調整力等に関する委員会
中間取りまとめ

平成２８年３月
電力広域的運営推進機関
調整力等に関する委員会

目　次

1.　はじめに　1
2.　中間取りまとめの位置づけ　2
3.　予備力・調整力・マージンの従来の考え方、システム改革後の位置づけ、及び課題　3
3-1.　従来の考え方　3
3-2.　電力システム改革による予備力・調整力・マージンの位置づけの変化と検討の目的　4
3-3.　課題認識　6
4.　予備力・調整力・マージンの検討状況　7
4-1.　用語の定義　7
4-2.　予備力・調整力・マージンの検討のフレームワーク　9
4-3.　長期断面の検討　10
4-3-1.　現状の考え方　10
4-3-2.　検討事項　12
4-3-3.　検討結果と今後の検討課題　13
4-4.　短期断面の検討　27
4-4-1.　現状の需給バランス調整・周波数制御　27
4-4-2.　検討事項　29
4-4-3.　検討結果と今後の検討課題　30
4-5.　マージンの検討　33
4-5-1.　現状の考え方　33
4-5-2.　検討事項　40
4-5-3.　検討結果と今後の検討課題　44
4-6.　稀頻度リスクへの対応　55
4-7.　来年度の安定供給確保に向けた対応　55
4-8.　海外事例の調査　57
4-8-1.　調査の対象国・地域　57
4-8-2.　調査方法　58
4-8-3.　調査結果　58
5.　おわりに　69
調整力等に関する委員会　委員名簿　70
調整力等に関する委員会　審議経過　71

1. はじめに

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　制度設計ワーキンググループにおいて、電力広域的運営推進機関（以下、「広域機関」）の設立後、ライセンス制の導入や再生可能エネルギー拡大等による調整力必要量の増大を踏まえて一般送配電事業者があらかじめ確保すべき調整力の見直しを図っていくとともに、従来の供給予備力の必要量の概念の中では十分な配慮がなされていない、再生可能エネルギー導入拡大や大規模自然災害等による電源の長期的な計画外停止への対応について、議論を行うべきであると整理された。また、連系線に設定されているマージンについて、確保量の詳細な算定根拠が分かりにくいといった利用者の声があるとの課題提起がなされた。

上記の背景から、広域機関は、平成２７年度事業計画において、電力システム改革第２段階におけるライセンス制の導入、小売全面自由化による電力取引の活発化、大規模災害など稀頻度事故の対応、再生可能エネルギーの導入増加等の環境変化を見据え、調整力の今後のあり方について検討を行うとともに、併せて、調整力と密接な関係にある連系線マージンのあり方の検討を行うこととし、平成２７年４月に中立的な有識者を含む「調整力等に関する委員会」（以下、「本委員会」）を設置した。

この中間取りまとめは、本委員会における平成２７年度の検討結果と今後の検討課題について取りまとめたものである。

＜参考＞　電力広域的運営推進機関　平成２７年度事業計画（抜粋）

３．送配電等業務に関する情報提供及び連絡調整（法第２８条の４０第７号）

（３）調整力のあり方の検討

需給バランス調整および周波数制御に必要な調整力については、長年見直しが行われていない。よって、本機関において、電力システム改革第２段階におけるライセンス制の導入、小売全面自由化による電力取引の活発化、大規模災害など稀頻度事故の対応、再生可能エネルギーの導入増加等の環境変化を見据え、調整力の今後のあり方について検討を行う。また、その検討に併せて、調整力と密接な関係にある連系線マージンのあり方の検討を行う。これらの検討のため、有識者等を含む調整力等に関する委員会を設置する。

８．付帯業務

（２）調査及び研究

本機関は、業務の改善に資するため、内外の電気事業に関する技術動向、国の諸制度、広域的運営に関する社会経済情勢、電力需給のリスク分析等に関する調査及び研究を行う。

平成２７年度は、調整力等に関する委員会の検討に必要な海外の調整力動向調査及び広域系統整備委員会における広域系統長期方針の策定に資する海外の長期設備計画動向調査を実施するほか、電力システム改革第２段階以降に向けたルールの策定に資する事項、海外で先行する再生可能エネルギーの増加に伴う施策の動向などについて調査を行い、本年度中に結果を取りまとめる。

2. 中間取りまとめの位置づけ

本委員会では、これまで 10 回にわたり、現状の予備力・調整力及びマージンの考え方の課題、見直しの方向性等について議論を重ねてきた。議論を通じ、方向性の見えてきた論点がある一方、引き続き検討すべき課題が残っていることから、現時点での中間取りまとめとして公表することとした。

なお、本委員会は、広域機関理事会の諮問を受けて検討を行ったものであり、この中間取りまとめにおいて本委員会として見直しの方向性の案を示している事項については、広域機関として決定（※）した後に、その効力を生じることになる点に留意が必要である。

※広域機関の業務規程又は送配電等業務指針を変更する必要がある場合は、総会の決議等の必要な手続きを経たうえで、経済産業大臣の認可を得る必要がある。

3. 予備力・調整力・マージンの従来の考え方、システム改革後の位置づけ、及び課題

3-1. 従来の考え方

従来の電気事業制度の下における予備力[1]・マージン[2]の確保に関する考え方は次の通り。

（１）長期断面（10 年前～1 年前）の供給予備力

各エリアの一般電気事業者が安定供給を行うために長期計画段階で確保すべき供給予備力（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）は、8 月のピーク需要発生時に発生し得る確率的な需要変動や電源脱落等のリスクを考慮し、見込不足日数＝0.3 日/月を満足するために必要な予備力（最大３日平均電力想定値の７％）と景気変動などによる長期的な需要変動に対応する予備力（最大３日平均電力想定値の 1～3%）の合計（最大３日平均電力想定値の 8～10%）であるとされてきた。このとき、連系線にマージンを設定し、他エリアからの融通（最大３日平均電力想定値の 3%相当又は最大電源ユニット相当分）を期待している。

（２）短期断面（前日～実需給）の予備力

各エリアの一般電気事業者が需要想定誤差や周波数調整に対応するために必要となる予備力は、過去からの知見・経験に基づき、少なくとも、運転予備力が前日段階で翌日の最大電力需要想定値の 8%、当日段階で当日の最大電力需要想定値の 5%、瞬動予備力が各時間の電力需要想定値の 3%（原則、運転予備力の内数）とされている。このとき、一部のエリアでは電源脱落等に対応するために連系線のマージンを当日まで確保し、他エリアからの融通に期待している[3]。

（３）マージン

連系線にマージンとして確保する量については、原則、長期断面では系統容量の 3%相当、又は最大電源ユニットが脱落した場合に系統を安定に維持できる量として設定され、実需給に向け、電力系統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、各供給区域で確保されている必要予備力量に応じてマージンとして確保している量を減少させている。

---

[1] 従来は「4-1. 用語の定義」における「予備力」と「調整力」が区別されず「予備力」と呼ばれていたため、ここでは用語として「予備力」を用いている。

[2] マージンの定義については、4-5-1.（１）参照。

[3] 「運転予備力」及び「瞬動予備力」の定義は、別紙「調整力等に関する委員会　定義集」に記載。

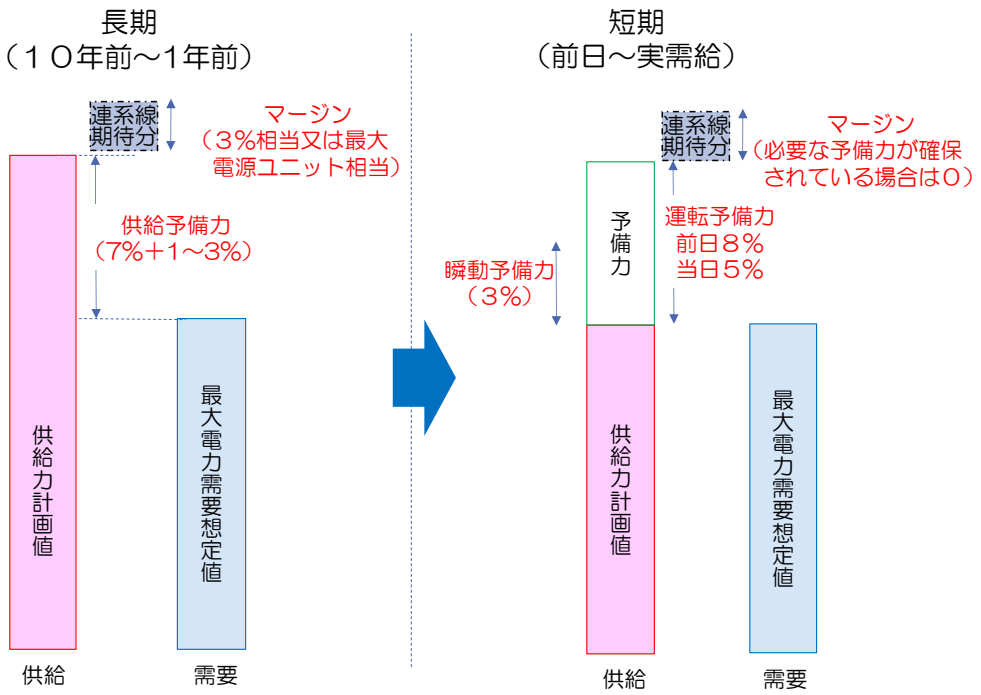


図 3-1-1　従来の予備力・マージンのイメージ

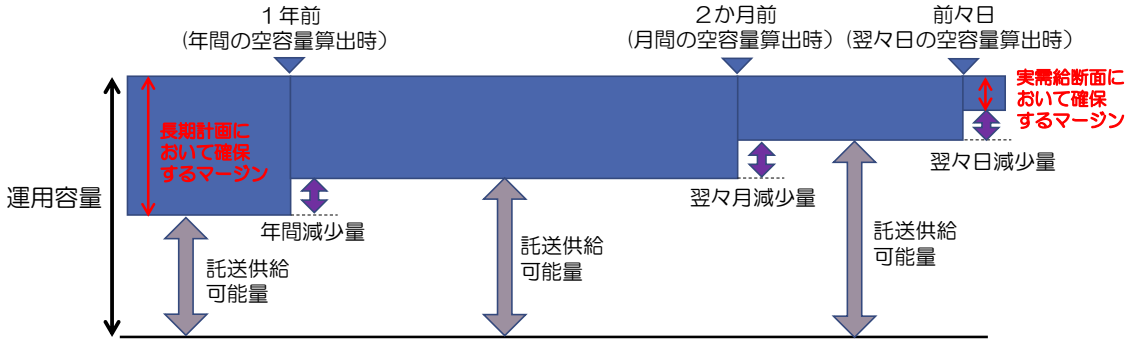


図 3-1-2　マージンの減少

3-2. 電力システム改革による予備力・調整力[4]・マージンの位置づけの変化と検討の目的

電力システム改革の第１段階（平成 27 年 4 月）では、地域を越えた電気のやりとりを容易にし、災害時に停電を起こりにくくするとともに、全国大での需給調整機能の強化等により、出力変動の大きい電源の導入拡大等に対するための司令塔として、広域機関が設置され、以下の業務を担うこととなった。

①需給計画・系統計画を取りまとめ、周波数変換設備、地域間連系線等の送電インフラの増強や区域（エリア）を越えた全国大での系統運用等を図る。

②平常時において、各区域（エリア）　の送配電事業者による需給バランス・周波数調整に関し、広域的な運用の調整を行う。

[4] 用語の定義は「4-1. 用語の定義」による。

③災害等による需給ひっ迫時において、電源の焚き増しや電力融通を指示することで、需給調整を行う。

④中立的に新規電源の接続の受付や系統情報の公開に係る業務を行う。

また、改革の第２段階（平成 28 年４月）からは、小売全面自由化に伴うライセンス制の導入により、現在の一般電気事業や特定規模電気事業といった類型が、発電事業、送配電事業、小売電気事業という類型に見直され、それぞれ必要な規制が課せられることになる。

こうした制度改革を受け、予備力・調整力・マージンの位置づけは次の通りとなる。

長期断面の供給予備力は、広域機関が電気事業者[5]からライセンスごとに提出される供給計画をとりまとめ、需給バランスを評価する際の指標であり、必要な場合は広域機関による電源入札等によって供給力の確保を図ることとなる。本委員会における長期断面の必要予備力の検討は、当該評価の基準を検討するという位置づけにある。

短期断面の予備力は、広域機関がエリアごとの電気の需給状況を監視する際の指標であり、需給ひっ迫が発生し又は需給ひっ迫が発生するおそれがある場合には、電気事業者に対して需給状況を改善するための指示を行うこととなる。本委員会における短期断面の必要予備力の検討は、当該指示等を行うための判断基準を検討するという位置づけにある。

調整力は、周波数維持義務が課せられる一般送配電事業者が周波数制御などのアンシラリーサービスを行うために確保することになる。本委員会は、そのために必要となる調整力のあり方について検討を行うこととしており、平成 28 年度に調整力の必要量等を明らかにすることを目指す。

連系線のマージンは、広域機関の設立により、広域機関が必要量を定め、管理することとなっている。エリアとして必要な予備力・調整力の一部を他エリアから連系線を通じて受電する目的で設定しているマージンは、上記の予備力・調整力の必要量等の検討を踏まえつつ、必要性や量の見直しを検討する必要がある。

長期断面の供給予備力の確保量を増やすと、需要変動や電源脱落等に対する供給信頼度が向上する一方で、社会的なコストの増加に繋がる。一方、短期断面で必要となる調整力を確保するために、既存の火力発電等の非効率な運用が行われている場合には、既存の調整資源の特性の向上や新たな調整資源の開拓によって、火力発電等の効率的な運用が可能になり、社会的なコストの低減に繋がる可能性も考えられる。また、マージンを確保することにより一定の供給信頼度を確保できる一方で、系統利用者が平常時に利用できる容量が減少することで広域的な取引の制約となる。したがって、予備力・調整力・マージンの検討においては、安定供給と効率性の両面への影響について、十分精査し、適正に評価する必要がある。

[5] 電力システム改革の第２段階（平成 28 年４月）以降、小売電気事業者、一般送配電事業者、送配電事業者、特定送配電事業者及び発電事業者が電気事業者に該当する。

3-3. 課題認識

ライセンス制の導入に伴い、一般送配電事業者は、電力安定供給確保の観点から、多様な資源の中から必要な調整力を確保する必要があるが、これまで一般電気事業者が確保している供給予備力の必要量には、一般送配電事業者が確保すべき調整力と、小売電気事業者が確保すべき予備力が含まれている。また、長期断面における供給予備力の必要量については、昭和 62 年以降基本的に見直しされておらず、再生可能エネルギー（以下、「再エネ」）の導入拡大に伴うインバランス処理のための調整力の確保、大規模自然災害等による電源の長期的な計画外停止に対して、十分に配慮されているとは言い難い。

よって、確保主体を区別せず系統全体として必要な予備力の量と一般送配電事業者が確保すべき調整力の量について、再エネの導入拡大等の環境変化を踏まえた考え方の見直しを検討する必要がある。

次に、連系線にマージンとして確保する量については、マージンと予備力・調整力の間には補完関係があること等を踏まえ、予備力・調整力として確保する量の議論と整合を図りながら検討する必要がある。

また、実需給までのマージンの減少の考え方について、必ずしも明確化されているとは言えず、例えば東京中部間連系設備（FC）等の空容量が少ない連系線等において、連系線利用者の予見性を高める観点から、減少ルールの明確化が必要である。

4. 予備力・調整力・マージンの検討状況

4-1. 用語の定義

予備力・調整力等の検討にあたり、用語の定義を明確にすることが重要である。本委員会では、「調整力」は、一般送配電事業者がアンシラリーサービス（周波数制御、需給バランス調整その他の系統安定化業務）を行うために確保するもの、「予備力」は、エリア全体の供給力から需要を差し引いたものという整理の下、以下の通り定義することとした。このとき、「調整力」は、エリア全体から見れば「予備力」の一部を兼ねており、関係を整理すると図 4-1-1 に示す概念図になる。また、「調整力」と「上げ調整力」、「下げ調整力」との関係は、図 4-1-2 に示す内訳イメージになる。ただし、海外において様々な種類の予備力・調整力が定義され、再エネ拡大に伴う見直しが行われているように、今後の検討に伴い、必要に応じて定義の見直しや用語の追加を行うことが適当である。

- 「予備力」とは、供給区域において、上げ調整力と上げ調整力以外の発電機の発電余力を足したものをいう。
- 「調整力」とは、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となる発電設備（揚水発電設備を含む。）、電力貯蔵装置、ディ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。）の能力をいう。
- 「上げ調整力」とは、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をいう。
- 「下げ調整力」とは、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をいう。

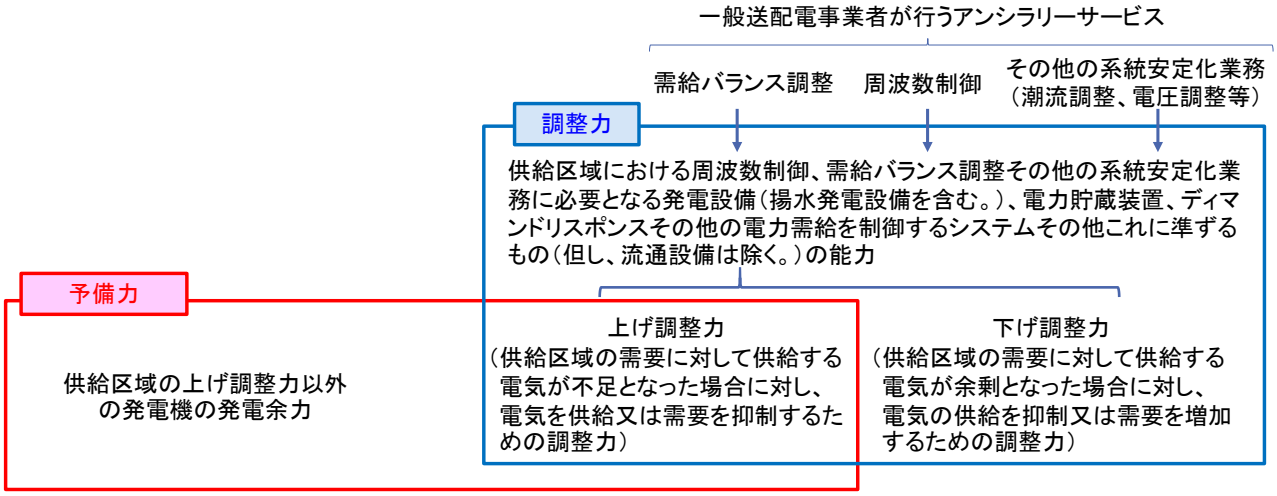


図 4-1-1　調整力と予備力の概念図

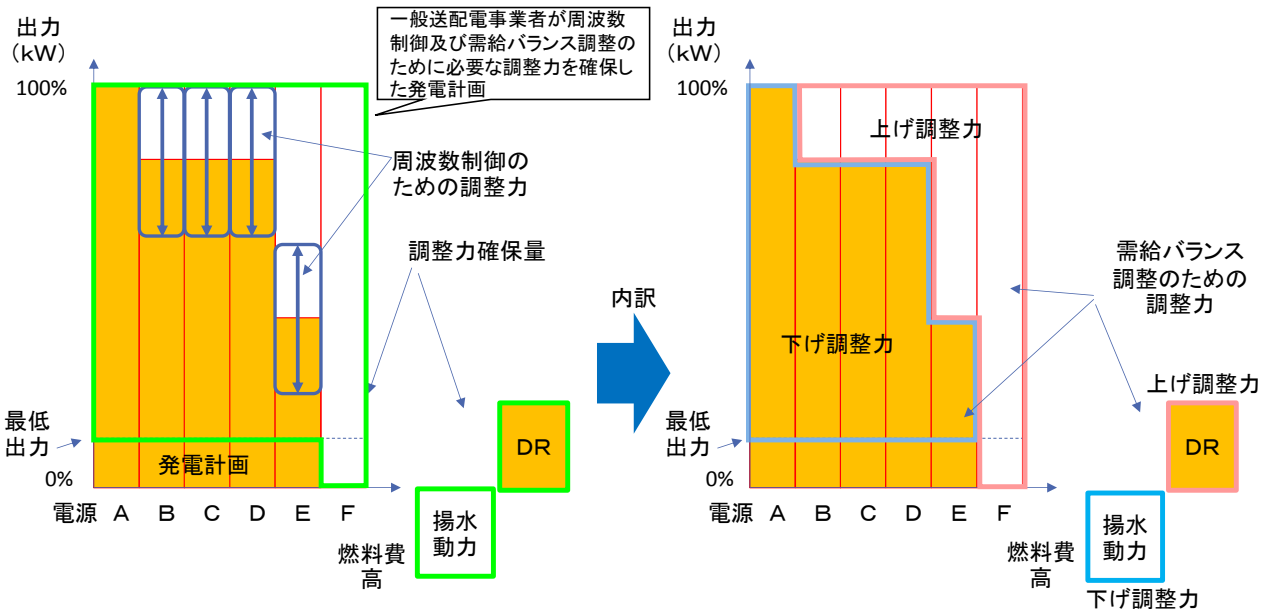


図 4-1-2　「調整力」の内訳イメージ

上記のほか、本委員会の検討に関連する用語の定義を別紙「調整力等に関する委員会　定義集[6]」に記載した。

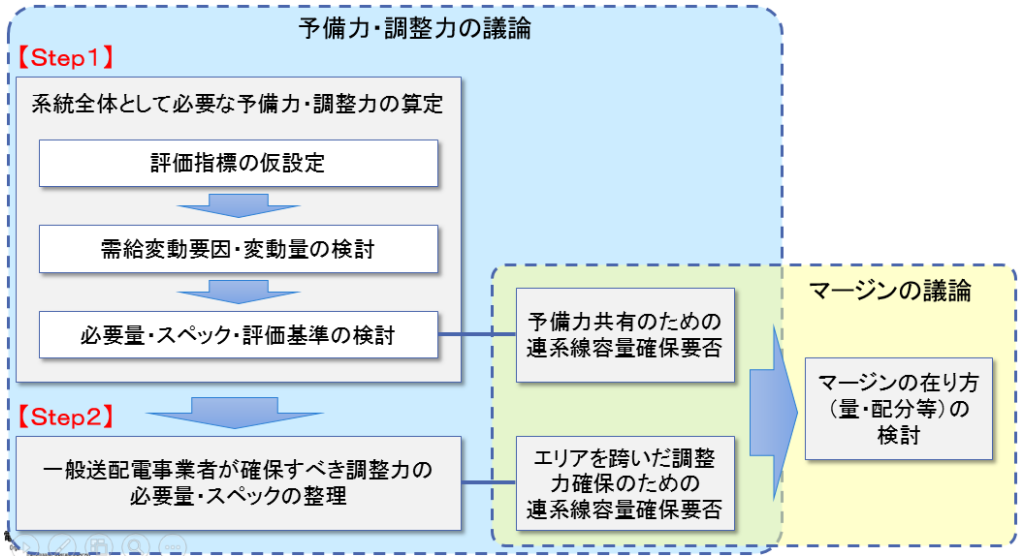
なお、本委員会では、供給計画に記載される供給予備力の必要量等に関する検討を「長期断面」の予備力・調整力の検討と呼び、実需給に近い時点で必要となる予備力や調整力（従来、「運転予備力」や「瞬動予備力」と呼ばれてきたもの）の必要量等に関する検討を「短期断面」の予備力・調整力の検討と呼ぶこととしている。

[6] 定義集に記載した定義は、現時点における暫定的なものであり、今後の検討に伴い、必要に応じて定義の見直しや用語の追加を行う。

4-2. 予備力・調整力・マージンの検討のフレームワーク

一般送配電事業者が調整する対象となる需給の変動量は、発電事業者や小売電気事業者による需要予測の精度や新しい供給力確保の制度の下での各事業者の行動に依存する部分があることから、まずは、事業者の区別をせず、系統全体として必要な予備力・調整力の検討を行い、そのうえで、一般送配電事業者が確保すべき調整力の検討を行うものとした。

マージンはエリアとして必要な予備力・調整力の一部を他エリアから連系線を通じて受電する目的で設定しているものがあることから、これらの予備力・調整力の検討を踏まえ、確保の必要性や量を検討する。



出典：第４回委員会資料２

図 4-2-1　検討の大まかな流れ

4-3. 長期断面の検討

4-3-1. 現状の考え方

現状では、持続的需要変動に対して必要な供給予備力（想定需要の 1～3%）と偶発的需給変動に対して必要な供給予備力（想定需要の 7%（連系線期待分の 3%を除く））を合計した想定需要の 8～10%を、長期断面で必要な供給予備力としている。

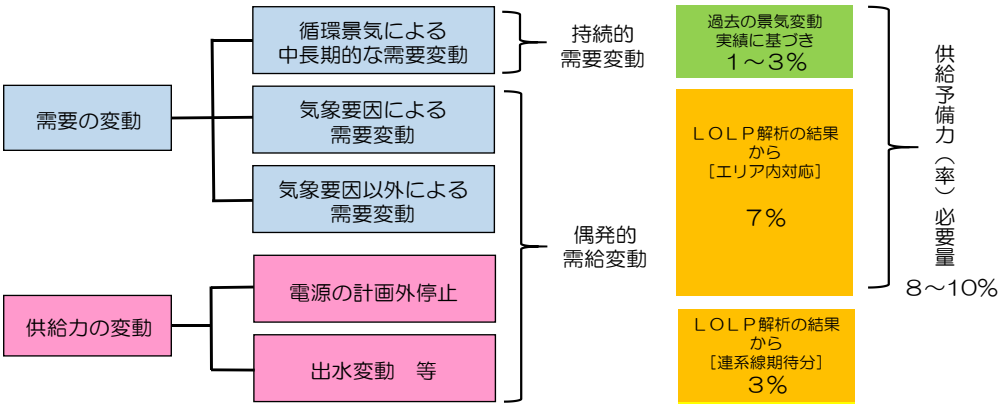


図 4-3-1-1　現状の供給予備力の考え方

（1）持続的需要変動対応

現状では、趨勢からの上振れ（循環景気による中長期的な需要変動）に対応するために、持続的需要変動対応として想定需要の 1～3%の供給予備力が必要とされている。

この必要量は、過去の需要実績（月別の最大３日平均電力（H3））を季節調整[7]したデータを用いて、趨勢（トレンド成分）からの上振れ分を分析し、その上振れ分を中長期的な循環景気に伴う需要の変動と見なして設定している。（→参考資料スライド L-1）

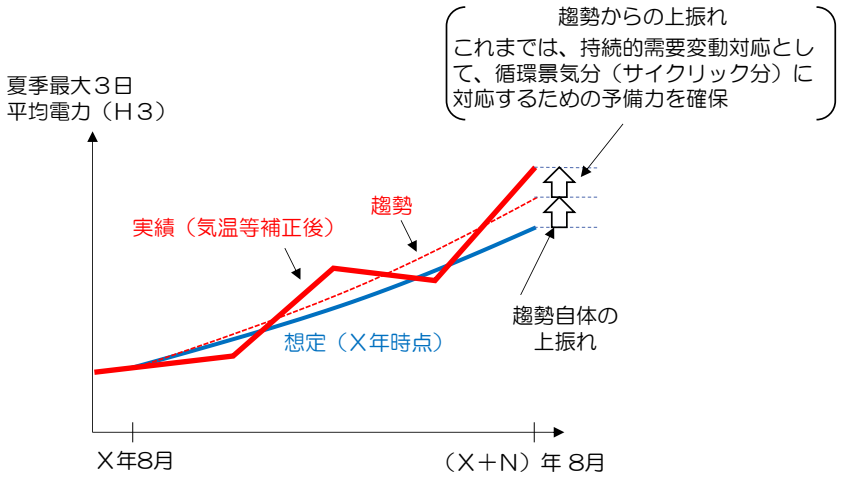


図 4-3-1-2　現状の持続的需要変動対応の考え方のイメージ

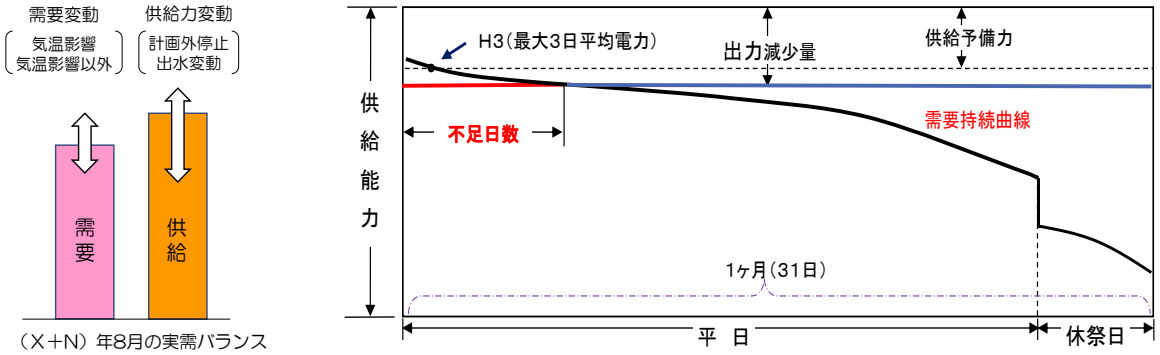
[7] 季節調整法として EPA（Economic Planning Agency）法を適用。

（２）偶発的需給変動対応

現状では、気温の変動等による需要変動、電源の計画外停止、水力発電の出水変動など、偶発的に発生する需給変動リスクに対応するために、偶発的需給変動対応として想定需要の 7%（連系線期待分の 3%を除く）の供給予備力が必要とされている。

この必要量は、需給の変動要因（需要変動、電源の計画外停止、水力発電の出水変動）毎に変動量の確率分布を設定し、モンテカルロ法を用いて供給力が需要を下回る日数（不足日数）の期待値（見込不足日数）を算定したときに、見込不足日数が 8 月のピーク需要発生断面で 0.3 日／月[8]となる供給予備力として設定している。

（→参考資料スライド L-2）



- 夏季 1 ヶ月（8 月）の毎日のピーク需要を模擬した需要持続曲線を作成
- 需給変動要因として、需要変動、出水変動、電源の計画外停止を考慮
- 作成した需要持続曲線に対し、上記の需給変動下において供給力が需要を下回る日数を不足日数とする

図 4-3-1-3　現状の偶発的需給変動対応の考え方のイメージ

（３）供給予備力必要量の考え方の変遷

供給予備力必要量の考え方の歴史は古く、(2) 偶発的需給変動対応については、昭和 33 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示されたことに遡る。以降、分析データの追加等、算定手法の見直しは都度実施されてきたものの、確率論的手法に関する基本的な考え方については、現在まで大きな見直しは行われていない。

（→参考資料スライド L-3、L-4）

今後の再エネ導入量の拡大、ライセンス制の導入等の環境変化を踏まえると、現状の考え方の代替となり得る考え方の有無や適用可能性について検討する必要がある。

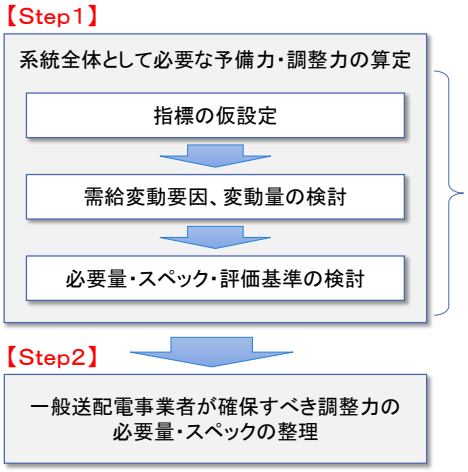
---

[8] 日本電力調査委員会解説書（昭和 37 年 11 月）には、「見込不足日数（0.3 日／月）については、過去の実績から、事故、渇水が一度発生した場合は、6 日間連続するものと考えなければならない。そのため供給予備力を保有する目標として、ある月に 20 年に 1 回の確率で発生する事故、渇水による出力減少量までを充足することとすれば、1 ヶ月に 0.3 日であることが予想される状況となる。」と記載されており、その後、基準値の見直しは行われていない。

4-3-2. 検討事項

長期断面で必要となる予備力・調整力の検討を進めるにあたり、最初に、確保主体を区別せず系統全体として必要な予備力・調整力を算定（Step 1）し、次に、一般送配電事業者が確保すべき調整力の必要量・スペックの整理（Step 2）を行う。Step 1 における主な論点及び関係は、図 4-3-2-1 及び図 4-3-2-2 の通り。

なお、一般送配電事業者が確保すべき調整力の必要量・スペックの整理（Step 2）については、短期断面にて必要となる予備力・調整力の考え方と整合を図りながら検討する。



		主な論点	説明資料
指標・基準		・目指すべき供給信頼度を表す指標と基準	論点１
変動要因	需要	・基準（ベースライン）とする需要	論点２
		・需要に関する変動要因と変動量	論点３
	供給	・基準（ベースライン）とする供給力	論点４
		・供給力に関する変動要因と変動量	論点５
分　析		・変動要因毎の分析手法（確率論的手法、シナリオによる分析手法）	論点６
		・前提条件（評価断面）	論点７

図 4-3-2-1　検討の進め方と主な論点について

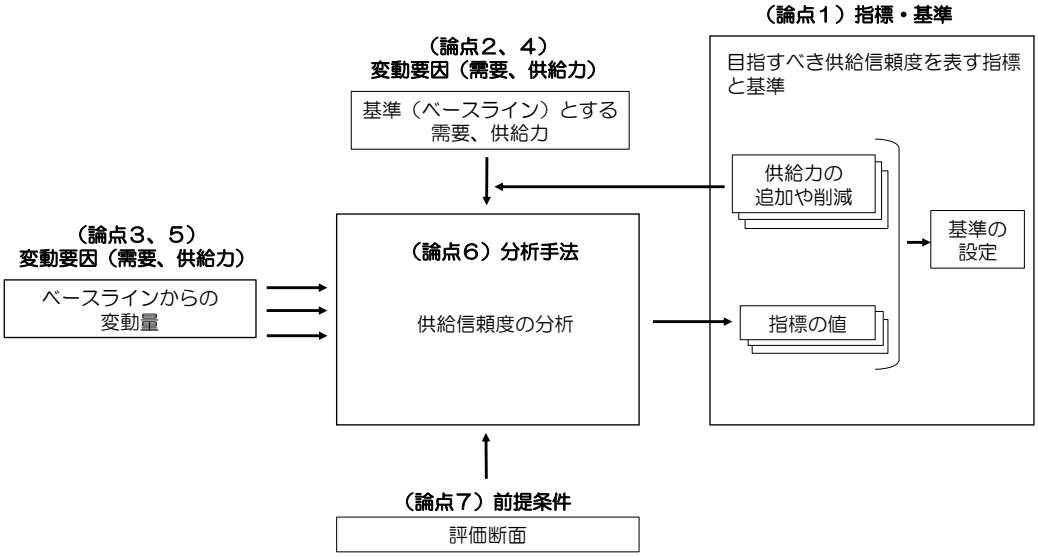


図 4-3-2-2　主な論点の関係図（イメージ）

4-3-3. 検討結果と今後の検討課題

（１）目指すべき供給信頼度を表す指標と基準【論点 1】

必要となる供給予備力の量を設定するにあたり、まず、目指すべき供給信頼度を表す指標を設定する必要がある。

これまで我が国では適正な供給信頼度を表す指標と基準として LOLP=0.3 日/月が用いられてきたが、「4-8. 海外事例の調査」に記載したように、欧米諸国では別の指標が用いられている。我が国、及び欧米諸国で用いられている指標[9]を参考に、以下の 3 つの指標を候補として詳細検討を行うこととした。

（→参考資料スライド L-5、L-6）

① LOLP（Loss of Load Probability）：「不足発生確率」（回／年）[10]
② LOLE（Loss of Load Expectation）：「見込不足時間」（時間／年）
③ EUE（Expected Unserved Energy）：「見込不足電力量」（kWh／年）

＜今後の検討課題＞

・供給計画取りまとめ後の需給バランス評価の実施に向け、確率論的手法によるシミュレーション等を行いながら、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、様々な観点を考慮しつつ基準値を検討する。
・上記検討に併せて、採用する指標について検討するとともに、供給信頼度の見通しを評価するための補助指標の必要性についても検討する。

（２）基準（ベースライン）とする需要【論点 2】

現在、「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（供給計画ガイドライン）」と需要想定要領では、最大３日平均電力（H3、平年気温ベース）を用いることとしているため、これを需要のベースラインとし、それからの変動を需要の変動要因として考えることとした。

（→参考資料スライド L-7）

＜今後の検討課題＞

・国の電力需給検証小委員会において最大需要電力（H1、猛暑年ベース）が用いられていることを踏まえ、今後は H1 をベースラインとした場合の評価についても検討する。

---

[9] 同じ名称の指標でも、評価断面（ピーク時間帯で評価、複数時間帯で評価等）が異なるときは、実質的には異なる指標となることに留意が必要。
[10] 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。LOLE=●日/年と同義。

（３）需要に関する変動要因と変動量、変動要因毎の分析手法【論点 3、6】

ベースラインとする需要想定値（H3、平年気温ベース）からの変動要因として、「需要想定において考慮されていない要因」、「需要想定で用いる前提諸元の想定と実績の差異」の 2 つに分類したうえで、それぞれについて、具体的な変動要因を以下のとおり設定することとした。

・ 需要想定において考慮されていない要因

① 平年気温をベースとした需要を想定していることにより、平年気温と実績気温との差により偶発的に発生する変動（気温影響による需要の変動）

② 想定期間中（10 年以内）に発生する景気変動等による需要の変動

③ その他の要因で発生する需要の変動（自然災害による生活・経済活動の低下、イベントによる TV 視聴増の影響等）

・ 需要想定で用いる前提諸元の想定と実績の差異

④ 経済指標（GDP、IIP 等）、節電量の見通し誤差等による需要想定誤差

そのうえで、上記①～④のうち「①気温影響による需要の変動」と「③その他の要因で発生する需要の変動」については、過去の実績に近い確率分布で今後も変動すると考えられることから、確率論的手法で扱うこととした。具体的な扱い方に関する検討状況と今後の検討課題は、（６）（ⅱ）に記した。

「②景気変動等による需要の変動」については、（７）に現時点の検討状況と今後の検討課題を整理した。

「④経済指標（GDP、IIP 等）、節電量の見通し誤差等による需要想定誤差」については、過去の実績をみると、平成 12 年から最大需要電力の実績が 10 年前に想定された値を下回る傾向にあり、後年度の想定になるほど、その乖離幅が大きいことから、これらの実績をもとに、必要となる予備力を減ずる案も考えられる。しかし、需要想定誤差は、経済指標の見通しの誤差だけでなく、想定手法等その他の要因に起因している可能性が考えられるため、今後、広域機関にて継続的に需要想定誤差について検証を行い、需要想定方法の見直しにより精度向上に努めていくこととなる。よって、今後も需要が想定値を大きく下回るとは必ずしも言えないため、当面、必要予備力には織り込まないこととした。

（→参考資料スライド L-8、L-9）

＜今後の検討課題＞

・「④経済指標（GDP、IIP 等）、節電量の見通し誤差等による需要想定誤差」について、広域機関による継続的な需要想定の検証と見直しが必要。

（４）基準（ベースライン）とする供給力【論点 4】

「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（供給計画ガイドライン）」に基づき計上されている供給力をベースラインとし、それからの変動を供給力の変動要因として考えることとした。

＜今後の検討課題＞

・国の電力需給検証小委員会において最大需要電力（H1、猛暑年ベース）が用いられていることを踏まえ、今後は H1 をベースラインとした場合の評価についても検討する。

（５）供給力に関する変動要因と変動量、変動要因毎の分析手法【論点 5】

以下の 4 つを供給力に関する変動要因として設定することとした。

（→参考資料スライド L-10）

① 電源の計画外停止
② 出水変動
③ 風況・日射量の変動
④ 電源（再エネ含む）のラインナップ（構成）の変動（計画計上されている新規電源の建設遅延・中止、計画外の電源の廃止、計画外の老朽火力の長期停止・再稼働）

「①電源の計画外停止」、「②出水変動」に関しては、過去の実績に近い確率分布で今後も変動すると考えられることから、従来どおり、確率論的手法で扱うこととした。

従来は考慮されていなかった「③風況・日射量の変動」についても、「②出水変動」と同様に自然現象によるものであり、過去の実績に近い確率分布で今後も変動すると考えられることから、確率論的手法で扱うこととした。具体的な扱い方については、（６）（ⅲ）に現時点の検討状況と今後の検討課題を整理した。

＜今後の検討課題＞

・「④電源（再エネ含む）のラインナップ（構成）の変動（計画計上されている新規電源の建設遅延・中止、計画外の電源の廃止、計画外の老朽火力の長期停止・再稼働）」については、供給計画取りまとめ後の供給信頼度評価（および、電源入札要否検討）の際に検討する。

（６）確率論的手法で扱う需給変動要因の扱いと評価断面【論点 6、7】

論点 2 及び論点 4 において確率論的手法で扱うこととした変動要因について、どのように確率論的手法で考慮し、どのような評価断面を選定すべきかを検討するため、以下の通り、予備的検討を行った。

（ⅰ）予備的検討における評価断面の設定

太陽光発電の導入量と太陽光発電の時間帯による出力の違いの影響を分析す

るため、2 年度（平成 27 年度、平成 36 年度）の 3 時間断面（8 月 15 時、17 時、19 時）を予備的検討の評価断面として選定した。

（ⅱ）時間断面毎のベースラインとする需要・変動の設定方法

（ⅰ）で選定した評価断面について、ベースラインとする需要及び変動の設定方法を検討。

（→参考資料スライド L-11～L-14）

（ベースラインとする需要）

評価断面である 8 月 15 時、17 時、19 時の需要を設定する必要があるが、供給計画に記載されているのは、8 月の最大需要電力（H3）のみであることから、それ以外の評価断面の需要を、至近 3 カ年（平成 24～26 年）の実績値をもとに、今後の評価断面拡大時の計算の容易化を考慮し、以下のとおり設定した。

① 至近 3 カ年の 8 月の時刻毎の最大３日平均電力の比率（例えば、15 時と 17 時の最大３日平均電力の実績比率）から、最大需要電力想定（H3）発生時刻以外の時刻における最大３日平均電力を想定

② 至近 3 カ年の評価断面における需要実績の傾向線（1 次近似）から、最大３日平均電力と平日平均電力の比率を算定

③ ②の最大３日平均電力と平日平均電力の比率をもとに、①で求めた最大３日平均電力から評価断面の平日平均電力を求め、両者を直線で結ぶことで傾向線（需要持続曲線）を設定

〔需要持続曲線設定のイメージ〕
平成３６年８月１７時の例

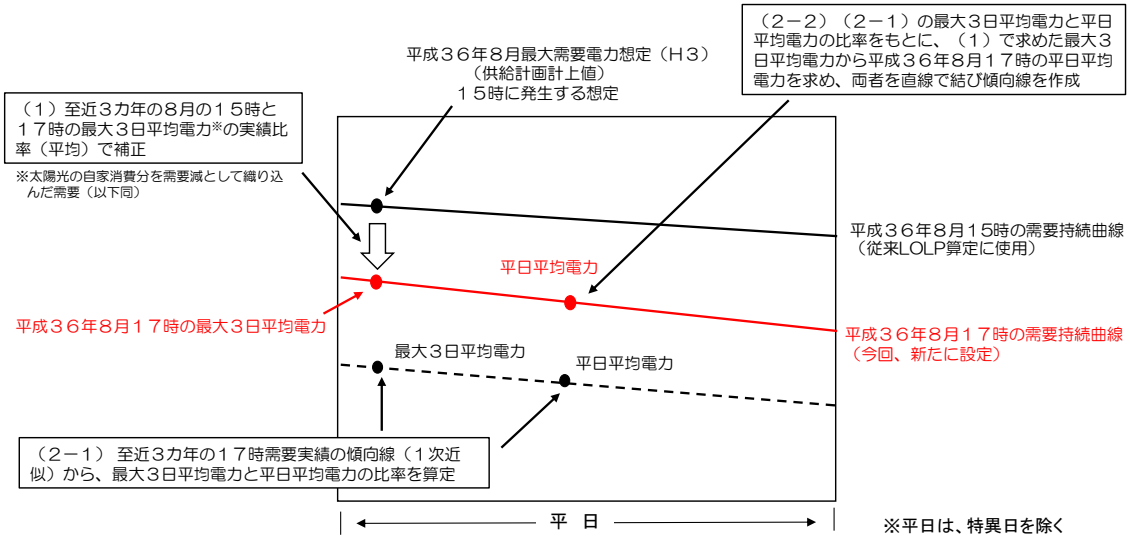


図 4-3-3-1　ベースラインとする需要の設定のイメージ

（気温影響による需要の変動）

気温影響による需要の変動は、至近の気温感応度式（気温と需要の相関式）を用いて、過去の気温実績を基に変動量の確率分布を以下のとおり設定した。

（→参考資料スライド L-11）

① H3 発生時刻における至近の気温感応度式と至近 30 カ年の需要電力上位 3 日発生日の気温実績から、気温影響による変動量を算定（サンプル数 90/エリア）。 当該サンプルから H3 に対する変動量の標準偏差を求め、正規分布により表現

② 平成 27 年の H3 発生時刻以外の断面については、上記で求めた変動量の標準偏差を需要比率で補正して適用

③ なお、近年の温暖化の傾向の影響については、今後の課題として引き続き調査

※実際にはエリアごとに確率分布を設定

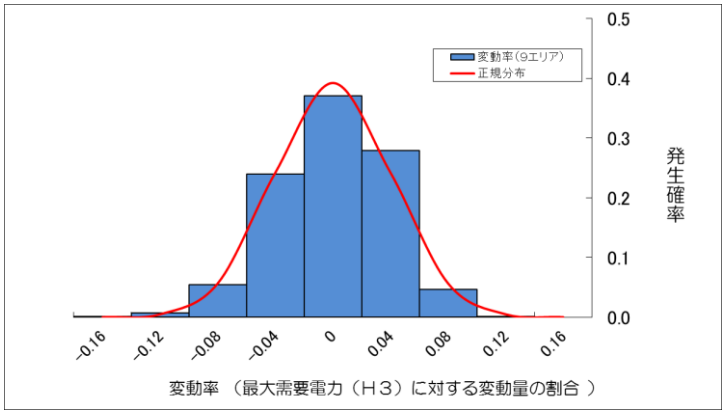


図 4-3-3-2　気温影響による変動率の確率分布
（平成 27 年度：9 エリア（沖縄エリアを除く、以下同じ））

（その他の要因で発生する需要の変動）

気温以外の要因で発生する需要の変動は、気温実績と気温感応度式から算定される「気温補正後の想定需要」と「需要実績」の差として捉え、過去の気温実績を基に変動量の確率分布を以下のとおり設定した。

（→参考資料スライド L-12）

① 至近 3 カ年（平成 24～26 年）を対象として、各年度の気温感応度式から求まる「気温補正後の想定需要」と当該年度の「需要実績」との差分を算定（サンプル数約 50/エリア）。当該サンプルから変動量の標準偏差を求め、正規分布により表現

② 平成 27 年の H3 発生時刻以外の断面については、上記で求めた変動幅を需要比率で補正して適用

※実際にはエリアごとに確率分布を設定

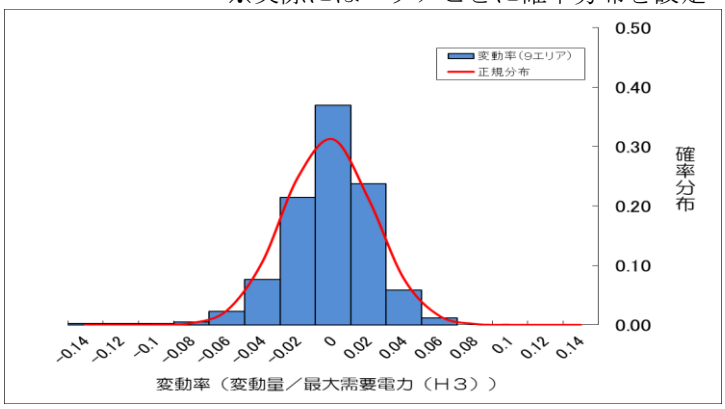


図 4-3-3-3　その他の要因で発生する需要の変動率の確率分布
（平成 27 年度：9 エリア）

これらの設定方法について、従来の直線近似の需要持続曲線では、評価結果への影響度が大きい高需要帯の需要が実態より高めに出ると考えられること、また、例えば 17 時の変動幅と 15 時の変動幅は需要の規模に比例しているとは言えないと考えられることから、本格的な分析の実施に向けて、引き続き検討を行うこととした。

＜今後の検討課題＞

- 需要持続曲線を直線近似する従来方法の見直しを検討する。
- 今後の分析結果を踏まえ、必要に応じ、設定方法の更なる見直しを行う。

（iii）時間断面毎のベースラインとする供給力・変動の設定方法

（ｉ）で選定した評価断面について、従来は考慮していなかった風力発電と太陽光発電の出力の確率分布を過去実績に基づいて設定する方法を検討。電源の計画外停止率は旧日本電力調査委員会の最新調査データを基に設定した。

（ベースラインとする供給力）

供給力は供給計画ガイドラインに基づき設定。自流式及び調整池式水力発電、風力発電、太陽光発電の供給力は、過去の実績（又は推定値）の下位 5 日平均値（L5）を基準として計上。平成 27 年度供給計画で「未定」となっている風力発電、太陽光発電の導入量については、広域機関の広域系統整備委員会において検討されている「広域系統長期方針（長期方針のシナリオ）[11]」を参考として設定した。

（→参考資料スライド L-13、L-14）

[11] 今回の試算では、平成 36 年 8 月の風力発電・太陽光発電の導入量を、「広域系統長期方針」の検討におけるシナリオ①（導入見込量や設備認定量に応じて各エリアへ導入量を按分した場合）を基に設定。（広域系統長期方針の想定の前提である 2030 年（平成 42 年）まで、直線的に増加すると仮定）

（電源の計画外停止）

電源の計画外停止率については、旧日本電力調査委員会の最新調査データを基に、以下のとおり設定した。

（→参考資料スライドL-15）

表 4-3-3-1　電源別計画外停止率

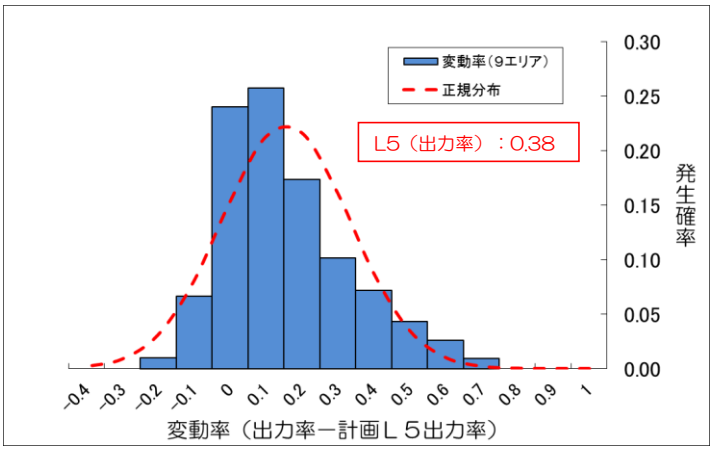
		今回	(参考)平成 17 年度算定時	今回諸元の考え方
水力	自流式･貯水式	0.5%	0.5%	昭和 30～32 年度の実績から算定した値※
	揚　水	1.0%	0.5%	平成 24 年度までの実績から算定した値※
火力	初期期間 (運開後 3 年以内)	5.0%	5.0%	平成 25 年度までの実績から算定した値※
	325MW 未満 (運開後 4 年以降)	2.0%	2.0%	平成 6 年度までの実績から算定した値※
	325MW 以上 (運開後 4 年以降)	2.5%	2.5%	平成 25 年度までの実績から算定した値※
原子力		2.5%	2.5%	火力の停止率を準用 (平成 17 年度算定時の考え方を踏襲)
再エネ	風　力	—	—	風力の出力変動に計画外停止等が考慮されているため、計画外停止は設定しない。
	太陽光	—	—	現状、太陽光の計画外停止率に関するデータがないため、まずは計画外停止率を設定しない。
	地　熱	2.0%	—	火力停止率を準用(325MW 未満)

※　旧日本電力調査委員会電力専門委員会の調査データを基に設定

（出水変動・風況の変動）

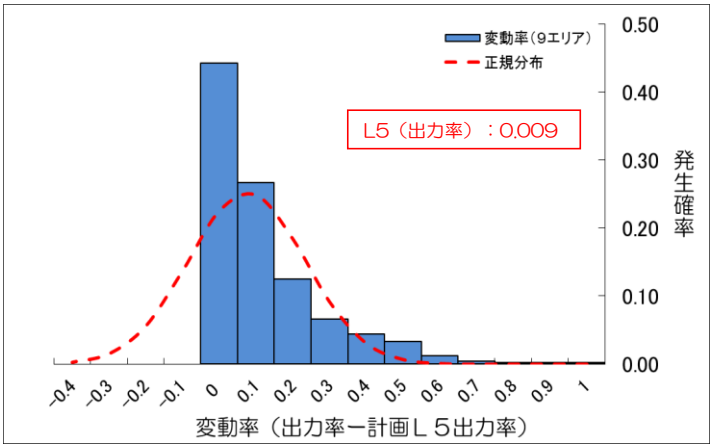
変動量の確率分布は、供給力の算定において参照している観測期間[12]における出力実績と L5 出力との差により算定した。

9 エリアの水力発電、風力発電の L5 を基準とした変動率の確率分布は下図のとおりであり、右方向（正の方向）に偏った確率分布になっていることから、正規分布による近似はせず、実績の確率分布をそのまま採用することとした。



※出力率は、設備量（kW）に対する出力の割合を示す

図 4-3-3-4　水力発電の変動率の確率分布（9 エリア）



※出力率は、設備量（kW）に対する出力の割合を示す

図 4-3-3-5　風力発電の変動率の確率分布（9 エリア）

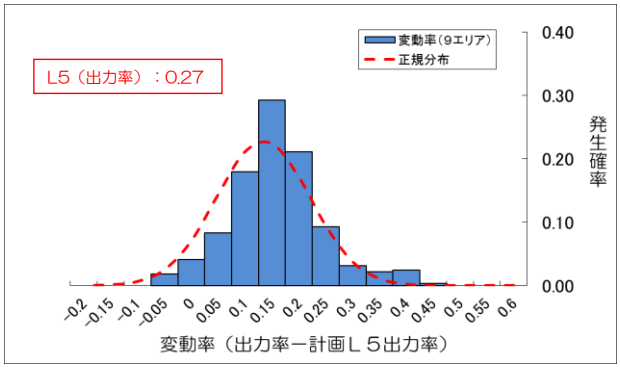
[12] 水力発電は過去 30 カ年、風力発電は各エリアで把握している期間のデータにより分析

（日射量の変動）

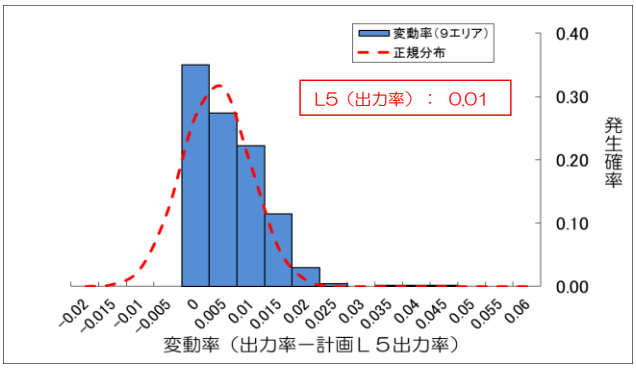
変動量の確率分布は、供給力の算定において参照している観測期間（過去20カ年）におけるH3発生日の出力実績（又は推計値）とL5出力との差により算定[13]した。

9エリアの太陽光発電のL5を基準とした変動率の分布は下図のとおりであり、19時の変動率が右方向（プラス方向）に偏った確率分布になっていることを踏まえ、正規分布による近似はせず、実績の確率分布をそのまま採用することとする。（他の時間断面も同じ）

（１５時）



（１９時）



※出力率は、設備量（kW）に対する出力の割合を示す

図 4-3-3-6　太陽光発電の変動率の確率分布（9エリア）

＜今後の検討課題＞

- 今後の分析結果を踏まえ、必要に応じ、設定方法の更なる見直しを行う。
- 電源の計画外停止率については、継続的に調査、見直しを行っていく。

[13] 自家消費分は需要の減（変動なし）として試算した。但し、既連系分に関する変動は需要実績の変動に含まれており、需要の変動として織り込まれていると考えられる。

（ⅳ）確率論的手法に関する試算

（ⅰ）で選定した評価断面において、（ⅱ）～（ⅲ）の通り需要及び供給力のベースライン及び変動を設定し、従来の基準値（LOLP=0.3 日／月）のもとで、モンテカルロ法により、必要供給力の試算を実施した。

風力発電・太陽光発電を水力発電と同様に L5 を基準として試算を行った結果、太陽光発電導入拡大の影響により、最大需要電力発生断面以外において、必要供給力が最大となったことから、今後の必要供給力及び必要予備力の算定においては、最大需要電力発生断面以外も評価断面とする必要があることが確認できた。また、風力発電・太陽光発電の供給力（L5）を除いた必要供給力も最大需要電力発生断面以外で最大となった。（図 4-3-3-7 参照）

なお、本試算は今後の検討の方向性について議論するため、多くの仮定をおいて算定したものであり、本結果の水準が直ちに必要予備力を決定するものではないことに留意が必要である。

（試算の前提条件）

① 指標と基準
- LOLP= 0.3 日／月

② 需要に関する変動要因
- 気温影響による需要の変動
- その他の要因で発生する需要の変動

③ 供給力に関する変動要因
- 電源の計画外停止
- 出水、風況、日射量の変動

④ 評価断面
- 対象年度　：　平成 27、36 年度
- 対象月時　：　8 月 15、17、19 時
- 各エリア単独（連系効果なし）

（試算結果）

表 4-3-3-2　風力発電・太陽光発電の出力変動が必要予備力に与える影響

〔以下の数値は、連系効果を考慮せず各エリア単独で算定した値の合計値〕

〔平成27年8月15時〕風力・太陽光はL5のみ計上し、変動を考慮せず　（万kW、%）

		全国（9エリア）計	東地域（50Hz）	中西地域（60Hz）
需要		15,770	7,030	8,740
必要供給力(b)		17,230	7,700	9,530
必要予備力※1〔(c)=(b)-(a)〕		1,460	670	800
必要予備率※1〔(c)/(a)〕		(9.3)	(9.5)	(9.2)
必要供給力※1（風力・太陽光除き）		16,620	7,550	9,070
設備量	風力	290	150	150
	太陽光	2,620	920	1,700

〔平成27年8月15時〕風力・太陽光出力の変動を考慮　（万kW、%）

		全国（9エリア）計	東地域（50Hz）	中西地域（60Hz）
需要		15,770	7,030	8,740
必要供給力(b)		16,870	7,540	9,320
必要予備力※1〔(c)=(b)-(a)〕		1,100	510	590
必要予備率※1〔(c)/(a)〕		(7.0)	(7.3)	(6.8)
必要供給力※1（風力・太陽光除き）		16,260	7,400	8,860
設備量	風力	290	150	150
	太陽光	2,620	920	1,700

（参考）：平成１７年度計算結果（評価断面：平成２１年度８月）　（万kW、%）

	全国（9エリア）計	東地域(50Hz)	中西地域(60Hz)
需要	17,809	8,101	9,708
必要予備力※1	1,703	750	953
（率）	(9.6)	(9.3)	(9.8)

※1　ここでの必要予備力（率）は、ＬＯＬＰ=0.3日／月を満たすために必要となる供給予備力（率）をいう。
※2　四捨五入の関係で数値が合わないことがある。

表 4-3-3-3　地域別・断面別の算定結果（風力発電・太陽光発電の出力変動を考慮）

〔以下の数値は、連系効果を考慮せず各エリア単独で算定した値の合計値〕

〔平成２７年８月〕　（万kW、%）

		全国（9エリア）計			東地域（50Hz）			中西地域（60Hz）		
断面		15時	17時	19時	15時	17時	19時	15時	17時	19時
需要(a)		15,770	15,530	14,540	7,030	6,920	6,470	8,740	8,600	8,070
必要供給力(b)		16,870	16,810	15,930	7,540	7,540	7,110	9,320	9,270	8,820
必要予備力※1〔(c)=(b)-(a)〕		1,100	1,280	1,390	510	620	640	590	670	750
必要予備率※1〔(c)/(a)〕		(7.0)	(8.2)	(9.6)	(7.3)	(9.0)	(9.9)	(6.8)	(7.8)	(9.3)
必要供給力※1（風力・太陽光除き）		16,260	16,610	15,920	7,400	7,490	7,110	8,860	9,120	8,820
設備量	風力	290			150			150		
	太陽光	2,620			920			1,700		

〔平成３６年８月〕　（万kW、%）

		全国（9エリア）計			東地域（50Hz）			中西地域（60Hz）		
断面		15時	17時	19時	15時	17時	19時	15時	17時	19時
需要(a)		16,880	16,630	15,570	7,740	7,620	7,120	9,150	9,010	8,450
必要供給力(b)		17,840	17,850	17,030	8,160	8,200	7,790	9,680	9,650	9,240
必要予備力※1〔(c)=(b)-(a)〕		960	1,220	1,460	420	580	670	540	640	800
必要予備率※1〔(c)/(a)〕		(5.7)	(7.3)	(9.4)	(5.4)	(7.6)	(9.4)	(5.9)	(7.1)	(9.5)
必要供給力※1（風力・太陽光除き）		16,540	17,390	17,020	7,780	8,070	7,780	8,760	9,320	9,240
設備量	風力	710			490			220		
	太陽光	4,860			2,080			2,780		

※１　ここでの必要予備力（率）は、LOLP= 0.3 日／月を満たすために必要となる供給予備力（率）をいう。
※２　四捨五入の関係で数値が合わないことがある。

〔以下の数値は、連系効果を考慮せず各エリア単独で算定した値の合計値〕

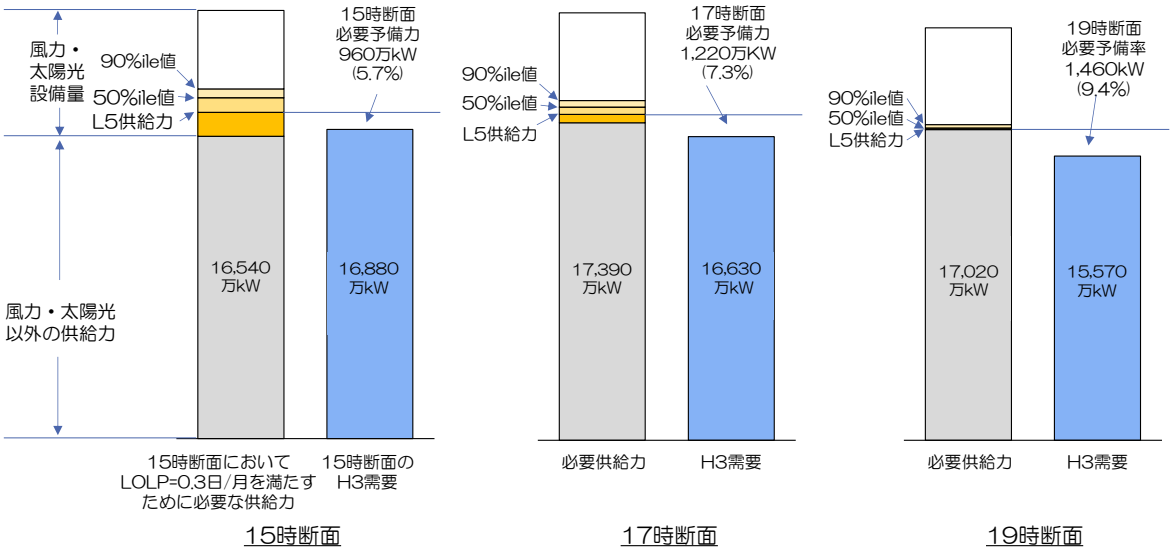


図 4-3-3-7　試算結果（平成 36 年 8 月、9 エリア計）の関係図

＜今後の検討課題＞

・評価断面を最大 8760 時間まで拡大し、分析を行う。

・どの季節、時間帯が指標値の結果に影響があるのかを評価し、効率的な算定方法の可能性についても検討する。

（７）景気変動等による需要の変動の扱い

論点３で需要の変動要因のうちの１つとして整理した「②景気変動等による需要の変動」の扱いについて検討するため、過去 20 カ年の需要実績（月別の最大３日平均電力（H3）、気温補正後）に対して、季節調整（X-12-ARIMA[14]を適用）を行い、景気変動等による需要変動リスクの大きさを分析した。なお、分析の対象とする期間（回帰対象期間）により、変動量が異なるため、以下の４ケースについて比較検討した。

（→参考資料スライド L-16、L-17）

（ケース 1）　震災後の３カ年　：2012 年度～2014 年度[15]
（ケース 1’）　震災後の４カ年　：2011 年度～2014 年度
（ケース 2）　震災前の 10 カ年　：2000 年度～2009 年度
（ケース 3）　震災前後の 10 カ年　：2005 年度～2014 年度

東日本を中心に震災前後で需要のレベルが大きく異なっていること、震災前のリーマンショックの影響により需要が大幅に減少していることなどを踏まえ、震災後の３カ年分のデータを分析対象期間とするケース１について議論した。その結果、震災以降のデータだけではサンプル数が少なく変動量を過小評価しているおそれがあることから、震災前のデータも含めて検討することを確認した。

また、需要変動リスクとして見込む量をエリア別の値に設定する場合と全国一律の値に設定する場合の長所・短所についても議論し、当面はデータのサンプル数等、エリアとしての値にどの程度の確からしさがあるのかを考慮し設定するという考え方もあることを確認した。

表 4-3-3-4　分析結果

（万kW、%）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア合計 ※1	沖縄
ケース1 震災後	変動量※2	2	18	35	57	9	26	9	9	15	190	1
	変動率※2	0.5	1.5	0.8	2.7	2.0	1.1	1.0	2.0	1.1	1.4	1.2
ケース1' 震災後	変動量※2	4	40	149	58	12	95	25	9	43	276	1
	変動率※2	0.9	3.5	3.4	2.7	2.7	4.0	2.7	2.0	3.2	2.0	1.1
ケース2 震災前	変動量※2	13	52	216	122	18	81	60	21	58	619	2
	変動率※2	2.8	4.2	4.4	5.5	4.1	3.3	6.3	4.8	4.2	4.2	1.4
ケース3 震災前後	変動量※2	16	80	324	113	17	115	54	26	59	645	3
	変動率※2	3.4	6.5	6.8	5.1	3.9	4.8	5.7	6.0	4.3	4.6	2.3

※1　9エリアの需要の合計値を季節調整した TC 成分にて算定（→参考資料スライド L-1）
※2　変動量及び変動率は、回帰直線からの上振れ分の最大値

[14] 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。従来の分析に使用された 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。
参考：「季節調整法の比較研究 センサス局法 X-12-ARIMA の我が国経済統計への適用（経済企画庁経済研究所 2000 年６月）」　http://www.esri.go.jp/jp/archive/sei/sei017/sei017a.pdf

[15] 2011 年度は夏季の東北・東京管内に対する電気の使用制限令の発動等の影響があるため対象期間から除外。

＜今後の検討課題＞

・「②景気変動等による需要の変動」については、震災前のデータも含めて分析を行ったうえで、変動量の設定方法とともに検討する。

4-4. 短期断面の検討

4-4-1. 現状の需給バランス調整・周波数制御

現状、各エリアの一般送配電事業者は、短期断面においては、各時間周期の需給変動や、需要及び再エネ出力の想定誤差に対し、以下の通り需給バランス調整・周波数制御を行っている。

（１）予備力の種類

現状では、予備力は以下の通り分類されている。

（→参考資料スライド S-1～S-3）

表 4-4-1-1　予備力の種類

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の余力 ・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を要する供給力。	・停止待機中の火力

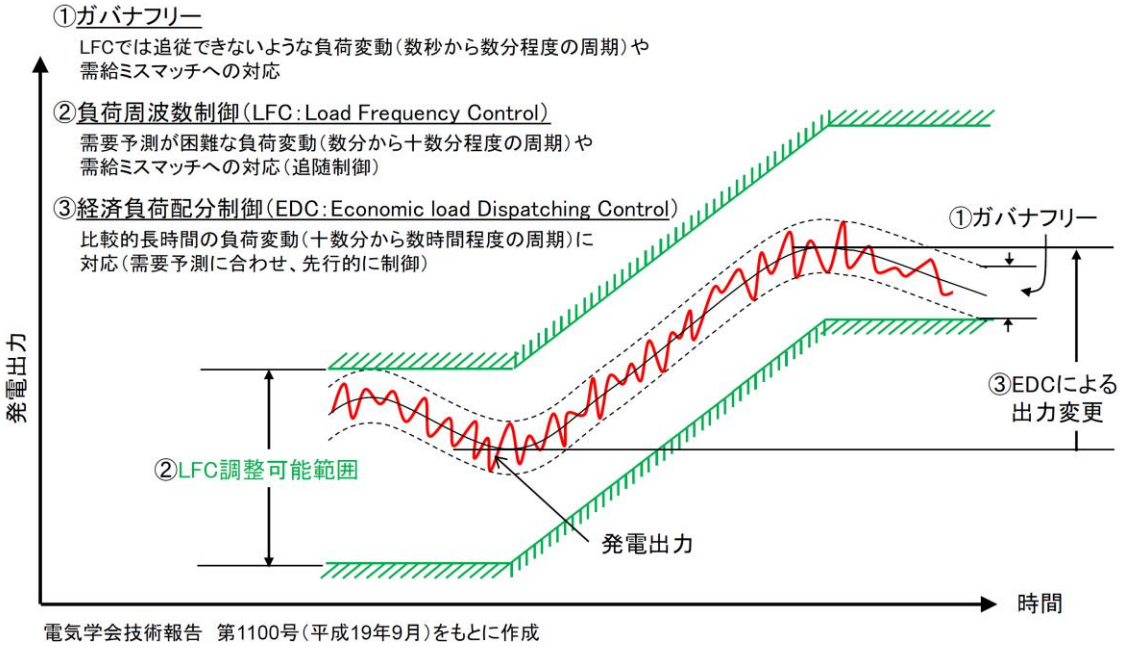
（２）需給バランス・周波数に係わる各種制御

発電機の制御面では、需給の変動周期に応じ、ガバナフリー（GF）運転、負荷周波数制御（LFC）、経済負荷配分制御（EDC）による出力調整を組み合わせて、基準周波数の維持を行っている。

（→参考資料スライド S-1～S-3）

表 4-4-1-2　需給バランス・周波数に係わる各種制御

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係わらず、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随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。



出典：　第 2 回委員会資料 3-1

図 4-4-1-1　需給バランス・周波数に係わる各種制御のイメージ

（３）現状の予備力・調整力確保の考え方

一般電気事業者が需給バランス調整・周波数制御に使用している運転予備力・瞬動予備力について、前日、当日における確保の考え方について調査を行った。

運転予備力については、需要想定誤差、電源脱落、短時間需要変動等のリスクを考慮し、当該日の最大電力需要想定値に対して、少なくとも、前日 8%、当日 5%を確保しているが、事業者毎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事業者があること等が明らかとなった。

また、瞬動予備力については、過去の知見や経験に基づき、運転予備力の内数として当該時間需要の 3%を確保している事業者が多かったが、N-1 事故による電源脱落時に、負荷遮断に至らない量を確保する等の考え方もあった。

（→参考資料スライド S-4～S-16）

今後の短期断面における必要な予備力・調整力の検討にあたっては、その確保の考え方及び確保量算出の根拠について明確にする必要がある。また、これまで考慮されていなかった再エネ導入の影響（出力想定誤差、出力変動）を考慮する必要がある。

4-4-2. 検討事項

全体的な検討の進め方として、4-2. に記載の通り、最初に、確保主体を区別せず系統全体として必要な予備力・調整力を議論し（Step 1）、その後、制度改革に基づいた検討を行う（Step 2）こととした。
（→参考資料スライド S-17）

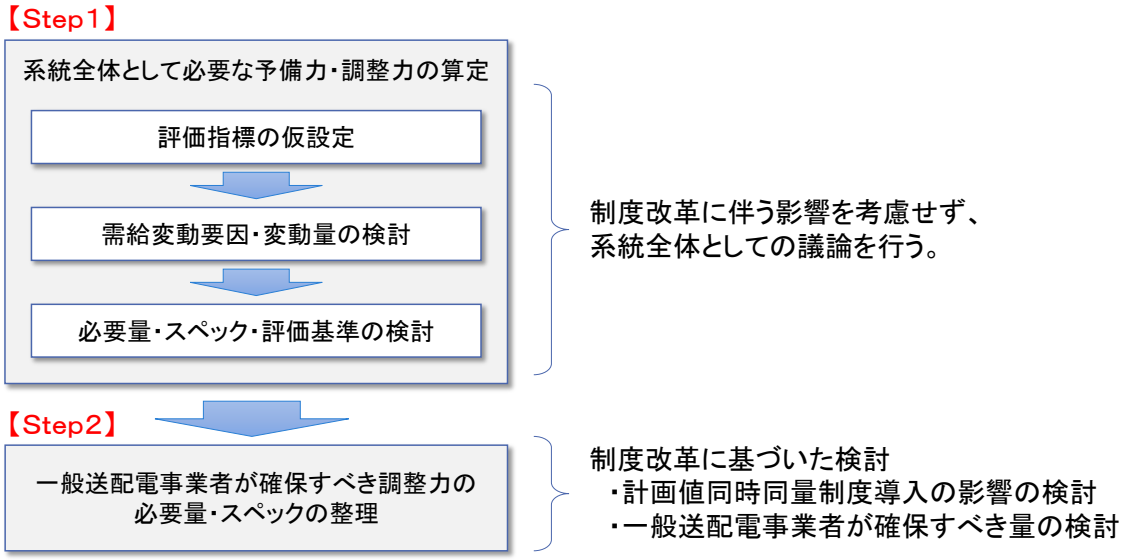


図 4-4-2-1　全体的な検討の進め方

また、考慮すべき需給変動の要因を下表の 6 つの要因に区分し、それぞれの変動要因について、必要となる予備力・調整力を検討することとした。
（→参考資料スライド S-18）

表 4-4-2-1　需給変動要因の区分

	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	①「需要想定誤差」 （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）	④「需要変動」 （定義：30分平均値からの需要の変動）
電源の出力に関するもの	②「電源脱落（継続）」 （定義：電源脱落による供給力の減少(脱落後の継続分)）	⑤「電源脱落（直後）」 （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)）
再エネの出力に関するもの	③「再エネ出力想定誤差」 （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）	⑥「再エネ出力変動」 （定義：30分平均値からの再エネ出力の変動）

4-4-3. 検討結果と今後の検討課題

（１）各需給変動要因に関する検討

（ｉ）①「需要想定誤差」、③「再エネ出力想定誤差」

需要想定誤差、再エネ出力想定誤差の大きさは、想定を行う時点、想定対象の断面、想定主体等により異なると考えられることから、一般電気事業者 10 社に対して需要想定・再エネ出力想定の実施状況のアンケート調査を実施し、関連するデータの提供を受けた。（需要想定については、主要な特定規模電気事業者 5 社にもアンケート調査を実施）

（→参考資料スライド S-19～S-21）

その結果、再エネの出力想定については、各一般電気事業者が出力想定方法を見直し途上、又は見直したばかりであり、分析可能なデータが無い、又は少ない状況であることが分かった。

一方、需要想定については、一般電気事業者、特定規模電気事業者とも、現状の制度における需要想定を実施しており、分析に使用するデータも十分に保有している状況である。しかし、Step 2 の検討（制度改革に基づいた検討）を見据えた場合、実需給の１時間前想定値データ、又は代替可能なデータが無く、ライセンス制移行後の小売電気事業者の需要想定誤差の大きさを見通せない状況であることがわかった。

これらの状況から、来年度、必要なデータを収集したうえで分析、検討を行うこととした。

（→参考資料スライド S-22）

収集するデータは以下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こととした。

（→参考資料スライド S-23）

表 4-4-3-1　来年度以降収集するデータ

<table>
<tr><th colspan="2"></th><th>分析項目</th><th>収集するデータ</th><th>収集方法</th></tr>
<tr><td rowspan="2">想定誤差</td><td>需要</td><td>・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）</td><td>・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）</td><td rowspan="3">・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</td></tr>
<tr><td>再エネ出力</td><td>・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）</td><td>・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）</td></tr>
<tr><td colspan="2">供給力誤差</td><td>・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）</td><td>・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）</td></tr>
<tr><td colspan="2">時間内（30分コマ）変動</td><td>・再エネの影響を考慮した残余需要の時間内変動の実績</td><td>・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）</td><td>・一般送配電事業者に依頼</td></tr>
</table>

（ⅱ）②「電源脱落（継続）」、⑤「電源脱落（直後）」

これらの変動要因に対応するために必要となる予備力・調整力の検討においては、まず、電源脱落量の想定値（以下、「想定電源脱落量」）を決定する必要がある。例えば、4-4-1.（３）に記載した現状の一般電気事業者の予備力確保の考え方において、N-1 故障を想定している例が見られる。

想定電源脱落量が決まると、この量が、②の電源脱落（継続）の対応のために確保主体を区別せず系統全体として必要な予備力・調整力となる。

（→参考資料スライド S-24）

一方、⑤の電源脱落（直後）の周波数低下に対応するための調整力については、想定電源脱落量に相当する電源脱落が発生した場合に負荷遮断に至らないための調整力（GF 量）を周波数応動シミュレーションにより分析することとした。

（→参考資料スライド S-25）

（ⅲ）④「需要変動」、⑥「再エネ出力変動」

需要変動、再エネ出力変動の検討については、検討の対象として、「予備力・調整力としての上げ代・下げ代の必要量」と「制御機能（LFC 調整力等）毎の必要量」の 2 つがあり、前者については、（ⅰ）の想定誤差の分析に併せ、実績データにより変動量を分析することとした。

（→参考資料スライド S-26）

後者の LFC 調整力の検討は、「代数的手法」と「周波数応動シミュレーション」の 2 つの分析手法が考えられ、両手法を併用して検討を進めることとした。

（→参考資料スライド S-27、S-28）

（ⅳ）LFC 調整力、GF 量検討のための周波数応動シミュレーション

広域機関において LFC 機能を模擬した周波数応動シミュレーションモデルを保有していないこと、及び一般電気事業者においても全国大で現状の系統における周波数応動シミュレーションを直ちに実施できる環境にないことから、広域機関で全国の周波数応動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することとした。

（→参考資料スライド S-29）

＜今後の検討課題＞

- 需要想定誤差、再エネ出力想定誤差、需要変動、再エネ出力変動について、来年度、必要なデータを収集し、分析を行う。
- GF 量、LFC 調整力の検討については、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）の考え方等を検討し、周波数応動シミュレーションの環境整備を行う。また、予備的検討として、周波数応動シミュレーションの可能な一般電気事業者の協力により、代数的手法と周波数応動シミュレーションの比較を行うなど、作業会での検討を進める。

（２）現時点で得られるデータによる検討

（ｉ）検討範囲

前述のとおり、①「需要想定誤差」、③「再エネ出力想定誤差」、④「需要変動」、⑥「再エネ出力変動」の分析については、来年度、必要なデータを収集したうえで分析、検討を行うこととし、今年度の検討においては、再エネを考慮した場合の傾向を把握するため、「残余需要の想定誤差」（変動要因①③に対応）及び「残余需要の時間内変動」（変動要因④⑥に対応）について、現時点で得られるデータをもとに分析を実施した。

（ⅱ）検討結果

残余需要の想定誤差については、再エネの比率が大きいエリアで誤差率が大きくなる傾向が見られ、また、特に太陽光発電の出力が大きくなる昼間帯（12時～14時）の誤差率が他の時間帯より大きくなる傾向が見られた。

（→参考資料スライド S-30、S-31）

残余需要の時間内変動については、太陽光発電の導入拡大により、特に、朝から昼にかけての下げ方向、昼から日射量が低下する19時に向けての上げ方向の変動率が大きくなる傾向が見られた。また、季節別では、日射量が低下する時間帯に1日の最大の需要が発生する傾向にある秋季・冬季において、当該時間帯に向けての上げ方向の変動率が春季・夏季よりも大きくなる傾向が見られた。

（→参考資料スライド S-32、S-33）

来年度の短期断面の検討において、このような再エネ導入拡大の影響を考慮する必要があることを確認した。

4-5. マージンの検討

4-5-1. 現状の考え方

（１）マージンとは

マージンとは、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広域機関が管理する容量である。

（→参考資料スライド M-1）

また、現状のマージンは、長期計画断面において各連系線に確保するマージンと実需給断面において各連系線に確保するマージンの２つの概念で整理されていた。

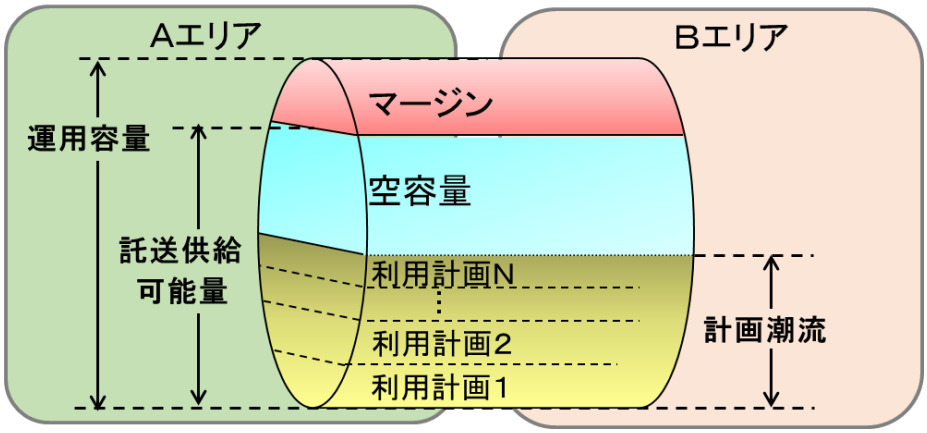


図 4-5-1-1　現状のマージンのイメージ

（２）現状のマージンの量

長期計画断面において各連系線に確保するマージンの量は、当面の間、各供給区域の系統容量の 3%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電力（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ている。

（→参考資料スライド M-2）

ただし、現在の潮流の方向により空容量が多く存在する場合等はマージンを設定しない場合がある等、個別の連系線の事情も考慮してマージンとして確保する量を決定している。また、北海道本州間連系設備の長期計画断面において確保するマージンの量については、実需給断面において確保するマージンの量の方が大きい場合があるため、実需給断面のマージンの量も考慮して確保する量を決定している。

（→参考資料スライド M-3、M-4、M-7）

また、実需給断面において各連系線に確保するマージンの量は、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、電力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、実需給断面における減少後のマージンの量をゼロとしている。

具体的には、長期計画断面において確保しているマージンの量から、地内必要予備力を超過する量を控除した量（地内予備力見合い）を設定するとともに、個別の連系線の事情も考慮して実需給断面において必要となるマージン及びその量を決定した上で、それぞれのマージンの中で最大の量を設定している。

（→参考資料スライド M-5、M-6、M-7）

なお、各連系線に設定するマージンの量及び設定する理由については、広域機関のウェブサイトで公表している。

（３）現状の各マージンの量の考え方

（ｉ）長期計画断面で確保しているマージン（「系統容量の 3%相当」）

電力の安定供給に対する不確定変動要素として想定する事象（需給変動）を以下の 2 種類に区分して他エリアに期待できる応援量を評価し、どちらか大きい方を過去の需給相互応援融通の受電実績も踏まえて設定するという考え方に基づいて設定している[16]。

①偶発的需給変動

短期的（例えば、数時間～１日のイメージ）かつ偶発的に発生する需給上の変動として、気象条件等に起因する需要変動および電源の計画外停止や出水変動に起因する供給力変動を想定し、LOLP 解析により、各エリアの見込不足日数（LOLP）を 0.3 日/月以内に抑えるために必要な予備率の算定において、図 4-5-1-2 のように、それぞれ単独エリアとして算定した場合の必要予備率と、運用容量と計画潮流の差の部分の範囲内でエリア間の相互応援を考慮して算定した場合の必要予備率の差分をもとに、エリアの最大３日平均電力（送電端）の想定値（以下、「系統容量」）の 3%分を偶発的需給変動から算出されるマージンとしている。

（→参考資料スライド M-8、M-9）

②予想外の需給変動リスク

「偶発的需給変動」では想定していない事象で、短期的（概ね１、２年以内）な需要増加が想定値を上回るような需要変動リスク、および、予期せぬ事由により複数の電源が一定期間同時に停止する等の供給力変動リスクを想定している。

[16] 旧電力系統利用協議会　第 51 回理事会資料及びルール解説「第 4 章第 9 節 6.6-3　マージン」より。

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（単独ー連系）	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

図 4-5-1-2　LOLP 解析による算出結果

（ⅱ）長期計画断面で確保しているマージン（「最大電源ユニット相当」）

北陸エリアと四国エリアは系統容量が小さいことから、エリア内の必要予備力の範囲においては、最大電源ユニットが脱落した場合に需給バランスを維持できなくなることから、最大電源ユニット相当をマージンとして設定している。

（→参考資料スライド M-10）

（ⅲ）実需給断面で確保しているマージン（上記（ⅰ）（ⅱ）以外で）

上記（ⅰ）（ⅱ）のマージンは、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でマージンをゼロにしている。それ以外に、電力系統の安定性を保つ観点から実需給断面まで確保する必要があるものとして、実需給断面の予備力・調整力の連系線期待分として設定するもの（下記の①②）と周波数維持や安定度維持のために潮流を抑制する目的で設定するもの（下記の③④）があり、ここでは、これらのマージンについて説明する。

実需給断面の予備力・調整力の連系線期待分としてマージンを設定する考え方は以下の通り。

・あるエリアで電源脱落等の供給力喪失事故が発生した場合、他エリアと交流連系線で連系している場合は、自動的に潮流が流入し、結果として、交流連系線で連系されたエリア全体で周波数を維持することになるが、直流連系設備で連系している場合は、自動的に潮流は流入せず、自動的な応援融通は得られない。そのため、直流連系設備では、電源脱落等の供給力喪失事故が発生した場合に、交流連系線と同様に自動的に応援融通を受けられるように、制御システムを構築している（北海道本州間連系設備：緊急時 AFC 機能、東京中部間連系設備：EPPS 機能等）。

・交流連系線においては、供給力喪失事故発生直後に自動的に流入する潮流により、その時の計画潮流の向きや大きさによっては、運用容量を超過する恐れがあるが、原則、業務規程で定める運用容量超過の扱いで対

応することで、マージンは設定していない。

・一方で、直流連系設備においては、運用容量が設備容量となっており、物理的に運用容量を超過することはできない。そのため、直流連系設備においては、実需給断面の予備力・調整力の連系線期待分としてマージンを設定し、供給力喪失事故発生直後に自動的に応援融通を受けられるようにすることで、交流連系線と同様の応援効果を実現している。

周波数維持のために潮流を抑制する目的でマージンを設定する考え方は以下の通り。

・連系設備が緊急停止（ルート断）した際にエリアの周波数を一定の範囲内に維持できるよう、あらかじめ潮流を抑制するためにマージンを設定している。

安定度維持のために潮流を抑制する目的で設定する考え方は以下の通り。

・あるエリアで供給力喪失事故が発生した場合、交流連系線では、他エリアから自動的に潮流が流入する。

・その際に、連系線の運用容量が同期安定性等の安定度で決まっている場合は、運用容量を超過しているときに運用容量決定要因の事故が発生した場合の影響度が大きいことから、N-1 故障における供給力喪失事故が発生した場合でも、運用容量を超過しないように、あらかじめ潮流を抑制するためにマージンを設定している。

連系線ごとの具体的な設定の考え方は以下の通り。

①北海道本州間連系設備（両方向）：予備力・調整力の連系線期待分

緊急時 AFC 機能の動作必要量を必ず動作させられるように、あらかじめマージンを設定して容量を確保している。

（→参考資料スライド M-11）

・順方向（本州向き）

東北・東京エリアで電源の計画外停止等の供給力喪失事故が発生した場合に、北海道エリアからの応援融通を受電できるようにマージンを設定している。具体的には、北海道エリアの周波数低下を 0.48Hz 以内（揚水遮断（0.5Hz 以上低下）が動作しないレベル）に抑えた上で、東北・東京エリアへ緊急時 AFC 機能により供給することができる最大の電力の量をマージンとして設定している。

（→参考資料スライド M-12）

・逆方向（北海道向き）

北海道エリアで電源の計画外停止等の供給力喪失事故が発生した場合に、東北・東京エリアからの応援融通を受電できるようにマージンを設定している。具体的には、北海道エリアの周波数低下を 1Hz 以内

に抑制するために、緊急時AFC機能により東北・東京エリアから受電が必要な最大の電力の量をマージンとして設定している。
（→参考資料スライドM-13）

②東京中部間連系設備（両方向）

EPPS機能の動作必要量を必ず動作させられるように、あらかじめマージンを設定して容量を確保している。
（→参考資料スライドM-14）

マージンの設定量は、50Hzエリアまたは60Hzエリアにおいて、複数電源の計画外停止などの供給力喪失事故が発生した場合に、送電エリアと受電エリアの周波数が逆転しない範囲で、EPPS機能により応援可能な最大の電力の値としている（両方向共通で60万kW）。

・順方向（西向き）

送電線ルート断故障（N-2）等のN-2以上の故障による供給力喪失事故が発生した場合に、EPPS機能によって50Hzエリアからの緊急応援を受電することで、負荷遮断の頻度や量を抑制するためにマージンを設定している。

なお、N-1故障による供給力喪失事故では、EPPS機能を使用しなくても、負荷遮断は発生しない。
（→参考資料スライドM-15）

・逆方向（東向き）

送電線のN-1故障での複数電源脱落時に負荷遮断を発生させないため、及び送電線ルート故障（N-2）による電源脱落等、N-2以上の故障での供給力喪失事故が発生した場合に、EPPS機能によって60Hzエリアからの緊急応援を受電することで、負荷遮断の頻度や量を抑制するためにマージンを設定している。

なお、N-1故障による供給力喪失事故では、EPPS機能が60万kW動作することを期待すれば、負荷遮断は発生しない。また、N-2以上の故障時の供給力喪失量が、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。
（→参考資料スライドM-15）

③北海道本州間連系設備（両方向）：周波数維持のための潮流抑制

北海道本州間連系設備の緊急停止時に、北海道エリアの周波数上昇及び低下を一定の変動範囲に抑えるために、マージンを設定して、あらかじめ潮流を抑制している。

・順方向（本州向き）

北海道本州間連系設備の緊急停止時に北海道エリアの周波数が過渡的に51Hz以上とならず、仕上がりが50.5Hz以下となるように本州向

きの送電量を抑制する量のマージンを設定している。
（→参考資料スライドM-16、M-17）

・逆方向（北海道向き）

北海道本州間連系設備の緊急停止時に北海道エリアの周波数が49Hzを下回らないように北海道向きの送電量を抑制する量のマージンを設定している。
（→参考資料スライドM-16、M-17）

④東北東京間連系線（順方向：東京向き）

運用容量最大まで計画潮流が流れている状況で、東京エリアの電源線事故（N-1故障）による供給力喪失事故が発生した場合に、連系線を介して東北エリアから自動的に流入してくる電力により、同期安定性で決定している運用容量を超過しないようにするために、マージンを設定して、あらかじめ潮流を抑制している。マージンを設定しなかった場合、上記の事故発生後、運用容量を超過している間（東京エリアの運転予備力を発動して運用容量の超過が解消できるまでの約5～10分間）に、同期安定性の運用容量算出時の想定事故である特定送電線のルート断故障（N-2故障）が発生したとき、東北エリアの広域的な停電の発生と東京エリアの一部の負荷遮断が発生するため、そのリスクに対応するためにマージンを設定しているものである。

具体的には、東京エリアのN-1故障による最大供給力喪失事故※が発生した場合に東北エリア、東京エリアの系統容量比に応じて自動的に流入することが想定される45万kWをマージンとして設定している。
（参考資料スライドM-18）

※東京エリアで想定されるN-1事故による供給力喪失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、母線分割運用方式を実施しているため、N-1故障で複数の電源脱落につながる供給力喪失事故が発生するもの。）

（４）現状のマージンの配分の考え方

広域機関では、原則として、旧電力系統利用協議会ルールの考え方を踏襲して配分をしている。
（→参考資料スライドM-19）

（５）現状のマージンの減少の考え方

広域機関の送配電等業務指針において、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、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と規定している。また、実需給断面におけるマージンの値については、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、電力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、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と規定している。
（→参考資料スライドM-20、M-21）

具体的な減少の考え方はエリアごとに異なる点があるが、「系統容量の3%相当」のマージンについては、広域機関のマージン検討会において、月間空容量算定・公表時におけるマージンを、「月間需給計画における需要に3%を乗じた値から、月間需要に対する予備力の内10%を超える部分を減じた値」に減少する方向で統一の検討が行われている。
（→参考資料スライドM-22、M-23）

「最大電源ユニット相当」のマージンについては、現状の運用においては、翌々日空容量算定・公表時に下記のマージン設定量に減少している。
（→参考資料スライドM-24）

マージン設定量＝最大電源ユニット相当＋翌々日需要想定値×3%
－エリア内に確保される予備力
（ただし、上限は、最大電源ユニット相当量）

なお、いずれの場合においても、実需給断面で必要なマージンがある場合は、その量までの減少となる。

現状のマージンの考え方は上記のとおりであるが、小売全面自由化による電力取引の活発化、大規模災害など稀頻度事故の対応、再エネの導入拡大等の環境変化を踏まえ、必要性、量をはじめ、全体的に見直しが必要である。

4-5-2. 検討事項

現状のマージンは、前述の通り、様々な目的で設定されているため、下記の通り、設定目的別にマージンを分類した上で、分類ごとに検討を進めることとした。

（1）マージンの分類

現状のマージン及び今後の検討予定のマージンを設定目的の違いにより表 4-5-2-1 の 4 種類に分類した。

なお、従来、予想外の需給変動リスクへの対応は「系統容量の 3%相当」のマージンにおいて考慮されているが、大規模災害などの稀頻度リスクへの対応とともに、「稀頻度リスク対応のマージン」として必要性等を検討することとした。

表 4-5-2-1　マージンの分類

分類	説明
「需給バランスに対応したマージン」 需給ひっ迫時等に、需給バランスの確保を目的として、連系線を介して他エリアから電気を受給するために設定するマージン	• 現状、需給バランスに対応した予備力・調整力※1の連系線期待分であり、エリアに必要な予備力・調整力が確保されている場合は、実需給断面でマージンを0としている。 ⇒需給バランスに対応した予備力・調整力と補完関係がある。 ※1：現状の供給予備力、運転予備力、待機予備力、需給調整契約が該当。
「周波数制御に対応したマージン」 電力系統（当該連系線を除く）の異常時に電力系統を安定に保つために設定するマージン	• 現状、周波数制御に対応した調整力の連系線期待分であり、下記の連系線で設定されており、実態としては、実需給断面まで確保している。 ①北海道本州間連系設備（両方向）：周波数制御条件のみ ②東京中部間連系設備（両方向）：周波数制御条件のみ
「その他のマージン」 連系線の異常時に電力系統を安定に保つことを目的として、当該連系線の潮流を予め抑制するために設定するマージン	• 現状、周波数維持や安定度維持のために潮流を抑制する目的で、下記の連系線で設定されており、実態としては、実需給断面まで確保している。 ①北海道本州間連系設備（両方向）：潮流抑制条件のみ ②東北東京間連系線（東北⇒東京方向）：潮流抑制条件のみ
「稀頻度リスク対応のマージン」 稀頻度リスク対応のために設定するマージン	• 大規模災害などの稀頻度リスクに対応するためのマージンとして分類する。 • 従来、「系統容量の 3%相当」のマージンにおいて考慮されていた予想外の需給変動リスク対応についても、本マージンにおいて議論する。

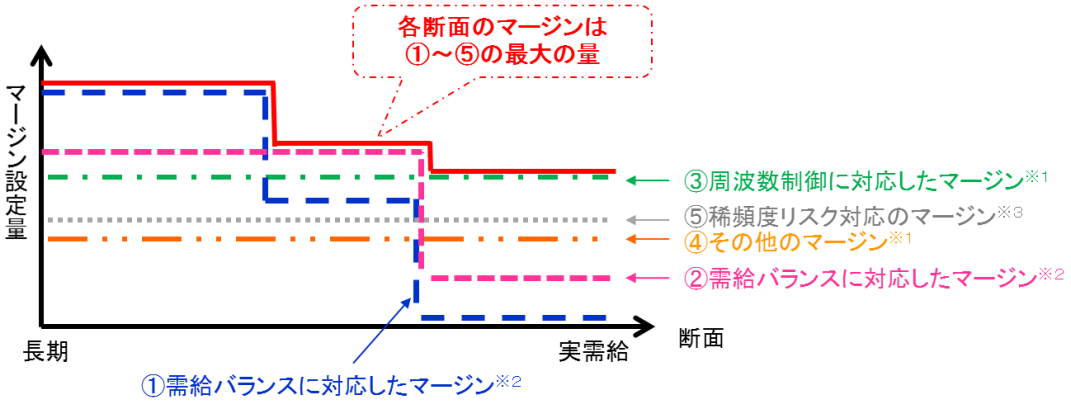
そのうえで、本委員会の長期断面・短期断面における予備力・調整力の検討、稀頻度リスクへの対応の検討との関連から、更に、表 4-5-2-2 の通り区分した。

表 4-5-2-2　マージンの分類と予備力・調整力の検討との関係

マージンの分類	現状のマージン	予備力・調整力の検討※1				備考
		長期断面	短期断面	稀頻度	関連性無し	
需給バランス	・系統容量 3%相当	①	－	－	－	予備力・調整力の連系線期待分
	・最大電源ユニット相当	－	②	－	－	
周波数制御	・東京中部間連系設備（EPPS） ・北海道本州間連系設備（緊急時 AFC）	－	③	－	－	
その他	・北海道本州間連系設備（潮流抑制） ・東北東京間連系線（潮流抑制）	－	－	－	④	予備力・調整力の連系線期待分以外
稀頻度リスク	・系統容量 3%相当※2	－	－	⑤	－	今後の稀頻度リスク対応の検討に関連

※１：各マージンが、本委員会における「長期断面の検討」「短期断面の検討」「稀頻度リスク対応」のいずれに起因するのかを記載（確保する断面を表すものではない）
※２：東京中部間連系設備の周波数制御に対応したマージン（順方向：西向き）や東北東京間連系線のその他のマージンなど N-2 以上の故障のリスクに対応するために設定しているマージンもあるが、これらのマージンは他の分類に整理しているため、ここには記載していない。

このように区分すると、現状の長期断面から実需給断面までのマージンの設定量は、図 4-5-2-1 の中の各断面における区分①～⑤のマージン設定量のうち、最大のものを設定していると位置づけることができる。



※1　設定の前提となった条件（例えば、北海道本州間連系設備の場合は系統容量）が変わらない場合は同量
※2　減少は、地内予備力が確保できている等の条件を満たしている場合（現状の運用の場合のイメージであり、今後の議論を制約するものではない。）
※3　今後の検討において、稀頻度リスク対応としてマージンが必要であるとなった場合に設定（現時点で、本委員会として必要性を決定しているものではない。）

図 4-5-2-1　マージン設定及び減少のイメージ

（２）論点整理

マージンの検討を進めるにあたり、今後の検討における論点を表 4-5-2-3 の通り整理した。

表 4-5-2-3　マージンの論点

<table>
<tr><th>マージンの種類</th><th>区分</th><th>必要性･量</th><th>各断面の量</th><th>配分</th></tr>
<tr><td rowspan="2">需給バランスに対応したマージン</td><td>①</td><td>論点 1</td><td rowspan="5">論点 5</td><td rowspan="2">論点 6</td></tr>
<tr><td>②</td><td>論点 2</td></tr>
<tr><td>周波数制御に対応したマージン</td><td>③</td><td>論点 3</td><td rowspan="2">―※1</td></tr>
<tr><td>その他のマージン</td><td>④</td><td>論点 4</td></tr>
<tr><td>稀頻度リスクに対応したマージン</td><td>⑤</td><td>―※2</td><td>―※2</td></tr>
</table>

※1　周波数制御に対応したマージンやその他のマージンは対象連系線が決まっており配分余地はない。

※2　「4-6. 稀頻度リスクへの対応」の中で検討

さらに、各区分のマージンに関する論点以外の論点として、次の論点についても検討することとした。

論点 7：連系線増強分の利用方法

東京中部間連系設備の増強分（90 万 kW）と北海道本州間連系設備の増強分（30 万 kW）については、これらの増強を決定した際に、具体的な利用方法は別途検討することとされていたため、現状では仮に全量をマージンとしている。具体的な利用方法について検討のうえ、広域機関の連系線管理に反映させる必要がある。

論点 8：その他

論点 7 に挙げた連系線増強分の利用方法の検討結果も含め、マージンの見直しにより空容量が増加した場合の利用登録をいつから開始するか。

（３）当面の検討の範囲

現状、予備力・調整力の連系線期待分の位置づけとして設定しているマージンについては、表 4-5-2-4 に示したリスク要因に対応するための予備力・調整力の連系線期待分として検討する必要があるが、長期断面、短期断面及び稀頻度の予備力・調整力は検討途上であるため、当面は、表 4-5-2-4 の赤実線の枠内のリスク要因に対応するための予備力・調整力の連系線期待分として検討を進めた。赤実線の枠以外のリスク要因を考慮した予備力・調整力・マージンの検討は、来年度以降に実施する。

表 4-5-2-4　区分①～③、⑤のマージンの検討の範囲

マージンの分類	予備力・調整力の検討において考慮するリスク要因※1		
	長期断面	短期断面	稀頻度
需給バランス	偶発的需給変動 持続的需要変動	需要想定誤差 電源脱落（継続） 再エネ出力想定誤差	区分②※2 －
周波数制御	区分①※2 －	需要変動 電源脱落（直後） 再エネ出力変動	区分③※2 区分⑤※2
稀頻度リスク	－	－	未整理

※1：各マージンが、本委員会における「長期断面の検討」「短期断面の検討」「稀頻度リスク対応」の中のいずれのリスク要因に関連性があるのかを記載
※2：区分①～③、⑤については、表 4-5-2-2 の区分を表す。

赤点線：各区分のマージンの検討において考慮すべきリスク要因
赤実線：当面の扱いの検討において考慮したリスク要因

4-5-3. 検討結果と今後の検討課題

（１）論点１： 需給バランスに対応したマージン（区分①）の必要性・量

このマージンは、確率論的手法に基づく長期断面の必要予備力の検討において算定された連系効果（単独系統での必要予備率と連系系統での必要予備率の差）に相当する量で設定されているが、第６回調整力等に関する委員会資料８（川辺委員提出資料）にも記載があるように、マージンの必要性に疑問を持たれている状況である。

そこで、本マージンの必要性を検討するため、簡易化したケーススタディ[17]により、長期断面から本マージンの利用[18]を認めた場合（又は、本マージンを廃止した場合）に、供給信頼度にどのような影響があるかを分析した。その結果、長期断面から本マージンの利用を認めた場合（又は、本マージンを廃止した場合）に、他エリアの供給力が調達されることによって受電エリアの電源が廃止され、受電エリアの供給信頼度がマージン廃止前よりも低くなるリスク（以下、「電源廃止誘導リスク」）がなければ、信頼度は変化しないが、電源廃止誘導リスクがあれば、信頼度が低下することが分かった。

（→参考資料スライドM-25）

このリスクは今後も存在するリスクであることから、本マージンの廃止の可能性の検討としては、第２段階以降の供給力確保の仕組み（広域機関の電源入札等を含む。）のもとで、当該リスクを回避できるかどうかが論点となるが、来年度からは広域機関の電源入札等によって供給力確保を図ることから、原則、電源廃止が進むという懸念はあたらないと考えられるため、電源廃止誘導リスク対応の観点としては、区分①の当該マージンは不要であることを確認した。

しかし、次の２つの観点から、当面は区分①のマージンを維持することが適当であると確認した。

- 長期断面から先着優先により特定の利用者によって連系線の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。
- 電源入札等について、需給バランス評価の方法などに関する議論が必要であり、長期断面からマージンを確保しておくことは、これらの議論が深まるまでの暫定的対応としての意義もある。

また、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ことを回避するために、区分①のマージンの設定量は、現行の考え方を当面維持することが

---

[17] 簡易的に「エリア内の供給予備力」＋「連系線からの追加応援可能量」の値を信頼度評価指標として検討した

[18] 本項で用いている「利用」という用語は、広域機関の業務規程第７８条に定めるマージンの利用を意味するのではなく、一般用語として用いている。

適当であると確認した。（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マージン、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マージンを含む。）

なお、連系線利用の在り方に関する方向性が明確になったとき、又は、広域機関の電源入札等に関する議論が深まったときには、区分①のマージンの必要性について再度検討を行うこととした。

加えて、送り元エリア、送り先エリアの双方で必要な信頼度が確保されていない場合には、特定の利用者による容量確保の影響よりも、供給力確保を優先し、長期断面からマージンの利用が認められるのであれば電源を建設しようとする事業者に、供給力確保の目的のために必要な範囲においては、原則として実需給断面までマージンの利用が認められるようにする仕組みについて議論し、利用ニーズの有無も含めて更なる検討を実施することとした。

＜今後の検討課題＞

- 今年度の検討では、区分①のマージンを廃止して利用登録がなされた場合の信頼度の変化について、簡易的に「エリア内の供給予備力」＋「連系線からの追加応援可能量」の値を信頼度評価指標として検討した。今後、長期断面の確率論的手法に関する検討が進展した後に、確率論的手法を用いた再確認を実施する。
- 送り元エリア、送り先エリアの双方で必要な信頼度が確保されていない場合の長期断面からのマージン利用の具体化については、利用ニーズの有無も含めて更なる検討を実施する。

前述の通り、仮に本マージンを廃止した場合には、長期断面から先着優先により特定の利用者によって連系線の容量が押さえられ、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ことを１つの理由として、本マージンを当面維持することとしている。この暫定的な取扱いが長期に亘ることは望ましくないため、本委員会の検討事項ではないが、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の進展が望まれる。

（２）論点２： 需給バランスに対応したマージン（区分②）の必要性・量

現状は電源脱落に対応するために北陸エリア向き、四国エリア向きのみに区分②のマージンを設定している。このマージンは、設定量を「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電力（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」としているが、エリア内にある予備力を考慮していない理由や他の系統規模が比較的小さいエリアで設定していない理由が明確でないため、本マージンの必要性・量の考え方を明確にすること、及び、全国統一的な考え方を導くことを念頭に検討を行った。

なお、このマージンは短期断面の予備力・調整力の連系線期待分であることから、図 4-5-3-1 に示す需給バランスに関する 3 つの変動要因を考慮した短期断面の予備力・調整力の検討とともに、このマージンについて検討する必要がある。しかし、前述の通り、「需要想定誤差」と「再エネ出力想定誤差」は来年度に必要なデータを収集したうえで分析、検討を行うこととしたため、このマージンについては、今年度は、当面の扱いとして、電源脱落（継続）に対する必要予備力の連系線期待分として検討した。

	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	「需要想定誤差」 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	「需要変動」 定義：30分平均値からの需要の変動
電源脱落に関するもの	「電源脱落（継続）」 定義：電源脱落による供給力の減少(脱落後の継続分)	「電源脱落（直後）」 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)
再エネ出力変動に関するもの	「再エネ出力想定誤差」 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	「再エネ出力変動」 定義：30分平均値からの再エネ出力の変動

赤点線: このマージンの検討において考慮すべき変動要因
赤実線: 当面の扱いの検討において考慮した変動要因

図 4-5-3-1　短期断面の検討における考慮すべき需給バランスに関する変動要因

全国統一的な考え方の案として、以下の考え方を確認した。

実需給断面のマージン設定量＝最大電源ユニット相当量＋翌々日需要想定値×3%
－エリア内に確保される予備力
長期断面のマージン設定量（案１）＝最大電源ユニット相当量＋猛暑時Ｈ１需要
×3%－電源Ｉ[19]確保量
長期断面のマージン設置量（案２）＝最大電源ユニット相当量

この考え方について、以下の検討事項があることを確認した。

(a) 長期断面のマージン設定量の式は、実需給断面のマージン設定量の式とあわせたうえで、入力する数値の考え方（猛暑時 H1 需要、電源Ｉ確保量）については、引き続き検討するべき。

(b) 再エネの導入拡大によって、実需給断面で対応すべき変動が非常に大きくなることを念頭に検討するべき。

＜今後の検討課題＞

・長期断面及び実需給断面のマージンの設定量の式をあわせた上で、それぞれで使用する数値の考え方について検討を進める。

・将来的には、「4-4. 短期断面の検討」の必要予備力・調整力の検討に併せて必要な見直しを行う。

[19] 一般送配電事業者が、あらかじめ確保する調整力

（３）論点３： 周波数制御に対応したマージン（区分③）の必要性・量

本マージンは、長期断面から実需給断面まで設定しているため、スポット市場において市場分断が発生する要因となり得る。近年、東京中部間連系設備において、市場分断が頻繁に発生していることから、必要性・量について疑問を持たれている状況である。そこで、必要性・量の考え方について再検討を行った。

このマージンは短期断面の予備力・調整力の連系線期待分であることから、図 4-5-3-2 に示す周波数制御に関する 3 つの変動要因を考慮した短期断面の予備力・調整力の検討とともに、このマージンについて検討する必要がある。しかし、前述の通り、今後、シミュレーション等による検討を行っていく必要があることから、このマージンについては、今年度は、当面の扱いとして、電源脱落（直後）の対応に必要な調整力の連系線期待分として検討した。

	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	「需要想定誤差」 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	「需要変動」 定義：30分平均値からの需要の変動
電源脱落に関するもの	「電源脱落（継続）」 定義：電源脱落による供給力の減少(脱落後の継続分)	「電源脱落（直後）」 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)
再エネ出力変動に関するもの	「再エネ出力想定誤差」 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	「再エネ出力変動」 定義：30分平均値からの再エネ出力の変動

赤点線: このマージンの検討において考慮すべき変動要因
赤実線: 当面の扱いの検討において考慮した変動要因

図 4-5-3-2　短期断面の検討における考慮すべき周波数制御に関する変動要因

周波数制御に対応したマージンの検討においては、下記の考え方を基本とすることとした。

（→参考資料スライド M-26）

- N-1 故障時に供給支障を発生させないこと（N-1 基準）を共通の考え方とする。
- それ以上の電源脱落事象（N-2 以上の故障）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、個別に検討する。

＜今後の検討課題＞

・将来的には、「4-4.短期断面の検討」の必要予備力・調整力の検討に併せて必要な見直しを行う。

（ｉ）北海道本州間連系設備の周波数制御に対応したマージンの必要性・量

①順方向（本州向き）

順方向（本州向き）の周波数制御に対応したマージンは、N-2 以上の故障時の対応のために設定しているが、北海道の系統規模が小さいことから、本州側の系統規模に対して動作量は限定的であり、また、当該マージ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 機能が動作し、その時の動作可能範囲内での応援融通は期待できることから、当該マージンは廃止することが適当であると確認した。

（→参考資料スライド M-27）

②逆方向（北海道向き）

逆方向（北海道向き）の周波数制御に対応したマージンは、北海道エリアの電源の N-1 故障に対して負荷遮断が発生することを回避するために、北海道エリア内の調整力で不足する量として、下記の量のマージンを設定することが適当であると確認した。

（→参考資料スライド M-28）

マージン設定量[20]＝最大電源ユニット出力－系統定数×△f（1Hz）×最小需要

（ⅱ）東京中部間連系設備の周波数制御に対応したマージンの必要性・量

順方向（西向き）のマージンは、中・西エリアの N-2 以上の故障による供給力喪失時の EPPS 機能による負荷遮断の頻度や量の抑制が目的であるが、逆方向（東向き）のマージンは、N-1 以上の故障による供給力喪失時の EPPS 機能による負荷遮断の頻度や量の抑制が目的である。

このうち、逆方向（東向き）で N-1 故障による供給力喪失時に負荷遮断をさせない対応が必要となる原因は、1 回線送電線に複数電源が接続されている個所があるためである。

検討の進め方について、下記の点を確認した。

(a)マージンを確保して電力取引に制約が生じることと、マージンを廃止して停電量が増加することを比較評価する。

(b)マージンを廃止して EPPS 機能に期待しない場合の代替手段の有無、コストを検討する。

そのうえで、上記の確認事項に基づき、次の通り試算を行った。

[20] 本マージンは、2017 年度の最小需要の場合、最大電源ユニットが、0.06×1×345.8＝20.7 万 kW 以上で設定することになる。

Ａ：稀頻度事象発生時増分損失額の試算

(→参考資料スライド M-29)

60 万 kW の EPPS 機能を無くした場合に、稀頻度事象による停電量が 60 万 kW 増加し、その継続時間が 8 時間であると仮定した場合の増分損失額の試算結果は約 10.59 億円～109.47 億円／年となった。

ここに、損失額の算出は、「損失額＝停電電力×停電継続時間×停電コスト×頻度」で算出し、10 年～80 年に 1 回の頻度で夏の平日に発生することを想定した。

Ｂ：マージン設定の経済的損失額の試算

(→参考資料スライド M-30、M-31)

旧電力系統利用協議会で検討された「社会厚生の考え方」に基づく図 4-5-3-2 の算出式にて、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。

【社会厚生の考え方による算出式】
⊿W＝⊿T(P1-P2)／2
⊿W:社会厚生の変化分、⊿T:想定電力量、P1-P2:エリア間価格差

図 4-5-3-2　旧電力系統利用協議会で検討された社会厚生の考え方による算出式

平成 25 年度、平成 26 年度、平成 27 年度（2016 年 2 月 3 日まで）のスポット取引価格を元に経済的損失額を試算した結果、順方向（西向き）については、約 0.03 億円～7.19 億円／年、逆方向（東向き）については、約 0.62 億円～42.09 億円／年となった。

Ｃ：代替手段増分コストの試算

順方向（西向き）において、60 万 kW の EPPS 相当機能の N-2 故障時の周波数低下度合いを同等とする観点における代替手段としては、約 100 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を試算した結果、約 230 億円／年となった。

(→参考資料スライド M-32)

逆方向（東向き）において、60 万 kW の EPPS 相当機能の N-1 故障時に停電させない観点における代替手段としては、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を試算した結果、約 200 億円／年となった。

(→参考資料スライド M-33)

ただし、順逆方向共に、1 年間全時間帯で物理的に必要 GF 容量を確保できるかどうかの検証はできていない。

上記の試算結果について、以下の通り、更なる検討事項があることを確認した。

(c)これまでのEPPS動作の実績について、以下の点を明らかにする。
・最大送電可能量とEPPS動作量
・周波数低下を原因とした供給支障の発生量（瞬時調整契約分は再掲）
・EPPSが動作しなかった場合の供給支障の発生量

(d)経済的損失額の評価方法の見直しを行う（広域メリットオーダーのシミュレーション等）。

(e)東京エリアの送電線N-1故障によって複数電源が脱落する箇所について、その解消の物理的可能性、コストについて検討する。

(f)マージン60万kWか、マージン廃止か、という2択ではなく、中間的な値も含めて検討する。

＜今後の検討課題＞

・上記(a)～(f)の議論を踏まえ、N-2以上の故障の対応である順方向（西向き）のマージンについては、必要性及び量を、N-1以上の故障の対応である逆方向（東向き）のマージンについては、N-1故障の対応としての必要量を引き続き検討する。

（４）論点４： その他のマージン（区分④）の必要性・量

本マージンは、連系線の異常時に電力系統を安定に保つことを目的として、当該連系線の潮流を予め抑制するために設定するマージンである。また、区分③のマージンと同様に長期断面から実需給断面まで設定しているマージンであり、他の分類のマージンと目的が異なるため、必要性・量について疑問を持たれている状況である。そこで、本マージンの必要性・量の考え方について、以下のとおり再検討を行った。

（ｉ）北海道本州間連系設備のその他のマージンの必要性・量

北海道本州間連系設備のその他のマージンは、交流連系線の運用容量の決定要因の１つである「周波数維持」において考慮しているリスクと同等であることを確認した。

そして、順方向（本州向き）については、北海道エリアの周波数上昇を一定範囲に抑制する目的であるが、瞬間的な需要の増加、再エネの遮断等の対策によって、周波数上昇を抑制する方法について検討が必要であることを確認した。

一方、逆方向（北海道向き）については、北海道エリアの周波数低下を一定範囲に抑制する目的で、運用容量の減またはマージンの設定により計画潮流を抑制することが適当であると確認した。

＜今後の検討課題＞

・北海道エリアの周波数上昇対策については、更なる検討を行う。

・本マージンは、交流連系線の運用容量算定において考慮しているものと同じリスクの対応のために設定されていることから、マージンとして設定するのではなく、交流連系線にあわせて運用容量の減とする案が考えられる。一方で、交流連系線の運用容量とマージンの設定方法を北海道本州間連系設備の考え方にあわせる案も考えられるため、従来の両者の考え方を確認するとともに、想定リスクの整理等によって、いずれの対応を取るのかについて検討を進める。

（ⅱ）東北東京間連系線のその他のマージンの必要性・量

現在、東北東京間を通じた取引を拡大することを希望する事業者からの提起により、広域機関が東北東京間連系線の増強を検討しているところであり、当該検討と本検討とは関連が強いことから、併せて検討を行うこととした。

＜今後の検討課題＞

・東北東京間連系線の増強の検討に併せて、本マージンの必要性・量の見直しの可能性について検討を行う。

・マージン設定において考慮しているリスクについて、広域機関で再確認するとともに、その回避策、又は、当該リスクの考慮の必要性についてもあわせて検討を進める。

（５）論点５：マージンの各断面での設定の考え方（マージン減少の考え方）

「3-3. 課題認識」に述べたように、マージンの減少の考え方の明確化が必要であることから、以下の通り検討を行った。

区分①のマージンについては、以下の考え方を確認した。
（→参考資料スライドM-34）

【月間の空容量算出・公表時】

・エリアの予備力が10%を超えている分を減少（現行と同じ）

【翌々日の空容量算出・公表時】

・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こと、及び、電源廃止にはつながらないことから、ゼロまで減少させる。

区分②のマージンについては、「（２）論点２：需給バランスに対応したマージン（区分②）の必要性・量」における長期断面の設定量から、翌々日空容量算出・公表時には、実需給断面のマージン設定量に減らす考え方を確認した。

＜今後の検討課題＞

・区分②のマージンについては、必要量の更なる議論を踏まえ、各断面での設定について再確認する。
・今年度は議論しなかった区分③～⑤の各断面のマージン設定量についても確認、検討する。
・その上で、区分①のマージンの各断面のマージン設定量についても、再確認する。
・また、区分②のマージンについては、現時点では、電源脱落（継続）にのみ対応したマージンとしているため、将来的には、需要想定誤差、再エネ出力想定誤差の検討を含めた短期断面の予備力・調整力の検討ののち、再検討を行う必要がある。

（６）論点６： マージンの複数の連系線への配分の考え方

マージンの複数の連系線への配分の考え方については、明確化されておらず、また、統一的な考え方もないという状況であることから、検討を行った。
（→参考資料スライドM-35）

（ｉ）需給バランスに対応したマージン（区分①）の配分の考え方

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ことを回避する観点から、当面は現行の考え方を維持することが適当であると確認した。
（→参考資料スライドM-36）

（ⅱ）需給バランスに対応したマージン（区分②）の配分の考え方

＜今後の検討課題＞

・需給バランスに対応したマージン(区分②)の必要量の更なる議論を踏まえ、今後検討を行う。

（７）論点７： 連系線増強分の利用方法の決定

現状では、連系線増強分の利用方法は未定であり、増強分の容量については、暫定的にマージンとして取り扱っており、利用方法について検討する必要がある。

東京中部間連系設備の増強分（90 万 kW）及び北海道本州間連系設備の増強分（30 万 kW）の利用方法については、区分①～⑤のマージンの必要性・量の検討結果、及び、増強の目的を踏まえて検討を行うこととした。

＜今後の検討課題＞

各区分のマージンの必要性・量の検討結果、及び、増強の目的を踏まえた検討を行う。

（８）論点８： マージンの見直しにより空容量が増加した場合の利用登録

2016 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た準備・対応が必要であること、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という課題がある。

上記課題を踏まえ、以下のとおり対応することが適当であると確認した。

（→参考資料スライド M-37）

・平成 28 年度の年間計画の更新（2016 年 3 月 15 日）及び長期計画の更新（2016 年 3 月 31 日）では、マージンの考え方は現状どおりとする。

・本委員会の議論の結果を受けて、マージンの考え方を見直す場合（現状、仮にマージンとして管理している東京中部間連系設備及び北海道本州間連系設備の増強分の利用登録を受け付けることとした場合を含む。以下同じ。）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、広域機関ウェブサイトに公表したうえで対応する。

＜今後の検討課題＞

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し、対応する。

4-6. 稀頻度リスクへの対応

制度設計ワーキンググループにおいて、電源脱落後に発電事業者が代替電源を確保するまでの間、一般送配電事業者が発電インバランス補給を行うような一時的なものに対し、例えば、大規模自然災害等による電源の長期的な計画外停止に対し、経験的に見積もることが適当とされる量について、従来の供給予備力の概念の中では十分な配慮がなされていないため、広域機関設立後にきちんとした議論を行い、必要量を特定していくことが必要であると整理された。

＜今後の検討課題＞

・どのようなリスクを想定するか。

・想定したリスクに対し、広域的な運用を念頭に、供給力の確保、需要側の柔軟性の確保、連系線マージンなど、どのような方法で、どこまでの対応力を確保するか。

4-7. 来年度の安定供給確保に向けた対応

平成 28 年 4 月に電力システム改革の第２段階を迎えるにあたって、広域機関は、今年度からの環境変化に対し、安定供給が確保されるか、以下の 2 つの点について確認を行うべきであることを確認した。

①需要に対する供給力の十分性

小売電気事業者は市場からの供給力調達に期待することが可能であるため、例えば、小売電気事業者が市場から調達を期待している供給力の総量が、発電事業者の売り先未定分を上回る場合には、実需給断面において、需要に応ずる供給力が確保されないおそれがある。

最終的には、供給計画取りまとめ時に行う需給バランス評価において、エリア需要とエリア供給力を比較し、供給力の十分性を評価することになるが、予め、供給計画提出前に主要事業者（特に、小売全面自由化で競争領域が拡大する一般電気事業者の発電部門）を対象としたヒアリングを行う。

②調整力の十分な確保と円滑な活用

調整力として活用できる供給力（電源Ⅰ及び電源Ⅱ）が、オンライン電源の廃止や調整力として活用できる対象とならない（契約締結されない）といった理由により減少しないか、さらに、第２段階移行による体制・仕組みの変更によって調整力の活用が円滑に行われないといったことがないか、といった点について確認が必要である。

供給計画では調整力の確保量を確認し、広域機関が受領する調整力確保計画では詳細（スペック等）を確認するが、供給計画及び調整力確保計画の提出前に、本委員会の場又は個別事業者に対するヒアリングを通じ、分社化を行う事業者及び再エ

ネの比率が大きい事業者を中心に、調整力（電源Ⅰ＋Ⅱ）の確保方針、及び、円滑な活用に問題はないか、という点について確認を行う。

本委員会では、上記②の点について、東京電力及び九州電力からヒアリングを行った。それぞれの確認結果（概要）は次の通り。

（１）東京電力（平成 27 年 12 月 17 日ヒアリング実施）

来年度に分社化を予定している東京電力からは、以下の対応を実施中であり、平成 28 年度に関しては、パワーグリッド・カンパニー（一般送配電事業者）が、以下の対応を通じて契約により確保した調整力を用いて、これまで同様の安定供給確保に努める意向であるとの説明があった。

- 平成 28 年度は、電源Ⅰとして想定需要の 7%を確保することとし、既存オンライン電源を対象に募集を行い、契約協議中。
- 平成 28 年度は、既存オンライン電源のうち電源Ⅰ以外のものをすべて電源Ⅱとして活用できるよう、発電・小売事業者と契約協議中。

（２）九州電力（平成 28 年 3 月 11 日ヒアリング実施）

再エネ発電の導入が進んでいる九州エリアの来年度の需給運用について、九州電力から、以下通り説明があった。

- 平成 28 年度は現状と同様に一般送配電と小売（発電）が一体として運用する体制を継続。自社需要に対して、従来通りの 8%の予備力を確保。調整力はエリア需要に対し当面 7%を確保。
- 調整力としては、従来同様、自社電源（オンライン電源）を最大限活用。
- 平成 28 年度について、供給計画（策定中）を基に調整力確保の観点から確認を行った結果、再エネの連系増加に伴う変動量（想定誤差、出力変動）の増加はあるものの、安定供給が可能な見通し。具体的には、
  - 上げ調整方向については、昼間帯に太陽光出力の想定誤差が大きいものの、火力機等の出力の増加が可能
  - 下げ調整方向については、待機揚水動力の増加や火力機の出力抑制による対応が可能。
  - 最大で 1 時間あたり 210 万ｋW程度の時間変動が生じるが、コンバインド等の火力機と揚水等の従来電源を最大限活用することにより、変動に追従することは可能。

＜今後の検討課題＞

- 今後、供給計画提出前のヒアリングや、供給計画・調整力確保計画を通じて、広域機関による更なる確認が必要。

4-8. 海外事例の調査

広域機関では、本委員会の検討の参考とするため、本委員会委員の参加による現地調査を含む、調整力等に関する海外事例の調査を行った。

長期断面の必要予備力の検討における指標値、及び、基準値の分析方法については、既に検討に取り込んだものもあるが、今後、短期断面の予備力・調整力の必要量の検討などにおいて、今回の調査結果を参考にできるものと考えられる。

＜今後の課題＞

・欧州、米国ともに再エネ拡大などを理由に、様々な見直しを予定または検討しており、引き続き情報収集に努める必要がある。

4-8-1. 調査の対象国・地域

欧州主要国及び米国全体について広く調査するほか、次の機関等を重点的に調査した。

欧州： ENTSO-E （European Network of Transmission System Operators for Electricity）、イギリス・ドイツの TSO 等

米国： NERC （North American Electric Reliability Corporation）、テキサス州・カリフォルニア州の ISO 等

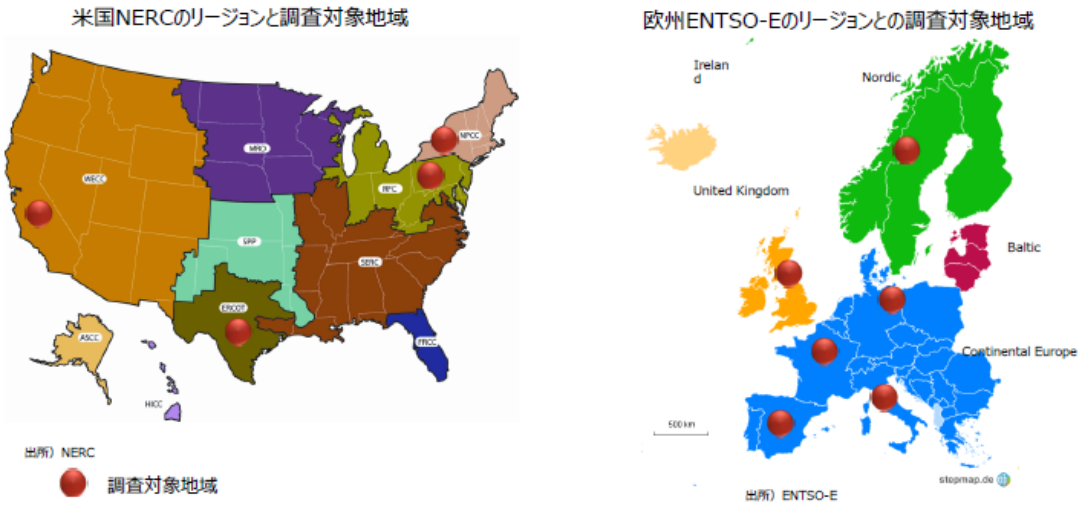


図 4-8-1-1 調査対象国･地域

4-8-2. 調査方法

欧米諸国の関係機関、電力会社等のウェブサイトにおいて公開されている資料等の調査に加え、委託先の人的ネットワークの活用、現地調査等により情報収集・分析を実施した。さらに、委員会の委員（または代理）、広域機関、及び委託先による海外調査団を編成し、次の機関等を対象に現地調査を実施した。

欧州： National Grid（イギリス）、Centrica（イギリス）、ENTSO-E（ベルギー）、Aachen University（ドイツ）、Amprion（ドイツ）、50Hertz（ドイツ）

米国： California Public Utilities Commission（カリフォルニア州）、California ISO（カリフォルニア州）、Public Utility Commission of Texas（テキサス州）、Electric Reliability Council of Texas（テキサス州）

4-8-3. 調査結果

本調査の中心的な調査事項である、予備力・調整力の種類、必要量、必要量の考え方、再エネ対応等の調査結果の概要は以下の通りである。

調査結果の詳細が記載された報告書（以下、単に「報告書」という。）は広域機関のウェブサイトに掲載している。

（１）長期断面の予備力

長期断面の必要予備力（率）は、長期的な供給信頼度の評価を行う際の基準として用いられるほか、容量市場における調達量を算定する際の基準となっている。調査結果の概要は以下の通り。

表 4-8-3-1　長期断面の予備力の調査結果の概要

項目	日本	欧州	米国
信頼度評価における需要の見方	〈従来〉 ・最大 3 日平均電力をベースラインとし、必要予備力算定において偶発的変動と持続的変動を考慮 〈本委員会〉 ・同上	〈イギリス〉 ・需要と供給の複数シナリオを設定して分析 （→報告書 116～117） ・確率論的評価において需要変動を考慮	〈NERC〉 ・通常の気象条件におけるピーク需要から DR を差し引いたもの。詳細は ISO 毎に異なる 〈CAISO、ERCOT〉 ・Long-run 50% probability に基づくが、ERCOT はニューラルネットモデルに切り替えた （→報告書 138～140）
信頼度評価における供給力の見方	〈従来〉 ・供給計画の方法をベースラインとし、必要予備力算定において電源の計画外停止と水力発電の出力変動を考慮 〈本委員会〉 ・必要予備力算定において、上記に加え、太陽光発電と風力発電の出力変動を考慮	〈イギリス〉 ・需要と供給の複数シナリオを設定して分析 （→報告書 116～117） ・確率論的手法において風力発電の出力変動を考慮	〈NERC〉 ・ピーク時間帯に確実な送電が見込まれるもの＋建設中または建設許可取得済みのもの＋輸入容量 ＜CAISO、ERCOT＞ ・再エネについては、CAISO は 4～8 時間平均値、ERCOT は実績から月別のプロファイルデータを作成 （→報告書 138,141～142）
必要予備力（率）の根拠（又は信頼度評価の基準）となる指標・基準 （　）内は確率論的手法における評価断面	〈従来〉 ・LOLP=0.3 日/月（8 月平日ピーク時間断面） ・上記の基準を満たす必要予備率に持続的需要変動対応の予備率（想定需要の 1～3%）を加算 〈本委員会〉 ・LOLP, LOLE, EUE を候補とし、指標・基準値を検討（8760 時間断面） ・上記の基準を満たす必要予備率に持続的需要変動対応の予備率を加算（数値は継続検討）	〈イギリス〉 ・LOLE=3 時間/年（冬季 30 分単位） （→報告書 概要 16） 〈ドイツ〉 ・従来、「割り引いた供給力＞想定需要」にて判定 （→報告書 132～136） ・近隣諸国と確率論的手法の検討を実施中（8760 時間断面） （→報告書概要 17～18）	〈CAISO/WECC〉 ・CAISO: LOLE=1 回/10 年 ・WECC: BBM 方式 〈ERCOT〉 ・LOLE=1 回/10 年（8760 時間断面） （→報告書 143,144）
基準値の根拠	〈従来〉 ・昭和 30 年代から用いられているもので、供給力不足が 20 年に 1 回（6 日間継続）発生することを目標とする 〈本委員会〉 ・今後検討	〈イギリス〉 ・供給力コストと停電コストの合計が最小となる信頼度を分析 （→報告書 120～122）	〈米国共通〉 ・LOLE=1 回/10 年は 1950 年代から用いられている基準で、定量的根拠は不明 （→報告書 145）

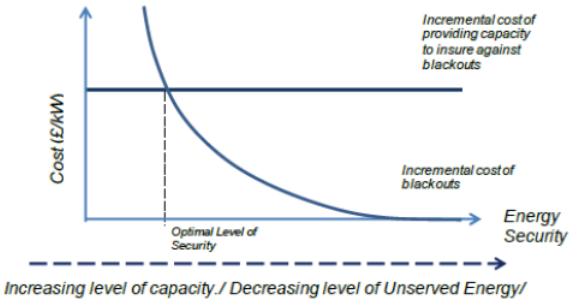
※（→報告書●●）は報告書の参照先。番号はスライド番号を表す。

（ｉ）欧州の事例

欧州では、ENTSO-E がシナリオに基づいて供給信頼度評価を行っているが、拘束力の無い報告書の位置づけである。欧州諸国の大半は、拘束力のある基準は設けていないが、イギリス、フランス、スペイン、スウェーデンは容量市場等で調達すべき供給力を定めるための基準を定めている。

イギリスでは、容量市場における容量確保量を定めるため、LOLE=3 時間/年を基準として採用した。この基準は、供給力の新規導入コスト（Cost of New Entry）と停電による被害額(Value of Lost Load)により分析した結果をもとに、政府が決定したものであり、その分析の概念図は下の通り。

Figure 2: Illustrative optimal level of security of supply



Equilibrium Reliability Standard in LOLE (hrs/yr)		Cost of New Entry (£/kW)		
		LOW £31.89	CENTRAL £47.18	HIGH £66.21
VoLL (£/MWh)	35,490	0.90	1.33	1.87
	16,940	1.88	2.78	3.91
	10,290	3.10	4.59	6.43

≒3hours

出所）National Grid" Consultation on the draft Electricity Market Reform Delivery Plan; Annex C: Reliability Standard Methodology " July 2013

（左図）追加供給力を確保するためのコスト（直線）と追加供給力を確保することによる停電コストの減少量（曲線）の交点が最適な信頼度レベルであるとの考え方。

（右表）追加供給力を確保するためのコストとして 3 ケース（大規模 Open Cycle Gas Turbine の年経費をライフタイム/ハードルレートが 35 年/6%, 25 年/7.5%, 20 年/9%）、停電コスト単価（VoLL）として 3 ケース（家庭用平均、中小ビジネス需要家平均、左記両者の荷重平均）を設定し、最適な LOLE（時間/年）を算定した結果。

図 4-8-3-1　イギリスにおける供給信頼度の基準値（LOLE=3 時間/年）の根拠（概要）

ドイツでは、長期断面の供給信頼度の評価方法として、電源種別ごとの平均停止率等で発電容量を割り引いた供給力とピーク需要と比較する方法を用いてきたが、ベルギー、オランダ等の近隣諸国とともに、確率論的手法（指標は LOLP, LOLE, EENS[21]等）による供給信頼度の分析に取り組んでいる。

[21] Expected Energy Not Served

（ⅱ）米国の事例

米国では、NERC が長期供給信頼度評価として、向こう 10 年の評価を行っているが、拘束力の無い報告書の位置づけである。判定の基準となる予備率を定めていないエリアは、供給力が火力主体の場合には 15%、水力主体の場合には 10%としている。

一方、容量市場・容量確保義務が施行されている地域では、拘束力のある供給信頼度基準が存在している。LOLE の基準（10 年に 1 回）は、1950 年代から米国で慣習的に設定されたものであり、定量的な根拠の存在は確認されなかった。

カリフォルニア州、テキサス州ともに、規制委員会は、基準予備率の見直しを検討中である。

（２）短期断面の予備力・調整力

短期断面の予備力・調整力については、日本、欧州、米国の間で、予備力・調整力の種類をはじめとして大きく異なっている。調査結果の概要は以下の通り。

表 4-8-3-2　短期断面の予備力・調整力の調査結果の概要

項目	日本	欧州	米国
予備力・調整力の種類	〈従来〉 ・瞬動予備力、運転予備力、待機予備力 〈本委員会〉 ・現時点では、上げ調整力、下げ調整力を定義	〈ENTSO-E〉 ・Frequency Containment Reserve (FCR), Frequency Restoration Reserve (FRR), Replacement Reserve (RR) ・各国はこれに準じて設定 (→報告書 4～7,13～19 他)	〈NERC〉 ・平常時の予備力として、Frequency Response, Regulating Reserve ・緊急時予備力(Contingency Reserve)として、Spinning Reserve, Non-spinning Reserve, Supplemental Reserve ・各エリアはこれに準じて設定 (→報告書 68,75～79 他)
必要量の考え方	〈従来〉 ・過去の知見と経験に基づき、瞬動予備力を各時間需要の 3%、運転予備力をピーク需要の 8%(前日計画時)又は 5%(当日計画時)確保 ・一部、瞬動予備力を電源脱落時の負荷遮断回避の観点から決定しているエリアや、運転予備力を他エリアに期待しているエリアがある 〈本委員会〉 ・今後検討	〈ENTSO-E〉 ・FCR 必要量は、大陸欧州では電源 2 台相当(又は 20 年 1 回のリスク分の大きい方)として各国に配分。イギリスでは電源 1 台相当 (→報告書 10) 〈イギリス〉 ・FRR と RR に相当する調整力の必要量は 365 日に 1 回の不足確率となるように算定 (→報告書 49～51) 〈ドイツ〉 ・FRR に相当する調整力の必要量は、4 種類の需給変動の総合確率分布をもとに 99.95%をカバーする量を算定 (→報告書 29～31)	〈NERC〉 ・周波数応答や周波数変動実績の基準を定めているのみで、平常時予備力についての具体的な調整力の必要量は定めていない (→報告書 70～71) ・緊急時予備力は、N-1 事故相当を確保するよう規定(WECC のみ別規定あり) (→報告書 72～73) 〈各エリア〉 ・具体的には、各エリアが調整力の必要量を設定 (→報告書 75～79)
確保の方法	〈従来〉 ・一般電気事業者が確保するが、瞬動予備力や運転予備力の一部はエリア外にも期待 〈今後〉 ・一般送配電事業者が、平成 29 年度分からは公募等の方法により確保	〈イギリス〉 ・FCR は義務又は相対にて、FRR と RR は相対又は市場にて調達 (→報告書 52～55) 〈ドイツ〉 ・4 つの TSO が共同で市場にて調達 (→報告書 33～42)	〈CAISO〉 ・供給力確保義務を通じて確保された供給力が市場への入札義務を持ち、CAISO は前日市場とリアルタイム市場で調達 〈ERCOT〉 ・前日市場で確保するが、不足時は Supplemental Ancillary Service Market を通じて調達 (→報告書 80～85)
再エネ導入拡大を踏まえた取り組み等	〈従来〉 ・予備力の必要量において、再エネは明示的には考慮されていない 〈本委員会〉 ・予備力・調整力必要量の検討において、考慮すべき需給変動要因の中に、再エネ出力想定誤差と再エネ出力変動を含める	〈欧州〉 ・調整力の国際共同調達市場について検討中 〈ドイツ〉 ・3 ヵ月間一定としている調整力必要量を日ごとの値にするなどの見直しを検討中 (→報告書 32)	〈CAISO〉 ・調整力を確保するため、容量確保義務量の内訳として、調整力としての能力を加味した容量確保義務制度 Flexible Capacity Requirement を開始 〈ERCOT〉 ・アンシラリーサービスの再編を検討中 (→報告書 194～219)

※(→報告書●●)は報告書の参照先。番号はスライド番号を表す。

（ｉ）欧州の事例

欧州では、ENTSO-E が Network Code on Load-Frequency Control and Reserves[22]において、調整力の種類や必要量の考え方を定めている。

調整力の種類は、応答開始から発電機が所定の出力レベルになるまでにかかる時間、所定の出力で運転継続が可能な時間の２点を基準に、次のとおり分類している。

①Frequency Containment Reserve (FCR)

②Frequency Restoration Reserve (FRR)[23]

③Replacement Reserve (RR)

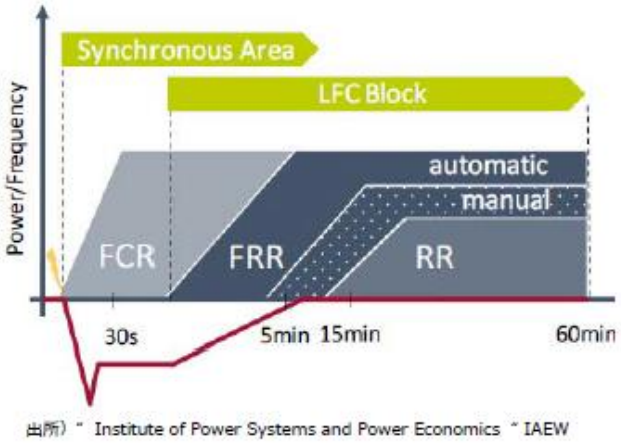


図 4-8-3-2　ENTSO-E が定める各種調整力の関係図

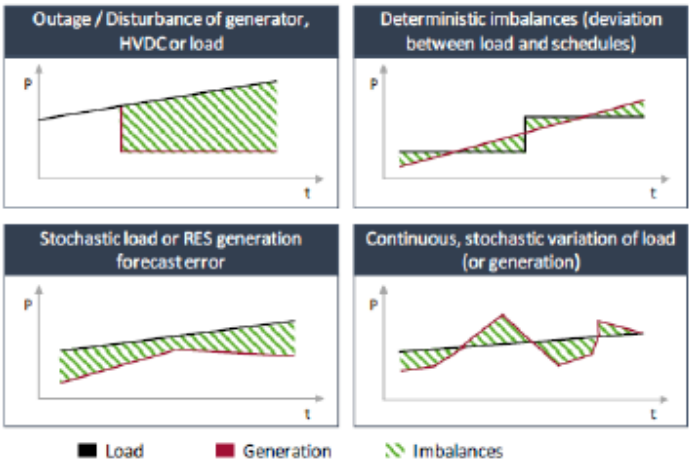
調整力の必要量は、以下の通り定めている。

・FCR は、大陸欧州では N-2 基準により発電所 2 基分（1,500MW×2）の脱落を想定。これと、20 年に 1 度のリスクレベルを想定し必要量を算定。その他地域（英国、アイルランド、北欧）では N-1 基準により脱落量を想定。各国、各 TSO には発電電力量等で割り振られる。

・FRR と RR は、各 TSO に必要量の算定は委ねられているが、下図に示す 4 つの誤差をもとに確率論的手法に基づいて推計する方法が提示されている。

[22] https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/load-frequency-control-reserves/Pages/default.aspx

[23] FRR はさらに、automatic FRR と manual FRR に分類される。



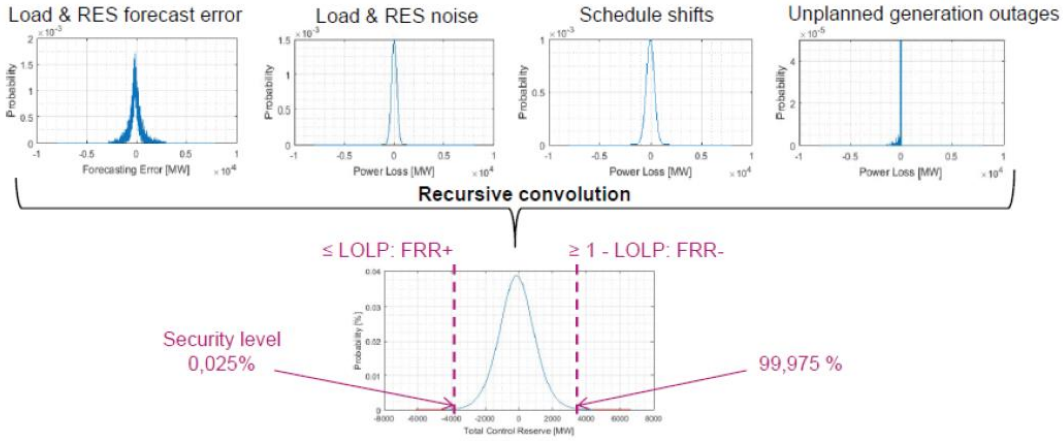
出所）" Institute of Power Systems and Power Economics " IAEW

図 4-8-3-3　ENTSO-E が定める各種調整力の必要量算定において考慮する変動要素

各国では、別の名称や定義を用い、具体的な算定方法はそれぞれが定めている。

英国では、当日の運転予備力を 30 分コマ毎の短期誤差（STE）に基づいて設定している。確保量は、STE の統計分布の約 99.73%をカバーするものとして決定される（「365 日に 1 日」基準）。STE は需要予測誤差、風力発電予測誤差、発電エラーに関する過去の統計データにもとづき推計される。実需給の 24 時間前、18 時間前、12 時間前、6 時間前のタイミングでアップデートされ、最終的に 4 時間前に運用計画が確定する。もっとも、日々の調達量は市場価格に影響をあたえることを懸念して非公開となっている。

ドイツでは、4TSO が共同で、①需要と再エネ出力の予測誤差、②需要と再エネ出力のノイズ、③コマ間の階段状の発電出力と実需の差、④計画外停止の総合的な確率分布をもとに、Secondary Control Reserve（ENTSO-E の automatic FRR に相当）と Tertiary Control Reserve（ENTSO-E の manual FRR に相当）の四半期ごとの必要量を算定している。



注　SCR：Secondary Control Reserve、TCR：Tertiary Control Reserve
出所）“ Amprion and the European / German Electricity Market “ Amprion

（上図）左から、①需要と再エネ出力の予測誤差、②需要と再エネ出力のノイズ、③コマ間の階段状の発電出力と実需の差、④計画外停止の総合的な確率分布。
（下図）4 つの確率分布の畳み込みによる総合確率分布。マイナス側の超過確率 0.025%の値を上げ側の FRR の必要量とし、プラス側の超過確率 0.025%の値を下げ側の FRR の必要量としている。図には記載されていないが、スピードが速い変動である②～④だけを用いて同様に算定した量を SCR 必要量とし、FRR 必要量と SCR 必要量の差分を TCR 必要量としている。

図 4-8-3-4　ドイツにおける調整力（SCR, TCR）の必要量算定の考え方

（ⅱ）米国の事例

米国 NERC および各地域における予備力・調整力の種類、必要量の考え方は下表の通り。

表 4-8-3-3　米国内各地域における調整力の種類等

● NERCの周波数応答（Frequency Response）に対応する調整力

	CAISO	ERCOT	PJM	NYISO
名称	Primary Frequency Response	Primary Frequency Response	Frequency Response	Primary Frequency Response
技術要件	● Frequency Responseは、個別のアンシラリーサービスとして規定されておらず、要件は設定されていない			
必要量	● Frequency Responseは、個別のアンシラリーサービスとして規定していないため、必要量などは設定されていない。			
確保タイミング	● 明示的な規定はない			

● NERCの周波数制御予備力（Regulating Reserve）に対応する調整力

	CAISO	ERCOT	PJM	NYISO
名称	Regulation UP/DOWN	Regulation UP/DOWN	Regulation	Regulation
技術要件	開始：数sec 最大：1min以内 持続：最大10min	開始：5sec 最大：10min以内 持続：－	開始：－ 最大：5 min以内 持続：－	開始：－ 最大：－ 持続：－
必要量	● 数値的な規定はない ● 各時間帯の需要の○%という形でCAISOが指示（平均的にUP/DOWNそれぞれ300MW程度）	● 数値的な規定はない ● 下記指針に基づいて5分毎に計算	PJM全体として、 ● オフピーク時間帯（0000 – 0459）：525MW ● ピーク時間帯(0500 – 2359)：700MW	● 数値的な規定はない
必要量算出の指針	● NERC Standard BAL-001-2-Real Power Balancing Control Performanceに準拠	確率論的手法 ● ネット需要(システム需要－風力発電量）変動分布の信頼区間98.8%相当	● オフピーク時間帯（0000 – 0459）：その日の最低需要の0.7%相当量 ● ピーク時間帯(0500 – 2359)：その日のピーク需要の0.7%相当量 ● 需要資源量は25%以下	● NERC Standard に準拠
確保タイミング	● 前日市場を通じて調達 ● 当日、15分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達	● 前日市場を通じて調達	● 前日市場を通じて調達 ● 当日、5分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達	● 前日市場を通じて調達 ● 当日、5分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達

● NERCの瞬動予備力（Spinning Reserve）に対応する調整力

	CAISO	ERCOT	PJM	NYISO
名称	**Spinning Reserve**	**Response Reserve Service (RRS)**	**Synchronized Reserve(SR)**	**10-Minute Spinning Reserve(SR)**
技術要件	開始：1sec 最大：10min以内 持続：30min以上	開始：－ 最大：5min以内 持続：30min以上	開始：－ 最大：10min以内 持続：30min以上	開始：－ 最大：10min以内 持続：
必要量	平均約850MW	●2015年5月末まで固定値(2,300MW) ●2016年6月から下記指針に応じ、月/時間帯によって変動(2,300～3,000MW)	●1,375 MW （RTO Reserve Zone ） ●1,300 MW （ Mid-Atlantic Dominion Reserve subzone）	－
必要量算出の指針	●以下の2つのうち大きい値 ✓最も過酷なN-1事故相当量 ✓需要の3%＋供給力の3%（域内＋輸入） ※上記量をSpinning Reserve、Non-Spinning Reserve 50%以上は瞬動予備力から調達	●過去の慣性力の70% ※RSS調達量に占める制御可能需要比率は最大50%まで	以下の2つのうち大きい値 ●Reliability First Corporation (RFC) が課す最低必要量 ●最も過酷なN-1事故の100%に相当する量	●SRとNSRの合計として過酷なN-1事故の100%相当量以上の確保。内、SRで50%相当量以上の確保が必要。
確保タイミング	●前日市場を通じて調達 ●当日、15分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達	●前日アンシラリー市場を通じて調達 ●当日、5分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達	●前日市場を通じて調達 ●当日、5分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達	●前日市場を通じて調達 ●当日、5分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達

● NERCの非瞬動予備力（Non-Spinning Reserve）に対応する調整力

	CAISO	ERCOT	PJM	NYISO
名称	**Non-Spinning Reserve**	**Non-Spinning Reserve Service (NSRS)**	**Non-Synchronized Reserve(NSR)**	**10-Minute Non-Synchronized Reserve(NSR)**
技術要件	開始：1min以内 最大：10min以内 持続：30min以上	開始：－ 最大：30min以内 持続：30min以上	開始：－ 最大：10min以内 持続：30min以上	開始：－ 最大：10min以内 持続：－
必要量	平均約850MW	－	SRとNSRの合計量 ● 2,175MW（RTO Reserve Zone） ● 1,700 MW(Mid-Atlantic Dominion Reserve subzone)	－
必要量算出の指針	※Spinning Reserveの欄を参照	下記の合計 ●最も過酷なN-1事故に対応する量 ●ネット変動需要（システム需要－風力発電）分布の信頼区間95%のうち、Regulation UPでの調達済分を除いた量	●SRとNSRの合計必要量からSR調達分を除いた量	※10-Minute Spinning Reserveの欄を参照
確保タイミング	●前日市場を通じて調達 ●当日、15分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達	●前日アンシラリー市場を通じて調達	●前日市場を通じて調達 ●当日、5分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達	●前日市場を通じて調達 ●当日、5分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達

出所）CAISO: CAISO Tariff (Section 8, Appendix D 及び K), CAISO Business Practice Manual for Market Operations (Section 4), ERCOT: ERCOT Nodal Protocol Section 3, Methodology for Determining Minimum Ancillary Service Requirements, PJM: PJM Open Access Transmission Tariff, PJM Manual 11 Energy & Ancillary Services Market Operations, NYISO: NYISO Manual 2 Ancillary Services Manual

（iii）再エネ拡大の影響、取り組み＜欧州・米国＞

欧州では、予備率については、再エネ拡大による既存火力の収益悪化による廃止リスクが重要な懸念事項となっている。調整力については、現段階では確保に大きな問題は生じていないが、調整力の国際共同調達市場や再エネ出力予測技術の向上などによる合理化が期待されている。

米国カリフォルニア州では、調整力の確保のため、2014 年から容量確保義務量の内訳として、調整力としての能力を加味した容量確保義務制度を開始している。計画断面から、小売事業者に調整力としての能力を持った電源の確保義務を課すものであり、対象電源は前日市場、リアルタイム市場に入札を強制される。これにより、CAISO は運用断面において必要な種類の調整力を円滑に調達できるようになる。

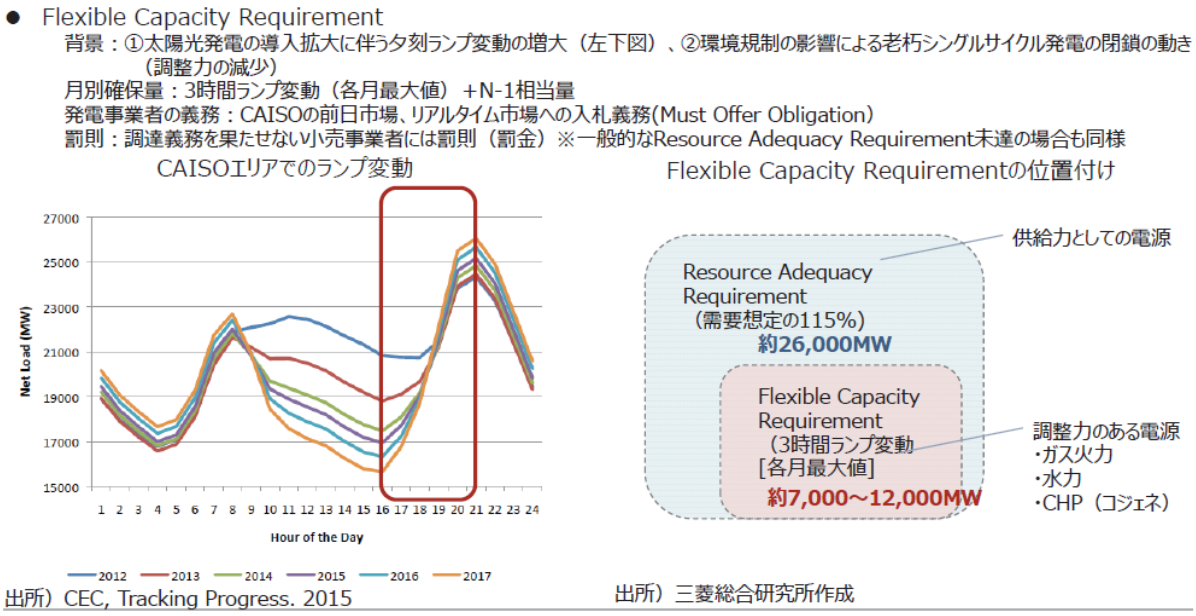


図 4-8-3-5 California ISO における Flexible Capacity Requirement の概要

さらに、外部との連系が脆弱なイギリス、アイルランド、米国テキサス州では、系統の慣性力不足に対する懸念が高まっており、テキサス州では、アンシラリーサービスの再編において Synchronous Inertial Response という新市場の導入が提案されている。

（３）マージンに関する事項

欧州では、周波数制御に起因する運用中の潮流の意図しない偏移等の不確実性に対応するためにTransmission Reliability Margin（TRM）を設定している。例えば、ドイツではTotal Transfer Capacityの3%を確保している。

一方、米国では、TRMのほか、小売事業者が電力調達のために隣接エリアからの供給力を予め確保するためCapacity Benefit Margin（CBM）の仕組みがあるが、CBMの確保を認められていないエリア（CAISO, NYISO）や、認めているエリア（PJM）がある。

ただし、必要量の考え方など詳細については今回の調査では明らかにはならなかった。

上記（２）（ⅲ）に記載した調整力の国際共同調達市場における国際連系線の制約の考慮など、引き続き調査を行う必要がある。

5. おわりに

本委員会では、４月の委員会設置以降、議論を重ねてきた結果、方向性の見えてきた論点がある一方で、引き続き検討すべき課題が残っている。

これらの検討課題は、安定供給の実現と広域的な電力取引の拡大による電力コストの抑制の両面から非常に重要な課題であり、来年度、着実に結論を得るべく、更に検討を進めることとする。

以　上

調整力等に関する委員会　委員名簿

委員長

大山　力　　横浜国立大学大学院　工学研究院　教授

委員（中立者）

大橋　弘　　東京大学大学院　経済学研究科　教授
荻本　和彦　東京大学　生産技術研究所　特任教授
合田　忠弘　同志社大学大学院　理工学研究科　客員教授
松村　敏弘　東京大学　社会科学研究所　教授

委員（事業者）

加藤　和男　電源開発㈱　経営企画部　部長代理
川辺　豊明　元サミットエナジー㈱　顧問
塩川　和幸　東京電力㈱　執行役員　ﾊﾟﾜｰｸﾞﾘｯﾄﾞ・ｶﾝﾊﾟﾆｰ・ﾊﾞｲｽﾌﾟﾚｼﾞﾃﾞﾝﾄ
雫石　伸　　㈱エネット　取締役　技術本部長
田中　良　　㈱ＮＴＴﾌｧｼﾘﾃｨｰｽﾞ　ｿｰﾗｰﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ本部　部長・ｾﾞﾈﾗﾙｱﾄﾞﾊﾞｲｻﾞｰ
平岩　芳朗　中部電力㈱　執行役員　流通本部　系統運用部長

（平成 28 年 3 月 18 日現在　敬称略・五十音順）

調整力等に関する委員会　審議経過

○第 1 回委員会（平成 27 年 4 月 30 日）

（議題）

・委員紹介
・調整力等に関する委員会の設置について
・議事の公表について
・調整力等に関する検討の進め方について
・供給予備力、マージン設定の考え方について

○第 2 回委員会（平成 27 年 6 月 11 日）

（議題）

・調整力に関する系統容量の定義について
・短期断面における調整力確保の考え方と需給バランス・周波数調整の状況
・海外事例の調査について

○第 3 回委員会（平成 27 年 7 月 24 日）

（議題）

・短期断面における調整力確保の考え方の現状等について（前回続き）
・短期断面における調整力必要量の検討について
・長期断面における調整力等必要量の検討について

○第 4 回委員会（平成 27 年 8 月 24 日）

（議題）

・検討の進め方の再整理について
・長期断面の検討について
・短期断面の検討について
・マージンの論点整理について

○第 5 回委員会（平成 27 年 10 月 2 日）

（議題）

・＜長期＞確率論的手法に関する予備的検討の結果について
・＜短期＞実績データの集約結果等について

○第 6 回委員会（平成 27 年 12 月 17 日）

（議題）

・今年度末に向けた検討事項・スケジュールについて
・海外事例調査の結果（速報）について
・＜長期＞景気変動による需要変動等への対応の考え方について
・＜短期＞調整力必要量の検討について
・調整力の定義及び調整力確保計画の対象について

○第 7 回委員会（平成 28 年 1 月 22 日）

（議題）

・マージンに係る検討の進め方について
・需給バランスに対応したマージンについて
・周波数制御に対応したマージン及びその他のマージンについて

○第 8 回委員会（平成 28 年 2 月 19 日）

（議題）
・長期の必要予備力に関連して設定しているマージンの扱いについて
・電源ユニット脱落に関するマージンの扱いについて
・周波数制御に対応したマージン及びその他のマージンについて
・運用容量とマージンの関連性について

○第 9 回委員会（平成 28 年 3 月 11 日）
（議題）
・太陽光発電の連系増加を踏まえたH28 年度の需給運用について
・長期断面のマージンの定期更新における設定量の算定について
・中間取りまとめについて

○第 10 回委員会（平成 28 年 3 月 18 日）
（議題）
・中間取りまとめについて
・本委員会の継続と検討事項の追加について

調整力等に関する委員会中間取りまとめ
＜参考資料＞

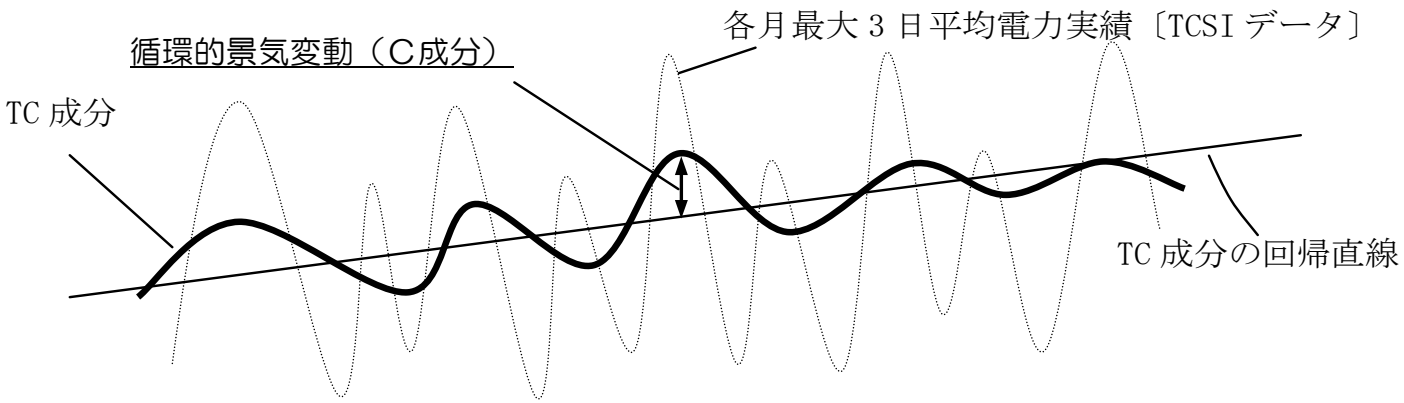
平成28年3月

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

【L-1】

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。

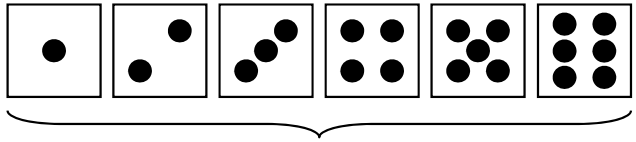


Ｔ（トレンド）成分	： 趨勢的傾向要素	時系列データの傾向（上昇、下降、横ばい等）。傾向を示す線を傾向線という。
Ｃ（サイクル）成分	： 循環変動要素	傾向線の周りを、周期性をもって変動する動き。 （景気変動や商品のライフサイクルによる変動等）
Ｓ（シーズン）成分	： 季節変動要素	傾向線の周りを１年周期で変動する動き（アイスの売上のように夏は売れ、冬は売れないといった毎年同じパターンで繰り返す変動）
Ｉ（イレギュラー）成分	： 不規則変動要素	傾向線の周りを不規則に変動する動き （法規税制改正やキャンペーン等によって起こる変動）

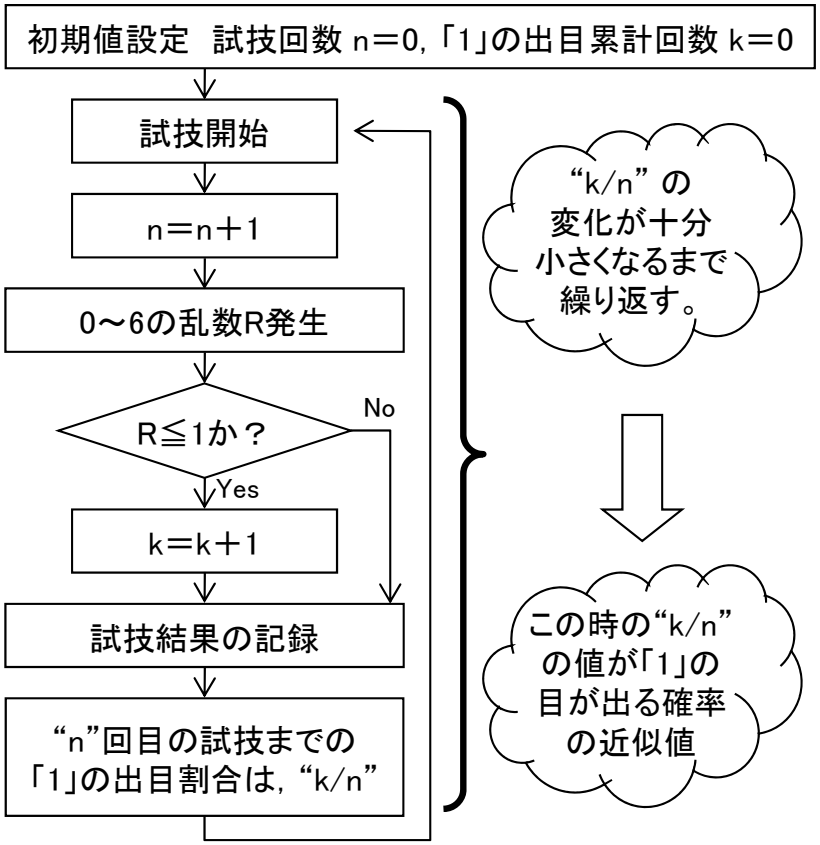
出典：広域的運営推進機関設立準備組合 第5回マージン及び予備力に関する勉強会（H27.1.15）中部電力殿資料一部修正

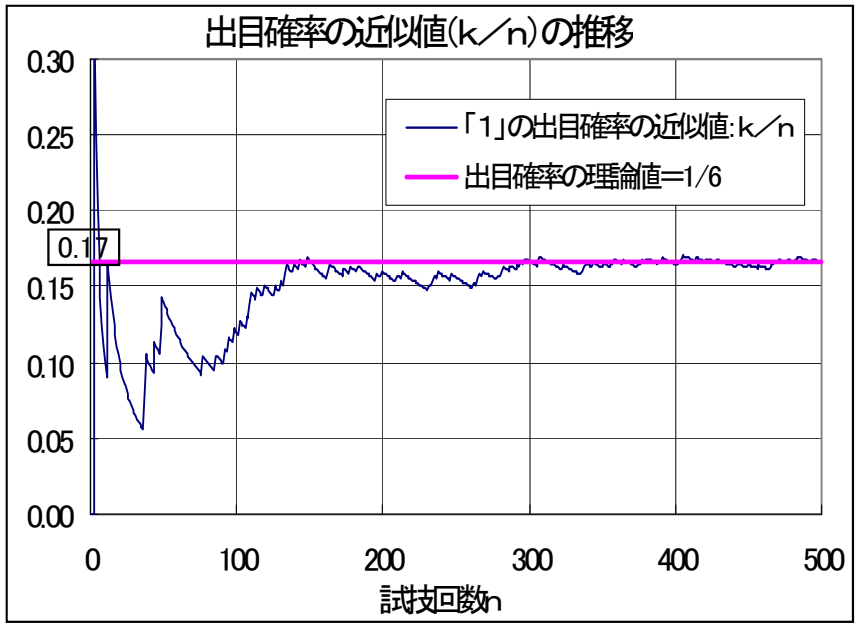
モンテカルロ法の使用例

○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

供給予備力必要量の考え方及びその背景

【L-3】

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。

供給予備力必要量の考え方の変遷

【L-4】

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

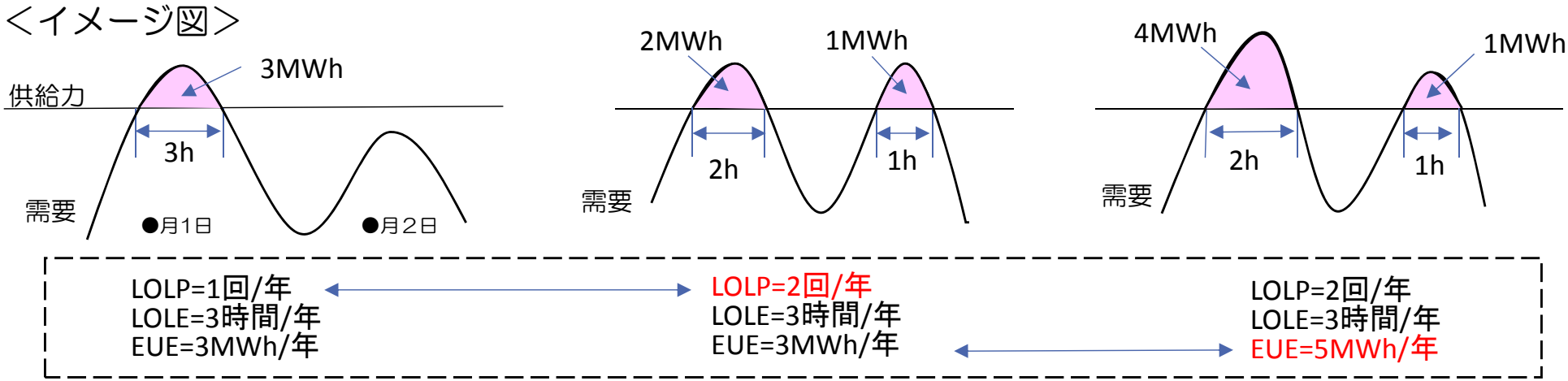
〔見直しが行われた項目〕

- 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

目指すべき供給信頼度を表す指標と基準

	指　標	定義（暫定）	説　明
①	ＬＯＬＰ （Loss-of-Load Probability）	・ある期間において供給力不足が発生する確率	・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）	・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	・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）	・ある期間における供給力不足の電力量の期待値	・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=lNLXvVoUI31ynzLZVbSUBf3mmxMmaEDSpJFmaY6G9D8,&dl）

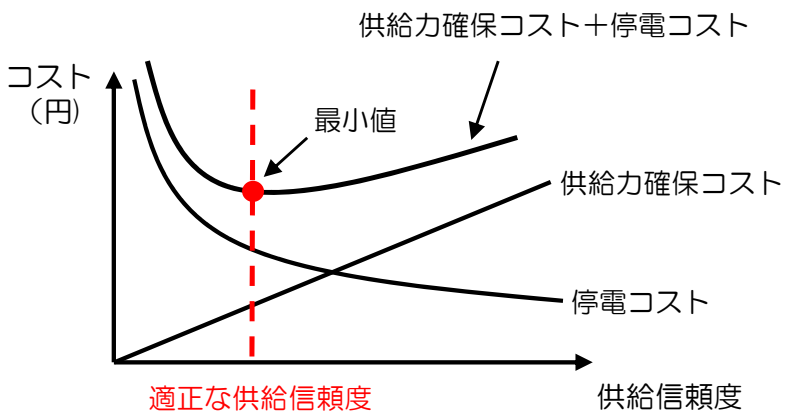
目指すべき供給信頼度を表す指標と基準（つづき）

【L-6】

- 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えるが、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。

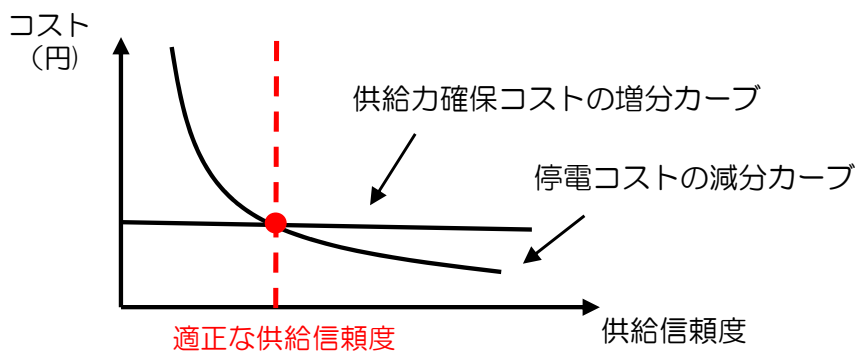
〔経済性の分析のイメージ〕

「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

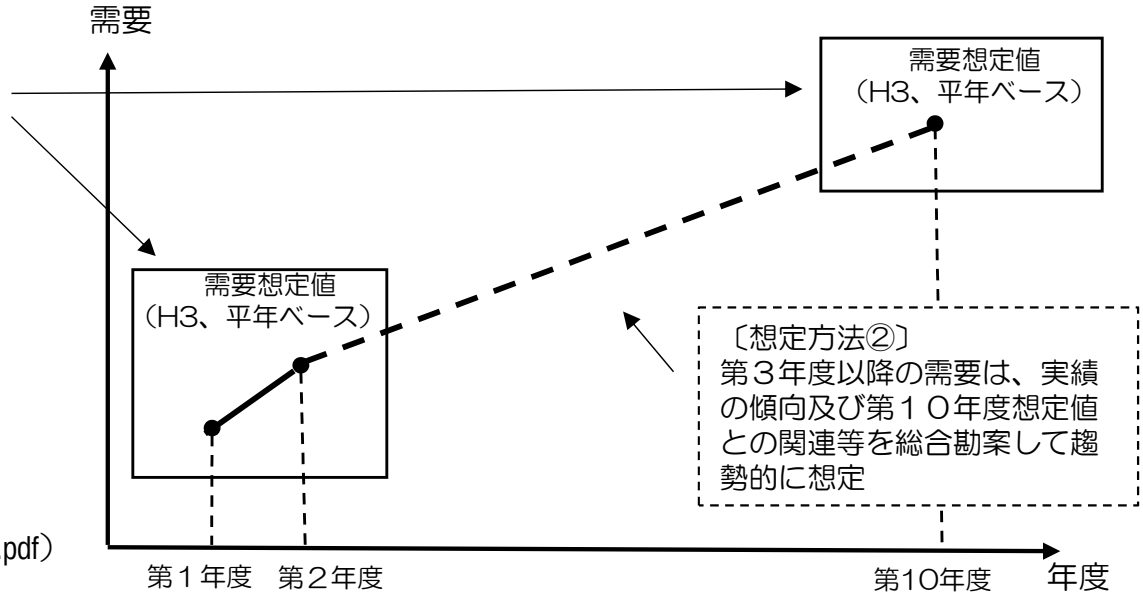
■ 具体的な想定方法は、需要想定要領に定めており、概要は下図のとおり。

（長期需要想定のイメージ）

〔想定方法①〕

- 第１、２、１０年度の需要を経済指標（ＧＤＰ、ＩＩＰ※2等）との相関や時系列傾向（実績のトレンド）、需要電力量想定値と負荷率の見通し等により想定
- 従来は、ＧＤＰ、ＩＩＰ等の見通しについては、内閣府やシンクタンク等が公表している数値を基に、日本電力調査委員会にて想定。特に、第10年度のGDP、IIPの見通しについては、将来の経済成長の方向性の見通しであり、期間内に発生する景気の変動を考慮したものとはなっていない

※2　鉱工業生産指数

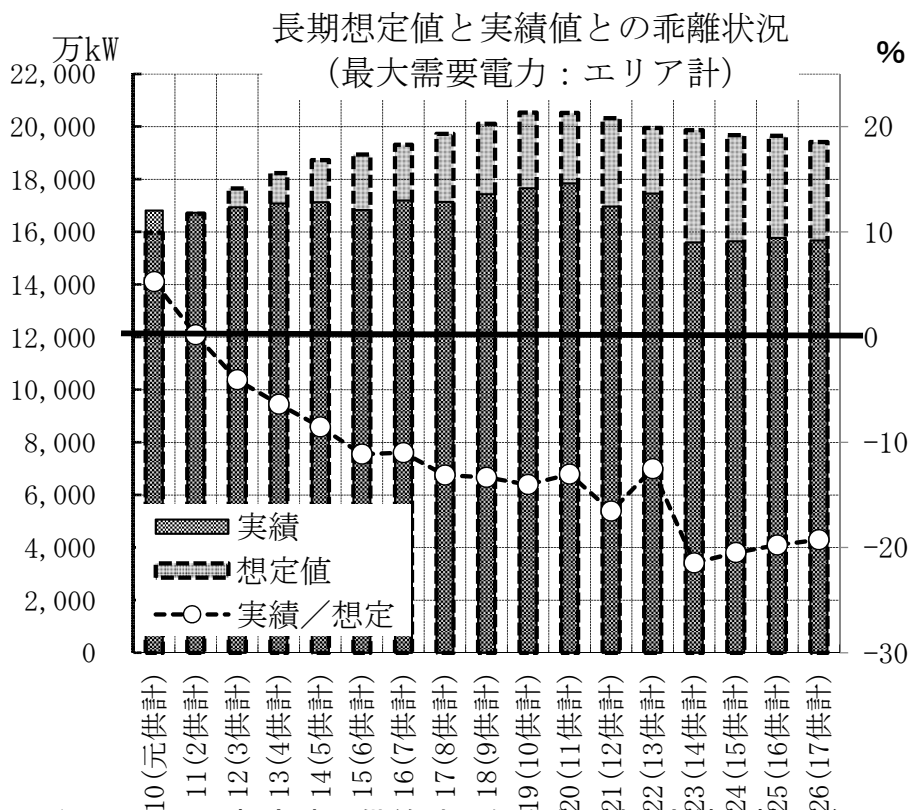


※1　電力広域的運営推進機関：需要想定要領
（http://www.occto.or.jp/jigyosha/kyokyu/files/jyuyousouteiyouryou_201504.pdf）

長期需要想定値と実績値との乖離状況

【L-8】

- 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。



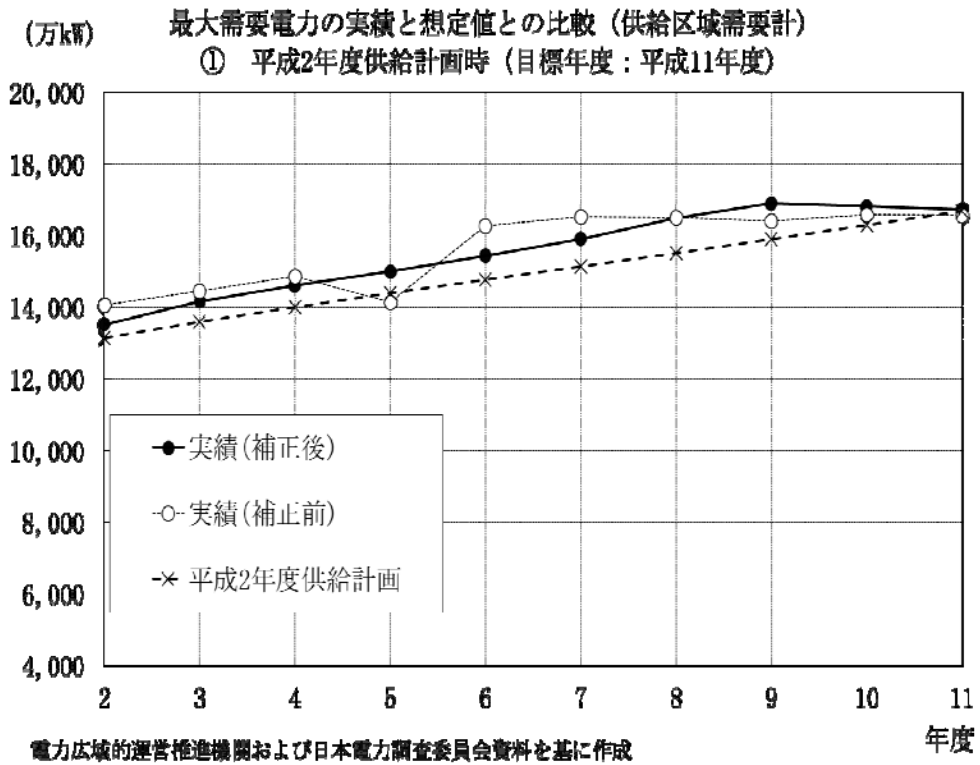
注）カッコ内は想定時の供給計画年次を示す。実績は補正後

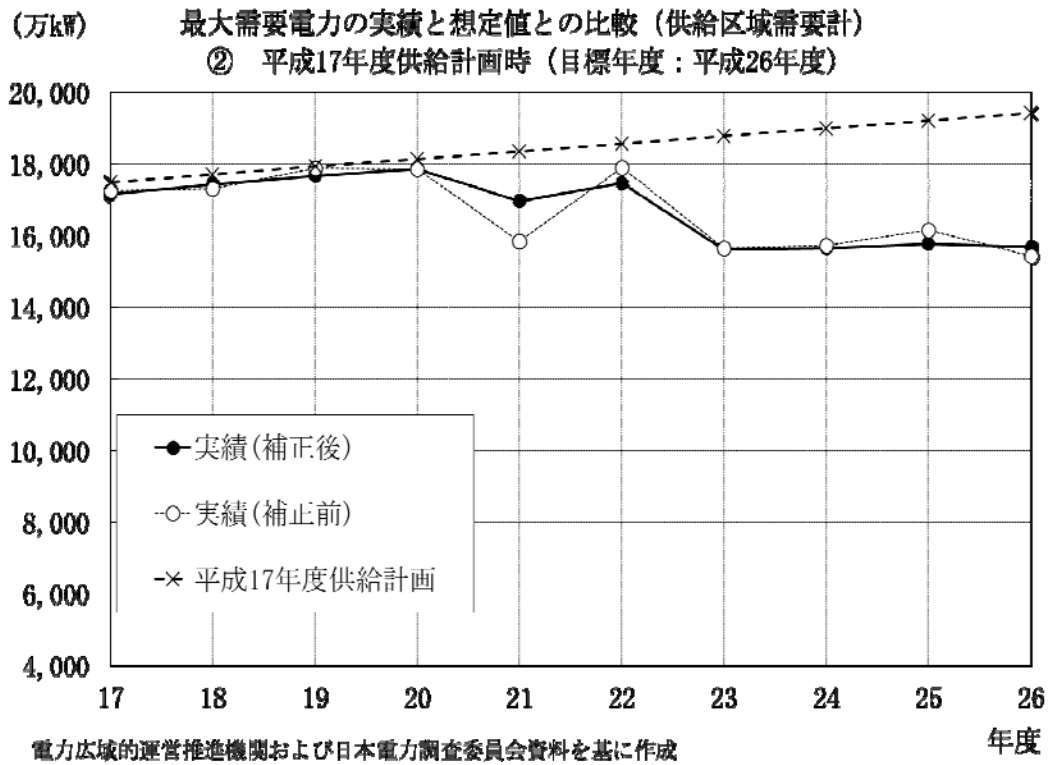
（需要想定値と実績値の乖離の一要因）

- 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）の影響をうけ、経済指標等の見通しを高めに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、経済指標を高めに想定）
- 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

長期需要想定値と実績値との乖離状況（つづき）

【L-9】





供給力に関する変動要因と変動量

【L-10】

■ 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	• 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	• 電源の計画外停止
	水力	• 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、最渇水日（第Ⅴ出水時点）の平均可能発電力※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	• 電源の計画外停止 • 出水変動 ※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
	風力	• 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	• 風況の変動
	太陽光	• 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	• 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）	• 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

※　供給計画に計上されない発電設備の扱いについては、次年度以降に検討

気温影響による需要の変動（詳細）

- 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。

その他の要因で発生する需要の変動（詳細）

- 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。

第5回広域系統整備委員会　資料3

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うるシナリオとして、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)×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	56	300
東北	約587	87	500	456	579	334
東京	約47	23	24	41	47	47
中部	約45	21	24	39	45	45
北陸	約19	15	4	18	19	19
関西	約37	16	21	31	37	37
中国	約67	30	37	57	67	67
四国	約51	14	37	41	51	51
九州	約97	46	51	84	97	97
沖縄	約2.5	1.6	0.9	2.3	2.5	2.5
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）

第5回調整力等に関する委員会資料2

第5回広域系統整備委員会　資料3

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）
  6,400-495
- 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)×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

固定買取制度情報公表ウェブサイトデータより作成（H27.4月末）

電源の計画外停止率の考え方

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

（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

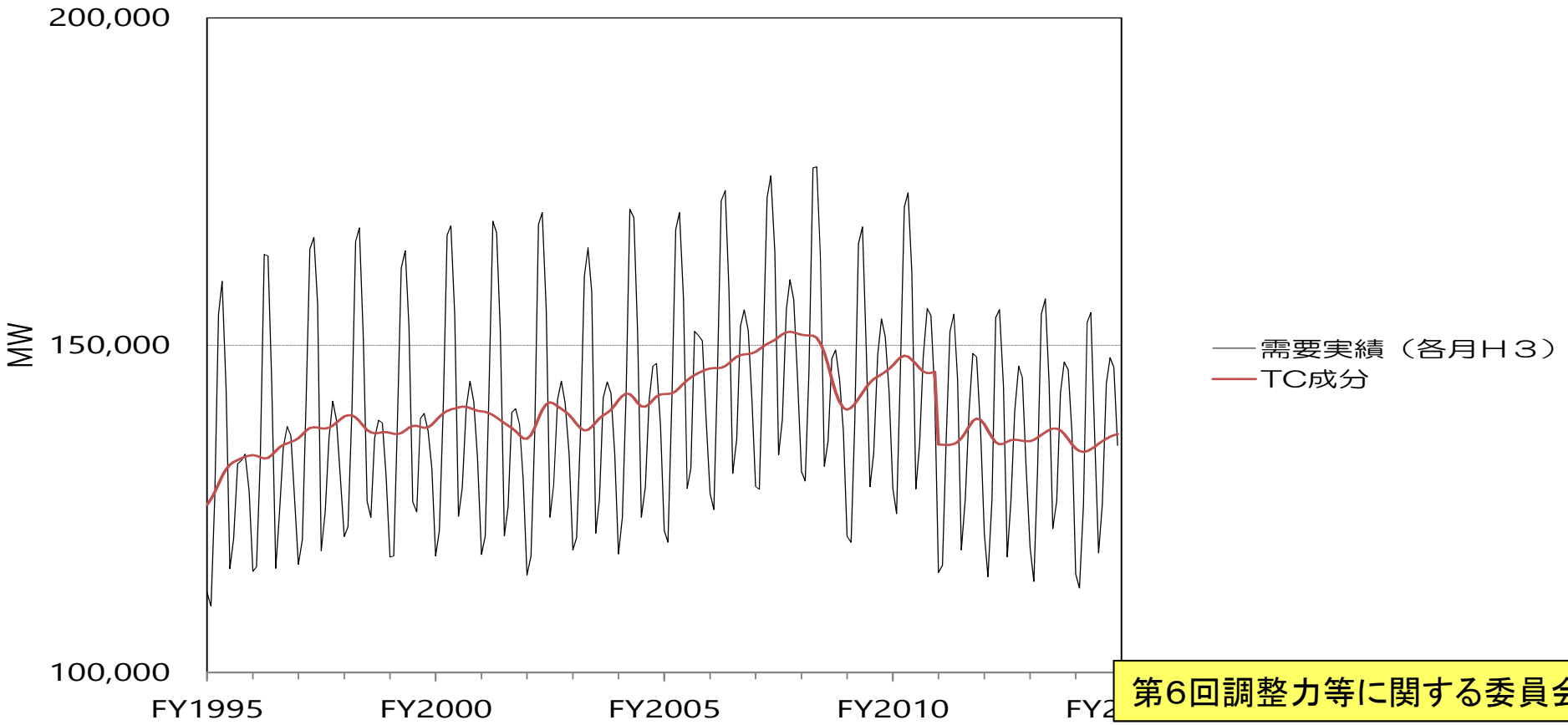
景気変動等による需要変動の分析

【L-16】

■ 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〕



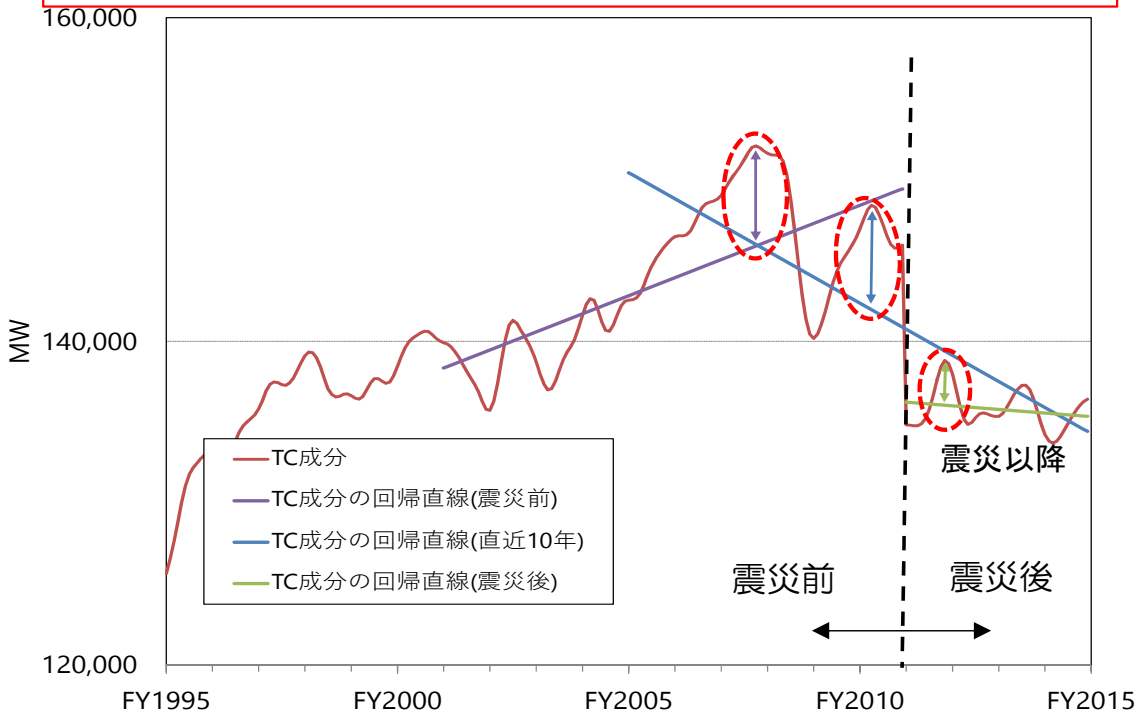
景気変動等による需要変動リスクの検討における論点　【L-17】

■ 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。

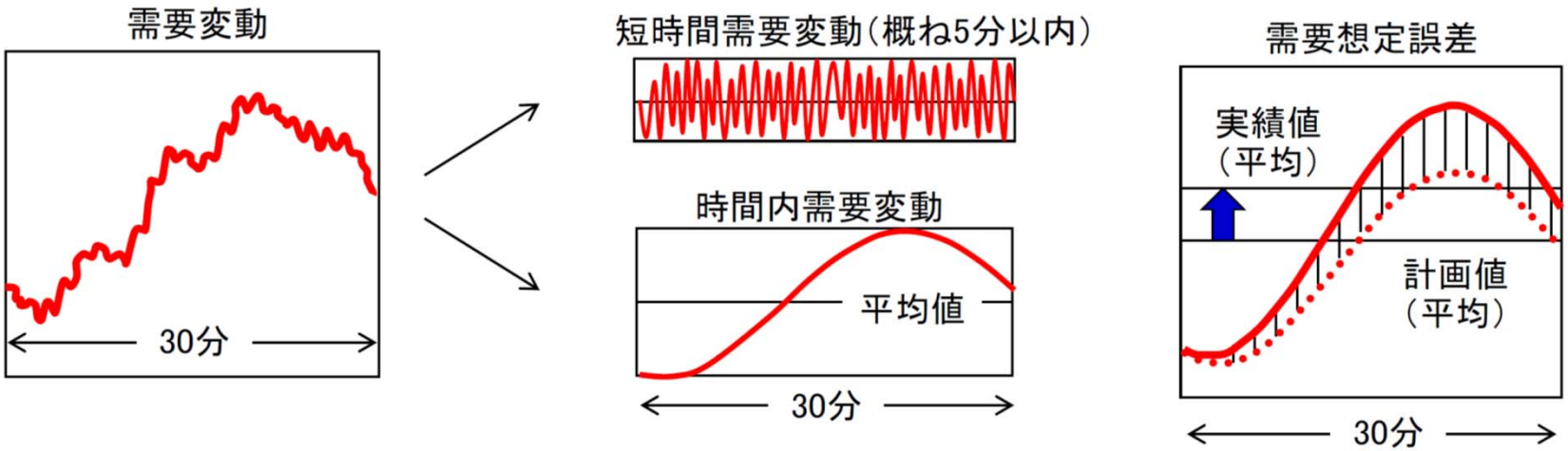
季節調整結果（９エリア合計）〔送電端、月別Ｈ３、気温補正後〕

現状の需給バランス調整・周波数制御の調整対象

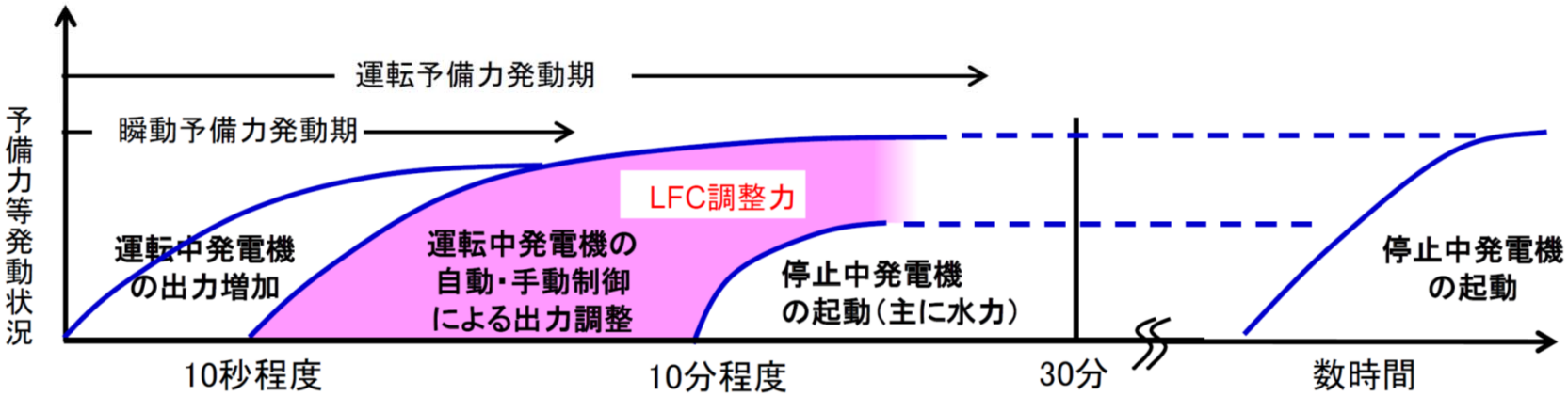
【S-1】

○ 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】



現状の需給バランス調整・周波数制御における各種予備力・制御 【S-2】

【 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随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

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

現状の需給バランス調整・周波数制御において考慮している変動要素　【S-3】

変動要素	概要
短時間需要変動 （負荷周波数調整）	● 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）	● 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	● 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	● 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	● 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。

運転予備力・瞬動予備力確保の考え方（集約結果まとめ）　【S-4】

■ 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

運転予備力・瞬動予備力確保の考え方（表の見方）①

【S-5】

■ 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（発受電端）
- 当該時間需要：当該時間の１時間平均値（発受電端）

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)」

運転予備力・瞬動予備力確保の考え方（表の見方）②

【S-6】

			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 A	リスク顕在化時に応援融通を期待 B		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 C			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

運転予備力・瞬動予備力確保の考え方（東北電力）

【S-8】

			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			最大電力需要想定値の5%程度 【需要想定誤差、電源脱落を考慮】 （短時間需要変動分は上記の内数）		
		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				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

運転予備力・瞬動予備力確保の考え方（東京電力）

【S-9】

			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	最大電力需要想定値の5%程度	or	最大電力需要想定値の2～3%程度	最大電力需要想定値の3%程度	or	最大電力需要想定値の2～3%程度
		LFC		最大電力需要想定値の2～3%			最大電力需要想定値の2～3%	
	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

運転予備力・瞬動予備力確保の考え方（中部電力）

【S-10】

			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）	
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

運転予備力・瞬動予備力確保の考え方（北陸電力）

【S-11】

			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

運転予備力・瞬動予備力確保の考え方（関西電力）

【S-12】

			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% 【需要変動リスク(過去実績)+大規模電源脱落リスク】 （短時間変動3%は内数）			or 需要変動リスク（過去実績）		大規模電源脱落リスク
		LFC					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%（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

運転予備力・瞬動予備力確保の考え方（中国電力）

【S-13】

			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% 【需要見直し＋電源脱落への備え】 （短時間変動3%は内数）			or 最大電力需要想定値の3～5%		最大電源脱落相当量
		LFC					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）	
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

運転予備力・瞬動予備力確保の考え方（四国電力）

【S-14】

			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

運転予備力・瞬動予備力確保の考え方（九州電力）

【S-15】

			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	最大電源脱落相当量	最大電力需要想定値の5%程度	or	最大電源脱落相当量
		LFC		最大電力需要想定値の3%程度			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）	
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

運転予備力・瞬動予備力確保の考え方（沖縄電力）

【S-16】

			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)						

全体的な検討の進め方

- 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】

系統全体として必要な予備力・調整力の算定

評価指標の仮設定

↓

需給変動要因・変動量の検討

↓

必要量・スペック・評価基準の検討

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】

一般送配電事業者が確保すべき調整力の
必要量・スペックの整理

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

検討の区分

■ 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	「需要想定誤差」 （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）	「需要変動」 （定義：30分平均値からの需要の変動）
電源の出力に関するもの	図２	「電源脱落（継続）」 （定義：電源脱落による供給力の減少(脱落後の継続分)）	「電源脱落（直後）」 （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)）
再エネの出力に関するもの	図３	「再エネ出力想定誤差」 （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）	「再エネ出力変動」 （定義：30分平均値からの再エネ出力の変動）

（※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）

需要想定に関する調査結果

■ 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の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）

太陽光発電出力想定に関する調査結果

【S-20】

■ 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

風力発電出力想定に関する調査結果

【S-21】

■ 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

今後の検討について

- 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）出力想定の状況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。
  - 再エネ出力想定の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

■ 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	・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）	・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）	・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	・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）	・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		・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）	・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		・再エネの影響を考慮した残余需要の時間内変動の実績	・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）	・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。

【論点②】「電源脱落（継続）」

（指標・基準）

■ 電源脱落後、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。

（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

【論点⑤】「電源脱落（直後）」

（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）。

【論点④】「需要変動」、【論点⑥】「再エネ出力変動」

■ 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の出力増加・減少
- ✓ ＬＦＣ制御による運転中発電機の出力増加・減少
- ✓ 停止中発電機（水力等）の起動

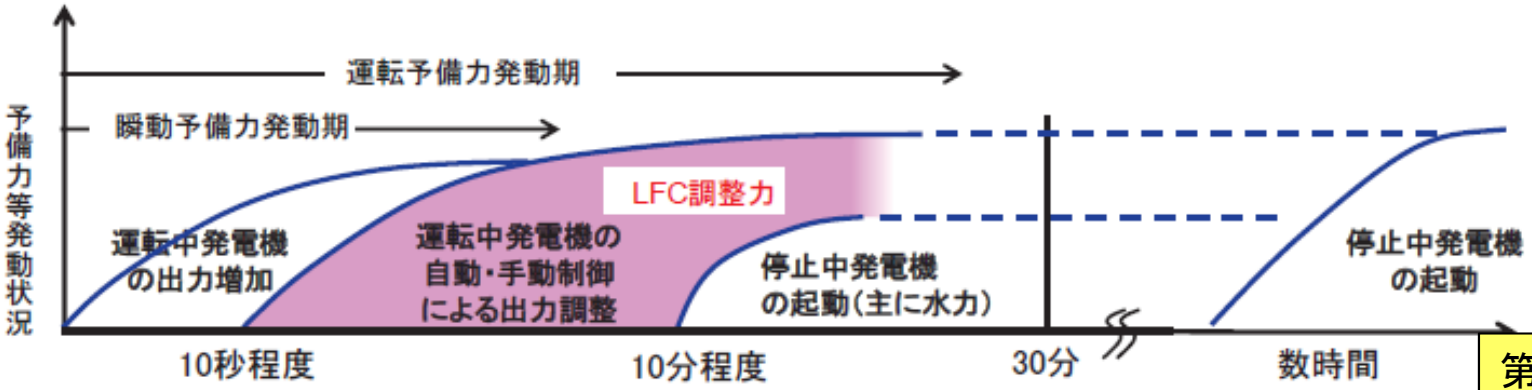
などにより対応しているのが実態。

■ 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



第4回調整力等に関する委員会資料4

ＬＦＣ必要量の検討手法について

■ 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用いる。
- 簡便であり、視覚的に分かり易く、諸データの関係を把握可能であるという長所がある。

➢ シミュレーション

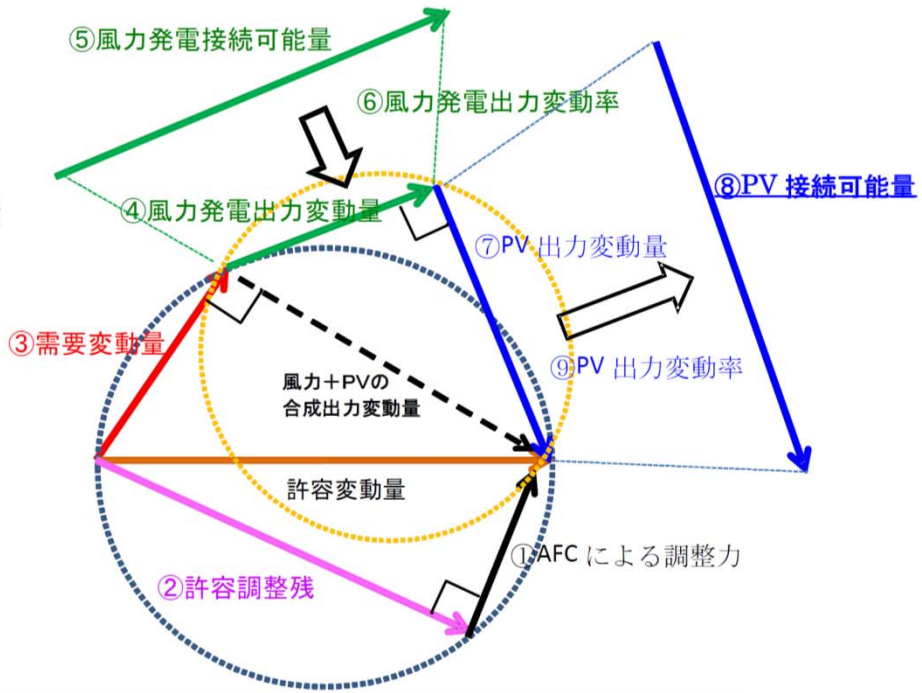
- 電力系統（周波数制御機能を含む）をモデル化したものに、需要や再エネ出力の時系列データを入力し、電力系統の周波数変動をシミュレーションする手法。
- 実績との比較検証が可能であることから、当該検証により納得性向上につながる可能性がある。
- 発電機出力の変化速度を考慮した評価を行うにはシミュレーションが必要。

【参考】代数的手法（PV接続可能量算定時の例：沖縄電力）【S-28】

【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)



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

〔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 ）

ＬＦＣ必要量の検討の具体的進め方について

【S-29】

- 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。

需要・再エネ出力の残余需要想定（前日想定）誤差（上振れ）

■ 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)

■ 使用したデータ（各一般電気事業者より受領）

- 需要は、２０１２年１０月から２０１３年９月までの１年間の実績値を使用した。また予測値は、前日想定の翌日１時間値（２４点）および当日朝想定の当日ピーク（１点）を使用した。(※１)
- 太陽光については、需要と同一期間の日射量予測値と実績値(※２)をもとに、２０１５年５月時点の連系済容量にて算出した出力予測値、推定実績値（１時間値１３点(7-１９時)）を使用した。
- 風力については、需要と同一期間の各社保有(※３)の出力予測値、実績値をもとに、２０１５年５月時点の連系済容量に換算した出力予測値、実績値（１時間値１３点(7-１９時)）を使用した。

（※１）「需要」は、各一般電気事業者の発受電端電力（自家消費分は需要の減）
（※２）経済産業省 資源エネルギー庁「太陽光発電出力予測技術開発実証事業(2011～2013)」において、各エリアで収集された日射量予測・実績データを活用
（※３）対象期間の予測データを保有している１社（東北電力）のデータを使用

◆ 使用したデータは、１年分のデータであり、当該年度の特異な事象の影響を受けている可能性があることから、分析結果について、現時点では参考値扱いとする。

【参考】残余需要と残余需要想定誤差

■ 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）

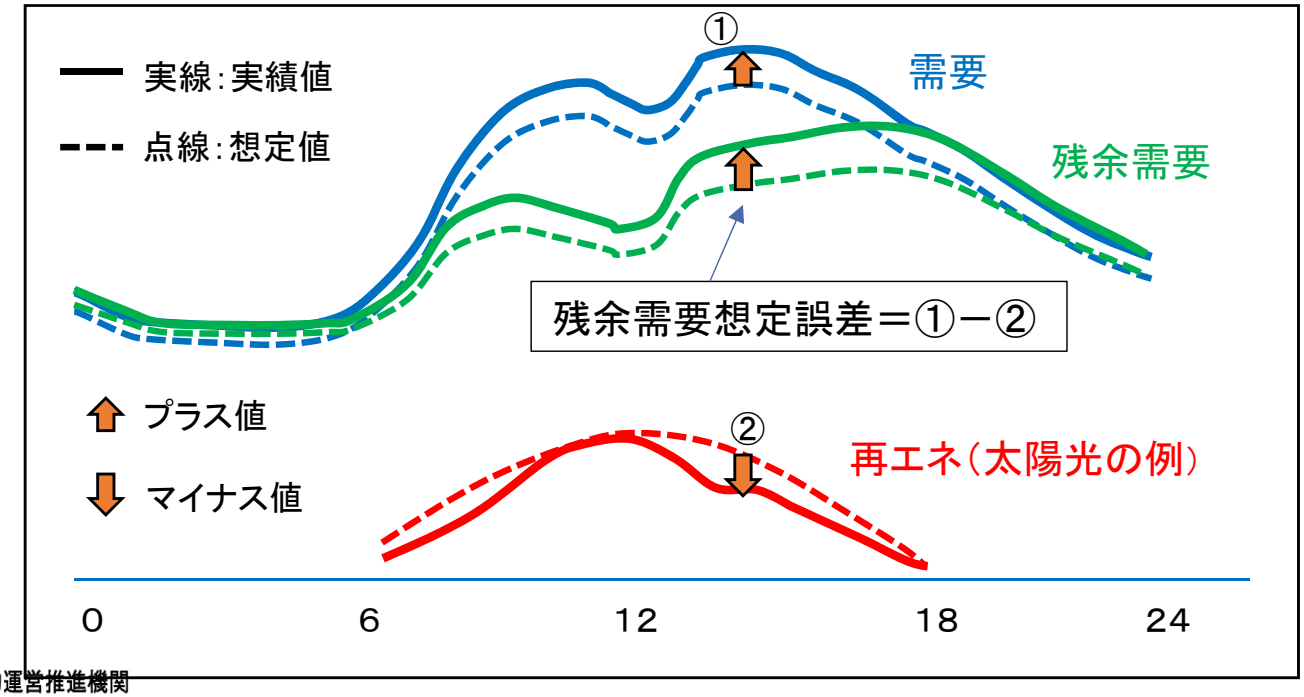
■ 残余需要想定誤差

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

（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）

＝（需要想定誤差：①）－（再エネ(太陽光・風力)想定誤差：②）

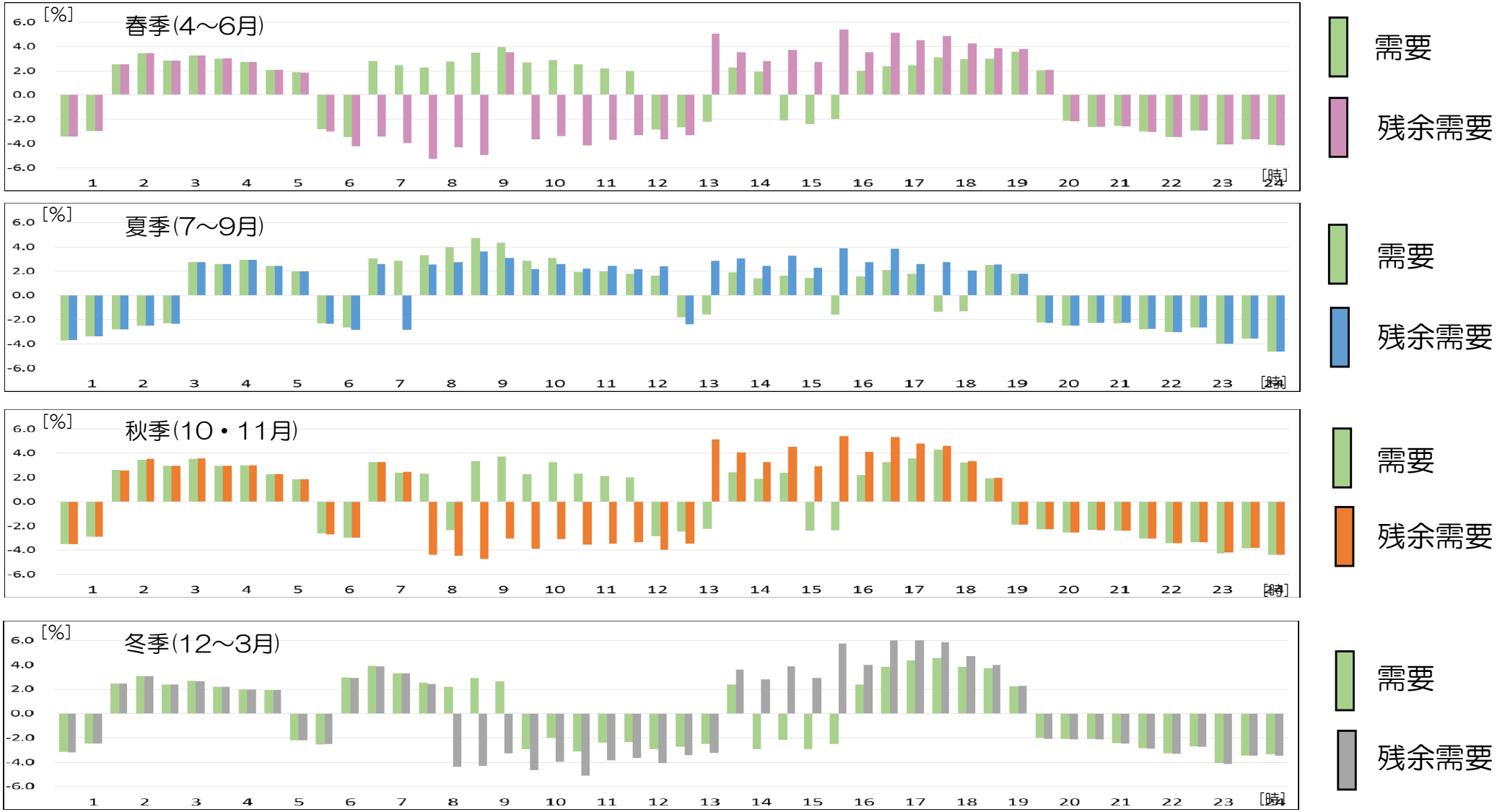
（イメージ）



需要および残余需要の時間内変動

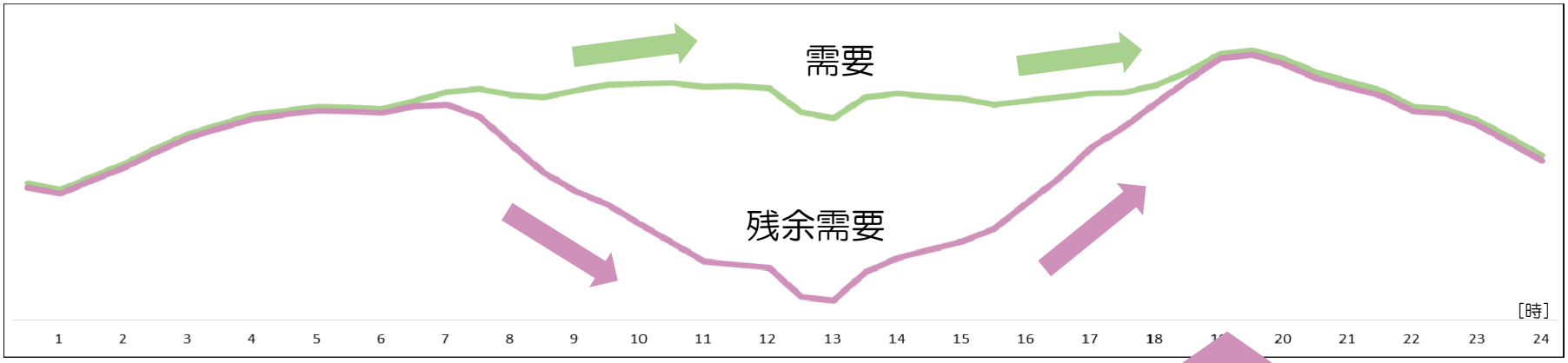
【S-32】

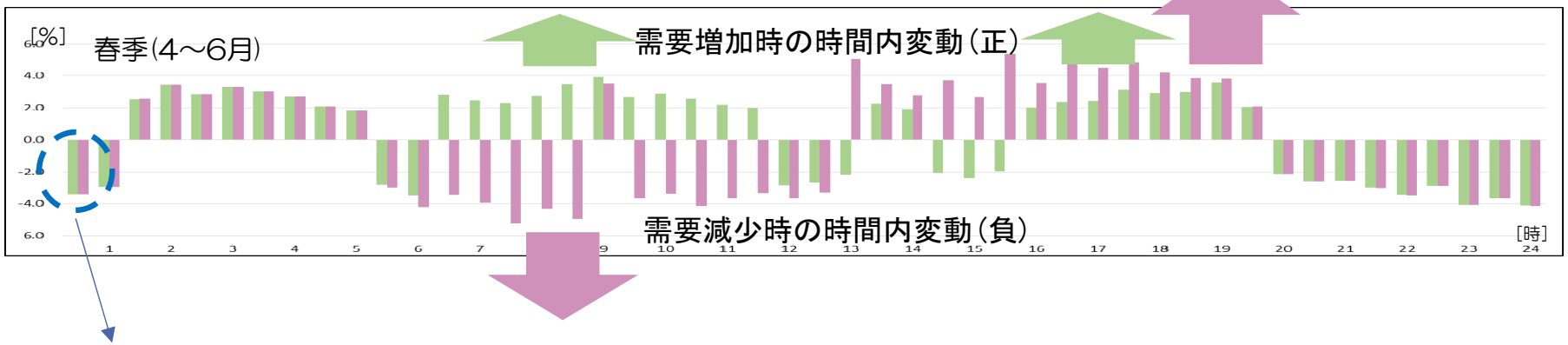
■ 需要および残余需要の季節別時間内変動（再エネ比率の大きい九州電力の例）
（各３０分コマ時間内変動の平均＋２σ値）



需要および残余需要の時間内変動（続き）

■ 需要および残余需要の変動方向のイメージ





需要

残余需要

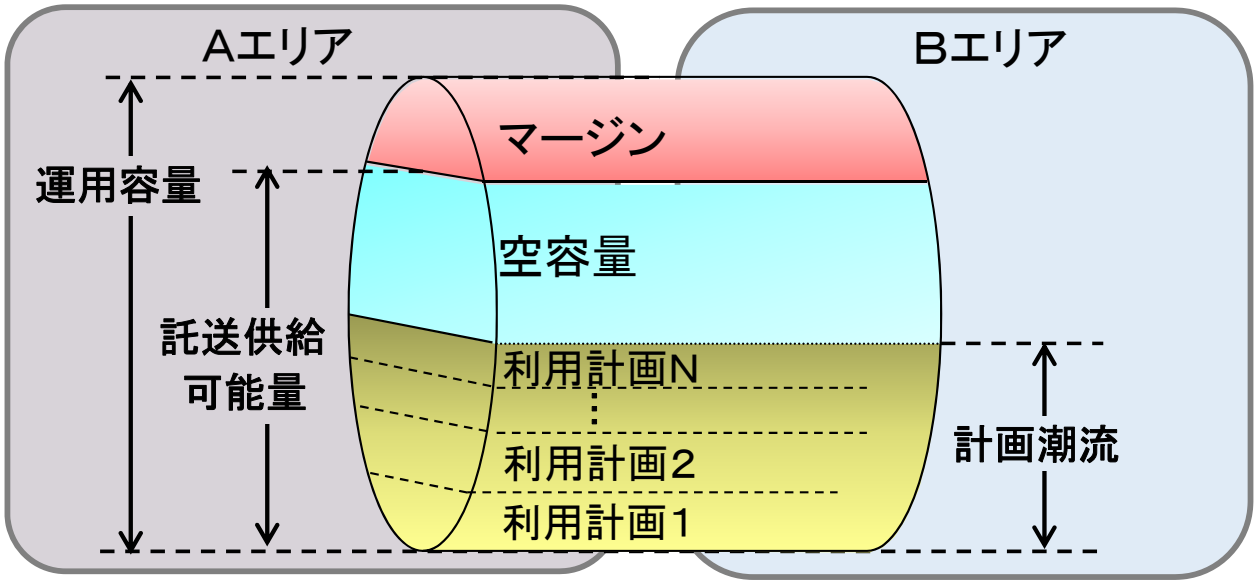
（グラフ化した各３０分コマの時間内変動率の算出手法（春季の場合））

- 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

マージンとは

【M-1】

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）

マージンとして確保する量（長期計画）

【M-2】

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。

第1回調整力等に関する委員会資料6－2より編集

各連系線におけるマージンとして確保する量（長期計画）の考え方①

【M-3】

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	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。 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 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 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
	東北⇒北海道	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。 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。
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

第１回調整力等に関する委員会　資料６－２を編集

各連系線におけるマージンとして確保する量（長期計画）の考え方②

【M-4】

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）

第１回調整力等に関する委員会　資料６－２を編集

各連系線におけるマージンとして確保する量（実需給断面）の考え方①

【M-5】

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	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。 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 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
	東北⇒北海道	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。 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。
東北東京間連系線	東北⇒東京	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。
	東京⇒東北	（※１）
東京中部間連系設備	東京⇒中部	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。
	中部⇒東京	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。

第１回調整力等に関する委員会　資料6－2を編集

各連系線におけるマージンとして確保する量（実需給断面）の考え方②

【M-6】

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）

第１回調整力等に関する委員会　資料６－２を編集

平成２７年度　各連系線に設定されているマージン値

【M-7】

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

第１回調整力等に関する委員会　資料６－２を編集

ＬＯＬＰ解析による算出結果

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(単独ー連系)	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　 ： Ｈ　８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

第1回調整力等に関する委員会　資料6－1を編集

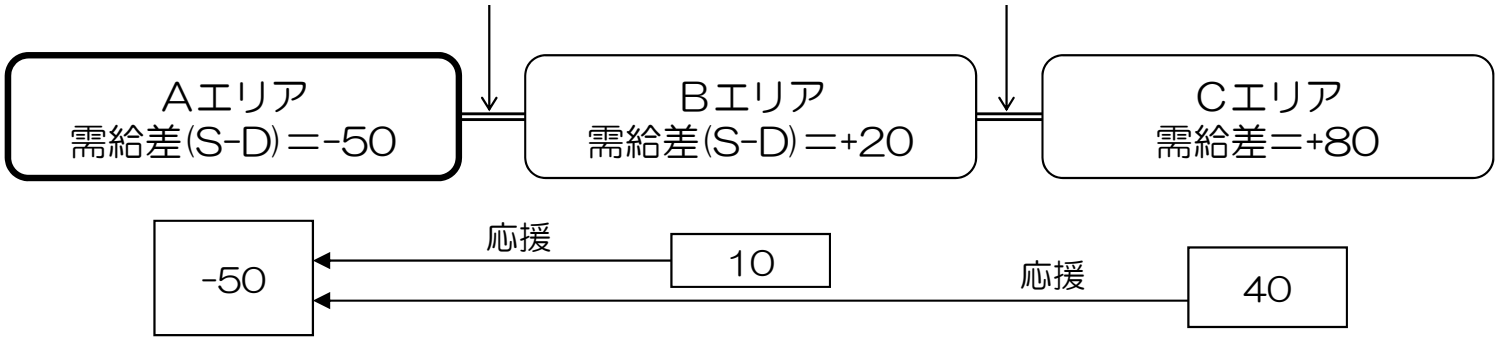
Ａ社に着目した場合の連系系統解析における応援イメージ　【M-9】

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

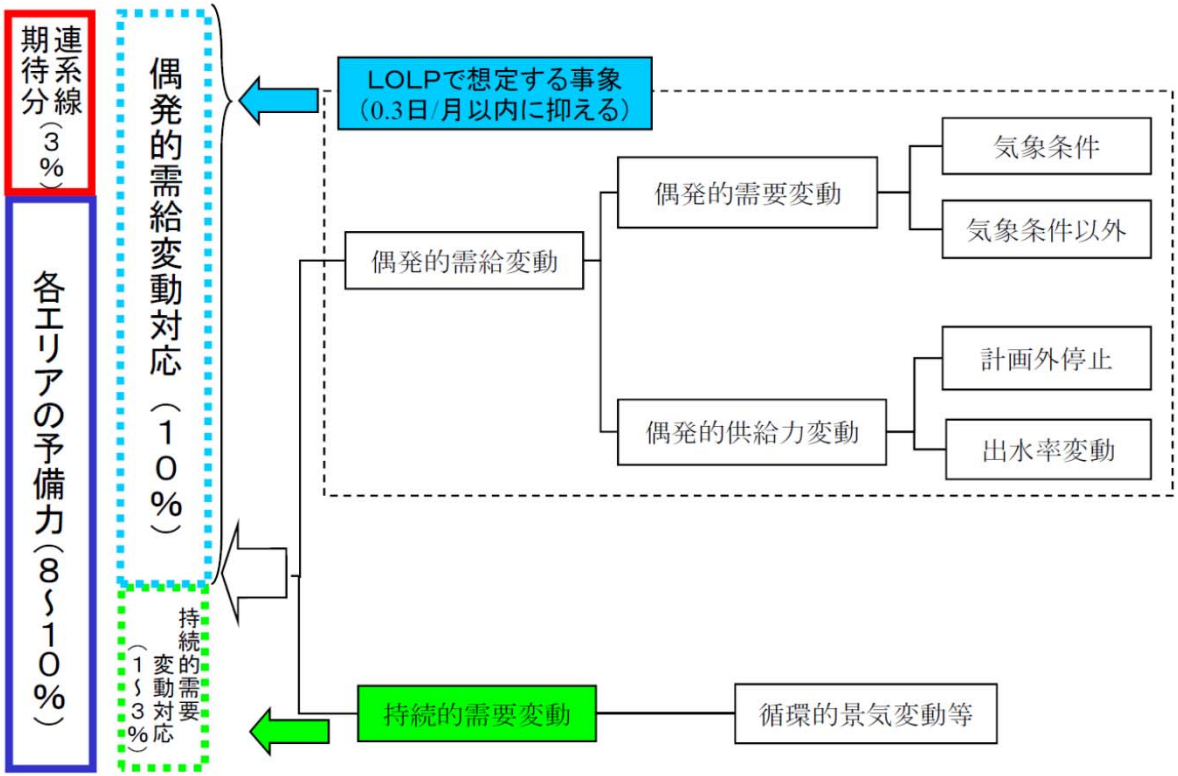
マージンとして確保する量（長期計画）

【M-10】

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系統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系統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系統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

北海道本州間連系設備の緊急時AFC機能について

【M-11】

○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：

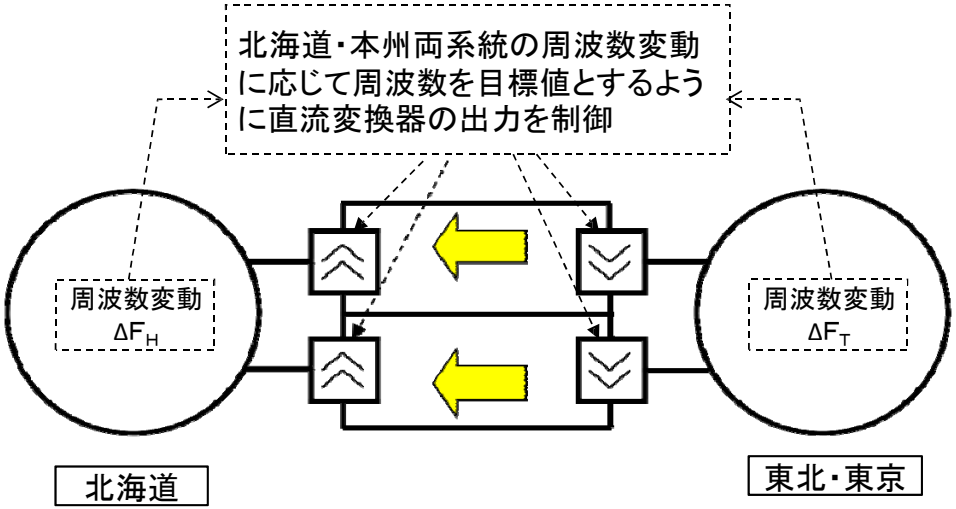
・動作条件は、下記の通り。

北海道エリアの周波数変動　：50±0.38Hz

東北・東京エリアの周波数変動：50±0.35Hz

健全側周波数範囲　：49,52Hz～50.5Hz

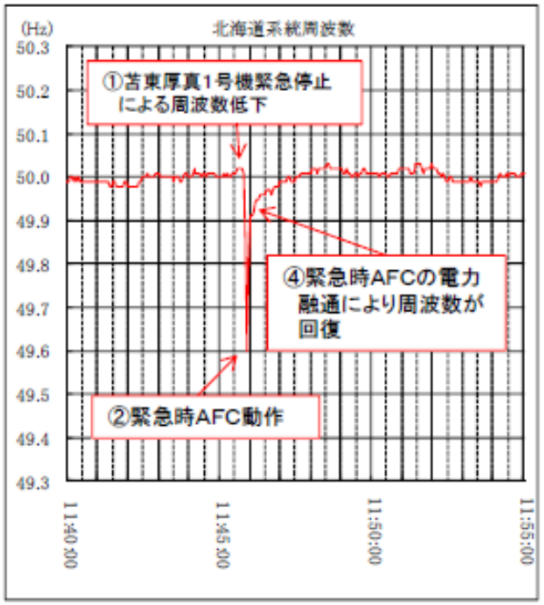
※北海道側と本州側で動作周波数が異なるのは、北海道側の方が、通常時の周波数変動が大きいため。

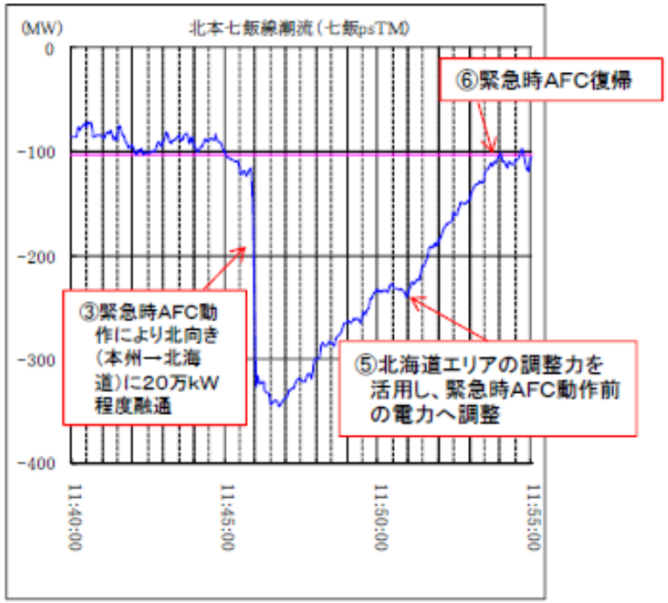


○緊急時AFCの動作実績（例）

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

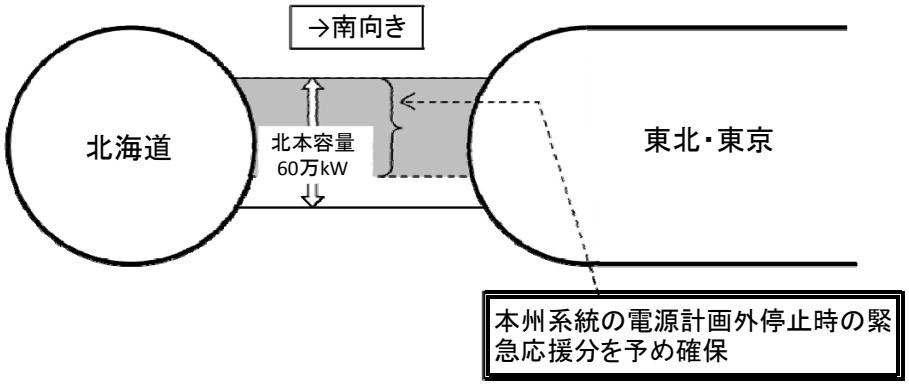
第7回調整力等に関する委員会　資料4を編集

北海道本州間連系設備（順方向：本州向き）の「周波数制御に対応したマージン」について

【M-12】

■ 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×△f（0.48Hz）×最大需要

【計算例】（長期計画断面の2017年度の例）

0.06×0.48×542万kW=17.26万kW≒18万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。

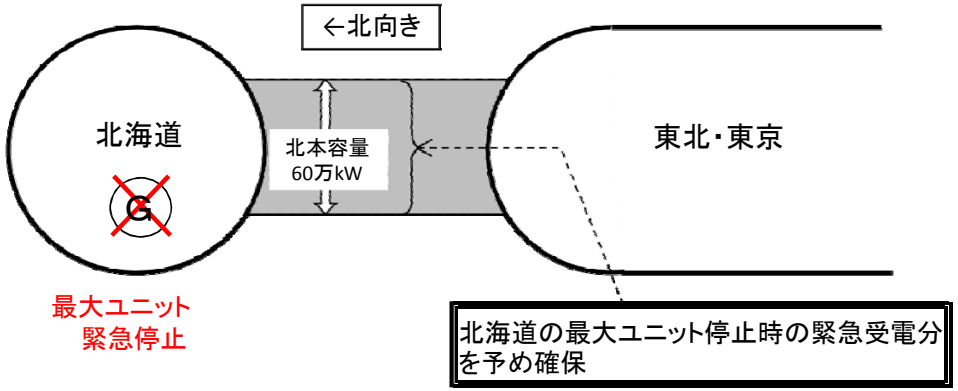
→北海道エリアの周波数が健全な範囲（揚水遮断（0.5Hz以上の低下時に動作）が動作しないレベル）での最大応援量としている。

第7回調整力等に関する委員会　資料4を編集

北海道本州間連系設備（逆方向：北海道向き）の「周波数制御に対応したマージン」について　【M-13】

■ 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

マージン＝最大電源ユニット出力－系統定数×△f（1Hz）×最小需要

【計算例】（長期計画断面の2017年度の例）

94.1万kW－0.06×1×345.8万kW=73.352万kW⇒60万kW（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。

第7回調整力等に関する委員会　資料4を編集

EPPS機能について

■ 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。

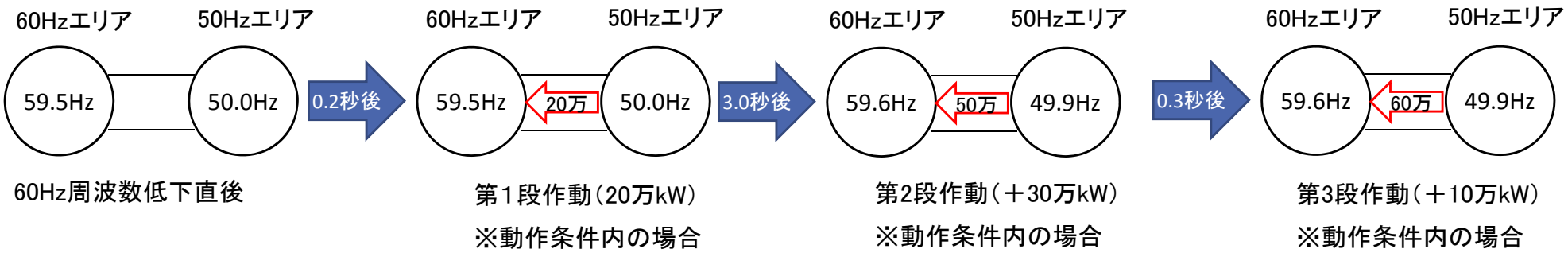
【EPPS動作設定値】

※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】



第7回調整力等に関する委員会　資料4を編集

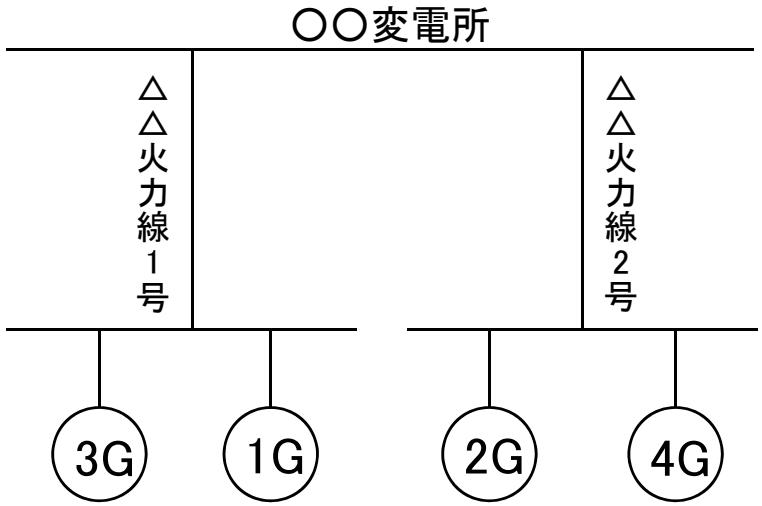
EPPS機能への期待について

■ 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	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 ※N-1故障では、EPPSが無くても負荷遮断は発生しない。	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 ※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） ※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。

⇒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。

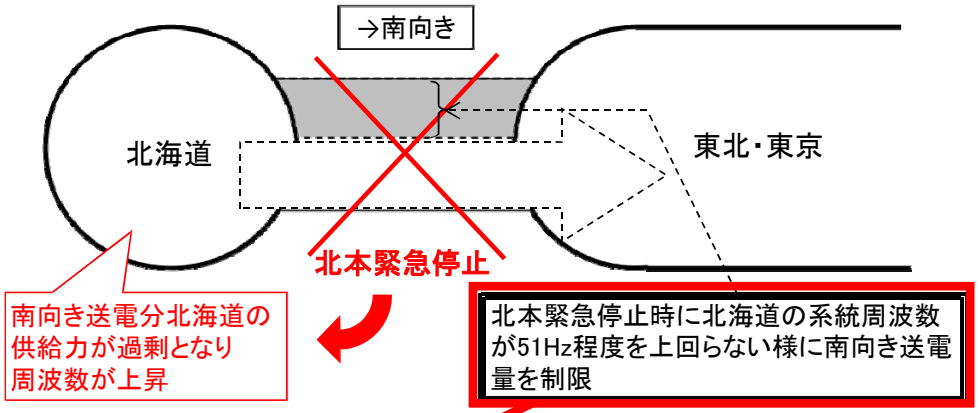
第7回調整力等に関する委員会　資料4を編集

北海道本州間連系設備の「その他のマージン」について

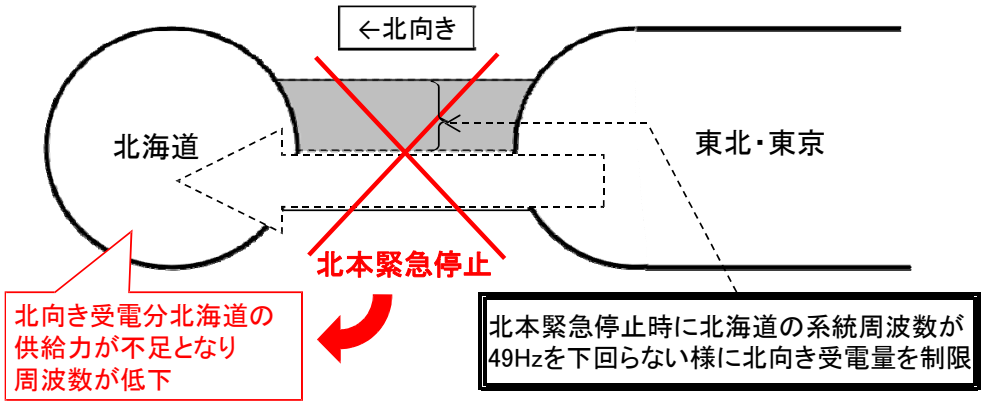
【M-16】

■ 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㈱「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

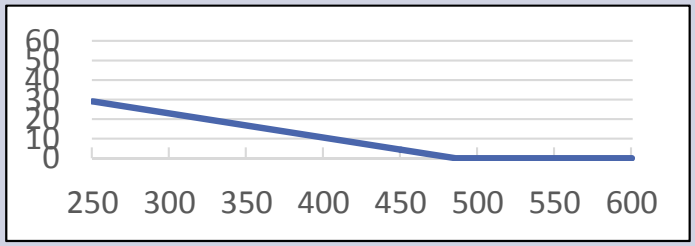
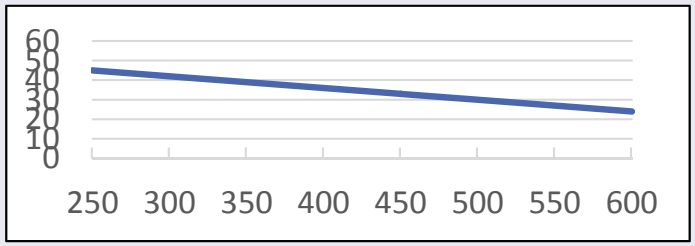
過渡的な周波数、仕上がり周波数は、発電設備側の運転限界周波数及び連続運転可能周波数から決まっている。

第7回調整力等に関する委員会　資料4を編集

北海道本州間連系設備の「その他のマージン」の量について

【M-17】

■「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	・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）×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。	・最小需要＝345.8万kWの場合 ・マージン＝60万kW－0.11／（1－0.11）×345.8万kW＝17.26万kW≒18万kW 
逆方向：北海道向き	49Hz以上	・マージン＝北本設備容量－系統定数×△f（1Hz）×最小需要	・最小需要＝345.8万kWの場合 ・マージン＝60万kW－0.06×1×345.8万kW＝39.25万kW≒40万kW 

第7回調整力等に関する委員会　資料4を編集

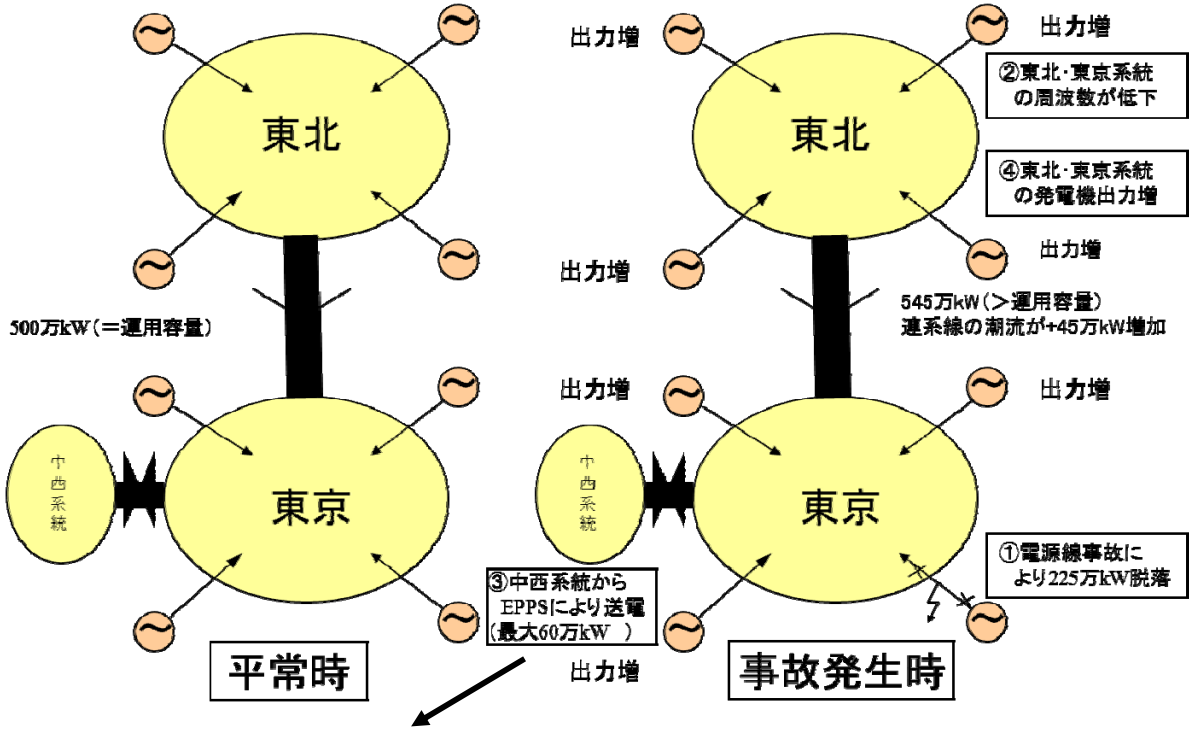
東北東京間連系線の「その他のマージン」について

【M-18】

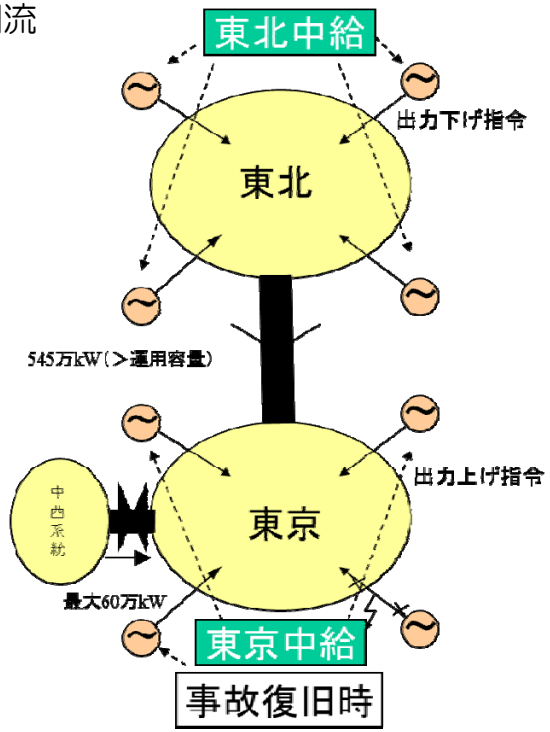
- 「東北⇒東京向き」の「その他のマージン」の条件

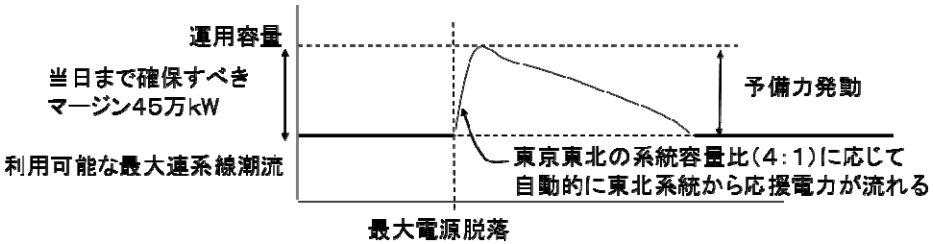
電源線事故（N-1）による電源脱落時に、東北エリア、東京エリアの系統容量比に応じて連系線を介して自動的に流入してくる電力分（45万kW※）をマージンとして確保

※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。





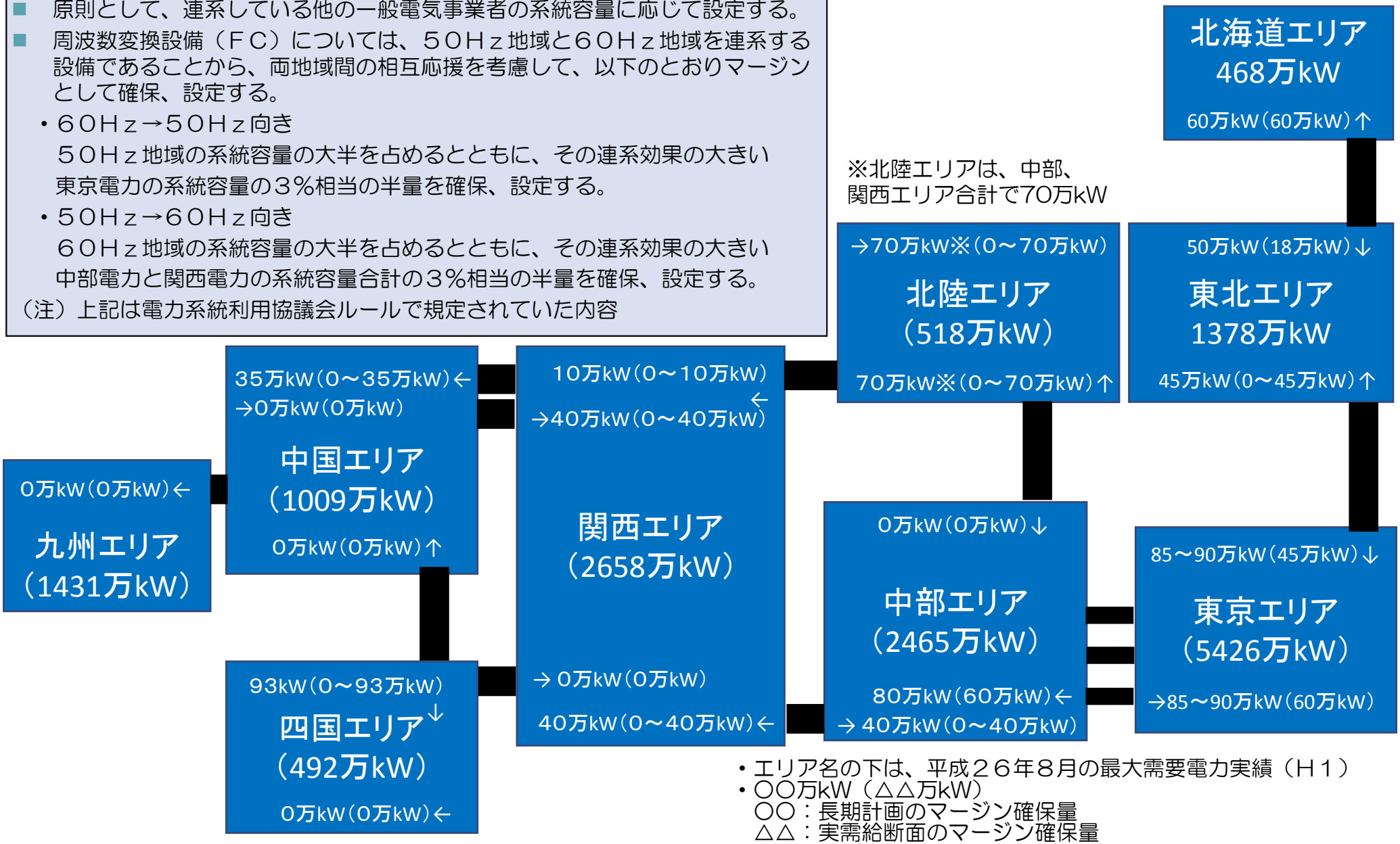
出典：広域的運営推進機関設立準備組合 第2回マージン及び予備力に関する勉強会（H26.11.6）東京電力殿説明資料一部編集

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

- 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

第4回調整力等に関する委員会　資料5を編集

マージンとして確保する量（実需給断面）

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、電力系統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）

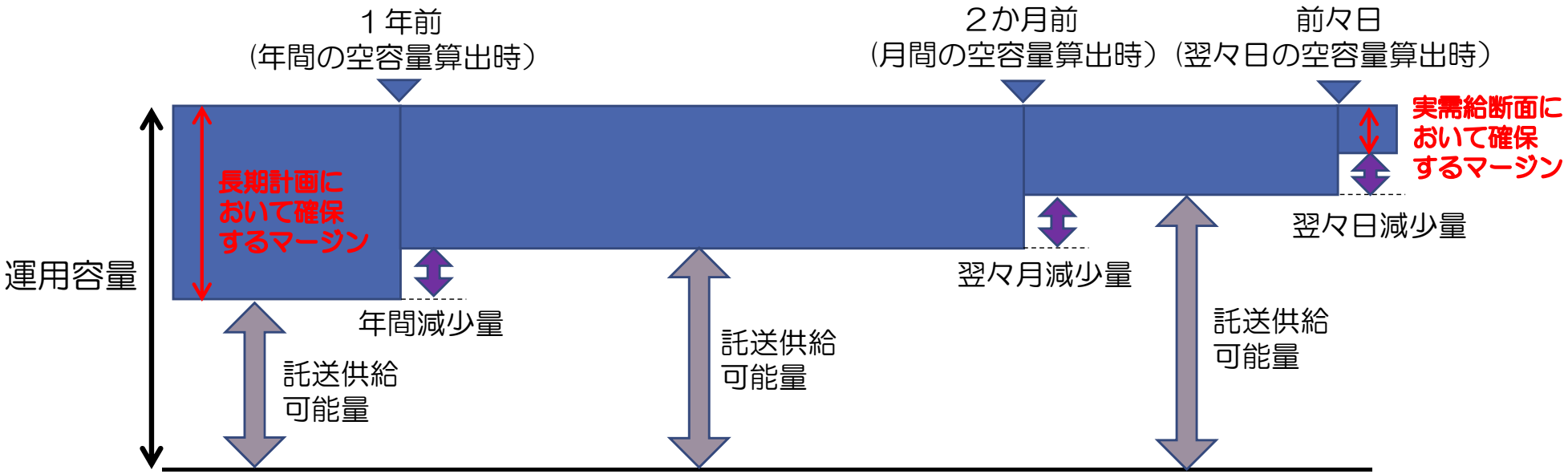
北陸フェンス

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）

第1回調整力等に関する委員会資料6－2を編集

マージンの減少

■ 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に、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

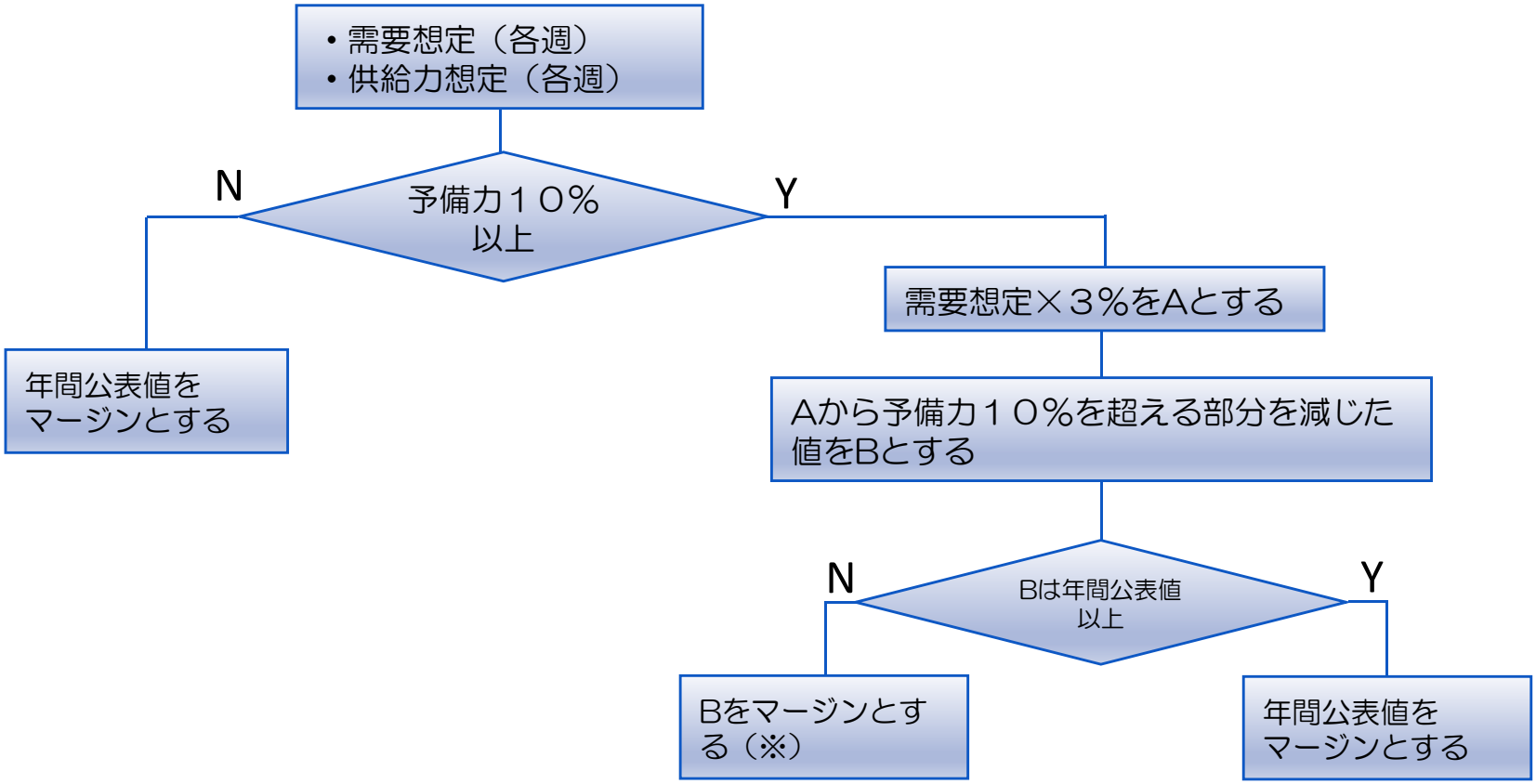
マージンの減少の時期	マージンの減少の対象期間
年間の空容量の算出・公表時	第１年度
月間の空容量の算出・公表時	翌々月
翌々日の空容量の算出・公表時	翌々日

第1回調整力等に関する委員会　資料6－2を編集

2．マージン減少の算出フロー

【M-22】

○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）



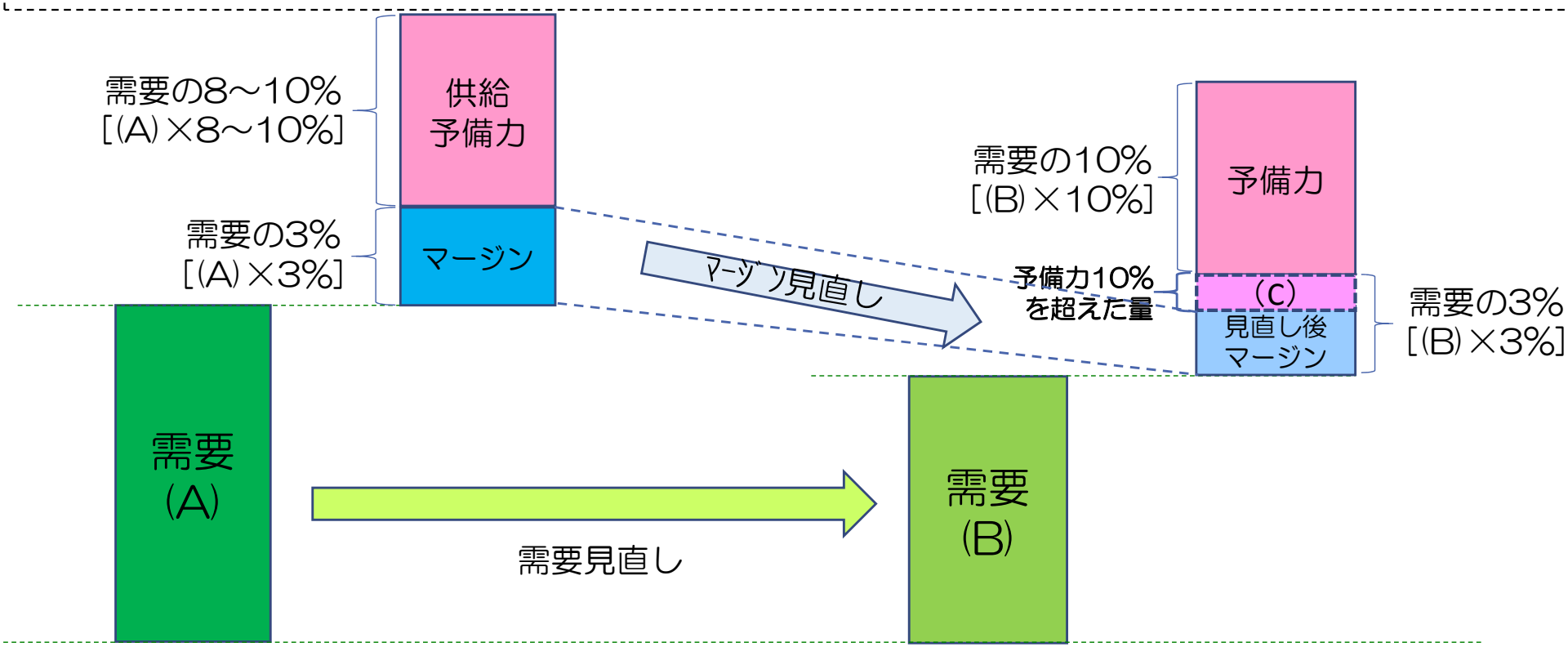
（※）相馬双葉幹線（順方向）及びFC（両方向）については、実需給断面でのマージン値（それぞれ45万kW、60万kW）と比較し、大きい方を月間空容量算出・公表時におけるマージン値とする。

出典：電力広域的運営推進機関　第1回マージン検討会　資料1

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



年間空容量算出・公表時
（当該月）

月間空容量算出・公表時
（当該月各週）

出典：電力広域的運営推進機関　第1回マージン検討会　資料1

＜論点a＞ 実需給断面におけるマージンの必要性・量

【M-24】

【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ジ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。

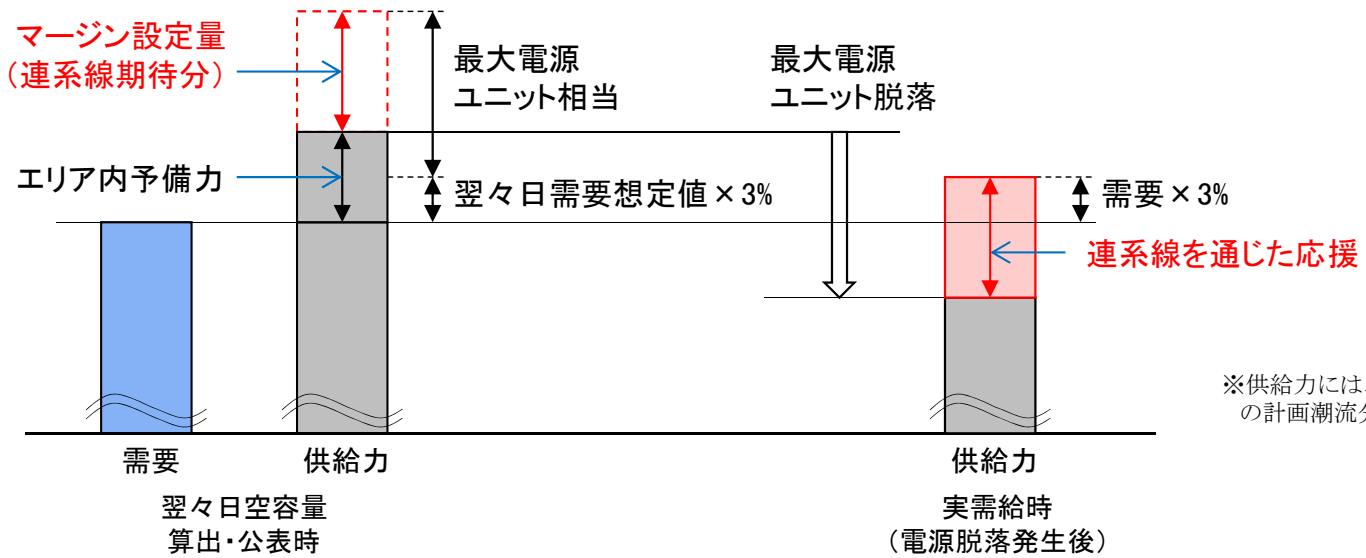
■ 上記考え方に基づく場合、実需給断面（翌々日計画断面以降）におけるマージンは以下により算定される。

マージン設定量 ＝ 最大電源ユニット相当 ＋ 翌々日需要想定値×3% － 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、マージ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）

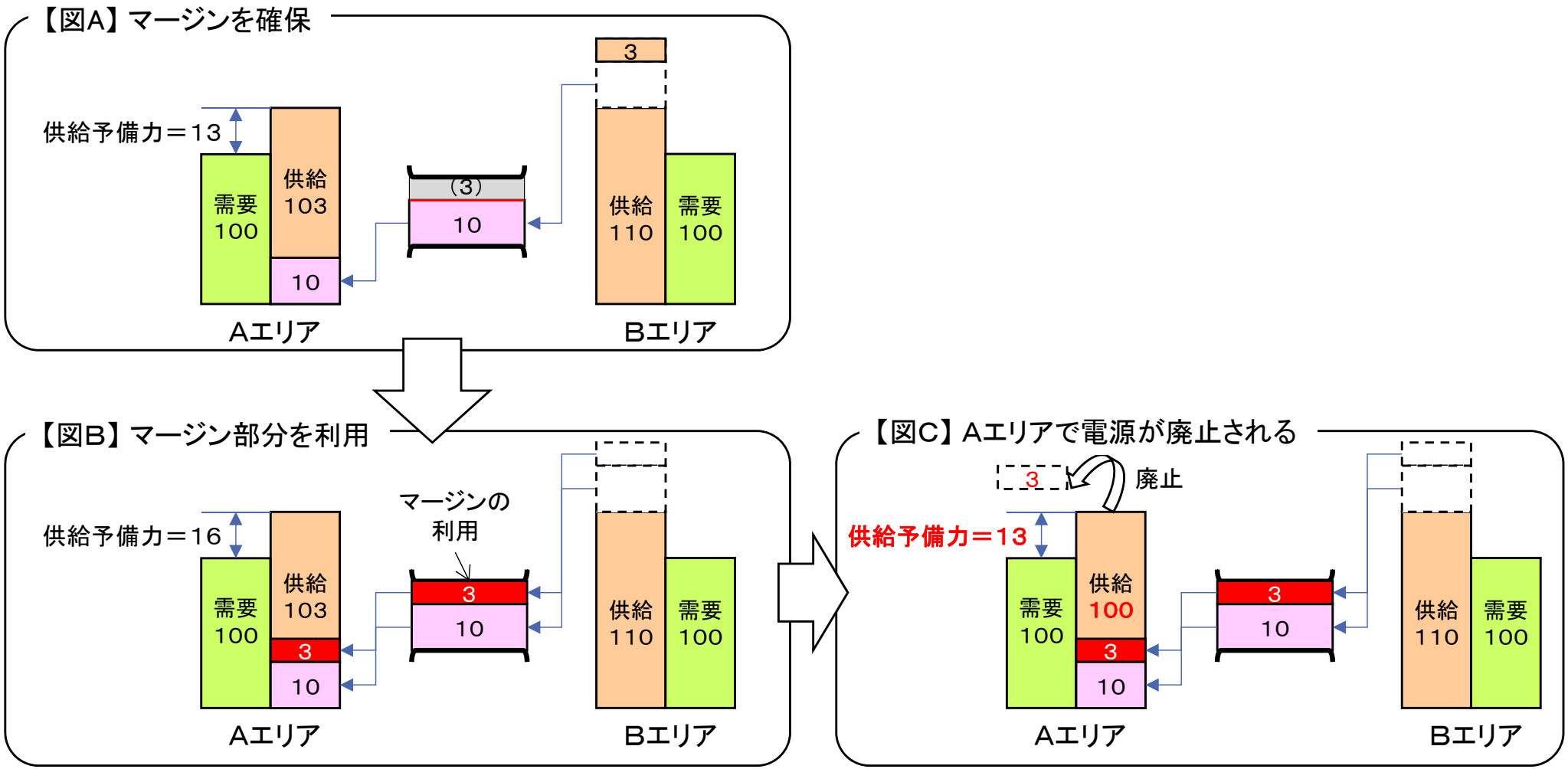


※供給力には、他エリアからの計画潮流分を含む。

（参考）電源廃止誘導リスクのイメージ

【M-25】

マージンの利用により、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るとした場合、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ジンの利用を認めるべきではない（マージンを確保しておくべき）とする考え方がある。



論点3：周波数制御に対応したマージンの必要性・量

- 周波数制御に対応したマージンは、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、原則マージ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、マージ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	「需要想定誤差」 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	「需要変動」 定義：30分平均値からの需要の変動
電源脱落に関するもの	「電源脱落（継続）」 定義：電源脱落による供給力の減少(脱落後の継続分)	「電源脱落（直後）」 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)
再エネ出力変動に関するもの	「再エネ出力想定誤差」 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	「再エネ出力変動」 定義：30分平均値からの再エネ出力の変動

北海道本州間連系設備の順方向（本州向き）のマージンの量（必要性を含む）

【M-27】

【第7回調整力等に関する委員会資料4抜粋】

当該条件のマージンは無くした上で、他の条件のマージ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ジンは、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。

○当該マージ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ジンについては、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）のマージンの量（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ジンを認めるという場合は、そのような理由でマージ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考える。

【対応方法】
〇マージ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ジンを設定することとする。

【マージン設定理由】
〇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。

【マージンの量】
〇マージンの量としては、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。

マージン※＝最大電源ユニット出力−系統定数×△f（1Hz）×最小需要

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

A：稀頻度事象発生時増分損失額

（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）

【M-29】

➢ 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～21.89億万円／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。）

【社会厚生の考え方による算出式】
⊿W＝⊿T（P1−P2）／2
⊿W：社会厚生の変化分、⊿T：想定電力量、P1−P2：エリア間価格差

Ⅰ．想定電力量（⊿T）をスポット市場取引の運用容量超過量実績から算定

想定電力量（⊿T）（順方向）	想定電力量（⊿T）（逆方向）	損失額（⊿W）（順方向）	損失額（⊿W）（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量実績(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（⊿T）を増加空容量のX%と仮定

X%	想定電力量（⊿T）	メリット額（⊿W）2013年度ベース		メリット額（⊿W）2014年度ベース		メリット額（⊿W）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も明らか。

・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。

区分①のマージンを維持する場合の具体的取り扱いについて

＜マージン設定量・配分＞

■ 論点Bの考え方に基づき、当面は現状のマージン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、配分を決めることでよいか。

※ 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マージン、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マージンを含む。

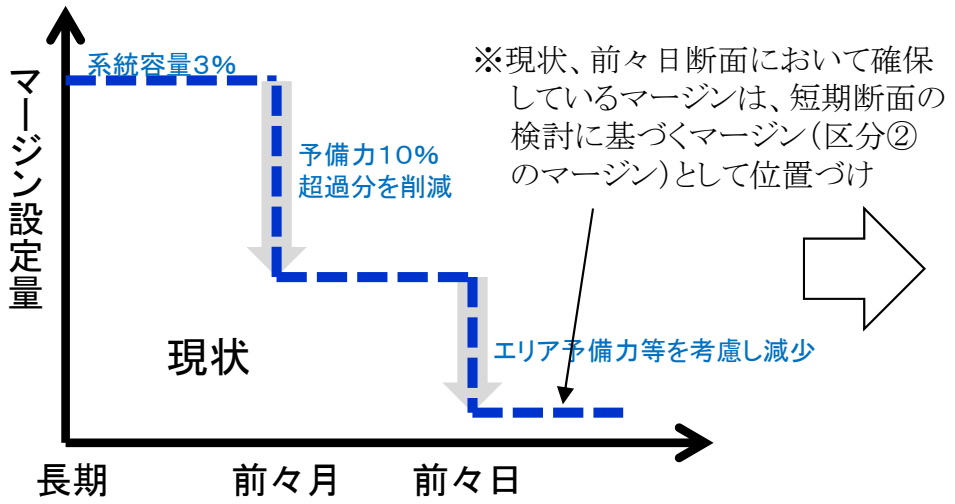
＜長期断面以降の各断面でのマージンの設定量（マージン減少）＞

■ 現在、月間計画策定断面および翌々日計画策定時にマージンの減少を行っているが、以下の通りでよいか。

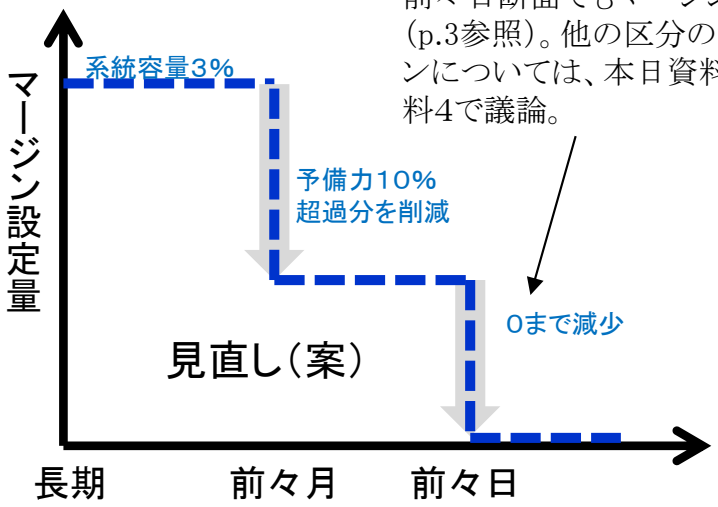
【月間計画断面】　エリアの予備力が10%を超えている分を減少（現行と同じ）

【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のマージンの設定量（減少）イメージ



※現状、前々日断面において確保しているマージンは、短期断面の検討に基づくマージン（区分②のマージン）として位置づけ



※他の区分のマージンがある場合、前々日断面でもマージンは残る（p.3参照）。他の区分のマージンについては、本日資料3、資料4で議論。

需給バランスに対応したマージンに関する論点②（続き）　【M-35】

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。

第4回調整力等に関する委員会資料5を編集

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）の扱いについて

■ 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）

【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いと考えられるのではないか。

（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。

【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。

【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。

（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。

【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）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。

当面は現行のマージンを維持することとしてはどうか。

マージンを見直した場合の連系線利用登録について

【M-37】

■ 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）

〇今年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。

〇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）

〇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

〇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

別　紙

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となる発電設備（揚水発電設備を含む。）、電力貯蔵装置、ディ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。	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
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
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
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、電源脱落直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、供給電力合計から最大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フ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受電端で整理されている（委員会で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（継続）	kW	－	電源脱落による供給力の減少(脱落後の継続分）	第4回調整力等に関する委員会資料3より
24	電源脱落（直後）	kW	－	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）	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。「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）による影響度合い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。「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	需要見通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ヵ年の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通しの最大電力需要の検証に用いられて	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。
※定義集に記載した定義は、現時点における暫定なものであり、今後の検討に伴い、必要に応じて定義の見直しや用語の追加を行う。

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随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	バランシンググループ （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/chiikikanrenkeisen/001_s01_00.pdf
10	セキュリティー	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/chiikikanrenkeisen/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カ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