

確率論的必要供給予備力算定手法による 必要供給予備力の検討について

2018年6月8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

(余 白)

1 必要供給予備力の検討課題及び検討スケジュール

2

- 本日は、全国及び各エリアで確保する供給信頼度の考え方のうち、供給信頼度の指標選定と指標算定の前提条件について、経済性分析による適切な供給予備力の試算結果や現状の供給信頼度基準、容量市場の制度設計との関わりを踏まえつつ議論を行う。
- また、全国の供給信頼度の位置付けや活用方法について、議論を行う。

	2018年度			
	第1Q	第2Q	第3Q	第4Q
容量市場検討	需要曲線シミュレーション		オークション機能設計 需要曲線の策定、市場分断時の約定処理方法の検討	
必要供給予備力算定	検討状況報告		2018年度 必要供給予備力検討	
(1)全国及び各エリアで確保する供給信頼度の考え方	供給信頼度の指標選定	本日の議論		
	指標算定の前提条件			
	全国の供給信頼度の位置付け、活用方法	各エリアの供給信頼度の位置付け、活用方法		
	供給計画の需給バランス・容量市場調達結果の評価方法			
		間接オークション導入後の計画潮流の扱い		
		調整力との関係		

1 必要供給予備力の検討課題及び検討スケジュール

3

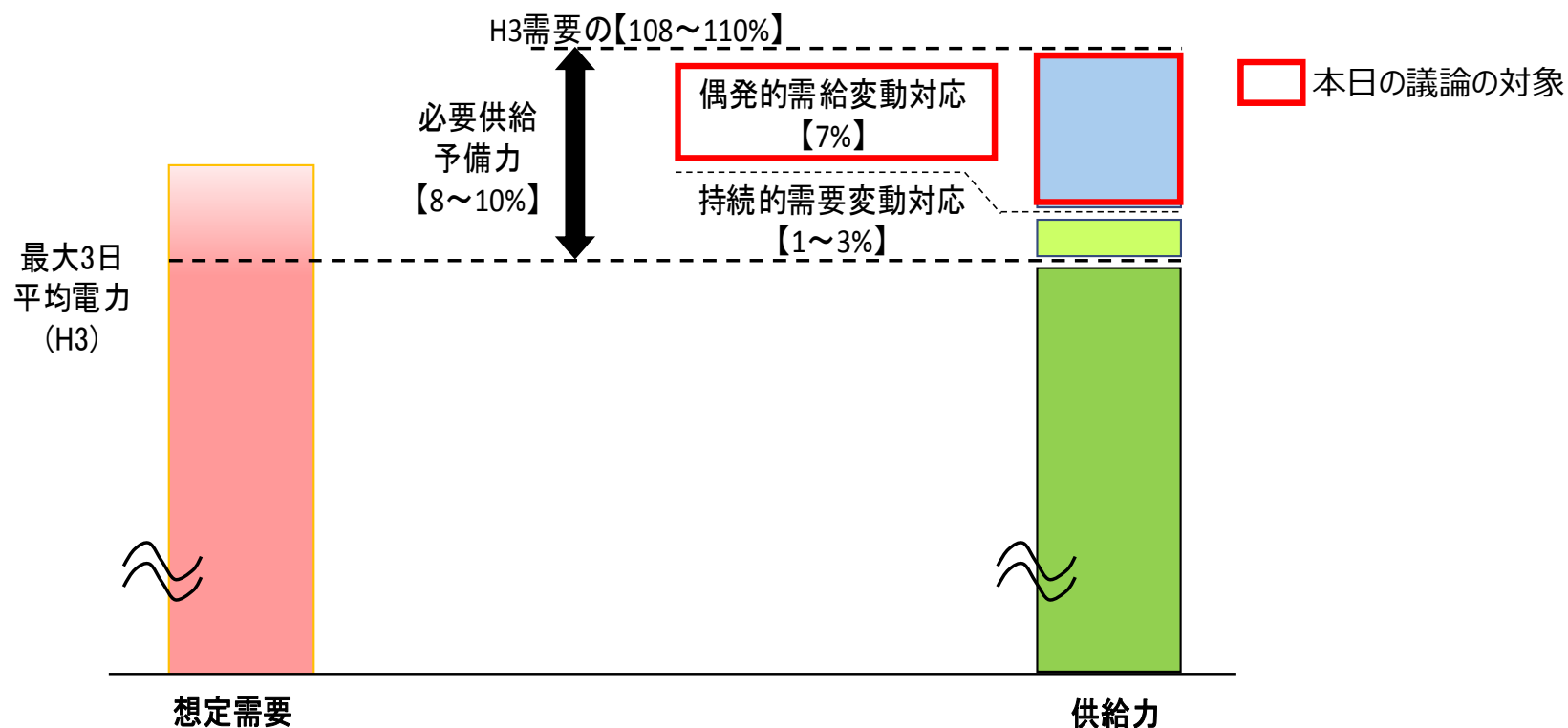
		2018年度			
		第1Q	第2Q	第3Q	第4Q
(2)容量市場の制度設計に向けた検討			アデカシー確保における連 系線制約の考え方		
(3)連系線の計画停止、計画外停止、マージン 等の扱い検討				マージン等の 扱い検討	
(4)電源の計画停止を考慮した設備量の評価	改修 検討	ツール改修 電源の計画停止率調査			
(5)変動要素のエリア間相関の確認	エリア間相関の 確認				
(6)景気変動等による需要変動の扱い		2016・2017年度 実績追加			
(7)計画外停止率の調査		依頼 ▽	提出 ▽	2017年度 実績追加	
(8)諸元の公表					公表諸元 準備 公表 ▽

- 本日は、必要供給予備力の偶発的需給変動対応分について議論する。

なお、電源の計画停止を考慮した設備量の評価（電源の計画停止期間が軽負荷期に十分に確保できず、重負荷期に一定の補修が必要となる可能性）、調整力との関係については別途整理する。

（必要供給予備力のイメージ）

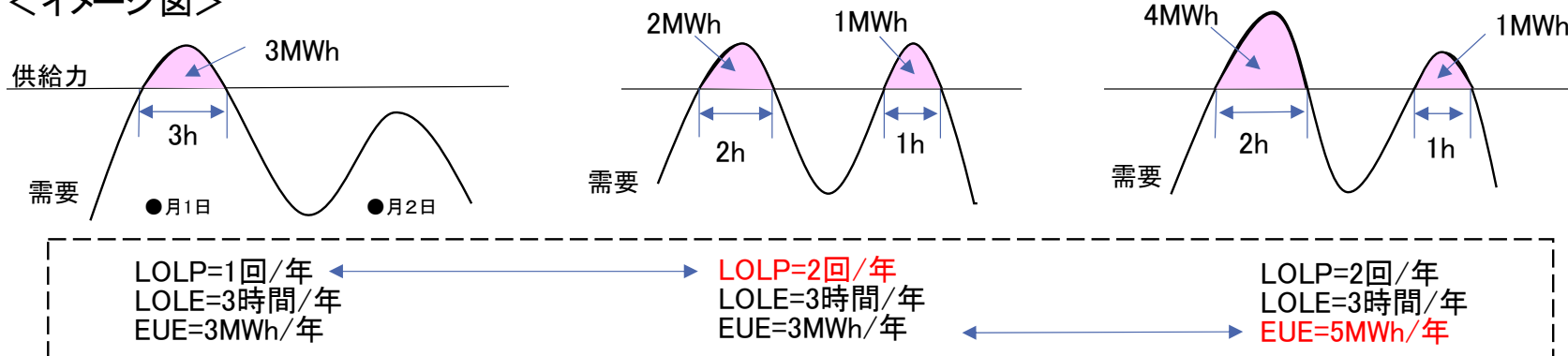
※【 】内の数字は必要供給予備力の検討において見直しを検討している数字



- 供給信頼度の指標は、本委員会におけるこれまでの議論を踏まえ、「需要1kWあたりのEUE」とする。

	指標	本委員会での定義
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>



供給信頼度の指標を「需要1kWあたりのEUE」とする理由

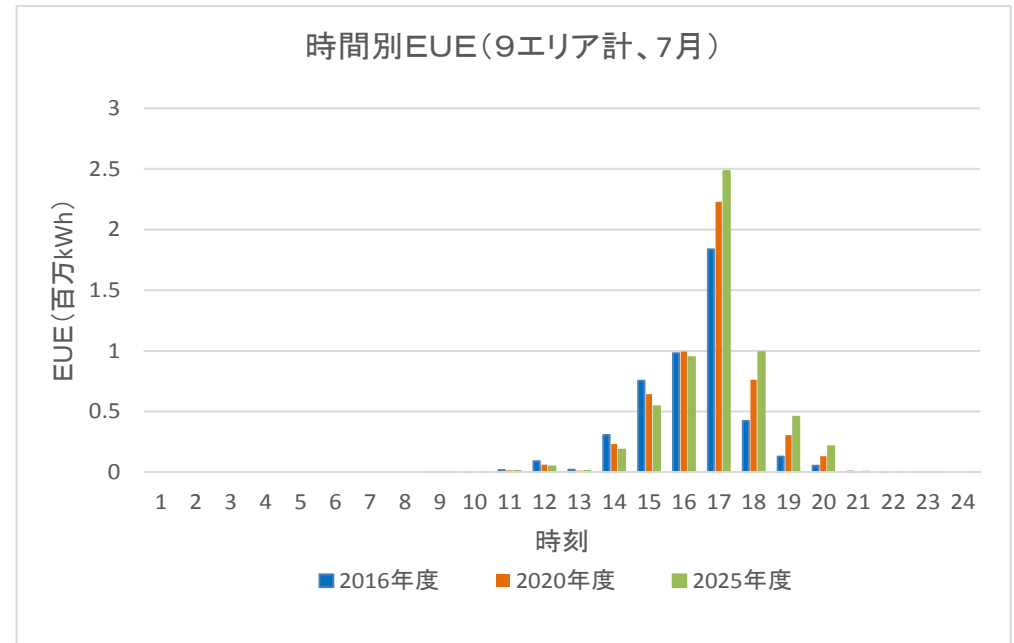
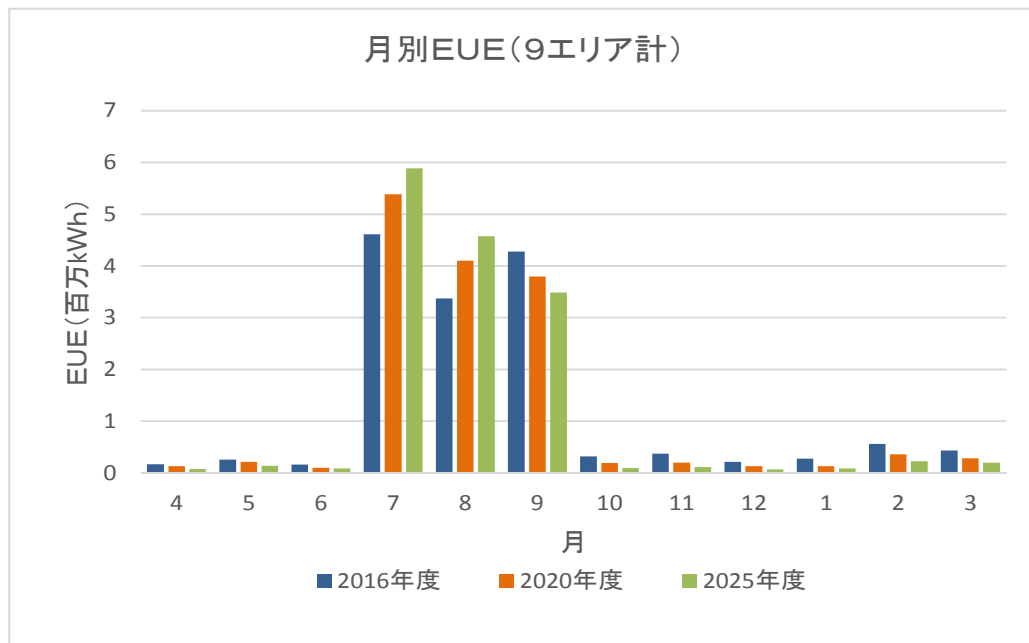
■ 需要1kWあたりのEUEを選定する理由

- ・従来は、8月ピーク需要発生断面で評価していたが、昨今の再エネ導入量拡大等の影響により、夏季ピークであったエリアにおいても冬季の残余需要との差が小さくなる傾向があることから、8,760時間の評価が必要となった。
- ・現在では、シミュレーションの計算能力向上によって、全国の需要・再エネ変動等による8,760時間の確率計算ができるようになり、EUEによる供給信頼度の評価が可能となった。
- ・LOLPは、8,760時間評価のもとでは、1年のある1日（24時間）において供給力不足が1時間発生しても10時間発生しても同じ値（LOLP=1回/年）となり、供給力不足の長さが考慮されない。このため、供給力不足時間を考慮できるLOLEやEUEに比べて、供給信頼度の評価が不十分であると考えられる。
- ・LOLEは、エリア単位で見たときの供給力不足発生頻度（年あたり時間）の期待値を示す指標であり、供給力不足の大きさ（kWh）は考慮されず、エリアの設定範囲により値が変化する。これらのことから、LOLEの値を9エリア一律に設定しても、各需要家の供給力不足の大きさ（年あたりkWh）がエリアにより異なることとなる。
- ・EUEは、エリア単位で見たときの供給力不足量（年あたりkWh）の期待値を示す指標であり、その値を9エリア一律に設定しても、エリアにより需要の規模が異なることから、各需要家の供給力不足の大きさ（年あたりkWh）はエリアにより異なることとなる。
- ・EUEをエリアの総需要で割った「需要1kWあたりのEUE」にすることで、需要1kWあたりの停電量（年あたりkWh）の期待値を示し、エリアの設定範囲によって値が変化しない。このことから、その値を9エリア一律に設定した場合には、需要家が同じような規模であると仮定すると、各需要家の供給力不足の大きさ（年あたりkWh）をエリアの規模によらず一律にすることができる。このため、「需要1kWあたりのEUE」を供給信頼度の指標として用いることが適切であると考えられる。

(参考) 再エネ導入量拡大を踏まえた適切な供給信頼度の評価

- EUEは、月別でみると夏季（7～9月）の値が他の月より大きくなった。
- 時間帯別でみると、夕刻（17時頃）の値が最も大きく、後年度、太陽光発電の導入が進むにつれて夕刻以降（17～20時頃）の値が増加する傾向となった。
- この結果は、従来の8月の需要ピークのみ注目した分析ではなく、8,760時間を対象とした分析を行う必要性を示していると考えられる。

〔9エリア計のEUE=15（百万kWh/年）〕



- 供給信頼度に関する用語については以下の通り定義を行う。

用語		単位	定義
供給信頼度関係	供給信頼度	kWh/kW・年	偶発的需給変動に対する需要1kWあたりの供給力不足量の期待値(EUE)
	供給信頼度基準 又は 供給信頼度の基準値	kWh/kW・年	供給力を調達することで遵守すべきEUEの値
	必要供給予備力	%又はkW	偶発的需給変動に対応するための必要供給予備力と持続的需要変動に対応するための必要供給予備力の合計 なお、偶発的需給変動に対応するための必要供給予備力は、供給信頼度基準から算定
	(経済性分析における) 適切な供給予備力	%又はkW	経済性分析における供給力確保コストと停電コストの和が最小となる供給予備力
容量市場関係	信頼度目標量	%又はkW	需要曲線の設計に用いる基準値。(容量市場の検討においては必要供給予備力と同値と整理)
	目標調達量	%又はkW	容量市場における需要曲線において、調達の目標とする量 シミュレーションによる分析によって設定する場合、必要供給予備力とは同値とはならない可能性がある
	目標調達量に対応する 価格指標	円/kW	容量市場における目標調達量を確保するための調達価格 シミュレーションによる分析によって設定する場合、Net Coneとは同値とはならない可能性がある
	最低限確保する調達量	%又はkW	需要曲線において上限価格に対応する供給力
	Net Cone	円/kW	新規発電設備の固定費用から電力量取引やアンシラリーサービスによる利益を差し引いた正味固定費用

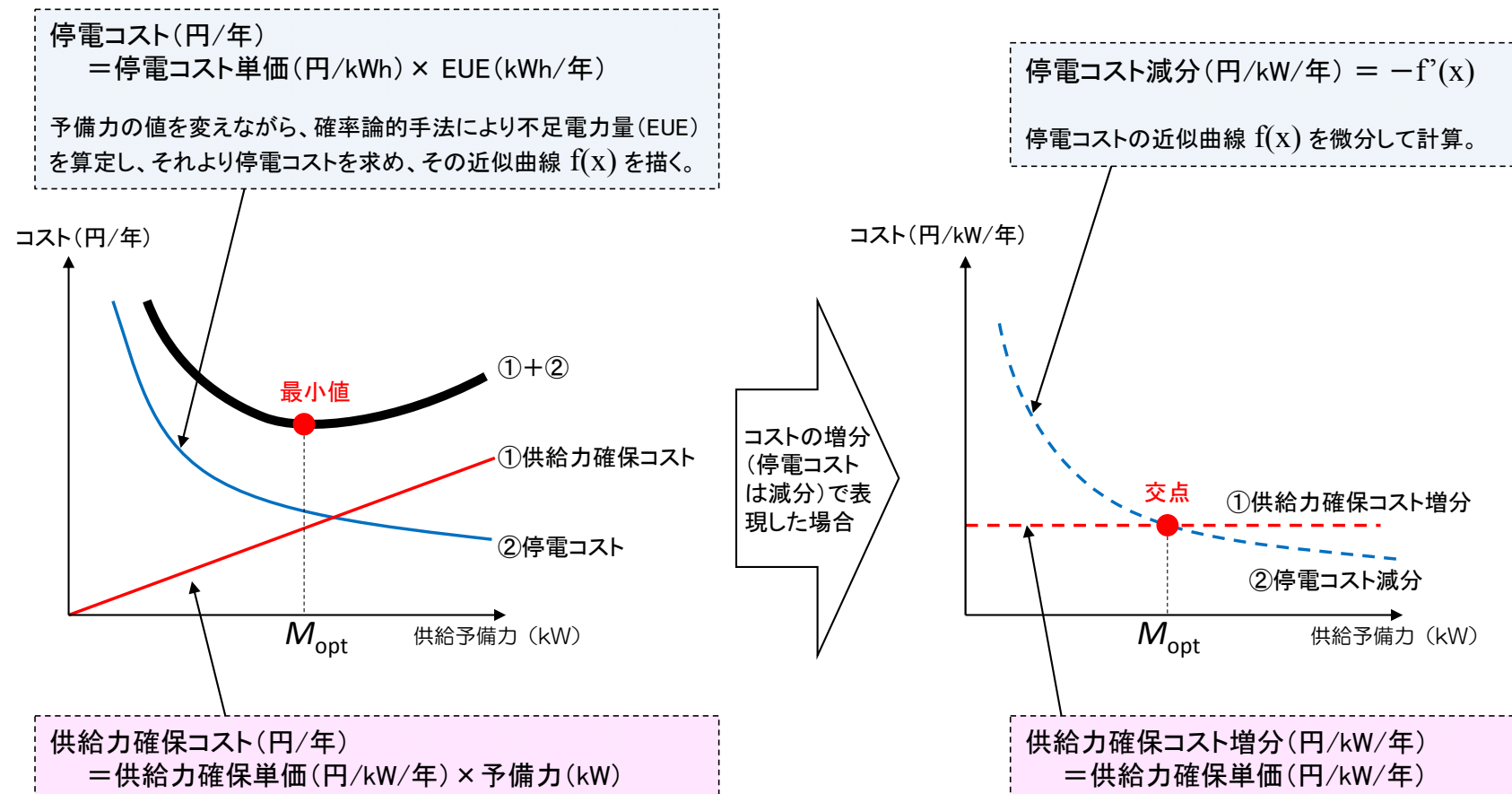
※用語については、今後、本委員会及び容量市場検討会において定義の議論を深めていく

4 指標算定の前提条件

(1) 経済性分析による適切な供給予備力の試算

■ 本委員会におけるこれまでの議論

供給力を多く確保するほど供給信頼度は高まる（停電の発生リスクは低下する）が、供給力の確保のためのコストが増加することを踏まえ、下図に示すとおり、供給力確保コストと停電コストの和が最小となる供給予備力を適切な供給予備力と見なす（そのときの指標の値を供給信頼度の基準値と見なす）こととしている。



4 指標算定的前提条件

(1) 経済性分析による適切な供給予備力の試算

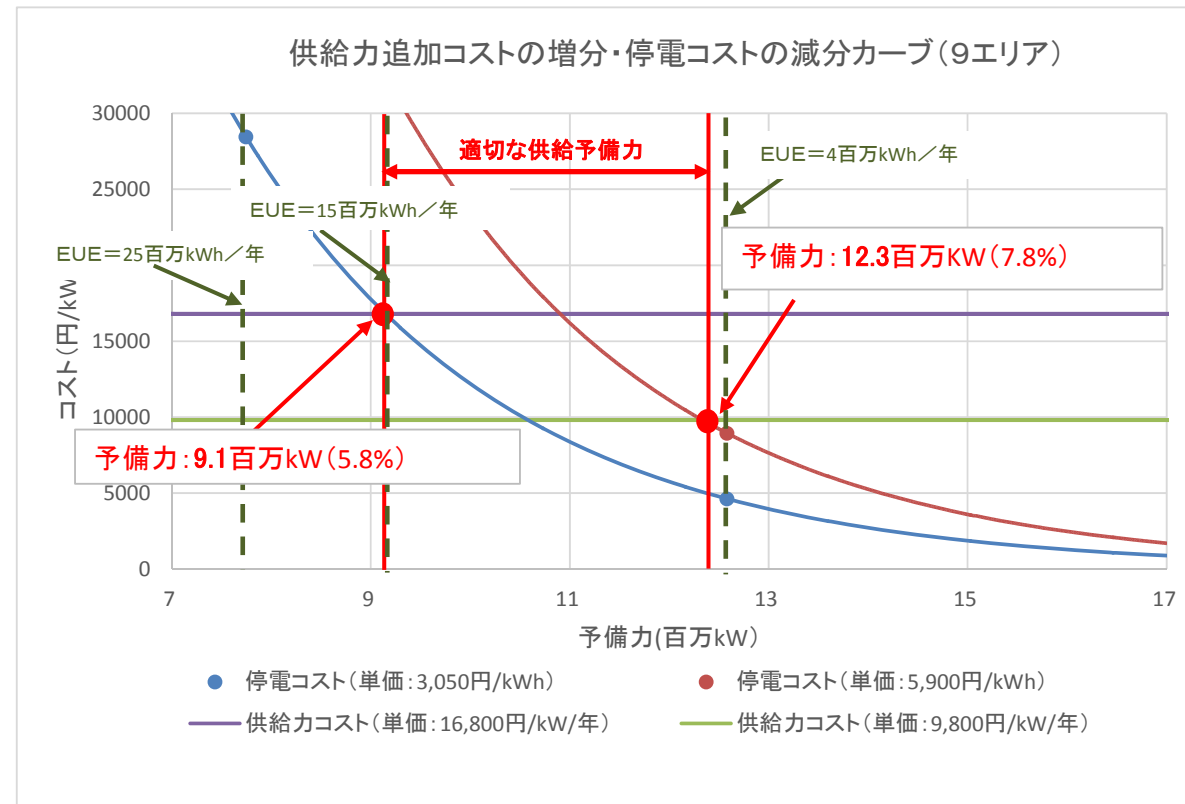
■ 経済性分析による適切な供給予備力の試算結果（2016年度供給計画の2016年度断面）

- 適切な供給予備力は、5.8%（EUEは概ね15百万kWh/年程度）～7.8%（EUEは概ね4百万kWh/年程度）の範囲となった。

（前提条件）詳細は参考資料1を参照

- ・需要、再エネ設備量等の諸元は、2016年度供給計画の2016年度断面の値
- ・供給力確保コストは、発電コスト検証ワーキンググループの報告書を基に設定(9,800～16,800円/kW/年)
- ・停電コストは、旧ESCJのアンケート調査を基に設定(3,050～5,900円/kWh)
- ・連系線利用計画は、2016年度年間計画(当初予定)

【試算結果】



(2) 今後の全国の供給信頼度基準の考え方

- 全国の供給信頼度基準の考え方は、以下のとおり整理してはどうか。なお、各エリアの供給信頼度基準の整理によって、改めて議論を行うことも考えられる。
- 全国の供給信頼度基準
 - 従来は供給信頼度基準を各エリアでLOLP0.3日/月とし、地域間連系線を活用した他エリアからの応援を考慮した上で、各エリアの必要供給予備力（偶発的需給変動対応分）を7%と整理している。
 - 今後は「需要1kWあたりのEUE」を供給信頼度の指標として、再エネ導入量拡大の影響などを必要供給予備力に評価することが必要である。
 - 今回の前提条件における経済性分析の試算結果は、適切な供給予備力5.8～7.8%程度であり、現在の必要供給予備力7%と概ね同じ水準であった。
 - 現在の必要供給予備力7%は、これまでの長年に亘る安定供給の実績があること、また至近の再エネ導入が一定程度進んでいることを踏まえると、「現状レベル（7%）」を下回らないことが妥当と考えられるのではないか。
他方で経済性分析から導かれる適切な供給予備力には幅（5.8～7.8%）があることから、直ちには7%を引き上げることは不要ではないか。
 - 以上から、現時点では、全国の供給信頼度基準は「現状レベル」を下回らないことと整理し、現状の全国の必要供給予備力7%に相当する「需要1kWあたりのEUE」として設定することとしてはどうか。
- 各エリアの供給信頼度基準（次回以降整理）
 - 各エリアの供給信頼度基準については、間接オークションによる供給力や連系線空容量の設定方法等を含めて次回以降整理する。

- 全国の必要供給予備力7%に相当する供給信頼度の基準値を試算した結果、EUEで740万kWh/年程度（需要1kWあたりのEUEでは0.047kWh/kW・年）となる。（供給信頼度の基準値を全国＝各エリアとして試算）
- 今回の試算結果は、2016年度供給計画の諸元を基に算定したものであり、今後、具体的な諸元を集約した上で、改めて算定を行う。（以降、供給信頼度の基準値は、需要1kWあたりのEUEで x kWh/kW・年とする）

※なお、各エリアの供給信頼度の基準値については、次回以降整理する。

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需 要 (万kW)		510	1,353	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	15,745
必要供給力 (万kW) [必要供給予備率 (%)]		—	—	—	—	—	—	—	—	—	16,847 [7.0]
											
供給 信頼度	EUE(万kWh/年)	24	64	247	114	23	124	50	24	71	(740)
	需要1kWあたりの EUE (kWh/kW・年)	(0.047)									x (0.047)

(4) 需給状況が変化した場合の必要供給予備力の試算結果

■ 需要及び太陽光発電設備量が増加した場合の必要供給予備力の試算結果

- 供給信頼度基準を満たす必要供給予備力は、需要の増加に対してはほとんど変化しなかった。
(7.0%⇒7.1%)
- 一方、太陽光発電設備量の増加に対しては2%程度の増加(7.0%⇒8.8%)となった。
(太陽光発電設備量の増加に伴い必要供給予備力が増加する要因については次頁を参照)
- 今後、供給信頼度基準を満たす必要供給予備力は、需給状況に応じた確率計算を行い、算定や分析をしていくこととしてはどうか。
※必要に応じて、再エネ供給力の評価方法の見直しについて検討を行う。

	需要（全国）		太陽光発電設備量(ピーク時L5)	
	変化前	変化後	変化前	変化後
需給状況の変化	15,745万kW	16,556万kW (+800万kW程度)	795万kW	1,344万kW (+ 550万kW程度)
必要供給予備力 〔需要1kWあたりのEUE〕 0.047kWh/kW・年	7.0%	7.1%	7.0%	8.8%

4 指標算定の前提条件

(4) 需給状況が変化した場合の必要供給予備力の試算結果

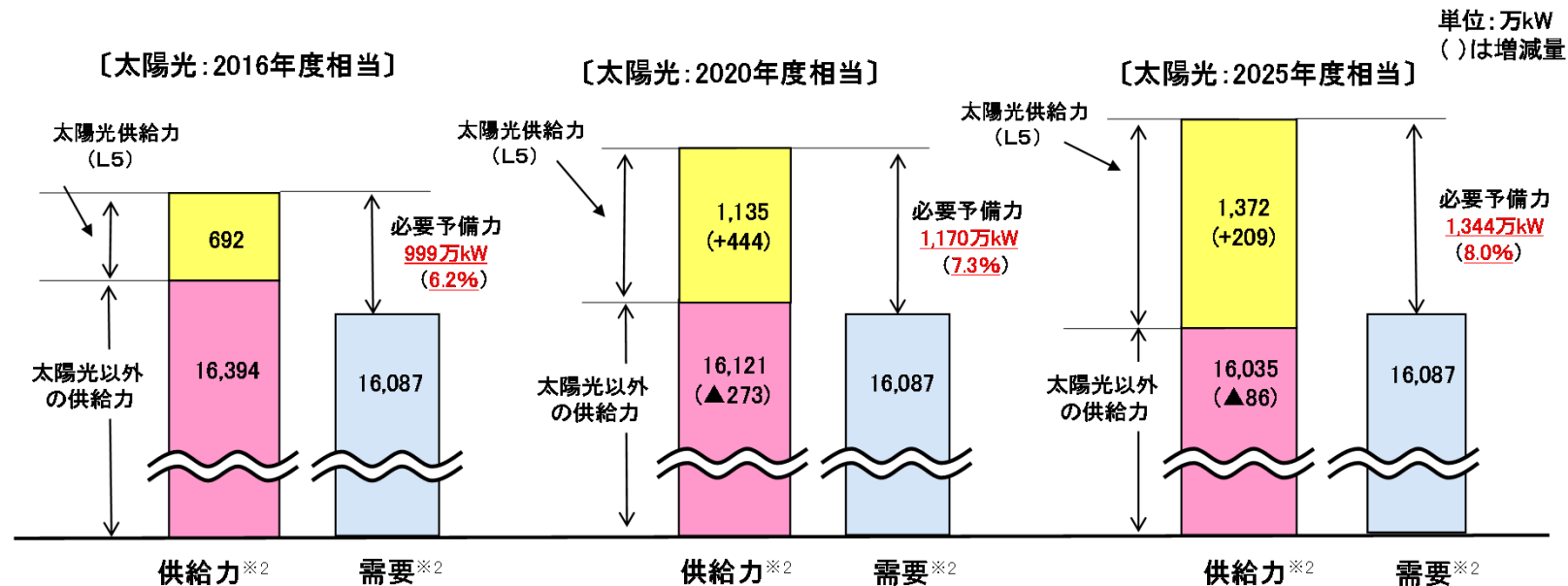
- 太陽光発電設備量の増加に伴い、必要供給予備力が増加する要因は以下のとおり。

(参考2-3) 太陽光発電の導入量が必要供給予備力(率)に与える影響

16

- 需要を変えず(2020年度の需要に固定)、太陽光発電の導入量を変化(2016,2020,2025年度データ相当)させて分析した結果、太陽光発電の導入量が多いほど、必要供給予備力(率)が増加する結果となった。
- 内訳をみると、太陽光発電の導入量の増加に伴う太陽光発電の供給力(L5)の増加に比べて、「太陽光以外の供給力」の必要量の減少が小さいことが分かる。

〔太陽光発電の導入量と必要供給予備力(率)との関係(1kWあたりのEUE一律※1)〕



※1 1kWあたりのEUE(9社計EUE=15百万kWh/年)が一律となるよう算定

※2 各エリアの最大需要電力発生時の供給力と需要の合計

※3 四捨五入の関係で数字が合わない場合がある

- 全国の供給信頼度基準は、現状の必要供給予備力7%に相当する需要1kWあたりのEUEとする。
- 供給信頼度の基準値は、今後、需要1kWあたりのEUEで $x \text{ kWh/kW} \cdot \text{年}$ とする。
- 具体的な基準値については、今後、諸元の妥当性を含めて算定を行うこととする。
- 今後、毎年度、再エネ導入量増加などの需給状況の変化に対して、供給信頼度の基準値を満たす、必要供給予備力を確率計算※1※2で算定や分析を行うこととする。
- なお、現時点で想定していない需給状況の変化等が発生した場合は、供給信頼度の基準値や、その算定方法を含めて、改めて整理することとする。

※1 電源の計画停止を考慮した設備量の評価（電源の計画停止期間が軽負荷期に十分に確保できず、重負荷期に一定の補修が必要となる可能性）、調整力との関係については別途整理する。

※2 確率計算や統計処理の手法についても、引き続き、検討を進める。

- 今後の制度設計を踏まえて、全国及び各エリアの供給信頼度基準の検討に関する項目を整理すると下表のように整理できると考えられる。
- 本日は、全国の供給信頼度基準の活用方法として、容量市場における需要曲線との関係について考察する。
(各エリアの供給信頼度のあり方は次回以降整理する)

	容量市場		間接オークション	電源入札
	需要曲線	市場分断		
全国の供給信頼度基準	○	—	—	—
各エリアの供給信頼度基準	—	○	○	○

本日の考察対象

次回以降整理

- 全国の供給信頼度基準を満たす必要供給予備力は、容量市場の需要曲線における信頼度目標量として設計の基準に活用することを想定。

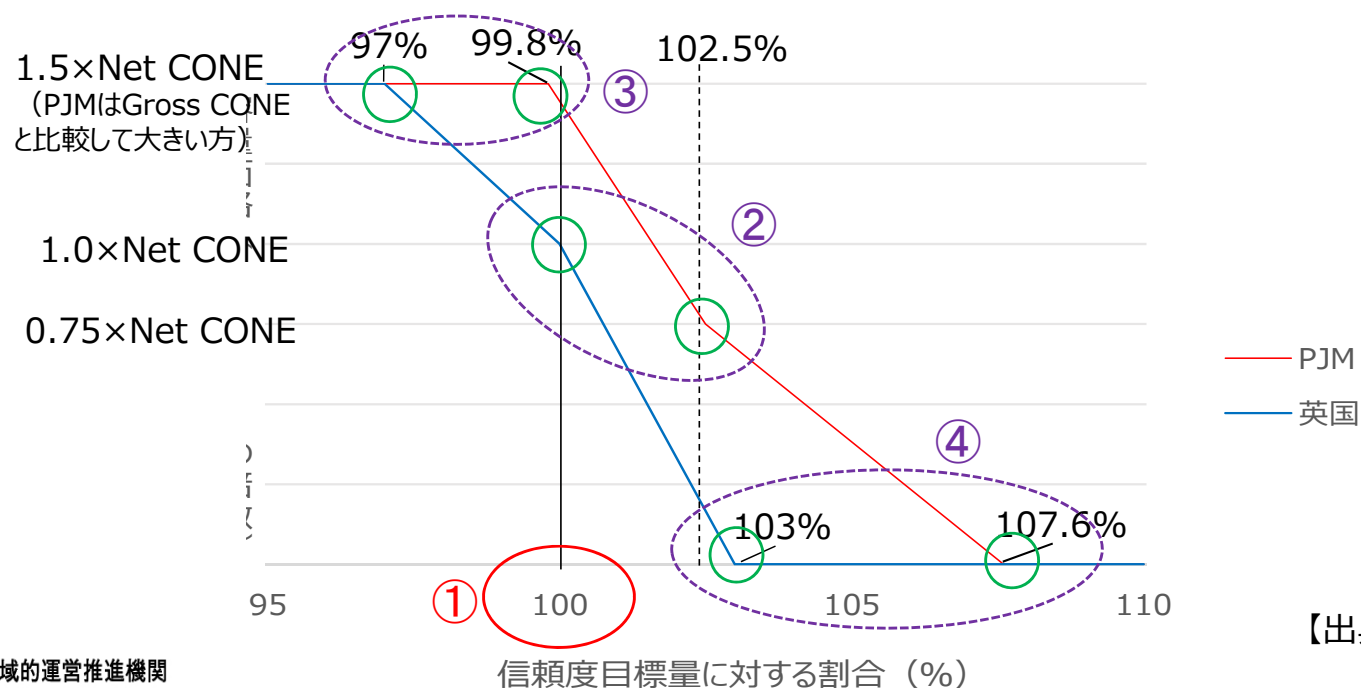
<本委員会>

全国の①信頼度目標量（下図の信頼度目標量に対する割合の100%の値）を決定する。

<容量市場検討会>

- ・①信頼度目標量をベースに、需要曲線を設計する。（設計は、約定価格や量の分散等の分析も考慮）
- ・②目標調達量とそれに対応する価格指標※を設定する。
- ・③最低限確保する量とそれに対応する上限価格を設定する。
- ・④確保量の最大値を設定する。

※容量市場の約定価格は、（入札戦略に基づくkW価値の）入札価格であり、経済性分析手法で用いる電源コストとは異なる。



【出典】第10回容量市場の在り方等に関する検討会
http://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2018/youryou_kentoukai_haihu10.html

- 全国の供給信頼度基準と各エリアの供給信頼度基準との関係は次回以降整理する。
- 我が国及び諸外国における実態などは以下のとおりである。

（日本）

- ・従来は供給信頼度基準を各エリアでLOLP0.3日/月とし、地域間連系線を活用した他エリアからの応援を考慮した上で、各エリアの必要供給予備力（偶発的需給変動対応分）を7%と整理している。
- ・全国の供給信頼度基準は設定されていない。
- ・各エリアの必要供給予備力は、供給計画における需給バランス評価及び電源入札等の検討開始の判断基準として活用している。
- ・供給計画における需給バランス評価及び電源入札等の検討開始の判断にあたっては、各エリアの予備率を均平化した上で評価している。

（P J M）

- ・信頼度目標量は「LOLEが10年に1度（毎年ではなく平均で確保）」としている。
- ・電源入札の基準は「LOLEが5年に1度（3年連続未達で電源入札の検討開始）」としている。

以下、参考資料

（参考資料 1） 今回試算の前提条件

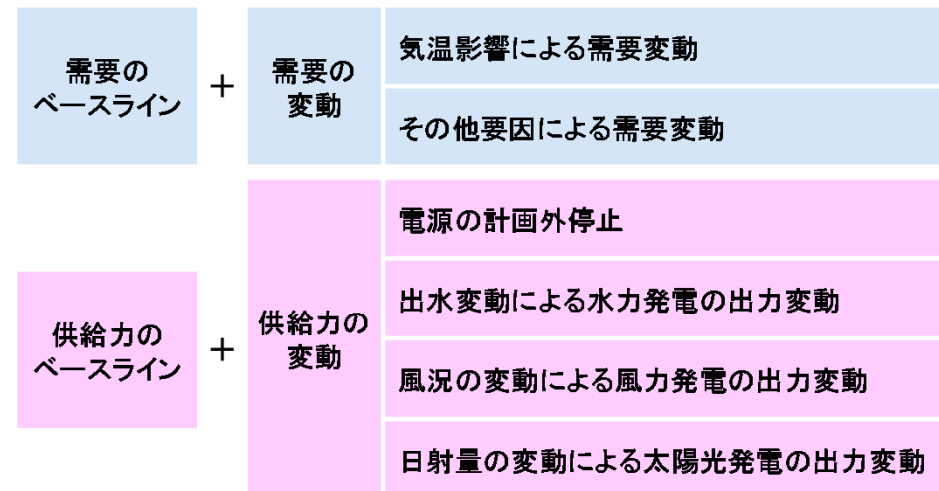
(1) 確率論的必要供給予備力算定手法において考慮する需給変動要因

- 確率論的必要供給予備力算定手法において考慮する需給変動要因は以下のとおり。

確率論的必要供給予備力算定手法において考慮する需給変動要因

7

- 本手法において考慮する需要と供給力の需給変動の要因は下図のとおり。
- これらの変動要因ごとに確率分布を設定するが、具体的な確率分布の設定方法については後述する。
※ 確率分布の設定の粒度(月別・時間別等)は要因ごとに異なる。



(2) 確率論的必要供給予備力算定手法によるシミュレーション諸元

項 目	説 明
全般	・平成28年度（2016年度）供給計画をベースとして、諸元を設定
評価断面	・2016年度
供給力	・補修後の各月の供給予備率が1年間を通して一律の値になるものと仮定し、9エリアの供給信頼度が一律となる必要供給予備力を算定
再エネ	・旧一般電気事業者の導入量想定値
連系線	・空容量＋マージンの範囲内で応援できるものとした ・空容量＋マージンは、2016年度当初計画の平常時の値を基に設定 ・連系線作業による空容量の減少は考慮していない ・エリア間の計画潮流については、2016年度当初計画の値を設定
電源の 計画外停止率	・2017年度の調査結果（次頁参照）を設定
目的関数	・全国と各エリアの供給信頼度の基準値は同じ値を設定
確率変数の エリア間の相関	・需要（気温の影響による需要変動）、太陽光、風力、水力発電：エリア間の相関を考慮（全時間帯） ・需要（その他要因による需要変動）：エリア間で無相関（全時間帯）
エリア間の 応援ロジック	・計上エリア優先ロジック ・複数エリア不足時は、応援後の不足エリアの不足率を同率とする
供給力確保コスト	・発電コスト検証ワーキンググループの報告書を基に設定（新設電源の年経費） 9,800（LNG火力）～16,800（石油火力）円/kW/年
停電コスト	・旧ESCJのアンケート調査を基に設定 3,050～5,900円/kWh

2 個別課題への対応 (11)計画外停止率の見直し

 今回試算の前提条件

27

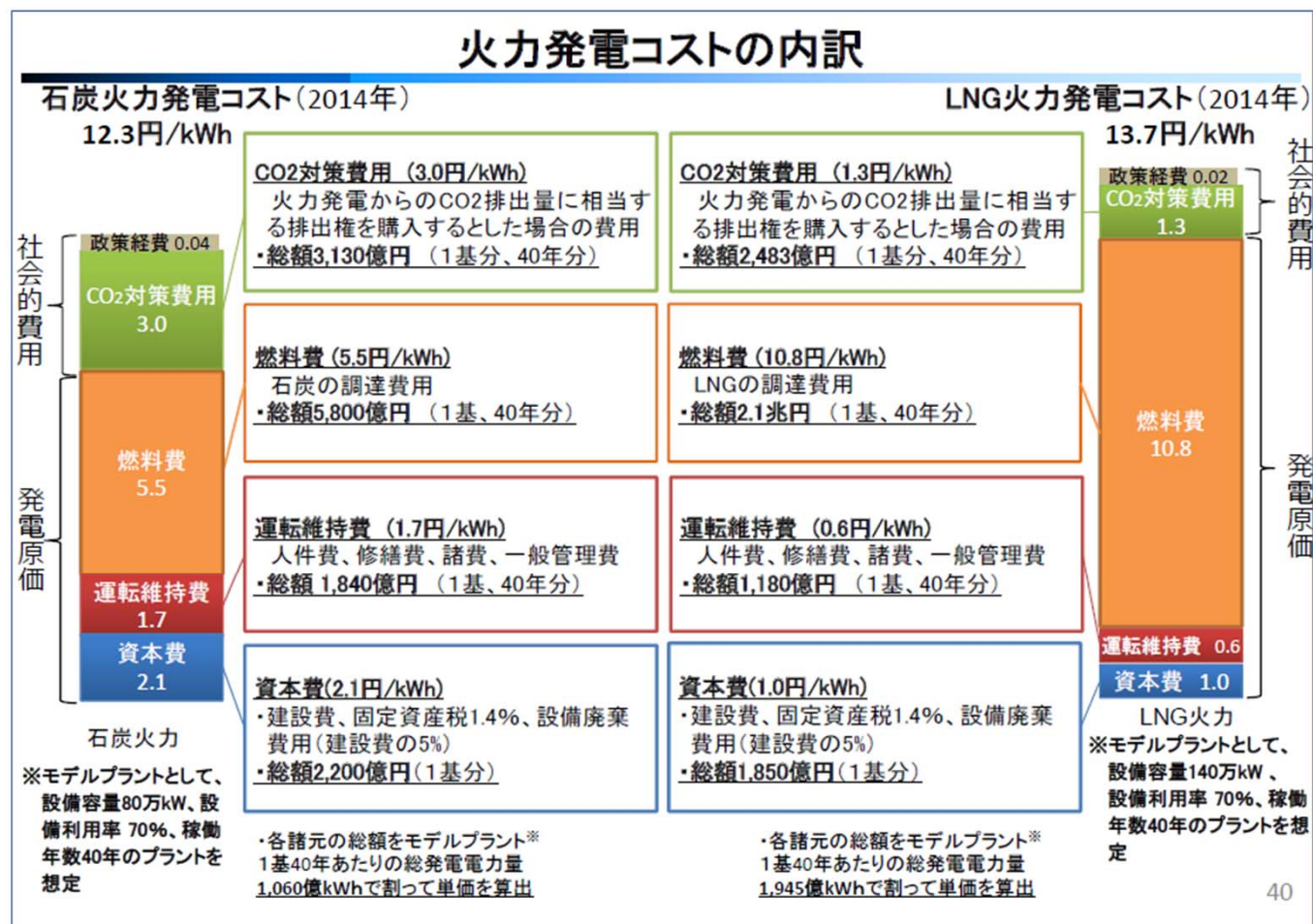
(参考)計画外停止率

		2016年度諸元	2017年度諸元
水力	自流式・調整池式	0.5%	3.7%
	貯水式		0.7%
	揚 水	1.0%	1.0%
火力	初期期間 (運開後3年以内)	5.0%	2.6%
	325MW未満 (運開後4年以降)	2.0%	
	325MW以上 (運開後4年以降)	2.5%	
原子力		2.5%	2.6%
再エネ	風 力	—	—
	太陽光	—	—
	地 熱	2.0%	2.6%

(参考7) LNG火力発電コスト

46

供給力確保コスト単価(円/kW/年) = (資本費1.0円/kWh + 運転維持費0.6円/kWh) × 8760h/年 × 70% = 9811円/kW/年



(出所)「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」(平成27年5月、発電コスト検証ワーキンググループ)

(参考8) 石油発電コスト

47

供給力確保コスト単価(円/kW/年) = (資本費3.8円/kWh + 運転維持費2.6円/kWh) × 8760h/年 × 30% = 16819円/kW/年



(出所)「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」(平成27年5月、発電コスト検証ワーキンググループ)

(参考9) 停電コスト

48

■ 直接的な被害額の調査結果(電力系統利用協議会実施「停電コストに関する調査(平成26年1月)」)

- ▶ 供給力不足による停電を前提とし、停電発生の季節・時刻により設定した2ケースについて計画停電の事前予告のある場合の停電コストをアンケート調査(大口事業者、中小事業所、個人を対象)

ケース※1	停電コスト単価(円/kWh)※2		
	大口事業所	中小事業所※3	個人
夏の平日	2,199 ~ 4,517	1,651 ~ 6,177	5,999
冬の平日	2,198 ~ 4,763	1,215 ~ 9,082	4,317

※1 夏の平日: 13~15時(2時間)、冬の平日: 17~19時(2時間)

※2 事業所の停電コスト単価については、統計処理上の例外値の有無の捉え方の違いにより幅のある算出結果となっている。事業所については、計画停電の1~2ヶ月前より予告がある条件、個人については2時間前に予告がある条件での回答。

※3 中小事業所の調査結果については少ない有効回答(個人や大口事業所の1割程度)の集約結果であることに留意が必要。

■ 調査結果を元に大口事業所、中小事業所、個人の需要割合※4で加重平均し算出

ケース	停電コスト単価(円/kWh)
夏の平日	3,573 ~ 5,603
冬の平日	2,533 ~ 6,185

※4 平成24~26年度の大口、中小、個人の需要電力量の割合

■ 夏の平日平均と冬の平日平均の平均値から停電コスト単価(円/kWh)として設定(1桁目を四捨五入)

停電コスト単価(円/kWh)
3,050 ~ 5,890

（参考資料 2） 経済性分析による適切な供給予備力の算定手順

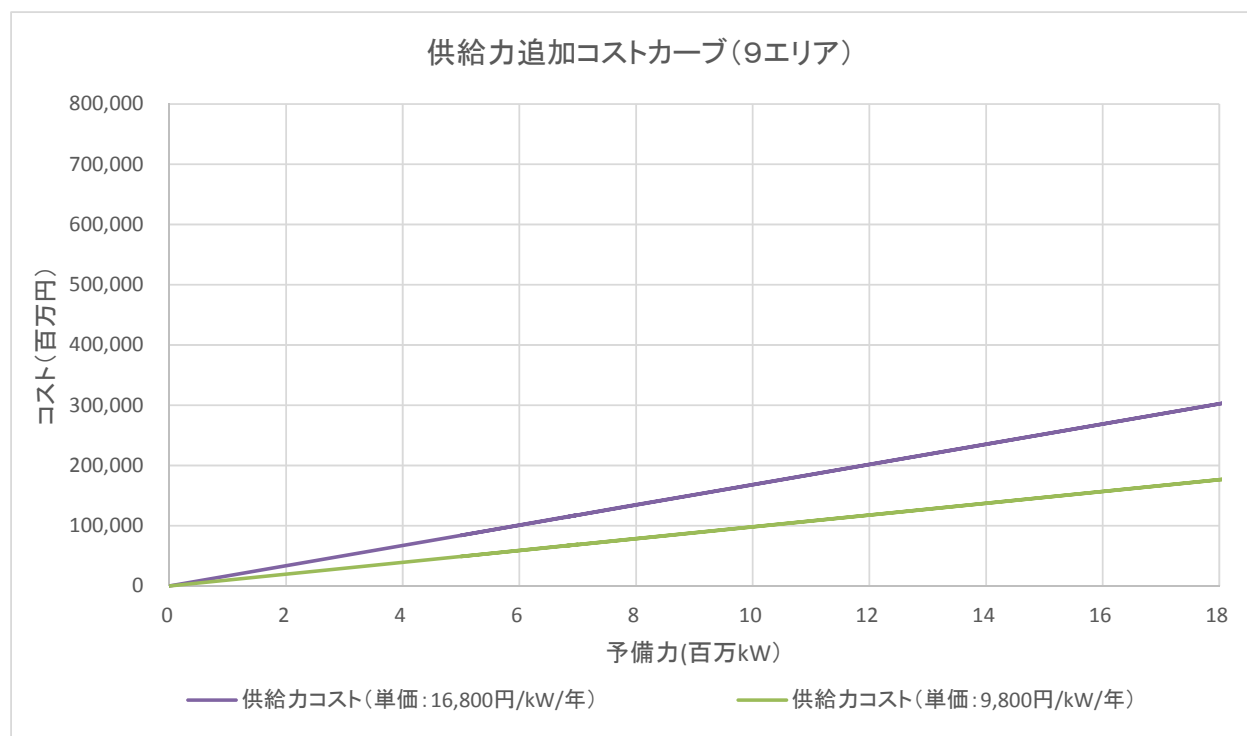
- 経済性分析による適切な供給予備力は以下の手順で算定しており、具体的な内容を次頁以降に示す。
 - ① 確率論的必要供給予備力算定手法において考慮する需給変動要因等の諸元設定（21～26頁参照）
 - ② 供給力確保コストカーブの作成
 - ③ 停電コストカーブの作成
 - ⇒ 確率論的必要供給予備力算定手法を使用
 - ④ 供給力確保コストと停電コストの和が最小となる供給予備力（適切な供給予備力）の算定
 - ⑤ 適切な供給予備力を踏まえた供給信頼度の基準値の算定
 - ⇒ 確率論的必要供給予備力算定手法を使用

② 供給力確保コストカーブの作成

- 供給力確保コストを以下の式により算定する。

$$\text{供給力確保コスト (円/年)} = \text{供給力確保コスト単価 (円/kW/年)} \times \text{予備力 (kW)}$$

- 供給力確保コスト単価は9,800 (LNG火力) 円/kW/年、16,800 (石油火力) 円/kW/年を設定するため、それぞれの供給力確保コストカーブを作成する。(予備力の増加に比例するため、線形の近似曲線となる)



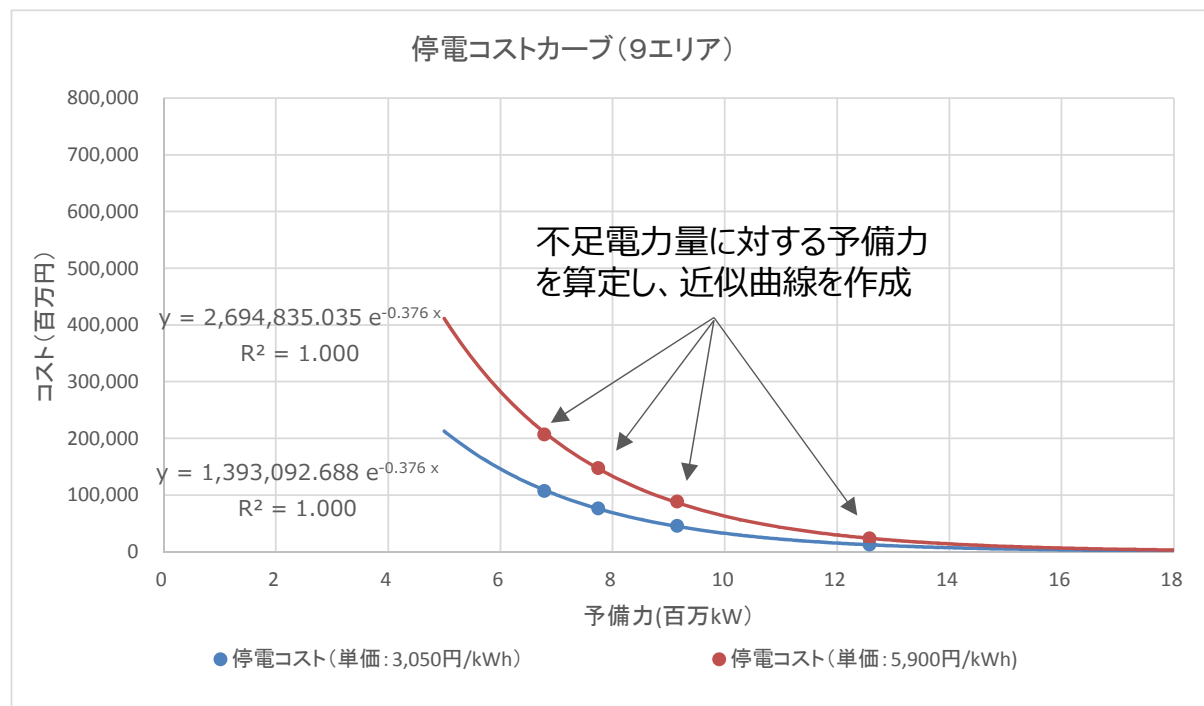
③停電コストカーブの作成

- ・停電コストを以下の式により算定する。

$$\text{停電コスト (円/年)} = \text{停電コスト単価 (円/kWh)} \times \text{EUE (kWh/年)}$$

- ・停電コスト単価は3,050円/kWh、5,900円/kWhを設定するため、それぞれの停電コストカーブを作成する。
- ・EUEを算出する予備力※は任意で数点を設定し、その点を通る近似曲線を作成する。
(予備力が一定以上大きいと不足電力量は発生しないが、予備力減少に伴い不足電力量は増加)

※各エリアの予備力の設定次第で、連系線制約等によって全国のエUEが変わるため、実際の計算では各エリアの需要1kWあたりのEUEを一律（供給信頼度を一律）と仮定し、それに対する全国の予備力を確率論的必要供給予備力算定手法で算定している。



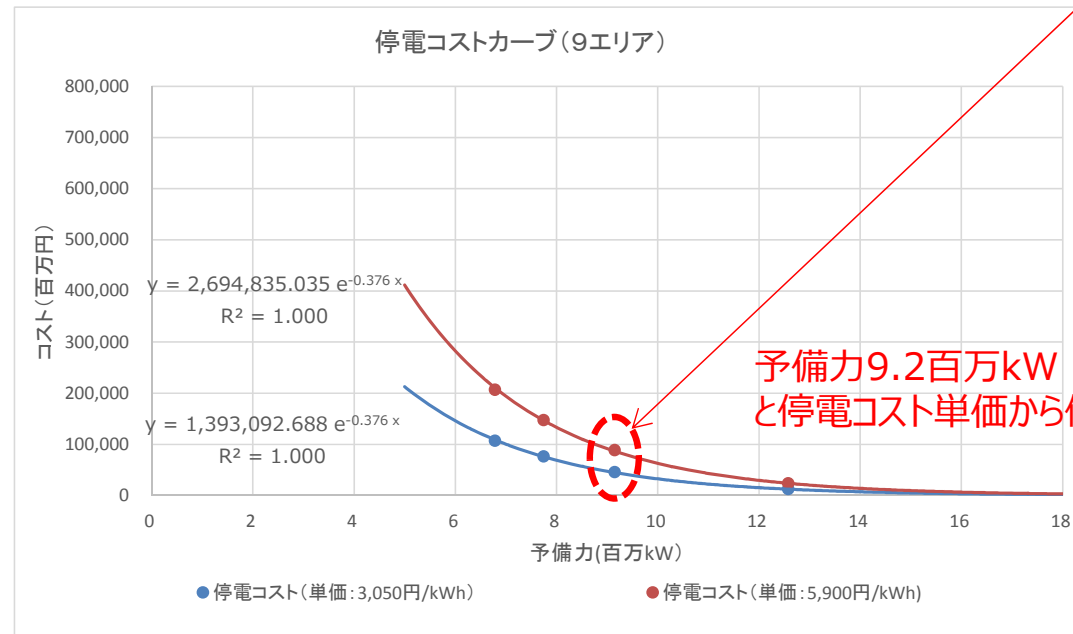
(参考)経済性分析による適切な供給予備力の算定手順

(例: EUE = 15百万kWh/年における停電コストの算定)

各エリアの需要1kWあたりのEUEは一律0.095万kWh/kW・年

〔9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)〕

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
目標値: EUE(百万kWh/年)	0.5	1.3	5.0	2.3	0.5	2.5	1.0	0.5	1.4	15
需要(万kW)	510	1,353	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	15,745
単独	必要供給力(万kW)	603	1,524	5,844	2,729	599	2,938	1,220	643	17,822
	必要予備力(万kW)	93	171	597	301	104	304	164	139	2,077
	必要予備率(%)	18.3	12.6	11.4	12.4	21.0	11.5	15.5	27.5	13.2
連系	必要供給力(万kW)	535	1,364	5,699	2,586	504	2,801	1,108	523	16,660
	必要予備力(万kW)	25	11	452	158	9	167	52	19	915
	必要予備率(%)	4.9	0.8	8.6	6.5	1.8	6.3	5.0	3.8	5.8
	LOLE(時間/年)	3.5	4.1	5.2	4.2	3.6	4.4	4.2	4.1	—
連系効果	13.4	11.8	2.8	5.9	19.2	5.2	10.6	23.8	12.0	7.4

確率論的必要供給
予備力算定手法で
全国の予備力を算
定

(参考)経済性分析による適切な供給予備力の算定手順

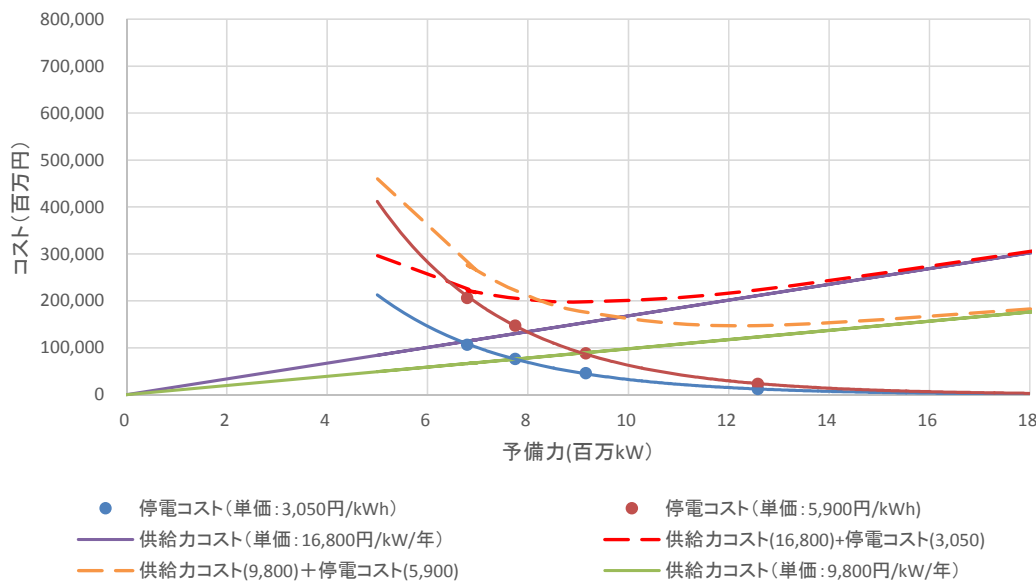
④供給力確保コストと停電コストの和が最小となる供給予備力（適切な供給予備力）の算定

- ・供給力確保コストと停電コストの和が最小となる点を適切な供給予備力と見なしている。
- ・これをコストの増分(停電コストは減分)で表した場合、供給信頼度を向上させるための「供給力確保コスト増分」と「停電コスト減分」が同じ値となる供給信頼度が適切な供給信頼度となる。

$$\begin{aligned} \text{供給力確保コスト増分 (円/kW/年)} &= \text{供給力確保コスト単価 (円/kW/年)} \\ \text{停電コスト減分 (円/kW/年)} &= \text{停電コストの近似曲線を微分して計算} \end{aligned}$$

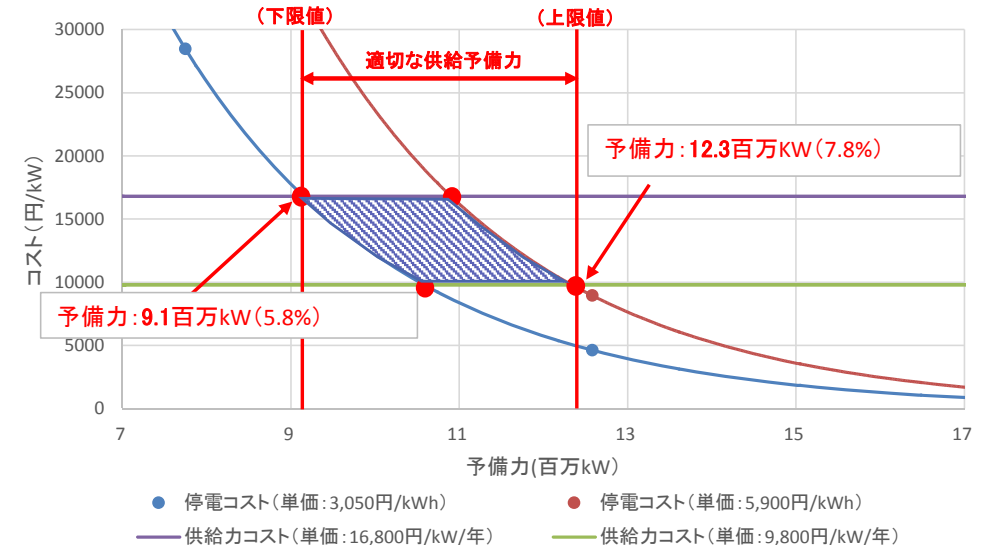
- ・下の右図において、「供給力確保コスト増分」と「停電コスト減分」が同じ値となる供給信頼度は、供給力確保コストと停電コストに幅があることから、●の4点となり、これを結んだ ■ で示す範囲が適切な供給予備力となる。

供給力追加コスト・停電コストカーブ(9エリア)



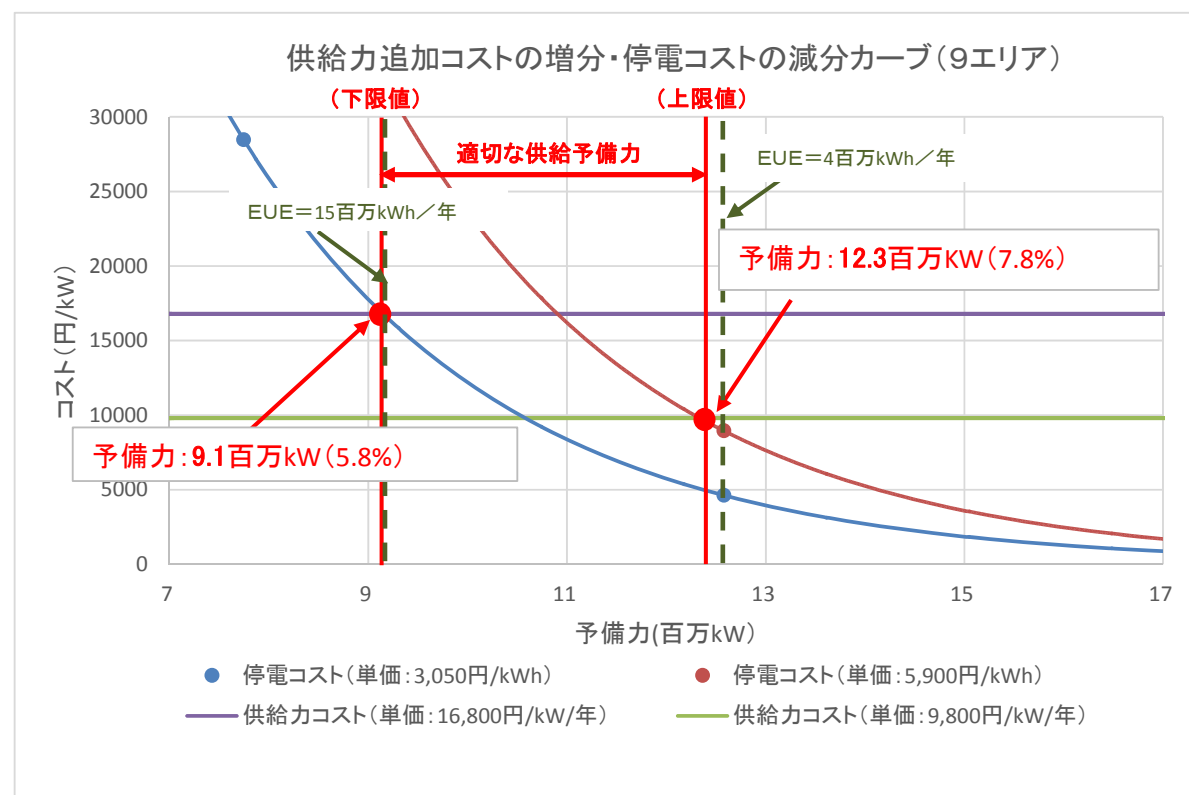
【コストの増分(停電コストは減分)で表した場合】

供給力追加コストの増分・停電コストの減分カーブ(9エリア)



⑤適切な供給予備力を踏まえた供給信頼度の基準値の算定

- ・④で算定した適切な供給信頼度の範囲から基準値として採用したいポイント（例えば、適切な供給信頼度の上限値・下限値）と一致する供給信頼度の基準値（EUE）を算定する。
- ・具体的には、③の停電コストカーブ作成時と同じ手法で、各エリアの需要1kWあたりのEUEを一律（供給信頼度を一律）と仮定した上で、それに対する全国の予備力を確率論的必要供給予備力算定手法で算定し、適切な供給信頼度の上限値・下限値と予備力が一致するポイントのEUEを供給信頼度の基準値とする。



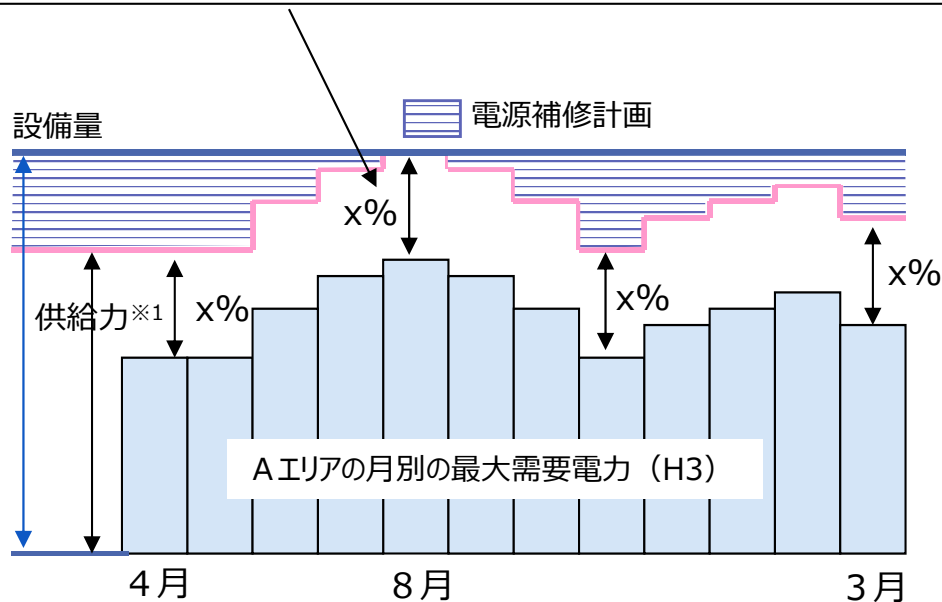
(参考資料 3) 電源の計画停止を考慮した設備量の評価

(参考) 電源の計画停止を考慮した設備量の評価(今後の検討課題)

- 現状は、各月の最大需要電力（最大3日平均電力（H3））に対する必要供給予備力が一律（下図 $x\%$ ）となるように電源の補修を計画（実施）したものととして算定している。
- しかしながら、昨今の再エネの導入量拡大等の影響により、夏季ピークであったエリアにおいても残余需要で見ると夏季と冬季の差が小さくなる傾向があり、電源の計画停止期間が軽負荷期に十分に確保できず、重負荷期に一定の補修が必要となる可能性があることを踏まえ、電源の計画停止を考慮した必要供給予備力（下図 $y\%$ ）の評価について検討中。

【現状】

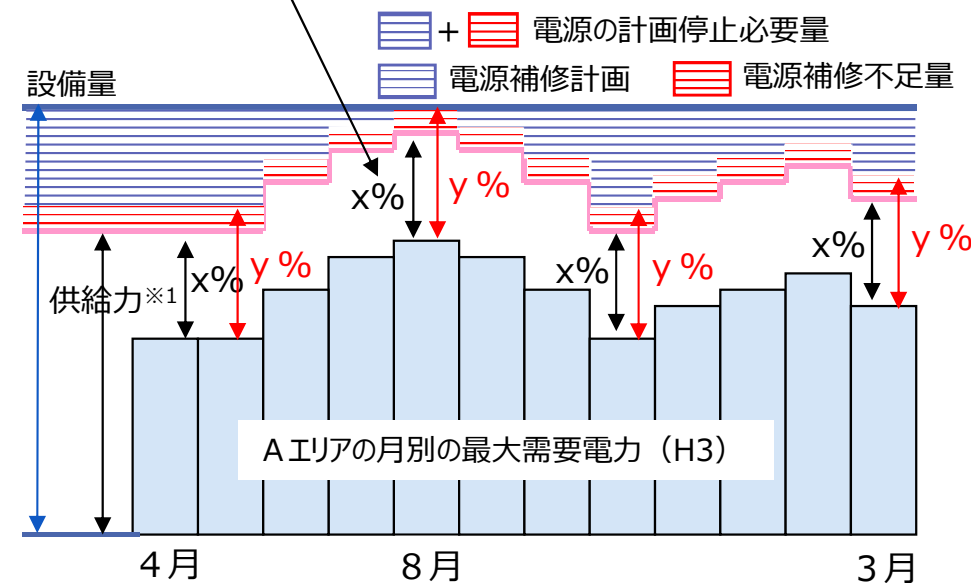
各月の最大需要電力（最大3日平均電力（H3））に対する必要供給予備力が一律（ $x\%$ ）となるように電源の補修を計画（実施）したものととして算定



※1 水力、風力・太陽光発電の供給力（下位5日平均値：L5）を含む

【検討中】 電源の計画停止を考慮した設備量の評価イメージ

各月の最大需要電力（最大3日平均電力（H3））に対して、EUEの基準値を満たす必要供給予備力が一律($x\%$)、及び電源の計画停止必要量を考慮した必要供給予備力が一律（ $y\%$ ）となる計算を実施



※1 水力、風力・太陽光発電の供給力（下位5日平均値：L5）を含む