第4回調整力及び需給バランス
評価等に関する委員会　資料4

稀頻度リスク対応の検討について

平成28年6月28日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

本日の内容について

＜背景＞

■ 国の制度設計ワーキンググループにおいて、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。

■ その後、昨年度の委員会におけるマージンに関する議論や、広域機関の業務を通じて、稀頻度リスクへの対応として検討すべき課題を認識している。

（1）昨年度の委員会の議論を通じて認識された課題

① 区分③④のマージンのうち、N－2故障以上の事象に対応するためのマージン
- 東北東京間連系線（順方向）： 区分④
- 東京中部間連系設備（FC）（順方向）： 区分③

② 上記以外に稀頻度リスク対応としてのマージン（「区分⑤」のマージン）を確保する必要性

③ 暫定的に全量をマージンとして扱っているFC増設分（120万kWからの＋90万kW分）の扱い※1

（2）広域機関の業務を通じて認識した課題

① 従来、非常時メニューと位置付けられてきた需給調整契約等の必要性

② 先の震災後においても活用された、必要予備力を超える電源（石油火力）の維持の必要性

＜本日の内容＞

■ 「稀頻度リスク対応」には、様々な検討課題が含まれるが、今後、検討を進めるにあたって、どう進めるべきかについて、ご議論いただきたい。

※1： FCが稀頻度ながら大規模電源が広域的に停止するリスクに対応するために増設が行われているため、その目的を踏まえ、稀頻度リスク対応としての扱いについて検討する必要がある。一方、北海道本州間連系設備（北本）は、設備の作業停止や将来的な大規模改修に対して北海道エリアの安定供給を確保する観点から増設が行われているものであり、個別に稀頻度リスク対応を検討するのではなく、（1）②の検討結果を適用。

論点1：周波数制御・需給バランス調整のために確保すべき調整力の量の考え方① 8

○一般送配電事業者があらかじめ確保すべき調整力（前頁図の①）については、当面は、これまでの供給予備力に関する考え方も踏まえ必要量を算定することとし、広域機関設立後、再エネの導入拡大等による調整力の必要量の増大を踏まえ、見直しを図っていくこととしてはどうか。

(1) 周波数制御に対応した調整力

発電側、小売側が30分同時同量制度の下で求められるのは、あくまで、30分単位で電力量(kWh)を合わせることであり、時々刻々の需給変動(kW)をバランスさせることは求められていないため、一般送配電事業者は、これをエリア単位で調整することが必要。

(2) 需給バランス調整に対応した調整力

①発電事業者によるゲートクローズ後の電源脱落

発電事業者が、代替電源を確保するまでの間は、一般送配電事業者が、発電インバランス補給を行うことが必要。

②小売電気事業者によるゲートクローズ後の需要の見積もり誤差

気温予測誤差等により、計画値を超える需要が発生した場合には、一般送配電事業者が、需要インバランス補給を行うことが必要。

実運用に近づくにつれて、気温変動分に必要な予備力が徐々に減少していくことを背景に、現行では、4時間前のタイミングで、一般電気事業者が確保しておくことが必要な予備力の量は、原則として、3～5%程度と考えられている。

↓

第2弾改正実施による事業類型見直し後、当面は、現行の供給予備力に関する考え方（次々頁参照）も踏まえつつ、一般送配電事業者が、実需給1時間前（ゲートクローズ時点）で必要な予備力の量を算定。

（注）系統規模に対して大きな電源が存在する地域における予備力の量についての考え方は、地域間連系線におけるマージンの位置付けと併せて検討。

(3) FIT電源対策

再エネの導入拡大に伴い、FIT電源のインバランスの処理のための調整力の確保が必要。

(4) 計画外停止対応

(2)①が一時的なものとして扱われるのに対し、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。

従来の供給予備力概念の中では、十分な配慮がなされていない。

↓

来年4月の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。

「稀頻度リスク」の定義について

■ 現在、本委員会において、翌年～10年先までの長期計画の断面において確保すべき供給予備力や実需給断面において確保すべき調整力について検討しているところ。

■ これらの検討では、需給上のリスク事象を想定のうえ、通常確保すべき信頼度または電気の質のレベル（逆の言い方をすれば、供給支障が発生することまたは電気の質が悪化することを許容するレベル）を決め、供給予備力や調整力の必要量を算定することとなる。

〔従来の考え方における例： 偶発的需給変動対応の供給予備力必要量〕

想定するリスク	過去実績に基づく確率的な需要変動、供給力変動、電源計画外停止
通常確保すべき信頼度のレベル	見込み不足日数（LOLP）＝0．3日／月
供給予備力の必要量	想定需要×7％ （エリア外からの応援を考慮した場合）

■ 「稀頻度リスク」は、まずは幅広に定義し、今後の議論に応じて見直しを検討する方向とし、具体的には、以下のとおり定義してはどうか。

「供給予備力の必要量、上げ調整力の必要量、及び、運用容量を設定するときに想定したリスク（以下、「通常考慮すべきリスク」）を超える規模の供給力喪失若しくは需要増加のリスク、又は、これらを設定するときに想定されていないリスクであって過去の事象等をもとに想定すべきと考えられる大規模かつ長期間の供給力喪失のリスク」

→ 具体的なイメージはp.7

時間軸を考慮した検討の必要性　その1

■ 想定するリスクの瞬時性や継続性の有無によって影響が異なることから、時間軸を考慮し、適切な分析手法を用いる必要がある。

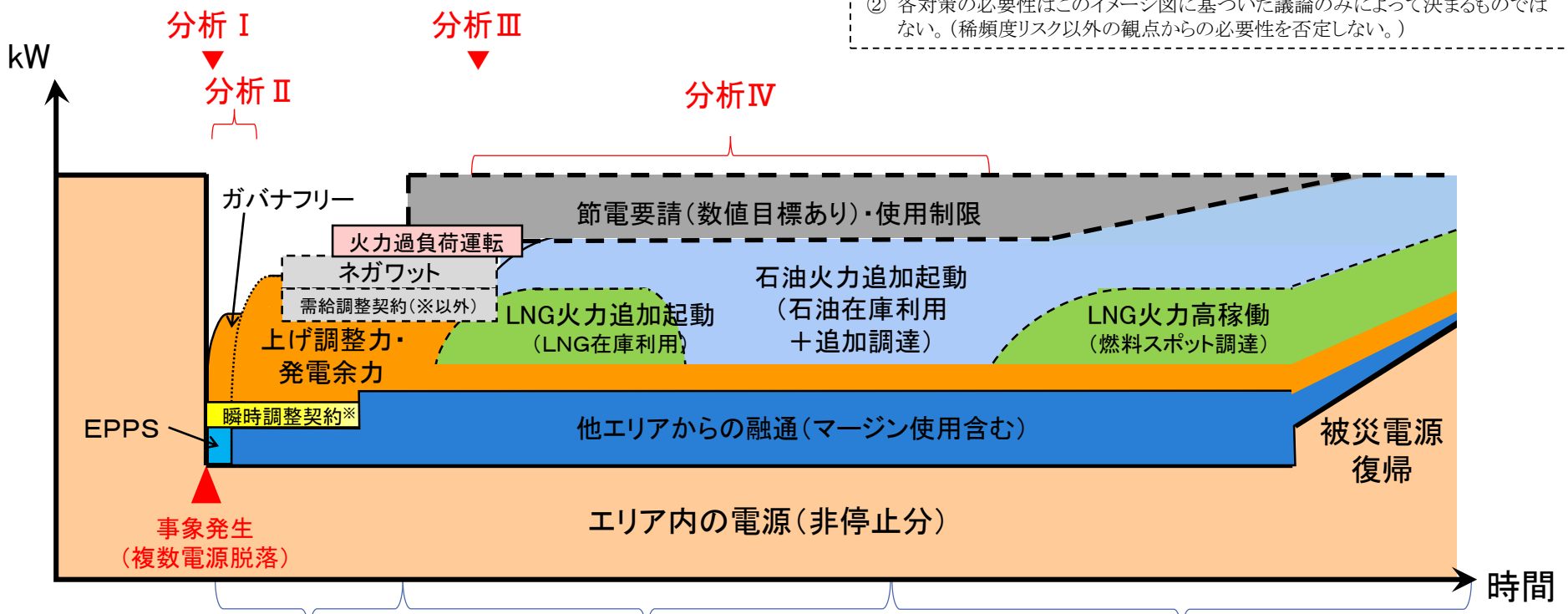
	分析Ⅰ	分析Ⅱ	分析Ⅲ	分析Ⅳ
時間軸（例）	事故直後	事故直後～数分後	数分後～当日中	翌日～
影響を表す指標（例）	同期安定・不安定	周波数低下量	供給支障電力（kW）	供給支障電力（kW）及び供給支障継続日数
分析手法（例）	系統安定度解析	系統周波数シミュレーション、系統定数による分析	kWバランス評価	kWhバランス評価（燃料供給面の評価）
個別課題の検討において主に着眼すべき時間領域	・東北東京間連系線の区分④のマージンの必要性	・FC（順方向）の区分③のマージンの必要性 ・瞬時調整契約の必要性	・区分⑤のマージンの必要性	・区分⑤のマージンの必要性 ・FC増設分の扱い ・石油火力維持の必要性

時間軸を考慮した検討の必要性　その2

■ 稀頻度リスクへの対策として、様々な方法が考えられるが、それぞれ活用可能な時間領域が異なることを考慮して検討する必要がある。

＜大規模かつ長期的な供給力喪失への対策のイメージ＞

留意事項:
① 各対策の活用領域はイメージであり、被災状況、設備実態等によって異なりうる。
② 各対策の必要性はこのイメージ図に基づいた議論のみによって決まるものではない。（稀頻度リスク以外の観点からの必要性を否定しない。）

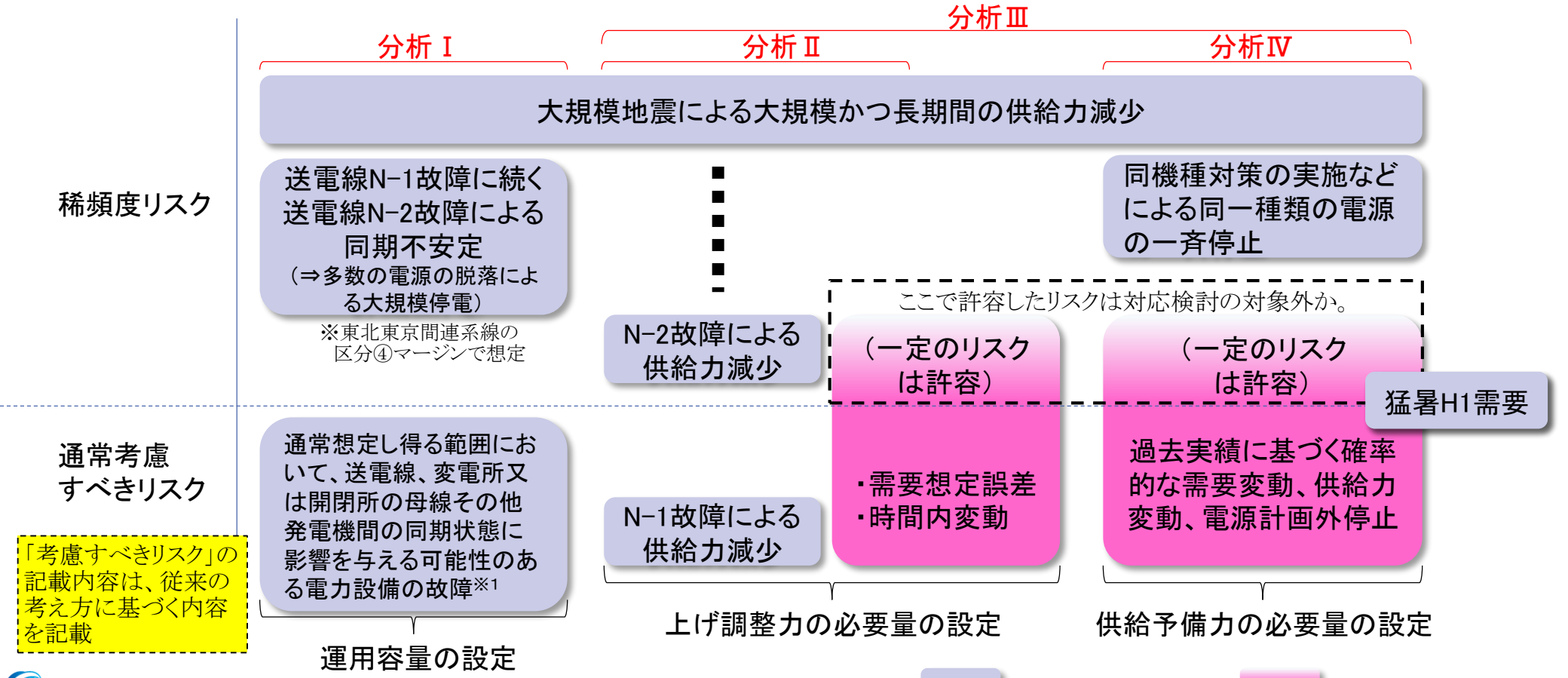


※需給調整契約のうち、系統側から直接・瞬時の負荷遮断により調整が可能なもの

「稀頻度リスク」のイメージ

留意事項:
議論用のイメージであり、下記に記載したリスクを考慮して対策をとることを決めているものではない。

- 以上の考察をもとに、稀頻度リスクの具体例を図示すると以下のイメージとなるか。
- 予備力・調整力の必要量の設定の際に、確率論的なリスク想定のうち一定のリスクを許容することとした場合、この許容したリスクは稀頻度リスク対応の検討の対象外とする考え方もあるか。(但し、本日資料3における「猛暑H1需要」は、「過去実績に基づく需要変動」と捉えることもできるが、このリスクの位置づけについては議論が必要(本日資料3に課題として記載))。
- 一方、確率論的なリスク想定では考慮されていないリスク(過去実績に基づく確率では想定されないリスク)であって過去の事象等をもとに想定すべきと考えられる大規模かつ長期間の供給力喪失のリスク)は検討の対象となりうるのではないか。



※1:送配電等業務指針第195条。具体的な想定リスクはp.16参照。

今後の検討について

■ 「通常考慮すべきリスク」に対しては対策を採る（例えば、予備力を確保することで停電を発生させない）ことを原則とするのに対し、「稀頻度リスク」に対しては、「リスク事象が発生する頻度と発生した場合の影響（例えば、停電kWと継続期間に対応した社会的損失）に対し、対策コストをかけることが合理的かどうか」により対策の要否を判断することが、大きな方向性として考えられるのではないか。

■ しかし、合理性の判断基準を予め定めることは困難であることから、いくつかの具体的な対策を念頭に、その対策の要否を判断するのに適したリスク事象を（必要に応じ複数）想定し、議論を始めることでどうか。

※p.6のイメージにあるように、同じ役割を果たす他の対策も議論の対象となる。

■ このとき、仮に必要性がある場合でも、その必要性を早期に確認しなければ、確保することができなくなる可能性がある対策については、優先的に検討を進めることとし、具体的には、「石油火力の維持の必要性」「瞬時調整契約の必要性」については、今秋のうちに、暫定的であっても一定の結論を得ることとしたい。

■ また、「東北東京間連系線の区分④のマージン」については、他の個別対策と時間軸が異なることから、これについても個別に議論を始めることとしたい。

（以下、参考資料）

（参考） マージンの区分

【マージンの分類と予備力・調整力の検討との関係とマージンの区分】

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	―	

※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。）

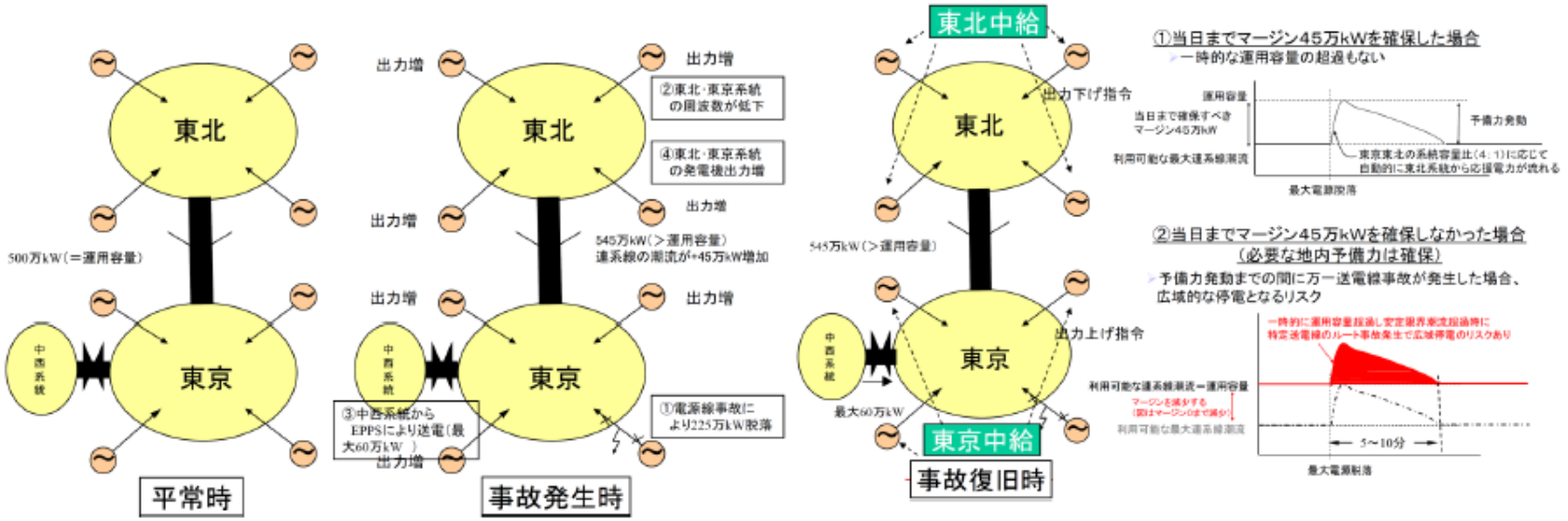
※2：東京中部間連系設備の周波数制御に対応したマージン（順方向：西向き）や東北東京間連系線のその他のマージンなどN-2以上の故障リスクに対応するために設定しているマージンもあるが、これらのマージンは他の分類に整理しているため、ここには記載していない。

出所） 電力広域的運営推進機関 調整力等に関する委員会 中間取りまとめ
（http://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfuiinkai/chousei_torimatome.html）

（参考） 東北東京間連系線（順方向）の区分④マージンの設定

マージンとして確保する量（実需給断面） 7

- 東北東京間連系線（相馬双葉幹線）
  - 東北⇒東京向き
    最大電源ユニット相当脱落、送電線事故に起因する電源脱落時に、連系線を介して流入してくる電力分（４５万ｋＷ）をマージンとして確保



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修正

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN
OCCTO

出所） 第１回調整力等に関する委員会 資料６－２
（http://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfuiinkai/files/cyousei_01_06_02.pdf）

（参考） 東京中部間連系設備の区分③マージンの設定

論点3：周波数制御に対応したマージンの必要性・量

10

（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の量は、如何にあるべきか（必要性を含め）

■ 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量について、以下の方向性で設定することとしてはどうか。

【現状の課題】

○順方向（中部エリア向き）と逆方向（東京エリア向き）は同量（60万kW）のマージンを設定しているが、そのEPPS動作量に期待する考え方が異なっており、マージン設定の必要性が明確ではない。

・順方向（中部エリア向き）はN-2以上の故障時の停電量の抑制

・逆方向（東京エリア向き）はN-1故障時の信頼度基準の遵守

【議論の方向性】

○東京エリアは、EPPS機能による60万kW受電を織込んだ設備形成、運用を実施しているため、逆方向（東京エリア向き）のマージンについては、N-1故障時に停電を発生させないよう、現行と同じ60万kWを設定することが適当ではないか。（マージンを設定しない場合、設備対策、又は運用対策が必要となる）

○順方向（中部エリア向き）のEPPS動作実績は、過去10年間で1回と少ないが、動作時の寄与度は高いと言えるか。このような実績を踏まえ、順方向（中部エリア向き）のマージン設定をどのように考えるか。

【現状のマージンの設定量】

・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による周波数低下が発生した場合に、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電力の値（両方向共に60万kW）を設定

【EPPS機能の動作条件】

・故障（受電）側エリア周波数変動：△0.4Hz以上

・健全（送電）側エリア周波数変動：△0.1Hz以内

【EPPS機能の動作実績】

・EPPS（順・逆方向）の平成17年度～平成25年度の動作実績は下記の通り。

発生日時	動作方向	電源脱落量【万kW】	EPPS動作量【万kW】
平成17年8月16日（火）11:47（平日）	逆方向	329	50
平成18年5月1日（月）10:28（平日）	逆方向	155	30
平成19年7月16日（月）10:13（休日）	逆方向	341	50
平成21年8月11日（火）5:07（平日）	順方向	246	50
平成23年3月11日（金）14:47（平日）	逆方向	2100程度	50

※平成26年度、平成27年度（12月まで）の動作実績無し

【60Hzエリア GF量に対する動作量の比率】

・仮に60Hzエリアの系統規模が4700～9000万kW※の時に3%のGF量を確保しているとした場合、動作量実績（順方向）との比率は、50/270～50/141=18.5%～35.5%となる。

※2014年度の各エリアの日最大需要の合計値の範囲

電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN OCCTO

出所） 第7回調整力等に関する委員会 資料4
（http://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfuiinkai/files/chousei_07_04.pdf）

（参考） 電気事業類型の見直しに伴う需給調整契約の整理 1/2

需給調整契約に関する主な論点と考え方

10

○ 現在、一般電気事業者が締結している需給調整契約は、小売の付帯契約の一つであり、需給逼迫時には需給調整の最終手段として位置付けられている。

○ 電気事業類型の見直しに伴い、既存の需給調整契約を小売部門と送配電部門のいずれが引き継ぐのかなどの整理が必要であるが、以下のような方針で進めることとしてはどうか。

方針１．どの部門が引き継ぐのか

既存の需給調整契約については、契約内容に応じて以下のような扱いとしてはどうか。

(1) 事前に定めた時間帯の需要を計画的に削減する「計画調整契約」については小売部門が引き継ぐ。
(2) 系統側からの直接・瞬時の負荷遮断により調整が可能な契約については、送配電部門が引き継ぐ。
(3) 実需給の前日～直前にかけて電力会社が需要家に指示することで発動するものについては、小売部門が引き継ぐ場合と、調整力の一環として送配電部門が引き継ぐ場合の双方が考えられるが、後者の場合は下記に示す公正・中立な調達が行われることが必要。

方針２．送配電部門が締結する需給調整契約についての考え方

送配電部門が需給調整契約を引き継ぐ場合には、発電による調整力と同様に、送配電事業者による調整力の調達行為の一環として位置付け、自社グループの小売会社の顧客以外からの調達も含め、公正・透明に調達を行うこととしてはどうか（第8回WGで提示した公募などの方法を想定）。また、公募などにより調達価格の妥当性を示せる場合に限り、託送料金の原価算定を認めることとしてはどうか。

方針３．小売事業者が締結する需給調整契約についての考え方

需要抑制の活用は、小売販売量の減少に繋がることから、小売部門にとっては利益相反となる面が存在。そのため、小売事業者が需要家と需給調整契約を結んでいるにも関わらず、「需要抑制可能な需要家の囲い込み」の手段として用いられ、需要抑制の発動が十分行われない事態も考えられる。こうした事態は需要抑制の積極的な活用という観点からは望ましくないことから、需要抑制の契約を結んでいる場合には発動を前提とした運用がなされていることが重要（そうでないものは、需要抑制とは無関係な付帯契約と整理）。

出所） 第9回制度設計ワーキンググループ 資料5－5
（http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system/seido_sekkei_wg/pdf/009_05_05.pdf）

（参考）需給調整契約の概要

11

○需給調整契約には、「随時調整契約」と「計画調整契約」の2種類が存在（実際の契約の名称は各社によって異なる。）。

随時調整契約：　電源トラブルや系統事故により電力不足が懸念されるときに、電気料金の割引を受ける代わりに、電力会社からの事前通告により、電力の使用の一部又は全部を抑制する契約。主として、夏期ピーク時において、電源トラブルなどによる需給の逼迫時に、事前（例えば3時間前、1時間前など）の通告により電気の使用を調整。

計画調整契約：　夏期ピークとなる平日の昼間等における電気の使用を、計画的に削減する契約。

①夏期ピークとなる平日に夏休みや生産設備の補修等を設定したり、需要家の自家発を稼働させたりすることなどにより、計画的に日中の電気の使用を削減（ピークカット）。

②夏期ピークとなる時間帯に昼休みをずらしたり、工場の生産工程の工夫によりピーク時間における高負荷機器の使用を抑制することなどにより、計画的に電気の使用を調整（ピークシフト）。

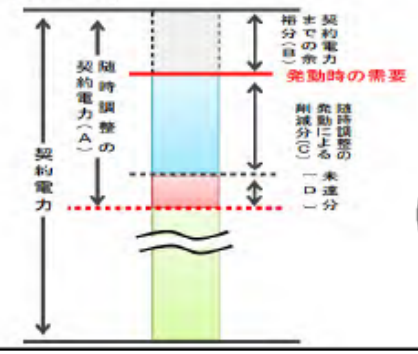
随時調整契約の例

【料金構成】
基本となる需給契約から、需給調整契約を締結することにより割り引かれる「契約割引」（＝待機料金的な位置づけ）と、実際に調整が実施された場合に割り引かれる「実施割引」から構成される例が多い。

【契約割引】
○［円/kW・回］×契約電力（A［kW］）×契約上の発動上限回数［回］

【実施割引】
▲［円/kW・回）×実績調整電力（B＋C）［kW］×実際の発動回数［回］

（イメージ）



現在は「割引」の考え方だが、今後は、小売事業者にとっての供給力、一般送配電事業者にとっての調整力の調達の意味を持つ（ネガワット）。

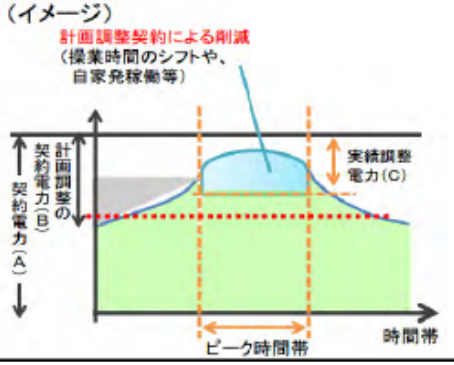
計画調整契約の例

【料金構成】
随時調整契約とは異なり、事前に定めた時間帯の需要を計画的に削減する契約であることから、契約料金（待機料金）はなく、「実施割引」のみのケースがほとんど。

【契約割引】
なし

【実施割引】
割引単価［円/kW・時間・月］×実績調整電力［kW］×調整時間［時間］

（イメージ）



出所）　第9回制度設計ワーキンググループ　資料5－5
（http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system/seido_sekkei_wg/pdf/009_05_05.pdf）

（参考） LNGの在庫量について

（参考）主な電力源の在庫状況と輸入量

- 石油については、オイルショックの経験を教訓として、原油等の備蓄により、供給途絶リスクの緩和を図ってきた。
- 一方、ＬＮＧは備蓄が困難なため、在庫水準は２週間程度。

国内在庫日数

LNG	約14日
石油	約170日
石炭	約30日
ウラン	約2．7年程度

※洋上在庫含まず、電力会社の発電用在庫（2013年度平均在庫日数等）で計算。電力調査統計等より作成）
※石油については「石油備蓄の現況」より作成（IEA基準）電力用途以外を含む。

21

出所） 第5回　長期エネルギー需給見通し小委員会　資料1
（http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/005/pdf/005_05.pdf）

（参考） 同期･電圧安定性要因で決まる運用容量の想定故障

Ⅲ－１．同期・電圧安定性要因で決まる運用容量の想定故障　21

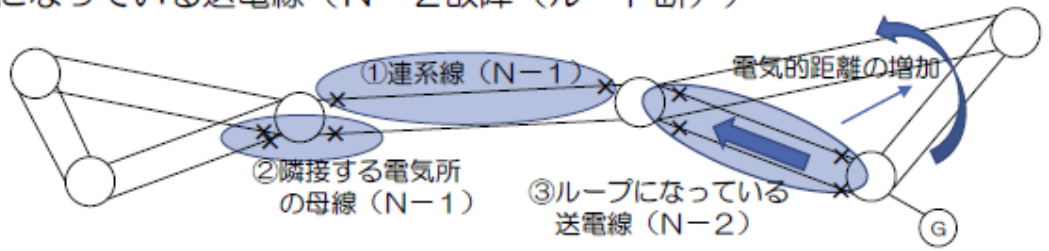
◆同期・電圧安定性は電気的距離の増加により不安定になることから、以下の3種類の故障を想定する。

◆想定故障

①連系線（N－１故障）※1、※2
⇒ ルートの減少（連系線２回線 → １回線）

②連系線に隣接する電気所の母線（N－１故障）※1
⇒ ルートの減少（「連系線＋隣接する送電線2回線」→ １回線）

③ループになっている送電線（N－２故障（ルート断））※3



※１）連系線及び隣接する電気所の母線故障については、N－２故障は連系線分離となり，周波数維持要因となるためここでは考慮しない。但し、連系線が２ルートでループとなっている箇所は連系線分離とならず、連系線のN－２故障（ルート断）を想定する。

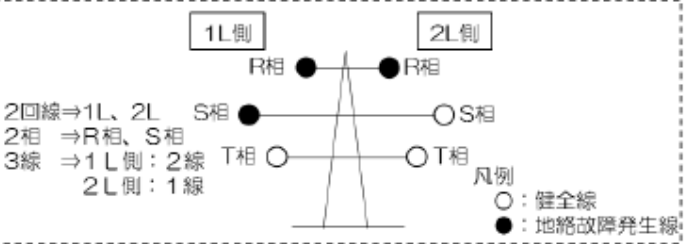
※2）北陸エリアでは、２回線２相３線故障の頻度が比較的多く北陸関西間連系線では想定故障に含める。

※3）ここでいうN－２故障は同一鉄塔に支持されている送電線等の２回線故障を指し、独立した設備の２箇所同時喪失を伴う故障は含めない。

【2回線2相3線地絡故障のイメージ】

北陸エリアでは，送電線２回線またがり故障の頻度が多いため、2回線2相３線地絡故障を想定故障に含めている。

2回線2相３線故障とは右図のような故障を言う。



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators,JAPAN
OCCTO

出所） 電力広域的運営推進機関　第3回運用容量検討会　資料1
（http://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfuiinkai/files/02_unyouyouryou_zenteijouken.pdf）

③追加対策必要量の評価 〔→【参考１１】【参考１２】参照〕

追加供給力の必要量は、（ｉ）平常時に予備力８％（平常時に必要とされる予備力８～１０％の下限）が確保されている状況において、（ii）系統容量の１０％程度の電源停止リスクが発生し、（iii）追加供給力対策を実施後、（iv）予備力３％（系統の安定に最低限必要とされる予備力）が確保されることを目標として評価した。

本評価の過程は以下のとおり。予備力３％を確保するために必要となる追加供給力は５０Ｈｚ地域で７４万ｋW、６０Ｈｚ地域で６９万ｋWであり、ＦＣを増強する場合は９０万ｋWに相当する[8]。

表-2 追加対策必要量の評価 （万ｋW）

	50Hz 地域		60Hz 地域	
需要	8,161		9,962	
供給力	8,814	(8.0%)	10,759	(8.0%)
停止リスク（系統容量の１割程度）	826	(▲2.1%)	1,089	(▲2.9%)
追加供給力	344	(2.1%)	522	(2.3%)
火力増出力運転※1	51		62	
自家発余剰※2	82		100	
補修停止電源再稼働※3	91		241	
応援融通（現状容量）	120		120	
予備率 3%に対する不足量	74	(3.0%)	69	(3.0%)

（注）括弧内はそれぞれを織り込み後の予備力

出所） 総合資源エネルギー調査会総合部会 電力システム改革専門委員会地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 中間報告書
（http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/chiikikanrenkeisen/pdf/report01_02_00.pdf）

（参考） 東京中部間連系設備（FC）の300万kWまでの増強の必要性の検討 1

3. 大規模災害時の需給維持の観点からのFC300万kWの必要性①

＜マスタープラン研究会での300万kW増強の必要性の検証＞

○東西各地域について供給計画上の10年後（平成32年度）の需要（最大3日平均）を想定
（東日本：8，161万kW、中西日本：9，962万kW）

○供給力は需要に対して予備率8%維持を想定
（東日本：8，814万kW、中西日本：10，759万kW）

○大規模災害による需要の減少は織り込まず。

○大規模災害による供給力の減少分を東西地域とも約1割減（各電力管内の最大原子力サイトの停止）と想定。
（東日本：7335万kW、中西日本：9670万kW）

↓

○供給量が、大規模災害後**1ヶ月後**に、平時の需要に対して予備率3%を満たすため（東日本：8，406万kW、中西日本：10，261万kW）に必要な連系線増強量 **（東日本：74万kW、中西日本：69万kW）**

↓

○現行120万kWから90万KWの増強（**210万kW**）が必要。

↓

○FCが300万kW程度であれば、送電側地域の予備率を4～5%を確保しつつFC容量の最大限融通が可能。

＜東日本大震災の実績等を加味した場合の検証＞

○東西各地域について東日本大震災以降需要が最大だった2013年度の夏季需要（最大3日平均）を利用
（東日本：6，650万kW、中西日本：8，875万kW）

○供給力は需要に対して予備率8%維持を想定
（東日本：7，182万kW、中西日本：9，585万kW）

○大規模災害時の需要減少量は、東日本大震災時の東電管内の減少分（約3割）を利用
（東日本：4，655万kW、中西日本：6，212万kW）

○大規模災害時の供給力減少分を、東日本大震災時の東電管内の減少分（約4割）と想定。
（東日本：4，309万kW、中西日本：5，751万kW）

○また、東電管内では東日本大震災発生後短期間で200万kW（残存電力の約6%）復旧したことから、残存供給力の6%の復旧を想定
（東日本：4，568万kW、中西日本：6，096万kW）

○供給量が減少後の需要に対して予備率3%を満たすため（東日本：4，794万kW、中西日本：6，399万kW）に必要な連系線増強量
（東日本：227万kW、中西日本：303万kW）

↓

○少なくとも300万kW程度の連系線が必要。

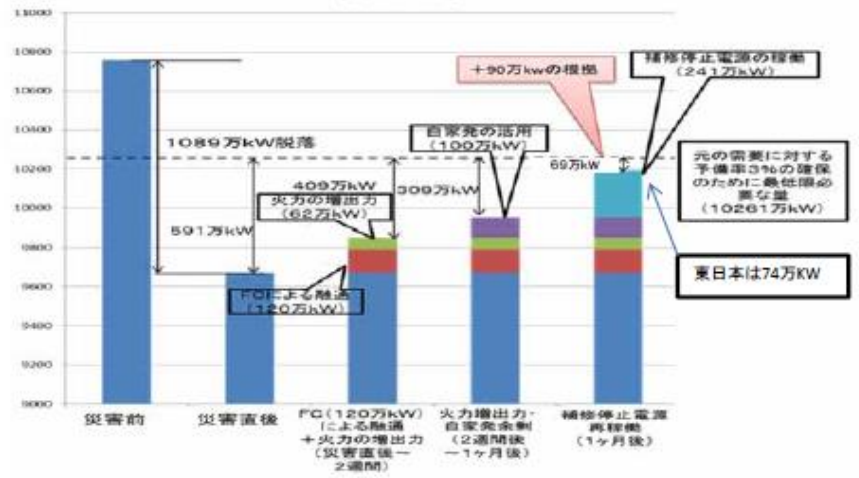
7

出所） 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 第9回 電力需給検証小委員会 資料6
（http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_jukyu/pdf/009_06_00.pdf）

3. 大規模災害時の需給維持の観点からのFC300万kWの必要性②

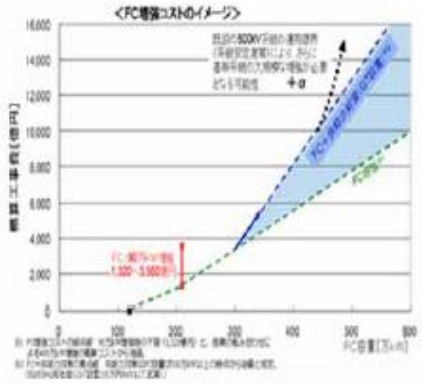
＜マスタープラン研究会報告書での300万kW増強の必要性の検証＞

中西日本



	50Hz地域（東日本）	60Hz地域（西日本）
① 需要※	8,161	9,962
② 平時に確保すべき予備力8%に必要な供給力	8,814	10,759
③ 5%の予備力を確保するために必要な供給力	8,569	10,460
④（②－③）他の地域に送電可能な電力量	245	299

<FC増強コストのイメージ>



＜東日本大震災の実績等を加味した必要性の再検証＞

＜シュミレーション結果＞

中西日本地域におけるシミュレーション

＜単位：万KW＞

	中西日本
2013年度 需要量	8,875
災害による減少（3割減少）	6,212
①確保すべき供給力(減少後需要の+3%)	6,399
維持しておくべき供給力（需要の8%維持を想定）	9,585
大規模災害直後の供給力（減少分を4割と想定）	5,751
短期間で復旧できる供給力（残存供給力の6%の増強を想定）	345
②大規模災害後の供給力	6,096
③FC増強必要量（①－②）	303

※東日本の必要量は300万kw以下

8

出所） 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 第9回 電力需給検証小委員会 資料6
（http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_jukyu/pdf/009_06_00.pdf）