

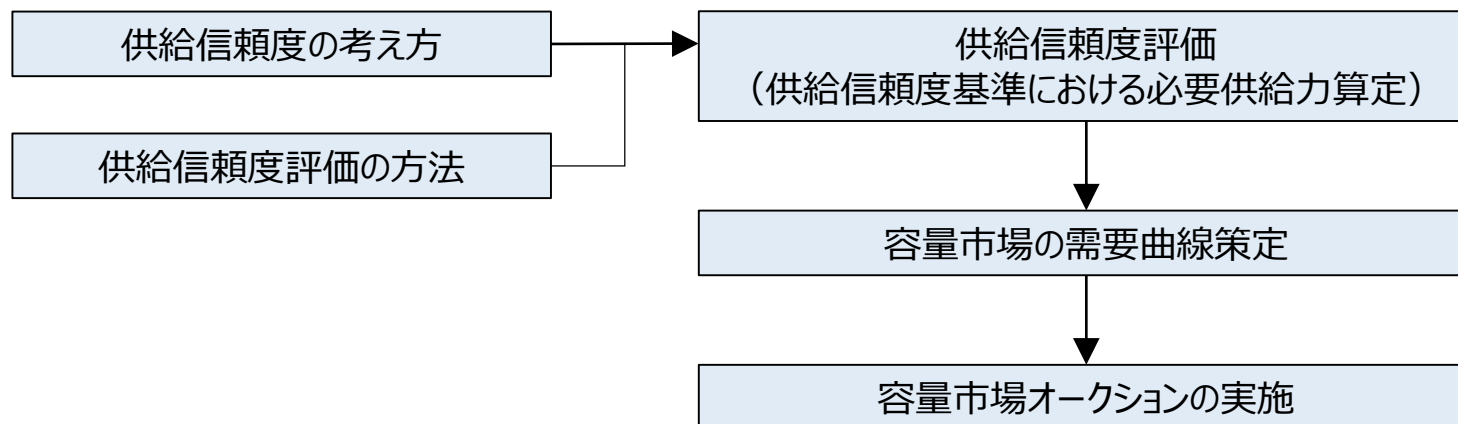
2027年度の系統混雑想定の結果について (報告)

2022年9月21日
広域系統整備委員会事務局

- 基幹系統においては、2021年1月よりノンファーム型接続の受付を開始しており、ローカル系統においても、2022年度末頃を目途にローカル系統の混雑に対するノンファーム型接続の受付を開始することを目指している。
- 今後、ノンファーム型接続適用電源（ノンファーム電源）の増加に伴う系統混雑により供給信頼度への影響が懸念される。このため、**系統混雑の影響を考慮した必要供給力調達の検討に向けて、供給信頼度評価における系統混雑の影響量の確認を実施する予定**である。
- 今回、上記**供給信頼度評価の前提となる2027年度※の系統混雑想定結果を取りまとめたため、その内容を報告**する。

※2023年度の容量市場メインオークションがターゲットとしている実需給年度。2023年度以降のノンファーム電源の市場参加の在り方や対応については、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2027年度以降の混雑状況を踏まえた評価を実施することとしていた。

【供給信頼度評価と容量市場との関係概要】



2. 系統混雑の想定方法について

- 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。

【送配電等業務指針（抜粋）】

（電力系統性能基準への充足性の評価における前提条件）

第62条 電力系統性能基準への充足性の評価は、流通設備の設備形成が完了した状態において、**通常想定される範囲内で評価結果が最も過酷になる電源構成、発電出力、需要、系統構成等を前提に、これを行う。**

【想定潮流の合理化の基本的考え方（抜粋）】

1. (略)
2. 潮流想定の根拠となる将来の発電機の出力と電力需要との関係につて、蓋然性を考慮して想定する。発電機の出力想定にあたっては、**市場参加者の行動や発電機の稼働実績等を可能な限り考慮する。**
3. (略)

- ピーク需要帯ではリスク対応分
(適正予備力)の稼働を想定



- 2027年度の系統混雑について3断面（断面Ⅰ：昼間ピーク需要、断面Ⅱ：点灯ピーク需要、断面Ⅲ：軽負荷期等）にて想定した結果（混雑設備数）を以下に示す。

全国合計

	設備数 (総設備数に対する割合(%))		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0 (0)	2 (0.17)	102 (8.6)
ローカル系統	3 (0.03)	1 (0.01)	143 (1.2)

※設備数は各社公表している空き容量マップ一覧表の設備単位でカウント。（総設備数は、基幹系統：1182、ローカル系統：11822）
Ⅰ：昼間ピーク需要断面
Ⅱ：点灯ピーク需要断面（太陽光が発電しない断面）
Ⅲ：Ⅰ、Ⅱ以外の断面（軽負荷期等）
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）とした。

北海道

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	16
ローカル系統	2	1	30

沖縄

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

中国

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

北陸

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	2
ローカル系統	0	0	0

東北

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	5
ローカル系統	0	0	31

九州

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	2	33
ローカル系統	0	0	17

四国

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	1
ローカル系統	0	0	10

関西

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

中部

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	4
ローカル系統	0	0	7

東京

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	41
ローカル系統	1	0	48

- 供給信頼度への影響が見込まれるピーク需要断面（断面Ⅰ、Ⅱ）で混雑が見込まれる設備（基幹系統で2箇所、ローカル系統で3箇所）は以下の通り。

<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。）

<ローカル系統>

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)
北海道	66	I線	42/33	9	風力の連系増加	42/33	9	風力の連系増加
		J線	62/58	4	太陽光の連系増加	—	—	—
東京	66	K線	56/47	9	太陽光の連系増加	—	—	—

※ ローカル系統で混雑が予想される3設備の潮流増加要因（今後連系予定の電源）は、全て再エネ（風力・太陽光）電源北海道エリアでは最大13MW、東京エリアでは最大9MWの混雑が見込まれるが、これは年間最大需要に対してそれぞれ0.26%,0.017%に相当する。

- 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」とこととされた。
- 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。

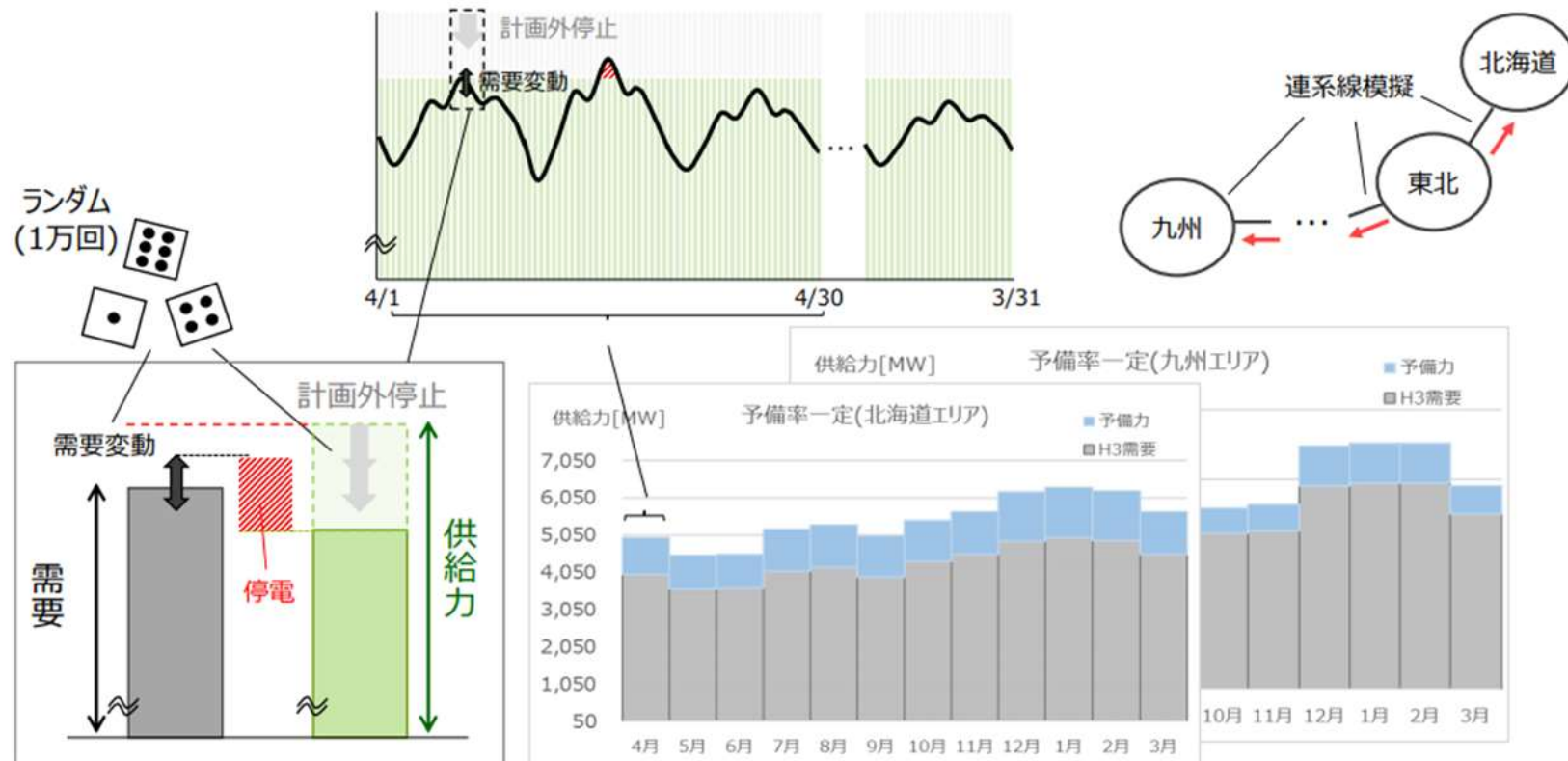
- 具体的には、供給信頼度評価の手法である確率論的必要供給予備力算定（EUE算定）においては、主要な発電機の計画外停止による影響も確率的に考慮し評価していることから、**基幹系統については、今回示した混雑想定の結果をベースとし、計画外停止等の影響等も確率的に考慮したうえでの供給信頼度への影響について分析を進めているところ。**分析結果については、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会にて示す予定。
- **ローカル系統については、系統混雑想定の結果、北海道エリアでは最大13MW（エリアの年間最大需要に対して0.26%）、東京エリアでは最大9MW（同0.017%）の混雑が見込まれ、今後は、混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。

EUE(Expected Unserved Energy)とは

3

- EUE計算は、各エリアの供給力を設定し、その供給力をもとに他エリアからの連系線効果(融通量)も考慮のうえ、8760時間で確率的に需要変動や計画外停止が発生した時の停電期待量(全試行回数の停電量の平均値)を算定するものである。
- 広域的に供給力を融通し合い停電期待量を算定しているが、連系線が混雑している場合は他エリアからの供給力に期待できず停電期待量が多くなるため、連系線が混雑しているエリアは広域調達の可能量は限定的となる。



【出典】広域機関HP 調整力公募の参考資料(2021年7月1日)

https://www.occto.or.jp/oshirase/sonotaoshirase/2021/files/210701_EUE.pdf

- 現状の供給信頼度評価手法は、これまでのLOLP評価からEUE評価に変更され、「需要1kWあたりの1年間における供給力不足量の期待値[kWh/年]（見込み不足電力量）」を指標値としている。

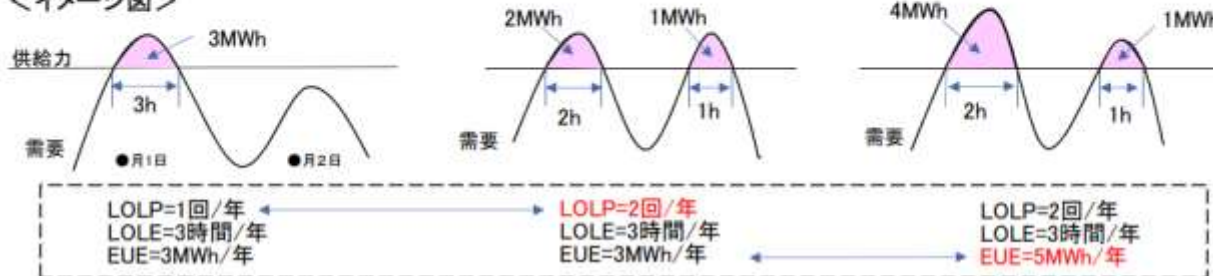
(参考1-1) 供給信頼度の指標

8

- 目指すべき供給信頼度を表す指標として、LOLP、LOLE、EUEの3つを候補として検討を進めたが、2017年度取りまとめにあたり、「1kWあたりのEUE」を軸に今後の検討を進めることとした。(LOLPとLOLEは補助指標とする)

	指 標	本委員会の定義
①	LOLP (Loss-of-Load Probability)	- ある1日において供給力不足が発生することを「1回」と定義し、1年間における回数の期待値。 - 単位: 回/年
②	LOLE (Loss-of-Load Expectation)	1年間における、供給力不足が発生する時間の期待値。 - 単位: 時間/年
③	EUE (Expected Unserved Energy)	1年間における、供給力不足量(kWh)の期待値。 - 単位: kWh/年

<イメージ図>



- 供給信頼度評価としては、再エネ大量導入前までは、年間最大需要時(8月15時など)に必要な供給力が確保されていることを評価していた。
- 再エネの導入量拡大に伴い、夏季点灯時間帯や冬季最大需要時などに供給予備力が小さくなる傾向が見受けられたことから、これまでの最大需要時の評価ではなく8760時間を対象とした評価手法を導入した。

(参考) 確率論的必要供給予備力算定手法 (EUE算定) について

3

- 供給信頼度評価としては、これまで(再エネ大量導入前まで)は、年間最大需要時(8月15時など)に必要な供給力(H3需要の108%など)が確保されていることを評価していた。
- 再エネ、特に太陽光発電の大量導入に伴い、太陽光発電が高出力となる昼間帯(8月15時など)よりも太陽光発電出力が低出力(またはゼロ)となる夏季点灯帯や冬季最大需要時などに供給予備力が小さくなる傾向が見受けられた。
- このことから、これまでの年間最大需要時の供給力確保状況の評価するという供給信頼度評価手法を見直すことが必要となった。
- 一方で、容量市場の導入により、そのオークションにあたっては、供給信頼度基準から目標調達量(需要曲線)を設定することが必要となり、さらに、火力などの供給力に対して、再エネや揚水などの供給力を適切に評価し、容量市場の落札量や支払対価などを決定することが必要となった。
- これらを一定の手法にて評価するにあたり、1年8,760時間を対象とした確率論的必要供給予備力算定手法(EUE算定)を導入し、その検討条件等の整備を進めている。

