

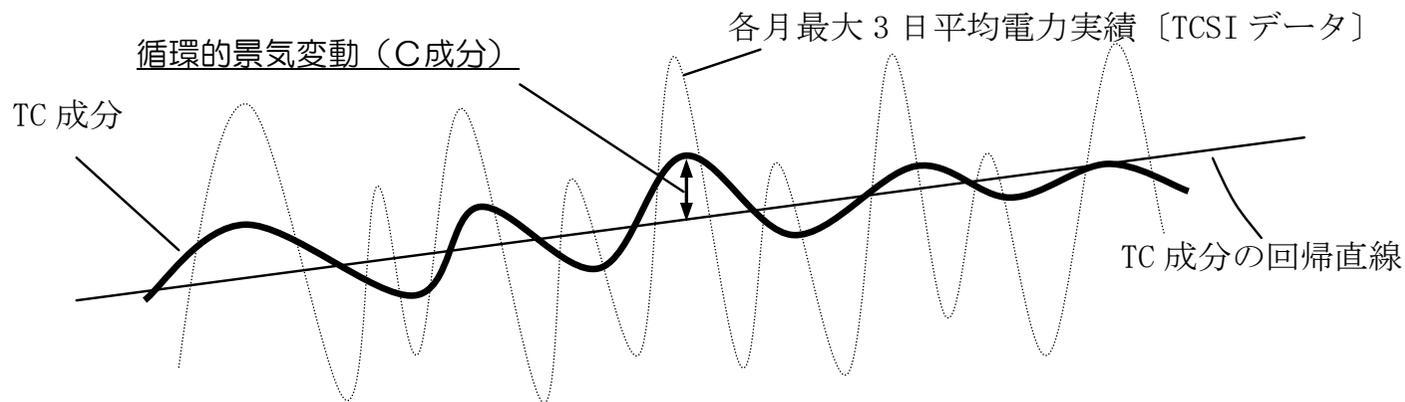
調整力等に関する委員会中間取りまとめ(案) ＜参考資料＞

平成28年3月

調整力等に関する委員会

従来の持続的需要変動対応分の算定について

従来は季節調整法としてEPA（Economic Planning Agency）法を使用。過去の需要実績（各月最大3日平均電力）から、以下に示すようS（シーズン）成分とI（イレギュラー）成分を除去したT（トレンド）成分とC（サイクル）成分の合成値（TC成分）を求め、TC成分とTC成分の回帰直線（T成分に相当）との偏差であるC成分を持続的需要変動対応分に対応するために必要な予備力としている。

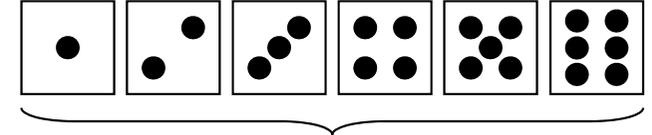


T（トレンド）成分	： 趨勢的傾向要素	時系列データの傾向（上昇、下降、横ばい等）。傾向を示す線を傾向線という。
C（サイクル）成分	： 循環変動要素	傾向線の周りを、周期性をもって変動する動き。 （景気変動や商品のライフサイクルによる変動等）
S（シーズン）成分	： 季節変動要素	傾向線の周りを1年周期で変動する動き（アイスの売上のように夏は売れ、冬は売れないといった毎年同じパターンで繰り返す変動）
I（イレギュラー）成分	： 不規則変動要素	傾向線の周りを不規則に変動する動き （法規税制改正やキャンペーン等によって起こる変動）

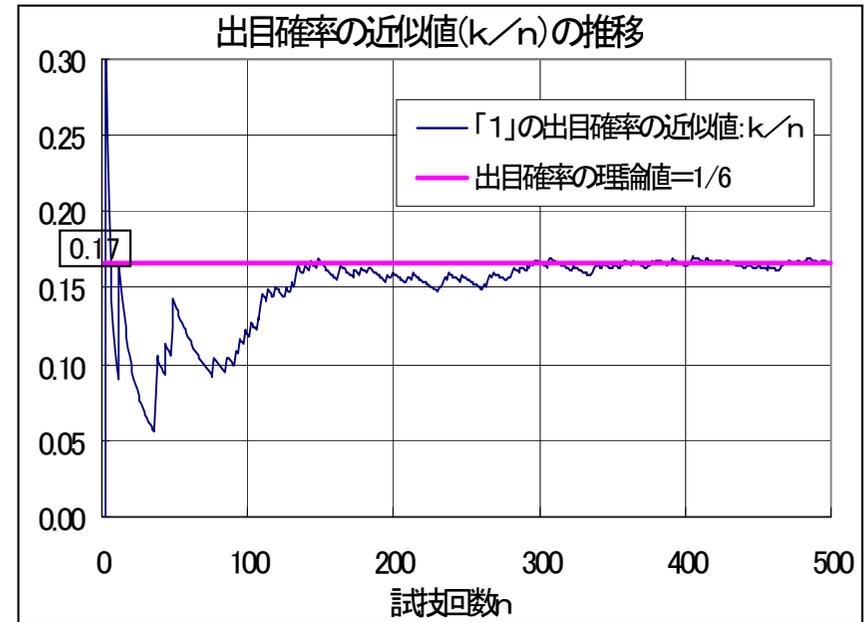
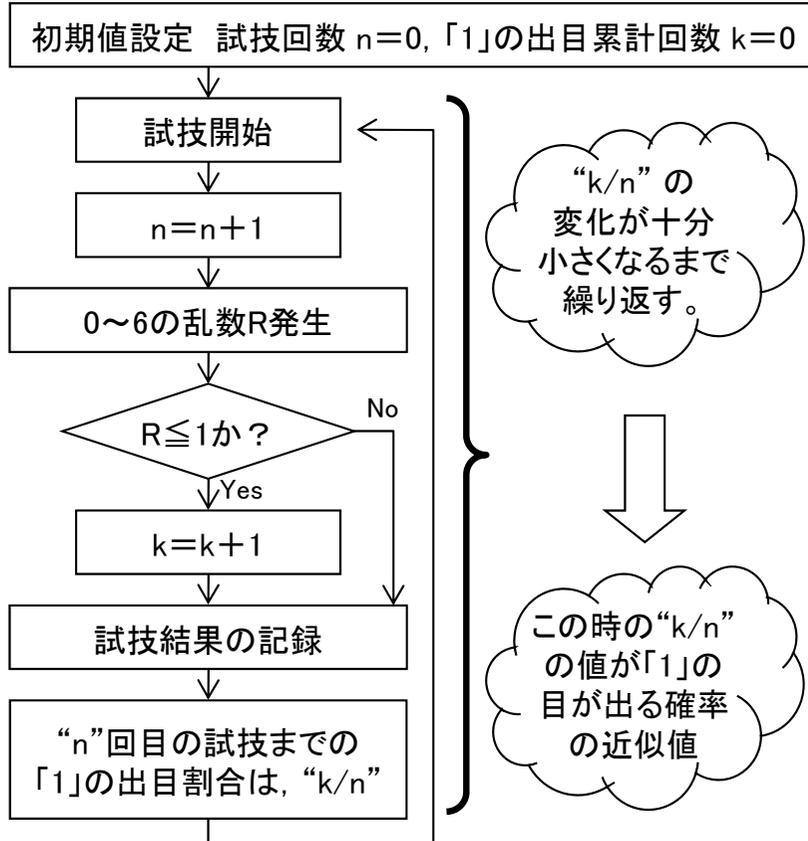
出典：広域的運営推進機関設立準備組合 第5回マージン及び予備力に関する勉強会（H27.1.15）中部電力殿資料一部修正

モンテカルロ法の使用例

○サイコロの「1」の目が出る確率の理論値は、 $1/6$ である。
 ○モンテカルロ法は、試技回数を十分に多く繰り返すことにより、 $1/6$ に近い答えを求めることができる。



どの目も出目確率は $1/6$



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

S33年の日本電力調査委員会報告において、電源開発計画策定の指標として、確率論的手法による供給予備力必要量の考え方が記載されている。

〔背景〕

- 当時（※）は、戦後の電源開発の促進により、需給が改善されてきたものの、異例の渇水や設備事故発生時等には、まだ需要家に迷惑をかける事態が生じていた。これらの状況下においても安定供給を維持するため、計画的に電源開発を進め、適正な予備力を確保することが求められた。
 - ※ 水主火従期の後半
- 電源開発のリードタイム及び経済性を考慮した電源開発計画を策定するにあたり、その指標となる供給予備力必要量が検討された。
- 供給予備力必要量は、予測できない設備の事故、渇水などのリスクを最大限考慮すると、過大な設備投資が必要となるため、安定供給と経済性を考慮した確率論的手法が採用された。

当初（S33年）示された「供給予備力必要量の考え方」について、確率論的手法に関する基本的な考え方については、大きな見直しが行われることなく、現在に至っている。（分析データの追加等、算定手法の見直しは都度実施）

〔当初から見直されていない項目〕

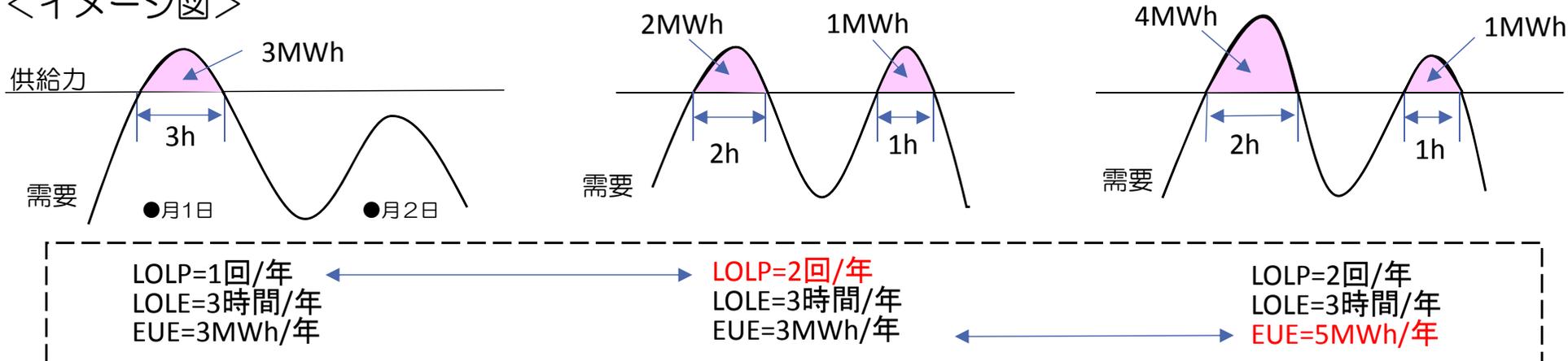
- 確率論的手法
供給力が不足する確率（「見込不足日数」）を目標値として供給予備力必要量を算定
- 見込不足日数：0.3日／月
- エリア間の不等時性を考慮した連系効果の考慮 等

〔見直しが行われた項目〕

- 変動要素の追加
S35年頃に「需要変動」を追加
当初は「電源の計画外停止」、「出水変動」のみ考慮
- 持続的需要変動（景気変動に基づく想定値の誤差） 等
S37年頃から導入、当初は過去の実績より「3%程度」で設定

	指標	定義（暫定）	説明
①	LOLP (Loss-of-Load Probability)	<ul style="list-style-type: none"> ある期間において供給力不足が発生する確率 	<ul style="list-style-type: none"> 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、年間あたりの回数で表現する場合、LOLE（日/年）と同義となる。 従来、日本では、ピーク月（1か月）の各日において供給力不足が発生するかどうかを評価することとし、「0.3日/月」を基準としていた。
②	LOLE (Loss-of-Load Expectation)	<ul style="list-style-type: none"> ある期間において供給力不足が発生する時間数や日数の期待値 	<ul style="list-style-type: none"> 欧州の多くの国では時間/年が用いられている。 米国のPJMでは0.1回/年と表現されているが、1日のピーク時間帯で供給力不足の有無を判定しているため、0.1日/年と同等 米国NERCの確率的信頼度評価（※1）では、時間/年を単位とし、LOLH(Loss-of-Load Hours)と呼んでいる。
③	EUE (Expected Unserved Energy)	<ul style="list-style-type: none"> ある期間における供給力不足の電力量の期待値 	<ul style="list-style-type: none"> 米国NERCの確率的信頼度評価（※1）で用いられている。

<イメージ図>



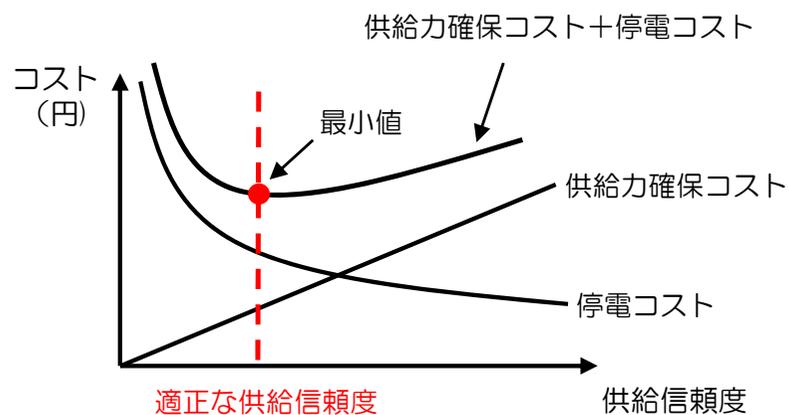
※1 NERC : 2014 Probabilistic Assessment

(<http://www.nerc.com/mwg-internal/HNMAWG02A/progress?id=INLXvVoUI31ynzLZVbSUBf3mmxMmaEDSpJFmaY6G9D8,&dl>)

- 目指すべき適正な供給信頼度の基準の検討については、社会的な受容性、経済性、従来の基準や欧米諸国の基準との関係性等、様々な観点が考えられ、今後検討を行う。
- 経済性の分析については、下のイメージのように、供給力確保コストと停電コストの和を評価する方法が考えられるが、供給力確保コストと停電コストをどのような前提でどのように見積もるか等により、ある程度幅をもった増分カーブで想定せざるを得ないと考えられることから、その適用の可否を含め検討を行う。

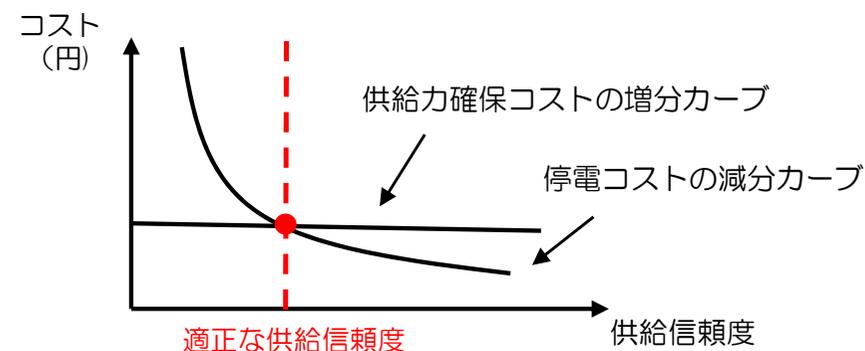
〔経済性の分析のイメージ〕

「供給力確保コスト」と「停電コスト」の和が最小となる供給信頼度を適正な供給信頼度と考える。



コストの増分（停電コストは減分）で表現した場合

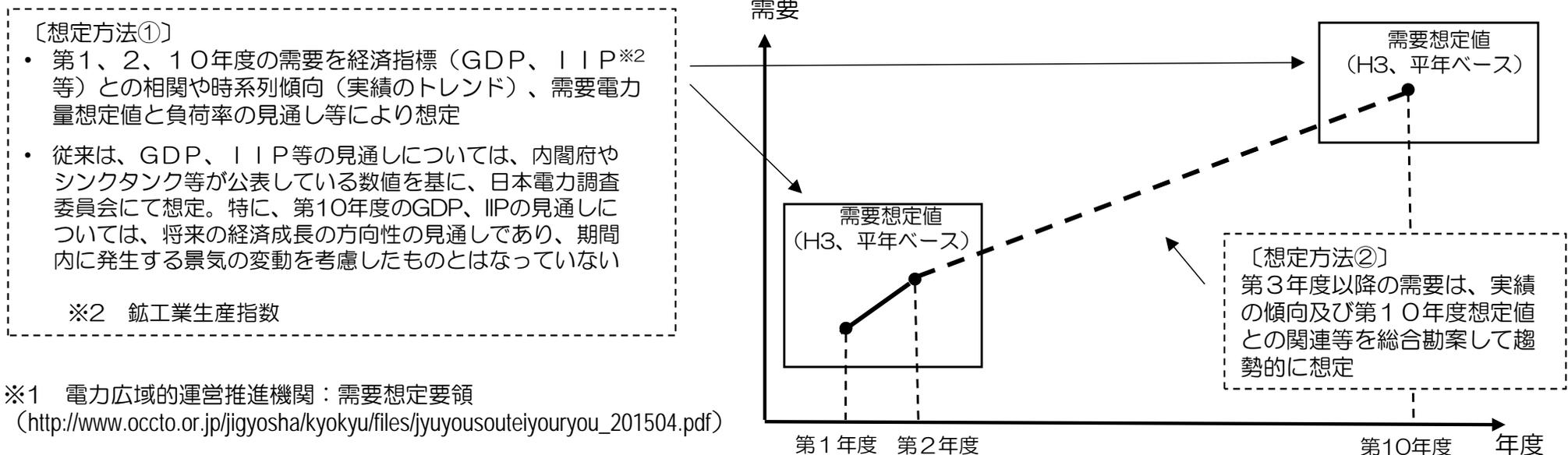
供給信頼度を向上させるために「増加する供給力確保コスト」と「減少する停電コスト」が同じ値となる供給信頼度が適正な供給信頼度となる。



基準（ベースライン）とする需要

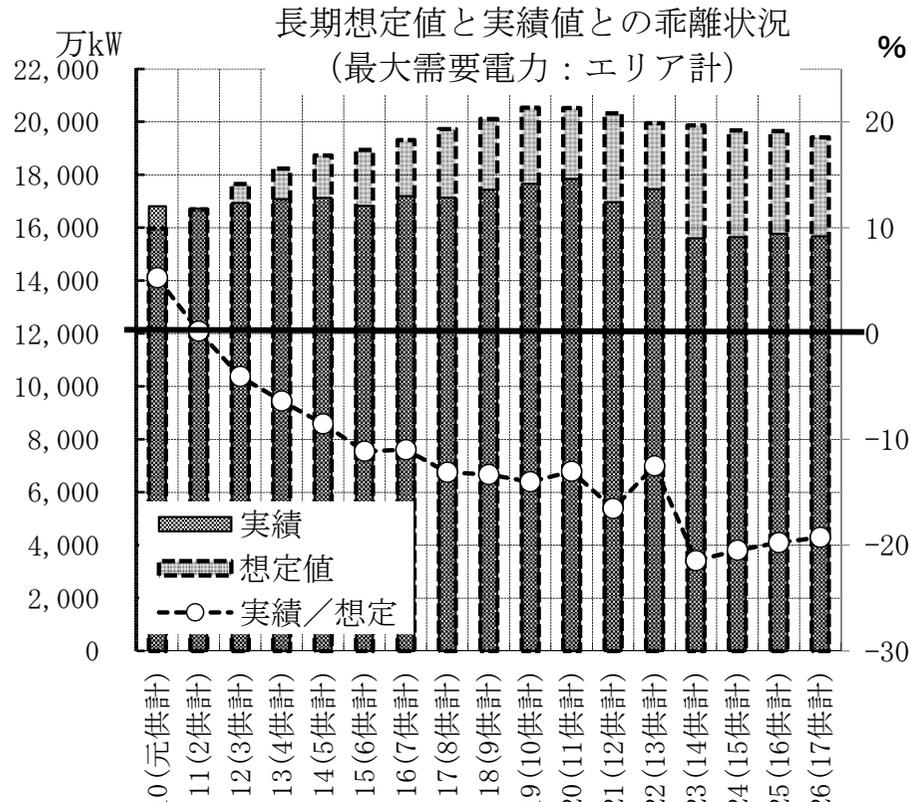
- 供給計画におけるエリア需要は、「電力需給バランスに係る需要及び供給計画計上ガイドライン（供給計画ガイドライン）」及び「需要想定要領※1」に基づき想定している。
- エリア需要として想定している「最大需要電力」は、次の基準によっている。
 - ・送電端
 - ・最大3日平均電力（H3）
 - ・平年気温ベース
- 具体的な想定方法は、需要想定要領に定めており、概要は下図のとおり。

（長期需要想定イメージ）



※1 電力広域的運営推進機関：需要想定要領
(http://www.occto.or.jp/jigyosha/kyokyu/files/jyuyousouteiouryou_201504.pdf)

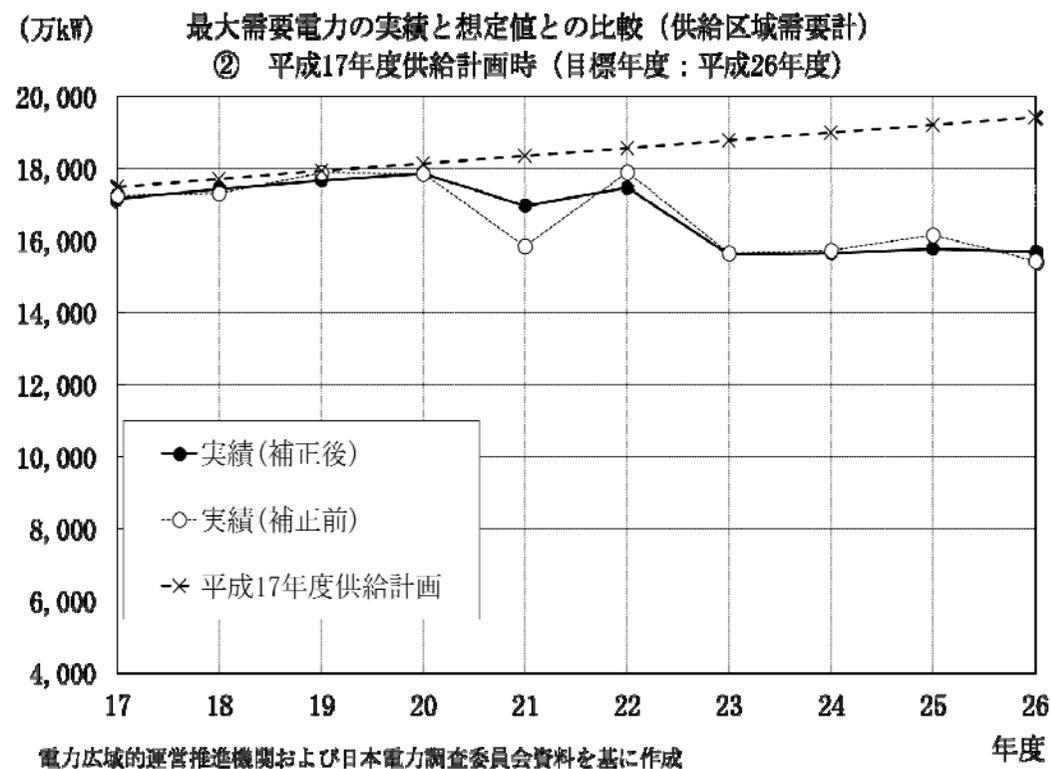
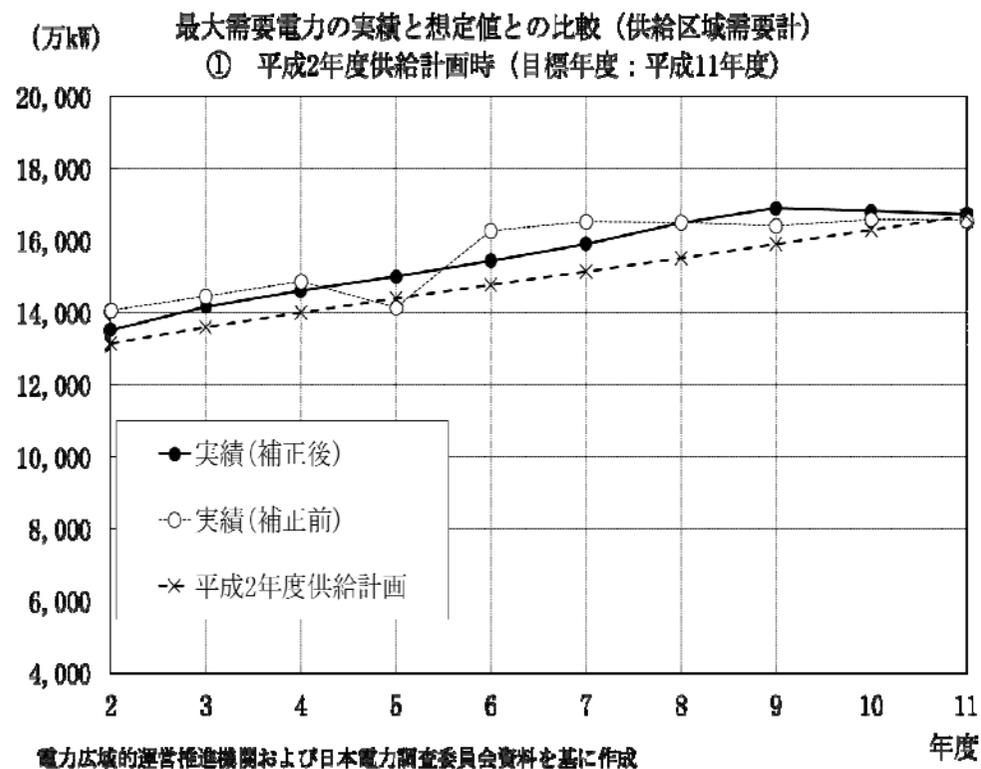
▶ 平成12年頃から、最大需要電力の実績値が10年前に想定された値を下回るようになった。



注) カッコ内は想定時の供給計画年次を示す。実績は補正後

(需要想定値と実績値の乖離の一要因)

- 平成12年～22年（平成3年～13年度供給計画値）の需要想定値は、バブル景気（昭和61年～平成3年）の影響を受け、経済指標等の見通しを高め、想定していたことから需要想定値と実績値が乖離（バブル崩壊後も、その後の景気回復を見込み、経済指標を高め、想定）
- 平成23年以降の需要想定（平成14年～平成17年度供給計画値）については、東日本大震災後の需要の減少を受け、需要想定値と実績値が乖離



■ 供給計画ガイドラインに基づき計上される供給力をベースラインとし、まずは、以下の変動要因を供給力の変動要因として考えることとしたい。

- ① 電源の出力変動（電源の計画外停止、出水変動、風況の変動、日射量の変動）
- ② 電源のラインナップの変動（新規電源の建設遅延・中止、電源の廃止、老朽火力の長期停止・再稼働）

	区分	供給計画ガイドラインにおける供給力計上の考え方	変動要因
①	火力 原子力他	<ul style="list-style-type: none"> ・ 設備容量から大気温の影響による能力を減じた発電能力より、所内消費電力及び計画補修等による停止電力を差し引いたものとする 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電源の計画外停止
	水力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 可能発電電力の合計から、所内消費電力及び計画補修などによる停止電力を差し引いたものとする ・ 自流式水力の供給電力は、最濁水日（第V出水時点）の平均可能発電電力※に調整能力を加算したものとする ※ 原則、至近30ヶ年の出水実績から算定 ・ 貯水池式水力と自流分のある揚水式水力の平水年可能発電電力は、原則、至近30ヶ年の流入量を基礎とし、貯水池使用計画により算定する ・ 供給能力計算において潜在出力を生じた場合は、既設水力調整能力、揚水式から控除することを原則とする 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電源の計画外停止 ・ 出水変動 <p>※貯水池式と自流分のある揚水式水力は、多少の出水変動に関わらず、想定した供給力どおりの出力を発生させることができることから、まずは、出水変動を考慮しない算定を行う</p>
	風力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過去の発電実績が把握可能な期間について、最大需要発生時（月内は同一時刻）における発電実績の下位5日平均値により評価する 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 風況の変動
	太陽光	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過去20ヶ年の最大3日電力発生時における発電推計データ（計60データ）から、下位5日平均値を算出し、これにより自家消費分（算定対象期間は直近の5年間）を減じて評価する 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 日射量の変動
②	電源開発 廃止等	（供給計画への電源開発計画等の記載については、各社判断）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 新規電源(再エネ含む)の建設遅延・中止 ・ 電源(再エネ含む)の廃止 ・ 老朽火力の長期停止・再稼働

- 気温実績は、気象庁の平年気温算定の考え方※を参考に、過去30カ年の実績をとることとしたが、至近の気象状況の変化も反映されるよう、至近30カ年（S60～H26）の気象実績を対象とした。

※ 気象庁の平年気温は、現在はS56年～H22年の30カ年のデータを基に算定されている。

- 気温以外の要素（露点温度等）を用いた気温感応度式を使用しているエリアについては、当該要素も考慮した。
- 変動量の確率分布は、平成27年8月のH3発生時刻を対象として算定し、8月の当該時刻においては共通であると仮定した。
- H3発生時刻以外の時刻の変動量は以下のとおり算定した。

〔H3発生時刻が15時のエリアで、17時の変動量を求める場合〕

「17時の変動量（標準偏差）」＝「15時の変動量（標準偏差）」×「至近3カ年の需要電力上位3日（計9日）における15時と17時の需要実績の比率（平均）」

- 平成36年度の変動量は、平成27年度と平成36年度の最大需要電力（H3）の比率にて補正した。
- その他、発電端と送電端の需要比率など、必要に応じて変動量を補正した。

- 震災後に需要の特性が変化していることが考えられることから、平成24～26年の至近3カ年の実績値をもとに分析した。
- 需要想定において気温以外の要素（露点温度等）を用いているエリアについては、当該要素も考慮した。
- 変動量の確率分布は、平成27年8月のH3発生時刻を対象として算定し、8月の当該時刻の間では共通であると仮定した。H3発生時刻以外の時刻の変動量は以下のとおり算定した。

〔H3発生時刻が15時のエリアで、17時の変動量を求める場合〕

「17時の変動量（標準偏差）」 = 「15時の変動量（標準偏差）」 × 「至近3カ年の需要電力上位3日（計9日）における15時と17時の需要実績の比率（平均）」

- 平成36年度の変動量は、平成27年度と平成36年度の最大需要電力（H3）の比率にて補正した。
- その他、発電端と送電端の需要比率など、必要に応じて変動量を補正した。

電力潮流シミュレーションのシナリオの考え方（風力発電）

9

- 風力発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量(1,000万kW)を見込む。(既導入量は286万kW)
- 導入見込量達成のための新規導入量(714万kW)は未開発分* (下表c)の比率により各エリアに按分する。(風力シナリオ①) *「未開発分」=「連系可能量を考慮しない導入見込み量」-「既導入量」
- 相対的に系統への負担が抑制されるシナリオとして、東京から九州に最大限導入、北海道は連系可能量まで入れた上で、東北に重点的に導入した場合(風力シナリオ②)を検討する。
- また、風力シナリオ②に対する参考として、北海道エリアに重点的に導入した場合についても検討する。

単位: 万kW

	連系可能量を考慮しない導入見込量※1 a	既導入量※2 b	未開発分 c=a-b	風力シナリオ① 未開発分比率で按分 $b+(1,000-286) \times c/966$	風力シナリオ② 東京から九州に最大限、北海道は連系可能量まで導入したうえで、東北に重点的に導入	(参考)風力シナリオ 東京から九州に最大限導入した上で、北海道に重点的に導入
北海道	約300	32	268	230	<u>56</u>	<u>300</u>
東北	約587	87	500	456	579	334
東京	約47	23	24	41	<u>47</u>	<u>47</u>
中部	約45	21	24	39	<u>45</u>	<u>45</u>
北陸	約19	15	4	18	<u>19</u>	<u>19</u>
関西	約37	16	21	31	<u>37</u>	<u>37</u>
中国	約67	30	37	57	<u>67</u>	<u>67</u>
四国	約51	14	37	41	<u>51</u>	<u>51</u>
九州	約97	46	51	84	<u>97</u>	<u>97</u>
沖縄	約2.5	1.6	0.9	2.3	<u>2.5</u>	<u>2.5</u>
計	約1,250	286	966	1,000	1,000	1,000

※1 第9回新エネ小委資料より作成 ※2 固定買取制度情報公表用ウェブサイトデータより作成(H27年4月末)

電力潮流シミュレーションのシナリオの考え方（太陽光発電）

10

- 太陽光発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量(6,400万kW)を見込む。
- 導入見込量達成のための移行認定分を除く導入量(5,905万kW)は、新規認定量(下表b)の比率により各エリアに按分する。(太陽光シナリオ①)
- 導入見込量達成のための移行認定分を除く導入量(5,905万kW)を、接続可能量を設定していないエリア(東京、中部、関西)については接続契約申込量まで、その他エリアは接続可能量まで導入し、未達分を需要比率で各エリアに按分する。(太陽光シナリオ②)

単位:万kW

	導入量		新規認定量 b	太陽光シナリオ① 新規認定量比率で按分 $a + (6,400 - 495) \times b / 8,247$	東京・中部・関西エリア 接続済み+接続契約申込量 ・その他エリア 接続可能量	太陽光シナリオ② 東京・中部・関西エリアは接続 申込量、その他エリアは接続可 能量まで導入し、未達分を需要 比率で按分
	移行認定 a	新規認定 (bの内数)				
北海道	8	55	292	216	117	167
東北	30	137	1,483	1,092	552	680
東京	129	481	1,973	1,541	1,280	1,735
中部	96	309	911	748	717	925
北陸	8	34	118	92	110	156
関西	65	228	670	545	536	767
中国	45	151	642	505	558	654
四国	23	110	282	225	257	301
九州	86	416	1,818	1,388	817	954
沖縄	6	21	58	48	49.5	62
計	495	1,941	8,247	6,400	-	6,400

電力広域的運営

Organization for Cross-regional Coordination of

固定置取制度情報公表ウェブサイトデータより作成 (H27.4月末)

$$\text{計画外停止率} = \frac{\text{計画外停止日数}}{\text{運転日数} + \text{計画外停止日数}} \times 100 (\%)$$

（算定方法の概要）

○ 運転日に相当する日は、以下のとおり

- ✓ 発電所が並列し発電した日（並列した日を含む）
- ✓ 計画外停止、補修停止、需給上の理由等により電源を停止した日は除外 等

○ 計画外停止日数に相当する日は、以下のとおり

- ✓ 事故の発生によって、即時あるいは可及的速やかに電源を系統より切離す必要のあった日、及び修理のために停止した日（送電設備の故障による停止も含む）
- ✓ 軽負荷時間帯中※に計画外停止が発生し軽負荷期間中に修理が完了した場合や、事故の性質によって直ちに電源を停止することなくそのまま運転を継続し、軽負荷時または週末になって修理をするために停止する場合を除く 等

※ 深夜時間（23時～6時）

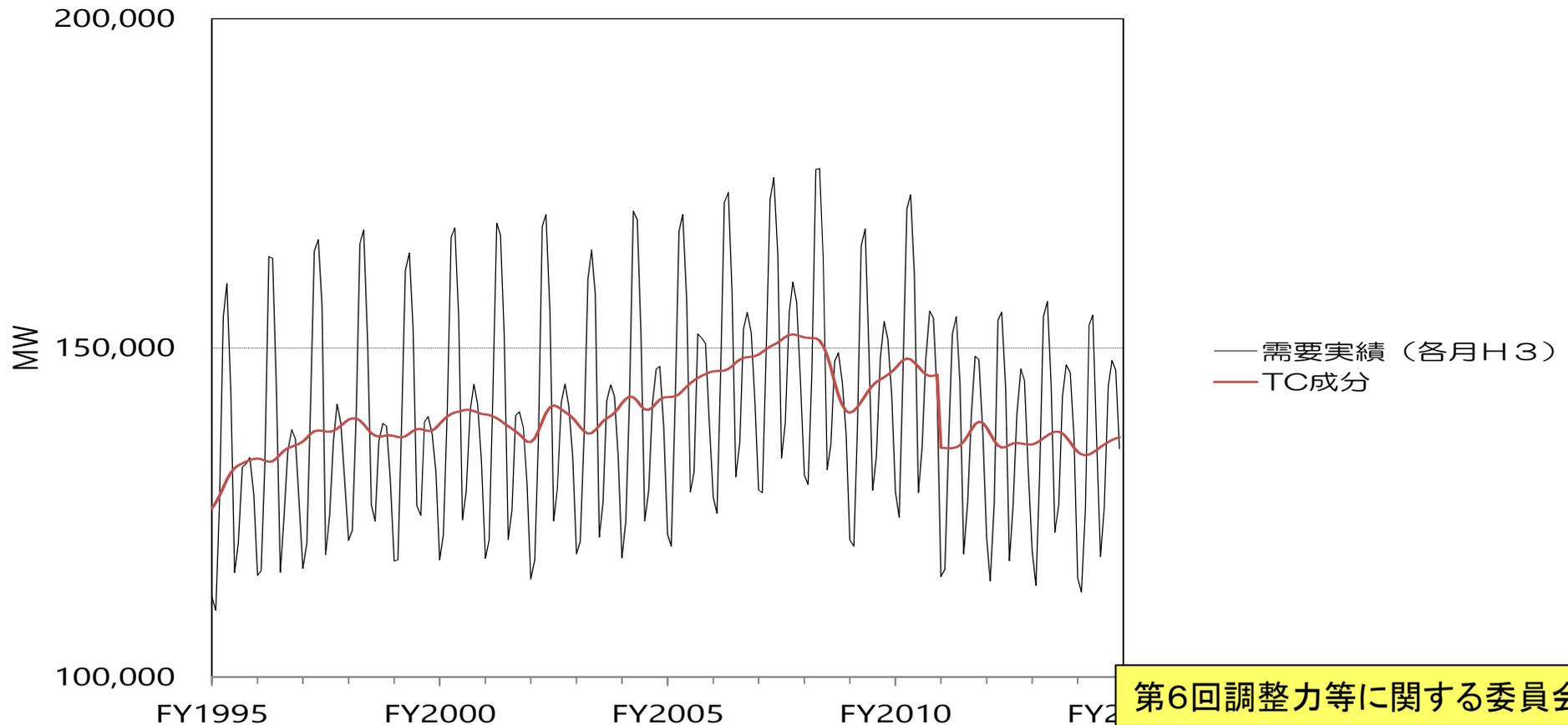
（調査対象）

- ✓ 一般電気事業者10社、電源開発 等

- 過去の需要実績（月別の最大三日平均電力（H3））に対して、季節調整法（X-12-ARIMA※）を適用することで、景気変動等による需要変動の分析を行った。

※ 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。従来、持続的需要変動対応分として利用したEPA法は、X-12-ARIMA等への移行に伴い、現在、我が国の行政機関で使われていない。

季節調整結果（9エリア合計）〔送電端、月別H3、気温補正後〕

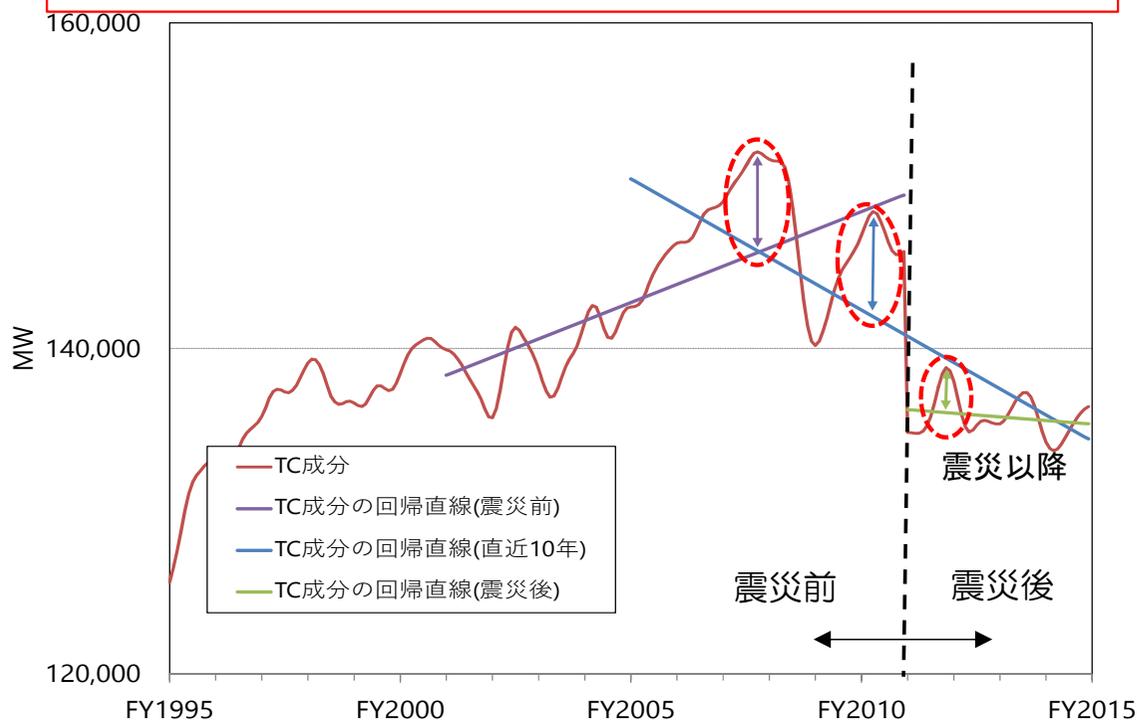


- 需給バランス評価において見込むべき景気変動等による需要変動リスクを評価するにあたっての論点は以下の通り。

(論点1) 分析の対象とする期間

(論点2) 見込むべき需要変動リスクの設定の考え方

(論点1) 分析の対象とする期間
回帰対象期間のとり方によって変動量(上振れ分)が異なる。



(論点2) 見込むべき需要変動リスクの設定の考え方

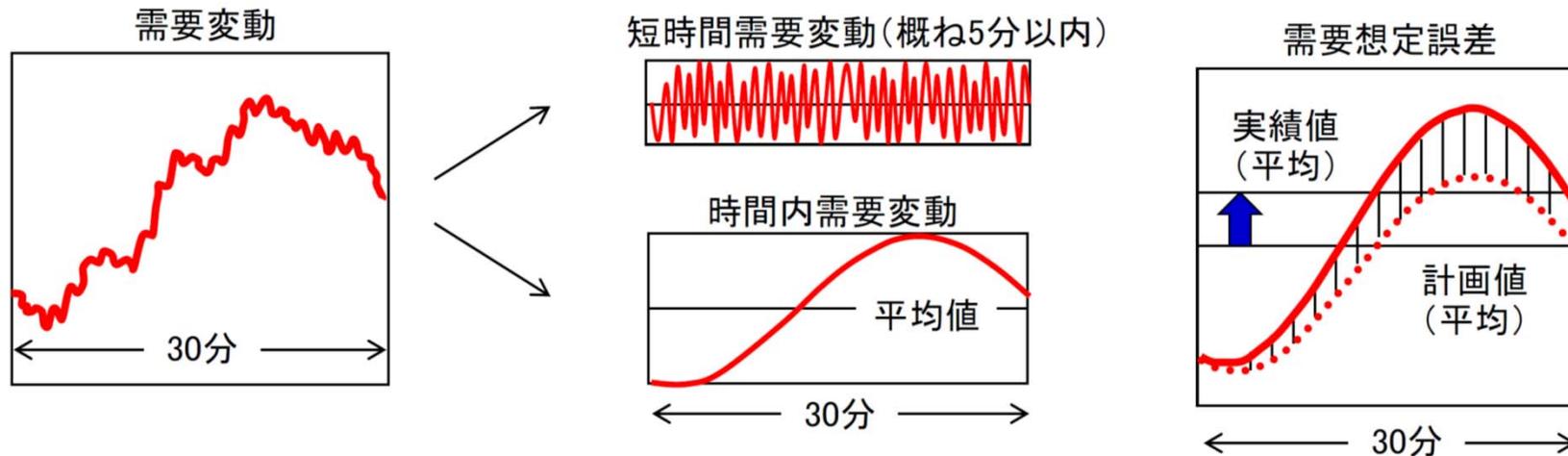
(参考) 従来の持続的需要変動(1~3%)の考え方

[平成17年度検討時]

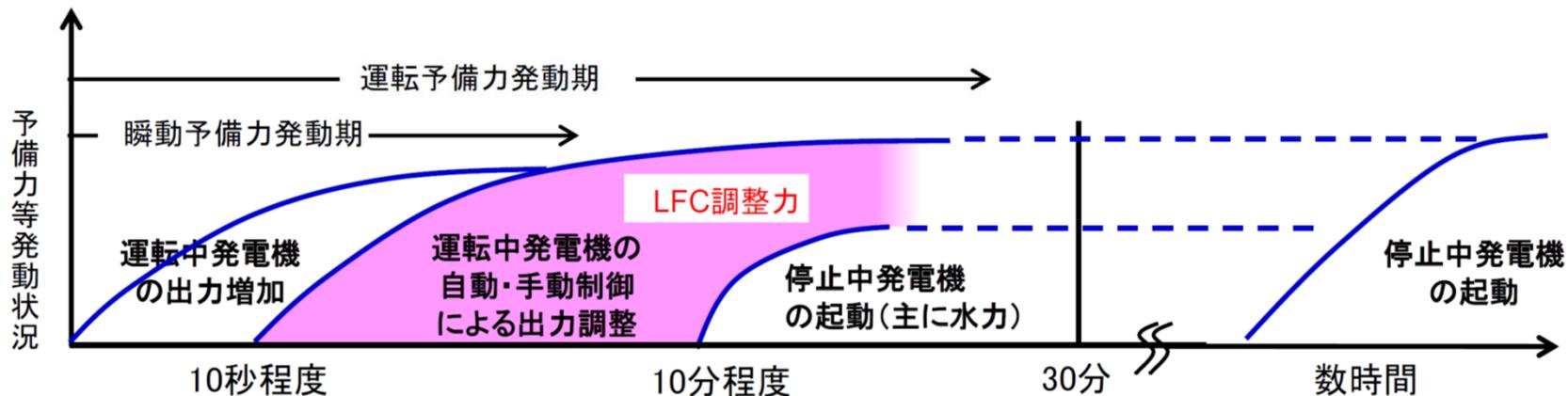
- ① 過去10カ年(H7~16年)の需要実績を回帰対象期間とした場合の**至近5カ年の最大偏差が3%**
- ② 過去10カ年のTC成分について、回帰対象期間を3カ年、4カ年、5カ年として時期を移動させた場合の**最大偏差の最小値は1%**
- ③ ①、②より、持続的需要変動による**必要予備力は1~3%**で設定

※当時、一般電気事業者からは「各エリア毎に見ても概ねこの範囲に入っており、(1~3%という数値は)妥当であると判断している」との説明があった。

- 需要変動は、1日の中でも秒単位から時間単位等、さまざまな周期で発生。供給力においても、電源脱落等に伴う供給力減少や再エネ電源の出力変動が発生します。
- 短期断面においては、各変動周期の需給変動や、需要および再エネ電源出力の想定誤差に対し、運転予備力(瞬動予備力を含む)とLFC調整力等を使用し、需給バランス・周波数維持を実施しています。



【運転予備力、LFC調整力の応動イメージ】



【 各種予備力 】

項目	機能	設備
瞬動予備力	負荷変動および電源脱落時の系統周波数低下に対して、即時に応動を開始し、(10秒程度以内)に出力を増加して、運転予備力が発動されるまで継続して自動発電可能な供給力。	■ 部分負荷運転中のガバナフリー発電機の余力
運転予備力	並列運転中のものおよび短時間内(10分程度以内)で起動し負荷をとり、待機予備力が起動し負荷をとる時間まで継続して発電し得る供給力。	■ 部分負荷運転中の発電機余力 ■ 停止待機中の水力、ガスタービン
待機予備力	起動から並列、負荷をとるまでに数時間程度を要する供給力。	■ 停止待機中の火力

電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)をもとに作成

【 需給バランス・周波数調整に係る各種制御 】

項目	内容
ガバナフリー運転	発電機の回転速度を負荷の変動のいかんにかかわらず、一定の回転速度を保つように、動力である蒸気および水量を自動的に調整する装置である調速機(ガバナ)により、系統周波数の変化に追従して出力を増減させる運転をいう。
負荷周波数制御 (LFC: Load Frequency Control)	定常時における電力系統の周波数および連系線の電力潮流を規定値に維持するため、負荷変動に起因する周波数変化量や連系線電力変化量などを検出し、発電機の出力を制御する。
経済負荷配分制御 (EDC: Economic load Dispatching Control)	電力系統の安定かつ合理的運用を目的に、各発電所(各発電機)に最も経済的になるよう負荷配分を行う制御をいう。

電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)をもとに作成

© 2015 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

変動要素	概要
短時間需要変動 (負荷周波数調整)	<ul style="list-style-type: none"> ● 概ね5分以内の周期の需要変動 ● 主に発電機のガバナフリー(GF)運転と負荷周波数制御(LFC)で対応 ● 短時間需要変動は、1日を通して大きな差はない
時間内需要変動 (負荷追従)	<ul style="list-style-type: none"> ● 30分コマ内の需要の最大値(需要が減少傾向の場合は最小値)と30分平均値との差 ● 主にLFCと経済負荷配分制御(EDC)で対応 ● 需要のピーク時間の変動は比較的小さいが、朝の立上り時間や昼休みの立下り・上り時間は変動が大きい
需要想定誤差	<ul style="list-style-type: none"> ● 需要の計画値と実績値との差
再エネ電源出力 の想定誤差	<ul style="list-style-type: none"> ● 再エネ電源の出力計画値と実績値との差
電源脱落等に伴う 供給力減少	<ul style="list-style-type: none"> ● 電源脱落事故等で周波数が低下した場合、ガバナフリー運転等(EPPSを含む)で調整後、運転予備力により短時間内で発電機出力を上昇させ、基準周波数に回復

※再エネ電源の短時間出力変動・時間内出力変動および出力想定誤差については、今後検討要。

- 一般電気事業者10社の現状の考え方を集約した。
※本資料は各社提出資料及び聞き取りをもとに事務局にて作成。
- 会社ごとに考え方が異なる点があること、確保量が経験等に基づく値となっている会社があること等が明らかになった。
- 短期断面において必要な調整力の検討については、現状の考え方によらず、第二段階以降の各事業者（発電/小売/送配電）が需給変動にどう対応するかの確認から始めることとする。

<集約結果概要>

□ 各社共通の点

- 運転予備力確保量は、最大電力需要想定値に対し、前日8%・当日5%（※）
- 瞬動予備力は、運転予備力の内数として確保

※当該日の需要（例えば端境期等の低需要）と脱落リスクを考慮する最大電源の容量により、当該比率を超えて確保する場合もある。

□ 会社ごとに異なる点

➢ 運転予備力確保の考え方（積上げ方）

- 当日計画では、短時間需要変動分を需要想定誤差分又は電源脱落リスク分の内数とする（東北、中部、関西、中国、九州）
- 当日計画では、短時間需要変動分を需要想定誤差分又は電源脱落リスク分とは別に積上げ（東京）
- 電源脱落リスク分のうち一部を他エリアに期待（北海道、北陸、四国）
- 連系線のない沖縄エリアの積上げ方（沖縄）

➢ 運転予備力確保量の考え方

- リスク毎の内訳なし。運用における過去の知見や経験に基づく値（北海道、東北、北陸、四国）
- 過去の需要想定誤差や短時間需要変動量の実績に基づく値（東京、中部、関西、中国、九州）
- 運用における過去の知見や経験に基づく値（沖縄）

➢ 瞬動予備力は、過去の知見や経験に基づき当該時間需要の3%を確保しているが、東京、沖縄は異なる

■ 留意事項

- ※本資料は理解を容易にするため、各社作成資料に基づき事務局が作成したイメージ図であり、異常気象等が予想される場合の積み増しや、需給悪化要因が複合的に発生する場合の連系線への期待分などの記載を省略している点に留意が必要（詳細は各社作成資料（資料2参考）を参照。）
- ※確保した運転予備力・瞬動予備力について、実際の応動時には、下記のように明確に分けることができない点に留意が必要。

■ 定義（各スライド共通）

- ・LFC以外：停止待機中の水力（揚水含む）、ガスタービン、およびスケジュール運転をしている電源の出力見直し(運転スケジュール変更)
- ・最大電力需要想定値：各断面で想定した、当該日の最大電力需要の1時間平均値（発電電端）
- ・当該時間需要：当該時間の1時間平均値（発電電端）

赤枠・青枠の大きい方を確保

破線（自エリア）：エリアに必要であるが、実際に確保する量（実線）の内数として確保するもの、または、確保量の設定において、当該リスクを考慮していないもの

			前日計画			当日計画		
			需要想定誤差	短時間需要変動	電源脱落	需要想定誤差	短時間需要変動	電源脱落
			運転予備力:最大需要想定値の8%程度 瞬動予備力:当該時間需要の3%程度			運転予備力:最大需要想定値の5%程度 瞬動予備力:当該時間需要の3%程度		
自エリア	運転予備	LFC以外	最大電力需要想定値の5%程度	or	大規模電源(100万kW級)脱落	最大電力需要想定値の5%程度	or	大規模電源(100万kW級)脱落
		LFC		最大電力需要想定値の3%			最大電力需要想定値の3% (内数)	
	瞬動予備	GF	当該時間需要の3%程度 (運転予備の内数)			当該時間需要の3%程度 (運転予備の内数)		

実線：実際にエリア内で確保する量（必要量）であり、この例（前日計画）の場合、確保量は以下のとおりとなる。

「最大電力需要想定値の5%程度(需要想定誤差)」 or 「大規模電源（100万kW級）脱落」の大きい方

+

「最大電力需要想定値の3%(短時間需要変動)」

			前日計画			当日計画		
			需要想定誤差	短時間需要変動	電源脱落	需要想定誤差	短時間需要変動	電源脱落
≈								≈
他エリア (連系線)	運転 予備	LFC以外			上記①にて不足する分を予め期待	リスク顕在化時に応援融通を期待	上記①にて不足する分を予め期待	
		LFC						
	瞬動 予備	GF(EPPS,北本緊急時AFC含)			周波数低下時に自動的に使用			周波数低下時に自動的に使用

破線（他エリア(連系線)）：他エリア（連系線からの受電分）に期待しているものであり、以下の3つがある。

- A 電源脱落時に、エリア内の運転予備力で不足する分を予め連系線受電分に期待しているもの（北海道、北陸、四国エリア）
- B リスク顕在化時に応援融通を期待するもの
- C 電源脱落に伴う周波数低下時に、連系線を介して他エリアから自然に流入（受電）するもの（直流連系においては、制御機能（EPPS,北本緊急時AFC）により自動的に受電するもの）

運転予備力・瞬動予備力確保の考え方（北海道電力）

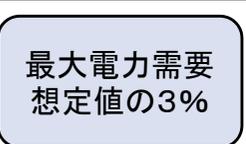
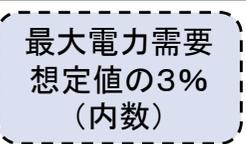
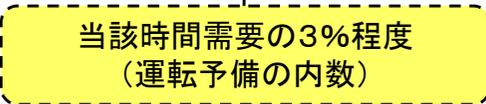
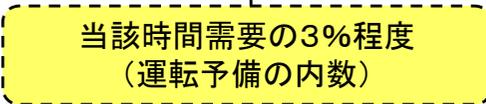
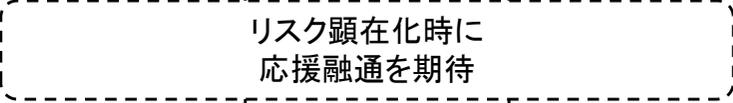
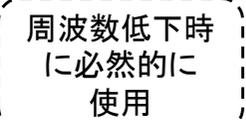
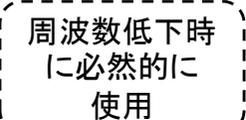
【S-7】

			前日計画			当日計画		
			需要想定誤差	短時間需要変動	電源脱落	需要想定誤差	短時間需要変動	電源脱落
			運転予備力: 最大需要想定値の8%程度 瞬動予備力: 当該時間需要の3%程度			運転予備力: 最大需要想定値の5%程度 瞬動予備力: 当該時間需要の3%程度		
自エリア	運転予備	LFC以外	最大電力需要想定値の8%程度		発生時は、左記により確保した運転予備力等(①)により対応(※1)	最大電力需要想定値の5%程度		発生時は、左記により確保した運転予備力等(①)により対応(※1)
		LFC						
	瞬動予備	GF		当該時間需要の3%程度 (運転予備の内数)			当該時間需要の3%程度 (運転予備の内数)	
他エリア (連系線)	運転予備	LFC以外			上記①にて不足する分を予め期待		リスク顕在化時に応援融通を期待	上記①にて不足する分を予め期待
		LFC						
	瞬動予備	GF(EPPS,北本緊急時AFC含)			周波数低下時に自動的に使用			周波数低下時に自動的に使用

※1 エリア内の最大電源脱落相当量が必要であるが、エリア内で確保する運転予備力の量の設定においては考慮していない

			前日計画			当日計画		
			需要想定誤差	短時間需要変動	電源脱落	需要想定誤差	短時間需要変動	電源脱落
			運転予備力:最大需要想定値の8%程度 瞬動予備力:当該時間需要の3%程度			運転予備力:最大需要想定値の5%程度 瞬動予備力:当該時間需要の3%程度		
自エリア	運転予備	LFC以外						
		LFC						
	瞬動予備	GF						
他エリア (連系線)	運転予備	LFC以外						
		LFC						
	瞬動予備	GF(EPPS,北本緊急時AFC含)						

			前日計画			当日計画		
			需要想定誤差	短時間需要変動	電源脱落	需要想定誤差	短時間需要変動	電源脱落
			運転予備力: 最大需要想定値の8%程度 瞬動予備力: N-1事故での電源脱落時、負荷遮断に至らない量			運転予備力: 最大需要想定値の5%程度 瞬動予備力: N-1事故での電源脱落時、負荷遮断に至らない量		
自エリア	運転予備	LFC以外	<div style="border: 2px solid red; border-radius: 15px; padding: 5px; text-align: center;"> 最大電力需要想定値の5%程度 </div>	or	<div style="border: 2px solid blue; border-radius: 15px; padding: 5px; text-align: center;"> 最大電力需要想定値の2~3%程度 </div>	<div style="border: 2px solid red; border-radius: 15px; padding: 5px; text-align: center;"> 最大電力需要想定値の3%程度 </div>	or	<div style="border: 2px solid blue; border-radius: 15px; padding: 5px; text-align: center;"> 最大電力需要想定値の2~3%程度 </div>
		LFC		<div style="border: 1px solid black; border-radius: 10px; padding: 5px; text-align: center;"> 最大電力需要想定値の2~3% </div>			<div style="border: 1px solid black; border-radius: 10px; padding: 5px; text-align: center;"> 最大電力需要想定値の2~3% </div>	
	瞬動予備	GF	N-1事故での電源脱落時、負荷遮断に至らない量(運転予備の内数)		N-1事故での電源脱落時、負荷遮断に至らない量(運転予備の内数)			
他エリア (連系線)	運転予備	LFC以外	リスク顕在化時に応援融通を期待					
		LFC						
	瞬動予備	GF(EPPS,北本緊急時AFC含)	周波数低下時に必然的に使用		周波数低下時に必然的に使用			

			前日計画			当日計画		
			需要想定誤差	短時間需要変動	電源脱落	需要想定誤差	短時間需要変動	電源脱落
			運転予備力: 最大需要想定値の8%程度 瞬動予備力: 当該時間需要の3%程度			運転予備力: 最大需要想定値の5%程度 瞬動予備力: 当該時間需要の3%程度		
自エリア	運転予備	LFC以外		or				
		LFC						
	瞬動予備	GF						
他エリア (連系線)	運転予備	LFC以外						
		LFC						
	瞬動予備	GF(EPPS,北本緊急時AFC含)						

			前日計画			当日計画		
			需要想定 誤差	短時間 需要変動	電源脱落	需要想定 誤差	短時間 需要変動	電源脱落
			運転予備力:最大需要想定値の8%程度 瞬動予備力:当該時間需要の3%程度			運転予備力:最大需要想定値の5%程度 瞬動予備力:当該時間需要の3%程度		
自エリア	運転 予備	LFC以外	最大電力 需要想定値 の8%程度 (出水想定誤差も考慮)		発生時は、左 記により確保 した運転予備 力等(①)によ り対応(※1)	最大電力 需要想定値 の5%程度 (出水想定誤差も考慮)		発生時は、左 記により確保 した運転予備 力等(①)によ り対応(※1)
		LFC						
	瞬動 予備	GF		当該時間需要の3%以上 (運転予備の内数)		当該時間需要の3%以上 (運転予備の内数)		
他エリア (連系線)	運転 予備	LFC以外			上記①にて不足 する分を予め 期待	リスク顕在化時に 応援融通を期待		上記①にて不足 する分を予め 期待
		LFC						
	瞬動 予備	GF(EPPS,北本 緊急時AFC含)			周波数低下時 に必然的に 使用			周波数低下時 に必然的に 使用

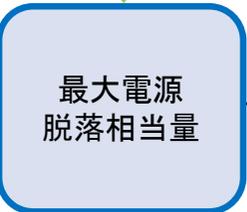
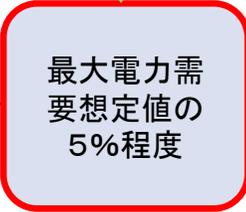
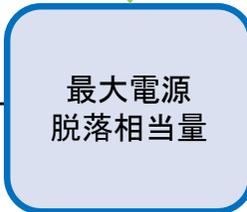
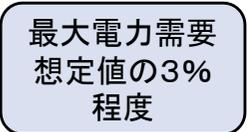
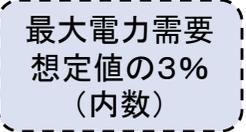
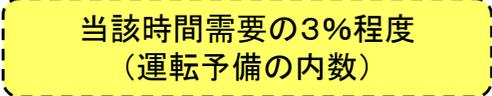
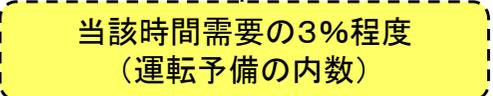
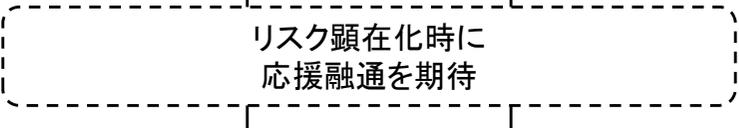
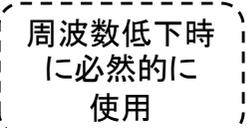
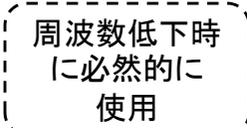
※1 エリア内の最大電源脱落相当量が必要であるが、エリア内で確保する運転予備力の量の設定においては考慮していない

			前日計画			当日計画		
			需要想定 誤差	短時間 需要変動	電源脱落	需要想定 誤差	短時間 需要変動	電源脱落
			運転予備力:最大需要想定値の8%程度 瞬動予備力:当該時間需要の3%程度			運転予備力:最大需要想定値の5%程度 瞬動予備力:当該時間需要の3%程度		
自エリア	運転予備	LFC以外						
		LFC						
	瞬動予備	GF	当該時間需要の3% (運転予備の内数)	当該時間需要の3% (運転予備の内数)				
他エリア (連系線)	運転予備	LFC以外	リスク顕在化時に 応援融通を期待					
		LFC						
	瞬動予備	GF(EPPS,北本 緊急時AFC含)	周波数低下時 に必然的に 使用	周波数低下時 に必然的に 使用				

			前日計画			当日計画		
			需要想定誤差	短時間需要変動	電源脱落	需要想定誤差	短時間需要変動	電源脱落
			運転予備力: 最大需要想定値の8%程度 瞬動予備力: 当該時間需要の3%程度			運転予備力: 最大需要想定値の5%程度 瞬動予備力: 当該時間需要の3%程度		
自エリア	運転予備	LFC以外		<p>最大電力需要想定値の8% 【需要見直し+電源脱落への備え】 (短時間変動3%は内数)</p>		or		
		LFC				<p>最大電力需要想定値の3% (内数)</p>		
	瞬動予備	GF	<p>当該時間需要の3%程度 (運転予備の内数)</p>	<p>当該時間需要の3%程度 (運転予備の内数)</p>				
他エリア (連系線)	運転予備	LFC以外	<p>リスク顕在化時に 応援融通を期待</p>					
		LFC						
	瞬動予備	GF(EPPS,北本緊急時AFC含)		<p>周波数低下時に必然的に使用</p>			<p>周波数低下時に必然的に使用</p>	

			前日計画			当日計画		
			需要想定誤差	短時間需要変動	電源脱落	需要想定誤差	短時間需要変動	電源脱落
			運転予備力:最大需要想定値の8%程度 瞬動予備力:当該時間需要の3%程度			運転予備力:最大需要想定値の5%程度 瞬動予備力:当該時間需要の3%程度		
自エリア	運転予備	LFC以外	最大電力需要想定値の8%程度		発生時は、左記により確保した運転予備力等①により対応※1	最大電力需要想定値の5%程度		発生時は、左記により確保した運転予備力等①により対応※1
		LFC						
	瞬動予備	GF		当該時間需要の3%程度 (運転予備の内数)		当該時間需要の3%程度 (運転予備の内数)		
他エリア (連系線)	運転予備	LFC以外			上記①にて不足する分を予め期待		リスク顕在化時に 応援融通を期待	上記①にて不足する分を予め期待
		LFC						
	瞬動予備	GF(EPPS,北本緊急時AFC含)			周波数低下時に必然的に使用			周波数低下時に必然的に使用

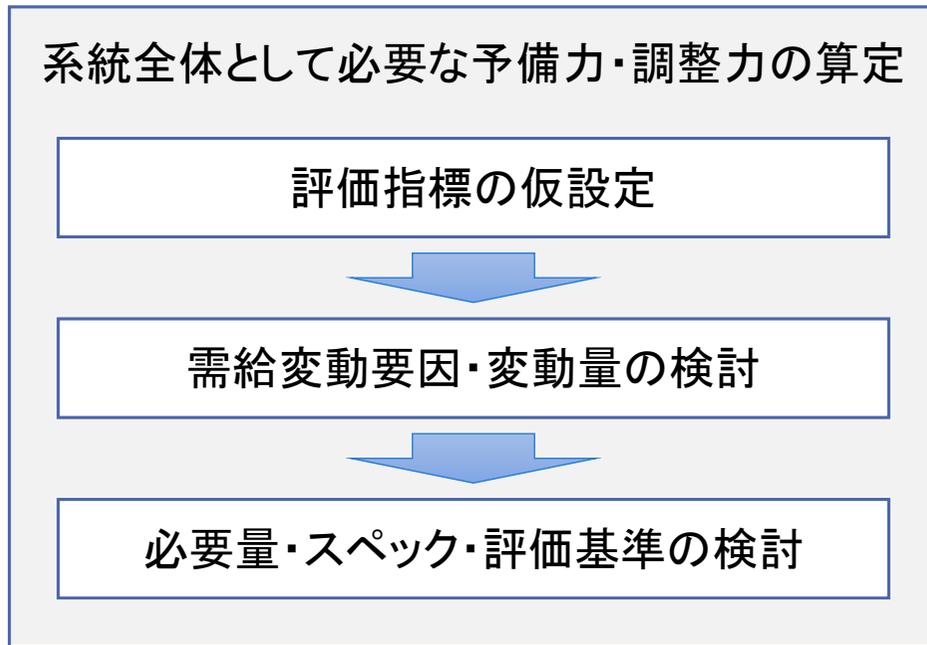
※1 エリア内の最大電源脱落相当量が必要であるが、エリア内で確保する運転予備力の量の設定においては考慮していない

			前日計画			当日計画		
			需要想定誤差	短時間需要変動	電源脱落	需要想定誤差	短時間需要変動	電源脱落
			運転予備力: 最大需要想定値の8%程度 瞬動予備力: 当該時間需要の3%程度			運転予備力: 最大需要想定値の5%程度 瞬動予備力: 当該時間需要の3%程度		
自エリア	運転予備	LFC以外		or				
		LFC						
	瞬動予備	GF						
他エリア (連系線)	運転予備	LFC以外						
		LFC						
	瞬動予備	GF(EPPS,北本緊急時AFC含)						

			前日計画			当日計画		
			需要想定 誤差	短時間 需要変動	電源脱落	需要想定 誤差	短時間 需要変動	電源脱落
			運転予備力: 25.1万kW+6~13万kW+ α (上げ余力) 瞬動予備力: 原則全ユニットGF運転			運転予備力: 25.1万kW+6~13万kW+ α (上げ余力) 瞬動予備力: 原則全ユニットGF運転		
自エリア	運転 予備	LFC以外	(並列発電機 の上げ余力)		最大電源脱落 (25.1万kW)	(並列発電機 の上げ余力)		最大電源脱落 (25.1万kW)
		LFC		6~13万kW (AFC+GF)			6~13万kW (AFC+GF)	
	瞬動 予備	GF		原則全ユニットGF運転 (上記LFCの内数)			原則全ユニットGF運転 (上記LFCの内数)	
他エリア (連系線)	運転 予備	LFC以外						
		LFC						
	瞬動 予備	GF(EPPS,北本 緊急時AFC含)						

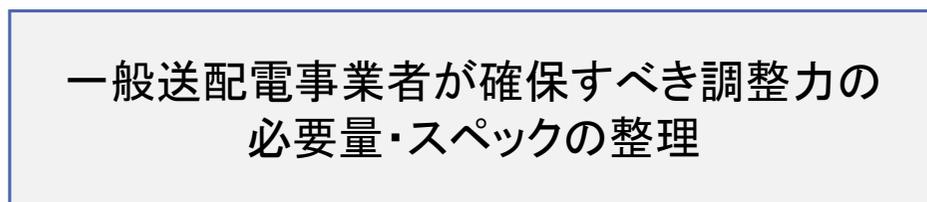
- まず系統全体として必要な予備力・調整力を議論する方が望ましいというご意見を多数いただいたところ。
- 今般の制度改革に関連する検討（計画値同時同量制度導入の影響の検討⇒一般送配電事業者が確保すべき量の検討）については、下図のStep2において扱う。

【Step1】



制度改革に伴う影響を考慮せず、
系統全体としての議論を行う。

【Step2】



制度改革に基づいた検討

- ・計画値同時同量制度導入の影響の検討
- ・一般送配電事業者が確保すべき量の検討

- 第3回委員会において行ったケーススタディの内容をもとに、第1回の調整力の分類に準じて、仮に、以下の変動要因に区分して前頁Step1の検討を行い、それらの結果を合わせ、系統として必要となる予備力・調整力の量について検討を進めることとしたい。（今後の議論や、海外調査の結果等を踏まえ、必要に応じ見直すことが前提。）

	説明図	需給バランスに関する変動要因(※1)	周波数制御に関する変動要因(※2)
需要に関するもの	図1	<p>「需要想定誤差」</p> <p>〔定義：需要想定値(30分平均値)から需要実績値(30分平均値)の誤差〕</p>	<p>「需要変動」</p> <p>〔定義：30分平均値からの需要の変動〕</p>
電源の出力に関するもの	図2	<p>「電源脱落（継続）」</p> <p>〔定義：電源脱落による供給力の減少(脱落後の継続分)〕</p>	<p>「電源脱落（直後）」</p> <p>〔定義：電源脱落による供給力の減少(脱落直後の瞬時的な減少分)〕</p>
再エネの出力に関するもの	図3	<p>「再エネ出力想定誤差」</p> <p>〔定義：再エネ出力想定値(30分平均値)から再エネ出力実績値(30分平均値)の誤差〕</p>	<p>「再エネ出力変動」</p> <p>〔定義：30分平均値からの再エネ出力の変動〕</p>

(※1) 需給の不一致(変動)の要因のうち、30分コマにおいて電力量の補給が**必要となる**もの

(※2) 需給の不一致(変動)の要因のうち、30分コマにおいて電力量の補給が**必要でない**もの(電源脱落直後の瞬時的な供給力減少を含む)

- 一般電気事業者10社及び特定規模電気事業者5社(※1)に対し、現状の需要想定に関する調査（需要想定を行うタイミング、需要想定対象断面、想定データの保存状況）を行い、結果を取りまとめた。
- 次年度に予定されている計画値同時同量制度を見据えた、実需給の1時間前計画確定時点からの想定誤差を算出するためのデータについて、現時点で、1時間前想定を行いデータを保有している会社はない(※2)ことを確認した。

(※1) エネット、サミットエナジー、JX日鉱日石エネルギー、日本テクノ、丸紅

(※2) 実需給の1時間前断面における需要想定を行っているわけではないが、当日の都度の見直しにおいて、副次的に実需給直前（現状の通告変更タイミングである30～60分前）時点のデータを保有している特定規模電気事業者が1社あった。

<調査結果概要> ※主な回答を集約

	一般電気事業者	特定規模電気事業者
需要想定を行う タイミング	実需給当該日の前日に需要想定を行い、当日朝及び必要により都度見直し	実需給当該日の前日9時頃(スポット市場入札締切前)までに需要想定を行い、当日の気温・需要動向・同時同量支援データ等により、都度見直し
需要想定 の対象断面	1時間値24点(7社) 30分値48点(2社) 1時間値5点(※)+取引検討用30分値48点(1社) (※)深夜ボトム・午前ピーク・午後ピーク・点灯ピーク・13時	30分値48点
想定データの 保存状況	ほとんどの会社が前日想定(1時間値24点(又は30分値48点))を保存しているが、1年間等の保存期限のある会社や1時間値24点を保存するルールになっていない会社もあり 当日想定(見直し)分は、1時間値24点、ピーク1時間値1点、見直しの最終版(データ上書き)のみ、保存していないなど各社に相違あり	4社が30分値48点のデータを保存(1年間、2年間等の保存期限のある会社もあり)しており、1社は最新の予測断面の数値のみ保存(過去データに上書き)

- 一般電気事業者10社に対し、現状の太陽光発電出力想定に関する調査を行い、結果を取りまとめた。
- 沖縄電力を除く9社が想定（気象データ等を用いた出力想定）を実施しているが、至近3年以内に対応を開始しており、蓄積データも少ない状況であることを確認した。
- 次年度の制度変更に向け、システム構築等を予定している状況であることを確認した。

<調査結果概要>

■ 太陽光発電出力想定の実施概要

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
開始年月 (※1)	H25.7	H25.6	H25.8 (H24.7)	H27.1 (H24.7)	H27.4 (H25.7)	H24.10	H25.7	H27.10	H26.10 (H25.12)
想定タイミング	前日	前日、当日	前日、当日	前日、当日	前日	前日、当日	前日、当日	(※2)	前日、当日
想定対象断面	1時間値24点	1時間値24点	1時間値24点	1時間値24点	30分値48点	1時間値24点	30分値48点	30分値384点	30分値48点
想定手法の 見直し予定	システム化 (H27年度中)	システム化 (H27年度中)	—	断面細分化 (H28.4)	—	システム変更 (H28.3)	—	—	システム化 (H27年度中)

(※1)開始年月における()内は旧手法(簡易想定含む)による想定開始年月

(※2)8日先までの30分間隔の出力想定値を30分周期で算出

- 沖縄電力については、平成28年4月想定開始予定

- 一般電気事業者10社に対し、現状の風力発電出力想定に関する調査を行い、結果を取りまとめた。
- 10社中4社（東北、北陸、中国、四国）が想定（気象データ等を用いた出力想定）を実施しているが、そのうち2社は至近2年以内に対応を開始しており、東北電力、四国電力（5年程度の実績）を除き、蓄積データがない、又は少ない状況であることを確認した。
 （※）気象データを用いた出力想定は行っていないが、設備量とL5出力比率から算定した出力値を日々の供給力へ計上している会社もあった。

<調査結果概要>

■ 風力発電出力想定の実施概要

	東 北	北 陸	中 国	四 国
開始年月（※1）	H22.5	H27.4	H27.10	H25.10 (H22.9)
想定タイミング	(※2)	前日	前日、当日	(※3)
想定対象断面	10分値(翌々日まで)	30分値48点	30分値48点	1時間値185点

（※1）開始年月における（ ）内は旧手法による想定開始年月

（※2）当日6時に75時間先まで、14時に79時間先までの想定値を更新

（※3）80時間先までの1時間間隔の想定値を1時間周期で算出、185時間先までの1時間間隔の想定値を3時間周期で算出

- 実施していない事業者（北海道、東京、中部、関西、九州、沖縄）については、平成27年度内または平成28年4月の想定開始を予定

- Step1の系統全体として必要な量を算出するため、一般電気事業者の実運用における再エネ（太陽光・風力）出力想定に関する調査を行ったところ、以下の状況であったことから、現時点のデータを用いるのは適当ではないと考えられる。
 - 出力想定を行っていない事業者や、行っている場合でも至近1年以内に開始した事業者があるなど、出力想定誤差の量を分析できる十分なデータがない。
 - 再エネ出力想定 of システム構築等を予定しており、予測精度が向上する可能性がある。
- また、Step2の検討を見据え、一般送配電事業者が調整する必要のある、小売電気事業者の1時間前需要想定からの誤差を分析できるデータの有無について調査した結果、現状では、そのようなデータはないことが判明した。



- 以上により、現時点で短期断面における予備力・調整力の必要量を算出するのは適当ではないと考えられることから、来年度以降必要なデータを収集し、他の需給変動要因に関する分析結果とあわせ、必要量を検討することとしたい。
- 検討にあたり必要なデータが確実に得られるよう、必要となるデータの収集について、関係事業者と調整のうえ、依頼する。

■ 次年度収集するデータ（案）

		分析項目	収集するデータ	収集方法
想定誤差	需要	<ul style="list-style-type: none"> ・系統全体として調整が必要な量（前日計画～実需給） ・想定見直しの実績（前日計画～1時間前計画） ・需要インバランス実績（1時間前計画～実需給） 	<ul style="list-style-type: none"> ・エリア毎のΣ小売の需要想定値（前日計画30分値） ・エリア毎のΣ小売の需要想定値（1時間前計画30分値） ・エリア毎の需要実績値（30分値） 	<ul style="list-style-type: none"> ・想定（計画）データおよび需要実績データは、広域機関システムより取得 ・上記以外（広域機関システムで取得できないもの）は、一般送配電事業者に依頼
	再エネ出力	<ul style="list-style-type: none"> ・系統全体として調整が必要な量（前日計画～実需給） ・想定見直しの実績（前日計画～1時間前計画） ※FIT特例制度②、特例制度以外の再エネが対象 ・発電インバランス実績（1時間前計画～実需給） 	<ul style="list-style-type: none"> ・エリア毎のFIT特例制度①電源の出力想定値（想定タイミング毎、30分値） ・エリア毎の再エネ（上記以外）の出力想定値（前日計画30分値） ・エリア毎の再エネ（上記以外）の出力想定値（1時間前計画30分値） ・エリア毎のFIT特例制度①電源の出力実績値（30分値） ・エリア毎の再エネ（上記以外）の出力実績値（30分値） 	
供給力誤差		<ul style="list-style-type: none"> ・再エネ出力想定誤差以外の発電インバランス実績（1時間前計画～実需給） 	<ul style="list-style-type: none"> ・エリア毎のΣ発電の発電計画値（1時間前計画30分値） ・エリア毎のΣ発電の発電実績値（30分値） 	
時間内（30分コマ）変動		<ul style="list-style-type: none"> ・再エネの影響を考慮した残余需要の時間内変動の実績 	<ul style="list-style-type: none"> ・エリア毎の残余需要実績値（オンライン計測している発受電端需要から再エネ分を除いたもの） 	<ul style="list-style-type: none"> ・一般送配電事業者に依頼

※データ収集の詳細については、別途、関係者と協議を行う。

※LFC必要量の検討及びGF必要量の検討に用いるデータについては、別途、作業会において検討する。

※上記のデータを基本とし、今後の検討において収集するデータの追加等の必要性が発生した場合は、都度、関係者と協議を行う。

（指標・基準）

- 電源脱落后、ガバナフリー機能により周波数の維持が行われるが、燃料の供給を増加させないガバナフリー機能には対応可能な時間に限界があるため、電源脱落が継続する場合は、脱落量に相当する供給力を追加しなければ、周波数を標準周波数まで回復することができない。
- そのため、「電源脱落による供給力減少の継続分」については、考慮すべき電源脱落規模（想定電源脱落量）が系統全体として必要な予備力・調整力であると言えるのではないかと。

（変動量）

- このとき、想定電源脱落量が論点となり、論点⑤とあわせて検討を行う。

（想定電源脱落量の例）

電源のN-1・N-2故障等、電源以外の流通設備の故障に伴う電源脱落

（指標）

- 電源脱落が発生した場合、その脱落規模によっては、周波数低下による連鎖的な発電機の脱落（結果として大規模な停電に至る）を回避するため、一部の需要の遮断が行われることがある。
- 指標については、仮に「負荷遮断の有無・規模」に設定し、分析することとしたい。

（変動量）

- このとき、想定電源脱落量が論点となり、論点②とあわせて検討を行う。

（想定電源脱落量の例）

電源のN-1・N-2故障等、電源以外の流通設備の故障に伴う電源脱落

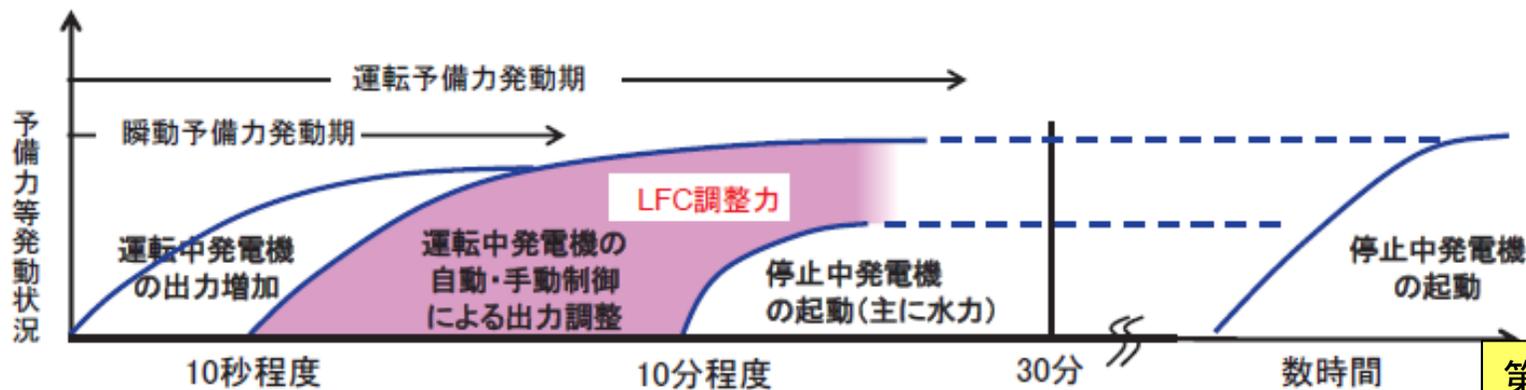
（分析）

- 周波数低下のシミュレーションを実施（必要時は一般電気事業者に協力を依頼）。

- 30分コマの平均値に対する需要変動・再エネ出力変動が調整の対象であるが、この時間領域の需要変動・再エネ出力変動は、
 - ✓ ガバナフリー制御による運転中発電機出力の増加・減少
 - ✓ LFC制御による運転中発電機出力の増加・減少
 - ✓ 停止中発電機（水力等）の起動
 などにより対応しているのが実態。
- 検討の対象としては、①予備力・調整力としての上げ代・下げ代の必要量、②制御機能毎の必要量、の2つがあると考えられる。
 - ① 予備力・調整力としての上げ代・下げ代の必要量の算定のため、変動量を分析することとしたい（データ提供について一般電気事業者へ協力を依頼）。
 - ② 制御機能毎の必要量は、電力系統・各制御機能をモデル化のうえ、需要変動・再エネ出力変動のデータを与えてシミュレーションを行い、算出する方法が考えられるが、具体的な方法について、引き続き調査・検討を行う。

【運転予備力、LFC調整力の応動イメージ】

(出典)第2回委員会資料3-1



■ 負荷周波数制御（LFC）必要量に関する検討手法としては、以下の2種類の方法が考えられる。それぞれの特徴があることから、両手法を併用して検討を進めることとしたい。

➤ 代数的手法（次ページ参照）

- 電気学会技術報告第869号に記載されている手法で、風力連系可能量（短周期調整力面）の検討に用いられてきたもの。再エネの出力変動、需要変動、LFC調整力等の関係性をを用いる。
- 簡便であり、視覚的に分かり易く、諸データの関係性を把握可能であるという長所がある。

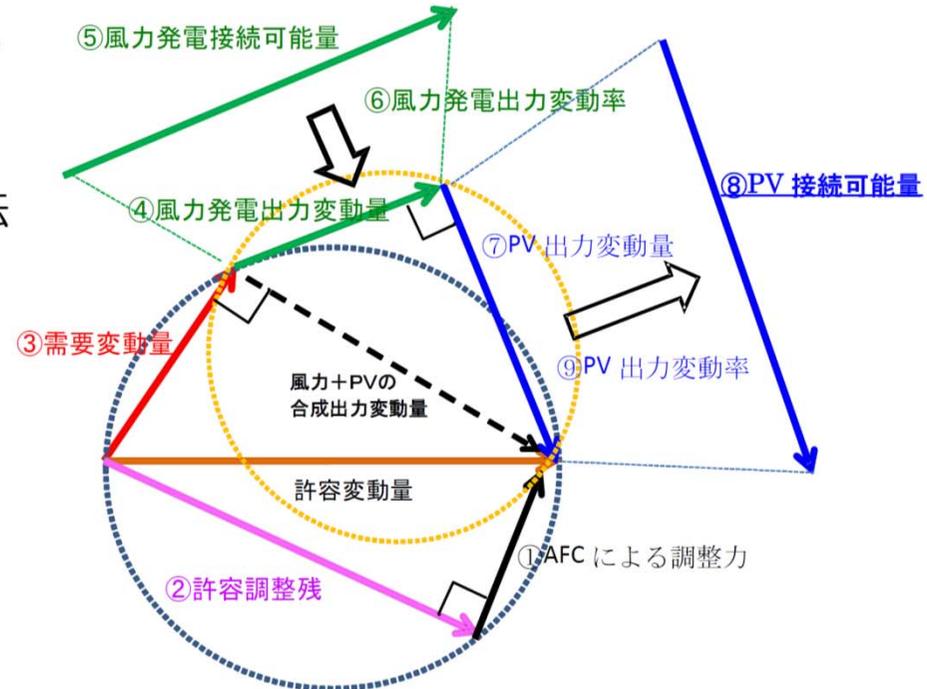
➤ シミュレーション

- 電力系統（周波数制御機能を含む）をモデル化したものに、需要や再エネ出力の時系列データを入力し、電力系統の周波数変動をシミュレーションする手法。
- 実績との比較検証が可能であることから、当該検証により納得性向上につながる可能性がある。
- 発電機出力の変化速度を考慮した評価を行うにはシミュレーションが必要。

【参考1】再エネ発電設備の短周期面における接続可能量について

(1) 代数的手法を用いた試算

再エネ発電設備（PV、WT）の短周期変動による影響(接続可能量)について、代数的手法に基づき試算した。
 (電気学会技術報告869号：右図参照)



$$\text{接続可能量} \leq \frac{\sqrt{(\text{①}^2 + \text{②}^2) - (\text{③}^2 + \text{④}^2)}}{\text{⑨}}$$

[ただし、④=⑤×⑥]

(出典) 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ (第3回) 資料8 沖縄電力説明資料 (http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/keitou_wg/pdf/003_08_00.pdf)

- 現在、広域機関では、潮流計算や過渡安定度等のシミュレーションを行うツールとモデル（送電線の定数、発電機の定数、発電機の励磁系のブロック等）を保有しており、地域間連系線の増強検討等の業務に活用しているが、LFCの制御ブロックやプラントの特性を模擬したモデルは所有していない。
- 一般電気事業者においても、全国大で現状系統における周波数変動のシミュレーションを直ちに実施できる状況にはなく、実施にあたっては、実系統と同等の動作を示すようなモデルを作成のうえ、チューニングが必要となるため、今年度中に一定の結果を得るのは現実的ではない。
- 上記の状況を踏まえ、以下の方向で検討を進めることとしたい。
 - 本格的な検討に向けた環境の整備
 - 広域機関で全国の周波数変動のシミュレーションを実施できる環境の整備を念頭に、本委員会のもとに作業会を設置し、使用するツール、モデル、入力データ（需要や再エネ出力のデータ）の考え方等の検討を行う。
 - 当該作業会には、中立者および一般電気事業者に参加を依頼し、速やかに検討を始め、適宜、当委員会に状況を報告する。
※作業会のメンバー構成については大山委員長に相談のうえ決定。
 - 遅くとも来年度中にシミュレーションによる検討ができる状態を目標とし、ツールに関する検討結果等を踏まえ、具体的なスケジュールを設定。
 - 本年度中に実施する予備的検討
 - 上記検討を進めるにあたっての予備的検討として、周波数変動のシミュレーションを実施できる東京電力の協力により、代数的手法との比較を行う。

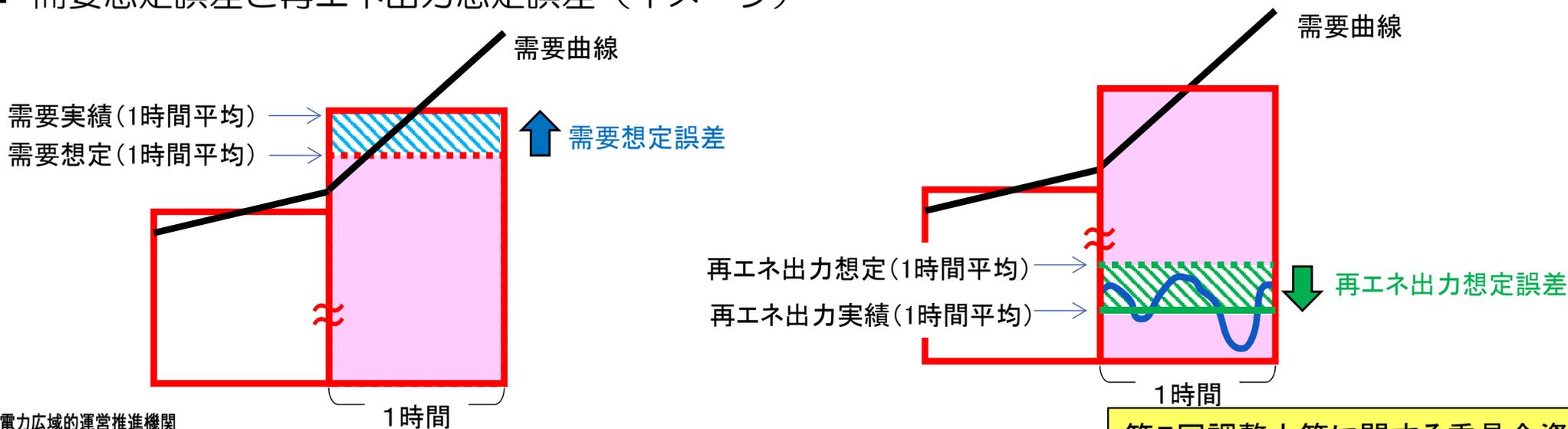
■ 残余需要想定誤差率（年間）平均+2σ（上振れ） [%]

	7時	8時	9時	10時	11時	12時	13時	14時	15時	16時	17時	18時	19時
北海道	5.1	5.2	5.6	6.1	6.3	6.4	6.6	6.3	6.3	6.1	5.6	4.6	4.3
東北	5.7	5.5	5.7	5.9	6.3	6.7	7.2	7.4	7.1	7.1	6.1	5.3	4.6
東京	6.2	6.1	6.4	6.6	7.0	7.2	7.4	7.1	6.9	6.6	6.0	5.1	4.6
中部	5.3	5.6	6.0	6.2	6.6	7.0	7.3	7.1	6.9	6.6	5.9	5.2	4.9
北陸	6.1	5.9	5.5	5.8	5.8	6.2	6.6	7.1	7.1	7.2	6.8	6.1	5.3
関西	4.0	4.6	5.3	5.9	6.3	6.5	7.0	7.0	7.0	6.9	6.5	5.8	5.2
中国	5.1	5.5	6.1	7.0	7.8	8.7	9.3	8.8	8.5	8.0	7.6	6.8	5.9
四国	6.2	7.2	8.5	9.5	10.1	11.3	12.0	11.7	11.4	10.4	8.8	7.5	6.4
九州	7.4	8.6	9.7	10.3	11.4	13.0	14.0	13.4	12.1	11.1	10.3	8.7	7.0
沖縄	7.0	7.5	7.1	8.7	9.4	9.6	9.9	9.7	9.2	8.5	8.2	6.9	5.9

※風力の出力想定誤差を含むのは東北のみ

※残余需要想定誤差率 = { (需要想定誤差) - (再エネ出力想定誤差) } / (需要実績値)

■ 需要想定誤差と再エネ出力想定誤差（イメージ）



■ 残余需要

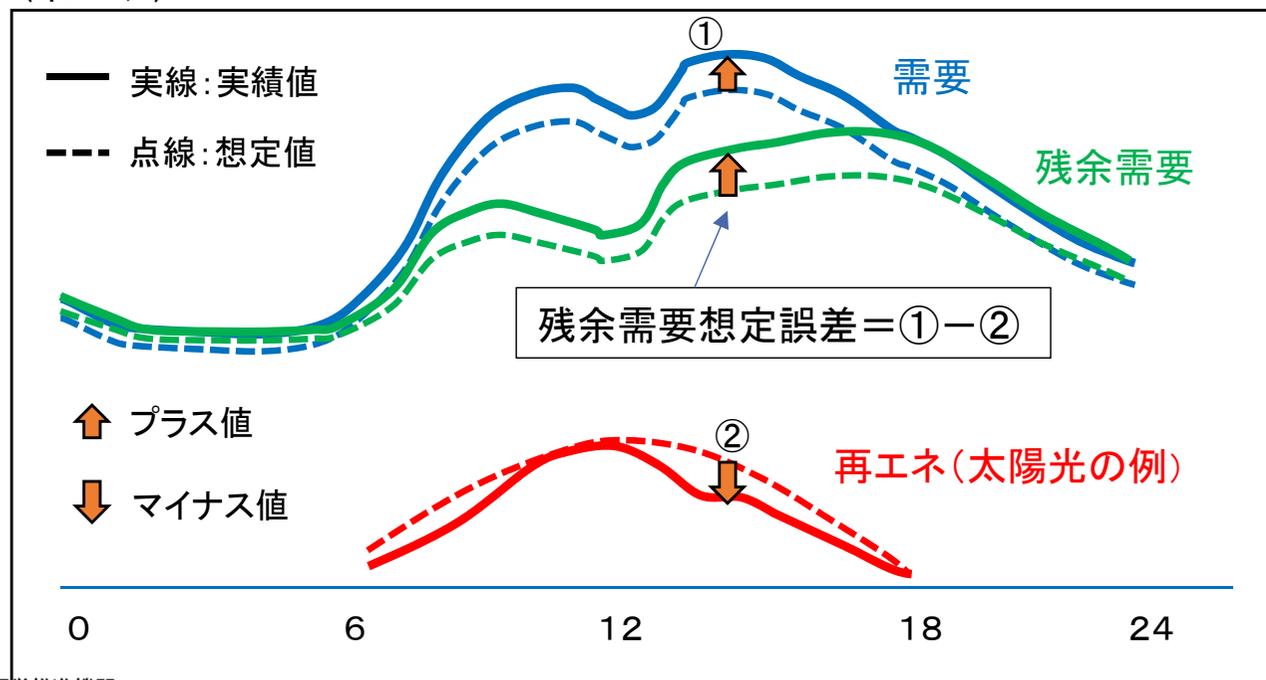
需要から、再エネ（太陽光・風力）出力を控除した需要
 （需要）－（再エネ（太陽光・風力）出力）

■ 残余需要想定誤差

需要実績値から再エネ（太陽光・風力）出力実績値を控除した「残余需要実績値」と、需要想定値から再エネ（太陽光・風力）出力想定値を控除した「残余需要想定値」の差

$$\begin{aligned} & \text{（需要実績値－再エネ（太陽光・風力）実績値）－（需要想定値－再エネ（太陽光・風力）出力想定値）} \\ & = \text{（需要想定誤差：①）－（再エネ（太陽光・風力）想定誤差：②）} \end{aligned}$$

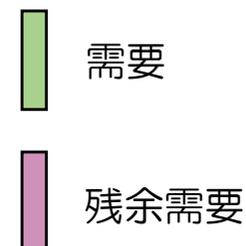
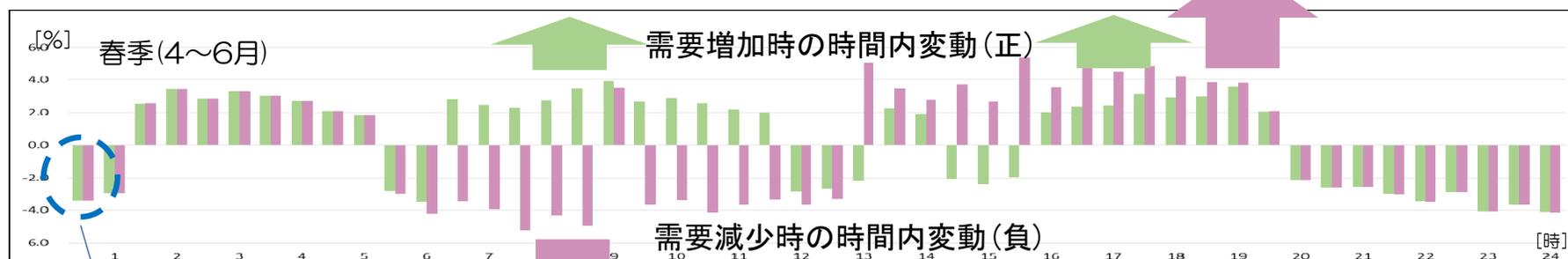
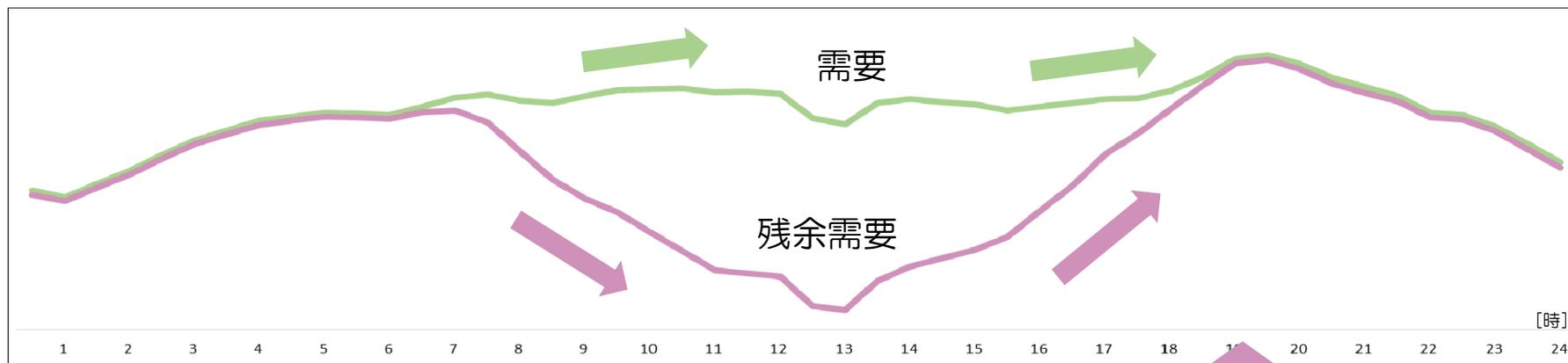
（イメージ）



■ 需要および残余需要の季節別時間内変動（再エネ比率の大きい九州電力の例）
（各30分コマ時間内変動の平均+2σ値）



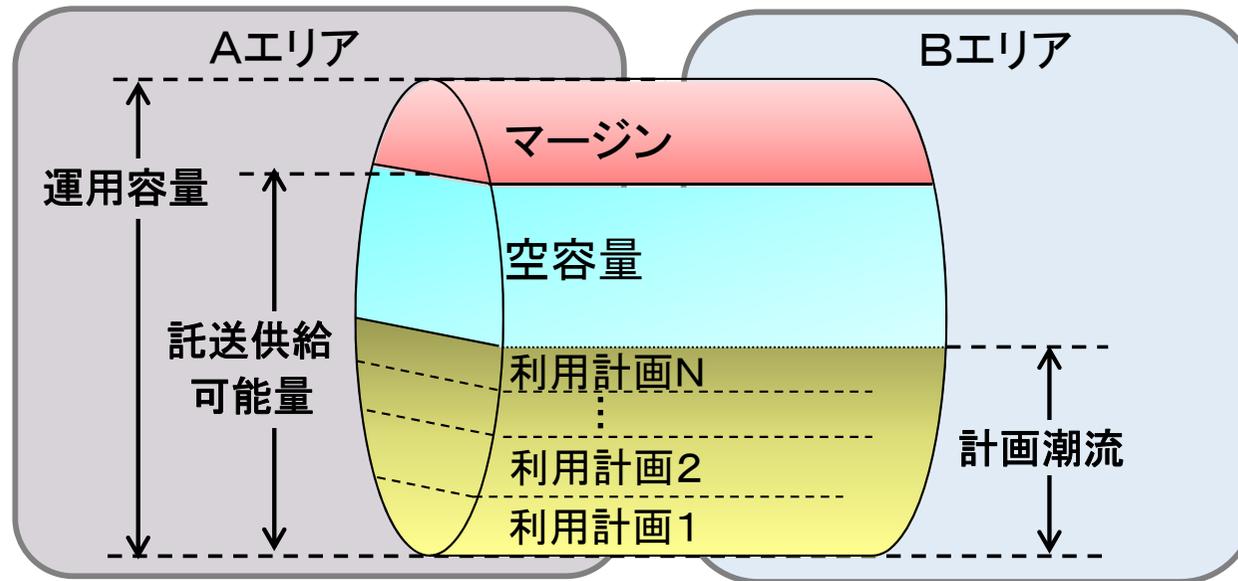
■ 需要および残余需要の変動方向のイメージ



（グラフ化した各30分コマの時間内変動率の算出手法（春季の場合））

- ・対象期間（4/1～6/30）における当該時間コマの時間内変動率（正方向、負方向あり）を算出（当該30分コマの需要の平均値を分母とした）
- ・対象期間内の時間内変動率の平均により需要増加傾向、減少傾向を判定（+：増加、-：減少）
- ・需要増加の場合、+値の時間内変動率（減少の場合は-値）の統計値を算出

電力システムの異常時又は需給ひっ迫時等の対応として、連系線を介して他の供給区域と電気を受給するため、又は電力システムを安定に保つために、各連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量



業務規程（抜粋）

（マージンの設定）

第64条 本機関は、会員（別表9-1の連系線を運用する一般電気事業者たる会員に限る。以下、本条において同じ。）との間で検討の場（以下、本条において「検討会」という。）を設け、毎年3月10日までに、翌年度以降のマージン（電力システムの異常時又は需給ひっ迫時等の対応として、連系線を介して他の供給区域と電気を受給するため、又は電力システムを安定に保つために、各連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。以下同じ。）の値を算出し、その妥当性について検討を行う。

2～7 （略）

当面の融通期待量は、

- 各供給区域の系統容量の3%に相当する電力
 - 出力が最大である単一の電源の最大出力（最大電源ユニット相当）が故障等により失われた場合にも電力系統を安定に維持できる電力
- とし、本機関は、継続的に適切な融通期待量について検討を進める。

送配電等業務指針（抜粋）

（マージンの値）

第170条 マージンの値は、原則として、各供給区域における持続的な需要変動及び偶発的な需要変動に対するために必要な電源の容量（以下「必要予備力」という。）のうち他の供給区域から受電することを期待すべき電力（以下「融通期待量」という。）を各供給区域に接続する連系線に配分して、算出する。

2 （略）

3 当面の融通期待量は、各供給区域の系統容量の3パーセントに相当する電力又は供給区域に電気を供給予定の供給区域内の電源のうち、出力が最大である単一の電源の最大出力（但し、当該電源が発電する電気を継続的に供給区域外へ供給している場合は、当該供給量を控除した値とする。）が故障等により失われた場合にも電力系統を安定に維持できる電力とし、本機関は、継続的に適切な融通期待量について検討を進める。

連系線	方向	マージン設定の考え方
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	<p>東京エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）の一部を確保する。但し、北海道エリアの周波数の上昇及び低下を一定値以内に抑えることができる値を上限とする。具体的には、次のうち大きい値とする。</p> <p>①北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の上昇が一定値以内となる最大の潮流の値を差し引いた値</p> <p>②東北・東京エリアで周波数低下が生じた場合に、北海道エリアの周波数低下を一定値以内に抑えた上で、東北・東京エリアの周波数を回復するために、北海道本州間連系設備を介して東北・東京エリアへ供給することができる最大の電力の値</p> <p>③東京エリアの系統容量の3%相当の半量のうち、東京エリアが需給ひっ迫した場合において北海道エリアから供給が期待できる値</p>
	東北⇒北海道	<p>北海道エリアの電源のうち、出力が最大である単一の電源の最大出力（但し、当該電源が発電する電気を継続的に供給区域外へ供給している場合は、当該供給量を控除した値とする。以下、最大電源相当量）が故障等により失われた場合にも、北海道エリアの周波数低下を一定値以内に抑制する量を確保する。</p> <p>但し、北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数低下が一定値以内となる潮流の値を差し引いた値の方が大きい場合は、その値とする。</p>
東北東京間 連系線	東北⇒東京	東京エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）の半量を確保する。
	東京⇒東北	東北エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）を確保する。
東京中部間 連系設備	東京⇒中部	中部及び関西エリアの融通期待量（系統容量の合計の3%相当）の半量を確保する。
	中部⇒東京	東京エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）の半量を確保する。
中部北陸間 連系設備	中部⇒北陸	北陸エリアの融通期待量（最大電源相当量）※1を確保する。
	北陸⇒中部	なし

連系線	方向	マージン設定の考え方
北陸関西間 連系線	北陸⇒関西	関西エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）※2を確保する。
	関西⇒北陸	北陸エリアの融通期待量（最大電源相当量）※1を確保する。
中部関西間 連系線	中部⇒関西	関西エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）※2を確保する。
	関西⇒中部	中部エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）の半量を確保する。
関西中国間 連系線	関西⇒中国	中国エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）を確保する。
	中国⇒関西	関西エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）※2を確保する。
関西四国間 連系設備	関西⇒四国	なし
	四国⇒関西	なし
中国四国間 連系線	中国⇒四国	四国エリアの融通期待量（最大電源相当量）を確保する。
	四国⇒中国	なし
中国九州間 連系線	中国⇒九州	なし
	九州⇒中国	なし

※1 中部北陸間連系設備及び北陸関西間連系線と合わせて確保する。（北陸フェンスにて管理）

※2 北陸関西間連系線、中部関西間連系線及び関西中国間連系線と合わせて確保する。（系統容量見合いで配分）

連系線	方向	マージン設定の考え方
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	<p>北海道系統の周波数安定維持ならびに東北・東京エリアの電力系統の安定維持のため、次のうち大きい値を確保する。</p> <p>①北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の上昇が一定値以内となる最大の潮流の値を差し引いた値</p> <p>②東北・東京エリアで周波数低下が生じた場合に、北海道エリアの周波数低下を一定値以内に抑えた上で、東北・東京エリアの周波数を回復するために、北海道本州間連系設備を介して東北・東京エリアへ供給することができる最大の電力の値</p>
	東北⇒北海道	<p>北海道エリアの電源のうち、最大電源相当量が故障等により失われた場合にも、北海道エリアの周波数低下を一定内に抑制する量を確保する。</p> <p>但し、北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数低下が一定値以内となる潮流の値を差し引いた値の方が大きい場合は、その値とする。</p>
東北東京間 連系線	東北⇒東京	<p>東京エリア内で想定する送電線の故障により複数の電源が脱落した場合も電力系統を安定に維持するため、送電線の故障に伴い東北エリアから東京エリアに流れる最大の潮流の値を確保する。</p>
	東京⇒東北	(※1)
東京中部間 連系設備	東京⇒中部	<p>60Hz系統内で送電線の故障により複数の電源が脱落した場合又は最大電源が脱落した場合に、60Hz系統の周波数低下を抑制する量を確保する。但し、東京中部間連系設備を介して東北・東京エリアから電力を受給しても、東北・東京エリアの周波数偏差と60Hz系統の周波数偏差が逆転しない値とする。</p>
	中部⇒東京	<p>50Hz系統内で送電線の故障により複数の電源が脱落した場合、又は最大電源が脱落した場合に、東北・東京エリアの周波数低下を抑制する量を確保する。但し、東京中部間連系設備を介して60Hz系統から電力を受給しても、60Hz系統の周波数偏差と東北・東京エリアの周波数偏差が逆転しない値とする。</p>

連系線	方向	マージン設定の考え方
中部北陸間 連系設備	中部⇒北陸	(※1、※2)
	北陸⇒中部	なし
北陸関西間 連系線	北陸⇒関西	(※1、※3)
	関西⇒北陸	(※1、※2)
中部関西間 連系線	中部⇒関西	(※1、※3)
	関西⇒中部	(※1)
関西中国間 連系線	関西⇒中国	(※1)
	中国⇒関西	(※1、※3)
関西四国間 連系設備	関西⇒四国	なし
	四国⇒関西	なし
中国四国間 連系線	中国⇒四国	(※1)
	四国⇒中国	なし
中国九州間 連系線	中国⇒九州	なし
	九州⇒中国	なし

- ※1 必要な運転予備力又は最大電源ユニット相当脱落分に対し、不足する分をマージンとして設定（地内予備力見合い）
- ※2 中部北陸間連系設備及び北陸関西間連系線と合わせて確保する。（北陸フェンスにて管理）
- ※3 北陸関西間連系線、中部関西間連系線及び関西中国間連系線と合わせて確保する。（系統容量見合いで配分）

連系線	方向	運用容量（長期） （2017～2024, 増強分除く）	マージンの値	
			長期計画	実需給断面
北海道本州間連系設備 （北本）	北海道⇒東北	60万kW	50万kW	18万kW
	東北⇒北海道	60万kW	60万kW	60万kW
東北東京間連系線 （相馬双葉幹線）	東北⇒東京	500万kW(570万kW:2021～)	85～90万kW	45万kW
	東京⇒東北	65万kW	45万kW	0～45万kW
東京中部間連系設備 （FC）	東京⇒中部	120万kW	80万kW	60万kW
	中部⇒東京	120万kW	85～90万kW	60万kW
中部北陸間連系設備 （南福光BTB）	北陸⇒中部	30万kW	なし	なし
	中部⇒北陸	30万kW	70万kW （北陸フェンスで管理）	0～70万kW （北陸フェンスで管理）
北陸関西間連系線 （越前嶺南線）	関西⇒北陸	130万kW		
	北陸⇒関西	160万kW	10万kW	0～10万kW
中部関西間連系線 （三重東近江線）	中部⇒関西	120万kW	40万kW	0～40万kW
	関西⇒中部	250万kW	40万kW	0～40万kW
関西中国間連系線 （西播東岡山線+山崎智頭線）	関西⇒中国	270万kW	35万kW	0～35万kW
	中国⇒関西	400万kW	40万kW	0～40万kW
関西四国間連系設備 （阿南紀北直流幹線）	関西⇒四国	140万kW	なし	なし
	四国⇒関西	140万kW	なし	なし
中国四国間連系線 （本四連系線）	中国⇒四国	120万kW	93万kW	0～93万kW
	四国⇒中国	120万kW	なし	なし
中国九州間連系線 （関門連系線）	中国⇒九州	30万kW	なし	なし
	九州⇒中国	278万kW	なし	なし

H17年度計算結果（想定断面：H21年度（第5年度）8月）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
最大3日平均電力 (MW)		4,800	14,380	61,830	26,560	5,450	30,640	11,960	5,640	16,830	178,090
各社単独時 ケース	予備力 (MW)	629	1,497	5,377	2,628	660	2,675	1,176	759	1,627	17,028
	予備率 (%)	13.1	10.4	8.7	9.9	12.1	8.7	9.8	13.5	9.7	9.6(平均)
各社連系時 ケース	予備力 (MW)	358	1,107	4,392	1,959	341	2,039	781	356	1,152	12,485
	予備率 (%)	7.5	7.7	7.1	7.4	6.3	6.7	6.5	6.3	6.9	7.0(平均)
連系効果 (単独一連系)	予備力 (MW)	271	390	985	669	319	636	395	403	475	4,543
	予備率 (%)	5.6	2.7	1.6	2.5	5.8	2.0	3.3	7.2	2.8	2.6(平均)

※ 単独（エリア間連系を考慮しない）ケースと、連系（エリア間連系を考慮する）ケースの予備率の差が連系効果。
連系効果分を連系線のマージンとして設定。

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

〔参考〕 偶発的需給変動の算定結果（全国計※1）

- ・ S37年頃 : S42年12月断面 9.8%（単独時）、4.1%（連系時※2）
- ・ S62年 : H8年8月断面 10.0%（単独時）、6.9%（連系時）
- ・ H17年 : H21年8月断面 9.6%（単独時）、7.0%（連系時）

※1 沖縄電力を除く

※2 連系線容量に制約がないことを前提とした算定値

単独系統信頼度解析によりAエリアに供給力不足が発生したため、他エリアの供給余力により、Aエリアに応援する場合。（各エリアの供給力過不足量算出結果を以下の表の値とする）

	Aエリア	Bエリア	Cエリア
需要(D)*	1,050	2,000	1,500
供給力(S)	1,000	2,020	1,580
供給余力(S-D)	-50	+20	+80

※各エリアの需要は、不等時量を考慮する

運用容量と計画潮流の差分が応援可能な容量（ただし、供給余力を上限とする）



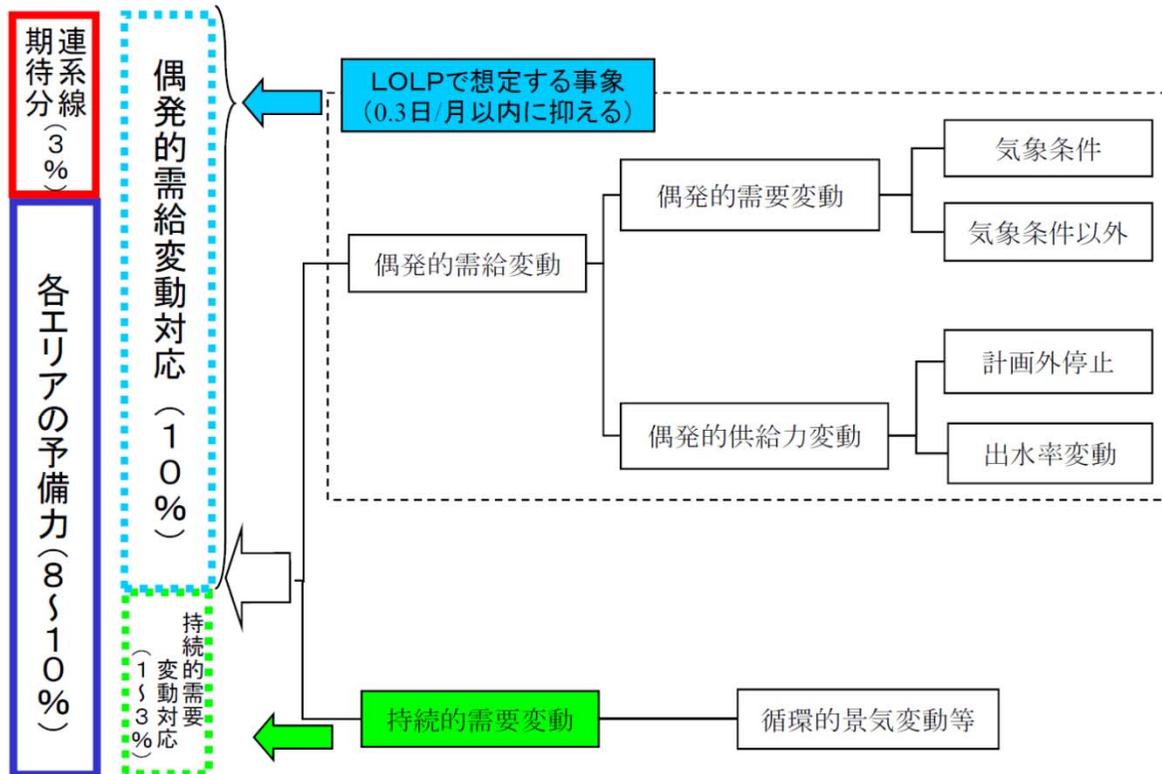
Aエリアは、B、Cエリアより供給余力比にて応援を受け、供給力不足を解消

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

原則として、「系統容量の3%、または最大電源ユニットが脱落した場合にシステムを安定に維持できる量」とする。

(1) 系統容量の3%

停電を0.3日/月以内に抑える観点から、各エリアは、マージンを3%設定することを前提に、各エリアにおける予備率(自社)8~10%を確保し、リスクに備えている。



(2) 最大電源ユニット

最大電源ユニットが脱落した場合にシステムを安定に維持できる量の考え方

- ◆例えば、北海道電力の最大ユニットが脱落した場合、北海道電力エリア内の周波数が大きく低下。
- ◆この際、北海道エリアの系統規模を踏まえれば、この脱落に対して、周波数を維持できない。
- ◆このため①東北→北海道方向のマージンを確保しておくことで、瞬間的な電源脱落に対応。
- ◆同様に、②中部→北陸、③関西→北陸、④中国→四国について、最大電源ユニット脱落時のシステム安定維持の考え方でのマージンが設定されている。

出典：総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会
電力システム改革小委員会 第4回制度設計WG
(平成25年12月9日開催)資料

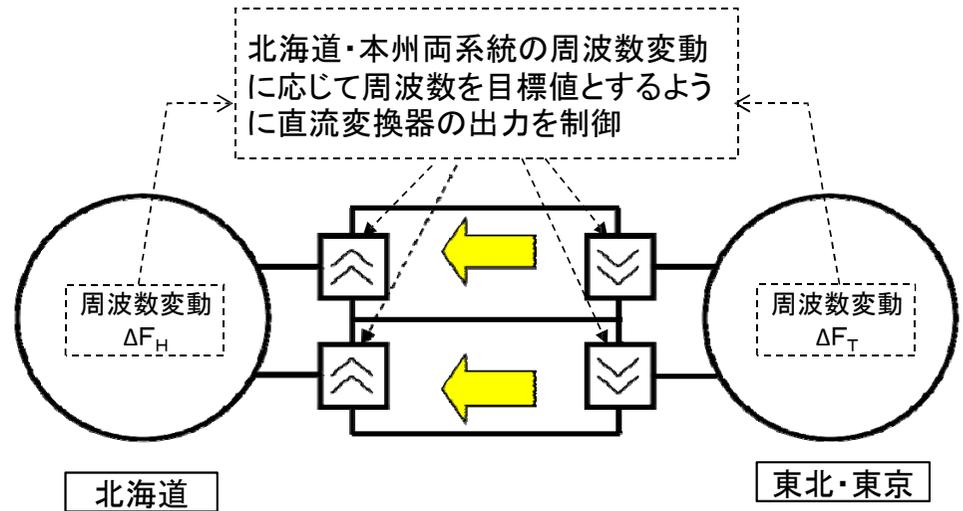
出典：広域的運営推進機関設立準備組合 第1回マージン及び予備力に関する勉強会(H26.10.6)ESCJ殿説明資料

○緊急時AFC機能

- ・北海道系統または本州系統において大きな周波数変動があった場合、瞬時に電力を融通し、当該系統の周波数を安定させる。

事務局補足:

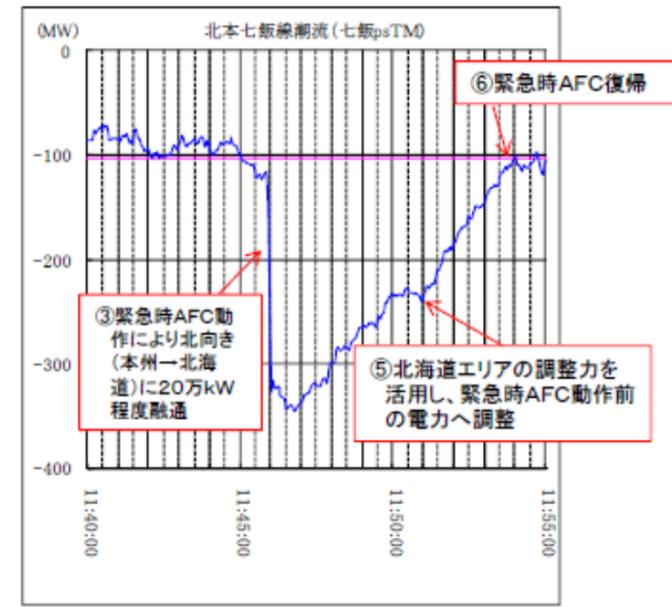
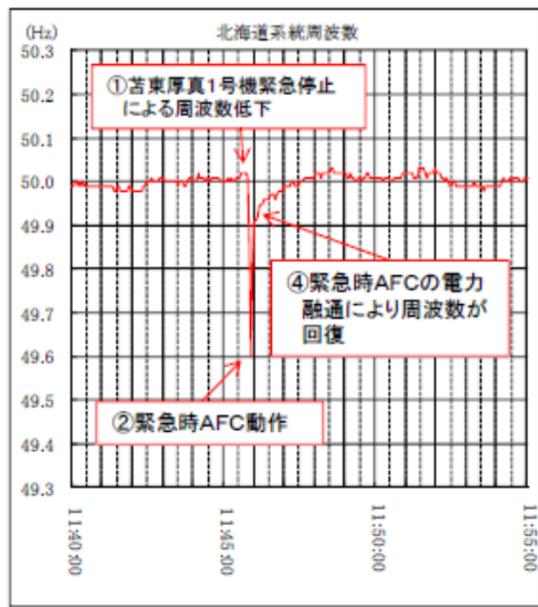
- ・動作条件は、下記の通り。
 北海道エリアの周波数変動 : $50 \pm 0.38\text{Hz}$
 東北・東京エリアの周波数変動 : $50 \pm 0.35\text{Hz}$
 健全側周波数範囲 : $49.52\text{Hz} \sim 50.5\text{Hz}$
 ※北海道側と本州側で動作周波数が異なるのは、北海道側の方が、通常時の周波数変動が大きいため。



○緊急時AFCの動作実績(例)

発生日時	原因 (受電エリア)
平成25年1月11日(金) 11:45(平日)	苫東厚真1号機停止 (北海道)

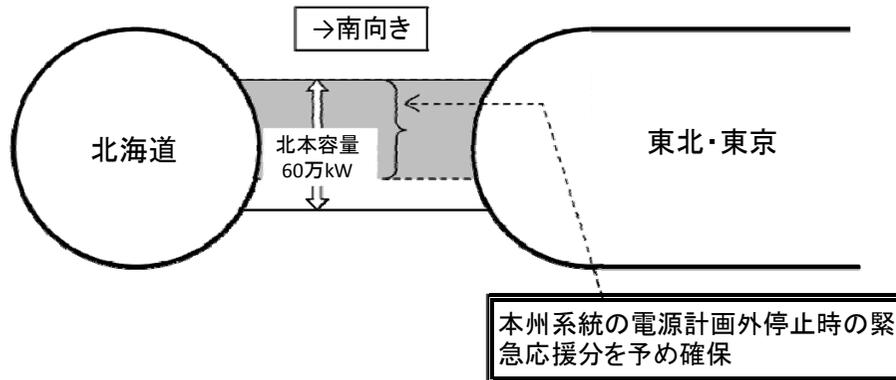
停止前 発電機出力	動作方向	動作量
24万kW	北向き (本州→北海道)	20万kW 程度



出典: 広域的運営推進機関設立準備組合 第4回マージン及び予備力に関する勉強会(H26.12.12) 北海道電力殿説明資料より編集

■ 東北・東京エリアの電源の計画外停止時の緊急応援分を予め確保することを目的にしている。

➤ 「順方向:本州向き」の周波数制御に対応したマージンの条件



出典: 広域的運営推進機関設立準備組合 第4回マージン及び予備力に関する勉強会(H26.12.12)
北海道電力殿説明資料より編集

【詳細条件】

・北海道エリアの周波数低下を0.48Hz以内に抑えた上で、東北・東京エリアへ供給することができる最大の電力の値
マージン=系統定数× $\Delta f(0.48\text{Hz})$ ×最大需要

【計算例】(長期計画断面の2017年度の例)

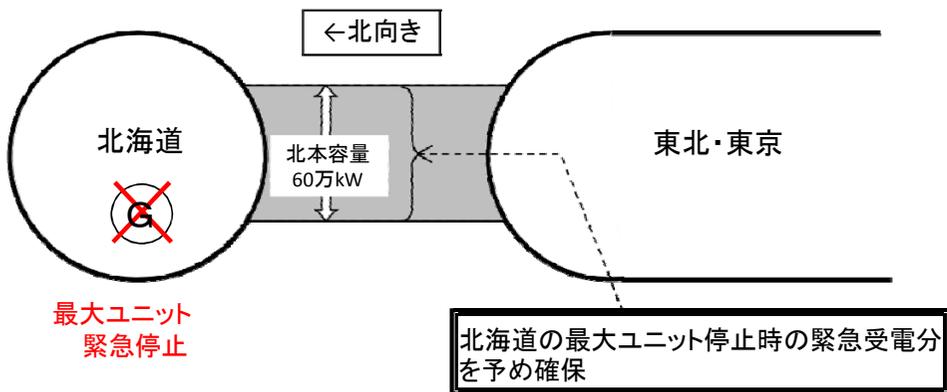
$$0.06 \times 0.48 \times 542\text{万kW} = 17.26\text{万kW} \approx 18\text{万kW}$$

【考え方】

・連系線の運用は、電源脱落などの周波数変動時に、各エリアの安定供給が可能な範囲で相互に応援することを原則としている。
→北海道エリアの周波数が健全な範囲(揚水遮断(0.5Hz以上の低下時に動作)が動作しないレベル)での最大応援量としている。

■ 北海道エリアの電源の計画外停止時の緊急受電分を予め確保することを目的にしている。

➤ 「逆方向:北海道向き」の周波数制御に対応したマージンの条件



出典: 広域的運営推進機関設立準備組合 第4回マージン及び予備力に関する勉強会 (H26.12.12)
北海道電力殿説明資料より編集

【詳細条件】

・北海道エリアの最大電源ユニットが計画外停止した場合に、北海道エリアの周波数低下を1Hz以内に抑制するために東北・東京エリアから受電が必要な最大の電力の値

$$\text{マージン} = \text{最大電源ユニット出力} - \text{系統定数} \times \Delta f (1\text{Hz}) \times \text{最小需要}$$

【計算例】(長期計画断面の2017年度の例)

$$94.1\text{万kW} - 0.06 \times 1 \times 345.8\text{万kW} = 73.352\text{万kW} \Rightarrow 60\text{万kW} (\text{設備容量が上限})$$

※必要量と設備容量の差分については、北海道エリア内の瞬動予備力の積み増しで対応している。

【考え方】

・発電設備の系統連系技術要件で連続運転可能周波数下限を48.5Hzとしていること、及び負荷遮断に至る周波数が48.5Hzであることと、シミュレーション誤差などを考慮し、1Hz以内としている。

■ EPPS (Emergency Power Presetting Switch) 機能は、50Hz、60Hzエリアそれぞれの突発的な事故等による周波数の異常低下に対応し、瞬時に電力融通を行い、事故エリアの周波数を効率的に回復させることを目的としている。

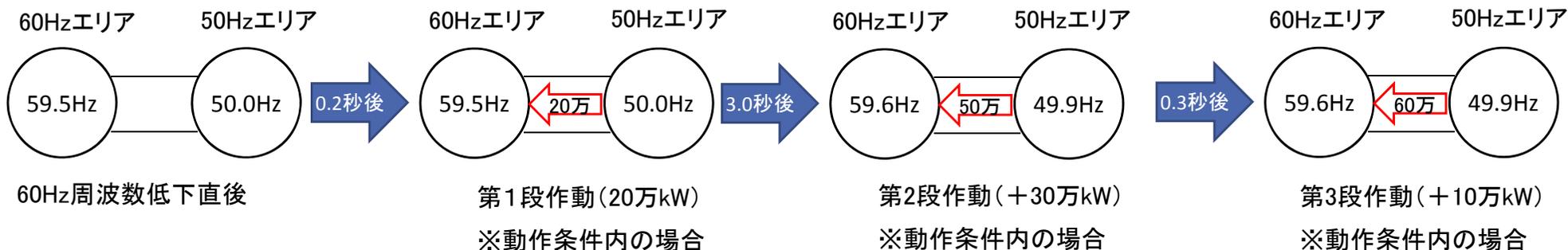
【EPPS動作設定値】

※作業等によりEPPS設定対象のFCを変更することがある。

動作条件		動作時間および動作量※		
故障(受電)側 (周波数低下量)	健全(送電)側 (周波数低下量)	第1段 新信濃1FC	第2段 佐久間FC	第3段 新信濃1FC
△0.4Hz以上	△0.1Hz以内	0.2秒 (20万kW)	3.2秒 (30万kW)	3.5秒 (10万kW)

出典: 広域的運営推進機関設立準備組合 第3回マージン及び予備力に関する勉強会 (H26.11.27)
東京電力殿、中部電力殿説明資料

【EPPS動作イメージ】

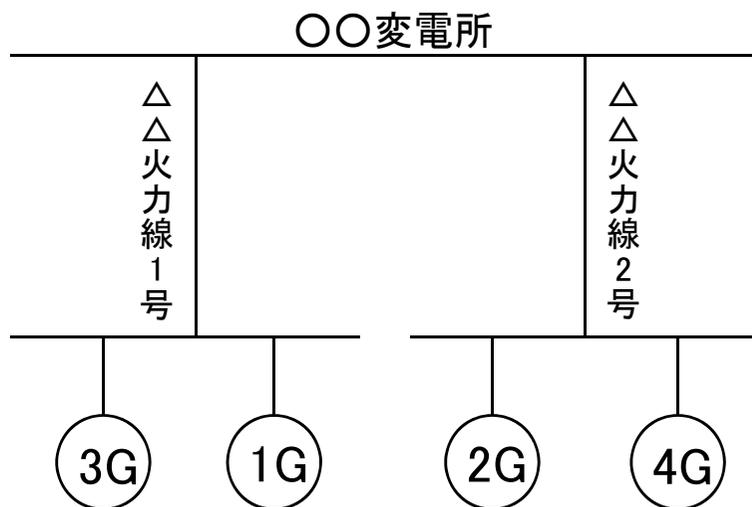


■ 中・西エリア、東京エリアでそれぞれ下記のような内容をEPPS機能に期待している。

	中・西エリア	東京エリア
EPPSに期待する内容	<p>送電線ルート故障(N-2)による電源脱落等、N-2以上の故障で負荷遮断の量や頻度を抑制</p> <p>※N-1故障では、EPPSが無くても負荷遮断は発生しない。</p>	<p>送電線のN-1故障での複数の電源脱落及び送電線ルート故障(N-2)による電源脱落等、N-2以上の故障で負荷遮断の量や頻度を抑制</p> <p>※EPPSに期待すればN-1故障については、負荷遮断を0にできる。(60万kW作動時)</p> <p>※N-2故障時の電源脱落量が、500万kW程度の場合、ほとんどの断面で負荷遮断が発生する。</p>

⇒ 中・西エリアと東京エリアでは、EPPS機能に期待している内容が異なる。

➤ 送電線のN-1故障で複数の電源脱落が発生する系統の例(ユニット送電方式※)

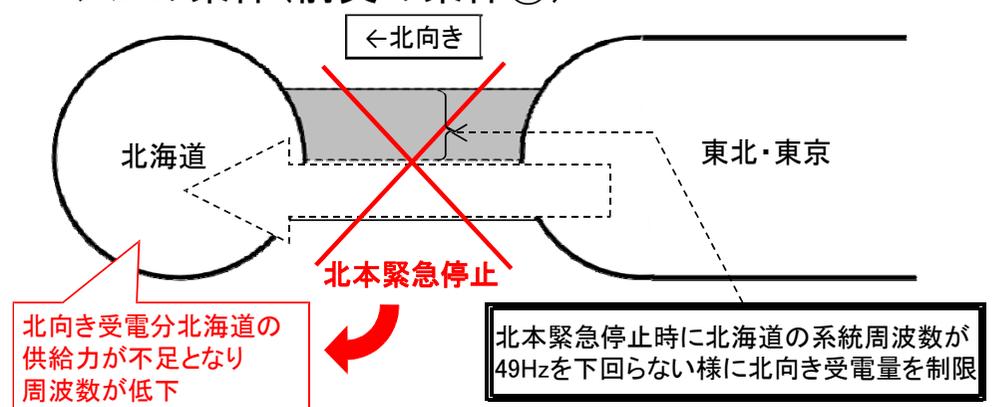
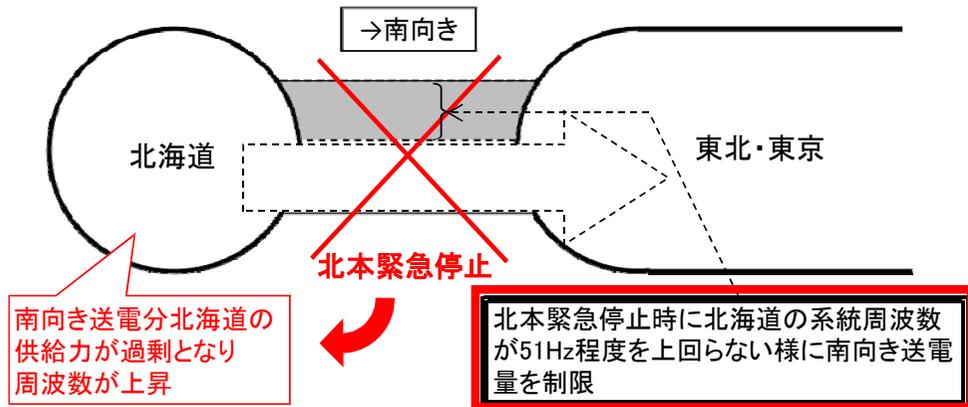


※ユニット送電方式
 送電線の1回線単位に発電機を接続して送電する方式。
 この例の場合、△△火力線1回線事故(N-1故障)で発電機2台が脱落する。

■ 両方向共に、北海道本州間連系設備が緊急停止した際に、北海道エリアの周波数上昇及び低下を一定の周波数変動範囲に抑えるために、潮流を抑制することを目的にしている。

➤ 「順方向:本州向き」のその他のマージンの条件(前頁の条件①)

➤ 「逆方向:北海道向き」のその他のマージンの条件(前頁の条件②)



出典:広域的運営推進機関設立準備組合 第4回マージン及び予備力に関する勉強会(H26.12.12)
北海道電力殿説明資料より編集

【詳細条件】

・北本緊急停止時に過渡的に51Hz以上とならず、仕上がり周波数が50.5Hz以下となるように南向き送電量を制限

(参考)

・北海道電力(株)「系統アクセスマニュアル」内の発電設備の系統連系技術要件における発電設備の運転可能周波数は、下記の通り。

連続運転可能周波数 48.5Hz～50.5Hz
運転限界周波数 下限47.0Hz、上限51.5Hz

過渡的な周波数、仕上がり周波数は、
発電設備側の運転限界周波数及び連続
運転可能周波数から決まっている。

■ 「その他のマージン」の量については、具体的には下記の方法で計算。

方向	目標周波数	算出方法	計算例
順方向: 東北向き	過渡的 51Hz以下 仕上がり 50.5Hz以下	<ul style="list-style-type: none"> ・電中研Y法による検討結果より、北本融通比率11%以下とする。 ・北本融通比率 = 北本潮流限度 / (北本潮流限度 + 最小需要) から ・北本潮流限度 = $0.11 / (1 - 0.11) \times$ 最小需要 ・マージン = 北本設備容量 - 北本潮流限度として算出する。 	<ul style="list-style-type: none"> ・最小需要 = 345.8万kWの場合 ・マージン = $60万kW - 0.11 / (1 - 0.11) \times 345.8万kW = 17.26万kW \approx 18万kW$
逆方向: 北海道向き	49Hz以上	<ul style="list-style-type: none"> ・マージン = 北本設備容量 - 系統定数 × $\Delta f(1Hz) \times$ 最小需要 	<ul style="list-style-type: none"> ・最小需要 = 345.8万kWの場合 ・マージン = $60万kW - 0.06 \times 1 \times 345.8万kW = 39.25万kW \approx 40万kW$

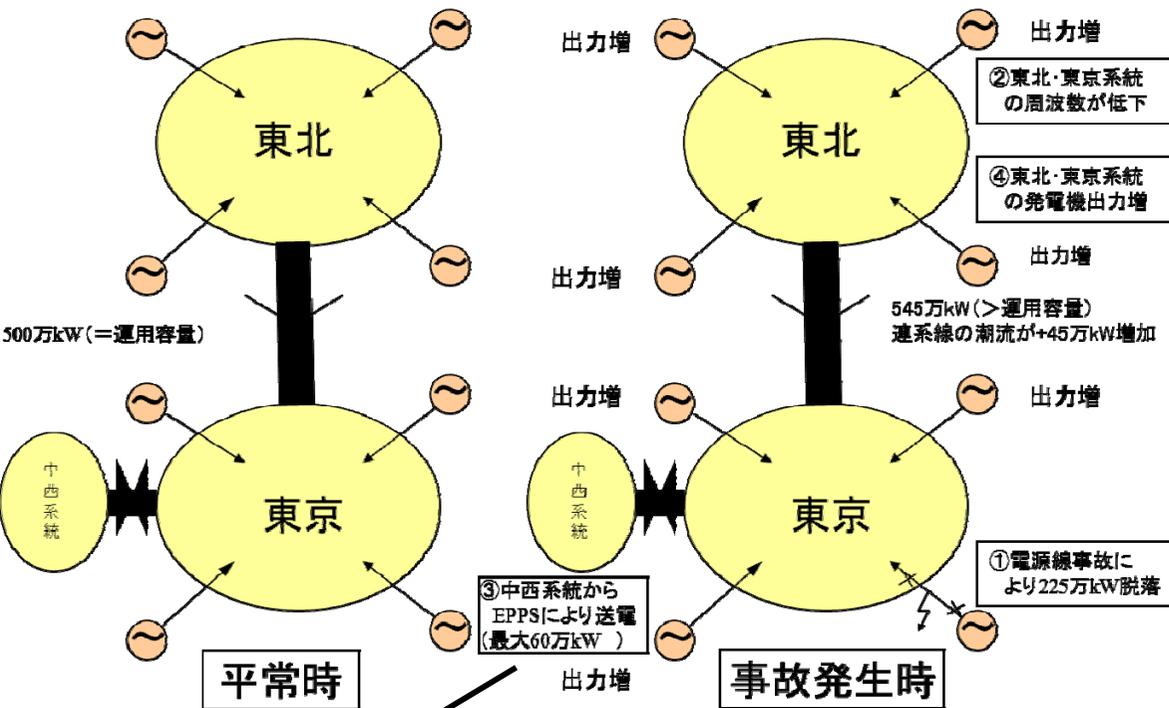
東北東京間連系線の「その他のマージン」について

【M-18】

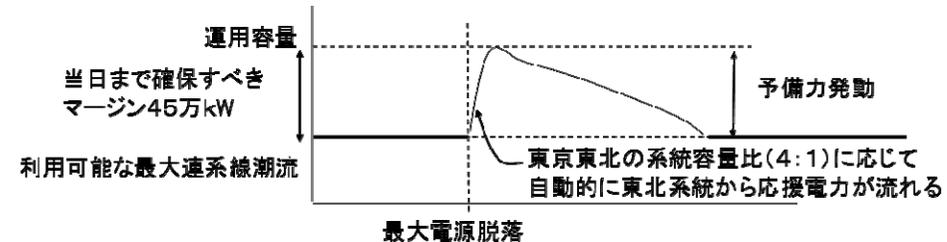
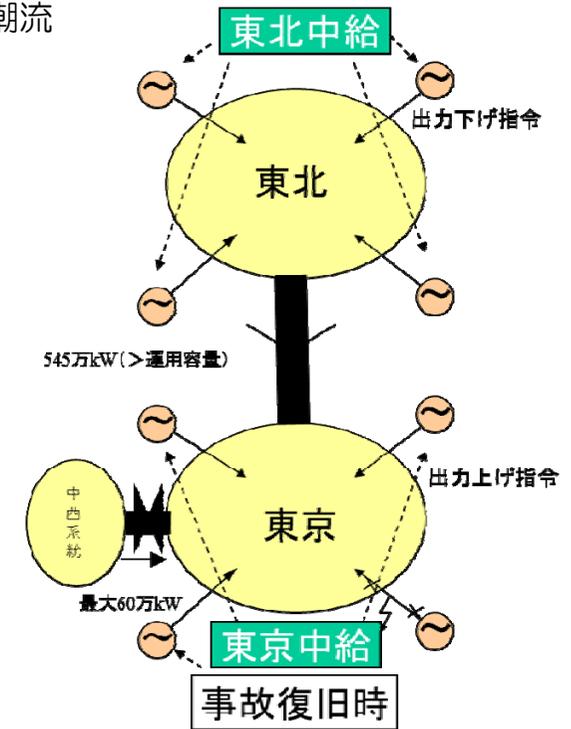
▶ 「東北⇒東京向き」の「その他のマージン」の条件

電源線事故（N-1）による電源脱落時に、東北エリア、東京エリアの系統容量比に応じて連系線を介して自動的に流入してくる電力分（45万kW※）をマージンとして確保

※東京エリアで想定されるN-1事故による電源脱落事故の中で最大のもの（対象は、500kV送電線2か所であり、それぞれ、ユニット送電方式、母線分割運用を実施しているため、N-1故障で複数電源脱落が発生）発生時の最大潮流



連系線の潮流計算時には、考慮してない。



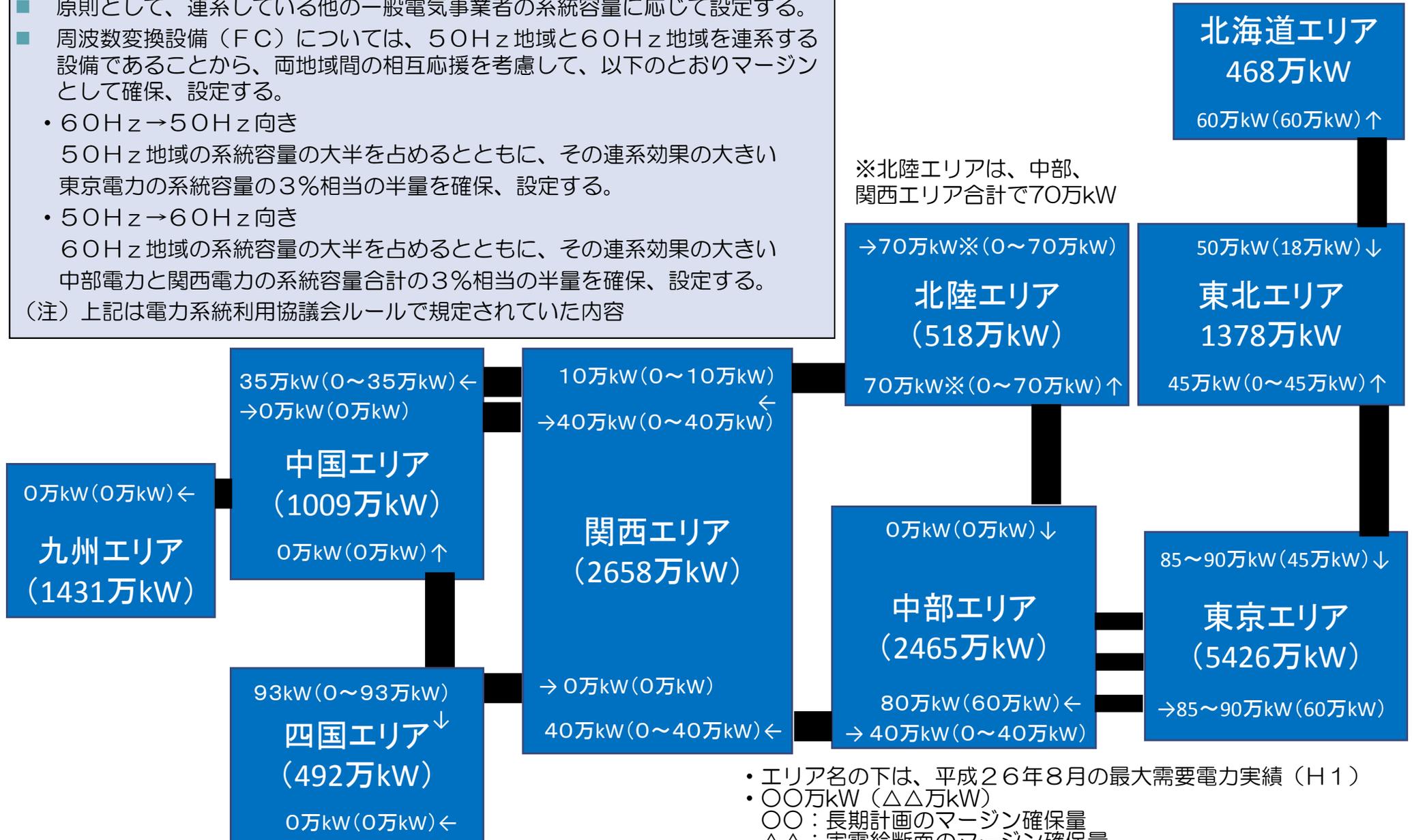
出典：広域的運営推進機関設立準備組合 第2回マージン及び予備力に関する勉強会(H26.11.6)東京電力殿説明資料一部編集

第1回調整力等に関する委員会 資料6-2を編集

マージンの配分の考え方、及び、平成27年度の配分

【M-19】

- 原則として、連系している他の一般電気事業者の系統容量に応じて設定する。
 - 周波数変換設備（FC）については、50Hz地域と60Hz地域を連系する設備であることから、両地域間の相互応援を考慮して、以下のとおりマージンとして確保、設定する。
 - 60Hz→50Hz向き
50Hz地域の系統容量の大半を占めるとともに、その連系効果の大きい東京電力の系統容量の3%相当の半量を確保、設定する。
 - 50Hz→60Hz向き
60Hz地域の系統容量の大半を占めるとともに、その連系効果の大きい中部電力と関西電力の系統容量合計の3%相当の半量を確保、設定する。
- (注) 上記は電力系統利用協議会ルールで規定されていた内容



- エリア名の下は、平成26年8月の最大需要電力実績（H1）
- ○○万kW（△△万kW）
○：長期計画のマージン確保量
△：実需給断面のマージン確保量

送配電等業務指針（抜粋）

（実需給断面におけるマージンの値）

第172条 本機関は、業務規程第64条第1項の規定により本機関が算定するマージンの値について、電力システムの安定を保つためにマージンを確保する必要がある場合を除き、各供給区域における必要予備力が確保されている場合には、実需給断面における減少後のマージンの値をゼロとする。

2 （略）

① 必要予備力が確保されている場合、実需給断面のマージンをゼロとする連系線

■ 長期計画において、マージンとして「系統容量の3%相当」を確保している連系線

- 東北東京間連系線（東京⇒東北）
- 北陸関西間連系線（北陸⇒関西）
- 中部関西間連系線（中部⇒関西、関西⇒中部）
- 関西中国間連系線（関西⇒中国、中国⇒関西）

実需給断面の予備力見合いで変動するものの
、
実績はほぼゼロ

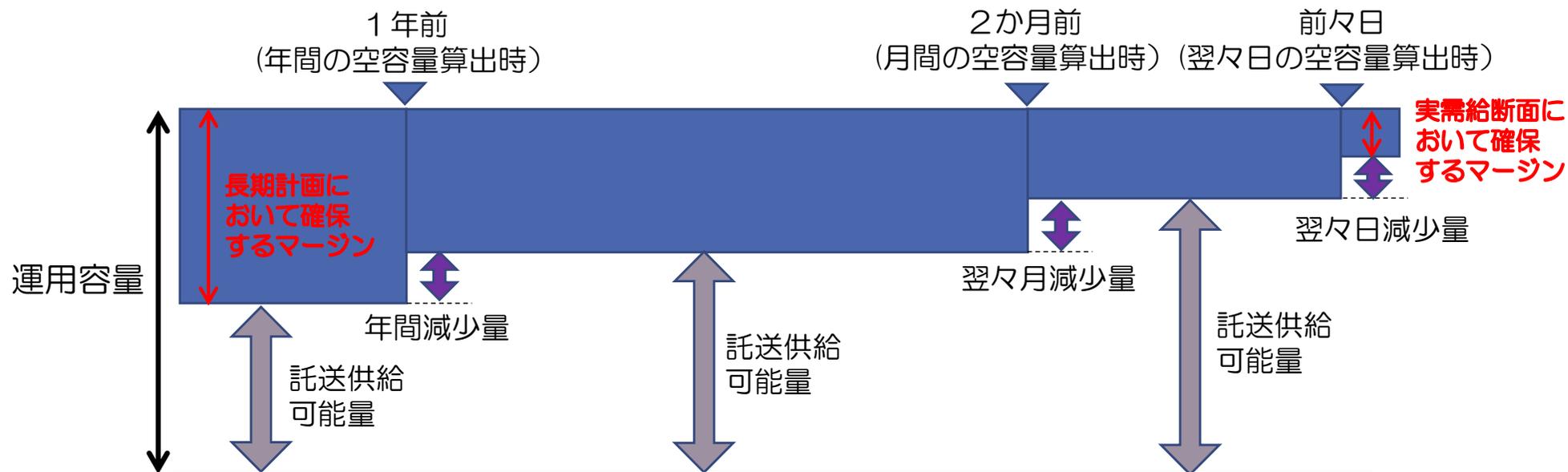
■ 長期計画において、マージンとして「最大電源ユニット相当」を確保している連系線

- 中部北陸間連系設備（中部⇒北陸）
- 北陸関西間連系線（関西⇒北陸）
- 中国四国間連系線（中国⇒四国）

北陸フェンス

最大電源ユニット脱落分に対し、地内予備力で確保できない場合は、不足分を実需給断面のマージンとして設定
（断面により、ゼロとなる場合もある）

- 系統の安定性を保つためにマージンを確保する必要がある場合を除き、各エリアにおける必要予備力が確保されている場合には、実需給断面における減少後のマージンの値をゼロにする。



送配電等業務指針（抜粋）

（マージンの減少）

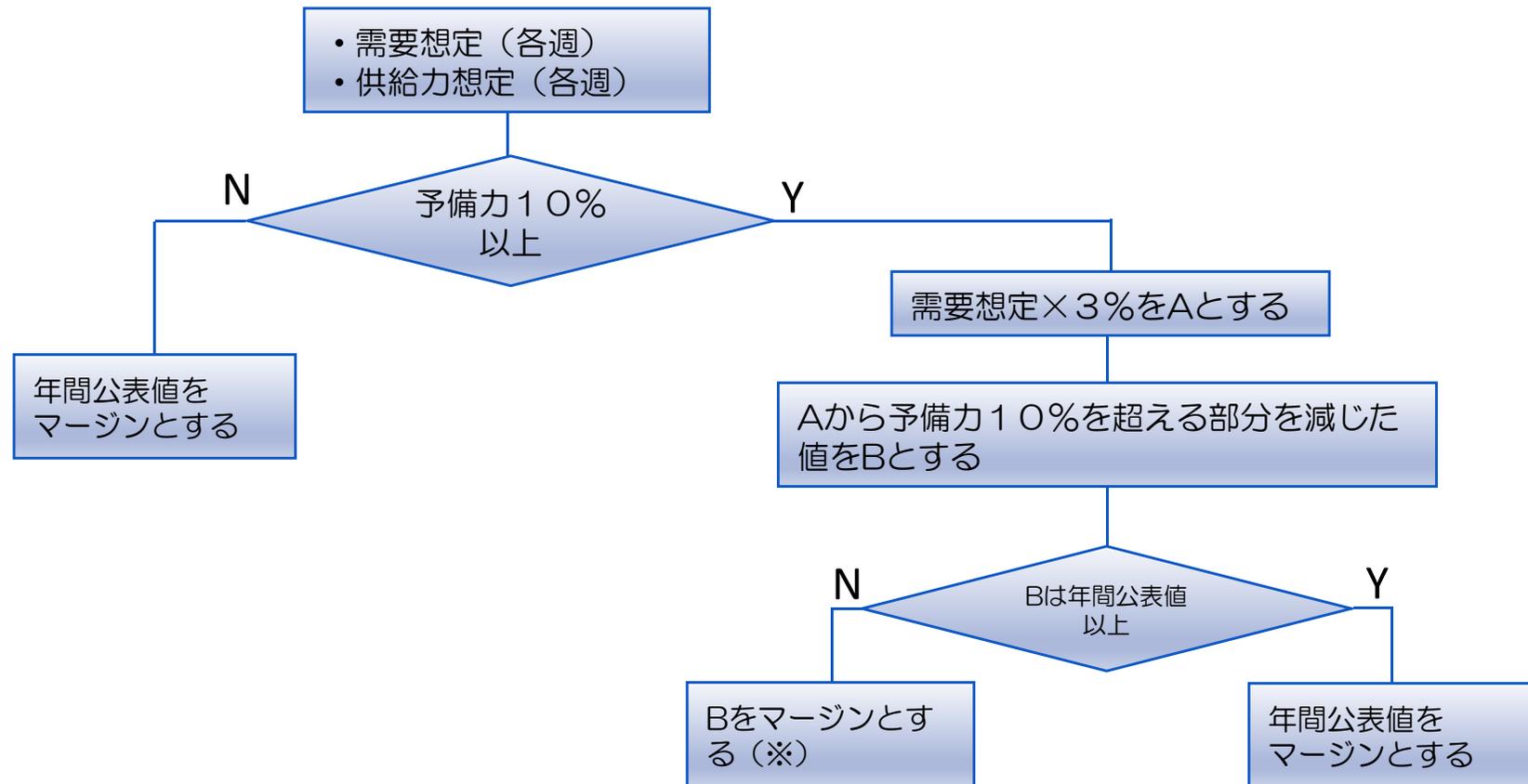
第171条 本機関は、業務規程第64条第1項の規定により本機関が算出するマージンの値について、実需給断面に向け需給の予測精度が高まることを踏まえ、一般電気事業者と検討の上、別表11-1のとおり、電力系統を安定的に運用することが可能な範囲で連系線のマージンの値を減少する。

2 本機関は、マージンの値を減少した後、想定外の電力設備の故障等により供給区域の供給力が不足し、電力系統を安定的に運用するために必要と認める場合には、減少したマージンの値を見直すことができる。

別表11-1 マージン減少の時期及び対象機関

マージンの減少の時期	マージンの減少の対象期間
年間の空容量の算出・公表時	第1年度
月間の空容量の算出・公表時	翌々月
翌々日の空容量の算出・公表時	翌々日

○月間空容量算出・公表時におけるマージン減少算出フロー
(長期・年間空容量算出・公表時に系統容量3%相当を確保している場合)

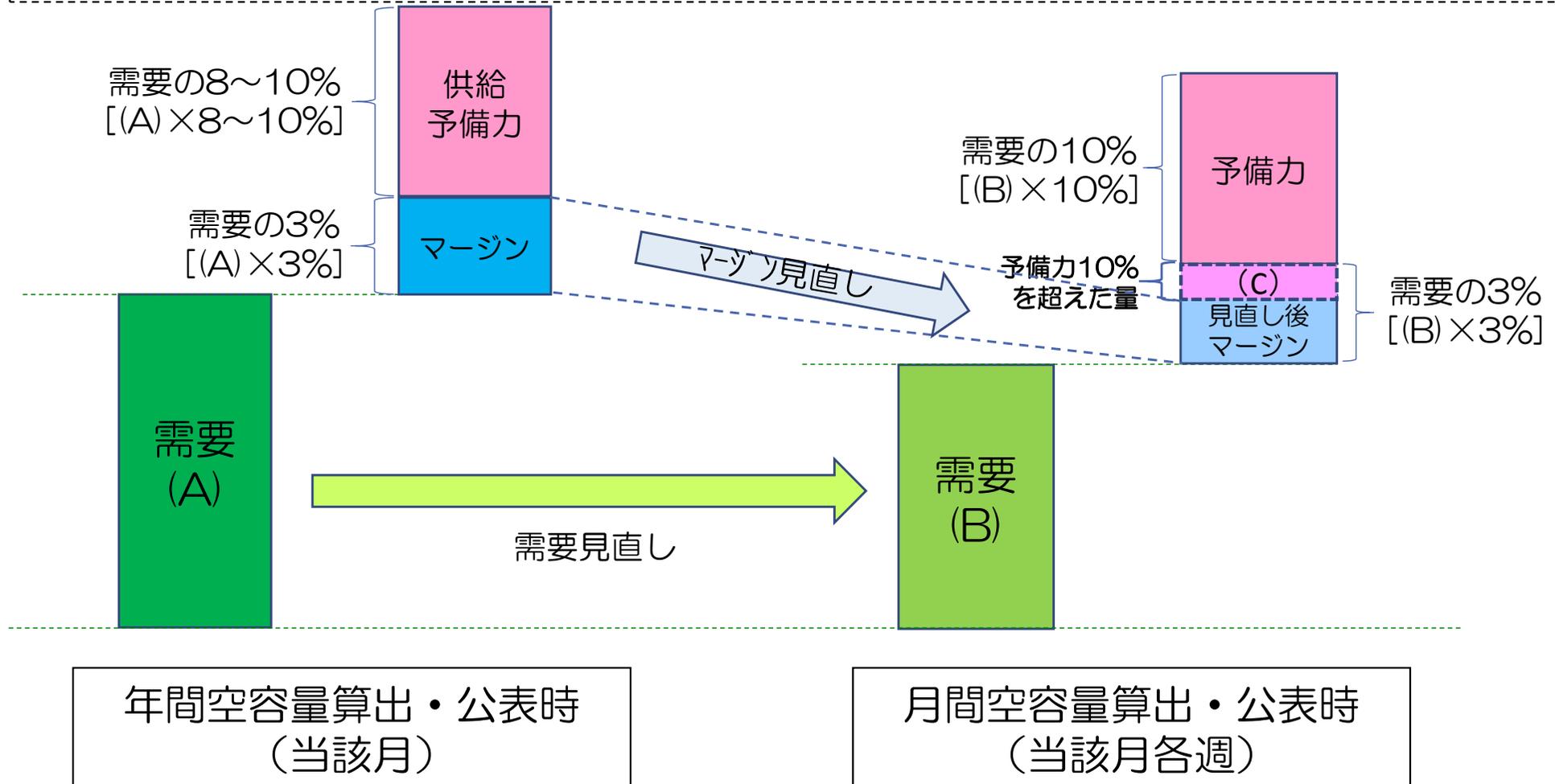


(※) 相馬双葉幹線 (順方向) 及びFC (両方向) については、実需給断面でのマージン値 (それぞれ45万kW、60万kW) と比較し、大きい方を月間空容量算出・公表時におけるマージン値とする。

3. マージン減少の算出方法（イメージ）

【M-23】

○月間需給計画における需要(B)に3%を乗じた値から、月間需要に対する予備力のうち10%を超える部分（想定需要からMW値に換算した値）(C)を減じた値に見直し



【対応の方向性(案)】

■ 単一の電源の脱落(N-1故障)によって供給支障を発生させないという考え方を出発点とし、国の需給検証で需要の3%が最低限確保すべき予備力として用いられていることを踏まえ、現時点では、**最大電源ユニットが脱落しても、エリア内の予備力と連系線を通じた応援によって、需要の3%の予備力を確保する**考え方のもとマーシンを確保することには一定の合理性があるのではないかと。

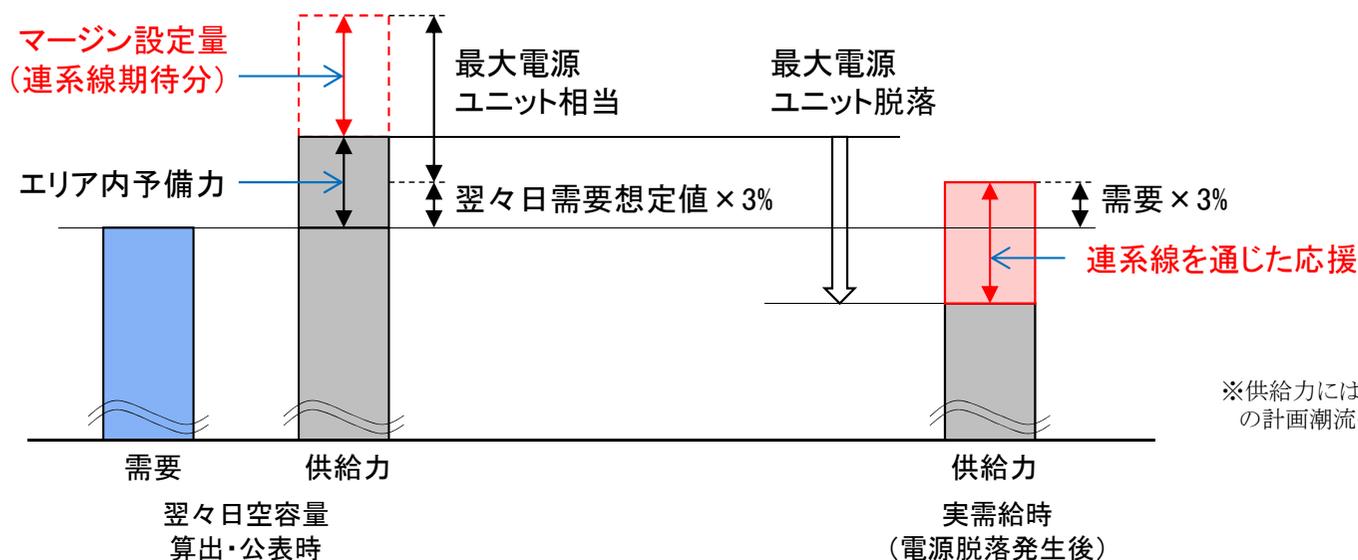
■ 上記考え方に基づく場合、実需給断面(翌々日計画断面以降)におけるマーシンは以下により算定される。

$$\text{マーシン設定量} = \text{最大電源ユニット相当} + \text{翌々日需要想定値} \times 3\% - \text{エリア内に確保される予備力}$$

(但し、上限は最大電源ユニット相当量※)

※エリア内の予備力が3%を下回る状況で最大電源ユニットの脱落が発生した場合には連系線からの応援だけでは予備力3%を確保できず、運用容量の超過・拡大や需給ひっ迫時の指示(停止中電源の運転、運転中の電源の出力の増加など)で対応することを意味する。

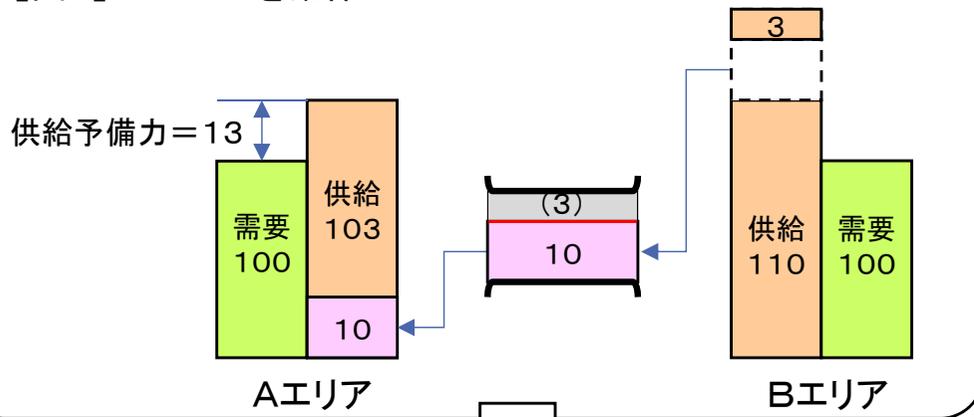
※ なお、本機関は、想定外の電力設備の故障等により供給区域の供給力が不足し、電力系統を安定的に運用するために必要と認める場合には、マーシンの値を見直すことがある(送配電等業務指針第171条第2項)



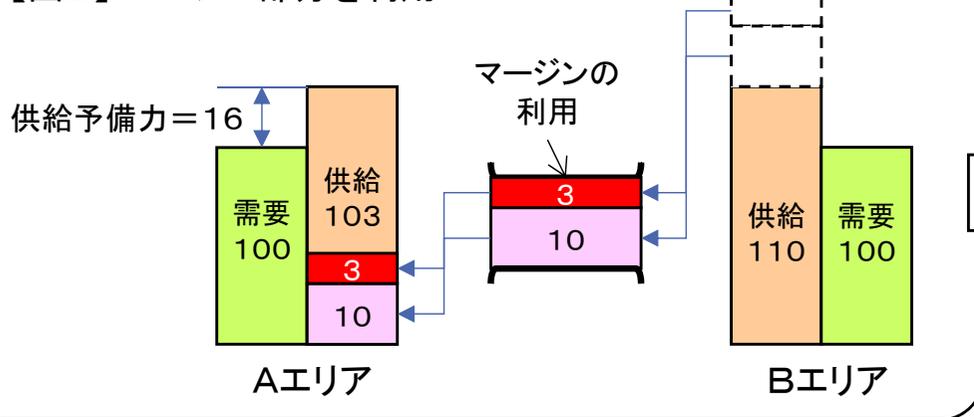
※供給力には、他エリアからの計画潮流分を含む。

マーソンの利用により、Aエリアの供給力は一時的に増加する(図B)が、当該電源より競争力がないAエリアの電源が廃止されてしまうリスク。同量の電源が廃止されたとした場合、Aエリアの信頼度は、元の状態(図A)で「供給予備力13+追加応援可能量3」であったものが、「供給予備力13+追加応援可能量0」まで低下する(図C)。このリスクを念頭に、長期断面においてマーソンの利用を認めるべきではない(マーソンを確保しておくべき)とする考え方がある。

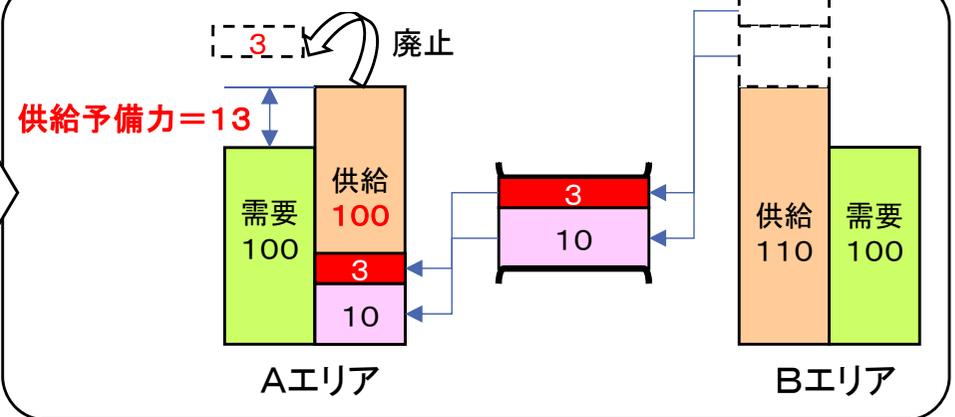
【図A】 マーソンを確保



【図B】 マーソソ部分を利用



【図C】 Aエリアで電源が廃止される



- 周波数制御に対応したマーシンは、短期断面の予備力・調整力の検討と関連するが、現時点では、「電源脱落(直後)」に対応するものとして検討する。
⇒短期断面の検討により将来的に見直しの可能性あり。
- この変動要因への対応については、第4回委員会資料4に記載のとおり、想定電源脱落量と負荷遮断の有無・規模が問題となるが、現時点では、N-1故障時に停電を発生させないこと(N-1基準)を共通の考え方としてはどうか。
- それ以上の電源脱落事象(N-2故障以上)については、稀頻度事象であることから一部の供給支障は許容することを原則とした上で、供給支障規模や社会的影響等について、個別に検討してはどうか。
- なお、交流連系線においては、電源脱落が発生した直後に他エリアより潮流が自然流入するが、短時間の運用容量超過を許容することで、原則マーシンは設定せず対応している。直流設備については、潮流の自然流入は無く、また、運用容量の超過もできないため、マーシンを確保した応援融通の必要性・量を検討する必要がある。

	需給バランスに関する変動要因	周波数制御に関する変動要因
需要に関するもの	<p>「需要想定誤差」</p> <p>定義：需要想定値(30分平均値)から需要実績値(30分平均値)の誤差</p>	<p>「需要変動」</p> <p>定義：30分平均値からの需要の変動</p>
電源脱落に関するもの	<p>「電源脱落(継続)」</p> <p>定義：電源脱落による供給力の減少(脱落後の継続分)</p>	<p>「電源脱落(直後)」</p> <p>定義：電源脱落による供給力の減少(脱落直後の瞬時的な減少分)</p>
再エネ出力変動に関するもの	<p>「再エネ出力想定誤差」</p> <p>定義：再エネ出力想定値(30分平均値)から再エネ出力実績値(30分平均値)の誤差</p>	<p>「再エネ出力変動」</p> <p>定義：30分平均値からの再エネ出力の変動</p>

【第7回調整力等に関する委員会資料4抜粋】

当該条件のマーヅンは無くした上で、他の条件のマーヅン及び空容量の範囲内で動作させることとしてはどうか。

【第7回調整力等に関する委員会でのご意見】

○ご意見なし。



【対応方法】

- 北海道本州間連系設備の順方向(本州向き)の周波数制御に対応したマーヅンは、N-2以上の故障時の対応である。
- 本州側の系統規模に対して、動作量は限定的と考えられる。
- 当該マーヅンを廃止したとしても、設備容量－計画潮流の範囲内で緊急時AFC機能が動作することから、その時の動作可能範囲内での応援融通は期待できる。



- 北海道本州間連系設備の順方向(本州向き)の周波数制御に対応したマーヅンについては、廃止することとする。
- 緊急時AFC機能については、設備容量－計画潮流の範囲内で動作させることとする。
(現状と同じロジック)

北海道本州間連系設備の逆方向(北海道向き)のマーヅンの量(必要性を含む)【M-28】

【第7回調整力等に関する委員会でのご意見】(議事録抜粋)

(松村委員)北海道エリア内の大きな電源が脱落した場合の安定供給のためにマーヅンを認めるという場合は、そのような理由でマーヅンを認めたということをきちんとこの委員会で確認するべきであるとする。



【対応方法】

○マーヅン設定理由他を明確にした上で、N-1故障に対して負荷遮断を回避するために、北海道エリア内の調整力で不足する量のマーヅンを設定することとする。

【マーヅン設定理由】

○北海道エリアの電源脱落が発生した場合に本州からの緊急応援受電を実施するために設定する。

【マーヅンの量】

○マーヅンの量としては、最大電源ユニットの出力を用いて下記のように算出している。

$$\text{マーヅン}^* = \text{最大電源ユニット出力} - \text{系統定数} \times \Delta f(1\text{Hz}) \times \text{最小需要}$$

※当該マーヅンは、2017年度の最小需要の場合、最大電源ユニットが、 $0.06 \times 1 \times 345.8 = 20.7$ 万kW以上で設定

(参考) EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の増分損失額の試算(6)

➤ EPPS機能分の60万kWの停電が発生した際の増分最大損失額の試算(年あたり)

頻度	ケース		損失額(億円/年)			
			1時間継続時	2時間継続時	3時間継続時	8時間継続時
10年に1回	夏の平日	予告無	21.02~48.96	30.78~62.73	40.45~76.25	84.75~109.47
	冬の平日	予告無	17.88~56.55	26.18~72.46	34.40~88.08	72.09~126.44
20年に1回	夏の平日	予告無	10.51~24.48	15.39~31.37	20.22~38.13	42.37~54.74
	冬の平日	予告無	8.94~28.28	13.09~36.23	17.20~44.04	36.05~63.22
50年に1回	夏の平日	予告無	4.2~9.79	6.16~12.55	8.09~15.25	16.95~21.89
	冬の平日	予告無	3.58~11.31	5.24~14.49	6.88~17.62	14.42~25.29
80年に1回	夏の平日	予告無	2.63~6.12	3.85~7.84	5.06~9.53	10.59~13.68
	冬の平日	予告無	2.24~7.07	3.27~9.06	4.30~11.01	9.01~15.81

【留意事項】

- ・日本海溝、相模トラフ、南海トラフを震源とする大地震の頻度で検討すれば、20年から50年に1回程度の頻度であるが、実際には、それ以外の震源の地震や規模が小さい地震でも、電源立地場所に近い場合は、電源停止による停電につながる可能性もあることに留意が必要。(中越沖地震、宮城県沖地震、駿河湾沖地震等)

以上より、EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の、夏の平日、予告なし、8時間継続時の増分最大損失額は、20年に1回のケースで約42.37億円～54.74億円/年、50年に1回のケースで約16.95億円～21.89億円/年と試算される。

(参考) マージンを設定していることによる経済的損失額の試算(1)

- EPPS機能用のマージン60万kWを空容量とした場合、増加空容量のX%が取引活性化の利用拡大に寄与すると想定し、電力系統利用協議会で検討された「社会厚生のお考え方」に基づく算出式にてマージンを設定していることによる経済的損失額を試算した結果を以下に示す。(間接的な損失額については、考慮していない。)

【社会厚生のお考え方による算出式】

$$\Delta W = \Delta T (P1 - P2) / 2$$

ΔW : 社会厚生の変化分、 ΔT : 想定電力量、 $P1 - P2$: エリア間価格差

I. 想定電力量(ΔT)をスポット市場取引の運用容量超過実績から算定

想定電力量(ΔT) (順方向)	想定電力量(ΔT) (逆方向)	損失額(ΔW) (順方向)	損失額(ΔW) (逆方向)
2億5987万kWh	3億8104万kWh	2億7829万円/年	3億4749万円/年

※2014年度のスポット市場取引における分断時の超過実績(JEPX提供データ)から増強により減少する電力量を試算

【超過量】[2014年度実績]

逆方向: 4億2139万kWh、順方向: 2億6812万kWh ⇒ [60万kW空容量化] 逆方向: 1億5420万kWh、順方向: 5794kWh

※60万kW空容量増加時の想定は、**100%の60万kWがスポットで利用可能**と想定し算出している。

※試算する価格差($P1 - P2$)は、実際に分断したコマの実績値にて算出

【留意事項】

- 上記試算は、2014年度のスポット取引結果より算出した場合の損失額であり、将来も同様の分断率、超過量、値差が継続することを保証するものではないことに留意が必要

(参考) マージンを設定していることによる経済的損失額の試算(2)

Ⅱ. 想定電力量(ΔT)を増加空容量のX%と仮定

X%	想定電力量(ΔT)	メリット額(ΔW)2013年度ベース		メリット額(ΔW)2014年度ベース		メリット額(ΔW)2015年度ベース	
		順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向
	分断率	21.02%	2.29%	13.84%	15.07%	0.08%	64.27%
	分断時値差平均	1.30円/kWh	4.12円/kWh	1.94円/kWh	1.47円/kWh	6.17円/kWh	2.49円/kWh
25%	13億1400万kWh	1.80億円/年	0.62億円/年	1.77億円/年	1.45億円/年	0.03億円/年	10.52億円/年
50%	26億2800万kWh	3.60億円/年	1.24億円/年	3.53億円/年	2.90億円/年	0.07億円/年	21.04億円/年
75%	39億4200万kWh	5.39億円/年	1.86億円/年	5.30億円/年	4.36億円/年	0.10億円/年	31.57億円/年
100%	52億5600万kWh	7.19億円/年	2.49億円/年	7.06億円/年	5.81億円/年	0.13億円/年	42.09億円/年

※JEPX公表のスポット取引結果の価格より算出

※2015年度のデータについては、2016年2月3日までのデータで算出

【留意事項】

- ・上記試算は、2013年度、2014年度、2015年度(2016年2月3日まで)のスポット取引結果の価格差より算出した場合の損失額であり、将来も同様の分断率、超過量、値差が継続することを保証するものではないことに留意が必要
→年度によって、損失額が全く異なっていることから明らか。
- ・例えば、想定電力量を増加空容量の100%と仮定したケースとは、増加空容量の60万kWが、1年間を通して、ずっと空容量になることなく使われるという仮定であり、この試算方法における理論的な経済的損失額の最大値であり、実際には、継続的には起こりにくい仮定であることに留意が必要。

以上より、60万kWのマージンを設定していることによる経済的損失額は、順方向については、約0.03億円～7.19億円/年、逆方向については、約0.62億円～42.09億円/年と試算される。

(参考)EPPS機能の代替手段の有無と増分コストの試算(2) 中部電力株式会社ヒアリング内容

■ 中・西エリアのEPPS機能代替のGF容量を追加確保した場合の増分コストの算出について

【試算の考え方】

・下記の方法で、EPPS機能を廃止した際に必要となるGF容量増加量を簡易的なシミュレーションにて算出し、その量に対して、持ち替え費用を算出した。

- ①1年間の複数の断面において、EPPS機能有りの場合に、N-2故障による供給力喪失※1を想定し、周波数低下の最下点を算出。
- ②①で、EPPS機能無しの場合に、N-2故障による供給力喪失を想定し、GF容量を変化させ、周波数低下の最下点が同等となるGF容量増加量を算出。
- ③「託送供給等約款認可申請に係る査定方針」(電力取引監視等委員会)の値(中・西エリアの持ち替え単価)を用いて、GF容量増加量を確保した場合の持ち替え費用の増分を算出。

※1 N-2故障の供給力喪失量を250万kWと想定

【試算結果】

- ・必要となるGF容量増加量の算出結果:約100万kW(1年間の平均)
- ・必要となるGF容量増加量を、1年間確保した場合の持ち替え費用の増分:約230億円

【留意事項】

- ・今回の検討においては、必要となるGF容量増加量を1年間全時間帯で物理的に確保できるかどうかの検証はできていないため、重負荷期及び軽負荷期においては、確保できない恐れがある。
- ・「託送供給等約款認可申請に係る査定方針」時の部分負荷運転に伴う増分コスト単価で試算しているため、確保すべきGF容量が増えると、さらに高コストの発電機で持ち替えなければならない点は考慮していない。
- ・上げ余力に揚水発電機を活用したり、部分負荷運転を増加させると、再エネ大量導入時の下げ代対応ができなくなり、中・西エリアの再エネ受け入れ可能量が減少する。

以上より、EPPS機能廃止時の代替手段としては、N-2故障対応の観点においては、約100万kW(1年間の平均)のGF容量を増加して確保する必要があり、その場合の増分コストは、約230億円/年と試算される。

(参考)EPPS機能の代替手段の有無と増分コストの試算(1) 東京電力株式会社ヒアリング内容

■ 東京エリアのEPPS機能代替のGF容量を追加確保した場合の増分コストの算出について

【試算の考え方】

・下記の方法で、EPPS機能を廃止した際に必要となるGF容量増加量をシミュレーションにて算出し、その量に対して、持ち替え費用を算出した。

- ①代表断面※¹において、EPPS機能有りの場合に、N-1故障※²の最過酷故障を発生させ、周波数低下の最下点を算出。
- ②①で、EPPS機能無しの場合に、N-1故障の最過酷故障を発生させ、GF容量を変化させ、周波数低下の最下点が同等となるGF容量増加量を算出。
- ③代表断面毎の結果を加重平均して年間の平均GF容量増加量を算出。
- ④代表断面の時の実際の持ち替え費用を用いて、平均GF容量増加量分の持ち替え費用の増分を算出。
- ⑤代表断面の結果を加重平均で年間の費用に換算。

※¹ 代表断面については、電力取引監視等委員会 電気料金専門会合「調整力コストについて(東京電力)」にて、東京電力株式会社が提出している資料と同じ代表日を採用した上で、時間断面は、重負荷期は、最大需要の断面、軽負荷期は、最小需要の断面で評価した。

※² N-2故障の際のEPPS機能の有無での停電量を同等とする検討とは異なる。

【試算結果】

- ・必要となるGF容量増加量の算出結果:86.3万kW≒約90万kW
- ・必要となるGF容量増加量を、1年間確保した場合の持ち替え費用の増分:193.87億円≒約200億円

【留意事項】

- ・今回の検討においては、必要となるGF容量増加量を1年間全時間帯で物理的に確保できるかどうかの検証はできていないため、深夜等においては、確保できない恐れがある。
- ・代表日の代表断面でシミュレーションしているため、実際の持ち替え費用の増分との差異は発生する。
- ・上げ余力に揚水発電機を活用したり、部分負荷運転を増加させると、再エネ大量導入時の下げ代対応ができなくなり、東京エリアの再エネ受け入れ可能量が減少する。

以上より、EPPS機能廃止時の代替手段としては、N-1故障対応の観点においては、約90万kWのGF容量を増加して確保する必要があり、その場合の増分コストは、約200億円/年と試算される。

< margins 設定量・配分 >

- 論点Bの考え方に基づき、当面は現状の margins 設定量を維持することとし、現行の算定方法に沿って設定量、配分を決めることによりか。

※ 北海道本州間連系設備に東京エリアのために設定している margins、及び、東京中部間連系設備(FC)に中部・関西エリアの系統容量を基準に設定している margins を含む。

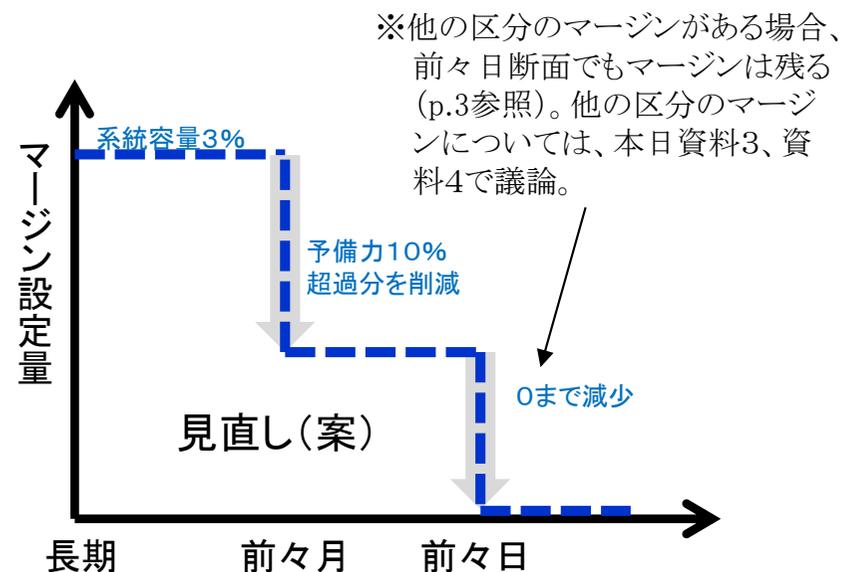
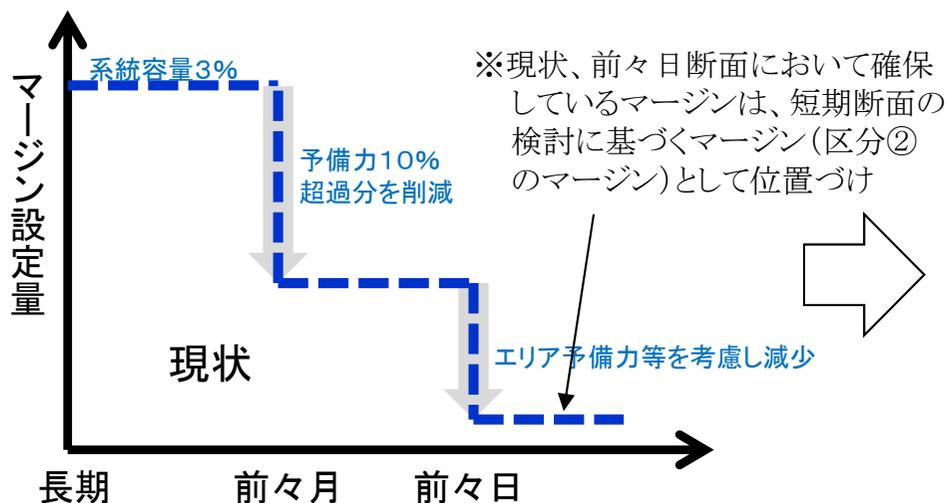
< 長期断面以降の各断面での margins の設定量 (margins 減少) >

- 現在、月間計画策定断面および翌々日計画策定時に margins の減少を行っているが、以下の通りによりか。

【月間計画断面】 エリアの予備力が10%を超えている分を減少(現行と同じ)

【翌々日計画断面】 この時点で減少しても、長期相対の利用者による容量確保にはつながらない(前ページ論点Bの問題はない)こと、及び、電源廃止にはつながらない(前ページ論点Cの問題はない)ことから、0まで減少させる

(参考図) 区分①の margins の設定量(減少)イメージ



大きな論点

具体的な論点

マージンの配分

（長期）

- 複数の連系線がある場合、それらの連系線のマージンの設定（配分）について、次のような考え方が混在しているが、如何に設定すべきか。

（例）

- 東北エリアの融通期待量は、全量を一方の連系線（東北東京間連系線）に確保
- 東京エリアの融通期待量は、2つの連系線に半量ずつ確保
- 関西エリアの融通期待量は、3つの連系線に系統容量見合いで確保
- 四国エリアの融通期待量は、全量を一方の連系線（中国四国間連系線）に確保
- 北陸エリアの融通期待量は、比率は決めずに北陸フェンスで管理して確保

- 東京エリアが隣接しない北海道エリアから融通を期待する量として、北海道本州間連系設備にマージンを設定しているが、その考え方は妥当か。

■ 下の論点Aの考え方により将来的には長期の必要予備力に関連して設定しているマージンを廃止することを前提としつつ、論点B及びCの考え方により、当面の間は、マージンを維持することとしてはどうか。

※ここで単に「マージン」と記載する場合は、長期の必要予備力に関連して設定しているマージン(区分①のマージン)を意味しており、他の区分のマージンについては別途の議論が必要であることに留意が必要。

【論点A】

マージンを廃止、又は、無条件で長期断面からの利用を認めた場合、受電エリア側で電源廃止が進むことで信頼度が低下するのではないか。(電源廃止誘導リスクの懸念)

【論点B】 ※論点A考え方(2)に関連した論点

マージンを廃止した場合、先着優先の考え方のもとでは、特定の利用者によって見直し分の容量が押さえられてしまうのではないかと。

【論点C】 ※論点A考え方(1)に関連した論点

論点Aの考え方(1)に基づき、今すぐに、電源廃止誘導リスクを考えなくても良いとして、マージンを廃止して良いかどうか。

【考え方】

- (1) 来年度からは広域機関が電源入札等の業務を実施(新規電源開発だけでなく、既存電源の維持の入札等も実施)。このため、原則としては、電源廃止が進むという懸念はあたらなないと考えられるのではないかと。
- (2) このため、原則としては、**電源廃止誘導リスク対応の観点では、マージンは必要ないのではないかと。**

【考え方】

- (1) 長期断面から特定の利用者によって容量が押さえられるのは、全国大の効率的な電源の有効活用の方向性に反する可能性があるのではないかと。
- (2) このため、効率的な電源の有効活用に資する連系線利用の在り方に関する議論が深まり、方向性が明確になるまでは、**長期断面から容量確保しておくべきではないかと。**

【考え方】

- (1) これから、電源入札等について以下の議論が必要。
 - ・ 需給バランス評価の方法(信頼度の基準、長期必要予備力、評価単位(エリア別・全国)、等)
 - ・ 電源のラインナップの見方(新規電源開発の遅延等リスク、等)
 - ・ 託送料金の上昇を許容してまでも電源入札をしなければならないとする基準 等
- (2) **長期断面からマージンを確保しておくことは、上記議論が深まるまでの暫定的対応としての意義もあるのではないかと。**

当面は現行のマージンを維持することとしてはどうか。

- 本委員会の議論によってマージンを見直した場合、空き容量が増加(または減少)することとなるが、以下のとおり対応することとしたい。

(状況整理)

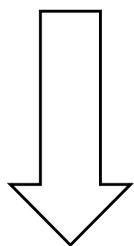
○今年4月の制度変更(ライセンス制導入)や広域機関システム切替に向けて以下の準備・対応が必要

- ・事業者コード等の発番※1
- ・契約手続き
- ・新規容量登録等の受付停止※2

※1 2015年10月29日に本機関ウェブサイトにて公表済み。

※2 2016年1月14日に本機関ウェブサイトにて公表済み。

○新規事業者も多数おり、マージンに対する理解度に差がある可能性がある。



今年度は特に、十分な周知期間が必要

(今後の対応)

○今回の年間計画の更新(3/15)、長期計画の更新(3/31)では、マージンの考え方は現状どおりとする。

※長期計画：平成30年度～平成37年度、年間計画：平成28年5月～平成30年3月

○本委員会の議論でマージンの考え方を見直す場合は、別途、公平性確保等の面を考慮しながら具体的な手続きを検討のうえ、当機関ウェブサイトに公表したうえで対応する。

以上

調整力等に関する委員会 定義集

1.調整力等に関する委員会において定義の議論を深めていく用語

NO.	用語	単位	定義(現行の定義)	委員会における定義	備考
1	調整力	% 又はkW	—	供給区域における周波数制御、需給バランス調整その他の系統安定化業務に必要な発電設備(揚水発電設備を含む。)、電力貯蔵装置、デマンドリスポンスその他の電力需給を制御するシステムその他これに準ずるもの(但し、流通設備は除く。)の能力。	第6回調整力等に関する委員会資料6より
2	予備力	% 又はkW	—	供給区域の調整力以外の発電機の発電余力と上げ調整力を足したものを。	第6回調整力等に関する委員会資料6より
3	電源Ⅰ	kW	一般送配電事業者があらかじめ確保する電源等	左に同じ。	第3回電力基本政策小委員会資料5を基に作成。
4	電源Ⅱ	kW	一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる電源等(電源Ⅰを除く)	左に同じ。	第3回電力基本政策小委員会資料5を基に作成。
5	電源Ⅲ	kW	一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源等	左に同じ。	第3回電力基本政策小委員会資料5を基に作成。
6	上げ調整力	% 又はkW	—	供給区域の需要に対して供給する電気が不足となった場合に対し、電気を供給又は需要を抑制するための調整力	第6回調整力等に関する委員会資料6より
7	下げ調整力	% 又はkW	—	供給区域の需要に対して供給する電気が余剰となった場合に対し、電気の供給を抑制又は需要を増加するための調整力	第6回調整力等に関する委員会資料6より
8	需給バランス調整に対応した調整力	% 又はkW	—	ライセンス制導入後に一般送配電事業者が、系統利用者のインバランスに対する電力量の補填や引き取りによって需給を一致させるために必要となる調整力。	第1回調整力等に関する委員会資料5より
9	周波数制御に対応した調整力	% 又はkW	—	ライセンス制導入後に一般送配電事業者が、系統の周波数を維持するために必要となる調整力であって、電力量の補給を伴わないもの。ただし、電源脱落下後の瞬時的な供給力減少対応においては、電力量の補給を伴うが、当該対応に用いる調整力は本調整力に含むものとする。	第1回調整力等に関する委員会資料5より
10	供給予備力	% 又はkW ※	供給計画において、供給能力合計から最大3日平均電力を差し引いたもの。	左に同じ。	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を参考に定義。
11	瞬動予備力	% 又はkW ※	負荷変動および電源脱落下時の系統周波数低下に対して、即時に応動を開始し、急速(10秒程度以内)に出力を増加して、運転予備力が起動し負荷をとる時間まで、継続して発電可能な供給力をいい、部分負荷運転中のガバナリー発電機余力がこれに当たる。	左に同じ。	出典)電気学会技術報告第977号(平成16年8月)
12	運転予備力	% 又はkW ※	並列運転中のものおよび短時間内(10分程度以内)で起動し負荷をとり、待機予備力が起動し負荷をとる時間まで継続して発電し得る供給力をいい、部分負荷運転中の発電機余力や停止中の水力、ガスタービンなどがこれに当たる。	左に同じ。	出典)電気学会技術報告第977号(平成16年8月)
13	待機予備力	% 又はkW ※	起動から並列、負荷をとるまでに数時間程度を要する供給力をいい、停止待機中の火力などがこれに当たる。	左に同じ。	出典)電気学会技術報告第977号(平成16年8月)
14	系統容量	kW	・長期の供給予備力の場合においては、平年気温時8月(北海道は12月)のH3の条件における需要予測値(kW)を指す。 ・前日または当日の運転予備力の場合においては、翌日または当日の最大需要予測値(kW)を指す。 ・当日の瞬動予備力の場合においては、時々刻々の需要予測値(kW)を指す。	左に同じ。	長期の系統容量は送電端、短期の系統容量は発電受電端で整理されている(委員会での現状の考え方を確認した結果に基づく)。
15	マージン	kW	電力系統の異常時又は需給ひっ迫時等の対応として、連系線を介して他の供給区域と電気を受給するため、又は電力系統を安定に保つために、各連系線の運用容量の一部として電力広域的運営推進機関が管理する容量をいう。	左に同じ。	業務規程第64条の「マージン」の定義より
16	LOLP (Loss-of-Load Probability)	回/年	ある期間において供給力不足が発生する確率。	左に同じ。	第4回調整力等に関する委員会資料3より
17	LOLE (Loss-of-Load Expectation)	時間/年	ある期間において供給力不足が発生する時間数や日数の期待値。	左に同じ。	第4回調整力等に関する委員会資料3より
18	EUE (Expected Unserved Energy)	kWh/年	ある期間における供給力不足の電力量の期待値。	左に同じ。	第4回調整力等に関する委員会資料3より
19	短時間需要変動	kW	概ね5分以内の周期の需要変動。	左に同じ。	第2回調整力等に関する委員会資料3-1より
20	時間内需要変動	kW	30分コマ内の需要の最大値(需要が減少傾向の場合は最小値)と30分平均値との差。	左に同じ。	第2回調整力等に関する委員会資料3-1より
21	需要想定誤差	kW	—	需要想定値(30分平均値)から需要実績値(30分平均値)の誤差。	第4回調整力等に関する委員会資料3より
22	需要変動	kW	—	30分平均値からの需要の変動。	第4回調整力等に関する委員会資料3より
23	電源脱落下(継続)	kW	—	電源脱落下による供給力の減少(脱落下後の継続分)	第4回調整力等に関する委員会資料3より
24	電源脱落下(直後)	kW	—	電源脱落下による供給力の減少(脱落下直後の瞬時的な減少分)	第4回調整力等に関する委員会資料3より
25	再エネ出力想定誤差	kW	—	発電計画値(30分平均値)から再エネ出力実績値(30分平均値)の誤差。	第4回調整力等に関する委員会資料3より
26	再エネ出力変動	kW	—	30分平均値からの再エネ出力の変動。	第4回調整力等に関する委員会資料3より
27	最大3日平均電力(H3)	kW	ある月における毎日の最大電力(1時間平均)を上位から3日とり平均したものを。「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」における最大需要電力(kW)の算出方法として用いられている。1日最大ではなく、3日平均電力を用いるのは、特異な要因(気象の影響など)による影響度を小さくするためである。	左に同じ。	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、電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説(日本電力調査委員会)を参考に定義。
28	下位5日平均値(L5)	kW	ある期間における発電実績(1時間平均)のうち下位から5日とり平均したものを。「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」における水力、風力及び太陽光の供給力(kW)の算出方法として用いられている。	左に同じ。	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を参考に定義。
29	最大電力需要(H1)	kW	ある期間における電力需要(1時間平均)の最大値(kW)。	左に同じ。	
30	電力需給検証小委員会における最大電力需要(H1)	kW	需要見直しにおける電力需要(1時間平均)の最大値(kW)であり、H3(最大3日平均電力)に気温影響、経済影響等及び定着節電を加味し、過去5か年のH1/H3の平均比率を乗じて算出する。平年気温では考慮しない異常気温等の特殊要因が含まれる。電力需給検証小委員会における夏季及び冬季の需要見直しの最大電力需要の検証に用いられている。	左に同じ。	気温影響には、2010年度(中部、関西、及び九州管内は2013年度)を猛暑と想定。
31	残余需要	kW	—	需要電力(太陽光発電の自家消費分を除いたもの)から、太陽光発電(自家消費分を除く)及び風力発電の出力を控除した需要。	

※NO.10～13は、現状、系統容量に対する割合(%)で必要量が設定されているが、今後、再エネの導入拡大等によりこれまでと同様に%で表現するかどうかは本委員会の検討結果による。

2用語集

NO.	用語	説明	備考
1	ガバナフリー運転 (Governor-Free operation)	発電機の回転速度を負荷の変動のいかにかわらず、一定の回転速度を保つように、動力である蒸気および水量を自動的に調整する装置である調速機(ガバナ)により、系統周波数の変化に追従して出力を増減させる運転をいう。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
2	負荷周波数制御 (LFC: Load Frequency Control)	定常時における電力系統の周波数および連系線の電力潮流を規定値に維持するため、負荷変動に起因する周波数変化量や連系線電力変化量などを検出し、発電機の出力を制御することをいう。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
3	経済負荷配分制御 (EDC: Economic load Dispatching Control)	電力系統の安定かつ合理的な運用を目的に、各発電所(各発電機)に最も経済的になるよう負荷配分を行う制御をいう。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
4	AFC (Automatic Frequency Control)	自動周波数制御装置。周波数を一定に保つために、時々刻々と変化する電力消費に合わせて、水力および火力発電所の出力を制御して電力系統の周波数を維持する装置。	出典)「電気事業事典」電気事業講座2008 別巻 ((株)エネルギーフォーラム 発行)
5	EPPS (Emergency Power Preset Switch)	緊急融通装置。交直変換設備における自動を受給する装置。	送配電等業務指針より
6	balancingグループ (BG: Balancing Group)	代表契約者制度。複数の新電力と一般電気事業者が一つの託送供給契約を結び、新電力間で代表契約者を選定する仕組み。グループを形成する新電力全体で同時同量を達成することとなり、グループ規模が大きくなるほどインバランスが生ずるリスクを低減できる。	第4回制度設計WG資料5-2より http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system/seido_sekkei_wg/pdf/04_05_02.pdf
7	FFC (Flat Frequency Control)	定周波数制御。連系線潮流に無関係に系統の周波数変化量だけを検出して、規定周波数を維持するように発電機出力を制御する方式。この方式は、50Hz系統では北海道、東京、60Hz系統では沖縄の電力会社各社で採用されている。また、TBC制御を採用している電力会社が連系線の事故により単独運転となった場合はFFC制御となる。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
8	TBC (Tie line Bias Control)	周波数偏倚連系線電力制御。周波数の変化量とを同時に検出して、負荷変化が自系統内で生じたと判断した場合にのみ、自系統の発電機出力を制御する方式。自系統内の負荷変化量を地域要求量(AR)といい、(系統定数)×(系統容量)×(周波数変化量)+(連系線潮流変化量)で表される。この方式は、50Hz系統では東北、60Hz系統では沖縄以外の各電力会社で採用されている。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
9	アデカシー	系統構成要素の計画外停止および運用上の制約を考慮し、消費者の要求する電力を供給する能力。	第1回地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会参考資料より http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/c/hiikikanrenkeisen/001_s01_00.pdf
10	セキュリティ	運用上の制約を考慮し、事故などの突然の擾乱に耐える能力。	第1回地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会参考資料より http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/c/hiikikanrenkeisen/001_s01_00.pdf
11	N-1故障	送配電線1回線、変圧器1台、発電機1台その他の電力設備の単一故障。	送配電等業務指針より
12	N-2故障	送配電線、変圧器、発電機その他の電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障。	送配電等業務指針より
13	FERC (Federal Energy Regulatory Commission: 連邦エネルギー規制委員会)	米国の規制機関で、州をまたぐ電力、天然ガス、石油に関わる事業を監督。	第2回調整力等に関する委員会資料4より
14	NERC (North American Electric Reliability Corporation: 北米電力信頼度協会)	北アメリカの基幹系統の信頼度評価のために設立された国際的な機関。系統信頼度を維持するための基準を作成。	第2回調整力等に関する委員会資料4より
15	欧州委員会 (European Commission)	欧州の政策実行機関で、法案の作成、行政執行を実施。	第2回調整力等に関する委員会資料4より
16	ACER (Agency for the Cooperation of the Energy Regulators)	欧州の規制機関の間の協調を図る機関。電力の国際取引に関連するガイドライン、系統利用・運用に関する共通規則(統一ネットワークコード)の策定等に携わる。	第2回調整力等に関する委員会資料4より
17	ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)	欧州のTSO間の協調を図るため送電事業者の団体として設立された機関。欧州大の10年系統計画の策定や、系統利用・運用に関する共通規則の策定等を実施。	第2回調整力等に関する委員会資料4より
18	計画外停止	発電所における突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止(送電設備の故障による停止も含む)をいう。ただし、軽負荷時間(23時から翌朝6時までの深夜時間)内に限定された停止は除く。	電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説(日本電力調査委員会)より