

今後の供給信頼度評価の 課題整理について

2025年11月26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

- これまで本委員会において、再エネ大量導入を踏まえた供給信頼度評価（EUE評価）を元に、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。また加えて、EUE評価の精度向上に向けて、連系線の実運用織り込みに関する検討を進めてきた。
- 他方、端境期の高需要（2022年6月の猛暑による高需要）の取扱いは継続検討することにした。また供給計画において一部のエリアで供給信頼度基準を満たさない事例がある。
- さらに将来的には地内系統の混雑が拡大することが想定されるものの、現状の供給信頼度評価ツールでは混雑影響を適切に評価できていない課題もある。
- これらの課題より、今後の供給信頼度評価の課題整理が必要と考えられるため、ご議論いただきたい。

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

✓ 端境期の供給信頼度評価の
取扱いを継続検討にした

✓ 供給信頼度評価における計
画停止・計画外停止の諸元が
最新になっていない

✓ 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

今後の供給信頼度評価に向けた課題整理が必要ではないか

【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																								
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #4F81BD; color: white;">容量市場 (メインオークション)</th> <th style="background-color: #4F81BD; color: white;">長期脱炭素電源 オークション</th> <th style="background-color: #4F81BD; color: white;">予備電源</th> <th style="background-color: #4F81BD; color: white;">電源入札</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: #D9E1F2;">中長期的な供給力の確保</td> <td style="background-color: #D9E1F2;">脱炭素電源による供給力の確保</td> <td style="background-color: #D9E1F2;">大規模災害等に備えた供給力の予備</td> <td style="background-color: #D9E1F2;">供給力確保を担保するセーフティネット</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #D9E1F2;">4年後</td> <td style="background-color: #D9E1F2;">電源種別*</td> <td style="background-color: #D9E1F2;">2～3年後</td> <td style="background-color: #D9E1F2;">(不定期)</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="background-color: #D9E1F2;">容量拠出金（小売） （一部託送料金）</td> <td colspan="2" style="background-color: #D9E1F2;">託送料金</td> </tr> </tbody> </table>	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	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	4年後	電源種別*	2～3年後	(不定期)	容量拠出金（小売） （一部託送料金）		託送料金		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #F4A460;">容量市場 (追加オークション)</th> <th style="border: 1px dashed black;">kW公募</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: #F4A460;">中長期的な供給力確保の補完</td> <td style="border: 1px dashed black;">追加の供給力対策</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #F4A460;">実需給1年前</td> <td style="border: 1px dashed black;">実需給数ヶ月前</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #F4A460;">容量拠出金（小売） （一部託送料金）</td> <td style="border: 1px dashed black;">託送料金</td> </tr> </tbody> </table>	容量市場 (追加オークション)	kW公募	中長期的な供給力確保の補完	追加の供給力対策	実需給1年前	実需給数ヶ月前	容量拠出金（小売） （一部託送料金）	託送料金
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																							
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																							
4年後	電源種別*	2～3年後	(不定期)																							
容量拠出金（小売） （一部託送料金）		託送料金																								
容量市場 (追加オークション)	kW公募																									
中長期的な供給力確保の補完	追加の供給力対策																									
実需給1年前	実需給数ヶ月前																									
容量拠出金（小売） （一部託送料金）	託送料金																									
目的																										
供給時期																										
費用負担																										

※原子力：17年、水力：12年、水素・アンモニア混焼改修：11年 等

- 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92回広域系統整備委員会（2025年9月2日）において2030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90～150万kW程度 of 出力制御電力の発生が見込まれている。

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 移行シナリオ ※ 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
	ローカル	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	10.2	0.0	0.0	0.0	10.7
点灯帯の最大出力制御電力 ^{※2} (万kW)	1.0	0.1	0.0	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	0.0	2.2
混雑系統内訳	0.0	146.3	0.0	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	0.0	93.5
混雑系統内訳	0.0	140.6	0.0	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	0.0	0.2
ローカル	0.0	5.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.7
	5.3	88.2	0.0	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

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 移行シナリオ ※ 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	40.5	156.4	812.6	94.6	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0
	基幹+ローカル	42.0	55.9	7.7	22.4	0.0	47.0	50.9	0.0	0.0
H3需要比 ^{※2} (%)	基幹	7.5	11.4	14.1	4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	基幹+ローカル	7.8	4.1	0.1	1.0	0.0	1.7	4.8	0.0	0.0
ローカル	10.3	11.8	14.1	4.2	0.0	0.0	0.1	0.6	0.1	0.0
	10.9	6.6	1.1	1.1	0.0	1.7	4.8	0.6	0.1	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

出所) 第92回広域系統整備委員会（2025年9月2日開催）資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/koukikeitouseibi/2025/files/seibi_92_02_01.pdf

- 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	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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需要想定の方針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	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 地内システム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 	<ul style="list-style-type: none"> 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、地内システムの混雑影響は考慮できていない ⇒ 評価ツールPLEXOSにより、地内システム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）

- 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	<ul style="list-style-type: none"> 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 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
②	<ul style="list-style-type: none"> 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 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
③	<ul style="list-style-type: none"> 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 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カ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カ月で据え置きとし、継続して状況を注視することとしている
④	<ul style="list-style-type: none"> 地内システム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。 	<ul style="list-style-type: none"> 評価ツールPLEXOSにより、地内システム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
⑤	<ul style="list-style-type: none"> 予備率とEUEの関係性の整理が必要ではないか。 	<ul style="list-style-type: none"> 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

<①月別需給バランス評価の細分化>

異例な高水準の需要実績を受けた必要供給力の現状の取扱い(1/2)

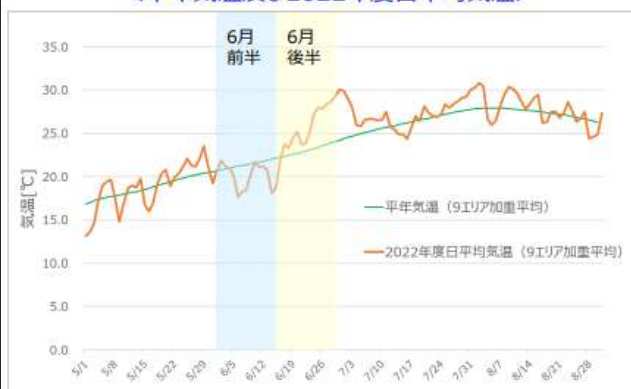
- 第106回本委員会（2025年2月17日）において、現状の供給信頼度評価では、『月を通したH3需要・厳気象H1需要に対する必要供給力』を定めているが、6月は、月の前半と後半で顕著な需要傾向の違いがあることを踏まえ、『月前半および月後半のH3需要・厳気象H1需要に対応する必要供給力』をそれぞれ定めることでより合理的な必要供給力を定められることを提案した。

6月の需要実績の傾向を踏まえた対応の方向性

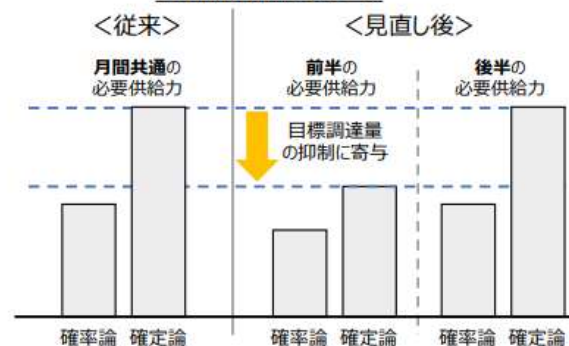
14

- 6月の需要傾向としては気温が高くなる後半に高需要になりやすく、特に2022年6月後半は顕著な猛暑（7・8月と同等の水準）であったことから例外的な高需要となった。
- このように、月の前半と後半で顕著な需要傾向の違いがあるならば、安定供給のために必要な供給力の水準を月の前半と後半で異なるものにするのが考えられる。
- つまり、現状は『月を通したH3需要・厳気象H1需要に対する必要供給力』を定めているが、『月前半のH3需要・厳気象H1需要に対する必要供給力』と『月後半のH3需要・厳気象H1需要に対する必要供給力』をそれぞれ定めることでより合理的な必要供給力を定められるのではないが。

<平年気温及び2022年度日平均気温>



6月に適用したイメージ



確率論的必要供給力：EUE評価に基づくH3需要に対する必要供給力を算定
 確定論的必要供給力：厳気象H1需要の103%に対する必要供給力
 （その他に持続的需給変動対応や稀頻度リスク等の要素もある）

- 一方で、供給信頼度評価を行うためのEUEツールは、月単位での評価を行う仕様であり、『月前半および月後半のH3需要・厳気象H1需要に対応する必要供給力』を定めることは、ツール改修が必要となることから、前半・後半の考え方を元にした、暫定的な対応により6月の必要供給力を定めることとし、EUEツール改修を含めた恒久対策を検討とすることとした。

暫定対応に基づく試算結果および今後の方針について

21

- 6月に暫定対応を適用した試算結果は以下の通りであり、従来の目標調達量に対して32万kWの増加となっている。
- 暫定対応により前半・後半の需要傾向をとらえた厳気象対応になったと考えられ、また月後半に高需要になる6月の特徴も考慮することで、安定供給面でも一定程度寄与すると考えられる。
- したがって、**6月の厳気象対応の必要量は、今回の暫定対応に基づいて定めることでどうか。**
- 他の月も前半・後半で需要傾向が異なることはあるが、6月ほど顕著な違いが表れておらず、暫定対応は割り切った方法でもあることから、当面は他の月には適用せず、EUEツール改修を含めた恒久対策を今後検討することでどうか。
- 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ことが必要である。

<2028年度における試算結果※1>

	厳気象対応（春秋）							目標調達量	目標停電量	
	4月	5月	6月		10月	11月	3月			平均
			前半	後半						
従来	4.8%	1.8%	3.6%		5.0%	4.1%	2.8%	3.6%	18,616万kW	0.016 kWh/kW・年
当初見直し案	4.8%	1.8%	13.2%		5.0%	4.1%	2.8%	5.3%	18,778万kW (+162万kW)	0.011 kWh/kW・年
暫定対応	4.8%	1.8%	5.2%※2		5.0%	4.1%	2.8%	3.9%	18,648万kW (+32万kW)	0.014 kWh/kW・年
			(3.4%※2)	(14.0%※2)						

※1 本結果は、2024年度供給計画とりまとめ時の諸元をベースにした試算であり、条件が変わることで数値が変わりうることに留意
また厳気象対応は夏季（8月）H3需要に対する比率

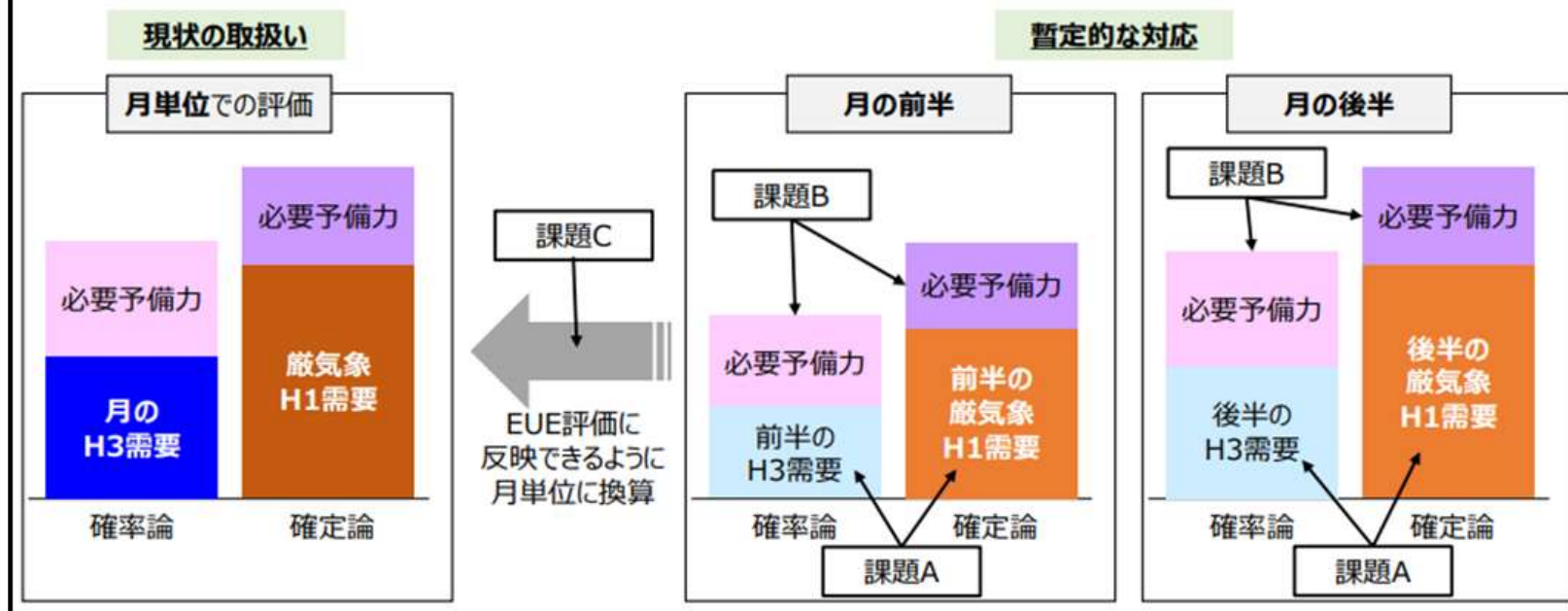
※2 簡易的な手法で算定

<①月別需給バランス評価の細分化> (参考) 6月の必要供給力の簡易的算定手法

見直しに向けた課題と暫定対応の検討について

16

- これまでの供給信頼度評価は月単位での評価を行ってきた。そのため、**需要想定（H3需要・厳気象H1需要）は月単位で定められており、またEUEツールは月単位での評価を行う仕様である。**
- そのため前述のように『月前半または月後半のH3需要・厳気象H1需要に対する必要供給力を定めることは、**ツール改修や需要想定のお考え方などの見直しが必要であり、現時点では導入することはできない。**
- その前提のもと、**現時点でも実施可能な暫定的・簡易的な対応方法として、(A) 前半・後半の需要算定、(B) 前半・後半の必要予備力の考え方を検討した。**また加えてそれらの結果を元にした、**(C) 月間での必要供給力を簡易的に定める手法の検討を行った。**



<①月別需給バランス評価の細分化> 月別需給バランス評価の細分化について

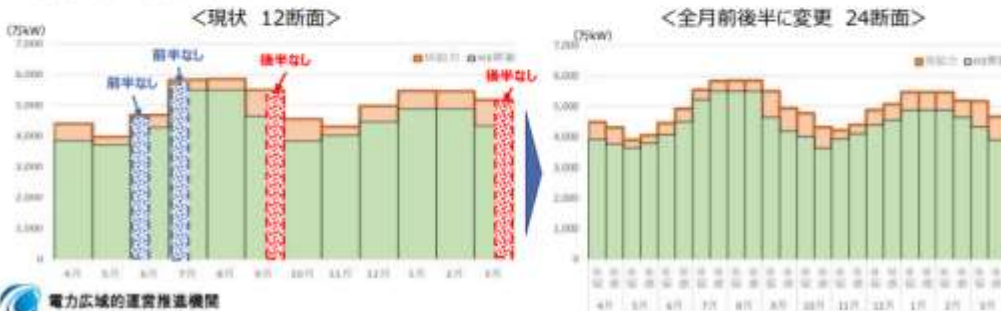
- また、2026年度の供給計画からは、全ての月を前後半に細分化して、補完的確認のための需給バランス評価（H3予備率評価）を行うことで検討が進められている。
- 月を前半後半に細分化したEUEによる需給バランス評価についても、現在、EUEツールの改修を進めているため、6月の厳気象対応の必要量の考え方を検討するとともに、今後の供給信頼度評価におけるEUE評価の扱いについて整理する。

参考：月別需給バランスの評価方法の見直し案について

- 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逼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



参考：月別需給バランスを細分化する上での今後の進め方

- 2026年度以降の供給計画においては、補完的確認のための需給バランス評価（H3予備率評価）で前後半に細分化した需給バランスを確認することとしたい。一方で、EUEによる需給バランス評価に関しては、制度面・ツール面において一定の準備期間を要することから継続検討としたい。
- 2026年度以降の需給検証についても、供給計画をベースとしているため、厳気象H1の需給バランス評価（H1予備率評価）も同様の評価方法とすることとしたい。
- 月別需給バランスの細分化のためには、電気事業法施行規則、供給計画届出書のガイドライン・記載要領、需要想定要領等の各種ルールの改正等が必要であり、2025年度中に検討を進める。
- 加えて、各事業者の供給計画届出書の記載箇所が増加するため、供給計画届出様式の改良等の検討を進める。

■ 月別需給バランスの細分化に向けたスケジュール（案）

	2024年度	2025年度	2026年度
各種ルール改正等	本日	10月 施行規則・需要想定要領改正 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

<②EUE算定向け計画外停止率の見直し> EUE算定向け計画外停止率の見直し

- EUE算定向け計画外停止率については、現状2019～2021年度の実績に基づき算定を行っているが、3年周期でデータを集約・分析することとしているため、2022年度～2024年度の実績に基づき、見直し検討を行う。

③計画外停止の考え方 ～ 分析結果まとめ ～

34

- EUE算定向け計画外停止率の分析結果をまとめると下表のとおり。
- 大規模な設備故障があると停止率は著しく増加する一方、需給影響などにより作業繰り延べ等が多く発生すると停止率は減少するため、**年度による数値のばらつきがあり、今後も複数年のデータを抽出することが重要。**他方、第78回本委員会において計画停止可能量の見直しについても議論しているが、計画停止が十分に確保されればEUE算定向け計画外停止率は減少していくと考えられるため、**いたずらに過去のデータを累積することも不適か。**
- 以上より、**今後も3年周期でデータを集約・分析すること**でどうか。
- なお、本数値は供給計画時点からの停止・抑制の変化量であり、**純粋なトラブル停止率ではないことから、あくまでEUE算定に用いる数値であり、他の用途で用いる場合には注意が必要。**

EUE算定向け計画外停止率		前回調査結果 (2017～2019)	今回調査結果 (2019～2021)	備考
水力	火力	2.5%	4.3%	事業者データによる分析結果より
	揚水	1.6%	1.2%	
	自流・調整池式	5.0%	4.3%	
	貯水式	0.5%	2.1%	
	原子力	2.5%	4.3%	火力の計画外停止率を準用
再エネ	太陽光	—	—	EUE算定時の出力比率に 計画外停止等 が考慮されているため、 計画外停止は設定しない。
	風力	—	—	
	地熱・バイオマス	2.5%	4.3%	

<②EUE算定向け計画外停止率の見直し>

(参考) EUE算定向け計画外停止率

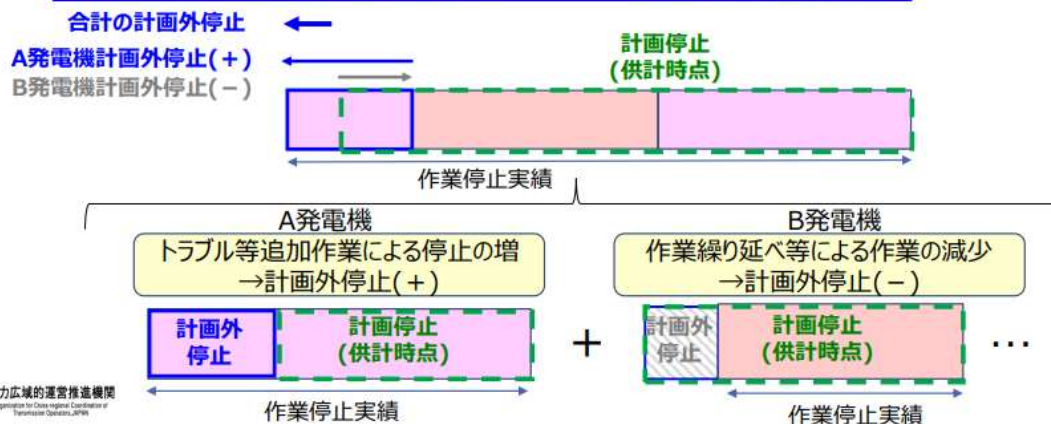
- 供給信頼度評価では、計画停止可能量を供給計画における計画停止量から算定しているため、計画外停止量は、供給計画時点から実需給までの供給力減少量を扱うこととしている。
- この抽出方法を元に算出した計画外停止率は、純粋なトラブル停止率ではないため、『EUE算定向け計画外停止率』としてEUE計算のみで使用している。

③計画外停止の考え方

～ 今回の計画外停止率の位置づけについて ～

- 供給信頼度評価では、計画停止可能量を供給計画における計画停止量から算定しているため、**計画外停止量は、供給計画時点から実需給までの供給力減少量を扱うことがEUE算定上適切**と考えられることから、**計画外停止 = 供給計画時点からの停止・抑制の変化量 (kWh) と考え方を変更**した。
- この抽出方法は、設備トラブル・作業延長等による供給計画時点からの供給力の減少 (計画外停止(+)) と、作業繰り延べや早期終了等による供給計画時点からの供給力の増加 (計画外停止(-)) の両面を抽出している。
- なお、本数値は供給計画時点からの停止・抑制の変化量のため、**あくまでEUE算定に用いる数値であり、純粋なトラブル停止率ではないことに留意が必要**。
- 以降本数値は**EUE算定向け計画外停止率と明記**することとする。

計画外停止時間 = 発電機作業停止時間実績 - 供給計画での停止予定時間



<③年間計画停止可能量及び追加設備量の見直し> 年間計画停止可能量（1.9カ月）及び追加設備量の見直し

- 年間計画停止可能量（1.9カ月）の妥当性や追加設備量の考え方については、容量停止調整の状況等を注視しつつ、必要に応じて見直すこととしていた。
- EUE算定向け計画外停止率の見直しに合わせて、至近の供給計画や容量停止調整の状況を確認のうえ、見直し検討を行う。

②年間計画停止可能量及び追加設備量の見直しに関する検討

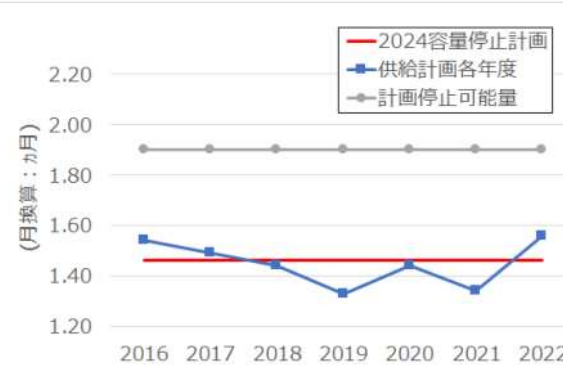
10

- 前述の内容を踏まえ、2024年度実需給の容量停止計画の調整結果を確認したところ、**計画停止は、従来の計画停止可能量以内に収まっていることを確認した。**
- また、2024年度の計画停止量を至近の年度と比較しても同程度の量が計画されていることから、容量停止調整の結果、計画停止可能量の枠内に各電源の計画停止が上手く当てはまったものと考えられる。
- ただし、単年度の調整結果であり、至近年の供給計画においては2.1ヶ月の計画停止可能量が必要と算定されていることから、**来年度以降、計画停止が可能量の枠内に上手く当てはまらない可能性がある。**
また、**計画停止量とEUE算定向け計画外停止率はトレードオフの関係となり得ることにも留意が必要。**
- 以上から、**計画停止可能量については1.9ヶ月を継続し、来年度以降の状況も注視しつつ、必要に応じて2.1ヶ月への見直しを検討することとしてはどうか。**

<容量停止計画の調整結果(2024年度実需給)>



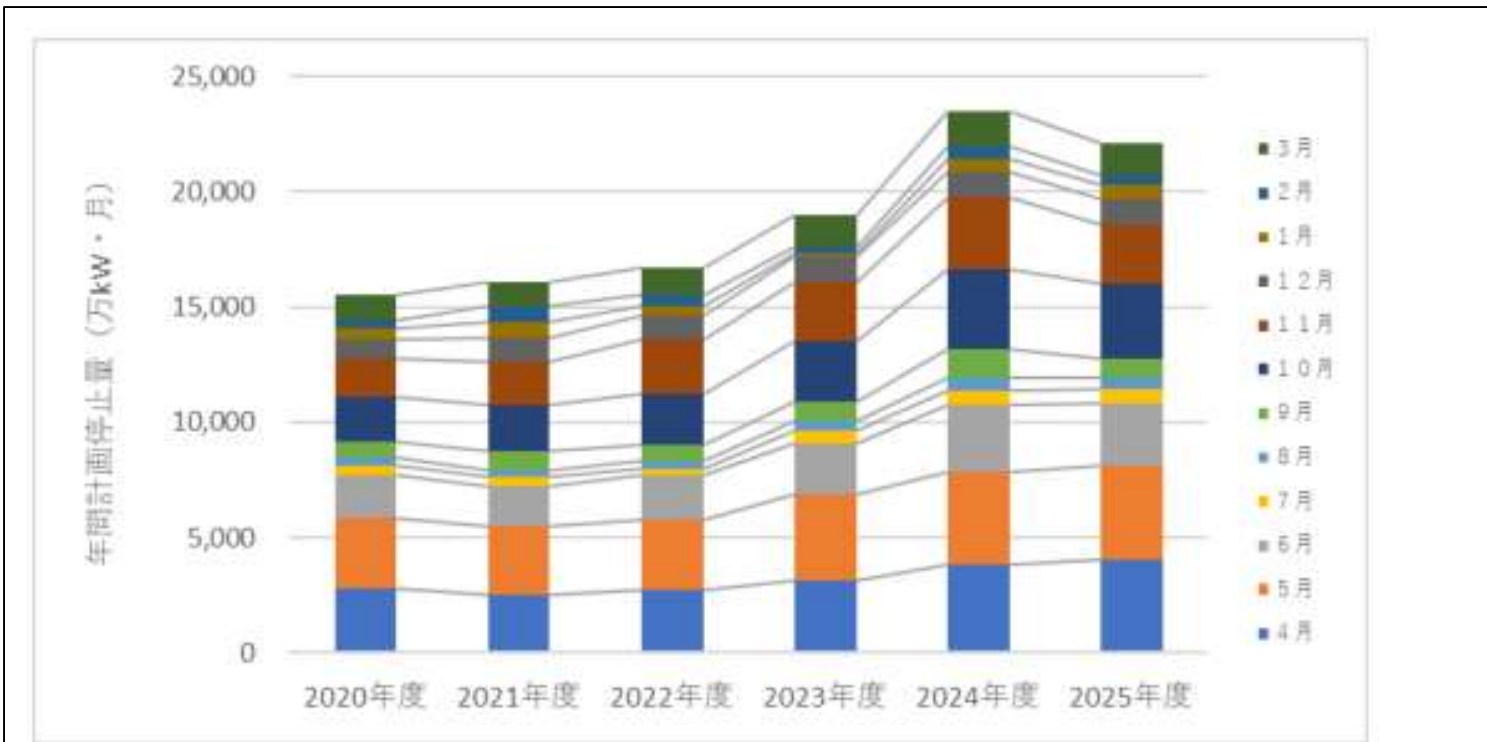
<計画停止量>



<③年間計画停止可能量及び追加設備量の見直し>

(参考) 供給計画の取りまとめにおける年間計画停止量の推移

- 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において、2020年度以降、年間計画停止量が増加傾向であることが示されている。



添付図 7-2 年間計画停止量の推移 (全国合計)

※過去の供給計画取りまとめにおける第一年度の補修量より作成

※2024年度は能登半島地震(2024年1月1日発生)による電源トラブルを含む

出所) 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について (2025年3月28日)
https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/250328_kyokei_iken.pdf



<③年間計画停止可能量及び追加設備量の見直し>

(参考) 供給計画諸元を用いた年間計画停止可能量の確認結果 (2020～2022年度)

- 年間計画停止可能量については、2020～2022年度の供給計画諸元を用いて確認した結果、2.1カ月と算定したが、容量停止計画の調整状況も確認した結果、1.9カ月を継続することとしている。

②年間計画停止可能量及び追加設備量の見直しに関する検討
9

■ **計画停止可能量**については、第78回(2022年10月19日)本委員会にて、**至近3カ年の供給計画諸元を用いて確認した結果2.1ヶ月と算定しており、容量停止計画の調整状況も確認し、見直し可否を判断することとしていた。**

②年間計画停止可能量1.9ヶ月の妥当性確認
各年度供給計画における確認結果
33

- 今回、至近3カ年の供給計画諸元において、計画停止量の確認及び、見直しが必要な場合の新たな基準の試算を行った結果、各年度において見直しが必要な状況であり、3カ年ともに、2.1カ月付近の基準となった。
- 一方で、今後は容量市場における計画停止の調整として、経済的ペナルティを伴う調整が予定されていることから、計画停止可能量の見直し可否については、実際の**容量停止計画の調整状況も確認のうえ判断すること**としてはどうか。

<各年度供給計画における確認結果>

項目		2019	2020	2021	2022
実態確認	計画停止量[万kW・月]	20,837	22,687	20,920	23,965
	計画停止量[月換算]	1.33	1.44	1.34	1.56
	計画停止可能量超過量(最大)[万kW]	-	293	361	289
	超過月(最大)	-	12月	2月	2月
見直し後	計画停止可能量 [月換算]	1.90	2.08 (+0.18)	2.13 (+0.31)	2.09 (+0.45)
	(参考)基準となる月	2月	12月	2月	2月
	追加設備量 [万kW]	712	918 (+293)	865 (+361)	691 (+289)
	年間計画停止可能量 [万kW・月] <small>※追加設備量考慮後</small>	29,922	33,344 (+3,505)	33,934 (+4,331)	32,734 (+3,469)

() は、各年度において、1.9カ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

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators (LAPN)

[出典] 第78回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2022/10/19) 資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_78_haifu.html



<③年間計画停止可能量及び追加設備量の見直し>

(参考) 年間計画停止可能量1.9か月について

(参考) 厳気象H1想定における電源の計画外停止について

43

- 第5回レジリエンス小委（2019年3月27日）において、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は月換算1.9か月必要であると整理され、1.9か月を確保するための追加設備量を算定することとされた。
- なお、この年間計画停止可能量1.9か月は、**H3需要ベース**で評価された**必要供給力**をもとに算定されている。



【出典】第5回電力レジリエンス等に関する小委員会（2019.3.27）資料2抜粋

- 第79回本委員会（2022年11月22日）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。

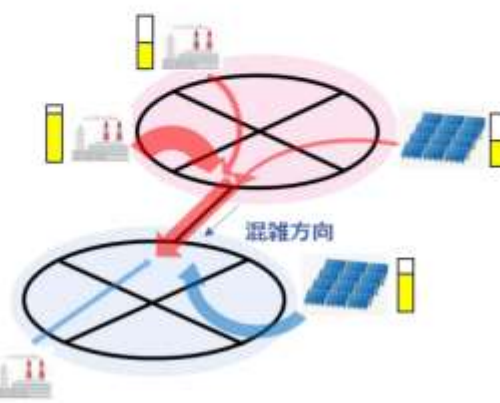
EUEツールにおける混雑量算定の課題 11

- 対象の混雑送電線の潮流については、九州エリア全域の需要・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。

供給力のPTDFが正の領域： ●

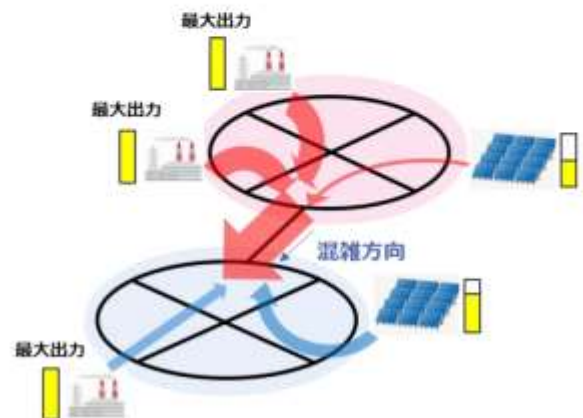
供給力のPTDFが負の領域： ●

<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

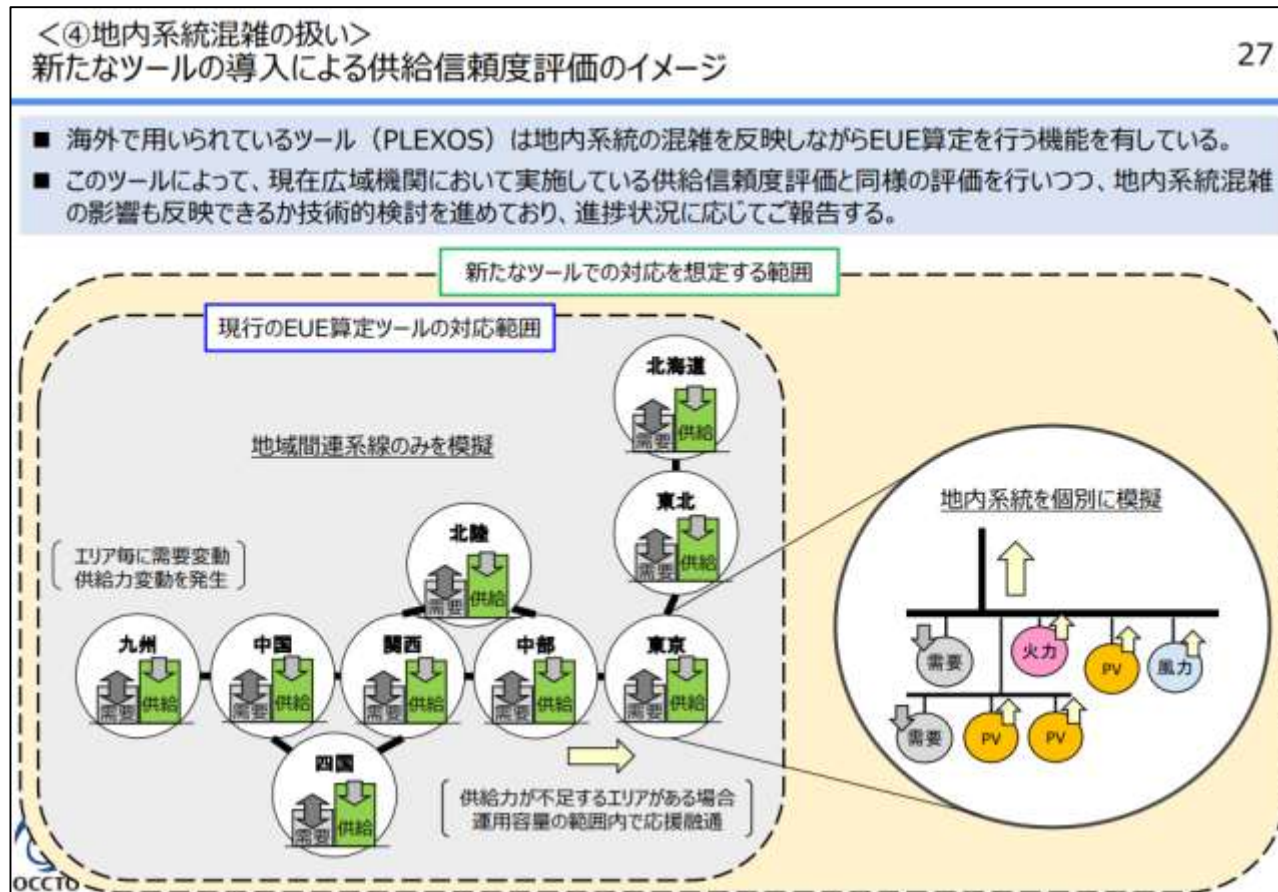
<現状のEUE算定ツールの計算方法>



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

<④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

- 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。



- 現在はPLEXOSを活用した停電量算定（指標値計算）および供給力算定（収束計算）の技術検証を行っており、第109回本委員会（2025年6月24日）において以下の通り報告している。
 - 指標値計算：需要のベースラインおよび需要・供給力の変動についてはPLEXOS標準機能等を用い模擬可能であることを確認している。一方、エリア間応援ロジックや揚水モデルの模擬については現在検討中。
 - 収束計算：計算自体は可能であるものの、計算時間に課題がある。
- 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 35

- 以上を踏まえ、指標値計算の実現に向けて、下記の項目について検討を進めている。
- このうち、エリア間の応援ロジックが検討中のステータスであり、それ以外の需要や供給力については、PLEXOSの標準機能または後述する時系列データ（csvデータ）入力により模擬可能であることを確認した。
- 本検討の結果については、改めて報告する。

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
エリア間応援ロジック		全エリア不足率一定ロジックの実現	検討中
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	○
	自流式水力の出力変動	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	今後検討

○：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） 39

- 他方、計算時間については、下表のとおり、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^{※1}。反復回数が増加していることに加え、1回あたりの平均計算時間が長時間化していることが主な要因である。
- 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。加えて様々な前提条件のもとで多数のケースの計算が必要であることを踏まえると、実業務がワークするかという観点からも、PLEXOSによる収束計算の評価を行う必要がある。
- 以上のように、PLEXOSによる収束計算は、計算時間の観点で課題があることが明らかになった。この点を踏まえ、計算時間の削減に向けた検討は引き続き進めていく。

収束計算の試算に要した反復回数および計算時間^{※1}

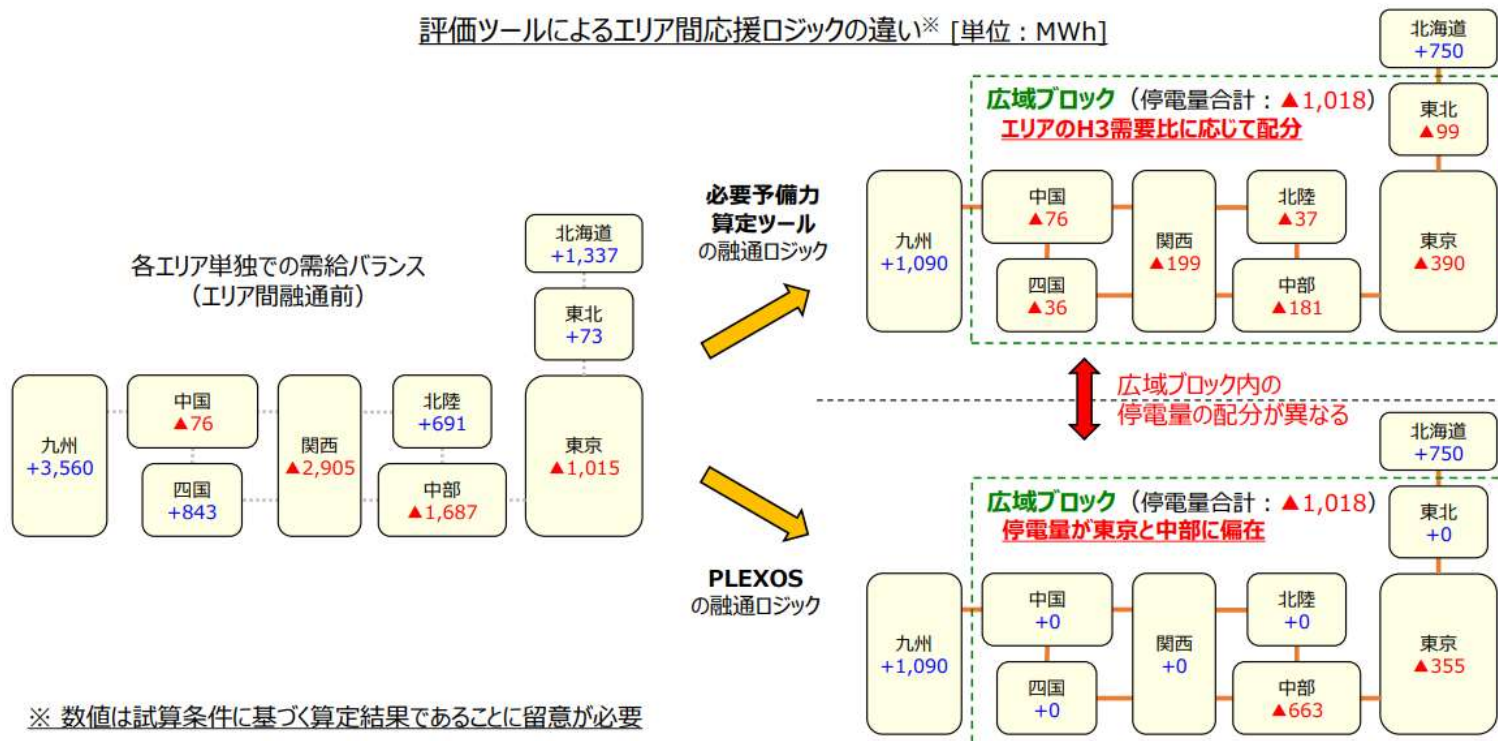
計算条件	PLEXOS		（参考）必要予備力算定ツール
	計算対象期間	1か月間（通常は1年間）	
試行回数	500回（通常の計算では10,000回）		
目標EUE	0.010 kWh/kWh・月（本試算のための仮値）		
地内系統混雑	未考慮（9エリアのソールモデル）		
計算結果	反復回数	246回	83回
	計算時間	9時間55分	2分32秒 ^{※2}

※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

① 停電量の算定（指標値計算）における課題 PLEXOSモデルの検討状況：エリア間応援ロジック

32

- 現在検討中の課題の一つに、エリア間応援ロジックの模擬がある。必要予備力算定ツールでは、発生した停電量を広域ブロック単位でH3需要比に応じて配分するロジック（全エリア不足率一定ロジック）を採用している。
- 他方、PLEXOSでは、各エリアの余力の範囲で融通するロジックが標準であるため、全エリア不足率一定ロジックを模擬するためには複雑な条件設定が必要である。この点については引き続き検討していく。



<⑤EUEと予備率の関係> EUEと予備率の関係整理

- 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に余裕がある状況と判断していた。一方、EUE導入時には、平年H3需要に対する予備率と同水準のEUEを基準として設けている。
- そのため、EUEと予備率の関係について分析するとともに、供給信頼度評価における指標の再整理を検討する。

【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いが、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かる範囲で教えていただきたい。（松村委員）

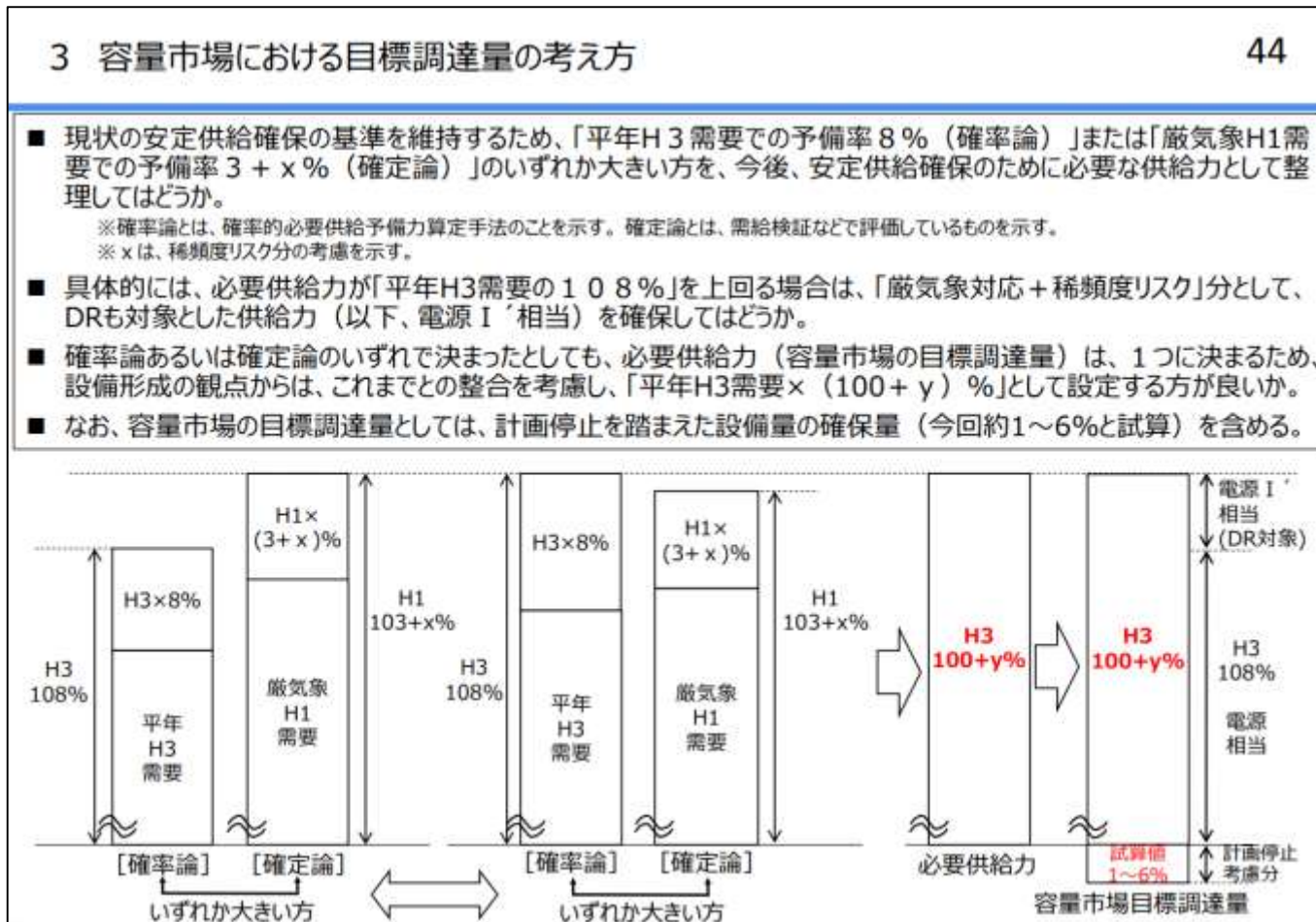
【第111回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 議事録より抜粋】

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）

<⑤EUE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。



<⑤EUEと予備率の関係>

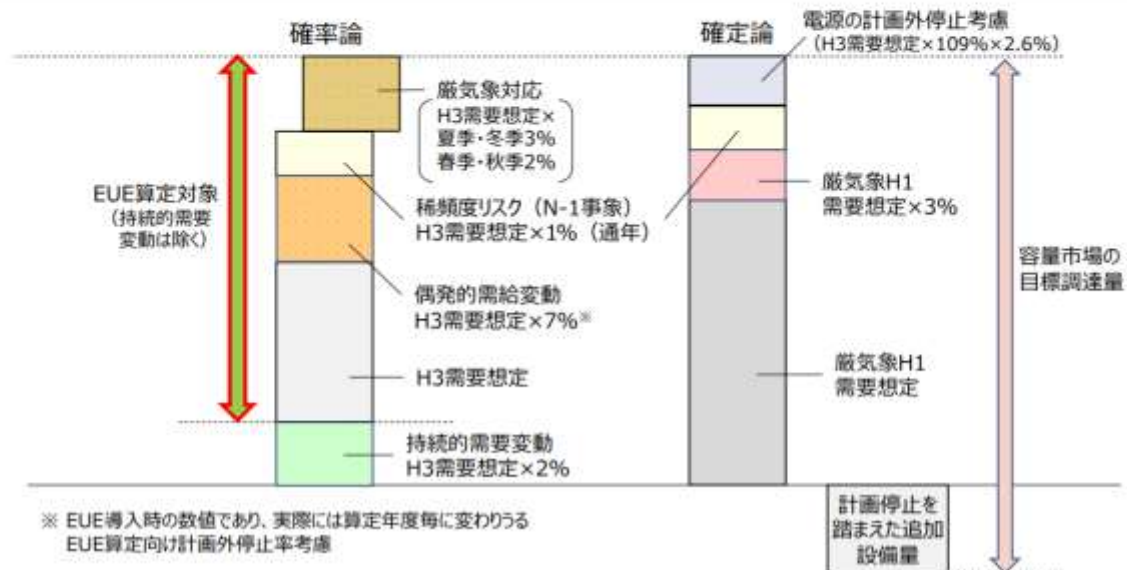
(参考) 現行の必要供給予備力の内訳について

- 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。



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	0.018	0.015	0.017	0.010	0.010	0.009	0.010	0.009	0.009	0.009
沖縄	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	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

3. (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (2025年度・予備率) 13

■ 第1年度 (2025年度) の予備率は、**全ての月・エリアで12%を上回った。**

● 2025年度 各エリアの月毎の予備率 (連系線活用後 & 工事計画書提出電源等加算後)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	27.6%	36.6%	37.5%	17.9%	17.5%	24.3%	23.5%	14.4%	19.8%	15.5%	14.8%	21.6%
東北	19.9%	18.7%	19.6%	17.9%	17.5%	24.3%	12.7%	14.4%	19.8%	15.5%	14.8%	21.6%
東京	19.9%	18.7%	19.6%	17.9%	17.5%	24.3%	12.4%	14.4%	19.8%	15.5%	14.8%	21.6%
中部	27.5%	30.1%	24.6%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	21.7%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
北陸	27.5%	30.1%	24.6%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	23.5%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
関西	27.5%	30.1%	24.6%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	23.5%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
中国	27.5%	30.1%	34.4%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	23.5%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
四国	63.5%	66.1%	54.7%	46.3%	37.1%	28.0%	31.7%	23.5%	17.0%	24.8%	35.3%	59.8%
九州	27.5%	21.7%	34.4%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	23.5%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
沖縄	38.8%	35.2%	28.4%	24.6%	34.2%	34.4%	40.1%	56.5%	68.7%	68.4%	72.9%	94.8%

※連系線活用後と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

(注) 本評価は各連系線の空容量の範囲内で供給力を取り入れた。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活用

○空容量 = ① (運用容量) - ② (マージン)

①:「2025~2034年度の連系線の運用容量 (年間・長期) 2025年3月1日:本編(注) 注:一部連系線 (中京関西間、中京九州間) は運用容量の30分単位を反映した値

②:「2025~2026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保率(注) (2025年3月1日:本編(注) 注:考慮のうえ算出した値



3. (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (2026年度・予備率) 14

■ 第2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 & 工事計画書提出電源等加算後)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	22.9%	38.4%	34.0%	25.7%	21.4%	21.7%	23.8%	19.0%	22.6%	17.9%	15.9%	22.0%
東北	18.6%	37.5%	34.0%	14.4%	21.4%	21.7%	15.8%	16.8%	20.7%	15.7%	15.3%	22.0%
東京	14.9%	16.9%	12.7%	11.8%	11.8%	18.0%	14.6%	16.8%	20.0%	15.7%	15.3%	22.0%
中部	36.2%	32.6%	26.7%	19.7%	18.8%	18.0%	14.6%	18.0%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
北陸	36.2%	32.6%	26.7%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
関西	36.2%	32.6%	26.7%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
中国	36.2%	32.6%	35.1%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
四国	45.2%	52.3%	35.1%	21.9%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
九州	36.2%	32.6%	35.1%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
沖縄	58.8%	45.0%	31.3%	28.8%	31.5%	35.7%	43.2%	56.2%	67.3%	74.8%	76.4%	77.7%

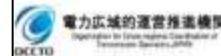
※連系線活用後と同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示
 ※沖縄エリアは最小予備率断面

(注) 本評価は各連系線の空容量の範囲内で供給力を取り入れた。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活用

○空容量 = ① (運用容量) - ② (マージン)

①:「2025~2034年度の連系線の運用容量 (年間・長期) 2025年3月1日:本編(注) 注:一部連系線 (中京関西間、中京九州間) は運用容量の30分単位を反映した値

②:「2025~2026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保率(注) (2025年3月1日:本編(注) 注:考慮のうえ算出した値



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

- 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、順次検討を進めることでどうか。
- 特に①～③については足元の課題でもあるため早期に検討を行うことでどうか。

検討事項		検討の進め方					
		10月	11月	12月	1月	2月	3月
①	<ul style="list-style-type: none"> 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。 	<ul style="list-style-type: none"> ツールの制約を考慮した上で対象月を検討した上で、細分化の考え方を整理 					
②	<ul style="list-style-type: none"> 至近3か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。 	<ul style="list-style-type: none"> 至近3か年の実績を確認した上で、異常値の有無等を整理の上、EUE算定向け計画外停止率を見直し 					
③	<ul style="list-style-type: none"> 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 至近3か年の実績を確認した上で、計画停止可能量及び追加設備量の考え方を整理 					
④	<ul style="list-style-type: none"> 地内システム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。 	<ul style="list-style-type: none"> 新たなツールを含め、地内システム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 					
⑤	<ul style="list-style-type: none"> 予備率とEUEの関係性の整理が必要ではないか。 	<ul style="list-style-type: none"> 現状のEUEと予備率の関係について分析を実施し、供給信頼度基準の方向性を整理 					