

運用容量算出における 課題の検討について

平成28年12月16日

- ◆昨年度から検討を行ってきた、中・長期的課題について今年度引き続き検討を行ってきた。
- ◆今年度の検討結果を今回の運用容量検討会で取りまとめる。
- ◆継続件名については引き続き次年度検討を行うが、次年度の検討条件を定めるまでに検討が必要な項目については今年度検討を継続する。

1. 運用容量算出における課題

項目	今年度の課題	今年度の進捗				今回の整理
		6月	9月	12月	3月	
周波数維持	周波数低下限度幅	各エリアの自家発、再エネ連系量の調査、周波数継電器整定値の調査	解列する発電機量と周波数低下幅の確認	周波数変動幅の織込み方の整理		完了
	系統特性定数の確認	中西地域シミュレーション時の諸元調査	東北エリアの定数算出方法検討		次年度継続検討	継続検討(次年度)
	EPPSの考慮 (中国九州間連系線(中国向))	2段、3段を考慮できるか検討(動作条件により、2段、3段は動作しない可能性がある)	調整力及び需給バランス評価等に関する委員会		現状のEPPSの整定の考え方を確認	検討方法の整理
同期・電圧安定性	フリンジ量の設定	今後の方向性整理				完了
	再生可能エネルギーの考慮	太陽光を除いた残余需要の最小発生時刻の状況確認	軽負荷期の昼間帯、夜間帯発電機並列状況調査	影響の確認		完了 ²⁾
熱容量	冬季の熱容量(架空送電線部分)	周波数維持に対して冬季熱容量が制約とならないか確認		現場調査による確認	適用の検討	継続検討(今年度)
その他	1回線停止時の運用容量 ¹⁾	1回線停止時の現状の考え方の確認(周波数維持が決定要因の連系線)	考え方の整理	その他の連系線の考え方の整理		完了

1) 当初フリンジ量の設定の項目に入れていたが、フリンジを考慮している連系線だけでなく全連系線を対象にしたため別項目にした

2) 昨年度長期的課題とした再生可能エネルギーの織り込み量、模擬方法については次年度継続検討とする

太枠 : 今回整理

◆今年度の進め方

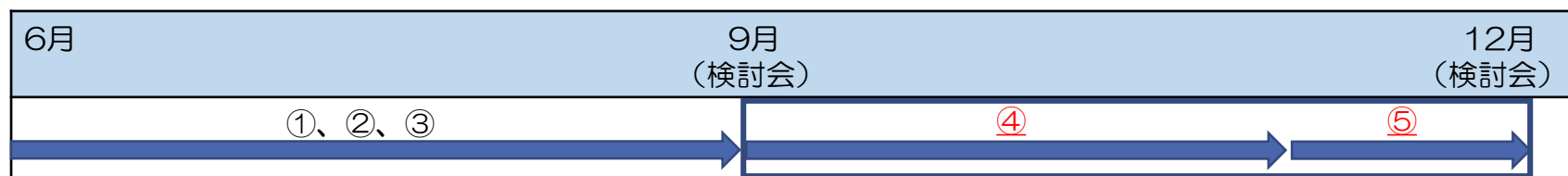
【取りまとめ箇所】

- ①各エリアの自家発の連系量を調査【広域】
⇒自家発関係の協会などの統計データを調査（エリア、容量、系統接続電圧、設置年）
- ②各一般送配電事業者にて再生可能エネルギーの連系量を調査【広域】
⇒供給計画の値より想定（エリア、容量、系統接続電圧）
- ③各一般送配電事業者にて単独運転防止のために解列される周波数継電器の整定値の調査【広域】
⇒単独運転防止のために解列される周波数（周波数継電器の整定値）を調査。（実際の整定値の調査は困難と思われるため、推奨値のようなものを設定していればその値）

<今回の実施事項>

- ④①～③より周波数低下時の発電機の脱落量を試算し影響の評価【広域】
⇒連鎖的に解列する発電機量とその際の周波数低下幅を確認
- ⑤取りまとめ、今後の進め方の検討【広域】
⇒周波数変動幅の織り込み方について整理

◆主なスケジュール



2-1. 周波数低下幅の試算

④①～③より周波数低下時の発電機の脱落量を試算し影響の評価（周波数低下幅の確認）

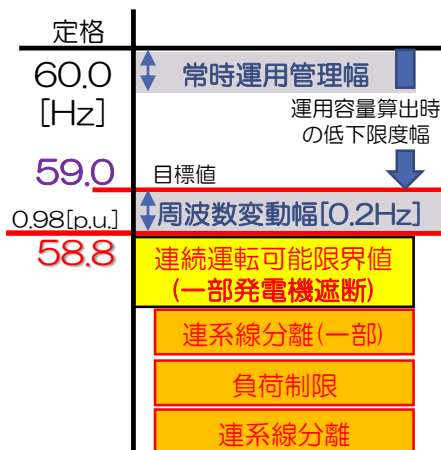
➤ 試算の条件

- 中国九州間連系線でルート断故障が発生した場合の九州を除いた中西地域5エリアの周波数低下を想定。ルート断故障が発生し ω -58.8Hzを下回ると発電機が解列することによりさらにどの位周波数が下がるか試算。
- ①～③より求めた「解列する発電機設備量」に故障発生前の発電機出力（%）をかけて電源脱落量を想定。
- 各発電機の出力の確認は数が多く現実的ではないため、P.8で想定した発電機出力（%）を参考に少なくとも昼間帯は50%、夜間帯は20%出力していると想定。
- 系統容量は周波数低下幅が最小となるH27年度最大実績値を使用。

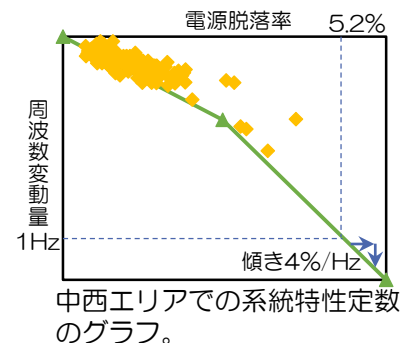
$$\text{周波数低下幅 (Hz)} = \text{電源脱落量 (万kW)} / \text{系統容量 (万kW)} / 4^{1)} (\%)$$

1) 系統特性定数のグラフの1.0Hzより低下した場合も1Hz付近の傾き4%を使用（電源脱落率4%増加でさらに1Hz下がる）

$$\text{電源脱落量 (万kW)} = \text{解列する発電機設備量 (万kW)} \times \text{発電機出力 (\%)}$$



周波数 (Hz)	解列する発電機設備量 (累積) (万kW)
58.8	810.8
58.5	1287.5
58.2	1327.8
⋮	⋮



想定される電源脱落量は、連鎖脱落につながる電源脱落量に比べてかなり多い量である。

(昼間帯の連鎖脱落につながる脱落量89.1万kWに対して想定電源脱落量は50%出力で405.4万kW、夜間帯72.4万kWに対して20%出力で162.1万kWと想定される)

○電源脱落量の想定

調査の結果、想定される電源脱落量は以下の通り。

$$\text{電源脱落量 (万kW)} = \text{解列する発電機設備量 (万kW)} \times \text{出力 (\%)}$$

周波数 (Hz)	解列する発電機設備量 (累積) (万kW)	電源脱落量 (万kW)		
		100%出力	50%出力	20%出力
58.8	810.8	810.8	405.4	162.1
58.5	1287.5	1287.5	643.7	257.5
58.2	1327.8	1327.8	663.9	265.5
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮

<参考>連鎖脱落につながる電源脱落量

電源脱落4%で1.0Hz下がることから、連鎖脱落につながる0.3Hz低下する電源脱落量 (万kW) は下の表の通り。58.8Hzを下回り、昼間帯で89.1万kW、夜間帯で72.4万kW電源脱落が発生すれば58.5Hzまで下がり、以下同様に連鎖脱落につながる。

0.3Hz低下する電源脱落量 (万kW)

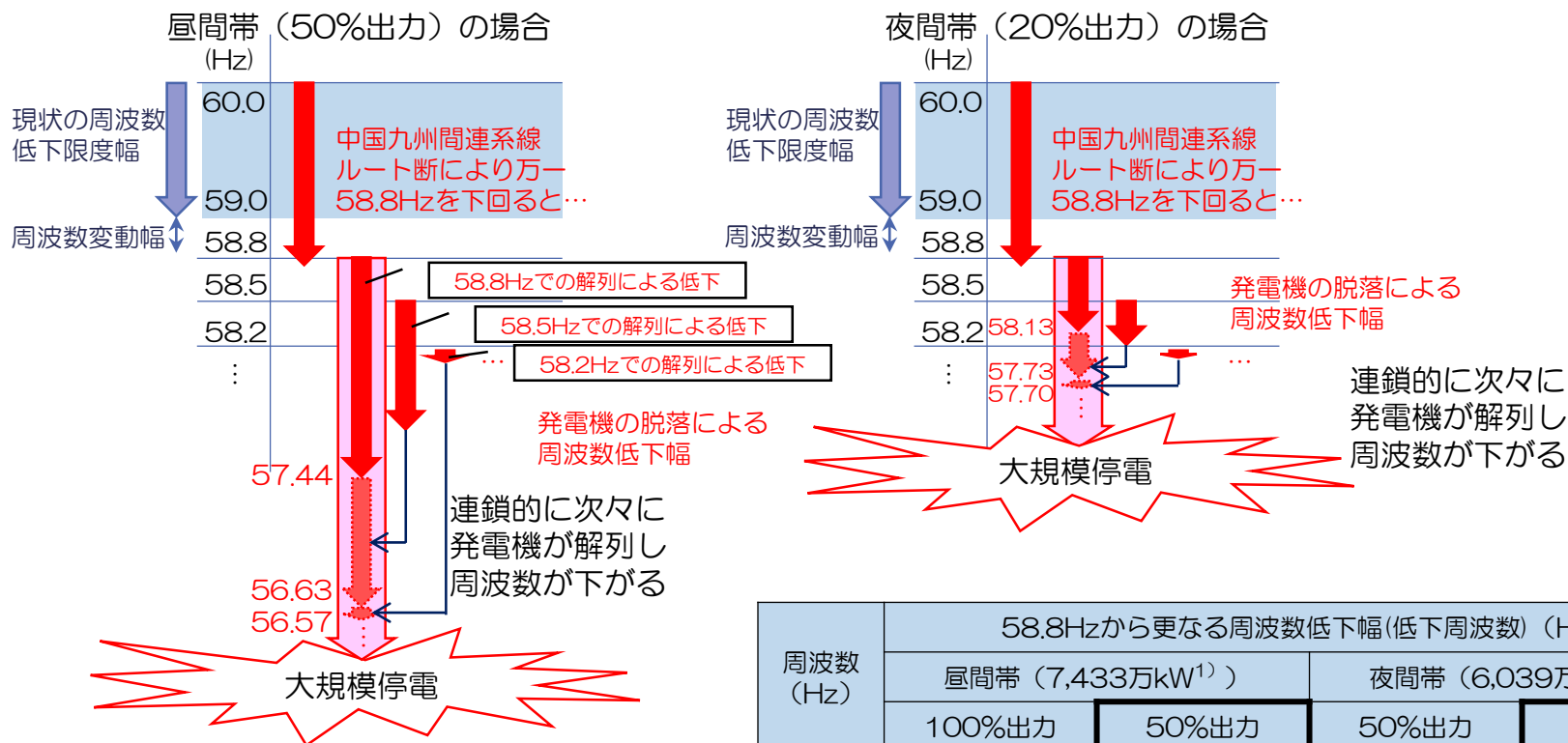
	昼間帯	夜間帯
系統容量 ¹⁾ (万kW)	7,433	6,039
電源脱落量 (万kW)	89.1	72.4

1) H27年度昼間帯、夜間帯それぞれの九州を除いた中西地域5エリアの系統容量の最大実績

2-1. 周波数低下幅の試算

○周波数低下幅の確認

58.8Hzを下回り発電機が解列すると58.5Hzを下回り、58.5Hzを下回り発電機が解列すると58.2Hzを下回り、・・・と連鎖的に発電機が解列し大規模停電に至ることが想定される。

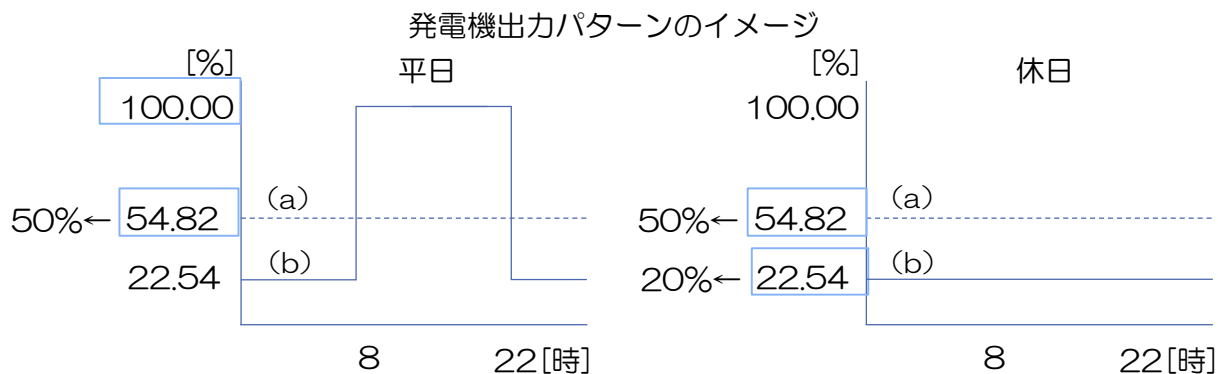


周波数 (Hz)	58.8Hzから更なる周波数低下幅 (低下周波数) (Hz)			
	昼間帯 (7,433万kW ¹⁾)		夜間帯 (6,039万kW ¹⁾)	
	100%出力	50%出力	50%出力	20%出力
58.8	2.73(56.07)	1.36(57.44)	1.68(57.12)	0.67(58.13)
58.5	4.33(54.47)	2.17(56.63)	2.66(56.14)	1.07(57.73)
58.2	4.47(54.33)	2.23(56.57)	2.75(56.05)	1.10(57.70)
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮

1) H27年度昼間帯、夜間帯それぞれの九州を除いた中西地域5エリアの系統容量の最大実績

○中西地域の自家発の認可出力¹⁾ (kW) と発電電力量²⁾ (千kWh) から自家発の発電機出力は、
 昼間帯は100%~50%、夜間帯は50%~20%³⁾ とした。

- 1) 資源エネルギー庁 電力調査統計「5-(1)自家用発電所認可出力表」(平成28年3月末現在)
- 2) 資源エネルギー庁 電力調査統計「5-(2)発電及びその他電力量実績」(平成27年度下期)
- 3) 対象となる全発電機の合計出力の割合であり発電機単体の出力を表すものではない。



(a) 全期間通じて同出力で運転した場合 (平均値)

	全期間同出力 ⁴⁾
発電機出力 (%)	54.82

(b) 平日 (月~金) 昼間 (8~22時) は100%出力、その他は一定出力で運転した場合
 (休日、夜間は電気料金が割安なため自家発は出力を抑えていると想定)

	平日昼間	その他
発電機出力 (%)	100.00	22.54

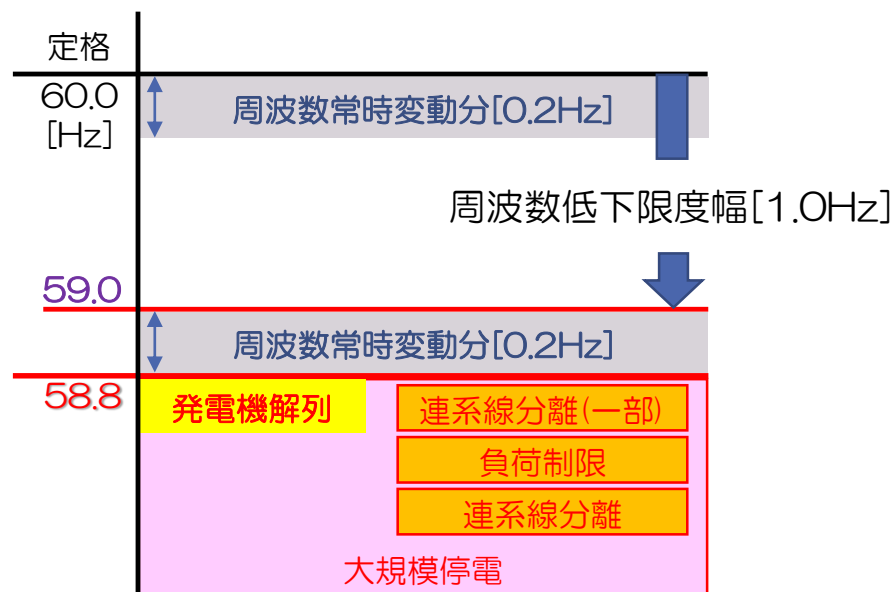
4) 算出式

$$\begin{aligned} \text{発電機出力 (\%)} &= \frac{59,522,040^{2)} \times 1,000 \text{ (kWh)}}{24,722,761^{1)} \text{ (kW)} \times 183 \text{ (日)} \times 24 \text{ (時間)}} \times 100 \\ &= 54.82 \text{ (\%)} \end{aligned}$$

⑤取りまとめ、今後の進め方の検討

○周波数変動幅の織り込み

以上より、中西地域の周波数が58.8Hzを下回ると大規模停電に至ることが想定される。そのため、ルート断故障発生時に事前周波数が変動していても58.8Hzを下回らないよう、常時変動分(0.2Hz)を考慮し、周波数低下限度幅は1.0Hzとする。



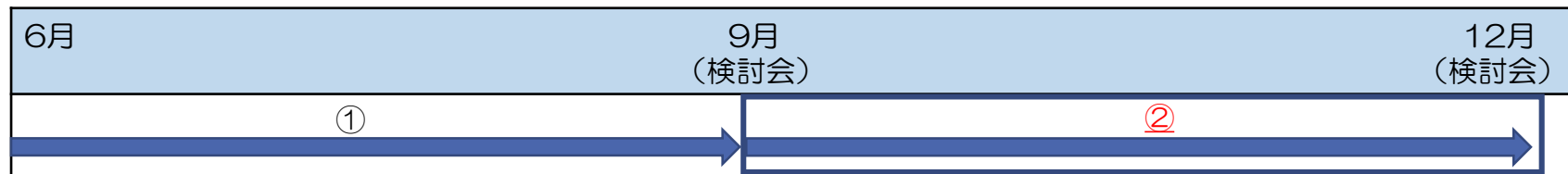
◆今年度の進め方

- ①平成8年度に実施した中西地域のシミュレーション条件等を調査【広域】
 - ⇒発電機のモデル化方法
 - ⇒モデルの評価方法
 - ⇒ガバナの考慮方法
 - ⇒発電機出力の持ち方（バランス）等

<今後の対応>

- ②東北エリアの定数算出方法検討【広域】
 - ⇒中西地域の諸元よりシミュレーション条件を整理
 - ⇒発電機出力の持ち方（バランス）等検討

◆主なスケジュール



②東北エリアの定数算出方法検討（案）

- 平成8年度に実施した中西地域のシミュレーション条件等を参考に以下の条件で算出を行う。

➤ シミュレーション条件

手法：電中研Y法

系統：5月、8月の昼間、夜間断面

電源：各発電機の特性を考慮¹⁾（ガバナフリー容量、プラント定数等）

ガバナフリー容量 3%

負荷：周波数特性 4.0%MW/Hz

1) 発電機の特性について

- タービンガバナ系のモデル化と、プラント系のモデル化を模擬した東北エリアのモデルを使用

➤ 計算方法

5月、8月の昼間帯、夜間帯の各断面の系統において相馬双葉幹線に東北向き潮流を流した状態で、1・2L両端同時開放を複数のパターン行い、その際の周波数応動（最低周波数）を確認。

来年度も引き続き検討を進めていく

※当面の間は現状の8.0%とする

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会でマージンについて検討されており、不要となればEPPSの考慮ができないため、結果を確認の上検討を始めるとしていた。

11月24日の第11回の委員会で、西向き60万kWのマージンを維持することが適当であると判断されたことから、EPPSの2段、3段を考慮できるか等について、次年度検討を行う。

平成28年度第2回運用容量検討会資料1より抜粋

3-3. EPPSの考慮（中国九州間連系線(中国向)）

14

◆昨年度の検討

- 中国九州間連系線（中国向）においてEPPS（緊急時融通装置）により東地域からの融通を考慮できないか検討¹⁾
 - ⇒東地域の周波数がEPPS動作条件（49.9Hz以上）を満たす周波数滞在率は99.7%以上あり、EPPS1段の動作は考慮できることを確認した。

1 現状EPPS分がマージンとして設定されている。調整力及び需給バランス評価等に関する委員会でこのマージンについて検討されており、マージンの考え方が変わればEPPSの考慮も変わる可能性がある。

◆今年度の課題

- 1段動作までの時間遅れの影響（59.6Hzに下がるまで融通されない）
- 2・3段動作の可能性を踏まえた追加見込み量

参考）EPPSの動作条件（50Hz→60Hz）
周波数低下側：59.6Hz以下
健全側：49.9Hz以上

3-3. EPPSの考慮（中国九州間連系線(中国向)）

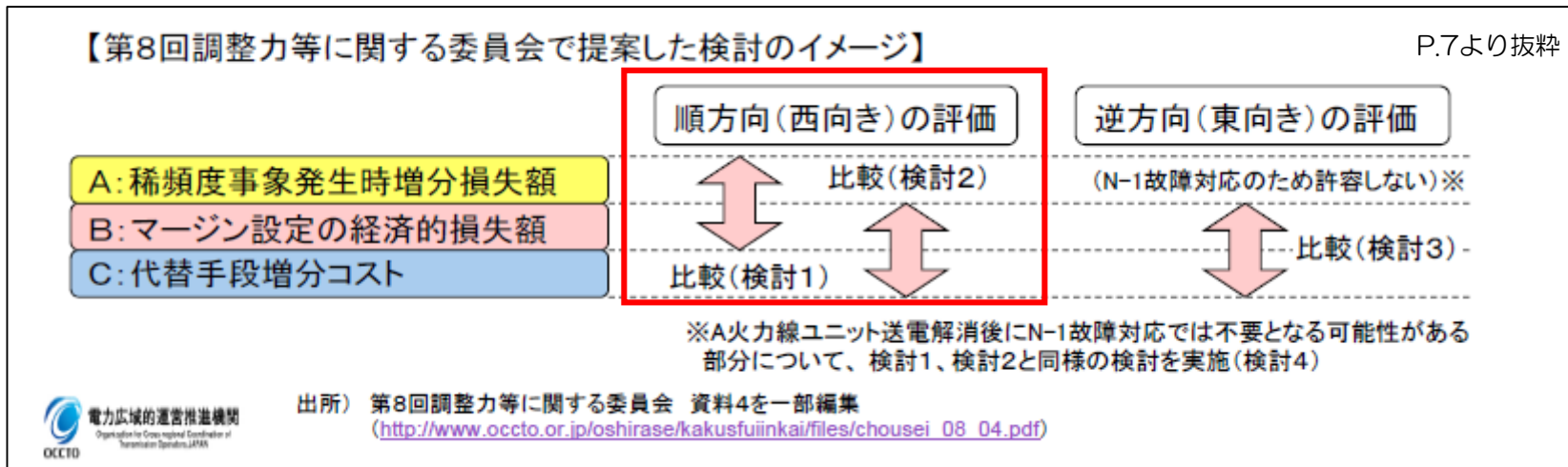
15

◆今年度の進め方

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で、EPPS分が設定されているマージンについて検討されており、結果を確認の上検討を始めます。

- ①現状のEPPSの機能、整定値、その考え方を確認【東京、中部】
 - ⇒1段動作すれば2段も動作すると考えられるのか、3段はどうか。また見込める量はどの程度か。
 - ⇒現状の考え方で2段動作する条件を整理できるか（需要〇万kW以上の場合は考慮できる等）
 - ⇒同じく3段動作する条件を整理できるか（需要〇万kW以上の場合は考慮できる等）
- ②検討方法整理【広域】（①で整理できない場合）
 - ⇒1段動作後の周波数変化はシミュレーションでの解析が必要か（1段動作までの時間遅れの影響確認は）
 - ⇒2段、3段動作する条件を整理できるか（需要〇万kW以上の場合は考慮できる等）
 - ⇒動作条件の変更は必要か

第11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より抜粋



2. 順方向(:西向き)のEPPSのマージンの必要性、量について 検討1

9

- 検討1「N-2以上の故障で現状以上の停電を許容するか」(EPPS相当機能の必要性)について、
 A: 稀頻度事象発生時増分損失額、及び、B: マージン設定の経済的損失額を試算した。
 ⇒ マージン設定の経済的損失額が小さいため、マージン60万kWを維持することが適当ではないか。
 ※前提条件(分断状況、電源構成等)が変化した場合は、再評価を実施する必要がある。

2. 順方向(:西向き)のEPPS相当機能の代替手段の評価について 検討2

10

- 検討2「EPPS相当機能の代替手段の評価」(検討1でEPPS相当機能が必要であるとする場合)について、
 B: マージン設定の経済的損失額、及び、C: 代替手段増分コストを試算した。
 ⇒ マージン設定の経済的損失額が小さく、代替手段ではなくマージン60万kWで実現することが適当ではないか。

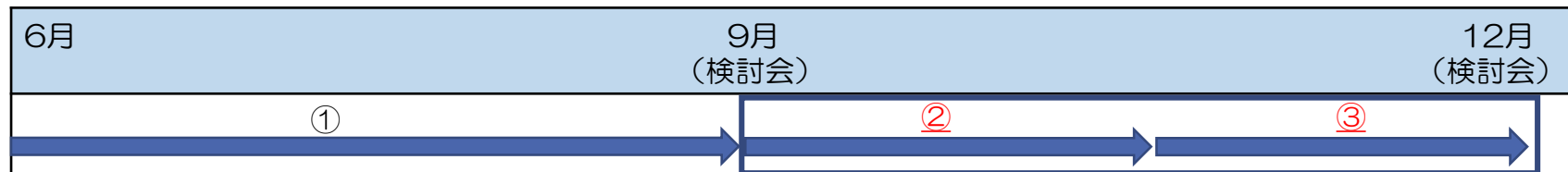
◆今年度の進め方

- ①需要が軽く太陽光発電の出力が大きいと考えられる直近の4月、5月の最小需要発生時間の状況を確認し、検討断面の見直しが必要か確認する。【広域】
⇒太陽光の実績を各電力にて算出し、太陽光除きの需要（太陽光発電分を需要の減少分とみなした値）から最小需要発生時間の状況を確認

<今回の実施事項>

- ②①で最小需要発生時間のシフトが見られた場合、該当エリアの軽負荷期の休日昼間帯、夜間帯の発電機並列状況、出力状況を調査する。【広域】
⇒軽負荷期（直近の4月、5月）の休日（晴天時）の昼間帯と夜間帯の同期発電機のユニットごとの並列状況、出力状況を確認し、発電機台数が少ない断面が昼間帯へシフトしていないか確認する。10月、11月についても同様に確認する。
- ③同期安定性の検討断面に影響があるか整理【広域】
⇒上の調査結果をもとに検討断面の影響を確認し、見直しが必要か確認する。

◆主なスケジュール



②①で最小需要発生時間のシフトが見られた場合、該当エリアの軽負荷期の休日昼間帯、夜間帯の発電機並列状況、出力状況を調査する。

○中西エリアでのH28年4月、5月、10月、11月前半の日曜日の内、実績需要と太陽光を除いた残余需要との差が大きい日（太陽光出力の大きい日）（3日間）の火力発電機、揚水発電機の並列台数と出力を調査した。

○実績需要の最小発生時刻（夜間帯）と残余需要の最小発生時刻（昼間帯）の発電機状況を調査した。

<調査結果>

- ・調査した結果、5月22日は実績需要の最小発生時刻の7時では86台あった発電機が、残余需要の最小発生時刻の11時では74台と12台減少している。また、4月17日も11台減少している。
- ・秋の調査では11月13日に18台減少している。
- ・エリアにより減少量にはばらつきがあり、特に九州エリアでは減少が顕著である。

5月22日

エリア	夜間帯（7時）				昼間帯（11時）			
	発電機台数	発電機出力 (万kW)	揚水台数	揚水出力 (万kW)	発電機台数	発電機出力 (万kW)	揚水台数	揚水出力 (万kW)
中部	29	744	3	-40	25	742	9	-161
北陸	4	157	0	0	4	159	0	0
関西	18	774	5	-119	18	805	4	-81
中国	15	351	1	-1	13	341	4	-88
四国	5	207	0	0	5	193	1	-30
九州	15	411	0	0	9	311	6	-174
合計	86	2,644	9	-160	74	2,551	24	-534

12台減

4月17日

エリア	夜間帯（7時）				昼間帯（14時）			
	発電機台数	発電機出力 (万kW)	揚水台数	揚水出力 (万kW)	発電機台数	発電機出力 (万kW)	揚水台数	揚水出力 (万kW)
中部	31	823	0	0	29	742	4	-70
北陸	4	174	0	0	4	180	0	0
関西	20	827	3	-59	20	787	6	-149
中国	15	373	1	-2	14	246	3	-85
四国	7	241	0	0	7	183	1	-29
九州	19	495	0	0	11	324	7	-194
合計	96	2,933	4	-61	85	2,462	21	-527

11台減

5月8日

エリア	夜間帯（8時）				昼間帯（11時）			
	発電機台数	発電機出力 (万kW)	揚水台数	揚水出力 (万kW)	発電機台数	発電機出力 (万kW)	揚水台数	揚水出力 (万kW)
中部	26	685	3	-58	26	675	7	-154
北陸	5	184	0	0	5	187	0	0
関西	17	772	8	-185	17	787	7	-164
中国	15	364	3	-66	18	343	4	-117
四国	6	201	1	-10	6	202	1	-29
九州	16	401	3	-62	12	344	5	-125
合計	85	2,607	18	-381	84	2,538	24	-589

10月2日

エリア	夜間帯 (2時)				昼間帯 (8時)			
	発電機台数	発電機出力 (万kW)	揚水台数	揚水出力 (万kW)	発電機台数	発電機出力 (万kW)	揚水台数	揚水出力 (万kW)
中部	34	850	3	-32	32	827	0	0
北陸	5	187	0	0	5	187	0	0
関西	19	803	3	-91	19	753	2	-47
中国	12	315	1	-28	12	308	0	0
四国	8	406	1	-31	8	371	1	-5
九州	20	692	3	-92	20	642	3	-62
合計	98	3,253	11	-274	96	3,088	6	-114

10月10日

エリア	夜間帯 (2時)				昼間帯 (13時)			
	発電機台数	発電機出力 (万kW)	揚水台数	揚水出力 (万kW)	発電機台数	発電機出力 (万kW)	揚水台数	揚水出力 (万kW)
中部	30	789	1	-23	32	904	6	-105
北陸	4	143	0	0	5	203	0	0
関西	19	817	4	-130	20	772	4	-100
中国	13	318	2	-59	14	272	3	-78
四国	7	292	0	0	7	264	1	-30
九州	15	565	0	0	11	433	5	-125
合計	88	2,925	7	-213	89	2,850	19	-440

2-4. 再生可能エネルギーの考慮

10月30日

エリア	夜間帯（2時）				昼間帯（13時）			
	発電機台数	発電機出力 (万kW)	揚水台数	揚水出力 (万kW)	発電機台数	発電機出力 (万kW)	揚水台数	揚水出力 (万kW)
中部	31	848	1	-25	27	779	8	-164
北陸	6	194	0	0	6	176	2	0
関西	19	825	5	-79	20	829	8	-218
中国	16	341	0	0	15	287	4	-111
四国	8	400	0	0	8	352	2	-58
九州	16	604	0	0	12	463	5	-137
合計	96	3,212	6	-104	88	2,886	29	-688

11月13日

エリア	夜間帯（2時）				昼間帯（12時）			
	発電機台数	発電機出力 (万kW)	揚水台数	揚水出力 (万kW)	発電機台数	発電機出力 (万kW)	揚水台数	揚水出力 (万kW)
中部	37	1,002	2	-46	30	797	8	-157
北陸	6	235	0	0	7	180	0	0
関西	22	931	2	-49	21	873	7	-179
中国	18	391	0	0	15	348	5	-70
四国	8	400	0	0	8	368	1	-29
九州	21	712	0	0	13	546	6	-139
合計	112	3,671	4	-95	94	3,112	27	-574

18台減

③同期安定性の検討断面に影響があるか整理

○②で実施した発電機運転台数調査結果にて減少が顕著であった九州エリアの火力発電機，揚水発電機の並列台数を5月22日と同条件とし，発電機台数の減少が同期安定性に与える影響を確認した。

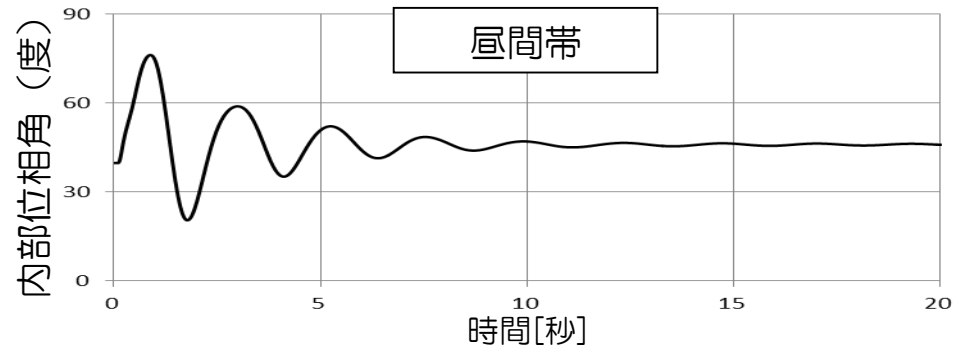
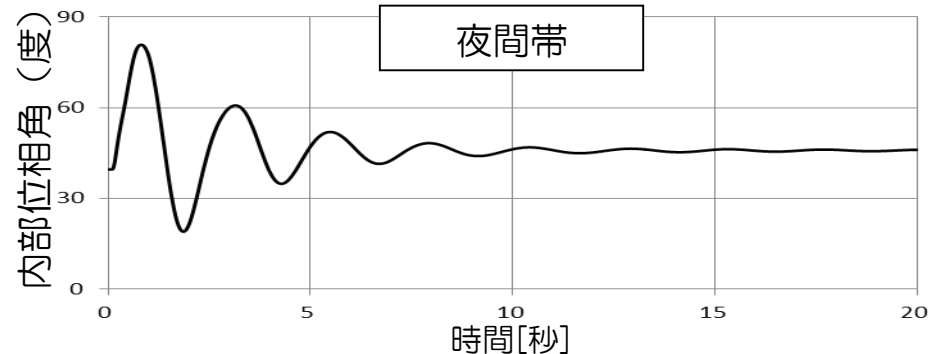
<検討条件>

- 九州エリアの発電機台数を下表のとおり変更し，シミュレーションにより発電機内部位相角を比較する。（その他のシミュレーション条件については次頁参照）

今回検討						5月22日					
断面	発電機台数	発電機出力 [万kW]	PV出力 [万kW]	揚水台数	揚水出力 [万kW]	断面	発電機台数	発電機出力 [万kW]	PV出力 [万kW]	揚水台数	揚水出力 [万kW]
夜間帯	15	610	0	0	0	夜間帯	15	411	103	0	0
昼間帯	9	446	339	6	▲175	昼間帯	9	311	445	6	▲175

<検討結果>

- シミュレーションの結果，昼間帯と夜間帯の発電機内部位相角の収斂（収束）は同程度であった。
- この要因は発電機と揚水機の運転台数の合計が同程度であったためと考えられる。



<今後の対応>

○次年度の検討断面

- シミュレーションの結果，昼間帯と夜間帯の発電機内部位相角の収斂（収束）は同程度であり，次年度の検討断面についてはこれまでと同様とする。（主に夜間帯）

<検討条件>

① 解析ツール

- 電中研Y法

② 検討に使用した断面

- 10月夜間

(理由)

5月22日と需要が近い10月夜間とする。

③ 想定電源

- 夜間帯 (調整前) : 5月22日相当の電源バランス

- 昼間帯 (調整後) : 九州エリアのPV出力を増加させ, 発電機・揚水機台数を5月22日と同程度とする。

④ 中国九州間連系線潮流

- 中国九州間連系線 の周波数維持面から定まる限度値の潮流

⑤ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

⑥ 想定故障

- 故障箇所: 中国九州間連系線1回線 (新山口端)

(九州エリアの条件を変えたため九州エリアの発電機に近い故障箇所を想定)

- 故障様相: 三相3線地絡

○中国九州間連系線

今年度実施した現場調査の結果、冬季の熱容量は以下の通りとする。（12月～2月）
冬季の熱容量 326万kW ← （昨年度の机上検討時 319万kW）

【昨年度の確認結果】

机上検討として設備台帳等により、スペーサ間隔を安全サイドで想定して評価した場合、スペーサ間隔が広い径間において、冬季の熱容量が319万kWに制約される結果となった。

【今年度の確認結果】

制約リスクのある径間について現場調査を行った結果、十分なスペーサが設置されており、スペーサ間隔は制約とならず、冬季の熱容量326万kWまで流せることが確認できた。

326万kWの運用容量算出への適用については次年度の検討条件作成までに整理する
（中国九州間連系線の運用容量を上げると関西中国間連系線の同期・電圧安定性に影響するため）

◆今年度の進め方

①各連系線の1回線停止時の周波数維持検討時の現状の考え方を確認する。【広域】

<今回の実施事項>

②周波数維持の考え方の整理【広域】

③周波数維持以外のその他の連系線についても1回線停止時の運用容量の考え方を整理する。
【広域】

◆主なスケジュール



②周波数維持の考え方の整理

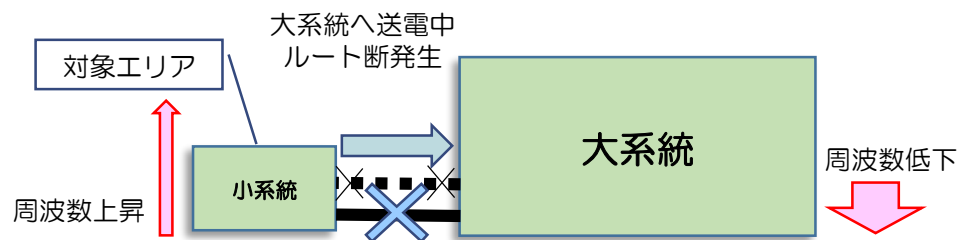
1回線停止時における周波数上昇時、低下時それぞれの周波数維持限度の考え方を整理した。

共通的な考え方として「周波数維持限度算出方法」を整理し、各エリアの特殊性についてその後の頁に整理した。

◆周波数上昇側

対象連系線（対象エリア）

- 中部関西間連系線（中部）
- 北陸関西間連系線（北陸）
- 中国四国間連系線（四国）
- 中国九州間連系線（九州）



周波数維持限度算出方法

○算定の基本的な考え方

- ・N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（電源制限）を伴わない潮流とする。（無制御潮流）
- ・ただし、電源制限を行うことを前提に増加する連系線もある。――(1)

○運用容量算出式

運用容量 = 無制御潮流（+ 電源制限対象分）

無制御潮流 = 系統容量 × 周波数上昇限度値での系統特性定数

系統容量：1回線停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

周波数上昇限度値：系統制御（電源制限、火力機ランバック）に至らない値
（(1)の電源制限を除く）

系統特性定数：各エリアで単独となった場合の値を実績やシミュレーションより算出

○各エリアの特殊性

・中部エリア

- ✓ ルート断故障発生時の系統制御は事前の連系線潮流で動作するため、連系線の常時潮流変動分を考慮

$$\text{運用容量} = \text{無制御潮流} - \text{常時潮流変動分（フリンジ量）}$$

・北陸エリア

- ✓ ルート断時に電源制限が確実に期待できる火力最大ユニット相当分を考慮

$$\text{運用容量} = \text{無制御潮流} + \text{電源制限対象分}$$

- ✓ 無制御潮流を「0」としている。（周波数上昇限度値を60.0Hzとしている）

理由：系統分離後の本系統並列を速やかに行うため60Hzとしている。

（夜間等軽負荷断面での電源構成を考慮すると、ルート断に伴う電源制限により電源台数が減少し、系統分離後に本系統並列するための調整に時間を要する場合も想定される。）

- ✓ BTB再起動失敗による影響を考慮し、越前嶺南線とBTBでフェンス管理している

○各エリアの特殊性

・四国エリア

- ✓ ルート断時に電源制限が確実に期待できる電源の送電分を考慮
運用容量 = 無制御潮流 + 電源制限対象分（阿南紀北直流幹線のEPPS含む）
- ✓ 無制御潮流はシミュレーションにより算出
- ✓ 系統容量は過去の軽負荷期における最小需要相当（シミュレーション時の想定需要）
⇒電源制限対象分（阿南紀北直流幹線のEPPS含む）を考慮しており通常は熱容量120万kW（平常時と同じ）となっている

・九州エリア

- ✓ ルート断時に電源制限が確実に期待できる電源の送電分を考慮
運用容量 = 無制御潮流 + 電源制限対象分
- ✓ 系統容量は過去の軽負荷期における最小需要相当¹⁾
理由：1回線停止の頻度の少なさや、緊急的な1回線停止への対応を考慮し、過去の軽負荷期における最小需要相当で設定

1) 次年度より「1回線停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）」へ細分化する予定（平常時の年間計画と同レベル）

◆周波数低下側

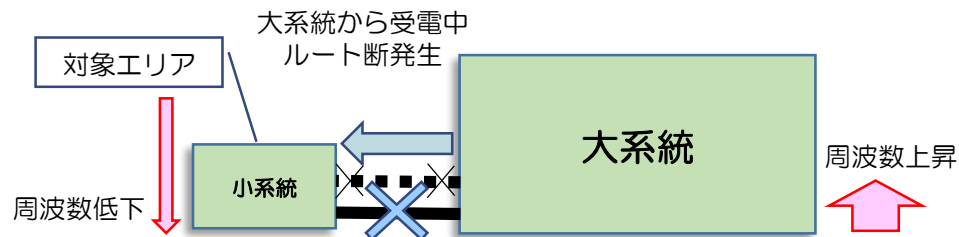
対象連系線（対象エリア）

中部関西間連系線（中部）

北陸関西間連系線（北陸）

中国四国間連系線（四国）

中国九州間連系線（九州）



周波数維持限度算出方法

○算定の基本的な考え方

- N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（負荷制限）を伴わない潮流とする。（無制御潮流）

○運用容量算出式

$$\text{運用容量} = \text{無制御潮流}$$

$$\text{無制御潮流} = \text{系統容量} \times \text{周波数低下限度値での系統特性定数}$$

系統容量：1回線停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

周波数低下限度値：系統制御（負荷制限）に至らない値

系統特性定数：平常時の中西地域5.2%MW/Hzカーブをベースに算出

○各エリアの特殊性

・中部エリア

- ✓ ルート断故障発生時の系統制御は事前の連系線潮流で動作するため、連系線の常時潮流変動分を考慮

$$\text{運用容量} = \text{無制御潮流} - \text{常時潮流変動分（フリンジ量）}$$

・北陸エリア

- ✓ ルート断故障発生時の系統制御は事前の連系線潮流で動作するため、連系線の常時潮流変動分を考慮

$$\text{運用容量} = \text{無制御潮流} - \text{常時潮流変動分（フリンジ量）}$$

- ✓ ルート断故障発生時に事前周波数が変動していても発電機の連鎖脱落につながらない周波数¹⁾となるよう周波数常時変動分を考慮

- ✓ BTB再起動失敗による影響を考慮し、越前嶺南線とBTBでフェンス管理している

・四国エリア

- ✓ ルート断故障発生時の系統制御は周波数で動作するため、周波数常時変動分を考慮

- ✓ 阿南紀北直流幹線のEPPSは動作しなければ負荷制御に至る可能性があるため考慮していない

・九州エリア

- ✓ ルート断故障発生時に事前周波数が変動していても発電機の連鎖脱落につながらない周波数¹⁾となるよう周波数常時変動分を考慮

1) 中西地域では58.8Hzを下回ると発電機の連鎖脱落が発生し大規模停電に至ることが想定されている

③周波数維持以外のその他の連系線についても1回線停止時の運用容量の考え方を整理する。

ループになっている連系線は1回線停止時にN-2故障が発生しても系統が分離しないため周波数維持要因は考慮しない。周波数維持要因以外で運用容量が決まる連系線について整理した。

共通的な考え方として「ループ運用時の算出方法」を整理した。

◆ループ運用の連系線（周波数維持要因以外）

東北東京間連系線¹⁾

関西中国間連系線

1) 東北東京間連系線は500kV相馬双葉幹線1回線停止時は、残りの1回線と275kVいわき幹線2回線の3回線ループ運用とする。

ループ運用時の算出方法

○熱容量

・1回線停止中送電線の残回線熱容量、残りの送電線の2回線熱容量を考慮する。

(1) 1回線停止中送電線以外のルート断故障により回り込み潮流が1回線停止中送電線の残回線に流れることを考慮

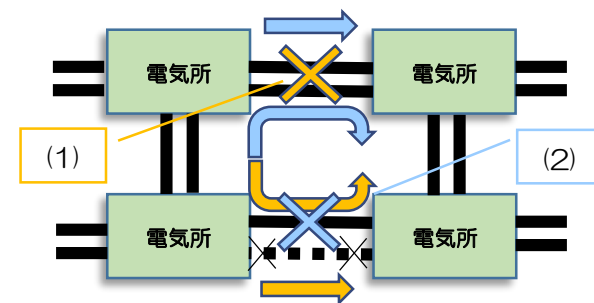
(2) 1回線停止中送電線の残回線故障により回り込み潮流が他の回線に流れることを考慮

○同期・電圧安定性

・1回線停止中の系統で検討（考え方は平常時と同じ）

<参考>

ループ運用時は、残回線故障またはルート断故障発生時に、健全ルートに潮流が回り込むことを考慮する。



○各エリアの特殊性

・東北東京間連系線

- ✓ 500kV相馬双葉幹線1回線停止時は、残りの1回線と275kVいわき幹線2回線の3回線ループ運用とする。

(275kVいわき幹線1回線停止時はループ運用しない)

・関西中国間連系線

- ✓ 中国向き熱容量は関西中国間連系線の1回線熱容量の最小値（平常時と同じ）

現状は中国→関西向き潮流であり、長期断面を含めた連系線利用計画から関西→中国向きとなる現実性が低いことから、西播東岡山線の1回線熱容量相当で同期安定性、電圧安定性に問題のないことを確認。
(現状の中国→関西向き潮流を考慮すると、中国以西の最大発電所相当の電源が脱落し応援する場合においても、関西→中国向き潮流は西播東岡山線の1回線熱容量以下となる)

③周波数維持以外のその他の連系線についても1回線停止時の運用容量の考え方を整理する。

直流設備は熱容量で運用容量が決まり、設備停止時は停止設備分の運用容量が下がる。また、第二電圧以下の送電容量が比較的小さい系統を使用するところもあり周辺の設備が停止すると運用容量が下がる場合がある。

◆直流連系設備

北海道本州間連系設備

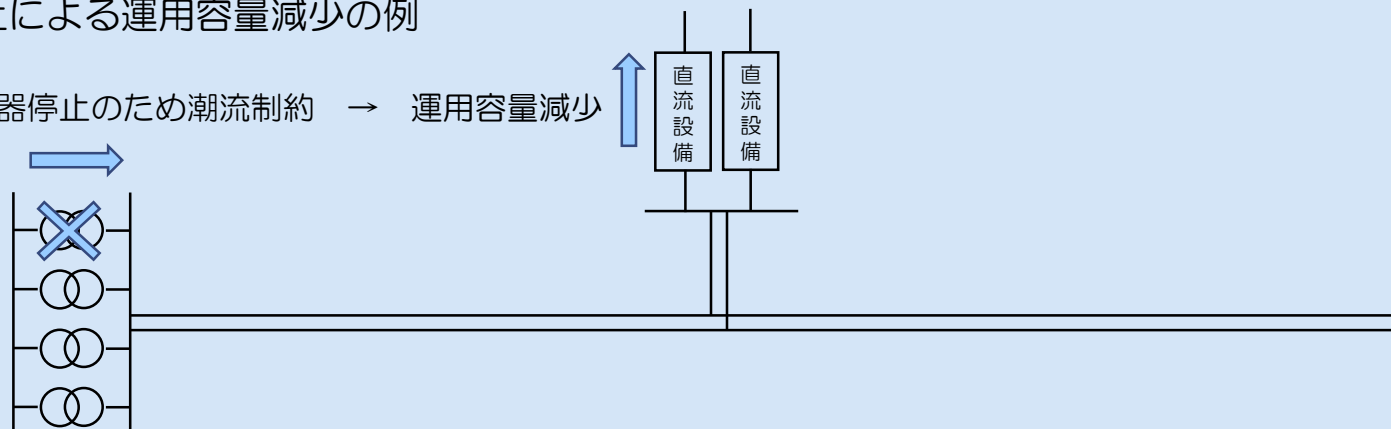
東京中部間連系設備

中部北陸間連系設備

関西四国間連系設備

周辺設備停止による運用容量減少の例

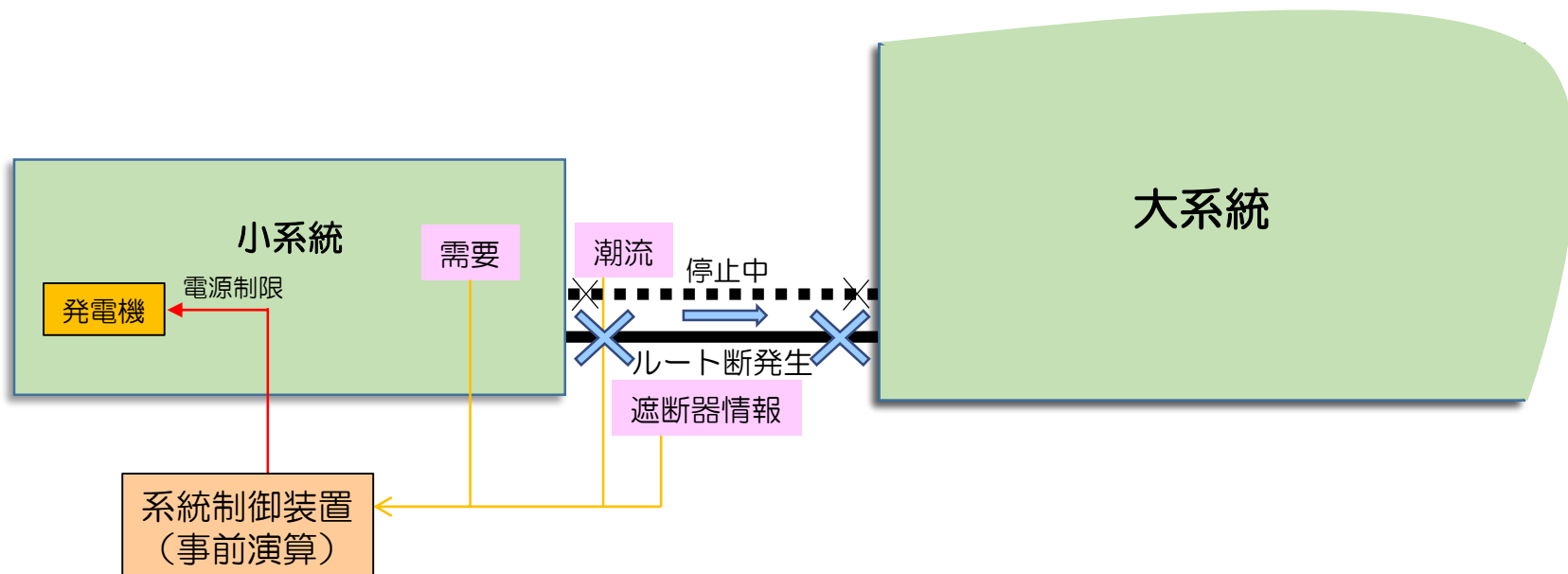
変圧器停止のため潮流制約 → 運用容量減少



◆周波数上昇時 (電源制限)

○連系線潮流で動作するもの

- 中部関西間連系線 (関西向時の中部エリア)
- 北陸関西間連系線 (関西向時の北陸エリア)
- 中国四国間連系線 (中国向時の四国エリア)
- 中国九州間連系線 (中国向時の九州エリア)

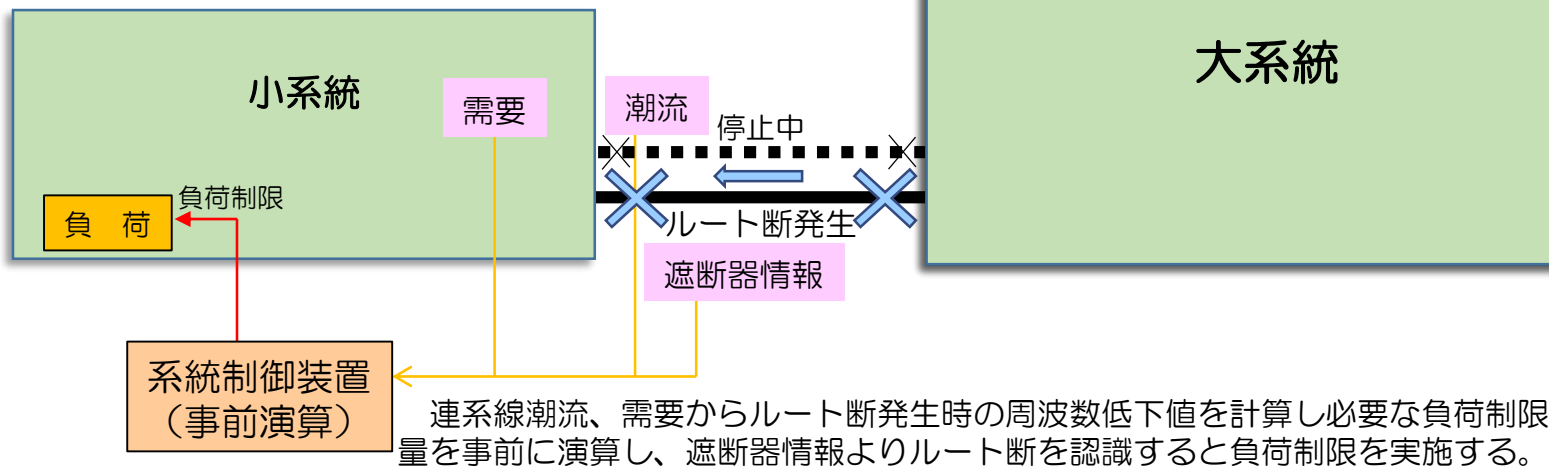


連系線潮流、需要からルート断発生時の周波数上昇値を計算し必要な電源制限量を事前に演算し、遮断器情報よりルート断を認識すると電源制限を実施する。

◆周波数低下時 (負荷制限)

○連系線潮流で動作するもの

- ・中部関西間連系線 (中部向時の中部エリア)
- ・北陸関西間連系線 (北陸向時の北陸エリア)



○周波数で動作するもの

- ・中国四国間連系線 (四国向時の四国エリア)
- ・中国九州間連系線 (九州向時の九州エリア)

