

広域系統長期方針の策定について

2015年11月20日
広域系統整備委員会事務局

広域運営の拡大によって、我が国の電力供給における3E+Sの実現に貢献する。
このため、次に挙げる3つの軸から、広域連系系統の長期的な整備方針を取りまとめる。

I 電力系統利用の円滑化・低廉化

- エネルギーミックスに基づく電源導入等を円滑かつ低廉なコストで実現する
- 電力市場の活性化に寄与する

本日の議論

II 適切な信頼度の確保

- 系統の役割に応じた適切な供給信頼度を提供する
- 大規模災害等の緊急時にも電力供給に対する要求を満足する

III 電力流通設備の健全性確保

- 老朽化が進む流通設備の確実かつ効率的な設備更新・形成を計画的に推進する

※ 以上の3つの軸に沿って適切に設備形成・運用されている状態が広域連系系統の「あるべき姿」

- このあるべき姿の実現に向けた考え方を具体化していくために、将来(10～20年程度)の広域連系系統の電力潮流シミュレーションや、流通設備の経年・更新情報等を調査することで、系統の長期的な課題を探る。
- その課題に対し、系統整備等どのような対応を採るべきかを考察し、長期方針として取りまとめる。
- 対応の検討に当たっては、電力関連技術の開発動向や電力需要構造の変化も的確に踏まえたものとする。

Ⅱ 適切な信頼度の確保

- 大規模災害等の緊急時にも電力供給に対する要求を満足する。

第10回電力需給検証小委員会 資料9

1. 検討内容

- 大規模災害等により複数の電源の同時停止などが生じた場合に、広域的な電力需給や火力増出力運転、自家発電余剰活用等の対策による電力供給の対応力を検討する。

2. 主な課題

- 第9回需給検証小委員会において、300万kWまでのFC増強の必要性について再確認され、当機関において増強の具体的な実施に向けたプロセスを開始した。
300万kW超については、エネルギーミックス等を踏まえた地域間連系線の全体の今後の在り方の中で検討する必要がある。

○ 電力需給検証小委員会は、300万kWまでのFC増強の必要性について再確認したことを踏まえ、広域的運営推進機関に対し、増強の具体的な実施に向けたプロセスを開始し、以下について本年9月までを目途に技術的検証を行い、検証結果を本小委員会に報告することを要請してはどうか。

- ルートについては、ESCJで検討・評価された検討案の中で、長野方面直流連系増強以外のルート案を軸として経済面、実施可能面等について検証を行ってはどうか。
- 実施時期については、2020年度末までの210万kW増強への影響や工期等技術的観点も踏まえて、2020年代後半を目途に増強できるよう検証を行ってはどうか。

○ なお、300万kW超については、エネルギーミックス等を踏まえた地域間連系線の全体の今後の在り方の中で検討されることが適当ではないか。

第9回電力需給検証小委員会 資料6

＜東日本大震災の実績等を加味した必要性の再検証＞

3. 進め方

本日の議論

- 大規模災害発生時の需給状況をシミュレーションし、電力供給の対応力を検討する。
- 大規模自然災害による複数電源の同時停止など、稀頻度リスクの対応の考え方については、本機関の「調整力等に関する委員会」と連携して検討する。

＜シミュレーション結果＞	
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
短時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

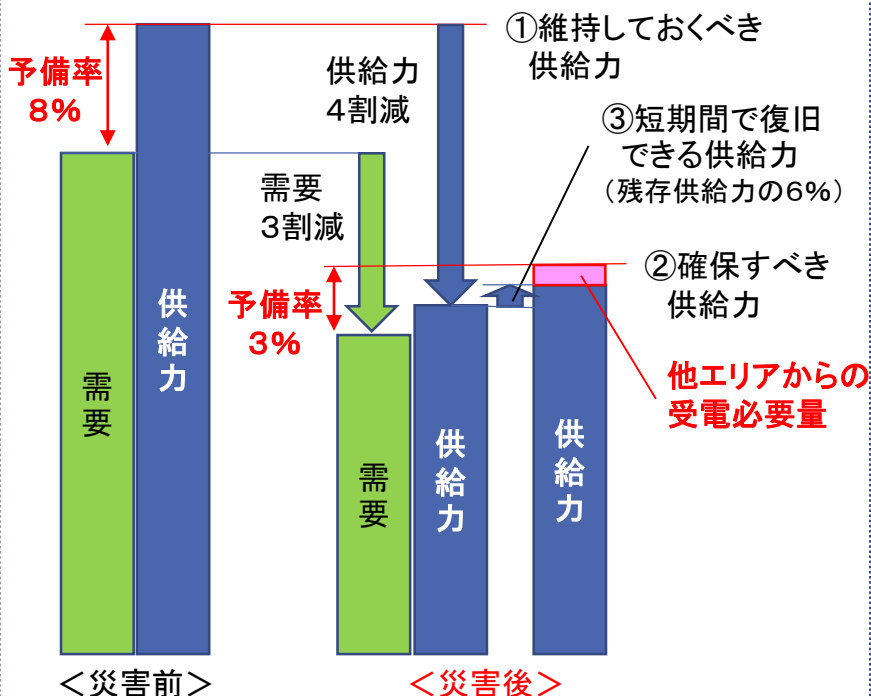
※東日本の必要量は300万kW以下

(1)大規模災害時の需給状況のシミュレーション

シミュレーションの前提(1/2)

- 大規模災害等における連系線の必要量に関するシミュレーションは、需要に対して「①維持しておくべき供給力」が維持されている状況において、大規模災害等による「需要の減少」及び「供給力の減少」を想定する。
- 「③短期間で復旧できる供給力」を積み増しても、需要に対して「②確保すべき供給力」に満たない量を連系線からの受電必要量とする。
- 上記①②は、当機関の「調整力等に関する委員会」における「調整力の今後のあり方に係る検討」の結果によるが、今回の長期方針の検討においては、暫定的に①は需要+8%、②は需要+3%とする。
- 大規模災害等による「需要の減少」、「供給力の減少」、「短期間で復旧できる供給力」については、東日本大震災における実績相当を想定する*。(需要3割減、供給力4割減、残存供給力の6%が短期間で復旧)

シミュレーション(概念図)



※都心南部直下地震及び南海トラフ(三連動)地震の発災時は、東日本大震災における実績相当を超える供給力不足が発生する可能性が指摘されており、その対応については連系線からの融通に加え、ピークシフト等を通じた需要家への節電要請等も加味した方策を検討しているため、今回の長期方針の検討の範囲外とする。

(参考)第8回電気設備自然災害等対策WG 資料1-1より抜粋
<対応策実施前>

◆ 都心南部直下地震

夏発災の場合、発災後1カ月間にわたって、ピーク時の潜在需要に対して、100~800万kWの供給力不足が発生する可能性がある。

◆ 南海トラフ(三連動)地震

夏発災の場合、発災後1カ月間にわたって、ピーク時の潜在需要に対して、6社計で1,700~3,000万kWの供給力不足が発生する可能性がある。

<対応策実施後>

◆ ピーク需要に対しても、復旧迅速化等の設備保安面の対策に加え、異周波数地域からの融通(120万kW)、ピークシフト等を通じた需要家への節電要請等(東日本大震災時には、▲15%を要請)を加味すれば、都心南部直下地震では需給ギャップは発災直後から解消でき、南海トラフ(三連動)地震では、1,100万kW程度の需給ギャップは発災後2週間後には解消できる可能性。

(1)大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーションの前提(2/2)

5

- 東日本及び西日本のそれぞれにおいて、大規模災害等に伴い想定した需要減少、供給力減少が発生した場合の他エリアからの応援必要量と他エリアへの応援可能量は下表のとおり。
- 需要は、東西各地域において、東日本大震災以降において需要が最大であった2013年度の夏季需要(最大3日平均)を見込んだ。

単位:万kW

〔東日本における災害ケース〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
脱落需要(△30%)	130	379	1,576							2,085
災害後需要+予備率3% ①	313	910	3,789	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	14,344
供給力(需要+8%)	469	1,364	5,675	2,732	540	3,038	1,178	568	1,729	17,292
脱落供給力(△40%)	188	545	2,270	0	0	0	0	0	0	3,003
復帰供給力(残存供給力の6%)	17	49	204	0	0	0	0	0	0	270
供給力合計 ②	298	867	3,609	2,732	540	3,038	1,178	568	1,729	14,560
予備率3%に対する過不足 ②-①	-15	-43	-179	126	25	141	55	26	80	216
他エリアからの受電必要量				他エリアへの応援余力						

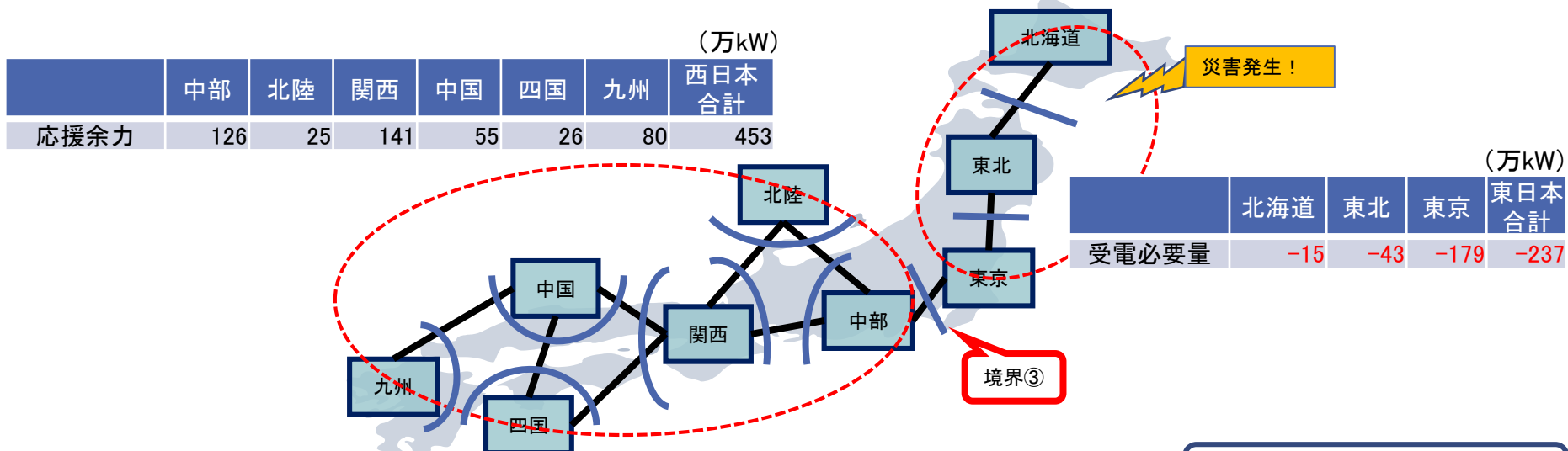
〔西日本における災害ケース〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
脱落需要(△30%)				759	150	844	327	158	480	2,718
災害後需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	1,824	361	2,028	787	379	1,155	13,692
供給力(需要+8%)	469	1,364	5,675	2,732	540	3,038	1,178	568	1,729	17,292
脱落供給力(△40%)	0	0	0	1,093	216	1,215	471	227	692	3,914
復帰供給力(残存供給力の6%)	0	0	0	98	19	109	42	20	62	352
供給力合計 ②	469	1,364	5,675	1,737	344	1,932	749	361	1,100	13,731
予備率3%に対する過不足 ②-①	22	63	263	-86	-17	-96	-37	-18	-55	38
他エリアへの応援余力				他エリアからの受電必要量						

(1)大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーションの評価方法

6

- エリアを分割する境界(連系線等)において、受電側となるエリアの受電必要量の合計、送電側となるエリアの応援余力の合計、及び当該連系線からの受電可能量の比較により評価を行う。

【評価例】下図において、FC(境界③)について、東日本の受電必要量よりも西日本から受電できる量が大きければ、西日本の応援余力を活用することにより東日本の供給力不足を解消できると評価できる。



災害後、3%の予備力を確保するために受電が必要な量(東日本合計値)

境界③(FC)の容量には現在策定中の計画(+90万kW)を見込む。

西日本の応援余力を活用して東日本の供給力不足を解消できる。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
③ 中西地域⇒東地域	-237	453	300	30	270	270	33

災害の影響がない西日本において3%の予備率を確保した上で、東日本へ応援できる量

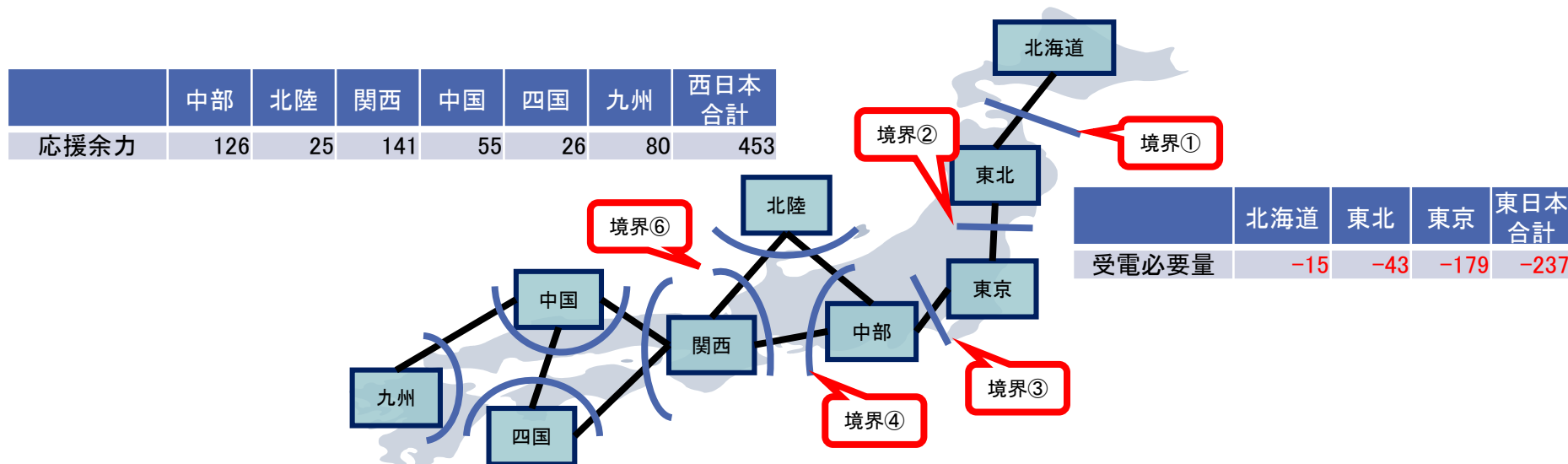
FC(中部⇒東京間)から受電できる容量

西日本に余力(453万kW)があっても、FCから受電できる容量(270万kW)に制約を受ける

(1)大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーション結果①（東日本における災害ケース）

7

- 東日本における発災ケースにおいて、連系線を活用した電力融通により、需給バランスを維持できることを確認した。（但し、計画潮流の向きと量により連系線から受電できる量が変わることに留意が必要。）



	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	※1 運用容量(c) (万kW)	※2 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
① 北海道以外の地域⇒北海道	-15	231	90	0	90	90	75
② 中西地域+東京⇒東北+北海道	-58	274	65	-480	545	274	216
③ 中西地域⇒東地域	-237	453	300	30	270	270	33
④ 北陸+関西以西⇒中部+東地域	-111	327	280	100	180	180	69
⑥ 関西以西⇒北陸+中部+東地域	-86	302	380	77	303	302	216

※1: 東北東京間及び東京中部間については、今般の計画策定プロセスによる増強分を含む。

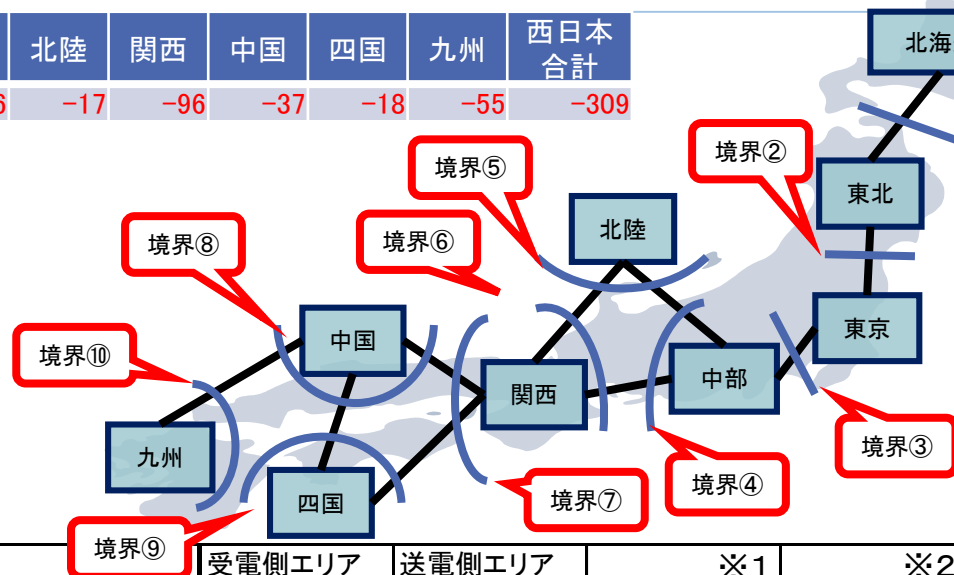
※2: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流(但し、東北東京間については、今般の計画策定プロセスにおける利用見込み量を含む。)

(1)大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーション結果②（西日本における災害ケース）

8

- 西日本における発災ケースにおいて、連系線を活用した電力融通により、需給バランスを維持できることを確認した。（但し、計画潮流の向きと量により連系線から受電できる量が変わることに留意が必要。）

	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	西日本 合計
受電必要量	-86	-17	-96	-37	-18	-55	-309



	北海道	東北	東京	東日本 合計
応援余力	22	63	263	348

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	※1 運用容量(c) (万kW)	※2 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
② 北海道+東北⇒東京+中西地域	-46	85	1,120	987	133	85	38
③ 東地域⇒中西地域	-309	348	300	-30	330	330	21
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-223	261	150	-100	250	250	27
⑤ 北陸以外の地域⇒北陸	-17	55	130	-22	152	55	38
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-206	244	280	-77	357	244	38
⑦ 関西以東⇒中国+四国+九州	-110	148	410	-293	※3 450	148	38
⑧ 中国以外の地域⇒中国	-37	76	668	123	545	76	38
⑨ 四国以外の地域⇒四国	-18	56	260	-138	※3 145	56	38
⑩ 九州以外の地域⇒九州	-55	93	30	-278	308	93	38

※1：東北東京間及び東京中部間については、今般の計画策定プロセスによる増強分を含む。

※2：平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流（但し、東北東京間については、今般の計画策定プロセスにおける利用見込み量を含む。）

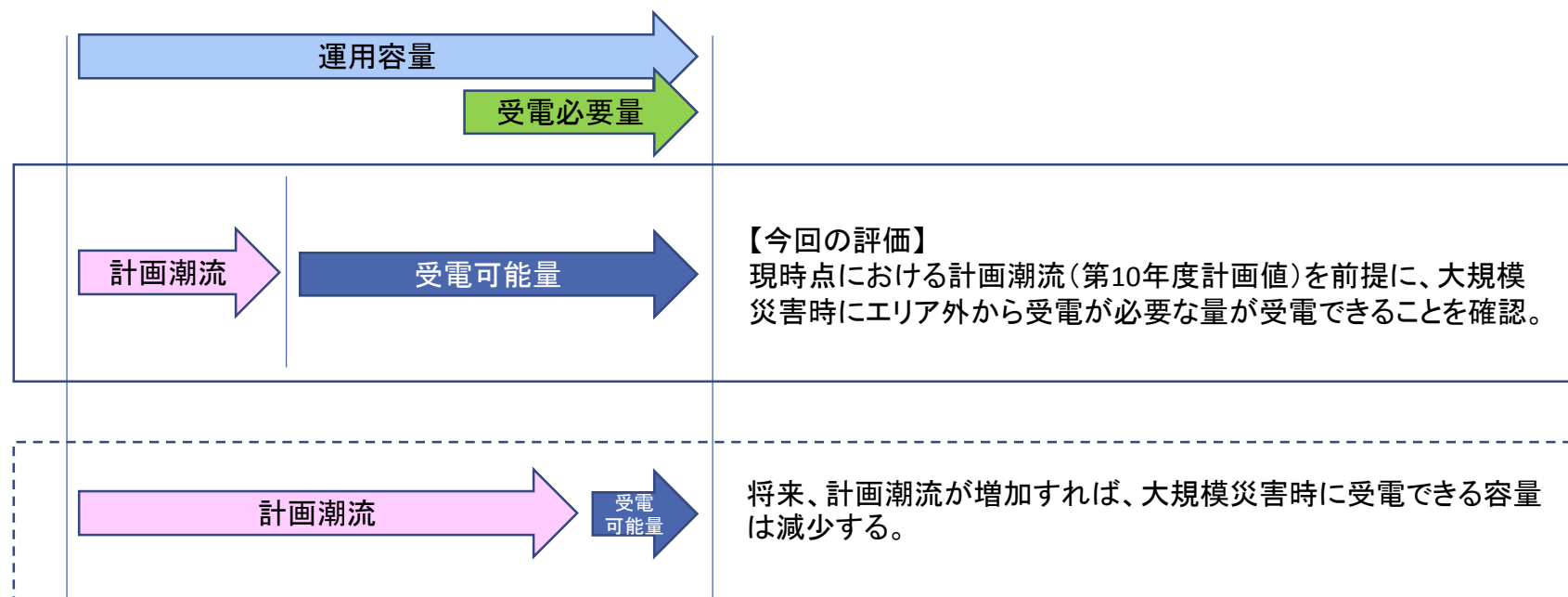
※3：四国向けの受電可能量は、四国地内系統の制約を考慮した。

(1)大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーション結果（まとめ）

- 今回は現時点における計画潮流（第10年度計画値）を前提に、「維持しておくべき供給力」が計画潮流を含め各エリアで維持されている状況においては、大規模災害時にエリア外から受電が必要な量を受電できることを確認した。

<留意事項>

- 今後、計画潮流が変われば、大規模災害時に受電できる容量も変わるため、エリア内の供給予備力とエリア外から受電できる量（マージン等）について考慮する必要がある。
- 当機関の「調整力等に関する委員会」における「調整力の今後のあり方に係る検討」及び「連系線マージンの今後のあり方に係る検討」の結果を踏まえ、必要により再評価を行う。



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)

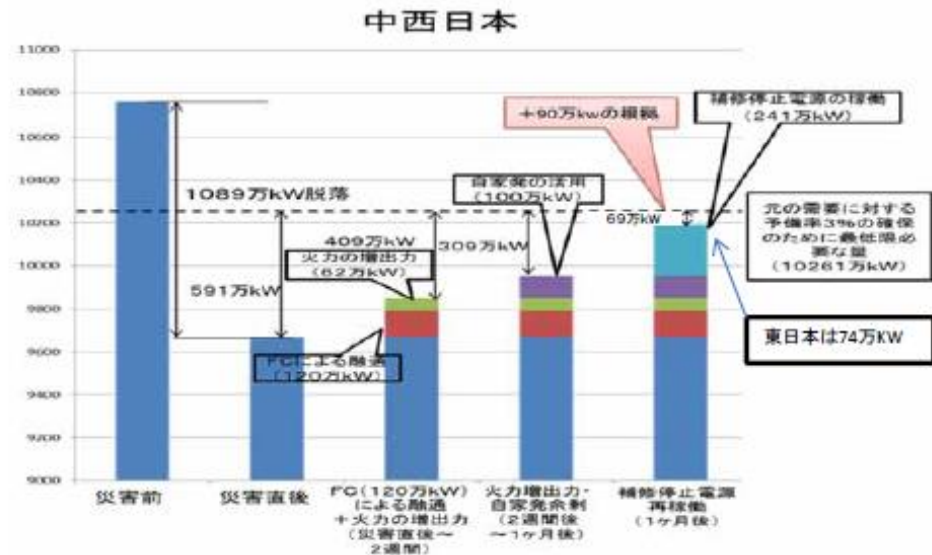
○また、東電管内では東日本大震災発生後短期間で200万kW(残存電力の約6%)復旧したことから、残存供給力の6%の復旧を想定
(東日本:4,568万kW、中西日本:6,096万kW)

○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)

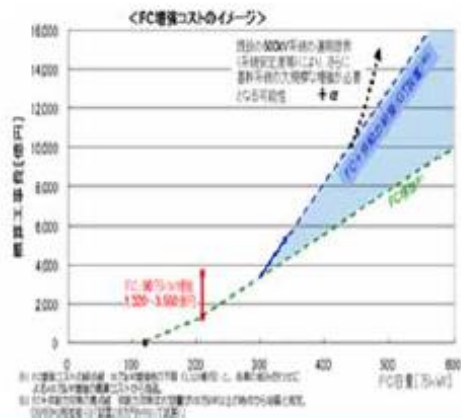
○少なくとも300万kW程度の連系線が必要。

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＞



	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率8%に必要な供給力	8,814	10,759
③ 5%の予備率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



＜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ュミレーション ＜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

(余白)

Ⅱ 適切な信頼度の確保

○ 系統の役割に応じた適切な供給信頼度を提供する。

1. 検討内容

- 広域連系系統の個別の整備計画が、適切な供給信頼度を満たしているか検討する。

2. 主な課題

- 連系線の運用容量算出にあたっての課題について整理する必要がある。
- 供給区域間での予備力の共有化や周波数異常時の対応等の観点から連系線に期待される役割について、送配電事業者が確保する調整力の在り方等を踏まえ、整理する必要がある。
- 再生可能エネルギーの導入拡大等に伴う連系線の活用（広域周波数調整等）のために必要な連系線利用の在り方を検討する必要がある。
- 今後の広域連系系統に期待される供給信頼度の考え方として考慮する事項があるか。 本日の議論
- 現状のように、厳しい需給状況が平時において続く場合であっても、安定供給を確保し得る広域連系系統について検討する必要がある。

3. 進め方

- 連系線の運用容量算出にあたっての課題については、本機関の「運用容量検討会」において検討中。
- 連系線に確保するマージンの考え方については、本機関の「調整力等に関する委員会」において検討中。
- 個別の整備計画の詳細検討において、電力系統を安定的に運用するための制約要因を考慮した計画を策定。

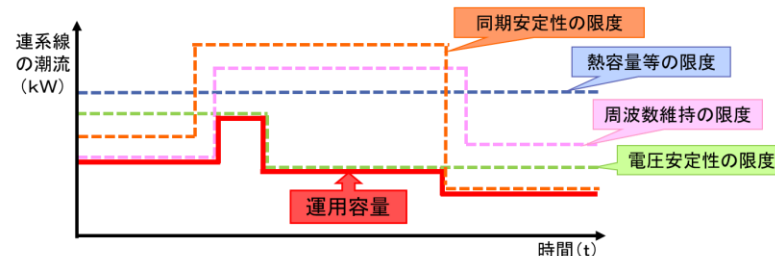
1. 運用容量の考え方

「連系線の運用容量」とは・・・

電力設備（送電線、変圧器、発電機等）に通常想定し得る故障が発生した場合でも、電力系統の安定的な運用が可能となるよう、予め決めておく連系線の潮流（電気の流れる量）の上限値のこと。

上限値の考え方

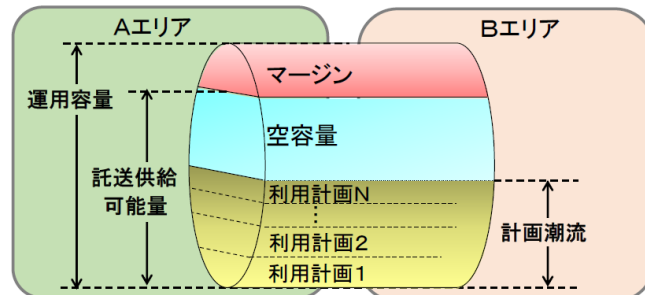
電力系統を安定的に運用するためには、熱容量等、同期安定性、電圧安定性、周波数維持それぞれの制約要因を考慮する必要があり、4つの制約要因の限度値のうち最も小さいものを連系線の運用容量としている。



出典：第1回運用容量検討会 資料3

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本機関が管理する容量



出典：第1回調整力に関する委員会 資料6-2

(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーションの前提

- 大規模災害等により大幅に供給力が低下した後、長期停止火力発電所の再稼働等の対策により、電力の安定供給に最低限必要な予備率を何とか確保できている需給状況が長期間継続している状況を想定する。
(具体的には、すべてのエリアにおいて予備率が5%※という需給状況を仮定する。)
- この状況において、特定のエリアで大規模な電源が脱落した場合に、連系線の活用により電力供給が確保できるかを確認する。(※他エリアから応援するためには3%を超える予備力が必要となる。)
- なお、本検討では平時に確保すべき供給信頼度の水準と比較して極めて厳しい条件を想定しており、ここでの検討結果により直ちに計画策定プロセスを開始する判断基準とすることを目的としたものではない。

想定する状況

～ 数か月 ～

大規模災害等の発生

・大幅な供給力の減少
Ex.原子力発電所の停止 等

供給力追加等の対策

・長期停止火力発電所の再稼働
・エリア間の電力の送受電 等

厳しい需給状況が長期間継続

・すべてのエリアで予備率5%を何とか確保できている状況

・この状況において、特定のエリアで大規模な電源が脱落した場合に、連系線の活用により電力供給

(参考)電力需給検証小委員会報告書(平成27年4月)から抜粋

○2015年度夏季(8月)の需給見通し(電力間融通を行った場合)

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
①最大電力需要	7,007	472	1,445	5,090	9,253	2,597	2,791	545	1,128	549	1,643	16,260	156
②供給力	7,687	513	1,524	5,650	9,706	2,725	2,875	580	1,217	616	1,693	17,393	225
②供給-①需要 (予備率)	680 (9.7%)	41 (8.7%)	79 (5.5%)	560 (11.0%)	453 (4.9%)	128 (4.9%)	84 (3.0%)	35 (6.4%)	89 (7.9%)	67 (12.1%)	50 (3.0%)	1133 (7.0%)	68 (43.7%)

(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（北陸エリア）

15

〔北陸エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力					150					150
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,656	375	2,953	1,145	552	1,681	16,662
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	-140	56	22	11	32	170

注: 需要は、東西各地域において、東日本大震災以降において需要が最大であった2013年度の夏季需要(最大3日平均)を見込んだ。
以下、本シミュレーションにおいて同じ。

北陸エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-19	190	150	-100	250	190	170
⑤ 北陸以外の地域⇒北陸	-140	310	130	-22	152	152	12

※1: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

- 北陸エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（関西エリア）

16

〔関西エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力						270				270
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,656	525	2,683	1,145	552	1,681	16,542
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	10	-214	22	11	32	50

関西エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	※1 運用容量(c) (万kW)	※2 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
③ 東地域⇒中西地域	-89	139	300	-30	330	139	50
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-139	190	150	-100	250	190	50
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-149	200	280	-77	357	200	50
⑦ 中国+四国+九州⇒関西以東	-14	64	540	413	127	64	50

※1：東京中部間については、今般の計画策定プロセスによる増強分を含む。

※2：平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

- 関西エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（中国エリア）

17

〔中国エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力							190			190
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	955	552	1,681	16,622
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	10	56	-168	11	32	130

中国エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-69	200	280	-77	357	200	130
⑦ 関西以东⇒中国+四国+九州	-126	256	410	-293	※2 450	256	130
⑧ 中国以外の地域⇒中国	-168	298	668	123	545	298	130

※1：平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

※2：四国向けの受電可能量は、四国地内系統の制約を考慮した。

- 中国エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（四国エリア）

18

〔四国エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力								130		130
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	422	1,681	16,682
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	10	56	22	-119	32	190

四国エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-9	200	280	-77	357	200	190
⑦ 関西以东⇒中国+四国+九州	-66	256	410	-293	※2 450	256	190
⑨ 四国以外の地域⇒四国	-119	310	260	-138	※2 145	145	26

※1: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

※2: 四国向けの受電可能量は、四国地内系統の制約を考慮した。

- 四国エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（九州エリア）

19

〔九州エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力									260	260
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,421	16,552
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	10	56	22	11	-228	60

九州エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	※1 運用容量(c) (万kW)	※2 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
③ 東地域⇒中西地域	-79	139	300	-30	330	139	60
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-129	190	150	-100	250	190	60
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-139	200	280	-77	357	200	60
⑦ 関西以東⇒中国+四国+九州	-196	256	410	-293	※3 450	256	60
⑩ 九州以外の地域⇒九州	-228	288	30	-278	308	288	60

※1: 東京中部間については、今般の計画策定プロセスによる増強分を含む。

※2: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

※3: 四国向けの受電可能量は、四国地内系統の制約を考慮した。

■ 九州エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（北海道エリア）

20

〔北海道エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力	160									160
供給力合計 ②	296	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,652
予備率3%に対する過不足 ②-①	-151	25	105	51	10	56	22	11	32	160

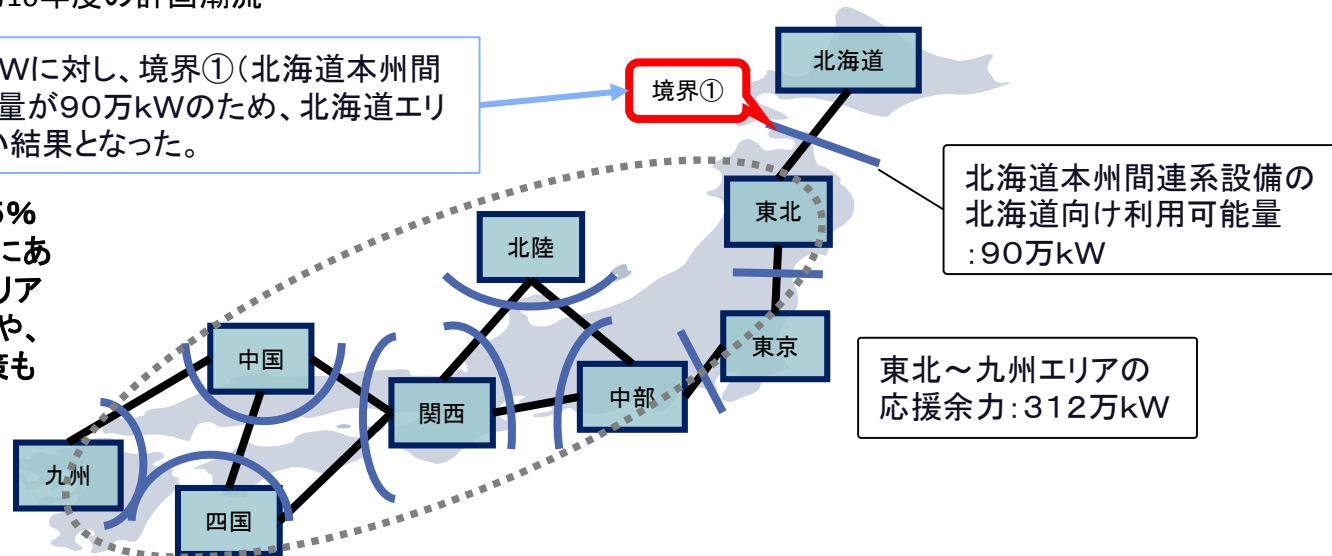
北海道エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
① 北海道以外の地域⇒北海道	-151	312	90	0	90	90	-61

※1: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

■ 北海道エリアの不足分151万kWに対し、境界①(北海道本州間連系設備)を利用した受電可能量が90万kWのため、北海道エリアの供給力不足が解消されない結果となった。

注: 今回のシミュレーションは一律5%の予備率を設定したが、実運用にあたっては状況に応じて北海道エリアは多めに予備率を確保することや、随時調整契約の発動などの対策も検討する必要がある。



(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（東北エリア）

21

〔東北エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力		450								450
供給力合計 ②	456	876	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,362
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	-425	105	51	10	56	22	11	32	-130

東北エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

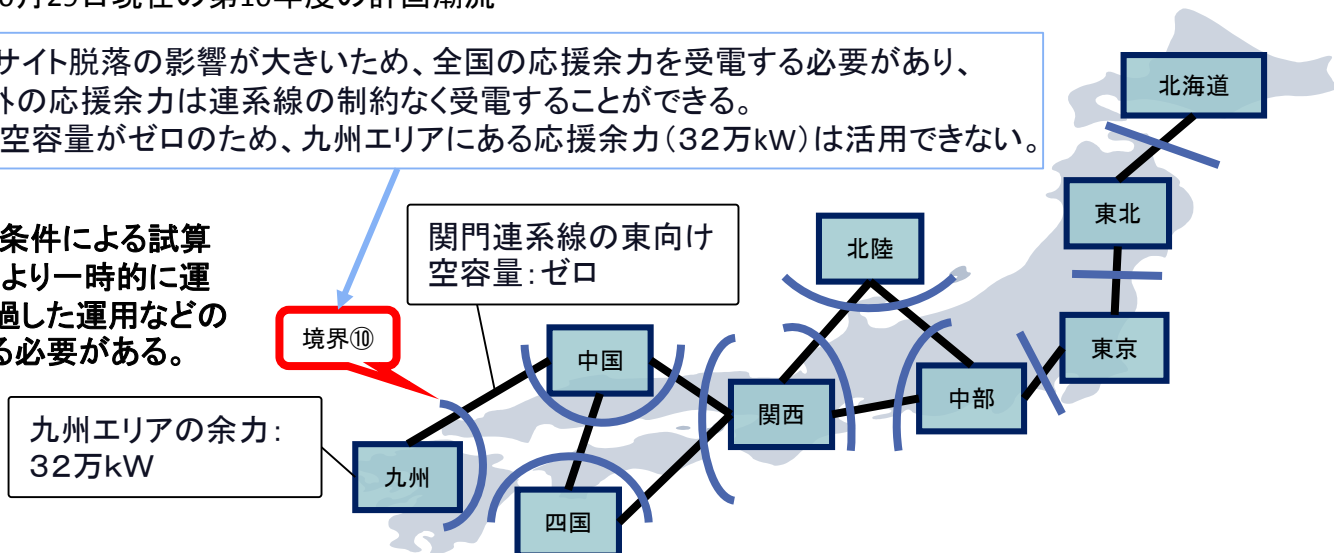
電源脱落量が大きく、全国合計で需給がアンバランス。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑩ 九州⇒九州以外の地域	-162	32	278	278	0	0	-162

※1: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

- 本ケースではサイト脱落の影響が大きいため、全国の応援余力を受電する必要があり、九州エリア以外の応援余力は連系線の制約なく受電することができる。
- 閉門連系線の空容量がゼロのため、九州エリアにある応援余力(32万kW)は活用できない。

注: 極めて過酷な条件による試算であり、必要により一時的に運用容量を超過した運用などの対策も検討する必要がある。



(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（東京エリア）

22

〔東京エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力			470							470
供給力合計 ②	456	1,326	5,047	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,342
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	-365	51	10	56	22	11	32	-150

東京エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

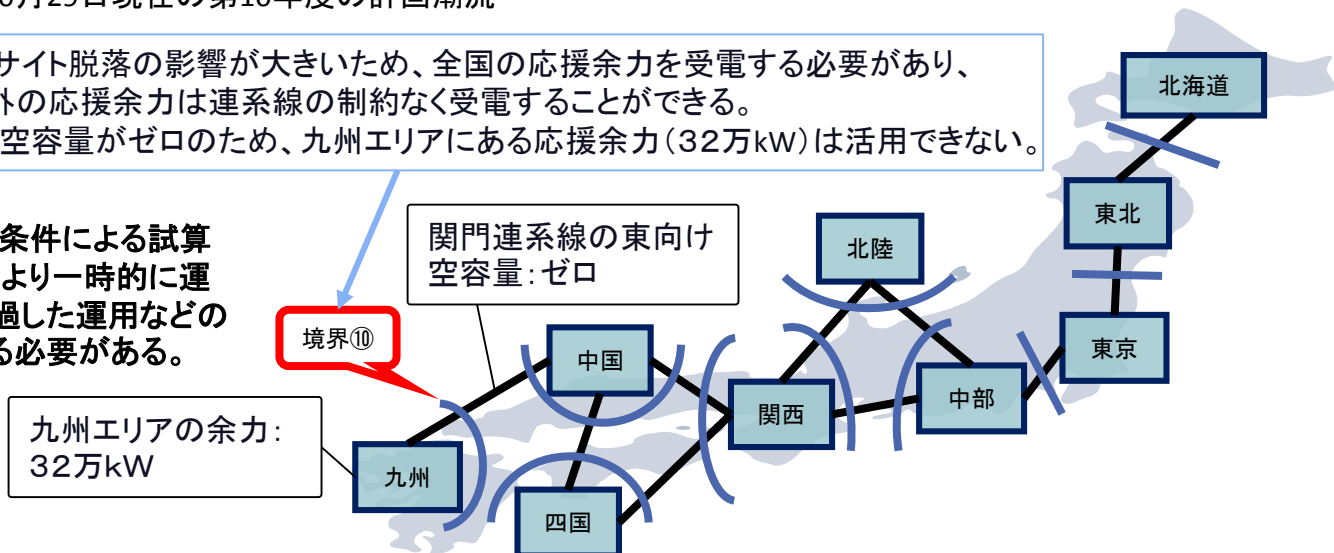
電源脱落量が大きく、全国合計で需給がアンバランス。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑩ 九州⇒九州以外の地域	-182	32	278	278	0	0	-182

※1: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

- 本ケースではサイト脱落の影響が大きいため、全国の応援余力を受電する必要があり、九州エリア以外の応援余力は連系線の制約なく受電することができる。
- 関門連系線の空容量がゼロのため、九州エリアにある応援余力(32万kW)は活用できない。

注: 極めて過酷な条件による試算であり、必要により一時的に運用容量を超過した運用などの対策も検討する必要がある。



(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（中部エリア）

23

〔中部エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力				450						450
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,206	525	2,953	1,145	552	1,681	16,362
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	-399	10	56	22	11	32	-130

中部エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

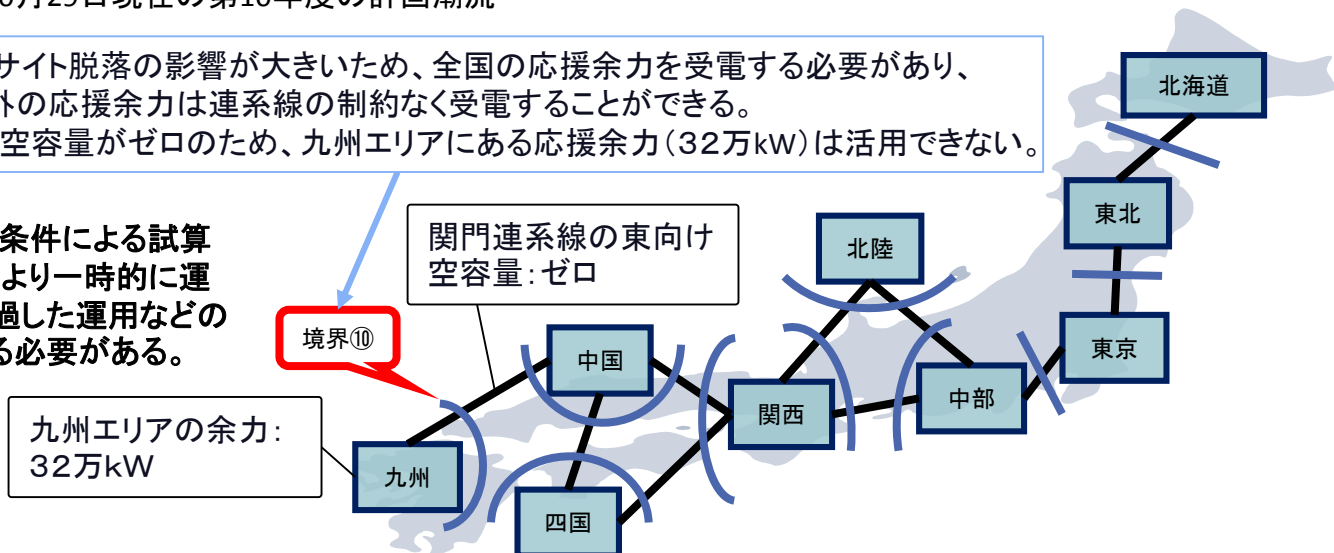
電源脱落量が大きく、全国合計で需給がアンバランス。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑩ 九州⇒九州以外の地域	-162	32	278	278	0	0	-162

※1: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

- 本ケースではサイト脱落の影響が大きいため、全国の応援余力を受電する必要があり、九州エリア以外の応援余力は連系線の制約なく受電することができる。
- 関門連系線の空容量がゼロのため、九州エリアにある応援余力(32万kW)は活用できない。

注: 極めて過酷な条件による試算であり、必要により一時的に運用容量を超過した運用などの対策も検討する必要がある。



(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（まとめ）

24

- 今回のシミュレーションは、厳しい需給状況が長期間継続している中で、夏季の最大需要発生時に大規模な電源サイト(単一発電所の全ユニット)が脱落するという極めて過酷な条件における試算を行った。
- その結果、東北⇒北海道および九州⇒中国については連系線の容量制約が生じる可能性はあるものの、その他の連系線については他エリアへの応援のための電力を送電できることが示唆された。
- 実際に連系線容量の増加対策の要否を検討するにあたっては、こういった事象が発生する確率やそれによる社会損失と、エリア毎の調整力確保量(北海道エリアは多めに確保等)やその増加対策、随時調整契約や節電等の需要側対策、電源や流通設備の緊急時利用等、各種対策との費用対効果を比較検討する必要がある。

<留意事項>

- 今回は現時点における計画潮流(第10年度計画値)を前提に、シミュレーションを行ったが、今後、計画潮流が変われば、大規模な電源が脱落した時に受電できる容量も変わるため、エリア内の供給予備力とエリア外から受電できる量(マージン等)について考慮する必要がある。
- 当機関の「調整力等に関する委員会」における「調整力の今後のあり方に係る検討」及び「連系線マージンの今後のあり方に係る検討」の結果を踏まえ、必要により再評価を行う。