

供給信頼度評価の課題整理について ～連系線運用容量の扱いについて～

2025年1月28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

■ 第102回本委員会（2024年10月23日）にて課題提起した供給信頼度評価に関する課題のうち、検討事項②ならびに③について、以下のとおり整理を行ったため、ご議論いただきたい。

- 検討事項②：供給信頼度評価に反映すべき運用実態として、連系線運用容量の30分細分化（拡大）の反映について整理
- 検討事項③：地域間連系線の運用容量の考え方について、将来の運用容量等の在り方に関する作業会（以下、「運用容量等作業会」）での議論内容を踏まえ、供給信頼度評価における運用容量の考え方を整理

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
②	供給信頼度評価の方の細について、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
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
④	地内系統の混雑を考慮した供給信頼度評価の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（現時点では実運用でも混雑は顕在化していない）

出所）第102回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年10月23日開催）資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_102_03.pdf

1. 現状の整理

1. 現状の連系線の運用容量の決め方
2. 現状の供給信頼度評価での運用容量の決め方

2. 今後の供給信頼度評価における考え方について

1. 連系線運用容量の30分細分化の適用（検討事項②）
2. 個別連系線における負荷制限の織り込みの適用（検討事項③）

3. 見直し後の試算

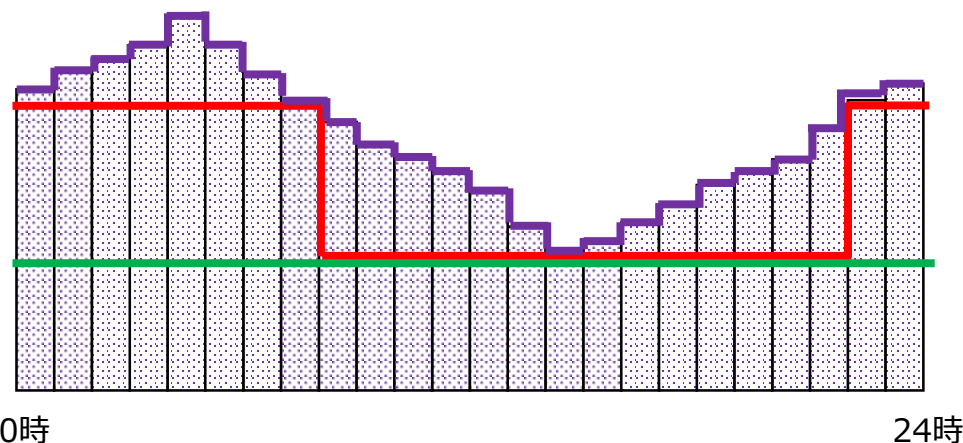
4. まとめ

1-1. 現状の連系線の運用容量の決め方 運用容量検討会における連系線の運用容量

- 連系線の運用容量は、運用容量検討会において、以下のように翌年度以降の10か年分を算定している。
 - 運用容量の決定は、熱容量等、同期安定性、電圧安定性、周波数維持の制約要因の限度値のうち最も小さいものとしている。
 - これらの制約のうち、特に同期安定性、電圧安定性、周波数維持の制約は、電源状況等によって限度値が大きく変わることから、至近年度である第1年度・第2年度については、月別・平休日別・昼夜別などに算出断面を細分化（拡大）することで、実運用において、運用制約を維持しつつ連系線を有効活用している。
 - さらに、連系線混雑により卸電力市場取引の市場分断が見込まれ、かつ周波数維持が制約要因である場合※1には、運用容量を最小粒度の30分毎に細分化（拡大）し、より一層の電力の広域取引・運用を図っている。
- **これまで供給信頼度評価では、「年間運用容量（赤線）」を採用しているが、「年間運用容量（紫線）」を適用するかどうか、また負荷制限の織り込みが論点となる。**

※1 現時点においては中部関西間（関西向き）、中国九州間（九州向き、中国向き）の3ケースが対象である

運用容量の算出イメージ

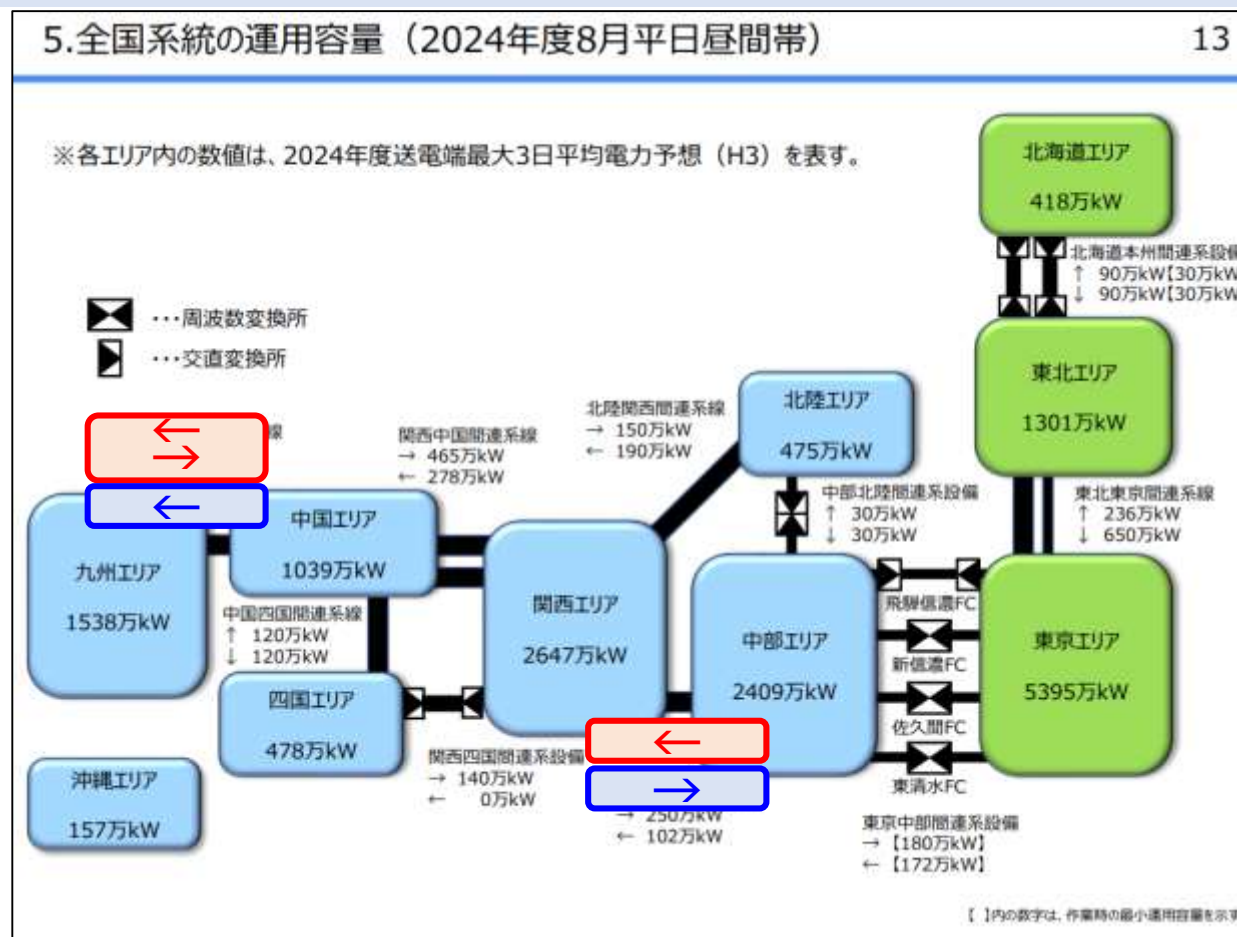


【凡例】

- 長期運用容量
：第3年度～第10年度、年間で一定値
- 年間運用容量
：第1年度～第2年度、月別※2・平休日別・昼夜間帯別
- 年間運用容量（市場分断のおそれあり・周波数維持制約）
：第1年度、月別※2・平休日別の30分コマごと

※2 一部の連系線では更に月の前半・後半別

- 現時点において、運用容量の30分細分化が適用されているのは、中部関西間連系線（関西向き）と中国九州間連系線（九州向き・中国向き）。
- 運用容量等作業会で新たに負荷遮断の織り込みの検討が行われたのは、中部関西間連系線（中部向き）と中国九州間連系線（九州向き）。



<凡例>

- 運用容量の30分細分化
- 負荷遮断の織り込み

- 2023年度に算出した年間運用容量（第1年度・第2年度）の決定要因と算定断面数は以下の通り。
- 周波数維持制約については、一部の月を前半・後半に細分化することで連系線の有効活用に取り組んでいる。
- なお、同期安定性・電圧安定性の制約では、市場分断が見込まれない場合、断面数を簡素化している。
- また、市場分断の発生が見込まれる場合は、運用容量の算出断面を細分化することとしている。

＜参考＞ 各連系線の設定断面数

19

◆ 昨年度算出した2023年度の決定要因、設定断面数は下表のとおり。（作業時除く）

連系線	方向	決定要因	断面数 ¹⁾
北海道本州間連系設備	両方向	熱容量	1
東北東京間連系線	東京向	熱容量・同期安定性	48
	東北向	熱容量	1
東京中部間連系設備	両方向	熱容量	1
中部関西間連系線	関西向	周波数維持	60 ²⁾
	中部向	周波数維持	48
中部北陸間連系設備	両方向	熱容量	1
北陸関西間連系線	関西向	同期安定性	1 ³⁾
		周波数維持	60 ²⁾
	北陸向	周波数維持	48
関西中国間連系線	中国向	熱容量	3
	関西向	電圧安定性	4 ⁴⁾
関西四国間連系設備	四国向	同期安定性	1 ⁵⁾
	関西向	熱容量	1
中国四国間連系線	両方向	熱容量	1
中国九州間連系線	両方向	周波数維持	60 ²⁾

1) 特殊日（GW、年末年始等）は別途検討するため断面数に含めない。また、作業時は日単位で検討しておりこの値以上の断面数になる。

2) 月毎（9月、11月、3月はさらに2分割）・平／休日・昼／夜間

3) 5月夜間

4) 春夏秋冬

5) 10月昼間

出所）第1回運用容量検討会（2024年5月16日開催）資料1

https://www.occto.or.jp/iinkai/unyoyouryou/2024/files/2024_1_1.pdf

1. 現状の整理

1. 現状の連系線の運用容量の決め方
2. 現状の供給信頼度評価での運用容量の決め方

2. 今後の供給信頼度評価における考え方について

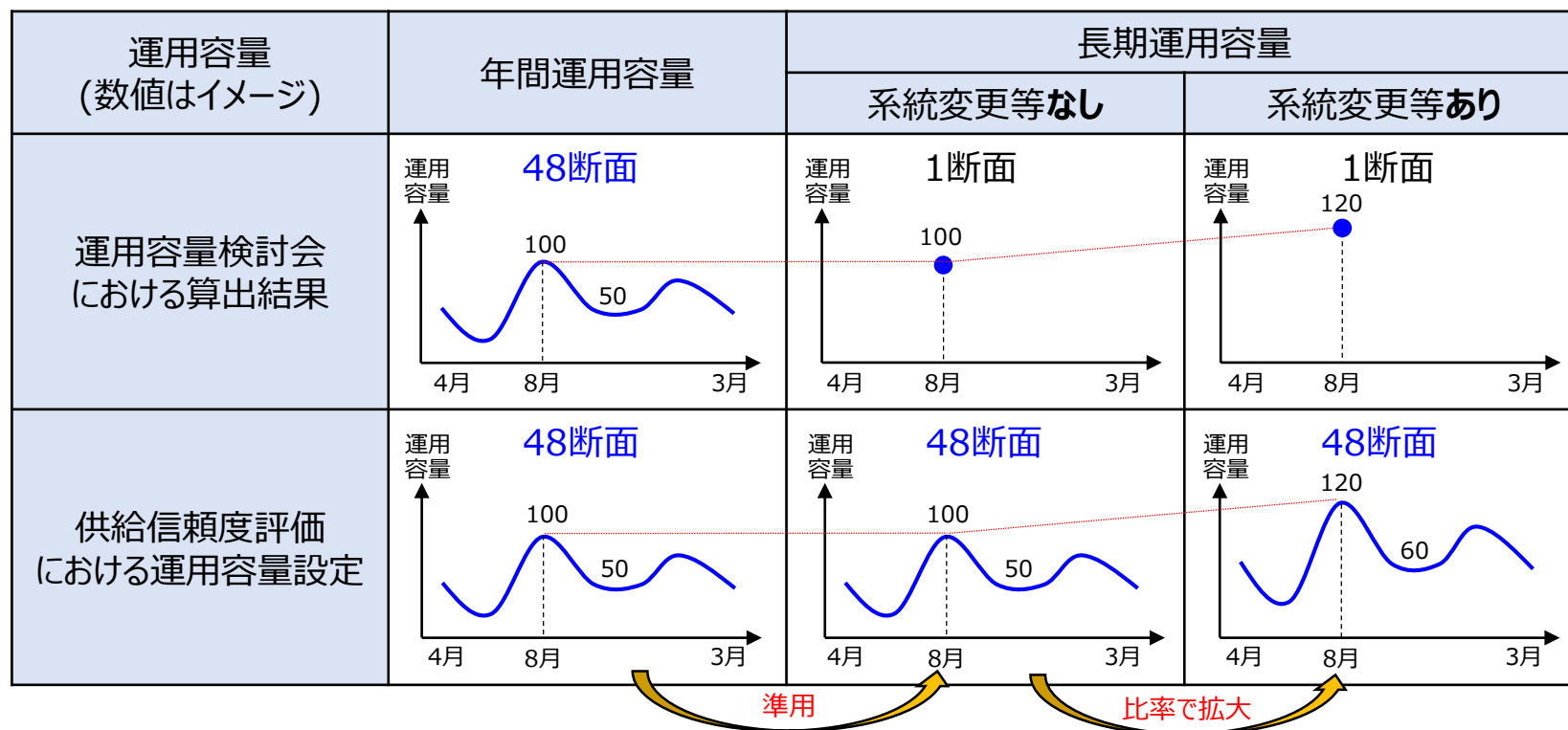
1. 連系線運用容量の30分細分化の適用（検討事項②）
2. 個別連系線における負荷制限の織り込みの適用（検討事項③）

3. 見直し後の試算

4. まとめ

- 供給信頼度評価に用いる連系線の運用容量は、運用容量検討会で算出された運用容量をもとにしているが、後年度の長期断面の運用容量（年間1断面）は、各制約の限度値に影響を与えるような系統変更等の計画がない場合、年間運用容量の最大需要時の数値を据え置いている。
- そのため、**供給信頼度評価では年間運用容量（月別・平休日別・昼夜間帯別）の数値を用いることを基本とし、そのうえで、連系線増強などの計画がある場合には、最大需要時の比率を乗じた運用容量を設定している。**
- このような補正処理で、8760時間の供給信頼度評価に一定程度合理的と考えられる運用容量を設定している。

供給信頼度評価における運用容量の設定方法（イメージ）



- 供給信頼度評価における第1年度は、運用容量検討会における算定年度の第2年度となる。
- 第2年度以降は長期運用容量の1断面（最大需要時）の運用容量しか算出されていないため、第1年度における48断面の運用容量に基づき、第2年度以降についても48断面の数値に展開している。

2023年4月時点で設定されている運用容量

	2023年度 (第1年度)	2024年度 (第2年度)	2025年度 (第3年度)	2026年度 (第4年度)	
設定断面	48断面／30分毎 (月別・平休日・ 昼夜間帯別)	48断面 (月別・平休日・ 昼夜間帯別)	1断面 (最大需要時)	1断面 (最大需要時)	

2024年度供給計画取りまとめ（2023年度作成）における運用容量の設定

	2024年度 (第1年度)	2025年度 (第2年度)	2026年度 (第3年度)	
設定断面	48断面 (月別・平休日・ 昼夜間帯別) 採用	48断面 (月別・平休日・ 昼夜間帯別) 展開	48断面 (月別・平休日・ 昼夜間帯別) 展開	展開

1. 現状の整理

1. 現状の連系線の運用容量の決め方
2. 現状の供給信頼度評価での運用容量の決め方

2. 今後の供給信頼度評価における考え方について

1. 連系線運用容量の30分細分化の適用（検討事項②）
2. 個別連系線における負荷制限の織り込みの適用（検討事項③）

3. 見直し後の試算

4. まとめ

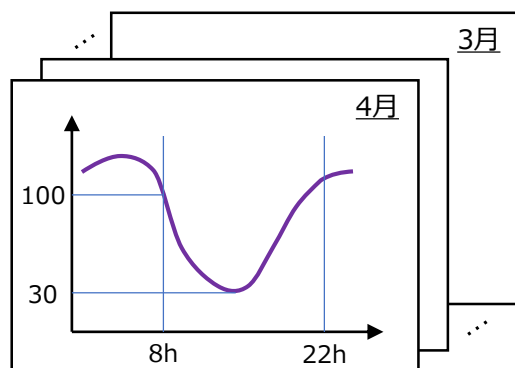
連系線運用容量の30分細分化の供給信頼度評価への適用について

- これまでの供給信頼度評価において、その時点で公表されている連系線の運用容量（年間48断面）を反映しているが、一部の連系線では30分細分化が行われており、また今年度6月にも対象連系線が追加されたところ。
- この実運用の取組をEUE算定にも適用することは、長期的な供給信頼度評価（EUE算定）と実運用の整合性を高めることとも考えられる。そのため、**予め技術的に一定の妥当性をもって30分細分化の運用容量を想定できるのであれば、供給信頼度評価にも適用することが望ましい方向性**と考えられる※1。
- 対象となる中部関西間連系線（関西向き）、中国九州間連系線（九州向き・中国向き）の周波数維持限度値は算術式を用いて算出しており、公表する年間48断面の運用容量についても、30分細分化の運用容量を算定したうえで、最も小さい時間帯の運用容量が採用されている。
- そのため、**過去実績を元に定める各要素をどこまで長期的に蓋然性のある数値と見做すことができるかによって、適用対象年度を定めることが考えられる。**

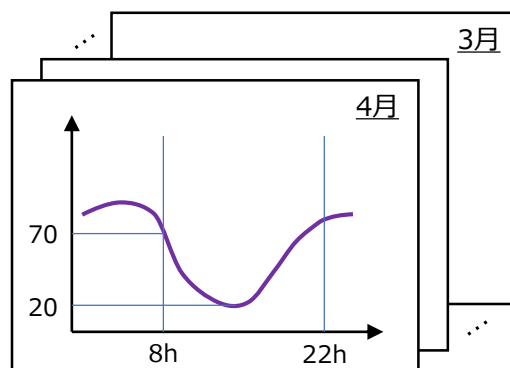
※1 EUE算定では、検討断面の最小単位は1時間コマであるため、適用する運用容量は1時間コマごとの値とする。

運用容量（30分細分化）

【平日】



【休日】



運用容量（年間48断面）

		4月		3月
平日	昼間	30		
	夜間	100		
休日	昼間	20		
	夜間	70		

各断面の
最小値を採用

- 周波数維持限度値は、周波数低下側の場合、下記の算術式により算出される。
- 需要と相関のある系統容量は、供給計画で対象としている至近10か年程度であれば傾向が大きく変わるものではないと考えられる。
- 他方、発電機解列量はFRT要件非対応のインバータ電源の解列が支配的であり、高低圧用PCSの耐用年数が15年程度であることを考慮すれば、今後はPCS取替にあわせて減少していくと推測される。また、系統特性定数に関しては、将来の状況変化を踏まえた対応が必要だと将来の運用容量等の在り方に関する作業会で整理されており、今後は系統特性定数が見直される可能性がある。
- このため、長期の断面において30分コマごとの運用容量を織り込むことについては慎重な判断が必要か。
- 以上を踏まえ、まずもっては、**第1年度・第2年度を供給信頼度評価における30分細分化運用容量の適用対象年度とすることを基本的な考え方**とし、長期の断面への織り込みについては継続的に検討することとしてどうか。

＜周波数維持限度の算出方法（周波数低下側の場合）＞

周波数維持限度 = 系統容量 × 系統特性定数 + EPPS見込み量 - 発電機解列量

青字：過去実績（需要実績、PV発電実績、設備容量）を元に定期的に更新するもの

（「発電機解列量」とは、周波数低下時（59.0Hz）にUFR及び単独検出機能により解列する発電機の見込み量）

緑字：設備増強等大きな系統状況の変化等があった場合に必要に応じて更新するもの

状況変化による系統特性定数（緊急時）の再算出（2 / 2）

24

- また、**緊急時（低下側）における中西エリアの系統特性定数は、シミュレーションによって算出**されたものであり、調整力調達の変化を考慮すると、その前提条件とする**GF応動特性・容量も変化**している可能性があり、加えて、インバータ需要の拡大等により**負荷特性も算出当時から大きく変化**している可能性も考えられる。
- 以上を踏まえ、これらが**系統特性定数へ与える影響を整理した上で、一次必要量（≒GF確保量）等に応じた系統特性定数を再算出することが必要か（あるいは可能か）**どうかの検討を進めていくこととしたい。

	エリア		算出根拠														
緊急時 (低下)	中西エリア	—	発電機特性および負荷特性を考慮した改良Y法シミュレーションより算出（1997年）														
			<table><tr><th colspan="2">前提条件</th><th>設定根拠</th></tr><tr><td>GF応動特性</td><td>ガバナ応動試験結果（5%変化 / 25秒）を基にプラント定数を設定</td><td>関西・四国・九州におけるガバナ 応動試験を実施</td></tr><tr><td>GF容量</td><td>3%MW</td><td>実績調査</td></tr><tr><td>負荷特性</td><td>3.33%MW/Hz</td><td>英国での負荷特性把握試験結果を準用（1948 年）※</td></tr></table>			前提条件		設定根拠	GF応動特性	ガバナ応動試験結果（5%変化 / 25秒）を基にプラント定数を設定	関西・四国・九州におけるガバナ 応動試験を実施	GF容量	3%MW	実績調査	負荷特性	3.33%MW/Hz	英国での負荷特性把握試験結果を準用（1948 年）※
			前提条件		設定根拠												
			GF応動特性	ガバナ応動試験結果（5%変化 / 25秒）を基にプラント定数を設定	関西・四国・九州におけるガバナ 応動試験を実施												
	GF容量	3%MW	実績調査														
負荷特性	3.33%MW/Hz	英国での負荷特性把握試験結果を準用（1948 年）※															
東北・東京エリア	—	系統特性定数を用いない運用															
北海道エリア	—	英国での 負荷特性 把握試験結果（1948 年）と GF容量実態 より算出															

※電気事業連合会 負荷特性調査検討ワーキンググループ「負荷の電圧特性」調査検討結果 最終報告書（1989年6月）



2－1．連系線運用容量の30分細分化の適用（検討事項②）
連系線運用容量の30分細分化の供給信頼度評価への適用範囲（1／3）

- 前述の基本的な考え方（EUE評価で第1・2年度に30分細分化を適用）と各業務との関係性について整理する。
- まず、供給計画では、今後10か年のEUE評価を行っており、さらに短期断面（第1・2年度）では、補完的な予備率評価を行っている。
- ここで、短期断面では、各月ごとの供給力等の提出を事業者に求めており、長期断面よりも詳細な評価を行っている。そのため、**前述の基本的な考え方と供給計画の需給バランス評価※¹では第1・2年度で詳細に評価するという点で整合的である。**
- また、**需給検証等の厳気象H1需要に対する需給バランス評価（予備率評価）についても同様に30分細分化を適用することが整合的である。**

※1 補完的評価（H3需要に対する予備率評価）においても同様に連系線運用容量は30分細分化を反映する

 連系線運用容量の細分化の適用範囲

	2025年度 (第1年度)	2026年度 (第2年度)	2027年度 (第3年度)	2028年度 (第4年度)	2029年度 (第5年度)	...	2034年度 (第10年度)
供給計画 (2025年度供計)	短期断面		長期断面				
需給検証等 (2025年度見通し)	夏季 冬季	(対象なし)					

- 供給計画の短期見通し (第1・2年度) では、各月に計上されている供給力をもとに、年間EUEや補完的な予備率評価をおこなっている。

【論点1】今後の供給信頼度評価方法 (1/3)

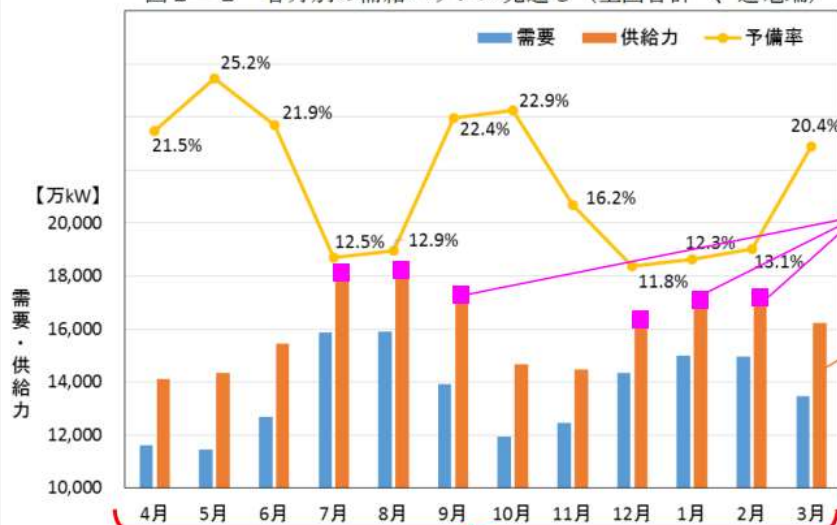
論点1 14

～作業停止調整後の供給計画の**短期**見通し(第1～2年度)～

- 今後の供給計画の**短期**需給バランス評価としては、**作業停止を考慮した供給計画に計上されている供給力に、電源Ⅰ'※を加算した各月・各エリアの予備率をもとに、各エリアの年間のEUEを算定**してはどうか。そして、**年間EUEの供給信頼度を満たしているかを評価(年間EUE評価)**することとしてはどうか。
- なお、**電源Ⅰ'量※**としては、現状の供給計画では届出対象ではないことから、**第1年度については、各エリアの調整力公募結果の契約(予定)容量を用いることとし、第2年度以降については、容量市場後の発動指令電源の調達量の考え方と合わせて、各エリアH3需要の3%として算定**することとしてはどうか。

図2-2 各月別の需給バランス見通し (全国合計¹⁷、送電端)

※容量市場後は発動指令電源の落札量(契約量)を考慮



予備率

出所) 2020年度 供給計画の取りまとめ
https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/200331_kyokuyukeikaku_torimatome.html

電源Ⅰ'※
 第1年度以降：各エリア契約(予定)容量
 第2年度以降：各エリアH3需要の3%

供給計画に計上される電源等

年間EUE評価イメージ

エリア	2021年度
A	0.040
B	0.049
⋮	⋮
I	0.038
全国	0.041

：年間EUEの供給信頼度を満たさないエリア

各月・各エリア予備率(供給力)を設定し、各エリアの年間のEUEを算定
 ⇒年間EUEの供給信頼度を満たしているかを評価

出所) 第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2021年3月3日開催) 資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_58_02.pdf

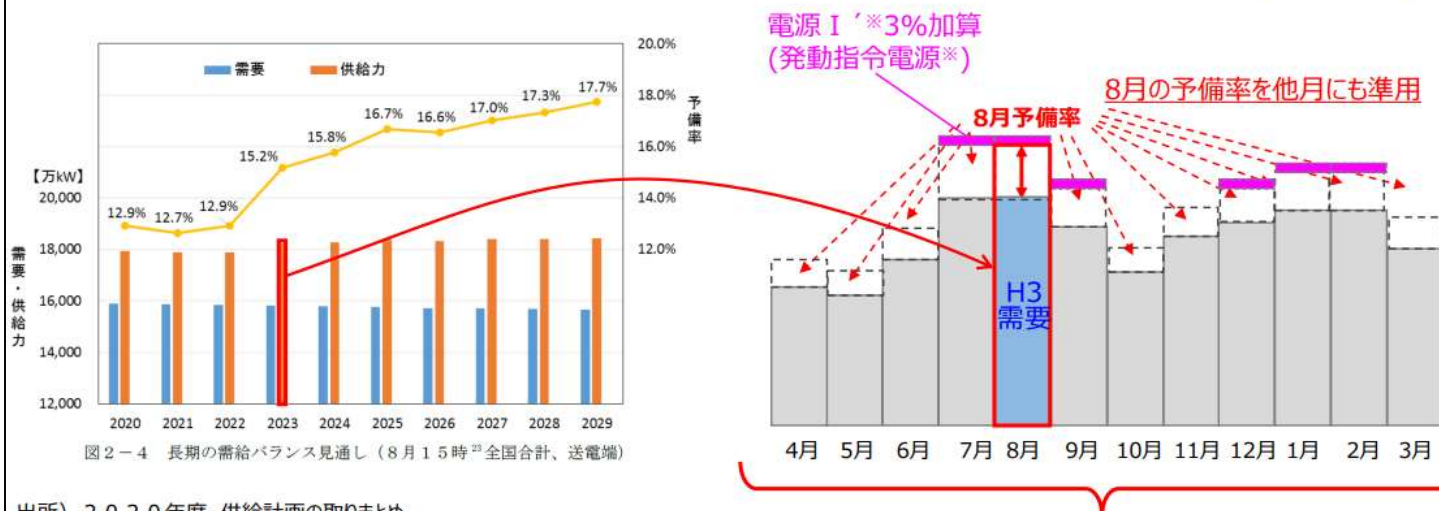
- 供給計画の長期見通し (第3年度以降) では、最大需要月の供給力 (予備率) をもとに、各月の供給力を定めることで年間 E U E 評価をおこなっている。

【論点2】今後の供給信頼度評価方法 (2/3)
～供給計画の長期見通し(第3～第10年度)～

論点2 23

- 今後の供給計画の長期需給バランス評価としては、供給計画に計上されている最大需要月の予備率を、最大需要月以外の月にも準用し、夏季・冬季に電源 I' ※を加算した各月・各エリアの予備率をもとに、各エリアの年間の EUE を算定してはどうか。そして、年間 EUE の供給信頼度を満たしているかを評価 (年間 EUE 評価) することとしてはどうか。
- なお、論点1と同様に、電源 I' 量 ※ としては、現状の供給計画では届出対象ではないことから、容量市場後の発動指令電源の調達量の考え方と合わせて、各エリア H3 需要の 3% として算定することとしてはどうか。

※容量市場後は発動指令電源の落札量(契約量)を考慮



出所) 2020年度 供給計画の取りまとめ

https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/200331_kyokuyukeikaku_torimatome.html

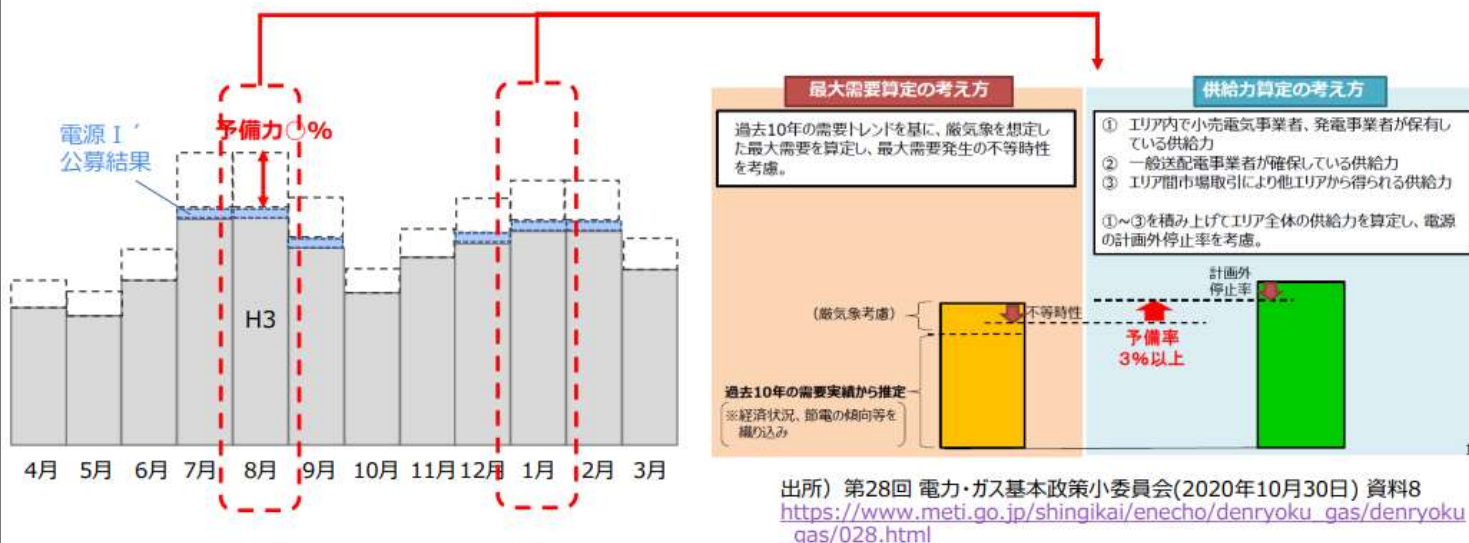
各月・各エリア予備率(供給力)を設定し、各エリアの年間のEUEを算定
⇒年間EUEの供給信頼度を満たしているかを評価

- 夏季・冬季の需給検証は、蓋然性のある需要と供給力を積み上げた確定論的な予備率評価を行っている。

【論点3】今後の供給信頼度評価方法について (3/3)
～夏季・冬季の需給検証～

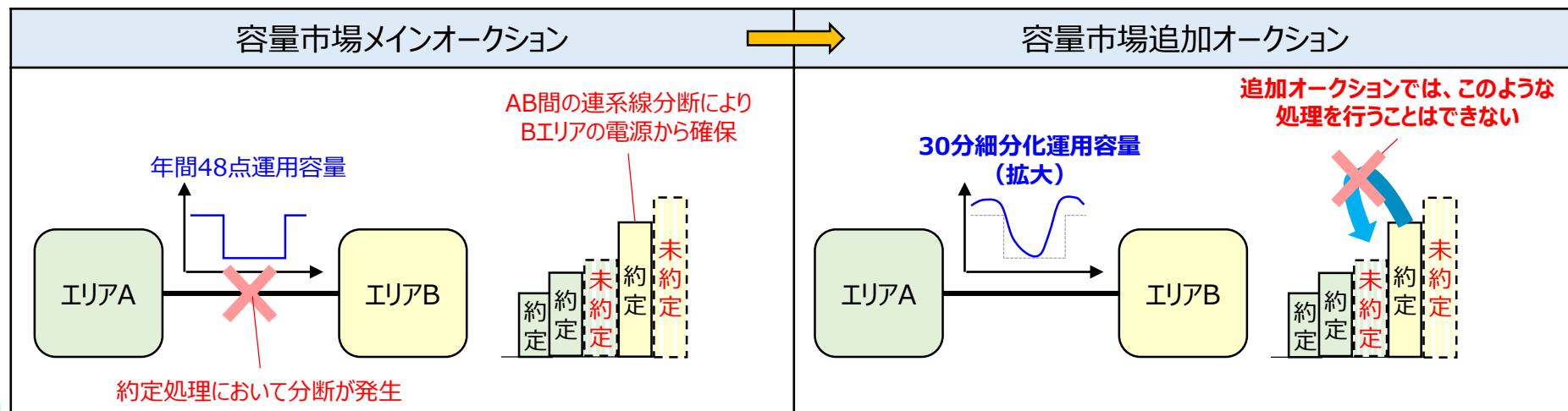
論点3 25

- 前述のとおり、供給計画については、従来は確率論的なLOLP評価と同義と考えていた各月のH3需要の7%※以上を基準とする評価方法を、再エネ(太陽光)大量導入を踏まえて確率論的な年間EUE評価に見直すこととした。
- 他方で、**需給検証では夏・冬の各エリアのH1需要(厳気象需要)発生時間帯に十分な供給力を確保していることを確定論的に確認すること**を目的としている。また、**確率論的なEUE評価については、再エネ(太陽光)大量導入を踏まえて、原則として、年間単位・月単位に評価するものであり、時間単位に評価するものではない。**
- 以上のことから、**需給検証は確率論的なEUE評価ではなく、蓋然性のある需要と供給力を積み上げて評価する確定論的な評価とすることが望ましいか。**その場合、容量市場の落札結果から需給検証までが**整合的な評価となるように「蓋然性のある需要と供給力」について再確認を実施**することとしてはどうか。



連系線運用容量の30分細分化の供給信頼度評価への適用範囲（2 / 3）

- 続いて、容量市場のオークション（約定処理）でのEUE評価上の扱いとの関係性について、整理を行う。
- まず、**追加オークション（第2年度に相当）は、これまでの基本的な考え方に則り、約定処理におけるEUE評価で30分細分化を適用しておくことは、実需給年度に向けて合理的である。**
- また、メインオークション（第5年度に相当）は、これまでの基本的な考え方に基づくと、約定処理におけるEUE評価で30分細分化の適用対象外の年度に該当する。
- 他方で、実需給（30分細分化）とメインオークション（約定処理）でのEUE評価（昼夜別）で連系線運用容量の扱いに差異が生じるため、容量市場～実需給までの必要な供給力確保の連続性の観点では望ましくない。
- 加えて、メインオークションと追加オークションで連系線運用容量の取扱いに差異があることで市場分断の発生状況が生じることも望ましくない。（市場分断の発生有無の違いによって、合理的な約定が変わることは望ましくない）



連系線運用容量の30分細分化の供給信頼度評価への適用範囲（3 / 3）

- 前述の課題があるため、メインオークション（第5年度相当）において、30分細分化の運用容量の蓋然性は相対的に劣後する可能性はあるものの、**例外的な取り扱いとして、メインオークションでも、約定処理におけるEUE評価で30分細分化を適用することでどうか。**
- なお、メインオークション時点での30分細分化運用容量を適用していた場合、追加オークション時点で最新の運用容量が下方修正されると必要供給力が不足する（必要なエリアに供給力がない）リスクもあるが、仮にそのような場合があった時には追加オークションで対応することになる。
- また、容量停止計画調整（第3年度に相当）はメインオークションと同じ諸元を用いることと、容量市場におけるEUE評価の連続性という観点も踏まえると、**容量停止計画調整業務についても30分細分化を適用することでどうか。**

 連系線運用容量の細分化の適用範囲

	対象実需給年度				
	2025年度 (第1年度)	2026年度 (第2年度)	2027年度 (第3年度)	2028年度 (第4年度)	2029年度 (第5年度)
容量市場 (2025年度実施)	(対象なし)	追加オークション	容量停止計画調整	(対象なし)	メインオークション

1. 現状の整理

1. 現状の連系線の運用容量の決め方
2. 現状の供給信頼度評価での運用容量の決め方

2. 今後の供給信頼度評価における考え方について

1. 連系線運用容量の30分細分化の適用（検討事項②）
2. 個別連系線における負荷制限の織り込みの適用（検討事項③）

3. 見直し後の試算

4. まとめ

個別連系線における負荷制限の織り込み

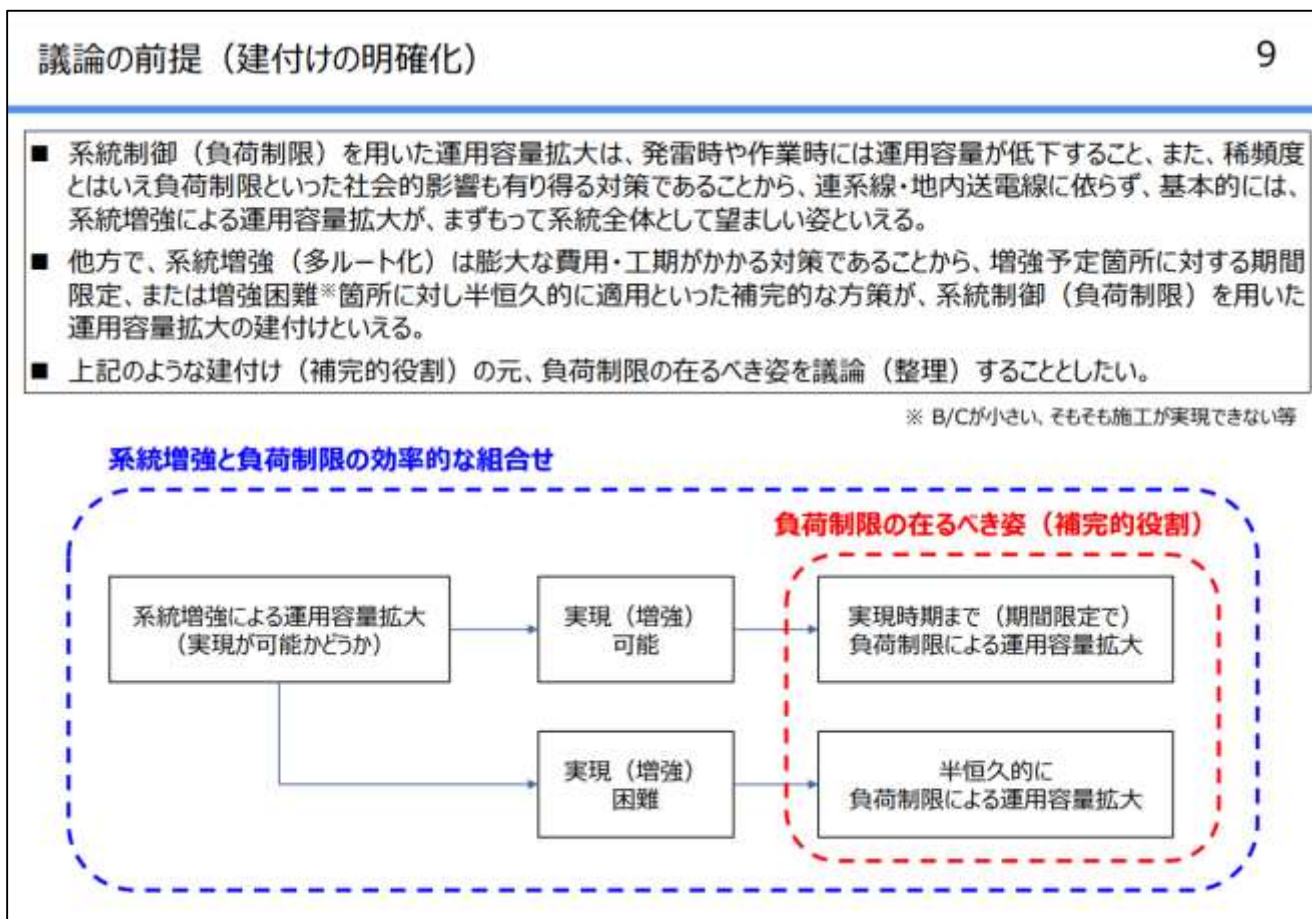
- 第4回運用容量等作業会にて、負荷制限の在るべき姿を整理し、市場分断の増加といった状況変化が著しい地域間連系線への負荷制限織り込みについて個別検討した結果、**中部関西間連系線(中部向き)および中国九州間連系線(九州向き)の運用容量に、技術的に可能な範囲で、負荷制限を織り込む**と整理された。
 - 中部関西間連系線（中部向き）：平日の夜間帯に+20～50万kWほど拡大可能（適用済み）
 - 中国九州間連系線（九州向き）：点灯帯を中心に+10～60万kWほど拡大可能な見込み（2026年度頃を目指す）
- 連系線運用容量としては、運用容量検討会にて公表される値にも反映される見込みであり、長期運用容量（第10年度）まで適用されるものであるため、**供給信頼度評価（EUEおよび予備率の評価を行う業務）においても、運用容量に反映され次第、全ての年度で適用すること**でどうか。

まとめと今後の進め方（2 / 2）

36

- また、個別連系線に関する検討状況について、中部電力PG、九州電力送配電から検討進捗を報告頂いたことを踏まえ、今後、下記のとおり進めていくこととどうか。
 - 【中部関西間連系線（中部向き）】
 - 前述の負荷制限の在るべき姿の整理を踏まえ、主に、「再エネ逆潮流時の負荷制限確保」「ブラックアウトリスクへの対応」の観点から、システム改修を伴わない短期的な運用容量の拡大方法について検討
 - 技術的には、需要が大きく、太陽光による逆潮流の影響を受けにくい平日の夜間帯に+20～50万kWほど拡大可能な見込み（拡大可能コマは、市場分断の発生コマの15%に相当）
 - 上記検討結果を踏まえて、運用容量拡大の手続きならびに適用については、一般送配電事業者とも連携の上、可能な限り、早急に進めていくこととはどうか
 - 【中国九州間連系線（九州向き）】
 - 前述の負荷制限の在るべき姿の整理を踏まえ、主に、「再エネ逆潮流時の負荷制限確保」「広域負荷制限の在り方」の観点から、まずはシステム改修が不要な負荷UFRを用いた運用容量の拡大方法について検討
 - 技術的には、太陽光による逆潮流の影響を受けにくい点灯帯を中心に+10～60万kWほど年間の運用容量を拡大可能な見込み（昼間帯については、PV出力予測活用により、前々日の運用容量を拡大できる可能性）
 - 上記検討結果を踏まえて、運用容量拡大の手続きならびに供給信頼度（EUE）評価への反映については、既に検討の進め方が示されている調整力等委等とも連携の上、可能な限り、早急に進めていくこととはどうか
 - また、更なる追加対策の検討要否については、必要な技術検討（系統安定化システムの改造等）を進めつつ、供給信頼度（EUE）の改善状況も踏まえながら、引き続き検討していくこととどうか

- 系統制御（負荷制限）を用いた運用容量拡大は、社会的影響もありえる対策であることから、基本的には系統増強による運用容量拡大が望ましい姿である。
- 他方で、系統増強は費用・工期がかかる対策であるため、増強予定箇所に対する期間限定または増強困難箇所への適用といった補完的な方策が、系統制御（負荷制限）を用いた運用容量拡大の建付けである。



1. 現状の整理

1. 現状の連系線の運用容量の決め方
2. 現状の供給信頼度評価での運用容量の決め方

2. 今後の供給信頼度評価における考え方について

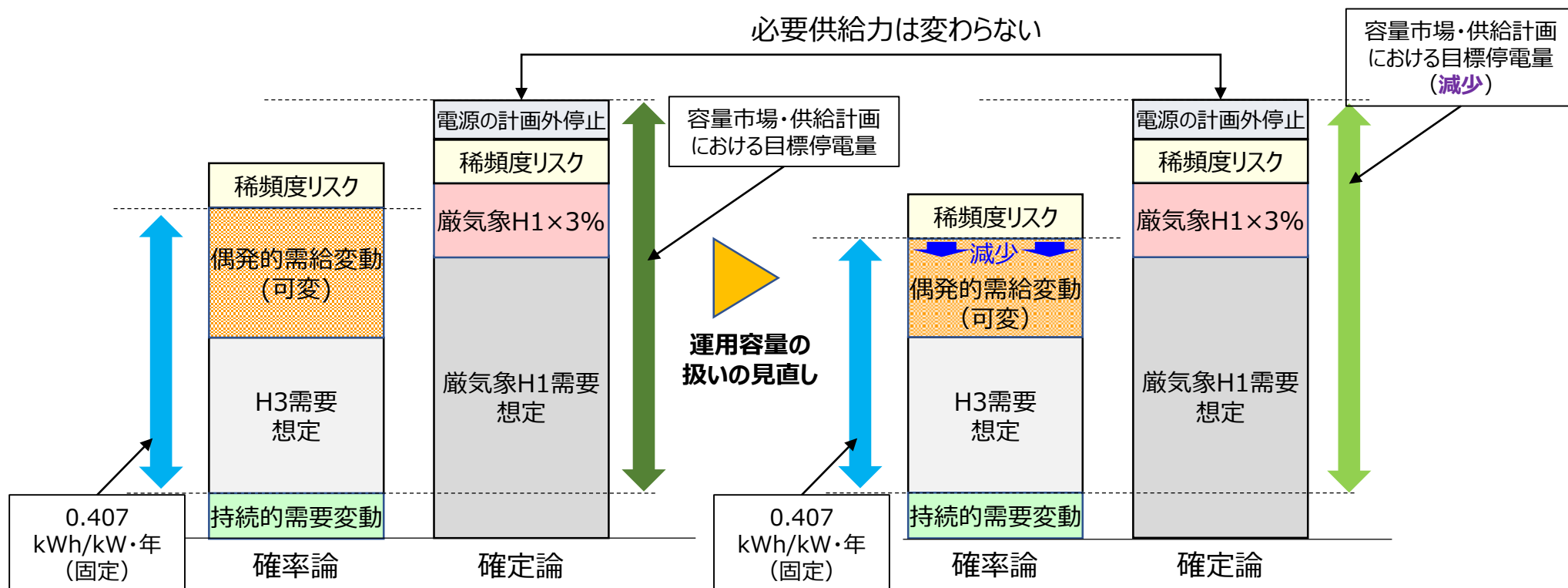
1. 連系線運用容量の30分細分化の適用（検討事項②）
2. 個別連系線における負荷制限の織り込みの適用（検討事項③）

3. 見直し後の試算

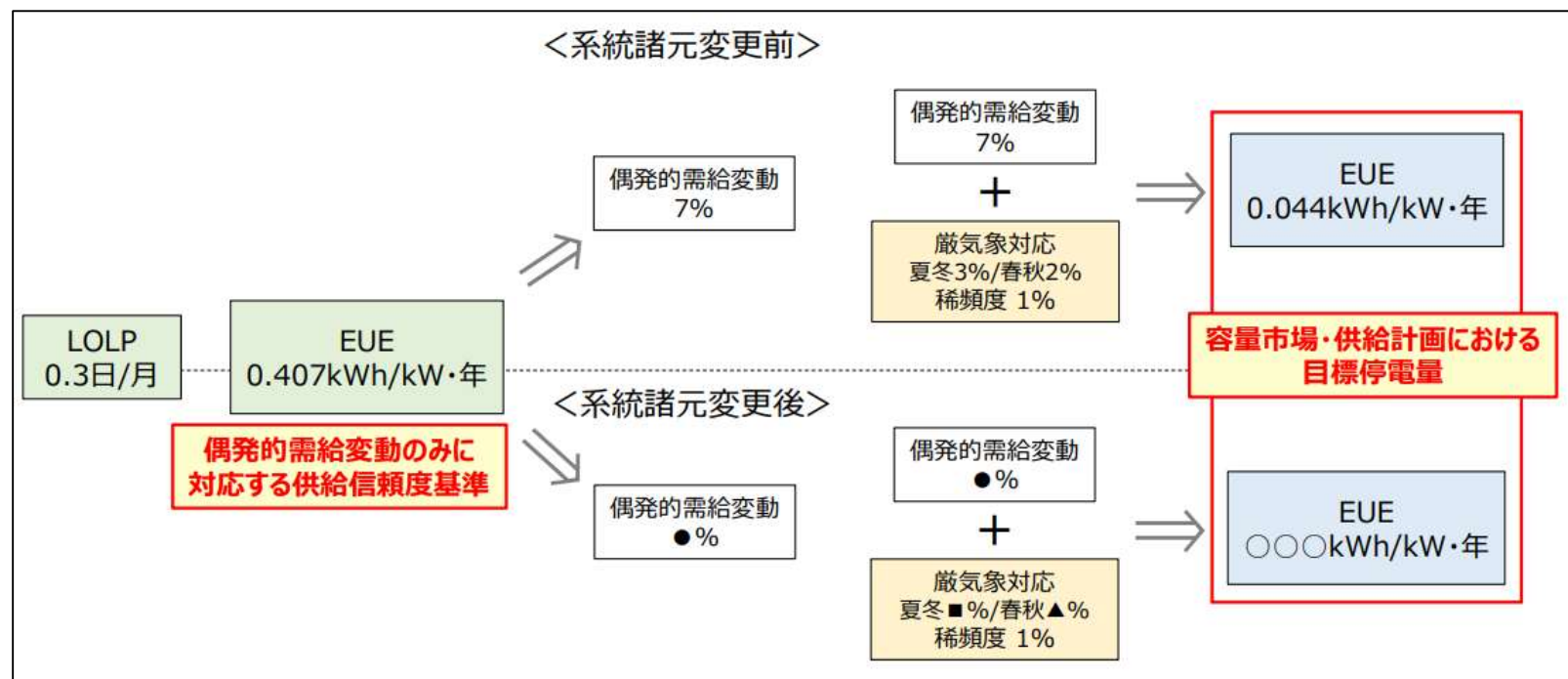
4. まとめ

連系線運用容量拡大の影響（目標停電量および必要供給力）

- 供給信頼度評価に今回の扱いの見直しを反映すると、従来に比べて広域融通を行いやすくなる。そのため、LOLP：0.3日/月に相当するEUE：0.407kWh/kW・年（偶発的需給変動のみに対応する供給信頼度基準）の必要予備力は小さくなり、確率論的な必要供給力は減少する。
- 他方で、確定論的な必要供給力の観点からは、連系線混雑を考慮せずに、エリア間の需要の不等時性のみを考慮して必要予備力（全国H1需要×3%）を定めている、言いかえると、現状において既に運用容量は最大限拡大した状態としているため、今回の運用容量の扱い（運用容量拡大）の見直しを反映しても必要供給力は変わらない。
- **したがって、確率論よりも確定論の影響が大きい現状においては、必要供給力は変わらず、「容量市場・供給計画における目標停電量（EUE）」が小さくなるのが、今回の運用容量の扱いの見直しの効果として表れる。**



- 偶発的需給変動対応は、EUEの導入にあたり、LOLP : 0.3 日/月に相当する必要供給予備力が7%であったことから、7%に相当するEUEを設定 (0.407kWh/kW・年) し、このEUEを維持する事を基本的な考え方とした。
- また、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EUEは、偶発的需給変動に、確定論と確率論の必要供給力の差である厳気象対応などを加えた供給力による停電量 (容量市場・供給計画における目標停電量) とした。
- この容量市場・供給計画における目標停電量は需要や連系線運用容量など、算定諸元の見直しに伴って都度変わるものとした。



- 2024容量市場メインオークション（対象実需給年度：2028年度）における、「容量市場・供給計画における目標停電量」、「目標調達量」等について、運用容量の30分細分化および負荷制限織り込み後の運用容量を適用した場合の試算結果は以下の通り。
- 今回適用する運用容量の扱いの見直しによる拡大量は9エリア（北海道～九州）全体の規模に比較すると必ずしも大きくないため、結果的にいずれの項目においても、大きく変化するものではない。

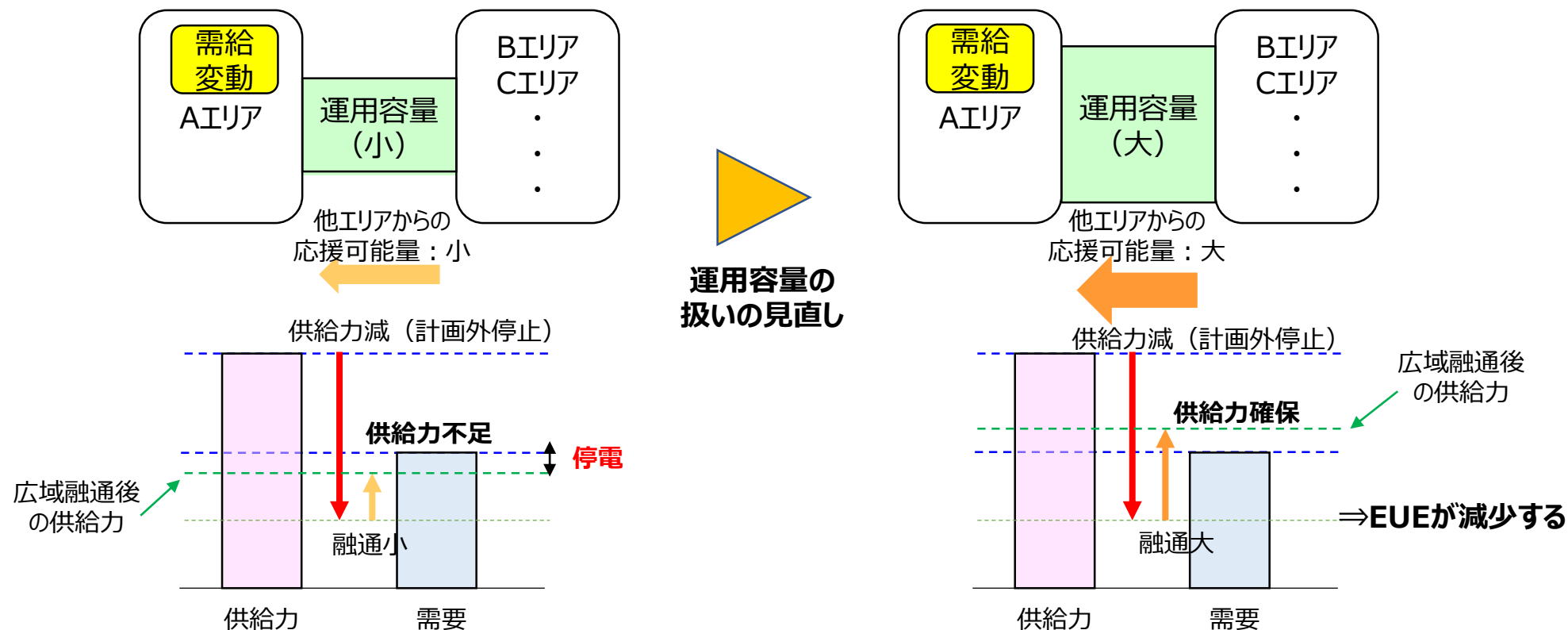
容量市場における目標停電量および目標調達量※1（対象実需給年度：2028年度で試算）

2028年度	偶発的 需給変動 対応 [%]	厳気象対応 [%]		容量市場・供給計画に おける目標停電量 [kWh/kW・年]	目標調達量 [万kW]
		夏季・冬季	春季・秋季		
現状	5.9	4.2	3.6	0.016	18,616
30分細分化反映後	5.8	4.3	3.7	0.015	18,621
30分細分化反映後 + 負荷制限織り込み	5.8	4.3	3.7	0.015	18,620

※1 数値は試算中の運用容量に基づき算出されたものであり、今後変わり得ることに留意が必要。

- 各事業者（発電事業者、小売電気事業者、一般送配電事業者）が提出する供給計画を取りまとめた全国の需給バランス評価においては、所定の供給力と需要のもとで連系線の運用容量が拡大することによって、年間EUEが小さくなる（連系線の両端にあるエリアにおいて大きな影響を及ぼしうる）。
- 供給計画取りまとめにおける短期評価（第1年度・第2年度）で補完的に確認している予備率評価や、需給検証等における予備率評価では、連系線の運用容量の拡大によって、融通量の増加により予備率が大きくなる場合があると考えられる（連系線の両端にあるエリア・ブロックに大きな影響を及ぼしうる）。

運用容量の拡大によるEUEの変化イメージ



- 2024年度供給計画取りまとめの2026年度における、年間EUEについて、運用容量の30分細分化および負荷制限織り込み後の運用容量を適用した場合の試算結果は以下の通り。
- 九州エリアについては、従来の運用容量が0～45万kW程度であったものから、今回0～100万kW程度に変わること、電力の広域融通（供給力の均平化）が可能な範囲が拡がり、比較的大きな効果が得られている。

年間EUEの算定結果※1

単位：kWh/kW・年

2026年度	目標停電量	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
供給計画 取りまとめ	0.028	0.035	0.104	0.612	0.022	0.004	0.004	0.004	0.003	0.803	0.303
30分細分化 反映後	0.026	0.035	0.104	0.612	0.022	0.004	0.004	0.004	0.003	0.586	0.282
30分細分化 + 負荷制限	0.025	0.035	0.104	0.612	0.022	0.004	0.004	0.004	0.003	0.340	0.258

※1 数値は試算中の運用容量に基づき算出されたものであり、今後変わり得ることに留意が必要。

1. 現状の整理

1. 現状の連系線の運用容量の決め方
2. 現状の供給信頼度評価での運用容量の決め方

2. 今後の供給信頼度評価における考え方について

1. 連系線運用容量の30分細分化の適用（検討事項②）
2. 個別連系線における負荷制限の織り込みの適用（検討事項③）

3. 見直し後の試算

4. まとめ

- 供給信頼度評価における連系線運用容量の取扱いについて、以下のように整理した。
- <検討事項②：連系線運用容量の30分細分化（拡大）の反映>
- 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分細分化を適用することとし、適用範囲については、下図のとおり、基本的には第2年度までとする。

➤ ただし、容量市場のメインオークションおよび容量停止計画調整については、実需給までの連続性等の観点から、例外的に適用対象とする。
- <検討事項③：個別間連系線への負荷制限織り込み>
- 運用容量等作業会の整理に基づく負荷制限織り込みを反映した運用容量を供給信頼度評価に適用する。
- これらは、今後の供給信頼度評価への速やかな適用を目指すこととし、具体的な開始時期は下表の通りとする。

対応方針のまとめ

分類		適用項目	開始時期
容量市場	メインオークション	②運用容量の30分細分化 ③負荷制限織り込み※	2025年度（実需給年度2029年度）
	追加オークション		2025年度（実需給年度2026年度）
	容量停止計画調整		2025年度（実需給年度2027年度）
供給計画	短期断面（第1・第2年度）	③負荷制限織り込み※	2025年度供給計画取りまとめ
	長期断面（第3年度以降）		
需給検証等		②運用容量の30分細分化 ③負荷制限織り込み※	2025年度需給見通し

※ 設備・運用上の準備が整った連系線から順次負荷制限織り込んだ運用容量に変更する