

確率論的必要供給予備力評価における 地内系統混雑の影響評価について

2022年11月22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45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、本機関と一般送配電事業者で確認を進めている混雑想定を踏まえて、ノンファーム電源の接続を踏まえた各電源の供給力や各市場の扱いについて検討することとされていた。
- その後、第63回広域系統整備委員会において、**基幹系統の混雑想定の結果をベースとした供給信頼度への影響について分析を行った結果を本委員会にて示すこととされていた。**
- **以上を踏まえ、確率論的必要供給予備力算定手法(以下、EUE算定)を用いた系統混雑の影響評価に関する分析について報告する。**

4. 今後の予定

7

- 資源エネルギー庁の「第45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（2022年9月20日開催）」において、「広域機関と一般送配電事業者で確認を進めている混雑想定を踏まえて、ノンファーム電源の接続を踏まえた各電源の供給力や各市場の扱い（供給計画、需給検証、容量市場など）について検討する」こととされた。
- 本委員会で今回報告した2027年度の系統混雑想定の結果※（基幹系統：2箇所、ローカル系統：3箇所）に基づき、下記に留意しながら、供給信頼度評価への影響について確認を進めつつ、**ノンファーム電源の供給力の扱いについて、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。**
 - ※ 供給信頼度への影響が見込まれるピーク需要断面で混雑が見込まれる設備箇所数。
 - 具体的には、供給信頼度評価の手法である確率論的必要供給予備力算定（EUE算定）においては、主要な発電機の計画外停止による影響も確率的に考慮し評価していることから、**基幹系統については、今回示した混雑想定の結果をベースとし、計画外停止等の影響等も確率的に考慮したうえでの供給信頼度への影響について分析を進めているところ。**分析結果については、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会にて示す予定。
 - **ローカル系統については、系統混雑想定の結果、北海道エリアでは最大13MW（エリアの年間最大需要に対して0.26%）、東京エリアでは最大9MW（同0.017%）の混雑が見込まれ、今後は、混雑想定結果を踏まえ信頼度評価への影響を判断することが望ましいことから、特定断面以外の分析などその実施方法については引き続き検討を進める。**
 - ※ EUE算定においてローカル系統の発電機模擬が少なく、計画外停止の影響等を確率的にシミュレーションすることは困難であり本検討での系統混雑想定をベースに影響を判断することとなる。

- 第63回広域系統整備委員会において、2027年度においては、基幹系統では九州エリアの2つの送電線について、系統混雑が見込まれると報告された。
- 今回、EUE算定において**対象の2つの送電線を混雑送電線として模擬し、供給信頼度(目標調達量)への影響について評価を行った。**

<基幹系統>

エリア	電圧 [kV]	設備名称	断面Ⅰ：昼間ピーク需要断面			断面Ⅱ：点灯ピーク需要断面		
			想定潮流/ 運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因 (現在との差分)	想定潮流/ 運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因 (現在との差分)
九州	220	C線	—	—	—	1081/703	378	火力、風力の連系増加
		D線	—	—	—	754/703	51	風力の連系増加

※ これらの系統混雑により必要設備量がどの程度増加するかの判定は、供給信頼度の評価手法である確率論的必要供給予備力算定（EUE算定）を踏まえる必要がある。（この混雑見通しを前提としたEUE評価における影響量については「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」にて示す予定。）

- 広域機関が公表している「電源接続や設備形成の検討における前提条件（送配電等業務指針第62条）としての想定潮流の合理化の考え方について」（以下、**想定潮流合理化ガイドライン**）、**2022年度供給計画（2027年度断面）**および**電源の接続契約申込状況^{※1}**に基づき、**2027年度の系統混雑想定を実施した。**

- 想定潮流合理化ガイドラインにおいては、適正予備力を含めた運用状態を前提としており、**容量市場における供給力を供給可能とした潮流を想定し系統混雑を判定^{※2}した。**

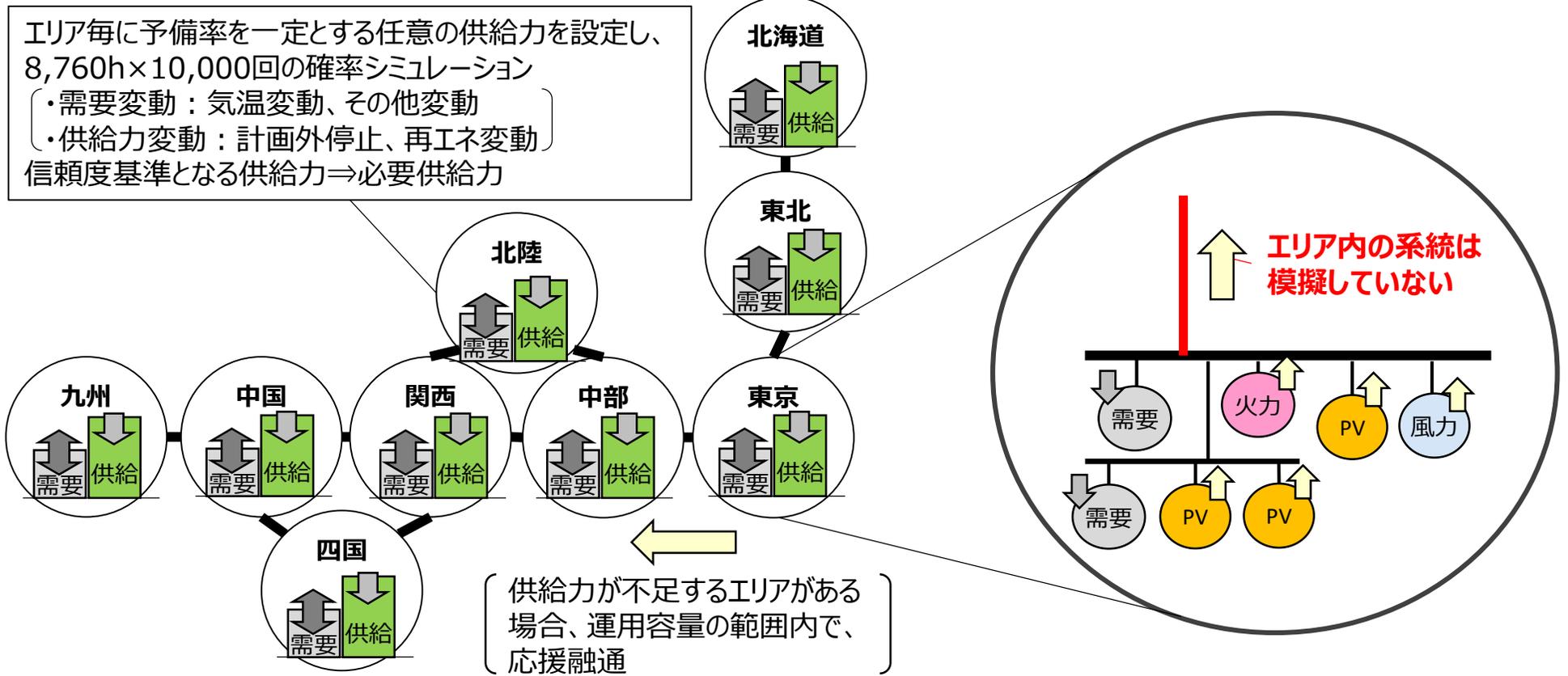
※1 2022年度供給計画未計上の電源のうち、接続契約申込を受付済みで、2027年度までに連系が見込まれる電源の情報を反映今後、需要想定の変化や想定外の申し込みがなされた場合に**混雑想定結果が変わることに留意^{*}**。

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

* 現在、混雑解消のための運用対策等についても検討中であるため、その結果次第でも混雑想定結果が変わる可能性があることに留意。

- EUE算定においては、北海道から九州のエリア単位での需要と供給力及び、連系線を模擬しており、エリア内の系統は模擬していない。
- EUE評価における必要供給力算定としては、各エリア毎に各月のH3需要に対する予備率を一定とする任意の供給力を設定*したうえで、8,760時間×10,000回の断面毎に需要変動および供給力変動を模擬することによって生じる供給力不足に対して、連系線の運用容量の範囲内での応援融通を考慮する手法が採用されており、8,760時間×10,000回の不足電力量の期待値（見込み不足電力量）が信頼度基準となる供給力を求めている。

*厳気象対応・稀頻度リスクも追加で考慮



- 現状の供給信頼度評価の基準は、これまでの供給信頼度を維持するという観点から、夏季・冬季は厳気象対応と稀頻度リスクを考慮したH3需要の10%に対して、春季・秋季の端境期はH3需要の7%のみ考慮し、0.048kWh/kW・年が算定された。
- このため、容量市場においては、信頼度基準を0.048kWh/kW・年として必要供給力を算定している。

1 課題の検討状況

12

(1) EUE基準値の算定条件 (各月の必要供給予備力の考え方)

- 前回の本委員会において、供給信頼度評価にあたっては、厳気象対応および稀頻度リスクを考慮した各月の必要供給予備率※を春季・秋季は8%、夏季・冬季は11%と整理し、この予備率をもとに、年間停電量の期待値(年間EUE)を算定することを確認した。 ※EUE算定にあたっては持続的需給変動分(1%)は除く
- 今回上記条件のもと、年間停電量の期待値(年間EUE)を算定したので報告する。

1 課題の検討状況

30

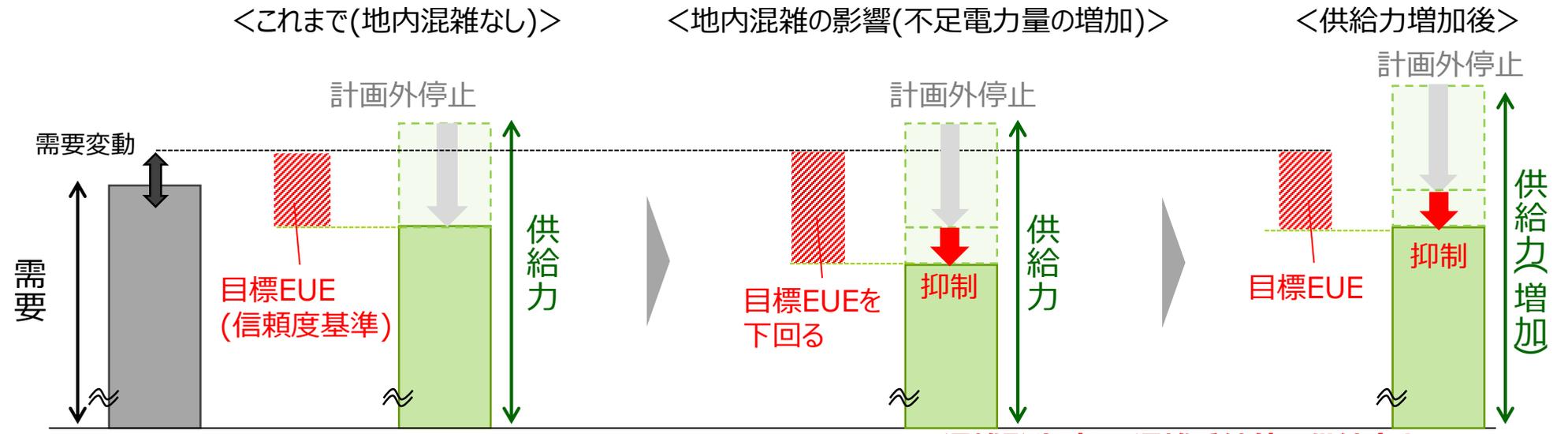
(3) EUE基準値の算定条件 (各月の必要供給予備力の考え方)

- 前ページの整理から、厳気象対応および稀頻度リスクを考慮した必要供給予備率※1については、季節毎に異なり、春季・秋季は8%となり、夏季・冬季は11%となる。 ※1 持続的需給変動分(1%)含む
- 上記の必要供給予備率をもとに、年間停電量の期待値(年間EUE)を算定※2することで、供給信頼度基準を算定してはどうか。 ※2 EUE算定にあたっては持続的需給変動分(1%)を除く

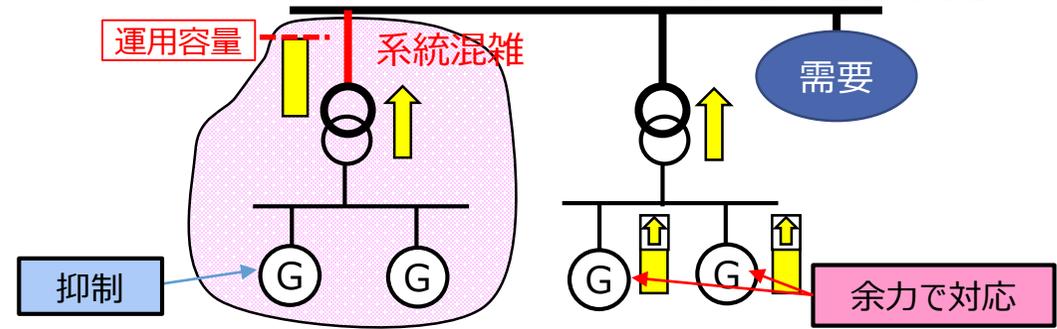


【出典】第41回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyuu_41_haifu.html

- 前述のとおり、EUE算定においては信頼度基準となる必要供給力を求めているが、**系統混雑の発生により、混雑要因となる供給力の抑制が生じ、その抑制による供給力不足を混雑系統外の供給余力で補えない場合、地内混雑なしとして算定した必要供給力では信頼度基準を下回るため、混雑系統外の供給力を増加する必要がある。**
- 上記を踏まえ、8,760時間×10,000回の断面毎の供給力抑制量を加味して、必要供給力の算定を行う**新たな機能を追加したうえでの分析を試行したため、後述する。**



混雑発生時に、混雑系統外の供給余力で供給力不足を解消できない

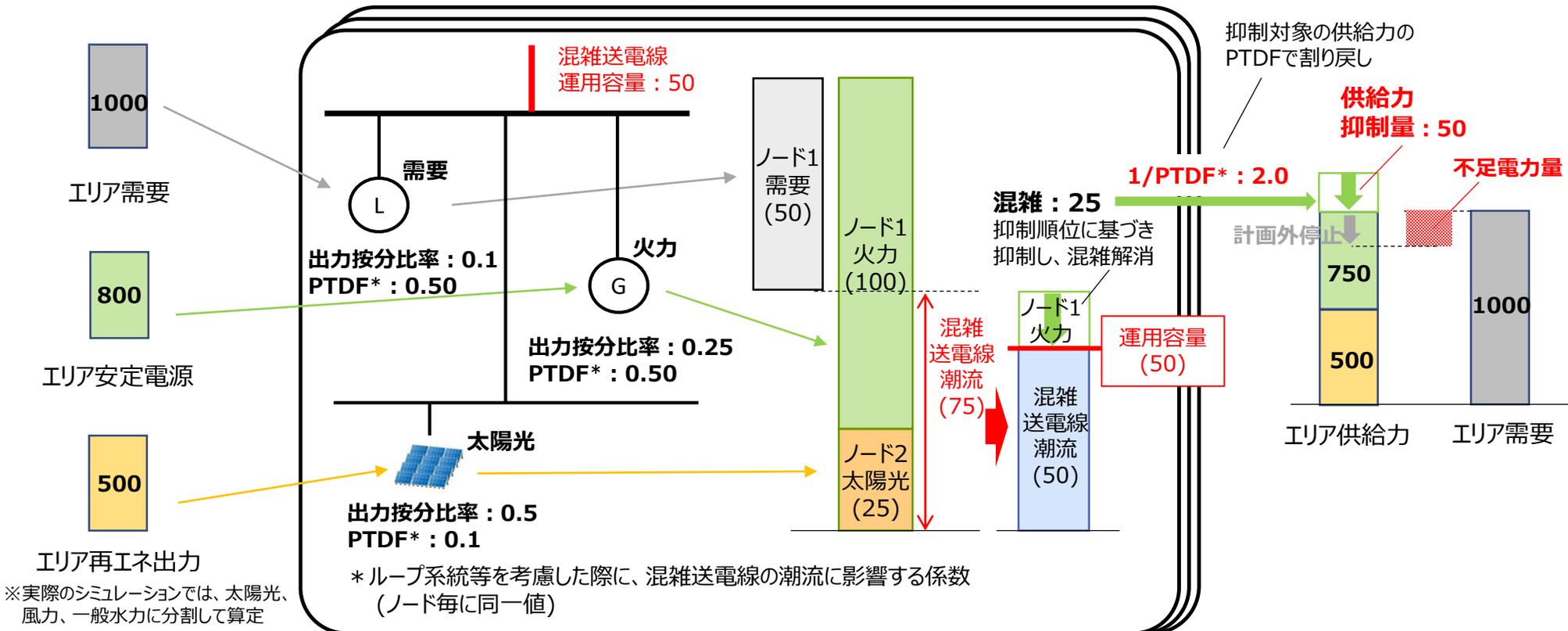


- 8,760時間の各断面における、系統混雑に伴う供給力抑制量を考慮するためには、各断面において、各ノード毎の需要・供給力から混雑送電線の潮流を想定し、想定潮流が運用容量を超える量(混雑量)を求める必要があることから、EUE算定で設定するエリア全体の需要・供給力を元に混雑量および供給力抑制量を算出する方法を採用した。
- 具体的には、①エリア需要・供給力を設定した後、②エリア需要・供給力に対する各ノードの需要・供給力の比率(出力按分比率)及び、ループ系統での分流と潮流の向きを考慮した係数(Power Transfer Distribution Factor : 以下、PTDF)を乗じて混雑送電線の潮流を求め、混雑量を算出し、③抑制量をエリア供給力から減じて不足電力量を算出している。

【①EUE算定(初期値)】

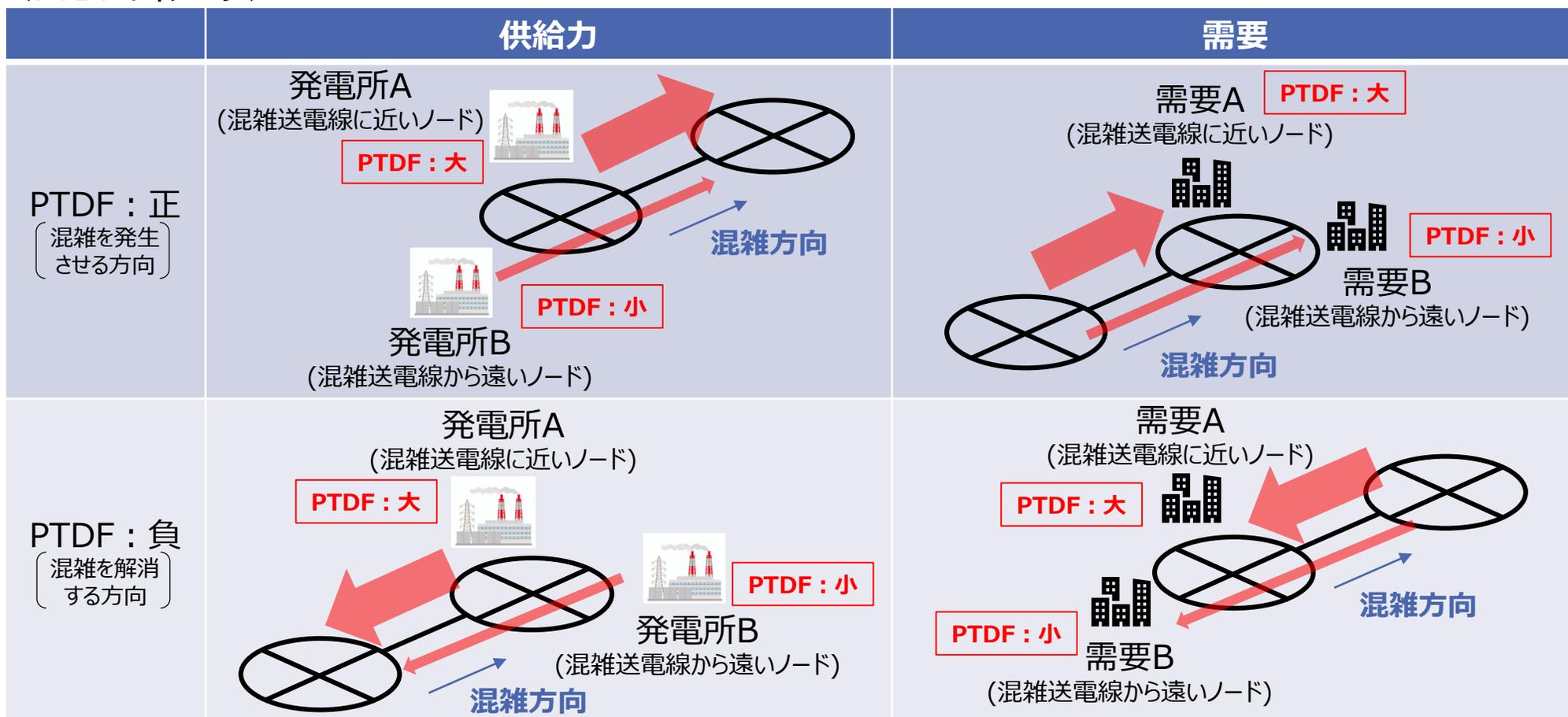
【②混雑計算(混雑送電線毎に実施)】

【③EUE算定(混雑反映後)】



- PTDFは、ループ系統での分流と潮流の向きを考慮した係数であり、各ノードの需要・供給力が1MW変化した場合の混雑送電線の潮流に与える比率として設定している。
- PTDFの符号は、各ノードの需要・供給力が変化した場合の混雑送電線の潮流の向きにより決定され、大きさは、混雑送電線と各ノードの位置関係により決定される。

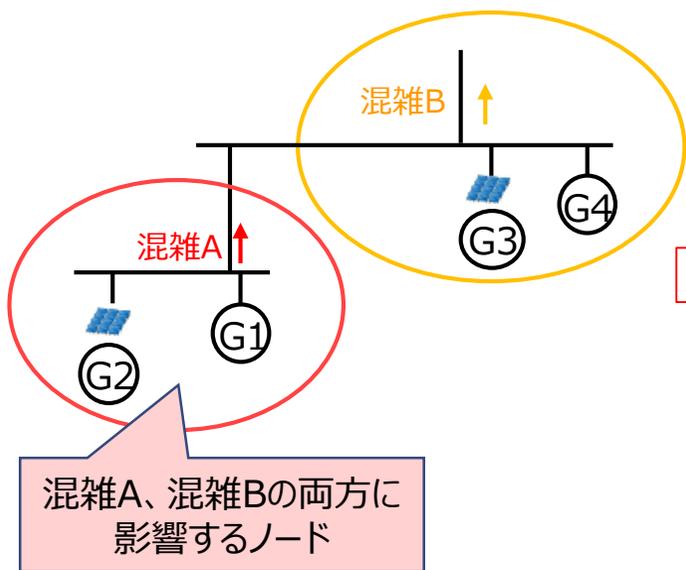
<PTDFのイメージ>



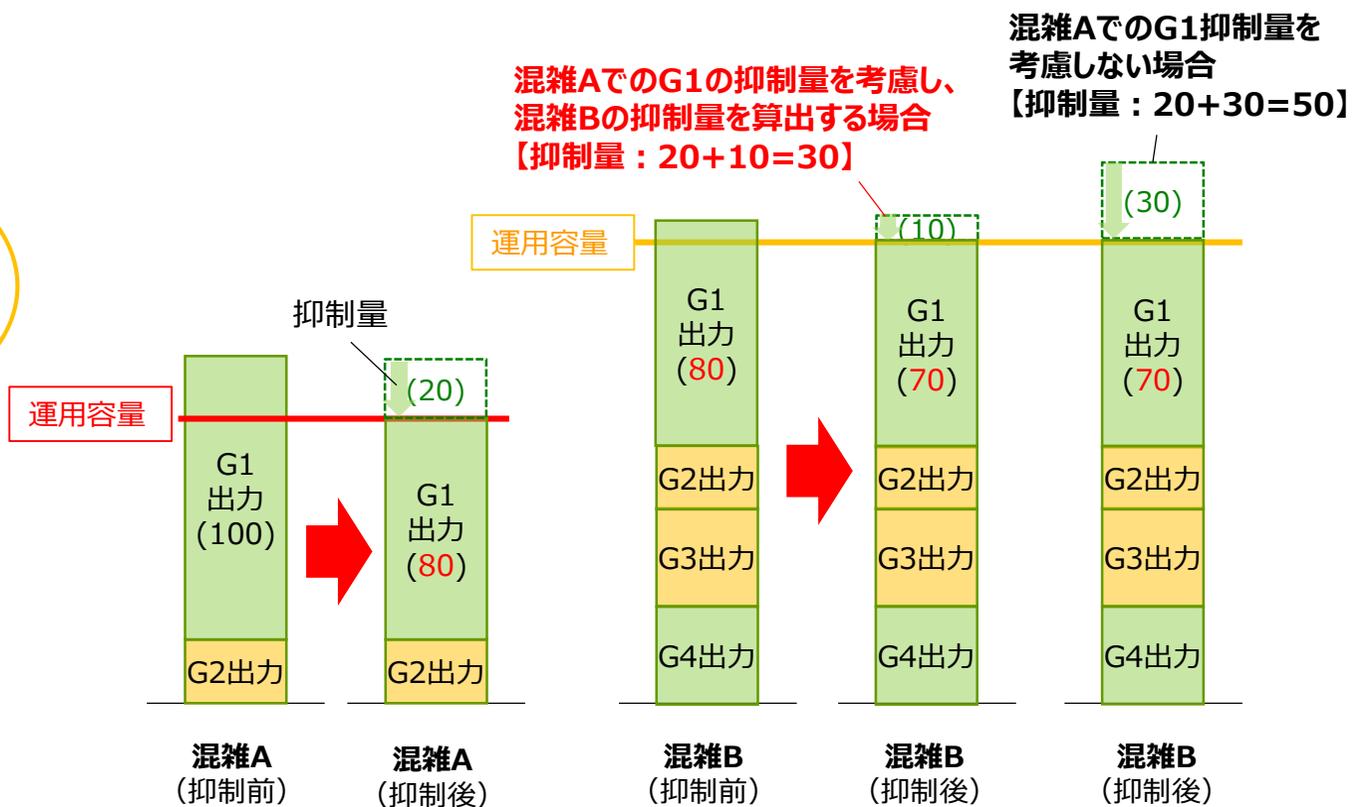
* 供給力及び需要が、増加した場合のイメージ

- 混雑送電線が複数存在し、同一ノードがそれぞれの混雑送電線に影響を及ぼす場合、混雑量の算出を混雑送電線順に行い、先に行った混雑送電線の混雑量算出時に抑制された電源の出力を次の混雑送電線の混雑量の算出に反映することで、供給力抑制量のダブルカウントを防止。

<混雑系統のイメージ>



<混雑計算のイメージ>



* 実際の混雑計算では、供給力抑制量にPTDFを考慮しているが、概念として示す

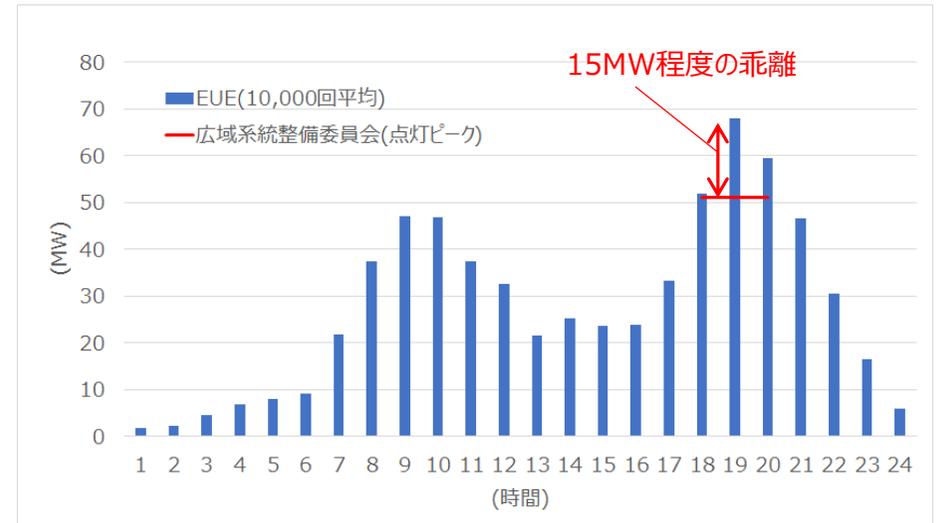
- 前述の機能を追加し、EUE算定にて混雑量を試算した結果と広域系統整備委員会で示されている点灯ピークの混雑量を比較したところ、C線で120MW、D線で15MW程度の乖離があった。
- 上記を踏まえ、EUE算定における混雑量算定の課題について考察を行ったため、後述する。
 ※ 広域系統整備委員会では、冬季の点灯ピーク時における混雑量の最大値が示されているため、1月の各時間における混雑量で比較

<1月各時間におけるEUE(10,000回の月平均)と広域系統整備委員会の混雑量比較>

(C線)



(D線)

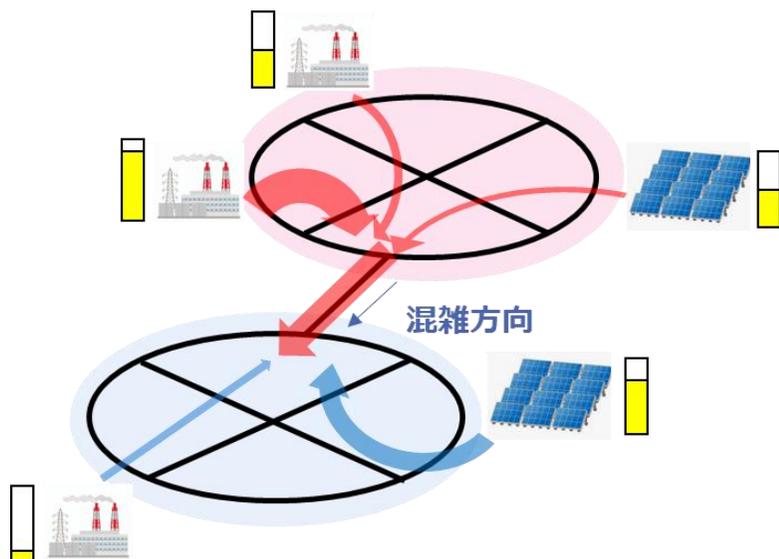


* EUE算定では、エリア内の安定電源が全て最大出力で発電している状況を模擬しており、広域系統整備委員会で示されている想定潮流合理化の考え方(混雑系統内の発電機を最大出力)とは状況が異なる。

- 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。

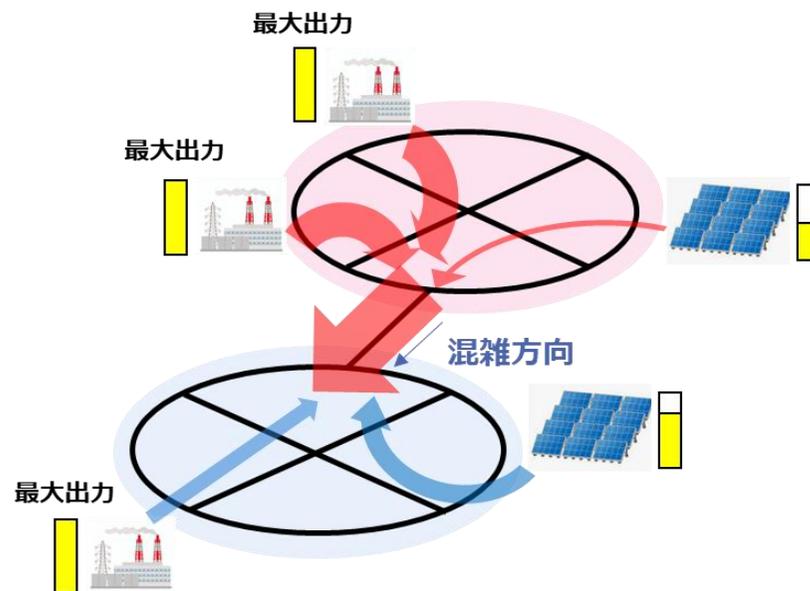
供給力のPTDFが正の領域： ●
 供給力のPTDFが負の領域： ●

<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

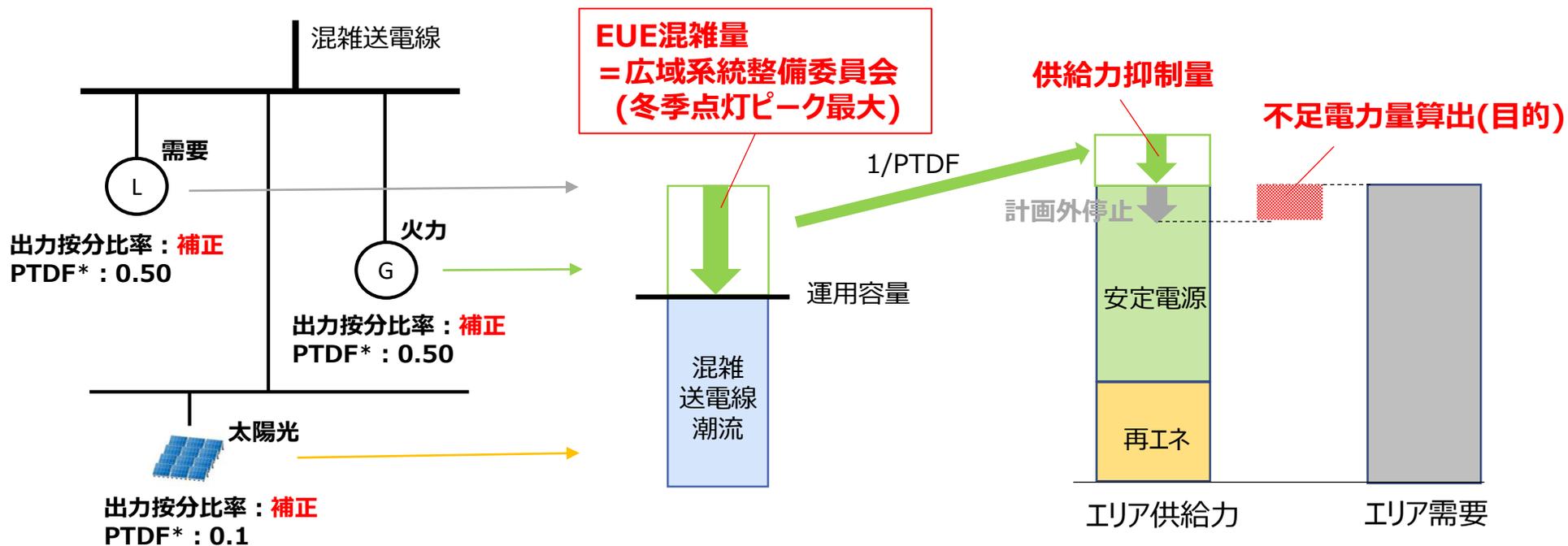
<現状のEUE算定ツールの計算方法>



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

- 前述のとおり、EUEツールでは、各断面毎の混雑量を精緻に算定できない課題があり、**実運用における混雑発生状況とは乖離するため、混雑量想定および評価手法についてはEUEによらない手法の検討が必要**と考えられる。
- このような課題が確認されている状況ではあるものの、**仮に、混雑計算における出力按分比率の補正を行い、EUEで算出される混雑量を広域系統整備委員会で示されている冬季の点灯ピーク断面の混雑量に合わせた際の必要供給力の増加及び、不足電力量の増加について試算した。**
- なお、今回の試算では、「点灯ピークにおける混雑量の10,000回最大値」を広域系統整備委員会で示されている混雑想定に一致させたケースについて試算を行った。

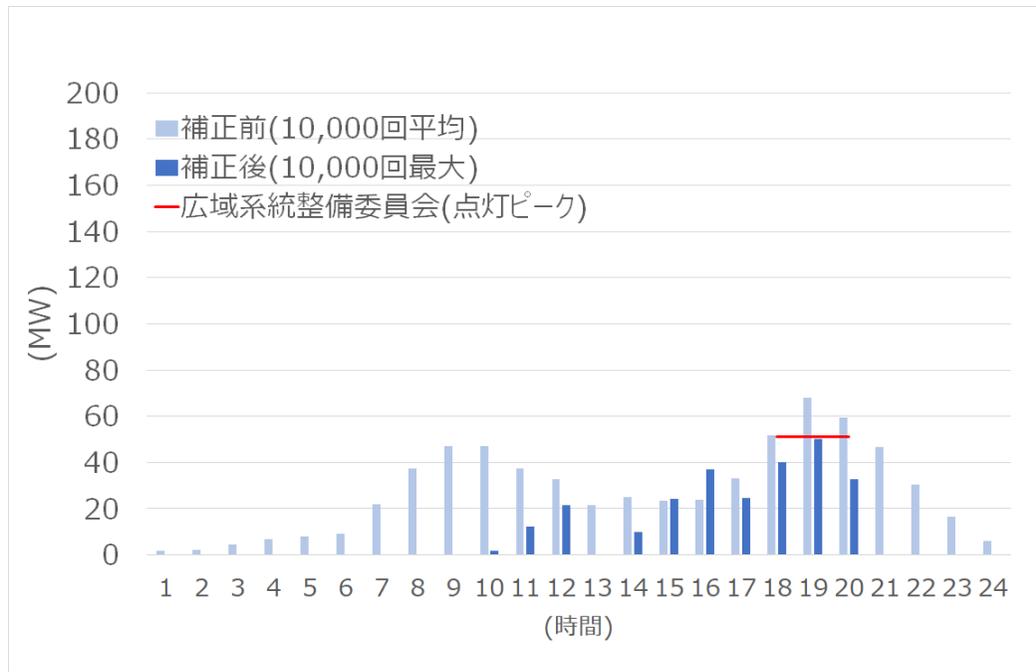
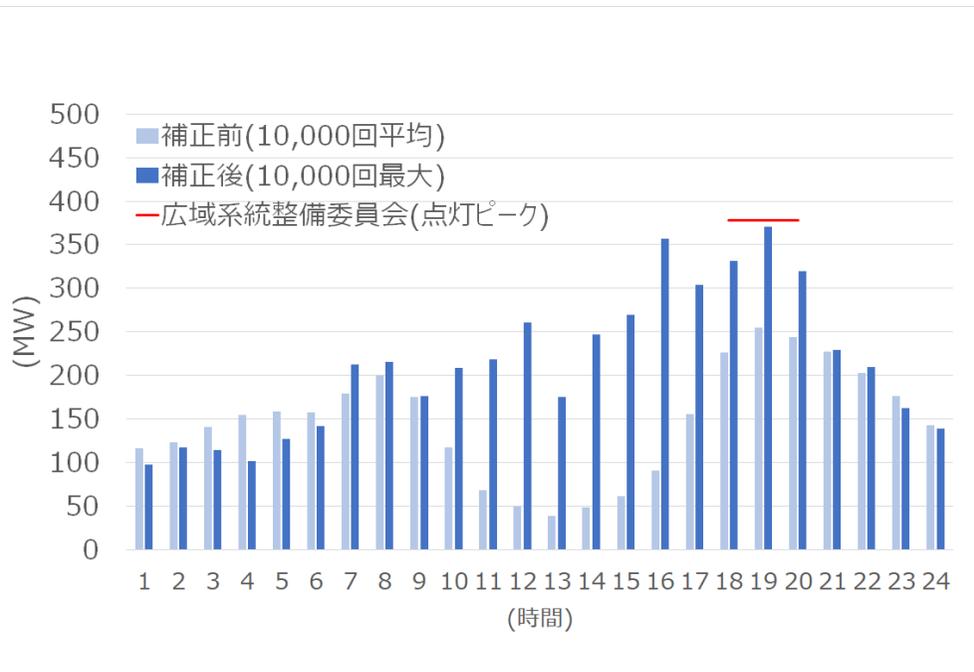
<EUEツールの課題を踏まえた試算概要>



■ 前述のとおり、出力按分比率の補正を行い、点灯ピーク時の混雑量を広域系統整備委員会の想定量に合わせた結果、混雑量の傾向が各時間で異なる結果となり、現状のロジックでは、各断面毎の混雑量を精緻に算定できないことが課題と考えられるものの、この結果を元に必要供給力の増加及び、不足電力量の増加について試算を行った。

<C線：冬季(1月)の混雑量比較>

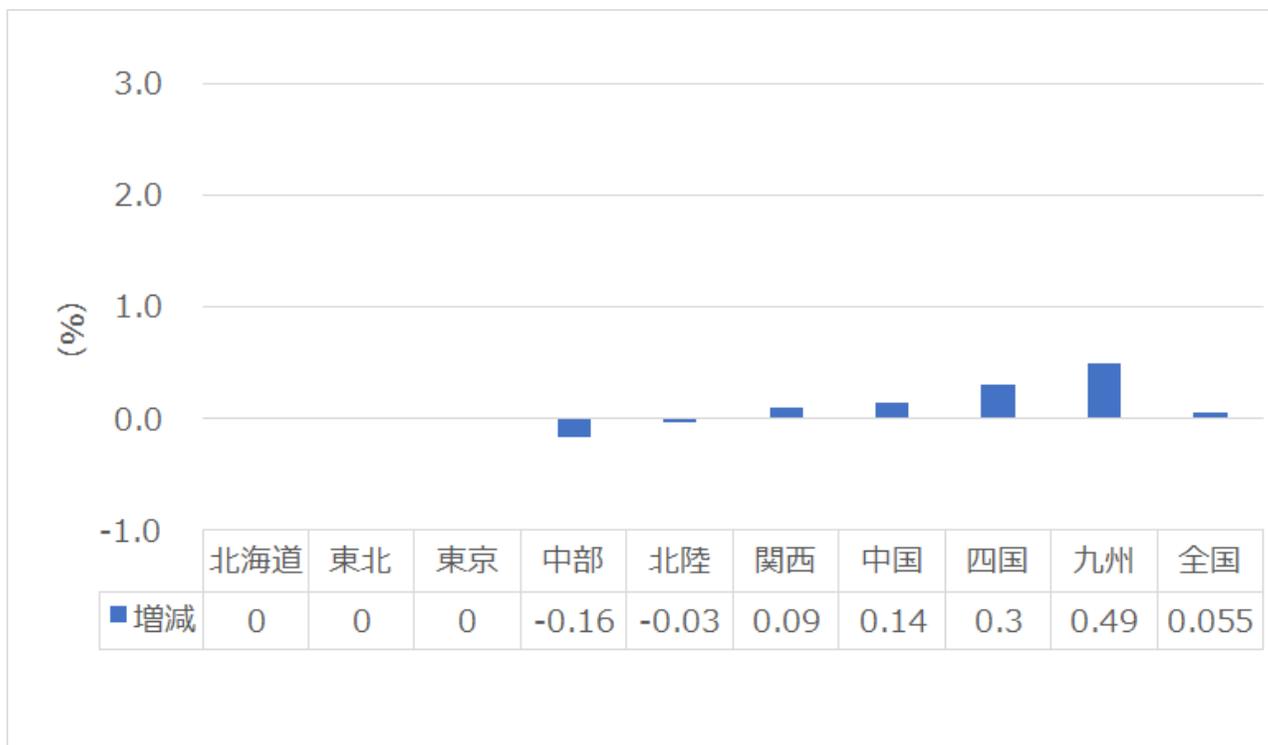
<D線：冬季(1月)の混雑量比較>



点灯ピークにおける混雑量の10,000回最大値を混雑想定量に補正

■ 混雑を模擬した際の必要供給力の増加を確認したところ、九州エリアで0.49%、全国で0.06%の増加となった。

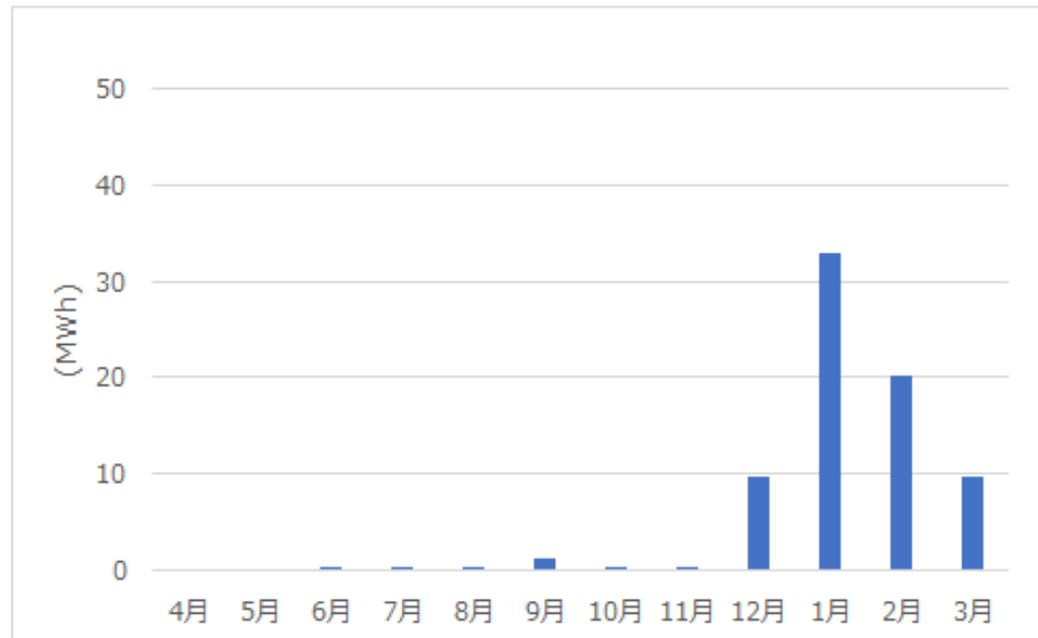
<混雑を模擬した際の必要供給力の増加量(H3需要比)>



*目標EUEは、“混雑なし”と“混雑あり”で同一として、必要供給力を比較

- 必要供給力の増加は、混雑模擬前後の不足電力量の増加によるものであるため、供給力を固定し、混雑有無における不足電力量の増加を確認した結果、混雑を模擬した九州エリアの不足電力量の増加量は、1月が最大となっており、30MWh程度不足電力量が増加した。

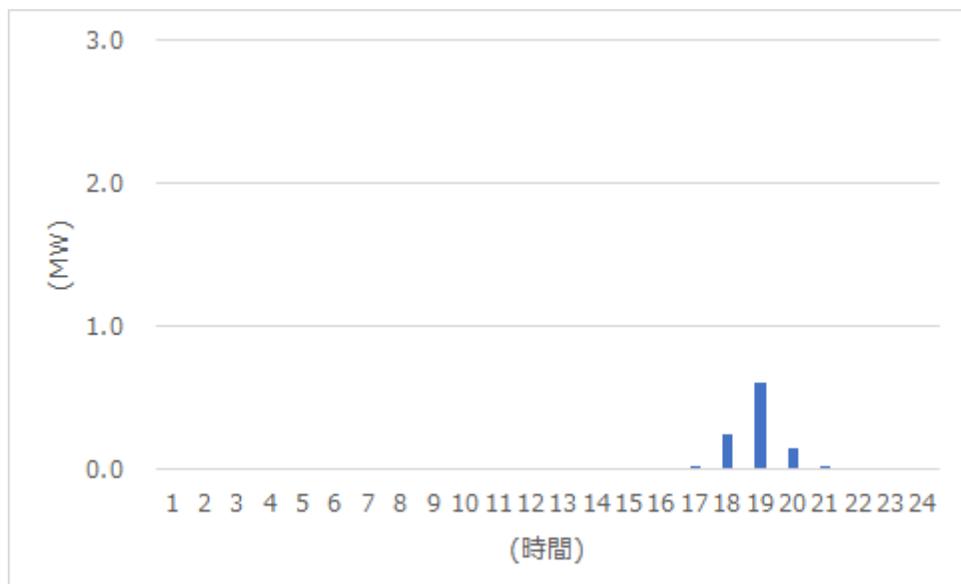
<混雑を模擬した際の不足電力量の増加(九州エリア)>



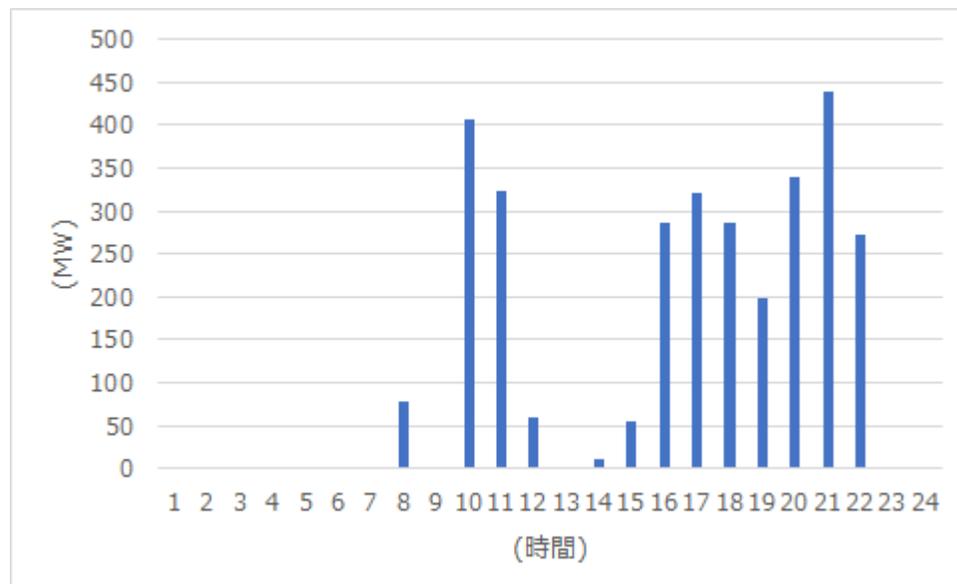
*供給力は、“混雑なし”と“混雑あり”で同一として設定し、8,760h×10,000回の平均不足電力量を算出した結果を比較

- 各月の不足電力量の比較で1月が最大であったため、1月の各時間でも確認したところ、平均値で0.6MW程度、最大値で450MW程度の増加となった。

<不足電力量比較(1月各時間**平均**)>



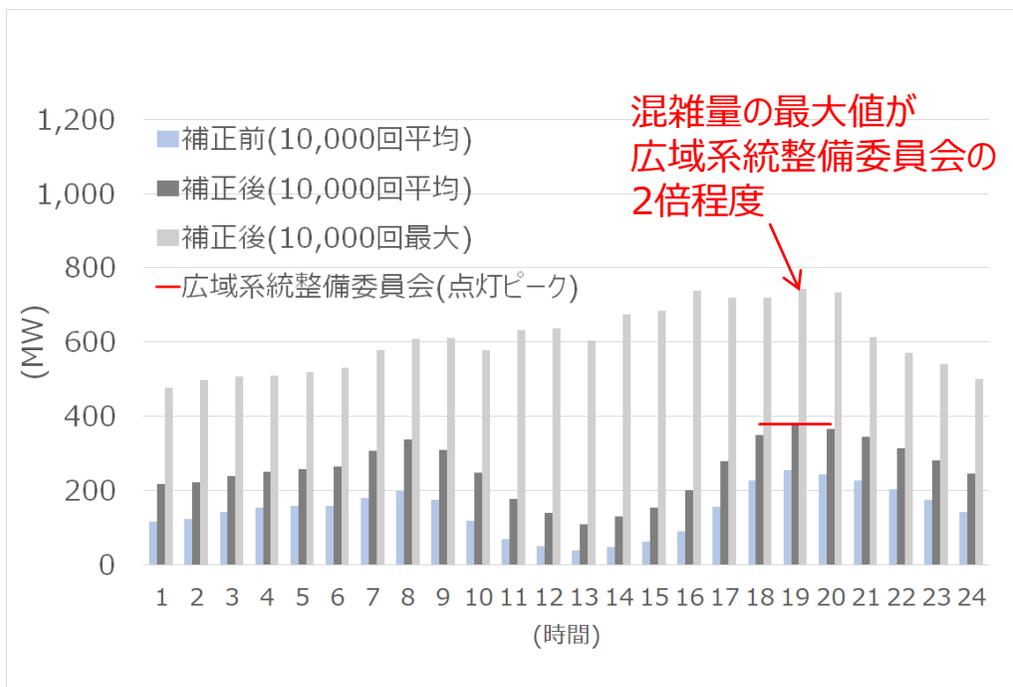
<不足電力量比較(1月各時間**最大値**)>



*供給力は、“混雑なし”と“混雑あり”で同一として設定し、8,760h×10,000回の不足電力量を算出した結果を比較

- 前述の内容との比較として、参考で「点灯ピークの混雑量の10,000回平均値」を広域系統整備委員会の冬季点灯ピークの混雑量に合わせるケースについても試算を行ったが、参考ケースでは、**広域系統整備委員会の混雑想定と比較してC線で2倍程度、D線で5倍程度となっており、混雑量を過大に見込んでいる可能性がある。**

<C線：冬季(1月)の混雑量比較>

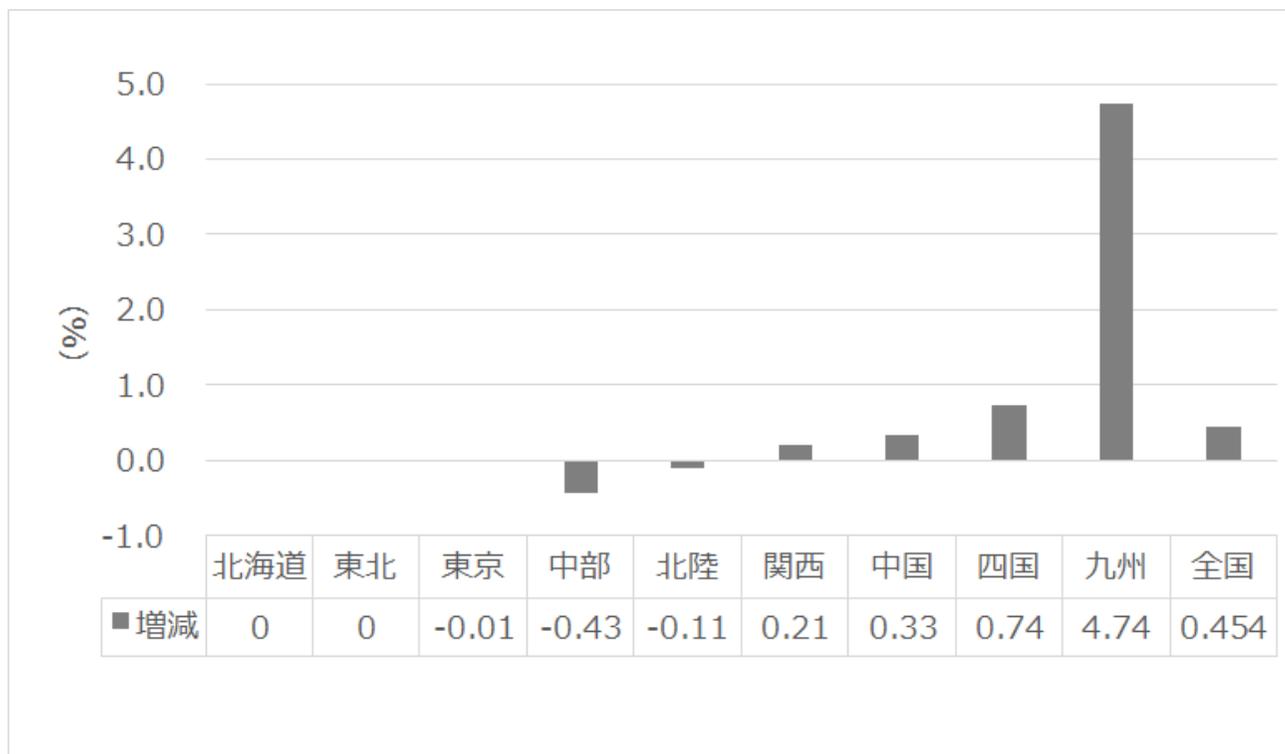


<D線：冬季(1月)の混雑量比較>



- 参考ケースでは、混雑量を過大に見込んでいる可能性があるが、このケースで必要供給力の増加について確認したところ、九州エリアで4.74%、全国で0.45%の増加となった。

<混雑を模擬した際の必要供給力の増加量(H3需要比)>



*目標EUEは、“混雑なし”と“混雑あり”で同一として、必要供給力を比較

- 今回試算した必要供給力の増加は、H3需要に対して、全国で0.06%程度、九州エリアで0.49%程度となった。
- 一方で、今回、EUEツールに追加した系統混雑模擬機能では、8,760hの断面毎の混雑量を精緻に算定できず、実運用とは乖離があると考えられることから、その他のシミュレーションツールの活用等、EUE評価によらない混雑想定および評価手法について検討が必要となることを確認した。
- また、系統混雑を考慮し、供給力を追加で確保する場合、供給力の立地地域についても選定が必要となり、その調達方法などについても検討が必要となることから、その他の課題についても継続的な検討が必要となる。

- 今回の混雑想定を通して、PTDFが混雑の発生有無に大きく影響することが知見として得られた。
- PTDFを考慮すると、対象送電線に対してPTDFが正のノード(特に、PTDFが大きいノード)に供給力を確保しても混雑を助長し、供給信頼度の向上が見込めないことから、PTDFが負のノードの供給力を確保すること等、その他の課題についても継続して検討していく。

