

更なる供給力等の対応力確保策の検討

～必要供給予備力ほか～

2019年3月27日

電力レジリエンス等に関する小委員会 事務局

(参考) 電力レジリエンス小委のスケジュール

	今後のスケジュール	年内					来春	備考	
国	電力・ガス基本政策小委 (電力レジリエンスワーキンググループ他含む)	11/27 対策とりまとめ	2/21 脱炭素化社会に向けた 電力レジリエンス小委員会			3/26	5月※ 一定の結論	※ 未定	
	広域系統整備委	12/4 小委設置・計画策定プロセス開始	1/25			3/8			
	調整力等委	12/7 小委設置	2/19			3/20			
	需給調整市場検討小委		1/24		3/5	3/28		需給調整市場の構築	
	容量市場検討会	12/17	2/6		(月 1 回程度開催予定)			容量市場の早期開設	
広域 機 関	電力レジリエンス小委	12/18 第 1 回	1/22	2/22	3/5	3/27 (今回)	4月 一定の結論※2	5月まで※1	※1 未定 ※2 検討事項毎に議決
	①北本の更なる増強等の検討	12/18 進め方の提示・増強規模等	増強工事の具体化 (1/2)			増強工事の具体化 (2/2)	・増強により得られる効果の考え方 ・効果の定量化		
	②更なる供給力等の対応力確保策の検討	12/18 進め方の提示	1月	2月	3月	4月			
	③レジリエンスと再エネ拡大の両立に資する地域 間連系線等の増強・活用拡大策等の検討	12/18 需給調整市場に関する 検討状況を報告	地域間連系線等の増強・活用拡大策 に係る検討の方向性						
	④太陽光・風力発電機の周波数変動に伴う 解列の整定値等の見直し	12/18 進め方の提示	1月				4月		
	⑤停電コストの技術的な精査	12/18 進め方の提示				3月 ▽停電コストの精査	4月		

- 第1回の本小委員会において示した検討項目のうち、計画停止を踏まえた設備量や厳気象対応、稀頻度リスク対応について、妥当性や供給信頼度評価の考え方についてご議論いただきたい。

① 必要供給予備力

①－1 再エネ導入進展（年間需要フラット化）に対する、必要な系統電源の確保

- ✓ 再エネkW価値見直しに伴う、系統電源必要量の算定方法の考え方
- ✓ 計画停止を踏まえた設備量の確保量の算定方法の考え方

議論の対象(1)

①－2 各エリアの供給信頼度のあり方

- ✓ 各エリアの供給信頼度の確保方法
(必要予備率の設定有無、EUE算定における連系線マージンの扱い)

② 調整力公募

②－1 厳気象対応

- ✓ 厳気象の定義「10年に1回程度の猛暑や厳寒」の見直し是非
- ✓ 必要量の算定対象の見直し是非（厳気象H1需要の発生月以外も算定するか）

②－2 ブラックスタート電源

- ✓ ブラックスタート電源の必要量（箇所数等）の見直し是非

議論の対象(2)

③ 稀頻度リスク

- ✓ TFで整理した必要量の妥当性評価、具体的な算定
- ✓ TFで整理した確保対象の具体化

④ 全般

- ✓ 各項目の変更・適用時期（適用までの運用方法含む）
- ✓ 各変更を踏まえた需給検証の考え方
- ✓ 各項目の変更・適用による負担のあり方

出所）第1回電力レジリエンス等に関する小委員会（2018年12月18日） 資料3-2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_01_shiryuu.html

（2）本小委員会での審議内容

- 全般
 - ・ 変更・適用時期：今回検討
 - ・ 負担のあり方：今回検討（提案）

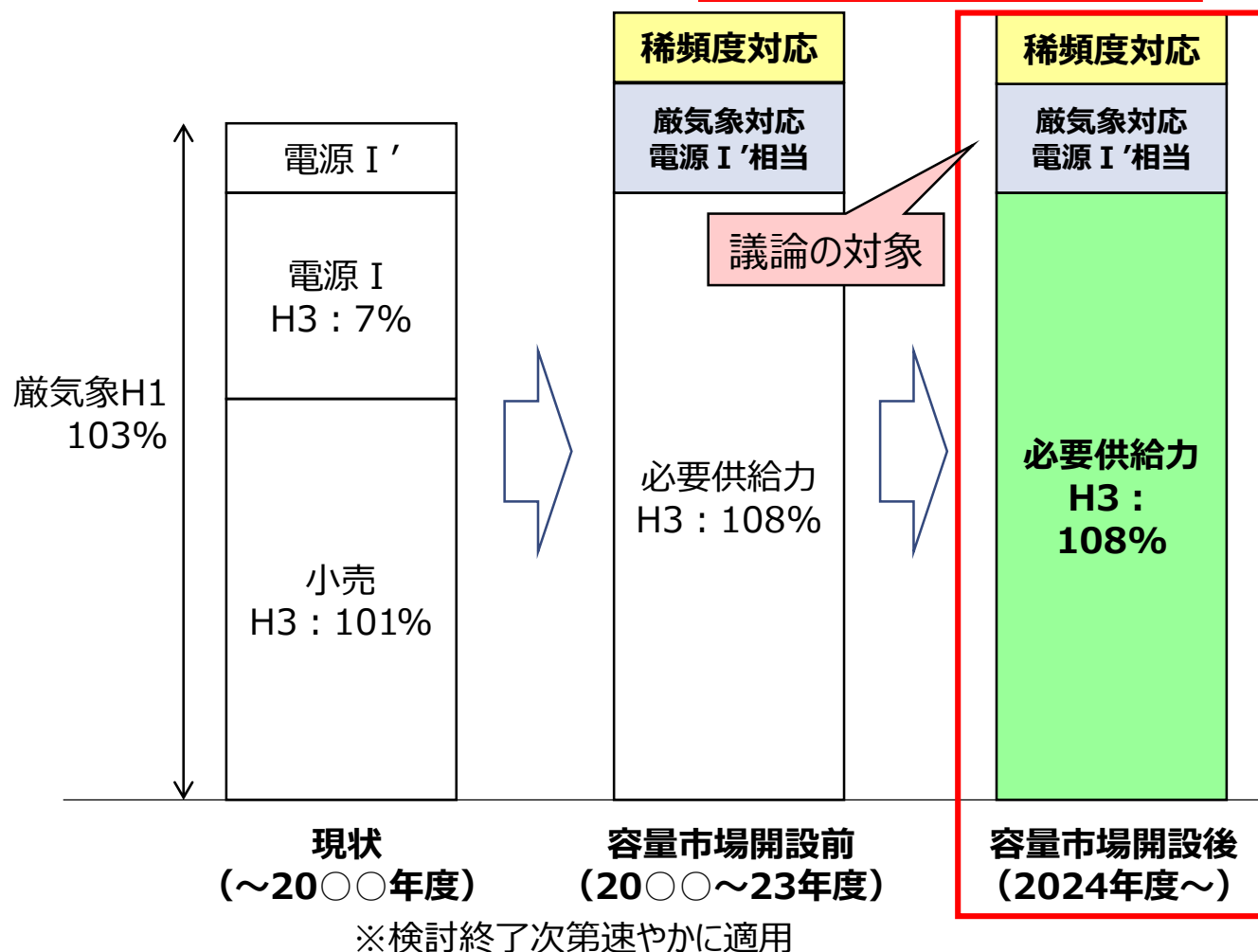
- 稀頻度対応
 - ・ 必要性・量・確保対象：国（TF）
 - ・ 必要量の精査：今回検討
 - ・ 確保対象の精査：今回検討

- 厳気象対応
 - ・ 量の精査：今回検討

- 必要供給予備力
 - ・ 各エリアの供給信頼度：今回検討
 - ・ 再エネ評価の見直し：今回検討

- ブラックスタート電源
 - ・ 必要量の精査：今回検討

- 容量市場
 - ・ 早期開設：国（TF）
 - ・ 容量市場検討会で議論し、報告



1. 計画停止を踏まえた確保すべき設備量

- 計画停止の実態を踏まえ、どの程度の追加設備量を確保すべきか

2. 必要供給力に対する確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）による経済性分析

- 経済性分析を参照しつつ、どの程度の必要供給力を確保すべきか

3. 確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）による供給信頼度評価について

- 供給信頼度評価においてEUE算定を用いてはどうか

(余白)

1. 計画停止を踏まえた確保すべき設備量

- 計画停止の実態を踏まえ、どの程度の追加設備量を確保すべきか

2. 必要供給力に対する確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）による経済性分析

- 経済性分析を参照しつつ、どの程度の必要供給力を確保すべきか

3. 確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）による供給信頼度評価について

- 供給信頼度評価においてEUE算定を用いてはどうか

4. まとめ

前回までの本小委員会における主なご意見と対応の考え方 ～電源の計画停止を踏まえた確保すべき設備量について

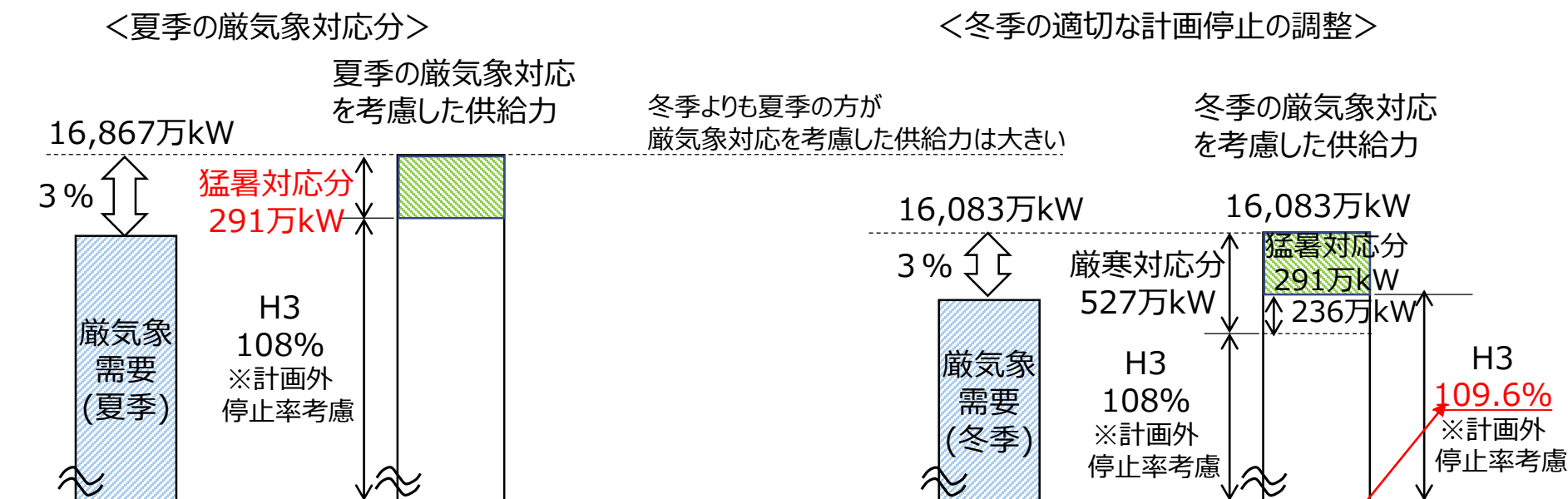
主なご意見	考え方・対応方針
- 容量対価を支払う小売事業者としては、今までのH3の8%に、さらに6%追加となると<u>非常に大きなインパクト</u>がある。 <u>発電事業者の立場</u>としては、計画停止は定期的な点検だけではなく、必要な設備取替を長期的に計画し、メーカーの納入、作業員確保して補修を計画しているため、現状でもその法定の期限の中での調整が難しい。 - 広域機関から、各事業者に対し、電源の計画停止を夏季・冬季のピーク時期を極力避けていただく要請をした<u>2019年度供給計画の数値を用いて評価していくことは合理的な提案</u>。	- 前回（第4回）本小委員会にて、<u>厳気象対応の供給力は、適切な計画停止調整および冬季の火力出力増加を考慮することにより、厳気象H1の103%相当を確保することとして、夏季で算定すると整理したところ</u>。 - 今回、<u>2019年度供給計画の数値および事業者へのヒアリング結果を踏まえ、最低限必要な計画停止量を確認した</u>。 - 以上のことから、今回の計画停止量の実態を踏まえて算定した「<u>平年H3需要の4.5%」は追加設備量として最低限確保すべきと考えるが、ご議論いただきたい</u>。 ※計画停止調整の結果、追加設備量が恒常的に不足することとなった場合には、再検討することとしてはどうか。
- 計画停止を踏まえた追加量は<u>すべて容量市場の追加オークションで調達</u>するといったことが考えられないか。 - 容量市場の<u>追加オークションの時期を早める手法</u>はないか。	- 容量市場のメインオークションと追加オークションの目標調達量の配分は、必要供給力を確実に確保する観点から<u>メインオークションで全量確保が必要と整理している</u>。 - 追加オークションの時期は、実需給前年度の5月～6月に1回実施することと整理している。
夏も必然的に止めなければいけないという事情はあるものの、夏に停止しているために追加調達量が増えるのであれば、その<u>停止設備には容量対価を支払わないこと</u>にしなければいけない。	- 追加設備量分を、計画停止に関わらず、発電に支払うことについては検討を行う。 - 具体的には、<u>容量市場の在り方等に関する検討会において、容量市場のリクワイアメントおよびペナルティを見直すとともに、支払いの考え方や方法等についても検討を行う</u>。

(1) 厳気象対応に必要な供給力の精査

- 前回、容量市場開設後の厳気象対応に必要な供給力として、夏季猛暑対応分が291万kWであることに対して冬季厳寒対応分は527万kWと冬季必要量が上回ることを示した。そして、社会コスト最小を目指す観点から、補修等に伴う計画停止の調整を適切に行うことで、厳気象対応の調達量を、冬季の厳寒対応分527万kWではなく、夏季の猛暑対応分291万kWとすることを提案した。

※なお、夏季と冬季の計画停止量の差の考慮については、計画停止を実施するために必要な設備量の整理結果を踏まえ、判断することとした。

- そのため、「適切な計画停止の調整」とは、冬季の系統電源量が、H3需要の109.6%（= 108% + 236万kW[1.6%]）以上となるように停止調整することとなる。



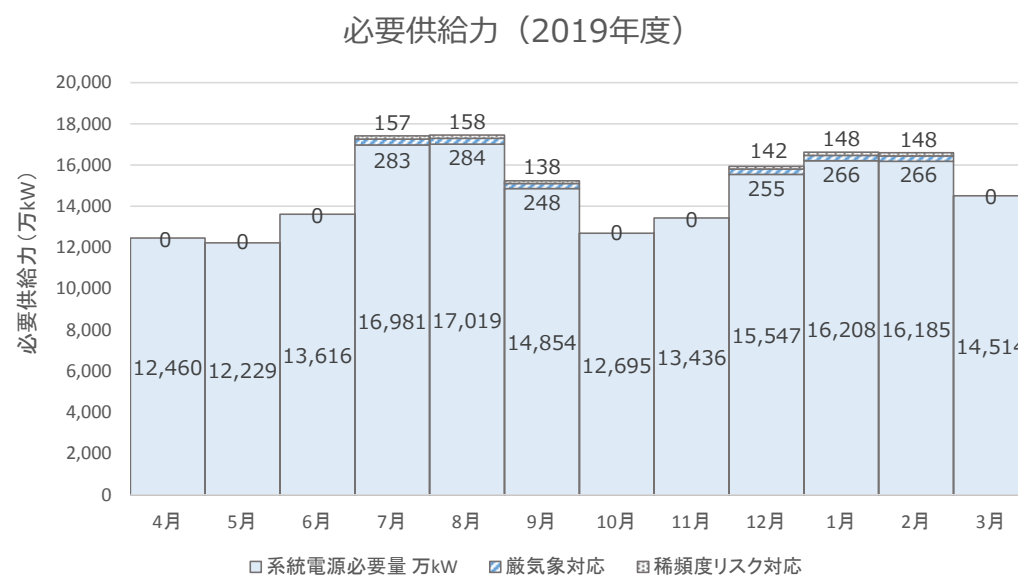
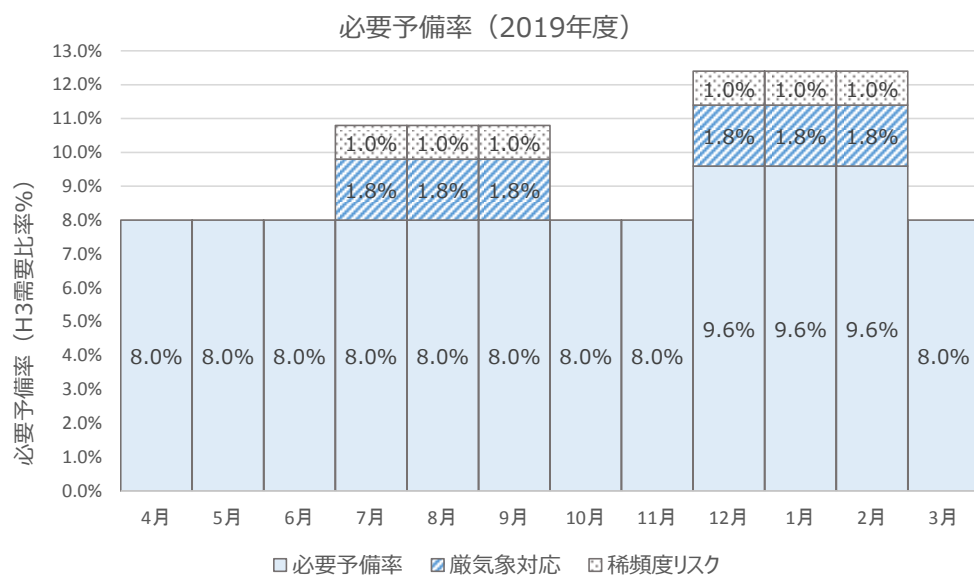
冬季の厳気象対応を考慮した
夏季の厳気象対応分を除く
冬季の必要供給力 $H3 \times 109.6\%$

電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方

(1) 厳気象対応に必要な供給力の精査

9

- 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])

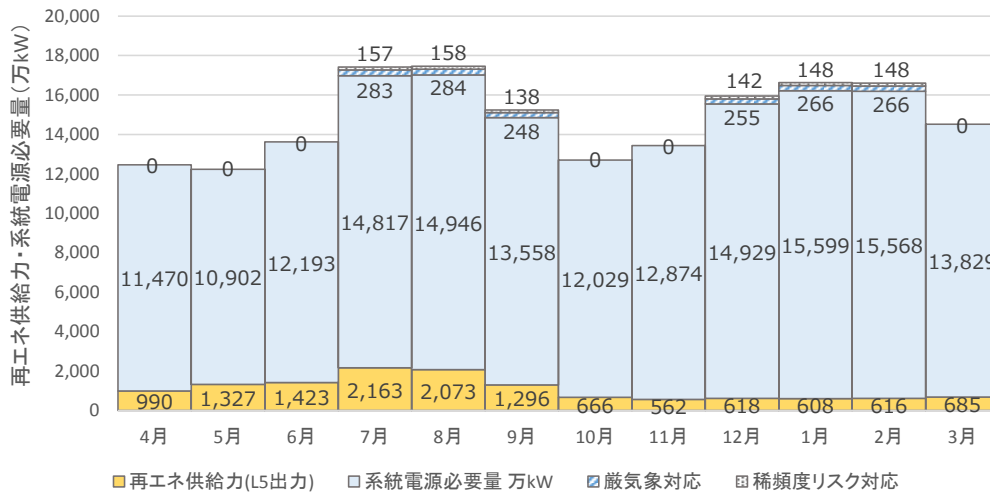


※厳気象対応・稀頻度リスク分については、夏季・冬季のみに限定せず年間を通して運用する

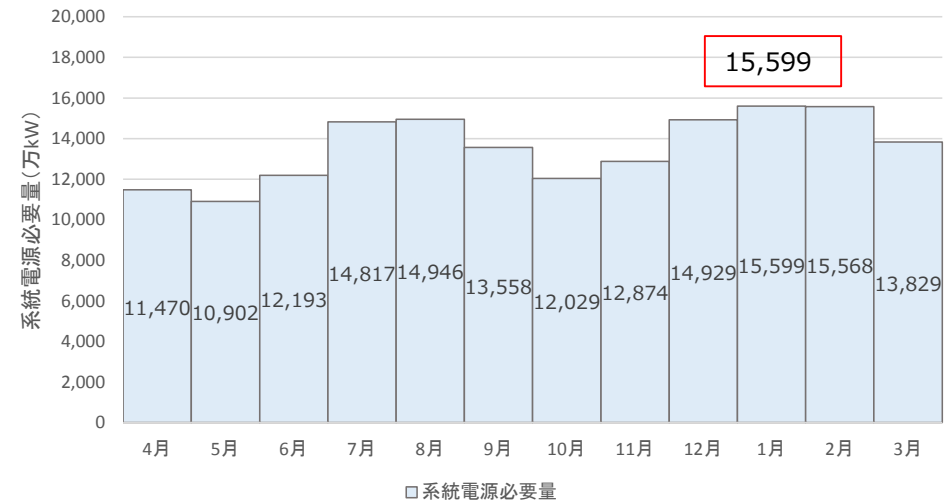
(2) 太陽光・風力発電の導入を考慮した c.年間計画停止可能量の算定

- 前頁の必要供給力のうち、電源の計画停止を考慮した設備量を算定するために、再エネ供給力分を控除して、系統電源必要量を算定する。
- また、電源 I ' 相当 (DRなど) の厳気象対応分・稀頻度リスク分については、発動回数・継続時間等の運用制約がある設備であることから、同様に必要供給力から控除して系統電源必要量を算定する。
- 2019年度供給計画の諸元において、系統電源必要量の最大値 (設備量) は1月の15,599万kWとなる。

再エネ供給力・系統電源必要量 (2019年度)



系統電源必要量 (2019年度)

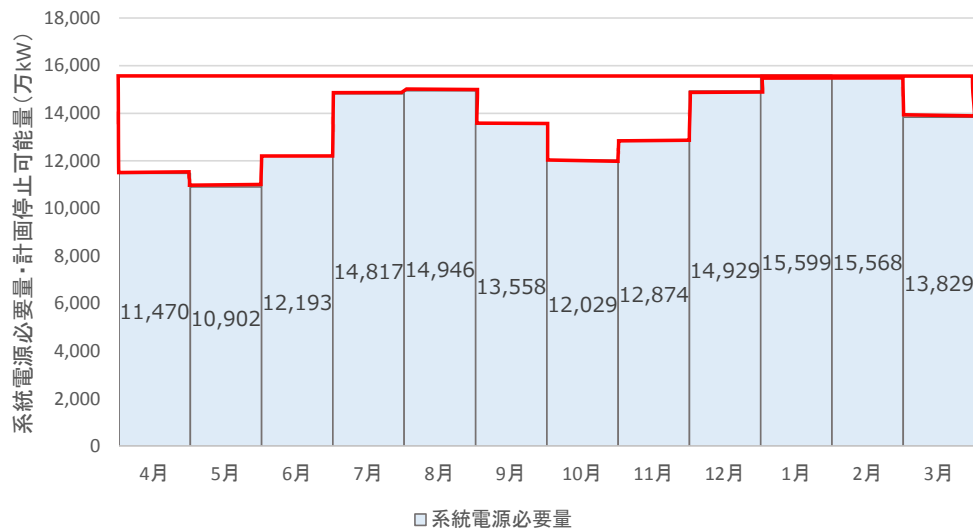


(3) ガスタービン発電設備の季節毎の最大出力変化を踏まえた年間計画停止可能量の算定

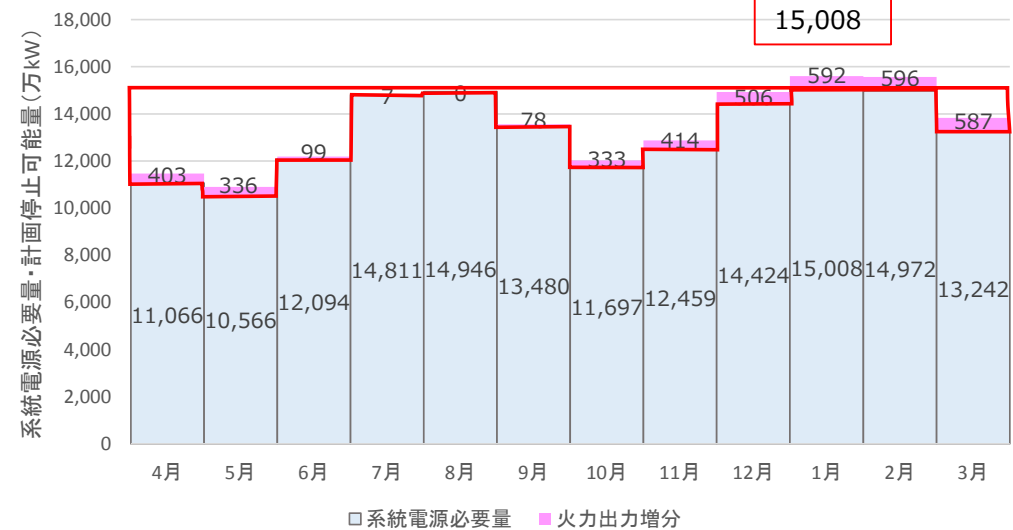
- 系統電源である火力発電のうちガスタービン発電設備は、空気圧縮機を経て燃焼器に取り込む空気量が大気温度により変化し、冬季の方が発電し得る出力が大きくなるため、設備量が同じであっても供給力として見込める量は季節により異なる。
- この特性を系統電源必要量の算定に考慮すると、ガスタービン発電設備の夏季最大出力を基準とすると、冬季および春季・秋季については、ガスタービン発電設備の出力増加によって、系統電源必要量が減少する。
- 具体的には、冬季1月の場合、系統電源必要量が $15,599 - 592 = 15,008$ 万kWに減少する（平年H3需要の約4%減少）。また、系統電源必要量は夏季と冬季はほぼ同等となった。

 年間計画停止可能量：21,326万kW・月（1.42カ月）
 火力出力増分

計画停止可能量（2019年度）



計画停止可能量（2019年度）



(4) 2019年度供給計画を踏まえた年間計画停止量の算定

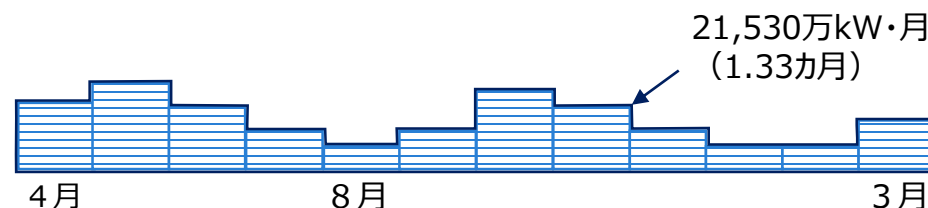
- 2019年度供給計画における年間計画停止量は、21,530万kW・月（月換算1.33ヵ月）であった。
- 当機関は2019年度供給計画策定にあたり、各事業者に対して、電源の計画停止を夏季・冬季の需要ピーク時を極力避けていただくよう要請をした結果、2019年度の夏季（7～9月）・冬季（12～1月）の計画停止量が2018年度に対し、1,551万kW・月減少し、年間計画停止量が2,305万kW・月減少した。

〔2019年度供給計画における計画停止（沖縄除き）〕

（単位 万kW・月）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間
火力	2,336	2,783	2,083	396	333	759	2,363	1,916	867	281	307	894	15,317
揚発	351	404	370	98	127	194	508	534	328	196	218	328	3,656
原子力	76	183	193	209	257	312	283	219	165	241	250	169	2,556
合計	2,762	3,370	2,646	703	717	1,265	3,154	2,669	1,361	719	775	1,391	21,530 [1.33ヵ月]

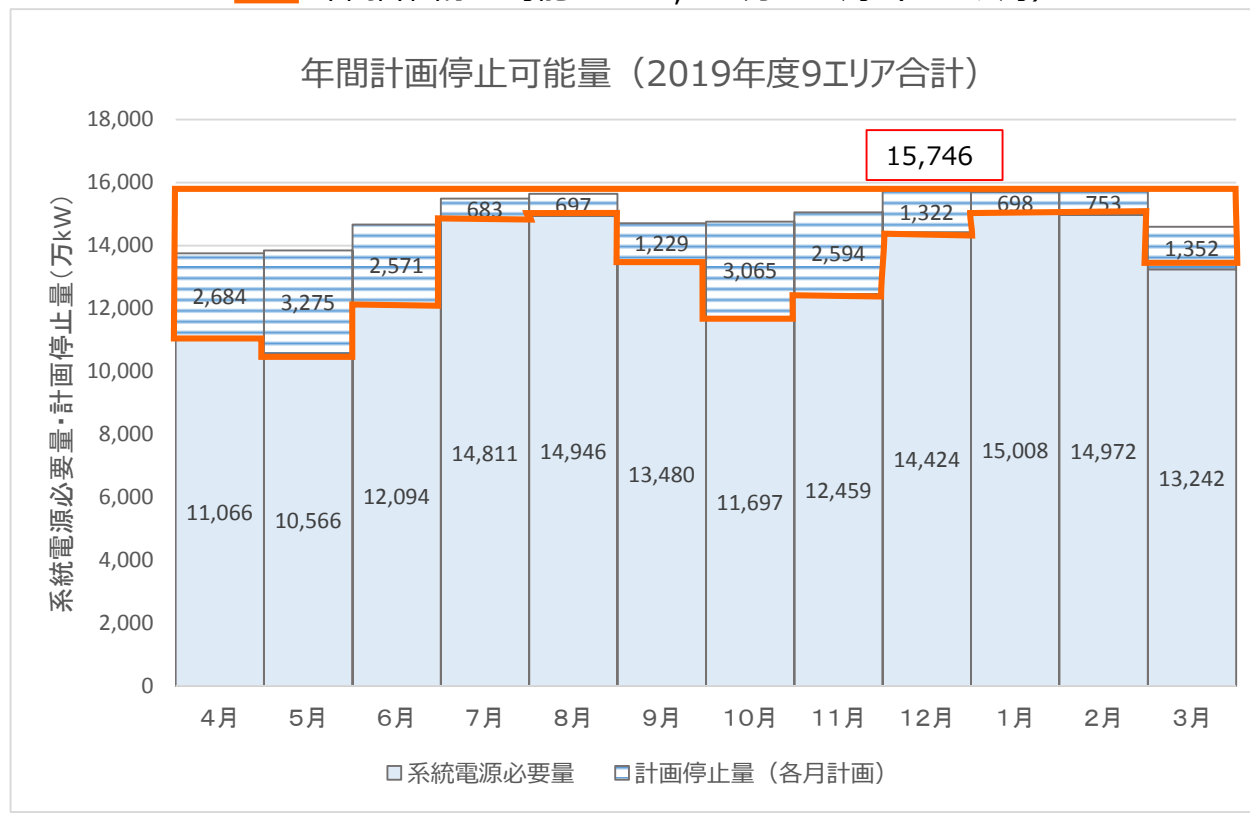
[]は設備量で除した月換算の値（設備量16,203万kW）



(5) (3) (4) を踏まえた年間計画停止可能量の算定 (1 / 3)

- 2019年度供給計画における計画停止量は、翌年度以降に計画停止を繰り延べたものであり、2020年度以降も持続性のある保証はないものの、容量市場の目標調達量を過大としない観点も踏まえ、2019年度供給計画における各月ごとの計画停止の実態を踏まえた年間計画停止可能量を算定することとする。
- 2019年度供給計画諸元において、9エリア合計の各月ごとの計画停止の実態を踏まえた設備量（各月の計画停止量を各月の系統電源必要量に加算した年間最大値）を算定すると、12月の15,746万kWとなる。
- 設備量から各月の系統電源必要量を差し引いた、年間計画停止可能量は、30,191万kW・月（月換算1.92ヵ月）となる。

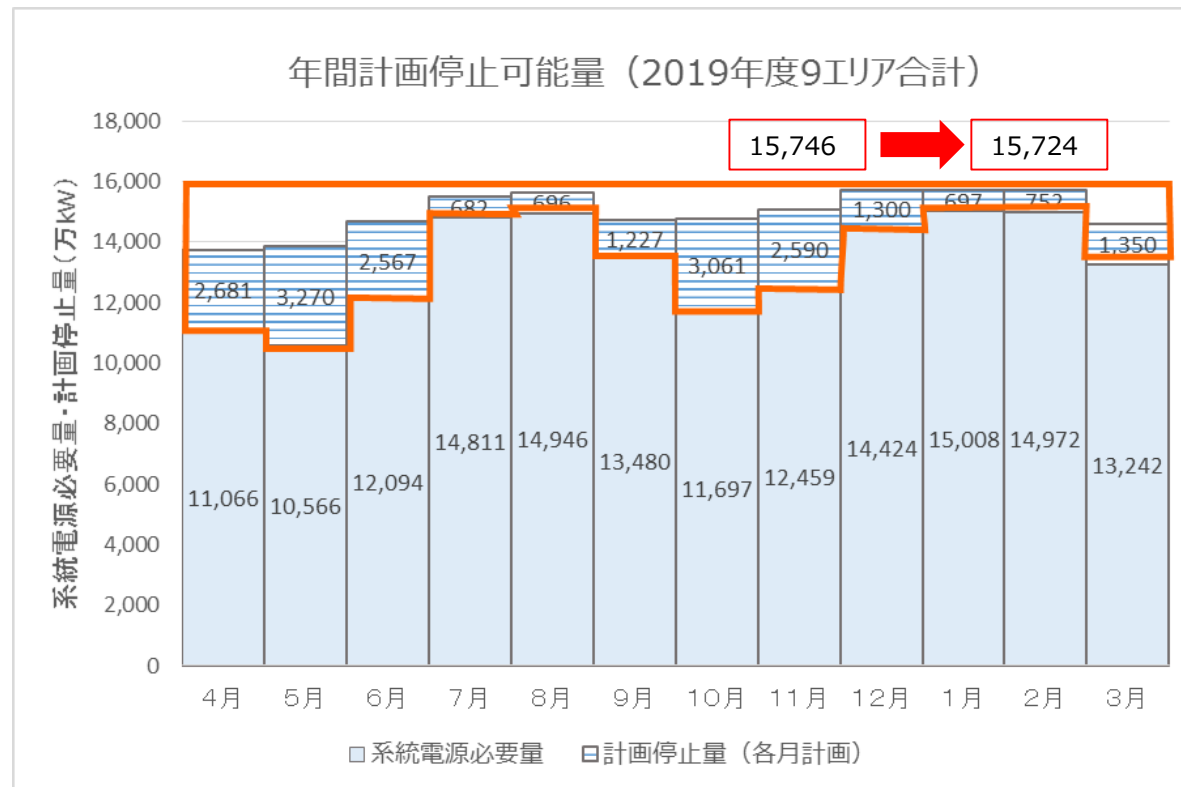
年間計画停止可能量 : 30,191万kW・月 (1.92ヵ月)



(5) (3) (4) を踏まえた年間計画停止可能量の算定 (2 / 3)

- 前頁の各月の計画停止の実態を踏まえた設備量は12月の15,746万kWとなっているが、当月の計画停止量は1,322万kWと1月、2月の700～750万kW程度よりも若干多い。この背景としては、12月上旬の厳寒需要が発生する可能性が低い時期に計画停止を調整していることが考えられる。
- したがって、容量市場の目標調達量をさらに抑制する観点から、12月の計画停止時期が主に上旬であることを前提として、各月ごとの計画停止の実態を踏まえた設備量を2月の15,724万kWとしてはどうか。
- その結果、設備量から各月の系統電源必要量を差し引いた、年間計画停止可能量は、29,922万kW・月（月換算1.90ヵ月）まで抑制できる。

年間計画停止可能量：29,922万kW・月（1.90ヵ月）



(5) (3) (4) を踏まえた年間計画停止可能量の算定 (3 / 3)

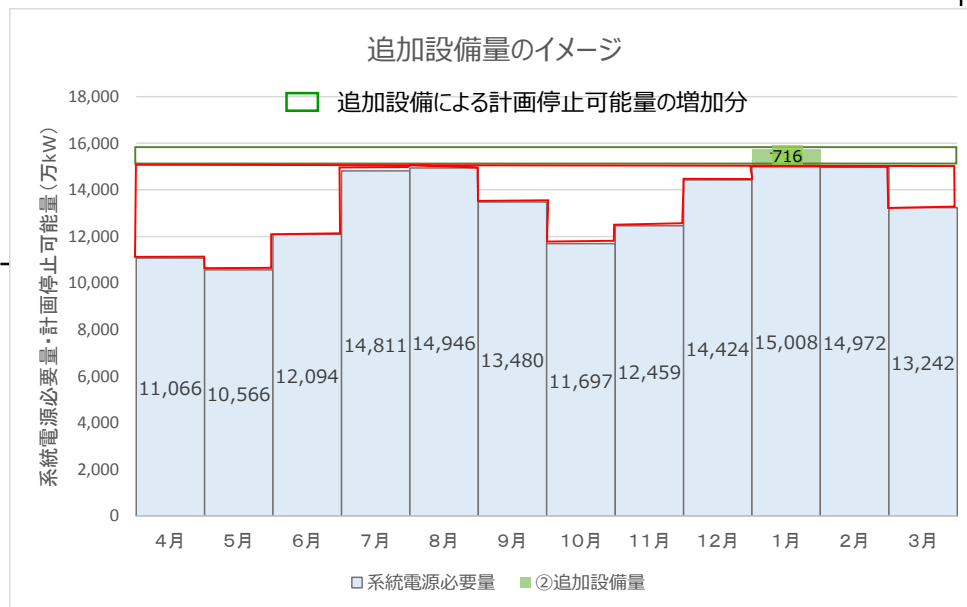
- 前頁を踏まえ、年間計画停止可能量 = 年間計画停止量 (1.90ヵ月) となるように設備追加量を算定すると、716万kW (2019年度年間H3需要の+4.5%相当) となる。
- 電源の計画停止を考慮した設備量は、 $15,008 + 716 = 15,724$ 万kW となる。

○設備追加量の算定 (年間計画停止量が月換算1.90ヵ月)

$$\underbrace{\text{計画停止可能量}}_{(\text{年間計画停止可能量})} + \underbrace{\text{計画停止追加量} \alpha \times 12 \text{ヵ月}}_{(\text{年間計画停止量})} = (\text{設備量} + \text{計画停止追加量} \alpha) \times 1.90 \text{ヵ月}$$

$$\text{計画停止追加量} \alpha = \frac{(\text{設備量} \times 1.90 \text{ヵ月} - \text{計画停止可能量})}{(12 \text{ヵ月} - 1.90 \text{ヵ月})}$$

$$\text{計画停止追加量} \alpha = \frac{(15,008 \times 1.90 - 21,326)}{(12 - 1.90)} \\ \doteq 716 \text{万kW}$$



□ 年間計画停止可能量 : 21,326万kW・月
■ 設備追加量による年間計画停止可能量 : 8,596万kW・月

} 1.90ヵ月

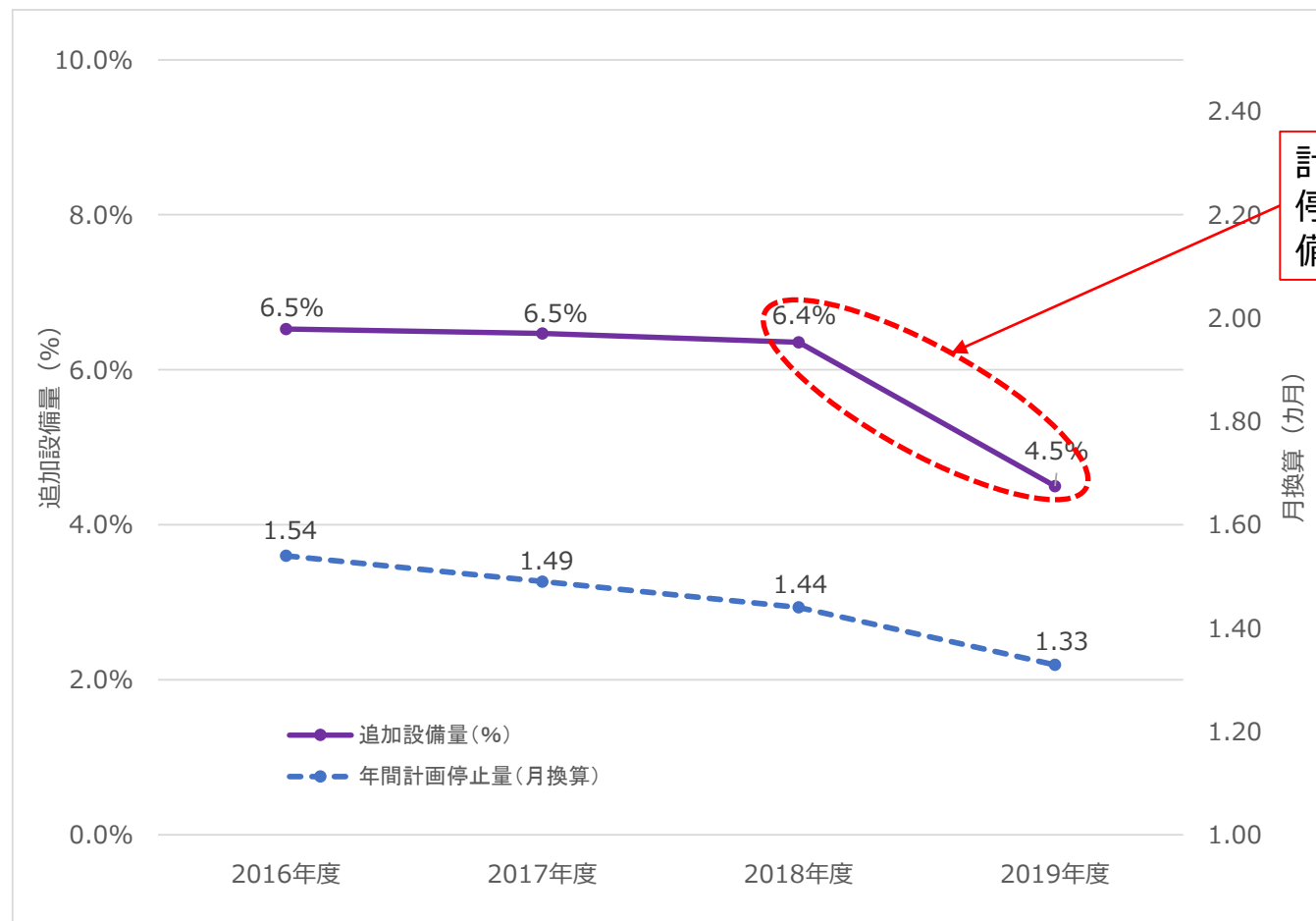
電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方

(6) 2019年度供給計画における追加設備量の水準感

16

- 2019年度と同様に2016～2018年度の追加設備量を算定すると、6.4～6.5%となった。
- 2019年度の計画停止の実態を踏まえた計画停止可能量を確保するための追加設備量の4.5%は、2016～2018年度の6.5%程度に比べ、大きく減少している。

月換算・追加設備量の推移



計画停止の実態を踏まえた年間計画停止可能量を確保するための追加設備量が大きく減少している

(7) 今後確保する年間計画停止可能量の考え方

- 2019年度供給計画では、当機関から要請文書を発行し、さらに直接協力を依頼したため、各事業者が最大限の停止計画変更を実施した結果、計画停止量が極端に減少したと考えられる。
- 一方で、2019年度供給計画取りまとめにあたっての各事業者へのヒアリングでは、以下のような意見を受領しているところ。
 - 計画停止自体を翌年度以降に繰り延べて対応したものの、今回の停止調整の要請に応じることができるのは2019年度のみとなる可能性が高い（2020年度以降は計画停止が増加するおそれ）
 - 設備改修による計画停止期間の長期化（半年程度）により夏季・冬季に計画停止をせざるを得ない
 - 工事業者の制約（取り合い）により、夏季・冬季に計画停止をせざるを得ない
- よって、2019年度供給計画の計画停止量をもとに算定した「H3需要の4.5%」は、追加設備量として最低限確保すべき量と考えられるか。
- なお、計画停止調整の結果、追加設備量が恒常的に不足することとなった場合には、再検討することとしてはどうか。
- ただし、追加設備量分を、計画停止に関わらず、発電に支払うことについては検討が必要である。
- 具体的には、容量市場の在り方等に関する検討会において、電源の計画停止調整の実効性を高める方法や費用負担のあり方について、容量市場のリクワイアメントおよびペナルティを見直すとともに、支払いの考え方や方法等についても検討を行うこととする。

- 当機関は2019年度供給計画策定にあたり、各事業者に対して、電源の計画停止を夏季・冬季の需要ピーク時を極力避けていただくよう要請をしたところ。

当機関HP：供給計画に関するお知らせ（2018年12月27日掲載）

供給計画における供給力確保に関する要請について

本機関は、電気事業法第29条に基づき電気事業者が国に届け出る供給計画について、同条及び業務規程第28条に基づきこれを取りまとめています。

平成30年度供給計画の取りまとめにおいては、当初、安定供給確保の基準となる予備率8%を確保できない年度が発生しました。本機関はその要因として、旧一般電気事業者（小売及び発電部門）は離脱需要の増に応じて保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は調達先未定などにより自らが確保する供給力の割合が低いことから、結果的にエリアの予備率が減少していると分析しました。この傾向が今後も急速に進むものと想定すると、容量市場による容量確保が開始される前に需給がひっ迫することが現実的な問題として懸念されています。

このため、今後の供給計画については、下記の点をご留意のうえご提出いただきますようお願い致します。

1. 容量市場が機能するまでの間の供給力を確実に確保するため、設備補修については夏季・冬季の需要ピーク時を極力避けた計画としていただきますようお願い致します。（補修計画については個別にヒアリングを実施させていただきます場合があります）
2. 上記分析結果から、調達先未定の供給力の確保※が今後は難しくなることが予想されるため、小売電気事業者は可能な限り調達先を確定させるよう努めていただきますようお願い致します。
※供給計画では、小売電気事業者の供給力確保の適正性を、H3需要（年間最大3日平均の需要）に対する予備率1～3%（持続的需要変動対応に相当）を目安に確認しています。

(余白)

第14回容量市場の在り方等に関する検討会資料

2. 取りまとめ結果について

(1) 平常時の計画停止等（従来型電源）

	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 アグリゲート		
	自然変動		
平常時の 市場応札	従来型電源 アグリゲート		
	自然変動		
需給ひっ迫の おそれがあるとき	従来型電源 アグリゲート		
	自然変動		

48

	リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
前回までの まとめ	① 年間で一定時期や一定時間以上、稼働可能な計画としていること。 - 稼働可能な計画とは、広域機関に計画停止を申請していないこととする。 - 計画停止と認められる条件は、一般送配電事業者との間で停止期間の調整したものとする。 ② 計画外停止しないこと - 計画外停止とは、計画停止以外の稼働できない状態の電源を指す。 - 必要に応じ一定の条件下で稼働できる状態にある電源は、計画外停止としない。	➤ 事業者が提出する作業停止計画（※）により、リクワイアメント未達成日数を算定する。 - 計画停止：一般送配電事業者との停止期間の調整の結果定められた以下の計画とする。 (1) 月間計画までに提出された計画 (2) 週間計画の提出締切までに提出された計画で、かつ、停止期間に需給ひっ迫のおそれが無い場合 (3) 停止期間が休日、または夜間の計画 - 計画外停止：計画停止以外の作業停止 - 必要に応じて、サンプルチェックをする。 ※ 送配電等業務指針に基づく作業停止計画をイメージしているが、詳細は引き続き整理する。	➤ ペナルティ対象となる停止日数 [日] $= (\text{計画停止日数} + \text{計画外停止日数} \times 5) - 180$ ➤ 経済的ペナルティ額 $= \text{ペナルティ対象となる停止日数 (日)} \times \text{容量収入額} \times 0.6 (\%/日)$ - なお、容量収入額とは、対象電源の容量市場における対価の受取額をいう。 - 容量収入額 (円) $= \text{容量確保契約価格} \times \text{容量確保契約量}$ ➤ 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。 ➤ 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。
追加整理	(作業停止計画の提出要件) 出力抑制が生じ、容量確保契約量を提供できない場合は、作業停止計画の提出を求める。	- 計画停止日数、計画外停止日数の算定は、作業開始日・終了日をそれぞれ1日とする。 - ペナルティ対象となる停止日数の算定は、年度ごとに行う。	

第14回容量市場の在り方等に関する検討会資料

2. 取りまとめ結果について

(7) 需給ひっ迫のおそれがあるとき（従来型電源）

	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 アグリゲート 自然変動		
平常時の市場応札	従来型電源 アグリゲート 自然変動		
需給ひっ迫のおそれがあるとき	従来型電源 アグリゲート 自然変動		

54

	リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
前 回 ま で の ま と め	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等（※）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。 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するとして「発電計画」、及び「販売計画」を提出していることとする。 2. 「卸電力市場・需給調整市場に応札すること」とは 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。 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。 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。 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。 ※「稼働可能な計画となっている電源等」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。	➢ 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成量を算定する。 (1) 発電販売計画 (2) 事業者からの卸電力市場への応札量の申告値 (3) 作業停止計画	➢ リクワイアメント未達量 (kW) から、以下にてペナルティ額を算定する。 ・ ペナルティレート (¥ / kW・h) $= \text{容量収入額} \times 100\% \div (\text{容量確保契約量 (kW)} \cdot Z (h))$ ・ 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。 ・ 経済的ペナルティ額 $= \text{リクワイアメント未達成量} \times \text{ペナルティレート}$ ➢ 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。 ➢ 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。
追 加 整 理	➢ 需給ひっ迫のおそれがあるとき、対応可能な範囲で計画停止の中止を求める。	➢ 「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成量として計上する。	➢ 計画停止の中止は経済的ペナルティの対象外とする。

4. 我が国の追加オークションについて

13

(1) メインオークションと追加オークションの具体的な配分

- 国の中間とりまとめでは、メインオークションで必要供給力のほぼ全量を調達することを基本としており、「メインオークション開催時点の需要予測が、メインオークション後に下振れする可能性をどう扱うかについては今後検討を進める」とされた。
- メインオークション時に、需要予測が下振れする可能性を考慮し、必要供給力の一部を割り引いて供給力を調達した場合、以下の懸念が考えられる。
 - ✓ 追加オークションに応札するという理由で、メインオークションでの市場支配力の行使（売惜しみ）を行うことが懸念される。
 - ✓ 需要が下振れしなかった場合に、追加オークションで必要供給力を確保できない。（我が国の特徴として、電源開発のリードタイムが長い、他国との連系がない。）
- なお、PJM 及び National Grid においてもメインオークションにおける目標調達量においては、需要予測の下振れを勘案していない。

論点1 メインオークションでは必要供給力の全量を調達することとしてはどうか（メインオークション後の需要の下振れの可能性は勘案せず、目標調達量は減じないこととしてはどうか）

4. 我が国の追加オークションについて
(2) 具体的な追加オークションの開催時期と頻度について

14

- 追加オークションの開催時期は、以下の考慮が必要と考えられる。
 - アグリゲートリソースの期待容量は、追加オークション前に実効性テストで確定する必要がある。実効性テストは夏季（7～8月）、または冬季（1～2月）に実施する。（評価に用いる計量値の確定は実施後の2か月後）
 - 7月上旬に初回のベースロード市場（kWh価値の先渡し市場）が開催されるため、その前に追加オークションを実施しておく必要がある。

論点2 追加オークションは実需給前年度の5月～6月に1回実施することとしてはどうか。

年度	実需給FY-2年												実需給FY-1年												実需給FY
月	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4～
追加オークション時期等																									
供給計画更新																									
実効性テスト実施時期																									
計量データ確定時期																									
他制度との整合ベースロード市場																									

前年度の供給計画に基づく
想定需要の更新

実効性テスト

2か月後

追加オークション
実施時期

結果を反映

ベースロード市場

1. 計画停止を踏まえた確保すべき設備量

- 計画停止の実態を踏まえ、どの程度の追加設備量を確保すべきか

2. 必要供給力に対する確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）による経済性分析

- 経済性分析を参照しつつ、どの程度の必要供給力を確保すべきか

3. 確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）による供給信頼度評価について

- 供給信頼度評価においてEUE算定を用いてはどうか

4. まとめ

前回までの本小委員会における主なご意見と対応の考え方 ～厳気象対応および稀頻度リスクを踏まえた必要供給力の数値の妥当性について

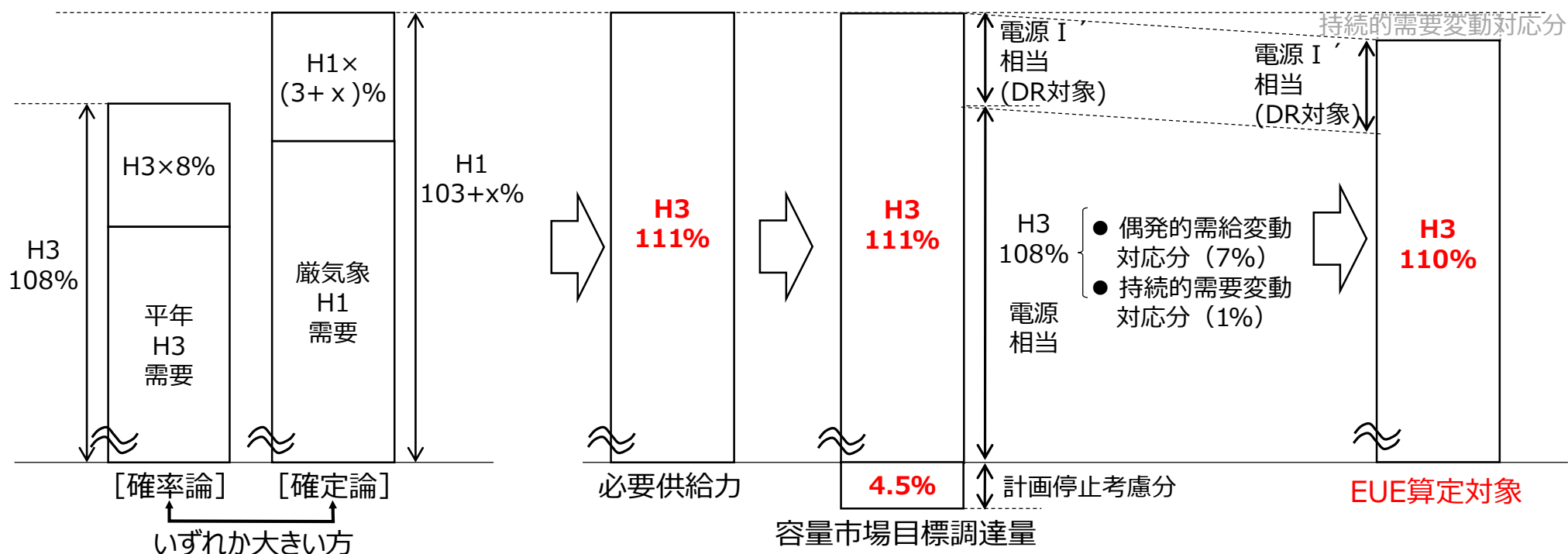
25

主なご意見	考え方・対応方針
•総合的に適切な信頼度と費用について、市場参加者がそれに納得していただいて、費用負担の議論がされるのが大切だと思っている。 •10年に1回の厳気象という非常に稀なことが起こり、その日に最大機が落ちるといふ相当の稀頻度の事態に対応できるまで供給力を確保した結果として、<u>高い負担を消費者にお願いするということは、きちんと説明していく必要がある。</u> •最終的にはEUEなり何なりの尺度で設備量、あるいは供給力を増やしたことでどれだけメリットがあるか、という説明をしていかなければならない。	•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の経済性分析として、<u>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た。</u> •その算定結果等を参照しつつ、<u>現状の供給信頼度レベルである、厳気象対応を考慮した必要供給力「<u>平年H3需要の109%（約115%※）</u>」は最低限確保することとし、これまで議論してきた稀頻度リスク分（平年H3需要の1%）について確保すべきかどうか、あらためてご議論いただきたい。</u> ※計画停止を踏まえた追加設備量を含む数値
•稀頻度リスクの「N-1事象」という表現が少しわかりにくい表現になっているのではないのか。	•稀頻度リスクとしては、厳気象需要が発生するときに、通常平均的に発生している計画外停止（計画外停止率2.6%）よりも多くの電源が停止するリスクなどを考慮したものと整理する。

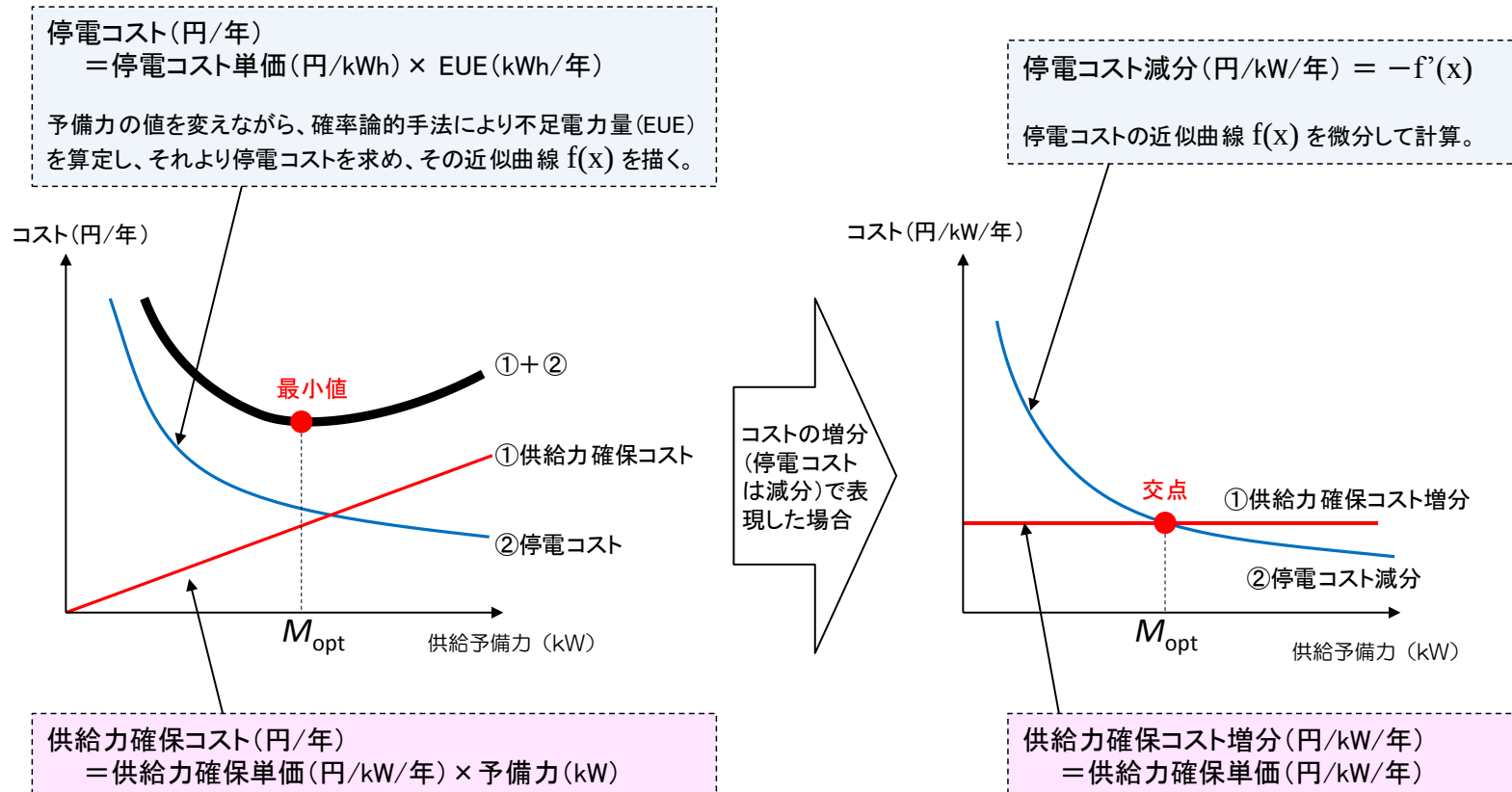
- 容量市場開設後の全国での必要供給力については、厳気象対応分および稀頻度リスク分を考慮し、「 $\text{平年H3需要} \times (108 + 2 [\text{厳気象対応}] + 1 [\text{稀頻度リスク対応}]) \%$ 」と算定した※。
- 今回、厳気象対応および稀頻度リスクを踏まえた必要供給力「 $\text{平年H3需要の} 111\% \text{※}$ および $110\% \text{※}$ 」の経済性分析として、確率論的必要供給予備力算定方法（EUE算定）により停電量の期待値や停電コストを算定し、その数値の妥当性を検討する。

※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。

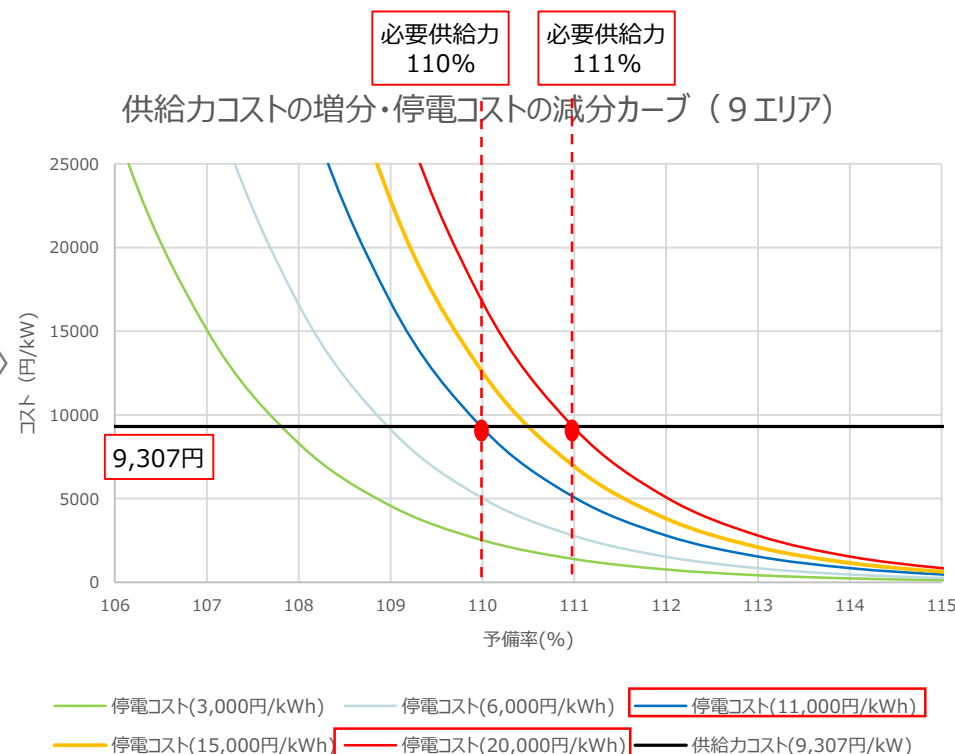
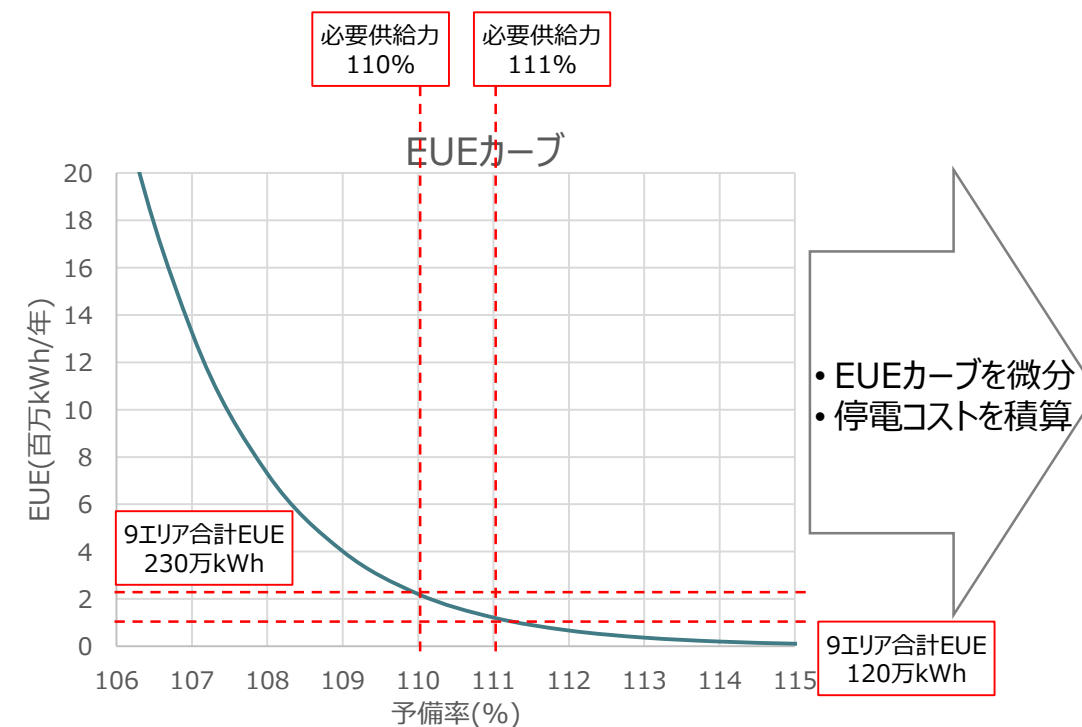


- これまで、偶発的需給変動対応分は、供給力を多く確保するほど供給信頼度は高まる（停電の発生リスクが低下する）が、供給力の確保のためのコストが増加することを踏まえ、供給力確保コストと停電コストの和が最小となる適切な供給予備力を評価（以下「経済性分析」）し、妥当性を確認してきた。
- 今回、厳気象対応および稀頻度リスク分について、偶発的需給変動対応分と同様の手法で経済性分析を実施した。



- 経済性分析については、容量市場における指標価格（Net CONE）である「9,307円/kW」に対して、停電量の期待値と停電コストを試算することとする。
- 現状では電源I'により厳気象対応を考慮した必要供給力「平年H3需要の110%」まで確保している。当該供給力における経済性分析を実施した結果、9エリア合計の年間停電量EUEは「230万kWh（需要1kWあたりのEUE 0.014kWh/kW・年）」となり、対応する停電コストは約11,000円/kWhである。
- 同様に、厳気象対応および稀頻度リスクを考慮した必要供給力「平年H3需要の111%」にて試算した結果、年間停電量EUEが120万kWhとなり、対応する停電コストは約20,000円/kWhである。

※2016年度供給計画の2016年度断面にて試算



確保すべき必要供給力について

- 厳気象対応(平年H3需要の110%)については、国の「需給検証委員会」が発足した2012年以降、需給検証等により評価してきた現状の供給信頼度レベルであり、今後も維持すべきと考えることが必要ではないか。
- これまでの電源 I ' の調達コストを踏まえても、厳気象対応分については、停電コストともある程度整合的であったと考えられる。(後述)
- さらに、稀頻度リスク分については、レジリエンスの強化を背景に検討しているものであり、その供給力増加により、9エリア合計の年間停電量EUEを約1/2に減少させる効果を得ている(9エリア合計EUE:約120万kWh/年)。なお、対応する停電コストは厳気象対応分まで確保する時と比べ高くなる。
- また、海外事例として、米国PJMの供給信頼度評価を参照すると、年間停電量EUEは「0.3～0.6万kWh」となっており、高い信頼度レベルを確保していると考えられる。(後述)
- 以上のことから、現状の供給信頼度レベルである、厳気象対応を考慮した必要供給力「平年H3需要の110%(約115%※)」は最低限確保することとし、これまで議論してきた稀頻度リスク分(平年H3需要の1%)について確保すべきかどうか、あらためてご議論いただきたい。

必要供給力※ (年間H3需要比率)	需要1kW当りのEUE [kWh/kW・年]	9エリア合計EUE [万kWh]	停電コスト (調達コスト9,307円)	備考
① 111% (約116%)	0.008	120 (約1/2に減少)	約 20,000円/kWh	厳気象対応分・稀頻度リスク分を確保(アデカシーの強靱化)
② 110% (約115%)	0.014	230 (ベース)	約 11,000円/kWh	厳気象対応分を確保 (現状の信頼度レベル)
③ 108% (約113%)	0.047	740	約 3,200円/kWh	稀頻度リスク・厳気象対応分の確保なし

※ () 内は、計画停止を踏まえた追加設備量(約5%)を含む数値

- 2019年度電源 I' 調整力公募結果では、電源 I' 約定価格は2,200～11,000円/kW程度である。
- 2015～2018年度の発動実績をもとに、2019年度電源 I' 約定価格から、厳気象対応にかかるコストを試算すると、下記のとおり算定されるか。
 - ・ 東京： 256円/kWh (発動時間 93h/4年)
 - ・ 関西： 3,404円/kWh (発動時間 6h/4年)
 - ・ 九州： 10,819円/kWh (発動時間 4h/4年)
 - ・ (参考) 中部、東北：無限大 (発動実績なし)

	東北			東京			中部			関西			九州		
	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減
募集容量(万kW)	8.2	15.0	6.8	34.0	30.0	▲ 4.0	31.2	27.7	▲ 3.5	27.0	101.0	74.0	31.8	25.4	▲ 6.4
応札容量(万kW)	3件 10.5	6件 17.8	3件 7.3	12件 40.1	12件 36.1	－ ▲ 4.0	3件 31.5	4件 30.2	1件 ▲ 1.4	18件 54.4			19件 38.9	19件 25.7	－ ▲ 13.2
落札容量(万kW)	3件 8.2	4件 15.0	1件 6.8	11件 34.0	11件 29.7	－ ▲ 4.3	3件 31.2	3件 27.7	－ ▲ 3.5	15件 27.0			14件 31.8	17件 25.4	3件 ▲ 6.4
評価用 最高価格(円/kW)※	1,088	2,615	1,526	5,518	5,954	437	3,162	3,198	36	5,106			16,645	10,819	▲ 5,826
評価用 平均価格(円/kW)※	1,016	2,494	1,478	5,138	5,743	605	2,279	2,208	▲ 70	3,717			6,607	5,850	▲ 757
契約期間	7/16 ～9/20	7/16～ 9/20 12/16～ 2/20		7/1 ～3/31	4/1 ～3/31		7/1 ～9/30	7/1 ～9/30		7/1 ～3/31	4/1 ～3/31 (7/1 ～3/31)		7/1 ～3/31	4/1 ～3/31	

()内は追加募集分

※評価用最高価格、平均価格は評価用kW価格と評価用kWh価格の合計金額による。

評価用kW価格： 運転継続可能時間、調整力提供可能時間数について、公募要領で求める原則的な要件に満たない場合にマイナスの評価が反映される。

評価用kWh価格： 上限kWh価格×想定発動回数×運転継続可能時間

	東北	東京	中部	関西	九州
想定発動回数	3.6回	3.6回	1.8回	3.6回	3.6回
運転継続可能時間	4時間	3時間	2時間	3時間	4時間

< PJMにおける必要予備力の考え方 >

■ 必要予備力

15.7% (2018年の評価における2022/2023年断面の必要量)

■ 算定手法及び評価基準

- LOLE (Loss of Load Expectation)
- 10年に1日 (one occurrence in ten years) もしくは実運用年のうち0.100日 (0.100 days per delivery year)
 - ① 52週分 (平日) の不足確率を算定「各平日の最大需要に対する不足確率」
 - ② 上記①で求めた52週分の不足確率を合計してLOLEを算定
 - ※ 休日の不足確率は無視できる水準と見なしている

< NERCによるPJMの供給信頼度評価 >

■ 算定手法及び評価基準

・EUE (Expected Unserved Energy)

- ① 上記の52週分のバリエーションを月単位にまとめ、また、需要変動が標準正規分布に従うものとして、5つの小区域ごとに想定需要に対して $\pm 3\sigma$ の範囲内の7点それぞれに対して、実際の供給力見込み量をもとに不足確率を計算
- ② 上記①で求めた不足確率を分布に応じ加重平均してEUEを算定。

■ 供給信頼度 (2016年度時点の評価)

- ・2018年度 : **年間停電量EUE 0.6万kWh/年 (需要1kW当り※のEUE 0.00004kWh/kW・年)**
- ・2020年度 : **年間停電量EUE 0.3万kWh/年 (需要1kW当り※のEUE 0.00002kWh/kW・年)**

※PJMにおける2018年度最大需要実績15,045万kWをもとに当機関にて算定

(参考) PJMにおけるNet CONE設定 : 13,204円/kW (1\$ = 112.5円)

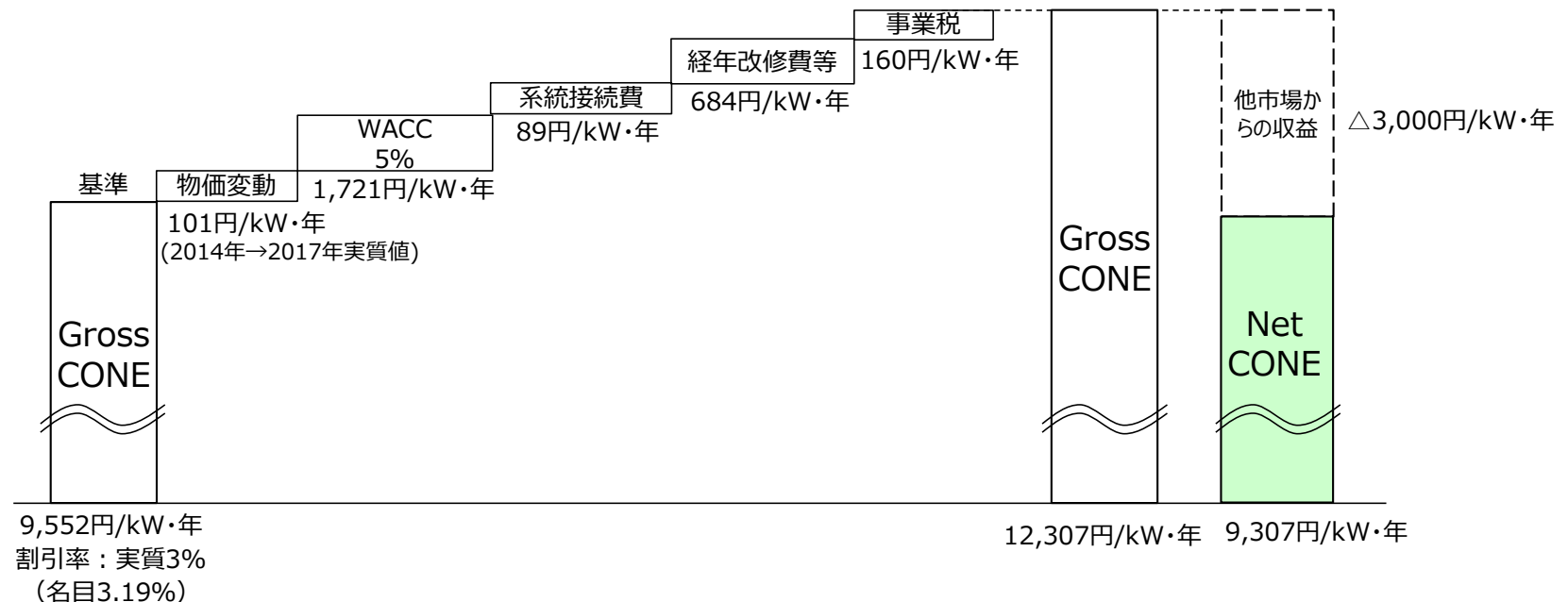
(出典)

- ・PJM : 2018 PJM Reserve Requirement Study
- ・PJM : PJM Resource Adequacy Analysis (PJM Manual 20)
- ・PJM : 2016 NERC Probabilistic Assessment - PJM RTO Region
- ・NERC : 2016 Probabilistic Assessment Technical Guideline Document

- 第17回容量市場の在り方等に関する検討会において、容量市場の需要曲線における指標価格 (Net CONE) について、9,307円/kW・年との試算を示したところ。

第17回容量市場の在り方等に関する検討会資料

- 前回の事務局案の通り、コスト評価年数を40年、割引率を5%、容量市場以外からの収益を3,000円/kW・年として Net CONEを算定してはどうか。
- 上限価格はNet CONEの1.5倍としてはどうか。
- なお、容量市場導入後においても、今後の長期的な電源構成等の変化を注視して、投資回収の予測可能性を高める等、容量市場の目的が達成されるよう、Net CONEの見直し等を図る。



- 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。

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

10

4 指標算定の前提条件

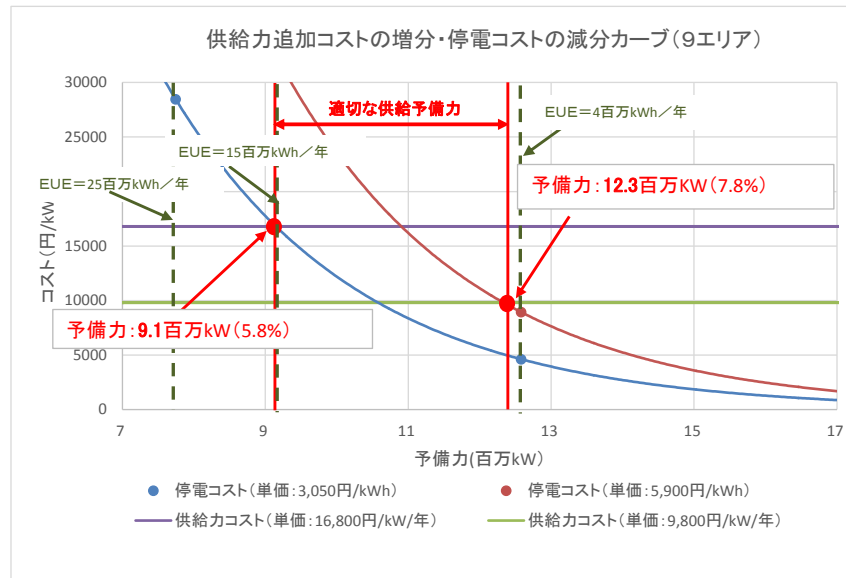
(1) 経済性分析による適切な供給予備力の試算

- 経済性分析による適切な供給予備力の試算結果（2016年度供給計画の2016年度断面）
 - 適切な供給予備力は、5.8%（EUEは概ね15百万kWh/年程度）～7.8%（EUEは概ね4百万kWh/年程度）の範囲となった。

（前提条件）詳細は参考資料 1 を参照

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

【試算結果】



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。

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

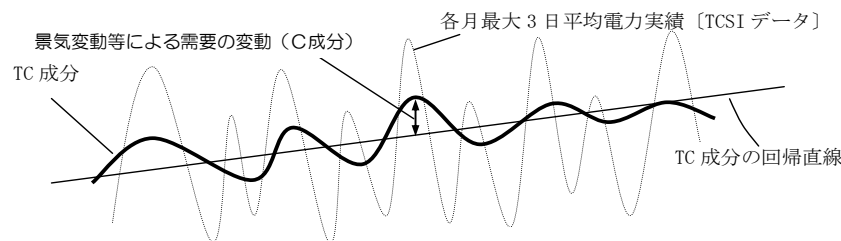
2 景気変動等による需要変動（持続的需要変動）に対する必要供給予備力 (2) 景気変動等による需要変動の算定手法

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）

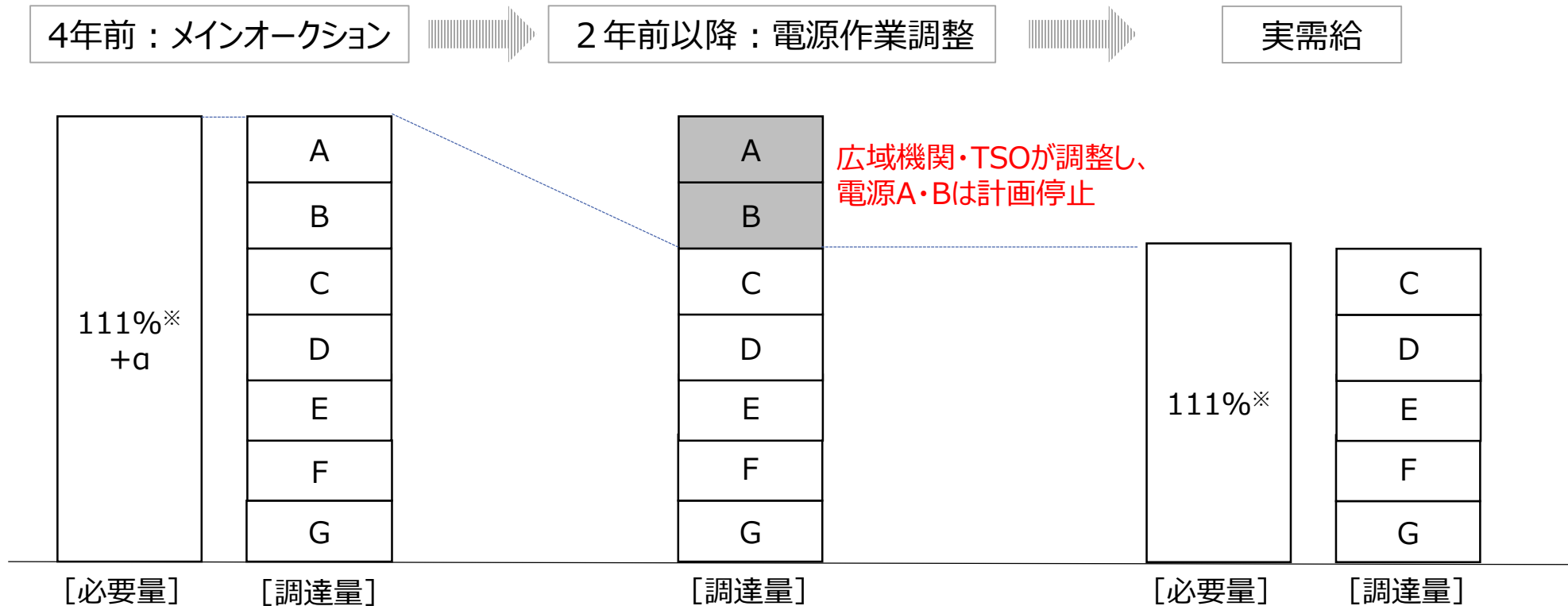


T（トレンド）成分	： 趨勢的傾向要素	時系列データの傾向（上昇、下降、横ばい等）。傾向を示す線を傾向線という。
C（サイクル）成分	： 循環変動要素	傾向線の周りを、周期性をもって変動する動き。 （景気変動や商品のライフサイクルによる変動等）
S（シーズン）成分	： 季節変動要素	傾向線の周りを1年周期で変動する動き（アイスの売上のように夏は売れ、冬は売れないといった毎年同じパターンで繰り返す変動）
I（イレギュラー）成分	： 不規則変動要素	傾向線の周りを不規則に変動する動き （法規制改正やキャンペーン等によって起こる変動）

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

- 容量市場目標調達量のうち、計画停止を踏まえて確保すべき追加設備量相当の供給力 (平年H3需要の4.5%) については、計画停止調整の結果、実需給においては、基本的に計画停止となっていることとなる。
- したがって、計画停止を踏まえて確保すべき追加設備量 (平年H3需要の4.5%) については、確率論的必要供給予備力算定方法(EUE算定)の対象外となる。



※持続的需要変動対応分 (平年H3需要の1%) を含む

※aは計画停止量を踏まえた設備追加量 (平年H3需要の4.5%)

(余白)

1. 計画停止を踏まえた確保すべき設備量

- 計画停止の実態を踏まえ、どの程度の追加設備量を確保すべきか

2. 必要供給力に対する確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）による経済性分析

- 経済性分析を参照しつつ、どの程度の必要供給力を確保すべきか

3. 確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）による供給信頼度評価について

- 供給信頼度評価においてEUE算定を用いてはどうか

4. まとめ

主なご意見	考え方・対応方針
• <u>EUEの値は直観的にはわかりにくい</u>（ブラックボックス化）。 • データがどういう意味を持つものなのか分かりやすくすることが重要。 • <u>EUEでの供給信頼度評価は合理的</u>と考える。EUEで評価するということは、過去10年間で1番厳しかった気象が今年もう1度起こったとしても大丈夫だという説明を今後はやめることとセットであり、<u>大きな方針の転換だ</u>と思っている。 • 過去10年に1度の値が非常に大きかったとき、機械的に反映されるというのが今の考え方で、EUEを使うと移動平均的に<u>マイルドに反映</u>できる。	• 今回、厳気象条件の発生状況が供給信頼度評価（EUE算定）にどのように影響するかを試算した。 • 厳気象発生頻度に応じて必要供給力は増減するものの、その変化割合は、<u>初回オークション時に設定する目標調達量を基準に若干補正される程度</u>であることを確認した。 • <u>確率論的必要供給予備力算定方法（EUE算定）により供給信頼度を評価する（供給信頼度基準の維持可否を判定する）</u>こととしてはどうかと考えるが、ご議論いただきたい。

- 前回（第4回）本小委員会にて、厳気象条件更新時には、当該気象条件が反映された諸元でEUEを算定することで、供給信頼度基準の維持可否を判定する方法についてご議論いただき、具体的なEUE算定値を確認する方向でのご意見をいただいたところ。
- 今回、厳気象条件更新時の影響分析として、下表の2ケースのように気象条件(気温データ30年分のうちの5年分)を変更して、同じ供給信頼度にするための必要供給力を確率論的必要供給予備力算定方法により算定した。

	検討条件	需要実績イメージ
【ケース1】 需要低下	1年度に厳気象条件を更新（ケース2と同様） 2年度以降は、気象条件が緩み、需要が低迷	年間H1需要実績 需要 16000 15500 15000 14500 14000 13500 13000 1 2 3 4 5 年度 2年度以降需要が低迷するケース 厳気象条件更新
【ケース2】 高需要継続	1年度に厳気象条件を更新（ケース1と同様） 2年度以降も、1年度と同様な厳気象条件が継続的に発生	年間H1需要実績 需要 16000 15500 15000 14500 14000 13500 13000 1 2 3 4 5 年度 高需要が継続するケース 厳気象条件更新

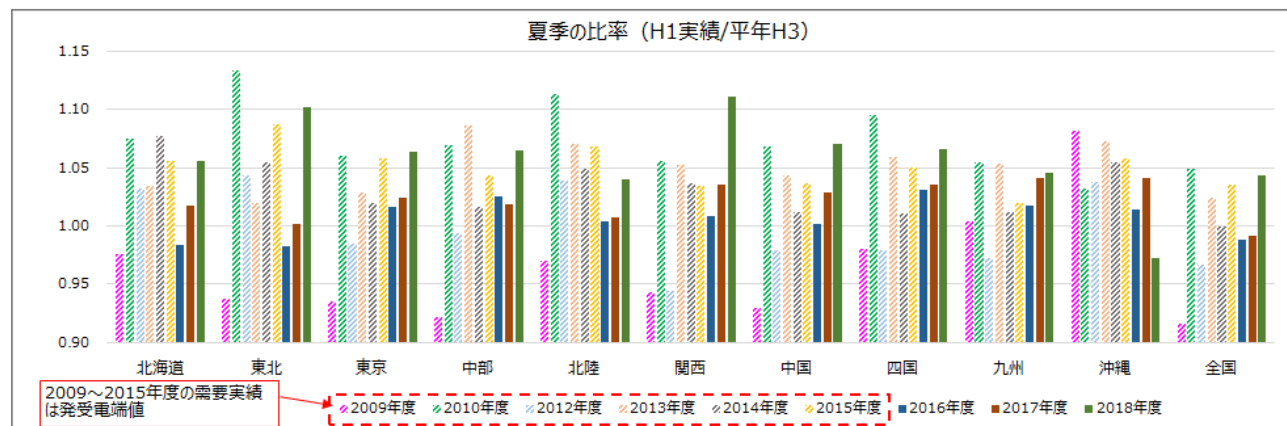
※詳細な検討条件の設定内容は以下のとおり

- 1月の気温データを各ケースにて変更
- 1年度は2017年度1月(2018年1月)データを使用
- ケース1の2年度以降は、2015年度1月(2016年1月)データを使用
- ケース2の2年度以降は、2017年度1月(2018年1月)データを使用

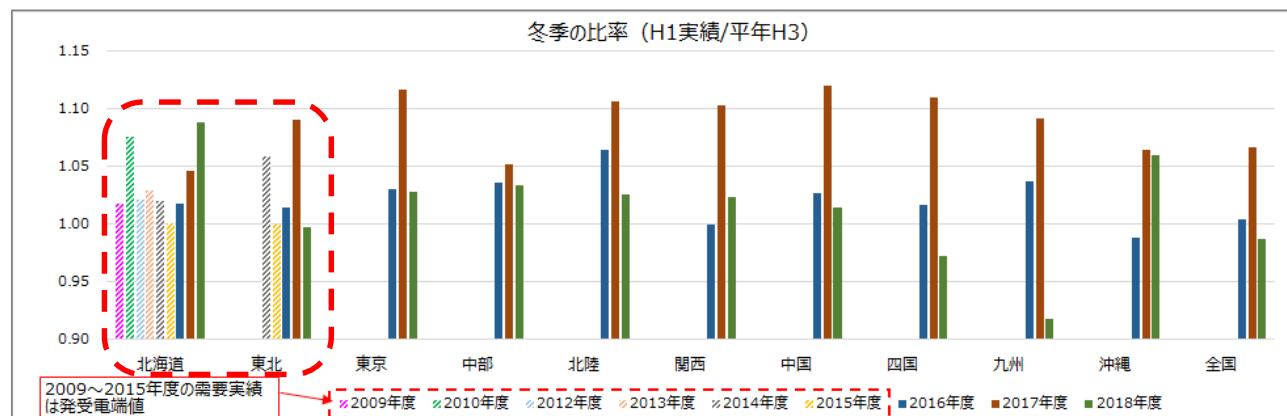
平年H3需要 (想定値) に対するH1需要実績の比率

18

- 平年H3需要 (想定値) に対するH1需要実績の比率の推移は下図のとおりとなっている。
- 需要実績は、2015年度までは発受電端値、2016年度以降は送電端値であり、単純には比較できないこと、および、想定と実績との差分の全てが気象影響によるものではないことに留意が必要であるものの、以下の比率を見ると、全国的に、2018年度の夏季と2017年度の冬季は厳気象レベルが高かったと言える。



※全国は、「平年H3需要 (想定値) の10エリア合計」に対する「10エリア合成需要のH1実績」との比率



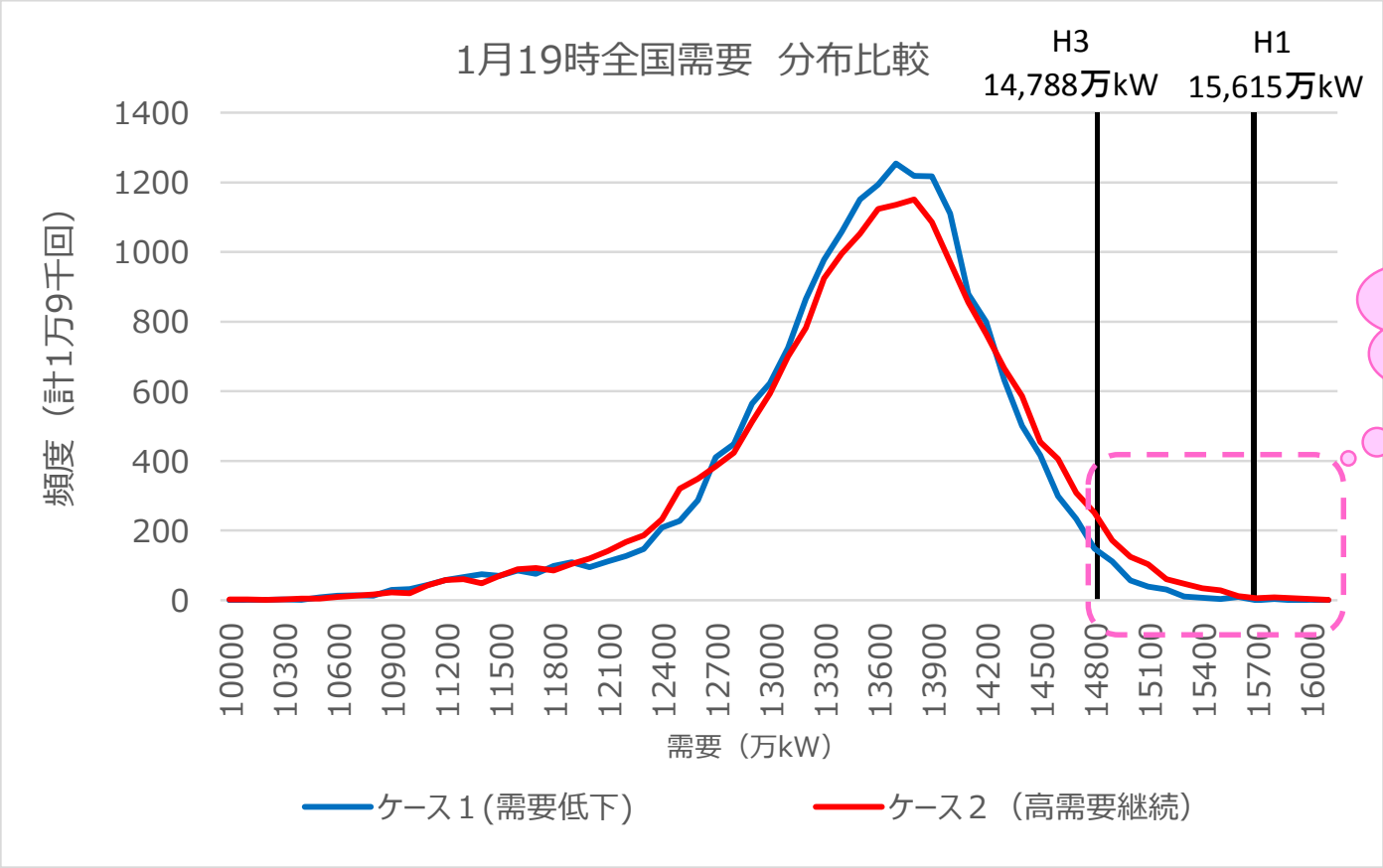
※冬季ピークのエリア以外は2015年度までの平年H3需要 (想定値) のデータなし

※需要実績は「広域機関 HP-系統情報サービス-需要実績」および「系統情報公表サイト (OASIS)」のデータ (速報値ベース) による

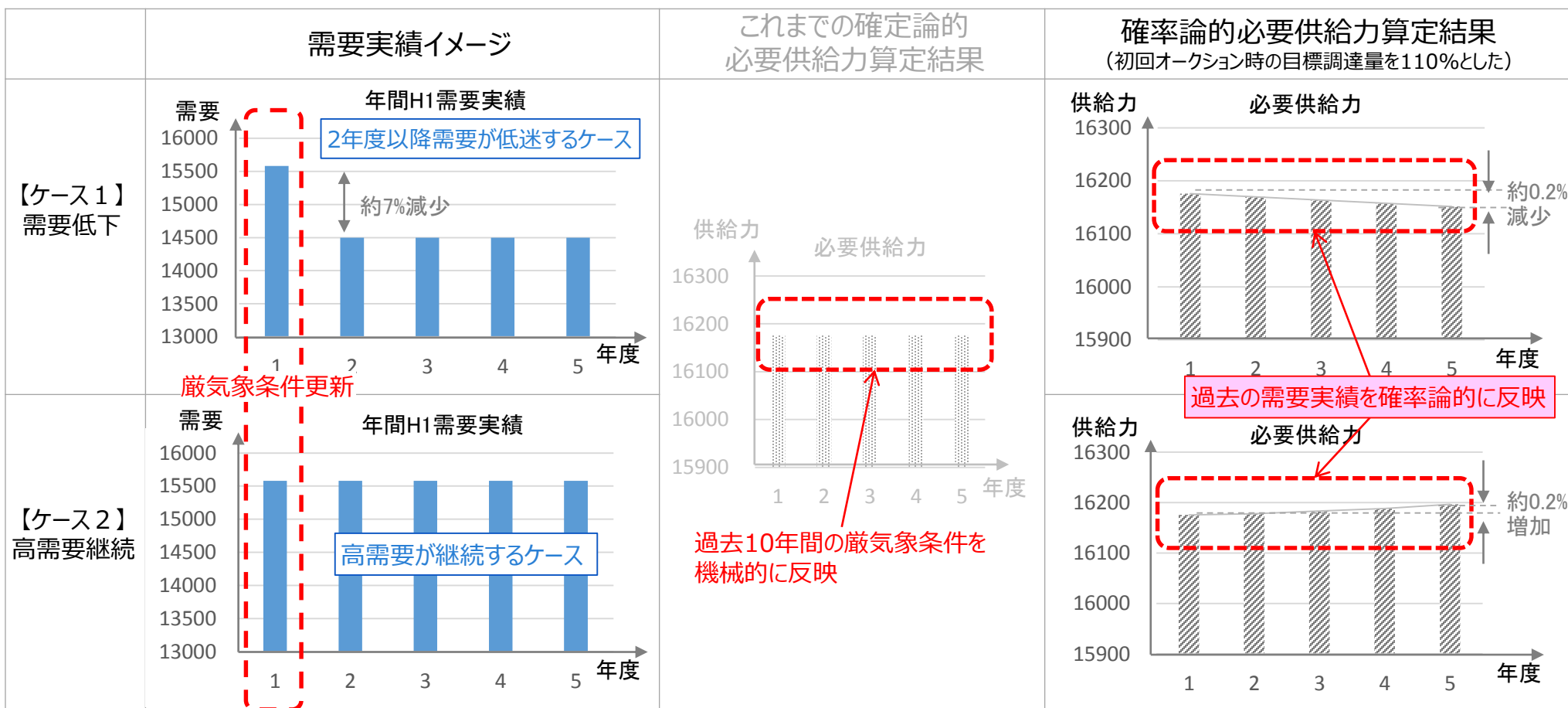
■ 各ケースの確率論的必要供給予備力評価手法（EUE算定）に用いた需要データの分布状況は、下図のとおりであり、ケース1に対してケース2の方が厳気象条件の蓄積により、高需要（平年H3需要を上回る需要）の発生頻度が高いことが分かる。

【需要の分布状況】

平日19日間の試行1,000回（計19,000回）の分布



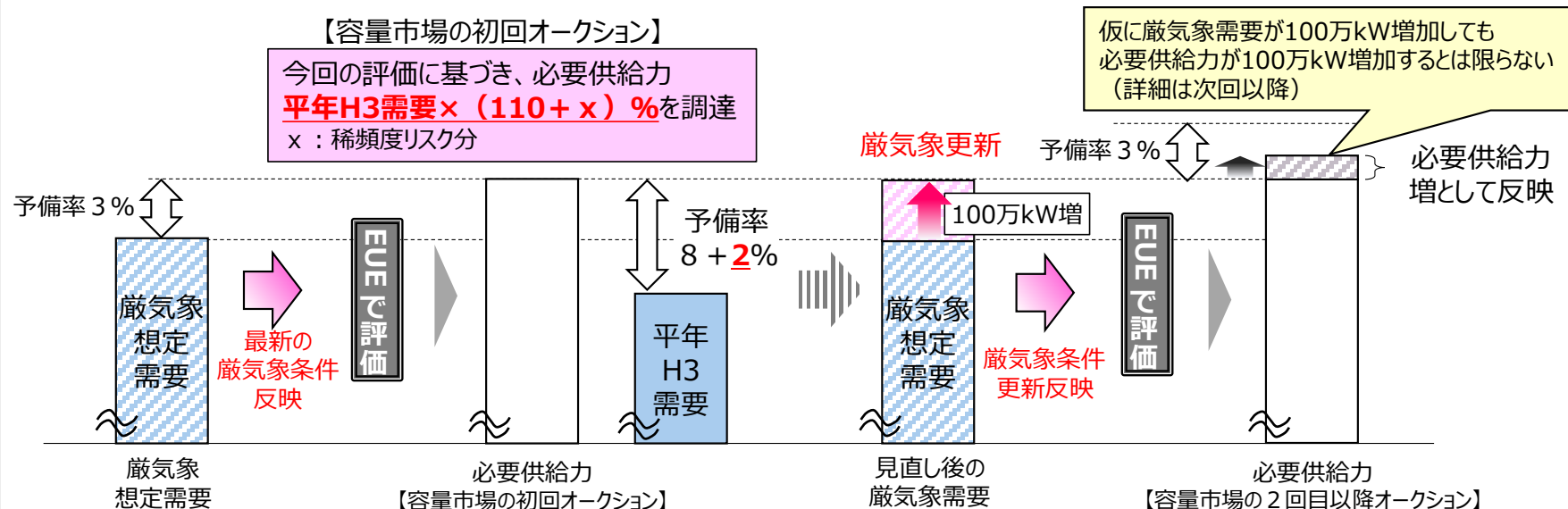
- 下表に各ケースの検討条件において同じ供給信頼度を維持するために必要な供給力のEUE算定結果を示す。
- 必要供給力は、厳気象発生頻度に応じて増減するものの、その変化割合は、初回オークション時に設定する目標調達量を基準に若干補正される程度であることを確認した。
- 特に厳気象対応の供給力については、相当程度のコストが必要なものであることから、その調達量は適切に評価されることが望ましい。容量市場開設後は、EUE算定により供給信頼度を評価することとしてはどうか。なお、毎年の気象実績（需要実績）の変化はEUE算定により容量市場の目標調達量に反映されることとなる。



容量市場の目標調達量において想定する厳気象条件更新時の扱い

44

- 容量市場の初回オークションにおいては、最新の厳気象条件に基づき必要供給力を設定し、「需要1kWあたりのEUE」を算定する。
- 初回オークション以降に厳気象更新となるエリアがあった場合、その気象条件はその後のEUEを算定する諸元に反映されるため、次回オークション以降は、更新された厳気象条件が反映された諸元でEUEを算定することで、供給信頼度基準の維持可否を判定してはどうか。
- 仮に、算定したEUEが供給信頼度基準として定めた値以下に収まらない場合は、供給信頼度基準を満足するように、次回容量市場における目標調達量に反映させるとともに、足元では追加オークションや特別オークションの実施を判断する必要があるのではないか。



(余白)

1. 計画停止を踏まえた確保すべき設備量

- 計画停止の実態を踏まえ、どの程度の追加設備量を確保すべきか

2. 必要供給力に対する確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）による経済性分析

- 経済性分析を参照しつつ、どの程度の必要供給力を確保すべきか

3. 確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）による供給信頼度評価について

- 供給信頼度評価においてEUE算定を用いてはどうか

4. まとめ

1. 計画停止を踏まえた確保すべき設備量について

- ✓ 2019年度供給計画の数値をもとに算定した「平年H3需要の4.5%」は追加設備量として最低限確保すべき量と考えられるか。
 - なお、計画停止調整の結果、追加設備量が恒常的に不足することとなった場合には、再検討することとしてはどうか。
 - ただし、追加設備量分を、計画停止に関わらず、発電に支払うことについては検討が必要である。
 - 具体的には、容量市場の在り方等に関する検討会において、電源の計画停止調整の実効性を高める方法や費用負担のあり方について、容量市場のリクワイアメントおよびペナルティを見直すとともに、支払いの考え方や方法等についても検討を行うこととする。

2. 必要供給力に対する確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）による経済性分析について

- ✓ EUE算定により試算した停電量の期待値および停電コストを参照しつつ、現状の供給信頼度レベルである、厳気象対応を考慮した必要供給力「平年H3需要の110%（約115%※）」は最低限確保することとし、これまで議論してきた稀頻度リスク分（平年H3需要の1%）について確保すべきかどうか。

※（ ）内は、計画停止を踏まえた追加設備量（約5%）を含む数値

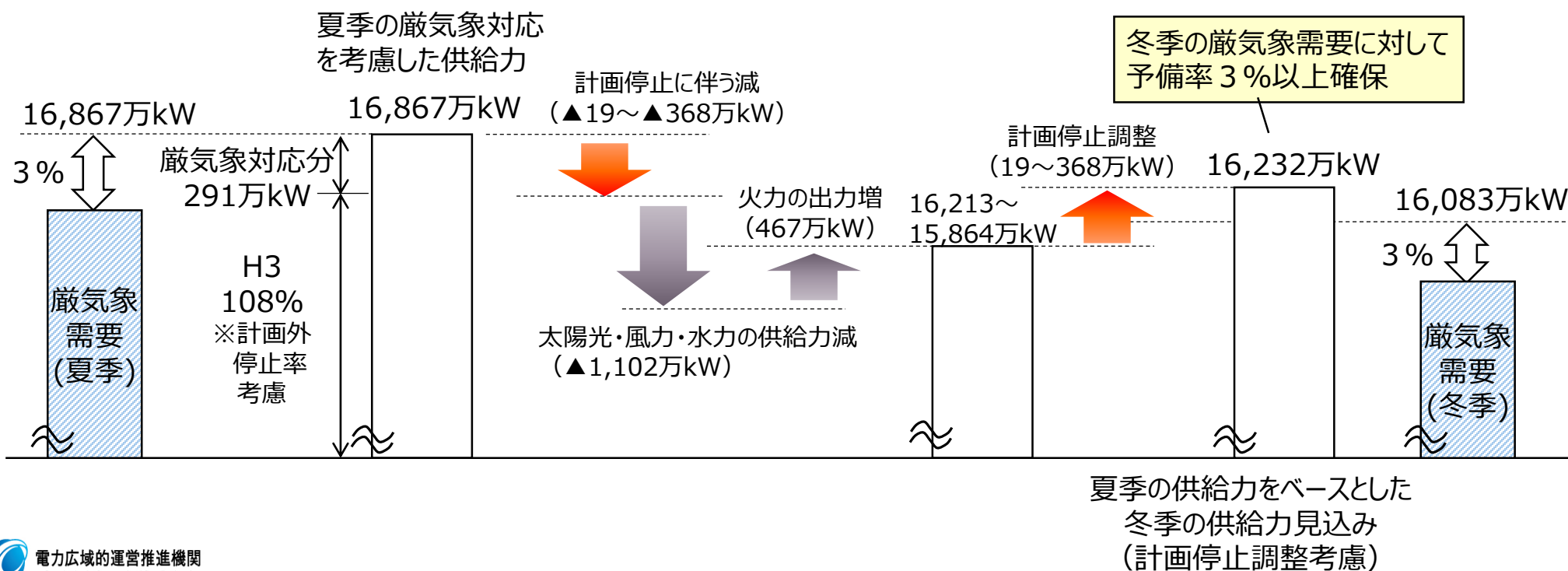
3. 確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）による供給信頼度評価について

- ✓ 容量市場開設後は、EUE算定により供給信頼度を評価する（供給信頼度基準の維持可否を判定することとしてはどうか。
 - なお、毎年の気象実績（需要実績）の変化は、EUE算定により容量市場の目標調達量に反映されることとなる。

以下、参考資料
(これまでの本小委員会資料抜粋)

(余白)

- 冬季の供給力については、夏季の供給力に対して、計画停止していなくても電源の特徴により生じ得る差分を考慮して算定することで、実態に見合った評価をできるのではないかな。
- 今回、使用したデータは対象年度が揃っていないことに留意が必要だが、夏季の厳気象対応に必要な供給力をベースとして、これに対して想定し得る差分を考慮して冬季の供給力を想定した場合、補修等に伴う計画停止の調整を適切に行うことができれば、冬季の厳気象需要に対しても予備率3%以上確保できる見込みとなる。
- そのため、厳気象対応分としては、夏季の厳気象需要に対して評価した291万kW（全国H3の2%程度）を確保することで良いのではないかな。



(参考) 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～

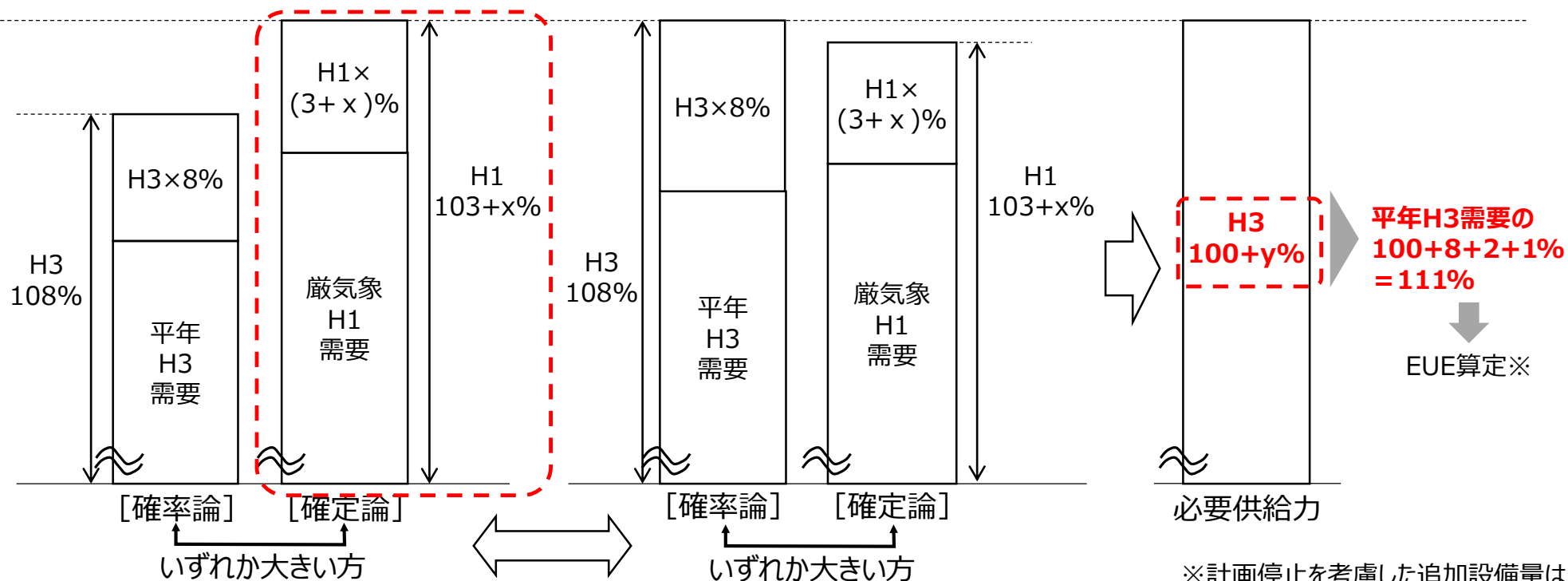
- 第2回の本小委員会（2019年1月22日）において、「需給検証における需給バランスの評価方法の見直し」の中で、「エリア間の最大需要発生の不等時性の考慮（不等時性による需要減少率を考慮）」ならびに「供給力評価時における火力発電の計画外停止率の考慮」について、ご議論いただき、需給検証において考慮することとした。
- こうした点を考慮して厳気象需要の高い夏季で評価した場合には、全国で必要となる厳気象対応分の供給力は、291万kW（全国H3の1.8%≒2%程度）となる。

（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P●●スライドの案②を参照

- 「②－１ 厳気象対応の見直し」で示したように、容量市場開設後の全国での必要供給力については、厳気象対応分を考慮すると、「厳気象需要での予備率 3 %」が「平年H3需要での予備率 8 %」を上回る評価となる。
- したがって、アデカシーの観点から、稀頻度リスク分も考慮し、必要供給力は「厳気象需要での予備率 3 + x %」と整理することとなるのではないかと。
- ここで、稀頻度リスクに対応するために必要とする供給力「x」は、厳気象需要における「N-1脱落リスク」を想定することとし、1 %程度と評価することによってどうか。
- 設備形成の観点から、これまでとの整合性を考慮し、平年H3需要に対する割合として評価すると、今回の試算では必要供給力は「平年H3需要 × (100 + 8 + 2 [厳気象対応] + 1 [稀頻度リスク対応]) %」となり、まずは、これに対応する「需要 1 kWあたりのEUE」を算定することによってどうか。

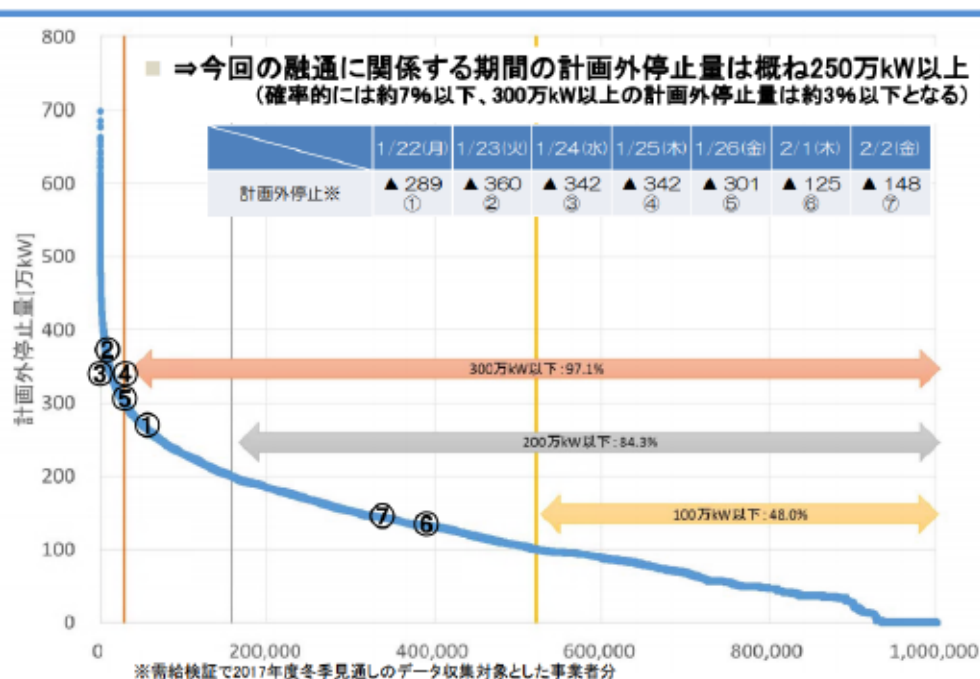


今後の追加検討

- 過去の電源故障率はランダムに発生している計画外停止量の平均値であり、稀頻度事象対応として適切な必要量を停電コストの精緻化も踏まえ、広域機関において更に精査していく必要があるのではないか。

(参考) 計画外停止量のデュレーションカーブ (N=1,004,400)

48



- 厳気象対応を踏まえた必要供給力については、「②-1 厳気象対応の見直し」にて示したように、厳気象需要（不等時性含む）および計画外停止率などの一定の条件のもと設定したものであり、当該条件を上回るリスクについて、稀頻度リスク対応として下記のN-1事象について検討した。
 - a. 単機最大ユニット脱落
 - b. 50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落
 - c. N-1送電線故障
- 上記a～cのN-1事象における供給力低下率は0.7%～1.4%程度であることから、稀頻度リスク対応として必要な供給力は、総じて平年H3需要に対して1%程度と評価できるのではないか。
- なお、N-2以上の事象については、供給信頼度評価における停電コストと調達コストの経済性も踏まえて、対応要否を検討してはどうか。また、北海道などエリアの特殊性があるケースにおいては別途検討することとどうか。

想定されるリスク	供給力低下率（H3需要比率）
a.単機最大ユニット脱落	最大0.7%程度（全国H3需要比率）
b.50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落	50Hzエリアで1.4%、60Hzエリアで1.3%程度(各エリアH3需要比率)
c.N-1送電故障	最大1.1%程度（全国H3需要比率）

【第1回電力レジリエンス等に関する小委員会（2018年12月18日）議事録抜粋】

『むしろ世の中としては、なぜ今年の1月のH1の厳気象が起こった時に同時に発電所が壊れていたのか、なぜ今年の夏に猛暑が起きたときに電源が故障していたのか、こういうことについてきちんと対応をすべきか、すべきではないのか、ということが聞きたいことなのではないか。当然今までの信頼性評価の中では、ある程度の、稀頻度でないものについては、対応が出来ているのだろうと思うが、現にそういう事象が今年1年の中で起こっている。そういうことも踏まえて、早急に確保すべき供給力として、どこまでが最低限必要なのかということについて、停電コスト等も踏まえながらご検討いただきたい。』（鍋島オブザーバー）

(余白)

- 今回調査により、ESCJによるアンケートに基づく停電コスト(3,050~5,890円/kWh)は、海外諸国の各研究におけるVoLLの値とそこまで大きな差がないことを確認した。
- ただし、一部の文献においては、VoLL推計値が上昇していくことも示唆されている
※GDPと消費電力量による近似手法を用いた文献では今後のGDP単位あたりの電力消費量の低下による将来的なVoLLの上昇、表明選好法に基づく調査を用いた文献では今後の電力への依存の強化等による、将来的なVoLLが上昇がそれぞれ示唆されている。
- 上記を踏まえ、今後は継続的に、停電コストの調査および見直しを検討していくべきか。

【参考：Welle & Zwaan(2007) An Overview of Selected Studies on the Value of Lost Load (VOLL)より抜粋】

In fact, irrespective of whether a decrease in electricity intensity is matched to a reduction or not of a specific country's overall electricity needs as input to economic activity, a decrease in electricity intensity in principle makes electricity more essential. In absolute terms one could argue that the dependency on electric power of the country under consideration increases when relatively more output is generated with one unit of electricity. Since energy and electricity remain essential factors for economic productivity, a decrease of the electricity intensity is therefore not expected to increase the resilience of the economy to potential power supply disruptions – in absolute terms the economic damage caused by a unit of electricity-not-supplied should logically increase. Notably because of the more efficient use of electricity, it is the expectation that levels of VOLL on average will increase in the future for most countries in the world.

実際、電力量の減少が経済活動へのインプットとしての特定の国全体の電力需要の減少と一致するかどうかにかかわらず、GDPの単位当たりの電力消費量の減少は原則として電力をより重要なものとする。絶対的には、国の電力への依存は、1単位の電力で比較的多くの生産量が生み出されるときに増加すると言える。エネルギーと電力は依然として経済生産に不可欠な要素であるため、GDPの単位当たりの電力消費量の低下が潜在的な電力供給の中断に対する経済の回復力を高めることは期待できず、絶対的には、供給されない電力の単位あたりの経済損失は論理的に増加するはずである。特に、電力のより効率的な使用のために、世界のほとんどの国々で将来的に平均的なVOLLの水準が上昇することが予想される。

【参考：Electricity Authority(2013) Investigation into the Value of Lost Load in New Zealandより抜粋】

Various jurisdictions have laws and standards in place that are intended to minimise power outages, resulting in a very high level of reliability of power supply, often at or near 100% availability. Consequently, amongst many consumers in these jurisdictions there is increasingly a sense of entitlement to continuous power supply.

さまざまな管轄区域には、停電を最小限に抑えることを目的とした法律や標準があり、その結果、電源の非常に高いレベルの信頼性が得られている。その結果、これらの管轄区域の多くの消費者の間で、継続的な電力供給に対する権利意識がますます高まっている。

調査対象	発表年	推計方法		調査結果(円換算)	停電の条件
英国	2013	表明選好	小口事業所、家庭それぞれへのアンケートによって得られたWTAを需要割合で加重平均	2,498円/kWh	冬季、平日ピーク帯(pm3~9)に発生する1時間の停電
英国	2018	表明選好	〃	3,731円/kWh	冬季・夏季それぞれ最も不都合な曜日・時間に発生する1時間の停電
米国テキサス州	2013	近似手法	商工業: GDP÷消費電力量 家庭 : 平均電気料金単価	商工業: 627円/kWh 家庭 : 12円/kWh	—
ERCOT管轄域	2013	近似手法	商工業: GDP÷消費電力量 家庭 : 推計されていない	商工業: 623~714円/kWh 家庭 : 推計されていない	—
北部アイルランド	2011	近似手法	商工業: GDP÷消費電力量 家庭 : 平均賃金を用いた推計	2,348円/kWh	—
アイルランド共和国	2011	近似手法	商工業: GDP÷消費電力量 家庭 : 平均賃金を用いた推計	1,695円/kWh	—
ニュージーランド	2013	表明選好	大口事業所、小口事業所、家庭それぞれへのアンケートによって得られたWTAを需要割合で加重平均	3,827円/kWh	消費者にとって最も不都合な時間に発生する8時間の停電
ニュージーランド	2018	表明選好	工業、商業、農業、家庭それぞれへのアンケートによって得られたWTPを需要割合で加重平均	1,913円/kWh	〃

価格上昇

〈参考〉2013年度のESCJ調査

※為替レート：2018暦年平均

日本	2013	表明選好	大口事業所、小口事業所の停電損害額想定値と、家庭の停電損害額想定値・WTP・WTA平均値を、需要割合で加重平均	3,050~5,890円/kWh ※停電コスト単価が幅をもっているのは、事業所調査における外れ値の捉え方による。	夏平日13~15時、冬平日17~19時の停電。 (事業所1~2カ月前、家庭2h前の予告有)
----	------	------	---	---	--

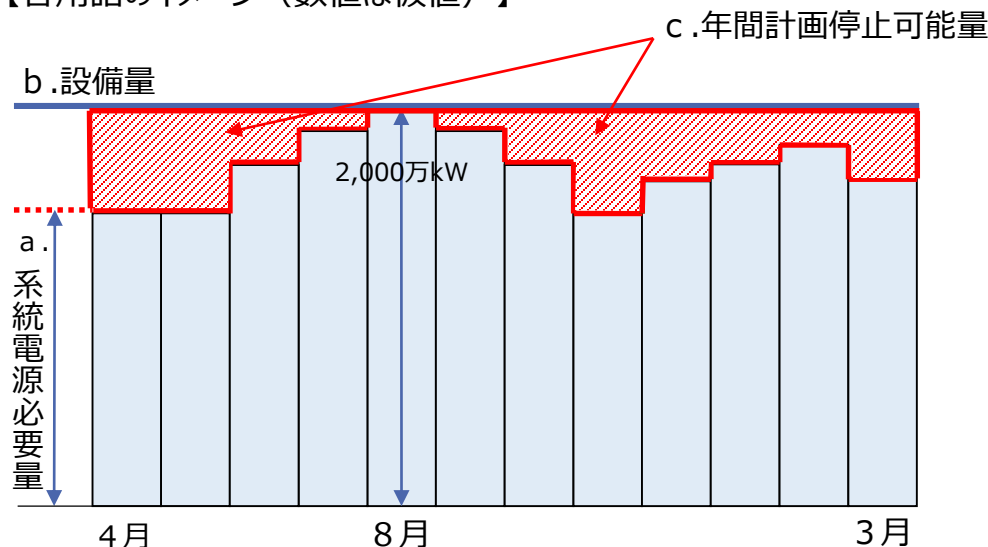
(参考) 電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方
～本資料における用語の説明～

58

用語	説明	具体的な算定方法
a. 系統電源必要量	各月の供給信頼度維持のために必要な系統電源量	各月の必要供給力（各月H3需要の108%）から、再エネ供給力を差し引いた値
b. 設備量	年間を通した供給信頼度維持のために必要な系統電源量	各月の系統電源必要量の最大値
c. 年間計画停止可能量	計画停止が可能となる高需要期と高需要期以外の系統電源必要量の差	設備量から各月の系統電源必要量を差し引いた値の年間合計※
d. 年間計画停止量	毎年一定程度必要となる計画停止の量	供給計画に計上された年間の計画停止量合計※

※本資料では月換算（＝年間合計÷設備量）[kW・月]でも表記

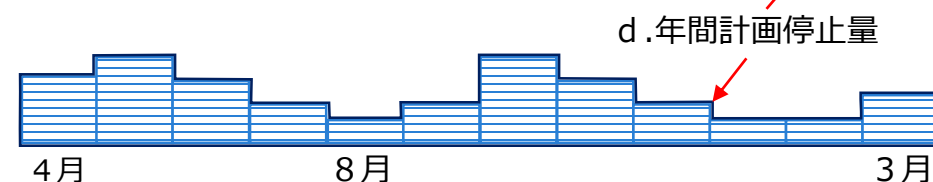
【各用語のイメージ（数値は仮値）】



＜供給計画様式第34 第1～3表(補修計画明細書)＞

(単位 万kW、万kW・月)

	4月	...	8月	...	3月	年間
設備量	2,000					—
計画停止量	460	...	80	...	300	3,500



計画停止可能な最低限必要条件は、年間計画停止可能量 ≥ 年間計画停止量

(参考) 電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方 ～2018年度供給計画における年間計画停止量～

59

- 2018年度供給計画における年間計画停止量は、23,835万kW・月（月換算1.44ヵ月）。
- 同様に、震災後2016～2018年度まで集約した結果、年間計画停止量は1.44～1.54ヵ月であった。
（3ヵ年平均1.49ヵ月）

※なお、夏季ピーク・冬季ピークにも計画停止は供給計画上也織り込まれており、実績としても同様な計画停止量を確認しているところ（約1,000万kWの計画停止量の実績）

〔2018年度供給計画における計画停止（沖縄除き）〕

（単位 万kW・月）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間
火力	2,677	3,063	2,214	650	590	898	2,295	1,820	1,094	607	670	1,309	17,886
揚発	370	476	316	246	242	388	624	650	454	315	329	322	4,732
原子力	108	174	169	169	247	193	84	74	0	0	0	0	1,217
合計	3,156	3,713	2,699	1,065	1,079	1,478	3,003	2,544	1,548	922	999	1,630	23,835 [1.44ヵ月]

[]は設備量で除した月換算の値（設備量16,582万kW）

〔参考：JEPX発電情報公開システム（HJKS）の登録データ〕（単位 万kW）

	全国最大需要発生日	計画停止
2017年度冬季	2018年1月25日 19時	1,123
2018年度夏季	2018年8月3日 15時	1,049

※火力、揚発の合計（発電端）
※供給計画策定後の月間・週間計画段階の計画停止を含む

