

第5号議案

平成29年度（2017年度）10月以降の連系線の運用容量の変更について

(案)

第99回理事会（第6号議案）で決議した「平成29～38年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）」の値を別紙1のとおり一部変更し、別紙2により本機関ウェブサイトにて公表する。

公表日：平成29年9月28日

以上

【添付資料】

別紙1：平成29年度（2017年度）10月以降の連系線の運用容量（年間計画）

別紙2：公表文

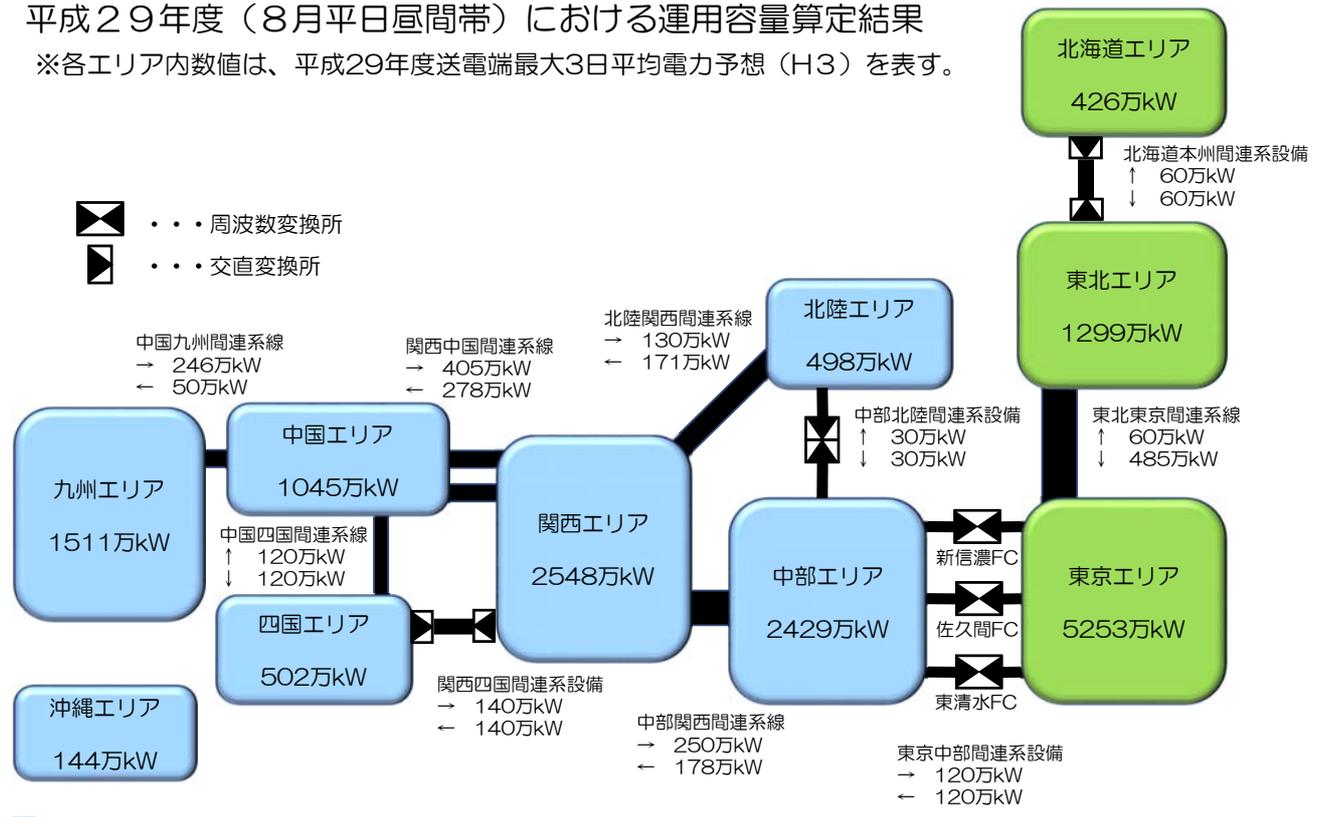
平成29年度（2017年度）10月以降の 連系線の運用容量（年間計画）

2017年 9月28日



全国系統の概念図

平成29年度（8月平日昼間帯）における運用容量算定結果
※各エリア内数値は、平成29年度送電端最大3日平均電力予想（H3）を表す。



【変更前】

平日：昼間帯

(単位：万kW)

連系線	潮流方向	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間連系線	関西向	157(④)	前半162(④) 後半170(④)	184(④)	195(④)	187(④)	前半183(④)【60(④)】 後半162(④)
北陸関西間連系線	関西向	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)【70(④)】
中国九州間連系線	中国向	228(④)	前半232(④) 後半243(④)	253(④)	266(④)	261(④)	前半259(④) 後半232(④)

平日：夜間帯

連系線	潮流方向	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間連系線	関西向	126(④)	前半134(④) 後半142(④)	154(④)	164(④)	166(④)	前半157(④) 後半141(④)
北陸関西間連系線	関西向	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)【70(④)】
中国九州間連系線	中国向	192	前半201(④) 後半209(④)	222	230	235	前半229(④) 後半211(④)

()内の数字は、運用容量決定要因(①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持)を示す。【】内の数字は、作業時の運用容量を示す。
 < >内の数字は、運用容量の最大を示す。(東北東京間連系線は流通設備等の作業停止を考慮して日毎に算出しているため、最小値とともに最大値も記載。)
 具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照
 11月、3月における「前半」：15日まで、「後半」：16日以降



【変更後】

平日：昼間帯 **赤文字：変更箇所**

(単位：万kW)

連系線	潮流方向	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間連系線	関西向	52(④)	前半56(④) 後半64(④)	82(④)	83(④)	72(④)	前半65(④)【60(④)】 後半47(④)
北陸関西間連系線	関西向	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)【70(④)】
中国九州間連系線	中国向	228(④)	前半232(④) 後半243(④)	253(④)	266(④)	261(④)	前半259(④) 後半232(④)

平日：夜間帯

連系線	潮流方向	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間連系線	関西向	92(④)	前半100(④) 後半107(④)	117(④)	125(④)	127(④)	前半119(④) 後半101(④)
北陸関西間連系線	関西向	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)【70(④)】
中国九州間連系線	中国向	192	前半201(④) 後半209(④)	222	230	235	前半229(④) 後半211(④)

()内の数字は、運用容量決定要因(①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持)を示す。【】内の数字は、作業時の運用容量を示す。
 < >内の数字は、運用容量の最大を示す。(東北東京間連系線は流通設備等の作業停止を考慮して日毎に算出しているため、最小値とともに最大値も記載。)
 具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照
 11月、3月における「前半」：15日まで、「後半」：16日以降



【変更前】

休日：昼間帯

(単位：万kW)

連系線	潮流方向	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間連系線	関西向	123(④)	前半133(④) 後半140(④)	156(④)	156(④)	150(④)	前半146(④) 後半134(④)
北陸関西間連系線	関西向	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)【70(④)】
中国九州間連系線	中国向	184(④)	前半191(④) 後半200(④)	217(④)	216(④)	215(④)	前半210(④) 後半197(④)

休日：夜間帯

連系線	潮流方向	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間連系線	関西向	113(④)	前半119(④) 後半127(④)	138(④)	151(④)	141(④)	前半143(④) 後半130(④)
北陸関西間連系線	関西向	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)【70(④)】
中国九州間連系線	中国向	171(④)	前半177(④) 後半188(④)	199(④)	204(④)	201(④)	前半200(④) 後半186(④)

()内の数字は、運用容量決定要因(①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持)を示す。【 】内の数字は、作業時の運用容量を示す。
 < >内の数字は、運用容量の最大を示す。(東北東京間連系線は流通設備等の作業停止を考慮して日毎に算出しているため、最小値とともに最大値も記載。)
 具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照
 11月、3月における「前半」：15日まで、「後半」：16日以降



【変更後】

休日：昼間帯

赤文字：変更箇所

(単位：万kW)

連系線	潮流方向	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間連系線	関西向	27(④)	前半35(④) 後半35(④)	60(④)	53(④)	44(④)	前半38(④) 後半27(④)
北陸関西間連系線	関西向	152(④)	160(④)	171(②)	171(②)	171(②)	154(④)【70(④)】
中国九州間連系線	中国向	184(④)	前半191(④) 後半200(④)	217(④)	216(④)	215(④)	前半210(④) 後半197(④)

休日：夜間帯

連系線	潮流方向	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間連系線	関西向	69(④)	前半80(④) 後半88(④)	103(④)	114(④)	99(④)	前半92(④) 後半79(④)
北陸関西間連系線	関西向	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)	171(②)【70(④)】
中国九州間連系線	中国向	171(④)	前半177(④) 後半188(④)	199(④)	204(④)	201(④)	前半200(④) 後半186(④)

()内の数字は、運用容量決定要因(①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持)を示す。【 】内の数字は、作業時の運用容量を示す。
 < >内の数字は、運用容量の最大を示す。(東北東京間連系線は流通設備等の作業停止を考慮して日毎に算出しているため、最小値とともに最大値も記載。)
 具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照
 11月、3月における「前半」：15日まで、「後半」：16日以降



2017 年度 10 月以降の連系線の運用容量の変更について

2016 年度の 275kV 幸田碧南線、および 275kV 上越火力線のルート故障の際、60Hz 系統の周波数が想定以上に低下する事象が発生しました。

原因を調査した結果、周波数維持要因で運用容量が決まる 60Hz 系統の地域間連系線では、10 月以降の軽負荷期の昼間帯で全域において日射（＝太陽光発電出力）が多く、潮流が運用容量近くであった場合、連系線のルート断故障時に周波数が 59.0Hz まで低下し、周波数低下リレー（UFR）が 59.0Hz 整定の太陽光発電機や自家用発電機などを解列し、更なる周波数低下により 60Hz の各エリアが系統分離する等、安定供給に支障を及ぼすおそれがあることがわかりました。

そのため、緊急的に中西地域の一部の連系線の運用容量を見直す必要があり、変更しました。

合わせて、中国九州間連系線（中国向）の九州エリアの周波数上昇限度の考え方を見直しました。

別紙

[2017 年度 10 月以降の連系線の運用容量（年間計画）\(PDF\)](#) ※添付略

参考

[2017 年度 10 月以降の連系線の運用容量の見直しについて \(PDF\)](#)

関連リンク

・運用容量検討会の資料はこちらを参照願います。

[トップ](#) > [各種委員会・検討会](#) > [運用容量検討会](#)

以 上

2017年度10月以降の連系線の 運用容量の見直しについて

2017年 9月28日

1. 周波数低下に伴う発電機解列を考慮した運用容量の見直しについて
2. 中国九州間連系線の電制電源抑制に伴う運用容量減少の最小化に向けた取組み

◆調査結果（第21回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会より）

○平成28年度の275kV幸田碧南線、および275kV上越火力線のルート断故障の際、60Hz系統の周波数が想定以上に低下する事象が発生した。その原因を分析した結果、以下のことがわかった。

- ・一部のPCSの単独運転検出機能（受動的方式、FRT非対応）が、系統故障時の周波数変化を敏感に検出し、太陽光発電が解列することが判明した。
- ・周波数低下時に、安定的に単独運転に移行するための条件となっている場合など、お客さま個々の事情より、一部の自家発において周波数低下リレー（UFR）の整定値が59.0Hz以上であった。

また、調査の過程において、一部のPVについては単独運転を検出するためのUFRが、整定刻みの制約がある場合に、単独運転の防止を考慮して59.0Hzに整定されていた。

○このため、周波数維持要因で運用容量が決まる60Hz系統の地域間連系線では、10月以降の軽負荷期の昼間帯で全域において日射（＝太陽光発電出力）が多く、潮流が運用容量近くであった場合、連系線のルート断故障時に周波数が59.0Hzまで低下し、UFRが59.0Hz整定の太陽光発電や自家発などを解列し、更なる周波数低下により60Hzの各エリアが系統分離する等、安定供給に支障を及ぼす虞があることがわかった。

◆対策

○解列する発電機のUFRの整定見直しなど、抜本的な対策を行う必要があるが、実施完了には時間を要することから、それまでの間、この発電機解列を考慮して中西地域の**運用容量を暫定的に見直す**ことを検討する。

○なお、この運用容量については毎年度、抜本的な対策の実施状況を反映して見直すこととする。

2. 運用容量算出における見直し事項

59.0Hz以下に周波数が下がると60Hzの各エリアが系統分離する等、安定供給に支障を及ぼす虞があることから、「周波数が59.0Hz以下にならない」よう以下のとおり運用容量算出条件を暫定的に見直す。

対応1：周波数低下限度幅を1.0Hz→0.8Hzとする

これまで58.8Hz以下にならないよう周波数常時変動分0.2Hzを考慮して周波数低下限度幅を1.0Hzとしていたが、59.0Hz以下にならないようにするため周波数低下限度幅を0.8Hzとする。これに伴い、系統特性定数を5.2[%MW/1.0Hz]から4.4[%MW/0.8Hz]とする。

対応2：想定される発電機解列量を周波数維持限度値から差し引く

今回わかった、UFリレーおよび単独運転検出機能による発電機解列量を想定し、周波数維持限度値から差し引く。

その他実施事項：EPPS見込み量を60万kWとする

FCのEPPSについては、至近の動作実績や信頼度向上対策を鑑み暫定的に60万kW見込む。

◆周波数維持限度値の算出式※1

$$\text{周波数維持限度値 (①)} = \text{系統容量 (②)} \times \text{系統特性定数 (③)} + \text{EPPS見込み量 (④)} - \text{発電機解列量 (⑤)}$$

②系統容量 【 】内はこれまでとの変更点
過去3年の需要実績を使用。昨年度算出した値と変更なし。

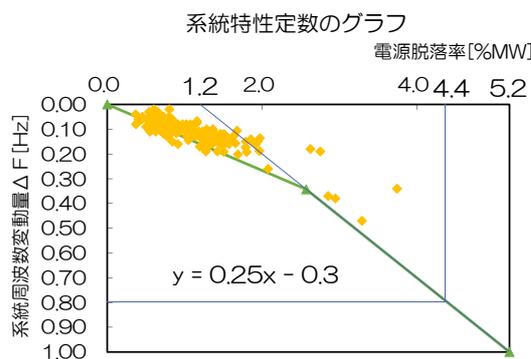
③系統特性定数 **【5.2[%MW/1.0Hz]→4.4[%MW/0.8Hz]】**
周波数低下限度幅0.8Hzの場合、下のグラフより系統特性定数は4.4[%MW/0.8Hz]

④EPPS見込み量 **【10万kW※2→60万kW】**
FCのEPPSを見込める連系線は60万kW見込む。

※1 中国九州間（中国向）除く（当面の間運用対策を実施し現状の運用容量を維持する）

周波数	現状	見直し
系統容量	変更なし	変更なし
系統特性定数	5.2[%MW/1.0Hz]	4.4[%MW/0.8Hz]
EPPS見込み量	10万kW※2	60万kW
発電機解列量	0	次頁の通り

※2 中国九州間（中国向）の場合



◆周波数維持限度値の算出式

$$\text{周波数維持限度値 (①)} = \text{系統容量 (②)} \times \text{系統特性定数 (③)} + \text{EPPS見込み量 (④)} - \text{発電機解列量 (⑤)}$$

⑤発電機解列量 **【0万kW→下表の通り】**

以下の(a)、(b)の合計とする。

(a) 自家発電：解列する発電機の設備容量×55%※1相当とする。

(b) PV（太陽光発電）：解列する発電機の設備容量×発電実績の設備容量比※2とする。

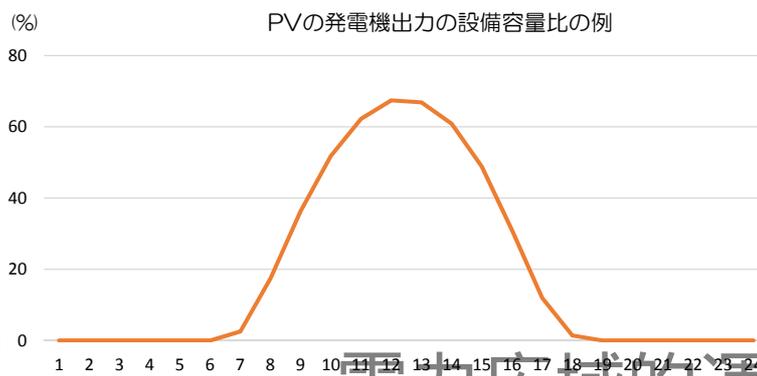
発電機解列量の例

(万kW)

月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
4月	9	9	9	9	9	10	18	38	59	76	90	96	96	89	79	63	43	21	10	9	9	9	9	9

※1 平成28年度第4回運用容量検討会資料1-1 P.8にて資源エネルギー庁電力調査統計等より算出した「全期間通じて同出力で運転した場合54.82%」を切り上げて55%と想定した。

※2 過去実績（前年度1年分）より月単位で発電機出力合計の2σ値を算出し、発電機接続量で割った値。系統WGの再エネ接続可能量算出時の2σ値の考え方を採用。（詳細は次頁参照）



系統WGの再エネ接続量算出時の2σ値の考え方を採用して、解列量を想定する。

PVの解列量＝解列する発電機の設備容量×**発電実績の設備容量比**※1

※1 過去実績（前年度1年分）より月単位で**発電機出力合計の2σ値**を算出し、**発電機接続量**で割った値。系統WGの再エネ接続可能量算出時の2σ値の考え方を採用。

注意：値は資料上仮の数値

○発電機出力合計の2σ値
5月13時のPV実績値 (万kW)

	中部	北陸	関西	中国	四国	合計
1日	367	23	256	212	140	998
2日	371	39	256	191	129	986
3日	225	21	84	43	33	406
⋮						
31日	377	41	264	210	133	1,025

中西5社の太陽光出力2σ値 (MW)

	合計
12日	1,088
18日	1,082
4日	1,062
⋮	
6日	120

最大値
2σ相当
(上位から2番目の値)

値が大きい順に並び替え

○発電機接続量
5月末のPV接続量 (万kW)

	中部	北陸	関西	中国	四国	合計
設備容量	549	59	389	277	174	1,448

○発電実績の設備容量比
発電機出力合計の2σ値 / 発電機接続量 = 1,082 / 1,448 × 100 = 74.7 [%]

以下、PV出力がある時間（6時～19時頃）毎に算出し1日のカーブを作成
これを月（4月～3月）毎に算出

(%) 発電機出力の設備容量比の1日のカーブ
1 5 9 13 17 21 (時)

(白紙)

○算出結果

仮にP.4~5の算出式で算出した場合、最大で47万kW程度の減少となった。

○見直した場合の社会的影響

- ・年間計画での空容量はほとんどなく、運用容量が減少すれば相当な混雑処理・市場分断を伴うことになる。(次頁参照)

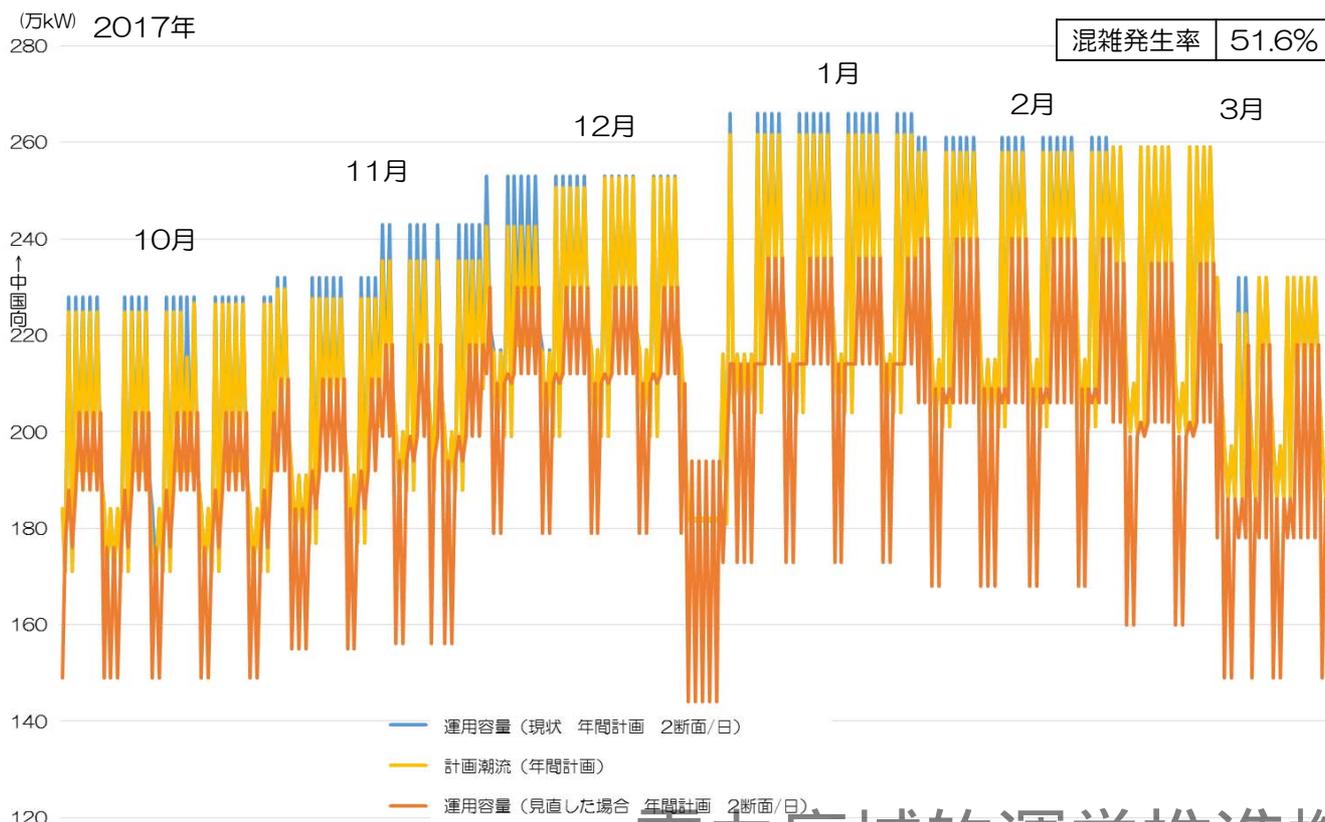
○対応策(現状の運用容量を維持)

- ・運用容量低下による社会的影響を考慮し、運用容量を維持する運用対策を当面実施していく。具体的には、60Hz地域の一般送配電事業者が協調し、昼間帯は必要時に、系統保安ポンプ(揚水動力)の追加実施や潮流調整(相殺潮流)などを組み合わせた対策を実施していく。ただし、揚水発電機の制約等により運用対策が困難な場合は、運用容量の減少で対応する。
- ・なお算出断面については週間計画よりすでに30分毎の48断面/日の細分化実施済み



(参考) 見直した運用容量と計画潮流

中国九州(中国向)運用容量と計画潮流(2017年10月~2018年3月)



○算出結果

今回の算出式で算出した結果、最大で120万kW程度の減少となった。

✓EPPSの融通を受電できる系統ではないため、EPPSの見込量を増加できないため減少量が大きい。

○見直した場合の社会的影響

- 2017年4月～8月の計画潮流(翌々日計画、翌日計画)に今回見直した運用容量を適用した場合、混雑発生率は0%、市場分断率は1.7%となった。(次頁参照)
- なお、2017年10月～2018年3月の計画潮流(年間計画)に同運用容量を適用した場合の混雑発生率も0%であることを確認済み。

○対応策(運用容量を見直す)

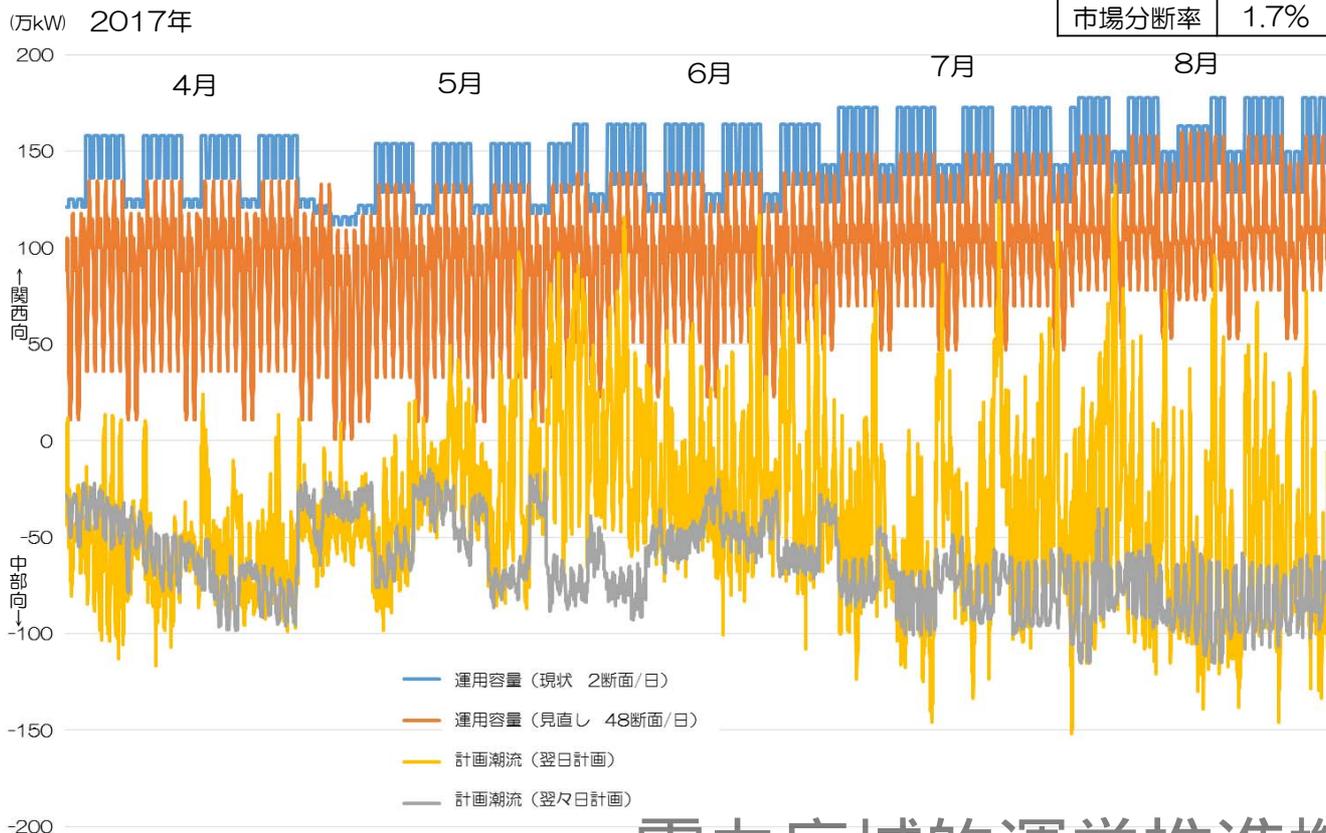
- 算出断面については、現状の昼間帯・夜間帯の2断面を30分毎の48断面/日に細分化し減少量を軽減する。(市場分断率5.0%→1.7%へ改善)
- 中部関西間連系線への対応策については、
「今後の市場分断状況を注視するとともに北陸・関西以西の揚水実績等を分析し次年度の運用容量算出に反映する」
ことなどを検討する。



(参考) 見直した運用容量と計画潮流

中部関西(関西向)運用容量と計画潮流 (2017年4月～8月)

混雑発生率	0.0%
市場分断率	1.7%



○算出結果

今回の算出式で算出した結果、最大で19万kW程度の減少となった。

- ✓現状、同期安定性が決定要因であったが、一部の断面（休日昼間帯のみ）で周波数維持要因となり減少となった。

○見直した場合の社会的影響

- 2017年4月～8月の計画潮流(翌々日計画、翌日計画)に今回見直した運用容量を適用した場合、混雑発生率は0%、市場分断率も0%となった。（次頁参照）
- なお、2017年10月～2018年3月の計画潮流（年間計画）に同運用容量を適用した場合の混雑発生率も0%であることを確認済み。

○対応策（運用容量を見直す）

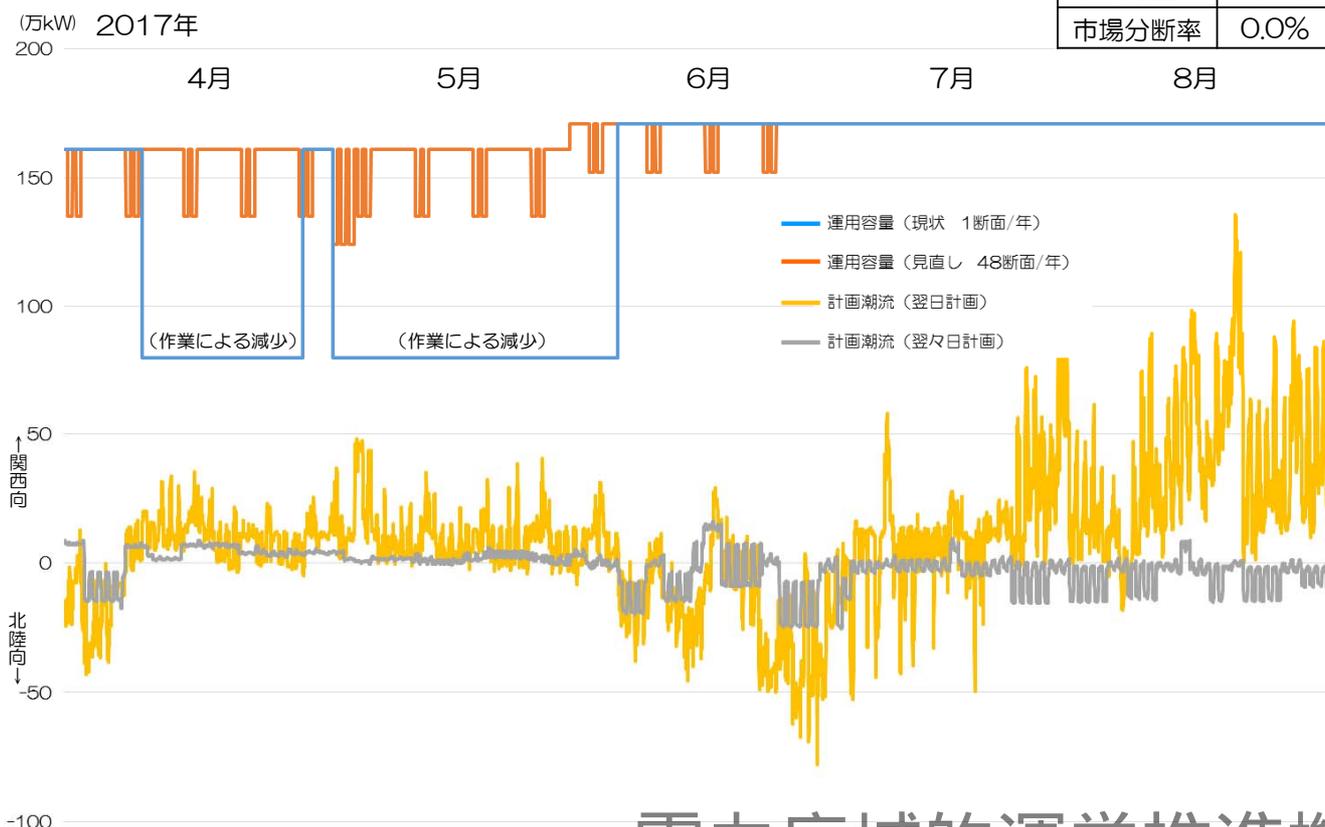
- 見直した場合の社会的影響は小さいと考えられるため特段の対応策は実施しない。
- 算出断面については、現状の決定要因である同期安定性は年間1断面であるが、周波数維持は、月別、平日・休日別、昼間帯・夜間帯別の48断面／年に細分化し減少量を軽減する。



(参考) 見直した運用容量と計画潮流

北陸関西(関西向)運用容量と計画潮流（2017年4月～8月）

混雑発生率	0.0%
市場分断率	0.0%



◆今後の対応

○毎年度、抜本的な対策の実施状況を反映して、発電機解列量を見直し運用容量に反映する。

○中部関西間については、

「今後の市場分断状況を注視するとともに北陸・関西以西の揚水実績等を分析し次年度の運用容量算出に反映する」

ことなどを検討する。

(参考) 各連系線のスポット取引分断状況※2 (2017/4/1~8/31)

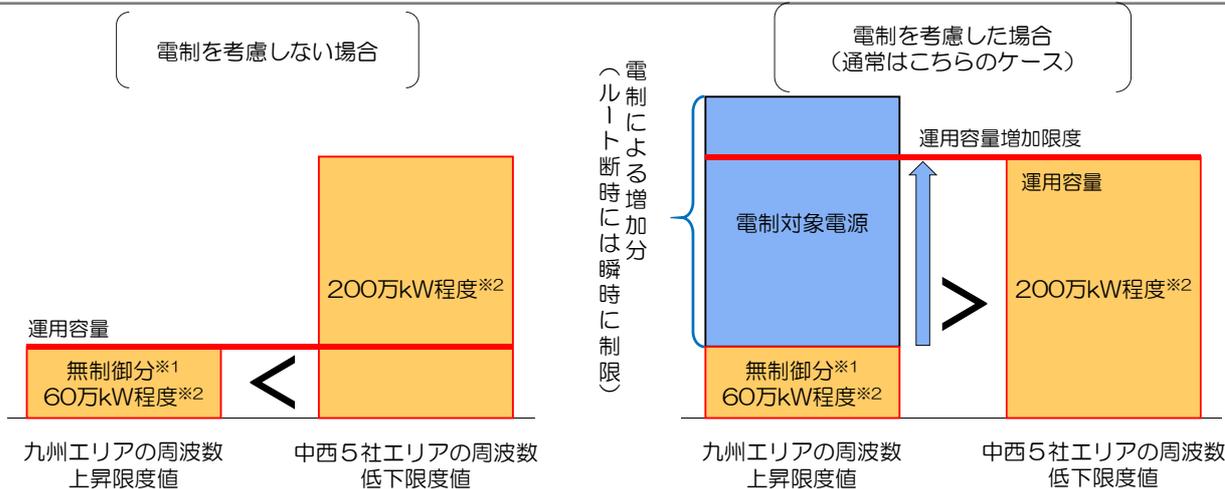
(%)

北海道東北間	東北東京間	東京中部間	中部関西間	北陸関西間	中部北陸間	関西中国間	関西四国間	中国四国間	中国九州間
76.6	0.0	79.0	0.0	0.0	0.0	1.2	1.2	0.0	24.1

※2 JEPXの「スポット市場取引結果」より連系線の両端のエリアプライスが異なっているコマを分断として算出した。

1. 周波数低下に伴う発電機解列を考慮した運用容量の見直しについて
2. 中国九州間連系線の電制電源抑制に伴う運用容量減少の最小化に向けた取組み

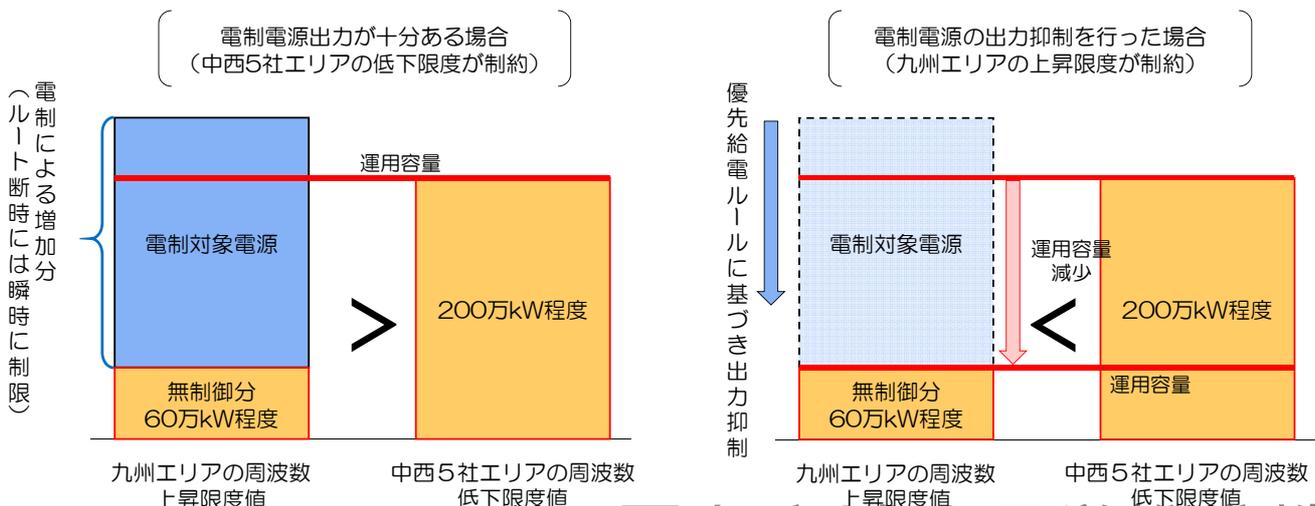
- 中国向きの運用容量については、無制御分^{※1}のみでは九州エリアの周波数上昇限度が中西5社エリアの周波数低下限度を下回っている。
- しかし、連系線のルート断故障が発生した時に、瞬時に九州エリアの電源の出力を制限（電制）することができれば、九州エリアの周波数上昇を回避できるため、電制分だけ運用容量を増加させることが可能となる。
- このとき、中西5社エリアの周波数低下限度も考慮する必要があるため、九州エリアの電制をいくら増やしても、運用容量の上限は「中西5社エリアの周波数低下限度値」となる。



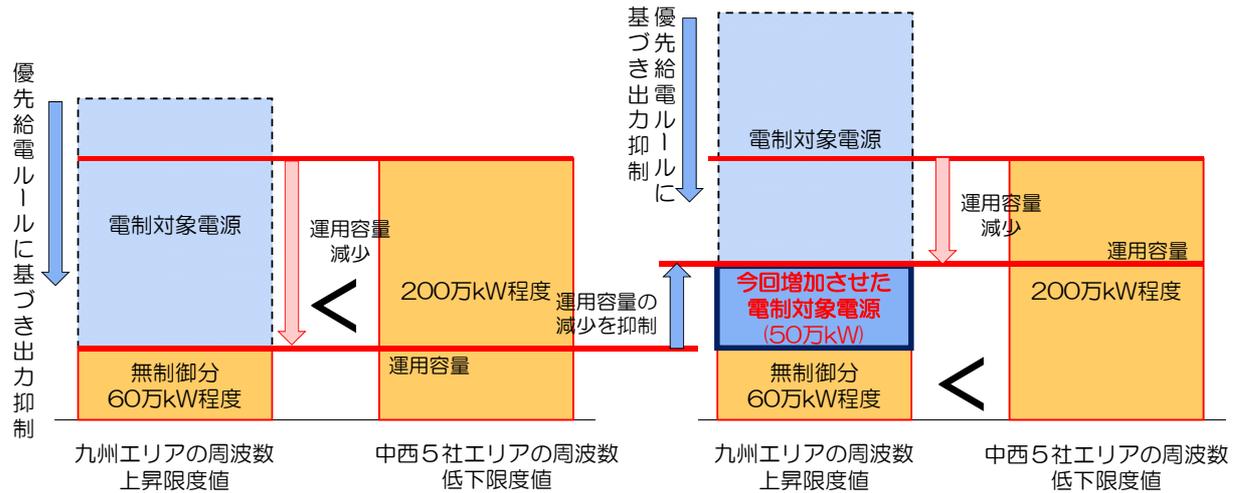
※1 ルート断故障が発生しても原則、電制を伴わない潮流
 ※2 10月平日昼間帯の場合。九州エリア・中西5社エリアの需要により変動

2. 電制電源の出力抑制と運用容量の関係

- 再エネ導入が増加すると、優先給電ルールに基づき、九州エリアで見込んでいた**電制火力の出力を抑制するため、九州エリアの周波数上昇側の制約で運用容量が決まる可能性がある**。その際、現状、中西5社エリアの周波数低下限度で決まっている値から運用容量は減少する。
- タイミングとしては、気象予測精度が比較的よくなり、再エネ想定等の精度が高まる、**前々日に算出する**。



- 九州エリアの電制対象電源を増加させると九州エリアの周波数上昇限度値を増加させることができる。
- そのため、早期に実施可能な、「周波数上昇リレーの整定変更」により、電制対象電源を増加させ、再エネ拡大に資する運用容量減少の抑制を図る。
- 出力変動が比較的少ない九州地内の地熱、水力を、連系線ルート断後の周波数上昇を検出して、各発電機に設置のリレーで遮断し、電制対象電源を50万kW程度確保する。



(参考) 九州エリアの周波数上昇限度値の考え方と判定基準

中国九州間連系線（中国向）における九州エリアの周波数上昇限度値の考え方と判定基準は以下の通り

<考え方>

➢中国九州間連系線2回線故障において、九州エリアの系統が大幅な周波数上昇をきたすことなく、周波数面からの制約とならないことを確認する。

<検討条件>

① 算術式

➢運用容量＝系統容量×系統特性定数

② 検討断面

➢月別：月別区分に加え、端境期である9月・11月・3月については、前後半に区分（15区分化）

➢時間帯別：昼間・夜間。

➢平休日別：平日、休日、特殊日（ゴールデンウィーク、盆、年末年始）

③ 想定需要

➢最小需要を実績比率から想定

④ 電源制限・負荷制限の織り込み

➢九州系統 電源制限：あり、負荷制限：なし

九州系統において、連系線2回線故障により系統分離が発生し、規定の周波数限度を上回ると想定される場合には、周波数を規定の範囲内に収めるため、電源制限を行う。

⑤ 想定故障

➢中国九州間連系線2回線停止

⑥ 系統の周波数特性

➢系統特性定数（上昇側）：7.5%MW/0.5Hz

<判定基準>

➢九州の周波数が、59.0Hzから60.5Hzの範囲を維持できること。

<具体的な算出方法>

【九州→中国向き】

九州エリアの最小需要に系統定数(7.5%MW/0.5Hz)を乗じた値に、電源制限量を考慮する。