

# 確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）について

2019年6月14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 これまでの検討状況

- (1) 確率論的必要供給予備力算定手法による供給信頼度の指標値の算定
- (2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元（需要・供給力）

## 2 今後の検討課題

- (1) 再エネ供給力評価
- (2) 揚水供給力評価
- (3) EUE基準値の設定

## 1 これまでの検討状況

- (1) 確率論的必要供給予備力算定手法による供給信頼度の指標値の算定
- (2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元（需要・供給力）

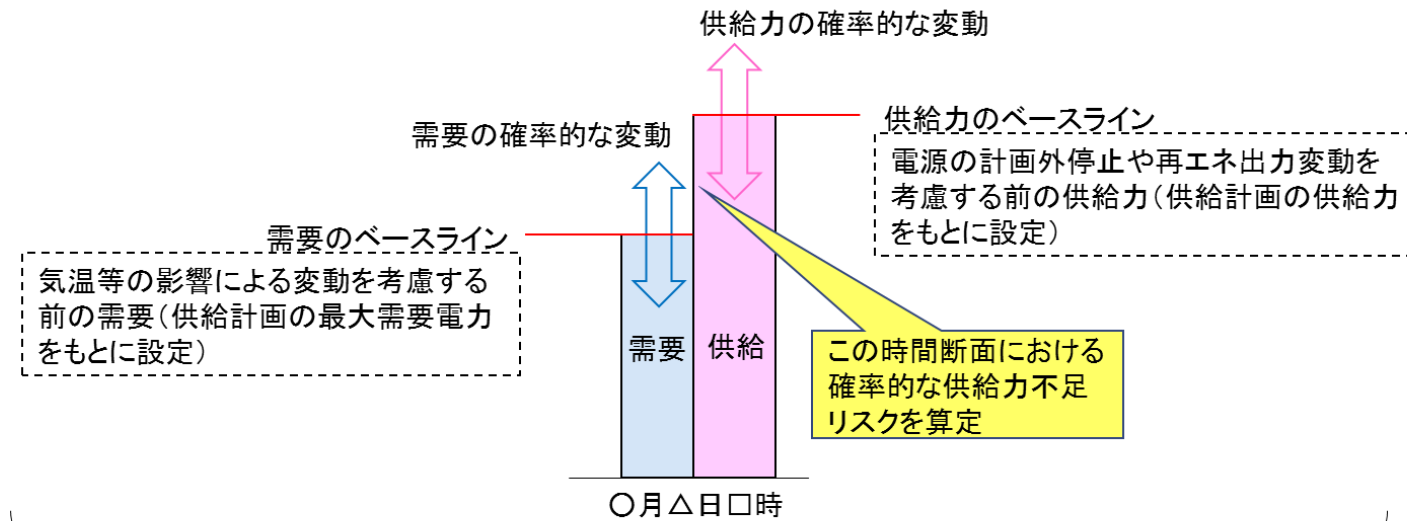
## 2 今後の検討課題

- (1) 再エネ供給力評価
- (2) 揚水供給力評価
- (3) EUE基準値の設定

## (1) 確率論的必要供給予備力算定手法による供給信頼度の指標値の算定

- 確率論的必要供給予備力算定手法は、1年8,760時間を対象に需要と供給力の確率的な変動を考慮し、ある供給信頼度の基準値を満たすために必要となる供給予備力を算定する手法である。

- 需給バランス評価においては、供給計画等で想定した将来の需要と供給力に対し、ある供給信頼度を確保するために必要となる供給予備力(必要供給予備力)が確保されているかどうかの評価を行う。
- この必要供給予備力の算定においては、気温の変動や電源の計画外停止等の影響により、供給計画等で想定している需給バランスから需要と供給力が変動することを考慮する必要がある。
- 本委員会で検討している「確率論的必要供給予備力算定手法」は、1年8,760時間を対象に、需要と供給力の確率的な変動を考慮し、ある供給信頼度の基準値を満たすために必要となる供給予備力を算定する手法である。



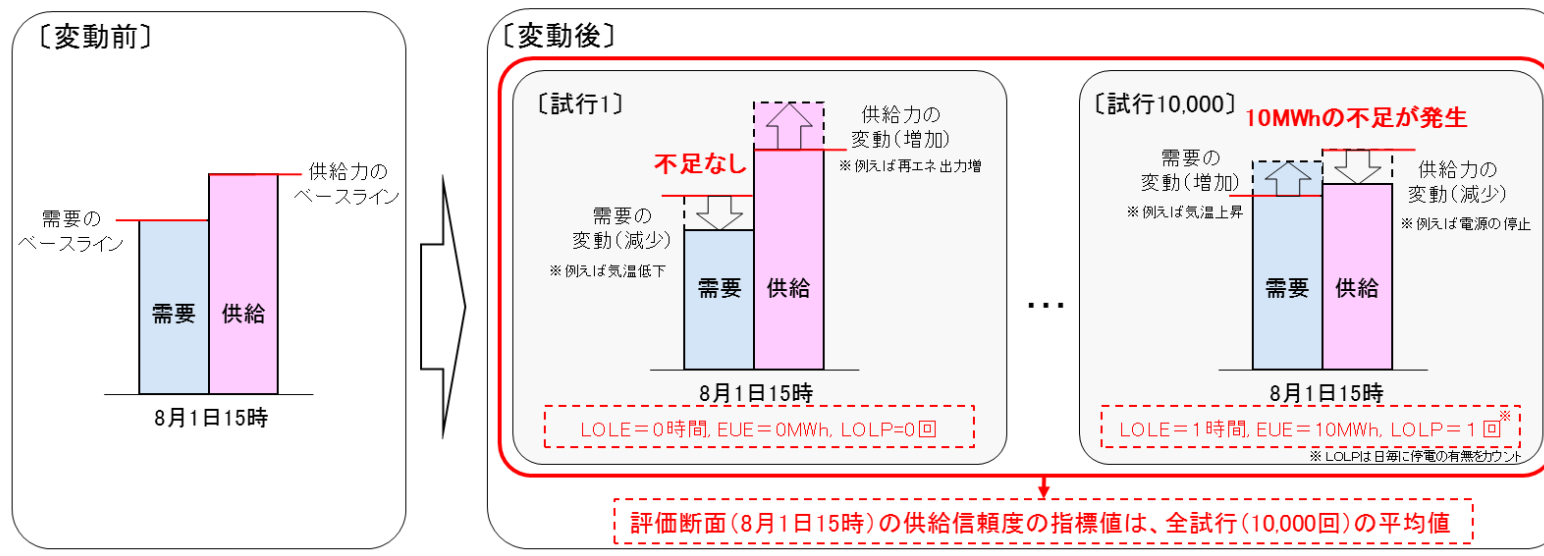
1年(8,760時間)全体での確率的な供給信頼度の指標値を算定

供給信頼度の指標値がある基準値を満たすために必要な供給予備力を算定

## (1) 確率論的必要供給予備力算定手法による供給信頼度の指標値の算定

- 需要と供給のベースラインからの確率的な変動を、過去の実績等に基づく変動要因毎の確率分布(気温影響による需要変動の確率分布、PV出力の確率分布等)から設定し、一定の試行回数における供給信頼度の指標値(LOLE,LOLP,EUE)を算定することで、その指標値を目標値以内とするために必要な供給予備力を算定する。

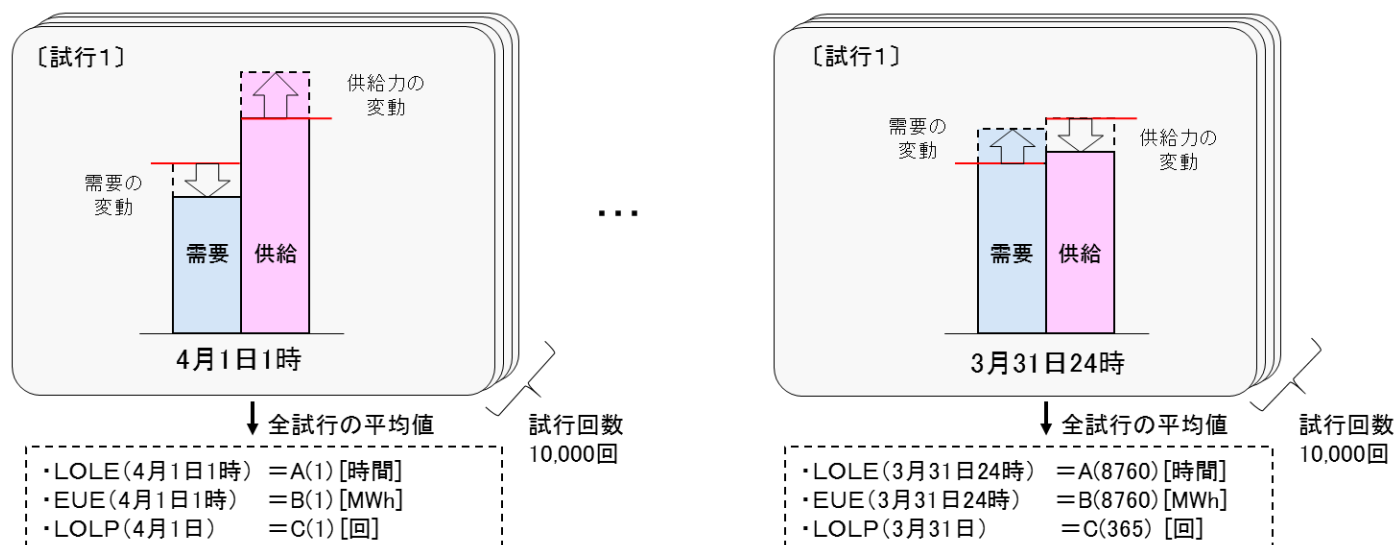
- 需要と供給のベースラインからの確率的な変動を考慮するため、過去の実績値等に基づき、変動要因ごとに変動量の確率分布(例えば、気温影響による需要の変動確率分布、太陽光発電出力の確率分布)を設定する。
- これらの確率分布は、変動要因ごとに様々な分布を持ち、供給力不足が発生するリスク(供給信頼度の指標の期待値)を解析的に算定することは不可能であることから、モンテカルロ法によって算定を行う。(指標については参考1-1、モンテカルロ法については参考1-2を参照)
- 具体的には、下図のとおり、確率分布に沿ってランダムに発生させた需要と供給力の変動をもとに供給力不足の判定(1回の判定を「試行」という)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



## (1) 確率論的必要供給予備力算定手法による供給信頼度の指標値の算定

- 供給信頼度の指標値としては、LOLPは年間停電回数、LOLEは年間停電時間、EUEは年間停電量による評価を行う。

- 前頁により各断面毎に供給信頼度の指標値を計算し、全評価断面(8,760時間)の指標値の合計を最終的な供給信頼度の指標値とする。



8760時間断面の合計

最終的な供給信頼度の指標値

$$\begin{aligned} \bullet \text{LOLE} &= \sum_{h=1}^{8760} A(h) \text{ [時間/年]} \\ \bullet \text{EUE} &= \sum_{h=1}^{8760} B(h) \text{ [MWh/年]} \\ \bullet \text{LOLP} &= \sum_{d=1}^{365} C(d) \text{ [回/年]} \end{aligned}$$

# 1 これまでの検討状況 (参考) 各指標値(LOLP,LOLE,EUE)の意味合い

- 今後の供給信頼度の指標値は、「需要1kWあたりのEUE」にて評価することとする。

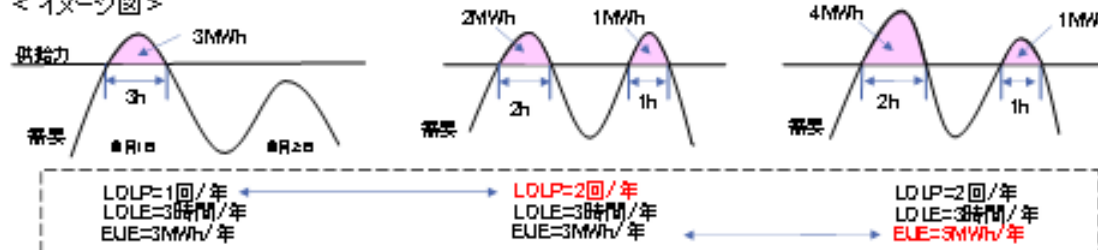
## 3 供給信頼度の指標選定

5

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

	指標	本委員会での定義
1	LOLP (Loss of Load Probability)	<ul style="list-style-type: none"> <li>ある1日において供給力不足が発生することを「1回」と定義し、1年間における回数の期待値</li> <li>単位：回/年</li> </ul>
2	LOLE (Loss of Load Expectation)	<ul style="list-style-type: none"> <li>1年間における、供給力不足が発生する時間の期待値</li> <li>単位：時間/年</li> </ul>
3	EUE (Expected Unserved Energy)	<ul style="list-style-type: none"> <li>1年間における、供給力不足量 (kWh) の期待値</li> <li>単位：kWh/年</li> </ul>

< イメージ図 >



## (1) 確率論的必要供給予備力算定手法による供給信頼度の指標値の算定

### 〔エリア間応援ロジックの見直し〕

- 従来のエリア間応援ロジックは、あるエリアにおいて不足電力量が発生した場合、供給力を計上しているエリアで優先的に活用し、余力がある場合のみ他エリアに応援を行う「計上エリア優先ロジック」としていたが、供給力の広域的な活用を適切に評価できない課題があった。
- このため、今後の全国単一市場で供給力の調達を行う容量市場を見据え、連系線制約の範囲内において全エリアを一つのエリアとみなし、応援後の全エリアの不足率を同率とする「全エリア不足率一定ロジック」を実施する。

## 7 まとめ

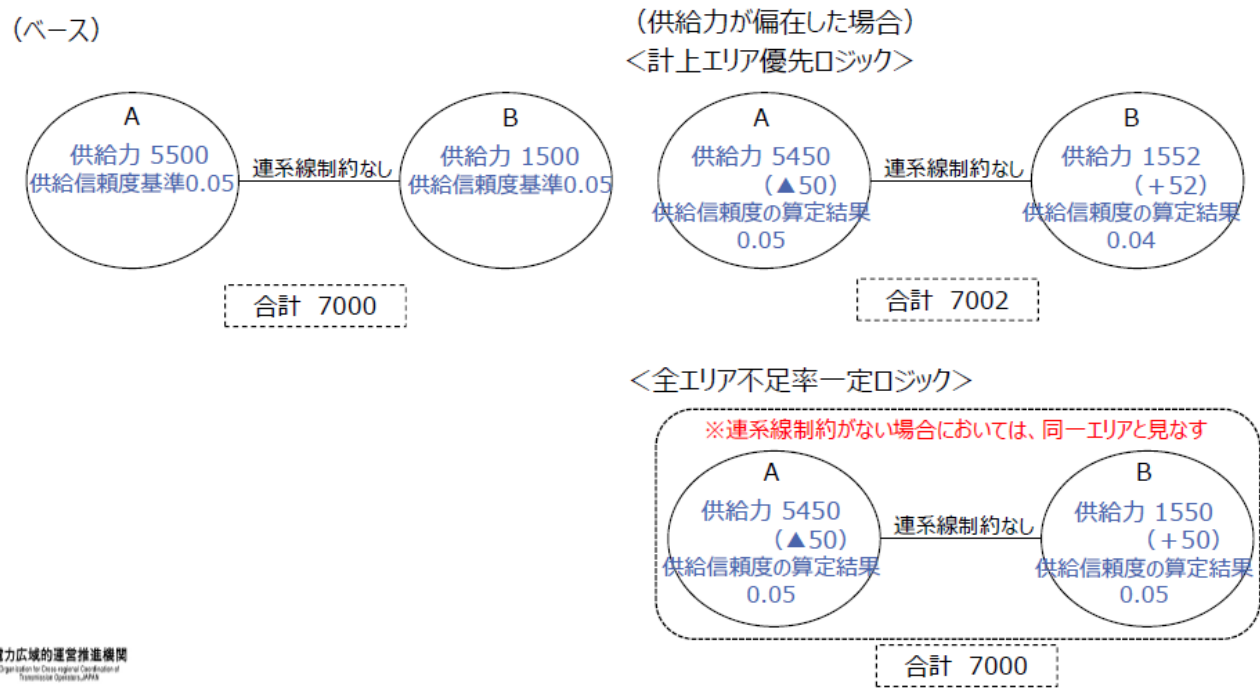
20

- 確率論的必要供給予備力算定手法においては、連系線計画潮流は設定せず（通年0kWとする）、これを前提にエリア間応援ロジックについては、全エリア不足率一定ロジックを採用することを基本として検討を進めたい。
- なお、全エリア不足率一定ロジックの場合、各エリアの必要供給予備力は一意に求めることはできない。そのため、各エリアの必要供給予備力の具体的な算定のあり方は継続検討を行いたい。
- また、現行ツールに全エリア不足率一定ロジックの機能追加を行いたい。



## (1) 確率論的必要供給予備力算定手法による供給信頼度の指標値の算定

■ 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\\_jukyuu\\_30\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyuu_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\\_shiryuu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_02_shiryuu.html)

# 1 これまでの検討状況

## (1) 確率論的必要供給予備力算定手法による供給信頼度の指標値の算定

### [連系線マージンの扱い]

- 需給バランス確保を目的としたAマージンは、一定の不足電力量を基準値とした電源を確保(各エリアの「需要1kWあたりのEUE」を一律とするアデカシー評価)するという観点では、供給信頼度評価において確保は不要と整理した。
- 一方、電力システムを安定に保つためのB,Cマージンは、大規模な電源脱落が発生した際の広範囲の停電を招くリスク回避の観点から、各エリアの供給信頼度評価において確保することとする。

- 各エリアの供給信頼度を確保しつつ、連系線をできる限り活用して効率的に供給力確保を行うため、連系線マージンの扱いについては、以下のとおり整理してはどうか。
  - 現在、連系線のマージンとしては、A、B、Cの3種類が設定されている（Dは現時点では該当なし）。
  - 今後、容量市場開設によって全国市場となれば、約定結果次第では電源が偏在し、連系線潮流が恒常的に運用容量付近になることも考えられる。
  - このような状況で、電力システムを安定に保つためのマージン（B、C）を確保していない場合、大規模な電源脱落が発生した際には、広範囲の停電を招くリスク<sup>\*1</sup>があるため供給度信頼度評価においては、マージンとして確保する必要があると考えられる。
  - 一方、需給バランス確保を目的としたマージン（A）については、一定の不足電力量を基準値とした電源を確保（各エリアの「需要1kWあたりのEUE」を一律とするアデカシー評価）するという観点では、供給信頼度評価において、マージンとして確保する必要はないと考えられる。
  - 以上より、各エリアの供給信頼度評価は、電力システムを安定に保つためのマージン（B、C）<sup>\*2</sup>を除いた連系線の空容量を活用することとしてはどうか。  
なお、具体的なマージン（B、C）の確保量は、実運用の実態等を踏まえ設定することとする。
  - また、増強予定の東京中部間連系設備、および今後増強の検討がなされる新々北本連系設備にマージンが設定される場合は、整理されたマージン区分に応じて、上記の考え方を適用することとしてはどうか。
    - ※1 北海道胆振東部地震においても、北海道本州間連系設備(北海道向け)のマージンを使用した最大受電量の状態が継続していた状況で、更なる電源脱落が発生したことがブラックアウトの一因となつたと考えられている。
    - ※2 現時点では、北海道本州間連系設備（北海道・東北向け）、東北東京間連系線（東北・東京向け）、東京中部間連系線（東京・中部向け）が対象
- 需給調整市場における広域調達の連系線容量確保分の扱いについては、需給調整市場小委員会において今後議論される予定であることから、検討状況を踏まえ、扱いを整理することとしてはどうか。

【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)

# 1 これまでの検討状況 (参考) マージンの種類と区分

## 【予備力・調整力に関連したマージン】

内は当該区分に該当する現状のマージン

マージンの目的 マージンの分類	通常考慮すべきリスクへの対応			稀頻度リスクへの対応
	(参考) エリアが確保する調整力分※1	左記のうち、 エリア外調達分	エリア外 期待分	エリア外 期待分
<b>「需給バランスに対応したマージン」</b> 需給バランスの確保を目的として、連系線を介して他エリアから電気を受給するために設定するマージン	電源 I	A0	A1 旧① 旧②	A2 旧⑤
		(該当なし)	・最大電源ユニット相当 ・系統容量3%相当※2	・系統容量3%相当※3
<b>「周波数制御に対応したマージン」</b> 電力システムの異常時に電力システムの周波数を安定に保つために設定するマージン  ※周波数制御(電源脱落対応を除く)のためにマージンを設定する場合は、「異常時」の表現の見直しが必要。	電源 I - a	B0	B1 旧③	B2 旧③
		・北海道風力実証試験	・東京中部間連系設備 (EPPS: 逆方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC: 逆方向)	・東京中部間連系設備 (EPPS: 順方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC: 順方向)

※1: 表中には記載を省略しているが、電源Ⅱの余力も含む。

※2: 従来区分①の系統容量3%相当マージンについては、長期計画断面では区分Dのマージンのほうが大きいため必要性を検討する必要性が無くなっている。一方、現在、前々日時点でエリア予備力不足時にはマージンを確保していることから、ここに記載している。

※3: ESCJの整理において、系統容量3%相当マージンに従来区分⑤(稀頻度リスク対応)に該当する観点が含まれることから記載

# 1 これまでの検討状況 (参考) マージンの種類と区分

## 【連系線潮流抑制による安定維持のためのマージン】

マージンの目的 マージンの分類	通常考慮すべき リスクへの対応	稀頻度 リスクへの対応
<b>「連系線潮流抑制のためのマージン」</b> 電力システムの異常時に電力システムを安定に保つことを目的として、当該連系線の潮流を予め抑制するために設定するマージン	<b>C1</b> 旧④ ・北海道本州間連系設備 (潮流抑制)	<b>C2</b> 旧④ ・東北東京間連系線 (潮流抑制)

## 【電力市場取引環境整備のマージン】

マージンの目的 マージンの分類	電力市場取引 環境整備
<b>「電力市場取引環境整備のマージン」</b> 先着優先による連系線利用の登録によって競争上の不公平性が発生することを防止するために設定するマージン	<b>D</b> (該当なし)

【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)

## 1 これまでの検討状況

- (1) 確率論的必要供給予備力算定手法による供給信頼度の指標値の算定
- (2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元（需要・供給力）

## 2 今後の検討課題

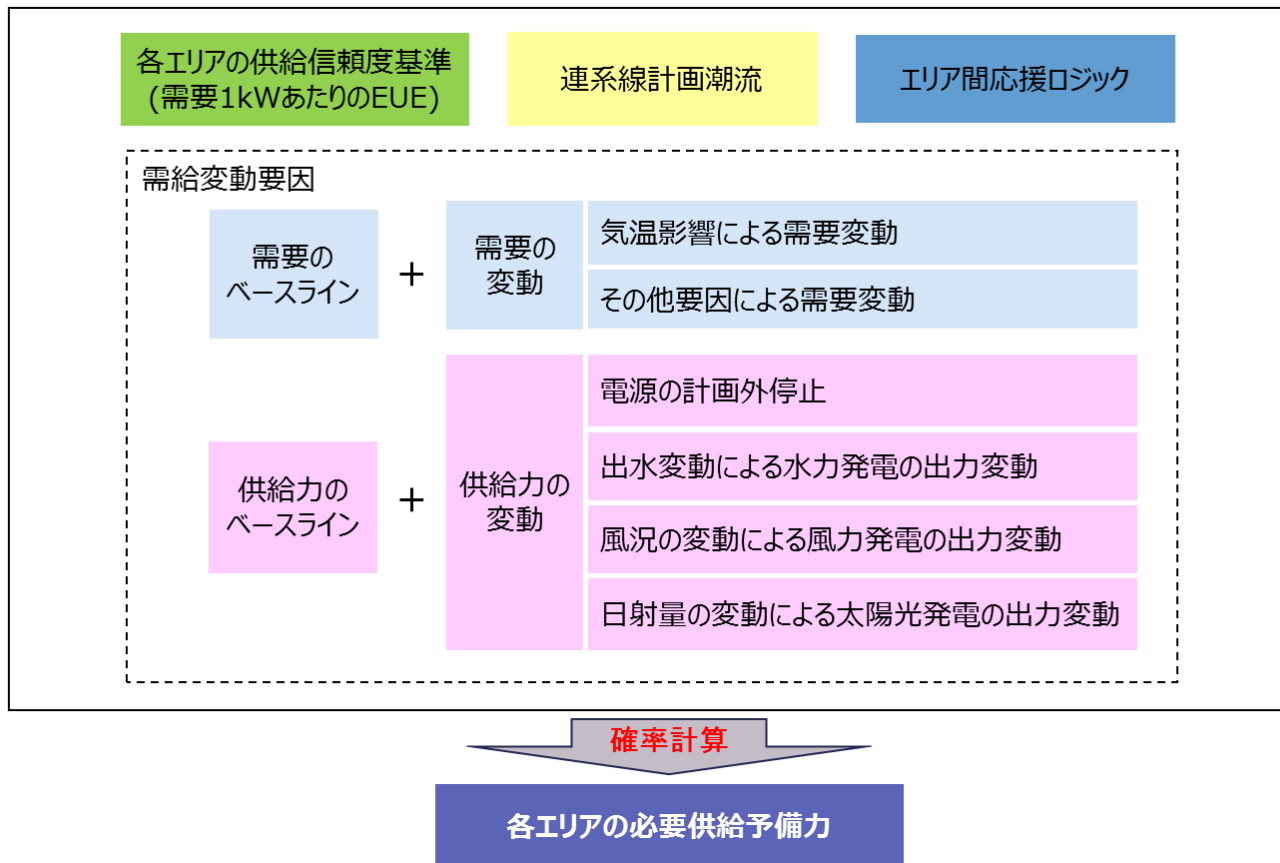
- (1) 再エネ供給力評価
- (2) 揚水供給力評価
- (3) EUE基準値の設定

# 1 これまでの検討状況

## (2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元（需給変動データ）

- 確率論的必要供給予備力算定手法において、需給変動データは、主に気温影響による「需要の変動」、および電源の計画外停止や出水、日射量、風況の変動等による「供給力の変動」を考慮のうえ、必要供給予備力を算定する。

- 確率論的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。



【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)

---

確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元  
(需要のベースライン)

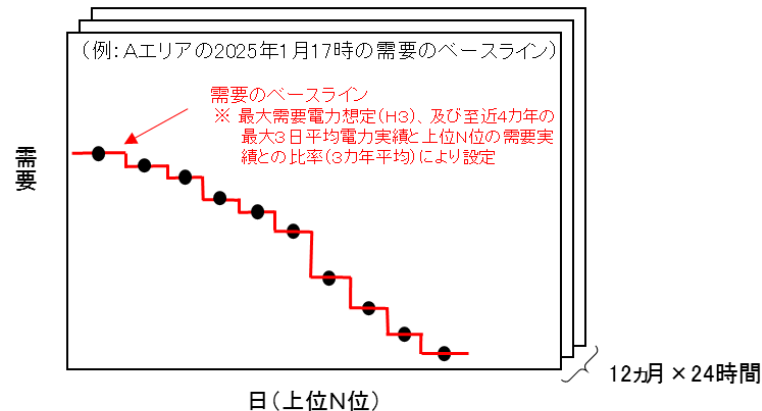
## (2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元 (需要のベースライン)

- 至近7か年(震災以降)の需要実績について、年度ごとに各月H3需要とH1～H31の比率を平休日に分けて作成し、平均値を算出したものに、算定年度の各月H3需要を乗じることで算定年度の需要ベースラインを作成する。

- 需要のベースラインは、下図の通り、各月・時刻断面(例えば「2025年1月17時」)ごとに、需要の最上位から並べたものとして設定する(日付とは紐づいていない)。
- 従来は、実績データ(下図の各点)の近似直線を求め、これをベースラインとしていたが、至近の需要実績を見ると、必ずしも直線的であるとは言えないため、実績データの傾向をそのまま使う設定方法に変更した(詳細は次頁)。

※ただし、気温の影響が小さい月・時刻断面については、次頁の方法により設定した値の平均値を当該月・時刻断面の需要のベースライン(一定値)として設定。

[イメージ]



(補足説明) 日付に紐づけるのではなく、月・時間断面ごとに、最大電力(H1)から降順で設定している。これにより、年度ごとに異なる休日・特異日をそろえる必要がなくなるメリットがあるが、全国でH1のベースラインが同じ日に発生する評価となる。しかし、この方法であっても、年間最大電力需要が発生する月の違い(あるエリアは夏季、あるエリアは冬季)や発生時刻の違い(あるエリアは15時、あるエリアは17時)を考慮した評価はできる。また、その他要因による需要変動は独立に(エリア間で無相関で)変動させているため、「ベースライン+変動」の合計でみれば、必ずしも全国で同時に最大の需要が発生するわけではない。



## 1 これまでの検討状況

## (2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元 (需要のベースライン)

- 至近7カ年(2012～2018年度)の実績値をもとに、各年各月各時間の需要を設定
- 以下、2025年度1月17時の需要のベースラインの設定を例に説明

(1) 次の式により、2025年度1月のH3需要(次ページ点A)を算定

$$A = \underbrace{2025\text{年8月のH3想定需要} \times \frac{2019\text{年度1月のH3想定需要}}{2019\text{年度8月のH3想定需要}^{\ast}}}_{2025\text{年度1月のH3需要とみなす}}$$

※ 北海道、東北エリアは、1月(7、9月想定需要に対しては8月)のH3想定需要を適用

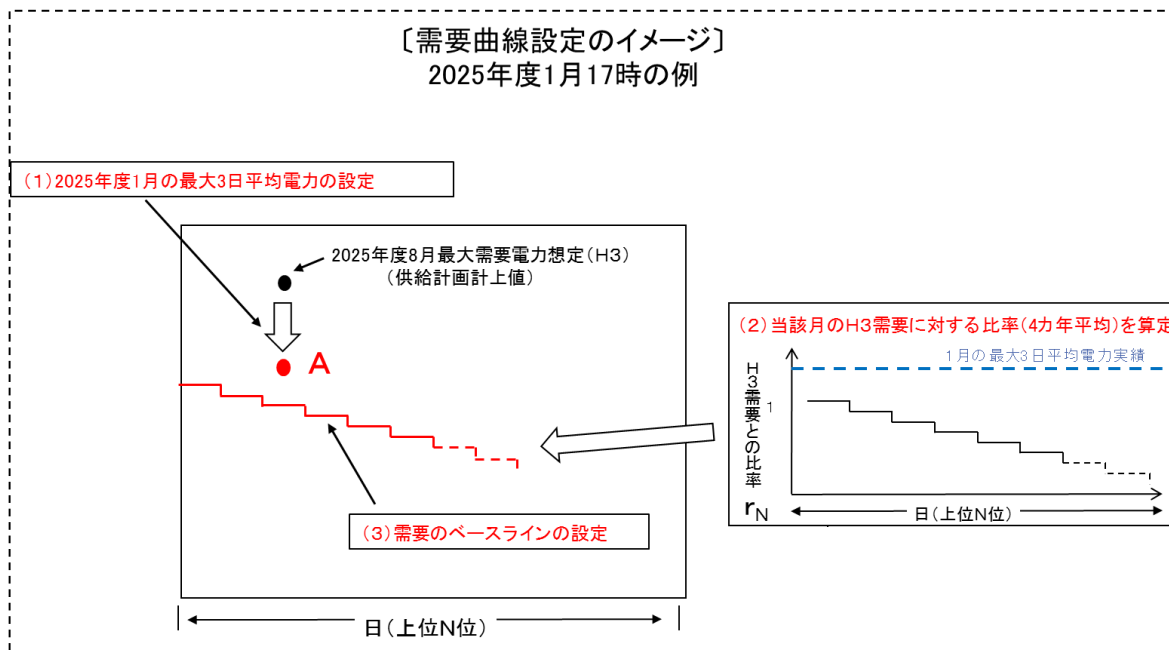
(2) 次の式により、1月17時の上位N位の需要の1月のH3需要に対する比率の7カ年平均値(実績)を算定

$$r_N = \left( \sum \frac{i\text{年度1月17時の上位N位の需要実績}}{i\text{年度1月のH3需要実績}} \right) \div 7 \quad (i = 2012 \sim 2018)$$

(3) 次の式により、2025年度1月17時の上位N位の需要を算定

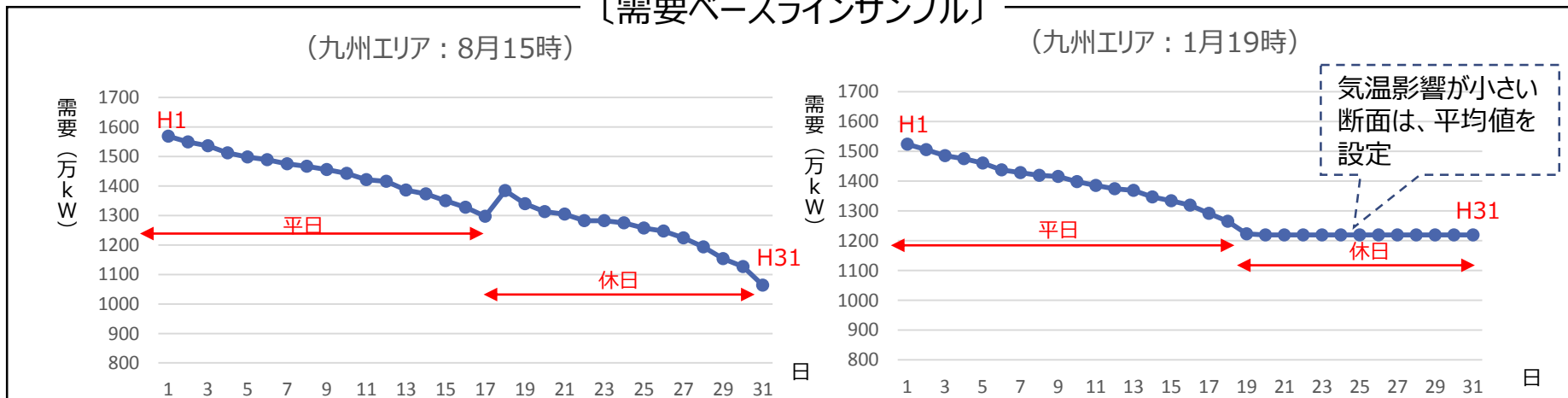
$$2025\text{年度1月17時の上位N位の需要} = A \times r_N$$

(2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元 (需要のベースライン)



【出典】第14回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3参考資料別冊1  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/chousei\\_jukyu\\_14\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/chousei_jukyu_14_haifu.html)

〔需要ベースラインサンプル〕



---

確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元  
(需要変動データ)

## (2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元 (需要変動データ)

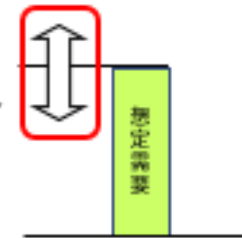
- 気温影響による需要変動の確率分布は、至近30か年の気温実績と至近6か年の気温感応度(MW/°C)から気温影響による需要変動量を設定する。
- なお、需要の上位と下位で気温のばらつきが異なる実態を踏まえ、需要上位から最下位までを複数のブロックに分割し、ブロック毎に確率分布を設定する。

- 「気温影響による需要変動」の確率分布については、下記の算定式を用い、至近30か年の気温実績(1989～2018年度)と至近6か年(2013～2018年度)の気温感応度(MW/°C)から気温影響による需要変動量のデータを作成し、その標準偏差をもとに確率分布(正規分布)を設定。

(算定式) 需要の変動量 =  $\alpha * (X - X_0)$

- $\alpha$  : 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)
- $X_0$  : 至近30か年の気温実績の平均(°C)

(気温影響による需要の変動)



- ただし、需要の上位と下位で気温のばらつきが異なる実態があることを考慮(次頁参照)し、各月・時刻ごとに需要上位1日から需要最下位までを複数のブロックに分割※し、至近6か年の気温感応度(MW/°C)と、過去30か年のブロック毎の需要発生時の気温実績から、ブロック毎に確率分布を設定。

- ※ 平日：需要の上位1～3日、上位4～6日、上位7～9日、上位10～12日、上位13～15日、上位16日以降の6ブロック
- 休日：需要の上位1～3日、上位4～6日、上位7日以降の3ブロック

- 確率変動のエリア間の相関の設定方法については、後述する。



## (2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元 (需要変動データ)

- 至近6か年について、月・時刻断面ごとに気温と需要の相関を分析し、決定係数が0.5以上の年が3か年以上ある断面を「気温影響がある断面」、それ以外を「気温影響が小さい断面」に区分する。
- 「気温影響がある断面」は、気温感応度の近似式から算定された需要(気温補正後の需要)と需要実績との差の標準偏差をもとに「その他の要因による需要変動量」の確率分布を設定する。

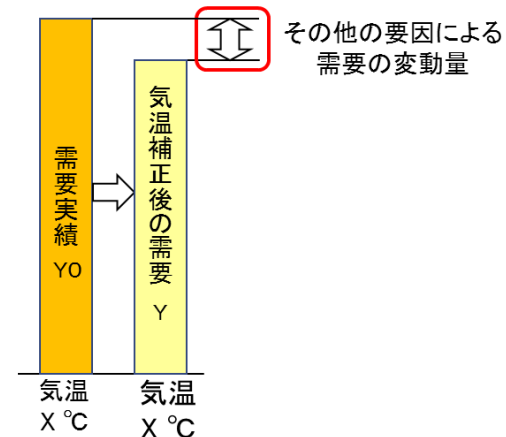
- 「その他の要因による需要変動」は、需要の変動から「気温影響による需要変動」を除いたものであることから、月・時刻断面ごとに、気温の変動が需要の変動に与える影響が大きいかどうか※によって、異なる設定方法とした。

※至近6か年について、月・時刻断面ごとに気温と需要の相関を分析し、決定係数が0.5以上の年が3か年以上ある断面を「気温影響がある断面」とし、それ以外の断面は「気温の影響が小さい断面」とした。

- 「気温の影響がある断面」については、月・時刻断面ごとに下記の算定式を用い、至近6か年(2013～2018年度)の需要実績と当該年度の気温感応度式から需要変動量のデータを作成し、その標準偏差をもとに確率分布(正規分布)を設定。

$$\text{(算定式) 需要の変動量} = Y - Y_0$$

$Y_0$  : 需要実績 (MW)  
 $Y$  : 各年度の気温補正後の需要 (MW)  
 $[= \alpha * X + \beta]$  至近6か年それぞれに設定  
 $\alpha$  : 気温感応度 (MW/°C)  
 $\beta$  : 気温感応度式の切片 (MW)  
 $X$  :  $Y_0$ 発生日の気温実績 (°C)



- 「気温の影響が小さい断面」の設定方法は次頁による。
- 確率変動のエリア間の相関の設定方法については、後述する。

## 1 これまでの検討状況

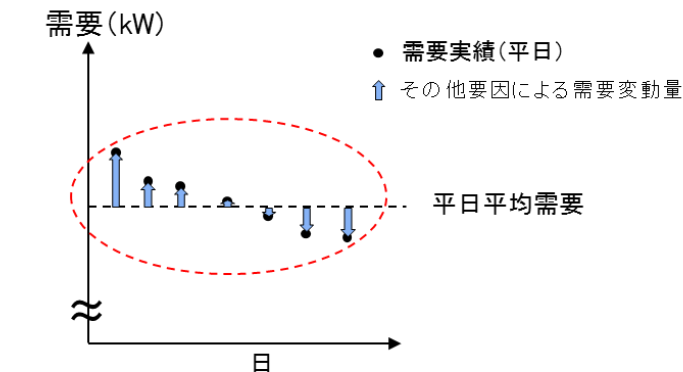
## (2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元 (需要変動データ)

- 「気温影響が小さい断面」は、平均需要と需要実績との差(標準偏差)をもとに「その他の要因による需要変動量」の確率分布を設定する。

- 「気温の影響が小さい断面」(定義は前頁参照)については、月・時刻断面ごとに、至近6カ年(2013～2018年度)の平日の需要実績の平均値からの差分(年度別に算定)のデータを作成し、その標準偏差をもとに確率分布(正規分布)を設定。

※ 需要のベースラインをp.16の方法で設定すると、ベースラインの値に平均値からの差分が含まれることから、ベースラインと変動量の確率分布で2重に変動を見込むことになってしまう。このため、p.16の方法で算定した値の平均値を当該月・時刻断面のベースライン(一定値)として設定する。

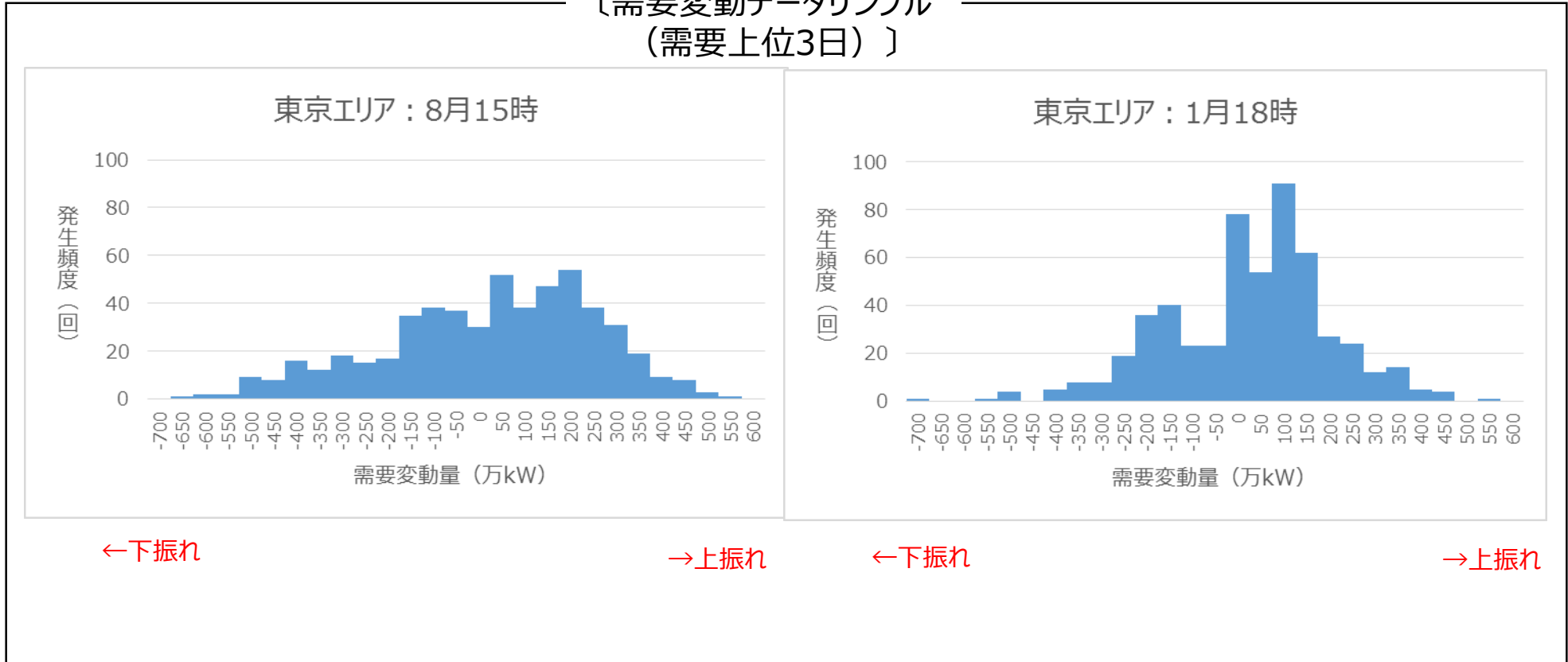
〔気温の影響が小さい断面〕



全平日の需要の変動実績(至近6カ年分)により  
算定した確率分布を設定

(2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元 (需要変動データ)

〔需要変動データサンプル  
(需要上位3日)〕



・需要データサンプル数:540 [上位3日×気温感応度6か年×気温実績30年(1989~2018年)]



---

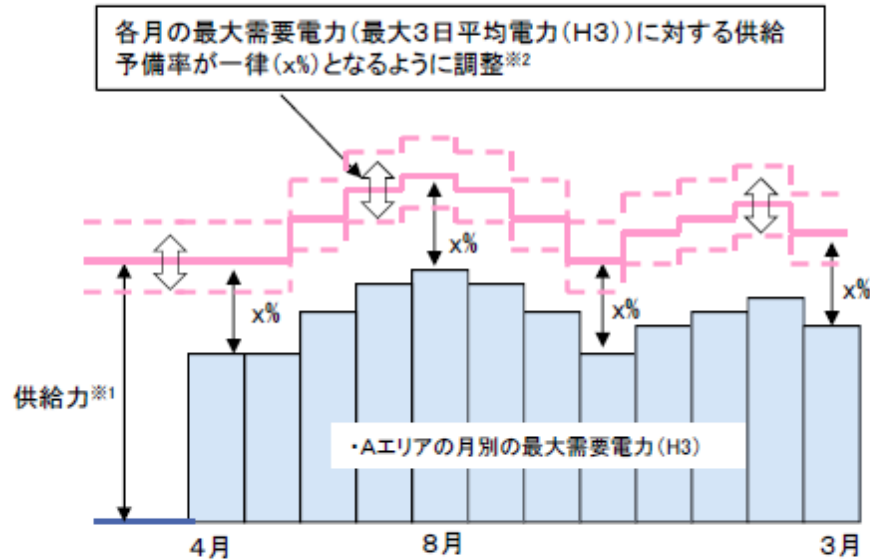
確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元  
(供給力のベースライン)

# 1 これまでの検討状況

## (2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元 (供給力のベースライン)

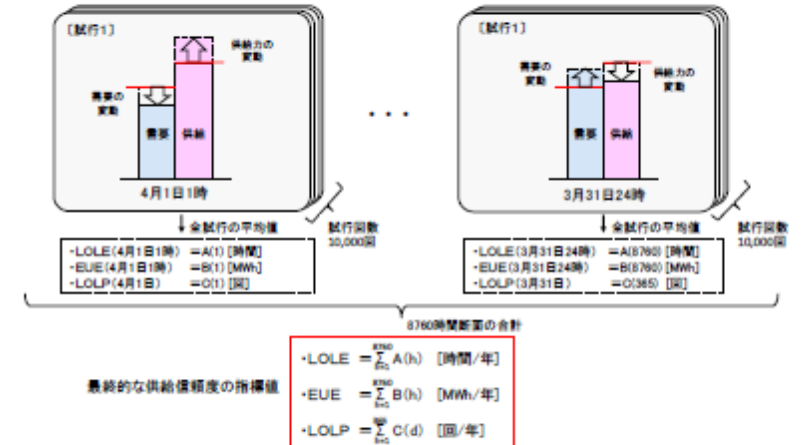
■ 必要供給予備力は、下図のとおり、供給信頼度の指標値が目標値となるよう供給予備力を調整することにより算定する。

### (Step1) 供給予備力の調整



※1 水力、風力・太陽光発電の供給力(下位5日平均値:L5)を含む  
 ※2 目標値(Z0) < Zの場合は供給予備力(率)を増加させ、目標値(Z0) > Zの場合は、供給予備力(率)を減少させる。

### (Step2) 供給信頼度の指標値(Z)の算定 (p.4,5参照)



目標値(Z0) <> Z

目標値(Z0) = Z

終了

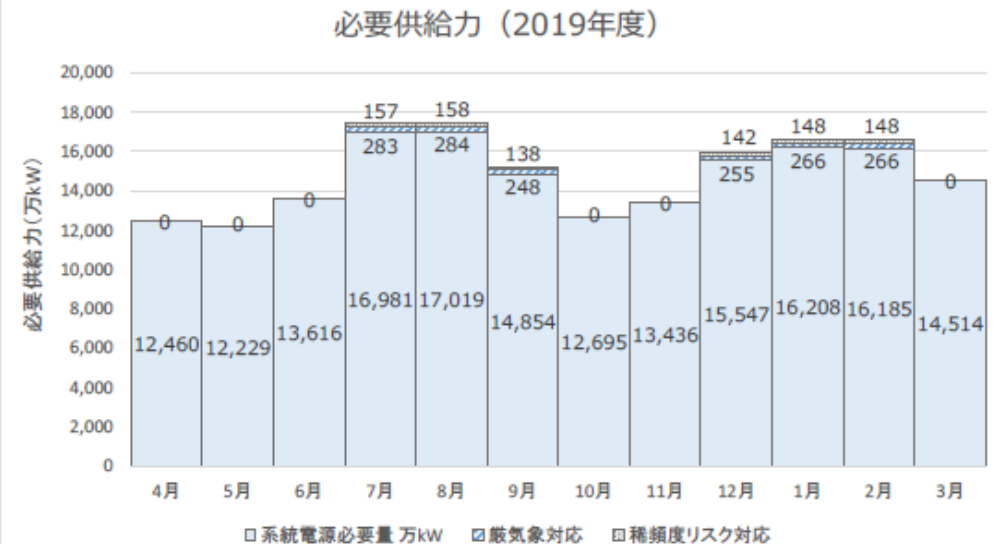
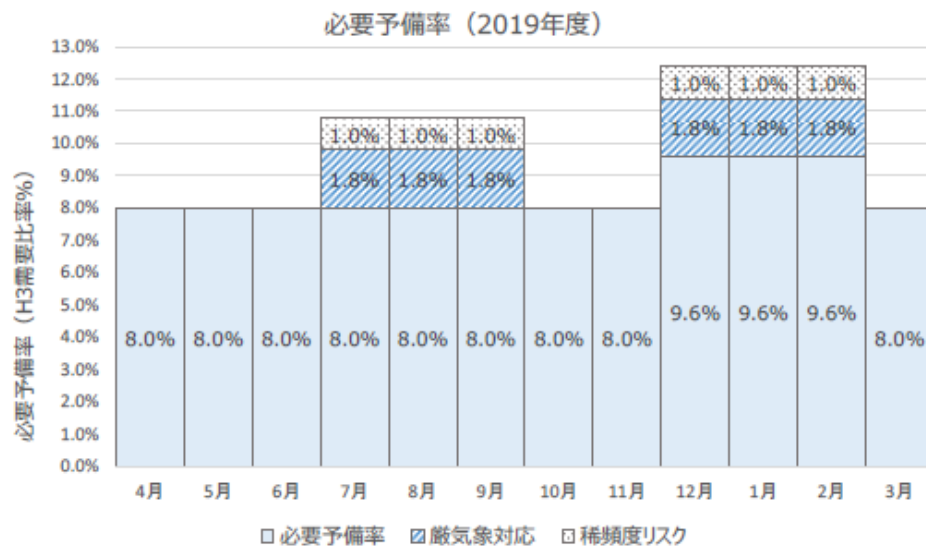
この時の供給予備力が供給信頼度の目標値(Z0)に対する必要供給予備力

# 1 これまでの検討状況

## (2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元（供給力のベースライン）

■ 厳気象対応・稀頻度リスク分を考慮して、各月の必要予備率を設定し、供給力のベースラインとする。

- 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

【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](https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_05_shiryuu.html)

(空白)

---

確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元  
(供給力変動データ)

## 1 これまでの検討状況

## (2) 確率論的 necessary 供給予備力算定手法の検討諸元 (供給力変動データ)

- 下記算定式により求めた電源種別ごとの計画外停止率をもとに、二項分布にて計画外停止分布を模擬する。

$$\text{計画外停止率(火力)} = \frac{\text{認可出力} \times \text{計画外停止時間} + \text{出力抑制量} \times \text{出力抑制時間}}{\text{認可出力} \times (\text{運転時間} + \text{計画外停止時間})} \times 100\%$$

- ・対象設備：認可出力 100MW以上の火力設備とし、発電所内の原因による故障のみでなく、関連変電設備の故障など、ほかの原因により停止または出力制限した場合も含む
- ・対象期間：2017年度諸元(2014～2016年度)

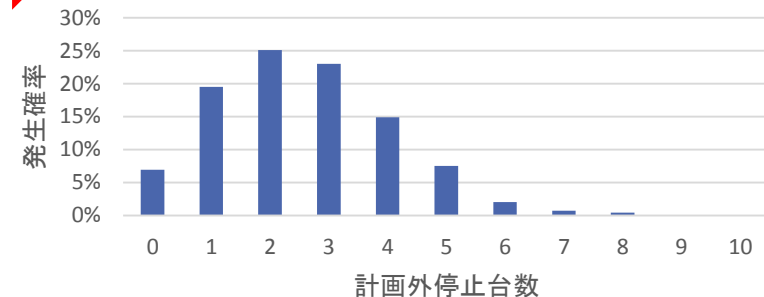
(参考) 計画外停止率

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

【火力の例】

計画外停止率をもとに、  
二項分布にて確率分布を模擬

計画外停止分布  
(計画外停止率2.6%、発電機台数100台)



【出典】第25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に追記

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei\\_jukyu\\_25\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_25_haifu.html)

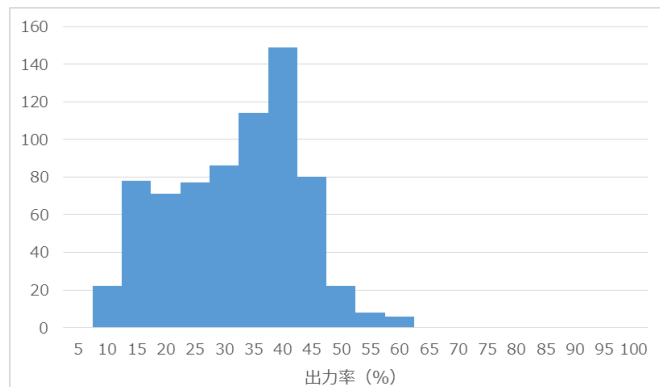


(2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元 (供給力変動データ)

- 再エネ(太陽光、風力、水力)の変動率の分布を以下に示す。出力率の実績は正規分布に従っているとは言えないことから、正規分布による近似はせず、出力率の実績と評価年度の設備量から求まる確率分布をそのまま採用する。

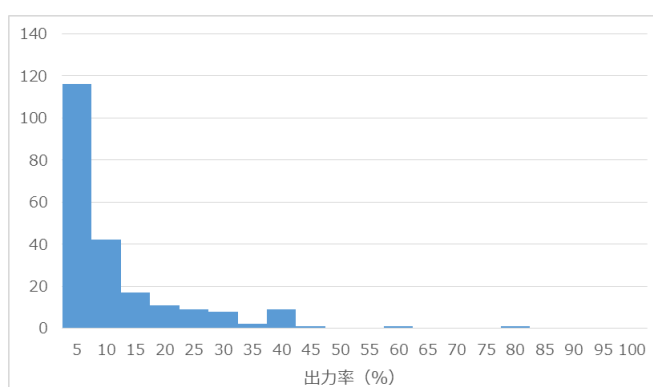
〔再エネ (太陽光・風力・水力) の変動率の分布〕

[太陽光]  
(東京エリア8月15時)



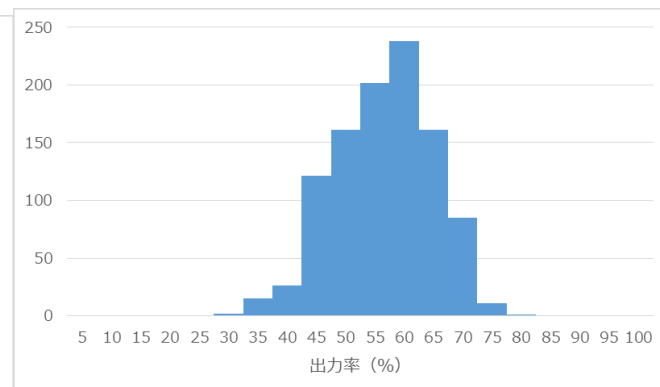
サンプル数 : 713(23年)]

[風力]  
(東京エリア8月15時)



サンプル数 : 217(7年)]

[水力]  
(東京エリア8月15時)



サンプル数 : 1,023(33年)]



## 1 これまでの検討状況

- (1) 確率論的必要供給予備力算定手法による供給信頼度の指標値の算定
- (2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元（需要・供給力）

## 2 今後の検討課題

- (1) 再エネ供給力評価
- (2) 揚水供給力評価
- (3) EUE基準値の設定

## 2 今後の検討課題 ～当面の検討項目及び検討スケジュール～

- 再エネ供給力評価の供給計画への反映、および容量市場の初回オークションに向けて、供給信頼度評価に係る現時点での主な検討項目・スケジュールは下表のとおりであり、今年度上期中に各数値を算定することとしたい。

(▼：調整力等委)

項目	主な課題・検討事項	6月	7月	8月	9月	10月
		▼14	上▼ 下▼	下▼	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	EUE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の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				
(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			
(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)		供給計画・需給検証見直し検討	
(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	

## 1 これまでの検討状況

- (1) 確率論的必要供給予備力算定手法による供給信頼度の指標値の算定
- (2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元（需要・供給力）

## 2 今後の検討課題

- (1) 再エネ供給力評価
- (2) 揚水供給力評価
- (3) EUE基準値の設定

## 2 今後の検討課題

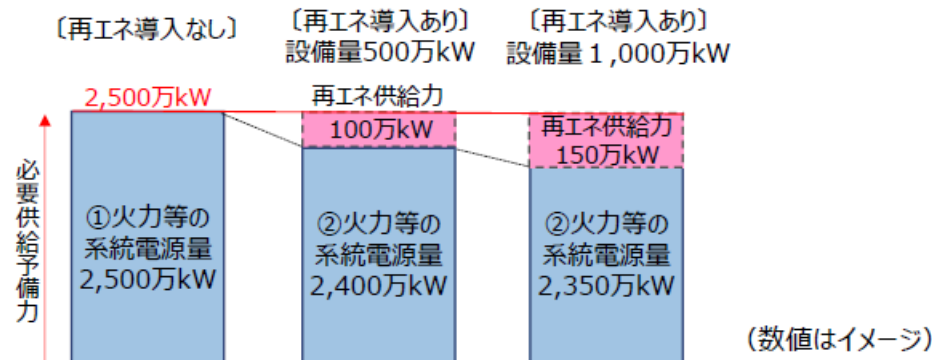
### (1) 再エネ供給力評価 (L5⇒火力代替価値)

- これまでの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、再エネ供給力の評価方法を従来のL5評価から火力代替価値(kW価値)に見直すことを提案した。\*  
\* 沖縄エリアを除く(沖縄エリアは別途検討)
- L5評価から火力代替電源価値へ見直す場合の確認事項は以下のとおり。
  - 〔確認事項①〕 太陽光と需要の相関を評価すべきか。太陽光と風力の相関を評価すべきか。
  - 〔確認事項②〕 年間評価と各月評価の特性と使い分けの検討

- 確率論的の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)

## 2 今後の検討課題

(1) 再エネ供給力評価（確認事項①：太陽光と需要の相関、太陽光と風力の相関を考慮すべきか）

- 太陽光と需要の相関（例：夏季は高需要時に太陽光高出力、冬季は高需要時に太陽光低出力など）および太陽光と風力の相関（例：風力高出力時に太陽光低出力など）がどのような状況か実績等から確認する。

### ■ 今後の検討課題

現状は、需要と太陽光発電出力、太陽光発電出力と風力発電出力など、要素間の相関は考慮されていない。このため、今後、要素間の相関について確認を行い、一定の相関が認められる場合は、要素間の相関を考慮したロジック見直しの検討を行う。

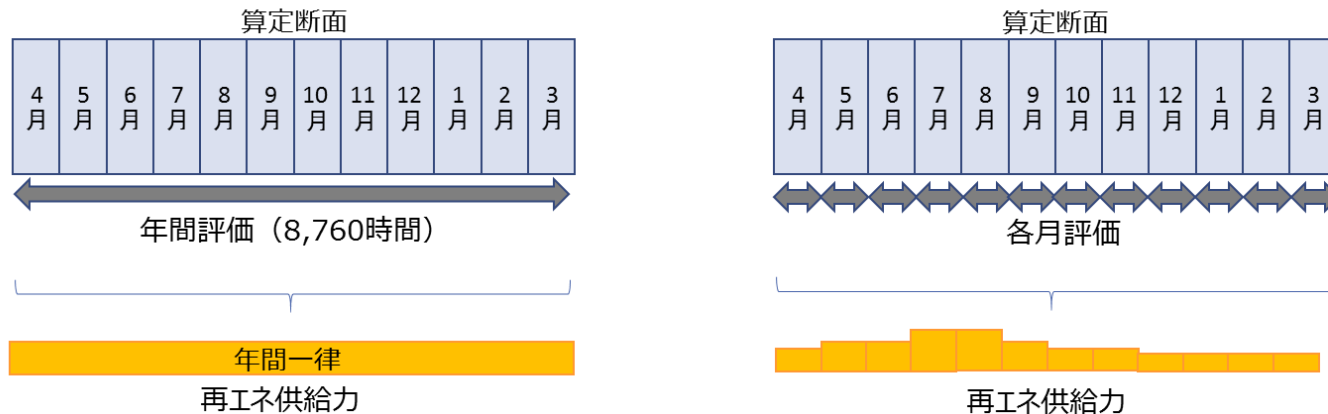
【出典】第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei\\_jukyu\\_25\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_25_haifu.html)

### (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ことが必要である。
  - ✓ 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。



【出典】第3回電力レジリエンス等に関する小委員会 資料3

[https://www.occto.or.jp/iinkai/koukikeitouseibi/resilience/2018/resilience\\_03\\_shiryuu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/koukikeitouseibi/resilience/2018/resilience_03_shiryuu.html)

## 1 これまでの検討状況

- (1) 確率論的必要供給予備力算定手法による供給信頼度の指標値の算定
- (2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元（需要・供給力）

## 2 今後の検討課題

- (1) 再エネ供給力評価
- (2) 揚水供給力評価
- (3) EUE基準値の設定

## 2 今後の検討課題 (2) 揚水供給力評価

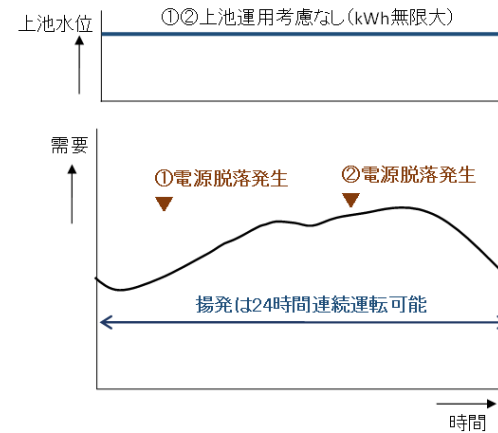
- 供給計画および需給検証では、評価対象断面の時間帯における潜在出力を踏まえて算定している。
- 供給信頼度評価において、上池水位のkWh制約を考慮した揚水の供給力評価について、再エネ供給力評価と同様に、火力代替価値相当として算定していくことどうか。

### ■ 現状のシミュレーション

現状は、24時間いつでも供給力として期待できることを前提としているが、池運用を考慮すると、最大の供給力で運転できる時間は限定されており、高需要が長時間継続する場合には供給力が減少することとなる。

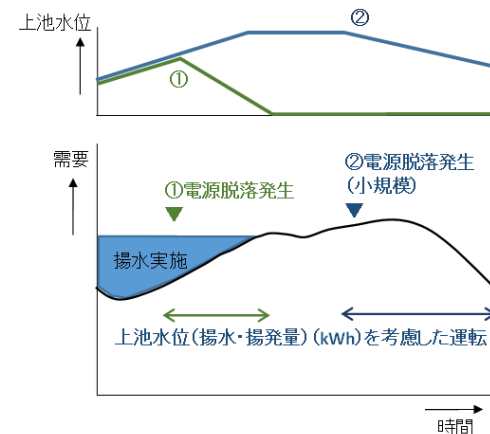
また、太陽光発電の連系増加に伴い、揚発の運転する時間帯も夕刻にシフトしている。

このような揚水発電機を運用するうえでの制約についても、その考慮の必要性を含めた検討を行う必要がある。



### ■ 揚発運用を考慮した手法(検討中)

上池水位(揚水・揚発量)のkWhを考慮したシミュレーションの方法について検討中。



【出典】第25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/2017/chousei\\_jukyu\\_25\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_25_haifu.html)



## 1 これまでの検討状況

- (1) 確率論的必要供給予備力算定手法による供給信頼度の指標値の算定
- (2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元（需要・供給力）

## 2 今後の検討課題

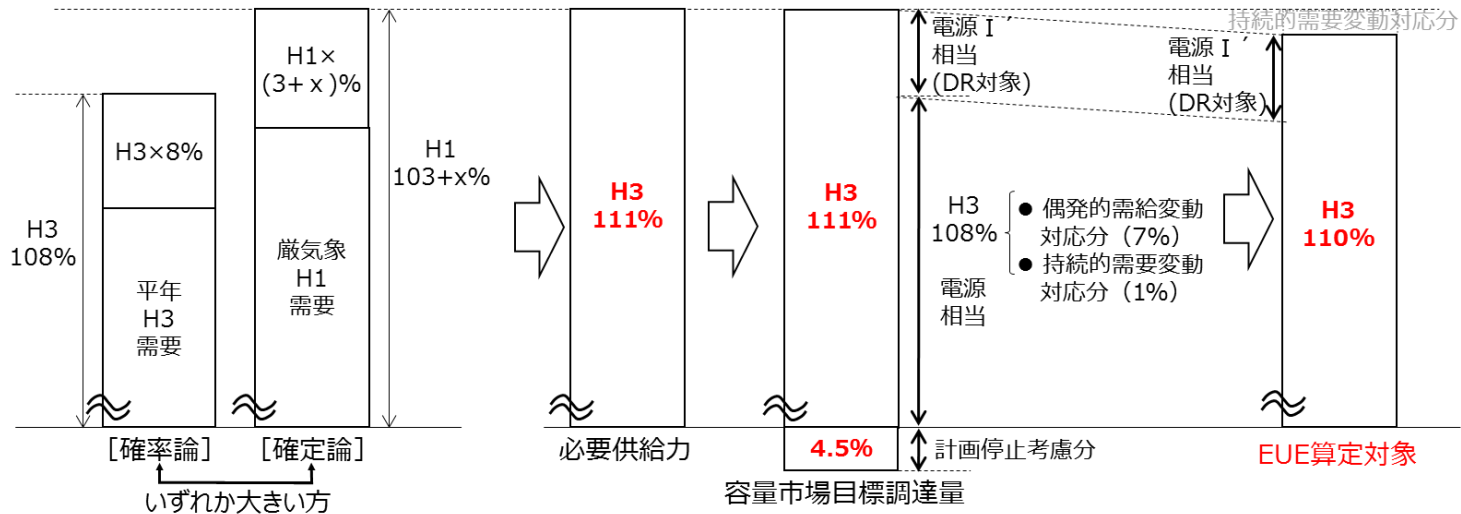
- (1) 再エネ供給力評価
- (2) 揚水供給力評価
- (3) EUE基準値の設定

(3) EUE基準値の設定(確保すべき必要供給力)

- 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、厳気象対応分および稀頻度リスク分を考慮し、「 $\text{H3需要} \times (108 + 2[\text{厳気象対応}] + 1[\text{稀頻度リスク対応}])\%$ 」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「 $\text{H3需要} \times 111\%$ 」および「 $\text{H3需要} \times 110\%$ 」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

## ～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

## ・確率論的必要供給予備力算定手法によるシミュレーション諸元

(参考)今回試算の前提条件

(2) 確率論的必要供給予備力算定手法によるシミュレーション諸元

22

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