

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

平成28年1月22日

調整力等に関する委員会事務局

論点1: 需給バランスに対応したマージン(長期断面の検討に基づく)の必要性・量

(1) 需給バランスに対応したマージン(「系統容量の3%」に相当)の量は如何にあるべきか(必要性を含め)

論点2: 需給バランスに対応したマージン(短期断面の検討に基づく)の必要性・量

(1) 需給バランスに対応したマージン(「最大電源ユニット」に相当)の量は如何にあるべきか(必要性を含め)

論点3: 周波数制御に対応したマージンの必要性・量

(1) 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について

① 逆方向(北海道向き)のマージンの量は如何にあるべきか(必要性を含め)

② 順方向(本州向き)のマージンの量は如何にあるべきか(必要性を含め)

(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)

論点4: その他のマージンの必要性・量

(1) 北海道本州間連系設備のその他のマージンの量は如何にあるべきか(必要性を含め)

(2) 東北東京間連系線のその他のマージンの量は如何にあるべきか(必要性を含め)

広域系統整備委員会での増強の議論と併せて検討中

論点5: マージンの各断面での設定の考え方(マージンの減少の考え方)

(1) 各マージンの長期から実需給断面に至る各断面における量は如何にあるべきか

論点6: マージンの複数の連系線への配分の考え方

(1) 下記のそれぞれのマージンを合算した配分の考え方は如何にあるべきか。

① 需給バランスに対応したマージン(「系統容量の3%」に相当)の配分の考え方は如何にあるべきか

② 需給バランスに対応したマージン(「最大電源ユニット」に相当)の配分の考え方は如何にあるべきか

論点7: 連系線増強分の利用方法の決定他

(1) 東京中部間連系設備の増強分(90万kW)の利用方法は如何にあるべきか

(2) 北海道本州間連系設備の増強分(30万kW)の利用方法は如何にあるべきか

(3) 増強分の検討結果も含め、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。

論点3：周波数制御に対応したマーヅンの必要性・量

- 周波数制御に対応したマーヅンは、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、原則マーヅ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、マーヅ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

余 白

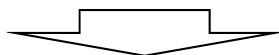
論点3:周波数制御に対応したマーヅンの必要性・量

(1)①北海道本州間連系設備の逆方向(北海道向き)のマーヅンの量は如何にあるべきか(必要性を含め)

■ 北海道本州間連系設備の周波数制御に対応したマーヅン(逆方向:北海道向き)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】

○北海道エリアの最大電源ユニットの容量によるが、運用容量全量がマーヅンとなり、空容量が無い場合がある。



【議論の方向性】

○N-1故障に対して負荷遮断を回避するために設定しているものであることから、北海道エリア内の調整力で不足する量のマーヅンを設定することとしてはどうか。
(現状の考え方と同じ量を設定)

【現状のマーヅンの設定量】

- 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、緊急時AFC機能による本州エリアから受電が必要な最大の電力の値を設定(北海道エリアの想定需要により変動)
 - 泊3号機が最大電源ユニットの場合:60万kW※
 - 苫東厚真4号機が最大電源ユニットの場合:50万kW前後
 - ※北海道エリア内で不足する量が約73万kWのため、上限となる設備容量にて設定

【緊急時AFCの動作条件】

- 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
- 健全側エリアの周波数範囲:49.52Hz~50.5Hz

【緊急時AFC機能の動作実績】

・緊急時AFC(逆方向)の平成17年度~平成26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]	緊急時AFC 動作量 [万kW]
平成17年5月13日(金)10:06(平日)	北流	34	47
平成17年9月26日(月)14:36(平日)	北流	8	11
平成18年9月2日(土)13:39(休日)	北流	25	32
平成18年11月21日(火)16:44(平日)	北流	58	56
平成20年5月7日(水)4:57(平日)	北流	60	30
平成20年5月29日(木)9:49(平日)	北流	29	31
平成20年7月28日(月)11:18(平日)	北流	55	58
平成21年6月18日(木)20:42(平日)	北流	28	26
平成21年12月22日(火)6:49(平日)	北流	34	41
平成23年5月28日(土)16:12(休日)	北流	29	33
平成23年8月7日(日)13:35(休日)	北流	25	10
平成24年9月16日(日)23:55(休日)	北流	5	12
平成25年1月11日(金)11:45(平日)	北流	24	24

※動作量については、瞬間的に記録された値から算出

論点3: 周波数制御に対応したマーzinの必要性・量

(1)②北海道本州間連系設備の順方向(本州向き)のマーzinの量は如何にあるべきか(必要性を含め)

■ 北海道本州間連系設備の周波数制御に対応したマーzin(順方向:本州向き)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】

- 本州側では、N-1故障への対応としては、期待しておらず、N-2以上の故障時の停電量の低減に期待しているが、逆方向(北海道向き)については、N-1故障への対応として期待しており、目的が異なる。
- 北海道側の応援可能量の最大値で設定しており、本州側の必要量ではない。



【議論の方向性】

- 本州側では、N-1故障への対応としては、織り込んでおらず、N-2以上の故障時の停電量の低減に寄与するが、過去の動作実績からは、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。
- 他の条件のマーzin(その他のマーzin等)が、減少しない限り、このマーzinを0にしても、マーzinは減らない断面もある。



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

【現状のマーzinの設定量】

- ・北海道エリアの周波数低下を0.48Hz以内(揚水遮断(0.5Hz以上低下時)に動作しないレベル)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値(北海道エリアの想定需要により変動)

【緊急時AFC機能の動作条件】

- ・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
- ・健全側エリアの周波数範囲: 49.52Hz~50.5Hz

【緊急時AFC機能の動作実績】

- ・緊急時AFC(順方向)の平成17年度~平成26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]	緊急時AFC 動作量 [万kW]※
平成17年8月16日(火)11:47(平日)	南流	329	8
平成18年5月1日(月)10:28(平日)	南流	155	2
平成19年7月16日(月)10:13(休日)	南流	341	14
平成23年3月11日(金)14:47(平日)	南流	2100程度	7

※動作量については、瞬間的に記録された値から算出

【本州側GF量に対する動作量の比率】

- ・仮に東北・東京エリアの系統規模が3780~6800万kW※の時に3%のGF量を確保しているとした場合、動作量実績の平均の比率は、7.75/204~7.75/113.4=3.8%~6.8%となる。

※2014年度の各エリアの日最大需要の合計値の範囲

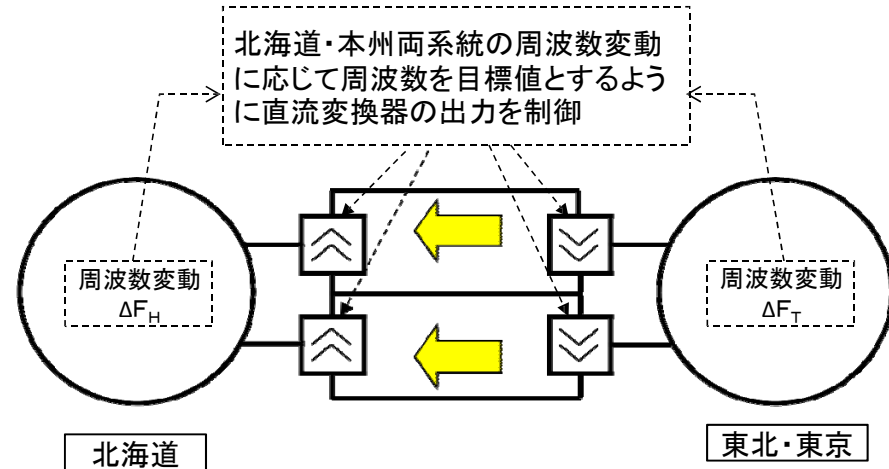
(参考) 北海道本州間連系設備の緊急時AFC機能について

○緊急時AFC機能

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

事務局補足:

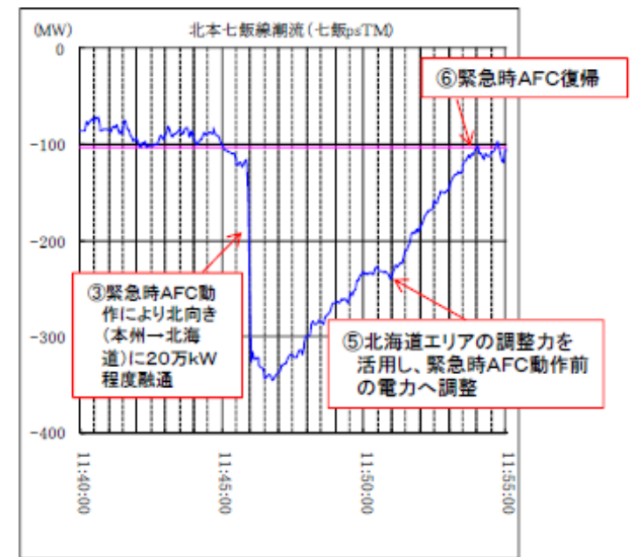
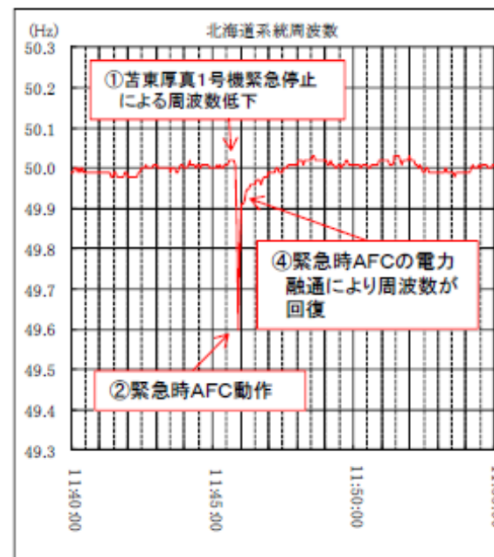
- 動作条件は、下記の通り。
- 北海道エリアの周波数変動 : $50 \pm 0.38\text{Hz}$
- 東北・東京エリアの周波数変動 : $50 \pm 0.35\text{Hz}$
- 健全側周波数範囲 : $49.52\text{Hz} \sim 50.5\text{Hz}$
- ※北海道側と本州側で動作周波数が異なるのは、北海道側の方が、通常時の周波数変動が大きいため。



○緊急時AFCの動作実績(例)

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

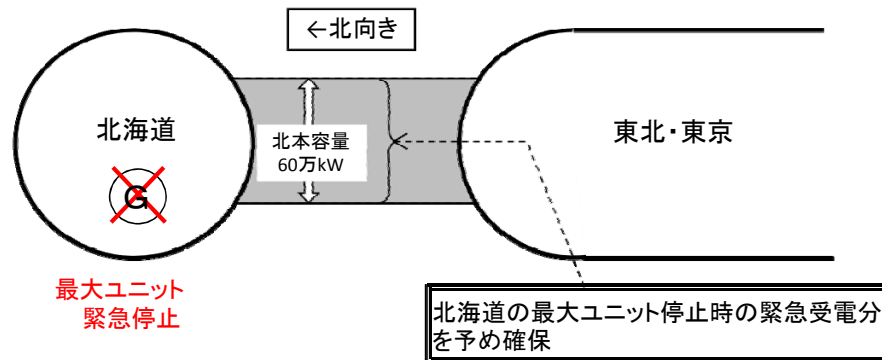
停止前 発電機出力	動作方向	動作量
24万kW	北向き (本州→北海道)	20万kW 程度



(参考) 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 7

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

▶ 「逆方向: 北海道向き」の周波数制御に対応したマージンの条件



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

【詳細条件】

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

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

【計算例】(長期計画断面の2017年度の例)

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

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

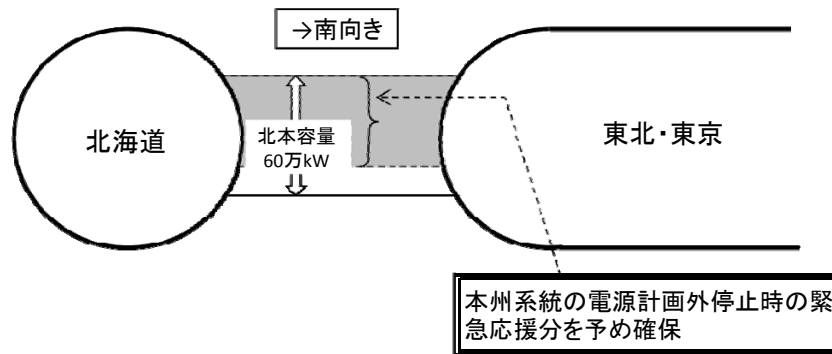
【考え方】

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

(参考) 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

■ 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

$$\text{マージン} = \text{系統定数} \times \Delta f (0.48\text{Hz}) \times \text{最大需要}$$

【計算例】(長期計画断面の2017年度の例)

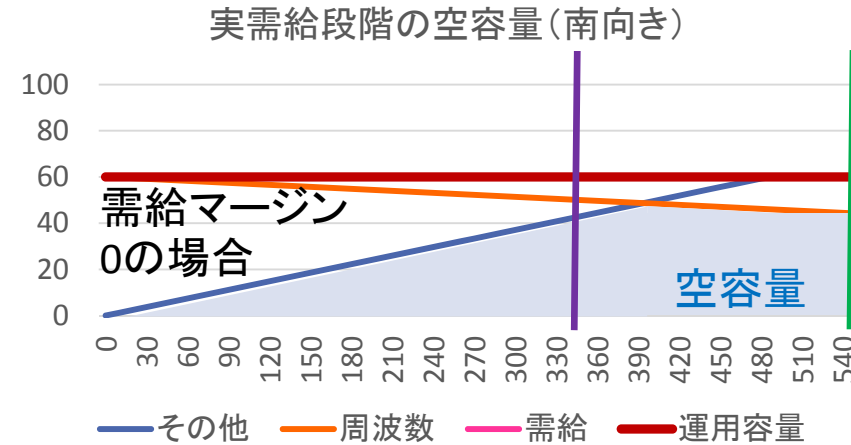
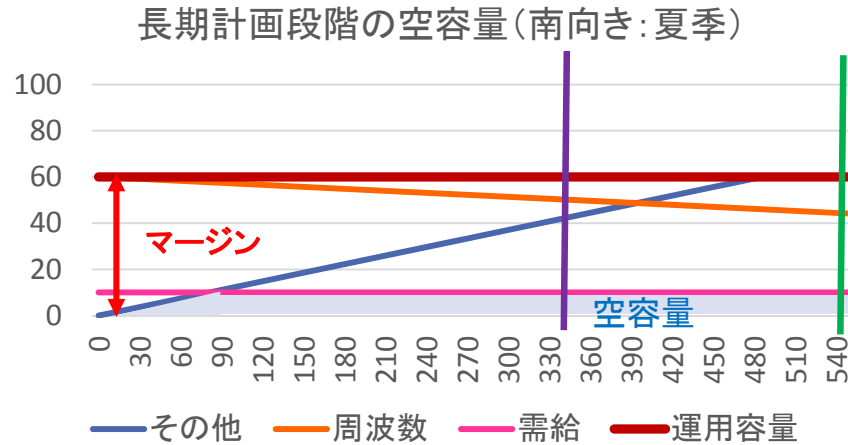
$$0.06 \times 0.48 \times 542\text{万kW} = 17.26\text{万kW} \doteq 18\text{万kW}$$

【考え方】

・連系線の運用は、電源脱落などの周波数変動時に、各エリアの安定供給が可能な範囲で相互に応援することを原則としている。

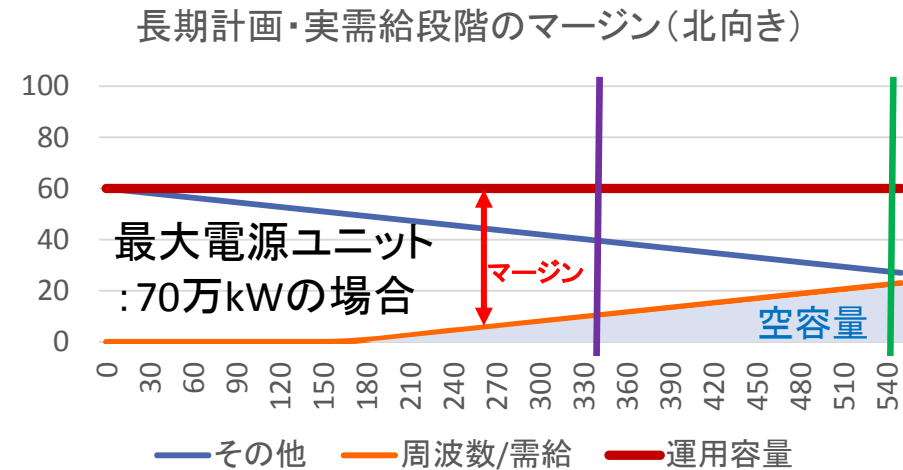
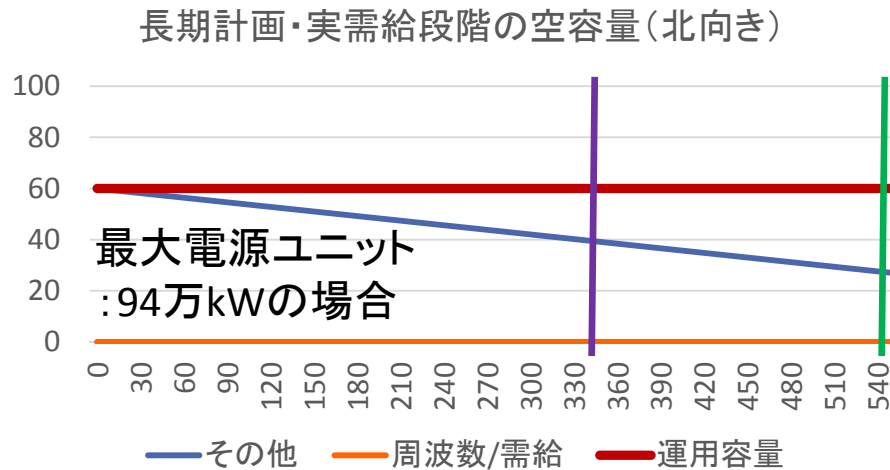
→北海道エリアの周波数が健全な範囲(揚水遮断(0.5Hz以上の低下時に動作)が動作しないレベル)での最大応援量としている。

【南向き】



※2017年度の長期計画段階の最小需要は、345.8万kW(紫線)、
最大需要は、542.0万kW(緑線)

【北向き】



※横軸は北海道エリア総需要、単位は【万kW】
※縦軸は計画潮流がゼロの場合の空容量を示している

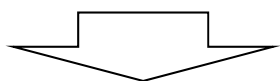
論点3: 周波数制御に対応したマーシンの必要性・量

(2) 東京中部間連系設備の周波数制御に対応したマーシンの量は、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シンの量について、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)のマーシ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、マーシン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)のマーシンのについては、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。(マーシ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)のマーシンの設定をどのように考えるか。

【現状のマーシンの設定量】

- ・ 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: $\Delta 0.4\text{Hz}$ 以上
- ・ 健全(送電)側エリア周波数変動: $\Delta 0.1\text{Hz}$ 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、 $50/270 \sim 50/141 = 18.5\% \sim 35.5\%$ となる。

※2014年度の各エリアの日最大需要の合計値の範囲

(参考)至近のEPPS動作実績(平成17年度～25年度)

発生日時	原因 (受電エリア)	供給力 喪失量	EPPS 動作段数	動作方向	EPPS 動作量
平成17年8月16日(火) 11:47(平日)	宮城県沖地震 (東北)	329万kW	1・2段 〔新信濃1FC〕 〔佐久間FC〕	60Hz → 50Hz	50万kW
平成18年5月1日(月) 10:28(平日)	500kV富津火力1L (東京)	155万kW	1段 〔佐久間FC〕	60Hz → 50Hz	30万kW
平成19年7月16日(月) 10:13(祝日)	中越沖地震による 柏崎刈羽停止(東京)	341万kW	1・2段 〔新信濃1FC〕 〔佐久間FC〕	60Hz → 50Hz	50万kW
平成21年8月11日(火) 5:07(平日)	駿河湾沖地震による 浜岡停止(中部)	246万kW	1・2段 〔新信濃1FC〕 〔佐久間FC〕	50Hz → 60Hz	50万kW
平成23年3月11日(金) 14:47(平日)	東日本大震災 (東北・東京)	2,100万kW 程度	1・2段 〔新信濃1FC〕 〔佐久間FC〕	60Hz → 50Hz	50万kW

事務局追記:平成26年度、平成27年度(12月まで)の動作実績は無し。

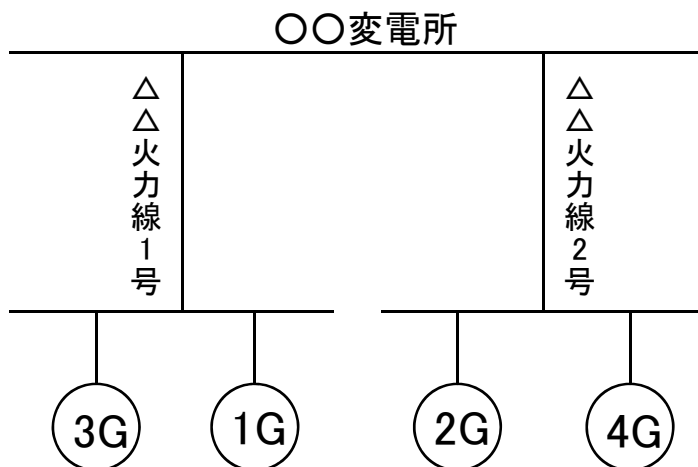
出典:広域的運営推進機関設立準備組合 第3回マージン及び予備力に関する勉強会(H26.11.27)
東京電力殿、中部電力殿説明資料に事務局追記を追加

■ 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。

II. 設備増強基準

2. 一般事項

2.1 対策要否の判定と対策必要時期

電力の供給に際して、適切な設備保守、運用を含めた既設設備の最大限の活用を図っても、なお設備の状態が次の項目に該当する場合は、設備の拡充または更新を計画する。この場合、必要に応じた用地、管路等の先行確保の計画または社外的な事情から必要な改修計画等を含むものとする。

なお、計画にあたっては、**既設設備の最大限の活用に努める。**

4. 系統周波数調整(参考)

4.1 基本的考え方

系統の周波数を標準周波数に維持するため、平常時における全系統の負荷変動による周波数変動ならびに大電源脱落事故等の異常時における急激な周波数変動を、それぞれ次に示す範囲内に調整できるよう発電所の調整能力を確保する。

(2) 異常時としては、**大電源の脱落または基幹系統の分離等による周波数異常低下**と大容量負荷(含む揚水用動力)の脱落または基幹系統の分離等による周波数の異常上昇が考えられる。前者の場合には、非常に大きな電源不足量を発電機の調整だけで対処すると膨大な調整容量が必要となり著しく不経済となる。このため**他電力会社からの緊急応援電力の受電**、揚水負荷の遮断ならびに緊急負荷遮断などの対策を併用する。後者の場合には、一般的には発電機の调速機能など回転数上昇に対する危険防止の機能により電源余剰量が比較的少ない場合、許容限度以内におさまると考えられるが、基幹系統の分離等により著しい電源余剰量が発生する場合の対策としては、緊急電源遮断等の対策を考慮する。

III. 系統一般

3. 系統の具体的構成

3.2 基幹系統

(1) 電源系統

b. 電源の送電方式は、送電線の事故頻度、系統規模等を総合的に勘案し、事故時に発電力脱落を生じても周波数の変動など系統に及ぼす影響が許容され、かつ発電所の安全面、運転面で支障がない場合には、発電所母線を省略した**ユニット送電方式**※21 とする。

(注)※21 ユニット送電方式とは、送電線の1回線単位に発電機を接続して送電する方式で、送電線1回線事故停止で発電機が脱落することとなる。

(b) 火力発電所

周波数変動や供給力確保面等の供給信頼度ならびに起動電源供給方式、局配設備との関連、経済性等を総合的に検討し、問題がなければ**ユニット送電方式**を採用する。

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

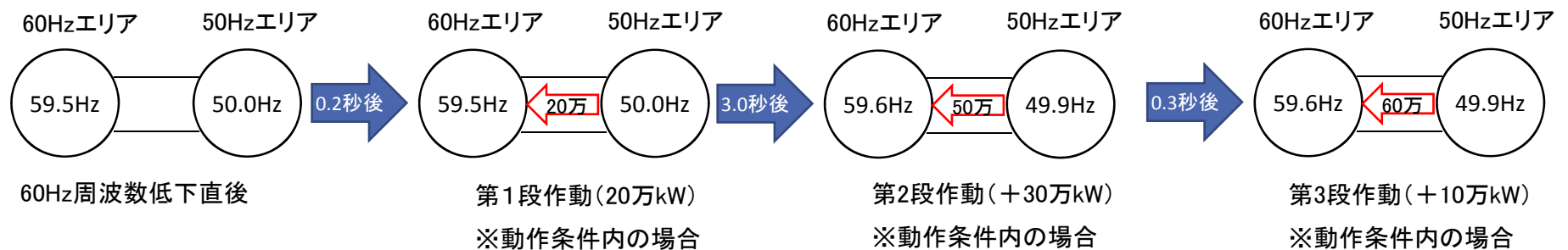
【EPPS動作設定値】

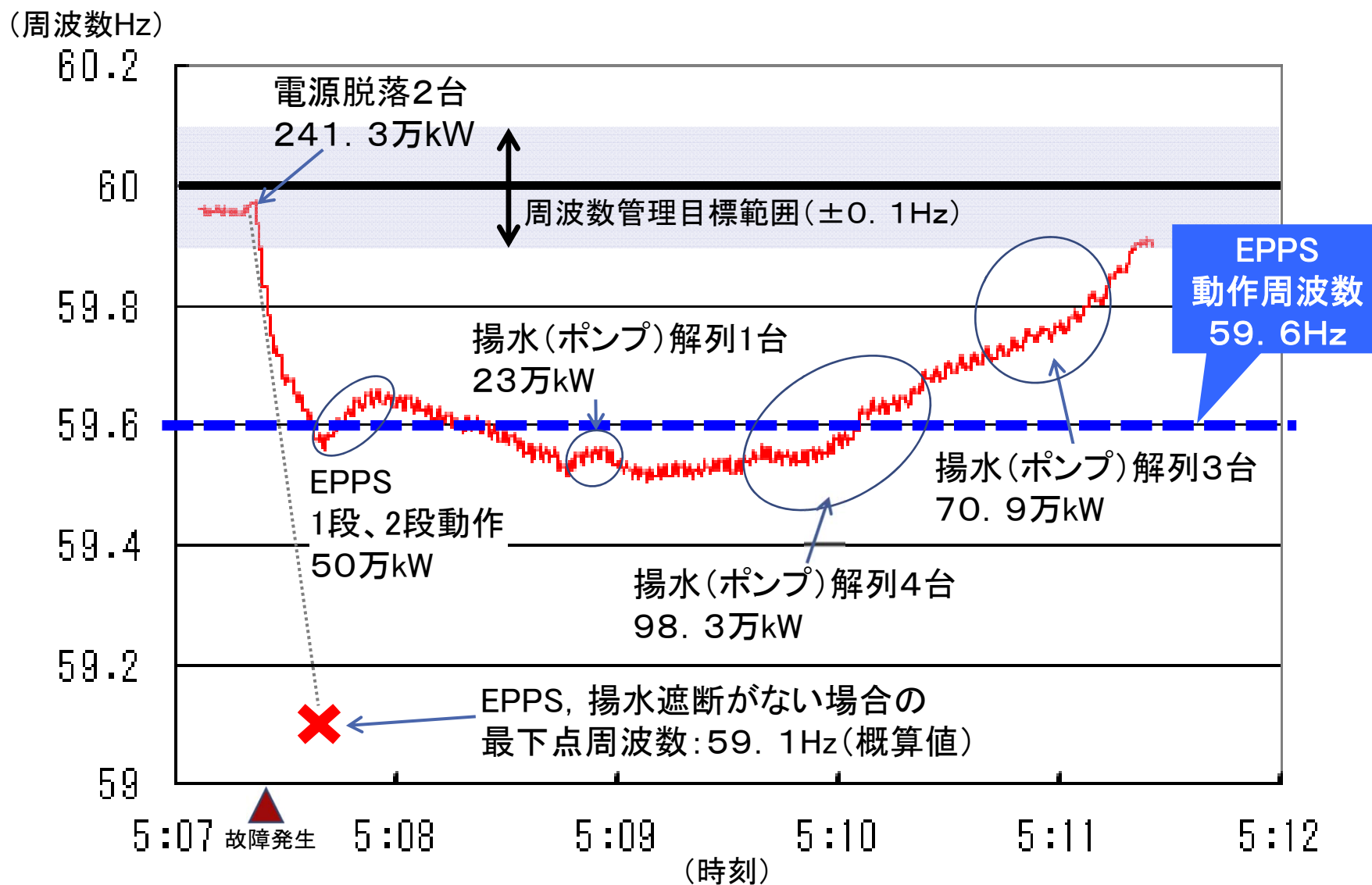
※作業等によりEPPS設定対象のFCを変更することがある。

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

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

【EPPS動作イメージ】





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

論点4: その他のマーシンの必要性・量

(1) 北海道本州間連系設備のその他のマーシンの量は如何にあるべきか(必要性を含め)

■ 北海道本州間連系設備のその他のマーシンの量(両方向)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】

○現状の北海道本州間連系設備の「その他のマーシンの」で考慮しているリスクへの対応は必要か。
(他の連系線では、同目的のマーシンは設定されていない。)



【議論の方向性】

・当該リスクは、交流連系線では、運用容量で対応している。
・北海道本州間連系設備の緊急停止は、最近の発生頻度は低下しているが、0にはできない。



○交流連系線では周波数維持面の運用容量の算出で考慮している内容であり、当該リスクについては、引き続き、対応することでどうか。



【更なる詳細論点】

○当該リスクへの対応方法については、運用容量での対応やマーシンの対応が考えられる。
⇒対応方法については、次回以降の委員会で議論する。

【現状のマーシンの設定量】

①順方向(本州向き)

・北本緊急停止時に北海道エリアの系統周波数が、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する量

※需要が小さい時は、ラインナップ中の火力発電所は、電圧維持・周波数調整面でマストラン電源となっているため、電源制限(＝一時的に解列)での対応はできない。

②逆方向(北海道向き)

・北本緊急停止時に北海道エリアの系統周波数が、49Hzを下回らないように北向き受電量を制限する量

【想定リスク】

・周波数が許容周波数変動範囲を逸脱し、供給支障が発生すること。
→交流連系線の運用容量で考慮しているリスクと同一。

【想定しているリスクの頻度】

①直流設備の計画外停止

年度	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
停止日数	3	3	1	0	0	0	0

②交流設備の計画外停止(北海道エリア送電線)

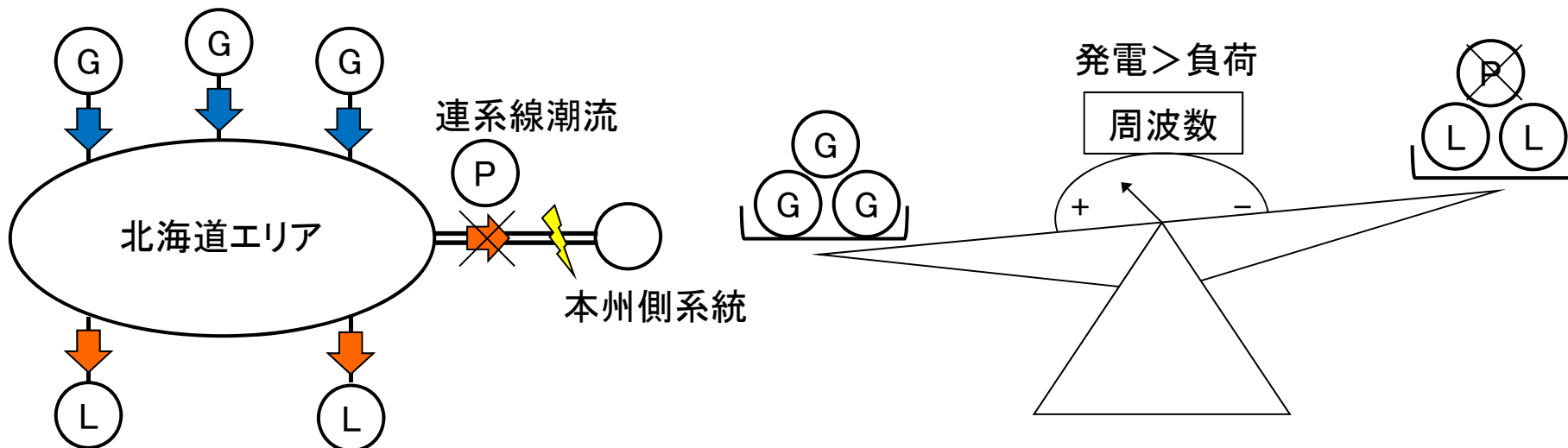
・平成17年度～平成26年度の10年間の北海道エリアのN-2故障

275kV送電線: 4件(内1件がルート断)

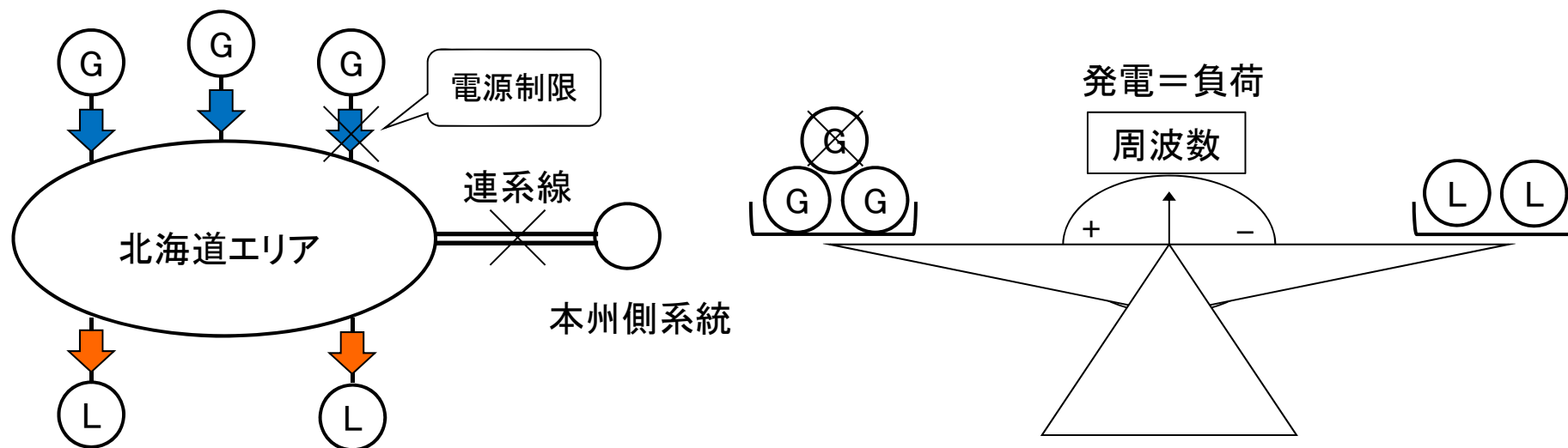
187kV送電線: 36件(内18件がルート断)

※275kVの道南幹線、または、187kVの函館幹線でルート断が発生すると、北海道本州間連系設備の潮流が0となる制約が生じるケースがある。

- 北海道エリアから本州側に送電時、連系線が遮断すると、北海道エリア内の発電と負荷のバランスがくずれ(発電>負荷)、周波数が上昇する。



- 北海道エリア内の発電機を遮断(=電源制限)し、発電と負荷のバランスをとり(発電=負荷)、周波数を回復する。

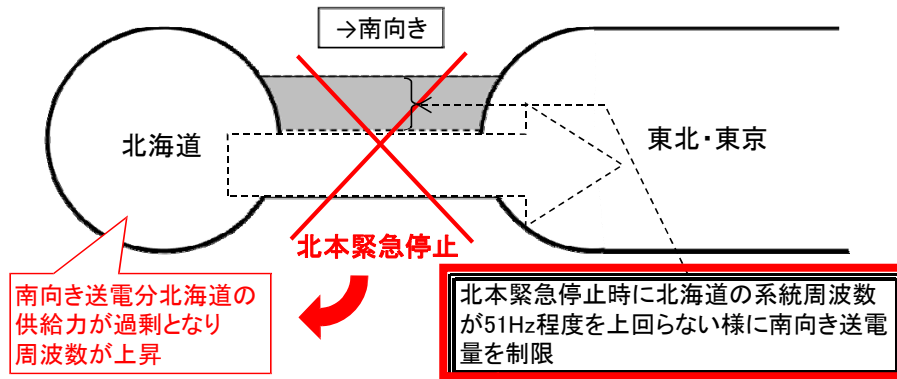


■ 「その他のマージン」の量については、具体的には下記の方法で計算。

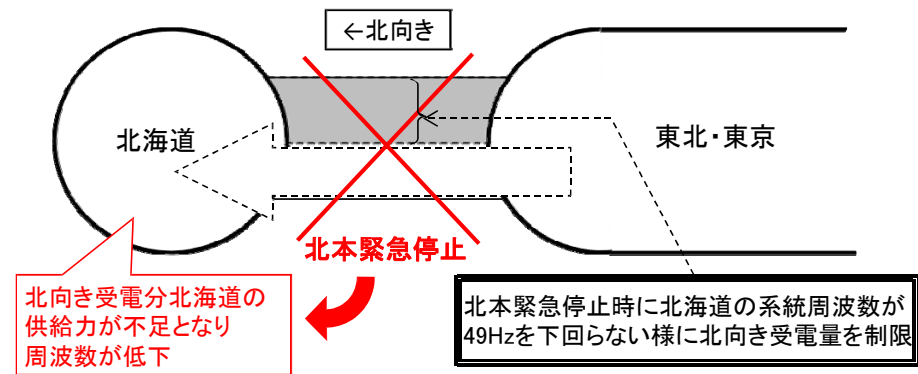
方向	目標周波数	算出方法	計算例
順方向: 東北向き	過渡的 51Hz以下 仕上がり 50.5Hz以下	<ul style="list-style-type: none"> ・電中研Y法による検討結果より、北本融通比率11%以下とする。 ・北本融通比率 = 北本潮流限度 / (北本潮流限度 + 最小需要) から ・北本潮流限度 = $0.11 / (1 - 0.11) \times$ 最小需要 ・マージン = 北本設備容量 - 北本潮流限度として算出する。 	<ul style="list-style-type: none"> ・最小需要 = 345.8万kWの場合 ・マージン = $60万kW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

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

▶ 「順方向:本州向き」のその他のマージンの条件(前頁の条件①)



▶ 「逆方向:北海道向き」のその他のマージンの条件(前頁の条件②)



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

【詳細条件】

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

(参考)

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

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

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

2. 設備の停止実績とその対応状況



2-1. 2009年度(平成21年度)実績

定期点検は、原則、春・秋に実施

計画/ 計画外	停止 種数	停止期間		停止 日数 [日]	原因	事象	故障 事象 番号	対応
		自	至					
計画停止 (定期点検)	片極	2009/5/12	2009/5/29	18	—	定期点検(1極)	—	—
	片極	2009/10/13	2009/10/16	4	—	定期点検(掃線)	—	—
	片極	2009/10/19	2009/10/23	5	—	定期点検(2極)	—	—
小計				27	日(うち双極停止 0日)			
計画外停止 (臨時点検・ 故障復旧作業 等)	片極	2009/8/10	2009/8/10	1	装置不具合	上北第1極 変換器制御装置の動作不良	①	制御装置調整済
	双極	2009/8/13	2009/8/13	1	試験	①調整後の確認試験	—	—
	双極	2009/8/28	2009/8/28	1			—	—
	片極	2009/9/19	2009/9/20	1	装置不具合	函館第2極 変換器の停止操作時の故障停止	②	制御装置調整済
	片極	2009/10/13	2009/10/13	1				
	双極	2009/10/23	2009/10/24	1	試験	②調整後の確認試験	—	—
	片極	2009/11/10	2009/11/11	2	点検	第1極 変換器の臨時点検(①に伴う詳細点検)	—	—
小計				8	日(うち双極停止 3日)			

※片極：▲30万kWの停止、双極：▲60万kWの停止

2009年度 計画停止率 3.70% (日ベース)、2.57% (時間ベース)
計画外停止率 1.51% (日ベース)、0.39% (時間ベース)

2. 設備の停止実績とその対応状況



2-2. 2010年度(平成22年度)実績

定期点検は、原則、春・秋に実施
(注:1月実施のものは、秋の定期点検の積み残し)

計画/ 計画外	停止 極数	停止期間		停止 日数 [日]	原 因	事 象	故障 事象 番号	対 応
		自	至					
計画停止 (定期点検)	片極	2010/5/18	2010/5/31	14	—	定期点検 (1極)	—	—
	片極	2010/10/18	2010/10/22	5	—	定期点検 (2極)	—	—
	片極	2010/10/26	2010/10/29	4	—	定期点検 (帰線)	—	—
	片極	2011/1/10	2011/1/11	1	—	定期点検 (1極) (注)	—	—
	双極	2011/1/11	2011/1/14	4	—	定期点検 (双極) (注)	—	—
小計				28	日 (うち双極停止 4日)			
計画外停止 (臨時点検・ 故障復旧作業 等)	片極	2010/5/31	2010/6/1	1	装置不具合	上北第1極 変換器起動時の制御装置の動作不良	③	制御装置調整済
	片極	2010/11/9	2010/11/10	1	落雷 +装置不具合	本州側交流系統への雷撃による瞬時停電に伴う変換器の自動停止	④	制御装置調整済
	双極	2010/12/18	2010/12/18	1	落雷 +装置不具合	直流架空送電線 (帰線) への雷撃時の遮断器の不動作	⑤	帰線の遮断器の臨時点検済
	双極	2011/3/11	2011/3/13	2	地震	東日本大震災による本州側交流系統の広域停電による自動停止	—	本州側交流系統の復旧に応じて運転を再開 (設備異常なし)
小計				5	日 (うち双極停止 3日)			

※片極：▲30万kWの停止、双極：▲60万kWの停止

2010年度 計画停止率 4.38% (日ベース)、3.17% (時間ベース)
計画外停止率 1.10% (日ベース)、0.58% (時間ベース)

5

【参考2】設備の計画外停止実績とその対応状況



○計画外停止詳細【1/2】

停止 種数	停止期間		停止日数・時間		原因	事象	事象 番号	対応
2010(H22)年度								
双種	2011/3/11 14:48	2011/3/13 0:08	2日	33時間 20分	地震	東日本大震災による本州側交流系統の広域停電による自動停止	—	本州側交流系統の復旧に応じて運転を再開(設備異常なし)
			2日	33時間 20分	(うち双種停止 2日)			
2011(H23)年度								
双種	2011/4/7 23:33	2011/4/8 20:30	1日	20時間 57分	地震	東日本大震災の余震による本州側交流系統の広域停電による自動停止	—	本州側交流系統の復旧に応じて運転を再開(設備異常なし)
片種	2011/4/8 20:30	2011/4/9 3:30	1日	7時間 0分				
片種	2011/7/12 13:32	2011/7/12 21:55	1日	8時間 23分	落雷 +装置不具合	本州側交流系統への雷撃による瞬時停電に伴う変換器の自動停止	①	制御装置を改修済
片種	2011/8/27 20:00	2011/8/28 3:54	1日	7時間 54分	装置不具合	上北第1種 変換器のサイリスタ素子の不良	②	変換器の不良部品を交換済
片種	2011/9/2 20:30	2011/9/4 17:02	2日	44時間 32分	装置不具合	第2種用ケーブル接続部(陸上)の漏油による補修作業のための停止	③	漏油箇所の補修済 漏油原因となるケーブルの熱による伸縮を抑制する冷却装置を設置済
片種	2011/9/22 22:04	2011/9/25 21:55	3日	71時間 51分	点検	臨時点検(2種)(震災前に決定していた停止作業を繰延べて実施)	—	—
片種	2011/10/1 0:00	2011/10/2 12:54	2日	36時間 54分	装置不具合	第1種用ケーブル接続箱(陸上)の端部で変形が確認され、漏油が懸念されたことから臨時調査を実施	④	漏油等異常が無いことを確認済
片種	2012/1/25 16:40	2012/4/6 0:00	72日	1,711時間 20分	その他	貨物船が錨を垂下したまま航行したことによる佛線海底ケーブルの断線	⑤	海底ケーブル損傷区間の張替済 船舶の業界団体など関係機関に注意喚起を実施済
	2012/4/6 0:13	2012/4/6 3:02	1日	2時間 49分	実系統試験	上記断線の復旧確認試験		
			84日	1,911時間 40分	(うち双種停止 1日)			

【参考2】設備の計画外停止実績とその対応状況



○計画外停止詳細【2/2】

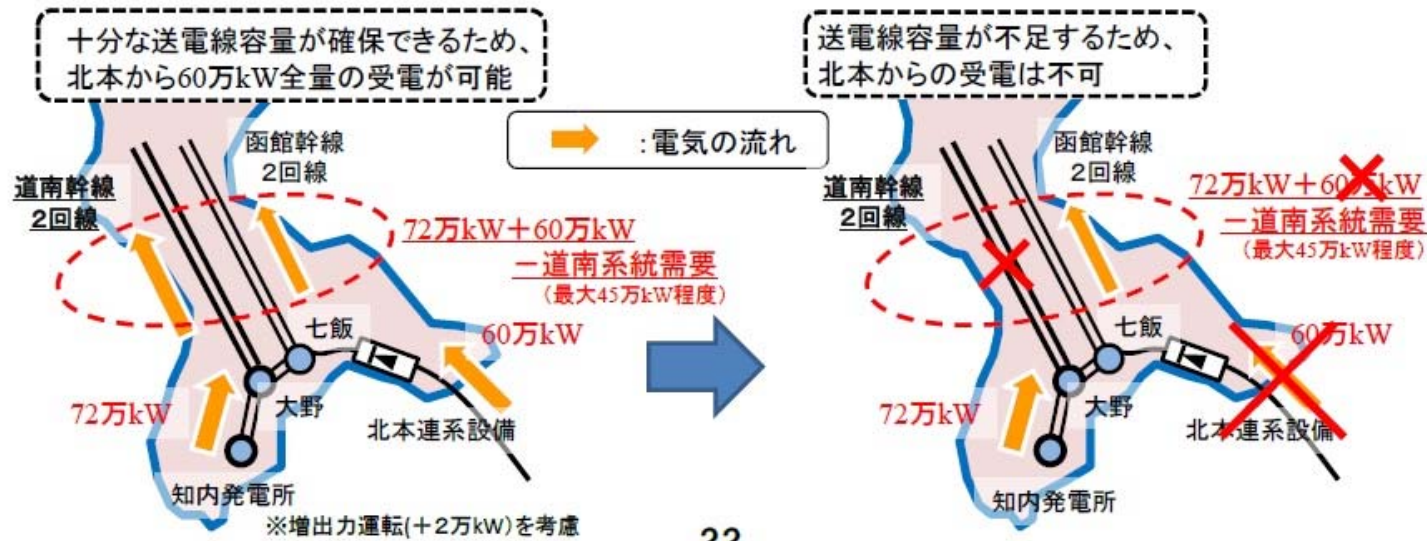
停止種数	停止期間		停止日数・時間		原因	事象	事象番号	対応
2012(H24)年度								
片種	2012/4/4 4:28	2012/4/4 8:27	1日	3時間 59分	落雷 +装置不具合	本州側交流系統への雷撃による瞬時停電に伴う変換器の自動停止	⑥	制御装置を改修し、恒久対策済
片種	2012/4/6 0:00	2012/4/8 22:20	3日	70時間 20分	装置不具合	第2種用ケーブル接続部(陸上)の漏油による補修作業のための停止	⑦	漏油箇所の補修済
片種	2012/4/7 19:32	2012/4/8 22:20	2日	26時間 48分	装置不具合 +予防措置	帰線クランプ部発熱部の補修及び予防措置のための停止	⑧	帰線クランプ発熱部補修済
片種	2012/4/30 20:04	2012/5/1 3:20	1日	7時間 16分				
片種	2012/6/3 6:20	2012/6/3 17:11	1日	10時間 51分	装置不具合	上北第1種制御装置不具合による変換器の自動停止	⑨	制御装置を改修し、恒久対策済
片種	2012/7/18 7:00	2012/7/19 14:00	2日	31時間 0分	装置不具合			
片種	2012/10/1 23:00	2012/10/2 1:00	1日	2時間 0分	装置不具合			
			11日	152時間 14分	(うち双極停止 0日)			
2013(H25)年度								
片種	2013/8/13 0:33	2013/8/13 5:26	1日	4時間 53分	その他	本州側交流系統からの高調波電流入増大による上北第1種交流フィルタ過負荷	⑩	交流フィルタを増容量し、保護装置調整済
片種	2013/8/23 20:56	2013/8/24 2:50	1日	5時間 54分	落雷	直流架空線(2号線)への雷撃に伴う第2種自動停止	⑪	保護装置調整済
			2日	10時間 47分	(うち双極停止 0日)			
2014(H26)年度								
なし								
2015(H27)年度								
なし								



5. 送電設備事故による影響 (1) (2012年11月27~28日の暴風雪事故)

- ・道央系統と道南系統は、275kV道南幹線2回線と187kV函館幹線2回線で連系されています。
- ・2012年11月27日には暴風雪により道南幹線が2回線とも停止し、北本連系設備を通じた受電量に制約が生じました。

送電線連系数 4回線連系 (道南幹線2回線+函館幹線2回線) 平常系統時	→	2回線連系 (函館幹線2回線) 道南幹線2回線停止時
北本受電可能量 60万kW ※11月27日は北本片極停止作業により受電可能量は30万kW	→	ゼロ (受電不可)



出典: 北海道電力株式会社プレスリリース「今夏の電力需給状況と今冬の電力需給見通しについて」2013年10月1日

2. 交流系統線路停止時の連系潮流限度 (北海道側条件)

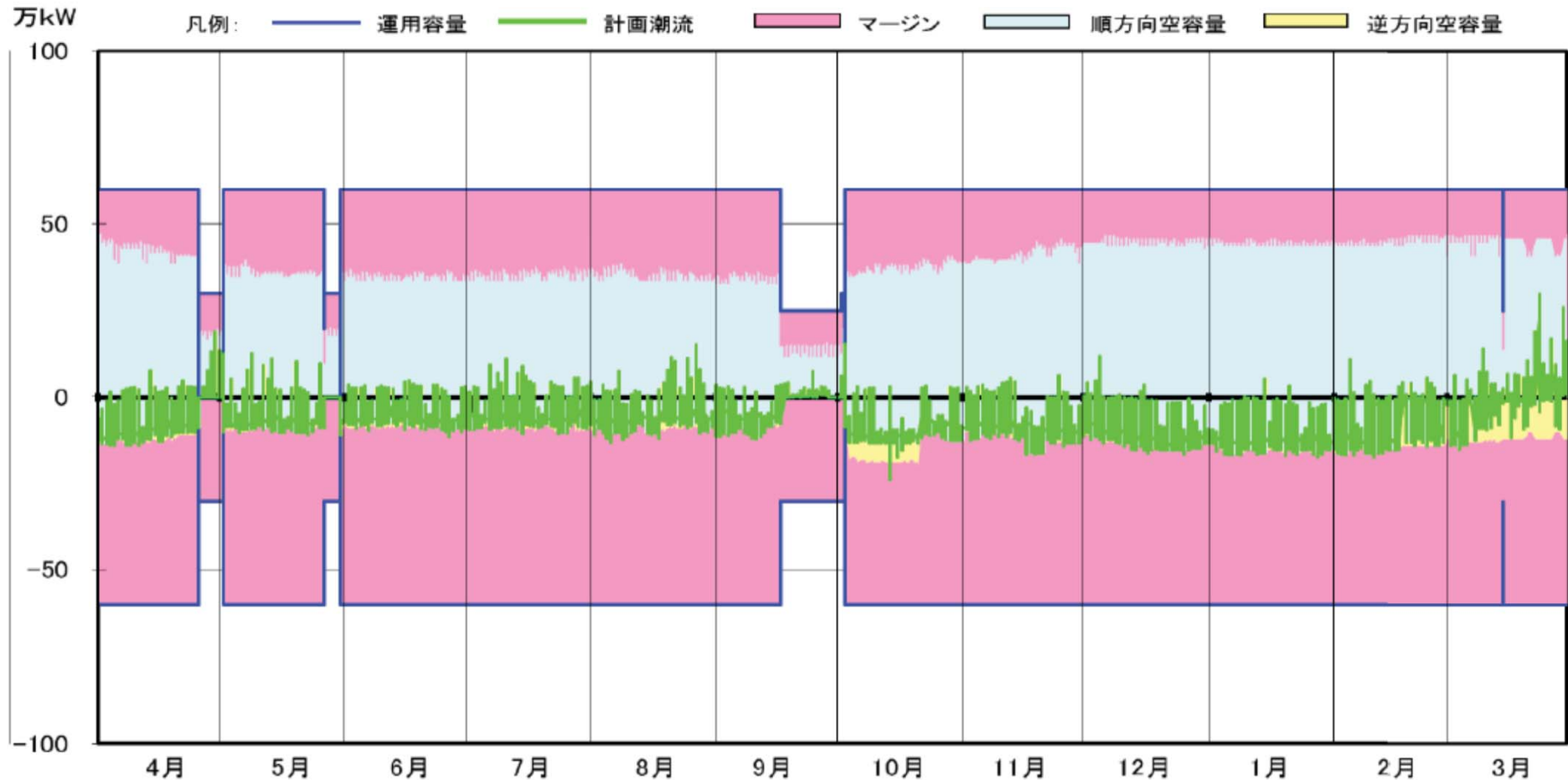
(MW)

潮流限界 連系 回線 数等 潮流方向	連系線潮流限界値							
	知内 発電 所	大野 変電所 SVC	連系回線数					1回線
			4回線	3回線	2回線			
				道南幹線	道南幹線 函館幹線	函館幹線		
逆方向 (本州 ⇒北海道)	2台 運転	運転	600	450	550	250	0	0
		停止						
	1台 運転	運転	600	600	600	300	300	150
		停止						
	停止	運転	600	600	500	300	300	150
		停止			300			
順方向 (北海道 ⇒本州)	2台 運転	運転	600 (大野線1回 線500)	600 (大野線1回 線400)	600 (大野線1回 線300)	300	300	0
		停止						
	1台 運転	運転	600	600 (大野線1回 線500)	600 (大野線1回 線300)	300	250	0
		停止						
	停止	運転	500	250	300	0	0	0
		停止	300	200	0			

□の条件時に潮流が0に制限される。

出典: 北海道電力株式会社「連系線運用マニュアル」

(1)北海道本州間連系設備(北海道・本州間電力連系設備)



出典: 広域の運営推進機関年次報告書-平成27年度版-

以上