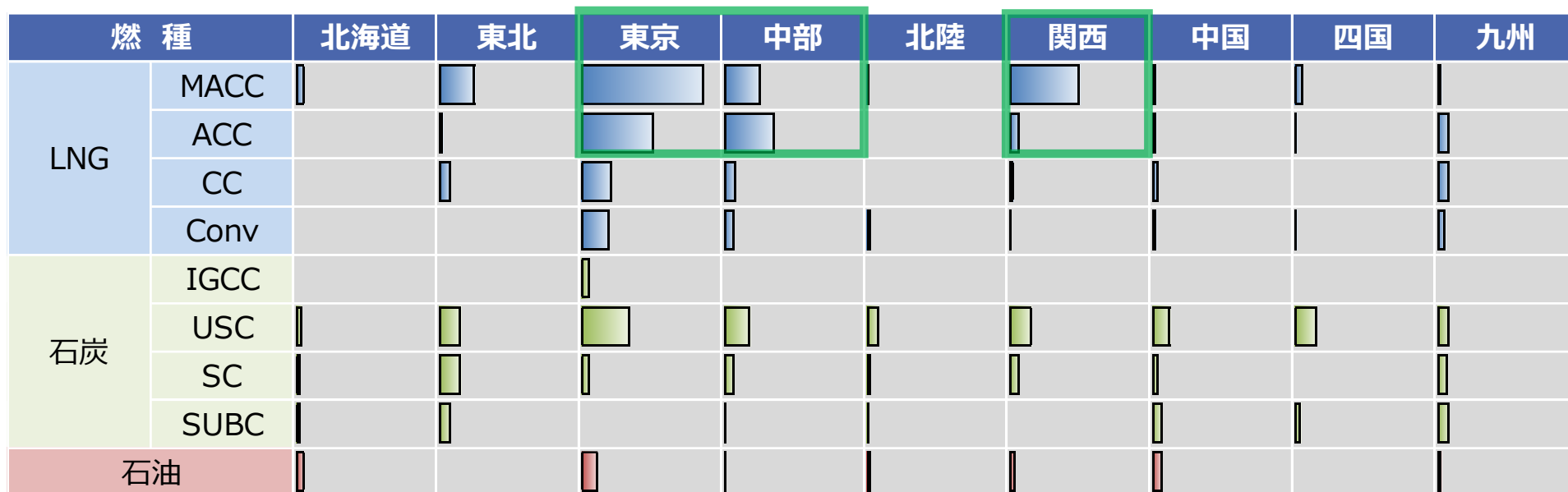
エリア		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
混雑設備数※1	基幹系統	10	2	0	0	0	0	1	0	0	0	13
	ローカル系統	40	23	7	2	0	0	3	3	3	0	81
	合計	50	25	7	2	0	0	4	3	3	0	94
最大出力制御電力※2 (万kW)		60.7	90.4	30.1	0.8	0.0	0.0	1.3	2.7	1.7	0.0	93.4
		59.6	92.4	30.1	0.8	0.0	0.0	1.3	2.7	1.7	0.0	109.2
出力制御電力量 (万kWh)		15,047	10,796	2,252	13	0	0	40	109	31	0	28,287
		13,717	10,860	2,252	13	0	0	39	109	31	0	27,021
出力制御時間※3 (時間)		2,558	2,104	258	55	0	0	270	189	81	0	3,794
		2,455	2,101	258	55	0	0	270	189	81	0	3,726

※1 混雑設備数については業務リソースの観点から、移行シナリオのみ集計

※2 全国あるいはエリアにおいて、各時間の出力制御量を合成した値の年間最大値 (混雑設備毎の出力制御量を合計したものではない)

※3 全国あるいはエリアにおいて、系統制約による出力制御が発生している時間の合計値

- 2031年度末時点における火力発電所の設備量を燃種別に集計した結果は下表のとおり。
- 設備量の傾向は昨年と同様であり、移行シナリオにおいて発電単価が安価となる、LNG火力（MACC・ACC）の設備量に注目した場合、一部のエリアでその大宗を占めている点が特徴的といえる。



〔発電単価〕

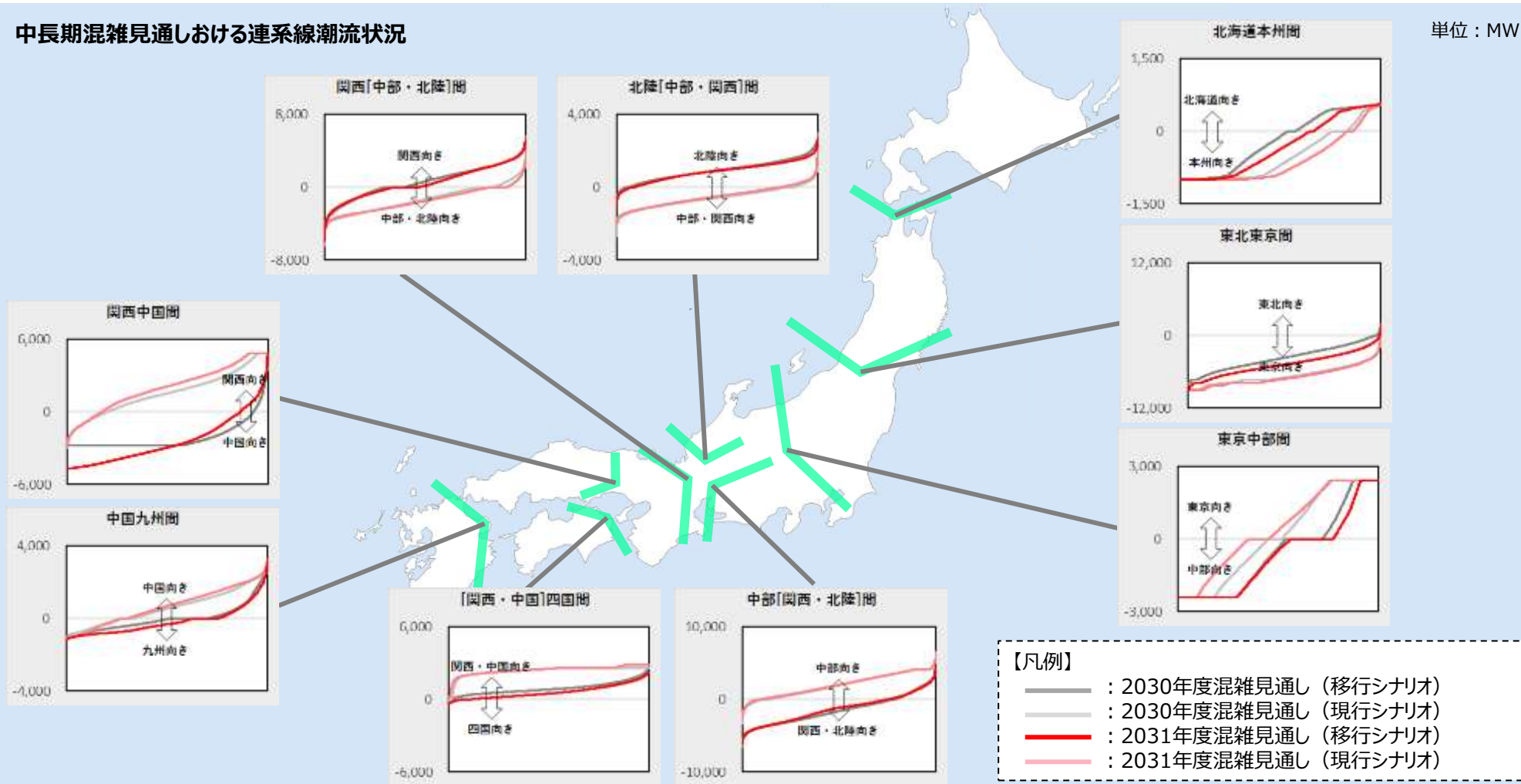
○：昇順

燃 種		発電単価 [円/kWh]	
		移行シナリオ	現行シナリオ
LNG	MACC	14.2 ①	13.0 ⑤
	ACC	14.8 ②	13.4 ⑥
	CC	17.2 ④	15.7 ⑦
	Conv	20.0 ⑥	18.3 ⑧

燃 種		発電単価 [円/kWh]	
		移行シナリオ	現行シナリオ
石炭	IGCC	16.7 ③	9.1 ①
	USC	19.1 ⑤	10.4 ②
	SC	20.6 ⑦	11.2 ③
	SUB-C	21.1 ⑧	11.5 ④
石油		33.2 ⑨	27.8 ⑨

- 連系線の潮流状況（8760時間分の潮流を昇順に並べたもの）は下図のとおり。
- 各シナリオで潮流状況に違いがみられる要因として、火力発電所の稼働率の変化によるもの大きいと考えられる。

中長期混雑見通しにおける連系線潮流状況



・連系線潮流の横軸は、8760時間分の潮流を昇順に並べたもの

1. 背景・目的
2. 前提条件および算出方法
3. 算定結果
4. 重負荷期における基幹系統の混雑等見通し
5. 情報公表
6. まとめ

- 将来の供給力・調整力への影響把握の観点から「2031年度の系統混雑に関する中長期見通し」の算出結果を用いて、夏季および冬季の昼間帯・点灯帯で系統混雑あるいは空容量100万kW未満となる基幹系統を一般送配電事業者の協力を得て調査した。
- 下表の通り、**複数のエリアで夏季・冬季昼間帯を中心に混雑（空容量僅かな）系統が確認**された。なお、混雑設備については、再給電方式により混雑が解消できることを確認した。

【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・変圧器・フェンス（500kV送電線や500/275kV変圧器等）を前提条件とした簡易的な調査である
- 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、需給運用の影響が生じないと考えられる系統は除外

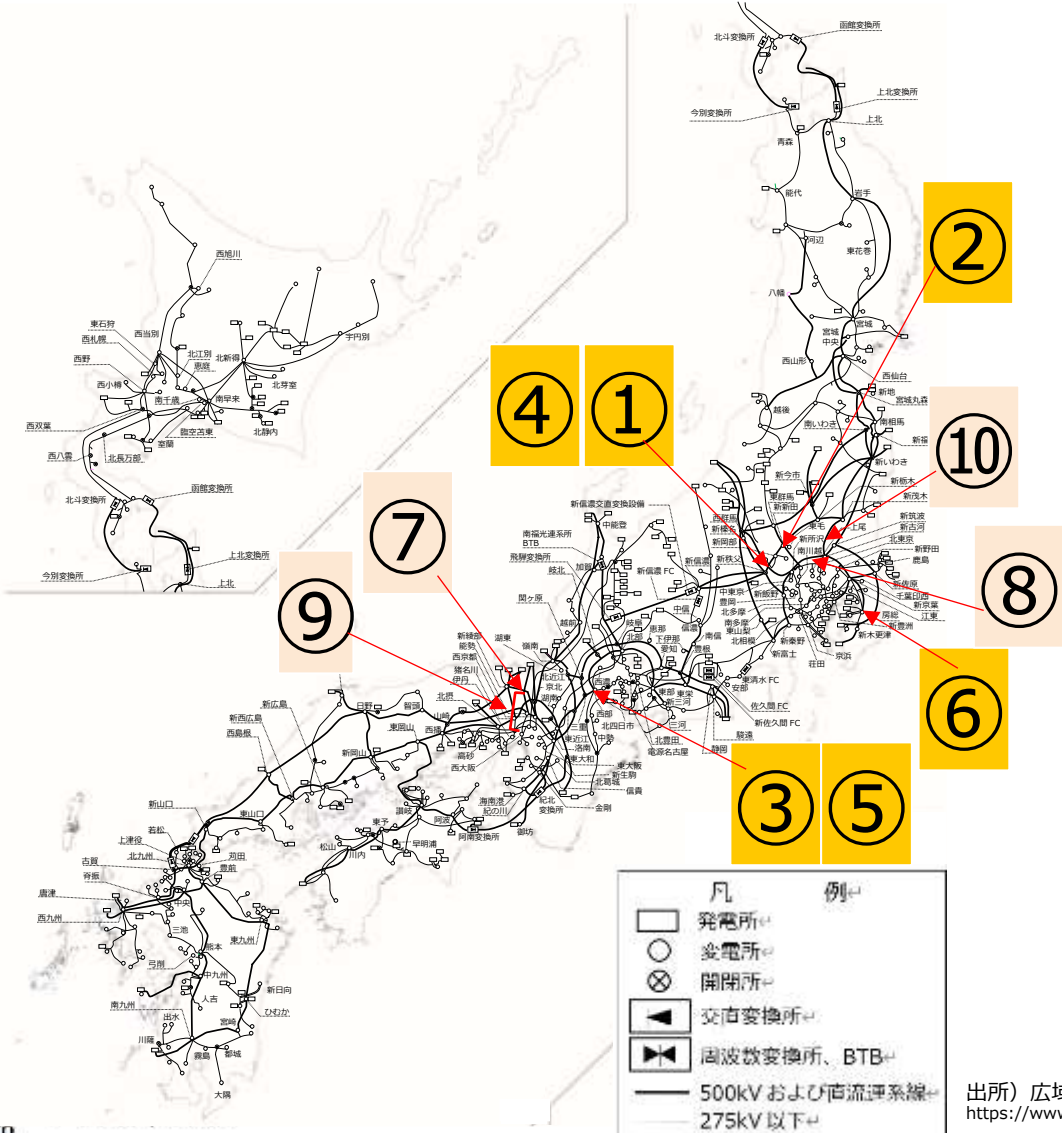
エリア(対象設備※1)	系統混雑（空容量僅か）【夏季】※2		系統混雑（空容量僅か）【冬季】※2	
	移行シナリオ	現行シナリオ	移行シナリオ	現行シナリオ
北海道(1設備)	—	—	—	1設備
東 北 (—)	—	—	—	—
東 京 (12 設備)	8 設備	3設備	10設備	2設備
中 部 (4 設備)	2設備	—	4設備	1設備
北 陸 (—)	—	—	—	—
関 西 (12 設備)	1設備	10設備	2設備	8設備
中 国 (4設備)	—	4設備	—	4設備
四 国 (—)	—	—	—	—
九 州 (—)	—	—	—	—
沖 縄 (—)	—	—	—	—

※1 対象となる設備数を記載。移行シナリオと現行シナリオにおいて同一の設備であれば、1設備を計上。

※ 昨年からの増加箇所は赤字で記載

※2 各シナリオごとで設備数を計上。

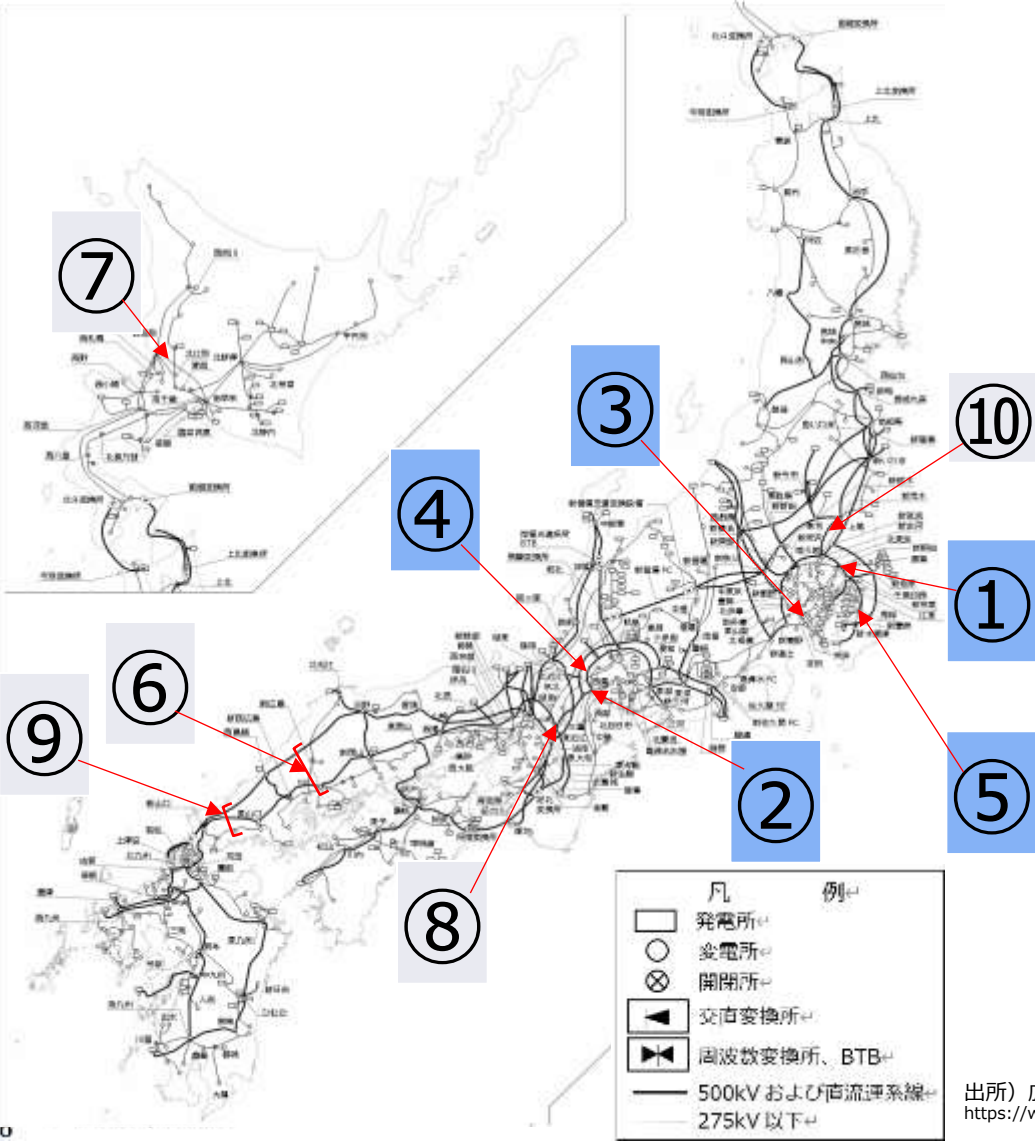
■ 夏季における混雑量が発生箇所と、空き容量が僅かな設備を抜粋して示すと、下記のとおり。



項目	No.	エリア	設備名称	空き容量 (混雑の場合▲標記)	昼間 点灯
移行シナリオ	①	東京	500kV新秩父線	▲6万kW	昼間
	②		500kV新新田線	▲15万kW	
	③	中部	500kV西部バンク	▲59万kW	
	④	東京	500kV新岡部線	5万kW	
	⑤	中部	500kV三重連絡線	59万kW	点灯
	⑥	東京	500kV房総1U	13万kW	
現行シナリオ	⑦	関西	500kV山城北線	▲55万kW	昼間
	⑧	東京	500kV新古河線	7万kW	
	⑨	関西	500kV A6フェンス※1	18万kW	点灯
	⑩	東京	500kV福島幹線 (新古河～新茂木)	▲36万kW	

※1 500kV新綾部線+能勢線+丹波線

■ 冬季における混雑量が発生箇所と、空き容量が僅かな設備を抜粋して示すと、下記のとおり。



項目	No.	エリア	設備名称	空き容量 (混雑の場合▲標記)	昼間 点灯
移行シナリオ	①	東京	500kV新京葉線 (新京葉～分岐)	▲2万kW	昼間
	②	中部	500kV西部バンク	▲27万kW	
	③	東京	275kV港北線	49万kW	
	④	中部	500kV西部幹線	53万kW	点灯
	⑤	東京	500kV房総1U	▲14万kW	
現行シナリオ	⑥	中国	500kV,220kV Cフェンス※1	▲40万kW	昼間
	⑦	北海道	西当別 275/187kV連絡	10万kW	
	⑧	関西	500kV山城東線	72万kW	
	⑨	中国	500kV,220KV Aフェンス※2	2万kW	点灯
	⑩	東京	500kV福島幹線 (新古河～新茂木)	▲73万kW	

※1 500kV 中国中幹線、500kV新西広島幹線、220kV新広島連絡線
※2 500KV 中国西幹線、500kV新山口幹線、220kV山口幹線

【中長期 (2030年度)】重負荷期の基幹系統混雑 (空容量僅か) の見通し

- 将来の供給力・調整力への影響把握の観点から「2030年度の系統混雑に関する中長期見通し」の算出結果を用いて、夏季および冬季の昼間帯・点灯帯で系統混雑あるいは空容量100万kW未満となる基幹系統を一般送配電事業者の協力を得て調査した。
- 下表の通り、**複数のエリアで夏季・冬季昼間帯を中心に混雑 (空容量僅かな) 系統が確認**された。なお、混雑設備については、再給電方式により混雑が解消できることを確認した。
(昨年度の調査では、基幹系 (最上位電圧送電線 + 東北北海道の一部変圧器) のうちループ系統のみを対象としていたことに
対し、今年度は調査対象を最上位電圧設備 (変圧器含む) としていることから調査対象設備数が増えていることに留意が必要。)

【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・変圧器・フェンス (500kV送電線や500/275kV変圧器等) を前提条件とした簡易的な調査である
- 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(対象設備※1)	系統混雑 (空容量僅か) 【夏季】※2		系統混雑 (空容量僅か) 【冬季】※2	
	移行シナリオ	現行シナリオ	移行シナリオ	現行シナリオ
北海道 (3設備)	2設備	—	1設備	1設備
東北 (—)	—	—	—	—
東京 (11設備)	6設備	1設備	8設備	3設備
中部 (1設備)	1設備	—	1設備	—
北陸 (—)	—	—	—	—
関西 (7設備)	1設備	6設備	1設備	4設備
中国 (4設備)	1設備	4設備	—	4設備
四国 (—)	—	—	—	—
九州 (—)	—	—	—	—
沖縄 (—)	—	—	—	—

※1 対象となる設備数を記載。移行シナリオと現行シナリオにおいて同一の設備であれば、1設備を計上。 ※2 各シナリオごとに設備数を計上。

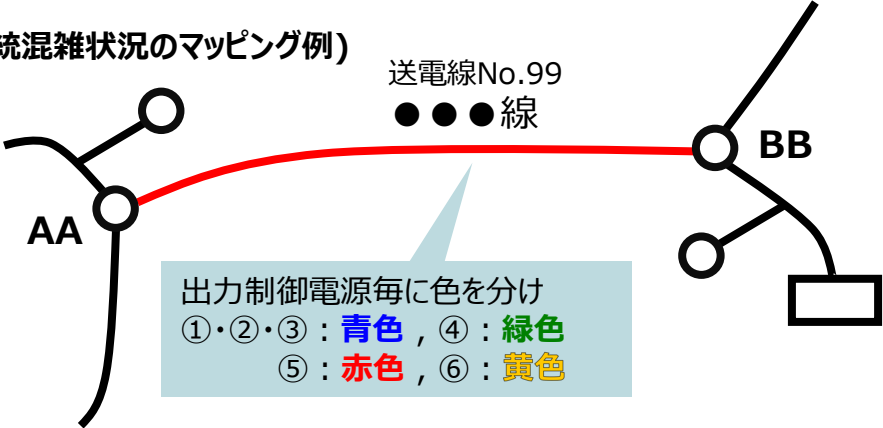
1. 背景・目的
2. 前提条件および算出方法
3. 算定結果
4. 重負荷期における基幹系統の混雑等見通し
5. 情報公表
6. まとめ

- 混雑設備毎の算出結果および系統図を各一般送配電事業者にて公表する（参考資料1～8）。
- 最大混雑（MW）：混雑電力（MW）の年間最大値
- 混雑電力量（MWh）：混雑電力（MW）の年間積分値
- 混雑率（％）：「系統制約による混雑がなかった場合に当該設備に流れる電力量（MWh）」に占める「混雑電力量（MWh）」の割合
- 混雑時間（時間）：混雑が発生している時間
- 最大出力制御（MW）：出力制御電力（MW）の年間最大値
- 出力制御量（MWh）：出力制御電力（MW）の年間積分値
- 出力制御率（％）：「系統制約による出力制御がなかった場合の発電電力量（MWh）」に占める「出力制御量（MWh）」の割合
- 出力制御時間（時間）：出力制御が発生している時間
- なお、電源の出力制御には、系統制約に加えて需給バランス制約によるものもあるため、留意が必要である。

(送電線の記載例)

送電線 No.	送電線名	電圧 (kV)	回線数	最大混雑 (MW)	混雑電力量 (MWh)	混雑率 (%)	混雑時間 (時間)	電源種別	最大出力制御 (MW)	出力制御量 (MWh)	出力制御率 (%)	出力制御時間 (時間)
99	●●●線 (AA～BB)	275	2	100	3,000	1.248	80	①②③計	20	1,600	7.000	80
								④	—	—	—	—
								⑤ PV	40	1,200	2.000	30

(系統混雑状況のマッピング例)



現行の混雑管理における出力制御順（下表）の電源区分を参考に出力制御に関する情報を細分化

現行の混雑管理ルールにおける出力制御順	
①	調整電源
②	ノンファーム電源（火力電源、電力貯蔵システム 等）
③	ファーム電源（火力電源、電力貯蔵システム 等）
④	ノンファーム電源（専焼・地域資源バイオ 等）
⑤	ノンファーム電源（太陽光（PV）、風力（WF））
⑥	ノンファーム電源（長期固定電源、その他バイオ）

- 参考資料1～8の混雑設備毎の詳細情報については、本委員会以降、一般送配電事業者にてHP公表することとし、準備の整ったエリアから移行シナリオおよび現行シナリオ分について適宜公表する。
- なお、2031年度に系統混雑の見通しがなかったエリアにおいても、その旨の情報を公表する。

【ホームページ掲載先】

北海道電力ネットワーク	: https://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html
東北電力ネットワーク	: https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/demand/
東京電力パワーグリッド	: https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/
中部電力パワーグリッド	: https://powergrid.chuden.co.jp/goannai/hatsuden_kouri/takuso_kyokyu/rule/
北陸電力送配電	: https://www.rikuden.co.jp/nw_notification/U_154seiyaku.html
関西電力送配電	: https://www.kansai-td.co.jp/consignment/disclosure/distribution-equipment/index.html
中国電力ネットワーク	: https://www.energia.co.jp/nw/service/retailer/keitou/access/
四国電力送配電	: https://www.yonden.co.jp/nw/line_access/data.html
九州電力送配電	: https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure.html
沖縄電力	: https://www.okiden.co.jp/business-support/service/juyo-and-sohaiden/index.html

- 発電事業者は、各一般送配電事業者が公表する情報で自らが連系する（あるいは連系予定の）送配電設備の混雑見通しを確認することで、**2031年度の出力制御率の見通し※**を把握することが可能。

発電事業者における出力制御見通しの確認方法の一例（ノンファーム型接続の太陽光発電所）

（Step1）混雑管理ルールにおける出力制御順の確認

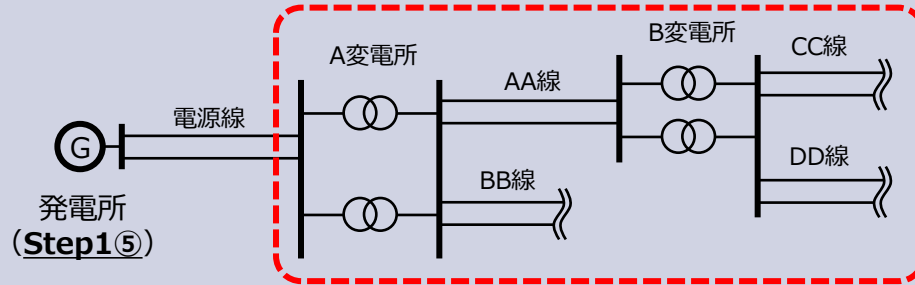
- ・ 現行の混雑管理ルールにおける出力制御順を確認（広域機関HP「[かいせつ電力ネットワーク](#)」参照）

現行の混雑管理ルールにおける出力制御順	
①	調整電源
②	ノンファーム電源（火力電源、電力貯蔵システム等）
③	ファーム電源（火力電源、電力貯蔵システム等）
④	ノンファーム電源（専統・地域資源バイオ等）
⑤	ノンファーム電源（太陽光（PV）、風力（WF））
⑥	ノンファーム電源（長期固定電源、その他バイオ）



（Step2）連系系統（送電線・変電所名）の確認

- ・ 一般送配電事業者との給電申合書や[空容量マップ等](#)を参考に上位も含めた連系系統を確認



（Step3）連系系統の混雑状況の確認（連系系統）

- ・ 一般送配電事業者が公表する系統混雑に関する中長期見通し結果から、連系される送変電設備の混雑状況を確認※

送電線 No.	送電線名	電圧 (kV)	回線数	最大容量 (MW)	混雑電力量 (MWh)	混雑率 (%)	混雑時間 (時間)	電源種別	最大出力制御 (MW)	出力制御量 (MWh)	出力制御率 (%)	出力制御時間 (時間)
1	AA線 (A~B)	275	2	100	3,000	1.250	80	①②③計	20	1,600	7.000	80
								⑤_PV	40	1,200	2.000	30
								⑤_WF	10	200	5.000	20
								⑥	—	—	—	—
								⑦	—	—	—	—
2	CC線 (B~C)	500	2	200	60,000	2.670	300	①②③計	200	60,000	20.000	300
								⑤_PV	—	—	—	—
								⑤_WF	—	—	—	—
								⑥	—	—	—	—
								⑦	—	—	—	—

AA線の系統混雑では、年間2%程度の出力制御の見通し

CC線の系統混雑では、自然変動電源の出力制御見通しはない

※ 連系系統の複数設備で系統混雑が発生している場合には、次頁の考え方の一例を参考に出力制御量を確認する必要がある

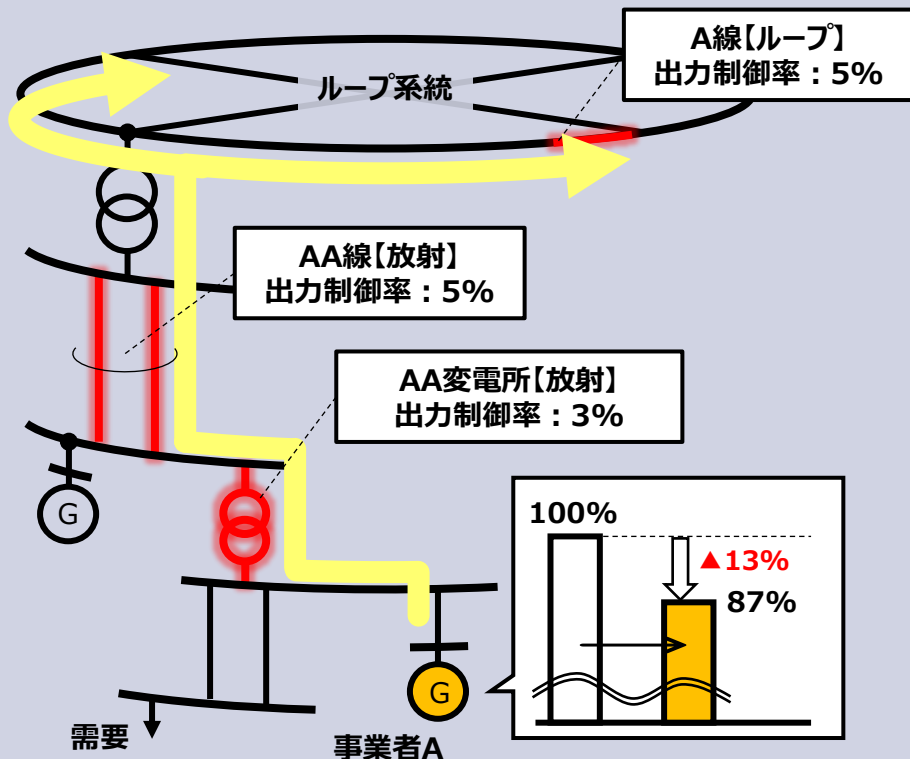
■ 連系系統の複数設備で系統混雑が発生する場合における出力制御率の確認方法の一例は下表のとおり。

ループ系統の混雑箇所が単一設備の場合：放射状系統と合わせて、各出力制御率を加算したもの

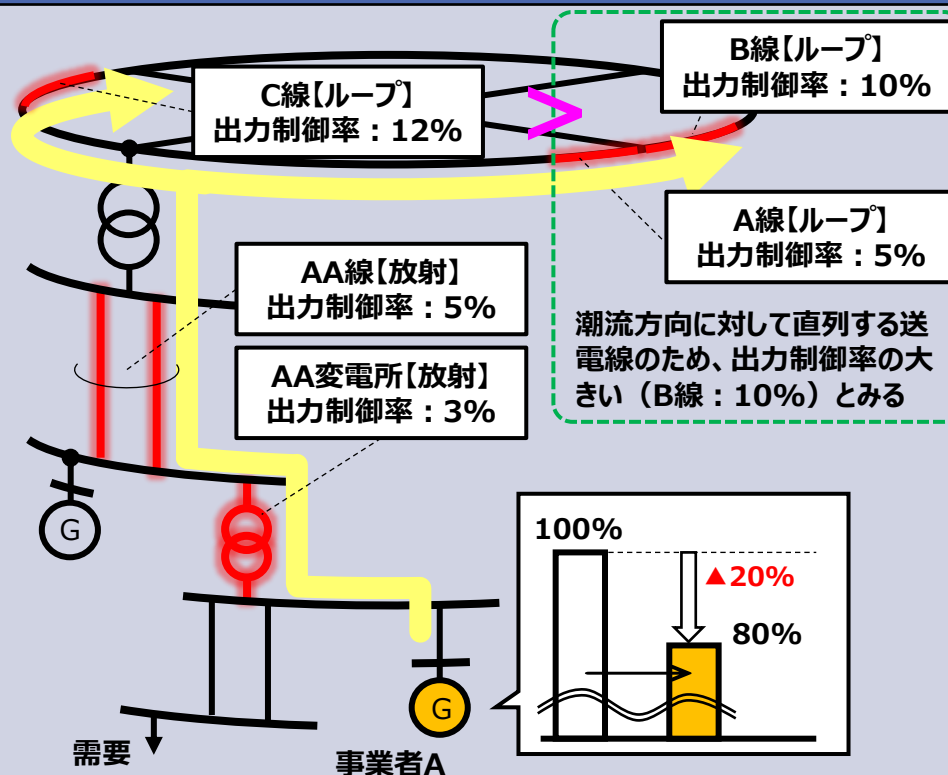
ループ系統の混雑箇所が複数設備の場合：潮流方向に対して直列する送電線は、出力制御率の大きいものを放射系統のそれに加算する。

複数の潮流ルートが存在する場合には、出力制御率が最大となるものを放射系統のそれに加算する。

ループ系統の混雑箇所が単一設備の場合



ループ系統の混雑箇所が複数設備の場合



(参考) 基幹系統とローカル系統の出力制御について

39

- 下表②、③および⑥～⑪については、基幹系統混雑時の出力制御ではP24に記載の再給電方式、ローカル系統混雑時の出力制御ではP34に記載の発電計画の変更が必要になります。
- 下表①、④および⑤については、基幹系統とローカル系統、いずれも再給電方式となります。

出力制御順	出力制御方法	
	基幹系統	ローカル系統
① 調整電源の出力制御※ ¹ (P53参照)	メルिटオーダー	再給電方式
② ノンファーム型接続の非調整電源のうち、火力電源等※ ² の出力制御	一律	再給電方式 発電計画値変更※ ⁹
③ ノンファーム型接続の非調整電源のうち、電力貯蔵システム※ ³ の出力制御※ ⁴	一律	再給電方式 発電計画値変更※ ⁹
④ ファーム型接続の非調整電源のうち、火力電源等※ ⁵ の出力制御	メルिटオーダー	再給電方式
⑤ ファーム型接続の非調整電源のうち、電力貯蔵システム※ ³ の出力制御※ ⁴	メルिटオーダー	再給電方式
⑥ ノンファーム型接続の非調整電源のうち、バイオマス電源※ ⁶ の出力制御	一律	再給電方式 発電計画値変更※ ⁹
⑦ ノンファーム型接続の非調整電源のうち、自然変動電源（太陽光、風力）の出力制御	一律	再給電方式 発電計画値変更※ ⁹
⑧ ノンファーム型接続の非調整電源のうち、バイオマス電源※ ⁷ および長期固定電源の出力制御	一律	再給電方式 発電計画値変更※ ⁹
⑨ 暫定ノンファーム型接続※ ⁸ の非調整電源のうち、バイオマス電源※ ⁶ の出力制御	一律	再給電方式
⑩ 暫定ノンファーム型接続※ ⁸ の非調整電源のうち、自然変動電源（太陽光、風力）の出力制御	一律	再給電方式
⑪ 暫定ノンファーム型接続※ ⁸ の非調整電源のうち、バイオマス電源※ ⁷ および長期固定電源の出力制御	一律	再給電方式

※¹ 揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の蓄電設備の充電、余力活用に関する契約を締結する電力貯蔵システムの放電抑制を含む

※² 混焼バイオマス電源、揚水式発電機を含む

※³ 系統充電をしない併設蓄電設備の場合は併設発電設備と同等に扱う

※⁴ 放電抑制のみ

※⁵ 混焼バイオマス電源（FITを除く）、揚水式発電機を含む

※⁶ 専焼、地域資源（出力制御困難なもの除く）

※⁷ 地域資源（出力制御困難なもの）

※⁸ 暫定ノンファーム型接続：東北北部エリア電源接続案件募集プロセスで実施した、入札対象工事増強完了後は系統を制約なしに利用できるファーム型接続が、混雑時の出力制御を前提に、入札対象工事増強完了前に接続するスキーム

※⁹ ノンファーム型接続するFITインバランス特例③電源は、再給電方式に準ずるスキームで対応し、再給電方式と同様に精算する

1. 背景・目的
2. 前提条件および算出方法
3. 算定結果
4. 重負荷期における基幹ループシステムの混雑等見通し
5. 情報公表
6. まとめ

- 系統混雑に関する中長期見通しについて、2031年度断面を対象に算出を行った。また、算出にあたり、**「移行シナリオ」および「現行シナリオ」の2つのシナリオにて実施**した。
- 混雑設備数については、2030年度想定と比較して両シナリオともに約140設備から約180設備と増加しており、特にローカル系統の増加数が顕著であることから、再エネ導入が拡大している状況がうかがえる。
- 年間出力制御電力量については、2030年度想定と比較して移行・現行シナリオでそれぞれ0.6倍、2.4倍程度となった。移行シナリオにおいては、データセンター等の大規模需要の見直し影響により東京の年間出力制御量が大きく減ったことで、総量としては減少しているものの、それ以外の部分では両シナリオともに増加傾向であり、再エネ導入が拡大している状況がうかがえる。
- 今回の見通しでは、全国のピーク需要断面において移行・現行シナリオでそれぞれ0.2万kW、15万kW程度（全国最大需要の約0.00%、0.09%）、足元で予備率最小となる点灯時間帯（16:00～20:00）では移行・現行シナリオでそれぞれ250万kW、200万kW程度（全国最大需要の約1.52%、約1.24%）の出力制御が必要であること、各エリアの最大出力制御量が一部のエリアでH3需要比の15%を超えることが分かった。
- また、昨年に引き続き、供給力・調整力への影響把握の観点から重負荷期に混雑または空き容量が僅かとなる箇所についても抽出・把握も行った。今後の混雑の進展について把握する観点から、引き続き注視が必要。
- なお、第32回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会において示されているとおり、再給電はあくまでも暫定的な措置であり、できるだけ速やかに市場主導型に移行するよう検討を進めることも重要。
- 今回報告した2031年度の系統混雑に伴う出力制御見通しを踏まえ、**当該系統混雑が供給信頼度へ与える影響や容量市場における混雑系統の電源の扱い、需給調整市場におけるΔkW確保の在り方等について、国の審議会および関連の委員会等と連携し検討を進めていく**（自然変動電源出力制御に関する情報も国に連携）。

以下、参考資料

- 2030年度系統混雑想定の移行シナリオにおいて、LNG火力の多く連系する千葉方面では、LNG火力の高稼働化により、東京500kV系統（500kV佐京フェンス）にて出力制御が多く生じる結果となった。
- なお、東京500kV系統（500kV佐京フェンス）は2029年度想定では混雑していないものの、その一部である新京葉線の空き容量は僅か（23万kW）な箇所であった。



500kV新京葉線

- ・年間最大出力制御電力 約800万kW
(東京エリア 年間最大810万kW)
- ・年間出力制御電力量 約1,120GWh
(東京エリア 年間1,520GWh)
- ・年間混雑時間 約410時間

2031年度想定では、
データセンター需要の見直しにより
出力制御量は大きく減少

項 目		設定内容
需 要		■ 想定需要（1時間値）をエリア内の各母線へ配賦（配賦比率：配賦先の母線ピーク需要／エリアピーク需要）。 ■ 想定需要は、エリア毎の2025年度需実績（1時間値）を「2026年度需要想定※1における2031年度の需要電力量合計（送電端）・最大需要電力（送電端）」となるよう補正した値とする。
電 源 構 成	再エネ	■ 想定発電量（1時間値）をエリア内の各母線へ配賦（配賦比率：配賦先の母線設備量／エリア内設備量）。 ■ 想定発電量は、各一般送配電事業者が公表する2025年度の燃種毎の供給実績（1時間値）に設備量比率（2031年度末想定設備量／2025年度設備量）を乗じたものとする。 ■ 想定設備量は、連系済み電源＋2031年度末までに運開予定の契約申込済み電源等※2とする。
	火 力	■ 2026年度供給計画にて2031年度末までに運用開始を予定している電源および契約申込済の電源を想定（2031年度中に長期計画停止の電源は非稼働で想定）。 ■ 稼働率、所内率、最低出力、起動費、起動停止時間、燃料費等を燃種単位で設定し、広域メリットオーダーシミュレーション※3における最適化計算の結果として起動停止も含めて発電出力を算出。 ■ 発電単価は、2025年の発電コスト検証ワーキンググループを参照し、燃種単位で設定。
	原子力	■ 再稼働実績があるユニット、および具体的な再稼働時期や再稼働見通しが示され、2031年度末までに再稼働を予定しているユニット計17基について稼働想定。 ■ 設備利用率は、震災前過去30年間の設備平均利用率（72.8%）を設定。 ■ 所内率を考慮した最大出力にて、年間を通してマストラン運転とする。
	揚水・蓄電池	■ 2026年度供給計画にて2031年度末までに運用開始を予定している電源および契約申込済の電源を想定。 ■ 週間単位で上池水量を4割に戻す条件のもと、広域メリットオーダーシミュレーションにおける最適化計算の結果として揚水（充電）出力・発電（揚水）出力を算出。

※1 電力広域的運営推進機関「2026年度 全国及び供給区域ごとの需要想定について（2026年1月21日）」より

※2 高・低圧の場合、対策工事や発電所建設に要する期間が特別高圧に比べて短いため、接続契約申込状況からの見通しよりも、地点の推移より想定することの方が蓋然性が高いと考えられるため、過去3年間の導入実績の平均値×年数分で加算

※3 LNG火力のうち、夏季における出力低下率が一定以上のユニットについては、夏季の定格出力を12%減として設定

	発電種別	出力計算式	所内率	出力範囲
再エネ	太陽光	時間毎の固定値[MW]（+出力抑制分 該当断面）	—	—
	風力	時間毎の固定値[MW]（+出力抑制分 該当断面）	—	—
	バイオマス	時間毎の固定値[MW]（+出力抑制分 該当断面）	—	—
	一般水力（揚水除く）	時間毎の固定値[MW]	—	—
	地熱	時間毎の固定値[MW]	—	—
火力	石炭 （IGCC, USC, SC SUB-C）	ユニット毎設備量 × （１－所内率） × 稼働率 × 出力範囲	5.6%※1	0, 30～100%※3
	LNG （MACC, ACC, CC）		2.2%※1	0, 20～100%※3
	LNG（Conv）		4.8%※1	
	石油			0, 30～100%※3
原子力	—	ユニット毎設備量 × （１－所内率） × 稼働率 × 出力範囲	4.0%※1	0, 100%
揚水・ 蓄電池	揚水	ユニット毎設備量 × （１－所内率） × 出力範囲	0.4%※2	-100%（充電）～100%（放電） ※充放電効率（揚水）：70%※4 ※充放電効率（蓄電池）：90%※5
	蓄電池			

- ※1 発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2025年）における「各電源の諸元一覧」より
 ※2 発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2021年）における「各電源の諸元一覧」より
 ※3 「再生可能エネルギー技術報告書（第2版）」（NEDO）より
 ※4 2022年3月の東日本における電力需給ひっ迫に係る検証取りまとめ（2022年7月）より
 ※5 第2回 定置用蓄電システム普及拡大検討会（2020年12月10日）資料4より

燃 種	燃料費+CO2対策コスト 単価 [円/kWh] ※1,2	変化率制約	調整力供出能力	起動費[円]※3 (設備容量[MW])	起動停止時間※4	一日あたりの 起動回数上限※4
IGCC	移行シナリオ：16.7 現行シナリオ：9.1	制約なし	(稼働時出力－最低出力) を下げ代, (最大出力－稼働時出力) を上げ代として それぞれ拋出可能とする	設備容量×13,000	8時間	1回
USC	移行シナリオ：19.1 現行シナリオ：10.4					
SC	移行シナリオ：20.6 現行シナリオ：11.2					
SUB-C	移行シナリオ：21.1 現行シナリオ：11.5					
MACC	移行シナリオ：14.2 現行シナリオ：13.0			設備容量×1,000 + 1,000	4時間	2回
ACC	移行シナリオ：14.8 現行シナリオ：13.4					
CC	移行シナリオ：17.2 現行シナリオ：15.7					
Conv	移行シナリオ：20.0 現行シナリオ：18.3			設備容量×5,000	8時間	1回
石油	移行シナリオ：33.2 現行シナリオ：27.8			設備容量×20,000 + 3,000		

※1 移行シナリオは、発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2025年）における発電コストレビューシートを用いて2031年度の発電コストを算出

※2 現行シナリオは、2029年度系統混雑の見通し算定に使用した発電コスト

※3 「長期エネルギー需給見通しを前提としたアデカシー確保に関する定量的評価」から設定（2016, 電力中央研究所）

※4 第38回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019年4月19日）資料3-2より

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分の上げ代を火力・電力貯蔵装置で確保。
連系線	■ 2026年度供給計画における2031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 中部関西間連系設備（工事の完了予定時期：2030年6月） ■ なお、現在計画策定プロセスを進めている「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2031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、以下の送電線を除き2031年度の長期運用容量を使用する。 東北東京間連系線は、第85回本委員会の内容を踏まえ個別に運用容量を設定。 中部関西間連系線は、第78回本委員会の内容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

- 2031年度における想定設備量は、右下表のとおりであり、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、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した。

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。

8

	2031年度混雑想定用 [万kW]
火力	13,918
原子力	1,662
一般水力	2,233
揚水	2,668
風力	2,142
太陽光	9,709 (+ 267)
地熱	60
バイオ	734
蓄電池	2,409 (+ 1,179)

出所) 第50回 系統ワーキンググループ (2024年3月11日) 資料2より抜粋

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/050_02_00.pdf#page=8

(対昨年度想定値。差異が大きい箇所を記載。)

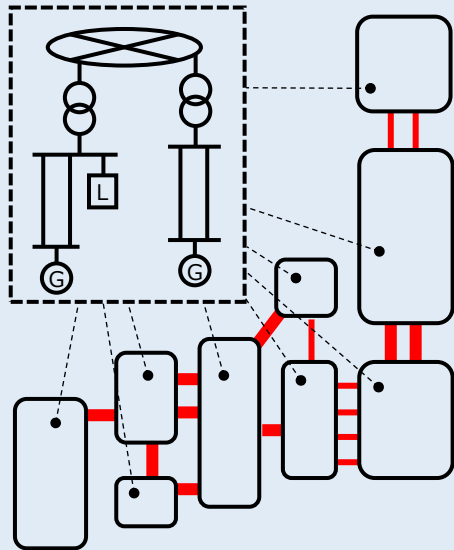
- 広域SIMでは、下位系統から混雑処理する現行制度を踏まえ、**下図のステップにより、段階的に系統混雑に伴う混雑量および出力制御量を算出**（各Stepの詳細は後述のとおり）。

Step1

放射状系統の混雑想定
（混雑・出力制御量の算出）

【制約条件】

- ・連系線**制約あり**
- ・地内系統**制約なし**

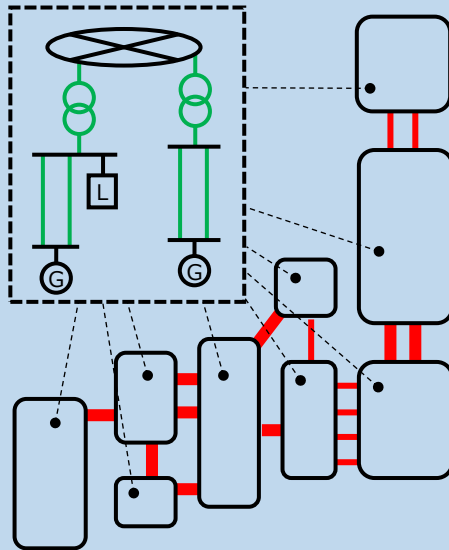


Step2

ループ系統の混雑想定
（混雑量の算出）

【制約条件】

- ・連系線**制約あり**
- ・地内放射状系統**制約あり**
- ・その他、地内系統**制約なし**

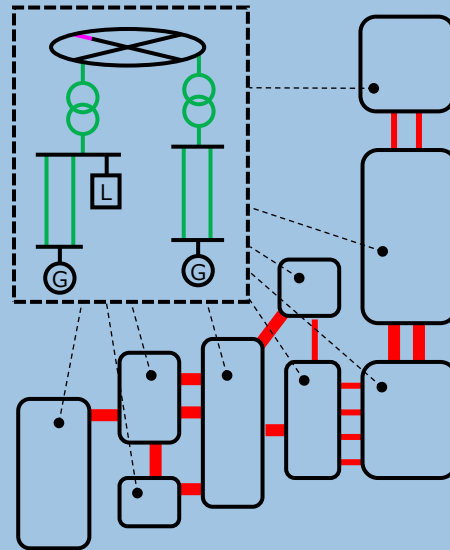


Step3

ループ系統の制御量算出
（混雑設備毎の制御量の算出）

【制約条件】

- ・連系線**制約あり**
- ・地内放射状系統**制約あり**
- ・Step2混雑系統**制約あり**
（混雑設備単位）
- ・その他、地内系統**制約なし**

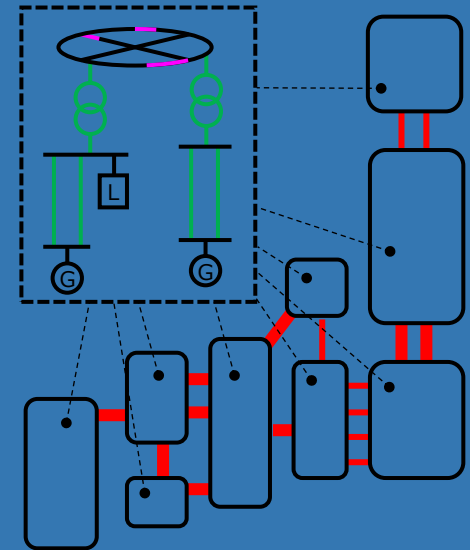


Step4

ループ系統の制御量算出
（エリア毎の制御量の算出）

【制約条件】

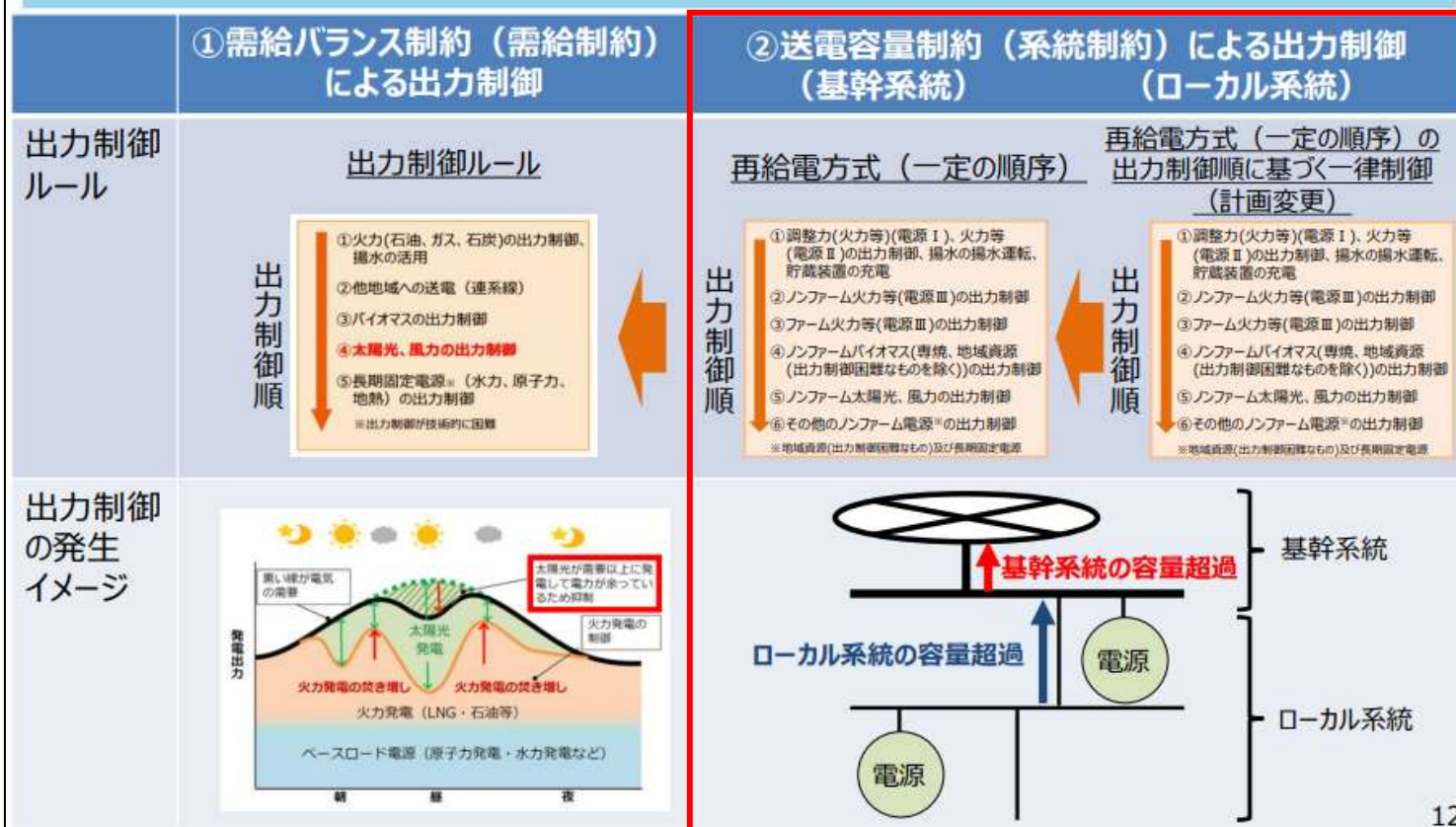
- ・連系線**制約あり**
- ・地内放射状系統**制約あり**
- ・Step2混雑系統**制約あり**
（エリア単位）
- ・その他、地内系統**制約なし**



- 現行の出力制御ルールにおいては、下位系統から順に混雑処理を行うこと整理されていることから、前頁のとおり、下位系統から混雑処理することを前提に系統混雑量を算出している。

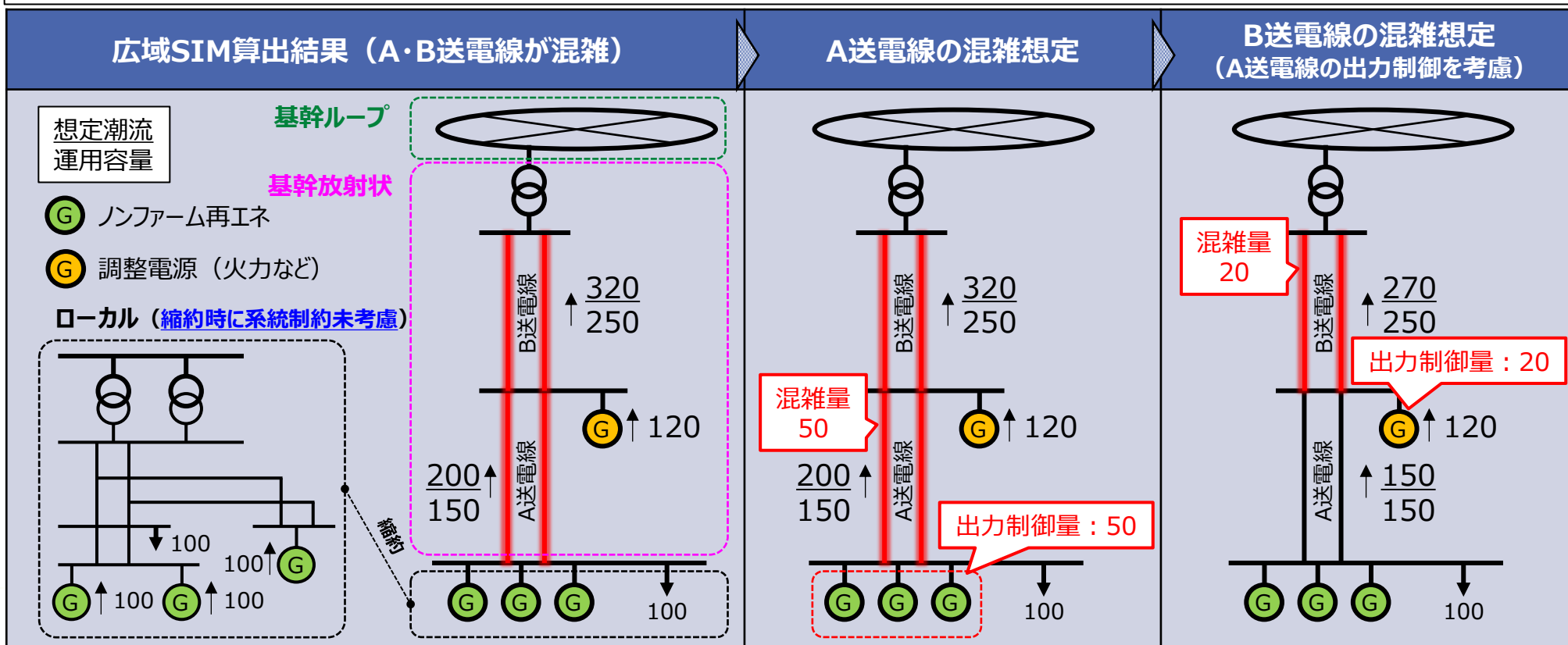
(参考) 出力制御ルール

- 出力制御には、①エリア全体の需給バランスによるものと、②個別の送変電設備（基幹系統、ローカル系統）の容量によるものが存在。



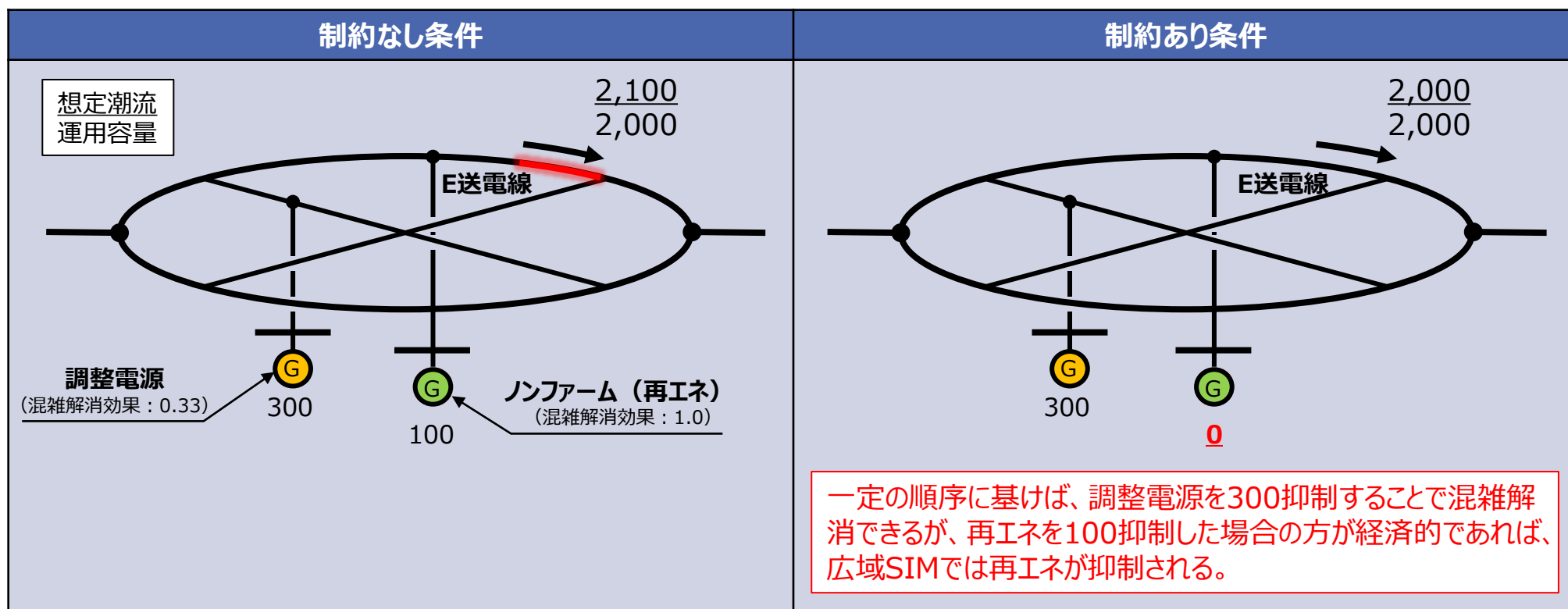
12

- Step1では、地域間連系線のみ運用容量制約を設定した条件（所謂、前日スポット取引を簡易的に表現）にて、広域SIMで算出した想定潮流値を参考に一般送配電事業者にて混雑想定を実施する。
- なお、下表のような直列設備で系統混雑が同時発生する場合、下位系統の混雑処理後の潮流状況で、上位系統の混雑想定を実施する（**混雑量や出力制御量の重複計上を防止**）。
- また、定例的な中長期見通しの算出スケジュールの都合上、基幹・ローカル系統の算出を同時並行で実施せざるを得なかったことから、広域SIMにおいて、**ローカル系統を縮約する際には系統制約を考慮していない**ことに留意が必要（**基幹系統混雑結果は実需給断面よりも過酷側で評価**）。



- ループ系統内で系統混雑が同時発生するような場合、系統混雑発生時の潮流方向に対して末端側の混雑設備から混雑処理したうえで、その上流の混雑設備の混雑想定すれば、放射系統（Step1）と同様に、**混雑量や出力制御量の重複計上を防止**することが可能。
- しかしながら、**基幹ループシステムの潮流方向は変わり得ること、出力制御後の潮流想定には広域SIMによる算出が必要**であることから、算出期間を勘案し、あくまでも設備単位毎に出力制御率を算出したものを公表する。
- そのため、ループ系統における複数の混雑設備の出力制御対象となる発電事業者は、一般送配電事業者が公表する系統混雑に関する中長期見通しの算出結果（参考資料1～7）を**単純に加算すると過大な出力制御の見通しになってしまうことから、同一グループの最大値のみを参照するよう留意が必要**。

- 基幹ループ系統混雑に対して、再給電方式（一定の順序）に基づいて出力制御する場合、**混雑解消コストが大きくなる**可能性があることから、例外的に、一般送配電事業者がS + 3 Eを大前提に一定の順序以外の方法で一般送配電事業者が出力制御することが認められている。
- これを踏まえ、今回の基幹ループ系統の混雑箇所の出力制御量の算出にあたっては、**当該混雑箇所の“運用容量制約なし”“および”制約あり”の電源出力の差分を参考に一般送配電事業者にて出力制御量を算出した。**



- 基幹系統で系統混雑が発生した場合には、再給電方式により予め定められた一定の順序に基づき出力制御がなされるが、**ループ系統の場合には、混雑解消コストが大きくなる**可能性がある。
- そのため、第37回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2021年11月30日）では、上記の場合には、**S+3Eを大前提に、一定の順序以外の方法で出力制御できると整理**された。

(2) 課題①：出力制御順

- 再給電方式においては、ファーム型接続適用の非FIT電源である火力等について、当面経過措置を設定しない方針とした。このため系統混雑時には、**ファーム型・ノンファーム型を問わず、火力等はまず最初に出力制御される。**
- また、需給バランス維持のための出力制御ルールと同様、ノンファーム型接続適用の非化石電源の中では、当面は**バイオマス電源を制御した上で、自然変動電源を出力制御**することとした。
- その他のノンファーム型接続適用の非化石電源（※）は、上記の非化石電源を全て出力制御した上で、なお混雑解消に必要な場合に限り、出力制御されることとなる。

※地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源（原子力、地熱、水力（揚水式を除く））

【再給電方式（一定の順序）による出力制御のルール】

1. 一般送配電事業者があらかじめ確保する調整力（火力等）（電源Ⅰ）及び一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる火力発電等（電源Ⅱ）の出力制御、揚水式発電機の揚水運転及び需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電
2. 一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等（電源Ⅲ）の出力制御
3. ノンファームバイオマス（専従バイオマス、地域資源バイオマス（出力制御が困難なものを除く））電源の出力制御
4. ノンファーム自然変動電源（太陽光・風力）の出力制御
5. その他のノンファーム電源（※）の出力制御

※地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源（原子力、地熱、水力（揚水式を除く））

- **S+3Eを大前提に、例えば、以下の場合においては、一定の順序以外の方法で出力制御できるものとしてはどうか。**

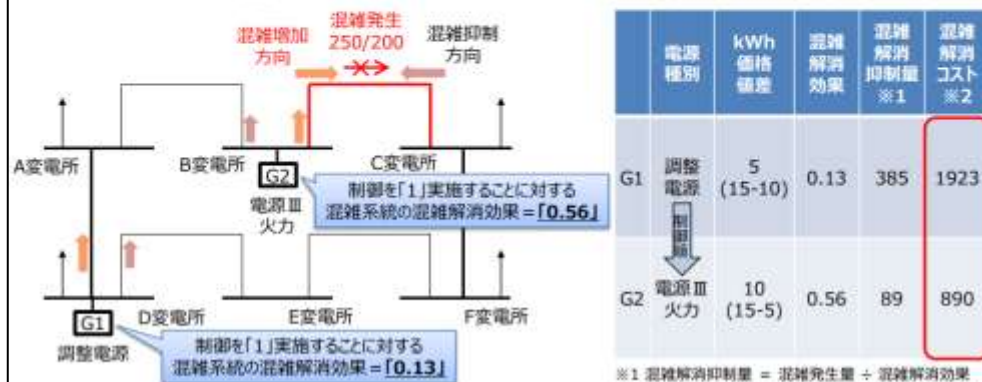
- ・ 混雑解消に効果の低い電源を先に制御する場合（例：ループ系統の場合）
- ・ 安定供給に支障が生じる可能性がある場合

25

(参考) ループ系統における混雑解消のイメージ

- ループ系統において、混雑解消のために一定の順序に基づく出力制御を適用する場合、混雑解消効果が小さい調整電源が制御された後に、電源Ⅲや非化石電源が制御されることで、混雑解消コストが大きくなる可能性がある。
- このため、ループ系統における出力制御ルールとしては、一定の順序によらず、混雑解消コストを最小とするような電源を制御する方法も考えられる。

＜ループ系統における混雑解消のイメージ（調整電源と電源Ⅲ火力の比較）＞



※1 混雑解消抑制量 = 混雑発生量 ÷ 混雑解消効果

※2 混雑解消コスト = kWh価格値差 × 混雑解消抑制量

28