

今後の供給信頼度評価の課題整理について (報告)

2026年9月29日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局

- 供給信頼度評価については、再エネ大量導入を踏まえ、年間8760時間を対象とした確率論的必要予備力算定手法(EUE評価)を行っている。
- これまで本委員会において、容量市場の必要供給力の考え方や供給計画・需給検証での需給バランス評価の整理を進めてきた。
- 加えて、需給状況の変化を踏まえ、EUE評価の精度向上に向けて、連系線の実運用織り込みや算定断面の細分化、計画停止・計画外停止に関する検討を進めてきた。
- 今年度、整理が必要と考えられる供給信頼度評価に関する課題について、ご報告する。

これまでの
本委員会
の対応

✓ 8760時間評価の
供給信頼度手法
(EUE) の導入

✓ 容量市場の必要
供給力の考え方
の整理

✓ 供給計画・需給検証
の考え方の整理

✓ 需給状況の変化を
捉えた供給信頼度
評価の整理

現状

✓ EUE算定断面の細分化にあたり、計算の前提が大きく変わることから、検討すべき点がないか精査が必要

✓ 現行の供給信頼度評価ツールでは地内系統の混雑影響を考慮できていない

✓ EUEと予備率の関係性が複雑化しており、維持すべき供給信頼度水準が明確になっていない

今後の供給信頼度評価に向けた課題整理が必要

【参考】供給力の見通しと確保するための仕組み（2024年度以降）

中長期（1年超）				短期（1年以内）	
供給計画				電力需給検証	
需要	一般送配電事業者が、電力広域機関が公表する経済見通し、その他の情報、直近の需要動向、過去の需要の実績、供給区域の個別事情等を考慮し需要を想定			供給計画のH3需要をベースに 猛暑・厳寒H1需要を想定	
供給力	供給力は、(a-b-c-d)等による1時間平均電力の合計 a:発電所及び蓄電所の設備容量 b:大気温及びダム水位低下等の影響による能力減分 c:計画補修等による停止電力 d:最大需要電力発生時に必要となる所内消費電力 (自家消費電力がある場合はそれも含む)			供給計画をベースに、至近の状況を反映	
電力需給 バランス検証	全国大及び各エリアの前年度及び第一・二年度の電力需給バランスを評価（短期） 全国大及び各エリアの第三年度～第十年度の電力需給バランスを評価（長期）			猛暑・厳寒H1需要に対して 予備率3%の確保の確認	

目的	容量市場 (メインオークション)	長期脱炭素電源 オークション	予備電源	電源入札	容量市場 (追加オークション)	kW公募
	中長期的な 供給力の確保	脱炭素電源による 供給力の確保	大規模災害等に 備えた供給力の予備	供給力確保を担保する セーフティネット	中長期的な供給力 確保の補完	
供給時期	4年後	電源種別※	2～3年後	(不定期)	実需給1年前	実需給数ヶ月前
費用負担	容量拠出金（小売） （一部託送料金）		託送料金		容量拠出金（小売） （一部託送料金）	託送料金

※原子力：17年、水力：12年、水素・アンモニア混焼改修：11年 等

3



- 端境期のうち特異な傾向である6月の厳気象対応の考え方や運用容量の設定の考え方など、供給信頼度評価における課題整理を行った。

検討事項		現状の取扱い
①	端境期のうち特異な傾向である6月の厳気象対応の考え方の整理が必要ではないか	特に高需要となった2022年6月の状況を踏まえ、6月の厳気象H1需要想定の方を検討することにした ⇒ 6月の厳気象H1需要想定は、引き続き広域手法を採用したうえで、厳気象対応は、月前半・後半での需要傾向の違いを考慮した暫定手法により算出（第106回本委員会）
②	供給信頼度評価の考え方の詳細について、改めて見直すべき事項、反映すべき運用実態はあるか	必要供給力算定の諸元となる需要実績や連系線増強等の変化を速やかに反映している ⇒ ある程度の蓋然性が期待できる範囲において、運用容量の30分細分化を適用（第105回本委員会）
③	年間EUEが供給信頼度基準（目標停電量）を超えている主な要因が連系線運用容量の場合の考え方について整理が必要ではないか	運用容量検討会で定められた年間運用容量をもとに供給信頼度評価を行っている ⇒ 一部連系線において、負荷制限織り込みを反映した運用容量を適用（第105回本委員会）
④	地内系統の混雑を考慮した供給信頼度評価の考え方の整理が必要ではないか	現行供給信頼度評価ツールでは簡易的に混雑状況を想定する機能しか具備できていないため、地内系統の混雑影響は考慮できていない ⇒ 評価ツールPLEXOSにより、地内系統混雑影響を考慮した計算が一定程度できることは確認し、継続検討とした（第109回本委員会）

■ EUE算定断面の細分化、計画停止・計画外停止、地内系統混雑、EUEと予備率の関係性など、供給信頼度評価における課題整理を行った。

検討事項		現状の取扱い
①	EUEによる需給バランス評価について、月を前半・後半等に細分化することで、より合理的な評価を行うことができるのではないか。	6月の厳気象対応は、月前半・後半の考え方を元にした暫定対応により必要供給力を算定 - EUEツールは月単位の評価を行う仕様であり、月の細分化による評価にはツール改修が必要 ⇒ ツール改修までは24断面を考慮した12断面評価を行い、ツール改修後は前12か月を前後半に細分化した24断面で需給バランス評価を行う（第115回本委員会）
②	至近3カ年平均の実績から算定し、3年周期で見直すこととしているEUE算定向け計画外停止率について、2022年度～2024年度の実績による見直しが必要。	2019年度～2021年度の実績から算定したEUE算定向け計画外停止率を適用している ⇒ 2022年度～2024年度の実績から算定したEUE算定向け計画外停止率を適用（第115回本委員会）
③	今般の需給ひっ迫等で補修停止計画の調整が発生している状況ならびに2025年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見の内容を踏まえ、年間計画停止可能量及び追加設備量の考え方を改めて整理する必要があるのではないか。	2019年度供給計画の計画停止量を参考に、年間計画停止可能量1.9か月を確保するための追加設備量を算定 2020～2022年度供給計画における計画停止量は1.9か月で据え置きとし、継続して状況を注視することとしている ⇒ 年間計画停止可能量2.4か月を確保するための追加設備量を算定する（第115回本委員会）
④	地内系統の混雑を考慮した供給信頼度評価の考え方の整理が必要ではないか。	- 評価ツールPLEXOSにより、地内系統混雑影響を考慮した計算が一定程度できることは確認し、継続検討としている ⇒ 系統モデルの作成を進めるほか、地内系統混雑が進展した際の供給信頼度評価・供給力確保の仕組みを継続検討とした（第120回本委員会）
⑤	予備率とEUEの関係性の整理が必要ではないか。	2025年度供給計画取りまとめ時点においては、東京・九州エリアはEUEが基準を超過しているものの、予備率には余裕があると判断した ⇒ 供給信頼度の指標および基準の在り方について継続検討とした（第116回本委員会）

- 足元の需給状況、各委員会での議論状況、また今後想定される環境変化をもとに改めて検討が必要と考えられる項目を以下の通り抽出した。

検討事項		現状の取扱い
①	EUE算定断面の細分化にあたり、ツールが24断面評価に対応可能となったが、算定の前提条件が変わることから、見直すべき点がないか整理が必要ではないか。 (昨年度検討課題①を継続検討)	- ツール改修までは、春季・秋季厳気象対応分について、6月に適用した簡易的手法を春季・秋季各月に適用し、24断面を考慮した12断面評価を行う - ツール改修後は、全12か月を前後半に細分化した、24断面で需給バランス評価を行う
②	地内系統の混雑を考慮した供給信頼度評価の考え方の整理が必要ではないか。 (昨年度検討課題④を継続検討)	- 評価ツールPLEXOSにより、地内系統混雑影響を考慮した指標値計算が可能なことを確認し、系統モデルの作成を進める - 地内系統混雑が進展した場合の供給信頼度評価および供給力確保の仕組みも検討する
③	予備率とEUEの関係性の整理が必要ではないか。 (昨年度検討課題⑤を継続検討)	現状の供給信頼度評価は妥当と言えるものの、供給信頼度評価の目的や供給力確保に向けた方策の議論状況を踏まえつつ、供給信頼度の指標及び基準の在り方について継続検討としている

<①EUE算定断面の細分化> 需給バランス評価の精緻化

7

- 第87回電力・ガス基本政策小委員会（2025/3/31）において、2026年度以降の供給計画及び需給検証より、これまで未確認であった断面の需給バランスを確認することを目的に、全ての月を前後半に細分化し、より詳細に需給バランス評価を行うと整理された。
- 2026年度供給計画においては、補完的確認のH3予備率評価については前後半に細分化する一方、EUE評価については、制度面・ツール面で一定の準備期間を要するため、継続検討と整理された。

月別需給バランス精緻化に向けた検討②

- 2026年度以降の供給計画では、月を前後半に細分化した需給バランスを確認する方向で検討を進めていく。なお、EUEによる需給バランス評価は、制度面・ツール面で一定の準備期間を要するため、継続検討とする。
- また、2026年度以降の需給検証についても、厳気象H1の需給バランス評価も同様の評価方法にて行う。
- 今後、月の需給バランスを細分化するに当たっては、電気事業法施行規則、供給計画届出書のガイドライン等の各種改正等が必要となるため、2025年度中に必要な準備を進めるとともに、全ての月を前後半に細分化することの妥当性等の検討も行う。

供給計画の様式改正等に向けたスケジュール（概）

	2024年度	2025年度	2026年度
各種ルール改正等	※3月	10月 施行規則・需給想定要領改正 12月 ガイドライン記載要領改正・新様式公表	
評価時期	3月 2025年度供給計画	5月 需給検証（夏） 9月 需給検証（冬）	3月 2026年度供給計画 5月 需給検証（夏） 9月 需給検証（冬）
評価対象断面	各月 指定断面 （月間・前半・後半のうち1断面）		各月 前半・後半断面

※スケジュールに記載の時期はあくまで目安を示す

出典：第107回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2025/3/19）資料1

29

参考：月別需給バランスの評価方法の見直し案について

28

- 現状は、供給計画の記載要領に基づき、月の前後半の需要変動等を考慮した指定断面（月間・前半・後半のうち1断面）で需給バランスを確認している。
- 一方で、昨今の温暖化等の環境変化により、供給計画において需給バランスが未確認の断面で需給ひっ迫等が発生したケースもあり、より詳細に需給バランスを確認していく必要性が高まっている。
- 対応策として、全ての月を前後半に細分化することで、これまで未確認であった断面※においても需給バランスを確認することが可能となる。
- 上記対応策は、2026年度供給計画に向けて準備を進め、併せて各事業者からは前後半に細分化した供給計画の提出を求めるよう検討していく。

■ 東京エリアの需給バランスの一例

※東京エリアは6・7月前半、9・3月後半が未確認



【出典】

左図：第87回電力・ガス基本政策小委員会（2025/3/31）資料5

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/087_05_00.pdf

右図：第107回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2025/3/19）資料1

https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_107_01.pdf

＜①EUE算定断面の細分化＞

(参考)2026供給計画における補完的確認のH3予備率評価(2026年度)

- 2026年度より、第1・2年度の補完的確認のH3予備率評価において、全12か月を前後半に細分化した24断面にて需給バランス評価を行っている。

3.(2) 供給力(kW)の補完的確認(2026年度・予備率)

14

■ 第1年度(2026年度)の予備率は、**全ての月・エリアで11%を上回った。**

● 2026年度 各エリアの月毎の予備率(連系線活用後)

	4月		5月		6月		7月		8月		9月	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
北海道	20.8%	26.7%	39.6%	42.3%	45.0%	42.7%	27.7%	26.2%	30.5%	31.1%	26.8%	28.9%
東北	19.2%	26.7%	38.1%	42.3%	45.0%	53.7%	27.7%	26.2%	30.5%	32.5%	32.2%	28.9%
東京	19.2%	13.3%	24.8%	15.4%	20.8%	18.8%	16.8%	14.7%	15.0%	15.1%	24.0%	25.6%
中部	29.8%	28.7%	30.0%	25.1%	29.4%	27.4%	23.4%	16.3%	15.3%	15.7%	24.0%	27.0%
北陸	29.8%	28.7%	30.0%	25.1%	29.4%	27.4%	23.4%	16.3%	15.3%	15.7%	24.0%	27.0%
関西	29.8%	28.7%	30.0%	25.1%	29.4%	27.4%	23.4%	16.3%	15.3%	15.7%	24.0%	27.0%
中国	29.8%	28.7%	30.0%	30.5%	39.0%	35.2%	26.1%	16.3%	15.3%	15.7%	24.0%	35.1%
四国	71.2%	70.2%	73.6%	72.3%	77.3%	63.3%	45.6%	36.8%	33.5%	27.2%	39.2%	41.3%
九州	29.8%	28.7%	30.0%	30.5%	39.0%	38.3%	26.1%	16.3%	15.3%	15.7%	24.0%	35.1%
沖縄	61.7%	63.3%	46.3%	36.1%	24.7%	26.4%	25.9%	27.9%	25.3%	25.3%	33.7%	33.7%

	10月		11月		12月		1月		2月		3月	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
北海道	29.9%	26.9%	23.3%	28.3%	25.7%	25.1%	18.6%	19.4%	19.2%	27.0%	26.3%	30.6%
東北	24.1%	25.3%	23.3%	21.5%	25.7%	25.1%	18.6%	19.4%	19.2%	19.9%	22.3%	26.4%
東京	22.1%	19.1%	16.6%	20.8%	17.6%	25.1%	18.6%	19.4%	19.2%	19.9%	21.6%	26.4%
中部	22.1%	19.1%	16.6%	20.8%	11.3%	15.0%	13.0%	16.3%	16.2%	15.1%	21.6%	26.4%
北陸	22.1%	19.1%	16.6%	20.8%	11.3%	15.0%	13.0%	16.3%	16.2%	15.1%	21.6%	26.4%
関西	22.1%	19.1%	16.6%	20.8%	11.3%	15.0%	13.0%	16.3%	16.2%	15.1%	21.6%	26.4%
中国	25.8%	22.6%	16.6%	20.8%	11.3%	15.0%	13.0%	16.3%	16.2%	15.1%	21.6%	29.0%
四国	34.8%	44.6%	41.0%	47.8%	13.7%	18.8%	27.9%	27.6%	21.2%	16.4%	44.2%	32.4%
九州	25.8%	22.6%	16.6%	20.8%	11.3%	15.0%	13.0%	16.3%	16.2%	15.2%	21.6%	29.0%
沖縄	47.1%	47.1%	51.5%	42.4%	62.6%	74.1%	74.0%	57.9%	69.5%	69.5%	57.2%	72.3%

(注) 本評価は地域間連系線の空容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用
 7・8月の北海道から九州エリアについては太陽光と需要の相関等を踏まえた追加供給力を適用
 長期脱炭素アクション落札分で供給計画に計上したものを広域調整で加算

○空容量 = ①(運用容量) - ②(マージン)

①:「2026～2035年度の連系線の運用容量(年間・長期) 2026年3月1日:本機関」を基に一部連系線(中国九州間)は運用容量の30分細分化を反映した値

②:「2026・2027年度の連系線のマージン(年間)」、マージン設定の考え方及び確率理由(2026年3月1日:本機関)を考慮のうえ算出した値

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

※沖縄エリアは最小予備率断面

【出典】第117回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2026/3/16) 資料1

https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/chousei_jukyu/117/chousei_117_01.pdf

<①EUE算定断面の細分化> EUE評価における算定断面細分化の取り扱い

- 2026年度にEUEツールの改修を進めることで、2027年度初頭より全ての月を前後半に細分化した24断面評価が実現可能となる見込み。そのため、2026年度中は24断面を考慮した12断面評価（簡易的評価）を行い、2027年度以降は24断面評価を行うと整理した。
- 一方、供給計画長期断面については、前後半の需要を過去実績に基づき定めることになるため、相対的に蓋然性が低下することから、2027年度以降も24断面評価を適用せず簡易的評価を継続すると整理した。

(参考)適用時期のイメージ 35

■ 容量市場における具体的対応は、国や容量市場検討会と連携して進めていく。

年度	2025	2026	2027	2028	2029
供給計画	短期断面 2026取りまとめ 簡易的評価	2027取りまとめ 簡易的評価	2028取りまとめ 24断面評価	2029取りまとめ 24断面評価	2030取りまとめ 24断面評価
	長期断面 2026取りまとめ 簡易的評価	2027取りまとめ 簡易的評価	2028取りまとめ 簡易的評価	2029取りまとめ 簡易的評価	2030取りまとめ 簡易的評価
容量市場	メインAX	実需給:2030 簡易的評価	実需給:2031 24断面評価	実需給:2032 24断面評価	実需給:2033 24断面評価
	追加AX	終了	実需給:2028 24断面評価	実需給:2029 24断面評価	実需給:2030 24断面評価
	容量停止計画調整	終了	実需給:2028 現状対応	実需給:2029 現状対応	実需給:2030 簡易的評価

↑ ツール改修完了目途

<①EUE算定断面の細分化>

24断面を考慮した12断面評価（簡易的評価）の概要

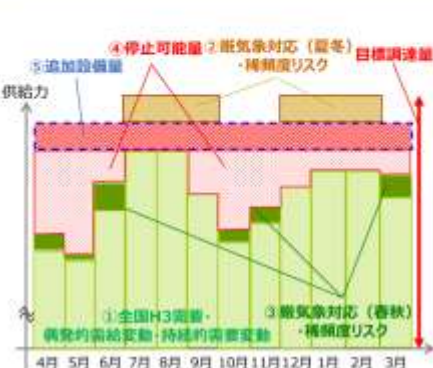
10

- 簡易的評価においては、春季・秋季の厳気象対応分について、月の前後半の需要差を考慮して算出したのちに月平均化する手法によって算出し、12断面評価で目標停電量を算出する。
- 簡易的評価を適用した年間EUE評価では、春季・秋季については、前半・後半の供給力の平均を用いて評価する。

24断面を考慮した12断面評価（簡易的評価）まとめ

29

- ツール改修完了までの24断面を考慮した12断面評価（簡易的評価）では、厳気象対応分について、以下の対応を実施することである。
 - 春季・秋季の厳気象対応分について、これまで6月の厳気象対応分を算定する際に、前後半の需要差を考慮して、前後半それぞれで算出したのちに平均化する簡易的手法を実施してきたが、この簡易的手法を春季・秋季各月に適用する。
- なお、供給信頼度での必要供給力は月平均化したものの、実務的には補修停止時期を適切に調整することが必要であり、このような課題についても今後検討を深めていく必要がある。



項目	具体的対応
H3需要想定・ ① 偶発的需給変動・ 持続的需要変動	全12か月を月間値のH3需要想定を元に算出
② 厳気象対応 (夏冬)	夏季・冬季それぞれにおいて、夏季・冬季の厳気象H1需要想定に対応する必要供給力とH3需要想定に対応する必要供給力との差を求め、その両方を満たす値とする 必要量は月間値のH3需要ベース
③ 厳気象対応 (春秋)	6月の簡易的手法を各月に適用して、前後半の需要を考慮して算出し、各月の値を採用 必要量は月間値のH3需要ベース
④ 停止可能性	全12か月を月間値のH3需要想定を元に算出
⑤ 追加設備量	月間値のH3需要想定を元に算出した基準を使用

(参考)簡易的評価における年間EUE評価の取扱い

28

- 2026年度供給計画における算定期間は左図のとおり。2026年度供給計画から事業者へ右表のデータの提出を求めている。
- なお、簡易的評価を適用する春季・秋季における供給力の取扱いは以下の通り。
 - 目標停電量は、簡易的手法により算定した必要供給力により算出。
 - 年間EUE評価は、前半・後半の供給力の平均を用いて評価。

※月間供給力算出式(厳気象対応分を除く)は、厳気象対応分(厳気象対応(冬)・厳気象対応(春))を除く。厳気象対応分(厳気象対応(冬)・厳気象対応(春))は、厳気象対応分(厳気象対応(冬)・厳気象対応(春))を除く。

月	需要	供給力	厳気象対応(冬)	厳気象対応(春)	厳気象対応(夏)	厳気象対応(秋)	厳気象対応(冬)	厳気象対応(春)	厳気象対応(夏)	厳気象対応(秋)
4月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
5月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
6月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
7月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
8月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
9月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
10月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
11月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
12月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
1月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
2月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
3月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
4月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
5月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
6月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
7月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
8月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
9月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
10月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
11月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
12月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
1月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
2月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0
3月	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0

<2026年度供給計画より事業者へ提出を求めるデータ>

	月間	前半	後半
需要	○	○	○
供給力	×	○	○

<月間の供給力算出式(日数が30日の場合)>

$$\text{月間の供給力} = \frac{\text{前半の供給力} \times 15 \text{日} + \text{後半の供給力} \times 15 \text{日}}{30 \text{日}}$$

【出典】生協・2026年度供給計画編纂の記載要領(2025/11)
https://www.occto.or.jp/kyoukei/toshutsu/sankoushiryou_2026/2026_kyokuri_kisanyouryou.pdf

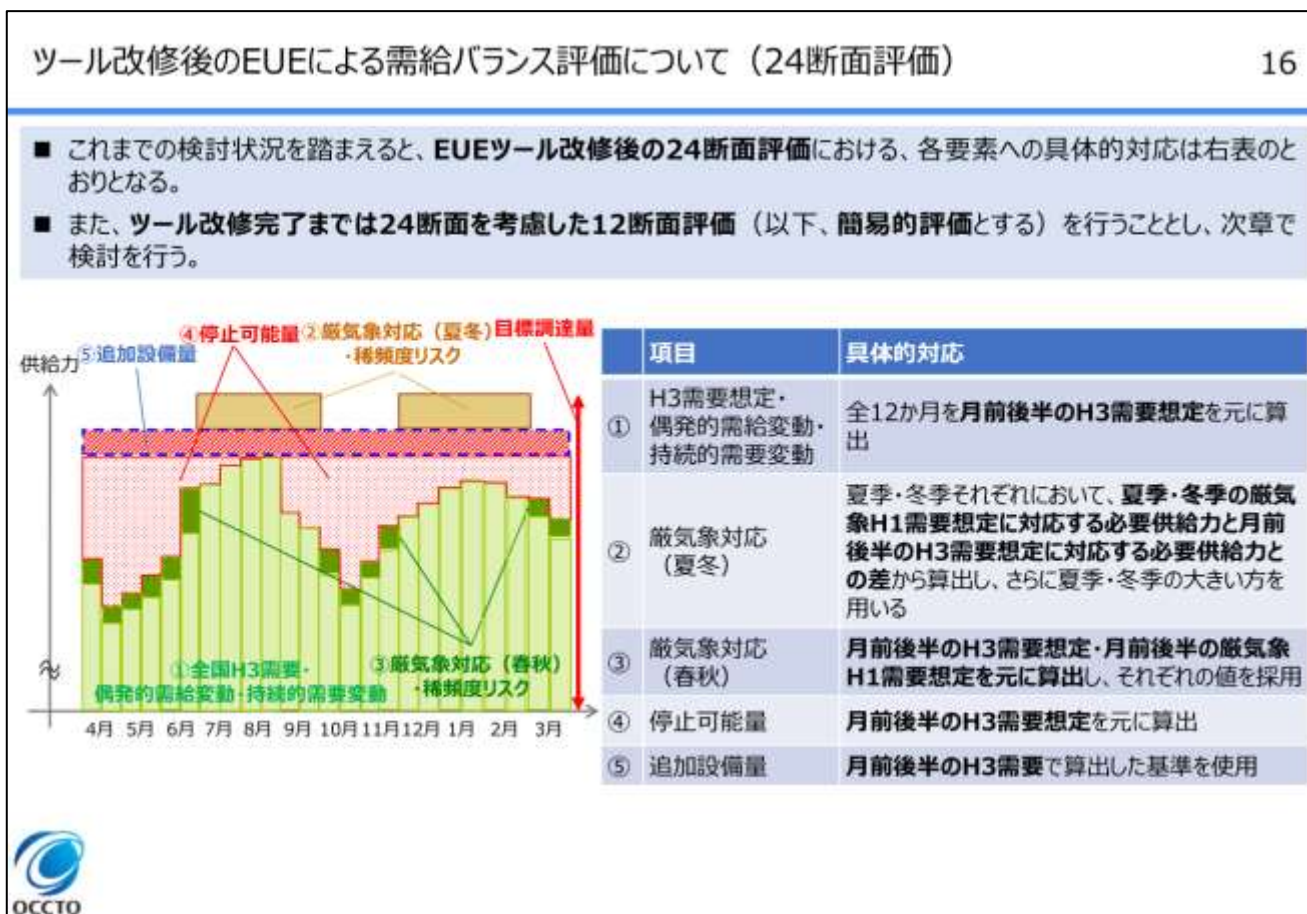
20

-
- Figure 1 illustrates the conceptual process of determining the monthly required supply. It starts with a conventional monthly required supply, which is divided into two periods: the first half and the second half. In the first half, the required supply is reduced. Then, Step 1 (Averaging) is applied to the first half, resulting in a monthly required supply (α). Finally, Step 2 (Separation of strict weather response) is applied to the second half, resulting in the final monthly required supply (β).

<①EUE算定断面の細分化> ツール改修後の24断面評価について

12

- 2027年度以降の24断面評価については、すべての諸元が月前後半の需要・供給力を基に評価を行うことになる。
- ただし、現在の偶発的需給変動に対応する供給信頼度基準や必要となる年間計画停止可能量は12断面評価を前提に算定された基準であるため、これらの見直しについて要否も含め検討が必要か。
- また、供給計画長期断面に継続適用と整理した簡易的評価の妥当性についても確認を行う。



<①EUE算定断面の細分化>

(参考) 算定断面細分化に関する残論点について

13

- 第115回本委員会（2026/1/28）において、算定断面細分化によりスタッキングレシオ確保のために必要な年間計画停止可能量が増加する可能性があること、ならびにツール改修後に簡易的評価の妥当性の確認が必要であることを示している。

各年度供給計画における確認結果

27

- 至近3か年の供給計画諸元において、計画停止量の確認及び、見直し場合の新たな基準の試算を行った結果、年間を通しての計画停止量も1.9か月を超えており、見直しを行う場合は、3か年平均で2.4か月程度の基準となった。
- 年間の計画停止量は増加傾向であり、また計画停止可能量は余裕分を織り込む必要があることも踏まえ、今後は年間計画停止可能量2.4か月を確保するための追加設備量を算定することとどうか。
- なお、EUE算定断面細分化により、スタッキングレシオ確保のために必要な年間計画停止可能量が増加することもあるため、今後の実績等を踏まえ、改めて見直しを検討する。

<各年度供給計画における確認結果>

	項目	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
実態確認	計画停止量[万kW・月]	20,837	22,687	20,920	23,965	26,874	31,619	31,014
	計画停止量[月換算]	1.33	1.44	1.34	1.56	1.72	2.02	2.02
	計画停止可能量超過量(最大)[万kW]	-	293	361	289	491	810	900
	超過月(最大)	-	12月	2月	2月	12月	11月	1月
見直し後	計画停止可能量[月換算]	1.90	2.08	2.13	2.09	2.21	2.40	2.46
	(参考)基準となる月	2月	12月	2月	2月	12月	11月	1月
	追加設備量[万kW]	712	918 (+293)	865 (+361)	691 (+289)	808 (+491)	1,032 (+810)	1,174 (+900)
	年間計画停止可能量[万kW・月]※追加設備量考慮後	29,922	33,344 (+3,505)	33,934 (+4,331)	32,734 (+3,469)	35,549 (+5,887)	39,520 (+9,725)	40,038 (+10,802)

()は、各年度において、1.9か月基準で算定した場合との差分

*計画停止量は、供給計画の対象となっている10万kW以上の電源を対象としているため容量市場とは、母数が異なる

(1) 供給計画における適用範囲について

31

- 供給計画では、今後10年間のEUE評価を行っている。加えて、短期断面（第1,2年度）では、補完的にH3予備率評価を行っており、2026年度以降はH3予備率評価は24断面で評価することとしている。ここで、短期断面では、より詳細な供給力や需要想定を求めており、長期断面に比べ、より詳細な需給バランス評価を実施している。
- ツール改修までの簡易的評価については、これまで全10か年に6月暫定対応を適用してきたことを鑑み、全10か年で適用することとどうか。
- 一方、ツール改修後の24断面評価については、事業者の詳細なデータ提出を求め、より詳細な評価を行っている短期断面（第1,2年度）のみに適用することとどうか。この際には、目標停電量・年間EUE評価に加え、調整係数も24断面で算定する。
- なお、ツール改修後における長期断面については、前後半の需要を過去実績に基づき定めることになるため、相対的に蓋然性が低下することから、24断面評価を適用せず、簡易的評価を継続する。
- ただし、供給計画の長期断面における評価方法については、ツール改修後に、簡易的評価の妥当性について確認を行い、必要に応じて見直すこととする。

	第1年度	第2年度	第3年度	第4年度	第5年度	...	第10年度
	短期断面		長期断面				
ツール改修前							
	簡易的評価						
ツール改修後							
	24断面評価		簡易的評価				

【出典】

左図：第115回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2026/1/28） 資料1-2

https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/chousei_jukyu/115/chousei_115_01_2.pdf

右図：第115回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2026/1/28） 資料1-1

https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/chousei_jukyu/115/chousei_115_01_1.pdf

＜①EUE算定断面の細分化＞

(参考) 算定断面細分化に関する本委員会での意見

- 第115回本委員会（2026/1/28）において、EUE算定断面細分化に関する24断面評価及び簡易的評価の妥当性確認について、委員・オブザーバーから下記のご意見をいただいていたところ。

【第115回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 議事録より抜粋】

ツール改修後も、供給計画の第3年度以降の需給バランス評価に限っては暫定的な対応である「簡易的評価」を継続するご提案いただいた。供給計画の第1、第2年度と第3年度以降で扱いを違えることで不連続な評価になるものであり、加えて、容量市場とも扱いを違えることになる。ツール改修によって暫定的な対応の必要性はなくなるものであり、シンプルに供給計画の10か年分すべてに「24断面評価」を適用することのほうが合理的な対応と考えられるため、ツール改修後の対応は引き続きご検討いただきたい。（岸オブザーバー）

【第115回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 議事録より抜粋】

今後の24断面評価の結果、それから簡易的な評価結果、特に供給計画への適用について、まずは今回ご提案の通り、短期断面については24断面評価、また、長期断面については簡易的評価でまずは当てはめて、今後、24断面評価の信頼度を確認しつつ、今後必要に応じて、もし24断面評価の信頼度が非常に高いという状況が判明すれば、24断面評価を長期的に拡大していく方向で宜しいかと思う。一方で、簡易的評価については、簡易的という言葉が適切かわからないが、ある程度、長期的な将来になると、需要も供給も不確実性が非常に高まり、そうした際は詳細に評価することがかえって不確実性に対応できない可能性もある観点から、今回簡易的評価と呼称されている評価手法の方が適切な可能性もあるので、短期断面・長期断面を踏まえると、事務局のご提案の方向で進めてよろしいかと思う。しかし、今後大切なのは、24断面評価の信頼度をしっかり評価することであり、それに応じて例えば、今回3年度から第10年度まで簡易的評価と記載があるが、24断面評価で、3年度4年度5年度も評価していけば、将来的に一番適用可能性が高いところも大体見えてくるかと捉えている。この24断面評価の信頼度を今後ぜひ確認していただきたい。（小宮山委員）

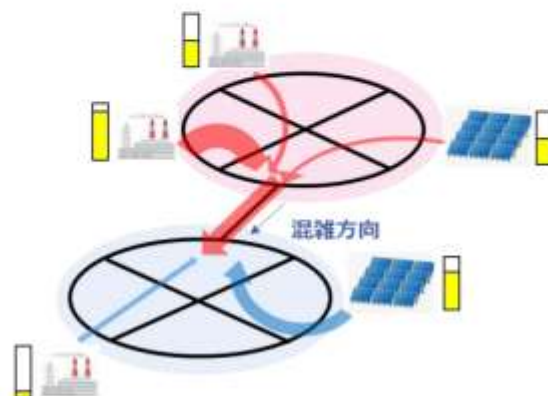
- 第79回本委員会（2022/11/22）でご報告の通り、現行の供給信頼度評価ツールでは個別電源ごとの出力配分を模擬していないため、地内系統混雑を精緻に反映するための評価方法を検討することとした。

EUEツールにおける混雑量算定の課題

11

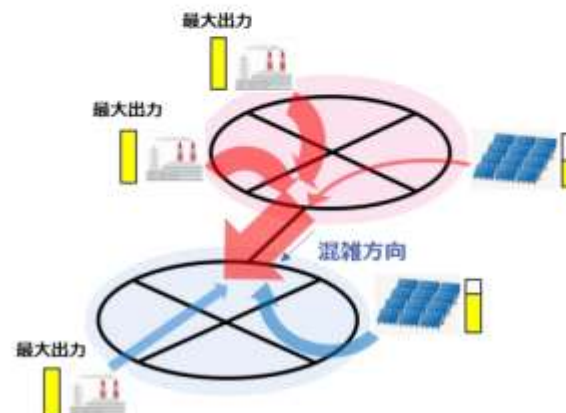
- 対象の混雑送電線の潮流については、九州エリア全体の需要・供給力の変化が影響しており、混雑計算を精緻に行うためには、8,760時間の断面毎の実運用における需要・供給力を精緻に反映させる必要がある。
- 一方で、EUEツールは、見込み不足電力量の算定を目的としており、常に各ノードの安定電源を最大出力としていることから、実運用における各ノードの供給力が精緻に模擬できないことにより、混雑量を精緻に算定できない。

<精緻な混雑計算方法>



8,760時間の断面毎で実運用における供給力・需要を精緻に反映させることで、混雑送電線の潮流が算定可能

<現状のEUE算定ツールの計算方法>



各ノードの安定電源を最大出力とするため、混雑送電線の潮流が精緻に算定できない

<②地内系統混雑の扱い>

(参考) 2031年度の系統混雑見通し

- 広域系統整備委員会において、供給信頼度や需給運用へ与える影響評価の前提となる系統混雑の見通しを定例的に報告されている。
- 第103回広域系統整備委員会（2026/9/1）において2031年度の系統混雑の見通しが報告されており、全国の点灯時間帯では、シナリオ毎に200～250万kW程度の出力制御電力の発生が見込まれている。

2031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）

29

- 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 ^{※1}	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 (+0.0)
	1.5	9.6	0.0	0.0	0.0	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	14.6 (+1.3)
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)
	ローカル	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2 (+0.0)
	0.2	9.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8 (+1.3)
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 (+100.0)
	0.0	136.2	67.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	203.9 (+100.4)
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	173.7 (+23.1)
	ローカル	4.5	69.6	1.4	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	136.2 (+62.9)

※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）による海上風力等の増加に伴う混雑を含む

【凡例】 上段 移行シナリオ
下段 現行シナリオ
※ 括弧内は昨年度の値、増減箇所は赤字で記載

2031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）

31

- 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
	ローカル	46.4	44.9	199.4	12.5	0.0	140.9	35.5	0.0	0.0
	94.8 (+39.1)	131.6 (+96.2)	467.8 (+344.8)	74.7 (+22.7)	0.0	0.0	0.4 (+0.7)	8.2 (+6.7)	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
	ローカル	8.5	3.3	3.5	0.5	0.0	5.2	3.5	0.0	0.0
	17.4 (+1.3)	9.8 (+2.8)	8.1 (+0.9)	3.1 (+1.1)	0.0	0.0	0.0 (+4.1)	1.8 (+1.3)	0.0 (+0.3)	0.0
	15.8 (+4.8)	15.2 (+8.6)	3.5 (+2.4)	0.9 (+0.3)	0.0	5.2 (+1.8)	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
※ 括弧内は昨年度の値、増減箇所は赤字で記載

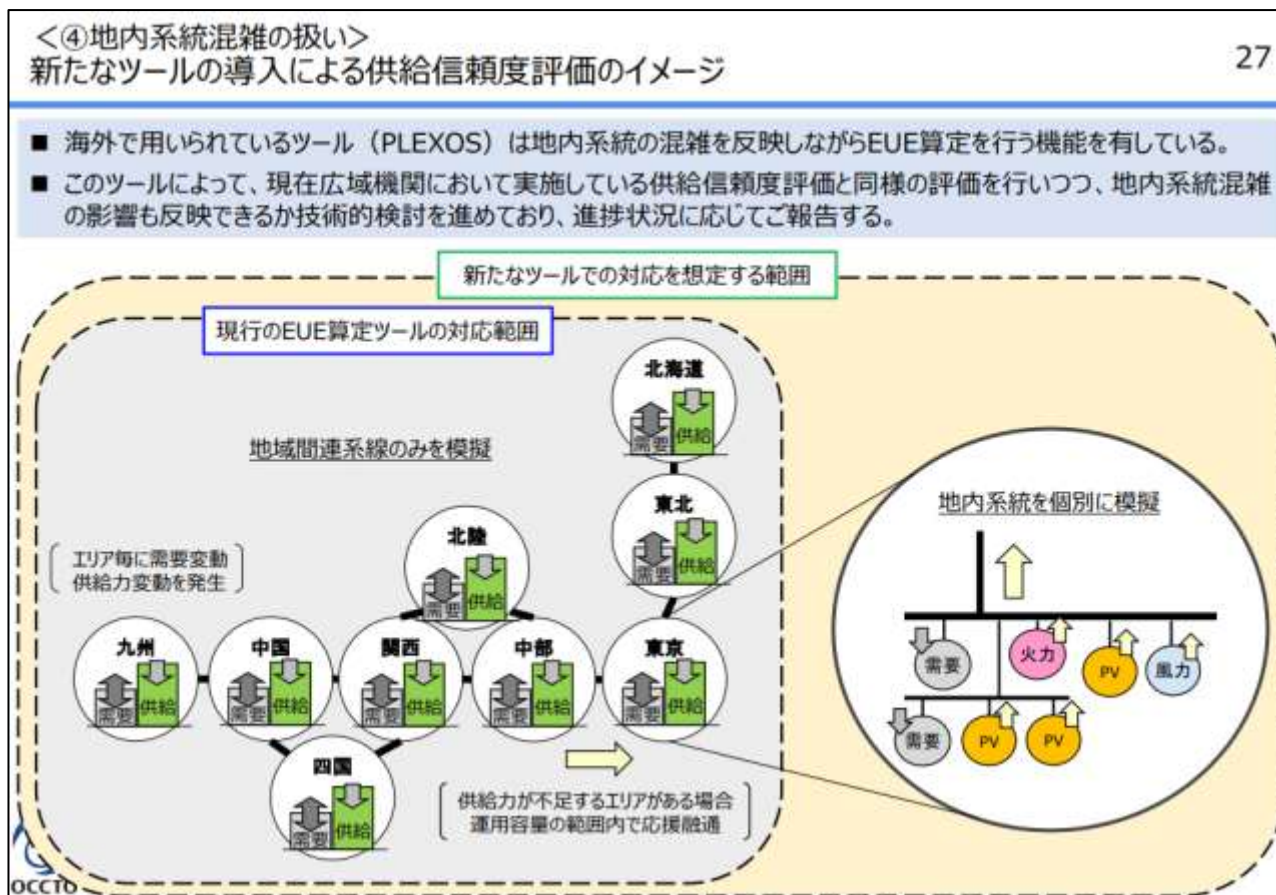
※1 エリアの出力制御量が最大となる断面を上位から3日選択し、各日の出力制御量（万kW）を平均した値

※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）による海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
Electricity System Operator of Japan

- 現行の供給信頼度評価ツールで個別電源の出力配分を模擬するためにはツールの抜本的な改修が必要となり、工期などの面で課題がある。
- そのため、地内系統混雑を考慮した供給信頼度評価の実施にあたり海外で用いられているツール（PLEXOS）を活用した供給信頼度評価モデルについて検討を進めている。



<②地内系統混雑の扱い> PLEXOSを活用した供給信頼度評価の検討状況

18

- 現在はPLEXOSを活用した停電量算定（指標値計算）および必要供給力算定（収束計算）の技術検証を行っており、第120回本委員会（2026/6/22）において以下の通り報告している。
 - 指標値計算：PLEXOSの標準機能または時系列データ入力により模擬可能であることを確認。今後は地内送電線を模擬した系統モデルの整備を進める。
 - 収束計算：計算時間の長時間化が課題であり、第109回本委員会（2025/6/24）での報告から一定程度削減されたものの、依然として短縮が必要。
- 上記の課題については引き続き検討を進めており、進捗に応じて報告を行う。

（１）停電量の算定（指標値計算）における課題 指標値計算に関する検討課題のまとめ

25

- 以上を踏まえ、PLEXOSの標準機能または時系列データ入力により、指標値計算について模擬可能であることを確認した。
- 今後は指標値計算業務への適用に向けた地内系統モデルの整備が課題となる。

指標値計算に関する検討課題

検討項目		検討の方向性	現在の進捗
エリア間広域ロジック		全エリア不足率一定ロジックの実現	○
需要	需要のベースライン	過去の需要実績の平均とH3需要想定に基づく設定	△
	需要変動（気温影響）	エリア間の相関関係を考慮してランダムに決定	△
	需要変動（その他影響）	正規分布に基づく設定	○
供給	供給力のベースライン	各月・各エリア単位で供給力を設定	○
	電源の計画外停止	電源種別ごとの計画外停止率を用いた二項分布	○
	自流水力の出力変動	過去30か年の月別出力率から選択	△
	風力の出力変動	需要との相関式に基づく設定	○
	太陽光の出力変動	需要との相関式に基づく設定	○
	揚水モデル	上池容量を考慮した揚水・発電	○

○：PLEXOS標準機能で模擬可能、△：時系列データ入力で模擬可能（PLEXOS標準機能による模擬も継続して検討）

（２）必要供給力の算定（収束計算）における課題 収束計算の試算結果（２／２）

30

- 計算時間については、下表のとおり、前回時点の試算結果から4分の1以下に削減されたが、依然として現行の必要予備力算定ツールに比べて大幅に増加している状況である^{※1}。反復回数については必要予備力算定ツールと同程度まで減少しているものの、データ読み込みを含む1回あたりの平均計算時間が長時間化していることが計算時間増大の主な要因である。
- 現状の必要予備力算定ツールを用いた供給信頼度評価においても、計算時間の長時間化^{※2}は課題となっている。そのため、計算ロジックの改良等による計算時間の短縮については引き続き検討を行っていく。

収束計算の試算に要した反復回数および計算時間^{※1}

		PLEXOS		(参考) 必要予備力算定ツール
		改良前	改良後	
計算条件	計算対象期間	1か月間（通常は1年間）		
	試行回数	500回（通常の計算では10,000回）		
	目標EUE	0.010 kWh/kW・月（本試算のための仮値）		
	地内系統混雑	未考慮（9エリアのソーナールモデル）		
計算結果	反復回数	246回	73回	83回
	計算時間	9時間55分	2時間18分	2分32秒 ^{※2}

※1 数値は試算条件に基づく算定結果であることに留意が必要

※2 通常の計算条件（1年間、試行回数10,000回）であれば、収束完了までに数時間かかる場合もある

<②地内系統混雑の扱い>

地内系統混雑を考慮した供給信頼度評価の今後の検討の方向性

- 現時点では、供給信頼度評価を必要予備力算定ツールからPLEXOSへの完全な移行は不透明なため、系統モデルの構築に加え、その活用方法についても検討を行う。
- また、地内系統混雑が進展した場合における供給信頼度評価および供給力確保の仕組みについても海外事例を参考にしつつ検討を進める。

(3) 今後の検討の方向性 PLEXOSを活用した供給信頼度評価モデルの方向性

32

- これまでの検討結果を踏まえると、**PLEXOSによる供給信頼度評価の完全な移行については現時点では不透明であるため、モデルの構築に加えて、その活用方法についても引き続き検討が必要である。**
- 例えば、指標値計算で行う業務はPLEXOSによる地内系統混雑を考慮したモデルを活用し、それ以外の収束計算が必要な業務は従来どおり必要予備力算定ツールを使う、といった評価ツールを併用する案も考えられるか。
- また別案として、現状の必要予備力算定ツールの抜本的改修への着手や、地内系統混雑を考慮可能な供給信頼度評価ツールの新規開発といった対応も考えられるか。
- こうした案も含め、今後幅広く検討を行っていく。

PLEXOSと必要予備力算定ツールの併用案

	指標値計算モード	収束計算モード
概要	与えられた供給力のもとで発生する停電量（EUE）を算定する	指定された目標停電量を満たすために必要な供給力を算定する。
用途	- 供給計画取りまとめのEUE評価 - 容量市場の約定処理	- 容量市場の目標調達量 - 調整係数

PLEXOSを活用
(地内系統混雑の考慮あり)

必要予備力算定ツールを活用
(地内系統混雑の考慮なし)

- 2025年度の供給計画取りまとめ時点では一部のエリアのEUE評価が基準を超過しているものの、平年H3需要に対する予備率及び厳気象H1需要に対する予備率には余裕がある状況と判断していた。
- 一方、2026年度供給計画取りまとめ時点では一部のエリア・年度において、EUE評価が基準値以内であった一方、平年H3需要に対する予備率及び厳気象H1需要に対する予備率は懸念がある結果となった。
- そのため、供給信頼度評価の指標の在り方や維持すべき供給信頼度水準について、これまでの分析を踏まえ、国の供給力確保策の議論状況を踏まえつつ検討を行う。

【第107回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 議事録より抜粋】

次にEUEと予備率について、いつも当惑してしまうが、今回ではEUE評価で一部のエリアで懸念があり、その一方で、予備率の観点から見るとそれなりに余裕があることについては、別の文脈でかつて出てきたものと全く逆のデータが出てきている。EUEレベルでは足りているが、予備率では懸念が出てくる局面もあり、今回のようにその逆の局面もある。何故こんなことが起きるのだろうか。もちろん全く違う指標であることは承知しており、違う傾向が出てくることは当然のことではあるが、どうしてこうなるのかその背後にある要因を分析して示していただけると、本当に危機的な状況においてEUEで示すことが実感に合っているのかその逆なのか判明すると捉えている。こうした乖離が出てくる場合には、計算の仕方が違うから違うのは当然だが、なぜそうなるのかその背後にある要因を分ける範囲で教えていただきたい。（松村委員）

【第111回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 議事録より抜粋】

2026年度容量市場追加オークション結果において、東京エリアはEUE目標に対し、大きく未達であったが、容量市場検討会において、事務局からは、未達であっても直ちに供給力不足になるものではないとの見解が示された。そうすると、維持すべき供給信頼度の水準とは何か明確になっていないということを懸念している。供給信頼度基準は気象影響や発電機補修停止の実態などを考慮して定められてきたものであり、これを満たしていないということは相応のリスクがある状況が示されているものだと思っていたが、確率論による評価のため指標としてわかりにくいといった課題もあるかと思う。維持すべき供給信頼度の水準として、今後もEUEによる指標を継続するのか、予備率に換算したうえで予備率を指標とするのかなども含め、維持すべき供給信頼度の水準とは何かを改めてお示しいただきたい。（岸オブザーバー）

＜③EUEと予備率の関係＞

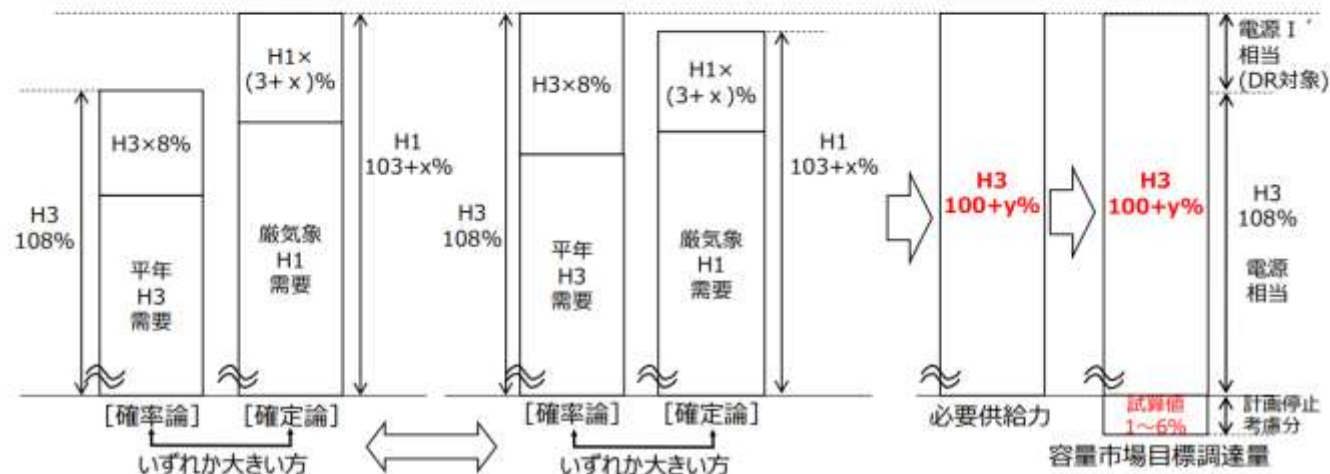
(参考) 現行の必要供給力の考え方について

- 安定供給確保のために必要な供給力は、平年H3需要に対する必要供給力（EUE算定に基づく確率論的な必要供給力）と厳気象H1需要に対する必要供給力（予備率評価に基づく確定論的な必要供給力）のうち、いずれか大きい方であると整理されている。

3 容量市場における目標調達量の考え方

44

- 現状の安定供給確保の基準を維持するため、「平年H3需要での予備率8%（確率論）」または「厳気象H1需要での予備率 $3 + x\%$ （確定論）」のいずれか大きい方を、今後、安定供給確保のために必要な供給力として整理してはどうか。
※確率論とは、確率的必要供給予備力算定手法のことを示す。確定論とは、需給検証などで評価しているものを示す。
 ※xは、稀頻度リスク分の考慮を示す。
- 具体的には、必要供給力が「平年H3需要の108%」を上回る場合は、「厳気象対応+稀頻度リスク」分として、DRも対象とした供給力（以下、電源I'相当）を確保してはどうか。
- 確率論あるいは確定論のいずれで決まったとしても、必要供給力（容量市場の目標調達量）は、1つに決まるため、設備形成の観点からは、これまでとの整合を考慮し、「平年H3需要 $\times (100 + y)\%$ 」として設定する方が良いか。
- なお、容量市場の目標調達量としては、計画停止を踏まえた設備量の確保量（今回約1～6%と試算）を含める。



【出典】第3回電力レジリエンス等に関する小委員会（2019/2/22）資料3

https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/files/resilience_03_03_01.pdf

＜③EUEと予備率の関係＞

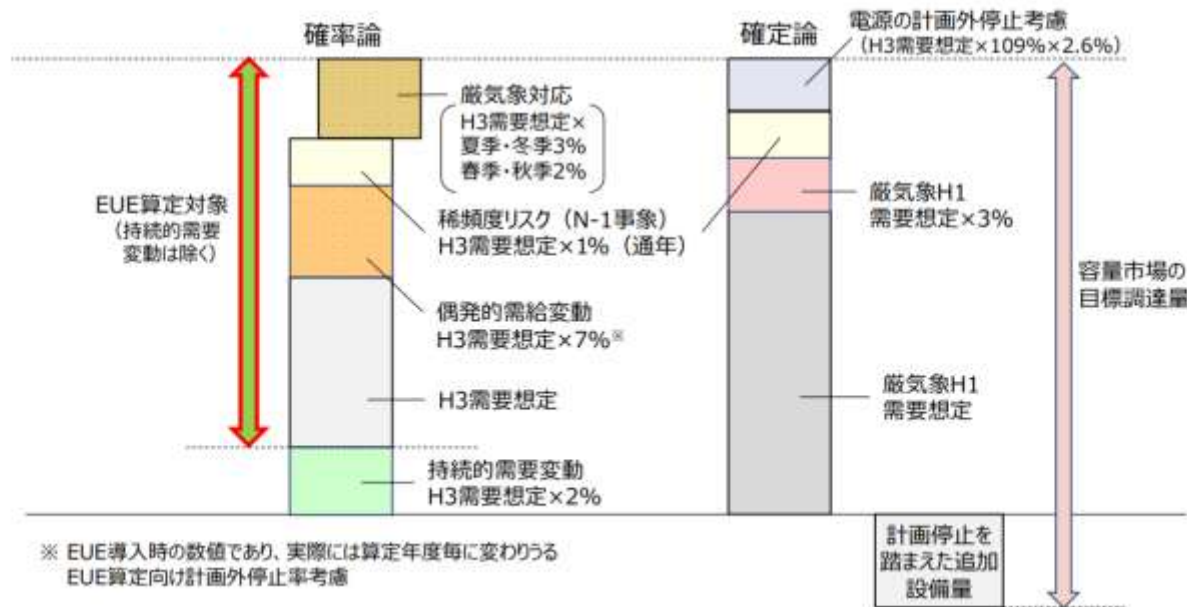
(参考) 現行の必要供給予備力の内訳について

- 現在は厳気象H1需要に対する必要供給力＞ 平年H3需要に対する必要供給力となっているため、その差分を厳気象対応分として確保している。

現在の必要供給予備力の考え方について

8

- 現在も前述の整理に則り必要供給予備力が確保されており、具体的なイメージは下記の通り。
- **平年H3需要に対する必要供給力（確率論）と厳気象H1需要に対する必要供給力（確定論）の差分を厳気象対応として確保している。**
- 必要供給力のうち持続的需要変動を除いたものに相当するEUEを設定し、容量市場の約定処理や供給計画での信頼度評価に使用している。また、持続的需要変動も加えた必要供給予備力に計画停止を踏まえた追加設備量を加えたものが容量市場における目標調達量となっている。



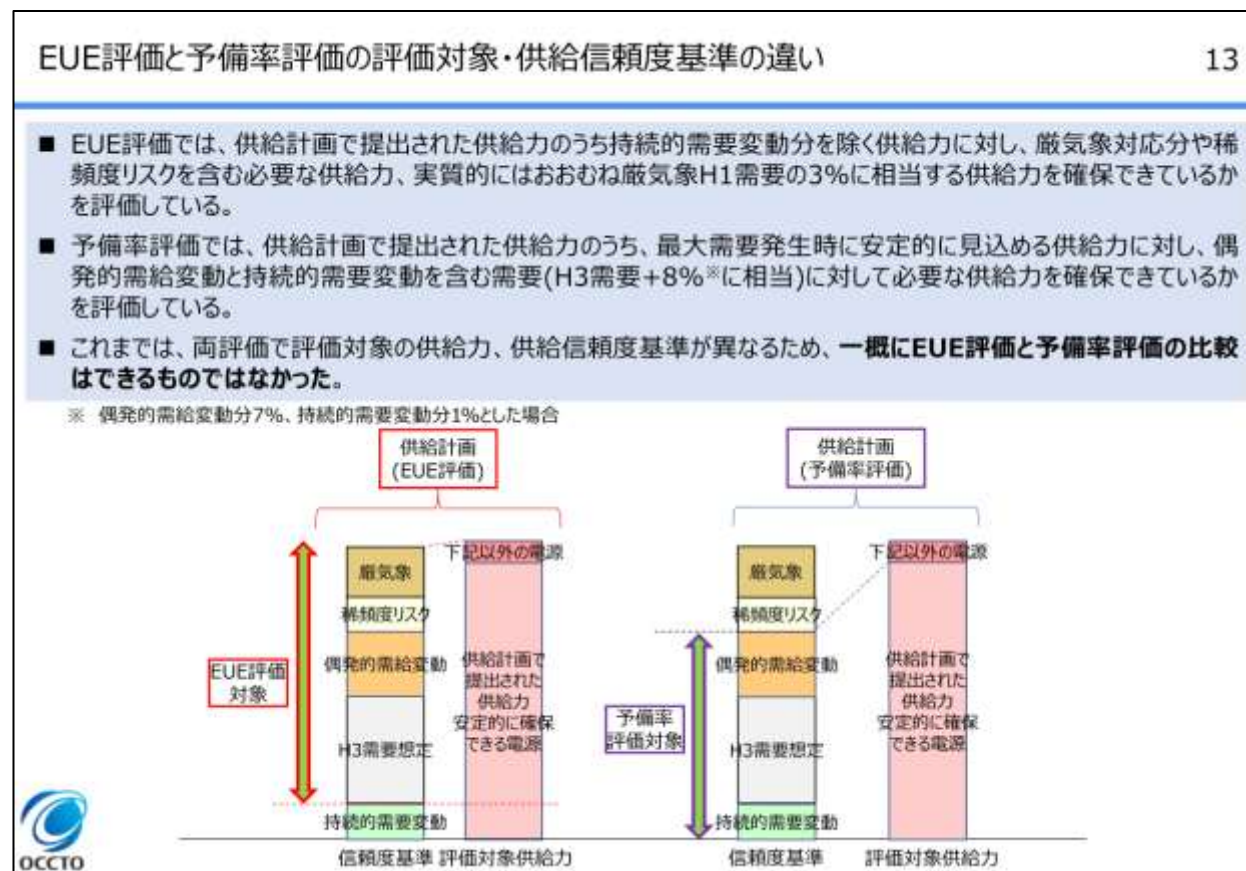
【出典】第94回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024/1/24）資料1

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_94_01.pdf

＜③EUEと予備率の関係＞

EUE評価と予備率評価の評価対象・供給信頼度基準

- 第116回本委員会（2026/2/16）において、供給計画短期年度（第1・2年度）に焦点を当てて、EUE評価と予備率評価の関係性について分析を行った。その中で、EUE評価と予備率評価は一概に比較できるものではなく、電源入札等の判断に2つの評価手法を用いることは妥当という分析を行った。
- 今年度は、まず供給計画長期断面（第3年度以降）について、予備率評価と年間EUE評価の差異分析を行ったうえで、供給信頼度評価の在り方について整理を行う。



【出典】第116回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2026/2/16）資料2

https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/chousei_jukyu/116/chousei_116_02.pdf

＜③EUEと予備率の関係＞

(参考) 供給計画短期断面におけるEUEと予備率の関係性に関する分析結果

まとめ

21

- 供給信頼度評価においてEUE評価と予備率評価で発生する差異について、2025年度供給計画を基に分析を行った。その結果、以下のことが判明した。
 - 供給計画におけるEUE評価と予備率評価では評価対象となる供給力および供給信頼度基準が異なるため、一概に比較できない
 - また、評価対象を一致させたとしても、EUEと予備率では指標の特徴が異なるため評価結果は一致しない
- その上で、現状の供給信頼度評価は、以下の役割に基づいて実施されているものであり、電源入札など追加の供給力確保策を講じるかの判断基準として、厳気象H1需要に対して異なる2つの評価手法を用いていること自体は妥当と言えるか。
 - EUE評価：厳気象H1需要に対する必要供給力を基準として8760時間における供給信頼度評価
 - 供給計画の予備率評価：H3需要に対する必要供給力(偶発的需給変動分+持続的需要変動分)を基準としてH3需要断面(最大需要時)における供給信頼度評価
 - 需給見通し予備率評価：厳気象H1需要に対する必要供給力を基準として厳気象H1需要断面(最大需要時・最小予備率時)における供給信頼度評価
- 一方で、直感的に分かりにくいといった課題に対して評価方法のどのように見直すかについては、容量市場や供給計画などにおいて供給信頼度評価を行っている目的を踏まえる必要があることや、国の供給力確保に向けた方策の議論状況を踏まえつつ、引き続き検討していく。



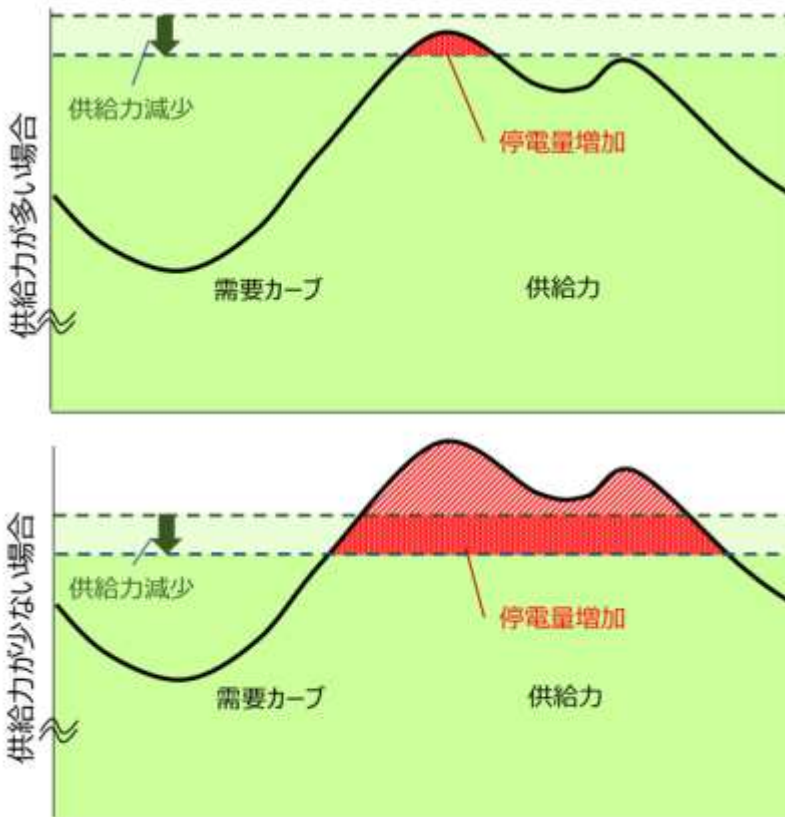
＜③EUEと予備率の関係＞

(参考) 指標としてのEUEの特徴

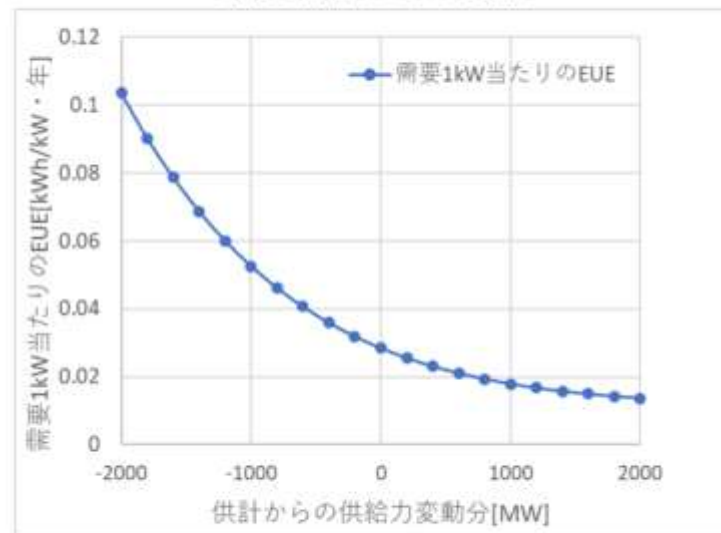
【参考】供給力を変化させた場合のEUEの変動

18

- EUEは供給力が少なくなるほど単位当たりの供給力の変化に対して大きく増加する。そのため、供給力を減少させると指数関数的にEUEの値が増加する。



(東京エリア)25供給計画取りまとめから供給力を増減した場合のEUEの変動



【出典】第116回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2026/2/16）資料2

https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/chousei_jukyu/116/chousei_116_02.pdf

<③EUEと予備率の関係>

(参考) 2025年度供給計画における供給信頼度評価結果 (EUEと厳気象H1予備率)

26

- 第107回本委員会 (2025/3/19) においては、2025年度供給計画におけるEUE評価について、2025年度に東京・九州エリアで目標停電量を超過した一方、厳気象H1需要に対する予備率評価については全月・エリアで3%を上回った。

3. (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)

11

- 年間EUEで評価した結果、短期断面 (第1・2年度目) では、電源の休廃止や補修停止等により2025年度の東京エリア・九州エリア、2026年度の東京エリアにおいて、**目標停電量を超過している。**
- 長期断面でも、電源の休廃止等により、北海道エリア (2027)、東北エリア (2028~2034年度)、東京エリア (2027~2034年度)、九州エリア (2027~2034年度) で目標停電量を超過している。

<年間EUEの算定結果>

	(kWh/kW・年)										
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
北海道	0.007	0.003	0.035	0.006	0.008	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	
東北	0.001	0.004	0.003	0.049	0.060	0.034	0.021	0.018	0.021	0.020	
東京	0.028	0.104	0.113	0.050	0.061	0.034	0.022	0.021	0.024	0.023	
中部	0.017	0.002	0.003	0.007	0.007	0.002	0.003	0.002	0.002	0.001	
北陸	0.000	0.000	0.002	0.005	0.006	0.002	0.002	0.002	0.001	0.001	
関西	0.000	0.000	0.003	0.006	0.008	0.004	0.003	0.002	0.002	0.001	
中国	0.000	0.000	0.003	0.006	0.008	0.004	0.003	0.002	0.002	0.001	
四国	0.000	0.000	0.002	0.006	0.008	0.004	0.003	0.002	0.001	0.001	
九州	0.021	0.005	0.140	0.449	0.440	0.868	0.986	0.884	0.904	0.777	
9エリア計	0.015	0.038	0.056	0.069	0.073	0.102	0.107	0.096	0.099	0.086	
沖縄	0.346	0.121	1.983	1.509	1.583	1.672	1.735	1.827	1.660	1.756	

<容量市場・供給計画における目標停電量>

	9エリア	沖縄
2025	0.018	1.996
2026	0.015	1.996
2027	0.017	1.996
2028	0.010	1.996
2029	0.010	1.996
2030	0.009	1.996
2031	0.010	1.996
2032	0.009	1.996
2033	0.009	1.996
2034	0.009	1.996

※ 2025年度供給計画に基づく結果であり、算定諸元が変更となれば結果は変化する

2025年度の厳気象H1需要時の需給見通し (最大需要時)

7

- 厳気象H1需要に対して、発動指令電源、火力増出力運転、エリア間融通を供給力として見込むと、**全エリアで予備率3%以上を確保できる見通し**となった。

(単位: %)

エリア	夏季			冬季			
	7月	8月	9月	12月	1月	2月	3月
北海道	12.4	8.6	20.5	23.3	5.4	5.8	12.3
東北	11.4	8.6	10.0	23.3	5.4	5.8	12.3
東京	7.8	8.6	10.0	23.3	5.4	5.8	12.3
中部	8.7	9.7	10.0	9.8	5.4	6.6	13.2
北陸	8.7	9.7	10.0	9.8	5.4	6.6	13.2
関西	8.7	9.7	10.0	9.8	5.4	6.6	13.2
中国	13.8	15.3	10.0	9.8	5.4	6.6	13.2
四国	42.6	33.7	10.0	9.8	7.7	19.4	33.1
九州	23.8	15.3	10.0	9.8	5.4	6.6	13.2
沖縄	17.0	26.4	32.1	50.2	50.3	53.6	73.9

※ 全国で最大需要となる時間帯で評価

【出典】

左図: 第107回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2025/3/19) 資料1

https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_107_01.pdf

右図: 第107回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2025/3/19) 資料2

https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_107_02.pdf

<③EUEと予備率の関係>

(参考) 2027年度に対する供給信頼度評価結果 (EUEと厳気象H1予備率評価)

27

- 第121回本委員会 (2026/8/24) における2027年度の需給見通しについては、EUE評価は、全エリアで目標停電量以内となった一方、厳気象H1需要に対する予備率評価は中部・北陸・関西・中国・九州エリアの1月前半で3%を下回る結果となった。

(参考) 2027年度の年間EUEによる需給見通し

11

- 年間EUEで評価した結果、全てのエリアにおいて目標停電量以内となることを確認した (目標停電量: 0.059kWh/kW・年 ※沖縄エリアは1.996kWh/kW・年)。

	(kWh/kW・年)	
	2026年度供給計画 (2026年3月時点)	今回
北海道	0.017	0.020
東北	0.000	0.000
東京	0.009	0.008
中部	0.012	0.011
北陸	0.011	0.010
関西	0.012	0.010
中国	0.011	0.010
四国	0.010	0.009
九州	0.011	0.015
9エリア計	0.010	0.010
沖縄	0.322	0.322

2027年度の厳気象H1需要に対する需給見通し (最大需要時)

6

- 厳気象H1需要に対して、1月前半の中部・北陸・関西・中国・九州エリアで予備率3%を確保できない見通し。
- 中部・北陸・関西・中国・九州エリアの1月前半を中心に補修調整による対策を実施し、必要に応じて相対的に予備率が低い断面 (7月前半・12月前半～1月後半) に対しても補修の状況を確認する。

厳気象H1需要に対する予備率 (最大需要時)

(単位: %)

エリア	夏 季					冬 季							
	7月		8月		9月	12月		1月		2月		3月	
	前半	後半	前半	後半		前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
北海道	17.7	12.4	10.9	12.0	18.2	19.3	20.0	6.5	5.8	5.7	9.5	5.9	13.3
東北	17.7	12.4	13.2	12.0	11.1	12.1	20.0	6.5	5.8	5.7	6.8	5.9	6.9
東京	17.7	12.4	13.2	12.0	11.1	12.1	20.0	6.5	5.8	5.7	6.8	5.9	6.9
中部	4.3	12.4	13.2	12.0	11.1	3.1	5.0	2.0	3.5	5.2	6.8	7.0	6.9
北陸	4.3	12.4	13.2	12.0	11.1	3.1	5.0	2.0	3.5	5.2	6.8	7.0	6.9
関西	4.3	12.4	13.2	12.0	11.1	3.1	5.0	2.0	3.5	5.2	6.8	7.0	6.9
中国	12.4	13.7	16.3	17.2	11.1	3.1	5.0	2.0	3.5	5.2	6.8	7.0	9.5
四国	12.4	16.7	21.0	18.3	11.1	6.0	5.0	8.7	15.9	11.1	12.1	29.1	27.2
九州	12.4	17.6	21.2	17.2	11.1	3.1	5.0	2.0	3.5	5.2	6.8	15.2	9.5
沖縄	12.9	13.9	12.2	12.2	23.9	31.6	31.6	27.0	27.0	51.0	49.1	51.2	41.9

※ 全国で最大需要となる時間帯で評価 (北海道～九州: 夏季は15時断面、冬季は10時断面/沖縄: 夏季は15時断面、冬季は14時断面)
※ 2027年度の9月は9/1-9/17を厳気象対象として見込む

■ これらの検討課題について、関係する委員会等も連携しつつ、順次検討を進める。

検討事項		検討の進め方					
		10月	11月	12月	1月	2月	3月
①	● EUE算定断面の細分化にあたり、ツールが24断面評価に対応可能となったが、算定の前提条件が変わることから、見直すべき点がないか整理が必要ではないか。	➢ 24断面評価にあたり精査が必要な論点について整理 ➢ 簡易的評価の妥当性を確認 					
②	● 地内系統の混雑を考慮した供給信頼度評価の考え方の整理が必要ではないか。	➢ 新たなツールを含め、地内系統混雑がある場合の供給信頼度評価手法の技術的検討を年度内目途で報告 ➢ 海外調査を踏まえ、制度的検討を進める 					
③	● 予備率とEUEの関係性の整理が必要ではないか。	➢ 供給信頼度の指標の在り方や維持すべき供給信頼度基準について整理 					