

持続的需要変動対応の必要供給予備力見直しに伴う対応について

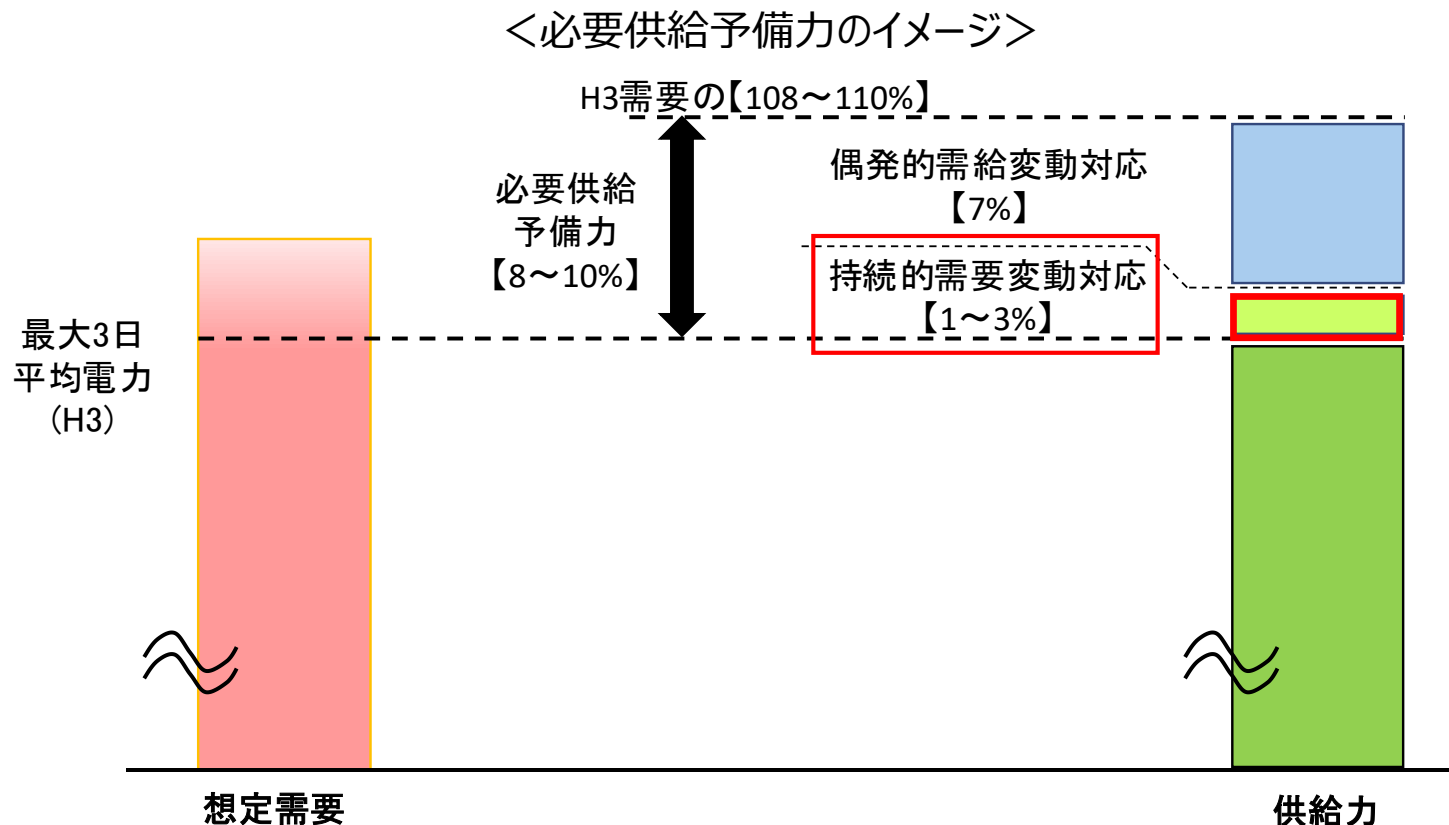
2022年12月26日

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. 持続的需要変動対応分について
2. 持続的需要変動対応分の見直しに伴う具体的な対応について
 - ①容量市場
 - ②供給計画
 - ③実運用

1. 持続的需要変動対応分について
2. 持続的需要変動対応分の見直しに伴う具体的な対応について
 - ①容量市場
 - ②供給計画
 - ③実運用

- 必要供給予備力のうち、景気変動等による『持続的需要変動』対応分については、必要予備力の水準について検討が行われてきた。



※【 】内の数字は必要供給予備力の検討において見直しを検討している数字

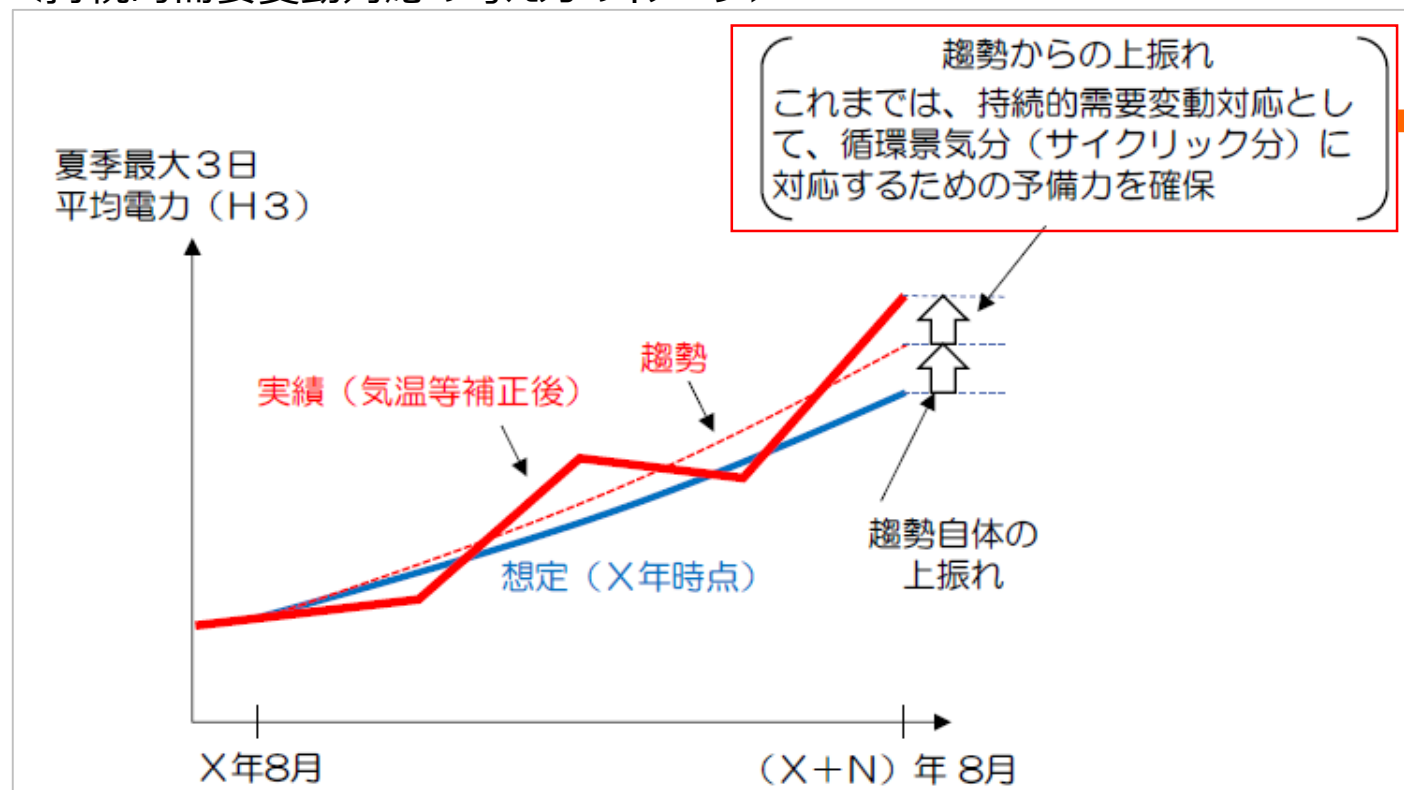
※偶発的需給変動対応については、確率論的必要供給予備力算定手法（EUE）において対応必要量を算定している

【出典】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
 (http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/chousei_jukyu_2016nendotorimatome.html)

出所) 第54回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2020年10月1日)資料4 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_54_haifu.html

- 景気変動等による需要変動 (持続的需要変動) の発生状況としては、「趨勢自体の上振れ」と「趨勢からの上振れ」に分類される。
- このうち、「趨勢自体の上振れ」については、供給計画の前提となる需要想定業務において、毎年、経済見通しについて、実績に対する乖離補正を実施して対応している。
- ここでは、「趨勢からの上振れ」として、循環景気分に対応するための必要供給予備力について主に検討する。

<持続的需要変動対応の考え方のイメージ>



本日の主な論点

【出典】調整力等に関する委員会平成27年度 (2015年度) 中間取りまとめ抜粋に追記
(http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/chousei_chuukantorimatome.pdf)

- 第77回本委員会（2022年9月28日）において、本委員会の下に設けた「持続的需要変動に関する勉強会」でのDECOMP法を用いた分析結果と、従来手法であるX-12ARIMAを用いた分析結果等を踏まえ、持続的需要変動対応分の必要供給予備力は2%とすることで整理がなされ、持続的需要変動対応分の見直しに伴う、容量市場での目標調達量や供給計画における小売電気事業者が提出する供給力等に扱いについて、次回以降議論することとしていた。
- 本資料では持続的需要変動対応分の見直しに伴う具体的な対応方針についてまとめた。

持続的需要変動対応についての今後の進め方について

33

- 持続的需要変動対応分の必要供給予備力はこれまで暫定的に1%としてきたが、前スライドのとおり、持続的需要変動対応分として技術的には従来手法、DECOMP法ともに2%という分析結果が適当と考えられる。
- 以上から、**持続的需要変動対応分の必要予備力は2%と整理することでどうか。**
- 持続的需要変動対応分の必要供給予備力を2%に見直した場合、容量市場での目標調達量や供給計画における小売電気事業者が提出する供給力等に影響があるため、具体的な対応については次回以降ご議論いただきたい。なお、別途検討を進めている確率論的必要供給予備力算定手法(EUE算定)における諸課題についても、持続的需要変動対応分を2%と見直すことと整合させて検討を進めていく。

(出所)第77回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2022年9月28日) 資料1-2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_77_01_2.pdf

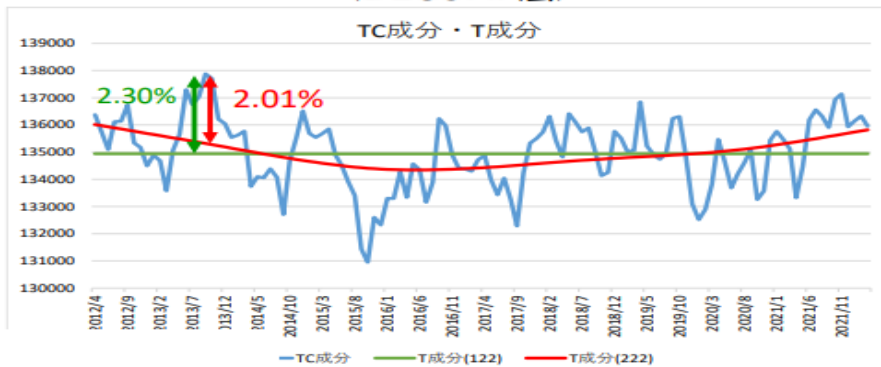
- 従来手法では、X-12ARIMAを使用し、気温調整済みH3需要実績から季節影響と誤差影響を取り除いた景気その他の影響に相当するTC成分を抽出している。抽出されたTC成分に回帰直線を引くことで回帰直線を景気のトレンド(T成分)とし、トレンドから乖離する部分(C成分)を変動持続的需要変動対応分としている。
- 2021年度データを追加し分析した結果、持続的需要変動対応分として2.0%が適当と整理された。

持続的需要変動対応についての今後の進め方について

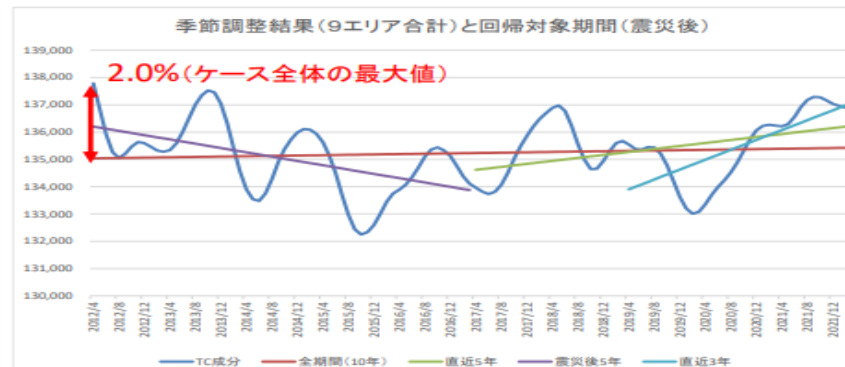
32

- 「持続的需要変動に関する勉強会」での整理に基づくDECOMP法による分析の結果、持続的需要変動対応分として2.01%という試算結果が得られた。
- 一方、従来手法(X-12 ARIMA & 回帰直線分析)において、季節調整後のTC成分からT成分を10ヶ年、5ヶ年、3ヶ年の回帰対象期間にて評価した場合のC成分/T成分の最大値は、9エリア計の変動率は最大1.2~2.0%という試算結果が得られた。
- 従来手法では回帰直線の引き方が様々ある中で変動率は幅をもって確認していたが、以下2点より回帰直線を全期間から引いた際の最大値の2.0%が分析結果として適当と考えられる。
 - ① DECOMP法では回帰直線を含む様々な曲線から最も適切なT成分の形状が抽出され、次数による違いはあるものの、概ね抽出されたT成分の形状が全期間の回帰直線に近いこと。
 - ② 全期間以外のケースでは回帰対象期間以外の影響を無視しているが、震災以降の電力需要の構造変化の有無については更なる分析が必要であり、現時点では回帰対象期間以外を無視する合理的な理由が無いこと。

<DECOMP法>



<従来手法>



(出所) 第77回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2022年9月28日) 資料1-2

https://www.octo.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_77_01_2.pdf

(参考) DECOMP法による分析結果

- 一方で、DECOMP法では季節調整済みH3需要実績から持続的需要変動対応分と考えられるC成分を直接評価でき、「持続的需要変動に関する勉強会」での整理を踏まえた分析の結果、C成分の最大値は2.01%となった。

25

DECOMP法による分析結果

- 「持続的需要変動に関する勉強会」での整理を踏まえた分析結果は以下のとおりとなり、持続的需要変動対応分として2.01%という試算結果が得られた。

データ期間：2012～2021年度、outlier：需要想定と整合 最大値：2012～2021年度の最大値

モデルの次数※ (T:C:S)	AO期間	LS期間	AIC Outlier無	AIC Outlier有	変動率 最大	変動率 最大年月
⑧2:2:2	2020/5	無し	2269	2252	2.01%	2013年10月

※選択するモデルの次数は、「T成分(trend order) :C成分 (ar order) :S成分 (seasonal order)」にて表記

(出所) 第77回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2022年9月28日) 資料1-2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_77_01_2.pdf

1. 持続的需要変動対応分について
2. 持続的需要変動対応分の見直しに伴う具体的な対応について
 - ①容量市場
 - ②供給計画
 - ③実運用

1. 持続的需要変動対応分について
2. 持続的需要変動対応分の見直しに伴う具体的な対応について
 - ①容量市場
 - ②供給計画
 - ③実運用

①容量市場

容量市場の目標調達量への反映

- 容量市場においては目標調達量に係る諸元として持続的需要変動分を設定している。第77回本委員会において、持続的需要変動分の必要供給予備率は2%とすることで整理しており、容量市場の目標調達量における持続的需要変動分についてもその整理に合わせて設定していくこととなる。
- 加えて、持続的需要変動分以外の項目についても、EUE算定の諸課題検討において見直しの議論を進めていることから、持続的需要変動分の見直しを反映していくスケジュール等については、それらの議論状況も踏まえ容量市場の在り方等に関する検討会や国の審議会を確認していくことでしょうか。

(参考) 目標調達量に係る諸元

6

- 目標調達量の諸元は、2022年度供給計画の2026年度断面にもとづき算定した。
- 全国H3需要（離島除き）は1億5,903万kWとなり、2021年度メインオークション（対象実需給年度：2025年度）より約67万kW増加した。

項目	今回の数値	(参考) 2021年度 メインオークションの数値	備考
目標調達量	178,295,201 kW	176,991,335 kW	—
全国H3需要（離島除き）	159,034,700 kW	158,362,900 kW	2022年度供給計画の2026年度断面
偶発的需給変動分	6.6%	6.3%	2022年度供給計画の2026年度断面 (供給信頼度基準0.048[kWh/kW・年]を満たす 必要供給力)
持続的需要変動分	1%	1%	第65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
稀頻度対応分	1%	1%	第4回電力レジリエンス等に関する小委員会 資料2
厳気象対応分	2%	2%	同上
追加設備量	1.5%	1.4%	2022年度供給計画の2026年度断面 (計画停止可能量1.90ヶ月を満たす追加設備量を 算定) ※表中の%は対全国H3需要(離島除き)比
FIT電源の期待容量	14,767,176 kW	13,363,012 kW	目標調達量に含まれる期待容量

(出所) 第38回 容量市場の在り方等に関する検討会(2022年5月30日) 資料4

https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2022/files/youryou_kentoukai_38_04.pdf

(参考) 確率論的必要供給予備力算定手法 (EUE算定) における諸課題の検討について

確率論的必要供給予備力算定手法に係る検討の今後のスケジュール

28

- 現在分析を進めている発電機計画外停止率 (検討項目③) については12月の調整力等委付議を予定。
- また、1月の調整力等委では、容量停止計画の調整結果も踏まえた年間停止可能量の見直し (検討項目②)、および検討項目①～④の検討結果を踏まえた全体像について議論予定。

供給信頼度における 検討事項		6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月
①	厳気象・稀頻度リスク	●	★		★					
②	年間計画停止可能量	●				●			★	
③	発電機計画外停止率	●		●				★		
④	連系線の計画外等停止	●					★			
各検討項目を踏まえた供給信頼度評価基準・目標調達量・調達方法など全体像									★	
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会		★	★	★	★	★	★	★	★	★
		第74回	第75回	第76回	第77回	第78回	第79回	第80回	第81回	第82回

1. 持続的需要変動対応分について
2. 持続的需要変動対応分の見直しに伴う具体的な対応について
 - ①容量市場
 - ②供給計画
 - ③実運用

②供給計画

供給計画における供給力の補完的確認の扱いについて

- 供給計画においては、年間EUE基準での評価と併せて補完的に各エリア・各月の予備率について確認を行っている。
- 補完的評価ではエリアの最大3日平均電力に対する予備率として、従来の考え方である偶発的需給変動対応分7%に持続的需要変動対応分1%を加えた8%を基準として評価しており、持続的需要変動対応分の2%への見直しに合わせて基準を9%とすることも考えられる。
- 一方、現状は偶発的需給変動対応分の評価はEUE評価に置き換わっていることから、EUE評価と予備率評価の整合性について対応を検討しているところ。
- 補完的評価の基準としている予備率8%の扱いについては、補完的評価の位置づけおよび、容量市場から供給計画、需給検証にかけての一連の評価の整合性も含めて引き続き検討することとしたい。
- また、需給検証等で確認している猛暑・厳寒H1需要に対する予備率3%については、時々刻々の需要変動に対応する予備率と整理されており、持続的需要変動対応分の見直しに伴う変更は不要と考えられる。

2. (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (2022年度・予備率)

15

- 第1年度(2022年度)の予備率は、全てのエリア・月で8%を上回った。

● 2022年度 各エリアの月毎の予備率 (連系線活用後 & 工事計画書提出電源加算後)

	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	29.6%	48.7%	55.5%	41.5%	27.6%	31.9%	34.2%	21.1%	16.1%	15.4%	15.6%	20.2%
東北	18.3%	20.3%	13.3%	15.3%	20.1%	16.8%	23.1%	14.6%	11.9%	15.4%	15.6%	19.9%
東京	14.7%	20.3%	13.3%	10.3%	10.2%	16.8%	17.0%	8.1%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
中部	14.7%	20.3%	20.2%	10.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
北陸	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
関西	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
中国	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
四国	18.0%	20.3%	21.9%	11.3%	10.5%	16.8%	24.2%	11.9%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
九州	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	27.1%	23.1%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
沖縄	62.5%	35.8%	28.0%	35.0%	40.1%	30.8%	53.3%	60.3%	73.5%	57.1%	60.5%	86.2%

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

(出所) 第71回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2022年3月22日) 資料1

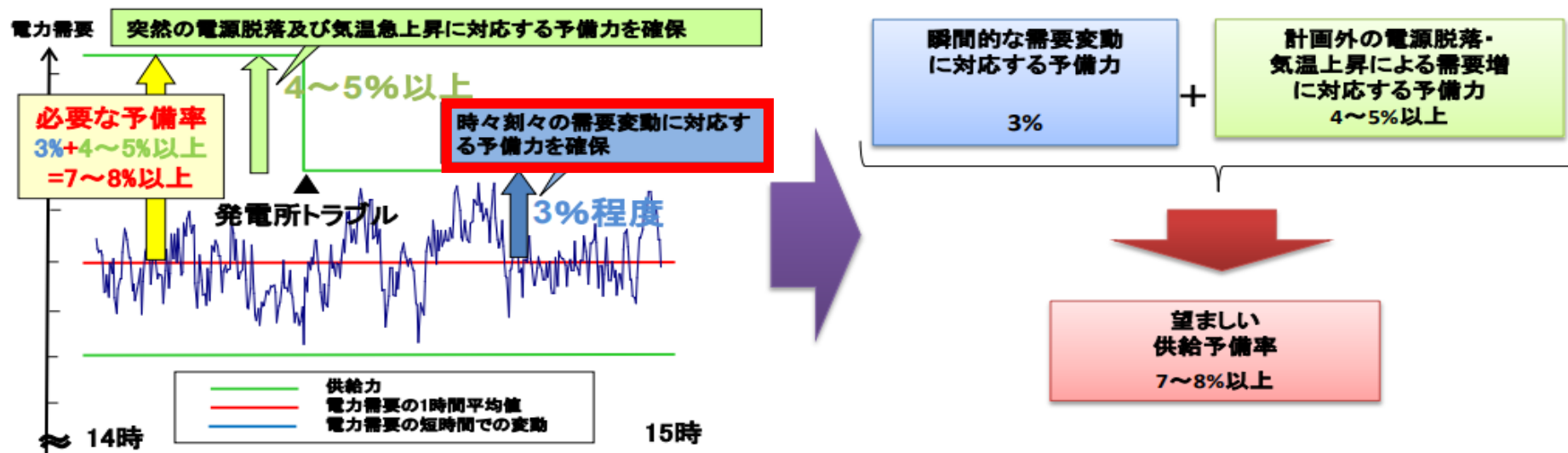
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_71_01.pdf

1. 供給予備率の考え方

○電力需要は、常に上下最大3%程度の間で、時々刻々と需要が変動。これに対応するために、最低でも3%の供給予備率を確保することが必要。

○①計画外の電源脱落、②予期しない気温上昇による需要増に対応するためには、更に4~5%以上の供給予備率が必要と考えられる。

○よって安定的な電力供給には7~8%以上の予備率確保が望ましいとされている。



	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
気温感応度(平均気温) ^{※1}	▲4万kW/℃	▲21万kW/℃	▲78万kW/℃	▲36万kW/℃	▲40万kW/℃	▲12万kW/℃	▲14万kW/℃	▲7万kW/℃	▲23万kW/℃
過去10年間の平均気温の平均値 ^{※1}	▲5.1℃	▲1.4℃	4.0℃	1.1℃	3.6℃	1.0℃	1.9℃	6.8℃	6.5℃
2011年度厳寒の平均気温 ^{※1} ^{※2}	▲7.6℃	▲2.7℃	3.7℃	0.8℃	1.9℃	0.0℃	0.2℃	5.2℃	3.6℃

※1 東京は発生時気温、四国・九州は最高気温。

※2 北海道は2010年度を採用。

31

(出所) 電力需給検証小委員会 第1回 (2013年10月1日) 資料9

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/kihon_seisaku/denryoku_jukyu/pdf/001_09_00.pdf

②供給計画
小売電気事業者が確保する予備率への影響

- 電気事業法において小売電気事業者は「小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならない」と定められており、小売電気事業者は電気事業法施行規則において供給計画届出書を毎年度提出することとなっている。
- 供給計画においては、供給予備力として持続的需要変動分を含めることを求めており、それが確保されていることを様式第32第1表で確認している。
- なお、中長期的な供給力・調整力の確保をより効率的に行うため、容量市場が導入されており、容量市場は小売電気事業者に課せられている供給能力確保義務を達成するための手段として位置づけられている。

論点1：周波数制御・需給バランス調整に必要な調整力の量の考え方② 10

- 供給予備力の必要量に関するこれまでの考え方の中には、現在の一般電気事業制度の下、一般送配電事業のみならず、小売電気事業にとって必要となる量についても含まれている。
- したがって、第2弾改正実施に伴う電気事業類型見直し後は、一般送配電事業にとって必要な調整力を特定し、必要費用として認識していくことが必要ではないか。
- なお、これまでの考え方は、昭和62年以降基本的に見直されていないものであることから、第2弾改正実施から当分の間はともかく、広域機関設立後に直ちに再検討に着手していくこととしてはどうか。

現在の必要予備力の考え方

持続的需要変動対応	1～3%	循環的景気による需要変動を過去の実績から分析
偶発的需給変動対応	7%	水力の出力変動 ・過去の実績から水力の出力変動を確率的に織り込み 計画外停止 ・電源の計画外停止の実績を確率的に織り込み 需要変動 ・気温などによる需要変動を確率的に織り込み
合計	8～10% (※)	

(※)ここでは、長期断面での運用が想定されているため、H3需要(年間最大3日平均の需要)に対する8～10%の量ということになる。

出所 昭和62年6月 中央電力協議会

電気事業類型見直し後の方向性

- 「持続的需要変動対応」:
- ◆循環的景気、すなわち長期的な景気変動に伴う需要変動に対応するためのものであり、基本的に、需要に応ずる供給力の確保は小売事業者の義務。
 - ◆この部分については、原則、小売電気事業者が確保すべき予備力として整理することが適当ではないか。
- 「偶発的需要変動対応」:
- ◆小売事業、送配電事業のそれぞれにとって必要となる供給予備力が含まれる。
 - (例)
-小売事業者が、1週間後の100の需要予測に対し、発電事業者から100の供給力を調達する計画を有していた場合に、当該発電事業者において、計画外停止が発生し、当該発電事業者の発電計画が70となってしまった場合、当該小売電気事業者が、30の代替供給力を確保しなければならない。
-発電事業者が、1時間後の30分コマに対して、100の発電計画を有していた場合に、計画外停止が発生し、発電容量が70となってしまった場合、一般送配電事業者が、30の発電インバランス補給をしなければならない。
 - ◆この部分については、小売電気事業者が確保すべき予備力と、一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると考えることが適当ではないか。

シート名	確認項目	チェック
様式第32第1表 (指定1)	持続的需要変動対応の予備力を確保しているか	○
	年度末電源構成(設備容量)に対する供給電力(保有電源欄)の割合	○
		○
	前年度の記載	○

※様式第32第1表：供給予備率や供給電力等を確認する帳票

(出所)2023年度供給計画届出様式(小売電気事業者用)
「チェックシート」から抜粋

https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/2023_format_kouri.xlsx

②供給計画

(参考) 容量市場における容量拠出金の整理について

- 第41回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会において、容量市場の導入後における小売電気事業者が果たすべき供給能力確保義務の考え方として、容量市場における容量拠出金を支払う義務が求められることが整理された。

論点① 容量市場導入後における供給能力確保義務の考え方

- **容量市場**が導入される**2024年度以降**は、**日本全体（沖縄エリアや離島を除く）**で**必要な供給能力**は、小売電気事業者毎ではなく、基本的に**容量市場を通じて一括して確保**されることとなる。
- 我が国同様に集中型容量市場を採用している国（米国PJM・英国）においては、小売電気事業者が供給力確保に果たす役割は、容量市場における自社の顧客の需要に応じたkW×約定価格を支払う義務（金銭支払義務）とされている。
- また、容量市場導入後も、追加の供給力公募や電源入札といった容量市場以外で必要な供給力が確保されることも考えられる。もっとも、これらの制度の運営のための費用は託送料金の一部として回収されることが想定されている。これらの費用は、託送供給等約款に基づく支払義務を負うこととなるが、容量拠出金のように小売電気事業者が確保する供給能力と負担する費用が対応していない。
- これらを踏まえれば、**小売電気事業者が果たすべき供給能力確保義務は、容量市場における容量拠出金を支払う義務（金銭支払義務）**とすることが適当ではないか。

<現行の供給能力確保義務に係る処分基準>

(2) 第2条の12第2項の規定による小売電気事業者に対する供給能力の確保等に係る命令

第2条の12第2項の規定による小売電気事業者に対する供給能力の確保等に係る命令については、同項に命令の基準が規定されているところであり、より具体的には、例えば、次のような場合とする。

- | | | |
|----------------------------------------------------------------------|---|--------|
| ① 定常的に、供給能力の不足を発生させている場合 | } | ①～③は廃止 |
| ② 短い時間であっても、極めて大きな供給能力の不足を発生させた場合 | | |
| ③ 過去の実績や需要の性質に照らして、供給能力の確保が十分ではなく、実需給の段階で、供給能力不足を発生させる蓋然性が高いと認められる場合 | | |
| ④ 広域的運営推進機関による供給能力を確保するための費用の請求に応じない場合 | } | ④は存続 |

10

(出所) 第41回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 (2021年11月18日) 資料4

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/041_04_00.pdf

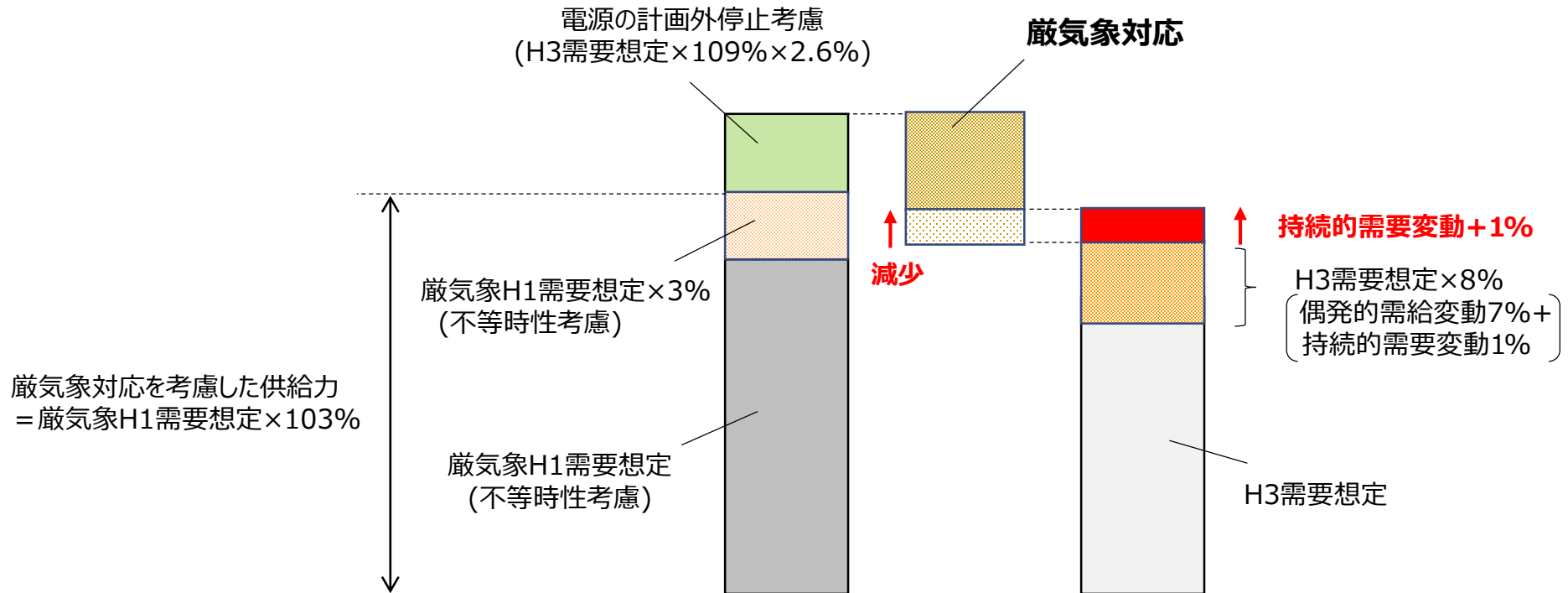
②供給計画

小売電気事業者が確保する予備率への影響

- 持続的需要変動分を小売電気事業者が確保すべき予備力とする従来の整理に則れば、持続的需要変動分の2%への見直しに伴い、供給計画の様式第32第1表において、小売電気事業者に2%の予備率確保を求めることが考えられる。
- 一方で、事業者の準備期間や容量市場との整合も考慮する必要があることから、2023年度供給計画においては、従来の対応を継続し、引き続き1%の予備率確保を求めることとしてはどうか。
- また、2024年度以降の扱いについては、容量市場における持続的需要変動分の扱いとの整合も踏まえつつ、供給計画において小売電気事業者が確保する予備率の在り方について、国と連携して検討していくことでどうか。

(参考) 持続的需要変動分の廠気象対応分への影響

- EUE算定における廠気象対応分については、「廠気象H1需要想定 \times 103%」と「平年H3需要想定に偶発的需給変動分7%と持続的需要変動分1%を加えた108%」の差を基本的な考えとして算定されていることから、持続的需要変動対応分を増加させることで、その増加分、廠気象対応分は減少する。



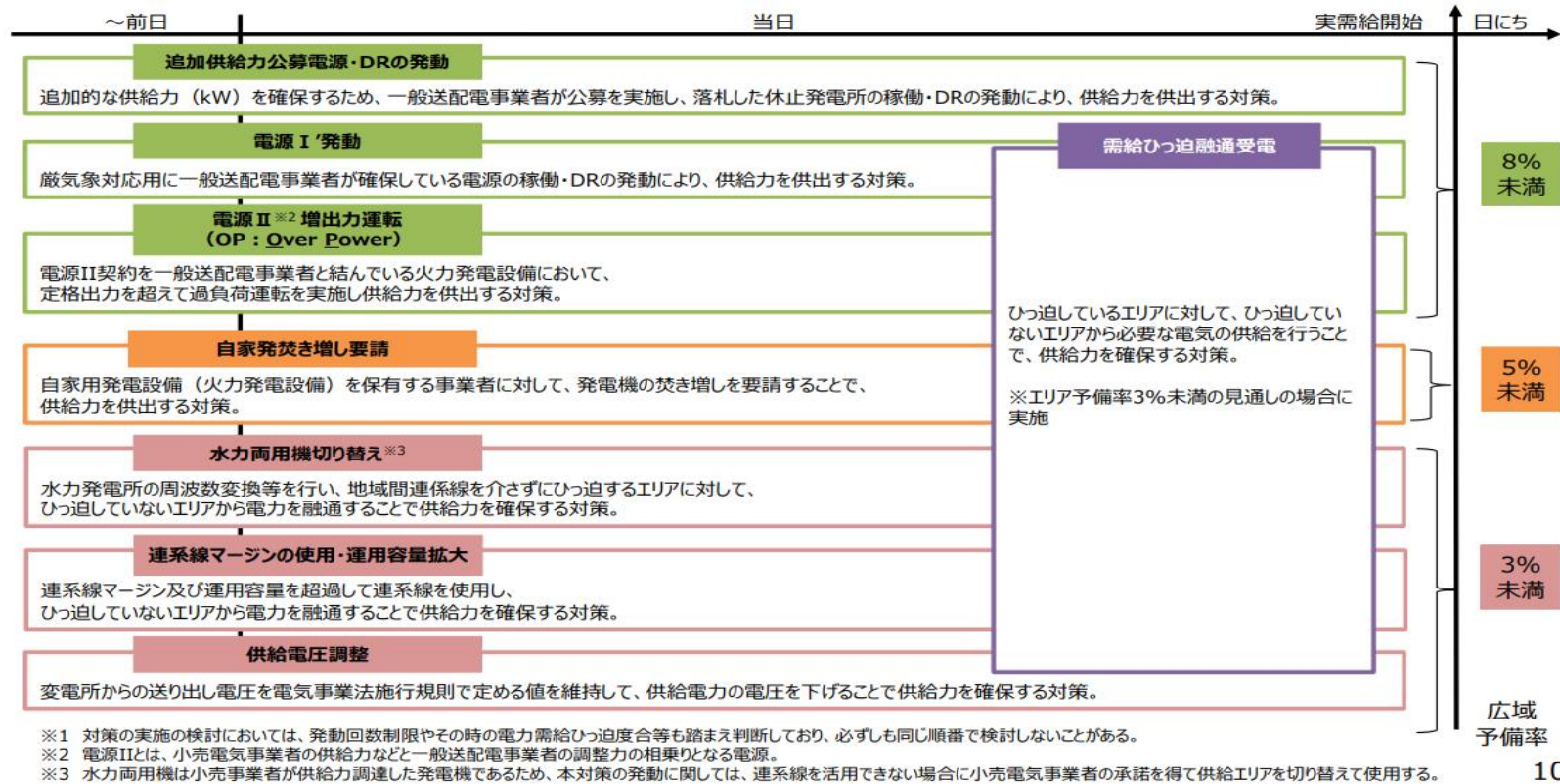
1. 持続的需要変動対応分について
2. 持続的需要変動対応分の見直しに伴う具体的な対応について
 - ①容量市場
 - ②供給計画
 - ③実運用

③実運用
需給ひっ迫判断基準について

- 広域予備率8%未満となる場合が需給ひっ迫とされており、需給ひっ迫時の追加供給力対策について以下のとおり整理されている。
- 持続的需要変動対応分の見直しに伴う需給ひっ迫基準8%の変更の要否について検討を行った。

【参考】追加供給力対策について

- 各種追加供給力対策の前から実需給開始までに検討する対策^{※1}の順序と実施判断基準の予備率については以下のとおり。
- また、調整の見通しがたったものから随時予備率に加味していく。



2. 2022年度からの運用における各対策のポイント

7

- 広域予備率下においては、広域予備率8%未満となる場合を需給ひっ迫とし、基本的に広域ブロック単位で対応を行う。
- 広域予備率による需給ひっ迫時の対応について、2022年度からの運用におけるポイントをまとめた。
- 広域予備率による需給ひっ迫時の対応は初めての試みであり、対策の発動に過不足があると認められる場合には、運用方法や運用基準を見直すなど、柔軟に対応する。

<広域予備率による需給ひっ迫時の対策とポイント>

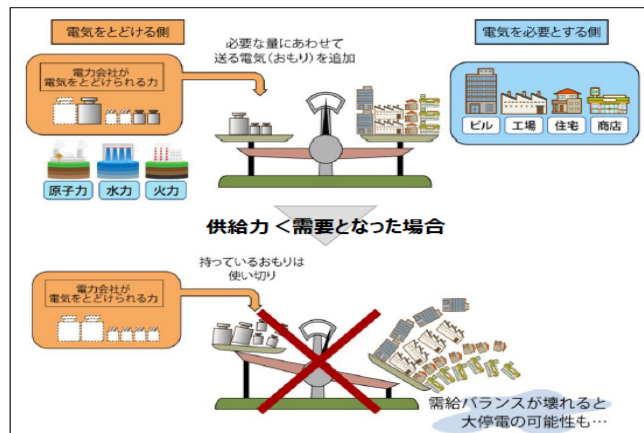
対策	2022年度からの運用におけるポイント	備考
電源Ⅰ'発動 電源ⅡOP運転	・実施する広域予備率の基準	2024年度以降は電源Ⅰ'は発動 指令電源
需給ひっ迫融通	・現状の広域需給調整システム(KJC)で対応 する範囲と融通指示で対応する範囲の明確化 ・融通指示の運用基準	2024年度に向けたKJCのシステム 改修等は継続的に検討
連系線のマージン使用 および運用容量拡大	・実施にあたっての判断基準 (融通指示とセットでの運用)	KJCのシステム改修後の融通指示 を伴わない運用は別途検討
電源Ⅲや自家発等の 焚き増し依頼	・依頼方法、対象事業者、対象設備など、具体的 な運用方法	
広域ブロックにおける 計画停電	・現状の計画停電の仕組み(エリア単位)と広 域予備率による需給運用の整合	広域ブロック単位での計画停電の 実施は国を中心に継続検討

③実運用 需給ひっ迫判断基準について(1)

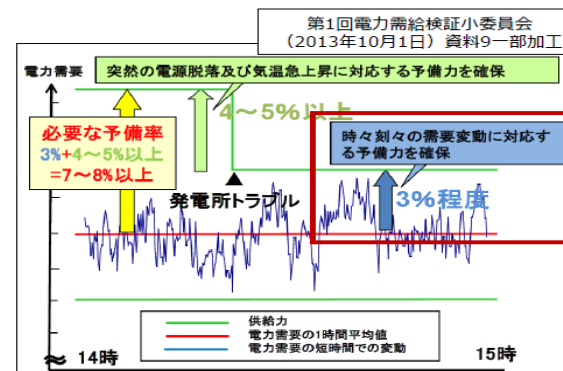
- 日々の需給運用においては、安定供給上必要とされる予備率3%に、気温上昇等による需要増に対応するために必要な予備率4～5%を加えた、7～8%が必要と整理されている。
- 実運用は日々の予備率で判断される一方、持続的需要変動対応分が担保する景気変動影響は長期の需要想定など、計画段階における予備力に影響を与えるものと考えられる。
- このため、持続的需要変動対応分の見直しに伴い実運用における基準を変更する必要はないと考えられるが、改めて、ひっ迫判断基準の過去の整理の確認と、新たな観点として調整力確保状況での基準の検討を行った。

現状の需給バランス評価 (kWベース) ②電力の安定供給の基準について

- 電気は基本的には貯めることができないため、日々の需給運用においては、**需要と供給を常に一致させ、周波数を一定に保つ**ことが必要。特に需要は、気温や人々の行動により常に上下最大3%程度変動しており、これに対応するためには**安定供給上必要とされる予備率3%をあらかじめ確保**しておく必要がある。
- 現行ルール上、融通等のあらゆる対策をとってもなお、不足エリアの予備率が3%を下回る見通しの場合には国から需給ひっ迫警報※を発令することとしているが、全国大でも3%の必要性は変わらないことを踏まえると**kWベースでの警報発令基準は引き続き「広域予備率が3% (ただし、2021年度は複数エリアで3%)を下回る見通しとなった場合」**で良いのではないかと。



※ 事前に登録された報道関係者宛てに資源エネルギー庁からメールで需給見通しを連絡、節電のお願い等の周知に協力いただくためのもの



6

③実運用 需給ひっ迫判断基準について(2)

- 需給ひっ迫判断の基準の根拠の一つとして、信頼度評価基準の前提から、発動指令電源を除き年間を通じて必要とされる予備率8%とすることが整理されている。

需給ひっ迫のおそれ判定基準値（2）

16

- 本委員会において、供給信頼度評価における各月の必要予備率については、下図のとおり整理している。
- 厳気象対応および稀頻度リスク対応分については、現在は調整力公募により電源Ⅰ'として調達しているが、容量市場開設後では発動指令電源として調達することとなる。また、発動指令電源を除いた場合、年間を通じて必要とされる予備率は8%となる。
- 日々の必要予備率確保のため、容量市場における需給ひっ迫のおそれ時のリクワイアメントを活用する（稼働可能な電源等は電気を供出させる）必要があることから、需給ひっ迫のおそれ判定基準は広域的な予備率（分断時はブロック予備率）8%と見込まれる場合か。 ※判定基準の広域的な予備率は容量市場の調達状況によっては見直すことも考慮

1 課題の検討状況 (3) EUE基準値の算定条件（各月の必要供給予備力の考え方）

- 前ページの整理から、厳気象対応および稀頻度リスクを考慮した必要供給予備率※1については、季節毎に異なり、春季・秋季は8%となり、夏季・冬季は11%となる。
※1 持続的需給変動分(1%)含む
- 上記の必要供給予備率をもとに、年間停電量の期待値（年間EUE）を算定※2することで、供給信頼度基準を算定してはどうか。
※2 EUE算定にあたっては持続的需給変動分(1%)を除く



発動指令電源を除いた
必要予備率 8%

③実運用 需給ひっ迫判断基準について(3)

- 加えて、需給ひっ迫判断の基準の根拠一つとして、発動指令電源のリクワイアメントである年間12回相当となる広域的予備率を判定基準値とすることについても整理されている。

発動指令電源の運用（1）

30

- 発動指令電源のリクワイアメント（発動回数は年間12回まで）を踏まえると、比較的高めの予備率で発動指令電源を発動した場合、年間途中で発動回数が足りなくなる可能性がある。そのため、過去実績の予備率から発動の判定基準値となる予備率を検討してはどうか。
- 至近3か年（2016～2018年度）では、広域的な予備率が6%以下の日はなく、7%以下は年間最大4日間（5コマ）、8%以下は年間最大8日間（18コマ）と、予備率増加に伴い、加速度的に日数（30分コマ数）は増加している。
- 発動指令電源の発動回数を年間12回以下とするためには、全ての稼働可能な計画となっている電源等（バランス停止機）が起動していることを前提に、広域的な予備率8%未満と見込まれる場合を判定基準値としてはどうか。

○至近3か年（2016～2018年度）の予備率実績（電源 I '除く）

単位：日（ ）の数字は30分コマ数

広域的な予備率	2016年 (4・5月除く)	2017年	2018年	年間最大	3か年平均
6%以下	0	0	0	0	0
7%以下	0	0	4 (5)	4 (5)	1.3 (1.7)
8%以下	0	2 (5)	8 (18)	8 (18)	3.3 (7.7)
9%以下	3 (5)	11 (35)	16 (55)	16 (55)	10 (31.7)
10%以下	10 (24)	28 (115)	20 (118)	28 (118)	19.3 (85.7)

■ 需給ひっ迫時の補正インバランス料金について、B'、Bの点については電源I'の発動タイミングを参考に定められている。

(参考) 需給ひっ迫時のインバランス料金 (供給力追加確保コストの反映)

2021年11月 第67
 回制度設計専門会
 合 資料6

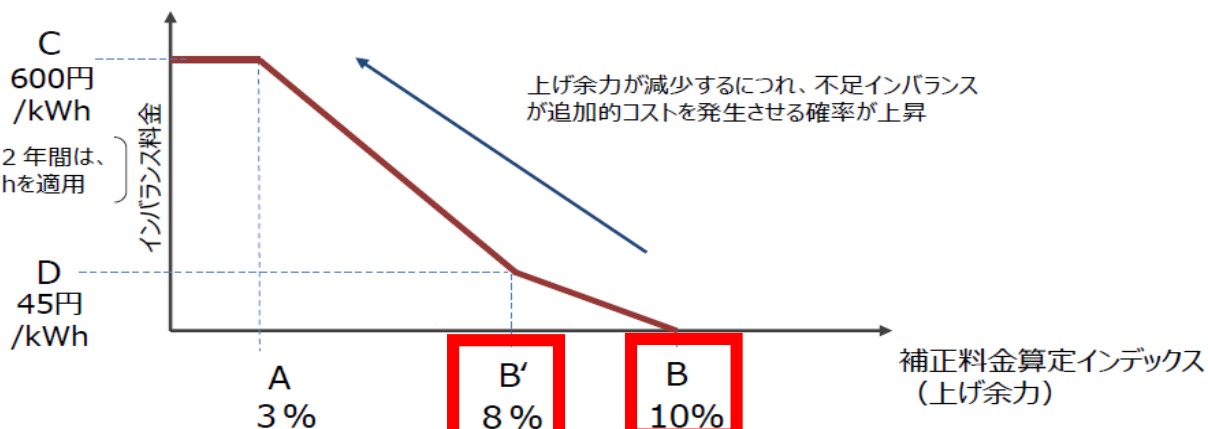
- 需給ひっ迫時の不足インバランスは、一般送配電事業者がリスクに備えて緊急的に追加の供給力を確保する必要性を高めるとともに、それ以降の備えを強化する必要性を高めるもの。
- 一般送配電事業者が活用可能な「上げ余力」が減少するにつれ、リスクに備えた緊急の供給力追加確保や将来の調整力確保量の増加といった追加的コストが上昇していくと考え、それを一定の式（下図のような直線）で表し、インバランス料金に反映させることとした。
- インバランス料金が上昇する仕組みとすることで、需給ひっ迫時には時間前市場の価格も上昇し、DRや自家発など追加的な供給力を引き出す効果や、需要家が節電する効果も期待される。

需給ひっ迫時の補正インバランス料金

緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格として、新たにDRを追加的に確保するのに必要な価格。

〔2022年度から2023年度までの2年間は、暫定的措置として200円/kWhを適用〕

確保済みの電源I'のkWh価格を参考に決定。



政府が需給ひっ迫警報を発令する水準を参考に決定。

電源I'を発動が確実となる水準を参考に決定。

電源I'を発動し始めるタイミングを参考に決定。

③実運用 需給ひっ迫判断基準の根拠について(4)

- 需給ひっ迫判断基準の一つとして、需給ひっ迫時には一般送配電事業者が確保している調整力が不足している供給力に補填されることから、一般送配電事業者の調整力の確保状況を判断基準とする観点も考えられる。
- 調整力の観点における需給ひっ迫判断水準について、応動時間の早い調整力が確保されなければ周波数維持に影響が出るため、電源I-a相当である一次～二次②調整力の必要量を基準とすることが考えられる。
- 電源I-a相当である一次～二次②調整力の必要量は、各エリア2～5%程度となっている。

【一次～三次①の必要量（年間平均）】

各エリアH3需要※比率 [%]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア平均
一次(A)	2.2	2.3	1.8	2.0	2.4	2.0	2.9	1.9	2.2	2.2
二次①(B)	2.4	2.2	1.7	2.0	2.0	1.8	2.4	1.9	2.2	2.1
二次②(C)	3.4	2.9	2.5	2.3	2.3	1.5	2.9	3.3	2.7	2.6
三次①(D)	7.9	7.0	5.2	5.1	5.5	5.4	6.0	5.9	7.0	6.1
合計 (A+B+C+D)	15.9	14.4	11.2	11.4	12.0	10.7	14.1	13.0	14.1	13.0
複合約定 一次～二次①	1.3	1.5	0.5	1.0	1.2	0.9	1.9	0.9	1.3	1.1
複合約定 一次～二次②	4.1	4.8	3.0	3.0	2.5	2.3	4.7	4.1	3.5	3.6
複合約定 一次～三次①	9.3	8.6	6.3	6.4	6.2	6.3	8.3	8.1	8.6	7.6

算定諸元：2020年度実績（冬季需給ひっ迫発生日のデータを除く）

※2020年度供給計画第1年度

③実運用
(参考) 一次～三次①の必要量 (2019年度実績)

■ 2019年度実績から算定される必要量についても同様に各エリア2～5%程度となっている。

【一次～三次①の必要量 (年間平均)】

各エリアH3需要※比率 [%]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア平均
一次(A)	2.4%	2.4%	1.8%	2.0%	2.4%	2.1%	2.9%	1.9%	2.3%	2.3%
二次①(B)	2.4%	2.3%	1.7%	2.0%	2.0%	1.9%	2.8%	1.9%	2.2%	2.1%
二次②(C)	3.9%	2.7%	2.7%	2.1%	2.3%	1.4%	3.2%	3.1%	2.7%	2.7%
三次①(D)	9.3%	6.8%	4.7%	4.7%	5.8%	4.7%	6.9%	6.5%	5.3%	6.1%
合計 (A+B+C+D)	17.9%	13.9%	10.8%	10.7%	12.5%	9.8%	15.8%	13.6%	12.6%	13.1%
複合約定 一次～二次①	1.4%	1.4%	0.5%	0.9%	1.2%	0.9%	1.9%	0.9%	1.3%	1.2%
複合約定 一次～二次②	4.5%	4.8%	3.3%	3.6%	3.2%	2.3%	5.1%	4.2%	3.8%	3.9%
複合約定 一次～三次①	10.5%	9.1%	5.9%	6.4%	7.0%	5.6%	9.2%	8.3%	7.0%	7.7%

算定諸元：2019年度実績 (冬季需給ひっ迫発生日のデータを除く)

※2019年度供給計画第1年度

(参考) 需給調整市場における商品の要件

49

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オフライン
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	- (自端制御)	0.5~数十秒※4	1~数分※4	1~数分※4	30分
監視間隔	1~数秒※2	1~5秒程度※4	1~5秒程度※4	1~5秒程度※4	1~30分※5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅(入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要有り(データの取得方法、提供方法等については今後検討)。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。


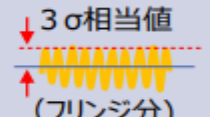
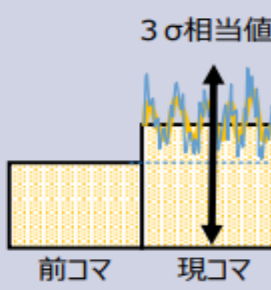
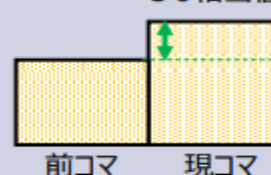
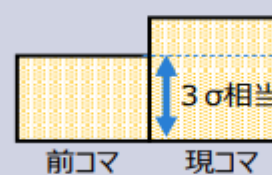

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

(参考) 一次調整力から三次調整力①の必要量について

21

- 一次調整力から三次調整力①については、G C以降に生じる誤差（平常時における予測誤差・時間内変動に加え、突発的に必要となる電源脱落）に対応する。
- 各商品の必要量については、平常時に対応する量として、各商品が対応する変動量または誤差量の3σ相当値を、事故時に対応する量として、50Hzまたは60Hzにおける最大ユニット容量の系統容量按分値（各商品共通）を算定式としている。
- 複合約定時の必要量については、一次～三次①が対応する誤差の不等時性を考慮し、合成値で算定を行う。

事象	調整力の商品区分				複数約定時
	一次	二次①	二次②	三次①	
(平常時)	残余需要の時間内変動  3σ相当値 (サイクリック分)	3σ相当値  3σ相当値 (フリッジ分)	—	—	 3σ相当値 前コマ 現コマ
	残余需要の予測誤差 —	—	3σ相当値  前コマ 現コマ	 前コマ 現コマ	
(事故時) 電源脱落	 最大ユニットの 系統容量按分値	一次と同量	—	一次と同量	一次と同量

③実運用

エリア予備率と広域予備率について

- 過去、需給ひっ迫の対策を発動する基準として、各エリア3～5%で整理されていた。
- 広域予備率では、連系線容量の上限で広域ブロックが分断され、広域ブロック外からの応援が期待できないことから、各エリアでの判断基準より大きい、広域予備率8%が基準とされている。

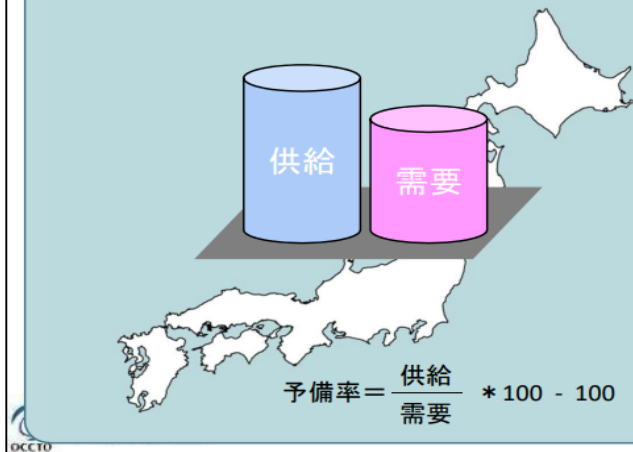
2. 需給バランスの確認と対策の考え方 広域予備率の考え方

16

- ◆ 連系線制約を考慮したうえで各エリアの予備率が均平化となるよう連系線潮流が流れた状態の広域予備率（エリア予備率ではなく）で需給バランスを評価。
- ◆ 連系線容量の上限で広域ブロックが分断される時間帯は、ブロック間の予備率に差が出る。

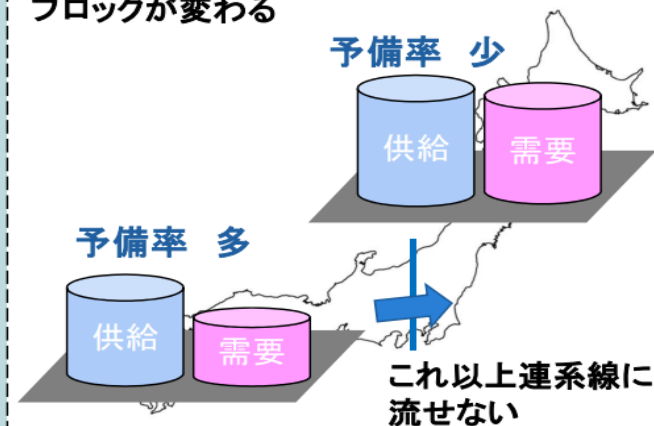
<広域予備率の考え方>

9エリアが連系線でつながっており日本全体で供給力(発電)と需要で予備率を確認
(計算上各エリアの需給バランスを均平化处理)



広域ブロック

ただし、連系線の容量が上限に達するとエリアの予備率に差が生じる(ブロック化)ブロックが変わる



(出所) 第52回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 (2022年7月20日) 資料4-2

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/052_04_02.pdf

(参考) 電源 I ' が発動される基準

- 各一般送配電事業者において厳気象等対応の供給力として確保されている電源 I ' の発動基準は、各社概ねエリアの予備率が 3 ~ 5 % 未満となるおそれがある場合とされている。

エリア	電源 I ' の発動基準
東北	当日において、予備率が 5 % を下回ることが想定される場合、電源 I ' 発動の検討を行い、発動について判断。
東京	自エリアで予備率が 5 % 以下になると想定される場合に発動指令を行う。揚水の池容量も考慮し、翌日、翌々日も含めて 5 % 以下になると想定される場合に発動指令を行う。
中部	計画段階の予備率や当日朝の需要の立ち上がりを評価した結果、火力の増出力を行っても予備率 3 % を下回る蓋然性が高まった場合（予備率 3 ~ 5 %）に、実需給の 3 時間前に発動指令を行う。
関西	予備率が 5 % 程度を下回る見通しとなれば、電源 I ' の発動を検討し必要に応じて実施。
九州	当日朝の需給バランスの見直しにおいて、予備率 3 % 未満となることが想定される場合において、電源 I ' の要件（3 時間前の指令など）を勘案し、発動を判断している。

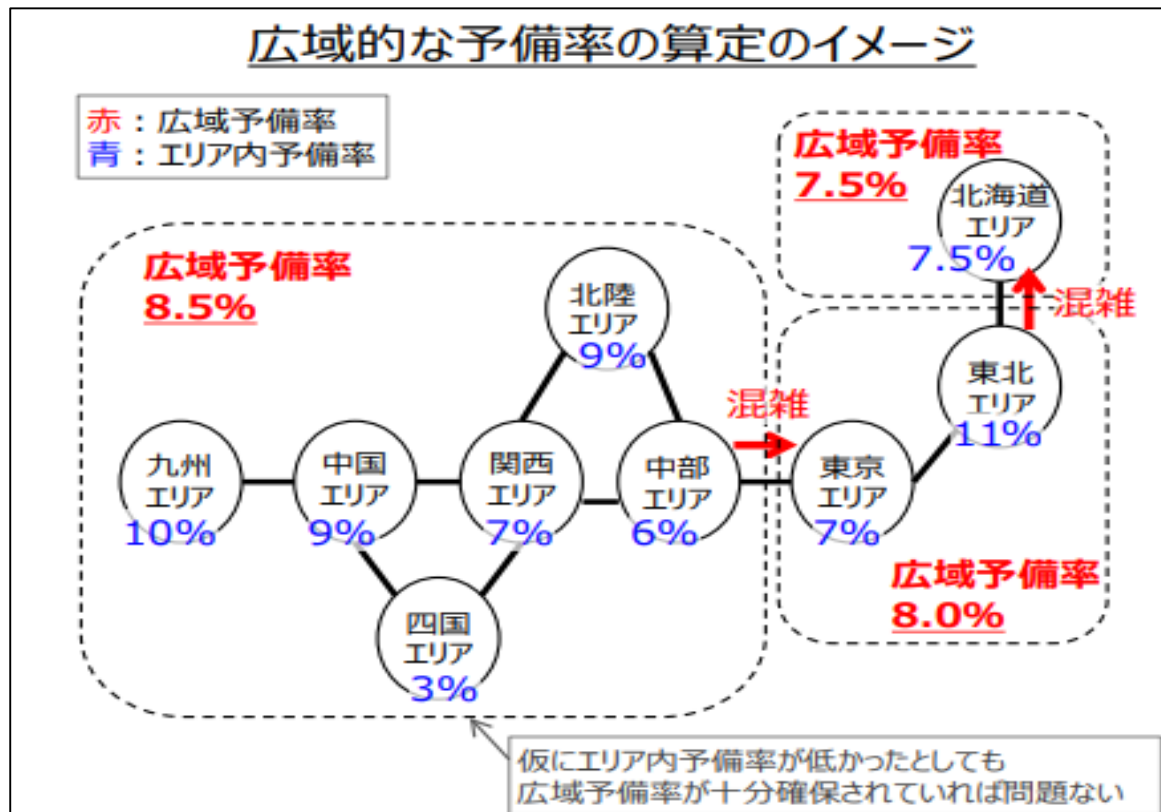
※各社からの聞き取りに基づき監視等委員会事務局作成

論点②-A：需給ひっ迫の事前対策を開始する広域的な予備率について（2/2）29

- 需給ひっ迫を判断するとメリットオーダーを超えた市場外での需給対策を段階的に開始していくこととなる。広域的な予備率で需給状況を判断する場合、対策が手遅れとならないよう時間的な裕度をもって対応するため、現状エリア内で確保している水準（5%）より高い水準から対策を開始することが必要である。
- この点、現在、需給対策を開始し始める広域的な予備力の水準は、過去実績では6～10%程度であったことから、まず少なくとも当該水準と同程度の水準（6～10%）は必要ではないか。
- また、前述のとおり、今後、広域的な調達・運用がなされること、需給対策に時間を要すること、電源脱落などにより急に悪化する可能性もあることなどを踏まえると、需給対策には時間的裕度を確保するため、過去実績の範囲のうち低い方の水準 + α %、少なくとも2%程度は必要ではないか。
- したがって、需給ひっ迫の事前対策を開始する広域的な予備力の水準は8～10%と設定してはどうか。
- これにより、現在と同じセキュリティレベルから需給対策を段階的にとることができるようになると思われる。

③実運用 需給ひっ迫判断基準の根拠について(4)

- 調整力の観点における需給ひっ迫判断水準について、電源I-a相当である一次～二次②調整力の必要水準を下回る基準を確認したところ、一次～二次②調整力必要量は各エリアで2～5%程度となった。
- また、従来の各エリアでのひっ迫判断基準は3～5%で管理されていたものを、広域予備率では8%を基準とすることで整理されている。
- 上記を踏まえ、調整力の観点においても広域予備率8%の基準は妥当と考えられる。



出所) 第39回制度設計専門会合(2019年6月25日)資料4

https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/039_04_00.pdf

③実運用 需給ひっ迫判断基準について（まとめ）

- 需給ひっ迫判断基準については、計画段階の供給力を評価する基準であるEUE基準や供給計画の基準とは切り離して検討する必要があると考えられ、持続的需要変動対応分の見直しに伴い変更するものではないと考えられる。
- また、調整力の観点から確認した結果においても広域予備率8%は妥当と考えられる。
- **以上を踏まえ、需給ひっ迫判断の基準は現状から変更せず、引き続き広域予備率8%を基準とすることが妥当と考えられる。**
- なお、需給ひっ迫判断基準が現状の広域予備率8%から変更なければ、引き続き補正インバランス料金の考え方とも整合が図られる。
- また、持続的需要対応分の見直しに加え、偶発的需給変動対応分についても見直しの議論を進めているところ。EUE算定の見直しにより必要予備率が変更となった場合においても、今回同様に運用上の判断基準には影響しないと整理することが妥当と考えられる。
- 一方、現状の運用上の需給ひっ迫判断基準8%について、需給運用上の課題が顕在化した場合には改めて検討を進めることとしたい。