

更なる供給力等の対応力確保策の検討

2019年1月22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					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				(月 1 回程度開催予定)		
	需給調整市場検討小委			1/24		(月 1 回程度開催予定)		需給調整市場の構築
	容量市場検討会	12/17				(月 1 回程度開催予定)		容量市場の早期開設
	電力レジリエンス小委	12/18 第 1 回	1/22 (今回)	2/22	3月	4月	5月まで※1 一定の結論※2	※1 未定 ※2 検討事項毎に議決
広域機関	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		効果の定量化		
			➤ (工事費・工期の算定)		➤ (シミュレーションによる効果の確認)			
	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		
	・調整力公募における調整力の必要量の見直し等 ・容量市場（早期開設や取引される供給力の範囲拡大等）の検討 等		➤		➤			
			・各エリア供給信頼度 ・厳気象対応(1/2) ・適用時期、需給検証の考え方	・厳気象対応(2/2) ・再エネ導入(1/2) ・稀頻度リスク(1/2)	・BS電源 ・稀頻度リスク(2/2) ・再エネ導入(2/2) ・早期開設（報告）	・費用負担の在り方		
	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			需給調整市場検討小委員会にて「需給調整市場」の構築の着実な実施に向け継続検討
	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		3月			
			➤		➤			
			現状報告等		課題整理、対策の方向性策定			
	⑤停電コストの技術的な精査	12/18 進め方の提示		停電コストの精査	3月	4月	見直しの是非	
			➤		➤			

①－２ 各エリアの供給信頼度のあり方

(余白)

- 第1回の本小委員会（2018年12月18日）において示した検討項目のうち、必要供給予備力検討にあたっての各エリアの供給信頼度のあり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

①－2 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

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_shiryou.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

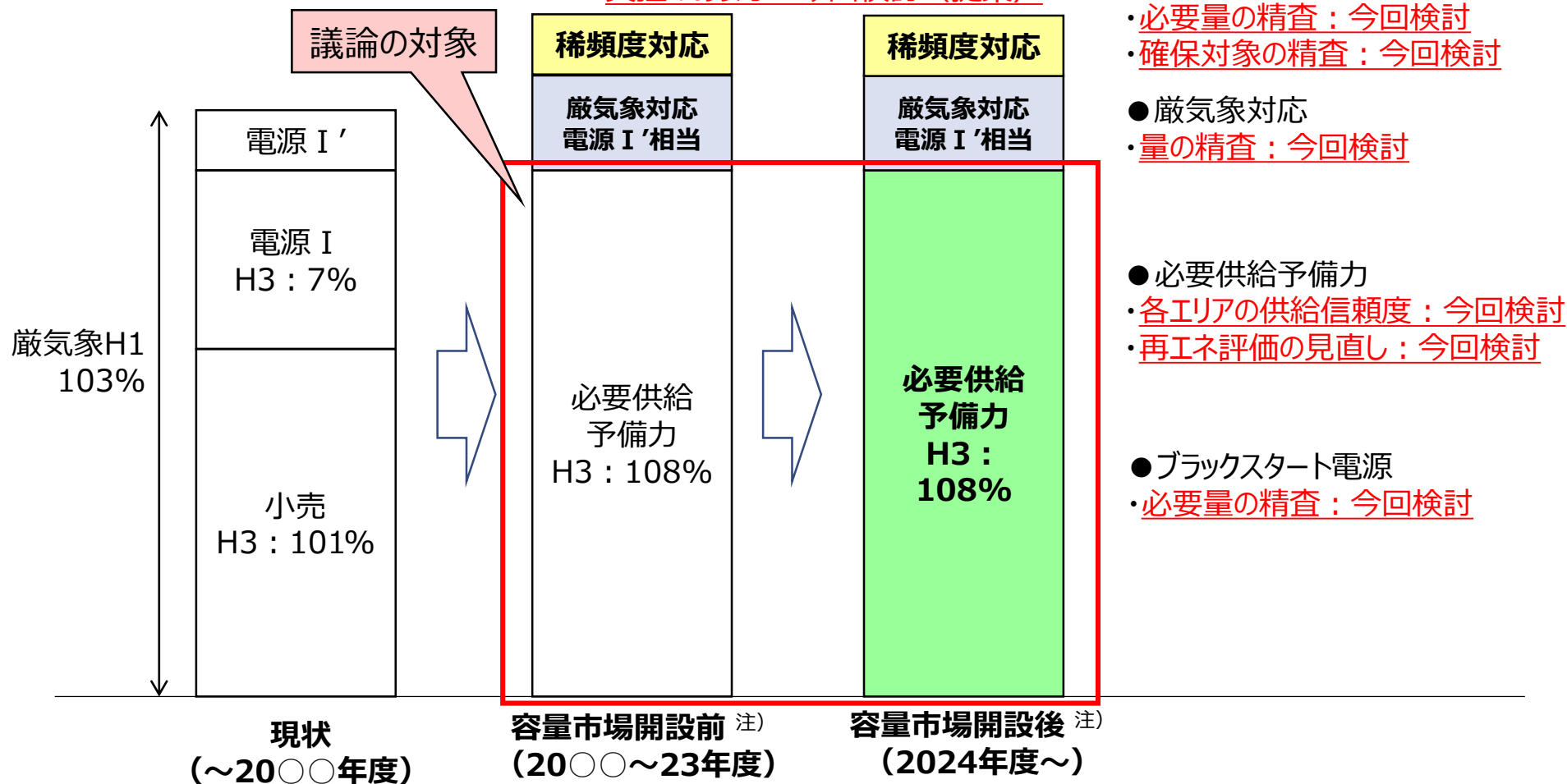
- ・量の精査：今回検討

● 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



※検討終了次第速やかに適用

注）容量市場の開設時期・受渡時期の1年度前倒しについて、国の審議会（制度検討作業部会）において検討中

1 現在の各エリアの供給信頼度

6

- 現在は各エリアの供給信頼度基準をLOLP0.3日/月とし、供給信頼度基準を満たす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。※持続的需要変動対応分1%と合わせて、各エリア8%を確保
- また、供給計画においては、各エリアの予備率を均平化（連系線を活用した他のエリアからの供給力を考慮）した上で需給バランス評価を行っている。

表2-3 各月別の予備率見通し

2018年度(平成30年度)供給計画の取りまとめ 抜粋

(均平化前)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	23.8%	34.7%	35.5%	23.5%	25.2%	26.5%	28.6%	28.8%	20.1%	19.3%	19.1%	32.2%
東北	9.8%	19.6%	18.0%	13.4%	12.6%	14.4%	12.3%	6.2%	5.8%	10.1%	6.4%	5.7%
東京	20.7%	29.5%	20.0%	6.8%	6.5%	16.6%	25.6%	17.8%	12.8%	11.3%	10.4%	17.1%
東日本 3社計	18.8%	28.0%	20.6%	9.0%	8.7%	16.9%	23.1%	16.3%	11.9%	11.7%	10.2%	15.9%
中部	19.1%	15.7%	14.0%	8.1%	8.1%	17.6%	11.8%	13.4%	10.2%	9.8%	12.3%	17.9%
北陸	12.7%	31.1%	11.8%	14.8%	12.2%	10.3%	16.6%	11.0%	13.1%	12.8%	13.0%	10.8%
関西	34.6%	33.8%	28.9%	14.9%	12.2%	20.2%	33.4%	33.4%	31.2%	23.5%	24.4%	32.3%
中国	28.7%	19.6%	31.2%	19.3%	19.8%	36.6%	27.5%	20.7%	25.2%	20.2%	19.2%	25.9%
四国	11.7%	15.5%	16.4%	7.1%	9.5%	10.5%	19.3%	14.1%	12.6%	14.5%	14.9%	8.2%
九州	15.6%	7.3%	5.4%	3.4%	2.4%	13.7%	18.9%	20.5%	6.9%	5.2%	4.8%	15.2%
中西日本 6社計	23.5%	21.1%	19.1%	11.1%	10.1%	19.0%	21.8%	21.3%	17.8%	14.7%	15.6%	21.6%
9社合計	21.4%	24.2%	19.8%	10.1%	9.5%	18.1%	22.4%	19.0%	15.1%	13.4%	13.1%	19.0%
沖縄	56.4%	43.1%	35.9%	37.0%	36.3%	39.4%	42.5%	48.6%	52.6%	58.1%	68.0%	60.8%
10社合計	21.7%	24.4%	20.0%	10.4%	9.7%	18.3%	22.6%	19.3%	15.4%	13.7%	13.5%	19.3%

8%未満

表2-4 各月別の予備率見通し（予備率最小時刻）

（連系線・他エリア余力考慮、送電端）

(均平化後)

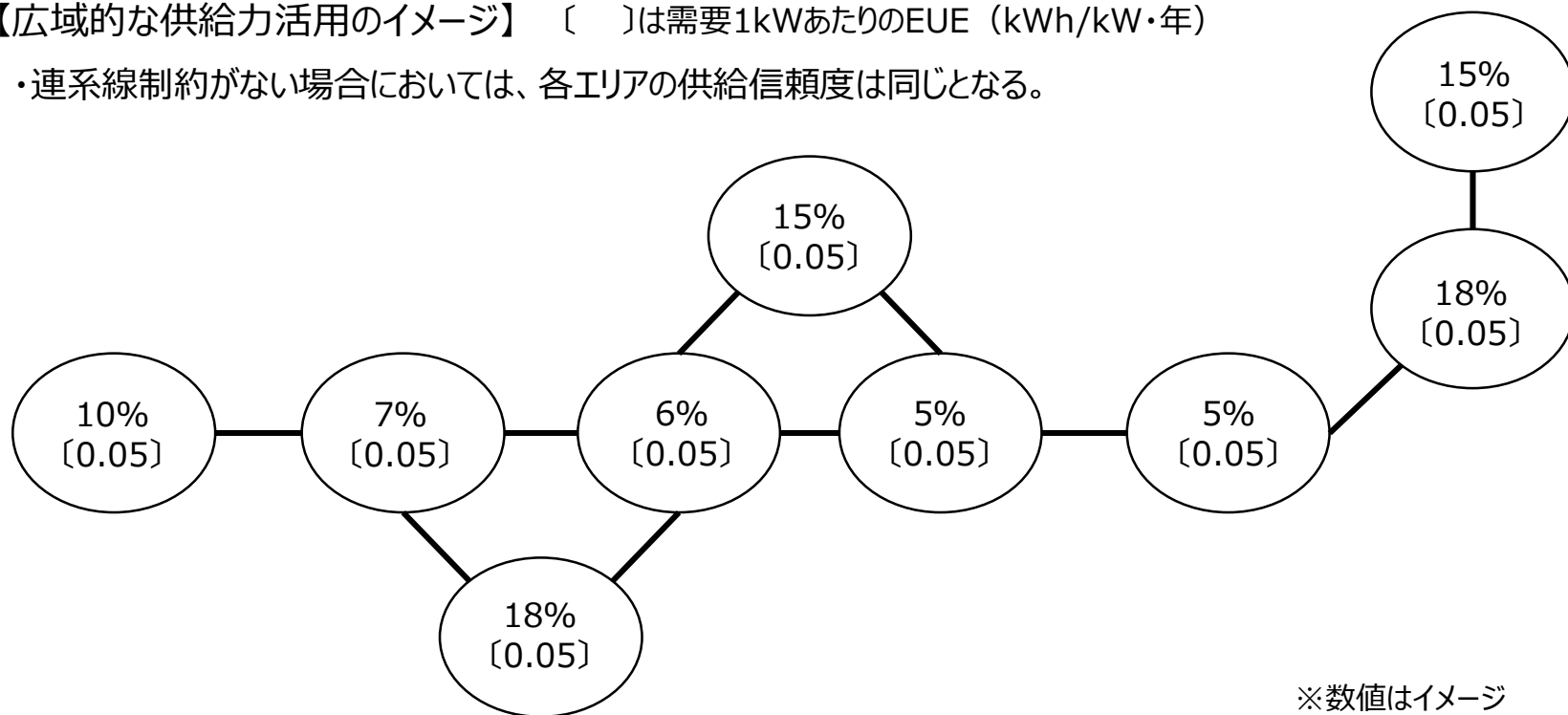
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	19.3%	26.3%	31.5%	20.0%	21.8%	23.1%	22.4%	19.3%	12.5%	12.1%	10.7%	23.2%
東北	19.3%	26.3%	19.5%	8.6%	8.2%	16.8%	22.4%	16.2%	12.5%	12.1%	10.7%	16.0%
東京	19.3%	26.3%	19.5%	8.6%	8.2%	16.8%	22.4%	16.2%	12.5%	12.1%	10.7%	16.0%
中部	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
北陸	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
関西	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
中国	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
四国	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
九州	23.1%	22.5%	19.5%	10.9%	9.8%	18.8%	22.4%	21.2%	17.3%	14.4%	15.2%	21.1%
9社合計	21.4%	24.2%	19.8%	10.1%	9.5%	18.1%	22.4%	19.0%	15.1%	13.4%	13.1%	19.0%
沖縄	56.4%	43.1%	35.9%	37.0%	36.3%	39.4%	42.5%	48.6%	52.6%	58.1%	68.0%	60.8%
10社合計	21.7%	24.4%	20.0%	10.4%	9.7%	18.3%	22.6%	19.3%	15.4%	13.7%	13.5%	19.3%

：8%以上に改善したエリア

- 容量市場開設後は、調整力等委の議論を踏まえ、全国の供給信頼度基準を「需要1kWあたりのEUE」に見直すこととしている。
- 容量市場は、全国市場で連系線制約を考慮した上で、安価な電源から約定処理を行い、各エリアの供給信頼度基準（需要1kWあたりのEUE）を満たす電源を確保する方向で検討を進めている。
- 各エリアの供給信頼度基準については、連系線空容量の設定方法等を含めて、今後整理することとしていた。

【広域的な供給力活用のイメージ】〔 〕は需要1kWあたりのEUE (kWh/kW・年)

・連系線制約がない場合においては、各エリアの供給信頼度は同じとなる。



※数値はイメージ

- 各エリアの供給信頼度基準のあり方については、全国の供給信頼度基準の考え方、連系線計画潮流およびエリア間応援ロジックの考え方を踏まえ以下のとおり整理してはどうか。
- 各エリアの供給信頼度基準
 - 全国の供給信頼度基準は、現状の全国の必要供給予備力 8 %※に相当する「需要1kWあたりのEUE」としている。 ※持続的需要変動対応分1%を含む
 - 各エリアにおいても、公平性の観点から各需要家の供給力不足の大きさ（年あたりkWh）はエリアの規模によらず一律とする必要があるのではないか。
 - したがって、各エリアの供給信頼度基準については、全国の供給信頼度基準と同じ、「需要1kWあたりのEUE」を適用することとしてはどうか。

【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

6. まとめ

74

- 本日は、約定処理の方法について整理を行った。
- 約定処理は、全国市場のシングルプライスオークションにおいて、連系線制約を踏まえた各エリアの供給信頼度確保等のために行う。
- 具体的な約定処理の方法としては、以下の方法で行うこととして、引き続き、詳細検討を進めることとしてはどうか。
 - 全国市場で約定処理を実施する
(発動回数制約ありの電源等の約定量が上限値以上の場合は、従来型リクワイアメントの電源と入れ替える)
 - 供給信頼度計算を行い、基準から不足しているエリア（ブロック）・過剰なエリア（ブロック）は、市場分断を行う
 - 基準から不足しているエリア（ブロック）は、そのエリア（ブロック）の落札しなかった電源の価格の安い順から基準まで追加する
 - 追加した量と同等の電源を、過剰なエリア(ブロック)の落札した電源の価格が高い順から減ずる
(減少処理を行った場合においても、各エリアで供給信頼度を確保していることが前提)
 - なお、ブロックで分断した場合、電源の追加・減少による供給信頼度の変化で、ブロック内でさらに市場分断するか判断する
 - 最終的な約定結果において、必要な ΔkW が確保されていることを確認する

4 指標算定の前提条件

11

(2) 今後の全国の供給信頼度基準の考え方

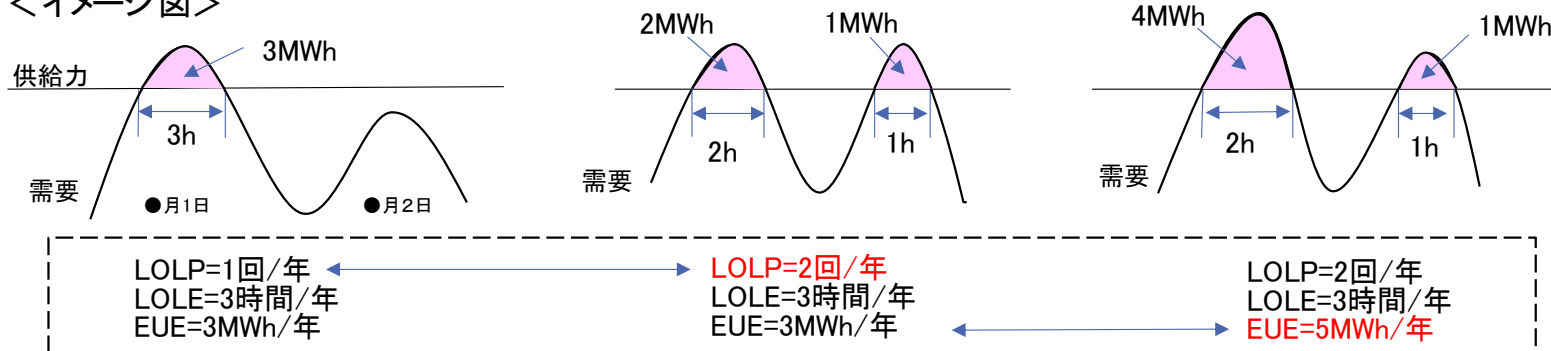
- 全国の供給信頼度基準の考え方は、以下のとおり整理してはどうか。なお、各エリアの供給信頼度基準の整理によって、改めて議論を行うことも考えられる。
- 全国の供給信頼度基準
 - 従来は供給信頼度基準を各エリアでLOLP0.3日/月とし、地域間連系線を活用した他エリアからの応援を考慮した上で、各エリアの必要供給予備力（偶発的需給変動対応分）を7%と整理している。
 - 今後は「需要1kWあたりのEUE」を供給信頼度の指標として、再エネ導入量拡大の影響などを必要供給予備力に評価することが必要である。
 - 今回の前提条件における経済性分析の試算結果は、適切な供給予備力5.8～7.8%程度であり、現在の必要供給予備力7%と概ね同じ水準であった。
 - 現在の必要供給予備力7%は、これまでの長年に亘る安定供給の実績があること、また至近の再エネ導入が一定程度進んでいることを踏まえると、「現状レベル（7%）」を下回らないことが妥当と考えられるのではないか。
他方で経済性分析から導かれる適切な供給予備力には幅（5.8～7.8%）があることから、直ちには7%を引き上げることは不要ではないか。
 - 以上から、現時点では、全国の供給信頼度基準は「現状レベル」を下回らないことと整理し、現状の全国の必要供給予備力7%に相当する「需要1kWあたりのEUE」として設定することとしてはどうか。
- 各エリアの供給信頼度基準（次回以降整理）
 - 各エリアの供給信頼度基準については、間接オークションによる供給力や連系線空容量の設定方法等を含めて次回以降整理する。

- 供給信頼度の指標は、調整力等委員会において「需要1kWあたりのEUE」と整理している。

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会平成28年度（2016年度）取りまとめ抜粋

	指標	本委員会での定義
1	LOLP (Loss of Load Probability)	- 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 - 単位：回/年
2	LOLE (Loss of Load Expectation)	1年間における、供給力不足が発生する時間の期待値 - 単位：時間/年
3	EUE (Expected Unserved Energy)	1年間における、供給力不足量 (kWh) の期待値 - 単位：kWh/年

<イメージ図>



調整力及び需給バランス評価等に関する委員会平成28年度（2016年度）取りまとめ抜粋に一部追記

■ 需要1kWあたりのEUEを選定する理由

- ・従来は、8月ピーク需要発生断面で評価していたが、昨今の再エネ導入量拡大等の影響により、夏季ピークであったエリアにおいても冬季の残余需要との差が小さくなる傾向があることから、8,760時間の評価が必要となった。
- ・現在では、シミュレーションの計算能力向上によって、全国の需要・再エネ変動等による8,760時間の確率計算ができるようになり、EUEによる供給信頼度の評価が可能となった。
- ・LOLPは、8,760時間評価のもとでは、1年のある1日（24時間）において供給力不足が1時間発生しても10時間発生しても同じ値（LOLP=1回/年）となり、供給力不足の長さが考慮されない。このため、供給力不足時間を考慮できるLOLEやEUEに比べて、供給信頼度の評価が不十分であると考えられる。
- ・LOLEは、エリア単位で見たときの供給力不足発生頻度（年あたり時間）の期待値を示す指標であり、供給力不足の大きさ（kWh）は考慮されず、エリアの設定範囲により値が変化する。これらのことから、LOLEの値を9エリア一律に設定しても、各需要家の供給力不足の大きさ（年あたりkWh）がエリアにより異なることとなる。
- ・EUEは、エリア単位で見たときの供給力不足量（年あたりkWh）の期待値を示す指標であり、その値を9エリア一律に設定しても、エリアにより需要の規模が異なることから、各需要家の供給力不足の大きさ（年あたりkWh）はエリアにより異なることとなる。
- ・EUEをエリアの総需要で割った「需要1kWあたりのEUE」にすることで、需要1kWあたりの停電量（年あたりkWh）の期待値を示し、エリアの設定範囲によって値が変化しない。このことから、その値を9エリア一律に設定した場合には、需要家が同じような規模であると仮定すると、各需要家の供給力不足の大きさ（年あたりkWh）をエリアの規模によらず一律にすることができる。このため、「需要1kWあたりのEUE」を供給信頼度の指標として用いることが適切であると考えられる。

(余 白)

- 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、電力系統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^{※1}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、電力系統を安定に保つためのマージン（B、C）^{※2}分を除いた連
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っ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。

第11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に「北海道風力実証試験」を追記

【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
「需給バランスに対応したマージン」 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
「周波数制御に対応したマージン」 電力系統の異常時に電力系統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ー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

【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
「連系線潮流抑制のためのマージン」 電力系統の異常時に電力系統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	C1 旧④	C2 旧④
	・北海道本州間連系設備 (潮流抑制)	・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
「電力市場取引環境整備のマージン」 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	D
	(該当なし)

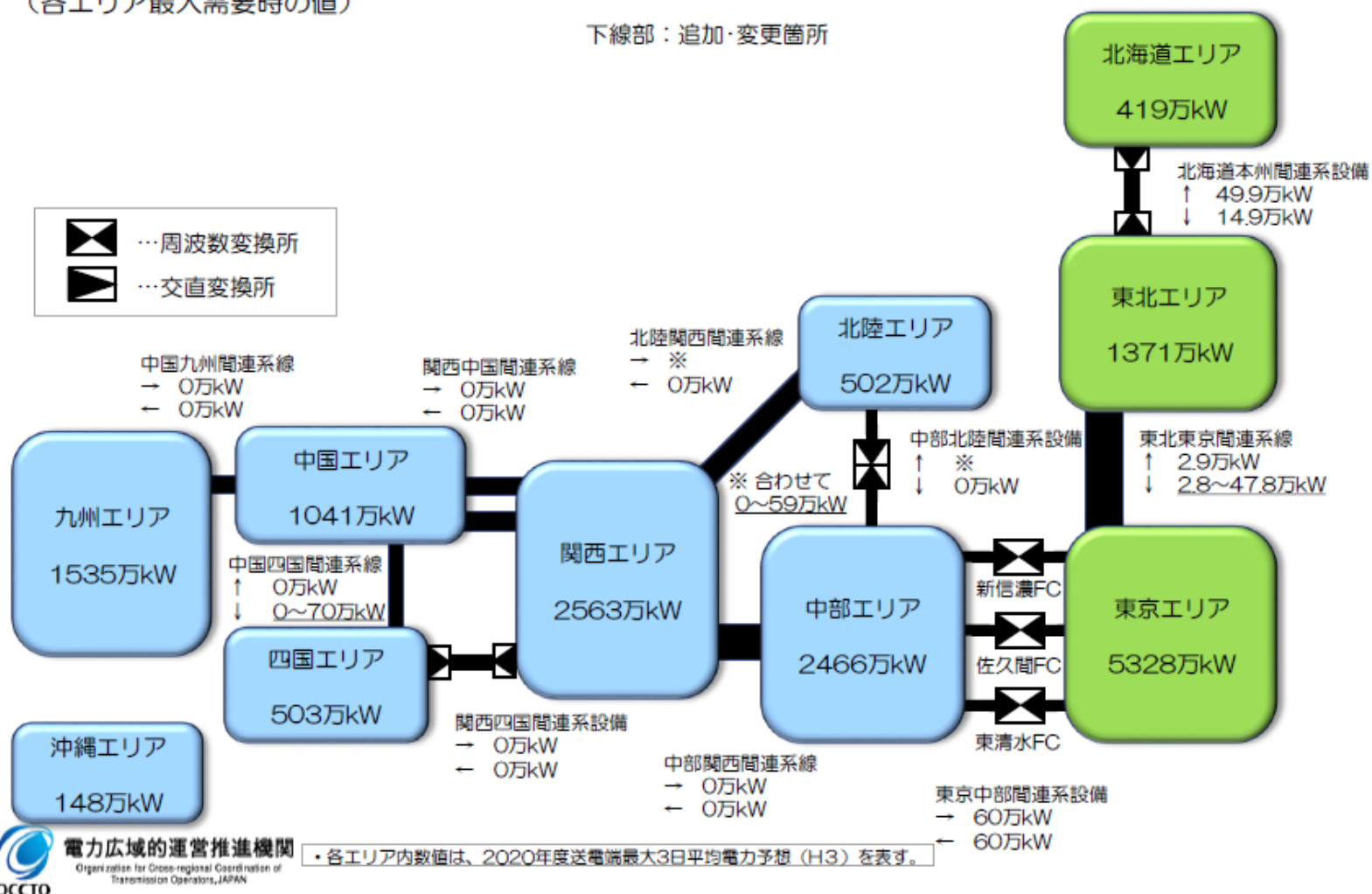
当機関HP 間接オークションの開始等に伴う2018年10月～2027年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン（年間計画、長期計画）の変更について（別紙2）抜粋

2. 全国系統の概念図

5

2020年度における予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン算出結果 （各エリア最大需要時の値）

下線部：追加・変更箇所



②－１ 調整力公募（厳気象対応）の見直し

(余 白)

- 第1回の本小委員会（2018年12月18日）において示した検討項目のうち、厳気象に対応するための供給力確保に係わる見直しの是非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

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）

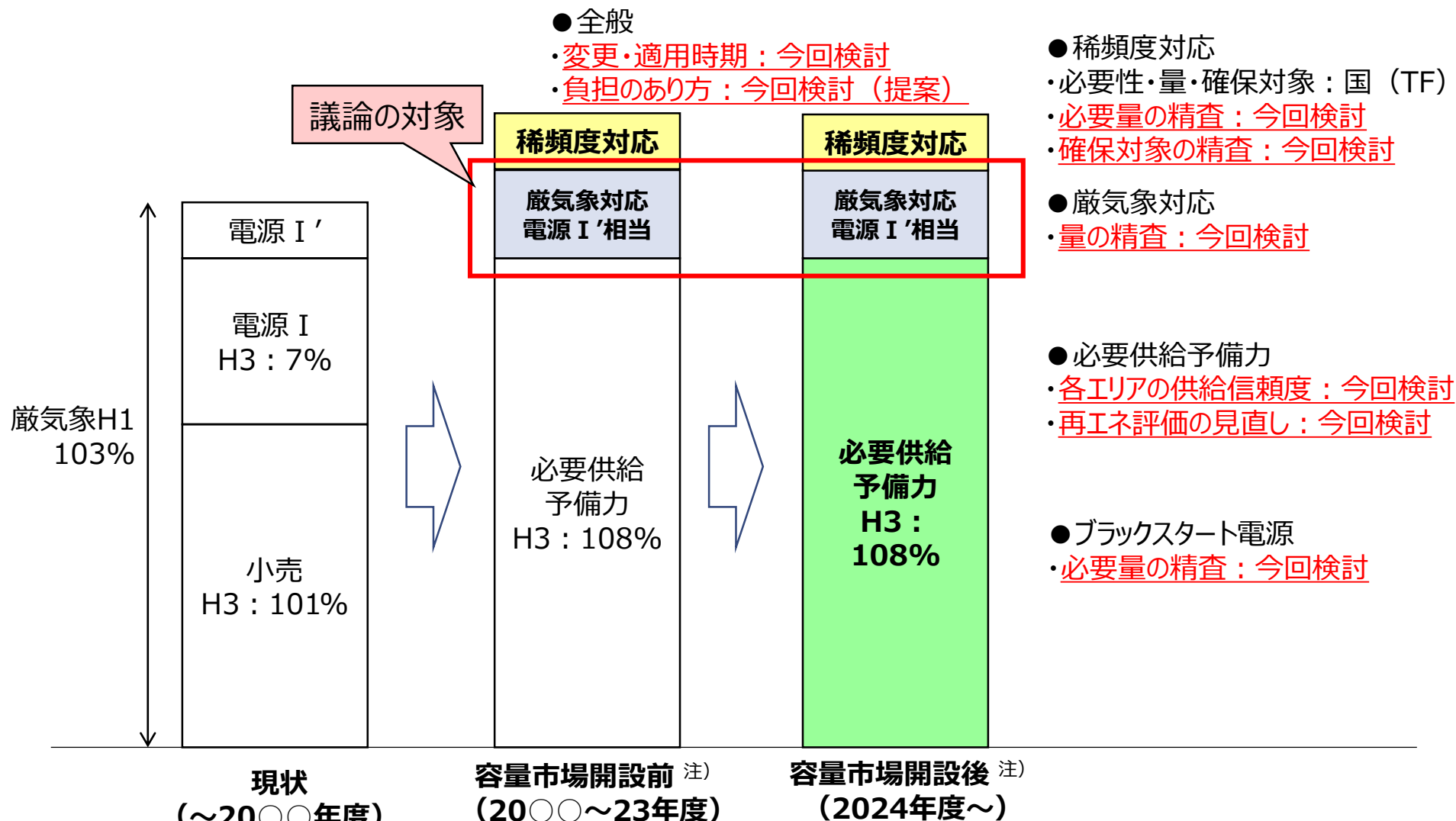
議論の対象

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

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_shiryou.html

（２）本小委員会での審議内容



※検討終了次第速やかに適用

注）容量市場の開設時期・受渡時期の1年度前倒しについて、国の審議会（制度検討作業部会）において検討中

- 実効性のある供給力確保の措置が講じられるまでの暫定的措置として、10年に1回程度の猛暑や厳寒の最大需要（厳気象H1需要）において、電源トラブルが発生していないにもかかわらず供給力が不足し、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにするための供給力として、一般送配電事業者が調整力の調達を通じて電源Ⅰ'を確保している。
- 電源Ⅰ'必要量は以下の式にて厳気象H1需要が最大となる月を対象として算定しており、基本的には「厳気象H1需要対応に必要な供給力」から「小売電気事業者による確保見込み分」と「一般送配電事業者の電源Ⅰ確保分」を差し引いた量としている。

➤
$$\text{電源Ⅰ'} = \underbrace{(\text{厳気象H1需要} \times 103\%)}_{\text{厳気象H1需要対応に必要な供給力}} - \left(\underbrace{\frac{\text{平年H3需要} \times 101\%}{\text{小売電気事業者による確保見込み分}}} + \underbrace{\frac{\text{電源Ⅰ必要量}}{\text{一般送配電事業者による確保見込み分}}} \right)$$
- なお、猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源Ⅰ'は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段を対象としている。

電源Ⅰ' 必要量

5

- 電源Ⅰ' 必要量は、夏季及び冬季における厳しい気象条件（10年に1回程度の猛暑及び厳寒）における最大電力需要（以下、「厳気象H1需要」）が最大となる月について、次式により算定される値とする。

$$\text{電源Ⅰ'} = (\text{厳気象H1需要} \times 103\%) - (\text{平年H3需要} \times 101\% + \text{電源Ⅰ必要量})$$

※ 算定値が0以下の場合、電源Ⅰ' 募集量は0とする。

- ここに、上式各項の算定は以下による。
 - a. 厳気象H1需要は国の電力需給検証小委員会の方法を基本とするが、各一般送配電事業者が他の合理的な方法により算出した場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。
 - b. 厳気象H1需要に対する必要予備率は電力需給検証小委員会の考え方を準用して3%とする。
- また、以下の通り補正等を行う。
 - a. 次年度に電源Ⅰまたは電源Ⅱとして契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源Ⅰ'の募集量から控除できる。
 - b. 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」（資源エネルギー庁）に基づいて算定した厳気象H1需要に対する供給力と平年H3需要に対する供給力が異なる場合、その差分を電源Ⅰ'の募集量に反映させる。

※ 上式による算定においては、離島分を除いて算定する。

- 「厳気象H1需要」は「10年に1回程度の猛暑・厳寒時の最大需要電力」として、「過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要」を想定することとしている。
- 現状の考え方では、「過去10年」を対象に想定していることから、10年経過した年度は対象外となり、想定する気象条件が緩和されることもあり得るといった課題もあるが、これをどのように考えるか。
- 一方で、需要構造の変化を反映するためには対象期間を限定すべきという考え方もあるか。
- 過去に発生した厳しい気象条件は今後も起こり得ると考えるなど、**厳気象H1需要の想定の考え方を見直す必要があるか。**

【2018年度夏季の需給検証における猛暑H1需要の想定】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
猛暑H1想定方法	H1/H3 比率	H1/H3 比率	感応度式※2	H1/H3 比率	H1/H3 比率	H1/H3 比率	H1/H3 比率	H1/H3 比率	H1/H3 比率	H1/H3 比率
対象年度	2010	2015※1	2015※1	2015※1	2010	2013※1	2010※1	2010※1	2013	2017
猛暑H1需要 [万kW]	442	1,382	5,637	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	153

【2018年度冬季の需給検証における厳寒H1需要の想定】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
厳寒H1想定方法	H1/H3 比率	H1/H3 比率	感応度式※2	H1/H3 比率	H1/H3 比率	H1/H3 比率	H1/H3 比率	H1/H3 比率	H1/H3 比率	H1/H3 比率
対象年度	2010	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2015
厳寒H1需要 [万kW]	525	1,465	5,355	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	116

※1 対象年度が2018年度に更新される見込み

※2 東京エリアは、猛暑・厳寒設定年のH1 発生日の気象条件と供給計画想定値（過去10 か年平均）の差分から直接気象影響量を算出

5. (論点2) 猛暑/厳寒における最大電力需要 (H1) について

- 従来、電力需給検証小委員会では旧一般電気事業者に対して、夏季・冬季において10年に1回程度の猛暑/厳寒における最大電力需要 (H1) の103%の供給力が担保できるよう努力を求めてきており、担保が難しいと考えられる場合のみ、政府から節電要請を行ってきた。
- 今般、広域機関（「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下「調整力委員会」という。）」内において議論）において調整力公募の要件を検討する中で、H1の103%が最大3日平均電力 (H3) に対して必要となる調整力を上回っている場合、その差分（電源 I'）も調整力として、原則一般送配電事業者が確保する方向が示されている。
- H1の考え方は厳格すぎるのではないかと意見もあるが、例えば、過去5年間の夏季・冬季それぞれにおける最大需要実績が、H1に基づく見通しを上回るケース（※）が延べ17回生じていることから、今回の需給見通しの策定においても、引き続き従来の基準を踏襲すべきではないか。

※例えば、ある年の夏季において8月に最大需要実績(kW)が発生した場合、当該実績値と、H1に基づき策定された同月の最大電力需要見通し(kW)とを比較。

(塩川委員) **「厳気象」の条件について、現在は10年に1回程度の厳気象ということで定義されていると理解している。**今回の整理の中で、「今後の需給検証において冬季の見通しを検討する際には、2017年度冬季の実績を反映した条件で進めていくこととしたい」とあり、その「反映」の意味合いが分からないが、これをそのまま反映すると、**冬季の需給を20年から30年に1回程度の厳寒という条件で評価することになる。**そういう意味では改めて厳気象の定義をどうするかということも含めてご議論いただき、検討していくべきではないかと考えている。

10ヶ年という捉え方をするのか、あるいは至近20年間の最も厳しいところをとる方が良いのか等、**理想は確率的に定義できれば良いが、データがあるかどうかよく分からない。**そもそも至近10年間で最も厳しい気象という捉え方そのものをどのように位置付けて考えれば良いのか等、様々な論点があるのではないかとということも含めて、1回議論および整理をしていただいても良いのではないかと考え、申し上げた。

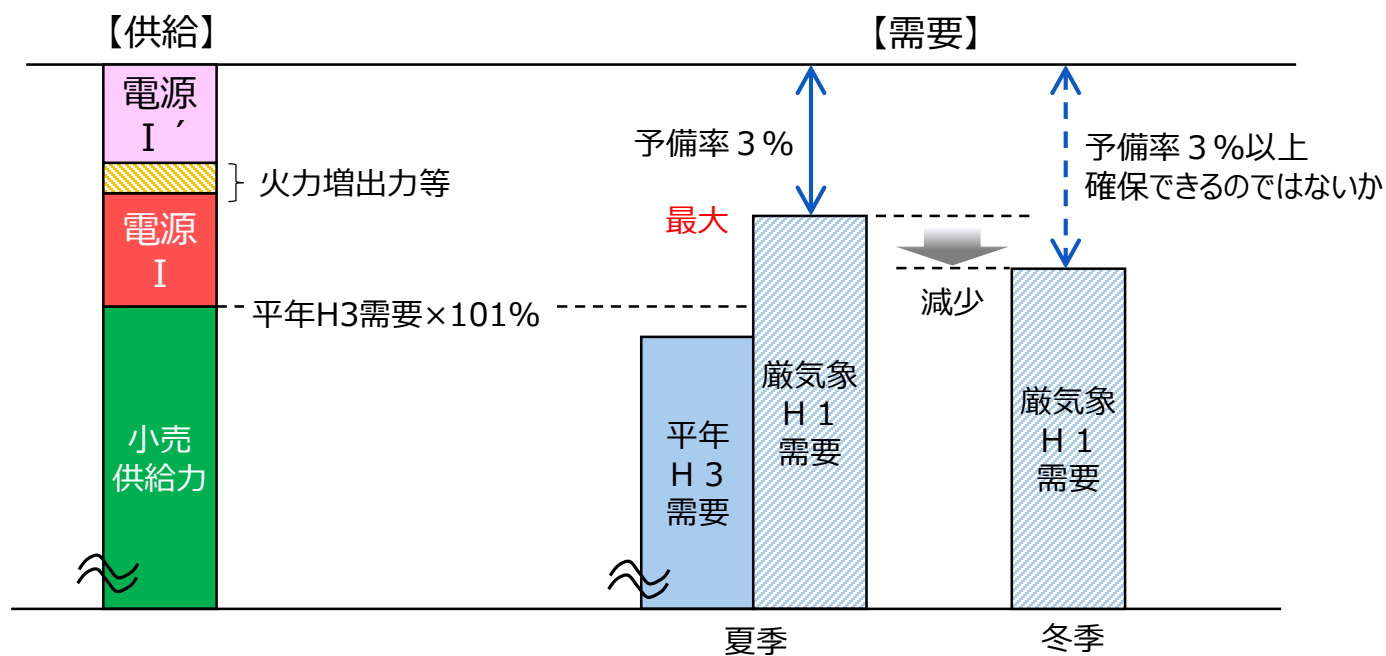
(松村委員) 「10年に1度」という基準について議論が行われているが、これは厳密に考えて10年に1回しか起こらないものに備えるのではなく、過去10年間に起こった中で最も厳しい気象にでも対応できるように備えておくという意味で「10年に1度」と表現していると思い込んでいた。今回の事象が仮に30年に1度のものであったとしても、**事実として今年起こっているため、今後10年間は今回のような事象が仮にもう1回起こったとしても、もちろん他の事象が重なれば別だが、簡単に停電を起こさないような対策は考えていく**ということであると理解していた。つまり、「30年に1度の事象であるから考慮しない」という発想ではなく、**10年に1度というのは過去10年間で最も厳しい事象を考慮していく**という発想だと理解していた。したがって、今回の事象は30年に1度のものであるため、厳気象の定義が10年に1度程度の気象とするならば考慮しないという発想ではなく、より機械的なものではないか。過去10年間で最も厳しい気象を考慮していると考えていたので、デフォルトでは当然反映されるのだと考える。

(事務局) もし温暖化等の影響で、**気温のフラクチュエイトがより激しくなっていることが学問的に確かになるのであれば、至近10年間で最も厳しい気象よりもさらに厳しく見なければならぬ。**ただ、そこはまだ確かになっていないため、現行の厳気象の定義は、経験的にさすがに数年前までと同じレベルでは検証しなければならないだろうという理由で使っており、本当にCO₂が発生すればするほど夏は暑くなるし、また、冬もよりフラクチュエイトが大きくなるというのが学会の大勢になったとしたら、今まで以上に厳しく冬を見るということになるといううなことはないか。

(事務局) 10年に1度という言葉が独り歩きしているように感じる。したがって、**今後10年が過ぎたからと言って、データを取らないかというそうではないと考える。**気象の傾向が明らかになり、10年以上経てば絶対に発生しないと分かればデータを取らないこともあり得るが、過去にあった事象は当然考慮すべきと考えており、あまり「10年」に拘ると少しおかしい議論になってしまうのではないか。

(余 白)

- 厳気象H1需要が最大となる時に 3 %の予備率を確保できるだけの設備量があれば、それより小さい需要に対しては 3 %以上の予備率を確保できるとの考えのもと、厳気象H1需要が最大となる月を対象に電源 I ' の必要量を算定することとしている。



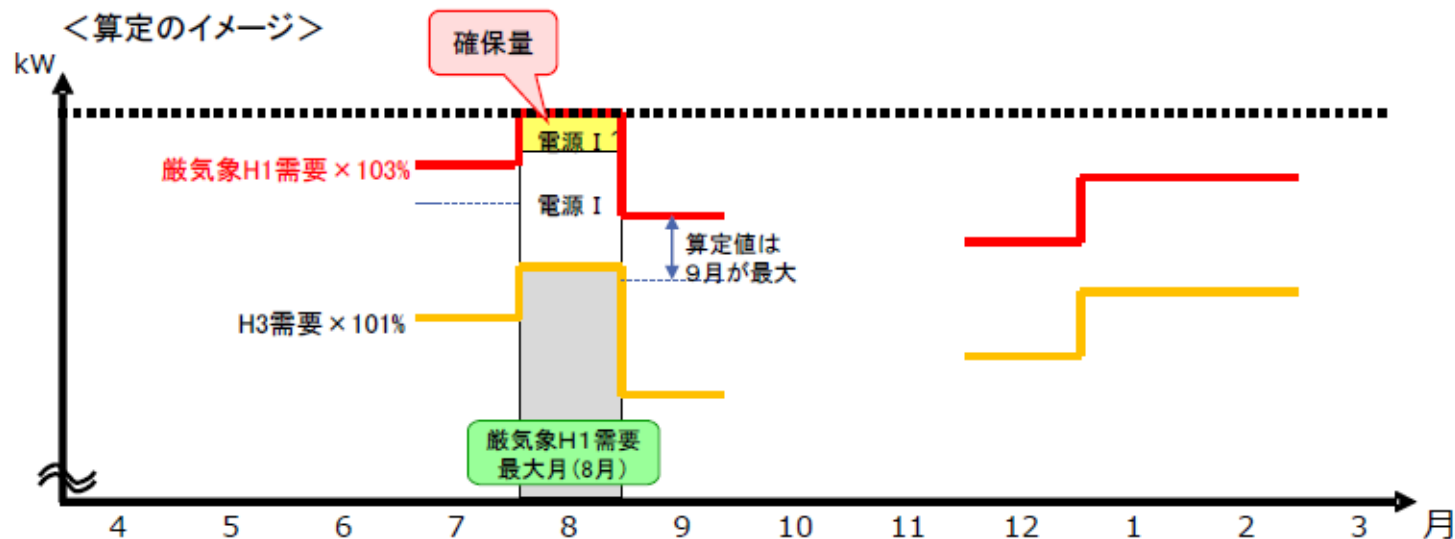
電源 I' に関する細部事項 その1(どの月を基に算出するか)

30

<論点a> 月ごとの算定値の違いの扱い

P7の式に基づいて月ごとの値を算定すると、厳気象H1需要が最大でない月の値が最大となる場合がある。しかし、高需要の発生が懸念されない時期を優先して補修が計画されることを考慮すると、厳気象H1需要が最大でない月の算定値をもとに電源 I' を確保するのは過剰な対応であると考えられることから、電源 I' の必要量は厳気象H1需要が最大となる月の算定値を用いることで良いか。

なお、電源 I' の確保期間については、厳気象H1需要に対応できる供給力を確保するという目的の範囲内で、電源 I' 調達・運用を行う一般送配電事業者が、エリアの需給の見通し、長期契約・短期契約のメリット・デメリットなどを考慮のうえ定めることでよい。



(注): 試算として、厳気象H1需要として電力需給検証小委員会の考え方に準じて試算した今夏(H28)の想定値を、H3需要としてH28供給計画における第1年度の想定需要をそれぞれ用いた場合、7月:33万kW、8月:33万kW、9月:52万kWと算定されるエリアがある。

- 第27回制度検討作業部会（2018年12月17日）において、夏季を基準として電源Ⅰ'必要量が設定されているエリアにおいて、冬季に需給状況が厳しくなることがあり得るとの指摘がされたところ。

参考：電源Ⅰ'の必要量

- 現在、電源Ⅰ'必要量は夏季及び冬季いずれかのうちH1需要が最大となる月について、「H1需要×103%」と「H3需要×101%+電源Ⅰ必要量」の差分として算定されている。
- 夏季H1需要を基準として電源Ⅰ'必要量が設定されているエリアにおいては、冬季は一般的に気象条件からH1需要とH3需要のかい離が大きくなりやすい中で、H3需要を基準に冬季に補修停止を行うことがあるため、冬季に需給状況が厳しくなることがあり得る。

5

電源Ⅰ'必要量

■ 電源Ⅰ'必要量は、夏季及び冬季における厳しい気象条件（10年に1回程度の猛暑及び厳寒）における最大電力需要（以下、「厳気象H1需要」）が最大となる月について、次式により算定される値とする。

$$\text{電源Ⅰ'} = (\text{厳気象H1需要} \times 103\%) - (\text{平年H3需要} \times 101\% + \text{電源Ⅰ必要量})$$

※ 算定値が0以下の場合、電源Ⅰ'募集量は0とする。

■ ここに、上式各項の算定は以下による。

- 厳気象H1需要は国の電力需給検証小委員会の方法を基本とするが、各一般送配電事業者が他の合理的な方法により算出した場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。
- 厳気象H1需要に対する必要予備率は電力需給検証小委員会の考え方を準用して3%とする。

■ また、以下の通り補正等を行う。

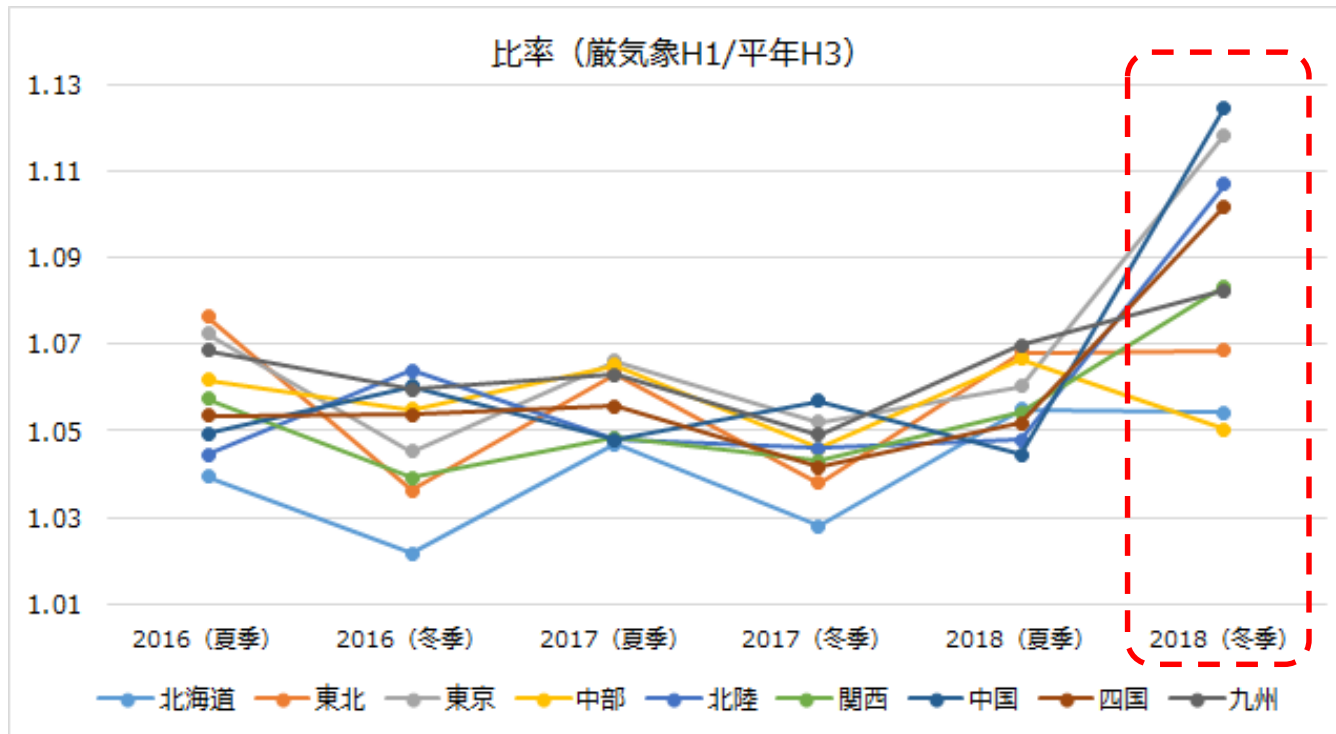
- 次年度に電源Ⅰまたは電源Ⅱとして契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源Ⅰ'の募集量から控除できる。
- 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」（資源エネルギー庁）に基づいて算定した厳気象H1需要に対する供給力と平年H3需要に対する供給力が異なる場合、その差分を電源Ⅰ'の募集量に反映させる。

※ 上式による算定においては、離島分を除いて算定する。

電力広域的運営推進機関
DENET

出所）第27回制度検討作業部会
（2018年12月17日） 資料4
http://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_ga/s/seido_kento/pdf/027_04_00.pdf

- 気象の厳しかった2017年度の冬季実績が厳気象H1需要に反映され、エリアによっては、2018年度の冬季における厳気象H1需要と平年H3需要の乖離が大きくなっている。
- また、平年H3需要と厳気象H1需要が最大となる季節が異なるエリア（北陸、中国）も出てきている。
 - ✓ 平年H3需要が夏季より冬季の方が大きいエリア：北海道、東北
 - ✓ 厳気象H1需要が夏季より冬季の方が大きいエリア：北海道、東北、北陸、中国



[万kW]

2018年度夏季(8月)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
厳気象H1想定需要※ ¹	442	1,382	5,637	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	153
平年H3想定需要※ ²	419	1,294	5,316	2,463	500	2,578	1,035	503	1,532	147
差分 (厳気象H1－平年H3)	23	88	321	164	24	140	46	26	107	6
比率 (厳気象H1/平年H3)	1.05	1.07	1.06	1.07	1.05	1.05	1.04	1.05	1.07	1.04

2018年度冬季(1月)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
厳気象H1想定需要※ ¹	525	1,465	5,355	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	116
平年H3想定需要※ ²	498	1,371	4,788	2,268	491	2,376	986	461	1,457	103
差分 (厳気象H1－平年H3)	27	94	567	114	53	198	123	47	120	13
比率 (厳気象H1/平年H3)	1.05	1.07	1.12	1.05	1.11	1.08	1.12	1.10	1.08	1.13

 : 夏季より冬季の方が差分(厳気象H1－平年H3)が大きいエリア

※1 需給検証時の値(電力需給検証報告書による)

※2 2018年度供給計画の第1年度の平年H3需要

✓ 平年H3需要が、夏季より冬季の方が大きいエリア
⇒北海道・東北

✓ 厳気象H1需要が、夏季より冬季の方が大きいエリア
⇒北海道・東北・北陸・中国

[万kW]

2017年度夏季（8月）	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
厳気象H1想定需要※ ¹	446	1,381	5,600	2,587	522	2,671	1,095	530	1,606	152
平年H3想定需要※ ²	426	1,299	5,253	2,429	498	2,548	1,045	502	1,511	145
差分 (厳気象H1－平年H3)	20	82	347	158	24	123	50	28	95	7
比率 (厳気象H1/平年H3)	1.05	1.06	1.07	1.07	1.05	1.05	1.05	1.06	1.06	1.05

2017年度冬季（1月）	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
厳気象H1想定需要※ ¹	516	1,392	4,960	2,364	512	2,421	1,041	477	1,514	117
平年H3想定需要※ ²	502	1,341	4,715	2,260	490	2,321	985	458	1,443	104
差分 (厳気象H1－平年H3)	14	51	245	104	23	100	56	19	71	13
比率 (厳気象H1/平年H3)	1.03	1.04	1.05	1.05	1.05	1.04	1.06	1.04	1.05	1.13

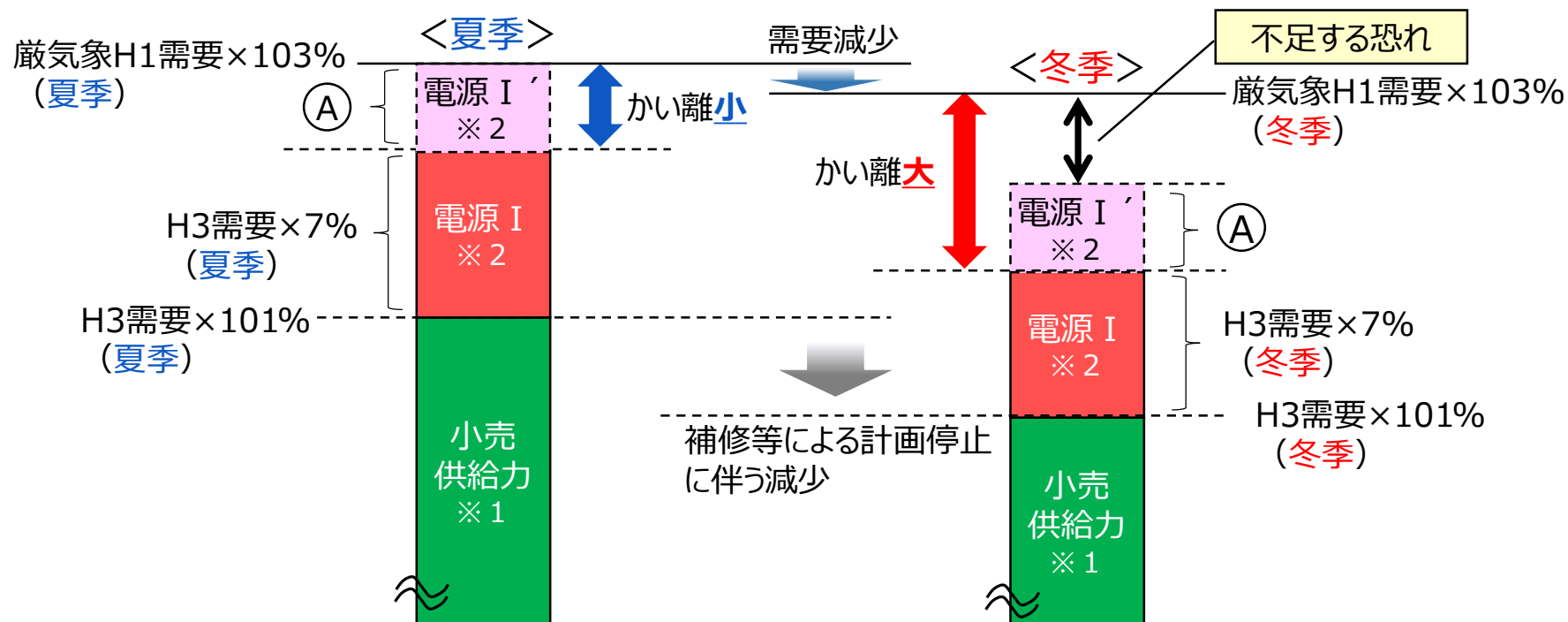
 : 夏季より冬季の方が差分（厳気象H1－平年H3）が大きいエリア

※ 1 需給検証時の値（電力需給検証報告書による）

※ 2 2017年度供給計画の第1年度の平年H3需要

- 現状、厳気象H1需要が最大となる月における需給バランスを保つことを目的に、一般送配電事業者が電源Ⅰ'を確保している。
- 一方で、小売電気事業者が確保する供給力が、電源の補修等によって各月の平年H3需要に応じて減少する場合には、厳気象H1需要が最大ではない月であっても、厳気象H1需要と平年H3需要のかい離が大きくなるほど需給が厳しくなる恐れがあり、どのように対応すべきかが課題となる。

【冬季の厳気象H1需要と平年H3需要のかい離が大きい場合のイメージ】



※ 1 エリア内に発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給電力を含む

※ 2 補修等による計画停止期間は一般送配電事業者が調整力提供者と協議のうえ決定することが可能

- 供給計画の取りまとめにおいては、エリアの予備率が減少する傾向が複数のエリアで見られており、各エリアの予備率が減少することにより、厳気象による高需要の発生時には需給状況がより厳しくなることが懸念される。
- 将来的には、厳気象対応分を含めて容量市場にて必要な供給力を確保することになるが、容量市場が始まるまでの間、冬季と夏季における厳気象H1需要と平年H3需要のかい離に差異がある中で、**どの程度の量、厳気象に対応するための供給力を確保するのが望ましいか。現状の考え方を見直す必要があるか。**

(参考) 2018年度供給計画とりまとめ抜粋

- 昨年度、東京・中部・関西エリア(中央3エリア)において需給バランスが予備率8%を下回る年度があり、その要因について、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た(52頁参照)。
- 本年の取りまとめでは、中央3エリアに加え、**その他のエリア**(特に、東北・四国・九州エリア)においてもその傾向がみられ、エリアの予備率が減少していることがわかった。その結果、連系線を活用してエリア間で均平化した需給バランスにおいて、時間帯によっては**広範囲のエリアで予備率が8%を下回る**という結果となった(50頁参照)。

出所) 平成30年度供給計画取りまとめ(2017年度第5回評議員会資料 2018年3月29日開催)
https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/20180330_kyokyuukeikaku_torimatome.html

各項目の適用時期

■ 基本的な考え方

- レジリエンス対応として供給信頼度維持（系統電源維持）の観点から、広域機関、国の審議結果を踏まえ、速やかに適用する。
- 適用にあたっては、各制度変更との整合を図った上で、行うこととする。
なお、各制度変更は、適用に伴う調達・負担のあり方との整理も必要である。

④ 各変更を踏まえた需給検証の考え方について

- 第1回の本小委員会（2018年12月18日）において示した検討項目のうち、各変更を踏まえた需給検証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

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

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

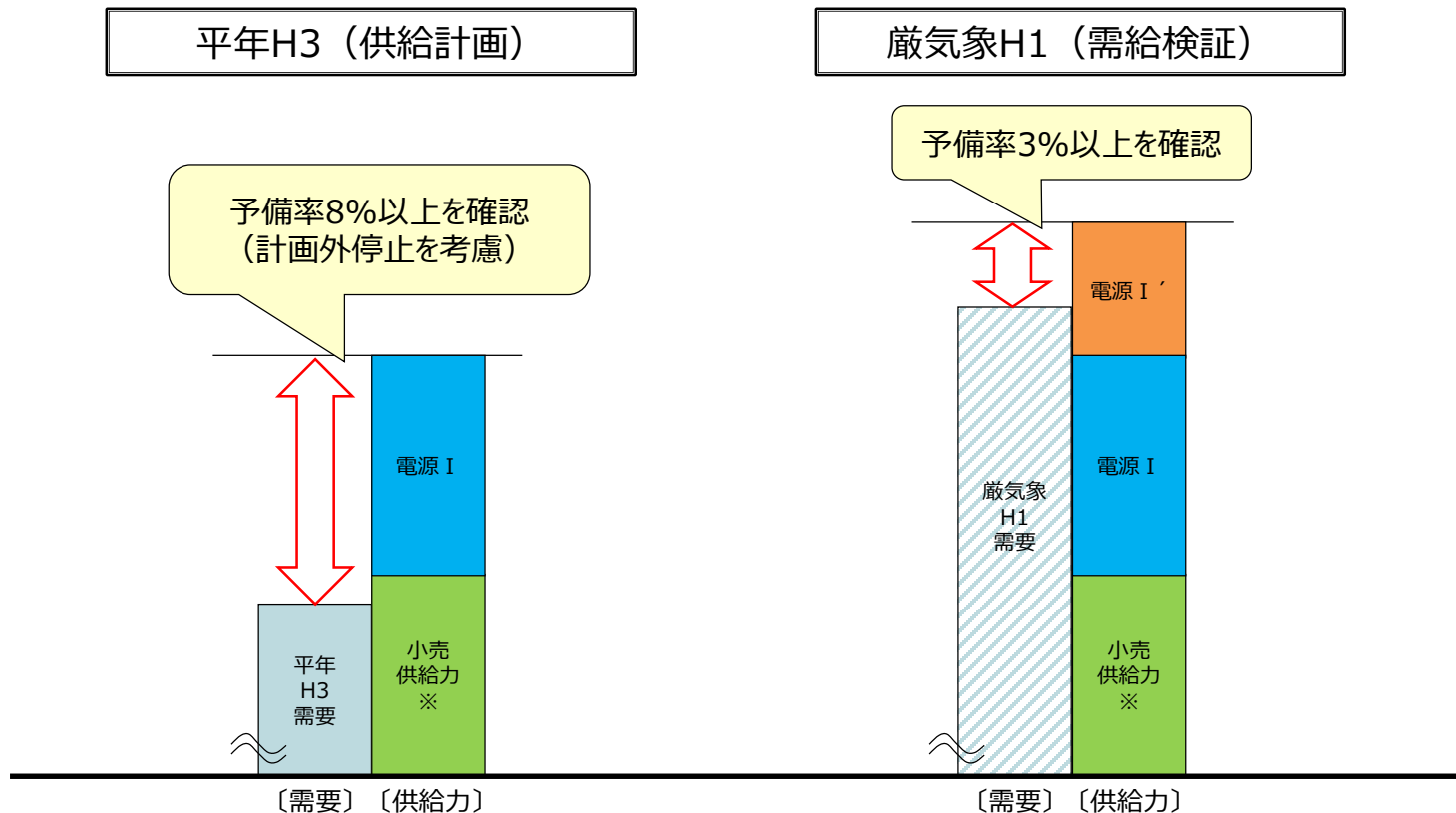
④ 全般

- ✓ 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

議論の対象

1. 電力需給に係るアデカシー評価

- 広域機関では、電力需給に係るアデカシー評価を供給計画と需給検証で実施している。
 - 【供給計画】 平年H3需要に対し、予備率8%以上
 - 【需給検証】 厳気象H1需要に対し、予備率3%以上
- また、需給検証では追加的に稀頻度リスクに対する検証として、各エリアで最大の電源脱落または送電線故障が単一に発生（以下、「追加的電源脱落」とする）した際の予備率3%以上も確認している。



※ エリア内に発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給電力を含む

2. 今後の需給検証の考え方に関する検討項目 (1) 需給検証の考え方に関する検討の背景

- 供給計画と需給検証では、想定する需要レベルや、電源 I ' の活用有無、予備率の基準などの違いはあるものの、いずれもアデカシー評価の観点からは達成すべき基準として取り扱ってきた。
- 容量市場導入後における全国の目標調達量は、平年H3需要での予備率108%相当に稀頻度リスク（厳気象）に対応する供給力等を加えることし、電源入札等はこれらを踏まえて判断すると整理されている。
※目標調達量における平年H3 需要での予備率108%は、偶発的需給変動を踏まえた全国の必要供給予備力をベースに設定（電源の計画外停止率の考慮、エリア間の需要の不等時性の考慮）
- 従って、供給計画の安定供給確保の基準（平年H3需要での予備率8%）および、需給検証の安定供給確保の基準（厳気象H1需要での予備率3%）は、調達の仕組みと合わせて、引き続き達成すべきものと整理されている。
- また、厳気象H1需要時の電源脱落等については、稀頻度リスクに制度的に対応するといった観点も含め、その必要量を今後、精査すべきことが整理※¹されている。併せて、需給検証ではこれまですべてのエリアにおいて厳気象H1需要が同時発生することを前提に検証を行ってきたが、この点についても検討すべきことが整理※¹されている。
- なお、稀頻度リスク対応の考え方は、別途、本小委員会で検討し、制度的な対応方法を整理していく予定であるため、需給検証についても合わせて整理が必要である。
※電源 I ' の必要量の精査も本小委員会の検討項目であるため、その検討結果に応じて需給検証での評価方法についても見直しが必要となることも考えられる。
- また、本小委員会において「各エリアの供給信頼度の有り方」の中で、連系線制約の一つであるマージンの考え方についてもご議論いただくところ。

暫定的に追加確保すべき予備力のイメージ

- 今後電源廃止などが進み、全国的に予備率が低下していく可能性も鑑みると、各エリアに存在する余剰供給力に頼るのではなく必要な予備力は制度的に確保すべきではないか。
- 現行の需給検証においては、各エリアで最大の電源または送電線故障が単一に発生した際に全エリアの予備力に対応することを前提に予備率を検証している(案①)。しかし、現実においては大小問わず1つまたは複数の電源・送電故障がランダムに発生しており、過去の電源故障率を参照し(案②)、現行の需給検証の考え方で十分か検証する必要があるのではないか。
- 他方、自エリア内の最大電源・送電線故障に対応する予備力をエリアごとに確保することも考えられるが(案③)、全エリアの最大電源・送電線故障が同時に起こることは考えにくいのではないか。
- 従って、広域機関において案①・②における必要量を再精査し、これらを追加確保すべき予備力の目安とした上で、停電コスト等を精査の上追加確保量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エリアにおける必要量を広域機関において更に精査してはどうか。
- また、現行の需給検証においては、全エリアでH1需要が同時に発生することを想定しているが、現実においてはエリアごとに異なるタイミングで発生しているため、H1需要想定も需要の不等時性を考慮し適宜広域機関において検証を行い見直してはどうか。

	基本的な考え方	想定しているリスク	
案①: 全国最大供給力減少リスク	各エリアで最大の供給力減少リスクに対応するための予備力を全国で確保	各エリアで最大の電源または送電線故障が単一に発生	これらを追加確保すべき供給力の目安とした上で、停電コスト等を精査の上追加確保量を検討
案②: 電源故障率	過去の電源故障確率と同等の予備力を確保	大小問わず電源または送電線故障が全国で同時に一つまたは複数発生	
案③: エリアごと最大供給力減少リスク	エリアごとに自エリア内の最大供給力減少リスクに対応するための予備力を確保	各エリア内の最大電源または送電線故障が全エリアで同時に発生	

2. 今後の需給検証の考え方に関する検討項目 (2) 具体的な検討項目

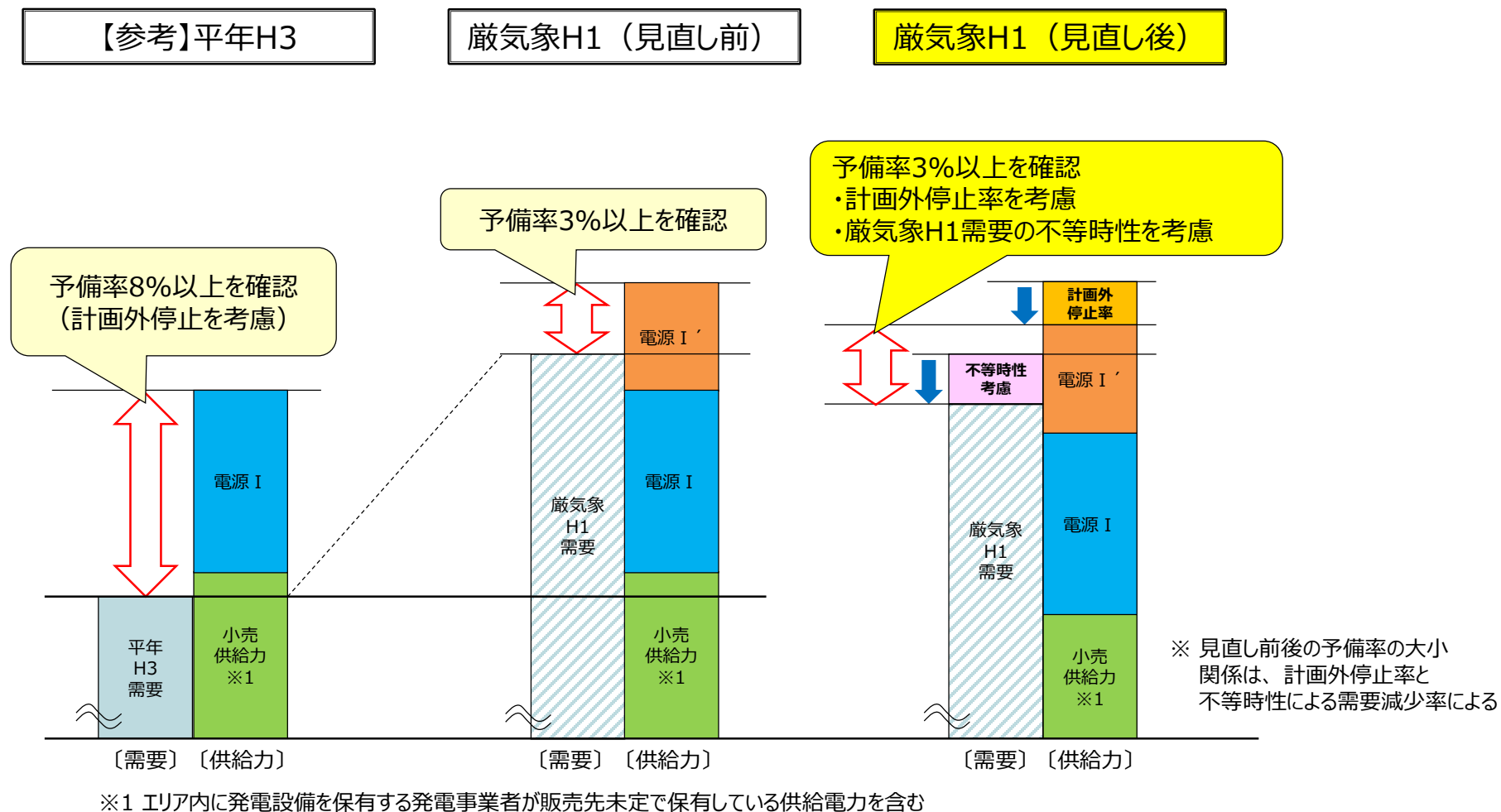
■ 検討の背景を踏まえ、需給検証における需給バランスの評価方法を以下の通り見直すこととどうか。

検討項目	現状	見直し案
計画外停止	・未考慮 (電源入札等の追加的需給対策要否判断の参考のための稀頻度リスク評価として、各エリアの追加的電源脱落時の需給バランスについても評価)	・全エリアで計画外停止率を考慮 (需給検証にあたり当面の対応として全エリアで計画外停止率を考慮。なお、計画外停止率のあり方については、別途、考え方の整理に応じて、速やかに反映。)
不等時性	・エリア間の最大需要発生の不等時性は未考慮 (全エリアで厳気象H1需要の同時発生)	・エリア間の最大需要発生の不等時性を考慮 (不等時性による需要減少率を考慮)
マージンの取扱い	・全てのマージン (A、B、C) を確保	・マージン (B、C) のみ確保 (「②更なる供給力等の対応力確保策の検討」の方向性と整合、マージン (A) の活用を前提)

2. 今後の需給検証の考え方に関する検討項目

(3) 需給検証における需給バランスの評価方法の見直しのイメージ

44



$$\text{予備率} = \frac{\text{供給力} - \text{需要}}{\text{需要}}$$

$$\text{予備率} = \frac{\text{供給力} \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{需要} \times (1 - \text{不等時性による需要減少率})}{\text{需要} \times (1 - \text{不等時性による需要減少率})}$$

(余 白)

(1) 計画外停止

(1) 供給力評価時における計画外停止

【現状】 未考慮

【見直し案】 全エリアで計画外停止率を考慮

(考え方)

- ✓ 計画断面で計上した供給力のうち、幾何かは、計画外停止等を要因に、実運用断面では供給力に見込めなくなると考えられる。また、連系線活用により供給力をエリア間で移動して評価していることも踏まえれば、全エリアあらかじめ計画外停止率を考慮し、供給力を減じて評価すべきではないかと考えられる。
- ✓ 当面の需給検証において考慮する計画外停止率は主要な電源である火力発電の2.6%とし、全国の供給力計から一律で控除した上で需給バランスを評価することとしてはどうか。
- ✓ これまで追加的に稀頻度リスク評価として、各エリア追加的電源脱落時の需給バランス評価を実施してきた。国の制度検討作業部会においても、稀頻度リスク対応について検討していくこととされたことを踏まえて、稀頻度リスクに備えた調達について本小委での検討事項としているところ。従来の追加的電源脱落時の需給バランス評価については、今後、本小委員会でも検討・整理いただく稀頻度リスクに包含すると考えられるため、上記の計画外停止率の反映と重疊的に実施することは不要ではないか。

- 2018年度夏季の需給検証で見込んだ供給力の電源種別の比率は、火力70%、揚水12%、水力（揚水以外）6%、太陽光7%、原子力1%、風力・地熱他※4%であり、火力発電がほとんどを占めている。供給力合計17,896万kWに対し、仮に、2.6%を適用した場合の供給力減少量は、465万kWとなる。
- なお、過去の全国最大需要日においては、太陽光や風力発電の実績が想定より大きくなる傾向が見られることから、今後、その扱いについて検討していく。

※ 電源種別不明分を含む。

計画外停止率

		2017年度 調査結果
水力	自流式・調整池式	3.7%
	貯水式	0.7%
	揚 水	1.0%
火 力		2.6%
原子力		2.6%
再 工 ネ	風力	-
	太陽光	-
	地熱	2.6%

過去の全国最大需要時の計画外停止の状況

季節	年度	計画外停止※1 (万kW)	供給力合計の 実績－想定※2 (万kW)
夏季	2018	▲500	+891 (+1,336)
	2017	▲164	+970 (+1,064)
冬季	2017	▲465	▲56 (+143)
	2016	▲304	▲167 (+106)

※EUE算定に対応した計画外停止率の調査結果

（火力・水力については2014～2016年度の3カ年実績から算定。

原子力、地熱については、火力値を準用。）

※詳細は、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4参考資料 電源の計画外停止率の調査結果（2018.3.5）参照

※1 火力以外も含む。

※2 火力需給停止分は供給力に含む。また（ ）内は太陽光・風力の実績と想定との差分。
電力需給検証報告書（2017年4月、10月、2018年5月、11月）をもとに作成

3. 需給検証における需給バランスの評価方法の見直し (2) 不等時性

(2) 最大需要発生の不等時性

【現状】 エリア間の最大需要発生の不等時性は未考慮（全エリアで厳気象H1需要の同時発生）

【見直し案】 エリア間の最大需要発生の不等時性を考慮（不等時性による需要減少率を考慮）

(考え方)

- ✓ 現状は、全エリアで厳気象H1需要が同時発生した場合の需給バランスを評価している。
- ✓ さらに需給検証では、連系線活用により供給力をエリア間で移動して評価していることも踏まえれば、需要の不等時性の実績を考慮に入れて評価を実施することは合理性があるのではないか。
- ✓ 国の審議会においても、不等時性について検証することが示されている。

3. 需給検証における需給バランスの評価方法の見直し (2) 不等時性

(具体的な考慮方法)

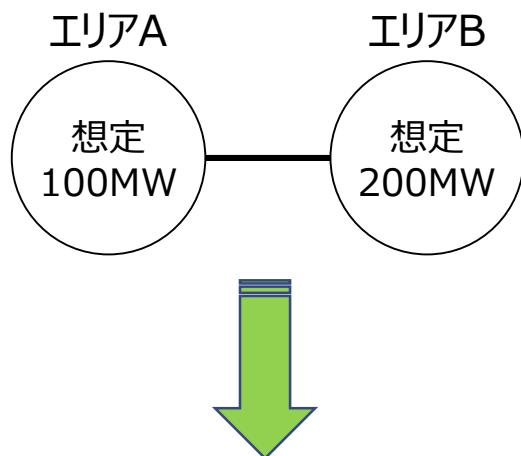
- 不等時性を考慮する場合、その対象となる複数エリアにおける同時時間帯の需要を想定する必要があるが、これまでの各エリアの厳気象H1需要想定を継続的に活用する観点からは、以下のような方法が考えられる。
 - 不等時性を考慮するいくつかのエリアのまとまり（以下、「ブロック」とする）を想定し、過去の需要実績を踏まえ、ブロック内の各エリアの厳気象H1想定値の合計を過去の不等時性による需要の減少を考慮し割り引いて評価する。（以下、不等時性による需要の減少率を単に「需要減少率」とする）
- その際のブロックの想定方法としては、以下の2案が考えられる。
 - ① 全国10エリアを一つのブロックとする
 - ② 連系線の制約を考慮したブロックで分ける
- 連系線制約が顕在化し、他エリアからの応援が困難なブロックで厳気象となるリスクを踏まえれば、上記②案で対応することが適切ではないか。
- なお、具体的なブロック分けについては、予め決めておくのではなく、需給バランスに係るデータ集約後、一旦、不等時性を考慮せず供給力移動を含めた評価を行い、連系線制約の顕在化の有無を考慮した上で、決定することかどうか。
- また、今後の需給検証で適用する需要減少率の具体的な数値については、年度によってばらつきがみられるものの、多くのエリアが厳気象対象年となる2018年度夏季・2017年度冬季を採用し、対象ブロックの合成最大需要をベースとする需要減少率を各月一律に適用することかどうか。（厳気象更新状況等によって適宜見直し。）

(参考) ブロック分けの例と需要減少率の実績

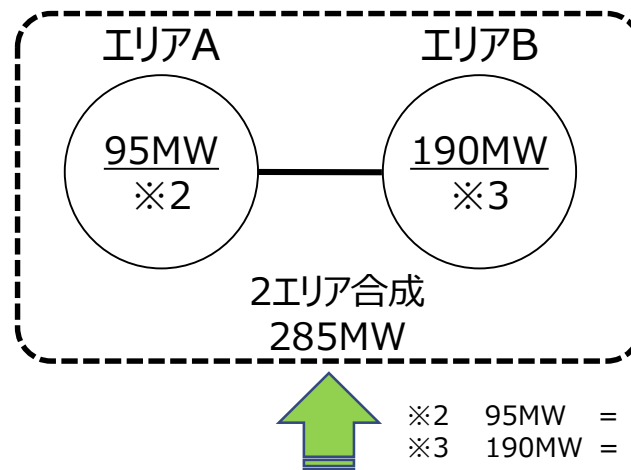
(注) 需要実績はでんき予報の値を使用。実際の需要減少率算出にあたっては、DR実績の考慮が別途必要。

ブロック	2017年度冬季実績	2018年度夏季実績
東北・東京	0.0239	0.0204
中西6エリア	0.0123	0.0175

【ステップ1】各エリアの厳気象H1需要を想定



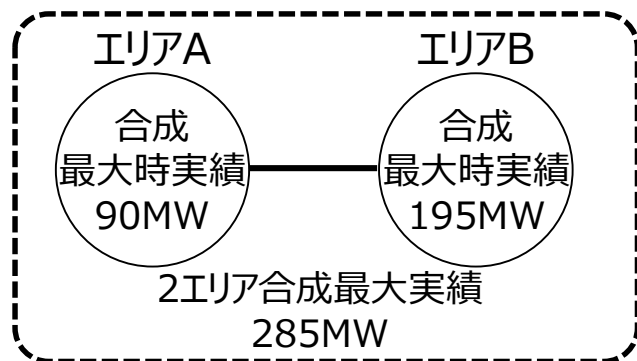
【ステップ3】不等時性を考慮した厳気象H1需要を算出
⇒ 各エリアの厳気象H1需要に (1-需要減少率) を乗じて算出



$$\begin{aligned} \text{※2 } 95\text{MW} &= 100\text{MW} \times (1-0.05) \\ \text{※3 } 190\text{MW} &= 200\text{MW} \times (1-0.05) \end{aligned}$$

【ステップ2】需要減少率を算出 (※1)

⇒ A・Bの2エリア合計の最大需要実績 (合成最大需要実績) と、A・Bそれぞれのエリアの最大需要実績の合計より算出



※1

$$\text{需要減少率} = 1 - \left[\frac{\text{ブロックの合成最大需要実績}}{\text{各エリアの最大需要実績の合計}} \right]$$

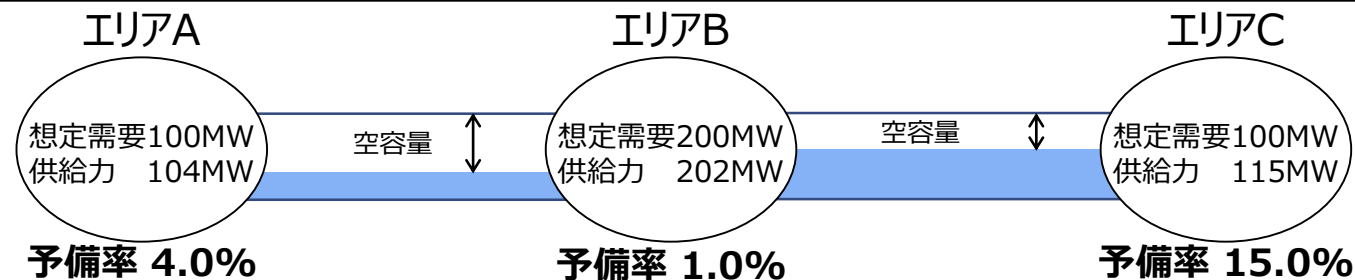
左図の場合、需要減少率は

$$1 - (90 + 195) / (100 + 200) = 0.05$$

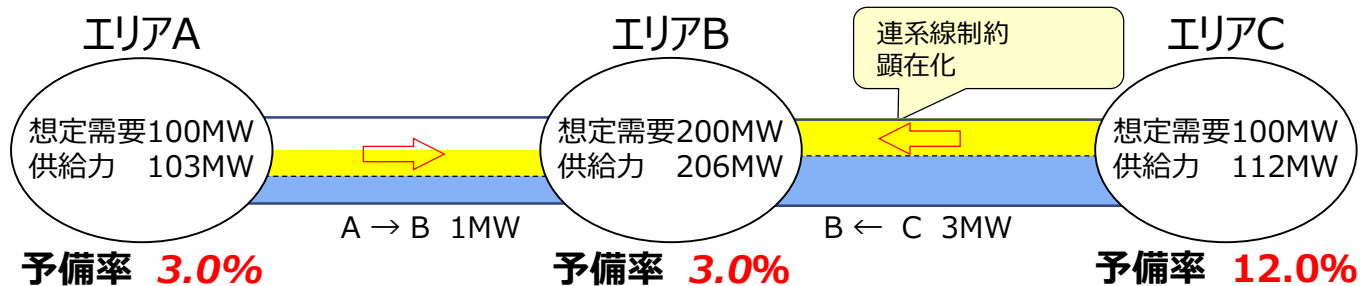
※ エリアA単独の最大需要実績は100MW
エリアB単独の最大需要実績は200MW

【ステップ1】 各エリア不等時性・連系線活用を考慮せず※1 需給バランスを集約

※1 契約等に基づく、事業者計画分は考慮

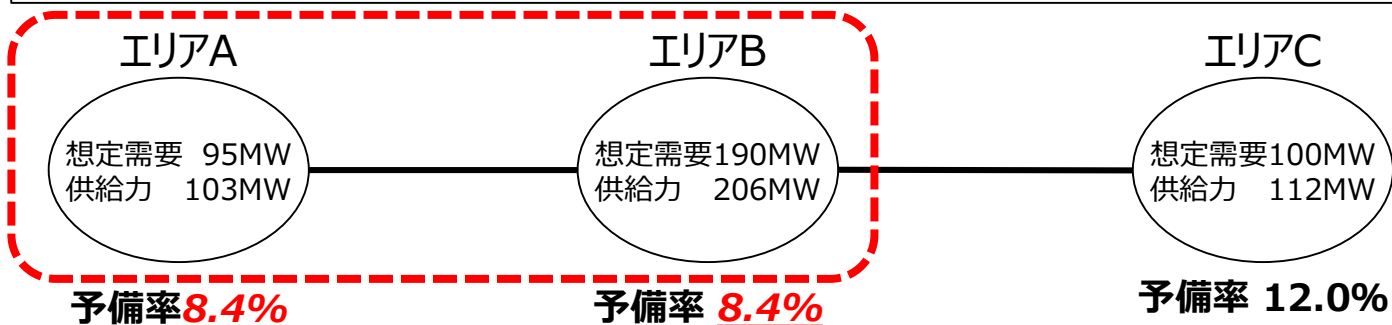


【ステップ2】 各エリア連系線を活用して予備率を均平化



【ステップ3】 連系線制約が顕在化しないエリアをブロック化し、不等時性を考慮※2

※2 仮に、ステップ3でブロックABの予備率がエリアCを上回る場合には、再度、ABCのブロック化などの別案について検討する。



- ・エリアCからのこれ以上の応援が期待できないことから、A,Bエリアをブロックとして、評価。
- ・エリアA,Bをブロックとした場合の需要減少率が0.05であれば、均平化後の予備率が3.0%から8.4%となる。

【不等時性考慮】

エリアA 想定需要 $100\text{MW} \times (1 - 0.05) = 95\text{MW}$ エリアB 想定需要 $200\text{MW} \times (1 - 0.05) = 190\text{MW}$

(参考) 各エリアの最大需要発生日時と10エリア合成需要実績 (2018年度夏季分) 52

- 2018年度夏季の各エリアの最大需要発生日時は以下の通りであり、必ずしも同時発生していない。
- 全国の最大需要は8/3 14～15時で発生しており、各エリアの最大需要合計との差分は▲445万kW (▲2.6%)

各エリアの最大需要と発生日時 (2018年度夏季)

(単位: 万kW)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	各エリア最大の 合計
日付	7/31	8/23	7/23	8/6	8/22	7/19	7/23	7/24	7/26	8/9	—
時間帯	17:00	15:00	15:00	15:00	15:00	17:00	17:00	17:00	15:00	17:00	—
需要	442	1,426	5,653	2,622	521	2,865	1,108	536	1,601	143	16,918

10エリア合成需要と各エリア需要 (2018年度夏季)

(単位: 万kW)

▲445

	日時	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア 合成需要※1
1	8/3 15:00	401	1,291	5,600	2,584	503	2,794	1,084	503	1,579	135	16,473
2	7/23 15:00	354	1,230	5,653	2,607	513	2,831	1,089	507	1,517	135	16,436
7	7/23 17:00	371	1,206	5,581	2,567	505	2,852	1,108	514	1,513	134	16,351
14	7/24 17:00	379	1,230	5,482	2,540	489	2,837	1,105	536	1,564	138	16,299
19	7/19 17:00	375	1,298	5,348	2,537	493	2,865	1,095	519	1,571	134	16,234
33	8/6 15:00	357	1,089	5,336	2,622	471	2,799	1,094	516	1,588	132	16,004
53	8/22 15:00	387	1,381	5,255	2,424	521	2,699	1,036	484	1,435	138	15,759
86	8/23 15:00	383	1,426	5,145	2,301	519	2,546	1,054	443	1,497	138	15,451
93	7/31 17:00	442	1,357	5,114	2,330	491	2,623	1,016	455	1,380	139	15,348
104	7/26 15:00	384	1,268	4,496	2,401	507	2,810	1,099	515	1,601	139	15,220
193	8/9 17:00	374	1,145	4,657	2,460	451	2,384	972	453	1,488	143	14,526

※需要実績は各エリアのでんき予報より引用

※1 24h × 92 (7～9月の暦日数) = 2,208h の10エリア合計需要のランキング

(参考) 各エリアの最大需要発生日時と10エリア合成需要実績 (2017年度冬季分) 53

- 2017年度冬季の各エリアの最大需要発生日時は以下の通りであり、必ずしも同時発生していない。
- 全国の最大需要は1/25 18～19時で発生しており、各エリアの最大需要合計との差分は▲448万kW (▲2.8%)

各エリアの最大需要と発生日時 (2017年度冬季)

(単位: 万kW)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	各エリア最大の合計
日付	1/25	1/24	2/2	1/25	1/25	1/24	1/25	1/24	2/6	2/5	—
時間帯	10:00	18:00	11:00	18:00	10:00	19:00	10:00	19:00	19:00	20:00	—
需要	525	1,461	5,266	2,378	541	2,560	1,103	508	1,575	112	16,029

10エリア合成需要と各エリア需要 (2017年度冬季)

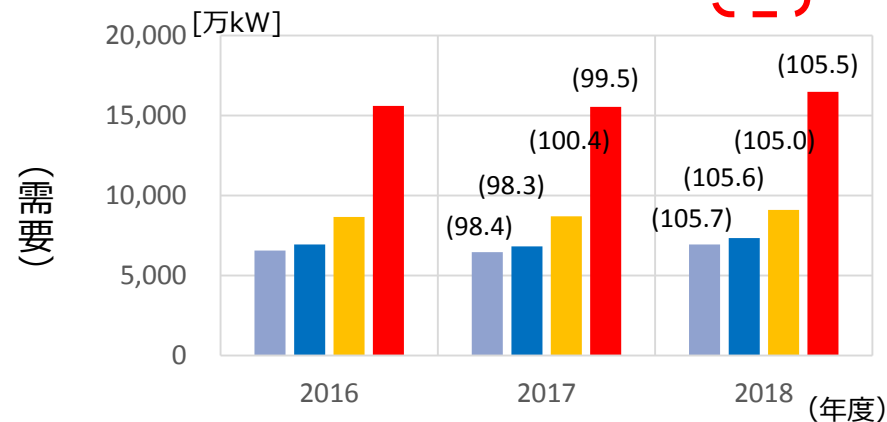
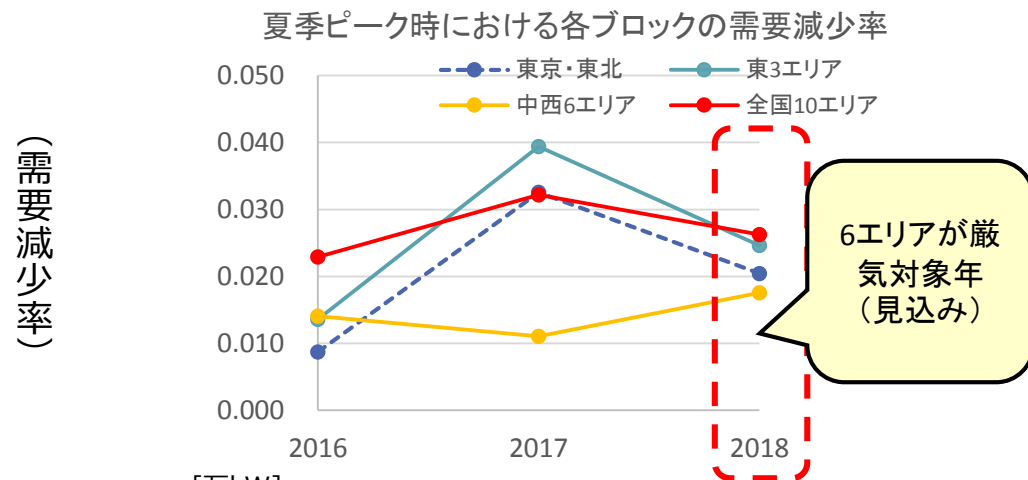
(単位: 万kW)

▲448

	日時	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア合成需要※1
1	1/25 19:00	503	1,428	5,110	2,367	525	2,523	1,037	491	1,504	92	15,581
2	1/24 19:00	494	1,438	4,927	2,332	533	2,560	1,096	508	1,529	92	15,508
3	1/26 19:00	490	1,397	5,124	2,317	523	2,497	1,049	487	1,490	98	15,472
4	1/25 18:00	507	1,445	5,060	2,378	528	2,501	1,013	473	1,426	86	15,416
6	1/24 18:00	497	1,461	4,885	2,348	537	2,523	1,079	492	1,470	87	15,380
7	1/25 10:00	525	1,443	4,795	2,358	541	2,553	1,103	462	1,452	85	15,317
12	2/6 19:00	474	1,316	4,722	2,277	488	2,517	1,076	506	1,575	106	15,057
23	2/2 11:00	449	1,260	5,266	2,211	465	2,345	983	438	1,310	85	14,810
55	2/5 20:00	463	1,261	4,590	2,178	499	2,437	1,037	490	1,535	112	14,602

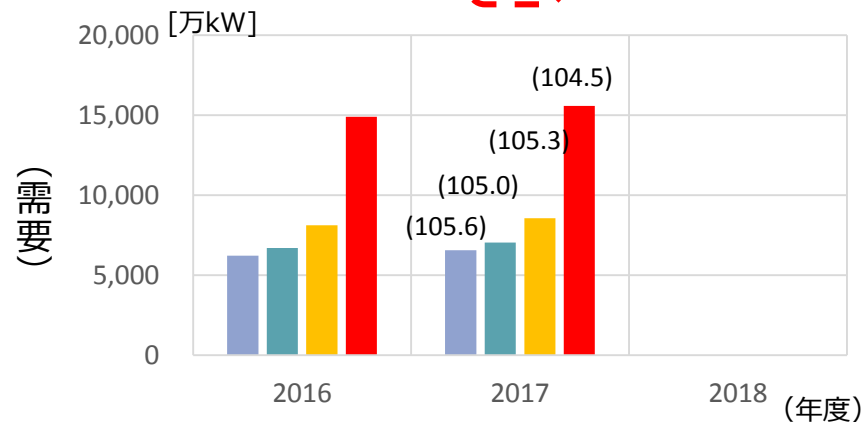
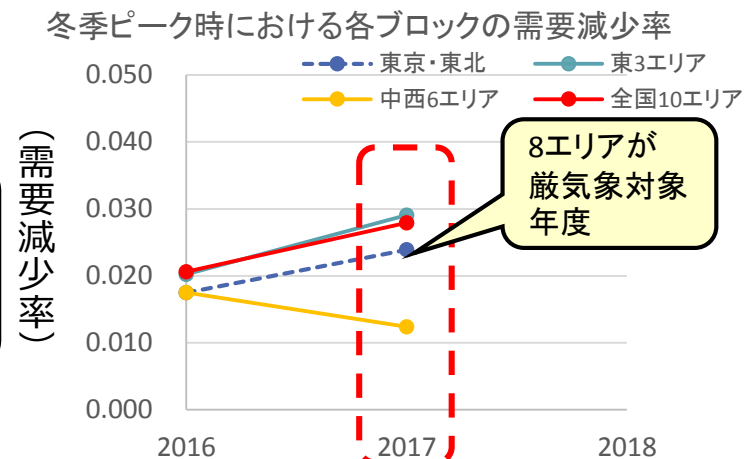
※需要実績は各エリアのでんき予報より引用

※1 24h × 90 (12～2月の暦日数) = 2,160h の10エリア合計需要のランキング



■ 東京・東北 ■ 東3エリア ■ 中西6エリア ■ 全国10エリア

()内数値は、2016年度を100とした場合の比率



■ 東京・東北 ■ 東3エリア ■ 中西6エリア ■ 全国10エリア

()内数値は、2016年度を100とした場合の比率

・夏季2018年度および冬季2017年度の需要は、絶対値でも直近の値と比較して高いレベルである。
(需要実績は各エリアのでんき予報の値。ここでは、需給検証や供給計画におけるこれまでの検討から、供給力移動で連系線制約が顕在化しやすいと思われるエリアでブロック化した場合を例示した。)

3. 需給検証における需給バランスの評価方法の見直し (3) マージンの取扱い

55

(3) マージンの取扱い

【現状】 全てのマージン（A、B、C）を確保

【見直し案】マージン（B、C）のみ確保

(考え方)

- ✓ すでに「② 更なる供給力等の対応力確保策の検討」でお示した通り、今後、一定の不足電力量を基準値とした適正予備力（供給力）を確保するという観点では、容量市場導入後、マージン（A）（需給バランスに対応したマージン）は供給信頼度評価において確保する必要はないと考えられる。（マージン（A）の連系線空容量としての活用を前提とする。）
- ✓ このことを踏まえ、厳気象H1需要を想定し、計画外停止についても何等か考慮することとなる需給検証においても、電力系統を安定に保つためのマージン（B、C）分を除いた連系線の空容量を活用することで良いのではないか。

※ 需給バランス評価時、他エリアからの供給力移動を検討する際に考慮するマージンにより連系線を活用できる量が変化する。

- 以下の3点について需給検証の考え方を整理した。

(今回の整理事項)

- (1) 計画外停止率を考慮する
 - (2) エリア間の最大需要発生時の不等時性を考慮する
 - (3) マージン (B、C) のみについて確保する
- 需給検証に関係する今後の検討事項として、「稀頻度リスク対応精査」および「電源Ⅰ'の必要量の精査」がある。これらの課題検討結果を必要により需給検証の考え方に別途反映することとなるが、今回整理した3項目に関しては、その反映に際し、不整合を生ずることはない想定される。
 - よって、上記3項目について速やかに需給検証の考え方に反映することとし、直近の検討となる2019年度夏季見通しから適用することとどうか。

1. 電力需給検証の位置付け(これまでの経緯)

3

2011年3月 東日本大震災直後の計画停電

- 東京電力管内で最大1000万kWの供給が不足する見通しとなったことから、計画停電を実施。



2011年度夏季の節電要請及び電力使用制限令

- 東北、東京、関西電力管内について数値目標付きの節電を要請。
- 更に需給ギャップの大きい東北、東京電力管内については、大口需要家を対象に、電気事業法に基づく電力使用制限令を発令。



「需給検証委員会」の設置

- 電力需給見通しのレビューを行うに当たり、第三者から客観的に確認・検証することを通じて、透明性・信頼性を高めることを目的として、2012年4月、電力需給に関する検討会合及びエネルギー環境会議の下に「需給検証委員会」を設置。



「電力需給検証小委員会」の設置

- 電力需給対策の基礎となる電力需給の見通し等について、公平性・透明性を確保しつつ検証を行うことを目的に、2013年3月、総合資源エネルギー調査会総合部会の下に「電力需給検証小委員会」を設置。2013年10月、審議会等の組織見直しに伴い、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会の下に改めて設置。



広域機関に移管

- 対象を旧一般電気事業者に限定せず、エリア全体の需給の検証を行うという観点から、2016年8月、需給検証作業の場を広域機関に移管することが総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力基本政策小委員会及び基本政策分科会電力需給検証小委員会合同会議で決定。