

# 確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）について

2019年12月20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. これまでの検討内容について
2. 感度分析について
3. 感度分析のまとめと今後の検討事項について
4. 容量市場や供給計画で用いる調整係数算定のデータ諸元  
および算定スケジュールについて

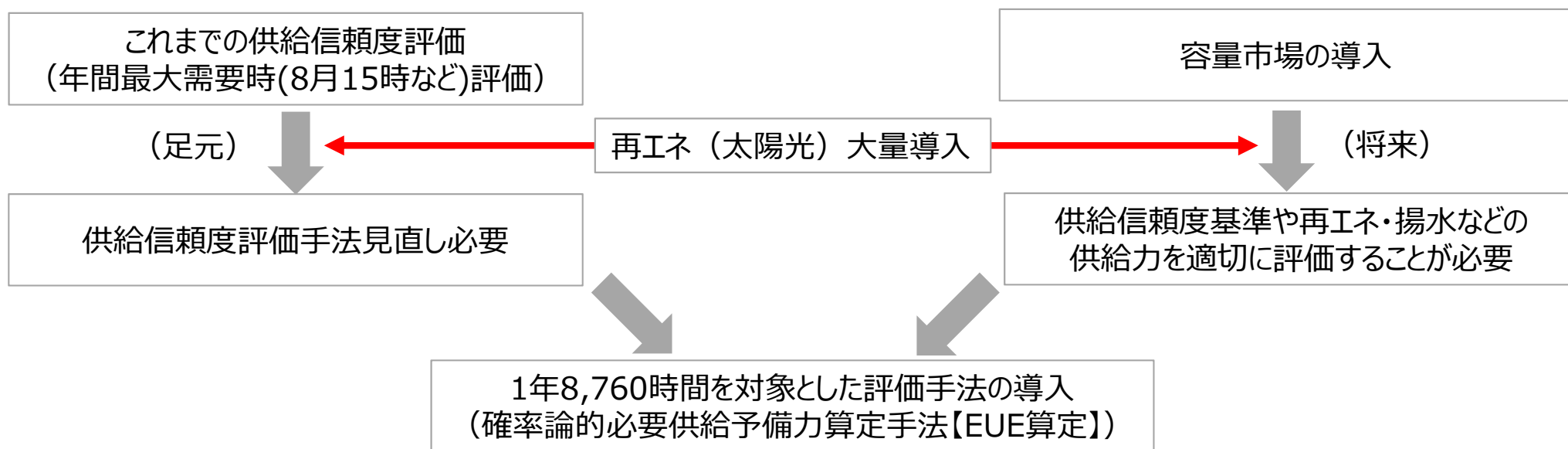
1. これまでの検討内容について
2. 感度分析について
3. 感度分析のまとめと今後の検討事項について
4. 容量市場や供給計画で用いる調整係数算定のデータ諸元  
および算定スケジュールについて

# 1. これまでの検討内容について

- これまで本委員会において、供給信頼度評価として、再エネ大量導入を踏まえ、8,760時間を評価対象とした確率的必要供給予備力算定手法（EUE算定）を導入し、その供給信頼度基準の算定、および再エネや揚水の供給力(kW価値)評価【各月評価・年間評価】を行ってきたところ。
- これまでの検討の概要を下表に示す。（本委員会説明後に、一部手法の見直し・改善を実施）

項目	概要
供給信頼度評価の見直し(LOLP→EUE)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・昨今の再エネ大量導入により、予備率最小となる時間帯が夏季昼間帯(8月15時など)から夏季・冬季の点灯帯へシフトしたことを踏まえ、年間最大需要時(8月15時など)のみではなく、8,760時間を評価対象とするEUE算定による評価を導入することとした。</li> <li>・供給信頼度としては、<u>各エリアの「需要1kWあたりのEUE」</u>を一律とすることとした。</li> </ul>
供給信頼度基準の算定 (需要1kWあたりの年間停電期待量EUE)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・供給信頼度基準については、現状の供給計画や需給検証において確認している全国の必要供給予備力（<u>春季・秋季7%と夏季・冬季の10%</u>）をもとに算定することとした。</li> <li>・EUE算定の結果、「<u>0.048kWh/kW・年</u>」の需要1kWあたりのEUEを供給信頼度基準とすることとした。</li> </ul>
再エネの供給力評価 (各月評価)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・これまでのL5評価からEUE算定による<u>火力等の安定電源代替価値</u>を評価することとした。</li> <li>・太陽光と風力の出力については、<u>需要との相関</u>を考慮することとした。⇒ <b>一部手法の改善</b></li> </ul>
揚水の供給力評価 (各月評価)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・これまでの潜在評価からEUE算定による<u>火力等の安定電源代替価値</u>を評価することとした。</li> <li>・<u>上池容量に応じた運転継続時間単位</u>で算定することとした。</li> </ul>
再エネ及び揚水、火力GTなどの供給力評価 (年間評価)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・容量市場における対価支払いとして年間評価を算定した。</li> <li>・算定にあたっては、<u>年間計画停止可能量(月換算1.9ヶ月)</u>を踏まえた容量市場の調達量としての評価を行うこととした。</li> </ul>

- 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時間を対象に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。



- EUEによる供給信頼度評価においては、供給力不足の発生時期などに違いがあっても、供給力不足量が同じであれば、同じ供給信頼度として評価することとなる。

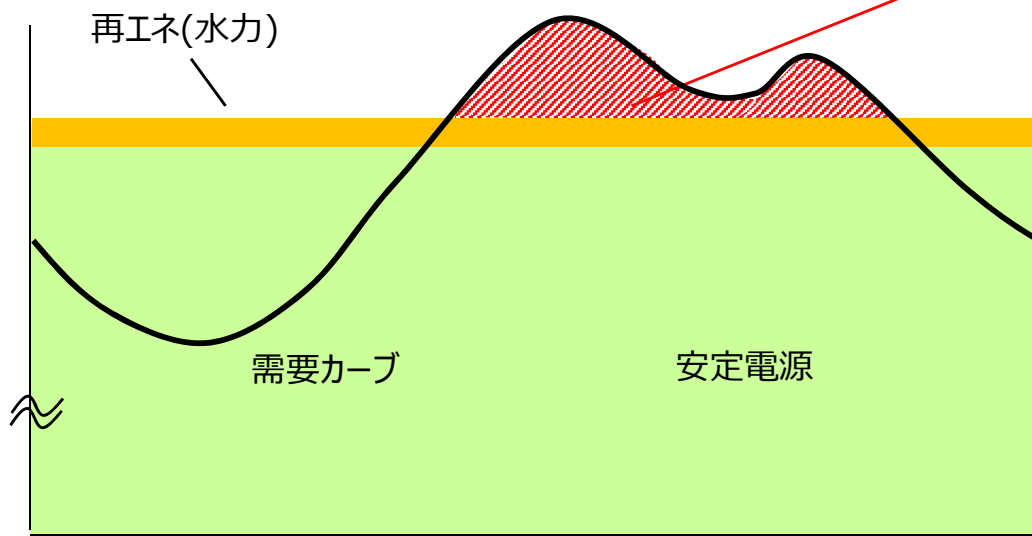
[これまで]  
太陽光・風力導入なし



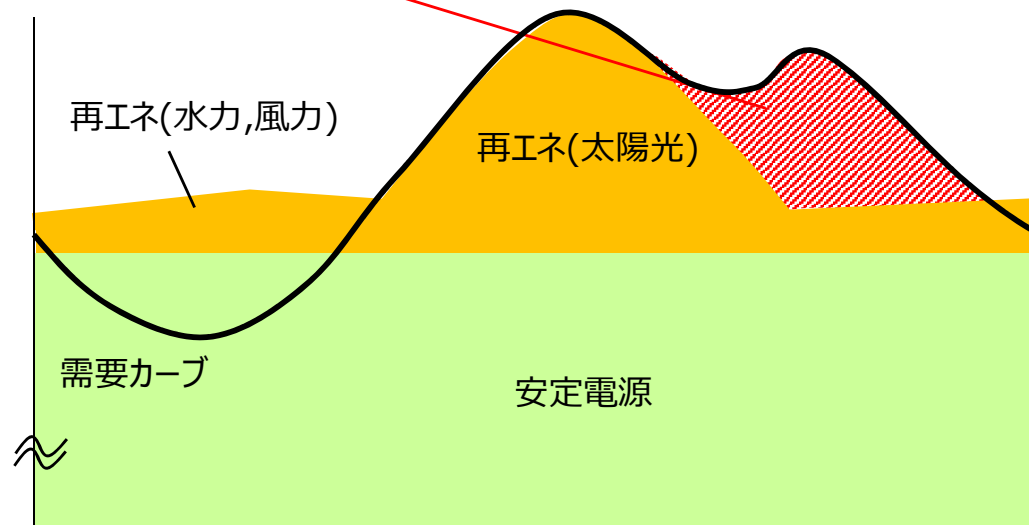
[現状および今後]  
太陽光・風力導入あり

同じ供給力不足量  
(需要1kWあたりのEUE)  
⇒同じ供給信頼度と評価

供給力不足発生時期  
昼間帯 → 点灯帯へ  
夏季帯 → 冬季帯へ

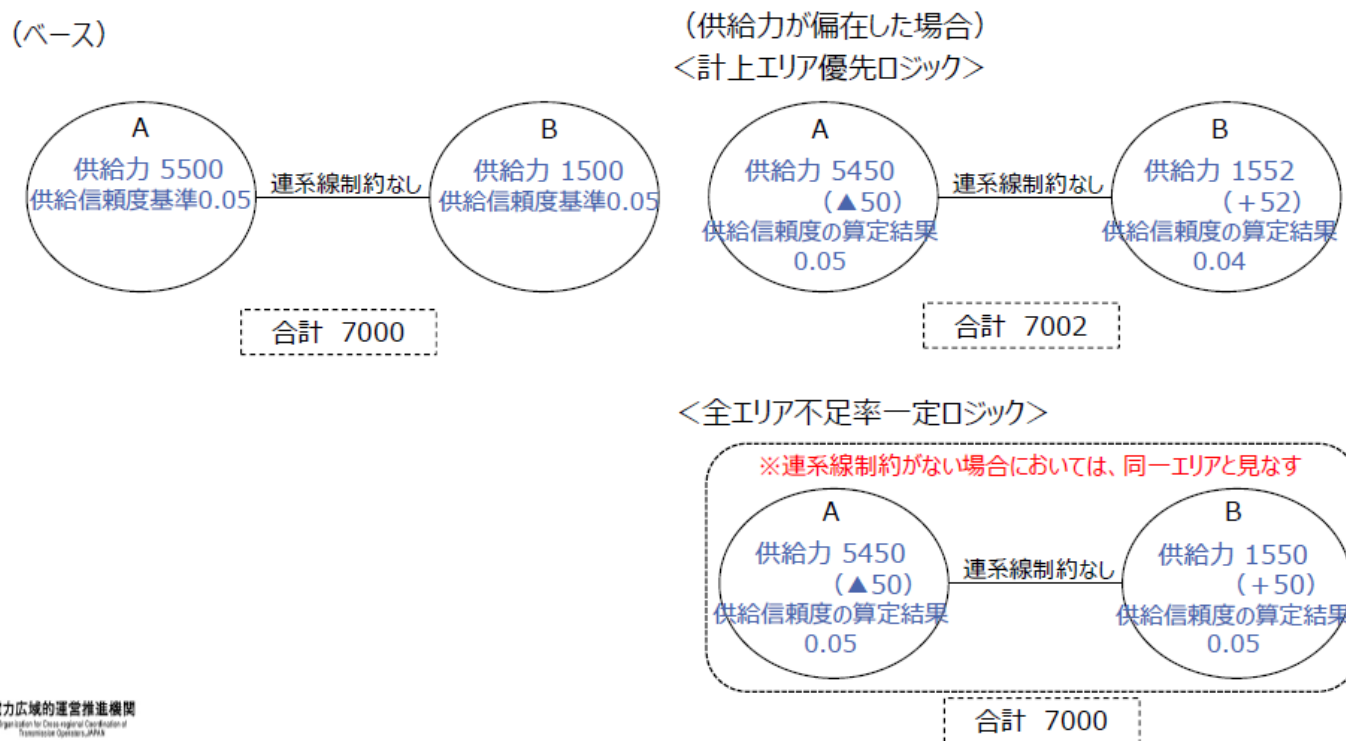


1年8,760時間による評価(年間EUE)



1年8,760時間による評価(年間EUE)

■ 全エリア不足率一定ロジック等により、各エリアの「需要1kWあたりのEUE」を一律とする供給信頼度基準とする。



【出典】第30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\\_30\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_30_haifu.html)

【今後の必要供給予備力および供給信頼度基準】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
必要供給予備力	設定なし									8%
需要1kWあたりのEUE	X (kWh/kW・年)	X (kWh/kW・年)	X (kWh/kW・年)	X (kWh/kW・年)	X (kWh/kW・年)	X (kWh/kW・年)	X (kWh/kW・年)	X (kWh/kW・年)	X (kWh/kW・年)	X (kWh/kW・年)

※ x は、全国、各エリアで一律の値

【出典】第2回電力レジリエンス等に関する小委員会 資料2

[https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience\\_02\\_shiryou.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_02_shiryou.html)

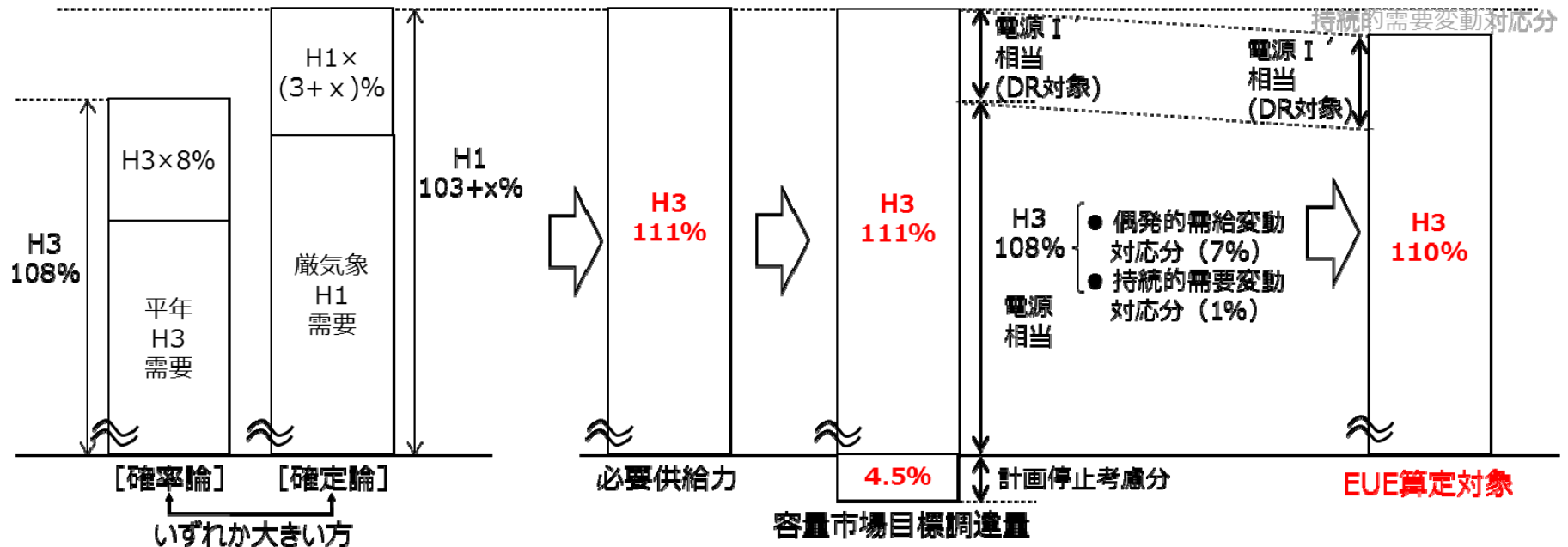
(参考) 供給信頼度基準 (EUE基準値) の算定条件について

- 電力レジリエンス等に関する小委員会 (以下、レジ小委) では、供給信頼度評価にあたり、現状の必要供給予備力8%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111%※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%) を含む

- 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「 $\text{H3}$ 需要の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。

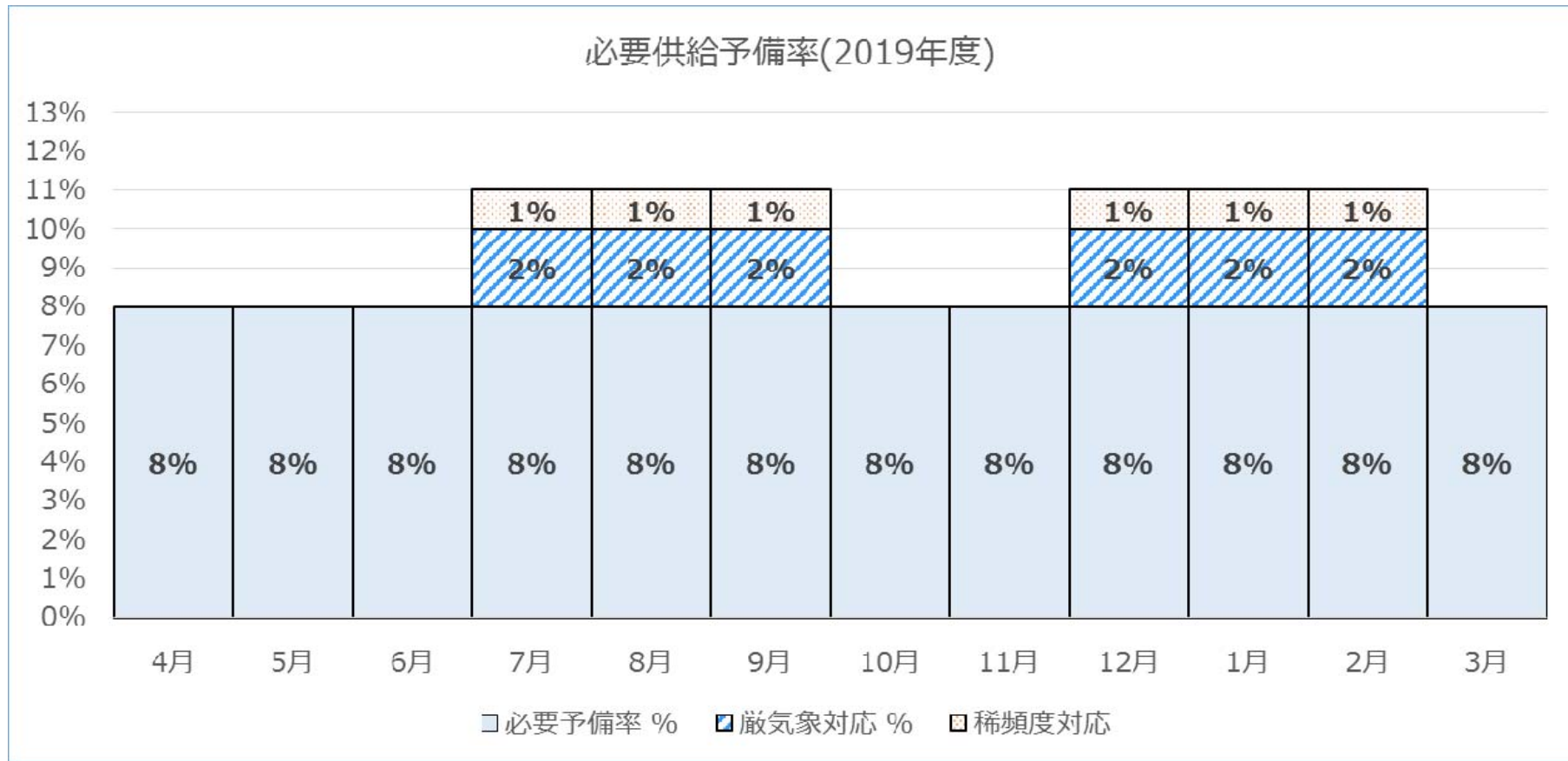




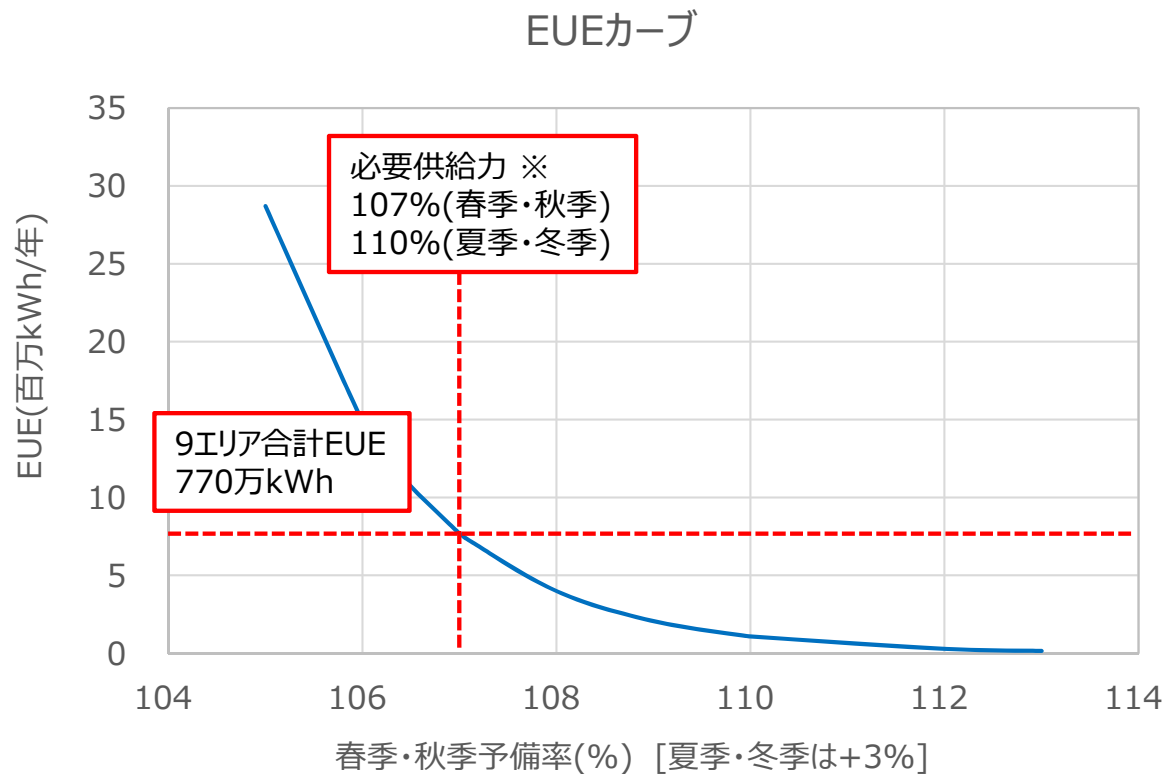
(参考) 供給信頼度基準 (EUE基準値) の算定条件について

- 供給信頼度評価にあたっては、レジ小委での整理を受け、厳気象対応および稀頻度リスク分を考慮した各月の必要供給予備率(広域予備率)\*を春季・秋季は8%、夏季・冬季は11%と整理し、この全国の必要供給予備率をもとに、年間停電量の期待値 (年間EUE) を算定することとした。

※EUE算定にあたっては持続的需給変動分(1%)を除き、春季・秋季は7%、夏季・冬季は10%にて評価する。なお、予備率は9エリア合計の広域予備率にて評価する。



- 全国の必要供給予備力の春季・秋季7%と夏季・冬季の10%に相当する需要1kWあたりの年間EUEを算定した結果、「0.048kWh/kW・年」となり、この数値を供給信頼度基準とすることとした。



※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)

(2020年度/2019年供給計画を元に算定)

【出典】第42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

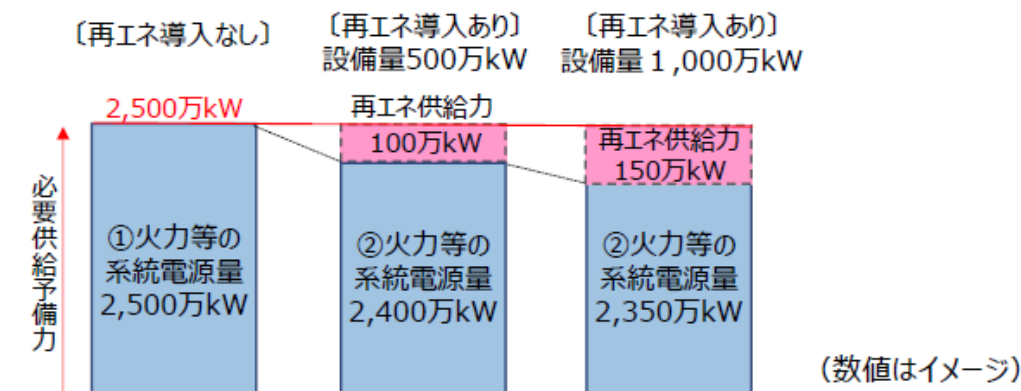
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019\\_chousei\\_jukyu\\_42\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_42_haifu.html)

- 再エネ大量導入により需給バランスの厳しい時間帯が点灯帯へシフトすることとなり、再エネ供給力評価については、これまでの最大需要時(8月15時など)のL5評価では適切ではなく(過大評価となるため)、見直すこととした。
- そこで、再エネの供給力評価としては、需給バランスの厳しい時刻のシフトなどを適切に評価できる「8760時間を評価対象としたEUE算定」によって、火力等の安定電源代替価値として評価を行うこととした。

- 確率論的 necessary 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

【出典】第32回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei\\_jukyu\\_32\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_32_haifu.html)

- 需要と太陽光及び風力には一定の相関が見られることから、EUE算定において考慮することとした。
- なお、需要と太陽光・風力の相関を作成するにあたり、太陽光・風力出力の一部がマイナスとなっていたため、今回、実績等を踏まえ、最低出力としてのゼロに補正するという改善を行った。

1 課題の検討状況

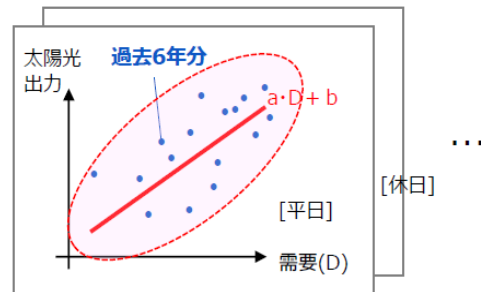
(2) 再エネ供給力(kW価値)評価 (太陽光出力,風力出力と需要の相関の反映)

25

- 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) **相関において一部でマイナス出力を確認したため、見直し**

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)

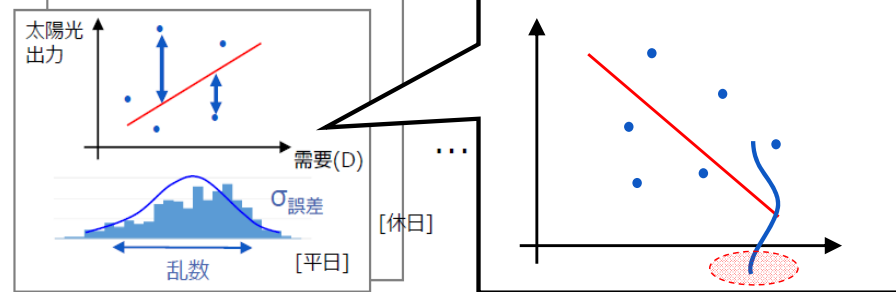


(イメージ) 4月1時 ... 3月24時

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

- 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)



(イメージ) 4月1時 ... 3月24時

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

- 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

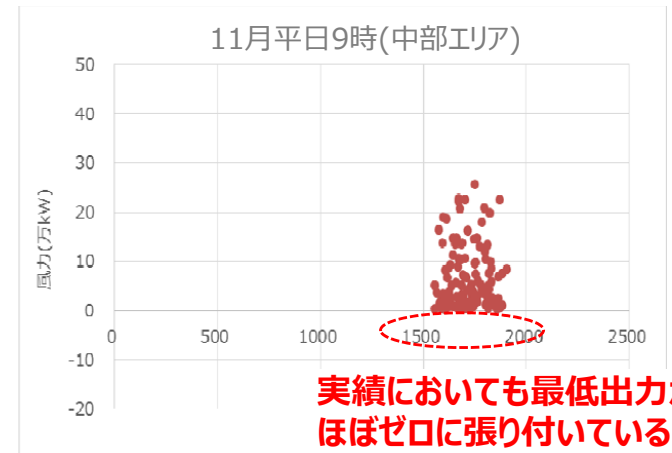
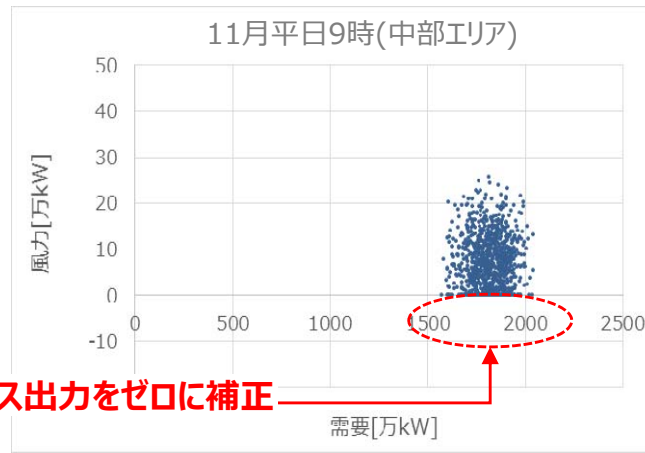
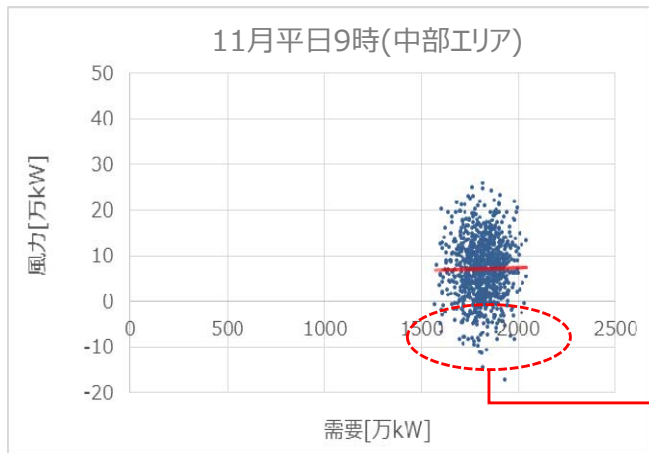
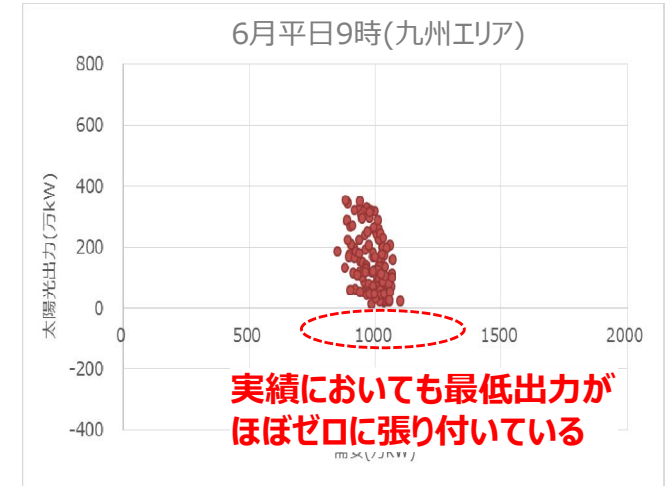
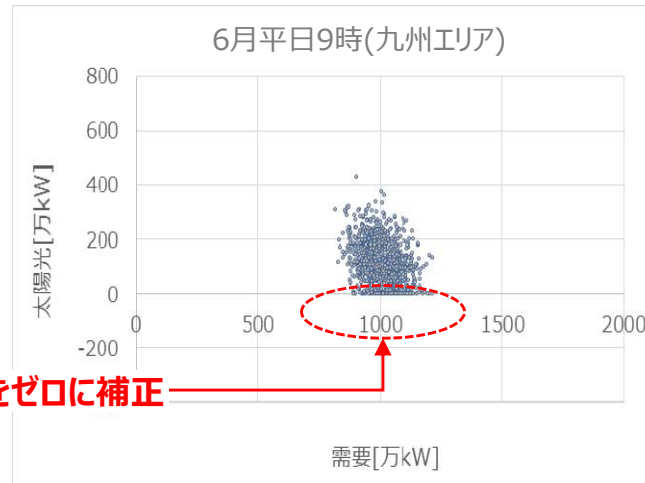
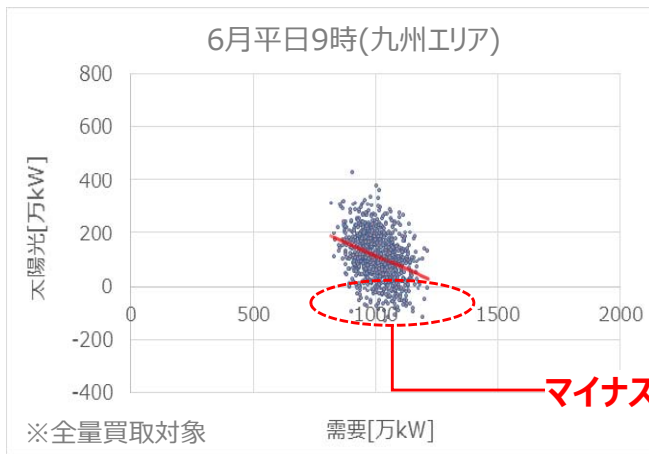
**マイナス出力をゼロに補正**

■ 需要と太陽光・風力の相関を作成するにあたり、一部がマイナスとなっていた太陽光・風力の出力を下図のとおりゼロに補正した。今回の補正内容は太陽光・風力の実出力実績とも整合が図れていると考えられる。

[改善前※1]

[改善後※1]

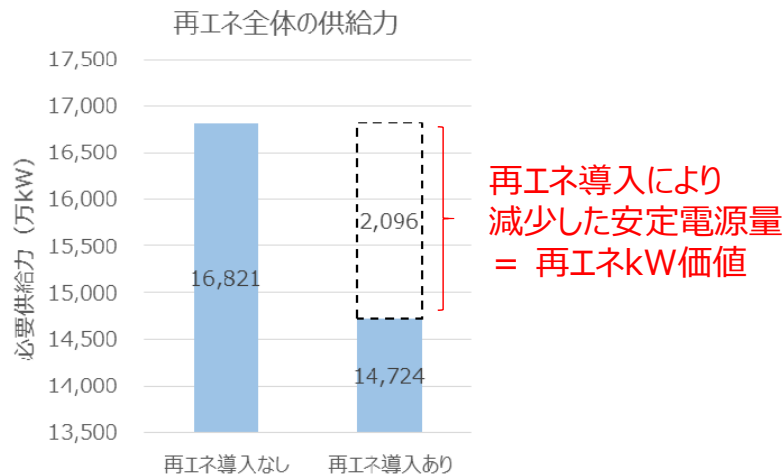
(参考)実績※2



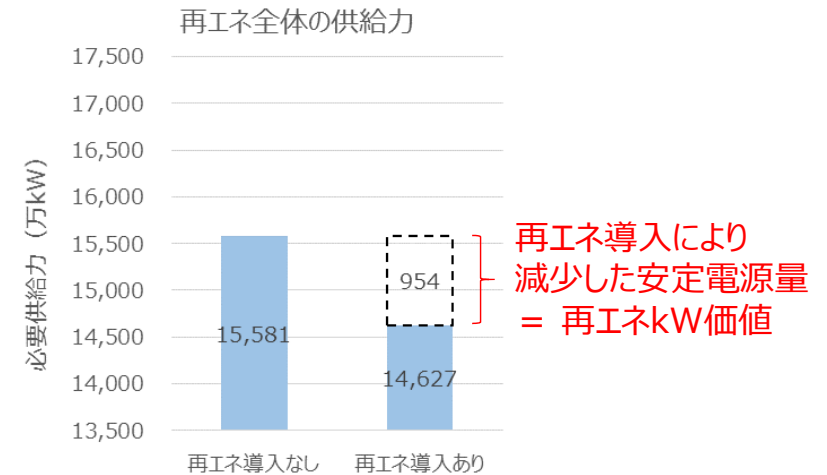
- 再エネ供給力(kW価値)評価は、各月の再エネ導入なしと導入ありの各々の必要供給力の差として算出している。
- なお、今回の太陽光・風力と需要との相関の一部改善により、第42回本委員会提示値より、全体的に価値が増加する結果となった。

[各月評価での再エネ供給力(kW価値)評価の算出結果 (11月公表値)]

【2020年度8月】



【2020年度1月】



	設備量[万kW]	kW価値[万kW]	調整係数
太陽光	5,848	1,353 (29)	23.1% (0.5%)
風力	525	62 (13)	11.9% (2.5%)
水力	1,448	681 (-4)	47.0% (-0.3%)
再エネ全体	7,821	2,096 (39)	26.8% (0.5%)

( ) : 前回値との差分

	設備量[万kW]	kW価値[万kW]	調整係数
太陽光	5,848	265 (14)	4.5% (0.2%)
風力	525	188 (7)	35.9% (1.4%)
水力	1,448	501 (-4)	34.6% (-0.3%)
再エネ全体	7,821	954 (17)	12.2% (0.2%)

( ) : 前回値との差分

- 揚水発電所の供給力(kW価値)評価については、再エネ同様、安定電源代替価値として算出している。
- 揚水発電所、上池容量に応じて運転継続時間が異なり、それに伴って揚水の安定電源代替価値も異なることから、上池容量に応じた運転継続時間毎の供給力評価を実施することとした。

(1) 揚水の供給力(kW価値)【各月評価】

13

～上池容量に応じた供給力(kW価値)各月評価の算定方法案～

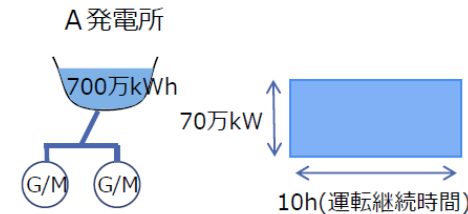
- 揚水発電所は、上池容量に応じて運転継続時間（運用容量で連続運転可能な時間）が異なり、その上池容量制約によって揚水の安定電源代替価値は異なると推定される。
- そのため、揚水供給力(kW価値)評価の算定に当たっては、運転継続時間毎に応じた上池容量を設定し、揚水導入なしと揚水導入ありにて、同じ供給信頼度（同じ停電期待量EUE）とした場合の、火力等の安定電源の必要量の差を揚水供給力(kW価値)として算定してはどうか。

【運転継続時間毎の揚水供給力(kW価値)評価方法】

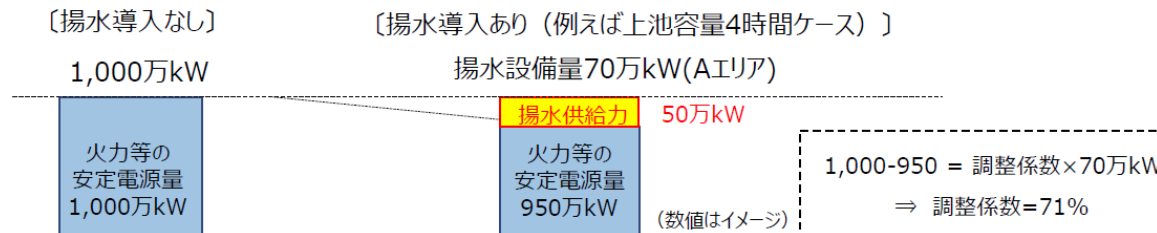
① 各エリアの揚水発電出力に運転継続時間（4,6,8,10時間等）を乗じて上池容量を設定

エリア	発電出力 (万kW)	上池容量(万kWh)			
		4時間	6時間	8時間	10時間
A	70	280	420	560	700
B	80	320	480	640	800
C	90	360	540	720	900

(数値はイメージ)



② 設定した運転継続時間毎の上池容量において、揚水導入なしケースと揚水導入ありケースにて同じ供給信頼度（同じ停電期待量EUE）とした場合の、火力等の安定電源の必要量の差を揚水供給力として算定



【出典】第43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/2019/2019\\_chousei\\_jukyu\\_43\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_43_haifu.html)

- 揚水供給力(kW価値)の各月評価としては、需給ひっ迫時において設備を供給力として最大限活用することを前提として、再エネと同様に火力等の安定電源の代替価値を評価することとした。
- 具体的な揚水運用としては、各エリアの上池容量をエリア内合計容量(1つの仮想上池)として上池推移を管理し、揚発以外の供給力に余力があれば揚水運転を実施し、揚発以外の供給力が不足すれば揚発運転を実施する。

1 課題の検討状況

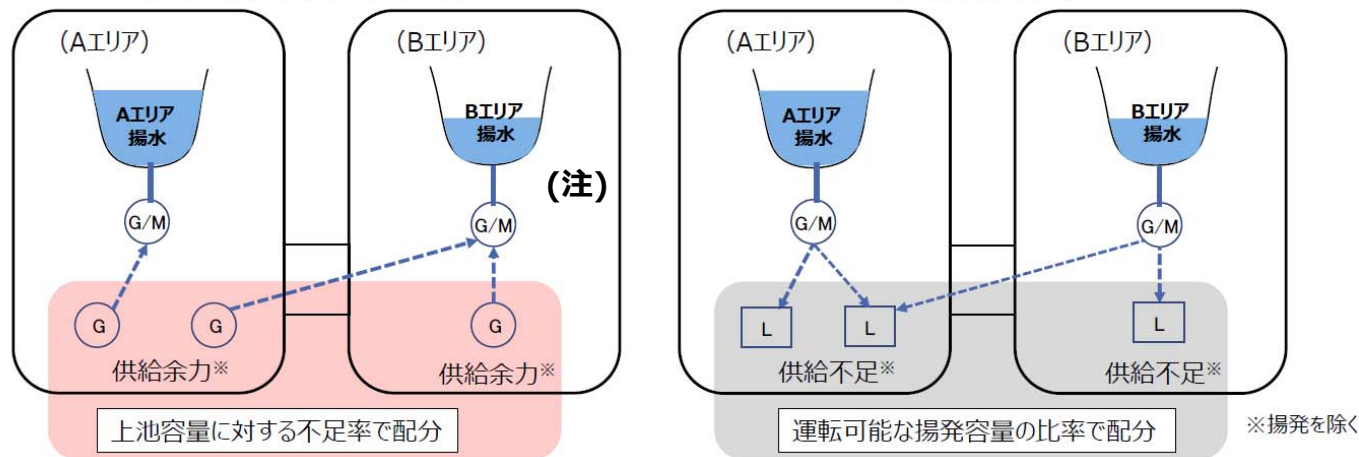
20

(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】





■ 今回のEUE算定内容については、2020年度供給計画における再エネや揚水の供給力評価を算定する際に適用している。なお、各数値については弊機関HPにて公表しているところ。

電力広域的運営推進機関  
Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN

Google カスタム検索

会員専用 広域機関システム  
会員専用 スイッチング支援システム

ホーム 広域機関とは 広域機関システム計画提出 間接オークション スイッチング30分電力星 需要想定供給計画 広域系統長期方針整備計画 系統アクセス 容量市場・発電設備等の情報掲示板

トップ > 供給計画 > 供給計画の提出 > 参考資料一覧 (2020年度)

更新日: 2019年11月29日

### 供給計画

- ▶ 需要想定
- ▶ 供給計画とは
- ▶ **供給計画の提出**
- ▶ 供給計画の取りまとめ
- ▶ 供給計画に関するお知らせ
- ▶ 供給計画に関するお問い合わせ

### 参考資料一覧 (2020年度)

#### その他公表資料

- ▶ [2020年度供給計画で用いる太陽光・風力・自流水力・揚水式水力のエリア別調整係数・L5出力比率一覧表](#) (408KB)  
※11月29日に一部修正しました。  
(注1) 調整係数は本機関にて算出、L5出力比率(太陽光・風力のみ)は一般送配電事業者が算出  
(注2) 調整係数は第42回・第43回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会にて提示した数値から一部変更しておりますのでご注意ください(太陽光出力・風力出力と需要の相関の一部修正のため)  
(注3) 今回の調整係数は、2020年度供給計画に用いるものであり、容量市場オークション(2020年度7月開催予定)で用いる調整係数とは異なりますのでご注意ください。(容量市場で用いる調整係数は別途公表致します)
- ▶ [2020年度供給計画で供給区域毎に指定する記載断面、各月毎の供給力算定期間](#) (51KB)

#### お問い合わせ

広域機関 供給計画担当

メール: [kyoukei@occto.or.jp](mailto:kyoukei@occto.or.jp)

電話: 03-6632-0903

[お問い合わせフォーム](#)

【出典】電力広域的運営推進機関 HP  
[http://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/sankoushiryou\\_2020.html](http://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/sankoushiryou_2020.html)

■ 供給力 (kW価値) の年間評価は、容量市場の対価支払 (調達量) としての調整係数を算定するために実施することとしている。

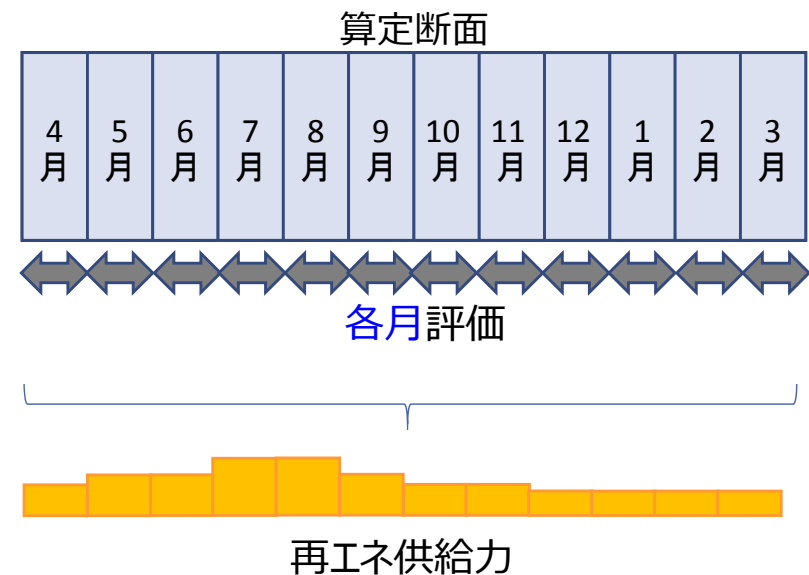
本項の評価対象 (次ページより評価)

〔年間評価：容量市場における対価支払 (調達量) 〕



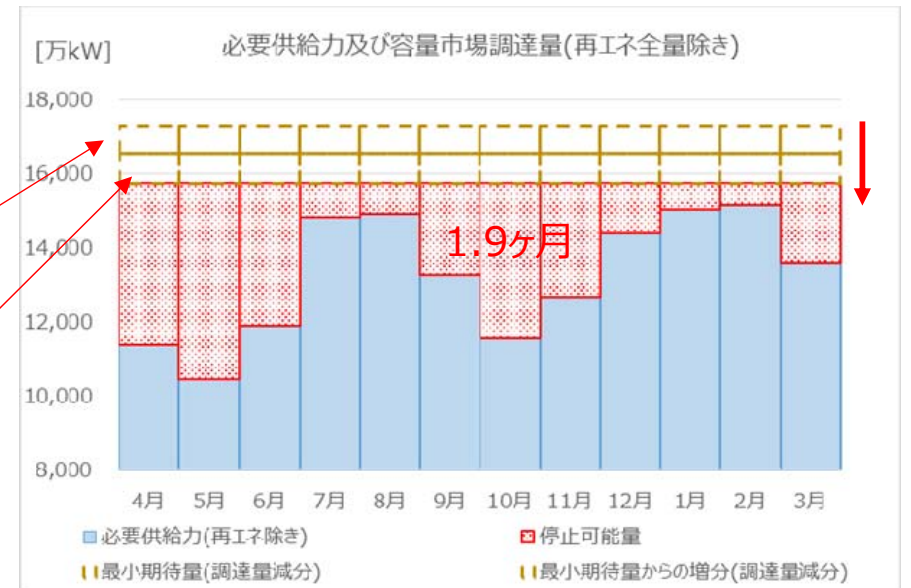
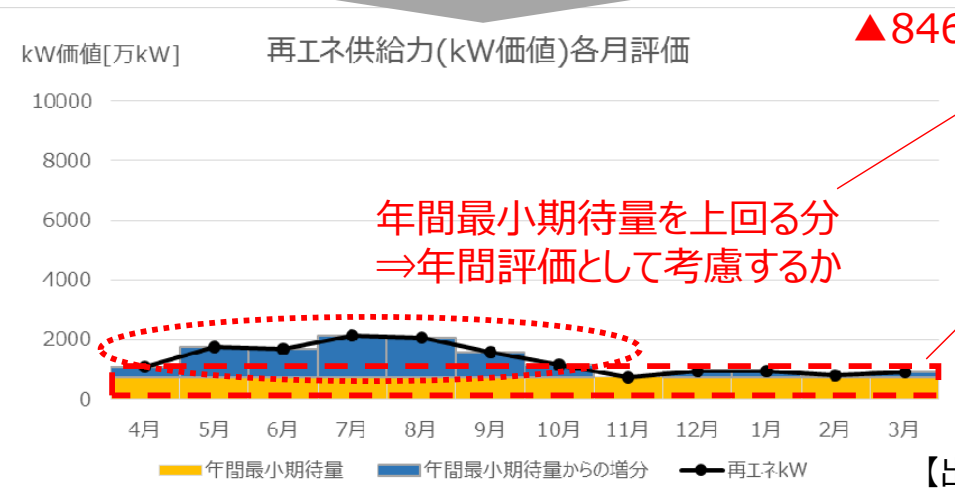
(前ページまでの評価)

〔各月評価：補修調整、各月需給バランス評価等に活用〕



(参考) 再エネ供給力評価 (算定方法) 【年間評価】

- 年間評価は、年間停止可能量(月換算1.9ヶ月)を踏まえた容量市場の調達量としての評価を実施し、算定することとした。
- ⇒ 年間を通じて安定的な供給力として定義し、年間停止可能量(月換算1.9ヶ月)を基準とし算定した結果、  
 最小期待量(761万kW) + 最小期待量から上回る分(846万kW) = 1,607万kW(20.6%)となった。

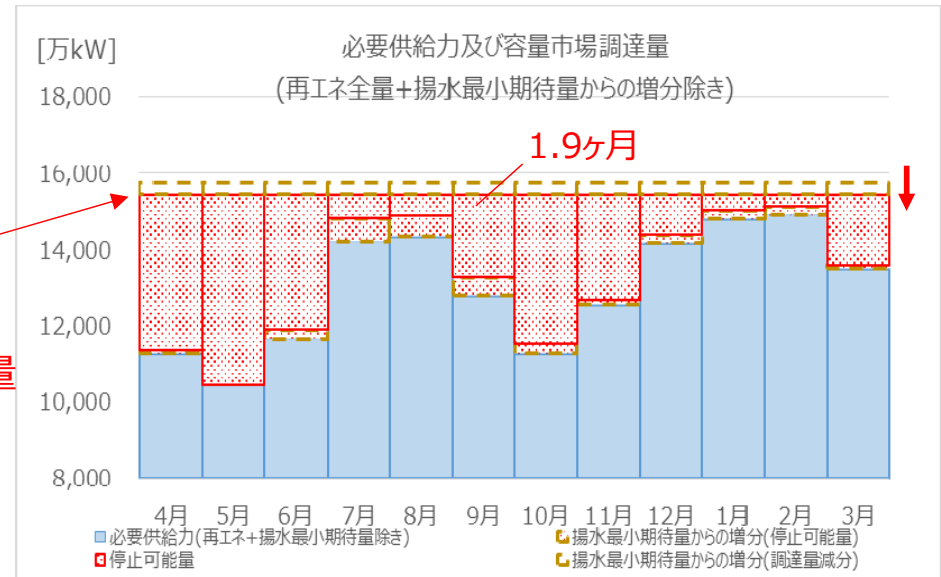
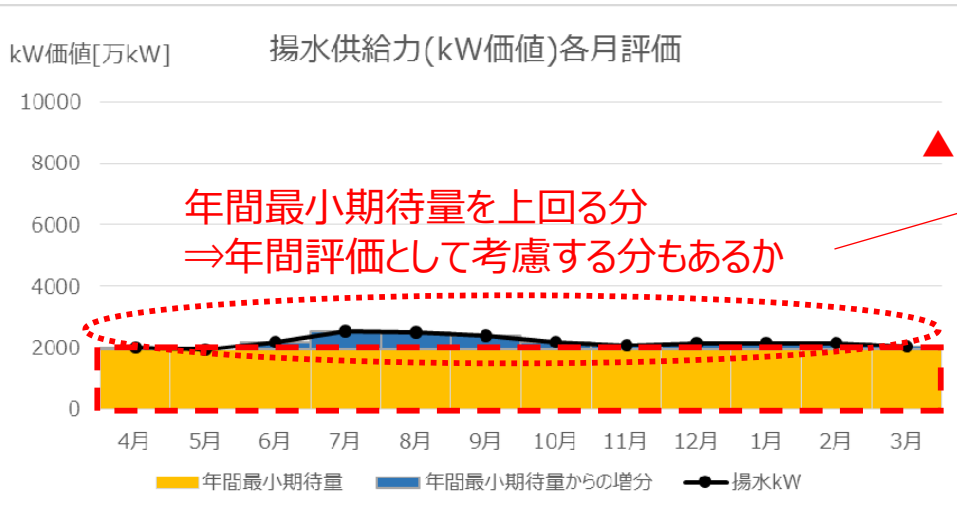


[再エネ供給力などの見直し(11月公表値)に伴い再算定]

(参考) 揚水供給力評価 (算定方法) 【年間評価】

- 年間評価は、年間停止可能量(月換算1.9ヶ月)を踏まえた容量市場の調達量としての評価を実施し、算定することとした。
- ⇒ 年間を通じて安定的な供給力として定義し、年間停止可能量(月換算1.9ヶ月)を基準とし算定した結果、  
 最小期待量(2,045万kW) + 最小期待量から上回る分(168万kW) = 2,212万kW(85.1%)となった。

揚水供給力も再エネ供給力同様、年間最小期待量と年間最小期待量を上回る分を二つの要素に分けて評価



[再エネ供給力などの見直し(11月公表値)に伴い再算定]

- 再エネ、揚水の各月評価見直しに伴い、本委員会で提示していた2020年度の年間評価を再算出した。
- なお、2024年度値については、容量市場初回オークション前に算定を行い、提示する予定である。

凡例

上段：kW価値  
下段：調整係数 (kW価値/設備量※)

※2019供計の2020年度末値の設備量

〔各エリアの年間評価結果〕

[単位：万kW、%]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
太陽光	8 (4.2%)	81 (11.7%)	148 (9.8%)	122 (13.4%)	20 (15.9%)	81 (13.5%)	84 (14.1%)	44 (16.4%)	73 (7.7%)
風力	20 (28.1%)	66 (35.6%)	9 (26.3%)	11 (28.3%)	5 (21.5%)	5 (26.7%)	10 (20.8%)	11 (35.8%)	16 (21.6%)
水力	46 (48.7%)	151 (64.6%)	136 (57.0%)	112 (48.7%)	80 (61.9%)	151 (53.6%)	40 (50.4%)	19 (56.2%)	57 (45.2%)

〔各エリアの年間評価結果〕

[単位：万kW、%]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
揚水 (8h運転継続 時間)	34 (85.3%)	64 (90.2%)	860 (78.9%)	368 (88.5%)	10 (89.5%)	424 (89.9%)	190 (90.3%)	56 (91.0%)	206 (89.9%)

※運転継続時間8hの揚水発電所のkW価値を示す

---

(余 白)

1. これまでの検討内容について
2. 感度分析について
3. 感度分析のまとめと今後の検討事項について
4. 今後の容量市場や供給計画で用いる調整係数算定のデータ諸元および算定スケジュールについて

## (1) 感度分析によるEUE算定の妥当性検証について

■ 第43回本委員会（2019年9月30日）においてEUE算定内容の検証として、下記の3つの観点を取り上げ、まずは、②について検討条件の変化に伴う感度分析を実施していくこととしていた。なお、①については本委員会における議論状況を今後整理していくこととし、③については一定の期間の需給実績データの蓄積含めて継続的に整理していくこととしていた。

- ① 算定手法・諸元データの妥当性（手法の妥当性）
- ② 算定結果の感度分析（結果の妥当性）
- ③ 算定結果と需給実績との整合（アデカシーの妥当性）

■ 下表のうち、再エネ導入量変化時および連系線容量変化時における、再エネ供給力(kW価値)評価および揚水供給力(kW価値)評価の変化について分析した。

今回分析

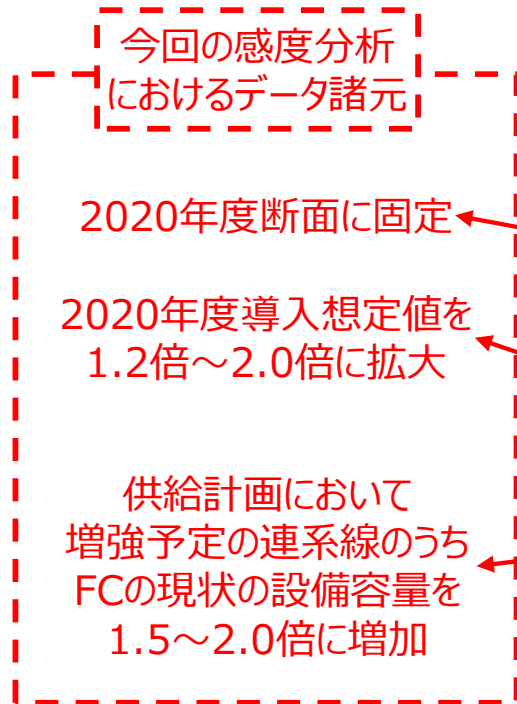
### <実施項目案>

目的	検討項目	検討事項
供給計画への適用	再エネ供給力(kW価値)評価 【各月評価】	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 再エネ導入量拡大による供給力(kW価値)の変化とその要因分析</li> <li>• 連系線容量変更による供給力(kW価値)の変化とその要因分析</li> </ul>
	揚水供給力(kW価値)評価 【各月評価】	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 設備量変更による供給力(kW価値)の変化とその要因分析</li> <li>• 再エネ導入量拡大による供給力(kW価値)の変化とその要因分析</li> <li>• 連系線容量変更による供給力(kW価値)の変化とその要因分析</li> </ul>
容量市場 初回メインオークション	今後検討	今後検討
その他	適宜検討	適宜検討



- 感度分析にあたり、第40回本委員会にて示した算定諸元のうち、評価断面は、分析結果の分かり易さの観点から2020年度断面固定とし、再エネ導入量及び連系線容量を増加させた場合の再エネ・揚水供給力(kW価値)の評価を実施した。
- また、連系線容量を変化させた場合は、必要供給予備力に与える影響が大きいことが推定されるため、供給計画にて計画されているFCの容量を増加させた場合の必要予備率(広域予備率※)の評価も併せて実施した。

※ 9エリア合計の予備率



## 2 今後の検討課題 ～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～ 43

- 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	・空容量 + マージンの範囲内で応援できるものとする ・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 ・連系線作業による空容量の減少は考慮していない ・マージンは、B,Cマージンを考慮する(北本,FC)
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	・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	・全エリア不足率一定ロジック

【出典】第40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/files/chousei\\_40\\_03.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei_40_03.pdf)

## (2) 感度分析における検討内容一覧

分析ケース	概要（目的）	変化要素	算定対象	推定内容	スライドNo.
ケース1	再エネ導入による再エネ供給力(kW価値)評価への影響確認	太陽光導入量	太陽光の供給力(kW価値)評価	太陽光導入量が増加しても、太陽光の供給力(kW価値)評価はあまり増加しない（調整係数は下がる）	27,28
ケース2	再エネ導入による揚水供給力(kW価値)評価への影響確認	太陽光導入量	揚水の供給力(kW価値)評価	太陽光導入量が増加すると、揚水の供給力(kW価値)評価は増加する（調整係数は上がる）	29,30
ケース3	再エネ導入による再エネ供給力(kW価値)評価への影響確認	風力導入量	風力の供給力(kW価値)評価	風力導入量が増加しても、風力の供給力(kW価値)評価は増加はする（調整係数は変わらない）	31,32
ケース4	再エネ導入による揚水供給力(kW価値)評価への影響確認	風力導入量	揚水の供給力(kW価値)評価	風力導入量が増加しても、揚水の供給力(kW価値)評価は変わらない（調整係数は変わらない）	33,34
ケース5	連系線容量による必要供給予備力の量への影響確認	連系線容量	必要予備力	連系線容量が増えると、必要予備力は減少する	37~40

### (3) 太陽光導入量変化による太陽光の供給力(kW価値)評価の変化とその要因推定 27

■ 太陽光は、現時点において既に導入量が多いこともあり、昼間帯以外の停電電力量の改善効果が限定的であるため、太陽光導入量が増加しても、安定電源代替価値としての供給力(kW価値)評価は導入量に対してあまり増加せず、調整係数※は減少すると推定される。

※調整係数=供給力(kW価値)評価/設備量

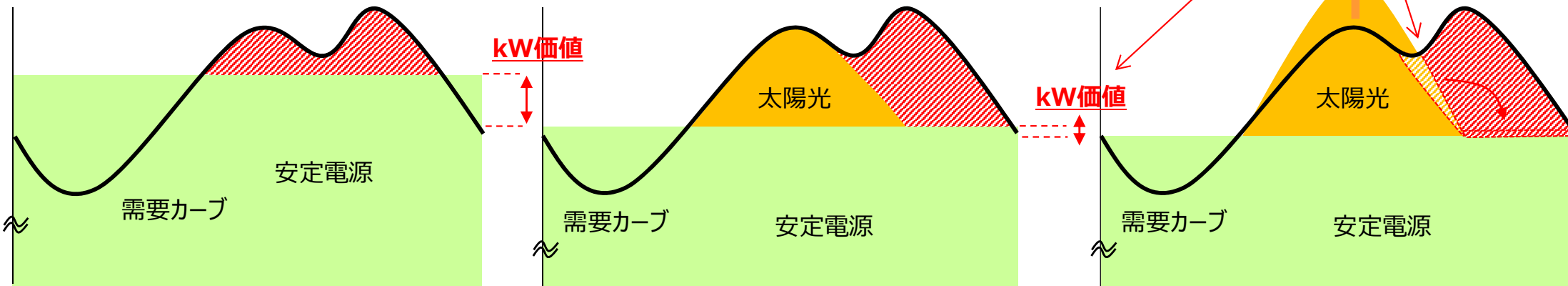
 EUE同量

[太陽光なし]

[太陽光あり]

[さらなる太陽光増加]

停電電力量の改善効果が**限定的**  
⇒ **kW価値は飽和**

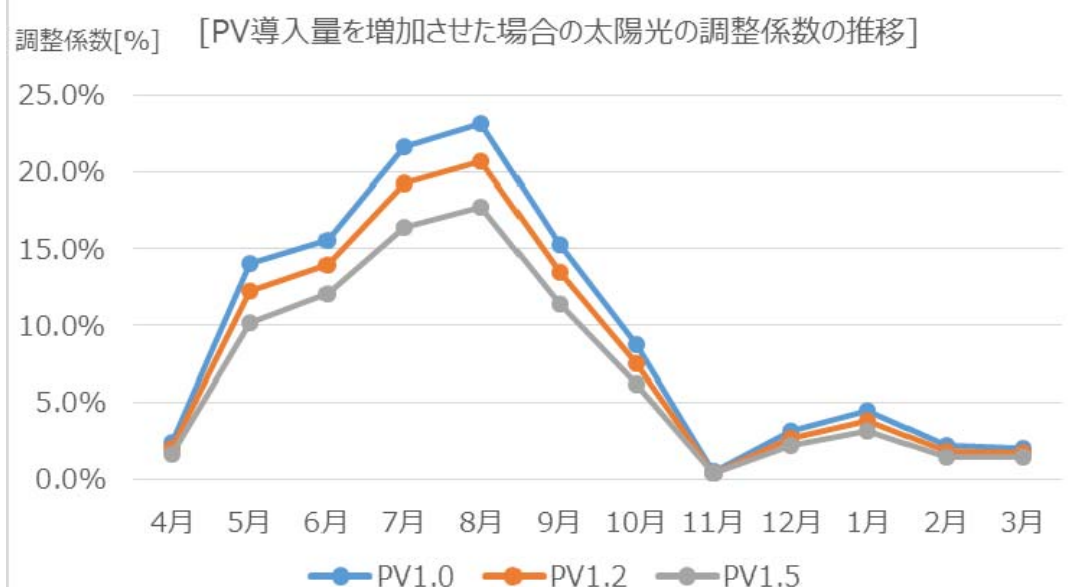
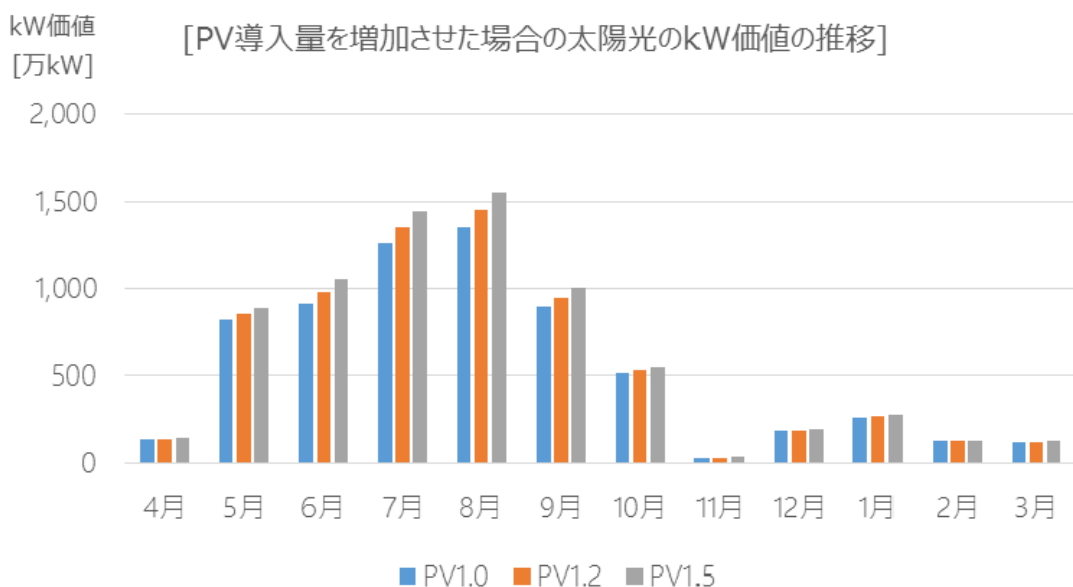


### (3) 太陽光導入量変化による太陽光の供給力(kW価値)評価の変化 (検証結果) 28

- 今回、太陽光導入量を、2020年度導入想定量に対し、1.2倍、1.5倍と増加させた場合の太陽光の供給力(kW価値)評価および調整係数の変化を検証した。
- 検証結果としては、前ページの推定どおり、太陽光導入量の増加により、太陽光の供給力(kW価値)評価は導入量に対してあまり増加せず、調整係数は減少する結果となった。

凡例

- PV1.0 : 2020年度太陽光設備量(ベース)
- PV1.2 : 2020年度太陽光設備量×1.2倍
- PV1.5 : 2020年度太陽光設備量×1.5倍



※ 変動率 (= (PV1.5調整係数 - PV1.0調整係数) / PV1.0調整係数) : 最大▲23%

# (4) 太陽光導入量変化による揚水の供給力(kW価値)評価の変化とその要因推定 29

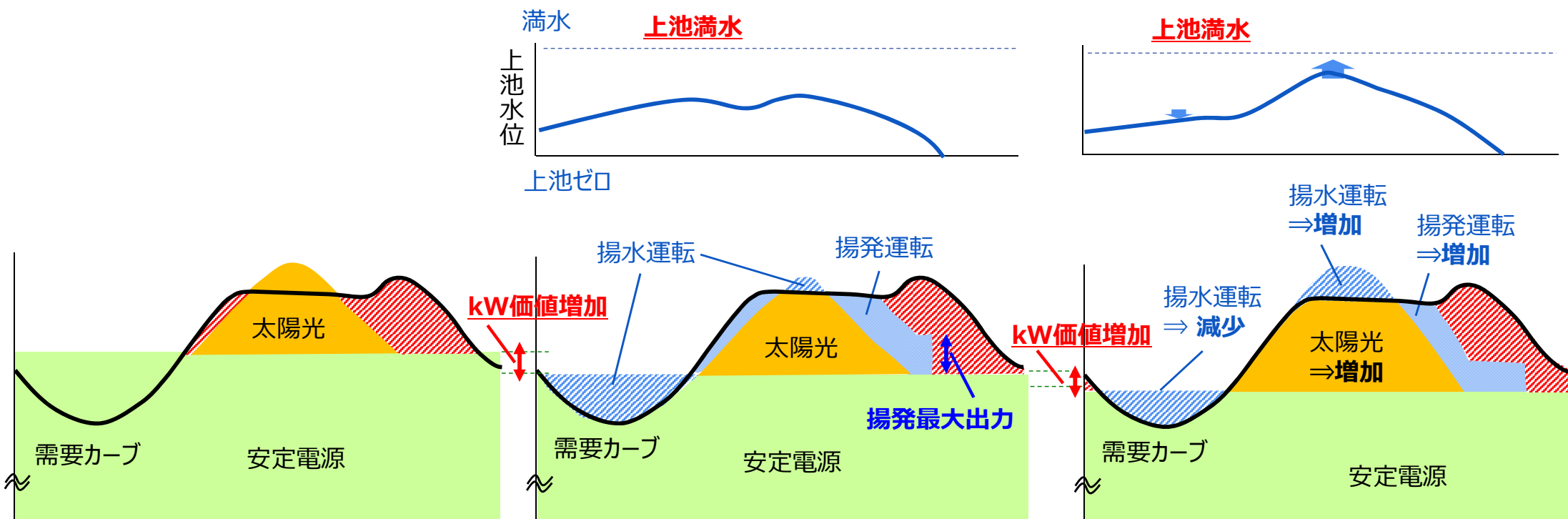
- 揚水は蓄電機能としてのピークシフトの効果があり、太陽光導入量の増加に伴い、端境期などでは昼間帯の余剰電力を利用した揚水運転(ポンプアップ)可能量が増加し、その分の揚発運転が増加することで供給力不足が減少することが推定される。
- このため、下図のとおり、EUE(供給力不足量)を同量とした場合、太陽光導入量が増加すると、揚発運転が増加することで、火力等の安定電源がさらに減少できるため、揚水の供給力(kW価値)評価、調整係数ともに増加すると推定される。

 EUE同量

[現状(揚水なし)]

[現状(揚水導入)]

[太陽光導入量増加]

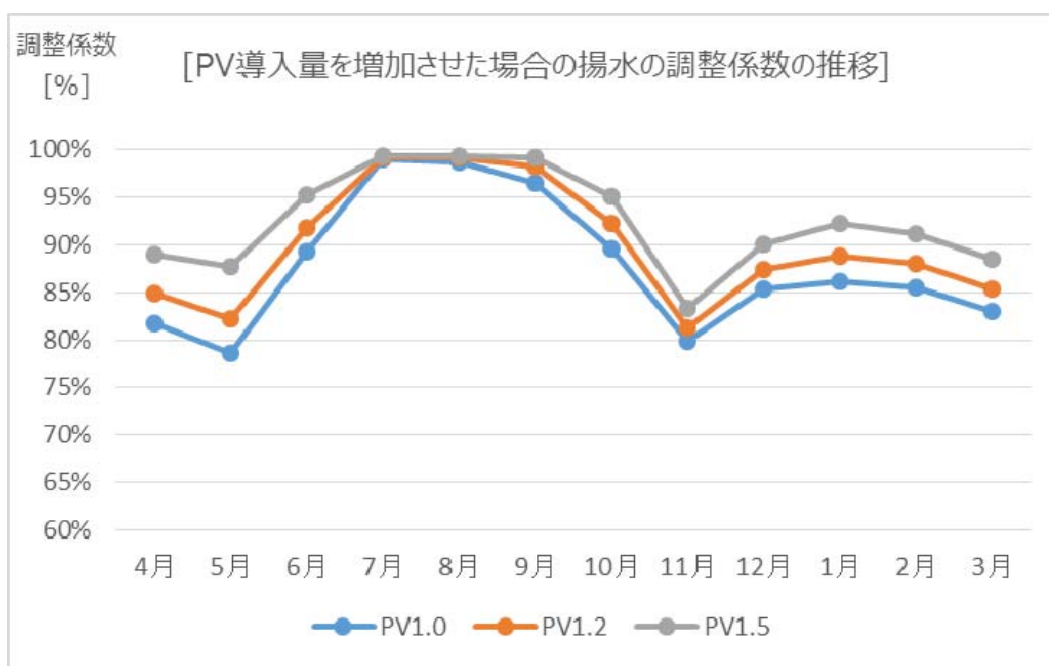
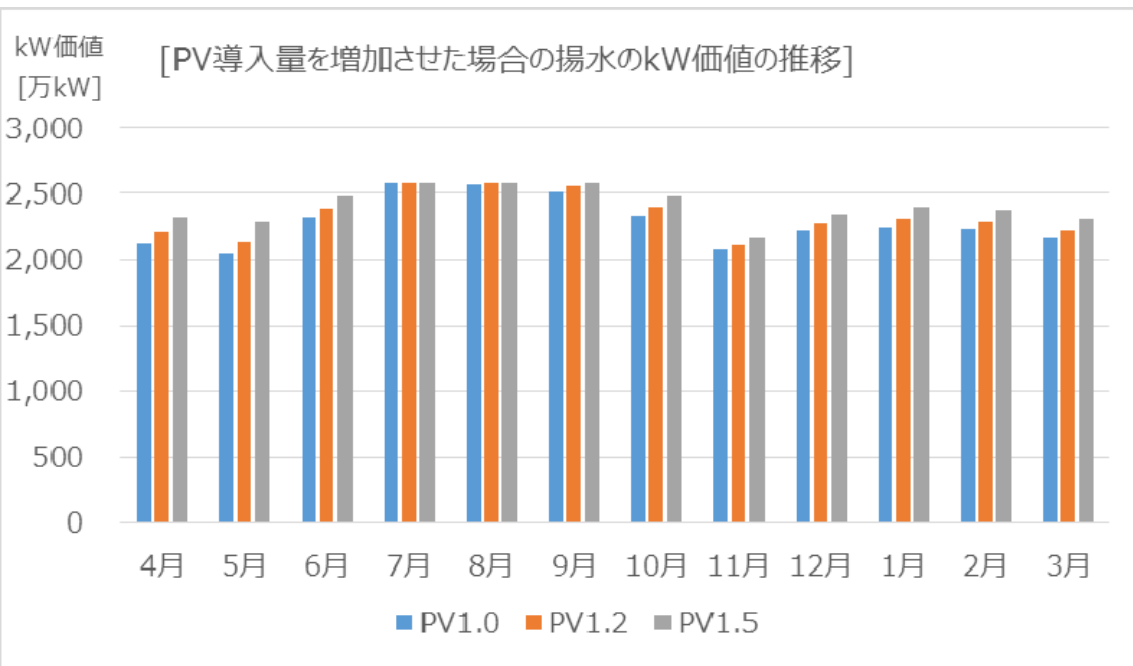


- 今回、太陽光導入量を、2020年度導入想定量に対し、1.2倍、1.5倍と増加させた場合の揚水の供給力(kW価値)評価および調整係数の変化を検証した。
- 検証結果としては、前ページの推定どおり、太陽光導入量の増加により、揚水の供給力(kW価値)評価は増加し、調整係数も増加する結果となった。

凡例

- PV1.0 : 2020年度太陽光設備量(ベース)
- PV1.2 : 2020年度太陽光設備量×1.2倍
- PV1.5 : 2020年度太陽光設備量×1.5倍

※ 運転継続時間8hの揚水発電所のkW価値を示す



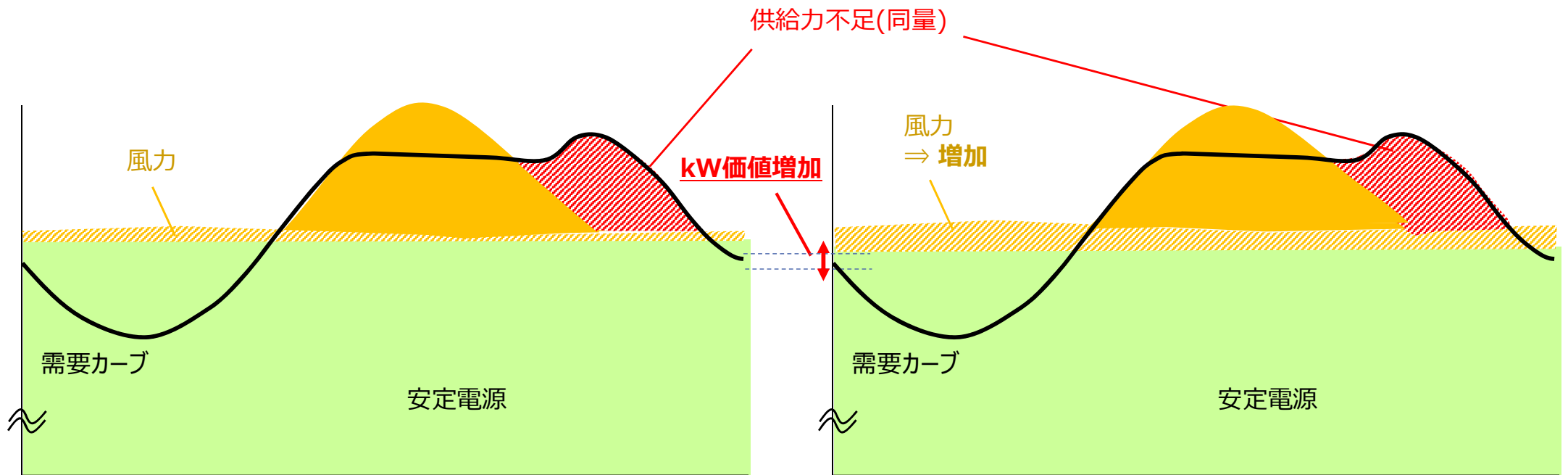
※ 変動率 (= (PV1.5調整係数 - PV1.0調整係数) / PV1.0調整係数) : 最大+11%

■ 風力は、現時点では導入量が少ないこともあり、風力導入量の増加により、出力比率に応じて風力の供給力(kW価値)評価は導入量と同様に増加し、調整係数はほぼ変わらないと推定される。

[現状(ベース)]



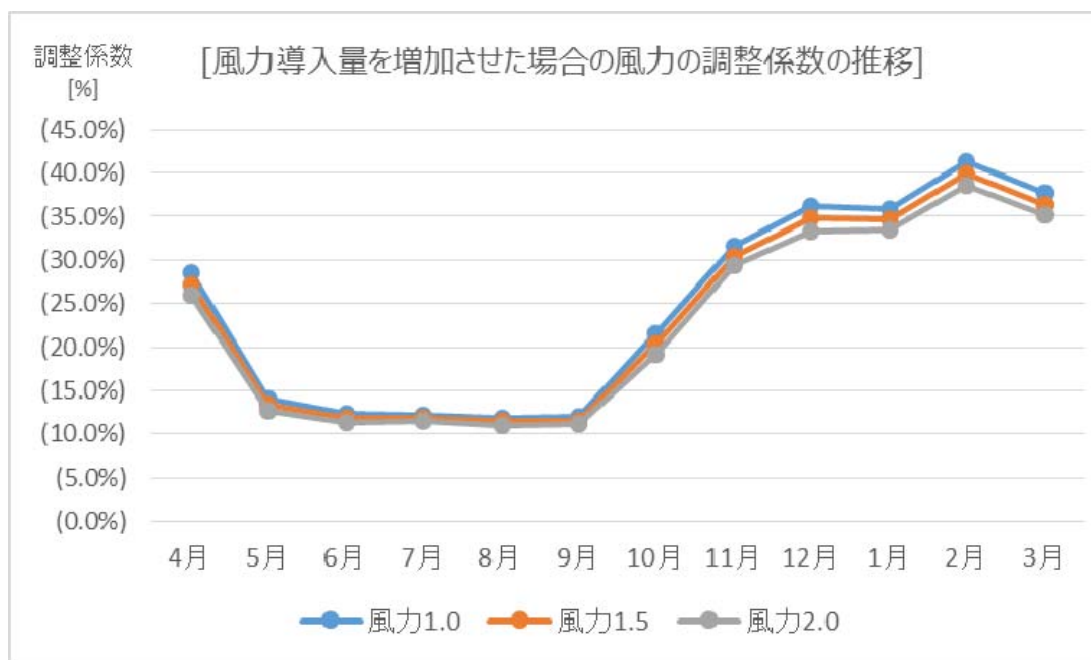
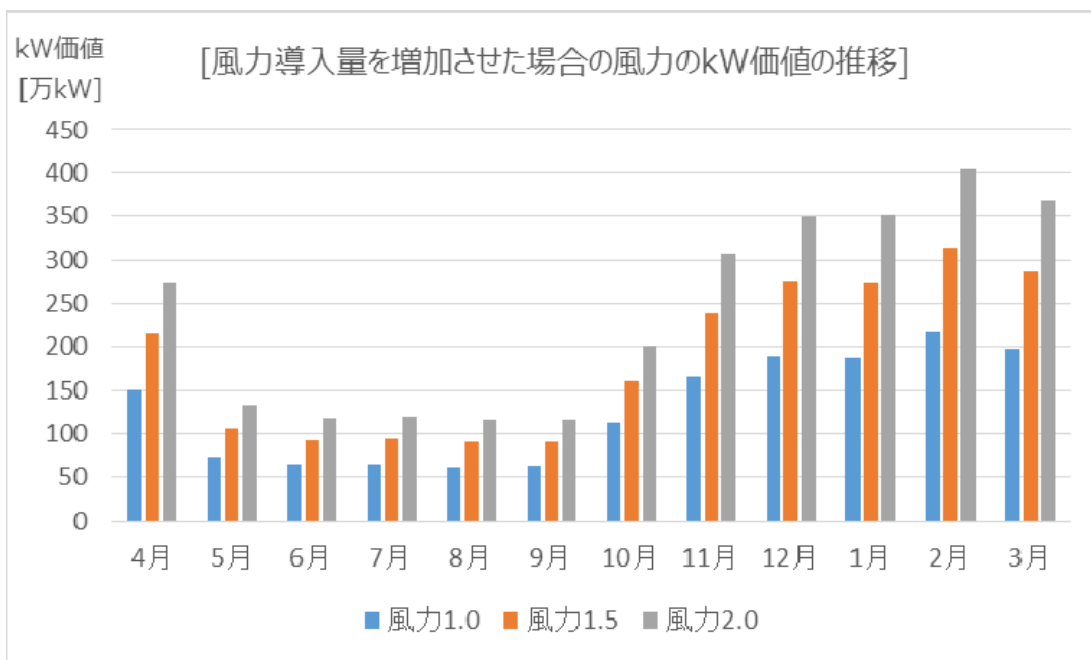
[風力導入量増加]



- 今回、風力導入量を、2020年度導入想定量に対し、1.5倍、2.0倍と増加させた場合の風力の供給力(kW価値)評価および調整係数の変化を検証した。
- 検証結果としては、前ページの推定どおり、風力導入量の増加により、風力の供給力(kW価値)評価は導入量と同様に増加し、調整係数はほとんど変化がなかった。

凡例

- 風力1.0 : 2020年度風力設備量(ベース)
- 風力1.5 : 2020年度風力設備量×1.5倍
- 風力2.0 : 2020年度風力設備量×2.0倍



※ 変動率 (= (風力2.0調整係数 - 風力1.0調整係数) / 風力1.0調整係数) : 最大▲8%

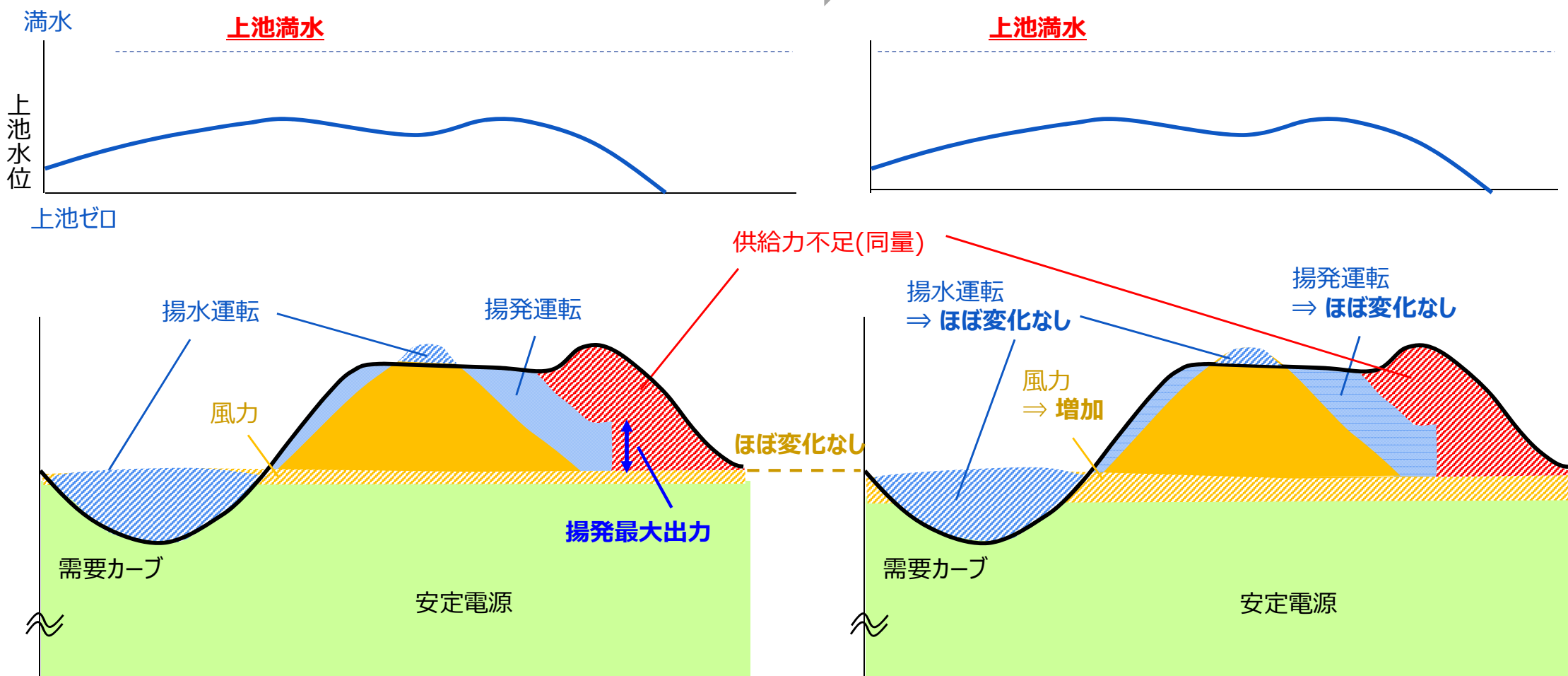


- 風力は、現時点では導入量が少ないことから、安定電源とほぼ同等(出力カーブがほぼ一定)であり、揚水運転(ポンプアップ)量に変化はなく(余剰電力量に変化はなく)、揚発運転量もほぼ変化しないことが推定される(供給力不足もほぼ変化しない)。
- このため、風力導入量が増加しても、揚水の供給力(kW価値)評価・調整係数はほぼ変化しないことが推定される。

[現状(ベース)]



[風力導入量増加]

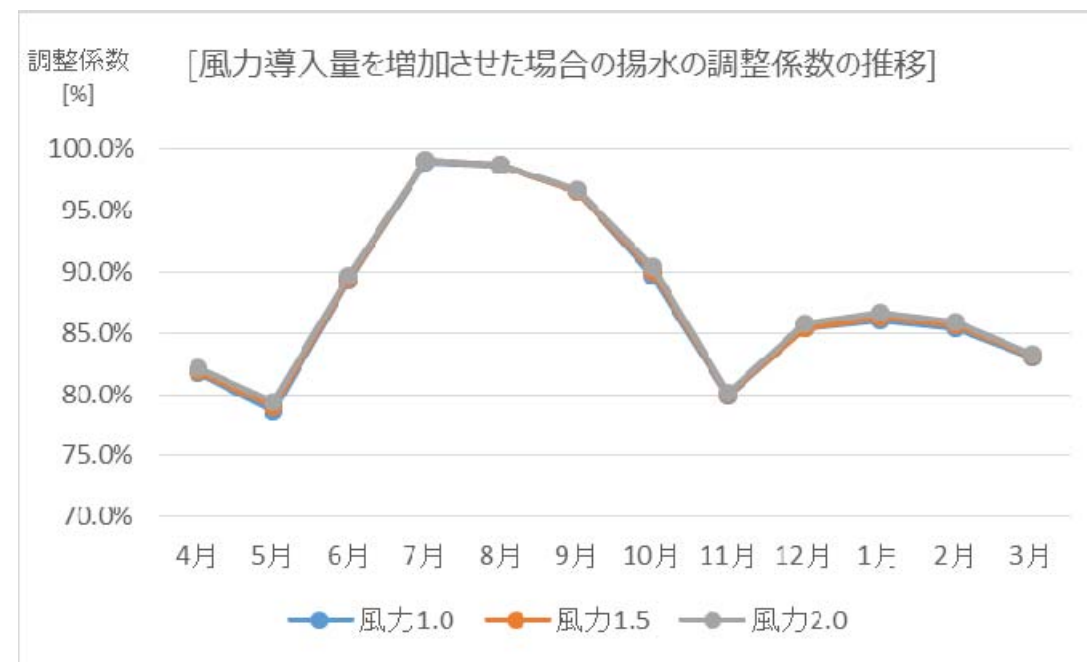
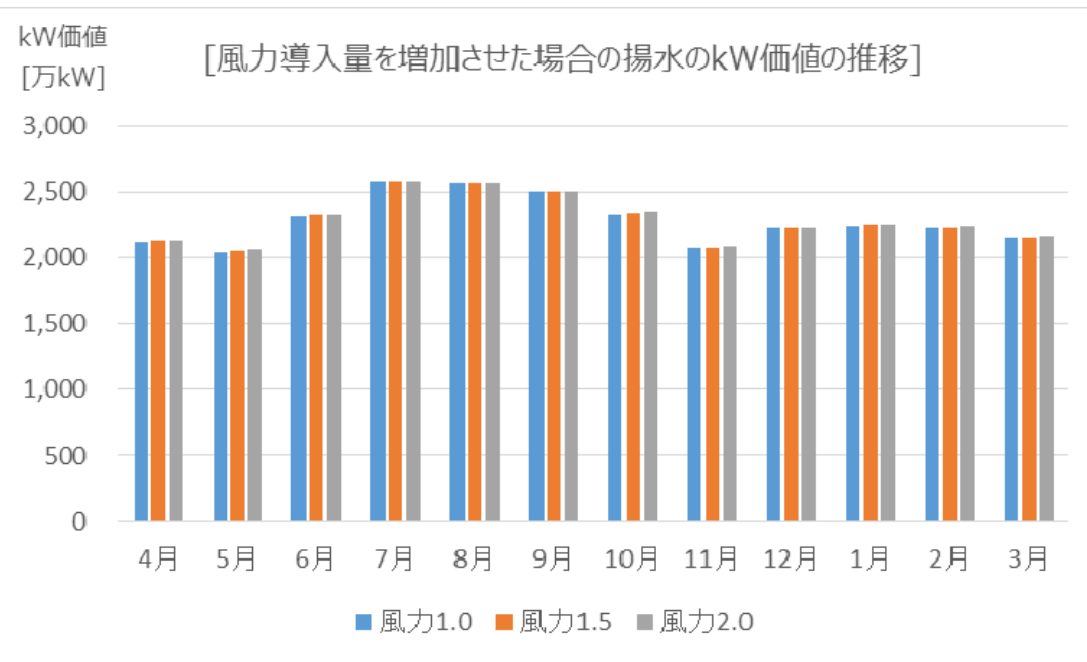


- 今回、風力導入量を、2020年度導入想定量に対し、1.5倍、2.0倍と増加させた場合の揚水の供給力(kW価値)評価および調整係数の変化を検証した。
- 検証結果としては、前ページの推定どおり、風力導入量の増加により、揚水の供給力(kW価値)評価および調整係数はほぼ変化しない結果となった。

凡例

- 風力1.0 : 2020年度風力設備量(ベース)
- 風力1.5 : 2020年度風力設備量×1.5倍
- 風力2.0 : 2020年度風力設備量×2.0倍

※運転継続時間8hの揚水発電所のkW価値を示す

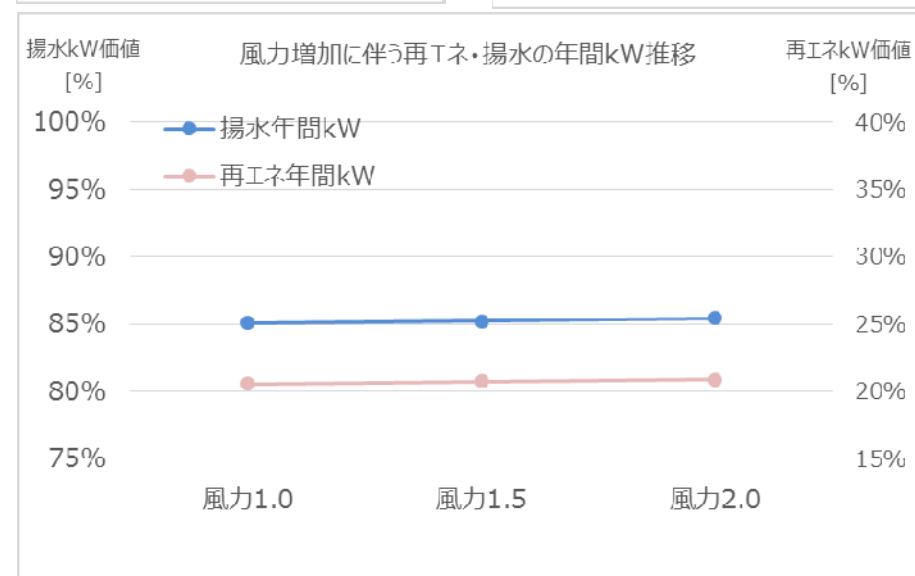
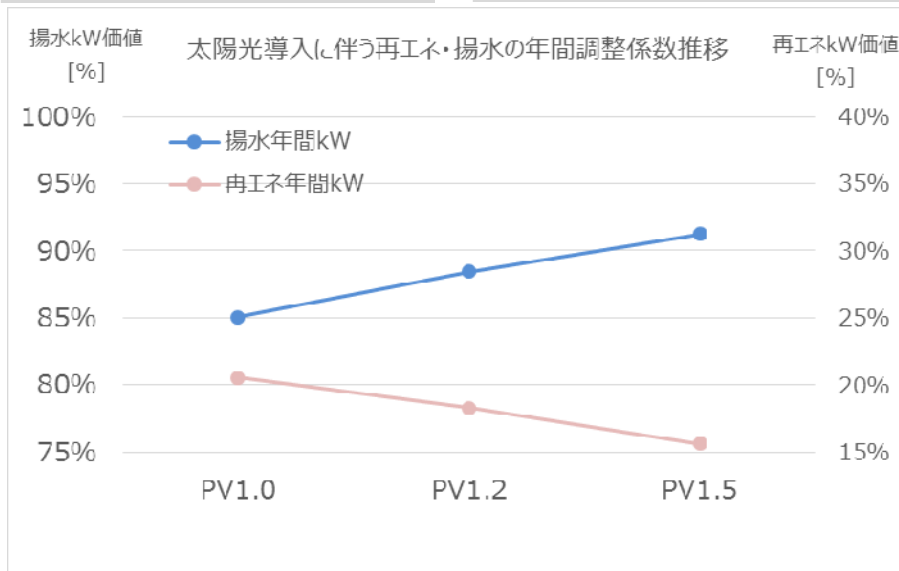
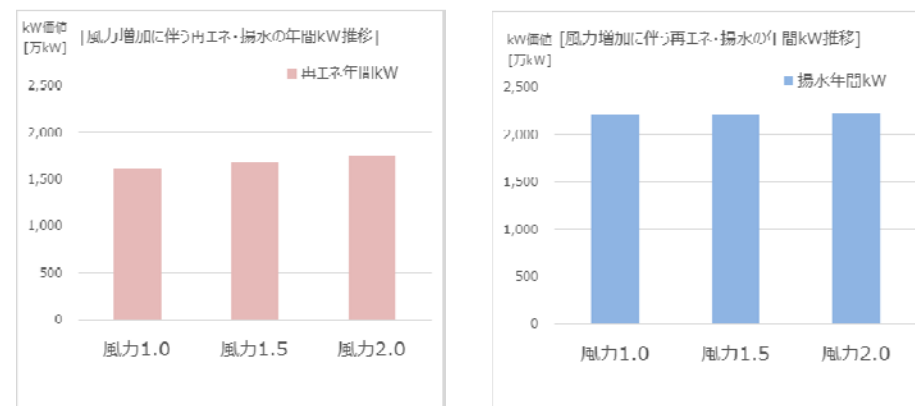
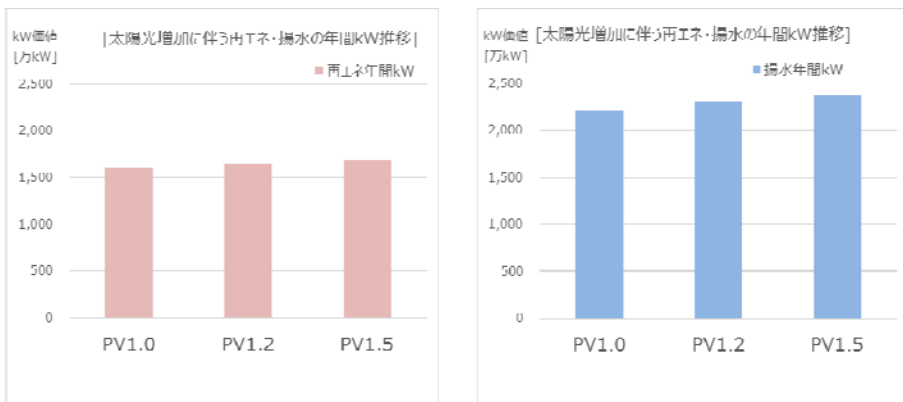


※ 変動率  $(= (\text{風力2.0調整係数} - \text{風力1.0調整係数}) / \text{風力1.0調整係数})$  : 最大+1%

- 太陽光導入量の増加により、再エネの調整係数は低下し、揚水の調整係数は上昇する。(各月評価の傾向と同様)
- 風力の導入量が増加しても、再エネおよび揚水の調整係数は変化しない。(各月評価の傾向と同様)

PV1.0 : 2020年度太陽光設備量(ベース)  
 PV1.2 : 2020年度太陽光設備量×1.2倍  
 PV1.5 : 2020年度太陽光設備量×1.5倍

風力1.0 : 2020年度風力設備量(ベース)  
 風力1.5 : 2020年度風力設備量×1.5倍  
 風力2.0 : 2020年度風力設備量×2.0倍

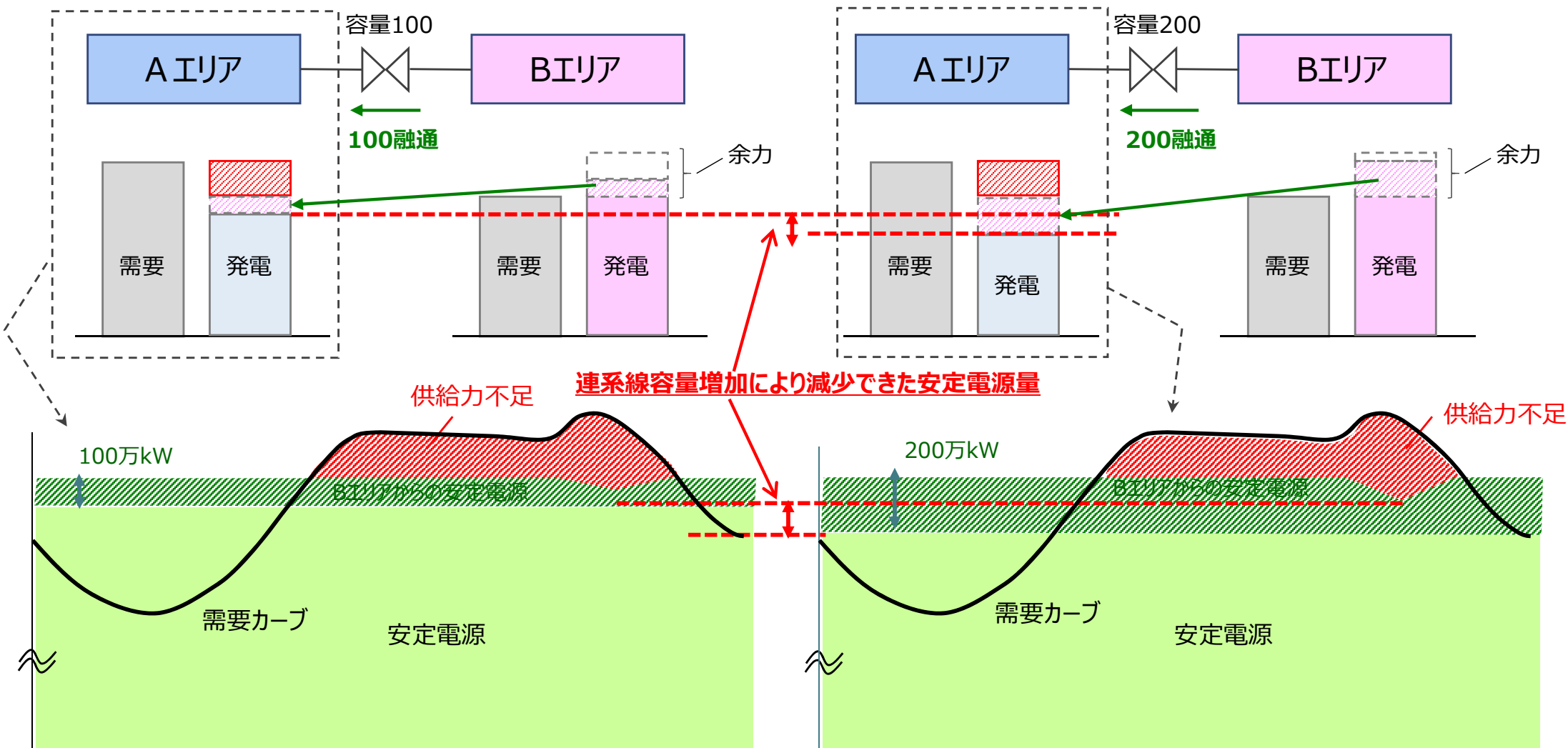


※運転継続時間8hの揚水発電所のkW価値を示す

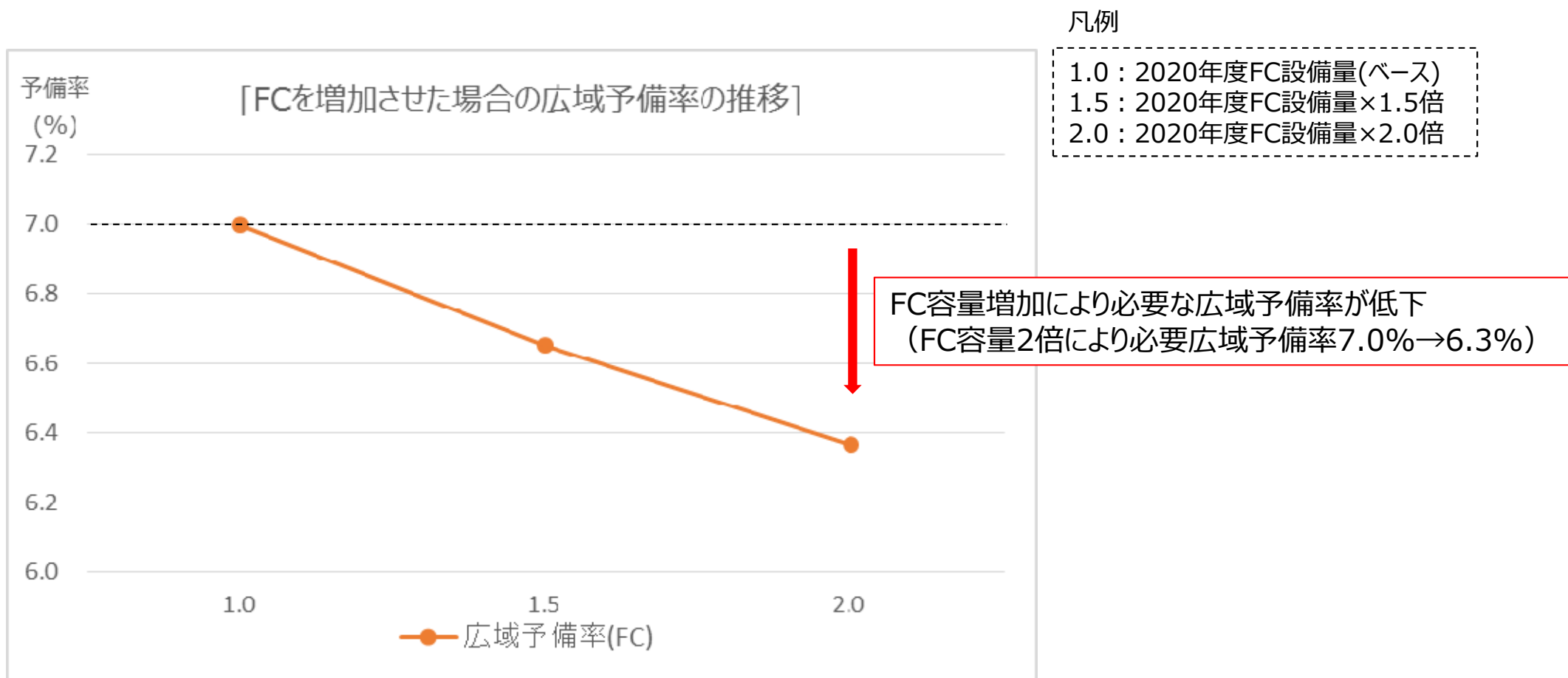
---

(余 白)

- 連系線混雑が発生している場合、連系線容量を増加させると、下図に示すとおり、BエリアからAエリアへの連系線を通じた融通受電量が増加し、Aエリアの供給力不足量が減少する。その結果、Aエリアにおいて安定電源量を減少させても、連系線容量の増加前と同等の供給信頼度を維持できる（EUEが同量となる）と推定できる。（連系効果が拡大すると推定できる。）
- このため、FCなどの連系線容量を増加させると、連系効果の拡大により必要広域予備率が小さくなると推定される。



- 需要1kWあたりのEUEを0.048kWh/kW・年とするために必要な広域予備率を検証した結果、FCの容量が現状容量の2倍に増加すると必要広域予備率は7.0%から6.3%(▲0.7%)に減少する結果となった。
- このことから、EUE算定において、FCでは連系線混雑が一定程度発生しており、連系線容量増加に伴う連系効果が拡大したと考えられる。



## (参考) FCの空き容量状況

- 8,760時間の10,000回試行※による、FCの混雑状況(空き容量がゼロとなった断面数)を以下に示す。
- FCは、2020年度時点の連系線容量で東京向き及び中部向きともに連系線に一定程度の混雑が発生しており、連系線容量が増加すると連系線の混雑状況が緩和されることで、連系効果が拡大し、必要広域予備率が減少したと考えられる。

※総断面数は、8,760時間×10,000試行回数 = 87,600,000断面

## &lt;中部 → 東京向き&gt;

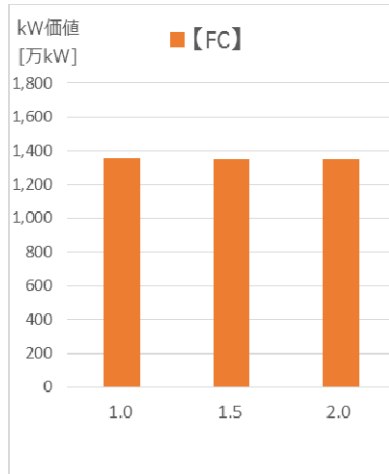
空き容量ゼロとなる試行回数 [回数]	現状容量の 1.0倍 [断面数]	現状容量の 1.5倍 [断面数]	現状容量の 2.0倍 [断面数]
0	86,389,540	87,047,722	87,323,232
1~2	423,970	224,647	127,773
3~4	483,950	250,481	125,147
5~6	119,786	32,448	9,904
7~8	87,508	29,249	10,146
9~10	44,519	9,252	2,398
11~12	23,174	3,088	542
13~14	20,024	2,808	768
15~16	5,488	288	90
17~18	431	17	0
19~20	515	0	0
21~22	574	0	0
23~24	521	0	0

## &lt;東京 → 中部向き&gt;

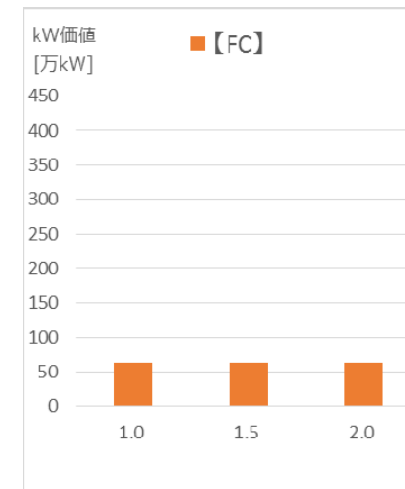
空き容量ゼロとなる試行回数 [回数]	現状容量の 1.0倍 [断面数]	現状容量の 1.5倍 [断面数]	現状容量の 2.0倍 [断面数]
0	87,520,907	87,539,291	87,553,494
1~2	48,989	38,773	30,310
3~4	18,121	13,399	10,219
5~6	6,310	4,627	3,325
7~8	3,354	2,532	1,760
9~10	996	613	382
11~12	754	449	312
13~14	483	276	183
15~16	62	16	15
17~18	0	0	0
19~20	0	0	0
21~22	0	0	0
23~24	24	24	0

- なお、2020年度連系線容量に対し、FCの容量を1.5倍、2.0倍と増加させた場合の再エネ(太陽光・風力)および揚水の供給力(kW価値)評価の変化を検証した。
- 検証結果としては、下図のとおり、連系線容量を変化させても、再エネ・揚水の供給力(kW価値)評価に大きな変化は見られなかった。

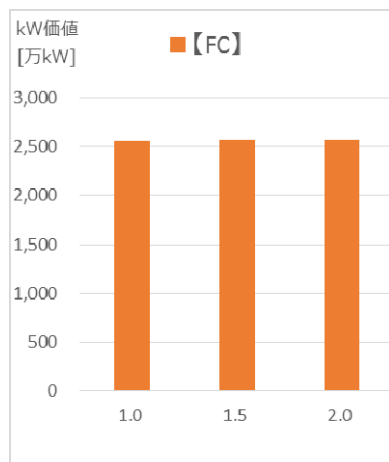
[連系線容量を増加させた場合の太陽光のkW価値(8月)の推移]



[連系線容量を増加させた場合の風力のkW価値(8月)の推移]



[連系線容量を増加させた場合の揚水のkW価値(8月)の推移]



凡例

- 1.0 : 2020年度FC設備量(ベース)
- 1.5 : 2020年度FC設備量×1.5倍
- 2.0 : 2020年度FC設備量×2.0倍

※運転継続時間8hの揚水発電所のkW価値を示す



1. これまでの検討内容について
2. 感度分析について
3. 感度分析のまとめと今後の検討事項について
4. 容量市場や供給計画で用いる調整係数算定のデータ諸元  
および算定スケジュールについて

## (1) 感度分析結果まとめ (EUE算定の妥当性検証)

- 今回の「②EUE算定結果の感度分析(結果の妥当性)」において、再エネ導入量や連系線容量の変化による影響については推定要因どおりの検証結果を得られており、EUE算定による供給力(kW価値)評価・必要広域予備率の評価としては問題はないと考えられるがどうか。なお、その他のEUE算定内容の検証としての「③算定結果と需給実績との整合(アデカシーの妥当性)」などについては、実績データ蓄積含め継続的に整理していく。

※1 算定諸元データ：2019年度供給計画の2020年度データ（太陽光導入量:大、風力導入量:小）

※2 kW価値・調整係数はベースからの増減を掲載

分析ケース	概要(目的)	変化要素	算定対象	推定内容	検証結果※1,2	評価
ケース1	再エネ導入による再エネ供給力(kW価値)評価への影響確認	太陽光導入量	太陽光の供給力(kW価値)評価	太陽光導入量が増加しても、太陽光の供給力(kW価値)評価はあまり増加しない(調整係数は下がる)	[太陽光導入量1.5倍] kW価値：+0~200万kW程度 調整係数：▲6~0%程度 (変動率最大：▲23%)	○ 推定どおり (太陽光導入量 が大きいため)
ケース2	再エネ導入による揚水供給力(kW価値)評価への影響確認	太陽光導入量	揚水の供給力(kW価値)評価	太陽光導入量が増加すると、揚水の供給力(kW価値)評価は増加する(調整係数は上がる)	[太陽光導入量1.5倍] kW価値：0~+240万kW程度 調整係数：0~+9%程度 (変動率最大：+11%)	○ 推定どおり (太陽光導入量 が大きいため)
ケース3	再エネ導入による再エネ供給力(kW価値)評価への影響確認	風力導入量	風力の供給力(kW価値)評価	風力導入量が増加しても、風力の供給力(kW価値)評価は増加はする(調整係数は変わらない)	[風力導入量2.0倍] kW価値：+50~200万kW程度 調整係数：▲3~▲1%程度 (変動率最大：▲8%)	○ 推定どおり (風力導入量 が小さいため)
ケース4	再エネ導入による揚水供給力(kW価値)評価への影響確認	風力導入量	揚水の供給力(kW価値)評価	風力導入量が増加しても、揚水の供給力(kW価値)評価は変わらない(調整係数は変わらない)	[風力導入量2.0倍] kW価値：+0~20万kW程度 調整係数：0~+1.0%程度 (変動率最大：+1%)	○ 推定どおり (風力導入量 が小さいため)
ケース5	連系線容量による必要供給予備力の量への影響確認	連系線容量	必要予備力	連系線容量が増えると、必要供給予備力は減少する	[FC容量2.0倍] 広域予備率：▲0.7%程度	○ 推定どおり (連系効果拡大)

## (2) 感度分析結果を踏まえた今後の検討項目について

- 今回、東京中部間連系設備（FC）の容量を増加すると、広域予備率が約0.7%程度減少しても同等の供給信頼度を維持できる（EUEが同量となる）結果となった。
- FCについては、直近の2021年度に120万kW→210万kWの容量増加を予定しており、次回以降、容量増加分含めた連系線の運用方法を整理した上で、あらためてご議論いただきたい。

- また、第43回本委員会において、揚水供給力の評価について、エリアや月によって調整係数に差が生じていることについて、その要因分析の必要性についてご指摘いただいたところ。これは、季節毎の需要カーブの形状の違いや、エリア毎の需要に対する揚水設備量比率が関係していると推定しているものの、詳細については、次回以降、整理することとする。
- その他、供給力評価の精度向上や容量市場の結果などを踏まえて、引き続き感度分析を適宜行うこととする。

(参考) 第43回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会議事録抜粋

EUEについては第三者チェックなどいろいろなことを考えていただいているが、揚水でエリアによってすごく差が出ていることについて、太陽光や風力は予想がつくが、揚水はなぜこんなに差が出てくるのかは素朴に疑問。差が出てくる理由を丁寧に説明していただくと、この件だけでなく算定方法自体の理解が深まると思う。

---

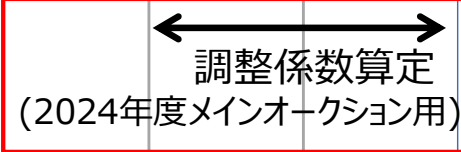








(余 白)

1. これまでの検討内容について
2. 感度分析について
3. 感度分析のまとめと今後の検討事項について
4. 容量市場や供給計画で用いる調整係数算定のデータ諸元  
および算定スケジュールについて

# (1) 容量市場オークション及び供給計画のスケジュール

## 2024年度容量契約に係る容量市場関連スケジュール

- 容量市場では4年前の7月にメインオークションを実施し、必要により1年前の5～6月に追加オークションを実施する。
- メインオークションで用いる需要曲線はオークションの2～3ヶ月前に策定し、調整係数については4～5ヶ月前に算定する必要がある。今回、そのEUE算定のデータ諸元について整理した。

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
2019年度												
2020年度	 2024年度 メインオークション 需要曲線策定		 2024年度 メインオークション 応札開始	 2024年度 メインオークション 落札者評価								
2021年度												
2022年度		 調整係数算定 (2024年度作業調整用) (2024年度追加オークション用)					 2024年度作業調整 各月各エリアEUE公表			 2024年度追加オークション 需要曲線策定※		
2023年度	 2024年度 追加オークション 応札開始※		 2024年度 追加オークション 落札者評価※									
2024年度	容量契約に基づく需給運用											

※必要により実施

## (2) 感度分析結果を踏まえた容量市場オークション及び供給計画でのデータ諸元 EUE算定のデータ諸元

- 調整係数算定や需要曲線策定にあたってのEUE算定のデータ諸元については、基本的に算定（策定）作業開始時点での最新データを用いるものの、その作業時期を踏まえ、以下のデータ諸元としてはどうか。
  - ▶ メインオークションにおける調整係数等の算定諸元については、再エネ導入量および電源構成が前年度の供給計画のデータとなるが、それ以外は最新の実績データおよび需要想定データを用いる。
  - ▶ 作業調整、追加オークションにおける調整係数等の算定諸元については、実績データは前年度のものとなるが、需要想定・再エネ導入量・電源構成などのデータについては、最新の供給計画のデータを用いる。
- 今回、メインオークションにおいて、1年程度前に作成したデータ諸元を用いる「再エネ導入想定量」「電源計画」の想定誤差の影響を確認した。

### <2024年度容量市場に向けた調整係数等算定諸元>

	メインオークション (2020年度に実施)	作業調整 (2022年度に実施)	追加オークション (2023年度に実施)	(参考)2024年度供給計画 (2023年度に策定)
需要実績	2019年12月分まで	2021年12月分まで	2021年12月分まで	2023年12月分まで
気温実績	2019年12月分まで	2021年12月分まで	2021年12月分まで	2023年12月分まで
再エネ実績	2019年12月分まで	2021年12月分まで	2021年12月分まで	2023年12月分まで
需要想定	2020年度供給計画値の 2024年度需要想定値	2022年度供給計画値の 2024年度需要想定値	2023年度供給計画値の 2024年度需要想定値	2023年度供給計画値の 2024年度需要想定値
再エネ導入量想定	<b>2019年度供給計画値 の2024年度導入量</b>	2022年度供給計画値の 2024年度導入量	2022年度供給計画値の 2024年度導入量	2023年度供給計画値の 2024年度導入量
電源計画(電源構成)	<b>2019年度供給計画値 2024年度電源構成</b>	2022年度供給計画値の 2024年度電源構成	2022年度供給計画値の 2024年度電源構成	2023年度供給計画値の 2024年度電源構成

## (2) 感度分析結果を踏まえた容量市場オークション及び供給計画でのデータ諸元 データ諸元によるEUE算定結果への影響（太陽光導入想定量の変化）

■ 2018年度供給計画（以下、2018供計）と2019年度供給計画（以下、2019供計）における太陽光導入想定量の差異は5～10%程度であった（2018供計比率）。

○太陽光導入想定量における2018供計に対する2019供計の差異比率（全量+余剰） (比率)

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
北海道	-1.7%	-1.5%	0.4%	2.9%	2.9%	2.9%	2.8%	2.8%	2.8%
東北	3.6%	7.9%	11.8%	10.0%	8.3%	6.9%	5.5%	4.3%	3.2%
東京	-4.3%	-5.6%	-5.2%	-5.4%	-5.4%	-5.5%	-5.5%	-5.6%	-5.6%
中部	-12.0%	-13.6%	-14.0%	-13.6%	-12.7%	-11.6%	-10.4%	-9.2%	-8.0%
北陸	-4.3%	-3.3%	-0.6%	-2.0%	-2.7%	-0.1%	-0.9%	-1.6%	-2.3%
関西	-3.8%	-4.3%	-4.0%	-3.8%	-3.5%	-3.3%	-3.1%	-2.8%	-2.6%
中国	-7.0%	-4.8%	-2.1%	-2.4%	-2.5%	-2.7%	-2.8%	-2.8%	-2.9%
四国	0.7%	0.8%	1.6%	2.3%	3.0%	3.7%	4.2%	4.7%	5.2%
九州	-5.3%	-7.5%	-9.1%	-13.5%	-10.9%	-11.6%	-12.0%	-12.2%	-12.2%
合計	-4.9%	-5.3%	-4.7%	-5.5%	-5.1%	-5.0%	-5.0%	-4.9%	-4.8%
最大	3.6%	7.9%	11.8%	10.0%	8.3%	6.9%	5.5%	4.7%	5.2%
最小	-12.0%	-13.6%	-14.0%	-13.6%	-12.7%	-11.6%	-12.0%	-12.2%	-12.2%

2018供計の2023,2024年度導入量想定と  
2019供計の2023,2024年度導入量想定との  
差異は5～10%程度

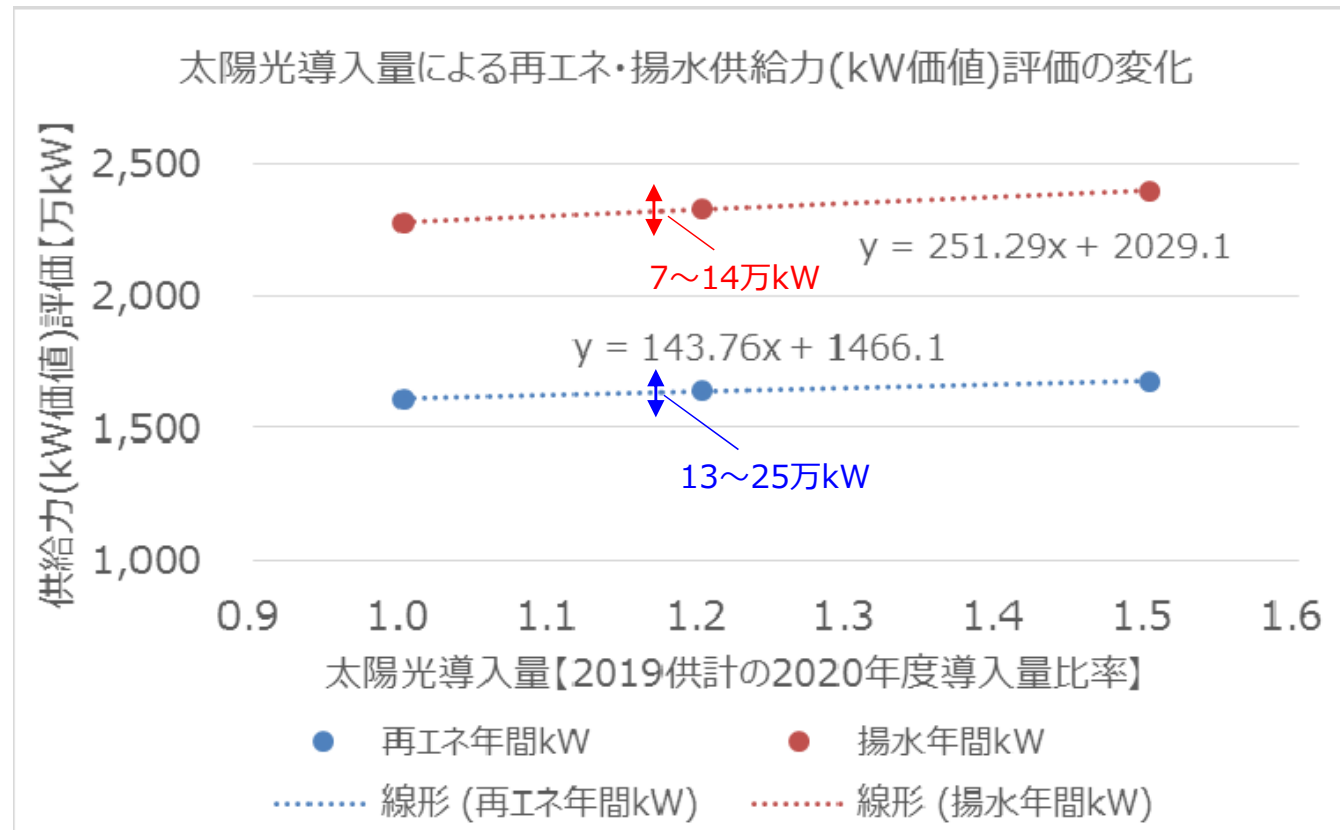
○2019供計における太陽光導入想定量と、各年度導入想定量の2020年度に対する比率（9エリア計、全量+余剰） (万kW、比率)

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度
導入想定量	5,098	5,604	5,960	6,187	6,411	6,577	6,720	6,849	6,966	7,072
2020比率	91.0%	100.0%	106.3%	110.4%	114.4%	117.4%	119.9%	122.2%	124.3%	126.2%



## (2) 感度分析結果を踏まえた容量市場オークション及び供給計画でのデータ諸元 データ諸元によるEUE算定結果への影響 (太陽光・揚水の調整係数の変化)

- 一方で、太陽光導入量の感度分析において、導入量5～10%の差異により、再エネの供給力(kW価値)評価は7～14万kW (H3需要の0.04～0.09%) 程度の差、揚水の供給力(kW価値)評価は13～25万kW (H3需要の0.08～0.16%) 程度の差であり、2024年度容量市場に向けた2020年度に実施するメインオークションにて、2019供計の再エネ導入量・電源構成を用いてEUE算定しても影響は軽微と考えられる。



太陽光導入量の5～10%程度の差異 (導入設備量330～660万kW程度の差異) により再エネの供給力(kW価値)評価は7～14万kW (H3需要の0.04～0.09%) 程度の差、揚水の供給力(kW価値)評価は13～25万kW (H3需要の0.08～0.16%) 程度の差

- したがって、メインオークションにおいては、1年程度前に作成した供給計画における「再エネ導入量」・「電源計画（電源構成）」をデータ諸元としてEUE算定していくこととし、それ以外のデータ諸元については下表のとおり、基本的に算定（策定）作業開始時点での最新データを用いることとしてはどうか。
- なお、2024年度の再エネ導入想定量は、今後も実需給年度まで見直しされ、仮に、その想定量の差異によって必要供給力が確保できない場合は、追加オークション等にて対応することが考えられる。一方で、再エネ導入想定量の違いによって調整係数等への影響が生じるため、想定量には相応の精度が求められる。想定量の精度向上については継続的に検討していくこととしてはどうか。

例：2024年度容量市場に向けた調整係数等算定諸元（以降、1年ずつ繰り越し）

	メインオークション (2020年度に実施)	作業調整 (2022年度に実施)	追加オークション (2023年度に実施)	(参考)2024年度供給計画 (2023年度に策定)
需要実績	2019年12月分まで	2021年12月分まで	2021年12月分まで	2023年12月分まで
気温実績	2019年12月分まで	2021年12月分まで	2021年12月分まで	2023年12月分まで
再エネ実績	2019年12月分まで	2021年12月分まで	2021年12月分まで	2023年12月分まで
需要想定	2020年度供給計画値の 2024年度需要想定値	2022年度供給計画値の 2024年度需要想定値	2023年度供給計画値の 2024年度需要想定値	2023年度供給計画値の 2024年度需要想定値
再エネ導入量想定	2019年度供給計画値の 2024年度導入量	2022年度供給計画値の 2024年度導入量	2022年度供給計画値の 2024年度導入量	2023年度供給計画値の 2024年度導入量
電源計画(電源構成)	2019年度供給計画値 2024年度電源構成	2022年度供給計画値の 2024年度電源構成	2022年度供給計画値の 2024年度電源構成	2023年度供給計画値の 2024年度電源構成