

確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）について

2019年7月10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

- (1) 変動要素間の相関分析について
- (2) 揚水供給力 (kW価値) 評価について
- (3) EUE基準値の算定条件

2 今後の検討スケジュール

- 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。

【出典】第28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/files/chousei_jukyu_28_02.pdf

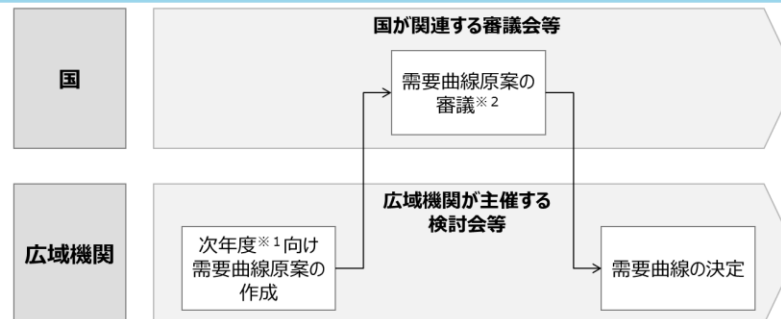
2 必要供給予備力と容量市場との関係

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

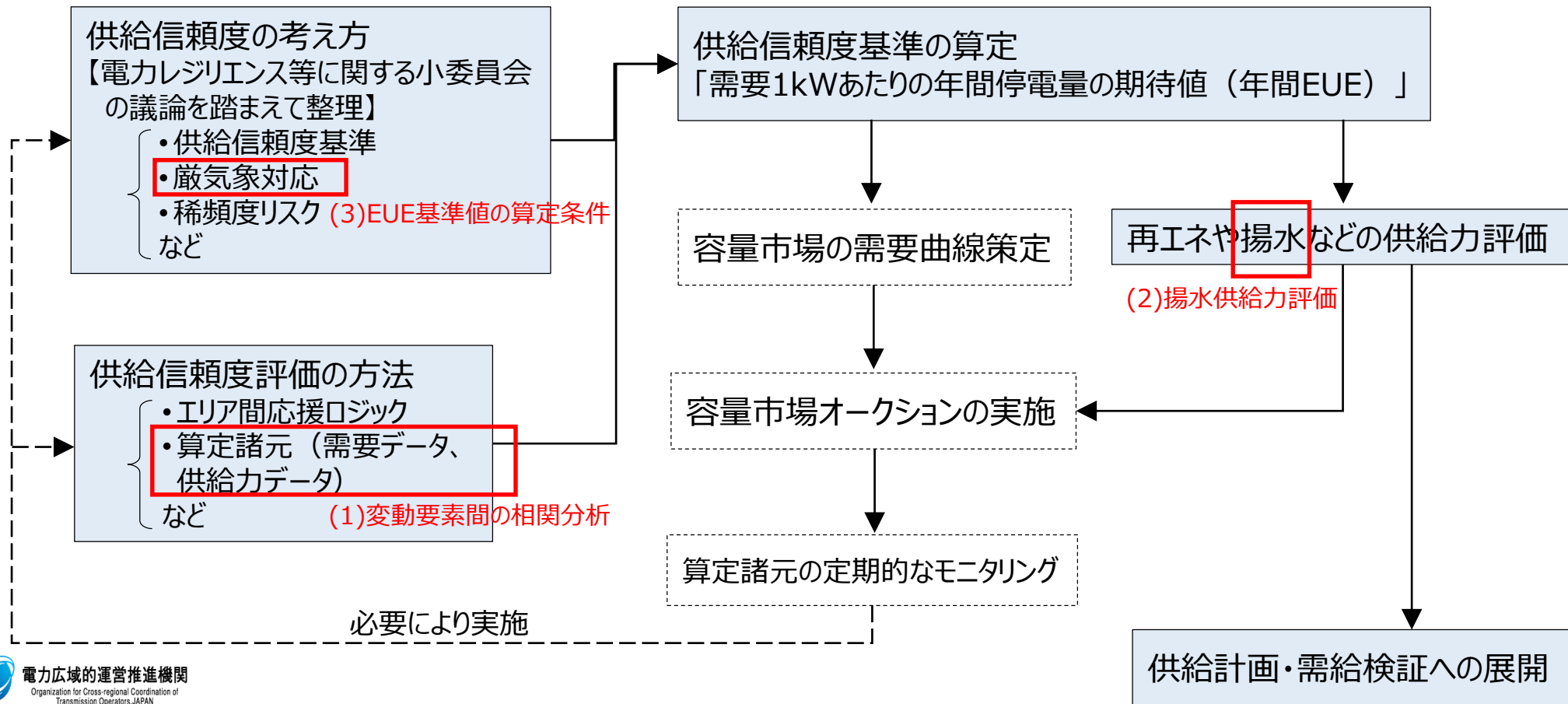
【出典】制度検討作業部会 第12回

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denyokugas/denyokugas_kihon/seido_kento/012_haifu.html

- 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、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



1 課題の検討状況

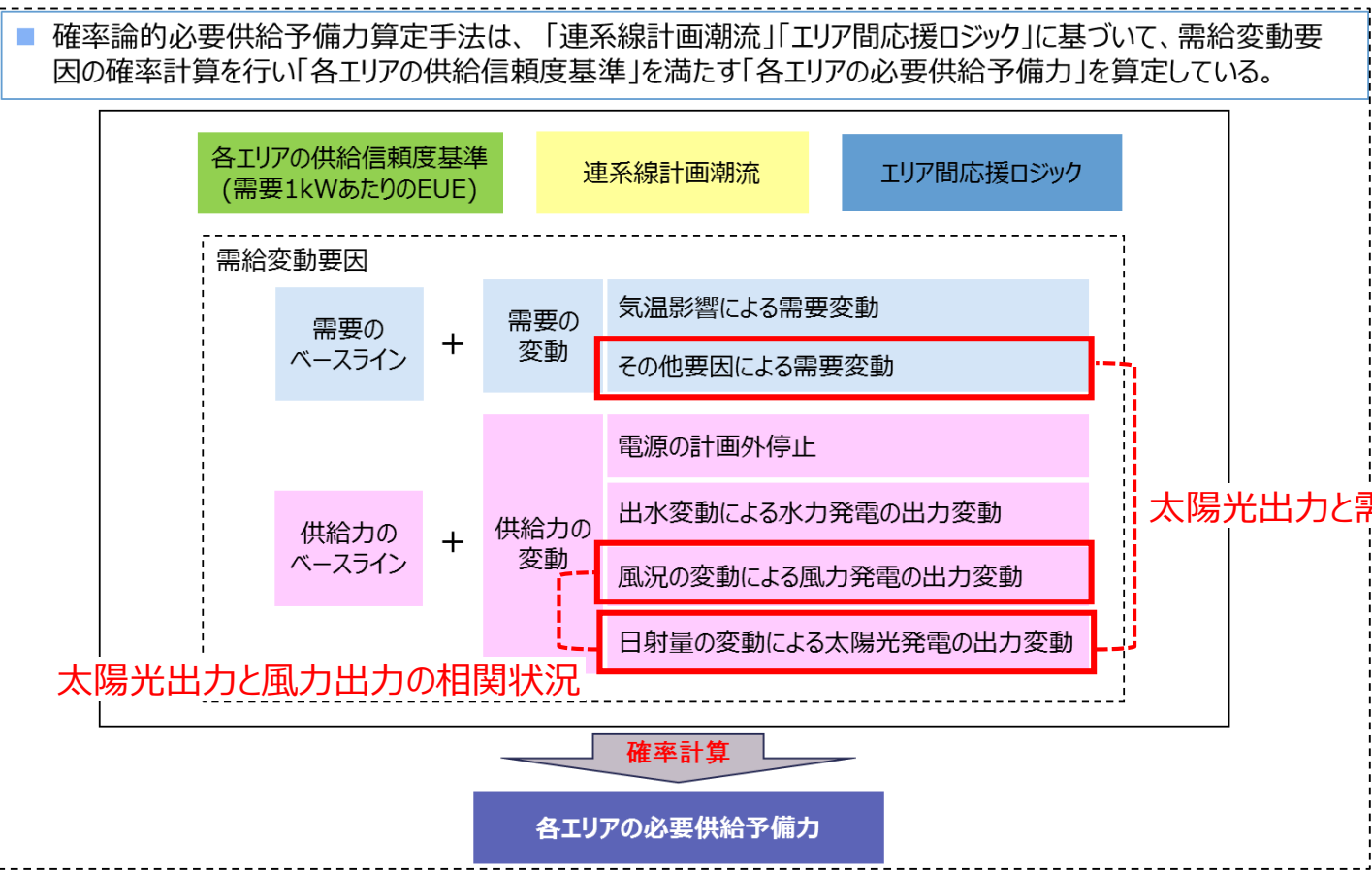
- (1) 変動要素間の相関分析について
- (2) 揚水供給力 (kW価値) 評価について
- (3) EUE基準値の算定条件

2 今後の検討スケジュール

1 課題の検討状況

(1) 変動要素間の相関分析について

- これまでの本委員会において議論のあった、太陽光発電出力と需要の相関、および太陽光発電出力と風力発電出力の相関について、実績等をもとに確認し、仮に一定程度の相関が認められる場合は、確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）のロジック見直しを検討することを提案した。
- 今回、過去の実績データをもとに各変動要素間の相関状況を具体的に確認し、その扱いについて整理したので、ご議論いただきたい。



太陽光出力と需要の相関状況

太陽光出力と風力出力の相関状況

1 課題の検討状況

(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細な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－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

(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)

■ 東京エリアにおいて、夏季は正相関、冬季は負相関が見られる。(相関係数：0.6~0.7程度)

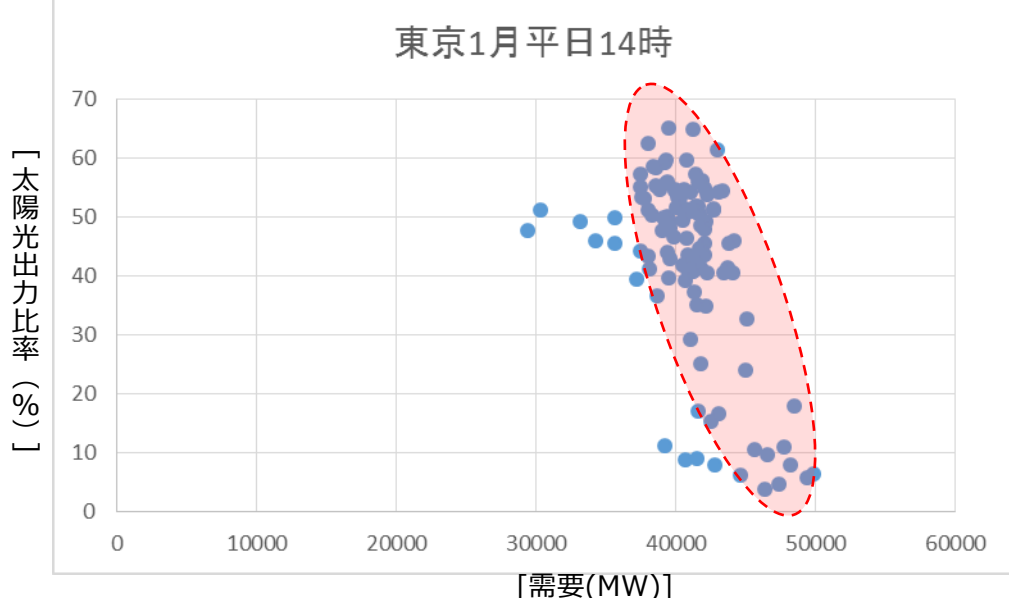
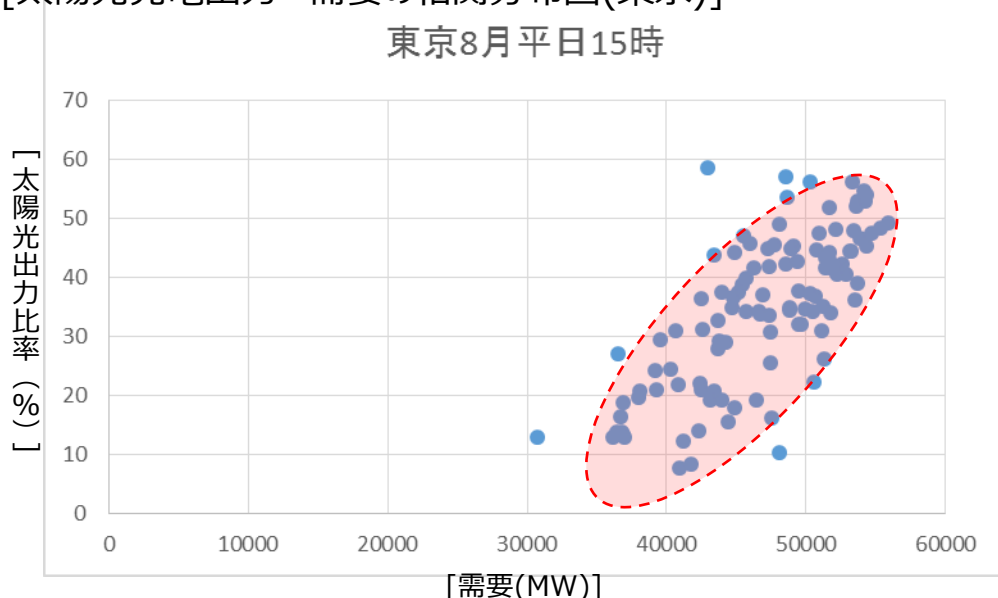
[太陽光発電出力-需要の相関係数(東京：2012~2017年度実績)] [▲1.0<相関係数<1.0]

	1時	2時	3時	4時	5時	6時	7時	8時	9時	10時	11時	12時	13時	14時	15時	16時	17時	18時	19時	20時	21時	22時	23時	24時
1月								0.3	▲0.0	▲0.3	▲0.5	▲0.5	▲0.6	▲0.6	▲0.5	▲0.4	▲0.1							
2月							▲0.3	0.0	▲0.2	▲0.4	▲0.5	▲0.6	▲0.6	▲0.7	▲0.7	▲0.7	▲0.6	▲0.4						
3月						▲0.3	▲0.5	▲0.3	▲0.4	▲0.5	▲0.5	▲0.6	▲0.6	▲0.7	▲0.7	▲0.7	▲0.7	▲0.7						
4月						▲0.5	▲0.2	▲0.3	▲0.4	▲0.5	▲0.6	▲0.7	▲0.7	▲0.6	▲0.6	▲0.6	▲0.6	▲0.6	▲0.7					
5月					0.1	▲0.2	▲0.3	▲0.3	▲0.3	▲0.2	▲0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	▲0.0	0.2					
6月					▲0.2	▲0.4	▲0.4	▲0.4	▲0.3	▲0.3	▲0.1	▲0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	▲0.0	▲0.1	0.1					
7月					▲0.2	0.0	0.3	0.4	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.2				
8月						0.3	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.3				
9月						0.2	▲0.1	▲0.1	▲0.0	▲0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.4						
10月							▲0.3	▲0.4	▲0.4	▲0.3	▲0.3	▲0.2	▲0.1	▲0.1	▲0.1	0.0	0.3							
11月							▲0.6	▲0.2	▲0.3	▲0.4	▲0.5	▲0.6	▲0.6	▲0.6	▲0.6	▲0.7	▲0.6							
12月								▲0.0	0.0	▲0.2	▲0.3	▲0.4	▲0.5	▲0.5	▲0.5	▲0.4	0.0							

凡例
■ 正相関※
■ 負相関

[太陽光発電出力-需要の相関分布図(東京)]

※ ここでは一般的な評価として、0.3以上を正相関、▲0.3以下を負相関と表記

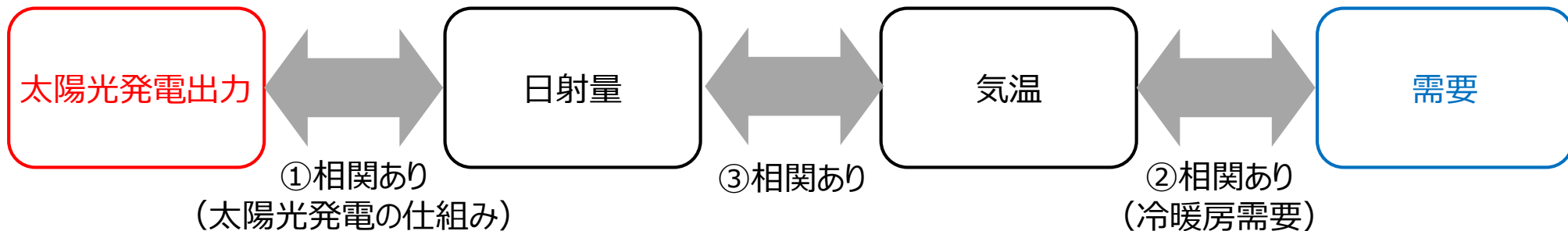


1 課題の検討状況

(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）

- 東京エリアの例のように、季節および時間帯によっては、太陽光発電出力と需要との間に一定程度の相関が見られると考えられる。その要因としては以下の事項が考えられる。
 - ① 太陽光発電出力と日射量には相関がある（太陽光発電設備の発電の仕組みによる）
 - ② 需要と気温には相関がある（冷暖房需要の影響による）
 - ③ 日射量と気温に相関がある
 ⇒上記3つの要因から結果的に太陽光発電出力と需要にも相関が見られる
- 上記において、③日射量と気温の関係については、季節などの気圧配置によって、気温の絶対量が影響を受けることも考えられるが、実績としては季節（月別）・時間帯によっては一定の相関が見られている。
- 以上を踏まえ、気温影響による需要変動データと同様、気温影響による太陽光発電出力の変動データについても、一定程度相関が見られる季節（月別）・時間帯については、その相関を供給信頼度評価に反映することとしてはどうか。なお、具体的なデータの設定方法については、引き続き検討していくこととする。

【太陽光発電出力と需要の相関関係】



1 課題の検討状況 (参考) 気温と需要の相関

■ 気温と需要については、以下に示すとおり、冷暖房需要の影響により、夏季は正相関、冬季は負相関が見られる。
(相関係数は最大0.9程度)

■ 正相関※
■ 負相関

[気温-需要の相関係数(東京：2012～2017年度実績)]

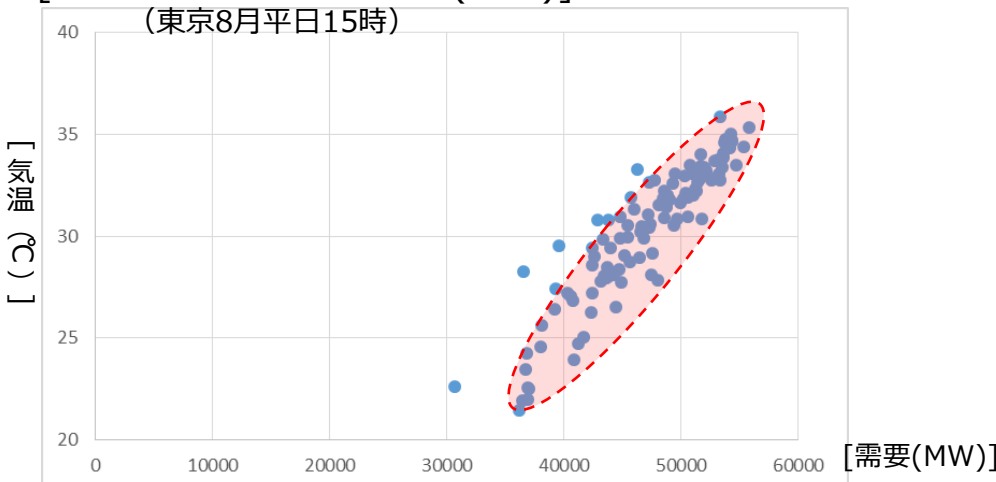
[▲1.0<相関係数<1.0]

	1時	2時	3時	4時	5時	6時	7時	8時	9時	10時	11時	12時	13時	14時	15時	16時	17時	18時	19時	20時	21時	22時	23時	24時
1月	▲0.7	▲0.7	▲0.7	▲0.6	▲0.6	▲0.6	▲0.7	▲0.7	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8
2月	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9
3月	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9
4月	▲0.5	▲0.5	▲0.5	▲0.5	▲0.5	▲0.7	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.7	▲0.7	▲0.7	▲0.7	▲0.6	▲0.6	▲0.6	▲0.6	▲0.6	▲0.6	▲0.6	▲0.7	▲0.6
5月	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	0.2	0.2
6月	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5
7月	0.8	0.7	0.7	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8
8月	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8
9月	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8
10月	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	▲0.1	0.1	0.3	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4	0.4	0.5
11月	▲0.6	▲0.6	▲0.6	▲0.6	▲0.7	▲0.7	▲0.8	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8
12月	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.7	▲0.7	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8	▲0.8

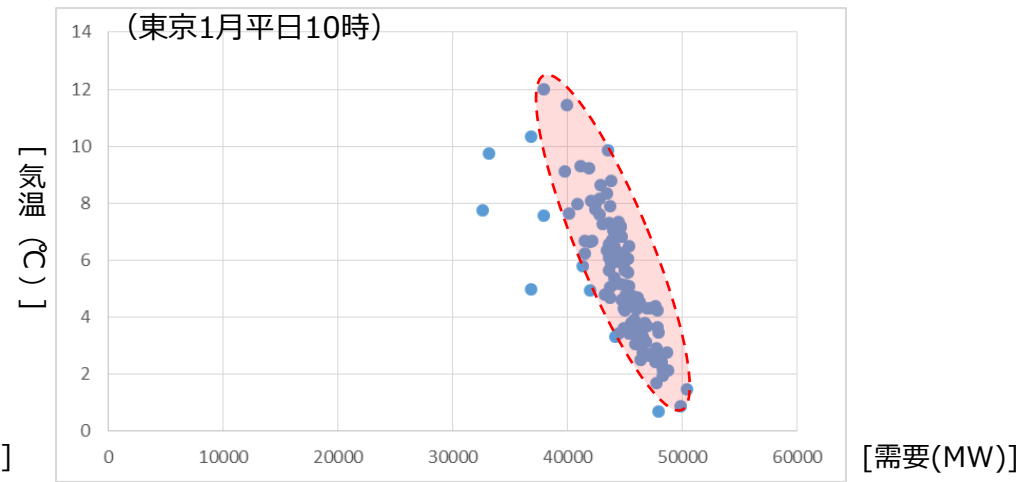
[気温-需要の相関分布図(東京)]

※ ここでは一般的な評価として、0.3以上を正相関、▲0.3以下を負相関と表記

(東京8月平日15時)



(東京1月平日10時)



(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) 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)

■ 夏季は、太陽光高出力時に風力低出力となる負相関がやや見られるものの、全体的に強い相関関係はない。

[太陽光発電出力-風力発電出力の相関係数(九州：2012～2017年度実績)]

[▲1.0<相関係数<1.0]

	1時	2時	3時	4時	5時	6時	7時	8時	9時	10時	11時	12時	13時	14時	15時	16時	17時	18時	19時	20時	21時	22時	23時	24時
1月						0.1	0.1	▲ 0.1	▲ 0.2	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3						
2月							▲ 0.1	▲ 0.3	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.3					
3月							▲ 0.3	▲ 0.4	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.4	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.4					
4月						▲ 0.1	▲ 0.3	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.2	▲ 0.2	▲ 0.2	▲ 0.2	▲ 0.3	0.1				
5月						▲ 0.2	▲ 0.4	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.6	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.2				
6月						▲ 0.2	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.2				
7月						▲ 0.1	▲ 0.3	▲ 0.4	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.2				
8月						0.3	0.1	▲ 0.1	▲ 0.2	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.1	0.1				
9月						0.1	▲ 0.2	▲ 0.2	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.2	▲ 0.2	▲ 0.2	▲ 0.2	▲ 0.2	▲ 0.3	▲ 0.0				
10月							▲ 0.1	▲ 0.2	▲ 0.3	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.2	▲ 0.2	▲ 0.1	0.0	0.1					
11月							▲ 0.1	▲ 0.2	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.2	▲ 0.2	▲ 0.2	▲ 0.3	▲ 0.2						
12月							0.1	▲ 0.1	▲ 0.3	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.1	0.1	0.1				

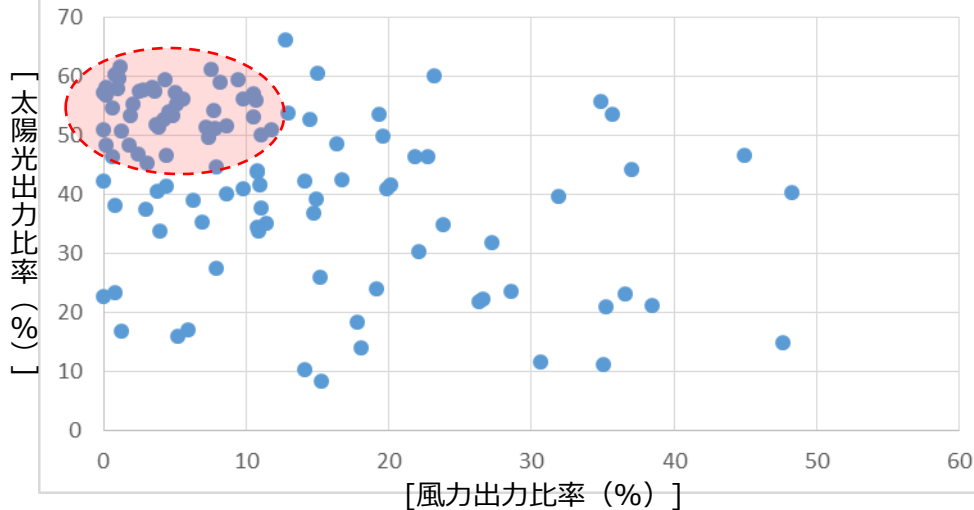
凡例

- 正相関※
- 負相関

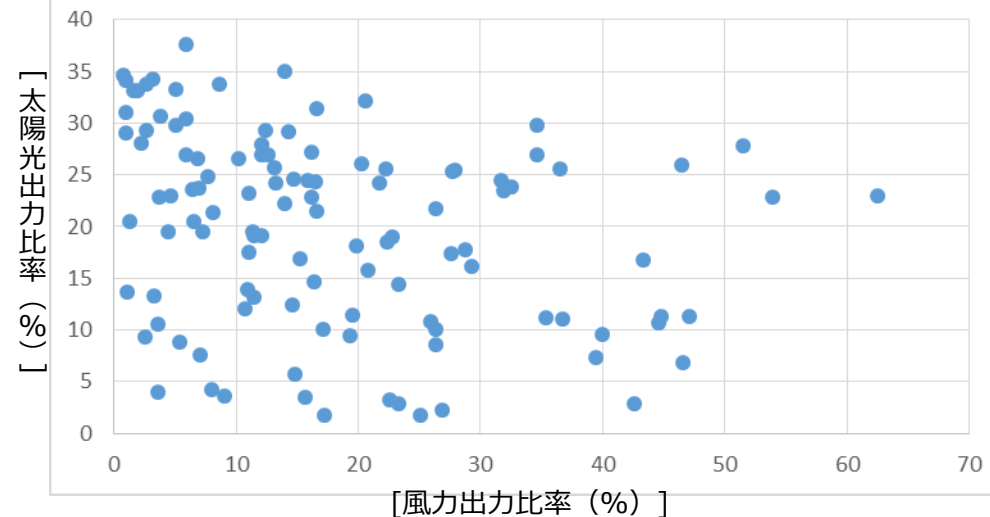
[太陽光発電出力-風力発電出力の相関分布図(九州)]

※ ここでは一般的な評価として、0.3以上を正相関、▲0.3以下を負相関と表記

九州8月平日15時



九州1月平日10時



1 課題の検討状況

(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）

- 太陽光発電出力と風力発電出力との相関については、それほど強い相関とは言えないものの(相関係数：重負荷期最大▲0.4程度)、風力発電が高出力のときに太陽光発電は低出力となる負の相関関係(太陽光発電が高出力時の風力発電の低出力も同様)が見られる。また、エリアおよび季節によっても相関の有無にバラつきがある。
- 供給信頼度評価における太陽光発電出力と風力発電出力の相関の扱いについては、継続検討としてはどうか。

(余白)

1 課題の検討状況

- (1) 変動要素間の相関分析について
- (2) 揚水供給力 (kW価値) 評価について
- (3) EUE基準値の算定条件

2 今後の検討スケジュール

1 課題の検討状況

(2) 揚水供給力 (kW価値) 評価について

- 前回の本委員会において揚水供給力 (kW価値) の評価方法は、再エネ供給力 (kW価値) の評価方法と同様、揚水導入有無のケースで、同じ供給信頼度基準を満たすように必要供給予備力を算定し、火力等の系統電源設備必要量の差異から算定することを提案した。
- 今回、その基本的な考え方および具体的な算定方法を検討したので、ご議論いただきたい。

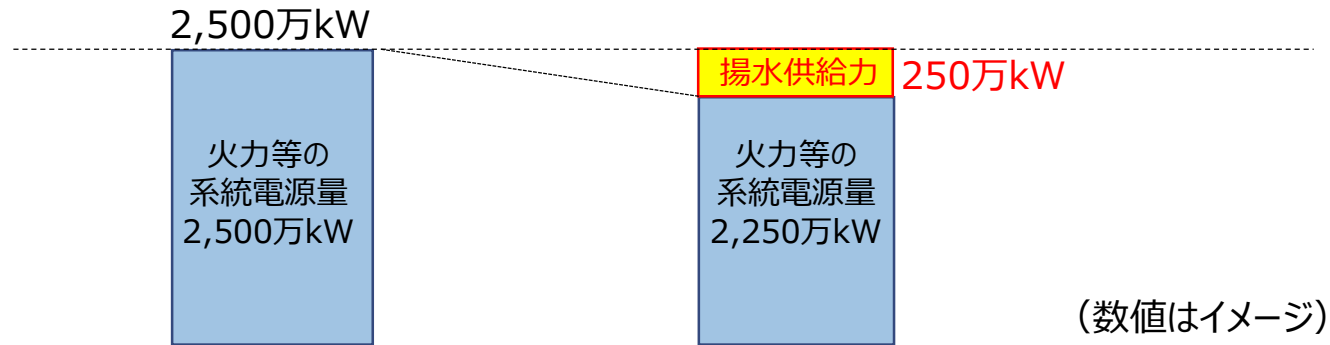
【揚水供給力 (kW価値) の評価イメージ】

※供給信頼度基準は同一とする

〔①揚水導入なし〕

〔②揚水導入あり〕

揚水設備量300万kW



【揚発供給力 (kW価値) 評価】

$$2,500 - 2,250 = \text{調整係数} \times 300 \text{万kW}$$

$$\Rightarrow \text{調整係数} = 83\%$$

※再エネと同様に、年間評価、各月評価を算定する

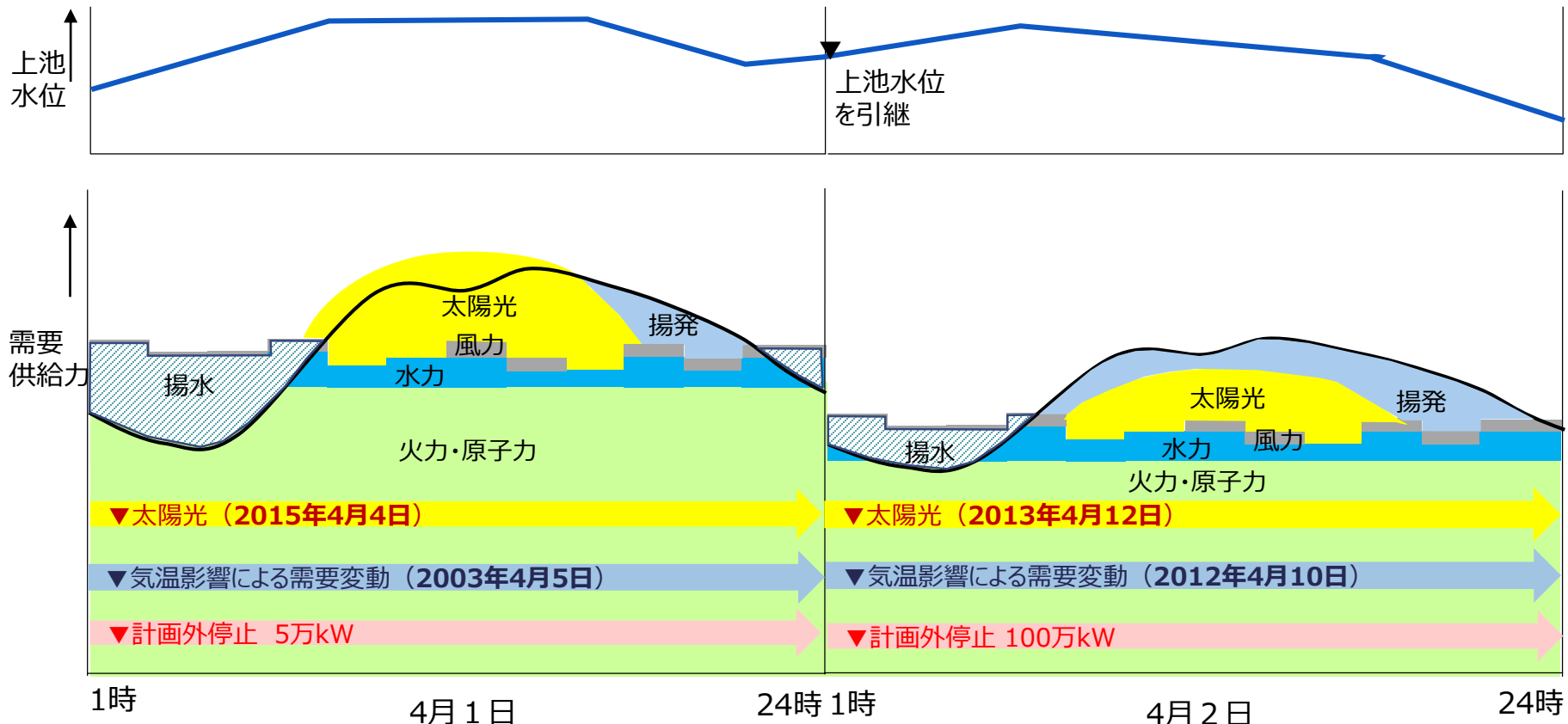
1 課題の検討状況

(2) 揚水供給力 (kW価値) 評価について (基本的な考え方)

- 今回の算定条件としては、2024年度の容量市場導入後の運用を前提とし、揚水を広域的に活用することとする。
- 需給バランス運用において、揚水発電は、上池の容量から連続運転に時間的な制約がある一方で、運転待機コストが小さく、起動・停止に対して短時間で柔軟に対応できるという特徴がある。
- そのため、揚水発電は、高需要などの需給が厳しいときに短期的に発電を実施し、需給に余力があるときには揚水運転 (ポンプアップ) をするという弾力的な運用により、供給力として最大限活用している。
- さらに、揚水供給力の最大限活用の観点から、各発電所単位ではなく、複数の発電所の上池水位を一体的に運用することで、合理的に池運用することができる。一方で、連系線制約を考慮させるために、エリア単位で運用することは必要となる。
- 以上のことから、供給信頼度評価においては、効率的な供給力確保の観点から、揚水を最大限活用することとし、その供給力 (kW価値) の評価方法について、次ページ以降に具体的に整理したため、ご議論いただきたい。

(2) 揚水供給力 (kW価値) 評価について (前提条件)

- 気温影響による需要変動については、各時間帯でそれぞれ実績日を選定する場合、時間毎に需要が上下に変動する。揚水運転(ポンプアップ)量および揚水発電量による上池水位の変動を一日を通して適切に評価するため、各時間帯でそれぞれ実績日を選定するのではなく、1時から24時を同一日として実績日を選定して算定する。
- 太陽光の出力変動についても同様に、1時から24時を同一日として実績日を選定して算定する。
- 発電機の計画外停止については、1時から24時を同一として算定する。
- 上記条件のもと、各時間帯の揚水運転 (ポンプアップ) 量および揚水発電量から、上池水位を各時間帯にて算定し、24時の上池水位を翌日1時に引き継ぐ。



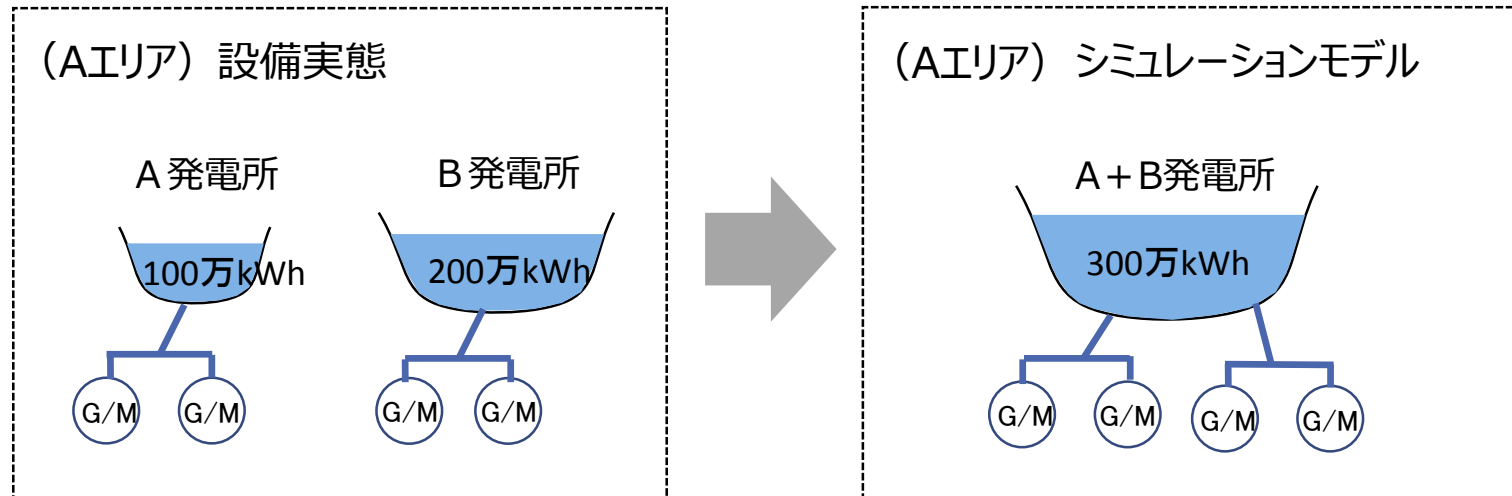
1 課題の検討状況

(2) 揚水供給力 (kW価値) 評価について (前提条件)

■ 上池容量の管理・運用

- 各エリアの上池容量はエリア内合計容量 (一つの仮想上池) を前提としたシミュレーションで算定する。
- 上池は年間運用とし、24時の上池保有量を翌日に引継ぐ。(年度初めの上池容量は満水位とする)

【上池容量の管理・運用】



(注) 各エリアの上池容量、揚水効率考慮

(2) 揚水供給力 (kW価値) 評価について (前提条件)

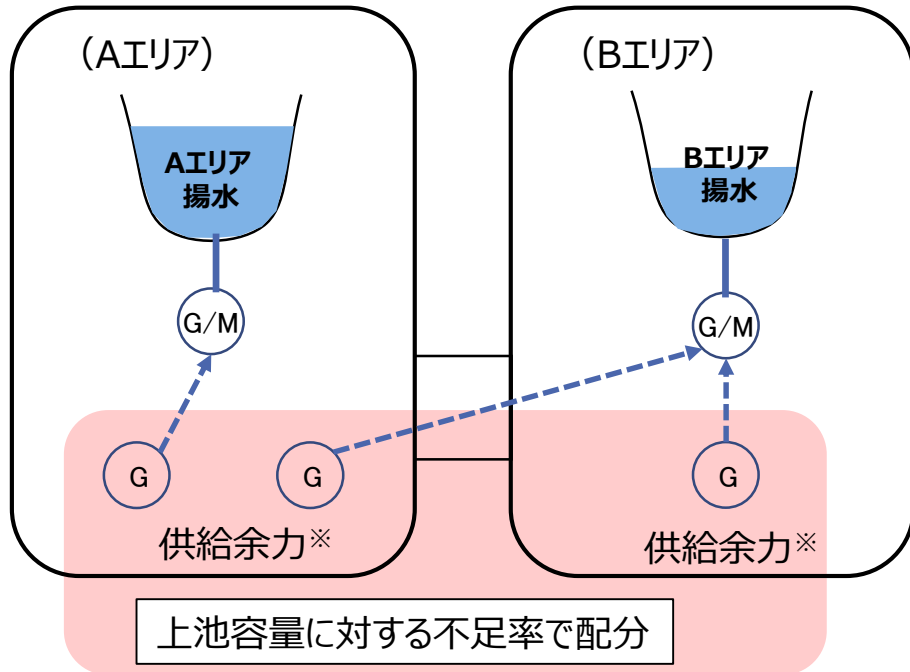
■ 揚水 (ポンプアップ) 運用

- 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。

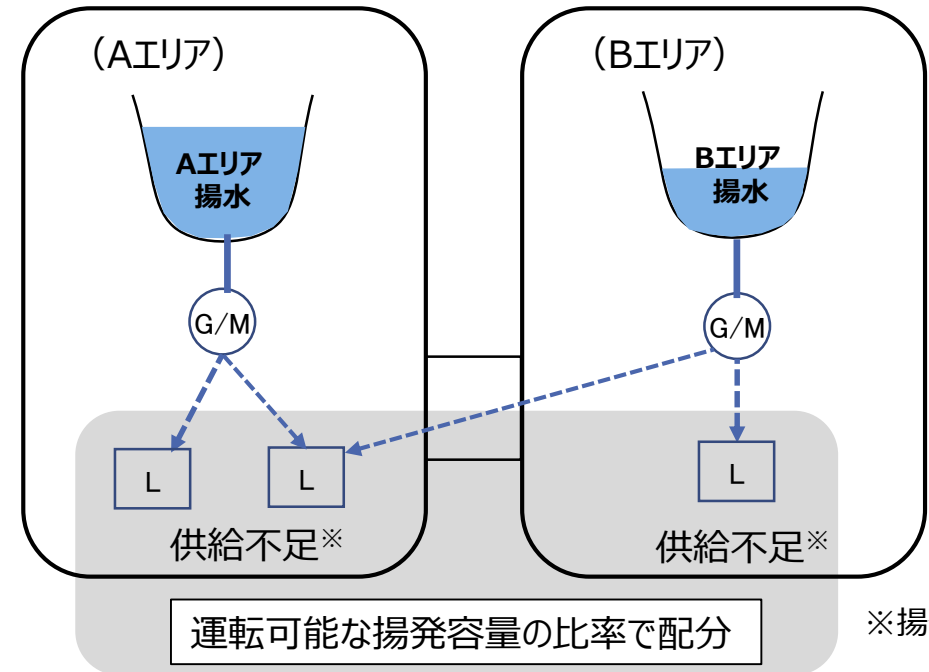
■ 揚発運用

- 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】



1 課題の検討状況

- (1) 変動要素間の相関分析について
- (2) 揚水供給力 (kW価値) 評価について
- (3) EUE基準値の算定条件

2 今後の検討スケジュール

1 課題の検討状況

(3) EUE基準値の算定条件

- これまで、本委員会及び電力レジリエンス等のに関する小委員会において、供給信頼度評価にあたっては、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を確認している。

※持続的需要変動分(1%)を除く

- 具体的に算定するにあたり、今回、厳気象対応について最新の諸元を確認した。

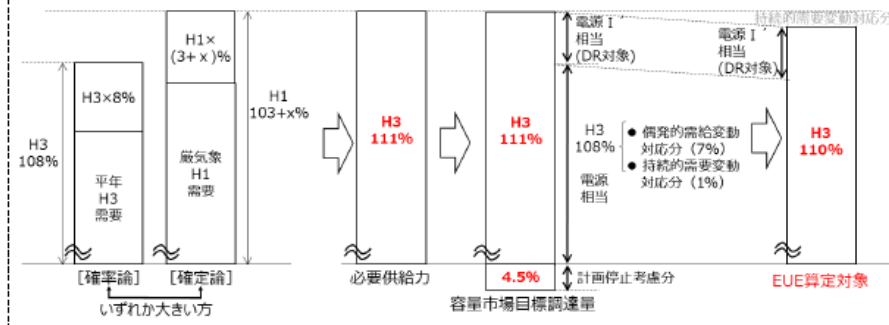
2 今後の検討課題 (3) EUE基準値の設定(確保すべき必要供給力)

42

- 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%に相当に加え、「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
- 公平性の観点からエリアの規模によらず一律とすることとした、「需要1kWあたりのEUE(年間停電量の期待値)」の供給信頼度基準値について、具体的に検討していく。

- 容量市場開設後の全国での必要供給力については、厳気象対応および稀頻度リスク分を考慮し、「 $\text{H3} \times 8\% + \text{H1} \times (3+x)\%$ 」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「 $\text{H3} \times 111\%$ 」および「 $\text{H3} \times 110\%$ 」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。



【出典】第5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_05_shiryuu.html

【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/2019/2019_chousei_jukyu_40_haifu.html

1 課題の検討状況

(3) EUE基準値の算定条件（厳気象需要の見直し）

- 厳気象対応分の供給力については、第4回電力レジリエンス等に関する小委員会(2019年3月5日)において、その時点での最新となるデータを用いて算定を行っており、2019年度夏季の猛暑H1需要想定は仮の値※としていた。

- 2018年度夏季の実績を踏まえた猛暑H1需要は需給検証（2019年3月予定）に向けて想定中であるが、現在の、各エリアの夏季と冬季それぞれの厳気象H1需要は以下のとおりである。
- 現時点の厳気象H1需要を、全国における厳気象対応分の必要供給力の検討において想定する厳気象レベルとして扱うことかどうか。

	夏季（8月）	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
未確定 猛暑H1想定需要※ ¹ [万kW]		442	1,426	5,653	2,627	524	2,858	1,108	536	1,639	153
平年H3想定需要※ ² [万kW]		420	1,294	5,311	2,488	504	2,635	1,050	503	1,553	149
厳気象対象年度		2010	2018	2018	2018	2010	2018	2010	2010	2013	2017

※1 2019年度の夏季の猛暑H1需要は現在想定中のため、仮の値（確定後見直す）
 東北、東京、関西、中国、四国は2018年度のH1 需要実績、その他エリアは、2018年度の猛暑H1想定需要

※2 2019年度供給計画の第1年度の平年H3需要

	冬季（1月）	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
厳寒H1想定需要※ ³ [万kW]		525	1,465	5,355	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	116
平年H3想定需要※ ⁴ [万kW]		499	1,375	4,698	2,311	499	2,420	1,016	464	1,506	104
厳気象対象年度		2010※ ⁵	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2015

※3 需給検証時の値（電力需給検証報告書（2018年11月）による）

※4 2019年度供給計画の第1年度の平年H3需要

※5 2018年度に更新される見込み

1 課題の検討状況

(3) EUE基準値の算定条件（厳気象需要の見直し）

- 今回、2018年度夏季の実績を踏まえた2019年度夏季の猛暑H1需要の最新の想定値、および2019年度冬季の需給変動リスク分析のために本機関で算定した厳寒H1需要の想定値をもとに、厳気象対応分の供給力について再算定を行った。

(赤字が第4回電力レジリエンス等のに関する小委員会における検討から想定需要が増加した箇所)

夏季(8月)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
猛暑H1想定需要 ^{※1} [万kW]	442	1,431	5,671	2,658	529	2,858	1,106	537	1,674	159
平年H3想定需要 ^{※2} [万kW]	420	1,294	5,311	2,488	504	2,635	1,050	503	1,553	149
厳気象対象年度	2010	2018	2018	2018	2010	2018	2010	2018	2013	2017

※1 需給検証時の値（電力需給検証報告書（2019年4月）による）

※2 2019年度供給計画の第1年度の平年H3需要

冬季(1月)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
厳寒H1想定需要 ^{※3} [万kW]	542	1,469	5,240	2,394	547	2,539	1,106	508	1,585	116
平年H3想定需要 ^{※4} [万kW]	499	1,375	4,698	2,311	499	2,420	1,016	464	1,506	104
厳気象対象年度	2018	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2015

※3 2019年度冬季需給変動リスク分析に用いた値（第37回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019年3月20日）資料4による）

※4 2019年度供給計画の第1年度の平年H3需要

(3) EUE基準値の算定条件（厳気象対応分の供給力の見直し）

- 厳気象対応分の供給力について、第4回電力レジリエンス等に関する小委員会と同様の方法により、「エリア間の最大需要発生時の不等時性（不等時性による需要減少率）」ならびに「供給力評価時における火力発電の計画外停止率」を考慮して評価した。
- その結果、夏季において全国で必要となる厳気象対応分の供給力は、384万kW（全国H3需要の2%程度）と算定された。

(単位：万kW)

項目		9エリア	補足事項
平年H3想定需要 ①	夏季	15,758	9エリアの夏季の平年H3需要の合計
厳気象H1需要 ②		16,906	9エリアの夏季の厳気象H1需要の合計
不等時性を考慮した厳気象H1需要 ③		16,466	9エリアブロックでの2018年度夏季の需要減少率2.60%考慮
平年H3需要×108% ④ = ①×1.08		17,019	平年H3需要に対して確保する供給力
計画外停止率※を考慮した供給力減少 ⑤		442	火力発電の計画外停止率2.6%考慮
厳気象対応分⑥ = ③×1.03 - ④ + ⑤		384	①に対する割合：2.4%
供給力合計 ④ - ⑤ + ⑥		16,960	厳気象対応分を考慮した供給力（計画外停止分控除）
平年H3想定需要 ⑦	冬季	14,788	9エリアの冬季の平年H3需要の合計
厳気象H1需要 ⑧		15,930	9エリアの冬季の厳気象H1需要の合計
不等時性を考慮した厳気象H1需要 ⑨		15,509	9エリアブロックでの2017年度冬季の需要減少率2.64%考慮
平年H3需要×108% ⑩ = ⑦×1.08		15,971	平年H3需要に対して確保する供給力
計画外停止率※を考慮した供給力減少 ⑪		415	火力発電の計画外停止率2.6%考慮
厳気象対応分⑫ = ⑨×1.03 - ⑩ + ⑪		419	⑦に対する割合：2.8%
供給力合計 ⑩ - ⑪ + ⑫		15,975	厳気象対応分を考慮した供給力（計画外停止分控除）

1 課題の検討状況

(3) EUE基準値の算定条件（厳気象対応分の供給力の見直し）

厳気象対応に必要な供給力

～エリア間の最大需要発生の不等時性と火力発電の計画外停止率の考慮～

23

- 第2回の本小委員会（2019年1月22日）において、「需給検証における需給バランスの評価方法の見直し」の中で、「エリア間の最大需要発生の不等時性の考慮（不等時性による需要減少率を考慮）」ならびに「供給力評価時における火力発電の計画外停止率の考慮」について、ご議論いただき、需給検証において考慮することとした。
- こうした点を考慮して厳気象需要の高い夏季で評価した場合には、全国で必要となる厳気象対応分の供給力は、291万kW（全国H3の1.8%≒2%程度）となる。

(単位：万kW)

項目		9エリア	補足事項
平年H3想定需要 ①	夏季	15,758	9エリアの夏季の平年H3需要の合計
厳気象H1需要 ②		16,813	9エリアの夏季の厳気象H1需要の合計
不等時性を考慮した厳気象H1需要 ③		16,376	9エリアブロックでの2018年度夏季の需要減少率2.60%考慮
平年H3需要×108% ④ = ①×1.08		17,019	平年H3需要に対して確保する供給力
計画外停止率※を考慮した供給力減少 ⑤		443	火力発電の計画外停止率2.6%考慮
厳気象対応分⑥ = ③×1.03 - ④ + ⑤		291	①に対する割合：1.8%
供給力合計 ④ - ⑤ + ⑥		16,867	厳気象対応分を考慮した供給力（計画外停止分控除）
平年H3想定需要 ⑦	冬季	14,788	9エリアの冬季の平年H3需要の合計
厳気象H1需要 ⑧		16,038	9エリアの冬季の厳気象H1需要の合計
不等時性を考慮した厳気象H1需要 ⑨		15,615	9エリアブロックでの2017年度冬季の需要減少率2.64%考慮
平年H3需要×108% ⑩ = ⑦×1.08		15,971	平年H3需要に対して確保する供給力
計画外停止率※を考慮した供給力減少 ⑪		415	火力発電の計画外停止率2.6%考慮
厳気象対応分⑫ = ⑨×1.03 - ⑩ + ⑪		527	⑦に対する割合：3.6%
供給力合計 ⑩ - ⑪ + ⑫		16,083	厳気象対応分を考慮した供給力（計画外停止分控除）

※計画外停止率の考慮についてはP57スライドの案②を参照

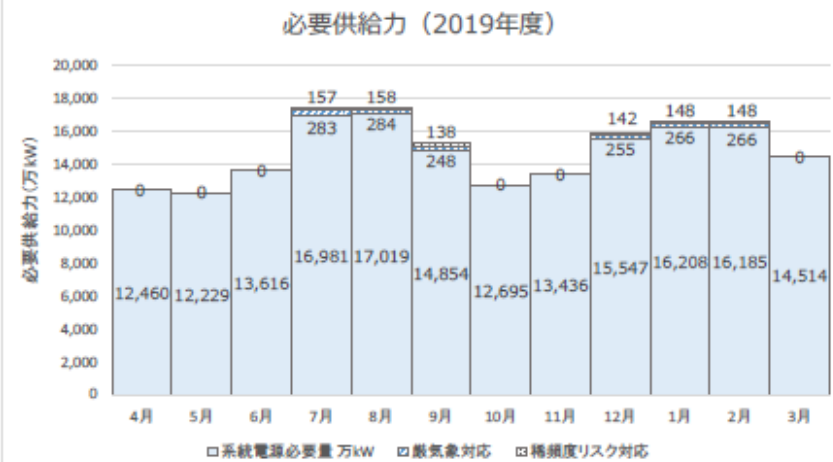
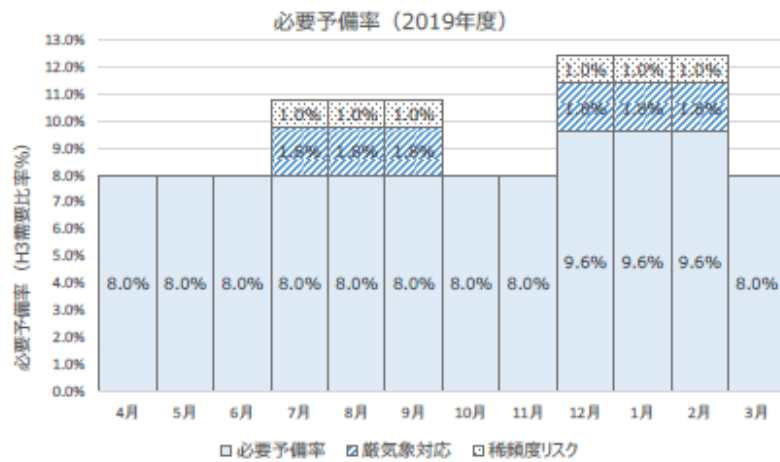
(3) EUE基準値の算定条件（各月の必要供給予備力の考え方）

電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方

9

(1) 厳気象対応に必要な供給力の精査

- 前頁の整理から、厳気象対応および稀頻度リスクを考慮した必要予備率については、季節毎に異なり、春季・秋季8.0%、夏季10.8%、冬季は12.4%となる。
- 予備率は夏季よりも冬季の方が高いが、必要供給力としては、冬季よりも夏季の方が大きい。（2019年度供給計画の2019年度において夏季17,461万kW、冬季16,622万kW[厳気象対応および稀頻度リスク分含む]）



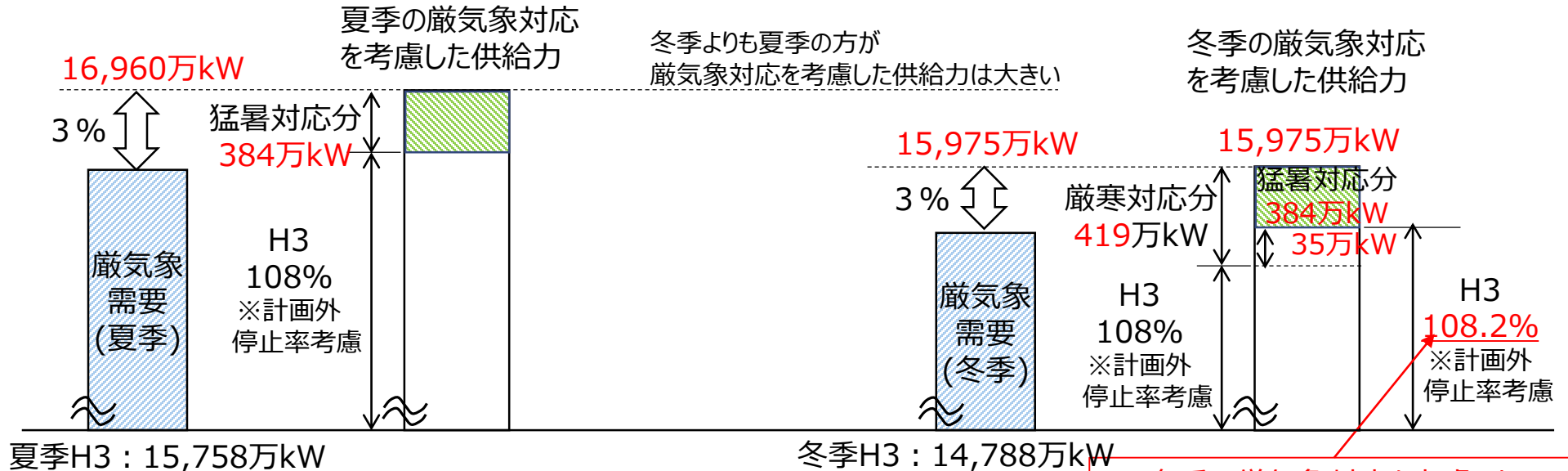
※厳気象対応・稀頻度リスク分については、夏季・冬季のみに限定せず年間を通して運用する

(3) EUE基準値の算定条件（各月の必要供給予備力の考え方）

- 今回の再算定の結果、夏季の厳気象対応分の供給力は384万kWとなり、前回算定値と同様のH3需要の2%程度となった。一方で、冬季の厳気象対応分の供給力は419万kW（H3需要の3%程度）となり、前回算定値（H3需要の4%程度）よりも減少した。
- その結果、冬季の各月の系統電源必要量が、H3需要の108%となり、前回算定値（110%）よりも減少し、冬季以外の各月（夏季含む）の系統電源必要量（H3需要の108%）と同等となった。
- 以上のことから、厳気象対応分および稀頻度リスク分を考慮した必要供給力としては、夏季・冬季ともにH3需要の111% [= 107% + 1%(持続的需要変動) + 2%(厳気象対応) + 1%(稀頻度リスク分)] としてはどうか。
- したがって、EUE基準値等の算定にあたっては、持続的需要変動分1%を除いた必要供給予備力110%にて評価していくことかどうか。

<夏季の厳気象対応分>

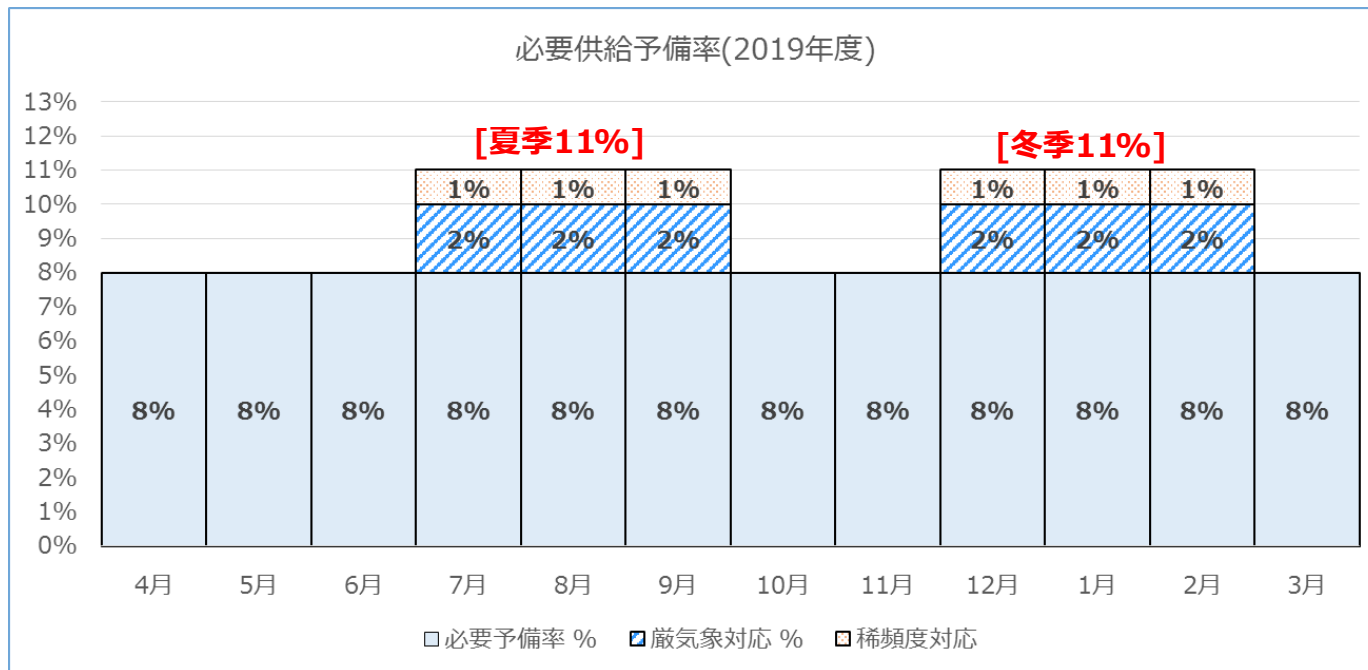
<冬季の適切な計画停止の調整>



冬季の厳気象対応を考慮した夏季の厳気象対応分を除く冬季の必要供給力H3×108%程度

(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



1 課題の検討状況

- (1) 変動要素間の相関分析について
- (2) 揚水供給力 (kW価値) 評価について
- (3) EUE基準値の算定条件

2 今後の検討スケジュール

- これまで整理してきた再エネ供給力(kW価値)評価ならびに揚水供給力(kW価値)評価における前提条件や算定方法などの基本的な考え方を踏まえ、次回以降、供給力評価およびEUE基準値の算定結果について提示する。

(▼：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▼ 下▼	下▼	下▼	
(1)再エネ供給力評価 (L5⇒火力代替kW価値)	<ul style="list-style-type: none"> ・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価値については月別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	▼		
(2)揚水供給力評価	<ul style="list-style-type: none"> ・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	▼		
(3)EUE基準値の設定	<ul style="list-style-type: none"> ・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	▼		
(4)供給計画・需給検証への展開	<ul style="list-style-type: none"> ・(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)	▼ 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"> ・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	