連系線の運用容量算出における検討条件について（2026～2035年度）

2025年5月19日
電力広域的運営推進機関

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators,JAPAN
OCCTO

目次

1．運用容量算出の進め方 ･･･3
1-1　はじめに ･･･4

2．検討条件 ･･･6
2-1　需要等 ･･･7
2-2　算出断面 ･･･8
2-3　検討スケジュール ･･･9

3．検討条件の詳細 ･･･10
3-1　算出方法 ･･･11
3-2　需要想定方法 ･･･12
3-3　同期安定性･電圧安定性検討時の想定故障 ･･･15
3-4　常時潮流変動分（フリンジ量） ･･･16
3-5　断面の考え方 ･･･17

4．その他の検討条件 ･･･20
4-1　中西地域周波数低下事象への対応 ･･･21
4-2　60Hz系統での同期安定性･電圧安定性検討時の条件 ･･･23

【参考資料】 運用容量の概要 ･･･24

１．運用容量算出の進め方

◆ 当機関は、業務規程第126条第1項の規定に基づき、翌年度以降の長期及び年間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。

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及び年間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

2-1 需要等

<table>
<tr><th>項目</th><th>条件</th></tr>
<tr><td>需要</td><td>• 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
• 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3-2参照</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>• 最新の供給計画、発電計画等を基に設定する</td></tr>
<tr><td>停止計画</td><td>• 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</td></tr>
<tr><td>広域系統
整備計画</td><td>• 使用開始予定に合わせ運用容量に反映する
<table>
<tr><th>連系線</th><th>使用開始予定</th></tr>
<tr><td>北海道本州間連系設備</td><td>2027年度</td></tr>
<tr><td>東北東京間連系線</td><td>2027年度</td></tr>
<tr><td>東京中部間連系設備</td><td>2027年度</td></tr>
<tr><td>中地域交流ループ</td><td>2026年度</td></tr>
<tr><td>中部関西間連系設備※</td><td>2030年度</td></tr>
</table>
※中部関西間連系線に係る広域系統整備計画（2024年6月28日）に基づく増強を反映</td></tr>
</table>

◆ 年間の算出断面は原則48断面[1)]、長期は1断面とする。(作業時除く)

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

- ✓ 熱容量限度値では、周囲温度等により細分化が可能な設備に関しては、断面を期間ごとに設定する。
- ✓ 周波数維持限度値では、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。
- ✓ 同期安定性、電圧安定性限度値では、前年度の実績（作業時を除く）から市場分断の発生回数が微小な場合は断面数を簡素化する。

2-3 検討スケジュール

2025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 ▼			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									
課題の検討							算出方法意見募集 ▼					
各限度値・運用容量の算出												

３．検討条件の詳細

3-1 算出方法

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3-3参照)	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＝√3ＶＩcosθ[W] （Ｖ：電圧［Ｖ］、Ｉ：許容電流［Ａ］、cosθ：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）

◆ 最大需要：最新の供給計画値から算出する。（年間のH3[1)]）
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。

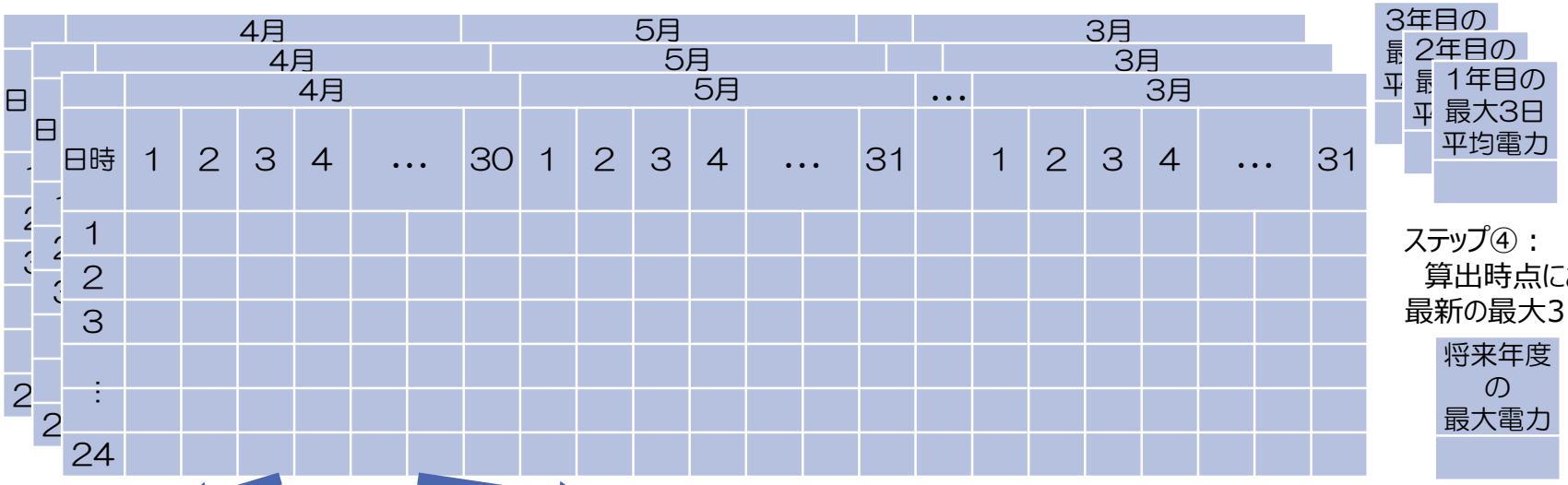
- 周波数維持検討時の最小需要想定

(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。

＜参考＞最小需要の想定の手順（その1）

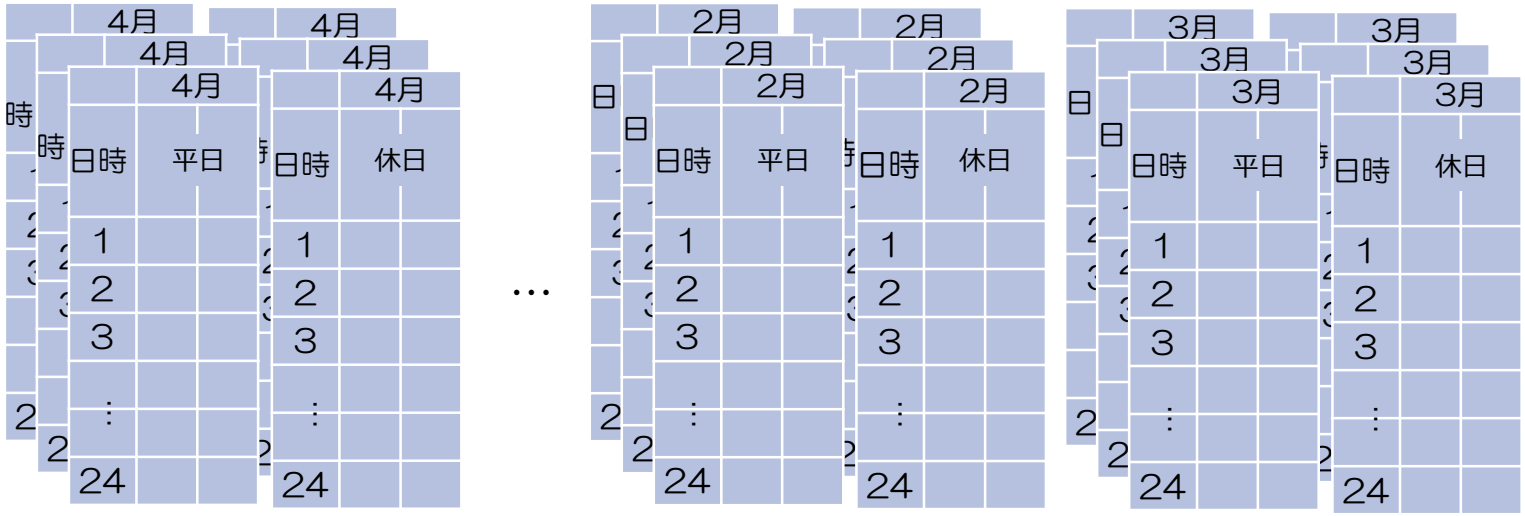
ステップ①：需要実績（3ヶ年分）を集約

ステップ②：
各年度の最大需要実績（最大3日平均）を算出



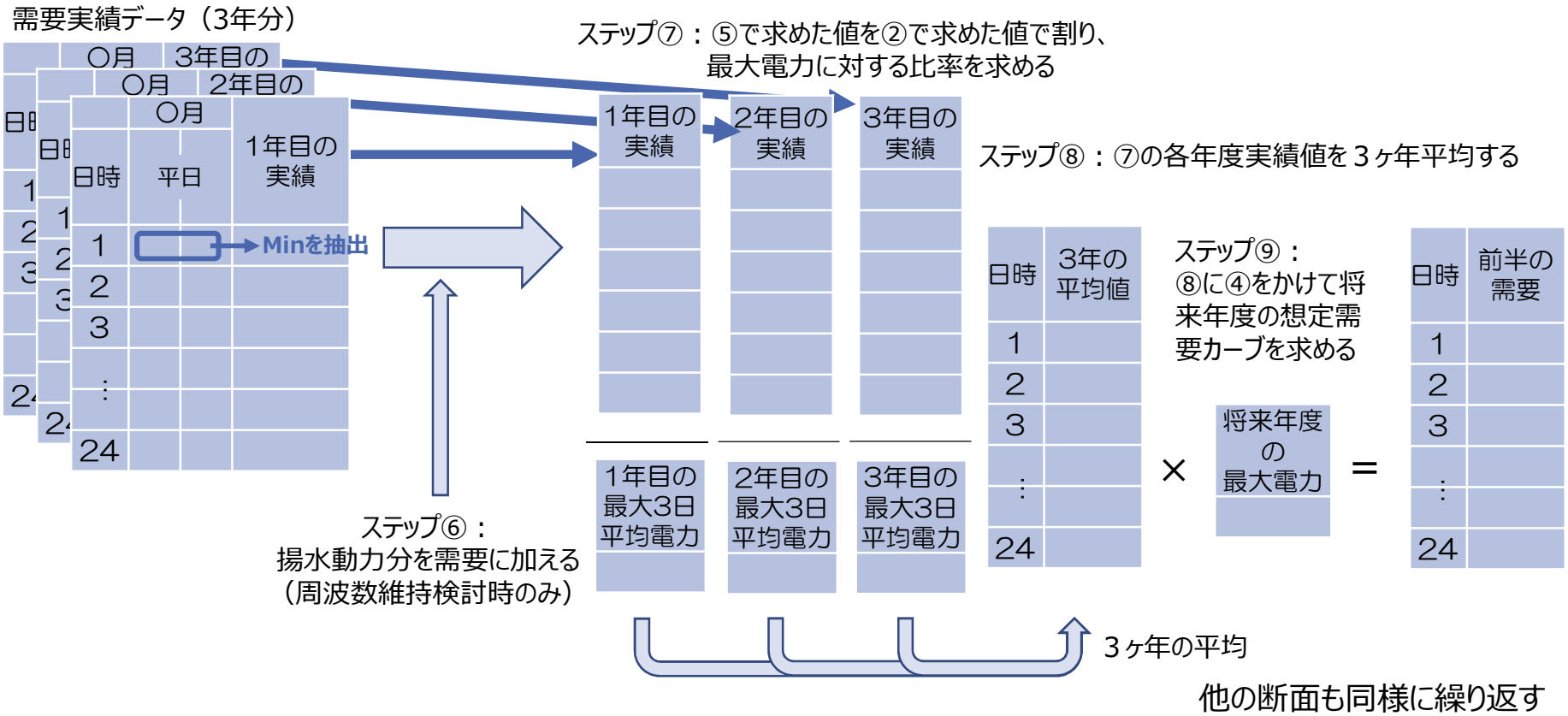
ステップ④：
算出時点における
最新の最大3日平均

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）



＜参考＞最小需要の想定の手順（その2）

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



他の断面も同様に繰り返す

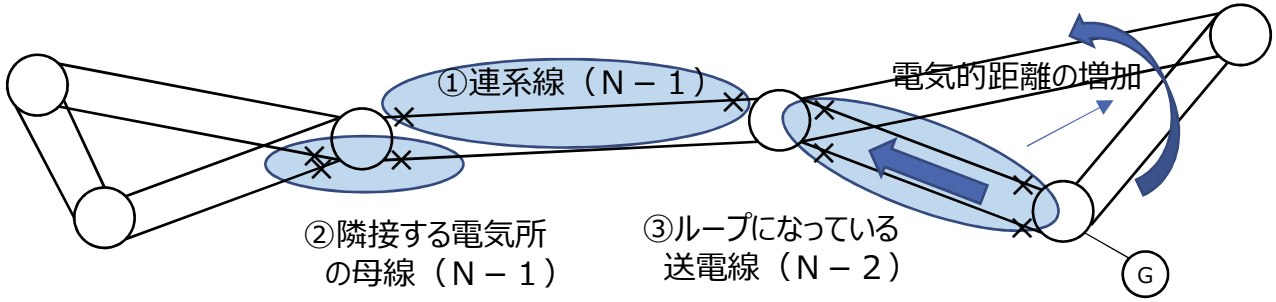
◆ 同期安定性・電圧安定性は電気的距離の増加により不安定になることから、以下の3種類の故障を想定する。

◆ 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)]

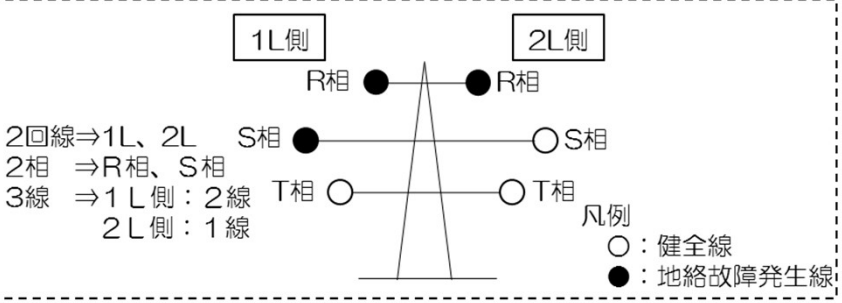


1) 連系線及び隣接する電気所の母線故障については、N-2故障は連系線分離となり、周波数維持要因となるためここでは考慮しない。但し、連系線が2ルートでループとなっている箇所は連系線分離とならず、連系線のN-2故障（ルート断）を想定する。
2) 北陸エリアでは、2回線2相3線故障の頻度が比較的多く北陸関西間連系線では想定故障に含める。
3) ここでいうN-2故障は同一鉄塔に支持されている送電線等の2回線故障を指し、独立した設備の2箇所同時喪失を伴う故障は含めない。

【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。

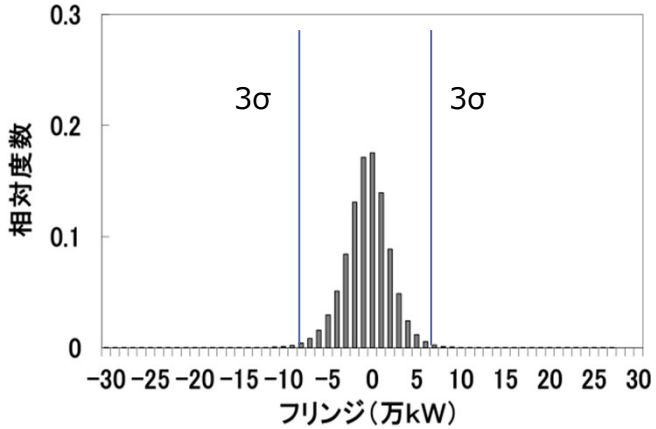


◆ 常時潮流変動分（フリンジ量）[1)]

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）
	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度		
東北東京間連系線	30.3	33.9	29.0	27.3	27.0	34	34
中部関西間連系線	27.1	33.7	33.6	32.3	33.8	34	34
北陸関西間連系線	10.7	11.2	12.4	12.7	15.9	16	13
関西中国間連系線	29.7	30.9	32.3	35.2	37.0	38	36
中国四国間連系線	11.9	11.5	13.8	16.1	17.2	18	17
中国九州間連系線	21.4	21.4	22.1	26.8	28.1	29	27

◆ 周波数維持限度値では需要の増加（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）
北陸関西間連系線（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）
中国四国間連系線（四国向）	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）

◆熱容量限度値では、周囲温度等により細分化が可能な設備に関しては、断面を期間ごとに設定する。

◆同期安定性、電圧安定性限度値では、前年度の実績（作業時を除く）から市場分断の発生回数が微小なため断面数を下表の通り簡素化する。

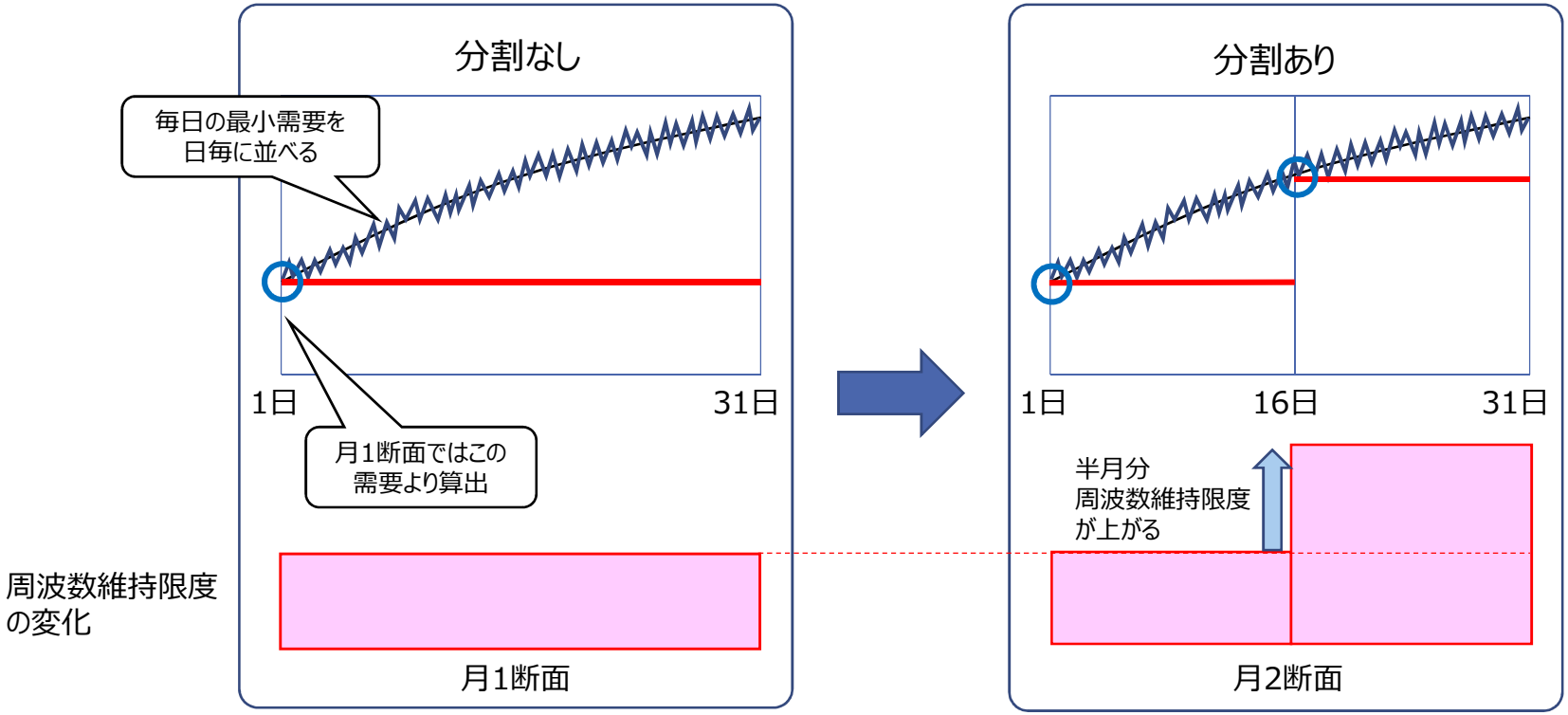
連系線	制約要因	設定断面	市場分断実績[1)]
北陸関西間連系線（関西向）	同期安定性	1断面（5月夜間）	0/17520回
関西中国間連系線（関西向）	電圧安定性	4断面（春夏秋冬）	204/17520回

1）2024.4.1～2025.3.31における作業時を除く実績

＜参考＞周波数維持限度値算出断面の月の2分割化

◆ 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増加させる。

月を2分割した場合のイメージ



2016.3.10公表資料「運用容量の算出方法見直しおよび妥当性確認について」より抜粋

＜参考＞各連系線の設定断面数

◆ 昨年度算出した2024年度の決定要因、設定断面数は下表のとおり。（作業時除く）

連系線	方向	決定要因	断面数[1)]
北海道本州間連系設備	両方向	熱容量	1
東北東京間連系線	東京向	熱容量・同期安定性	48
	東北向	熱容量	1
東京中部間連系設備	両方向	熱容量	1
中部関西間連系線	関西向	周波数維持	60[2)]
	中部向	周波数維持	48
中部北陸間連系設備	両方向	熱容量	1
北陸関西間連系線	関西向	同期安定性	1[3)]
		周波数維持	60[2)]
	北陸向	周波数維持	48
関西中国間連系線	中国向	熱容量	3
	関西向	電圧安定性	4[4)]
関西四国間連系設備	四国向	同期安定性	1[5)]
	関西向	熱容量	1
中国四国間連系線	両方向	熱容量	1
中国九州間連系線	両方向	周波数維持	60[2)]

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数になる。
2） 月毎（9月、11月、3月はさらに2分割）・平／休日・昼／夜間
3） 5月夜間
4） 春夏秋冬
5） 10月昼間

４．その他の検討条件

◆ 周波数維持では、今年度も中西地域周波数低下事象を踏まえた対応を反映する。

【平常時】

① 「中西地域の周波数を59.0Hz以下にしない」ための対策

（2017年度第2回運用容量検討会資料2-1,2018年度第6回運用容量検討会資料1-1参照）

中西地域では、周波数が59.0Hz以下になると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おそれがあることから、運用容量算出条件を以下のとおりとする。

- 周波数低下限度幅を0.8Hzとする
- 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
- FCのEPPS見込み量は60万kWとし、FRT要件非対応発電設備等の不要脱落量を超える分については時間遅れを考慮する。

② 中国九州間連系線（中国向）対策（2019年度第2回運用容量検討会資料3参照）

社会的影響を考慮し、運用容量を維持する。

③ 中部関西間連系線（関西向）対策（2017年度第4回運用容量検討会資料2参照）

FRT要件非対応PVは連系線潮流が小さければ解列量が少なくなることから、連系線の検討潮流を細分化して算出することにより、運用容量の減少を抑制する。

◆ 周波数維持では、今年度も中西地域周波数低下事象を踏まえた対応を反映する。

【設備停止時】

④ 1回線停止時の運用容量

（2017年度第2回運用容量検討会資料2-1,2018年度第6回運用容量検討会資料1-1参照）

これまでどおり、系統制御（負荷制限）を伴わないものとし、以下を織込む。

- 周波数低下限度幅を0.7Hzとする。
- 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
- FCのEPPS見込み量は60万kWとし、FRT要件非対応発電設備等の不要脱落量を超える分については時間遅れを考慮する。

⑤「東北エリアの周波数を49.0Hz以下にしない」ための対策（短工期対策による運用容量拡大を中断した場合）

（2017年度第2回運用容量検討会資料2-1,2017年度第4回運用容量検討会資料1-1参照）

東地域である東北エリアで49.0Hz以下になると安定供給に支障を及ぼすおそれがあることから、運用容量算出条件を以下のとおりとする。

- 周波数低下限度幅を0.8Hzとする
- 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

◆ 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まで潮流を流している条件で検討しており、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	6～9月	278万kW
	4，5，10月	295万kW
	11，3月	311万kW
冬季	12～2月	326万kW

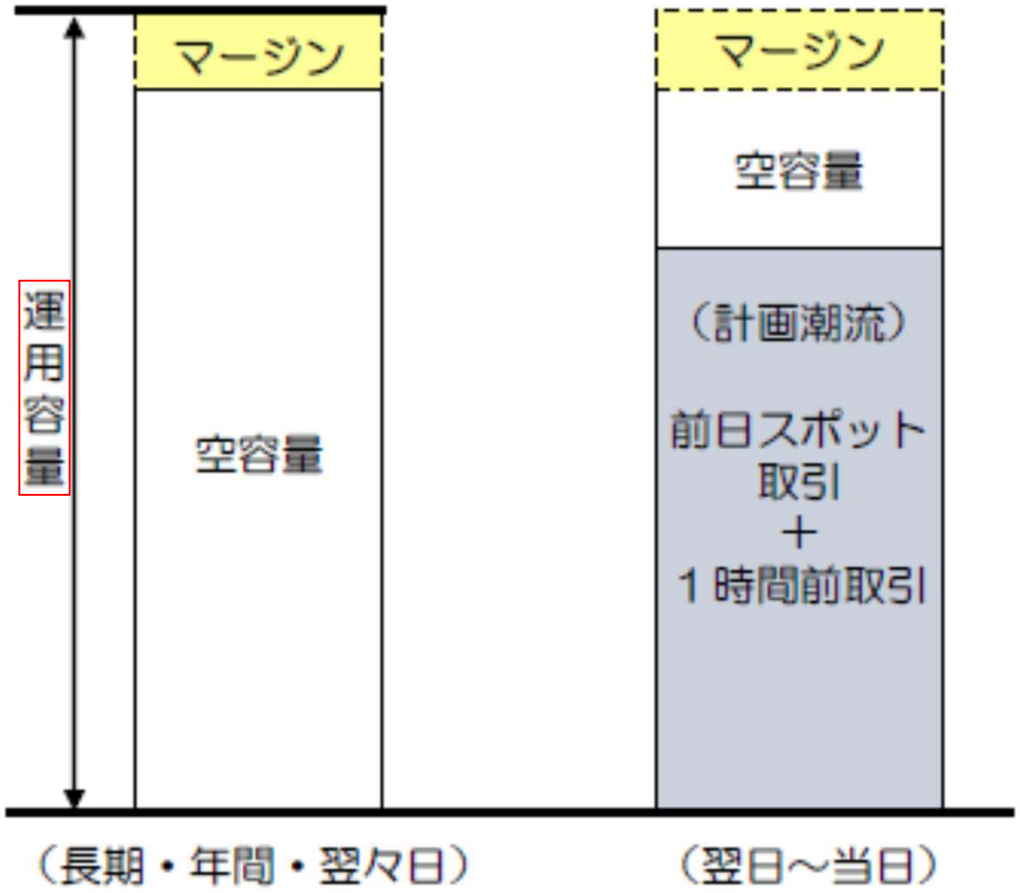
◆ 国の将来における発電コスト試算等を踏まえて、今後必要に応じて見直しを検討する。

【参考資料】

運用容量の概要

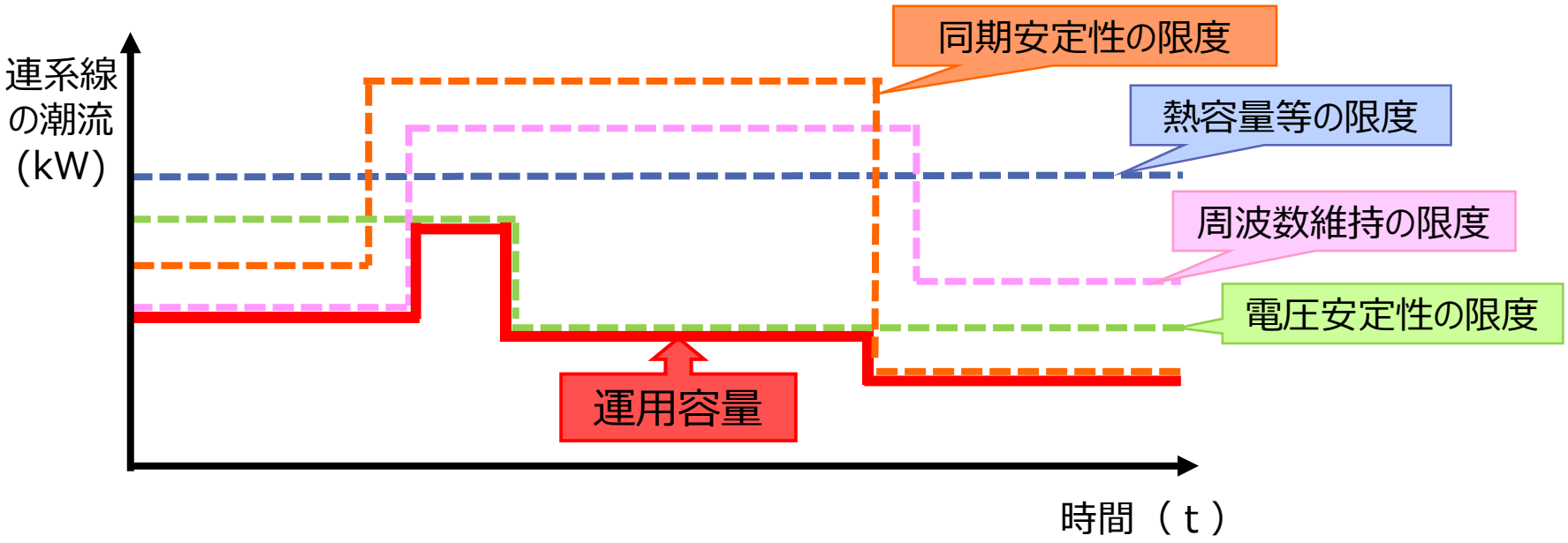
「連系線の運用容量」とは・・・

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

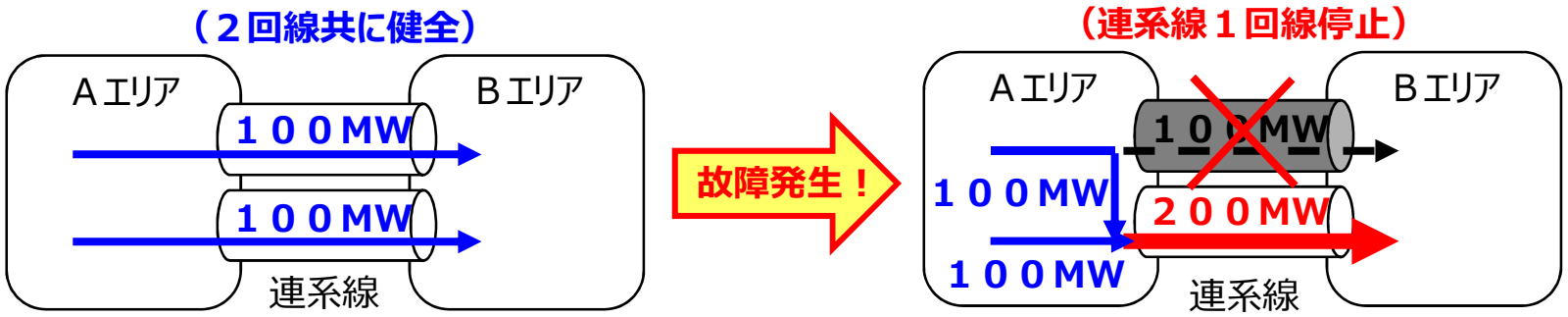
電力系統を安定的に運用するためには、熱容量等、同期安定性、電圧安定性、周波数維持それぞれの制約要因を考慮する必要があり、4つの制約要因の限度値のうち最も小さいものを連系線の運用容量としている[1)]。



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、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。
- ✓ フェンス潮流で管理している連系線については、1ルート断（N-2）による健全ルートに加わる（回り込む）潮流を考慮する。
- ✓ 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。

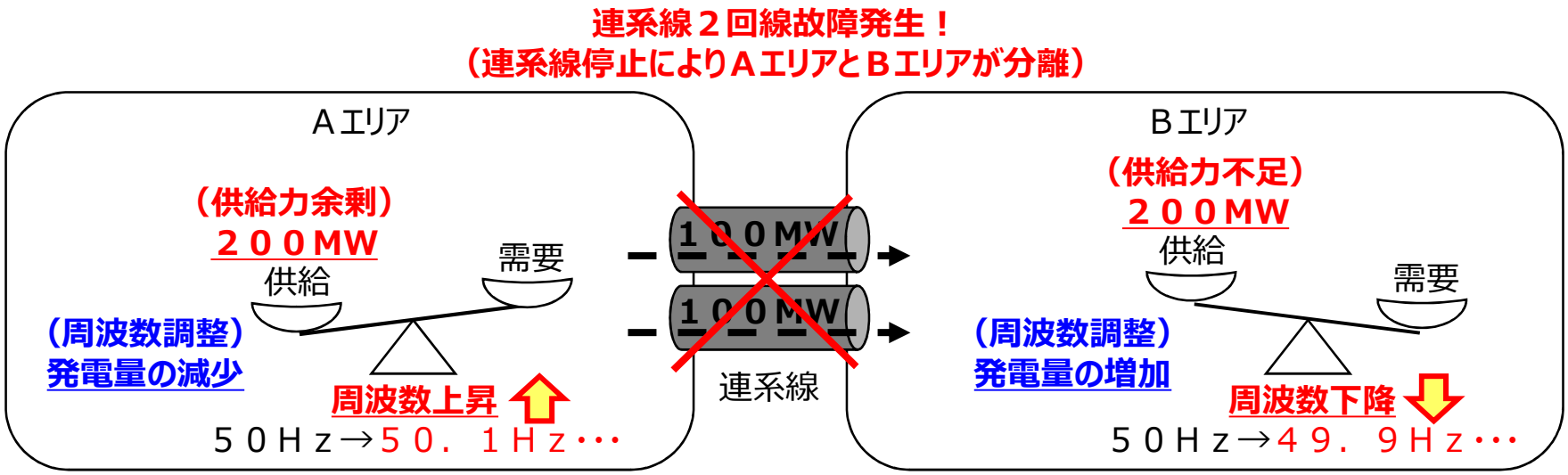
【電圧安定性】

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。

【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。



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。

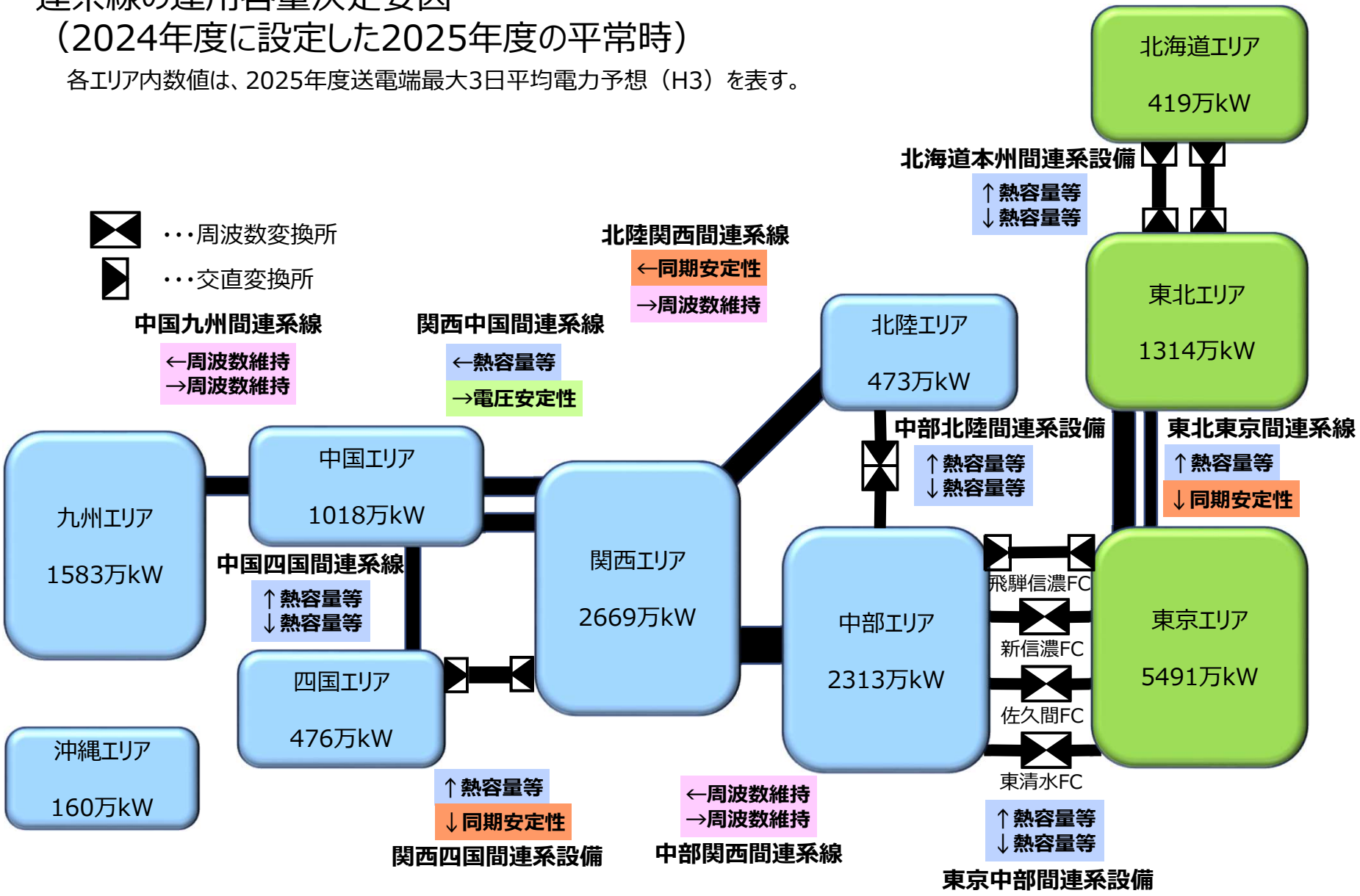
※周波数の下降が大きく、エリアの調整力（ガバナーフリー、LFC、揚水等）で周波数を調整できない場合は、需要抑制（部分的な停電）等の方法を取り大規模な停電を回避する。

- ✓ 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。

連系線の運用容量決定要因
（2024年度に設定した2025年度の平常時）

各エリア内数値は、2025年度送電端最大3日平均電力予想（H3）を表す。



【業務規程】

（運用容量の設定）

第１２６条　本機関は、翌年度以降の長期及び年間における連系線の運用容量（以下、この章において「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、運用容量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、市場分断の発生を回避することが見込まれるときは、その細分化を行う。

２　本機関は、前項の規定により公表した検討条件に関し、他の供給区域からの電気の調達又は他の供給区域への電気の販売を行おうとする電気供給事業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、翌年度以降の長期及び年間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、運用容量について、別途公表している「表　本機関が公開する系統情報の項目及び公開時期」に定める公開時期までに、年間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、電力系統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。ただし、この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系統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、電力系統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の潮流の最大値。