

連系線の運用容量算出における 検討条件について (2018~2027年度)

2017年 5月19日

1. 運用容量算出の進め方	••••••••••	3
1-1 はじめに	••••••••••	4
1-2 進め方	••••••••••	5
2. 検討条件	••••••••••	6
2-1 需要等	••••••••••	7
2-2 算出方法	••••••••••	8
2-3 算出断面	••••~•••••	9
2-4 検討スケジュール	••~•••••••	10
3. 検討条件の詳細	••••~•••••	11
3-1 需要想定方法	••~•••••••	12
3-2 同期安定性・電圧安定性検討時の想定故障	••~•••••••	15
3-3 断面の考え方	••~•••••••	16
4. その他の検討条件	••~•••••••	19
4-1 常時潮流変動分（フリンジ量）	••~•••••••	20
4-2 60Hz系統での同期・電圧安定性検討時の条件	••~••••~•••	21
4-3 中国九州間連系線（中国向）におけるEPPSの考慮	••~••••~•••	23
<参考>業務規程抜粋	••~••••~•••	24
<参考>送配電等業務指針抜粋	••~••••~•••	25
【参考資料】 運用容量の概要	••~••••~•••	26

1. 運用容量算出の進め方

- ◆当機関は、業務規程第126条第1項において、翌年度以降の長期計画及び年間計画における連系線の運用容量を算出するにあたり、5月末までに検討スケジュール、運用容量の算出断面、需要その他の検討条件を定め、公表することとしている。
- ◆運用容量の算出にあたっては、以下の基本方針のもと進める。
 - 電力システムの安定的な運用が可能な範囲で容量を増加させ連系線利用者の利便性向上を図る。
 - 検討経過および結果を公表し、透明性を確保する。
 - 連系線利用者からの要望を受けたときは、必要に応じ検討条件の見直しを行う。
- ◆系統特性定数や周波数上昇限度値などの周波数維持限度に関する課題については、運用容量検討会において、従来値を見直す必要があるかどうか別途検討を進め、検討結果を今年度の算出に反映する。

1. 本機関は、連系線を維持し運用する一般送配電事業者及び送電事業者たる会員との間で運用容量検討会を設置する。
2. 運用容量検討会は、連系線の運用容量算出における検討スケジュール、運用容量の算出断面、需要その他の検討条件を検討する。
3. 本機関は、毎年5月末日までに連系線の運用容量算出における検討条件を定め、これを公表する。
4. 本機関は、検討条件に関し、連系線を利用する者からの要望を受けたときは、運用容量検討会において対応を審議し、必要に応じ、検討条件の見直しを行う。
5. 本機関は、運用容量検討会の検討を踏まえ、送配電等業務指針に定めるところにより、毎年2月末日までに翌年度以降の長期計画及び年間計画における運用容量を算出する。
6. 本機関は、運用容量検討会の検討経過および結果並びに算出した運用容量を公表する。

2. 検討条件

項目	条件									
需要	<p>○最大需要：最新の供給計画値から算出する（年間の最大3日平均） 供給計画にない値は過去の実績等に基づき算出する</p> <p>○最小需要：過去の実績等に基づき算出する ⇒具体的な想定方法はシート3-1参照</p>									
電源	○最新の供給計画、発電計画等を基に設定する									
停止計画 (連系線を除く)	○連系線の運用容量に影響を与える電力設備の作業停止計画を考慮する									
広域系統 整備計画	<p>○計画が決まっているものについては使用開始予定に合わせ運用容量に反映する</p> <table border="1" data-bbox="436 786 1727 958"> <thead> <tr> <th data-bbox="436 786 857 843">連系線</th> <th data-bbox="857 786 1199 843">使用開始予定</th> <th data-bbox="1199 786 1727 843">増強量（反映年度）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="436 843 857 901">北海道本州間連系設備</td> <td data-bbox="857 843 1199 901">2019年3月</td> <td data-bbox="1199 843 1727 901">30万kW（2019年度）</td> </tr> <tr> <td data-bbox="436 901 857 958">東京中部間連系設備</td> <td data-bbox="857 901 1199 958">2020年度¹⁾</td> <td data-bbox="1199 901 1727 958">90万kW（2021年度）</td> </tr> </tbody> </table> <p>1) 使用開始月未定</p> <p><参考> 今後整備計画の決定が予定されている連系線は決まり次第反映内容を検討する</p> <ul style="list-style-type: none"> 「東北東京間連系線に係る広域系統整備計画」(H29.2.3策定)にて示された短工期対策により、2020年度以降東京向きの運用容量が50万kW増加する見込みである。（広域系統整備委員会で検討された入札により、1社が利用者として選定済み） 	連系線	使用開始予定	増強量（反映年度）	北海道本州間連系設備	2019年3月	30万kW（2019年度）	東京中部間連系設備	2020年度 ¹⁾	90万kW（2021年度）
連系線	使用開始予定	増強量（反映年度）								
北海道本州間連系設備	2019年3月	30万kW（2019年度）								
東京中部間連系設備	2020年度 ¹⁾	90万kW（2021年度）								

制約要因	想定故障	算出ツール	判定方法
熱容量等	N-1 故障 ¹⁾	算術式 ²⁾ 電中研L法 ^{3) 4)}	架空送電線はCIGRE 式 ⁶⁾ に基づく許容電流以内 直流設備、ケーブル、その他直列機器は設計上の許容値以内
同期安定性	通常想定し得る範囲の電力設備の故障 (シート3-2参照)	電中研L法 ³⁾ 電中研Y法	発電機内部位相角の動揺が収斂(収束)する潮流
電圧安定性			基幹系統の母線電圧が維持できる潮流
周波数維持	連系線ルート断 (系統分離)	算術式 ⁵⁾	周波数が一定範囲内に維持できる潮流

- 1) 送配電線1回線、変圧器1台、発電機1台その他の電力設備の単一故障
- 2) $P = \sqrt{3} V I \cos \theta$ [W] ・ V: 電圧 [V] ・ I: 許容電流 [A] ・ $\cos \theta$: 力率
- 3) 電中研L法・Y法: 電力中央研究所が開発した電力系統解析ツール。
 - ・ L法 (潮流計算プログラム): 所与の発電、負荷、系統構成に対して送電線や変電所を流れる潮流や系統各部の電圧を計算するプログラム。
 - ・ Y法 (過渡安定度解析プログラム): 送電線故障等の系統擾乱における発電機位相角や電圧等の時々刻々の変化を発電機や発電機制御装置などの動特性を考慮してシミュレーションするプログラム。
- 4) 連系設備以外の制約の確認時。
- 5) 系統容量(想定需要) [MW] × 系統特性定数 [%MW/Hz]
- 6) CIGRE (CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDS RESEAUX ELECTRIQUES: 国際大電力システム会議) が推奨した架空送電線の許容温度計算式。(電気学会技術報告第660号「架空送電線の電流容量」に関連の記載あり) 周囲温度は40°C (夏季) として計算。

◆年間計画の算出断面は原則48断面¹⁾、長期計画は1断面とする。(作業時除く)

- 1) 東北東京間連系線（東京向）は日単位で発電機並列状態や作業停止を考慮して検討している。
また、作業時は全ての連系線（直流設備含む）で日単位で作業日を考慮して検討している。

年間計画	長期計画
原則48断面／年 (月別・平／休日・昼／夜間帯)	1断面／年 (最大需要時)

⇒年間計画の断面の考え方はシート3-3参照

- 制約要因が熱容量等の場合は限度値が変わらないため断面数を簡素化する。
- 制約要因が周波数維持の場合で需要の増加（減少）傾向がはっきりしている月はさらに2断面に分け断面数を細分化する。
- 制約要因が周波数維持以外の場合で、空容量が十分にあり、混雑の発生が見込まれない場合は断面数を簡素化する。

2-4. 検討スケジュール

2017年度		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
公表		検討条件 5/31 ▲				適宜公表	▲			▲		▲	算出結果
検討会			▲			適宜開催	▲			▲		▲	
検討条件の検討		■			----- 要望を受けたときは必要に応じ適宜検討								
個別検討	熱容量等			■	設備容量確認					■ 潮流計算実施箇所			
	同期安定性			■									
	電圧安定性			■									
	周波数維持			■						■		■	
運用容量算出					■						■		

3. 検討条件の詳細

- ◆最大需要：最新の供給計画値から算出する。（年間のH3¹⁾）
供給計画にない値は過去の実績等に基づき算出する。
1) 最大3日平均
- ◆最小需要：過去の実績等に基づき算出する。

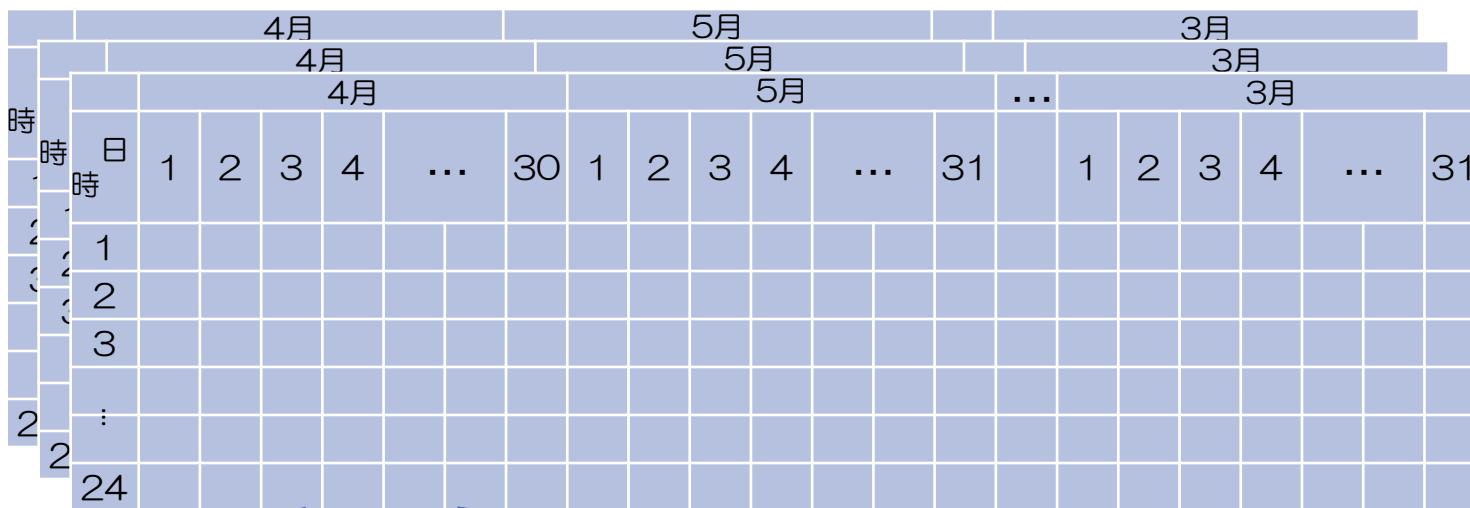
○需要想定例

- 供給計画にない値の最大需要想定
 - (1) 過去3年分の日毎・時間毎の需要実績を収集する。
 - (2) 各年の算出断面単位（月別・平/休日・昼/夜間等）でのH3を求める。
 - (3) (2)の算出断面単位でのH3をその年のH3実績で割り、3年分を平均し比率を求める。
 - (4) (3)で求めた算出断面毎の比率に供給計画の年間のH3をかけて需要を算出する。
- 周波数維持検討時の最小需要想定
 - (1) 過去3年分の日毎・時間毎の需要実績を収集する。
 - (2) 各年の算出断面単位（月別・平/休日・昼/夜間等）での最小需要を求める。
 - (3) 揚水動力の算出断面単位での3年実績の最小分を需要に加える。
 - (4) (3)の算出断面単位での最小需要をその年のH3実績で割り、3年分を平均し比率を求める。
 - (5) (4)で求めた算出断面毎の比率に供給計画の年間のH3をかけて需要を算出する。

ステップ①：需要実績（3ヶ年分）を集約

ステップ②：

各年度の最大需要実績（最大3日平均）を算出

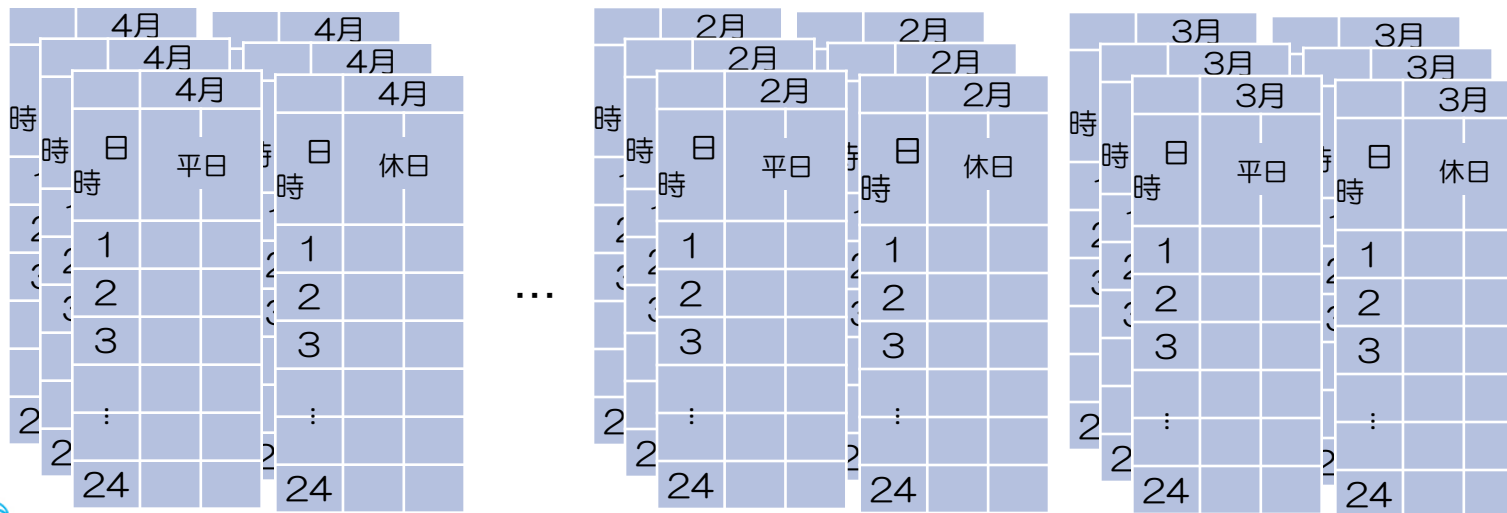


3年目の
最平
2年目の
最平
1年目の
最大3日
平均電力

ステップ④：
算出時点における
最新の最大3日平均

将来年度
の
最大電力

ステップ③：需要実績を算出断面毎に分ける（各月、平/休日等）



ステップ⑤：需要実績を算出断面毎の各時間の最小値を算出

需要実績データ（3年分）

		○月	3年目の
		○月	2年目の
時	日	○月	1年目の
		平日	実績
1	1		
2	2		
3	3		
	⋮		
24	24		

Minを抽出

ステップ⑥
揚水動力分を
需要に加える
(周波数維持
検討時のみ)

ステップ⑦：⑤で求めた値を②で求めた値で割り、
最大電力に対する比率を求める

1年目の 実績	2年目の 実績	3年目の 実績
1年目の 最大3日 平均電力	2年目の 最大3日 平均電力	3年目の 最大3日 平均電力

ステップ⑧：⑦の各年度実績値を3ヶ年平均する

時	3年の 平均値
1	
2	
3	
⋮	
24	

ステップ⑨：
⑧に④をかけて
将来年度の
想定需要カーブを
求める

$$\times \begin{matrix} \text{将来年度} \\ \text{の} \\ \text{最大電力} \end{matrix} =$$

時	前半の 需要
1	
2	
3	
⋮	
24	

3ヶ年の平均

他の断面も同様に繰り返す

3-2. 同期安定性・電圧安定性検討時の想定故障 15

◆同期安定性・電圧安定性は電氣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

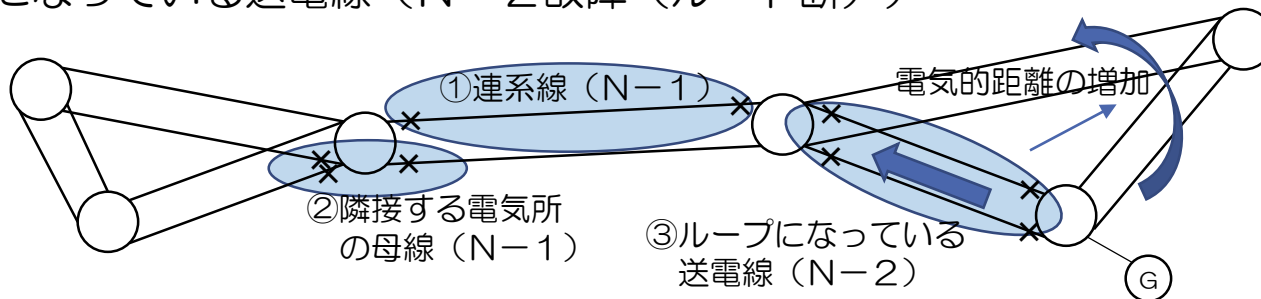
①連系線 (N-1 故障) 1)、2)

⇒ 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)

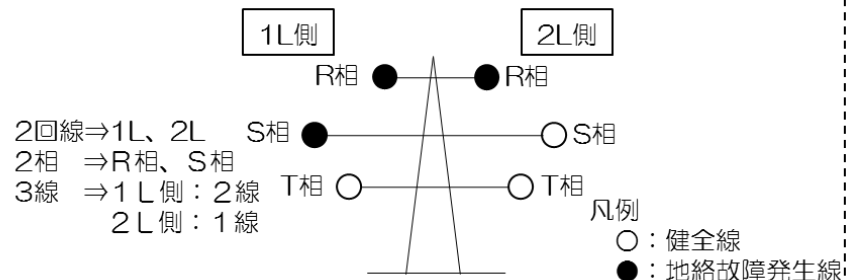


- 1) 連系線及び隣接する電気所の母線故障については、N-2故障は連系線分離となり、周波数維持要因となるためここでは考慮しない。但し、連系線が2ルートでループとなっている箇所は連系線分離とならず、連系線のN-2故障 (ルート断) を想定する。
- 2) 北陸エリアでは、2回線2相3線故障の頻度が比較的多く北陸関西間連系線では想定故障に含める。
- 3) ここでいうN-2故障は同一鉄塔に支持されている送電線等の2回線故障を指し、独立した設備の2箇所同時喪失を伴う故障は含めない。

【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。



○制約要因が熱容量等の場合は限度値が変わらないため断面数を簡素化する。

○制約要因が周波数維持の場合で需要の増加（減少）傾向がはっきりしている月はさらに2断面に分け断面数を細分化する。（次頁参照）

連系線	断面
中部関西間連系線 (関西向)	60断面（月別（9月、11月、3月はさらに2分割）・平/休日・昼/夜間）
中国九州間連系線 (両方向)	60断面（月別（9月、11月、3月はさらに2分割）・平/休日・昼/夜間）

○制約要因が周波数維持以外の場合で、空容量が十分にあり、混雑の発生が見込まれない場合は断面数を簡素化する。

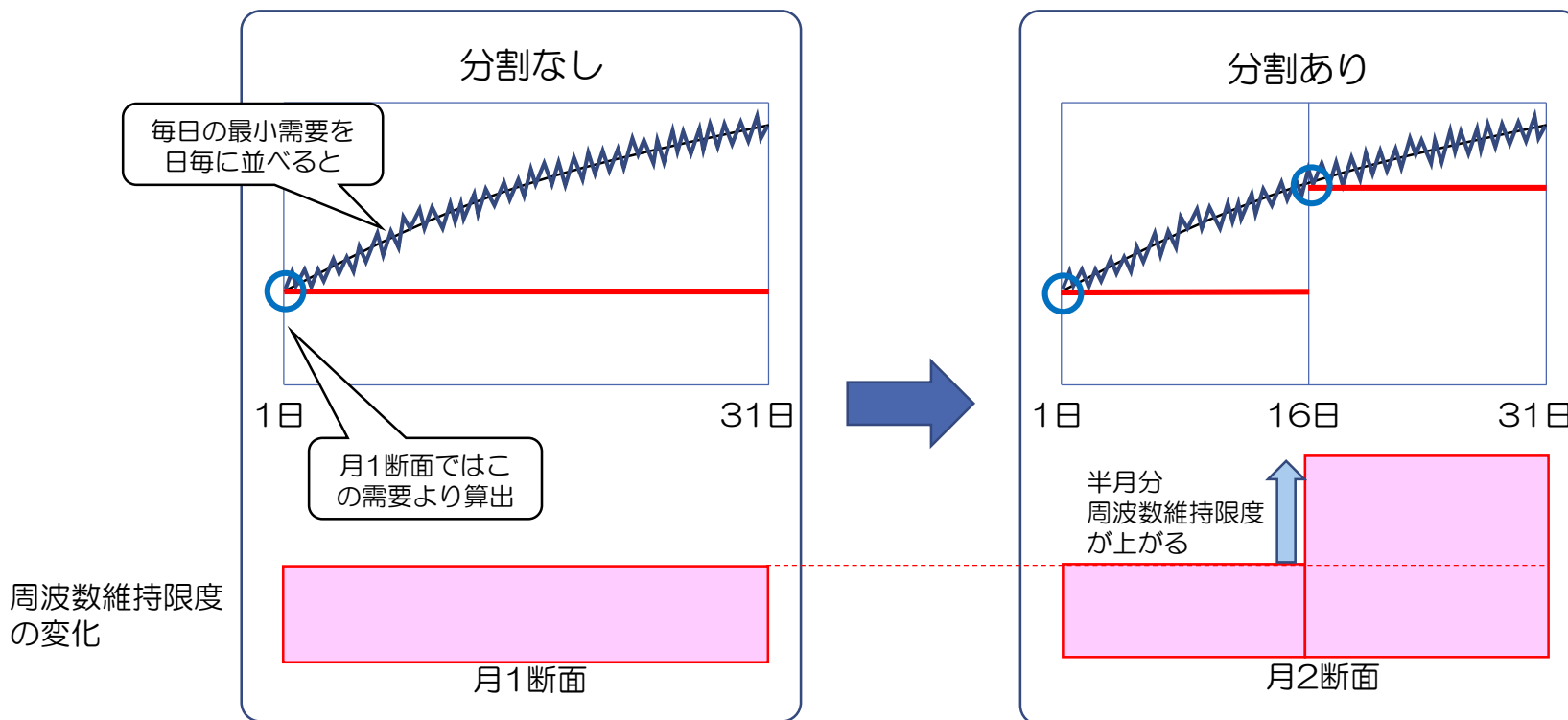
連系線	制約要因	設定断面	空容量 ²⁾
北陸関西間連系線 (関西向)	同期安定性	1断面（5月夜間）	143万kW
関西中国間連系線 (関西向)	電圧安定性	4断面（春夏秋冬）	95万kW
関西中国間連系線 (中国向)	熱容量 ¹⁾	1断面	292万kW

1) 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ため、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している。

2) 昨年度算出した年間計画空容量の最小値

○季節の変わり目等、月の前・後半で需要の増加（減少）傾向がはっきりしている月については、前・後半に分割して算出することにより、半月分周波数維持限度をアップさせる。

月を2分割した場合のイメージ



二断面化する連系線と分ける月

連系線（方向）	二断面に分ける月
中部関西間連系線（関西向）	9月、11月、3月
中国九州間連系線（両方向）	9月、11月、3月

◆昨年度算出した2017年度の決定要因、設定断面、空容量は下のとおり。（作業時除く）

連系線	方向	決定要因	断面 ¹⁾	最小空容量
北海道本州間連系設備	両方向	熱容量	1	東北向：15万kW、北海道向：0万kW
東北東京間連系線	東京向	同期安定性・熱容量	48以上 ²⁾	0万kW
	東北向	周波数維持	48	196万kW
東京中部間連系設備	両方向	熱容量	1	中部向：71万kW、東京向：0万kW
中部関西間連系線	関西向	周波数維持	60 ³⁾	66万kW
	中部向	周波数維持	48	131万kW
中部北陸間連系設備	両方向	熱容量	1	北陸向：30万kW、中部向：30万kW
北陸関西間連系線	関西向	同期安定性	1 ⁴⁾	143万kW
	北陸向	周波数維持	48	57万kW
関西中国間連系線	中国向	熱容量	1	292万kW
	関西向	電圧安定性	4 ⁵⁾	95万kW
関西四国間連系設備	両方向	熱容量	1	四国向：58万kW、関西向：8万kW
中国四国間連系線	両方向	熱容量	1	四国向：19万kW、中国向：76万kW
中国九州間連系線	両方向	周波数維持・熱容量	60 ³⁾	九州向：185万kW、中国向：0万kW

1) 特殊日（GW、年末年始等）は別途検討するため断面数に含めない。
また、作業時は日単位で検討しておりこの値以上の断面になる。

2) 日単位で算出しており48断面以上ある。

3) 月毎（9月、11月、3月はさらに2分割）・平/休日・昼/夜間

4) 5月夜間

5) 春夏秋冬

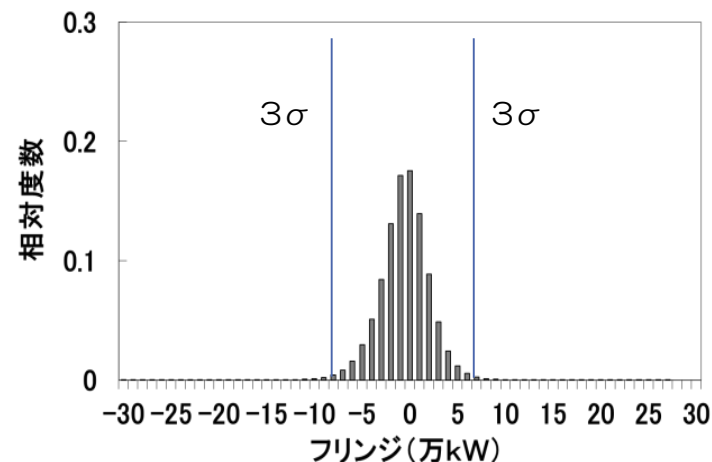
4. その他の検討条件

◆常時潮流変動分（フリンジ量）¹⁾

連系線潮流実績値から計画値とのズレを求め、正規分布に置換えた時の3σ(99.7%)の値より以下の通り設定する。

- ①限界潮流を超えないように過去5年の実績の最大値を切り上げる。
- ②利便性を考慮して万kW単位とする。

- 1) 送配電等業務指針第195条第2項第2号及び第3号に規定される同期安定性及び電圧安定性の運用容量算出において、各制約要因での限界となる連系線潮流の最大値から控除されるもの（瞬時的な変動に伴う潮流の偏差量）



◆フリンジの設定値（万kW）

	実績3σ値					今回の設定値	前回の値 (参考)
	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度		
東北東京間連系線	15.1	15.9	16.3	15.7	16.4	17	17
中部関西間連系線	20.8	21.4	21.8	20.7	22.0	22	22
北陸関西間連系線	7.8	7.7	8.0	8.6	8.9	9	9
関西中国間連系線	23.7	24.2	24.5	24.4	24.9	25	25
中国四国間連系線	5.7	6.4	6.3	7.5	8.4	9	8
中国九州間連系線	18.7	19.7	20.0	19.7	20.7	21	20

- ◆ 関西中国間連系線等60Hz系統の同期安定性・電圧安定性検討時には中国九州間連系線に潮流限度値を流して検討しており、この潮流限度値を下表の通りとする。

中国九州間連系線（中国向）の潮流限度値

	期間	潮流限度値
夏季	3～11月	278万kW
冬季	12～2月	298万kW

◆潮流限度値の検討

関西中国間連系線等60Hz系統の同期安定性、電圧安定性検討時には中国九州間連系線に潮流限度値を流して検討している。

昨年度、中国九州間連系線は冬季（12～2月）については熱容量326万kWまで流せることが確認できたが、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運用容量が下がるため、必要以上に上げないよう検討した。

結果、この先10年の夏季最大需要より冬季想定需要を算出し、これより求めた周波数維持限度を考慮して中国九州間連系線の潮流限度値は298万kWとする。

◆中国九州間連系線の周波数維持限度値（九州⇒中国向き）

- 『2017（平成29）年度 全国及び供給区域ごとの需要想定』より、中西5社（中部、北陸、関西、中国、四国）の夏季最大需要電力の合計値 (万kW)

年度	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年
夏季最大需要 (中西5社計)	7,022.0	7,021.0	7,037.0	7,042.5	7,048.5	7,057.5	7,063.5	7,071.0	7,078.0	7,084.0

- 今年度、運用容量算出時に過去実績より算出した需要を上での夏季最大需要で補正して算出した冬季想定需要より求めた周波数維持限度（週間計画以降48断面時の最大値） (万kW)

年度	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年
冬季想定需要 (中西5社計)	5,500.9	5,500.1	5,512.6	5,516.9	5,521.6	5,528.7	5,533.4	5,539.3	5,544.7	5,549.4
周波数維持限度	296	296	296	296	297	297	297	298	298	298

- ◆ 関西中国間連系線等60Hz系統の同期安定性・電圧安定性検討時には中国九州間連系線に限界潮流を流して検討している。この潮流条件を昨年度の検討条件で用いた熱容量とし、下表の通りとする。

中国九州間連系線（中国向）の潮流条件

	期間	潮流条件
夏季	3～11月	278万kW
冬季	12～2月	298万kW

◆限界潮流の検討

関西中国間連系線等60Hz系統の同期安定性、電圧安定性検討時には中国九州間連系線に限界潮流を流して検討している。

昨年度、中国九州間連系線は冬季（12～2月）については熱容量326万kWまで流せることが確認できたが、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運用容量が下がるため、必要以上に上げないよう検討した。

結果、この先10年の夏季最大需要より冬季想定需要を算出し、これより求めた周波数維持限度を考慮して中国九州間連系線の限界潮流は298万kWとする。

◆中国九州間連系線の周波数維持限度値（九州⇒中国向き）

- 『2017（平成29）年度 全国及び供給区域ごとの需要想定』より、中西5社（中部、北陸、関西、中国、四国）の夏季最大需要電力の合計値 (万kW)

年度	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年
夏季最大需要 (中西5社計)	7,022.0	7,021.0	7,037.0	7,042.5	7,048.5	7,057.5	7,063.5	7,071.0	7,078.0	7,084.0

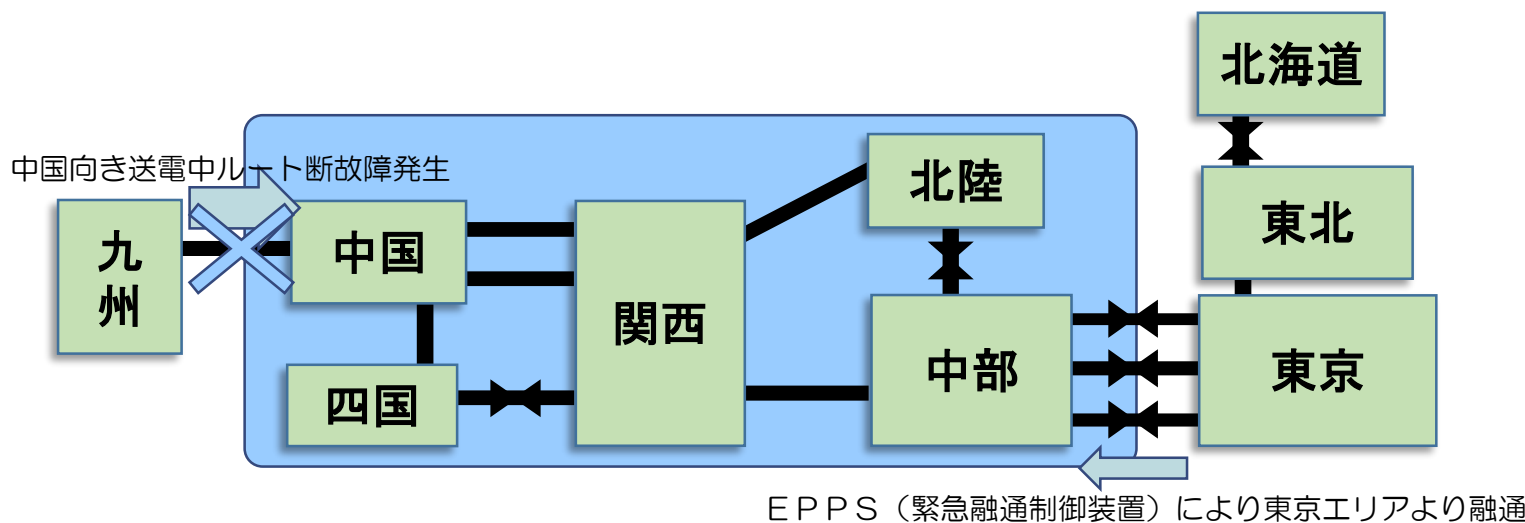
- 今年度、運用容量算出時に過去実績より算出した需要を上での夏季最大需要で補正して算出した冬季想定需要より求めた周波数維持限度（週間計画以降48断面時の最大値） (万kW)

年度	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年
冬季想定需要 (中西5社計)	5,500.9	5,500.1	5,512.6	5,516.9	5,521.6	5,528.7	5,533.4	5,539.3	5,544.7	5,549.4
周波数維持限度	296	296	296	296	297	297	297	298	298	298

- ◆中国九州間連系線（中国向）では、EPPS（緊急融通制御装置）により東京エリアから融通されることを考慮し、見込み量（10万kW）を加える。

周波数維持の運用容量（MW）

$$= \text{想定需要 (MW)} \times \text{系統特性定数 (\%MW/Hz)} \times \Delta f \text{ (Hz)} + \text{EPPS見込み量 (MW)}$$



【業務規程】

(運用容量の設定)

- 第126条 本機関は、翌年度以降の長期計画及び年間計画における連系線の運用容量（以下、本章において単に「運用容量」という。）を算出するため、連系線を維持し運用する一般送配電事業者及び送電事業者たる会員との間で検討会（以下「運用容量検討会」という。）を設け、同検討会の検討を踏まえ、毎年5月末日までに、検討スケジュール、運用容量の算出断面、需要その他の検討条件を定め、これを公表する。この際、運用容量の算出断面を季節別、平休日別等に細分化することにより、混雑の発生を抑制することが可能であると認めるときは、その細分化を行う。
- 2 本機関は、前項に基づき公表した検討条件に関し、連系線を利用する者からの要望を受けたときは、運用容量検討会において対応を審議し、必要に応じ、検討条件の見直しを行う。
 - 3 本機関は、第1項の検討条件に基づいた運用容量検討会の検討を踏まえ、送配電等業務指針に定めるところにより、毎年2月末日までに、翌年度以降の長期計画及び年間計画における運用容量を算出する。
 - 4 本機関は、運用容量検討会の検討経過及び結果並びに算出した運用容量を公表する。
 - 5 本機関は、月間計画、週間計画及び翌日計画以降の運用容量について、別表12-1（d）に定める公表時期までに、年間計画における運用容量及び検討条件に基づき算出し、その値を公表する。

【送配電等業務指針】

(運用容量の算出の考え方)

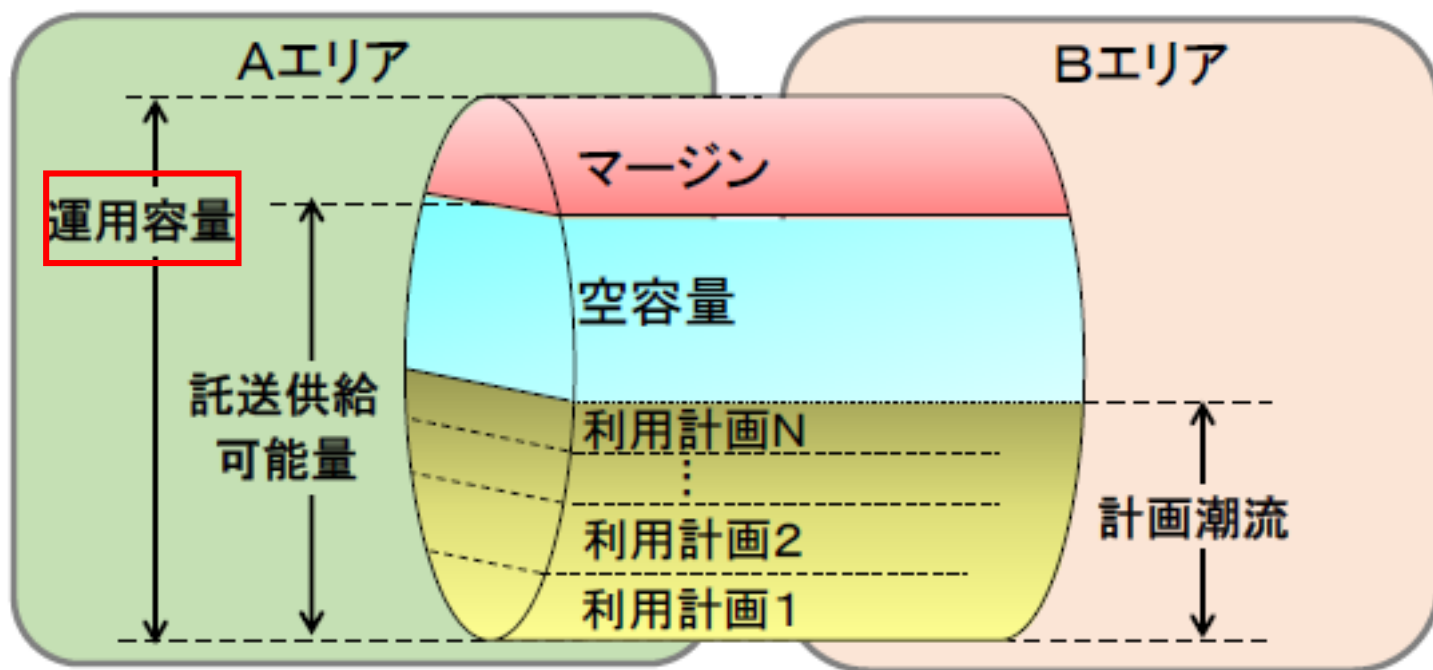
- 第195条 連系線の運用容量は、電力設備に通常想定し得る故障が発生した場合においても、電力システムの安定的な運用が可能な容量とする。
- 2 連系線の運用容量は、次の各号に掲げる潮流の値の最小値とする。
- 一 **熱容量等** 設備健全時、又は、電力設備のN-1故障が発生した場合において、流通設備に流れる潮流を熱容量その他の設計上の許容値以下とできる連系線の潮流の最大値。但し、本号における熱容量とは、流通設備に電流が流れた際の当該設備の温度が当該設備を継続的に使用することができる上限の温度となる潮流の値をいう。
 - 二 **同期安定性** 通常想定し得る範囲において、送電線、変電所又は開閉所の母線その他発電機間の同期状態に影響を与える可能性のある電力設備の故障が発生した場合に、発電機間の同期状態が保たれ、発電機の安定運転を維持できる連系線の潮流の最大値から需要等の瞬時的な変動に伴う潮流の偏差量を控除した値。
 - 三 **電圧安定性** 通常想定し得る範囲において、送電線、変電所又は開閉所の母線その他電力システムの電圧の安定性に影響を与える可能性のある電力設備の故障が発生した場合に、電力システムの電圧を安定的に維持できる連系線の潮流の最大値から需要等の瞬時的な変動に伴う潮流の偏差量を控除した値。
 - 四 **周波数維持** 連系線が遮断し電力システムが分離した場合において、電力システムの周波数を安定的に維持できる連系線の潮流の最大値。

【参考資料】

運用容量の概要

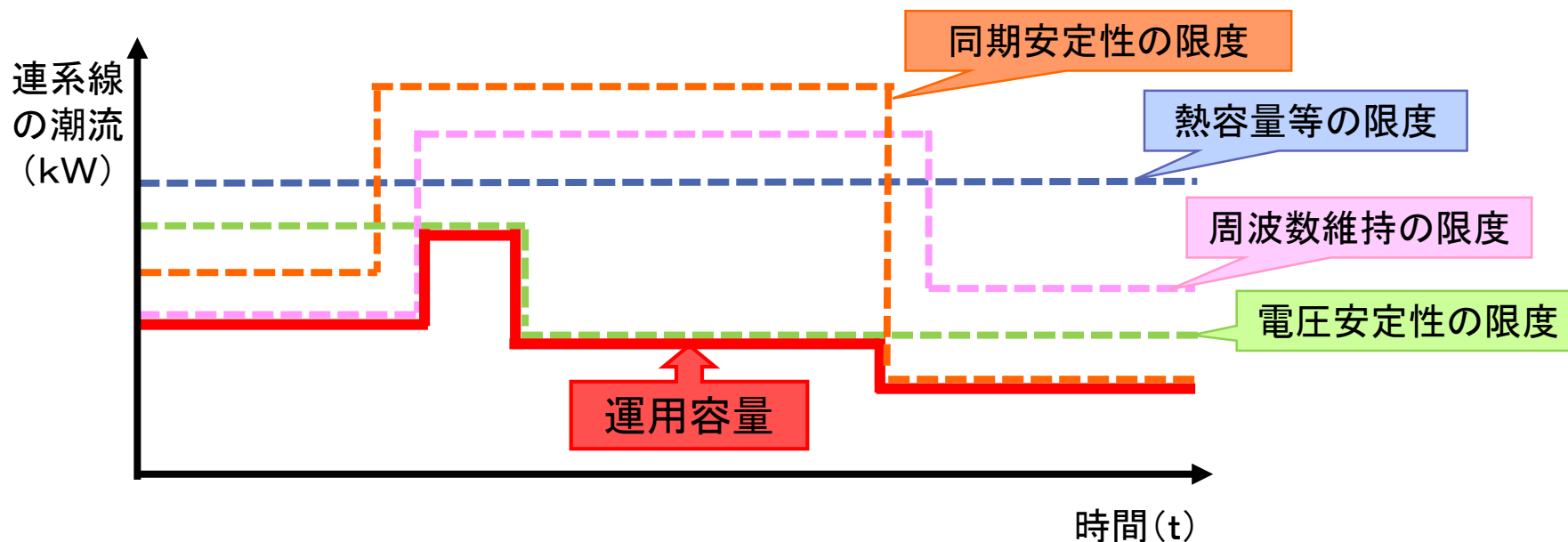
「連系線の運用容量」とは・・・

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、電力システム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

電力システム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¹⁾。

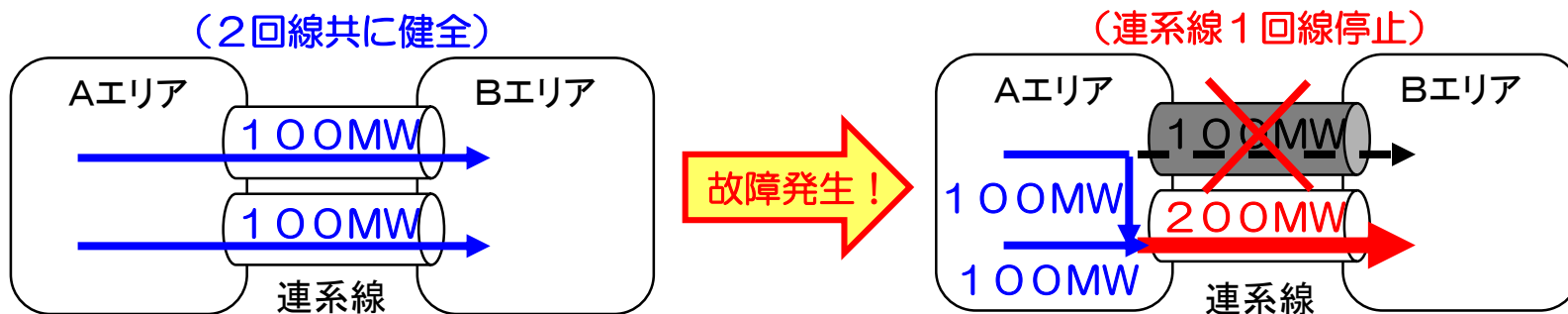


1) 各限度値の全てを算出するのではなく、他の限度値が制約とならないことを確認する場合がある。

【熱容量等】

流通設備（送電線、変圧器等）の健全時、または電力設備のN-1故障（送電線1回線故障、変圧器1台故障、発電機1台故障等）時において、流通設備を継続的に使用できるように、熱容量（当該設備に電流が流れたときの上限温度により決まる潮流値）または設計上の許容値による連系線潮流の限度値をいう。

- ✓ 流通設備の故障時には、その設備に流れていた潮流が、他の健全な流通設備に加わる（回り込む）ことを考慮する必要がある。



- ✓ 潮流が一定時間以上限度値を超えると、保護機能により流通設備が停止し、停電に至る等のおそれがある。（保護機能が動作しなかった場合は設備の損壊に至るおそれがある）
- ✓ 熱容量の限度値は、外気温度等に影響されるが、需要の大小には影響されない。

【同期安定性】

通常想定し得る範囲の同期状態に影響を与える電力設備（送電線、変圧器、発電機等）の故障において、発電機の同期状態が保たれ、発電機の安定運転が維持できる連系線潮流の限度値をいう。

- ✓ 潮流が限度値を超えた状態で電力設備に故障が発生し、保護機能により電力設備が停止すると、同期状態が不安定となり、多数の発電機が保護機能により停止した場合に、周波数が大幅に変動し、大規模な停電に至るおそれがある。
- ✓ 同期安定性の限度値は、一般的に発電機の運転台数が多い（需要が大きい）と高く、発電機の運転台数が少ない（需要が小さい）と低い。

【電圧安定性】

通常想定し得る範囲の電圧状態に影響を与える電力設備（送電線、変圧器、発電機等）の故障において、電力系統の電圧を安定的に維持できる連系線潮流の限度値をいう。

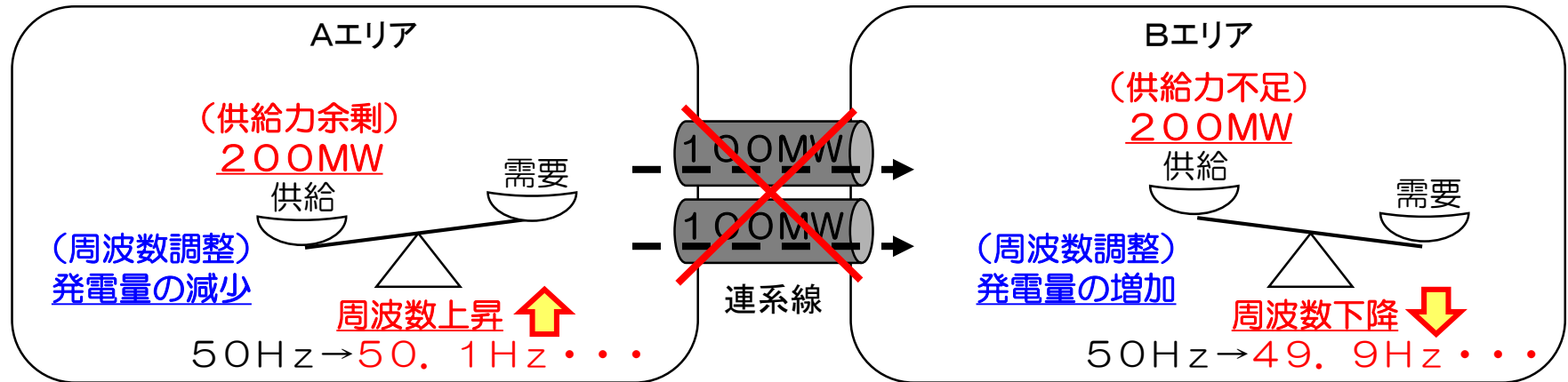
- ✓ 潮流が限度値を超えた状態で電力設備に故障が発生し、保護機能により電力設備が停止すると、安定的な電圧状態が維持できなくなり、電力設備が保護機能により停止（発電機の停止や需要の脱落等）した場合に、周波数が大幅に変動し、大規模な停電に至るおそれがある。
- ✓ 電圧安定性の限度値は、一般的に需要が大きいと低く、需要が小さいと高い。

5. 制約要因（周波数維持）

【周波数維持】

連系線が遮断し電力系統が分離した場合において、電力系統の周波数を安定的に維持できる連系線潮流の限度値をいう。

連系線2回線故障発生！
(連系線停止によりAエリアとBエリアが分離)



※周波数の上昇が大きく、エリアの調整力（ガバナーフリー、LFC、揚水等）で周波数を調整できない場合は、電源制限（発電機の停止）等の方法を取り大規模な停電を回避する。

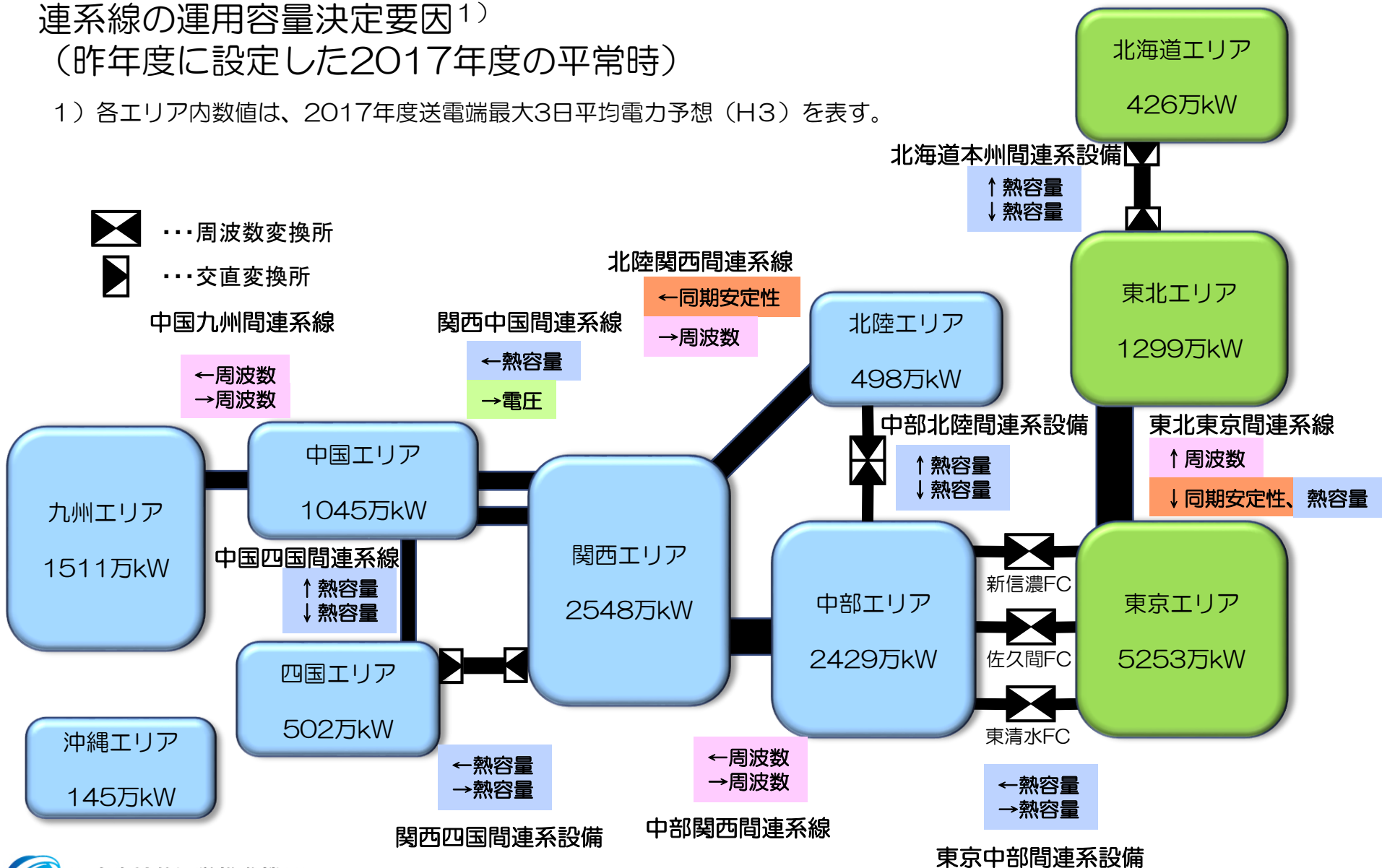
※周波数の下降が大きく、エリアの調整力（ガバナーフリー、LFC、揚水等）で周波数を調整できない場合は、需要抑制（部分的な停電）等の方法を取り大規模な停電を回避する。

- ✓ 潮流が限度値を超えた状態で連系線故障が発生し、連系線が保護機能により停止すると、周波数の変動により、停電等に至るおそれがある。
- ✓ 周波数維持の限度値は、一般的に需要が大きいと高く、需要が小さいと低い。※
※需要が大きいと、発電機の運転台数が多く調整力が大きくなり、周波数変動の割合が小さくなる。需要が小さいとその逆となる。

6. 全国系統の概念図

連系線の運用容量決定要因¹⁾
 (昨年度に設定した2017年度の平常時)

1) 各エリア内数値は、2017年度送電端最大3日平均電力予想(H3)を表す。



○運用容量算出断面

運用容量の算出断面は、送配電等業務指針第197条に規定されている。

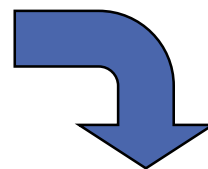
広域機関設立前

設立後

年度を通じて
1断面を原則*



30分毎
を原則

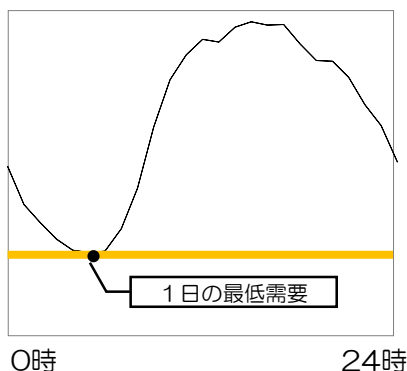


算出断面を
細分化すると

*一般電気事業者の送電部門が混雑の解消または緩和を図ることが可能と判断する場合は関係箇所と協議のうえ断面を複数化

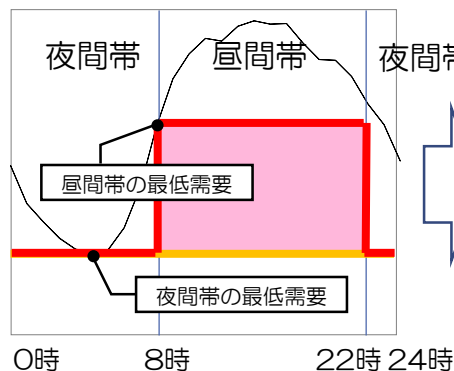
【算出断面の細分化による運用容量の増加イメージ（週間計画以降の例）】

【1断面/日の運用容量】



• 運用容量を1日の最低需要から算出し、運用容量として設定する。

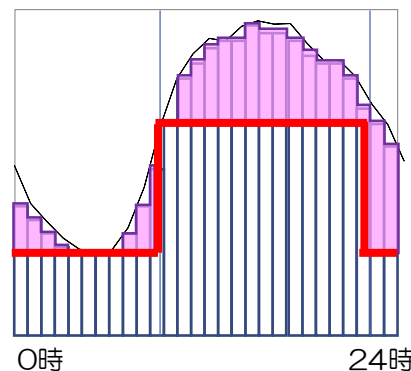
【2断面/日の運用容量】



• 1日を昼間帯※1と夜間帯※2に区分し、昼間帯の最低需要から運用容量を算出することで、昼間帯の運用容量が増加する。

※1 昼間帯：8時～22時
※2 夜間帯：昼間帯以外の時間帯

【30分毎の運用容量】



• 1日を30分毎に区分し、30分毎の想定需要から運用容量を算出することで、運用容量が増加する。

【凡例】

- 需要
- 1断面/日の運用容量
- 2断面/日の運用容量
- 30分毎の運用容量
- 運用容量増加分

【周波数維持の制約要因で運用容量が定まる場合の例】

• 周波数維持の限度値は、一般的に需要が大きいと高く、需要が小さいと低い。