

# 確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）について

2019年 8月27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

# 1 課題の検討状況 今回の報告内容について

- 前回の本委員会での議論内容を踏まえ、今回は、再エネ供給力(kW価値)評価ならびに揚水供給力(kW価値)評価、EUE基準値の算定結果について、報告する。

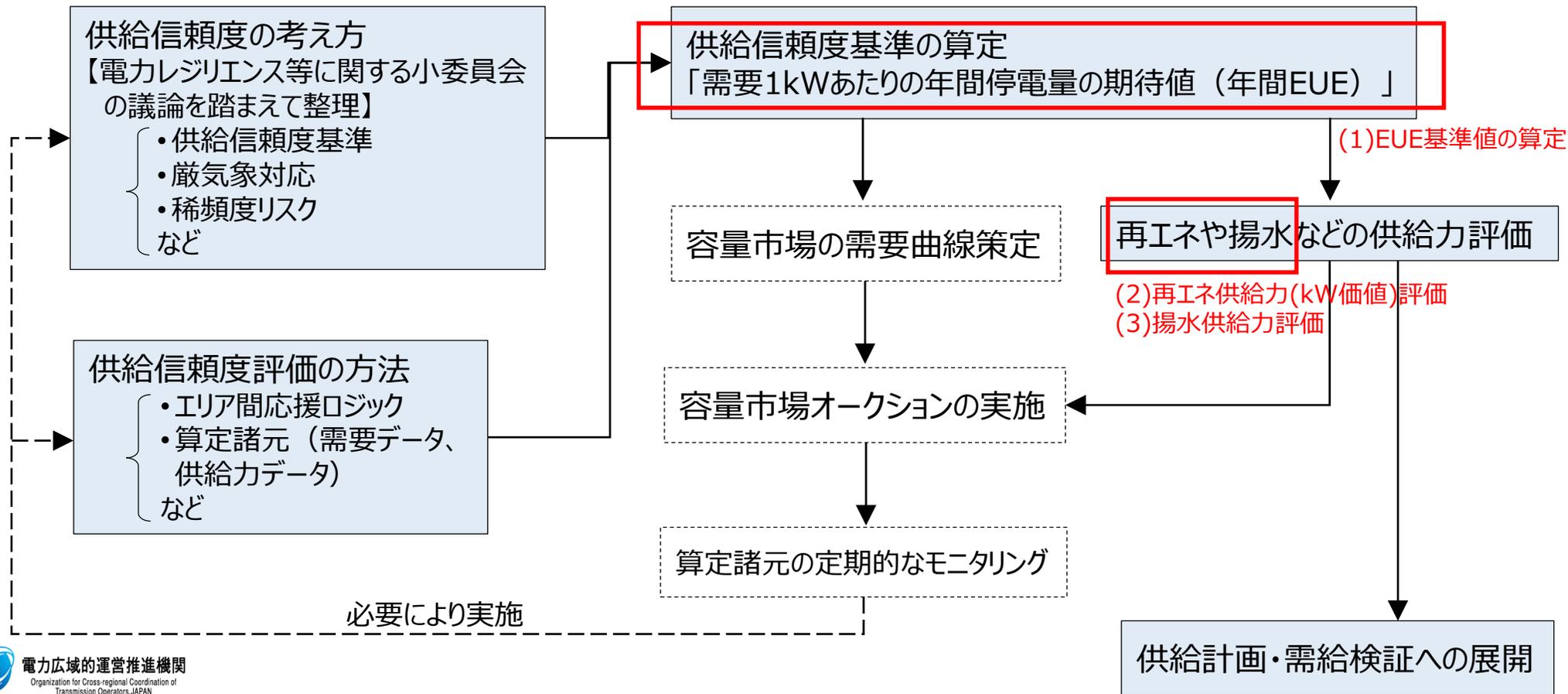
   : 本日の議論対象  
(▼ : 本委員会)

項目	主な課題・検討事項	6月	7月	8月	9月	10月
		▼14	10▼	27▼	下▼	
(1)再エネ供給力評価 (L5⇒火力代替kW価値)	・従来のL5値からEUE算定による火力代替kW価値へ見直し(2020供計反映) ・火力代替kW価値については各月評価と年間評価を算定し、それぞれの用途について整理	▼ 算定方法の検討	▼ kW価値算定	▼ kW価値算定		
(2)揚水供給力評価	・上池水位のkWh制約を考慮した揚水供給力(kW価値)の算定方法を検討 ・再エネ供給力評価と同様に各月評価と年間評価を算定するかどうか整理	▼ 算定方法の検討	▼ kW価値算定	▼ kW価値算定		
(3)EUE基準値の設定	・従来のLOLP基準では各エリアの必要予備率を7%で整理していたが、今後の信頼度基準として厳気象対応・稀頻度リスクを含めた予備率10%相当に相当する「需要1kWあたりのEUE」基準値を算定	▼ 算定条件整理	▼ EUE基準の算定	▼ EUE基準の算定		
(4)供給計画・需給検証への展開	・(1)(2)の見直しを踏まえた供給計画および需給検証における評価方法の見直しについて整理 ・容量市場による調達の仕組みを踏まえた供給計画および需給検証での評価方法の見直し内容およびその適用時期の検討				▼ 供計GL見直し(8月末)	
(5)正確性チェック	・EUE算定におけるツールの正確性および算定条件の妥当性についての評価を検討		▼ 評価体制等の検討		▼ 正確性チェック	

- 容量市場の初回オークションに向けて、本委員会では、確率論的必要供給予備力算定手法 (EUE算定) により供給信頼度基準値「需要1kWあたりの年間停電量の期待値 (年間EUE)」を求める。また、再エネや揚水などの供給力評価を実施していく。
- なお、再エネや揚水などの供給力評価については、供給計画や需給検証への展開方法も合わせて検討する。

【確率論的必要供給予備力算定手法 (EUE算定) に係る検討事項】

  : 本日の議論対象



- 容量市場における需要曲線については、広域機関が原案を作成し、国が関連する審議会等で審議し、広域機関において決定することとしており、広域機関における需要曲線原案の作成には、本委員会と容量市場の在り方等に関する検討会で連携して検討することとしている。

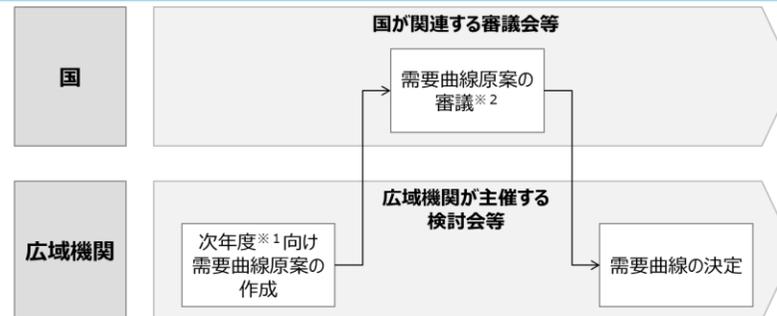
## 2 必要供給予備力と容量市場との関係

13

- 需要曲線の設定プロセスは、広域機関が原案を作成し、国が関連する審議会等で審議し、広域機関において決定する。
- 広域機関における需要曲線原案の作成には、本委員会と容量市場の在り方等に関する検討会で連携して検討することが必要である。

### 論点9：需要曲線の設定（需要曲線の設定プロセス）

- 容量オークションで使用される需要曲線は、調達される容量や価格に影響を与えるため、その設計プロセスには高い透明性が求められる。
- 具体的な目標調達量や指標価格の水準を踏まえた需要曲線の設定については、
  - ①広域機関が有識者や関係事業者等の意見も踏まえて需要曲線原案を作成し、
  - ②国が関連する審議会等で広域機関作成の案を審議、
  - ③広域機関において需要曲線を決定することとしてはどうか。



(※1) 具体的なオークションの開催時期については別途検討が必要

(※2) 具体的な需要曲線の形状について、事前にどこまで情報開示するかは別途検討が必要

【出典】制度検討作業部会 第12回

## 1 課題の検討状況

- (1) EUE基準値の算定
- (2) 再エネ供給力(kW価値)評価
- (3) 揚水供給力(kW価値)評価

## 2 今後の検討スケジュール

## 1 課題の検討状況

- (1) EUE基準値の算定
- (2) 再エネ供給力(kW価値)評価
- (3) 揚水供給力(kW価値)評価

## 2 今後の検討スケジュール

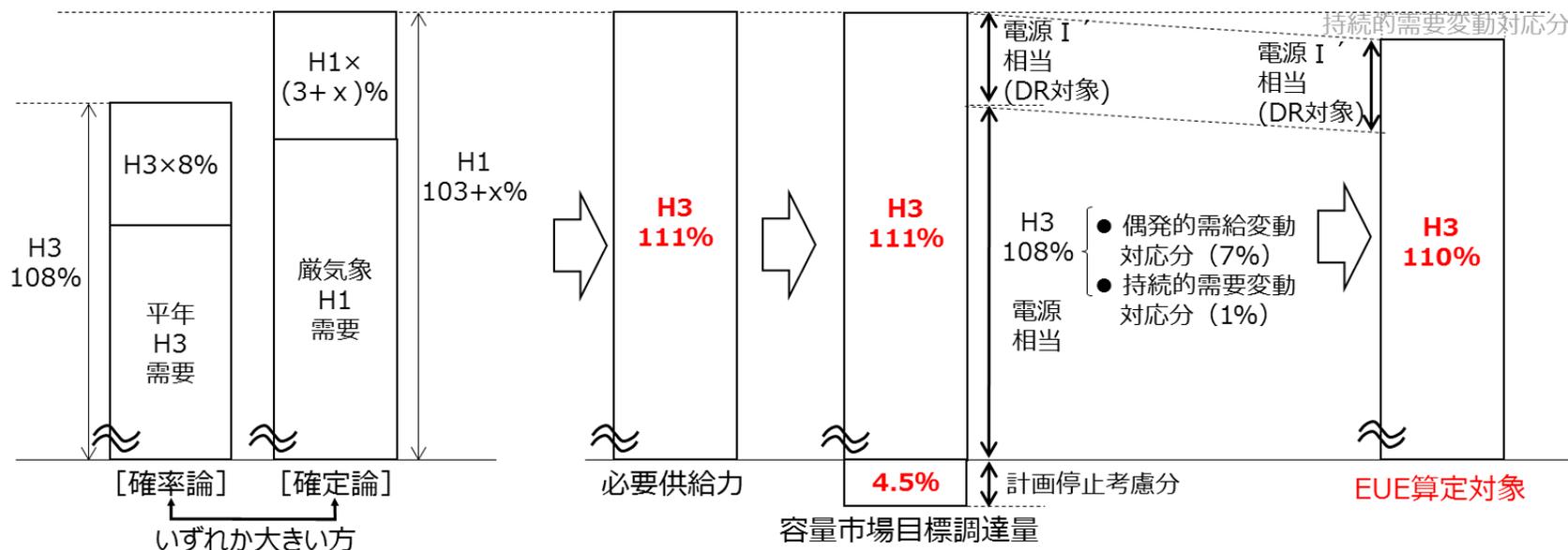
## (1) EUE基準値の算定条件 (必要供給予備力の考え方)

- 電力レジリエンス等に関する小委員会では、供給信頼度評価にあたり、現状の必要供給予備力7%相当に加え、「厳気象対応2%」と「稀頻度リスク分1%」を踏まえたH3需要の110%※の供給力におけるEUEを算定し、全国の供給信頼度基準とすることとした。
 

※ 持続的需要変動分 (1%) を除く

- 容量市場開設後の全国での必要供給力については、厳気象対応分および稀頻度リスク分を考慮し、「 $\text{H3} \times (108 + 2 [\text{厳気象対応}] + 1 [\text{稀頻度リスク対応}]) \%$ 」と算定した※。
- 今回、厳気象対応および稀頻度リスクを踏まえた必要供給力「 $\text{H3}$ の111%※および110%※」の経済性分析として、確率論的必要供給予備力算定方法 (EUE算定) により停電量の期待値や停電コストを算定し、その数値の妥当性を検討する。

※算定は、必要供給力のうち、持続的需要変動対応分 (平年H3需要の1%) を除いて行う。  
 また、容量市場目標調達量のうち、計画停止を踏まえた追加設備量 (平年H3需要の4.5%) を除いている。



■ 第29回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において、経済性分析からこれまでの偶発的需給変動対応分7%の妥当性を確認してきた。

4 指標算定の前提条件

10

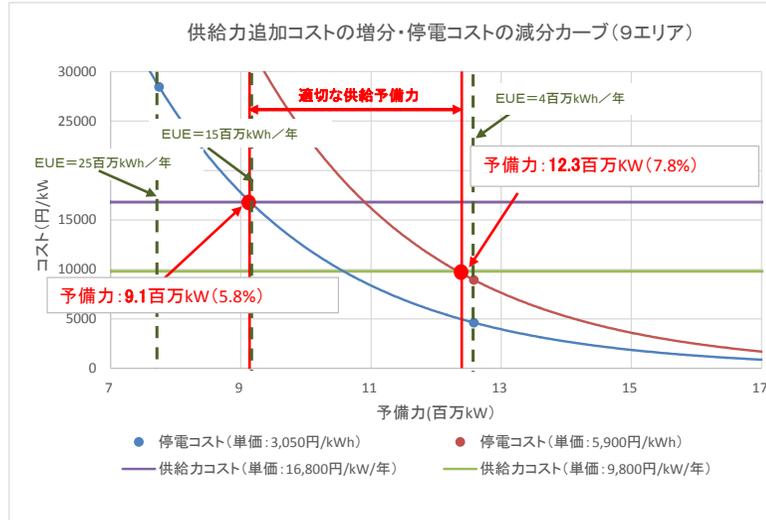
(1) 経済性分析による適切な供給予備力の試算

- 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/kWh/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】



【出典】第29回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2

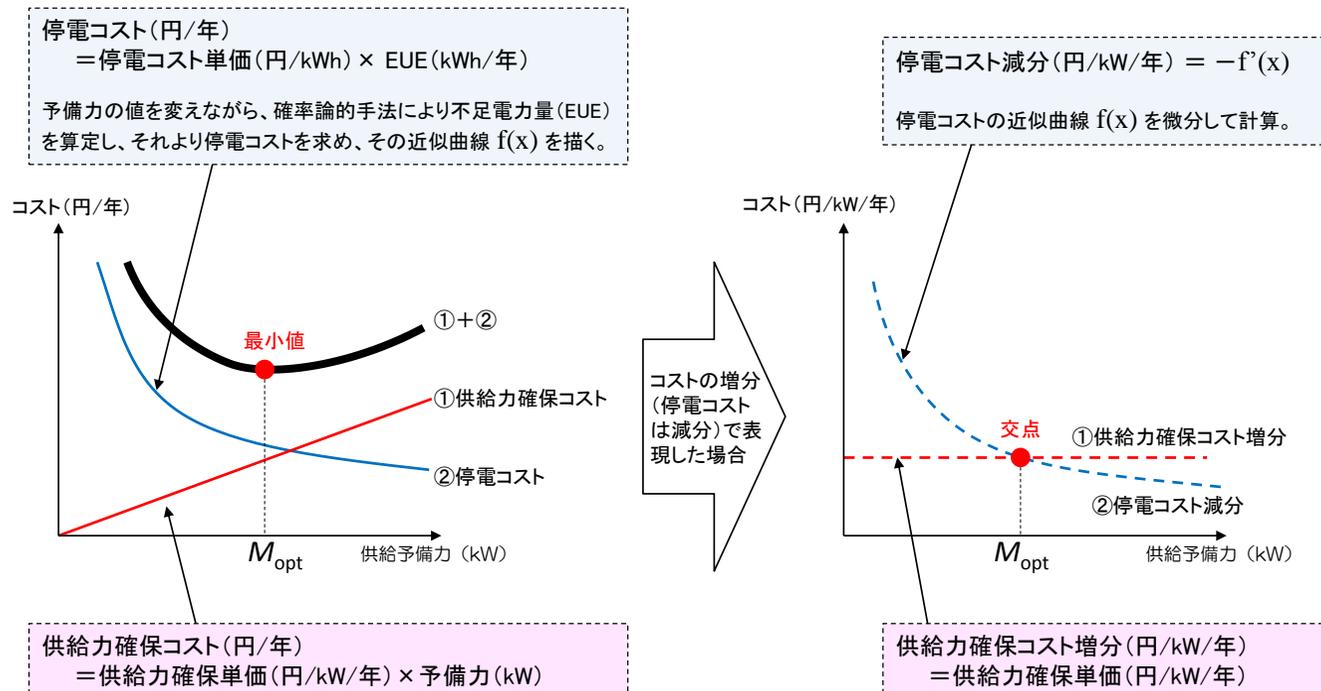
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei\\_jukyu\\_29\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_29_haifu.html)

#### 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

###### ■ 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 指標算定の前提条件

11

##### (2) 今後の全国の供給信頼度基準の考え方

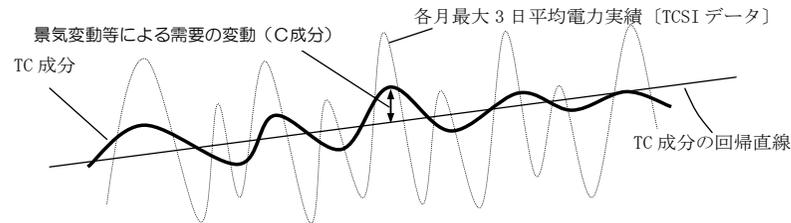
- 全国の供給信頼度基準の考え方は、以下のとおり整理してはどうか。なお、各エリアの供給信頼度基準の整理によって、改めて議論を行うことも考えられる。
- 全国の供給信頼度基準
  - 従来は供給信頼度基準を各エリアでLOLP0.3日/月とし、地域間連系線を活用した他エリアからの応援を考慮した上で、各エリアの必要供給予備力（偶発的需給変動対応分）を7%と整理している。
  - 今後は「需要1kWあたりのEUE」を供給信頼度の指標として、再エネ導入量拡大の影響などを必要供給予備力に評価することが必要である。
  - 今回の前提条件における経済性分析の試算結果は、適切な供給予備力5.8～7.8%程度であり、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。

■ 持続的需要変動対応分 (H3需要の1%) は、景気変動や商品のライフサイクルによる変動等をトレンド分析して必要量を評価しており、確率論的必要供給予備力算定方法 (EUE算定) では評価していない。

2 景気変動等による需要変動 (持続的需要変動) に対する必要供給予備力  
 (2) 景気変動等による需要変動の算定手法

6

- 景気変動等による需要変動 (持続的需要変動) に対する必要供給予備力は、下記の手順で算定する。\*
    - 過去の需要実績 (月別の最大3日平均電力(H3)) の気温補正を行う。
    - 気温補正後の需要実績からS成分、I成分を除外して、季節調整値 (TC成分) を作成する。
    - 季節調整値 (TC成分) を回帰分析して、トレンド成分を作成する。
    - トレンド成分と季節調整値の上振れ量の最大値を景気変動等による需要変動 (C成分) と見なす。
- ※X-12-ARIMAで分析。(米国センサス局が開発した手法で、現在、我が国の行政機関において主に使われている)



T (トレンド) 成分	: 趨勢的傾向要素	時系列データの傾向 (上昇、下降、横ばい等)。傾向を示す線を傾向線という。
C (サイクル) 成分	: 循環変動要素	傾向線の周りを、周期性をもって変動する動き。 (景気変動や商品のライフサイクルによる変動等)
S (シーズン) 成分	: 季節変動要素	傾向線の周りを1年周期で変動する動き (アイスの売上のように夏は売れ、冬は売れないといった毎年同じパターンで繰り返す変動)
I (イレギュラー) 成分	: 不規則変動要素	傾向線の周りを不規則に変動する動き (法規税制改正やキャンペーン等によって起こる変動)

出典: 広域的運営推進機関設立準備組合 第5回マージン及び予備力に関する勉強会 (H27.1.15) 中部電力殿資料一部修正

景気変動等による需要の変動量の算定イメージ

## (1) EUE基準値の算定条件（各月の必要供給予備力の考え方）

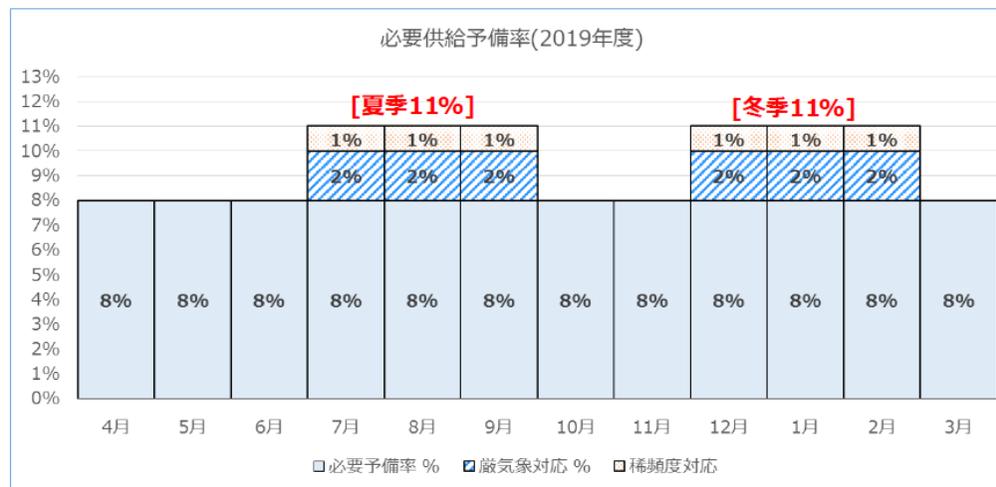
- 前回の本委員会において、供給信頼度評価にあたっては、厳気象対応および稀頻度リスクを考慮した各月の必要供給予備率※を春季・秋季は8%、夏季・冬季は11%と整理し、この予備率をもとに、年間停電量の期待値（年間EUE）を算定することを確認した。  
※EUE算定にあたっては持続的需給変動分(1%)は除く
- 今回上記条件のもと、年間停電量の期待値（年間EUE）を算定したので報告する。

### 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）

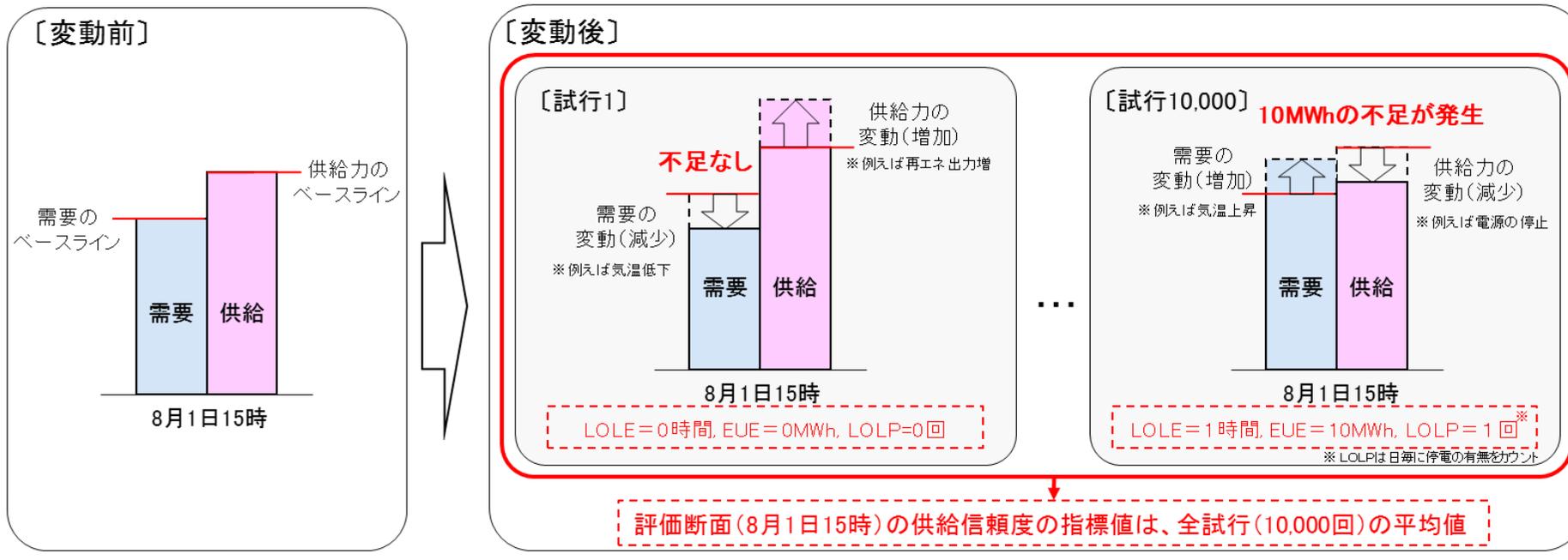
- 前ページの整理から、厳気象対応および稀頻度リスクを考慮した必要供給予備率※1については、季節毎に異なり、春季・秋季は8%となり、夏季・冬季は11%となる。  
※1 持続的需給変動分(1%)含む
- 上記の必要供給予備率をもとに、年間停電量の期待値（年間EUE）を算定※2することで、供給信頼度基準を算定してはどうか。  
※2 EUE算定にあたっては持続的需給変動分(1%)を除く



【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\\_jukyu\\_41\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_41_haifu.html)

- 需要と供給のベースラインからの確率的な変動を考慮するため、過去の実績値等に基づき、変動要因ごとに変動量の確率分布(例えば、気温影響による需要の変動確率分布、太陽光発電出力の確率分布)を設定する。
- これらの確率分布は、変動要因ごとに様々な分布を持ち、供給力不足が発生するリスク(供給信頼度の指標の期待値)を解析的に算定することは不可能であることから、モンテカルロ法によって算定を行う。(指標については参考1-1、モンテカルロ法については参考1-2を参照)
- 具体的には、下図のとおり、確率分布に沿ってランダムに発生させた需要と供給力の変動をもとに供給力不足の判定(1回の判定を「試行」という)を、多数回(※)繰返し、全試行の平均値をもって、供給信頼度の指標の期待値を算定する。 ※ 本検討における繰返し回数は10,000回



## 2 今後の検討課題

43

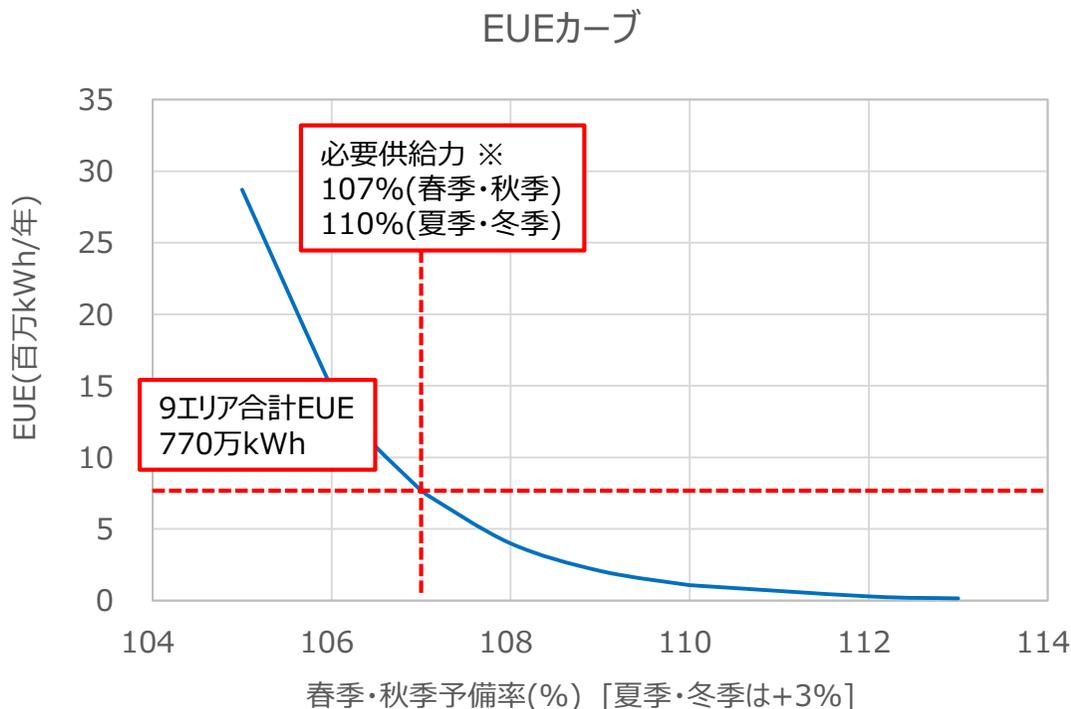
## ～確率論的必要供給予備力算定手法 (EUE算定) における算定諸元～

- これまでの検討状況を踏まえ、各課題の検討にあたっての確率論的必要供給予備力算定手法 (EUE算定) の算定諸元については、下表をベースの進めることとし、検討結果から適宜見直ししていくこととしてはどうか。

項目	説明
全般	・2019年度供給計画をベースとして、各諸元を設定する
評価断面	・2020～2029年度(2029年度は2028年度分を据え置き)
供給力	・夏季・冬季を除く、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する
電源ラインナップ	・2019年度供給計画ベースの電源休廃止計画を反映する
再エネ	・2019年度供給計画ベースの導入量想定値を反映し、火力代替相当のkW価値を算定する
連系線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・空容量 + マージンの範囲内で応援できるものとする</li> <li>・空容量 + マージンは、2019年度当初計画の平常時の値を基に設定する</li> <li>・連系線作業による空容量の減少は考慮していない</li> <li>・マージンは、B,Cマージンを考慮する(北本,FC)</li> </ul>
電源の計画外停止率	・2017年度の調査結果を設定する(2014～2016年度実績)
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する
確率変数のエリア間の相関	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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)</li> <li>・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)</li> </ul>
エリア間の応援ロジック	・全エリア不足率一定ロジック

(1) EUE基準値の算定 (全国の供給信頼度の基準値の算定結果)

- 全国の必要供給予備力の春季・秋季7%と夏季・冬季の10%に相当する信頼度基準を算定した結果、EUEで「770万kWh/年」程度(需要1kWあたりのEUEでは0.048kWh/kW・年)となった。
- 今回算出した現状の供給信頼度に相当する需要1kWあたりのEUEを供給信頼度基準としてはどうか。

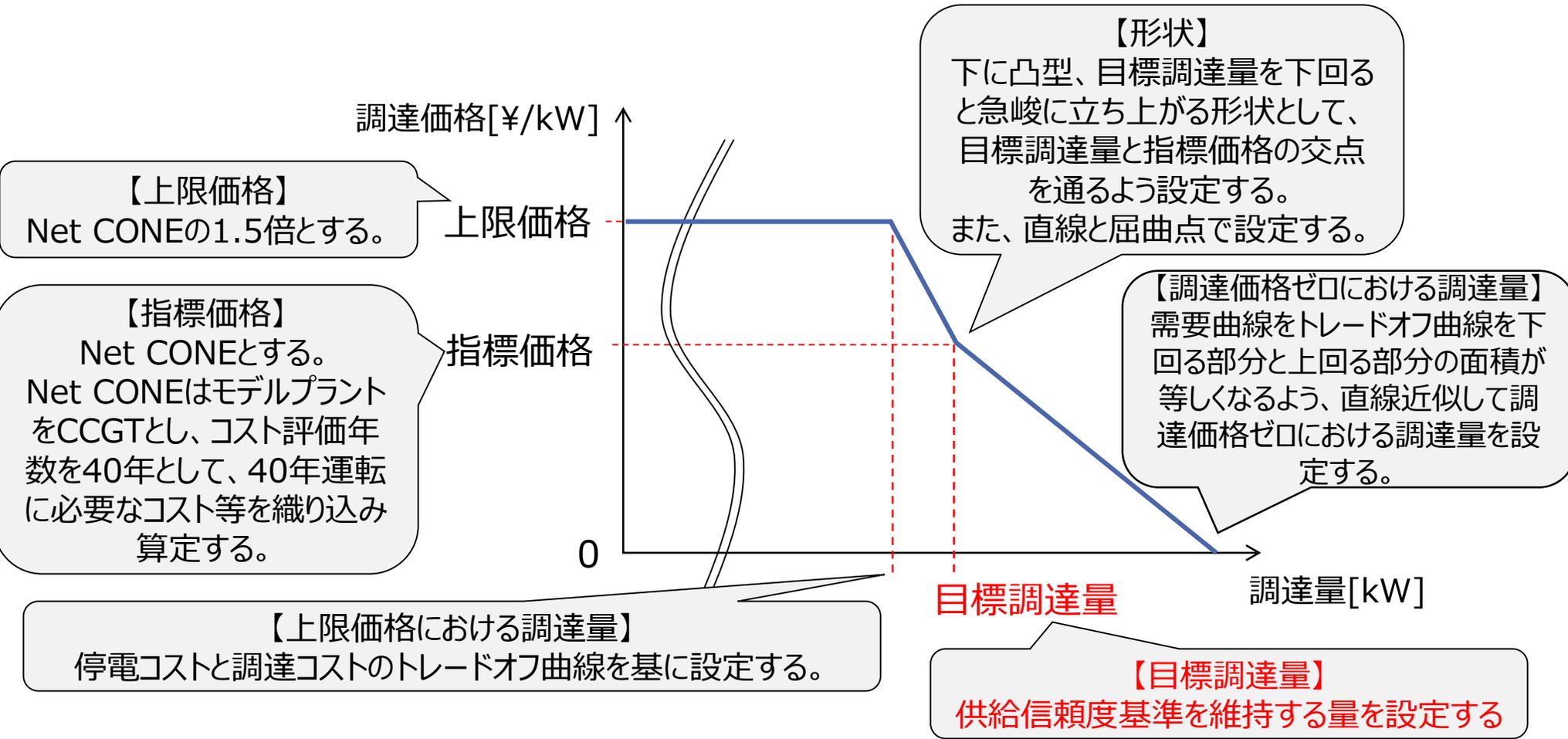


※持続的需給変動分(1%)は除く

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
EUE(万kWh/年)	24	66	258	119	25	127	51	24	76	(770)
需要1kWあたりのEUE(kWh/kW・年)	0.048									(0.048)

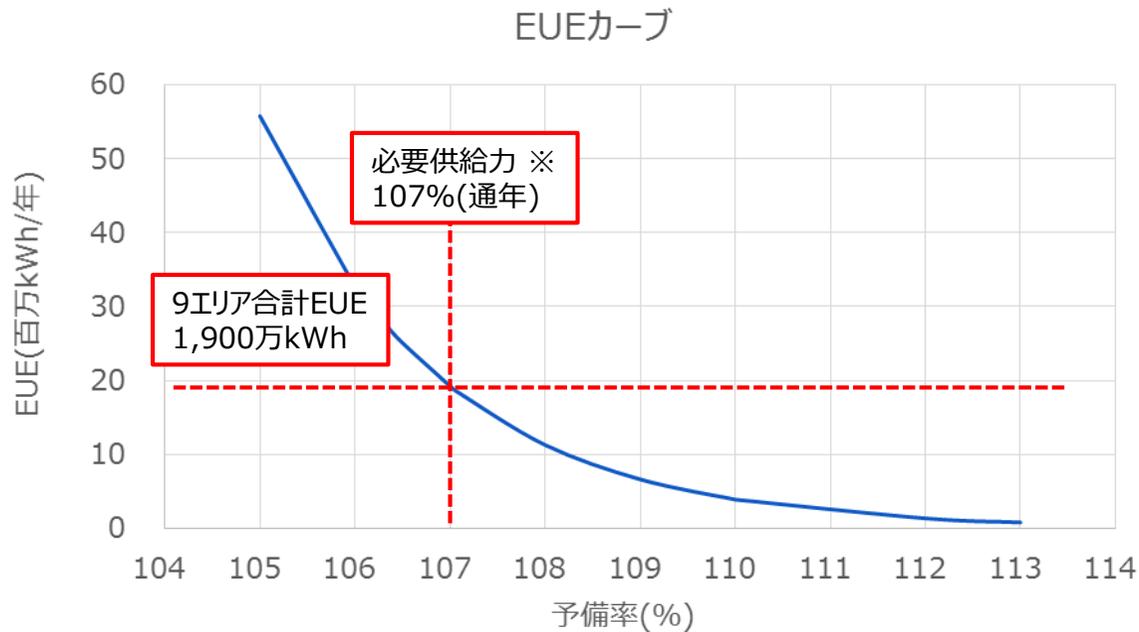
■ 今回算定した供給信頼度基準「需要1kWあたりのEUE=0.048(kWh/kW・年)」を維持すべく、容量市場における需要曲線の目標調達量を設定する。

### 【容量市場における需要曲線】



## (参考) 全国の必要供給予備力7%に相当する供給信頼度基準値

- 全国の必要供給予備力7%/年に相当する信頼度基準を算定した結果、EUEで「1,900万kWh/年」程度(需要1kWあたりのEUEでは0.120kWh/kW・年)となった。
- 以上より、前ページの春季・秋季7%と夏季・冬季の10%に相当する信頼度基準は、必要供給予備力7%/年よりも、供給信頼度が大幅に向上していることが分かる。



	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
EUE(万kWh/年)	60	164	632	298	60	314	126	60	186	(1,900)
需要1kWあたりのEUE(kWh/kW・年)	0.120									(0.120)

- 今回算定したEUEの「770万kWh/年」程度(需要1kWあたりのEUEで0.048kWh/kW・年)については、1kW需要家あたりの停電時間に換算すると、約2.9分/年の供給支障が発生するという試算となる。
- 以下に示すように、日本の1需要家あたりの停電時間※は、2017年度で約16分/年・口であり、今回算定した供給信頼度基準により、現状の信頼度水準は維持できると考えられるのではないか。

※本データは、配電線事故など系統事故に伴う停電時間が含まれること、および各国のデータの集計方法なども前提条件が異なることに留意

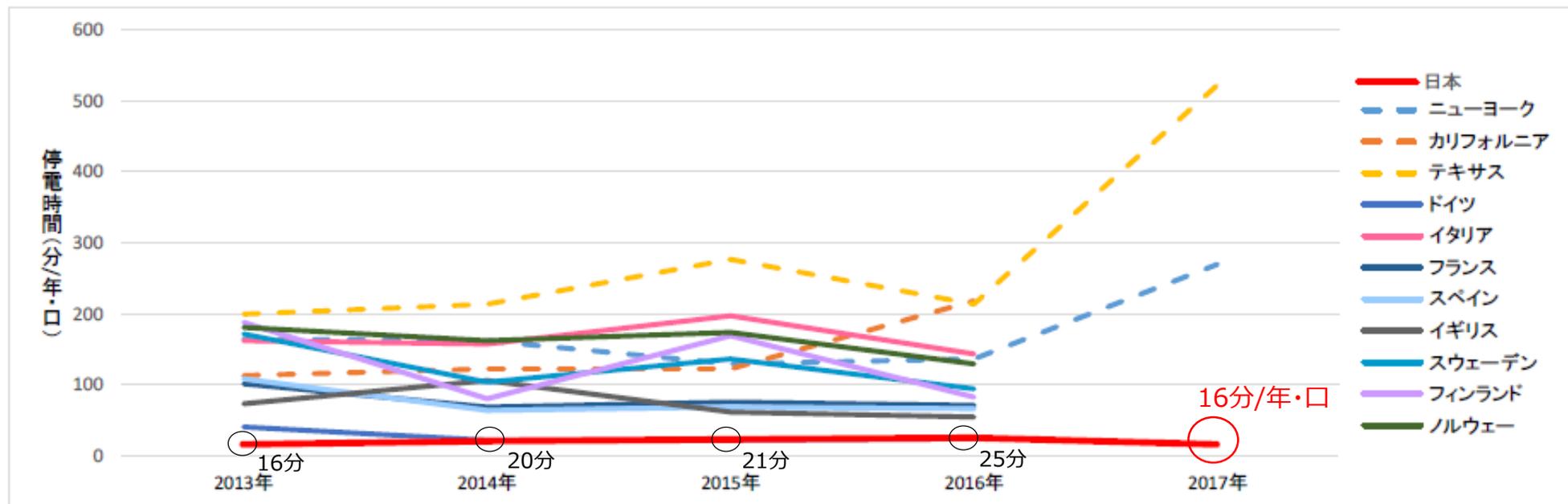


図30 (2013~2017年)欧米諸国と日本における需要家停電時間

## 1 課題の検討状況

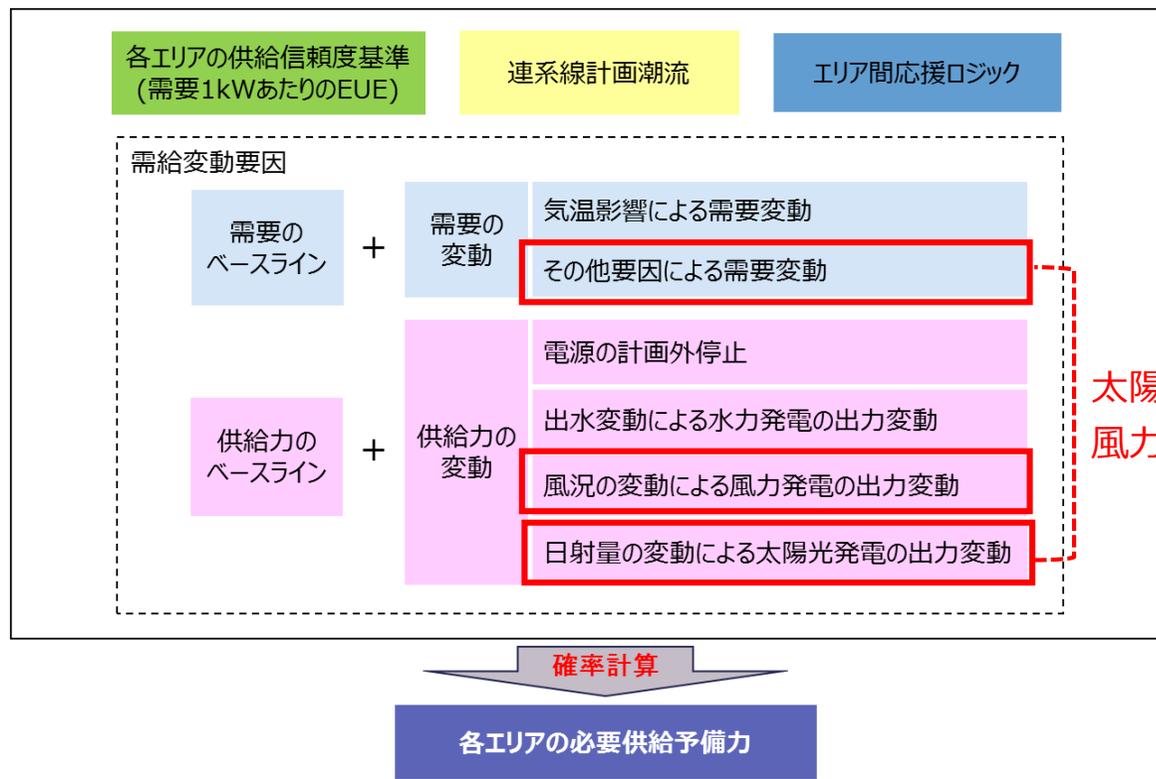
- (1) EUE基準値の算定
- (2) 再エネ供給力(kW価値)評価
- (3) 揚水供給力(kW価値)評価

## 2 今後の検討スケジュール

## (1) 再エネ供給力(kW価値)評価 (変動要素間の相関の反映について)

- 前回の本委員会では、太陽光発電出力と需要の相関、および風力発電出力の相関について、実績等をもとに確認し、その相関を供給信頼度評価に反映する方法については、継続検討することとした。
- 今回、供給信頼度評価に反映する具体的な方法を検討し、再エネのkW価値を算出したので、ご議論いただきたい。

■ 確率論的の必要供給予備力算定手法は、「連系線計画潮流」「エリア間応援ロジック」に基づいて、需給変動要因の確率計算を行い「各エリアの供給信頼度基準」を満たす「各エリアの必要供給予備力」を算定している。

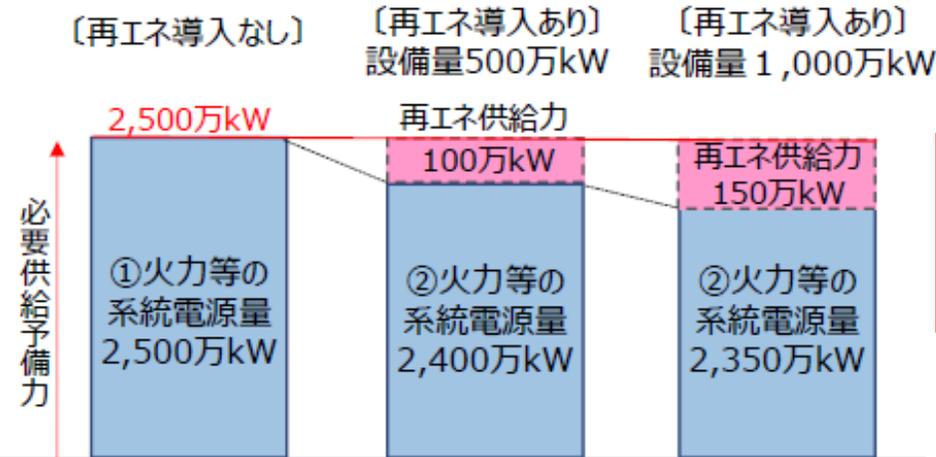


## (参考) 再エネ供給力評価 (L5⇒火力代替価値)

- 確率論的必要供給予備力算定手法においては、再エネ供給力は、同じ供給信頼度基準（需要1kWあたりのEUE）を満たす条件において、再エネ導入によって減少することができる火力等の系統電源量と考えることができるのではないか。
- 具体的には、再エネ有無のケースで、同じ供給信頼度基準を満たすよう、確率計算で火力等の系統電源量を算定する。（①再エネ導入なしと②再エネ導入ありの差が再エネ供給力）
- その場合、再エネ導入量の変化によって、必要供給予備力が増えることはない。

## 【再エネ供給力の評価イメージ】

※供給信頼度基準は同一とする。



再エネ導入設備量1,000万kW  
のときの調整係数  
 $150\text{万kW}/1,000\text{万kW}=0.15$   
=15%

(数値はイメージ)

再エネ500万kW導入時  
再エネ供給力 = ① - ②  
= 2,500 - 2,400 = 100万kW

再エネ1,000万kW導入時  
再エネ供給力 = ① - ②  
= 2,500 - 2,350 = 150万kW

## (参考) 調整係数について

- 広域機関では、必要予備力の算定にあたり、需要側の変動要因だけでなく供給側の変動要因についても加味し、確率論的な評価を行っている。
- 広域機関では、供給計画を取りまとめるにあたり、発電事業者に対し、「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン（資源エネルギー庁）」に従って電源種別毎の特徴に応じた供給能力を算定するよう促している。

容量市場にて供給力を確保するにあたっては、上記との整合性に配慮し、以下の考え方により検討を進めることでしょうか。

- 必要予備力の算定と同様、確率論的な考え方に基づき調達必要量を設定する。
- 供給計画への計上と同様、発電種別の特徴に応じた出力を積み上げる。

- 容量市場において落札電源に対価を支払うにあたっては、上記のとおり、電源毎の供給信頼度に関する特徴に配慮してkW価値を評価していく必要がある。
- 具体的には、電源等の最大出力（認可出力）に何らかの係数（0～1.0）を乗ずることで対価の支払い対象となるkW価値を算定することを想定している。以下、この際に乗ずる係数を「調整係数」と称することとする。

1 課題の検討状況

7

(1) 変動要素間の相関分析について (太陽光出力と需要の相関)

- 各エリアの太陽光発電出力と需要の相関係数を下表に示す。相関係数は、太陽光発電が出力している昼間帯において、夏季最大需要が発生する時間帯 (8月15時) および冬季最大需要が発生する時間帯 (1月10時) を抽出した。
- 相関係数が0.7程度と、強い相関が見られる場合もあるものの、エリアおよび季節によってバラつきがある状況である。
- 最も相関係数の高い東京エリアの詳しい状況を次ページに示す。

※太陽光発電出力と需要の間に正相関がある (相関係数が正である) 場合、需要が増加すると太陽光発電出力も増加することにより、需給状況が緩和することとなる。  
太陽光発電出力と需要の間に負相関がある (相関係数が負である) 場合、需要が増加すると太陽光発電出力が減少することにより、需給状況が厳しくなることとなる。

[太陽光発電出力ー需要の相関係数]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
8月15時	▲0.1	0.6	0.7	0.5	0.3	0.4	0.5	0.6	0.6
1月10時	▲0.1	0.0	▲0.3	0.0	▲0.1	0.0	0.0	▲0.1	0.1

- ・対象期間 : 2012年4月~2018年3月 (EUEツール上、需要実績を入れている断面)
- ・分析断面 : 8月平日15時、1月平日10時の2断面

## 1 課題の検討状況

11

## (1) 変動要素間の相関分析について (太陽光出力と風力出力の相関)

- 各エリアの太陽光発電出力と風力発電出力の相関係数を下表に示す。相関係数は、太陽光発電が出力している昼間帯において、夏季最大需要が発生する時間帯（8月15時）および冬季最大需要が発生する時間帯（1月10時）を抽出した。
- 全体として、太陽光発電出力と風力発電出力の相関は強くない。
- 最も相関係数の高い九州エリアの詳しい状況を次ページに示す。

※太陽光発電出力と風力発電出力の間に正相関がある（相関係数が正である）場合、風力発電出力が減少すると太陽光発電出力も減少することにより、需給状況が厳しくなることとなる。  
太陽光発電出力と風力発電出力の間に負相関がある（相関係数が負である）場合、風力発電出力が減少すると太陽光発電出力が増加することにより、需給状況が緩和することとなる。

## [太陽光発電出力－風力発電出力の相関係数]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
8月15時	0.0	▲0.2	▲0.2	▲0.0	▲0.1	▲0.2	▲0.2	▲0.4	▲0.4
1月10時	▲0.1	▲0.2	0.3	0.1	▲0.3	▲0.3	▲0.2	▲0.2	▲0.3

- ・対象期間：2012年4月～2018年3月(EUEツール上、需要実績を入れている断面)
- ・分析断面：8月平日15時、1月平日10時の2断面

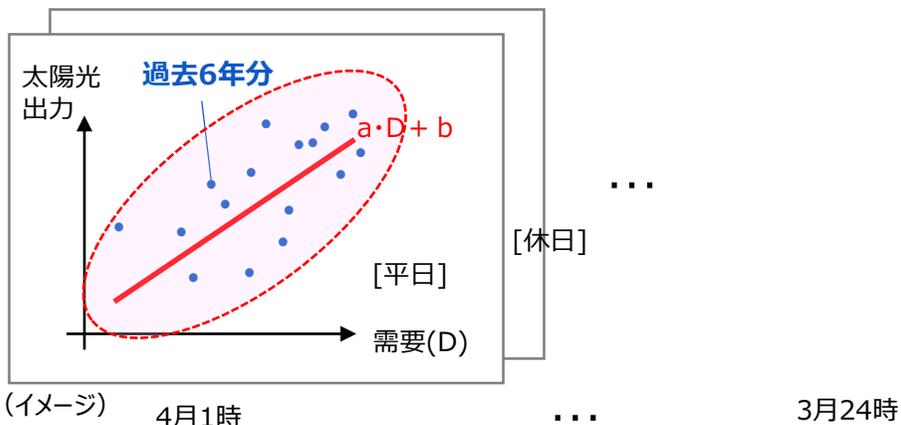
# 1 課題の検討状況

## (2) 再エネ供給力(kW価値)評価 (太陽光出力,風力出力と需要の相関の反映)

- 太陽光出力及び風力出力と需要の相関を反映した諸元作成方法を以下に示す。
- 太陽光出力及び風力出力(P)と需要の実績(D)から作成した近似式( $a \cdot D + b$ )と、近似式から算出される理論値と発電実績との差の分布(標準偏差 $\sigma_{\text{誤差}}$ )をもとに需要に対する太陽光出力及び風力出力を算出する。  
(需要変動データ( $\sigma_{\text{その他}}$ )の作成方法と同様)

$$\text{太陽光出力} : P = (a \cdot D + b) + \sigma_{\text{誤差}}$$

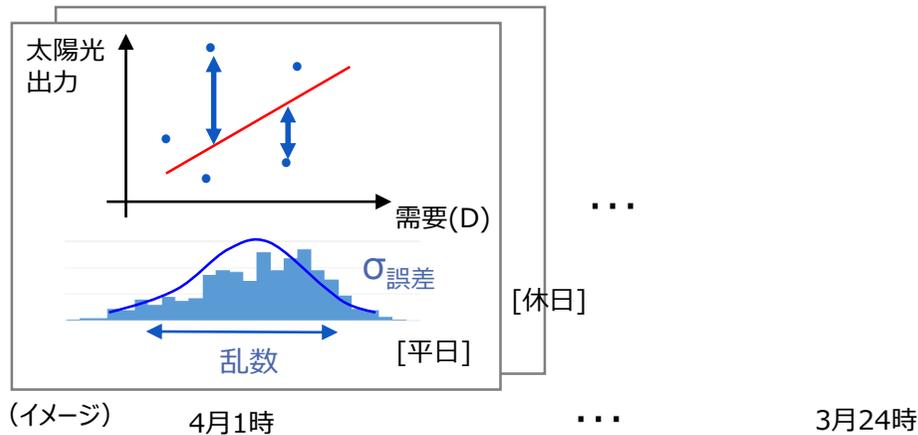
### ①太陽光出力-需要相関(近似値の作成)



$$P = (a \cdot D + b) + \sigma_{\text{誤差}}$$

- ① 至近6年分実績を元に相関を作成  
※各月各時の平・休日を作成

### ②近似値(理論値)と実績の標準偏差(変動量の作成)



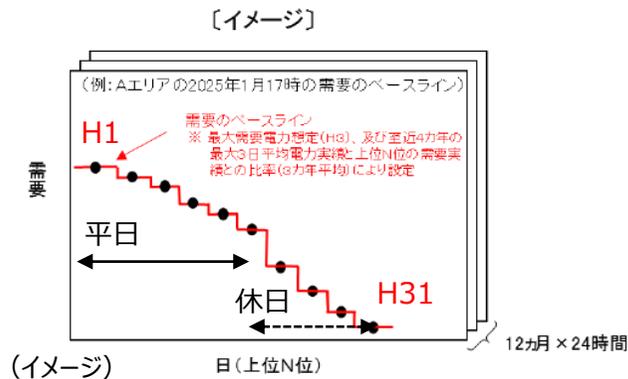
$$P = (a \cdot D + b) + \sigma_{\text{誤差}}$$

- ② 理論値と実績との差分の標準偏差を元に確率分布を作成 ※各月各時の平・休日を作成

- 気温影響による需要変動については、至近30か年の気温実績と至近6か年の気温感応度(MW/°C)から気温影響による需要変動量を設定する。

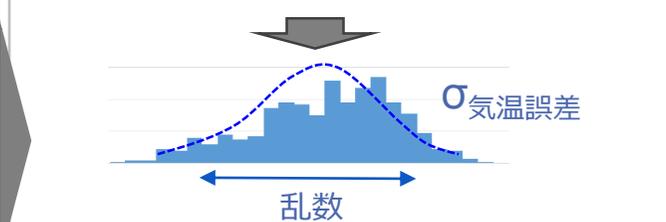
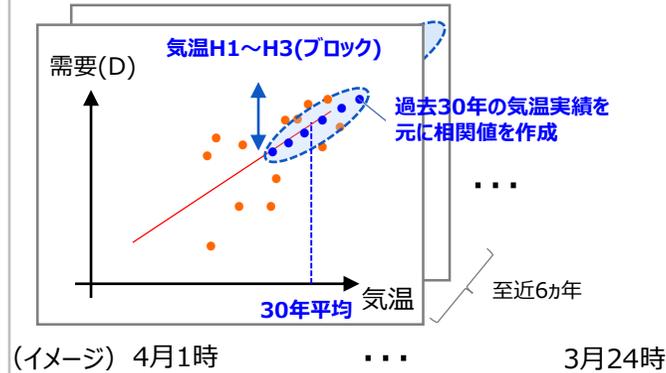
$$D = D_B + \sigma_{\text{気温誤差}} + \sigma_{\text{その他誤差}}$$

①ベース需要(D<sub>B</sub>)



- ✓ ベース需要は、各月・時刻断面ごとに、需要の最上位から並べたものを作成 (平日・休日に分けて作成)
- ✓ 至近6か年(震災以降)の需要実績平均(各月H3比率)をベースに、想定H3需要で補正し作成

②気温影響(σ<sub>気温誤差</sub>)

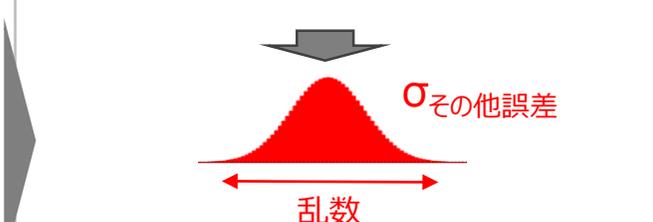
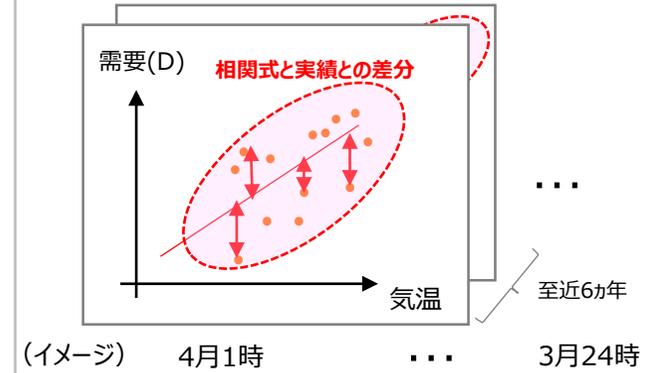


- ✓ 至近6か年の気温感応度の各近似式とランダムに抽出した至近30年の気温実績からの変動量(σ<sub>気温誤差</sub>)を元に需要変動量を作成

(算定式) 需要の変動量 = α \* (X - X0)

- α : 各年度(至近6か年分)の気温感応度(MW/°C)
- X : 至近30か年の気温実績(°C)
- X0 : 至近30か年の気温実績の平均(°C)

③その他影響(σ<sub>その他誤差</sub>)



- ✓ 至近6か年の各気温感応度の近似式から算出された需要と実績需要との差分の標準偏差を元に需要変動量を作成

(算定式) 需要の変動量 = Y - Y0

- Y0 : 需要実績(MW)
- Y : 各年度の気温補正後の需要(MW) [= α \* X + β] 至近6か年それぞれに設定
- α : 気温感応度(MW/°C)
- β : 気温感応度式の切片(MW)
- X : Y0発生日の気温実績(°C)

※変動量及び気温影響は1時~24時の同一日の実績を選定

## (2) 再エネ供給力(kW価値)評価 (年間評価と各月評価の整理)

■ 再エネ供給力の評価方法としては、主に容量市場の対価支払に用いる年間評価と、補修調整等の各月需給バランス評価に活用する各月評価の2つの算出方法があるが、今回は各月評価について算出した結果を示す。(年間評価については次回以降にお示しする。)

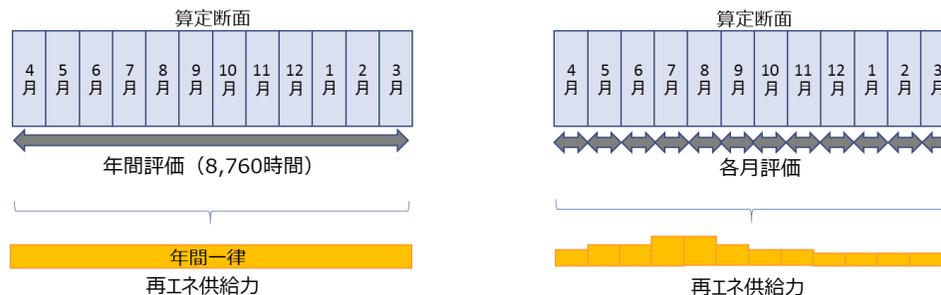
### 2 今後の検討課題

38

#### (1) 再エネ供給力評価 (確認事項②：年間評価と各月評価の整理)

- 再エネ供給力評価は年間評価のみでなく、計画停止等の検討のため各月評価についても算定することとした。それぞれの特性を整理し、例えば、以下のような使い分けについても検討していく。
  - 年間評価：容量市場における対価支払
  - 各月評価：補修調整、各月需給バランス評価などに活用

- 第32回調整力等委において、今後、再エネ供給力の評価方法を現在のL5出力からEUE評価へ見直すことについて提案した。
- この際、事務局より提示した年間で一つの再エネ供給力の評価については、年間を通じての火力等の系統電源量を代替する量である(年間評価)。
- 一方、以下のとおり、容量市場開設後における、各月の系統電源必要量、計画停止可能量、計画停止時期の妥当性については、各月の再エネ供給力の評価(各月評価)を踏まえて確認していく必要がある。
  - ✓ 再エネ供給力の各月の需給バランスへの貢献度を反映した、各月ごとの系統電源必要量を算定する
  - ✓ 各月ごとの系統電源必要量から、電源の計画停止を考慮した設備量を評価する
  - ✓ 供給計画1年目には電源の停止計画が計上されるため、各月の計画停止分を除いた系統電源量と系統電源必要量を比較することで計画停止時期の妥当性を確認する
- 今回、再エネ供給力(kW価値)の年間評価に加えて、各月評価についても実施することとした。



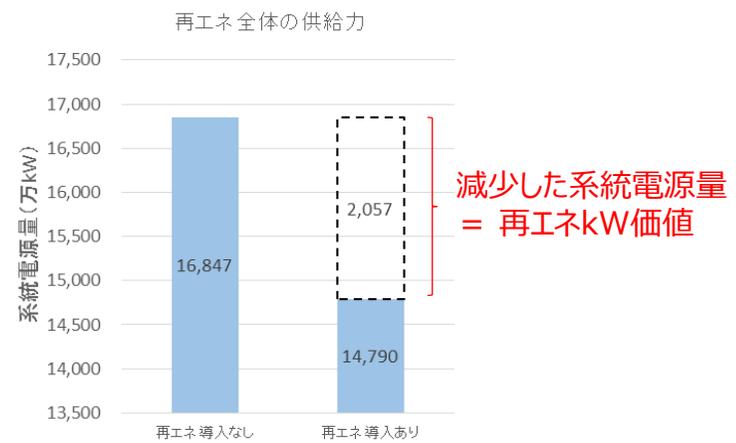
# 1 課題の検討状況

## (2) 再エネ供給力(kW価値)評価 (再エネ全体の各月評価)

- 各月評価の再エネkW価値について、2019年度供給計画における2020年度8月断面および1月断面において算出した結果は下表のとおりとなった。(各月の再エネ導入なしと導入ありの各々の必要供給力の差を求めた。)
- 各月に需給状況が異なり、各月のkW価値も異なることから、各月の補修調整や各月の需給バランス評価には各月評価の再エネkW価値を活用してはどうか。

### [各月評価での再エネkW価値算出結果]

#### 【8月】



#### 【1月】



#### [2020年度8月断面]

	導入量(万kW)	評価値	
		kW価値(万kW)	調整係数
太陽光	5,848	1,324	22.6%
風力	525	49	9.3%
水力	1,445	684	47.4%
再エネ全体	7,818	2,057	26.3%

#### [2020年度1月断面]

	導入量(万kW)	評価値	
		kW価値(万kW)	調整係数
太陽光	5,848	251	4.3%
風力	525	181	34.6%
水力	1,445	504	34.9%
再エネ全体	7,818	937	12.0%

## 1 課題の検討状況

## (2) 再エネ供給力(kW価値)評価 (再エネ全体の各月評価)

- さらに、2019年度供給計画における2020年度断面について、エリア別の各月の再エネ全体のkW価値（系統電源供給力代替価値）の算出結果は下表のとおりとなった。
- 算出結果としては、主に太陽光出力の影響により、夏季の再エネ全体のkW価値は冬季に比べ大きくなっている。

凡例  
 上段：kW価値  
 下段：調整係数（kW価値/設備量）

## 〔各月評価での再エネ供給力(再エネ合計)〕

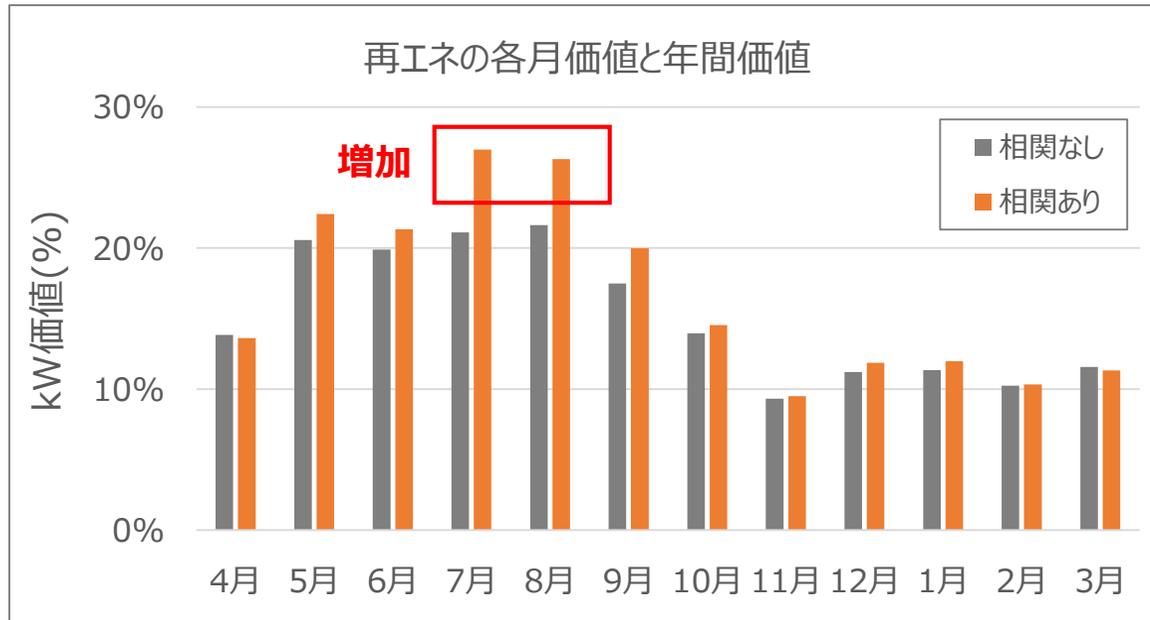
[単位：万kW、%]

	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 [368]	61 (17%)	90 (24%)	82 (22%)	69 (19%)	67 (18%)	51 (14%)	51 (14%)	55 (15%)	52 (14%)	46 (12%)	49 (13%)	46 (12%)
東北 [1,108]	256 (23%)	312 (28%)	274 (25%)	274 (25%)	284 (26%)	239 (22%)	203 (18%)	193 (17%)	224 (20%)	211 (19%)	207 (19%)	220 (20%)
東京 [1,780]	139 (8%)	315 (18%)	331 (19%)	459 (26%)	480 (27%)	348 (20%)	206 (12%)	114 (6%)	119 (7%)	130 (7%)	97 (5%)	110 (6%)
中部 [1,174]	153 (13%)	272 (23%)	270 (23%)	336 (29%)	330 (28%)	238 (20%)	177 (15%)	99 (8%)	147 (13%)	144 (12%)	109 (9%)	120 (10%)
北陸 [279]	107 (38%)	128 (46%)	112 (40%)	118 (42%)	102 (36%)	88 (31%)	73 (26%)	66 (24%)	67 (24%)	55 (20%)	51 (18%)	73 (26%)
関西 [902]	173 (19%)	277 (31%)	271 (30%)	317 (35%)	288 (32%)	221 (25%)	155 (17%)	100 (11%)	137 (15%)	143 (16%)	130 (14%)	141 (16%)
中国 [723]	71 (10%)	153 (21%)	137 (19%)	205 (28%)	192 (27%)	135 (19%)	98 (14%)	34 (5%)	64 (9%)	78 (11%)	67 (9%)	69 (10%)
四国 [334]	42 (13%)	81 (24%)	73 (22%)	102 (30%)	99 (30%)	75 (22%)	56 (17%)	24 (7%)	37 (11%)	47 (14%)	37 (11%)	40 (12%)
九州 [1,149]	63 (6%)	124 (11%)	119 (10%)	228 (20%)	214 (19%)	168 (15%)	118 (10%)	56 (5%)	79 (7%)	84 (7%)	61 (5%)	67 (6%)
合計 [7,818]	1,065 (14%)	1,752 (22%)	1,668 (21%)	2,110 (27%)	2,057 (26%)	1,563 (20%)	1,136 (15%)	742 (9%)	926 (12%)	937 (12%)	808 (10%)	885 (11%)

(注) [ ] は2019供計の2020年度末値の再エネ（太陽光・風力・水力）設備量(万kW)

(参考) 再エネー需要の相関あり・なしの再エネ全体のkW価値比較 (再エネ全体)

- 太陽光出力及び風力出力と需要の相関を反映したことにより、再エネ全体のkW価値が大幅に増加している。
- 特に太陽光出力の影響により、夏季で約5.9%増加している。



再エネkW価値 (各月評価)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	9エリア計
①相関なし	13.9%	20.6%	19.9%	21.1%	21.6%	17.5%	14.0%	9.3%	11.2%	11.3%	10.2%	11.6%	
②相関あり	13.6%	22.4%	21.3%	27.0%	26.3%	20.0%	14.5%	9.5%	11.8%	12.0%	10.3%	11.3%	
②-①	▲0.2%	1.8%	1.4%	5.9%	4.7%	2.5%	0.6%	0.2%	0.7%	0.6%	0.1%	▲0.2%	

(参考) 再エネkW価値 (EUE各月評価)

(万kW)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	9エリア計
①相関なし	1,083	1,609	1,555	1,651	1,691	1,367	1,091	728	875	887	800	904	
②相関あり	1,065	1,752	1,668	2,110	2,057	1,563	1,136	742	926	937	808	885	
②-①	▲ 18	144	113	458	366	196	45	14	51	50	9	▲ 19	

## (参考) EUE評価再エネ全体のkW価値と供給計画L5評価との比較 (再エネ全体)

凡例

上段：kW価値(EUE評価-L5評価)  
下段：調整係数(EUE評価-L5評価)

## 〔EUE評価再エネkW価値とL5評価との差(再エネ全体)〕

[単位：万kW、%]

	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 [368]	29 (8%)	30 (8%)	18 (5%)	27 (7%)	19 (5%)	20 (5%)	20 (5%)	24 (6%)	24 (6%)	22 (6%)	22 (6%)	24 (6%)
東北 [1,108]	119 (11%)	55 (5%)	60 (5%)	45 (4%)	43 (4%)	75 (7%)	129 (12%)	40 (4%)	106 (10%)	106 (10%)	115 (10%)	83 (8%)
東京 [1,780]	6 (0%)	12 (1%)	28 (2%)	42 (2%)	77 (4%)	53 (3%)	98 (6%)	18 (1%)	28 (2%)	46 (3%)	15 (1%)	17 (1%)
中部 [1,174]	▲ 11 (▲1%)	101 (9%)	69 (6%)	▲ 8 (▲1%)	▲ 1 (▲0%)	1 (0%)	64 (5%)	28 (2%)	81 (7%)	65 (6%)	28 (2%)	6 (1%)
北陸 [279]	26 (9%)	36 (13%)	34 (12%)	26 (9%)	27 (10%)	38 (14%)	31 (11%)	24 (9%)	23 (8%)	18 (6%)	16 (6%)	24 (9%)
関西 [902]	98 (11%)	84 (9%)	86 (9%)	18 (2%)	▲ 16 (▲2%)	40 (4%)	34 (4%)	▲ 18 (▲2%)	44 (5%)	41 (5%)	33 (4%)	31 (3%)
中国 [723]	12 (2%)	93 (13%)	56 (8%)	8 (1%)	0 (0%)	30 (4%)	59 (8%)	19 (3%)	27 (4%)	27 (4%)	10 (1%)	6 (1%)
四国 [334]	15 (5%)	54 (16%)	35 (11%)	8 (2%)	8 (2%)	34 (10%)	37 (11%)	18 (5%)	30 (9%)	40 (12%)	29 (9%)	28 (8%)
九州 [1,149]	28 (2%)	25 (2%)	▲ 15 (▲1%)	▲ 197 (▲17%)	▲ 203 (▲18%)	59 (5%)	84 (7%)	28 (2%)	52 (5%)	59 (5%)	33 (3%)	34 (3%)
合計 [7,818]	323 (4%)	492 (6%)	371 (5%)	▲ 31 (▲0%)	▲ 45 (▲1%)	350 (4%)	556 (7%)	181 (2%)	415 (5%)	422 (5%)	301 (4%)	254 (3%)

※L5は記載断面が対象

---

(余 白)

## (2) 再エネ供給力(kW価値)評価 (太陽光出力の各月評価)

- 2019年度供給計画における2020年度断面の、エリア別の各月の太陽光出力のkW価値の算出結果は下表のとおり。
- 太陽光出力のkW価値は、夏季が最も大きくなっている。

凡例

上段：kW価値  
下段：調整係数 (kW価値/設備量)

〔各月評価での再エネ供給力(太陽光出力)〕

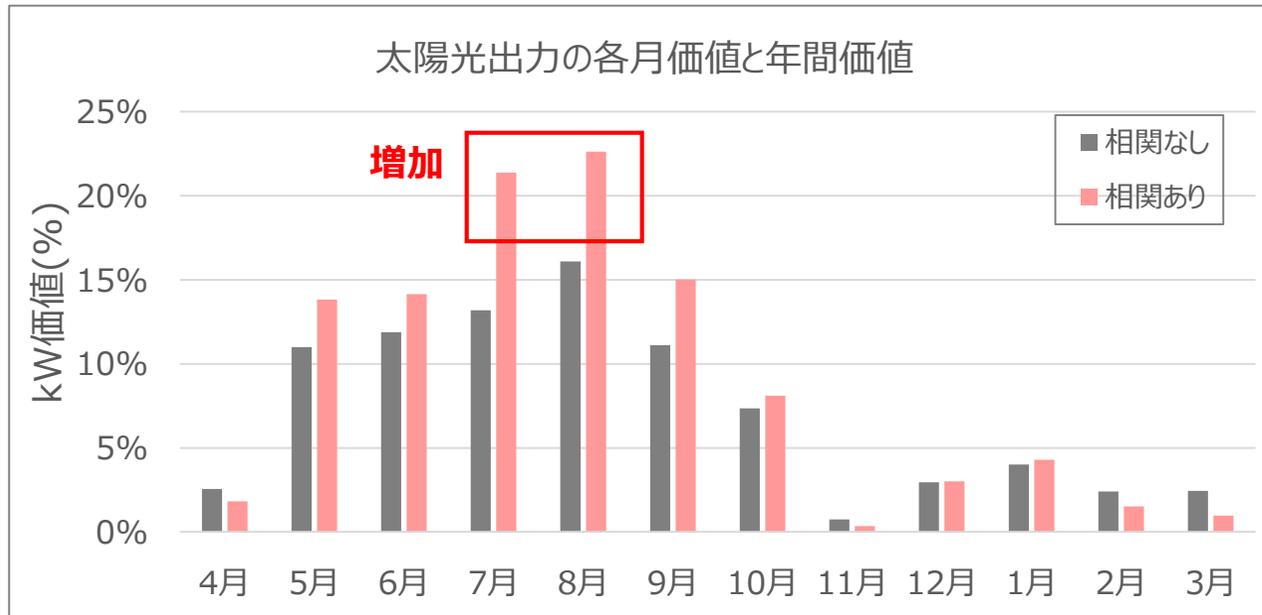
[単位：万kW、%]

	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 [200]	3 (1%)	10 (5%)	16 (8%)	17 (9%)	17 (9%)	6 (3%)	2 (1%)	1 (1%)	1 (1%)	2 (1%)	2 (1%)	1 (1%)
東北 [690]	10 (1%)	108 (16%)	133 (19%)	130 (19%)	155 (22%)	118 (17%)	68 (10%)	8 (1%)	7 (1%)	22 (3%)	10 (1%)	11 (2%)
東京 [1,510]	0 (0%)	170 (11%)	192 (13%)	324 (21%)	357 (24%)	226 (15%)	86 (6%)	0 (0%)	9 (1%)	31 (2%)	2 (0%)	0 (0%)
中部 [905]	27 (3%)	145 (16%)	155 (17%)	211 (23%)	223 (25%)	136 (15%)	82 (9%)	3 (0%)	63 (7%)	69 (8%)	29 (3%)	13 (1%)
北陸 [127]	7 (6%)	28 (22%)	32 (25%)	35 (27%)	38 (30%)	27 (21%)	16 (13%)	0 (0%)	3 (2%)	2 (2%)	1 (1%)	2 (2%)
関西 [600]	20 (3%)	103 (17%)	104 (17%)	142 (24%)	148 (25%)	97 (16%)	55 (9%)	2 (0%)	32 (5%)	37 (6%)	19 (3%)	13 (2%)
中国 [598]	20 (3%)	116 (19%)	101 (17%)	162 (27%)	159 (27%)	104 (17%)	68 (11%)	2 (0%)	26 (4%)	34 (6%)	17 (3%)	9 (2%)
四国 [270]	16 (6%)	58 (22%)	48 (18%)	78 (29%)	78 (29%)	54 (20%)	35 (13%)	2 (1%)	13 (5%)	23 (8%)	9 (3%)	7 (3%)
九州 [948]	2 (0%)	71 (7%)	47 (5%)	152 (16%)	149 (16%)	110 (12%)	62 (7%)	2 (0%)	20 (2%)	31 (3%)	0 (0%)	0 (0%)
合計 [5,848]	106 (2%)	809 (14%)	827 (14%)	1,250 (21%)	1,324 (23%)	878 (15%)	474 (8%)	20 (0%)	176 (3%)	251 (4%)	89 (2%)	57 (1%)

(注) 「」は2019年供給計画の2020年度末値の太陽光設備量(万kW)

(参考) 再エネー需要の相関あり・なしの再エネkW価値比較 (太陽光出力)

- 太陽光出力と需要の相関を反映したことにより、太陽光出力kW価値が大幅に増加している。
- 具体的には7月で最大8.2%(479万kW)のkW価値が増加している。



太陽光kW価値 (各月評価)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	9エリア計
①相関なし	2.6%	11.0%	11.9%	13.2%	16.1%	11.1%	7.4%	0.7%	2.9%	4.0%	2.4%	2.4%	
②相関あり	1.8%	13.8%	14.1%	21.4%	22.6%	15.0%	8.1%	0.3%	3.0%	4.3%	1.5%	1.0%	
②-①	▲0.7%	2.8%	2.3%	8.2%	6.5%	3.9%	0.8%	▲0.4%	0.1%	0.3%	▲0.9%	▲1.5%	

(参考) 太陽光kW価値 (各月評価)

(万kW)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	9エリア計
①相関なし	150	644	695	771	941	650	430	43	173	235	141	143	
②相関あり	106	809	827	1,250	1,324	878	474	20	176	251	89	57	
②-①	▲44	165	132	479	382	228	44	▲23	3	17	▲52	▲86	

## (参考) EUE評価再エネkW価値と供給計画L5評価との比較 (太陽光出力)

凡例

上段：kW価値(EUE評価-L5評価)  
下段：調整係数(EUE評価-L5評価)

## 〔EUE評価再エネkW価値とL5評価との差(太陽光出力)〕

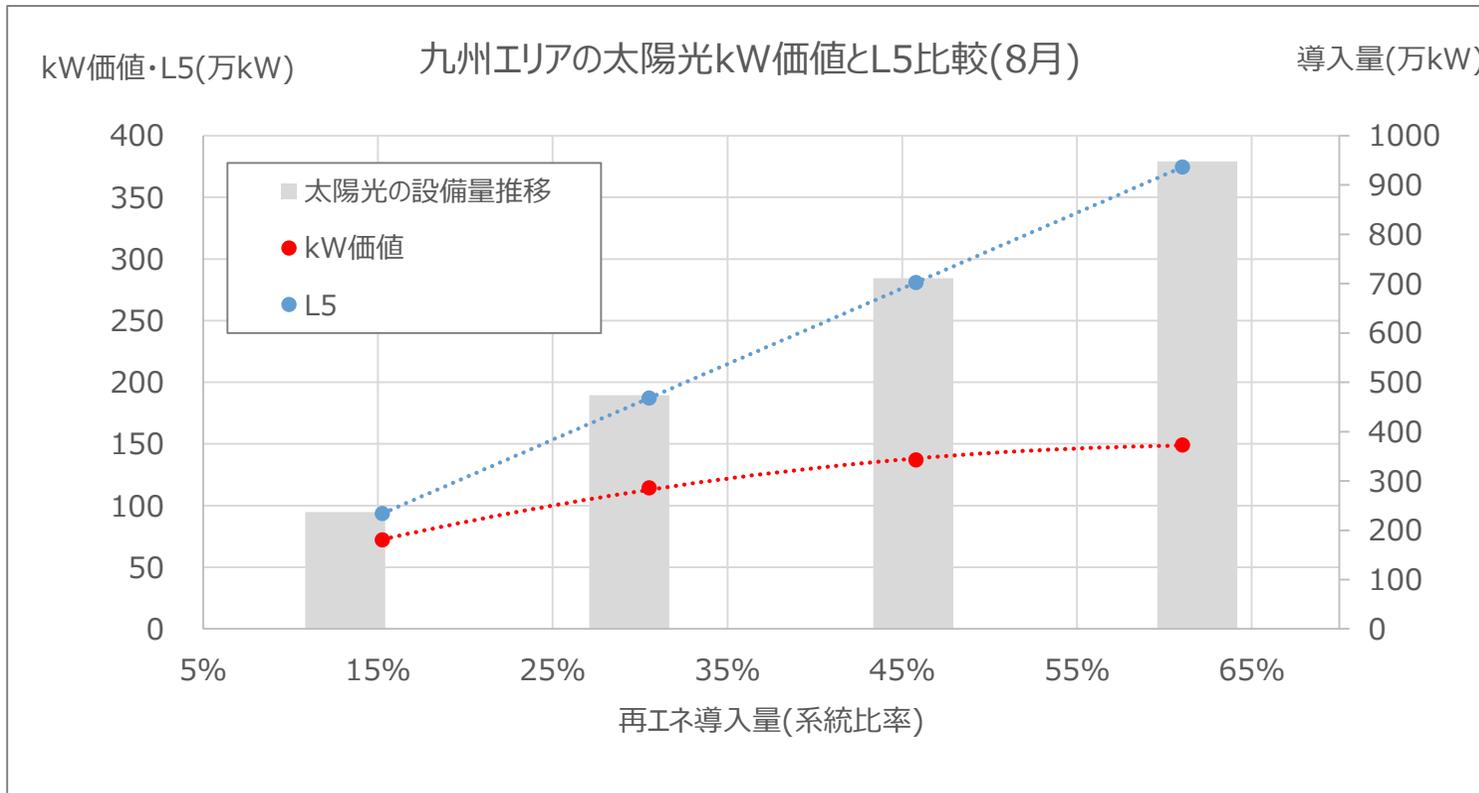
[単位：万kW、%]

	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 [200]	3 (1%)	10 (5%)	2 (1%)	12 (6%)	5 (3%)	6 (3%)	2 (1%)	1 (1%)	1 (1%)	2 (1%)	2 (1%)	1 (1%)
東北 [690]	10 (1%)	42 (6%)	24 (4%)	23 (3%)	29 (4%)	48 (7%)	68 (10%)	8 (1%)	7 (1%)	22 (3%)	10 (1%)	11 (2%)
東京 [1,510]	0 (0%)	29 (2%)	34 (2%)	44 (3%)	77 (5%)	49 (3%)	86 (6%)	0 (0%)	9 (1%)	31 (2%)	2 (0%)	0 (0%)
中部 [905]	▲ 30 (▲3%)	88 (10%)	50 (5%)	▲ 32 (▲3%)	▲ 19 (▲2%)	▲ 14 (▲2%)	49 (5%)	3 (0%)	63 (7%)	48 (5%)	3 (0%)	▲ 27 (▲3%)
北陸 [127]	2 (1%)	22 (18%)	19 (15%)	5 (4%)	8 (6%)	18 (14%)	13 (10%)	0 (0%)	2 (2%)	0 (0%)	▲ 0 (0%)	▲ 3 (▲2%)
関西 [600]	20 (3%)	66 (11%)	42 (7%)	▲ 17 (▲3%)	▲ 11 (▲2%)	38 (6%)	35 (6%)	2 (0%)	32 (5%)	21 (4%)	3 (1%)	13 (2%)
中国 [598]	▲ 7 (▲1%)	78 (13%)	40 (7%)	▲ 11 (▲2%)	▲ 15 (▲2%)	19 (3%)	45 (8%)	2 (0%)	9 (2%)	7 (1%)	▲ 11 (▲2%)	▲ 15 (▲2%)
四国 [270]	0 (0%)	41 (15%)	21 (8%)	▲ 4 (▲1%)	▲ 4 (▲2%)	22 (8%)	25 (9%)	2 (1%)	13 (5%)	23 (8%)	9 (3%)	7 (3%)
九州 [948]	1 (0%)	3 (0%)	▲ 49 (▲5%)	▲ 223 (▲23%)	▲ 225 (▲24%)	42 (4%)	62 (7%)	2 (0%)	20 (2%)	31 (3%)	0 (0%)	0 (0%)
合計 [5,848]	▲ 1 (▲0%)	378 (7%)	183 (3%)	▲ 203 (▲3%)	▲ 155 (▲2%)	229 (4%)	385 (7%)	20 (0%)	157 (3%)	186 (3%)	18 (0%)	▲ 12 (▲0%)

※L5は記載断面が対象

## (参考) 再エネ導入量と供給力評価の関係

- 再エネ導入量(太陽光出力)については、設備導入量の増加に対し、EUE算定による供給力(kW価値)評価が飽和する傾向がある。したがって、九州エリアなどの導入量の多いエリアでは、太陽光出力のEUE算定による供給力(kW価値)評価がL5評価に対して小さくなる傾向がある。
- これは、太陽光出力の導入量増加に伴い、残余ピークが点灯帯へシフトすることにより、系統電源としての代替価値が限定的になっていると推測される。



※供給計画の取りまとめでは、予備力最小時刻での太陽光のL5出力を考慮したバランス評価を行っており、安定供給の確認は実施している。

## 3 再エネ供給力の評価について

28

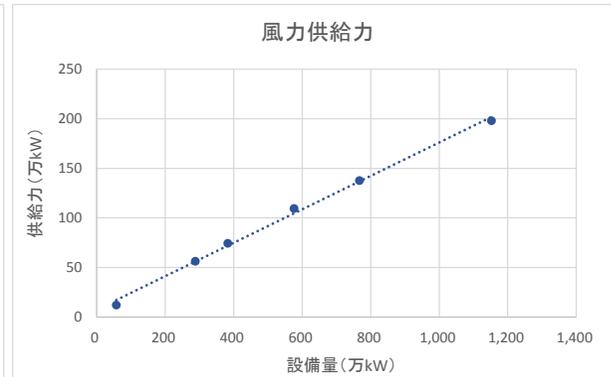
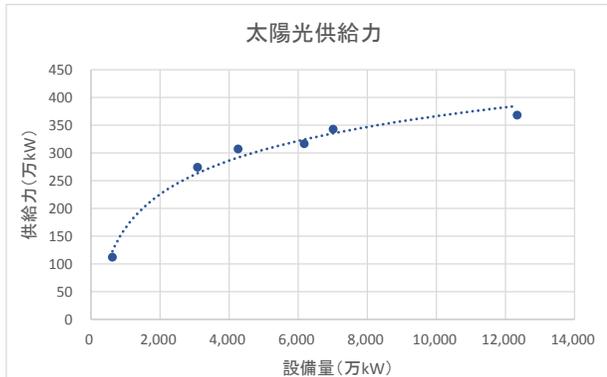
## (5) 具体的な再エネ供給力の算定結果 (2017年度、2026年度断面の算定結果)

- 2021年度断面と同様に、2017年度断面、2026年度断面についても算定を実施した。
- また、太陽光発電・風力発電の導入量が少ないケースと更に増加したケースについて算定を実施し、設備量と供給力の関係を調べた。

## 【再エネ設備量の推移】



## 【供給力の推移】



---

(余 白)

# 1 課題の検討状況

## (2) 再エネ供給力(kW価値)評価 (風力出力の各月評価)

- 2019年度供給計画における2020年度断面の、エリア別の各月の風力出力のkW価値の算出結果は下表のとおり。
- 風力出力のkW価値は、冬季が最も大きくなっている。

凡例 上段：kW価値  
下段：調整係数 (kW価値/設備量)  
[単位：万kW、%]

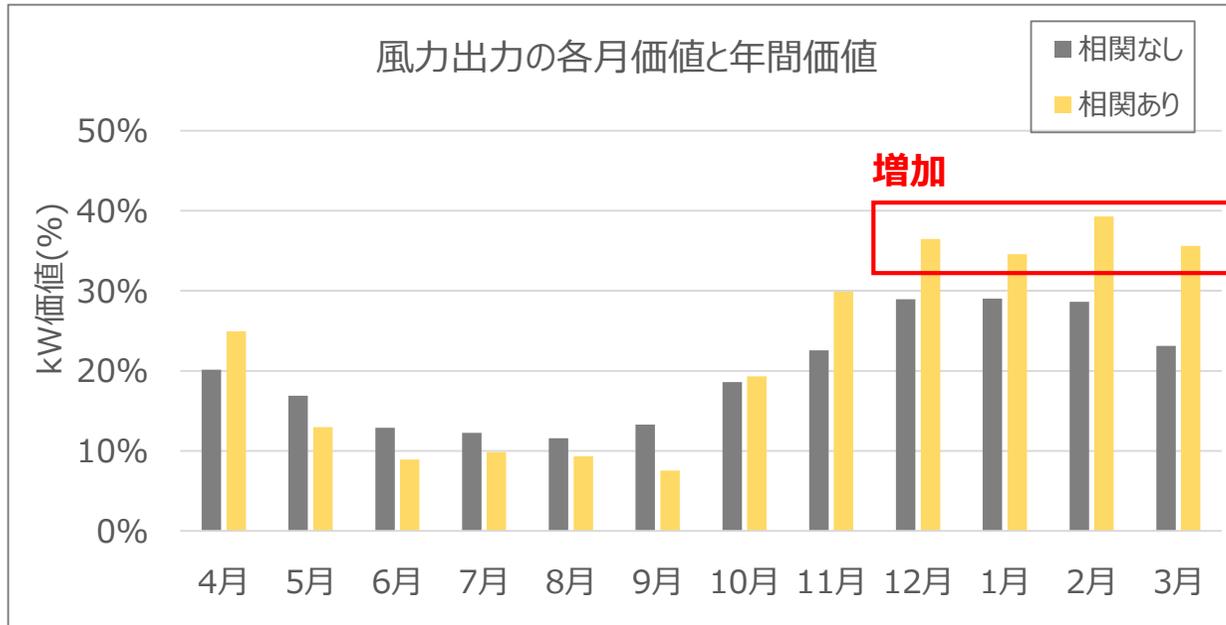
[各月評価での再エネ供給力(風力出力)]

	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 [73]	17 (23%)	14 (19%)	10 (14%)	11 (15%)	8 (12%)	7 (10%)	15 (20%)	19 (26%)	21 (28%)	17 (23%)	20 (27%)	20 (27%)
東北 [185]	55 (30%)	30 (16%)	10 (5%)	15 (8%)	20 (11%)	18 (10%)	42 (23%)	64 (34%)	89 (48%)	87 (47%)	96 (52%)	75 (41%)
東京 [35]	10 (29%)	3 (8%)	3 (9%)	5 (13%)	1 (2%)	5 (13%)	9 (25%)	8 (24%)	11 (32%)	10 (30%)	10 (28%)	12 (34%)
中部 [38]	9 (25%)	2 (5%)	3 (8%)	7 (18%)	5 (13%)	3 (8%)	7 (18%)	13 (36%)	11 (28%)	11 (30%)	15 (39%)	18 (48%)
北陸 [23]	4 (17%)	2 (8%)	0 (2%)	2 (9%)	2 (7%)	1 (4%)	4 (16%)	8 (33%)	7 (28%)	6 (25%)	6 (24%)	6 (27%)
関西 [20]	4 (22%)	3 (15%)	2 (9%)	2 (9%)	2 (11%)	2 (9%)	3 (16%)	6 (29%)	6 (31%)	7 (32%)	8 (38%)	7 (32%)
中国 [46]	9 (19%)	5 (10%)	3 (7%)	4 (9%)	4 (8%)	1 (2%)	6 (12%)	10 (22%)	10 (22%)	11 (24%)	14 (29%)	13 (28%)
四国 [31]	8 (26%)	5 (17%)	5 (15%)	2 (8%)	3 (11%)	3 (10%)	6 (19%)	12 (39%)	13 (42%)	13 (43%)	15 (47%)	14 (46%)
九州 [74]	14 (19%)	5 (6%)	10 (14%)	4 (5%)	4 (6%)	0 (0%)	10 (14%)	17 (23%)	24 (32%)	19 (25%)	25 (33%)	22 (29%)
合計 [525]	131 (25%)	68 (13%)	47 (9%)	52 (10%)	49 (9%)	40 (8%)	101 (19%)	157 (30%)	191 (36%)	181 (35%)	206 (39%)	187 (36%)

(注) [ ] は2019供計の2020年度末値の風力設備量(万kW)

## (参考) 再エネー需要の相関あり・なしの再エネkW価値比較 (風力出力)

- 風力出力と需要の相関を反映したことにより、再エネkW価値が大幅に増加している。
- 具体的には、3月で最大12.5%(66万kW)のkW価値が増加している。



風力kW価値 (各月評価)

(%)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	9エリア計
①相関なし	20.1%	16.9%	12.9%	12.3%	11.6%	13.3%	18.6%	22.6%	29.0%	29.0%	28.6%	23.1%	
②相関あり	25.0%	13.0%	9.0%	9.8%	9.3%	7.6%	19.3%	29.9%	36.5%	34.6%	39.3%	35.6%	
②-①	4.8%	▲3.9%	▲4.0%	▲2.4%	▲2.2%	▲5.7%	0.7%	7.3%	7.5%	5.6%	10.7%	12.5%	

風力kW価値 (EUE各月評価)

(万kW)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	9エリア計
①相関なし	106	89	68	64	61	70	98	118	152	152	150	121	
②相関あり	131	68	47	52	49	40	101	157	191	181	206	187	
②-①	25	▲21	▲21	▲13	▲12	▲30	4	38	40	29	56	66	

## (参考) EUE評価再エネkW価値と供給計画L5評価との比較 (風力出力)

凡例  
 上段：kW価値(EUE評価-L5評価)  
 下段：調整係数(EUE評価-L5評価)

## 〔EUE評価再エネkW価値とL5評価との差(風力出力)〕

[単位：万kW、%]

	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 [73]	14 (20%)	11 (16%)	8 (12%)	9 (12%)	7 (9%)	6 (8%)	13 (17%)	16 (21%)	16 (22%)	13 (18%)	15 (21%)	17 (24%)
東北 [185]	46 (25%)	22 (12%)	6 (3%)	13 (7%)	17 (9%)	15 (8%)	37 (20%)	53 (29%)	77 (42%)	71 (39%)	85 (46%)	67 (37%)
東京 [35]	9 (25%)	2 (6%)	3 (8%)	4 (13%)	1 (2%)	4 (13%)	8 (23%)	7 (20%)	9 (27%)	8 (23%)	7 (21%)	10 (30%)
中部 [38]	9 (24%)	1 (3%)	2 (6%)	6 (16%)	4 (11%)	2 (6%)	7 (18%)	13 (34%)	9 (25%)	10 (26%)	13 (36%)	18 (46%)
北陸 [23]	4 (16%)	2 (8%)	0 (2%)	2 (8%)	2 (7%)	1 (3%)	4 (16%)	7 (32%)	6 (27%)	6 (24%)	5 (23%)	6 (27%)
関西 [20]	4 (20%)	3 (15%)	2 (9%)	2 (8%)	2 (11%)	2 (9%)	3 (16%)	6 (29%)	6 (30%)	6 (31%)	7 (35%)	6 (31%)
中国 [46]	9 (19%)	4 (9%)	3 (7%)	4 (8%)	4 (8%)	1 (2%)	5 (12%)	10 (21%)	9 (20%)	11 (23%)	13 (28%)	13 (27%)
四国 [31]	8 (25%)	5 (17%)	5 (15%)	2 (8%)	3 (11%)	3 (10%)	6 (18%)	12 (38%)	12 (39%)	12 (39%)	14 (44%)	14 (44%)
九州 [74]	12 (16%)	4 (5%)	9 (12%)	3 (4%)	3 (4%)	▲1 (▲1%)	9 (12%)	16 (21%)	22 (30%)	17 (23%)	23 (31%)	20 (27%)
合計 [525]	115 (22%)	55 (10%)	39 (7%)	45 (9%)	42 (8%)	33 (6%)	91 (17%)	139 (27%)	167 (32%)	154 (29%)	183 (35%)	172 (33%)

※L5は記載断面が対象

---

(余 白)

## (2) 再エネ供給力(kW価値)評価 (水力の各月評価)

- 2019年度供給計画における2020年度断面の、エリア別の各月の水力のkW価値の算出結果は下表のとおり。
- 水力のkW価値は、出水率の大きい春から夏にかけてkW価値が大きくなっている。

凡例

上段：kW価値  
下段：調整係数 (kW価値/設備量)

## 〔各月評価での再エネ供給力(水力)〕

[単位：万kW、%]

	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 [95]	41 (43%)	67 (70%)	55 (59%)	41 (44%)	41 (44%)	37 (39%)	34 (36%)	35 (37%)	30 (32%)	27 (28%)	27 (28%)	24 (26%)
東北 [233]	190 (81%)	174 (75%)	131 (56%)	129 (55%)	109 (47%)	103 (44%)	93 (40%)	121 (52%)	128 (55%)	101 (43%)	101 (43%)	133 (57%)
東京 [237]	129 (55%)	143 (60%)	136 (57%)	131 (55%)	122 (52%)	118 (50%)	111 (47%)	105 (45%)	99 (42%)	89 (37%)	85 (36%)	98 (42%)
中部 [231]	117 (51%)	125 (54%)	112 (48%)	119 (51%)	102 (44%)	99 (43%)	88 (38%)	82 (36%)	73 (32%)	64 (28%)	65 (28%)	89 (38%)
北陸 [129]	96 (74%)	99 (77%)	80 (62%)	82 (63%)	62 (48%)	60 (46%)	53 (41%)	59 (46%)	57 (44%)	47 (36%)	44 (34%)	64 (50%)
関西 [282]	148 (53%)	170 (60%)	166 (59%)	173 (61%)	138 (49%)	122 (43%)	97 (34%)	92 (33%)	99 (35%)	99 (35%)	104 (37%)	122 (43%)
中国 [79]	42 (53%)	33 (42%)	32 (41%)	39 (50%)	30 (38%)	30 (39%)	24 (31%)	22 (27%)	27 (35%)	33 (42%)	37 (47%)	46 (59%)
四国 [33]	18 (54%)	18 (54%)	20 (60%)	21 (64%)	18 (55%)	18 (54%)	15 (44%)	11 (32%)	10 (31%)	11 (32%)	13 (39%)	18 (55%)
九州 [127]	47 (37%)	48 (38%)	62 (49%)	73 (57%)	61 (48%)	59 (46%)	45 (36%)	38 (30%)	35 (28%)	34 (27%)	36 (29%)	45 (36%)
合計 [1,445]	828 (57%)	876 (61%)	794 (55%)	808 (56%)	684 (47%)	646 (45%)	561 (39%)	565 (39%)	559 (39%)	504 (35%)	513 (36%)	641 (44%)

(注) [ ] は2019供計の2020年度末値の水力設備量(万kW)

## 1 課題の検討状況

- (1) EUE基準値の算定
- (2) 再エネ供給力(kW価値)評価
- (3) 揚水供給力(kW価値)評価

## 2 今後の検討スケジュール

# 1 課題の検討状況

## (3) 揚水供給力(kW価値)評価

- 揚水供給力評価の目的は、供給計画などでの需給バランス評価および容量市場での支払対価（調整係数）の適切な評価である。
- 前回の本委員会において、揚水供給力（kW価値）の具体的な評価方法について、揚水運転（ポンプアップ）量や揚水発電量、上池容量の算出方法などをお示したところ。

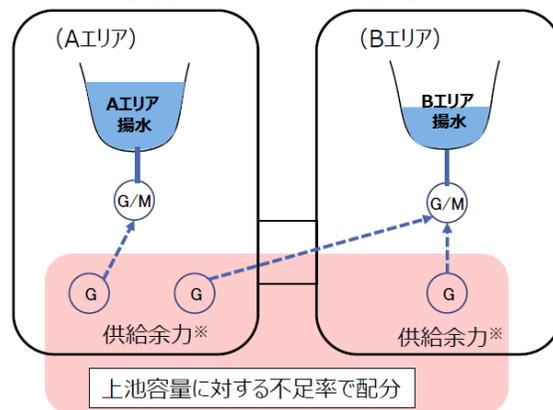
### 1 課題の検討状況

20

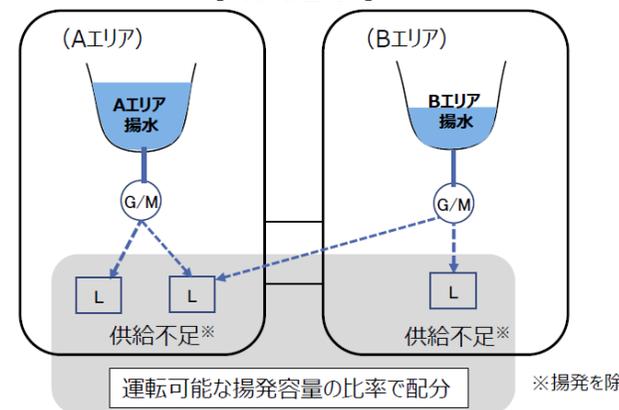
#### (2) 揚水供給力（kW価値）評価について（前提条件）

- 揚水（ポンプアップ）運用
  - 揚発以外の供給力に余力があれば、揚水可能量（計画外停止を考慮したエリア内の1時間の揚水動力）を考慮した上で、上池容量の範囲で揚水運転（ポンプアップ）を実施する。
  - 揚発以外の余力で複数エリアの揚水運転（ポンプアップ）を行う場合、揚水原資の配分は、上池容量に対する不足率にて配分する。
- 揚発運用
  - 揚発以外の供給力が不足する場合、揚発可能量（計画外停止および上池水位を考慮したエリア内の1時間の揚発運転可能量）を考慮した上で、供給力不足を解消する。
  - 複数エリアの揚発運転を行う場合、発電量の配分は、各エリアの揚発可能量の比率で配分する。

【揚水（ポンプアップ）運用】



【揚発運用】



【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\\_jukyu\\_41\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_41_haifu.html)

# 1 課題の検討状況

## (3) 揚水供給力(kW価値)評価 (実運用と信頼度評価との差異について)

- 前回の本委員会において、以下の通り、揚水の信頼度評価と実運用との差異、および容量市場との関係性などについて、ご意見をいただいた。
- 今回、現状の揚水の役割（運用）や容量市場との関係性を踏まえ、今後の検討の進め方を整理したので、ご議論いただきたい。

### 主なご意見

- ・今回のやり方はいわゆる深夜帯において火力機に余力があれば、基本的に運転して精一杯ポンプアップするようなオペレーションだと思っている。
- ・実際、実運用的なことを言うと、逆に効率の悪い火力ユニットは深夜止めていて、そのようなポンプアップの原資には使わないような運用をおこなっている。そうすると、今回の検討結果と実際の運用とに差が出ているような感じもあり、我々も協力するのでもう少し技術的な検討が必要であると思っている。
- ・揚水kW価値の評価方法に関して整理していただいているが、確かに設備量の評価で、需給ひっ迫を起こさないようにという考え方からすれば、運用とは一線を画して、こういう計算の仕方は考えられると思っている。
- ・運用者から見ると、運用から乖離しそうなところがあり、実際には太陽光でポンプする代わりに、DSSで火力機を止めるということを経済性を踏まえて実施しているし、揚水にも混合式揚水と純揚水がある中で、再エネと同様な方式で評価していくということについては、まだ議論しつくされていないところもあり、我々も理解が及んでいないところもあるため、是非意見交換や議論をしながら進めていきたいと思う。
- ・揚水kW価値評価について、運用断面における揚水の供給力を最大限活用するという観点からの供給力評価になっているものと理解している。その上でこの委員会の主題でないことは十分承知しているが、容量市場との関係でコメントを1点したい。16ページに調整係数が書かれているが、エリア一律で調整係数が決まるということになると、揚水個々の上池の容量は違うため、個別の供給力が考慮されないことになるのではないかと思う。今回の事務局提案は供給力信頼度の観点では妥当だと考えているが、この考え方を容量市場に関して当てはめるかについては検討の一案ではないかと考えている。

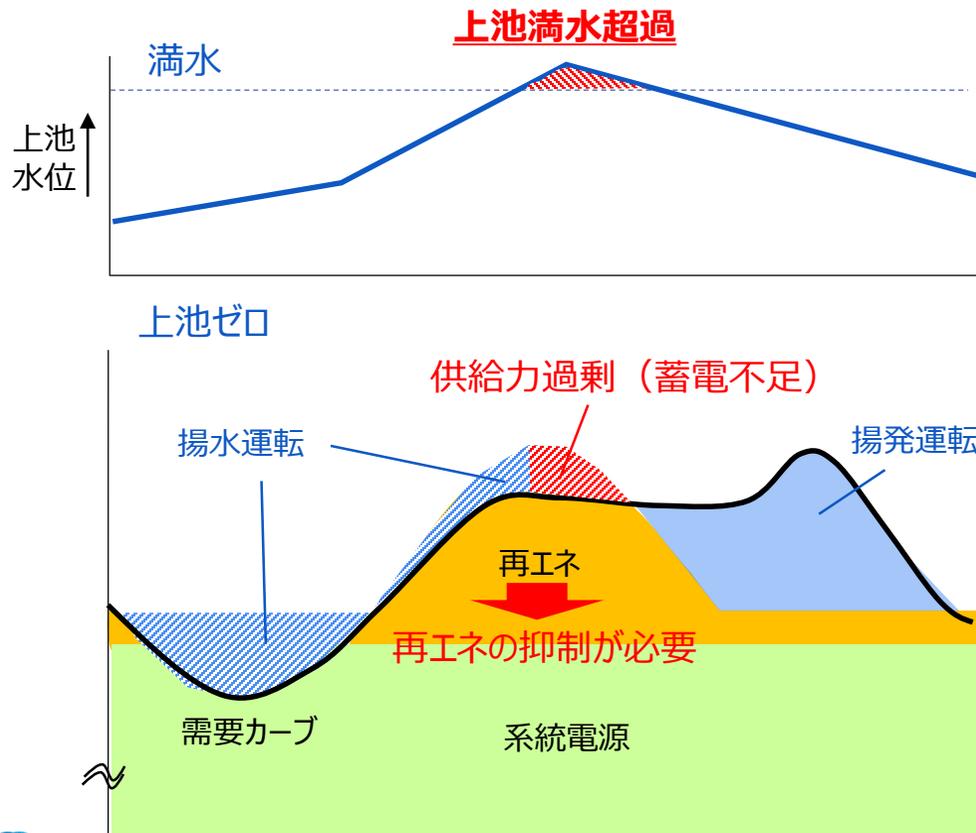


## 1 課題の検討状況

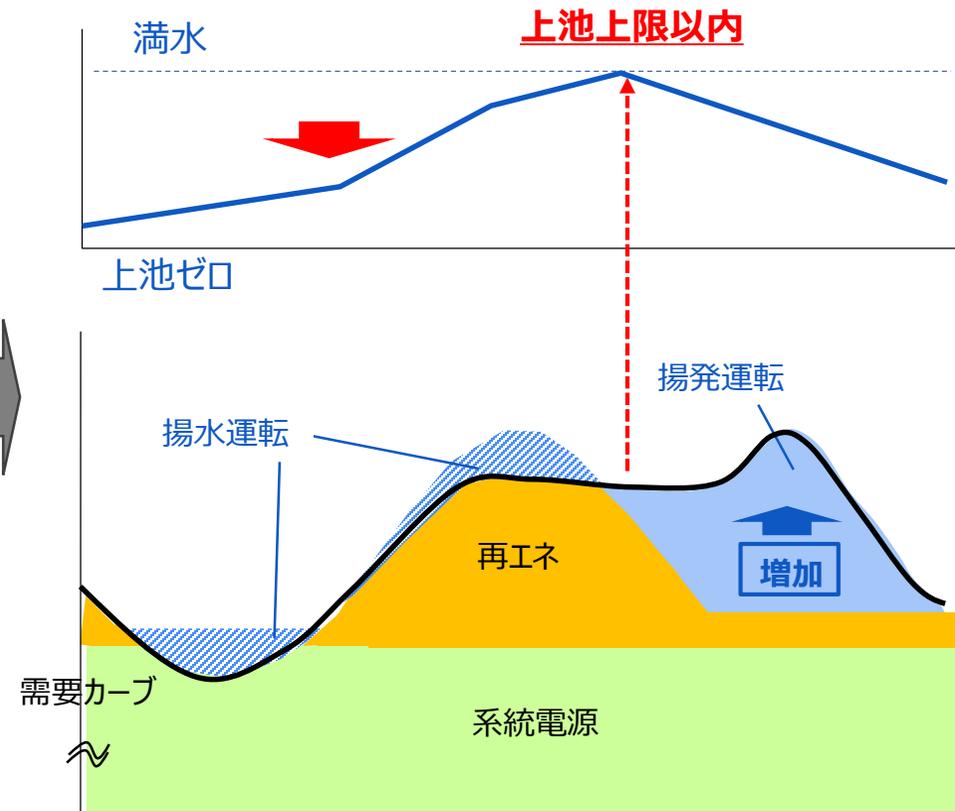
## (3) 揚水供給力(kW価値)評価 (揚水の役割: ②余剰対応)

- 揚水は、再エネ高出力時などに揚水運転 (ポンプアップ) するという供給力の「余剰対応」としての役割がある。
- 具体的には、重負荷時間帯などに発電し、上池水位を低くして蓄電容量として確保しておき、昼間帯などの供給力が余剰となる時間帯に揚水運転 (ポンプアップ) することで供給力の余剰分を蓄電する役割を担う。

[上池水位が上限を超過し、供給力の余剰が予想される場合]



[上池水位を低めることで蓄電容量を確保]



# 1 課題の検討状況

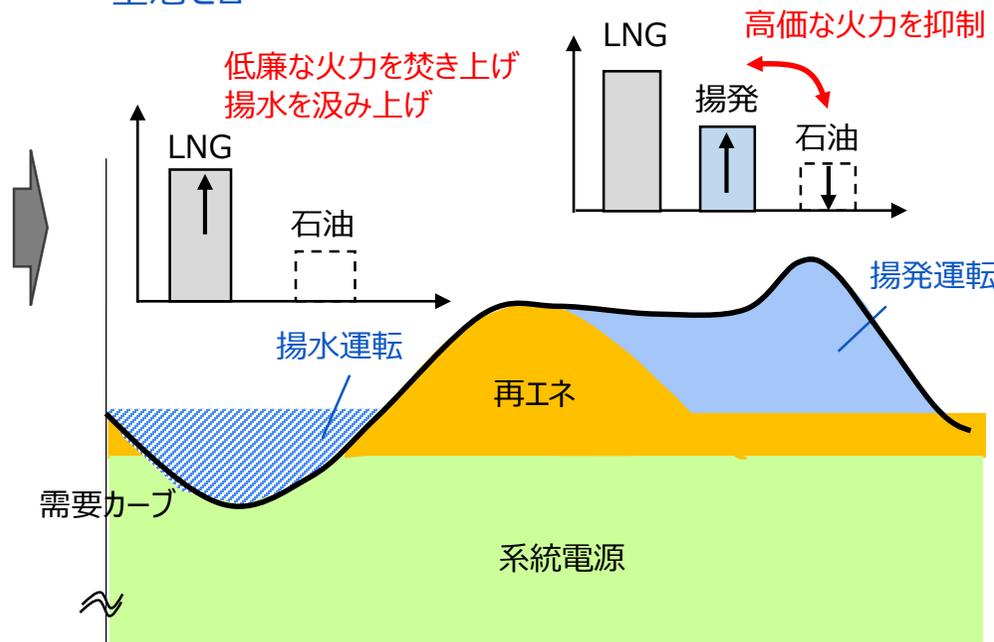
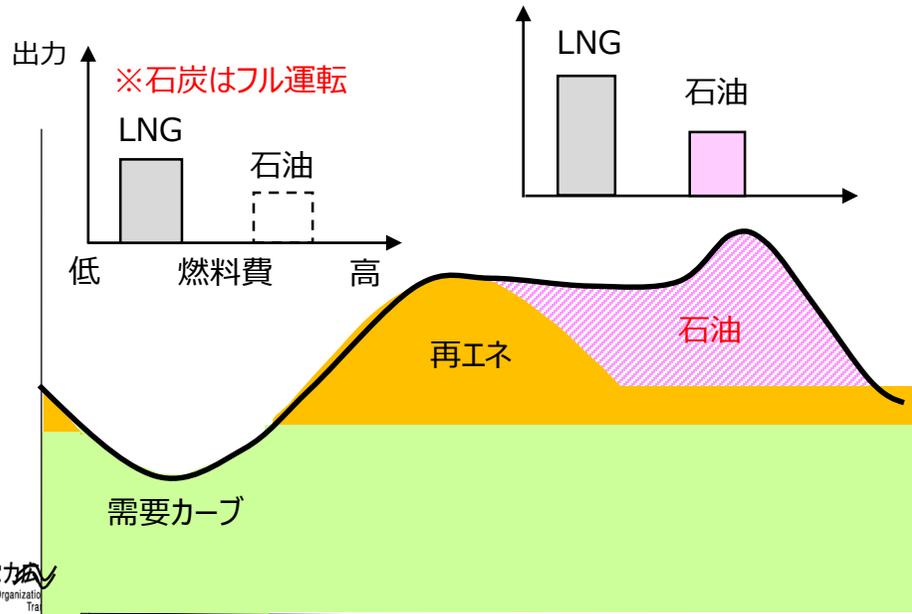
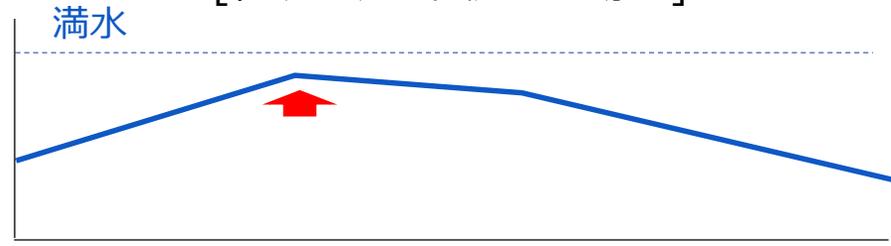
## (3) 揚水供給力(kW価値)評価 (揚水の役割: ③経済運用)

- 揚水は、軽負荷時間帯などに揚水運転 (ポンプアップ) を実施し、重負荷時間帯に発電して燃料費を削減するという「経済運用」の役割がある。
- 具体的には、夜間などの軽負荷時間帯に石炭やLNGなどの低廉な供給余力を活用して揚水運転を実施し、残余需要ピーク時などに発電する代わりに燃料費の高い電源を抑制することで燃料コストを軽減する役割を担う。

[経済運用を実施しない場合]



[経済運用を実施する場合]



# 1 課題の検討状況

## (3) 揚水供給力(kW価値)評価 (容量市場におけるリクワイアメント)

- 容量市場においては、「平常時」と「需給ひっ迫のおそれがあるとき」という需給状況によってリクワイアメントが異なる。そのうち、「需給ひっ迫のおそれがあるとき」では、全ての稼働可能な計画となっている電源等は、小売電気事業者への電気の供出、並びに市場への応札を求めており、リクワイアメントを満たせない場合には、経済的ペナルティが発生する。
- 揚水の供給力(kW価値)評価にあたっては、容量市場におけるリクワイアメントとの関係を整理することが必要である。

### G リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ - 従来型電源 (需給ひっ迫のおそれがあるとき)

	リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
平常時の計画停止等	従来型電源		
	アクリゲート		
平常時の市場応札	従来型電源		
	アクリゲート		
需給ひっ迫のおそれがあるとき	従来型電源		
	アクリゲート		

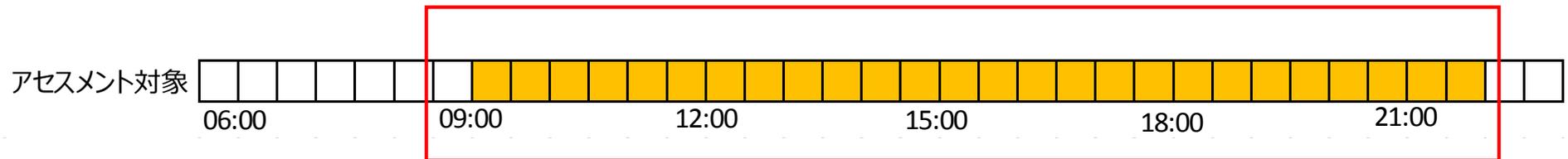
リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
<p>需給ひっ迫のおそれがあるときに、稼働可能な計画となっている電源(※)は、小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札すること、加えて、一般送配電事業者の指示等があった場合に電気を供給すること等。</p> <p>1. 「小売電気事業者との契約により電気を供給すること」とは、小売電気事業者等に電気を供給とした「発電計画」、及び「販売計画」を提出していることとする。</p> <p>2. 「卸電力市場・需給調整市場に応札すること」とは</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>① 小売電気事業者が活用しない余力は、小売電気事業者との通告確定後における余力を対象とする。</li> <li>② 市場へ応札する余力は、燃料制約によって減じることを原則認めない。</li> <li>③ 市場へ応札したものの、落札されなかった場合、リクワイアメント違反とは見做さない。</li> </ol> <p>3. 「一般送配電事業者の指示等があった場合に電気を供給すること」とは、ゲートクローズ後等に供給余力のある電源等が、一般送配電事業者からの電気の供給指示に対し、適切に対応することとする。</p> <p>※「稼働可能な計画となっている電源」とは、需給ひっ迫のおそれがある状態となるまでに「計画停止」の申し出を行っていない電源等を指す。</p> <p>※需給ひっ迫のおそれがあるときは、対応可能な範囲で計画停止の中止を求める。</p>	<p>➢ 事業者から提出される以下の申告値等により、リクワイアメント未達量を算定する。</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) 発電販売計画</li> <li>(2) 事業者からの卸電力市場への応札量の申告値</li> <li>(3) 作業停止計画</li> </ol> <p>➢ 「一般送配電事業者の指示等があった場合に電気を供給すること」に適切に対応しなかった場合、その時のゲートクローズ後の供給余力は全てリクワイアメント未達量として計上する。</p>	<p>➢ リクワイアメント未達量 (kW・時間) から、以下にてペナルティ額を算定する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ペナルティレート (¥/kW・h) = 容量収入額 × 100% ÷ (容量確保契約量 (kW) ・ Z (h))</li> <li>• なお、Zとは、1年間で需給ひっ迫のおそれがあるときとなることが想定される時間とする。</li> <li>• 経済的ペナルティ額 = リクワイアメント未達量 × ペナルティレート</li> </ul> <p>➢ 経済的ペナルティの月間上限額は、容量収入額の1/6 (≒18.3%) とする。</p> <p>➢ 経済的ペナルティの年間上限額は、容量収入額の110%とする。</p> <p>➢ 計画停止の中止は経済的ペナルティの対象外とする。</p>

## 1 課題の検討状況

## (3) 揚水供給力(kW価値)評価 (容量市場におけるリクワイアメント)

- 容量市場において、「需給ひっ迫のおそれがあるとき」のリクワイアメントでは、経済的ペナルティが発生するアセスメント対象となるコマが指定され、当該コマにおいて、小売電気事業者への電気の供出、並びに市場に応札していることが求められる。この場合、上池制約のある揚水について、そのアセスメント方法についても合わせて整理することが必要である。
- なお、容量市場の揚水供給力(kW価値)評価にあたっては、揚水個々の上池容量の差異についても考慮すべきではないかご意見いただいております、容量市場のアセスメント方法において検討することが必要か。

<「需給ひっ迫のおそれがあるとき」のアセスメント対象コマについて>



需給ひっ迫対象時間



発電所A：揚水運転継続時間3h(最大出力)



発電所B：揚水運転継続時間9h(最大出力)

# 1 課題の検討状況

## (3) 揚水供給力(kW価値)評価 (今後の検討の進め方)

- 「供給力対応」、「余剰対応」、「経済運用」という揚水の運用によって、上池制約にも差異が生じると考えられる。次回に向けて、確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）による揚水の供給力(kW価値)評価における前提条件を検討し、その条件に基づき供給力(kW価値)評価を算定することとしてはどうか。
- また、上記の算定結果を踏まえ、容量市場における「需給ひっ迫のおそれがあるとき」における揚水の上池制約を考慮したリクワイアメントおよびアセスメントを検討することとしてはどうか。
- その他、揚水の供給力(kW価値)評価にあたり、考慮すべきリスクがある場合は、適宜評価方法に織り込むこととしてはどうか。

## 1 課題の検討状況

- (1) EUE基準値の算定
- (2) 再エネ供給力(kW価値)評価
- (3) 揚水供給力(kW価値)評価

## 2 今後の検討スケジュール

- 次回に向けて、引き続き揚水供給力評価の検討および再エネ供給力評価(年間評価)を実施する。
- 今回算出した再エネ供給力評価(各月評価)については、供給計画及び需給検証における評価方法への展開について検討する。

(▼：本委員会)

項目	主な課題・検討事項	6月	7月	8月	9月	10月
		▼14	10▼	27▼	下▼	
(1)再エネ供給力評価 (L5⇒火力代替kW価値)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・従来のL5値からEUE算定による火力代替kW価値へ見直し(2020供計反映)</li> <li>・火力代替kW価値については各月評価と年間評価を算定し、それぞれの用途について整理</li> </ul>	算定方法の検討	kW価値算定(各月)	(年間)		
(2)揚水供給力評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>・上池水位のkWh制約を考慮した揚水供給力(kW価値)の算定方法を検討</li> <li>・再エネ供給力評価と同様に各月評価と年間評価を算定するかどうか整理</li> </ul>	算定方法の検討	kW価値算定			
(3)EUE基準値の設定	<ul style="list-style-type: none"> <li>・従来のLOLP基準では各エリアの必要予備率を7%で整理していたが、今後の信頼度基準として厳気象対応・稀頻度リスクを含めた予備率10%相当に相当する「需要1kWあたりのEUE」基準値を算定</li> </ul>	算定条件整理	EUE基準の算定			
(4)供給計画・需給検証への展開	<ul style="list-style-type: none"> <li>・(1)(2)の見直しを踏まえた供給計画および需給検証における評価方法の見直しについて整理</li> <li>・容量市場による調達の仕組みを踏まえた供給計画および需給検証での評価方法の見直し内容およびその適用時期の検討</li> </ul>			供計GL見直し	供給計画・需給検証見直し検討	
(5)正確性チェック	<ul style="list-style-type: none"> <li>・EUE算定におけるツールの正確性および算定条件の妥当性についての評価を検討</li> </ul>		評価体制等の検討		正確性チェック	