

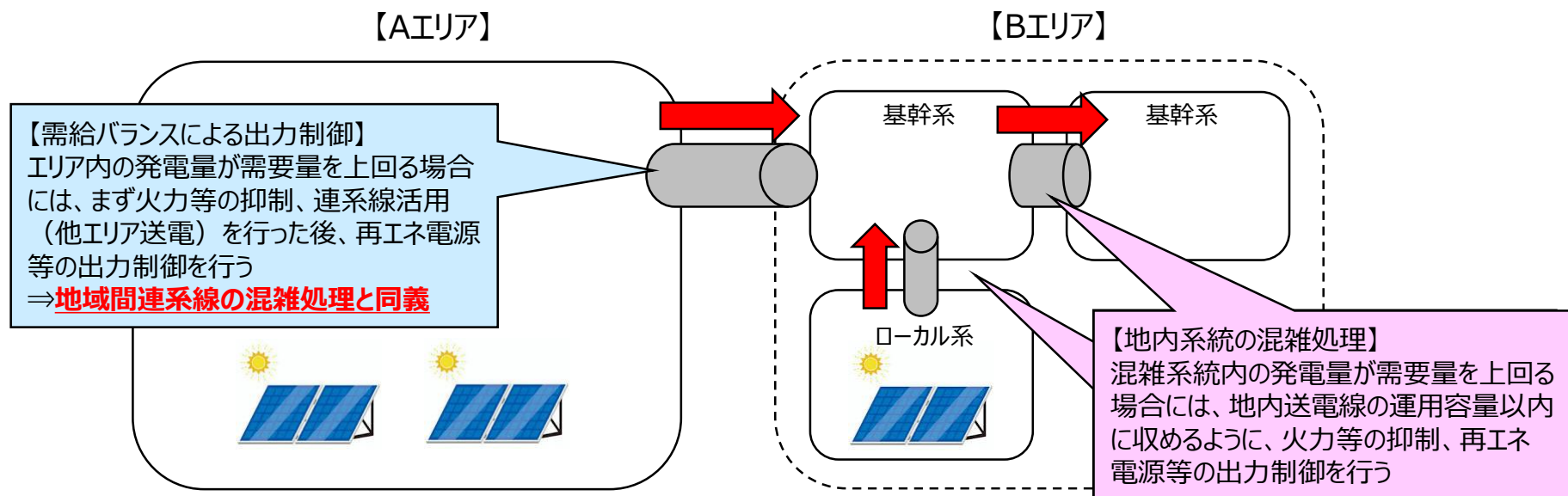
運用容量等に関する基本的事項について

2024年7月19日

将来の運用容量等の在り方に関する作業会 事務局

- 2024年度以降の状況変化（調整力調達の変化、系統混雑の進展等）は、地域間連系線および地内送電線の運用容量等にも影響を及ぼす重要な要素であることから、**制度と運用が両立した最適な運用容量等の在り方**を目指し、本作業会を設置した。
- 具体的には、将来の日本の電力系統においては、調整力（ ΔkW ）の広域調達・運用の更なる進展や、地域間連系線と地内系統の区別なく、不特定多数の箇所で混雑（運用容量超過）が発生することが想定される。
- このような世界観においては、地域間連系線だけでなく地内系統の運用容量の値（考え方）が、そのまま電源起動・出力配分ひいては事業者収支（経営）に直結するため、**制度として、妥当性・透明性の担保が重要**となる。
- また、従来の延長では対応できない事象が発生するとも考えられ、**運用としても、将来に備え、課題の早期把握・ゼロベースの検討を行い、安定供給を確保していくことが重要**となる。
- 本資料では、本作業会における今後の検討の一助にすべく、まずもって運用容量の制約要因をはじめとした基本的な事項について整理したため、ご紹介させていただく。

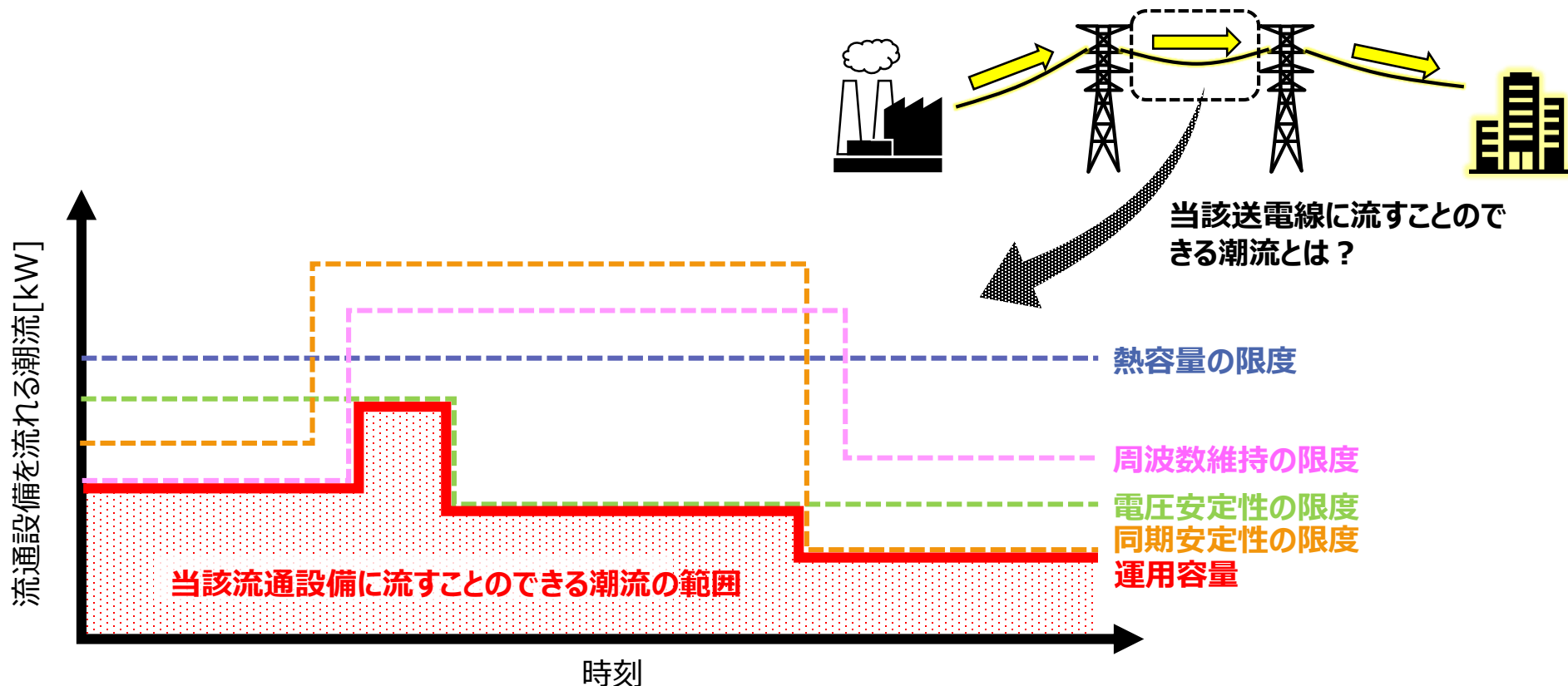
- 日本における今後の再エネ大量導入を見据えると、需給バランスによる出力制御（優先給電ルール）の実施増、ならびに基幹系・ローカル系問わず地内混雑（系統容量）による出力制御の実施増が課題になると考えられる。
- これら、需給バランスによる出力制御と、地内系統の混雑管理については、本質的には同じ課題だという認識の元、**地域間連系線と地内系統を区別することなく、今後大量導入される再エネも含めた全ての電源について、市場原理によって、安定供給と社会コスト最小化を両立させる視点が重要**と考えられる。



1. 運用容量とクライテリアの基本的考え方
2. 制約要因① 熱容量等
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
3. 制約要因② 同期安定性
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
4. 制約要因③ 電圧安定性
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
5. 制約要因④ 周波数維持
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
6. 緊急的な運用容量の拡大
7. 運用容量等に関する基本的事項のまとめ

1. 運用容量とクライテリアの基本的考え方
2. 制約要因① 熱容量等
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
3. 制約要因② 同期安定性
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
4. 制約要因③ 電圧安定性
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
5. 制約要因④ 周波数維持
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
6. 緊急的な運用容量の拡大
7. 運用容量等に関する基本的事項のまとめ

- 発電所等で発電された電力（以下、潮流）は、電力系統を介して、需要家（以下、負荷）へ送電される。
- 広域機関や一般送配電事業者では、**通常想定し得る故障**が発生した場合においても、電力系統を**安定的に運用する（設備故障時にも供給・発電支障や設備寿命への影響を最小限に留める）**ために、**熱容量**、**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すべて満たす限界潮流値を**運用容量**として定めている。



- 通常想定し得る故障は、送配電等業務指針において、**電力設備の単一故障（以下、N-1故障）**および**電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障（以下、N-2故障）**と定義している。
- **N-1故障では原則、供給・発電支障を許容しないこととし、一方、N-1故障よりも発生確率は低いが影響が大きいN-2故障では供給・発電支障は許容するが、社会的影響が大きい場合は別途対策を検討することとしている。**

（電力設備の単一故障発生時の基準）

第64条 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（以下「N-1故障」という。）の発生時において、電力系統が充足すべき性能の基準は次の各号に掲げるとおりとする。

一 供給支障が発生しない場合、又は、供給支障が発生する場合であっても、供給支障の社会的影響が限定的である場合（1回線の配電線路から電気の供給を受ける需要場所において、当該配電線路のN-1故障により供給支障が発生する場合を含む。）

二 発電支障が発生しない場合、又は、発電支障が発生する場合であり、次に掲げる事項を満たすとき

ア 当該発電支障による電力系統の電圧安定性、同期安定性及び周波数に対する影響が限定的であること。

イ 発電抑制（給電指令（第189条に定める。以下同じ。）により発電設備等の出力の抑制又は電力系統からの電氣的な切り離しが行われることをいう。以下同じ。）の対象となる発電設備等を維持・運用する電気供給事業者がN-1故障時における発電抑制の実施に合意していること及び当該電気供給事業者が、当該同意に基づく給電指令に応じ、発電抑制を実施することができる体制及び能力を有すること（保護継電器等により確実に発電抑制を実施できる場合を含む。）。

ウ その他発電抑制を許容することによる電気の供給、公衆の保安等に対するリスクが大きくないこと。

（電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障発生時の対策）

第66条 本機関又は一般送配電事業者若しくは配電事業者は、送配電線、変圧器、発電機その他の電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障が発生した場合において、当該故障に伴う供給支障及び発電支障の規模や電力系統の安定性に対する影響を考慮し、社会的影響が大きいと懸念される場合には、これを軽減するための対策の実施について検討する。

- 地域間連系線の運用容量の算出では、通常想定し得る故障として具体的に下記事象を想定している。
 - N-1故障:1回線3相3線地絡故障、連系線に隣接する1母線3相地絡故障
 - N-2故障:2回線3相6線地絡故障（送電線1ルート断故障）※**独立した設備の2箇所同時喪失は含めない**
- なお、これら想定故障は、**流通設備の仕様や設置環境に依らず、すべからく永久故障を前提**としている。

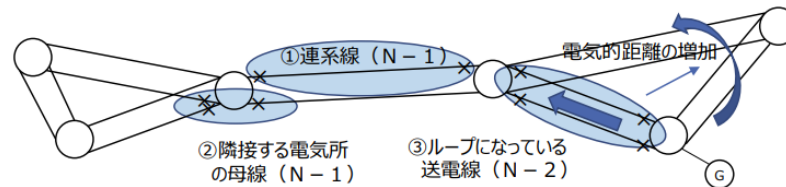
3-3 同期安定性・電圧安定性検討時の想定故障

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

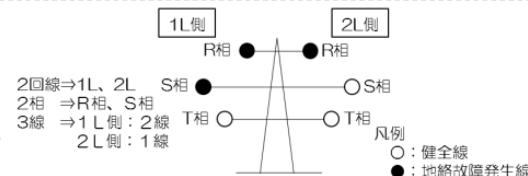
- ① 連系線（N-1故障）¹⁾²⁾
⇒ルートの減少（連系線2回線 → 1回線）
- ② 連系線に隣接する電気所の母線（N-1故障）¹⁾
⇒ルートの減少（「連系線＋隣接する送電線2回線」→ 1回線）
- ③ ループになっている送電線（N-2故障（ルート断））³⁾



- 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ルートでループに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。**

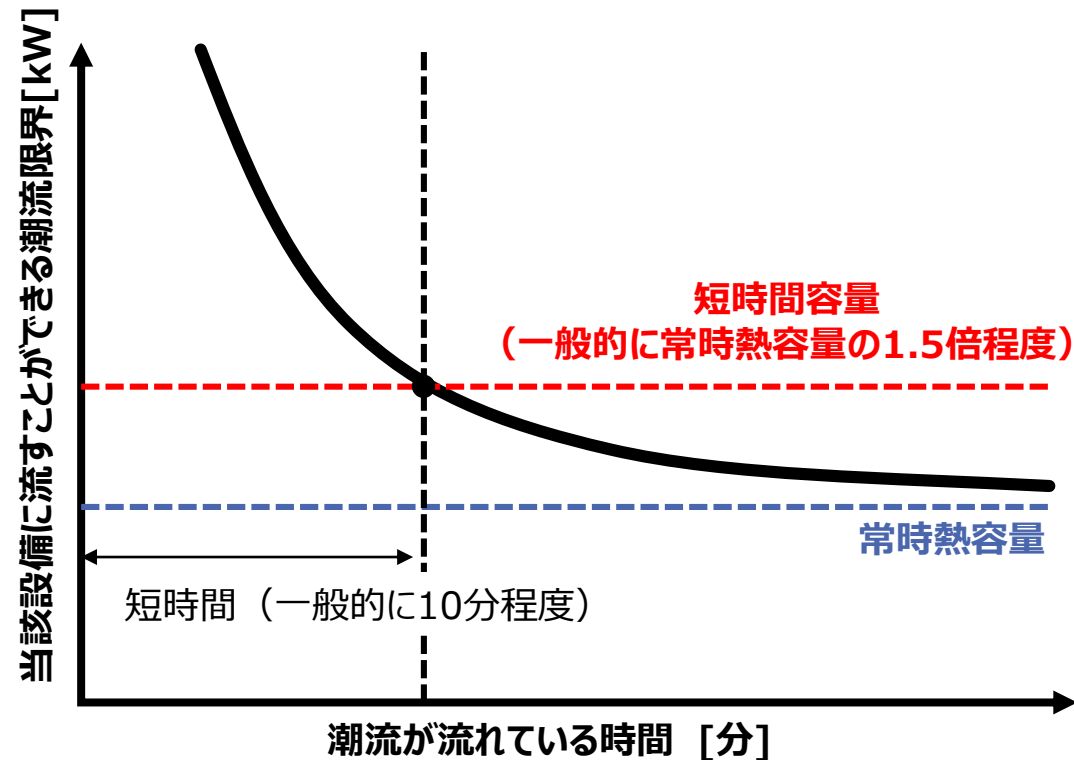
【2回線2相3線地絡故障のイメージ】

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。

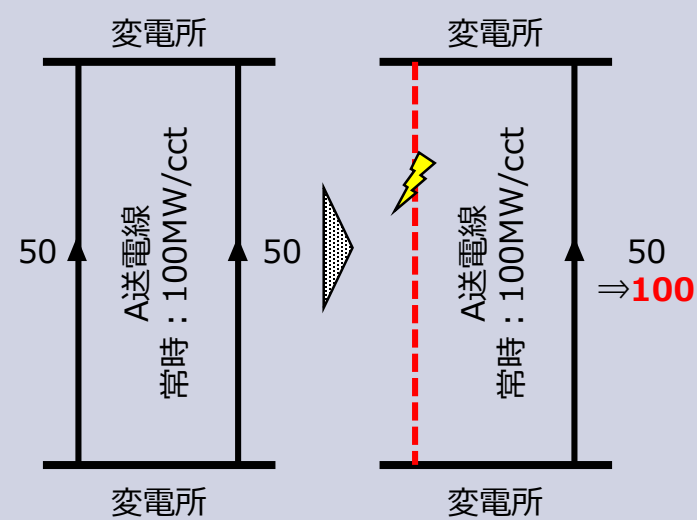
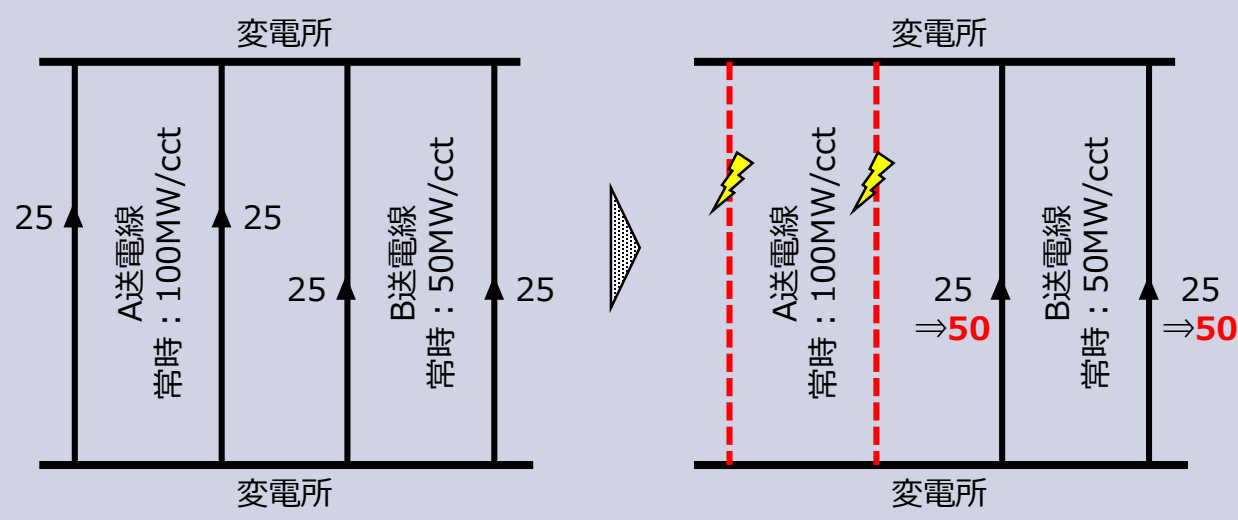


1. 運用容量とクライテリアの基本的考え方
2. 制約要因① 熱容量等
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
3. 制約要因② 同期安定性
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
4. 制約要因③ 電圧安定性
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
5. 制約要因④ 周波数維持
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
6. 緊急的な運用容量の拡大
7. 運用容量等に関する基本的事項のまとめ

- 電力系統を構成する送電線や変圧器は、電気抵抗 $R[\Omega]$ を有することから、当該設備に一定時間（ $t[\text{秒}]$ ）潮流（ $I[\text{A}]$ ）が流れる場合、ジュール熱（ $Q[\text{J}] = R[\Omega] \times I[\text{A}]^2 \times t[\text{秒}]$ ）が発生する。
- そのため、電力設備に流すことのできる限界潮流（熱容量）と時間は、下図のような関係性になり、熱容量制約はこれを考慮して定められる。
- 具体的には、設備耐用年数にわたり常時流し続けることができる限界潮流を常時熱容量（100%）、短時間（10分程度）流すことのできる限界潮流を短時間熱容量（150%）として定め、運用することが一般的となる。

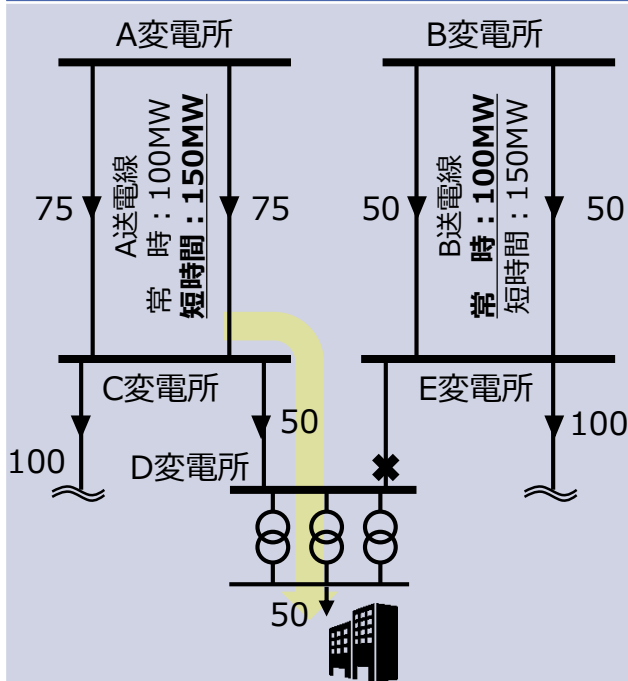


- 電力設備に流れる潮流は、当該設備でN-1故障が生じた場合であっても、**健全回線の潮流が100%である常時熱容量以内（次頁の条件を満たせば150%である短時間熱容量以内）**である必要がある。
- 加えて、ループ系統を構成する送電線では、**N-2故障（1ルート断故障）が生じた場合であっても、健全設備に回り込む潮流が常時熱容量（2回線残っているため200%となる）以内である必要がある**。このような場合には、ループ系統の送電線に流れる潮流合計で限界潮流を定めるフェンス管理方式が適用されている。
- これら**N-1故障、N-2故障を考慮して流すことのできる限界潮流を熱容量制約**として定めている。

N-1故障	N-2故障（1ルート断故障）
 変電所 変電所 変電所 変電所 A送電線 容量: 100MW/cct B送電線 容量: 50MW/cct 50 50 50 ⇒ 100	 変電所 変電所 変電所 変電所 A送電線 容量: 100MW/cct B送電線 容量: 50MW/cct 25 25 25 25 25 ⇒ 50 25 ⇒ 50
N-1故障時に健全回線の潮流が常時熱容量100MW/cct以内とする必要がある。 ⇒ A送電線の熱容量制約：100MW以内	A送電線のN-2故障（1ルート断故障）時にB送電線へ回り込む潮流がB送電線の常時熱容量100MW（=50MW/cct × 2）以内とする必要がある。 ⇒ A送電線 + B送電線の熱容量（フェンス）制約：100MW以内

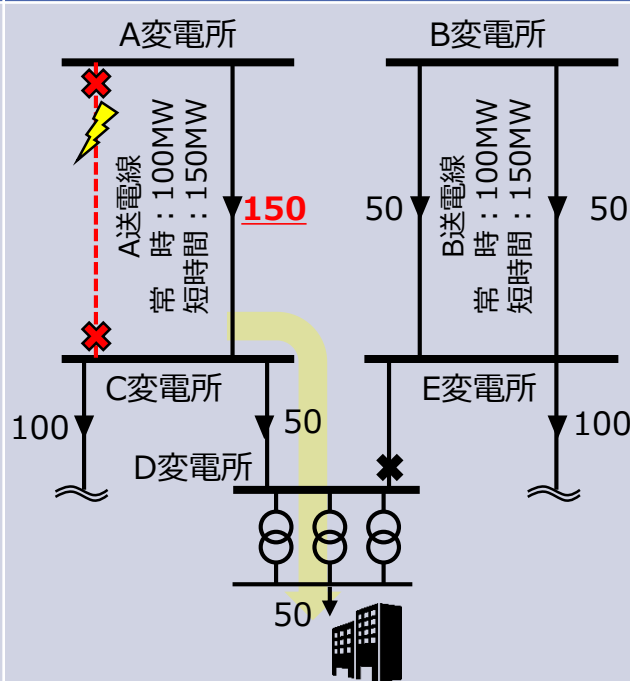
- A送電線のように、送電線1回線故障時に健全回線の潮流が常時容量（100%）を超過する場合であっても、負荷への送電経路の変更や発電機の出力量調整等（下図では一例として送電経路の変更を記載）により、供給支障を伴わずに短時間で常時容量までの調整が可能な場合には、短時間容量（150%）を熱容量制約としている。

①設備健全時



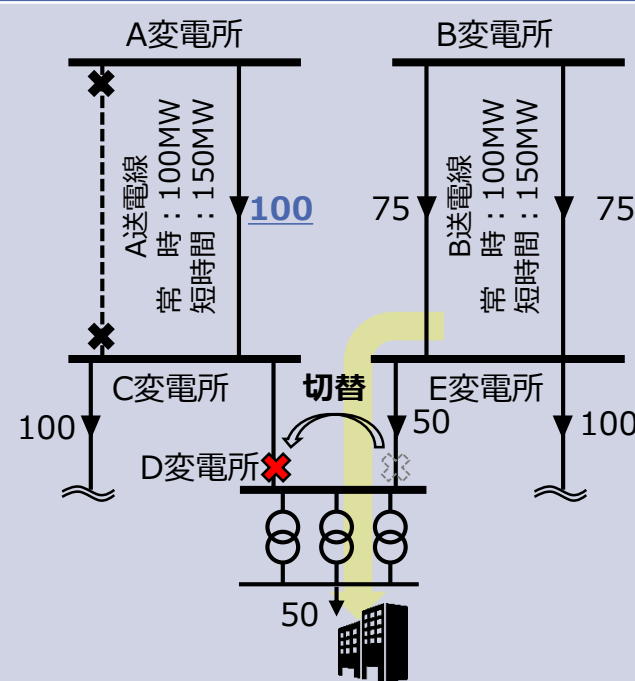
A送電線では、常時容量を超えて短時間容量の潮流を流した運用としている

② 1回線故障時 (N-1)



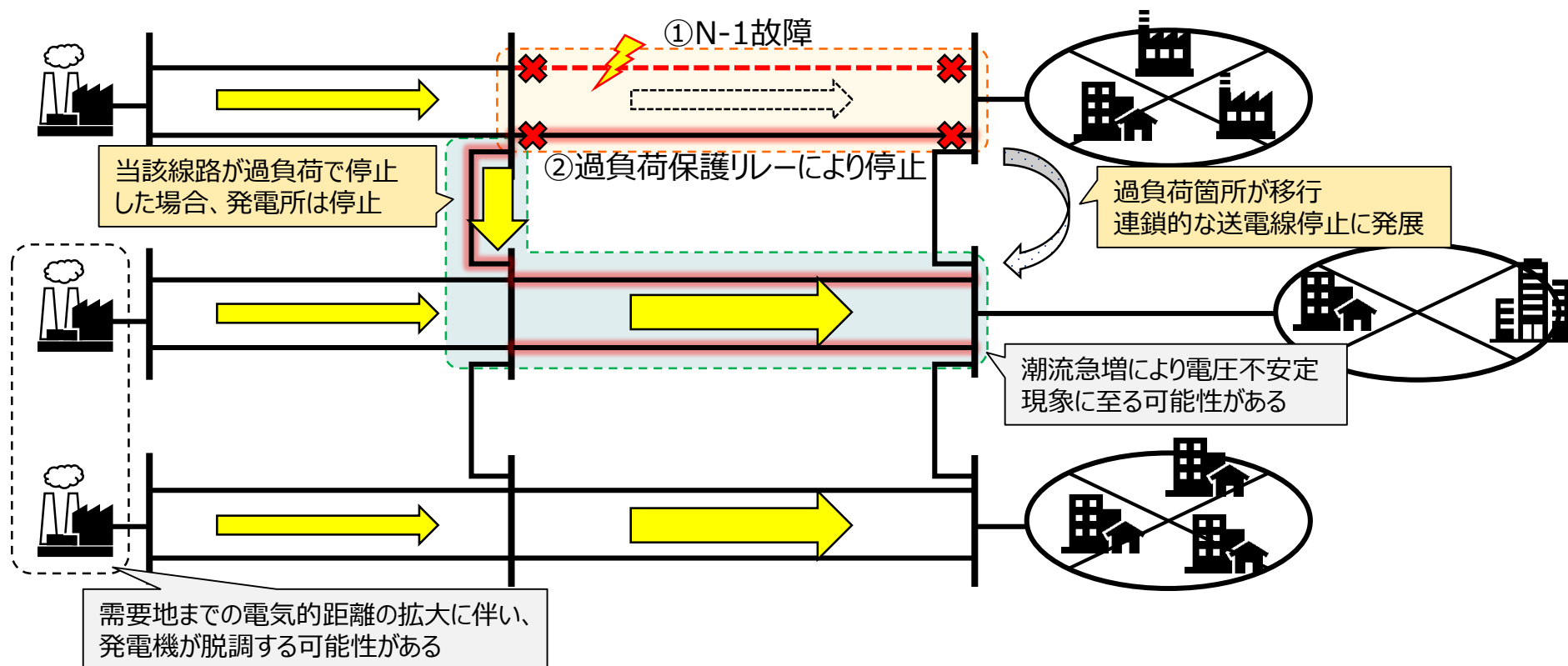
ここで、N-1故障が発生すれば、A送電線の残回線の潮流が短時間容量に達するため、短時間以内に対応する必要あり

③ 系統切替による過負荷解消

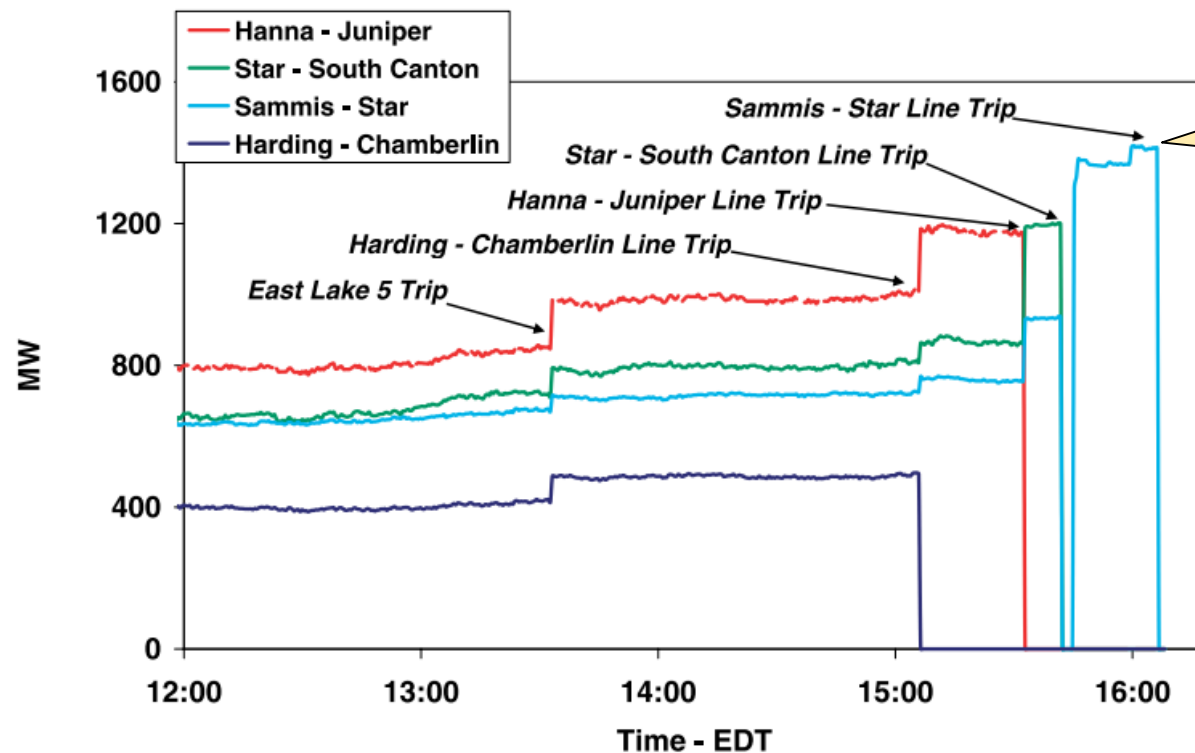


D変電所切替えにより、A送電線の短時間容量超過が解消可能。この場合A送電線は短時間容量を熱容量とできる。

- N-1故障に伴い、健全設備（送電線、変圧器）に流れる潮流が熱容量制約を超過する場合、**送電線では電線の伸び（弛み）や熱疲労による素線切れ、変圧器では絶縁物の劣化による寿命損失**が発生する。
- 実際には、過負荷保護リレーが設備毎に設けられているため、設備損壊に至るまでに、当該設備を電力系統から切り離すこととなり、**N-1故障起因にも関わらず送電線2回線故障（N-2故障）相当の影響**を受けることとなる。
- その結果、更に、連鎖的に送電線が解放されること（カスケードトリップ）により、**同期・電圧安定性が維持できず、発電支障や供給支障（大規模停電）へ発展する可能性**も出てくる。



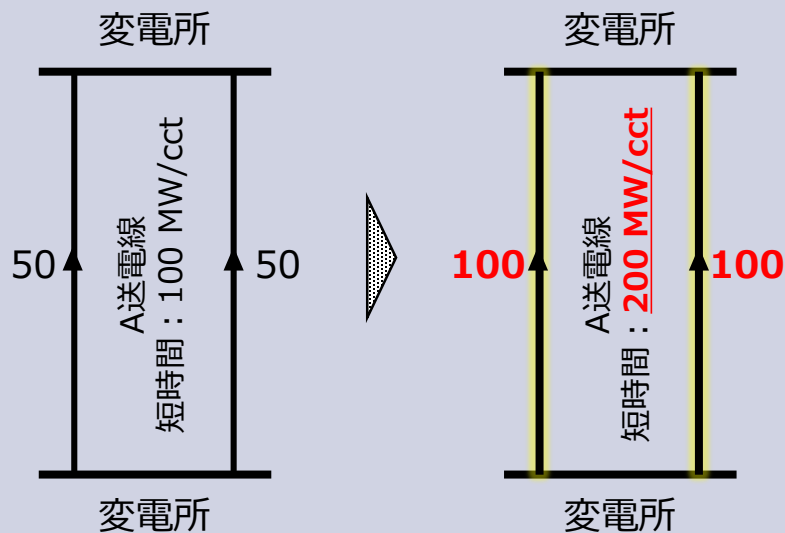
- 2003年8月の「北アメリカ大停電」では、樹木接触による345kV送電線（Harding-chamberlin, Hanna-juniper, Star-South Canton）の停止により、Sammis-Star 送電線に流れる潮流が常時熱容量を超過した。
- その結果、Sammis-Star 送電線が保護リレーにより電力系統から切り離され、前頁で述べたような、送電線の過負荷による停止が連鎖的に発生したことで、同期・電圧安定性を維持できなくなり、アメリカ北東部ならびにカナダ南部が大規模停電に至る事象が発生した。



熱容量の限界潮流を超えたことで、送電線が停止
⇒ 以降、他の送電線が連鎖的に熱容量制約を超え、順次トリップ

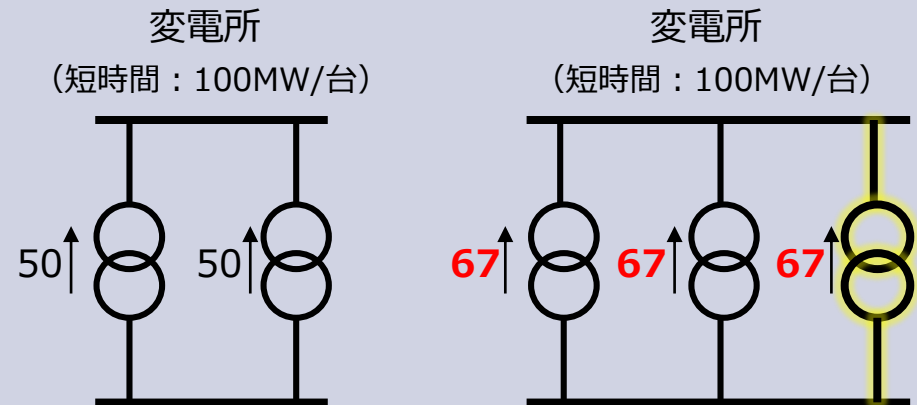
- 主回路対策を講じる場合には、**①送電線や変圧器等の増強（送電線の太線化・耐熱化、変圧器の大容量化）**が挙げられる。これにより、そもそもの電力設備の常時（短時間）熱容量が拡大する。
- また、N-1故障による回り込み潮流を軽減するという観点からは、**②変圧器の増設や送電線の多ルート化**といった対策も、熱容量制約の拡大に資する。

①送電線の増強



例えば、送電線の種別を硬銅⇒耐熱アルミへ張替えることにより、送電線の許容温度上昇が引き上げられるため、上記のように熱容量が拡大する（100MW⇒200MW）。

②変圧器の増設



例えば、変圧器2台で構成される変電所へ変圧器1台を増設する場合、N-1故障時の健全設備側への回り込み潮流が低減されるため、熱容量が拡大する（100MW⇒200MW）。

- 一部の発電機を電力系統から強制的に解列することを電源制限（以下、電制）と呼び、これを適用することにより、N-1故障時に、健全回線へ回り込む潮流を抑制することができるため、熱容量制約が拡大する（また後述のとおり、熱容量以外の、同期安定性、電圧安定性、周波数維持の制約拡大にも効果的である）。
- なお、電制は、発電機を強制的に解列することから、発電支障を伴う対策であるが、わが国では、**電源制限の対象となる発電設備等を維持・運用する電気供給事業者がN-1故障時における発電抑制（N-1電制）の実施に合意していること等を条件に、N-1故障以上の想定故障に対して適応している**（送配電等業務指針 第64条）。（なお、N-1電制の対象に選定された発電事業者は、正当な理由がない限り、効率的設備形成の観点からのN-1電制装置の設置に応じる必要がある）

二 発電支障が発生しない場合、又は、発電支障が発生する場合であり、次に掲げる事項を満たすとき

ア 当該発電支障による電力系統の電圧安定性、同期安定性及び周波数に対する影響が限定的であること。

イ 発電抑制（給電指令（第189条に定める。以下同じ。）により発電設備等の出力の抑制又は電力系統からの電氣的な切り離しが行われることをいう。以下同じ。）の対象となる発電設備等を維持・運用する電気供給事業者がN-1故障時における発電抑制の実施に合意していること及び当該電気供給事業者が、当該同意に基づく給電指令に応じ、発電抑制を実施することができる体制及び能力を有すること（保護継電器等により確実に発電抑制を実施できる場合を含む。）。

ウ その他発電抑制を許容することによる電気の供給、公衆の保安等に対するリスクが大きいこと。

1. 6 N-1電制の対象電源選定の考え方

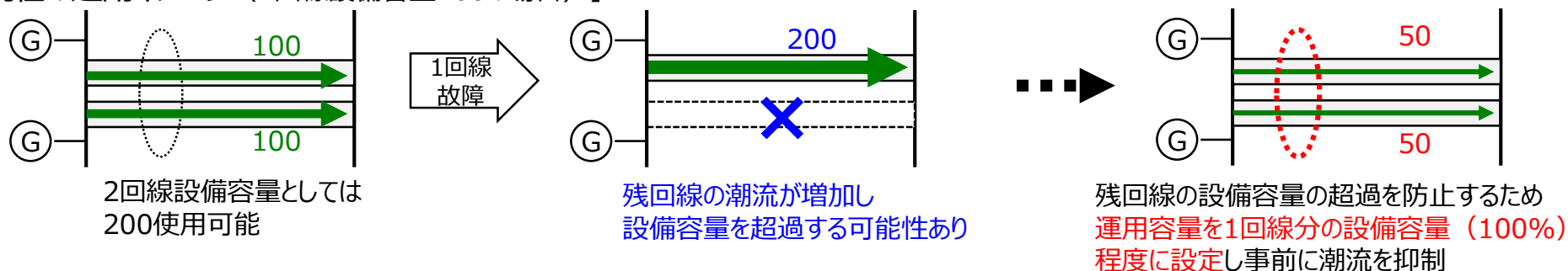
N-1電制は、故障時の給電指令の自動化であり、その対象となる電源は事前に選定しておく必要がある。この際、緊急停止により公衆安全に影響がある電源や、従前の先行適用では設備増強を前提に接続されるべきとしてきた電源⁷を除き、原則、全ての特別高圧に連系する電源がN-1電制の対象となる。この選定については、現行のルールでは故障時の給電指令により出力調整を行う電源は、緊急性の観点から、一般送配電事業者が発電機の出力変化速度、調整容量等を考慮して、電力系統の復旧に最も適切と考えられる電源を選定することとなっていることを踏まえ、一般送配電事業者が以下のような優先順位に基づき、N-1電制の対象電源として合理的となる電源を指定することとする⁸。

⁸ 発電事業者は、正当な理由がない限り、効率的設備形成の観点からのN-1電制装置の設置について応じる必要がある。なお、電制装置の設置に関し正当な理由がなく拒否するなど、紛争が発生した場合は、送配電等業務指針に基づき指導又は勧告などの措置が行われることがある。

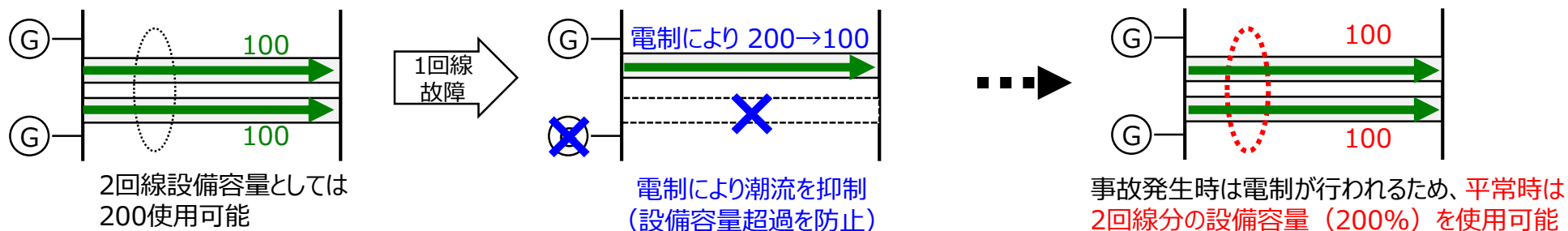
なお、この場合の正当な理由とは「発電機の廃止を直近に予定している」、「設備老朽化により現状の制御装置では電制設置に伴う改造が不可（制御装置更新にあわせて電制装置の設置を協議）」などのきわめて特殊な事項が該当するのみであり、例えば、電制に伴う設備損壊の懸念や利水者への影響、熱供給などその他事業等への影響等は電制装置設置を拒める正当な理由には該当しない（これら理由は（3）機会損失の中で必要に応じ考慮する）。

- 熱容量等によって運用容量が決まる2回線送電線における平常時の運用容量は、1回線故障発生時においても残回線の設備容量を超過しないように設定されている。このため、2回線送電線であっても、1回線分の熱容量（100%～150%）程度が運用容量として設定される。
- N-1電制適用後は、N-1故障時に残回線の熱容量を超過しないように電源制限（潮流抑制）を行うことを前提に、現行の平常時の運用容量を拡大（2回線設備容量を超えない範囲）したうえで運用を行うこととなる。
- これにより、最大で2回線分の設備容量（200%）を使用することが可能となる。

【現在の運用イメージ（1回線設備容量100の場合）】



【N-1電制適用後の運用イメージ（1回線設備容量100の場合）】



- N-1電制の適用系統としては、放射状系統は、原則、適用であり、ループ運用を行っている系統へは、電制システムの複雑化や放射状系統に比べて多めに電制量が必要となる特徴を踏まえ、適切に判断することとしている。
- なお、現時点では、**熱容量制約拡大を目的としたN-1電制について、地内系統への適用実績はあるが、地域間連系線へ適用した事例はない。**

2-(1)-2. 21
基幹系統（ループ系統）への適用について

- 第27回広域系統整備委員会において、「適用範囲を明確にした上で、基幹系統のループ系統へは、原則、N-1電制は行わないことにしてはどうか」としていたが、その適用範囲の考え方について次のように補足する。
 - ✓ 基幹系統のループ系統へのN-1電制適用については、以下の特徴を踏まえ個別系統ごとに適切に判断していくことにする。
 - ✓ なお、シンプルな制御が可能と考えられるループ系統については、N-1電制を適用していくことにする。

【放射状系統と基幹系統（ループ系統）の比較】

	放射状系統	基幹系統（ループ系統）
電源制限量	電源制限量＝過負荷解消量 電源制限量が確実に過負荷解消につながる	電源制限量＞過負荷解消量 ループ系統の過負荷を解消するためには、多めの電源制限をする必要
電源制限システム	シンプルなシステム構成 当該送電線のN-1遮断および残り回線の過負荷を検出し、電源制限を実施する	複雑なシステム構成 ループ系統を構成する全ての系統状況（遮断器、潮流、発電出力等）を取り込み、最適な電制対象を計算し、電源制限を実施する
システム構築コスト	数千万円以下	数十億円～ (全系の系統安定化システム相当)
評価	○ シンプルなシステム構成で最小限の電制で過負荷解消可能 (適用事例多数)	▲ システム構成が複雑かつ大規模となる一方、電源制限による過負荷解消効果が低い システムが複雑となるため、システム不具合のリスクが懸念される

■ また、N-1電制は、N-1故障時にリレーシステムで瞬時に電源制限を行うため、供給力確保や需給バランスへの影響が懸念されるため、**N-1故障に対する電源制限量の目安をエリア毎に定めている。**

1 - 3. N - 1 故障時の電制量（目安）

13

- 下表に「常時の周波数変動に収める案」「各エリアの予備力を考慮する案」の各々について、具体的な算出値を示す。
- N - 1 故障時の 1 送電線あたりの電制量は、下表に示す値を目安とすることとし、設備容量の範囲内で電制量が目安値に達するまでは、原則として、N - 1 電制を前提とした設備形成とする。
- 下表に示す値以上の N - 1 電制の適用については、対象線路の設備実態や故障頻度実績等についても考慮し、各一般送配電事業者により検討するものとする。

【 1 送電線あたりの電制量（目安） 】 赤字は値の小さい方を示す

エリア	常時の周波数変動に収める案 (MW) ※ 1	各エリアの予備力を考慮する案 (MW) ※ 2
北海道	40	250
東北	400	650
東京	400	2,550
中部	500	1,250
北陸	500	250
関西	500	1,300
中国	500	500
四国	500	250
九州	500	750
沖縄	10	50

※ 1 : 常時の周波数変動（低下側）
- 0.2Hz
（北海道、沖縄は - 0.3Hz）

※ 2 : 軽負荷期における各エリアの需要
（H29年度供給計画より）を基
に算出



- 熱容量制約によって運用容量が定まる架空送電線では、気温・風速・日射量などの過去実績データを基に最過酷条件にて熱容量が定められることが一般的であり、基本的には気象状況に依らず熱容量は一定となる。
- ダイナミックレーティングでは、電力設備が設置されている地点の気温・風速、電線温度や弛度をセンサ等で実測し、動的に熱容量制約を解析する技術であり、外気温の低下や風速の増加等の条件下で熱容量が拡大される。
- 国内では、当該技術の導入に向けて、架空送電線（DLR）や変圧器（DTR）の実証試験等がなされている。

<送電線におけるダイナミックレーティングのイメージ>

・現在の熱容量の計算方法

<気象条件> **固定値**
 外気温 40℃
 風速 0.5m/s
 日射量 1,000W/m²

+

<電線条件*>
 許容電流
 許容電線温度

送電線熱容量[kW]
 (気象条件によらず一定)

*材質、断面積等により決定される

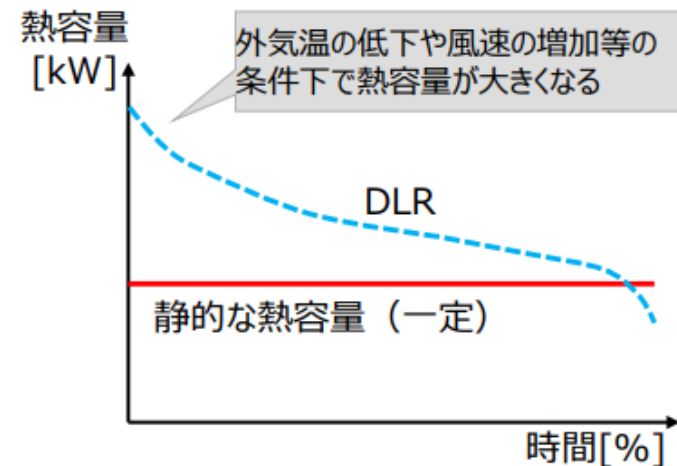
・DLRの計算方法（例）

<気象条件> **変動値**
 外気温 t [℃]
 風速 V [m/s]
 日射量 S [W/m²]

+

<電線条件*>
 許容電流
 許容電線温度

送電線熱容量[kW]
 (気象条件により動的)

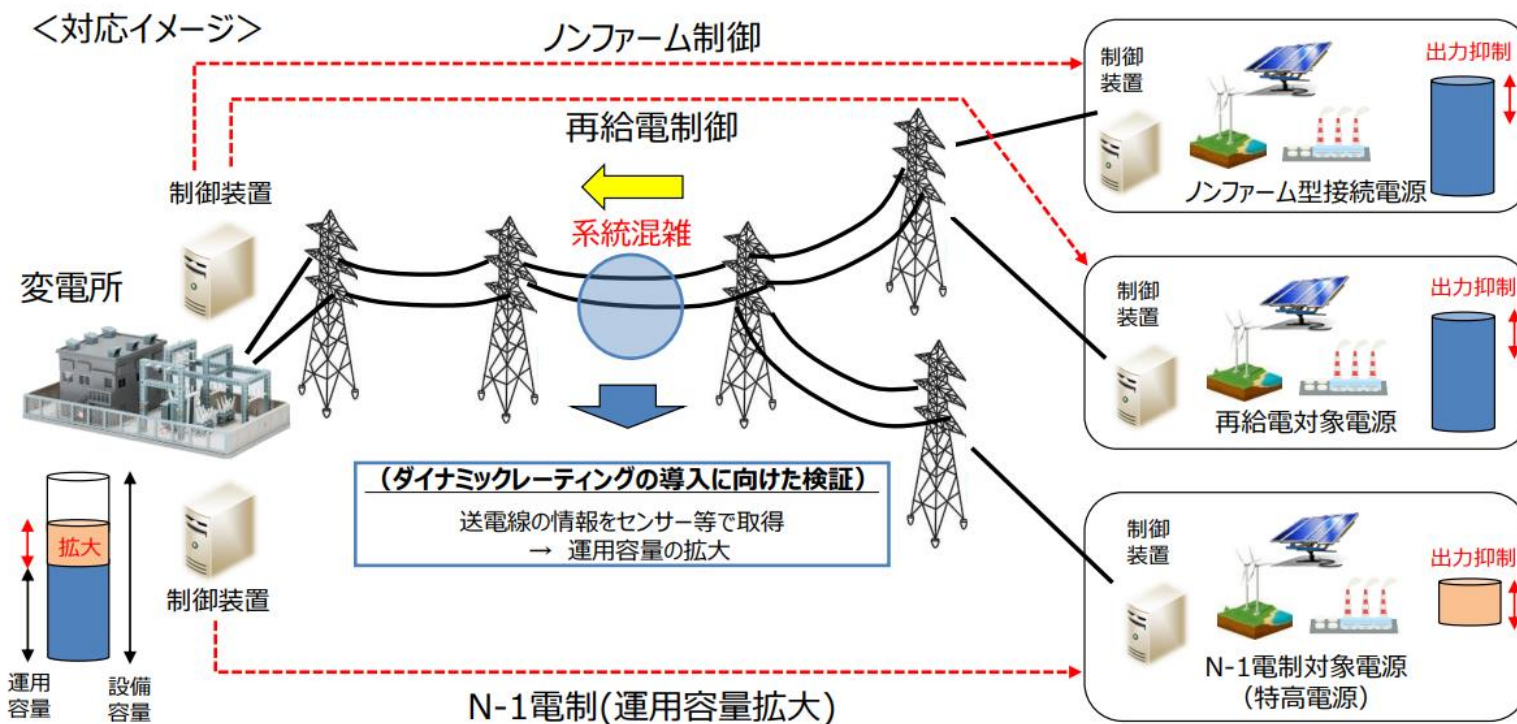


3-2. 系統混雑への対応

脱炭素化

16

- 再エネ電源連系の受入拡大に向けて、既存送変電設備を最大限活用し早期に系統に接続するための「N-1電制」、「ノンファーム型接続」および「再給電方式による混雑管理」の導入に必要なシステム開発を進めるとともに、ダイナミックレーティングの活用に向けた検証も進めていきます。



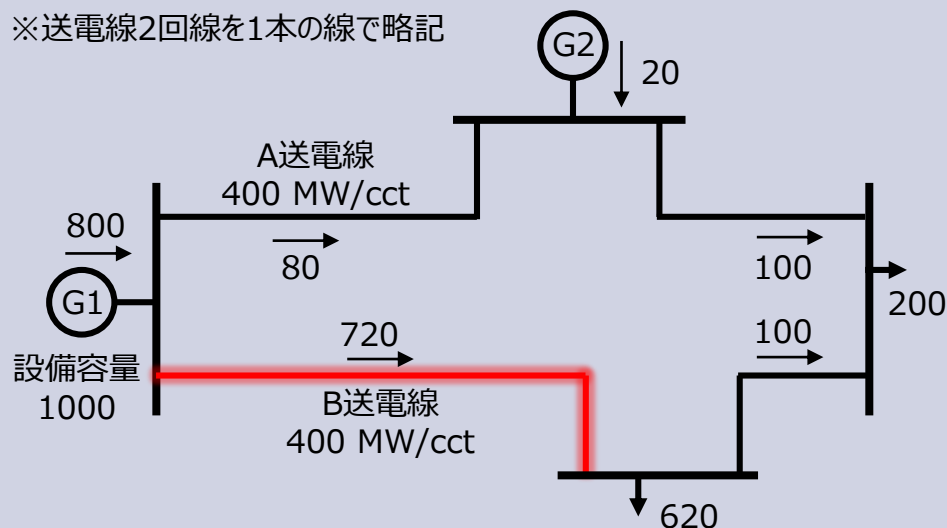
＜取り組みによる便益＞

- ・既存送変電設備の最大限の活用による設備投資の抑制、再エネ電源の早期連系

- 設備故障時の熱容量制約を直接的に拡大する方策ではないものの、**ループ系統における熱容量（個別）制約超過時の対応方策として、位相調整器（位相変圧器）について参考で紹介**する。
- 交流ループ系統の潮流分布は、需要や電源の配置、各送電線の巨長等により決定するため、需要や電源の連系状況の変化に伴い、左下図の送電線A・Bのように設備利用率に違いが生じる場合がある。
- 位相調整器は、**ループ系統内の電力系統に直列的に位相調整器を接続することでループ系統における分流比を制御（送電線B⇒送電線A）し、既存設備の熱容量制約内での効率的な運用に活用**されている。

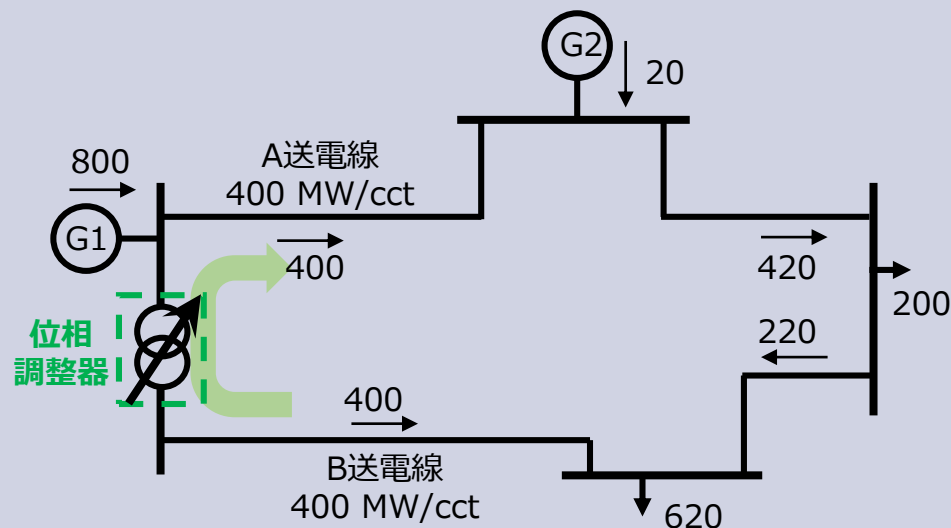
位相調整器（位相変圧器）なし

※送電線2回線を1本の線で略記



B送電線のN-1故障時の熱容量制約（100%）を超過しているため、G1の発電機出力が制限される。

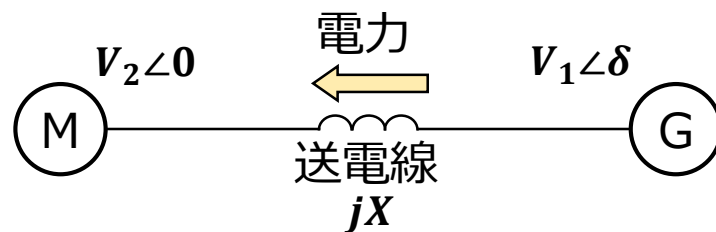
位相調整器（位相変圧器）あり



位相調整器を直列に設置することで、B送電線の潮流をA送電線へ移行させることで、**熱容量制約内で効率的に運用**できる。

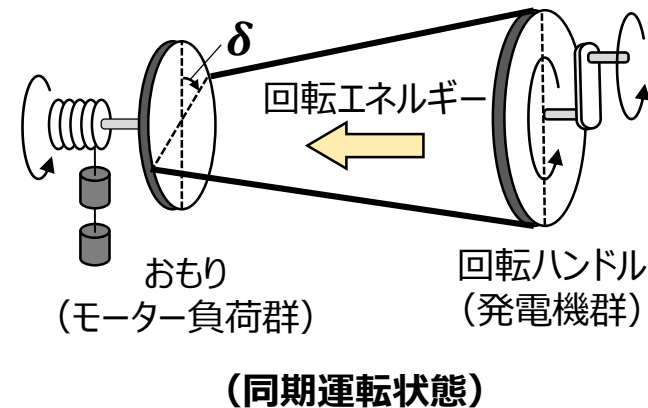
1. 運用容量とクライテリアの基本的考え方
2. 制約要因① 熱容量等
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
3. 制約要因② 同期安定性
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
4. 制約要因③ 電圧安定性
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
5. 制約要因④ 周波数維持
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
6. 緊急的な運用容量の拡大
7. 運用容量等に関する基本的事項のまとめ

- 電力系統に連系する発電機の多くは同期発電機であり、右図の力学系モデルに例えられる。
- 電力設備を流れる潮流は、発電機とモーター負荷を結ぶゴム紐に加えられる「ねじれの力」に例えられ、これを伝達するためには、**ゴム紐が絡まらず、すべての発電機が同じ速度で回転し続ける必要がある（同期運転状態）**。
- 何らかの擾乱により、このゴム紐が絡まる場合、発電機は加速（空回り）し、**脱調（同期はずれ）状態**となり、こうした現象は**数百msオーダーで起こる**ことが分かっている。

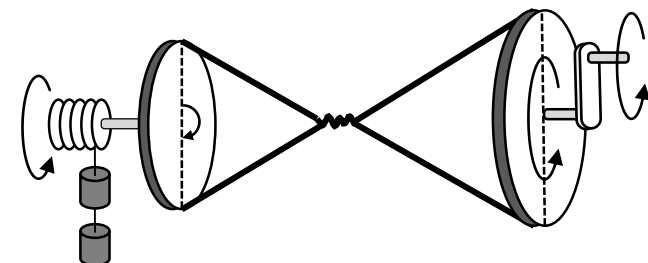


(G) : 発電機 (群)
(M) : モーター負荷 (群)

(モデル系統)

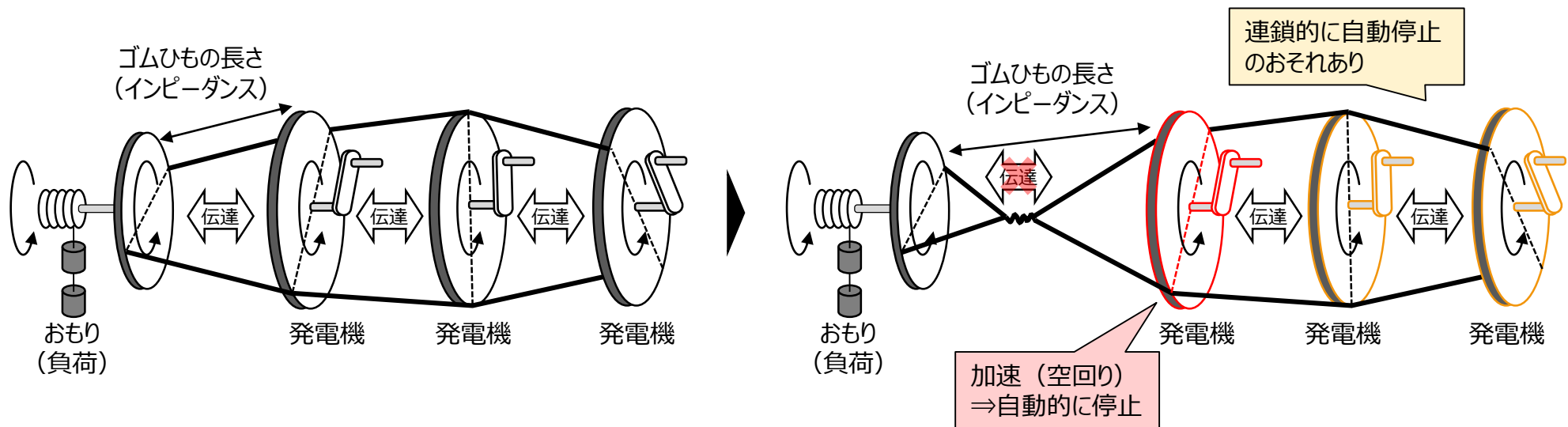


(同期運転状態)

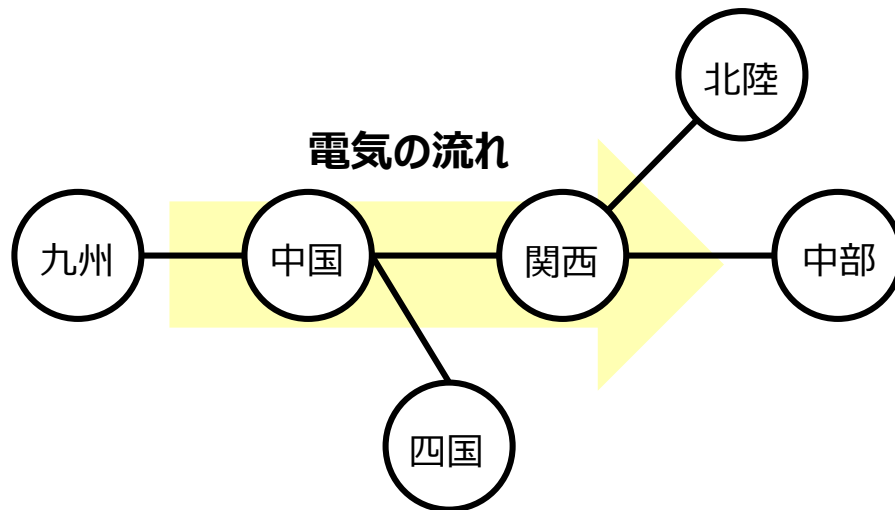


(脱調（同期はずれ）状態)

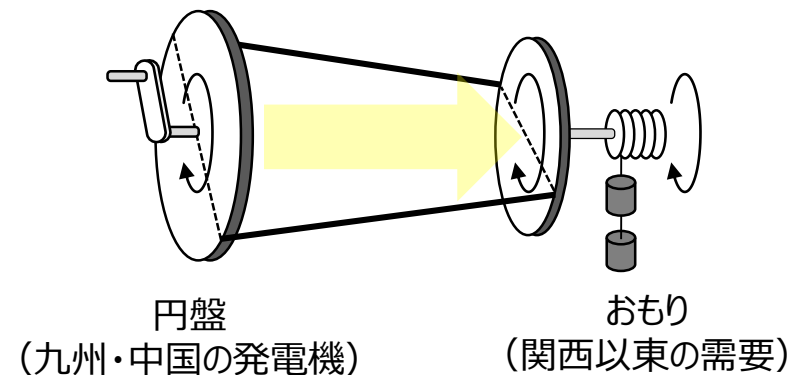
- 電力系統において、落雷等を原因とした送電線1回線故障（N-1故障）が生じた場合を例に挙げる。
- 併行2回線の内、1回線が故障した場合、当該送電線区間の電氣的距離は倍になり（下図の力学系モデルでは、ゴム紐が長くなることで例えられる）、発電機が脱調する可能性がある（発電支障）。
- そのため、電力設備に流れる潮流は、**N-1故障時に、原則、同期発電機が脱調することなく同期運転を安定的に継続できる潮流以内である必要**があり、N-2故障時は、一部の同期発電機の発電支障を許容しつつ、影響範囲を考慮した潮流以内である必要がある。
- これら、**N-1故障、N-2故障を考慮して流すことのできる限界潮流を同期安定性制約**として定めている。



- また、同期安定性制約は、必ずしも単一送電線のみを対象とした制約という訳ではなく、理論上は同期連系系統であれば生じる可能性がある。
- 実際に、**西日本の60Hz連系系統は長距離交流くし形系統であることから、数秒程度の地域間をまたぐ長周期電力動揺（中西安定度の問題）が存在**しており、電力系統に想定し得る故障が生じた際には、この電力動揺が増大し、不安定となる（中西全体の系統間脱調が発生する）可能性がある。
- そのため、N-2故障（次頁参照）において、60Hz連系系統の同期安定性が維持できるよう、60Hz連系系統の西から東向きの潮流に対する安定度指標として、西九州変電所（九州）と西播変電所（関西）の500kV母線電圧の位相角の差（中西運用目標相差角）を設定し、実運用において、超過しないよう監視している。
- **中西運用目標相差角を超える場合には、発電機態勢の変更（電源持ち替え）等により上限値以内となるよう調整がなされている。**



西日本60Hz（交流）連系系統概略図



力学系モデルでのイメージ

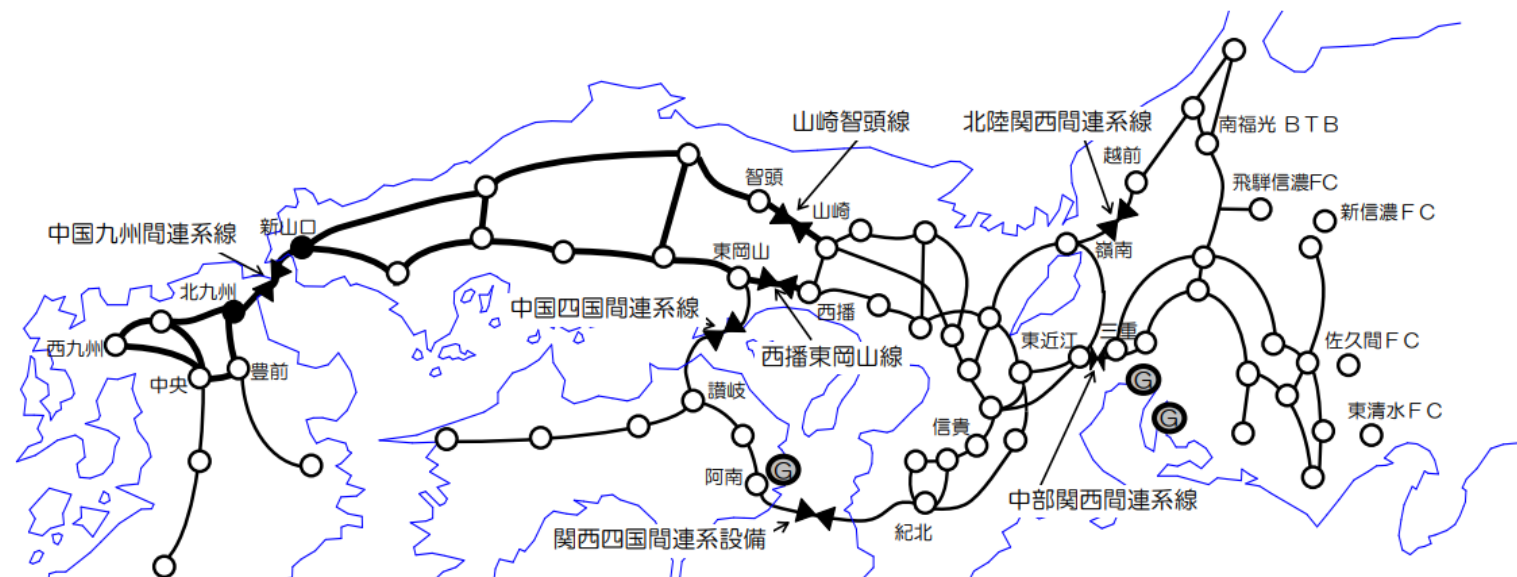
3. 検討条件（4）

193

⑧ 想定故障

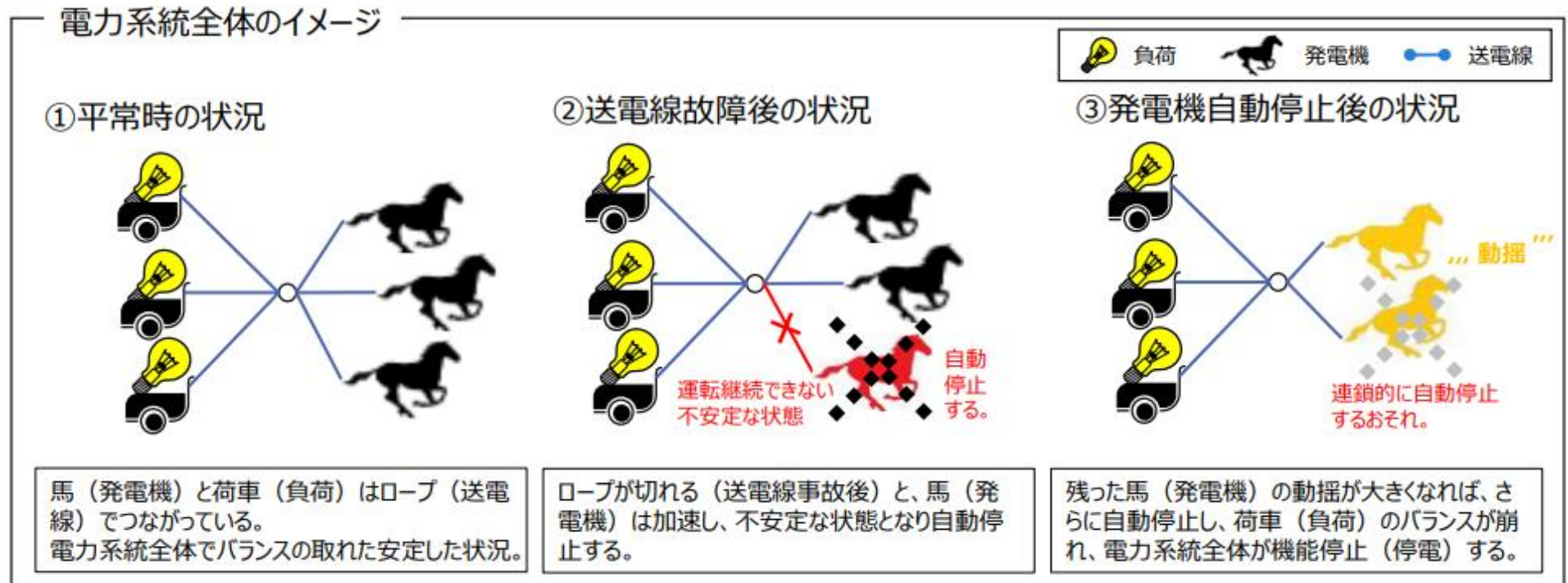
- 西九州から西播の基幹送電線の内、1ルート区間は1回線故障（同期安定性面でより過酷な片母線故障により代用）、2ルート区間は2回線故障を想定
- 西九州から西播までの2ルート区間の変電所片母線故障を想定
- 同期安定性に大きな影響を与える脱落規模の大きい電源線の2回線故障を想定

	対象線路（区間）及び変電所
基幹送電線2回線故障（三相6線地絡）	西九州～北九州、新山口～西播・山崎
片母線故障（三相地絡）	北九州、新山口
電源脱落故障（三相6線地絡）	幸田碧南線、西部西尾張線、西神戸線、橘湾火力線

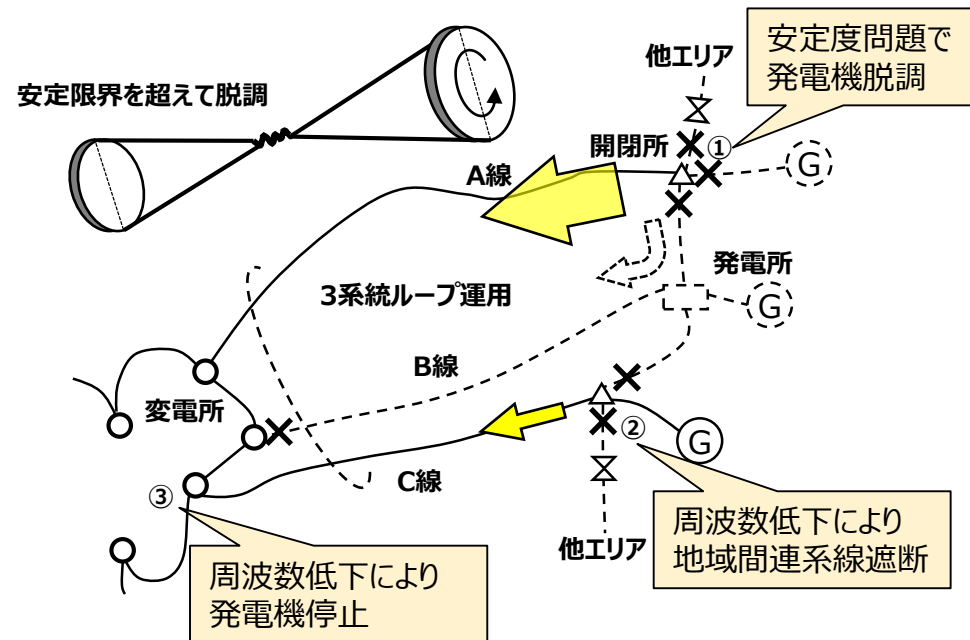
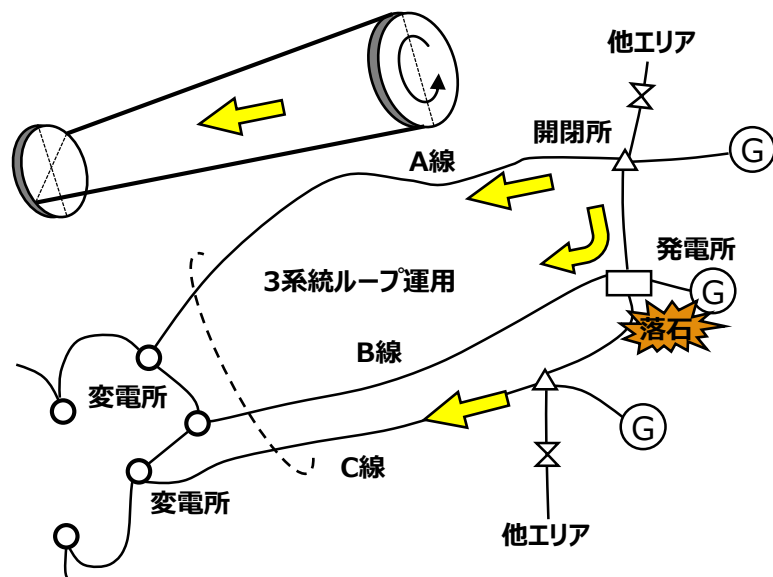


- 系統故障（擾乱）に伴い、発電機が加速（空回り）し、**脱調（同期はずれ）状態**となった場合、脱調状態の発電機では、タービン等を回転させる機械的出力は一定のまま、電氣的出力（発電出力）が脱調によって大きく周期的に変動する状況が継続する。
- このような状態が継続すると、**電氣的に発電機の回転軸を回す力（トルク）と、機械的トルクとの差が発電機の回転軸に加わり、最悪は破断（軸損傷）の可能性もある**ため、脱調分離リレー等により電力系統から解列させる。
- 一方で、脱調状態にある系統の遮断器を開放する際、遮断器両端が180°反転した状態（完全脱調状態）で遮断すると、**遮断器の両端に現れる（過渡回復）電圧差は、有効接地系で定格電圧の2.6倍**となる。
- しかしながら、交流遮断器規格（JEC-2300）における脱調状態を想定した開閉能力責務では、**完全脱調状態で遮断される可能性は低いとして、有効接地系で定格電圧の2倍**に設定されていると言われている。
- そのため、完全脱調状態で遮断する場合は、交流遮断器規格で求める責務以上の遮断となるため、**遮断不能、また場合によっては、遮断器が破損する可能性がある**。

- また、電力系統全体に与える影響として、事故点近傍の同期発電機が脱調（同期はずれ）状態に至った結果、これをきっかけとして、他の同期発電機も脱調に至る現象（連鎖脱調）が発生する可能性がある。
- このような連鎖脱調は、事故波及防止装置（脱調分離リレーなど）や発電機保護リレーにより設備損壊自体は最小限に食い止めるものの、事象自体は数百ms～数秒オーダーで進展していくことから、**電源脱落や系統分離による周波数低下等、またこれによる供給支障に発展する可能性**が考えられる。

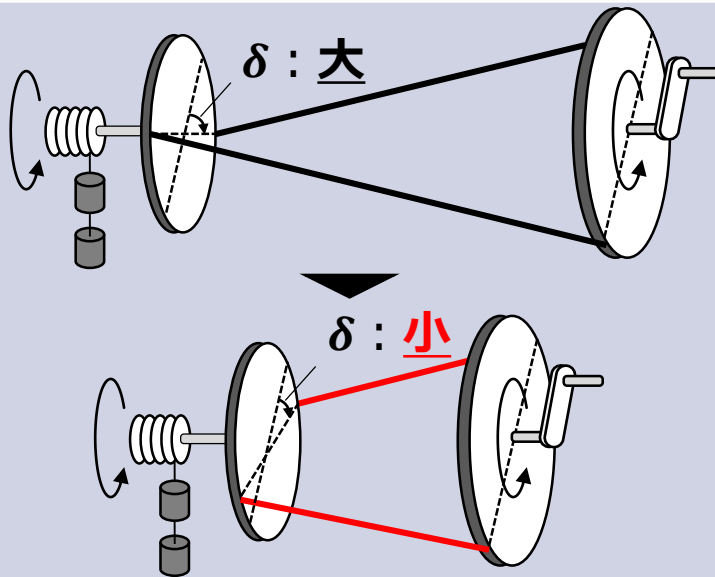


- 同期安定性が不安定になったことによる大規模停電事例として、1965年6月の御母衣発電所事故が挙げられる。
- 当該事故では、まず、御母衣発電所構内への落石をきっかけに、3系統ループ運用が2系統の放射状運用となった。
- これにより、A線に連系する発電機と変電所間の電氣的距離が長くなり、加えてB線潮流がA線へ回り込んだことで、発電機と需要地間の位相差（ねじれ）が拡大し、複数の発電機が脱調に至った（①）。
- その後、供給力不足による系統周波数の低下による隣接エリアとの連系線が停止（②）、エリア内発電機が停止（③）したことで、最終的には、当該エリアの約7割が停電する事象に発展した。



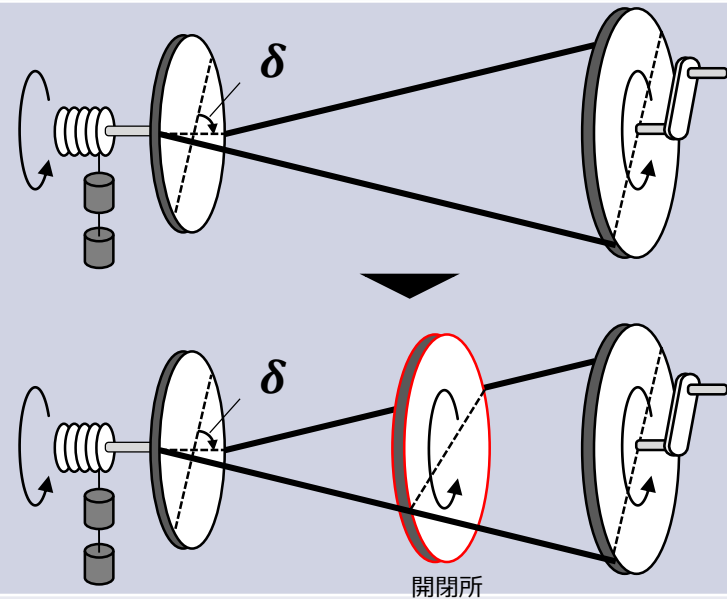
- 同期安定性を高める方策として、発電機－負荷間の電氣的距離（インピーダンス）を低減することが挙げられる。これは力学系モデルにおけるゴム紐長さを短くすることに相当し、発電機と負荷の間のねじれを小さくする効果がある。
- 具体的には、①送電線の太線化や多導体化、変圧器の増設、直列コンデンサ（SrC）の設置が一般的である。
- また、大規模な対策ではあるが、②中間開閉所（変電所）を設けることにより、N-1故障時のインピーダンスの変化を軽減する対策を講じる場合もある。

①送電線の太線化、変圧器増強、SrCの設置



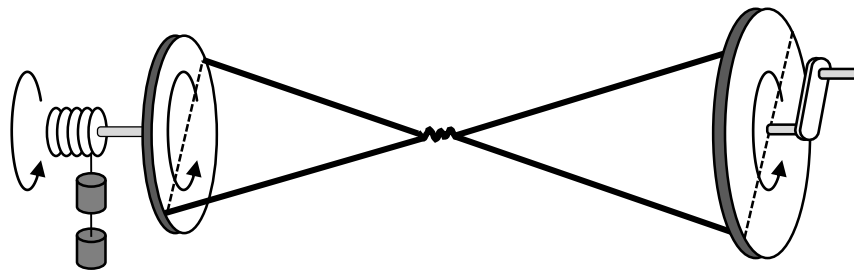
発電機－負荷間のインピーダンス低減に伴い、発電機と負荷の間のねじれが改善されるため、N-1故障等が発生した際に、発電機が脱調しにくくなる。

②中間開閉所（変電所）の設置

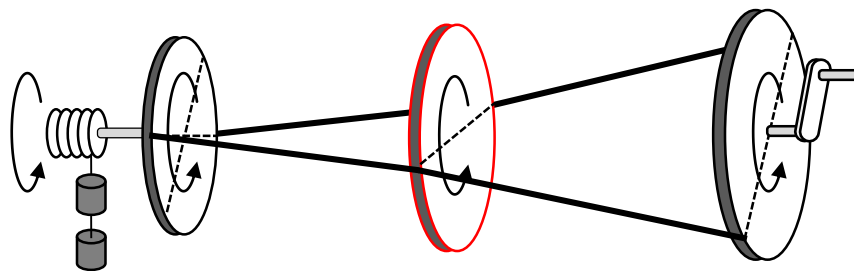


N-1故障時のインピーダンスの変化（ゴム紐の伸び）を軽減することができるため、平常時の安定性は変わらないもののN-1故障時に脱調しにくくなる。

- また、同期安定性を高める方策として、パワエレ機器の導入（設置）も挙げられる。
- **STATCOM（SVG, 自励式SVC）は、半導体スイッチにより瞬時に無効電力（系統電圧を支える力）制御を行うパワエレ機器であり、設備故障に伴う系統電圧の低下を抑制し（設置地点に円盤を挿入）、同期安定性を拡大させる効果があり、国内基幹系統への適用事例もある。**
- その他、UPFC（Unified Power Flow Controller）と呼ばれる無効電力制御と潮流制御を独立して高速かつ連続的に行うことができるパワエレ機器も効果的とされている。



（N-1故障（STATCOMなし）：脱調）



（N-1故障（STATCOMあり）：同期運転）

【参考】 STATCOM（スタットコム）

16

<特徴>

- 半導体スイッチによる無効電力制御により電圧を調整
- 電圧を維持することにより、同期化力が向上

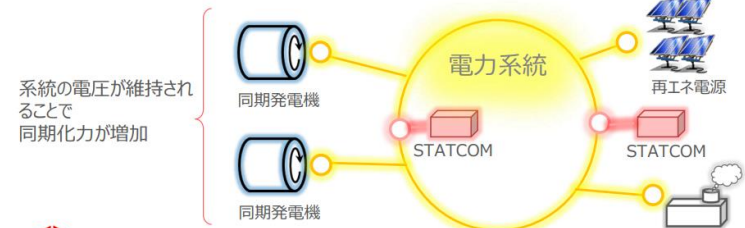
<課題>

- 慣性力改善効果はなし

$$\text{同期化力} = \frac{V_1 V_2}{X} \cos \delta$$

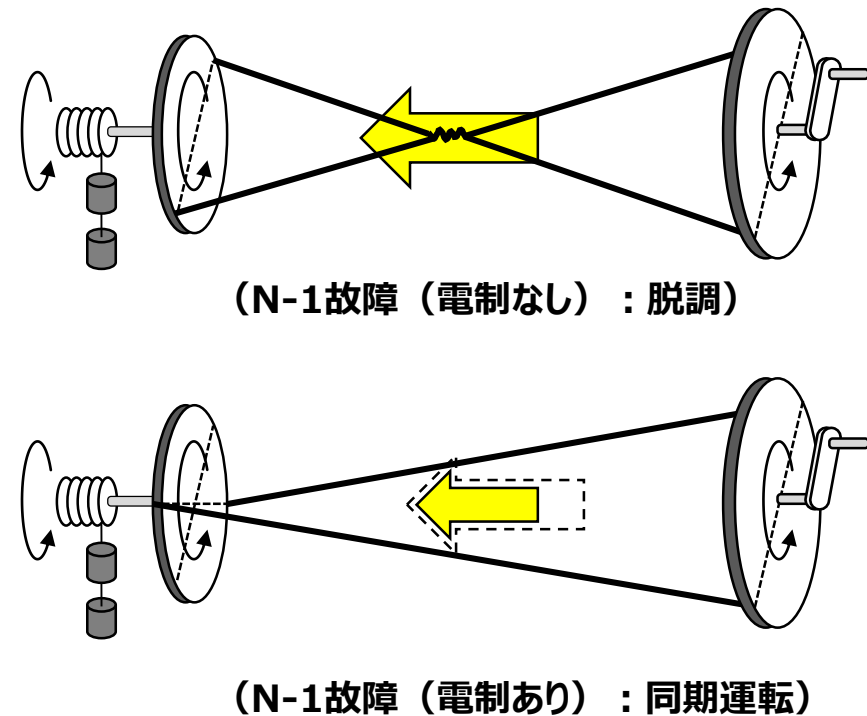
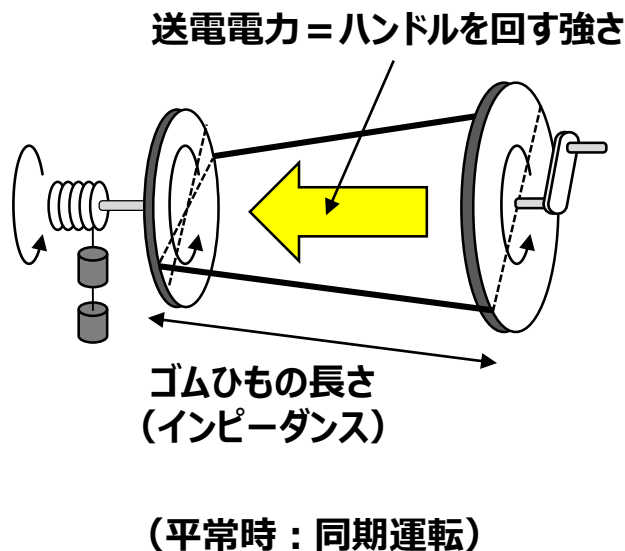
vを増加させることで同期化力は増加

V_1 : 送電端電圧、 V_2 : 受電端電圧
 X : 系統のインピーダンス
 δ : 受電側までの電圧位相差

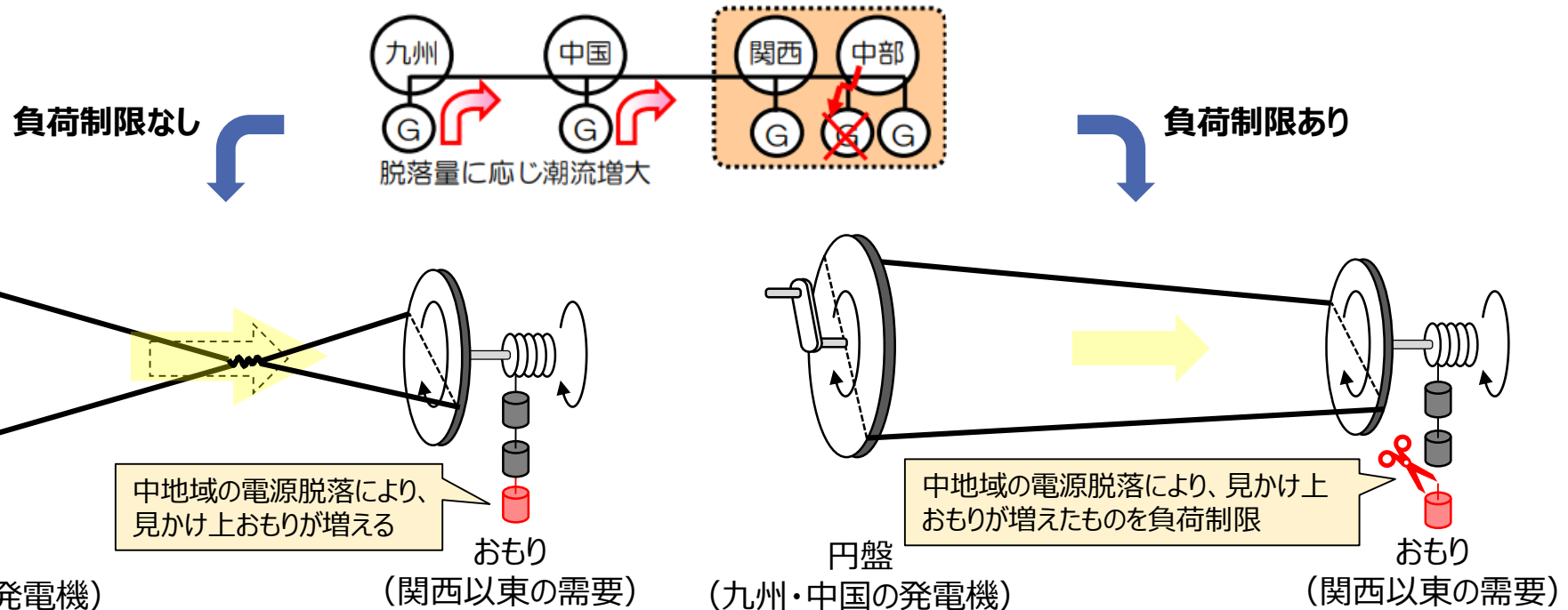


©Transmission & Distribution Grid Council

- 電源制限は、先述の熱容量制約の拡大に効果的であることに加え、同期安定性の向上にも資する。
- N-1故障時に発電機が脱調する要因は、力学系モデルで例えるゴム紐の長さが長くなった状態（インピーダンスが増大）でも、故障前と同じ強さでハンドルを回し続けることにある。
- 電制は、故障検出後、瞬時に発電機を電力系統から切り離す（発電抑制）ことで、ハンドルを回す力を故障前よりも抑えることができるため、同期安定性の改善に効果的である。
- なお、適用基準や電制量目安等は、「2. 制約要因（熱容量）」の通りであるため、本章では省略する。



- また、同期安定性の向上には、瞬間的な（数百msオーダーの）負荷制限も効果的である。
- 負荷制限は、力学系モデルのおもりを減らすことに相当するため、故障後にインピーダンスの増加（ゴム紐の長さが伸びる）があったとしても、同期運転を継続することができ、同期安定性を拡大することができる。
- なお、負荷制限は供給支障を伴うことから、N-2以上の故障時にのみ可能な方策となり、一例としては先述の中西安定度を維持するために、中地域の電源脱落（電源線ルート断）故障に対し、中地域の負荷制限を行うことで、西から東向き潮流を抑制し、中西全体の系統間脱調が生じないようにしている実績（適用例）が存在する。

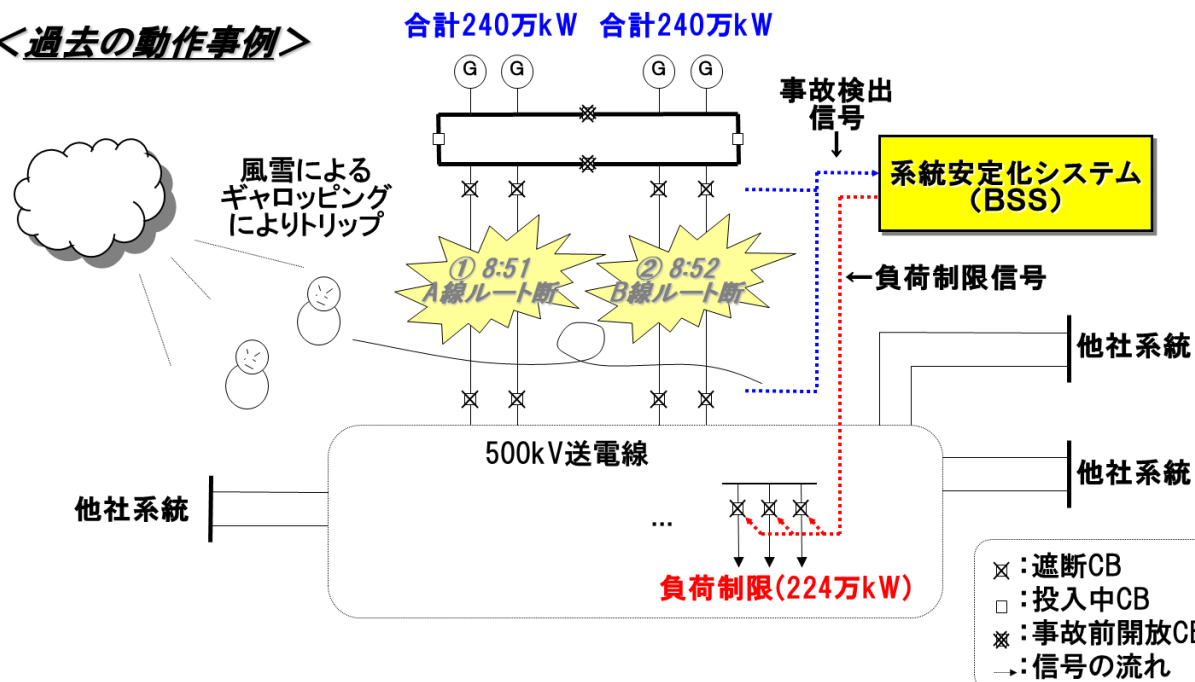


- 平成17年（2005年）12月に発生した、関西エリアでの計480万kWの電源脱落（電源線ルート断）故障に対し、関西エリア負荷を224万kW制限することで西から東向きの潮流を抑制し、中西全体の系統間脱調を回避した事例が存在する（当該負荷制限は、後述する周波数低下の抑制にも貢献している）。

BSSの必要性 平成17年12月に発生したルート断事故で (動作事例) BSSが動作した

7

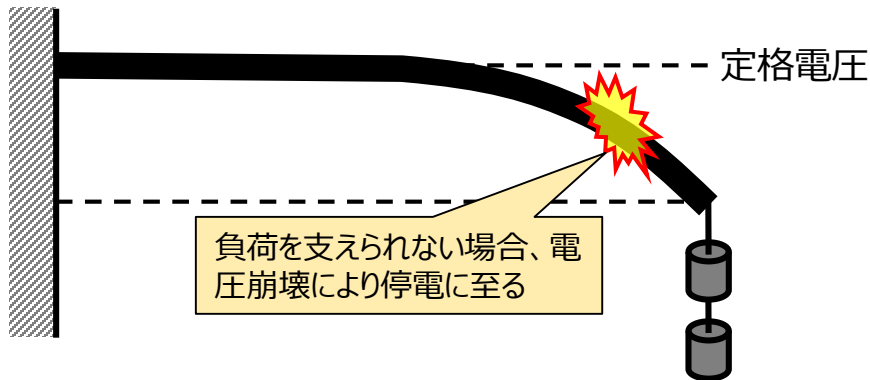
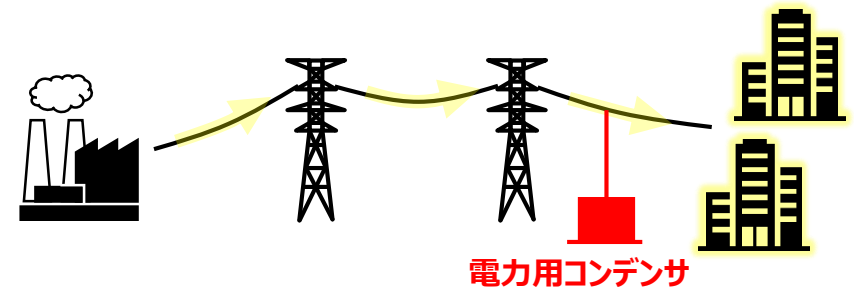
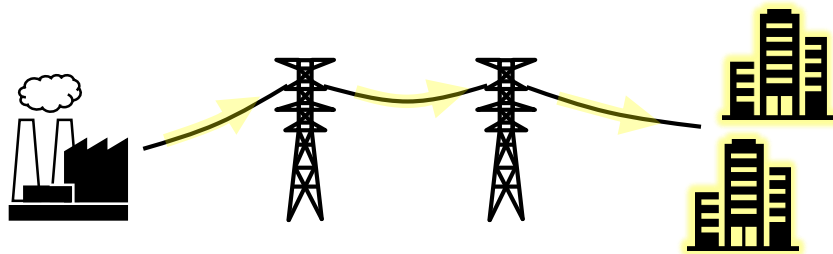
<過去の動作事例>



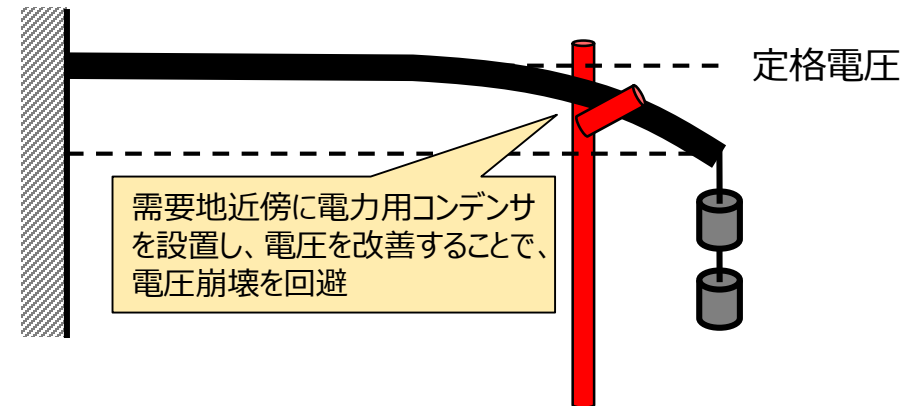
計480万kWの電源脱落に対して、
BSS制御により224万kWの負荷制限を行った。

1. 運用容量とクライテリアの基本的考え方
2. 制約要因① 熱容量等
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
3. 制約要因② 同期安定性
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
4. 制約要因③ 電圧安定性
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
5. 制約要因④ 周波数維持
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
6. 緊急的な運用容量の拡大
7. 運用容量等に関する基本的事項のまとめ

- 電力設備に流れる潮流と電圧の関係性は、おもり（負荷）と棒のたわみ（電圧）で例えられる。
- 潮流が増えれば（おもりが増えれば）、電力系統の電圧が低下する（棒がたわむ）ため、これを支える力（電圧調整装置（コンデンサ等））等が必要となる。
- なお、電圧調整装置による効果は、広範囲に及ばないため、電圧低下の著しい場所へ設置することが重要となる。

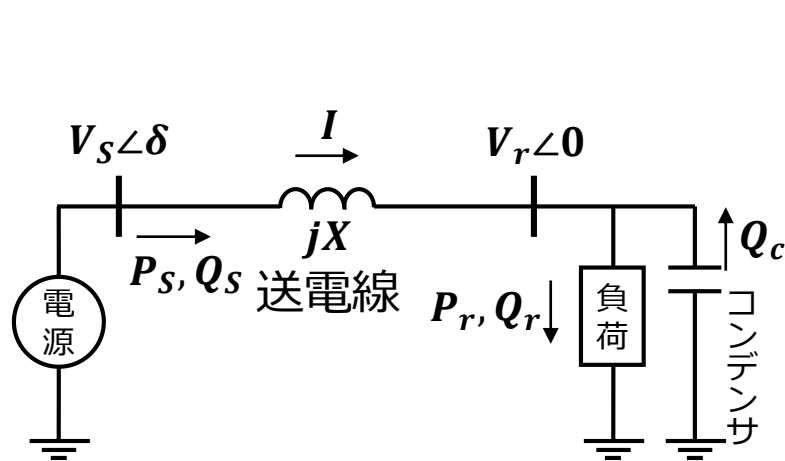


負荷を支えられずに電圧不安定（崩壊）

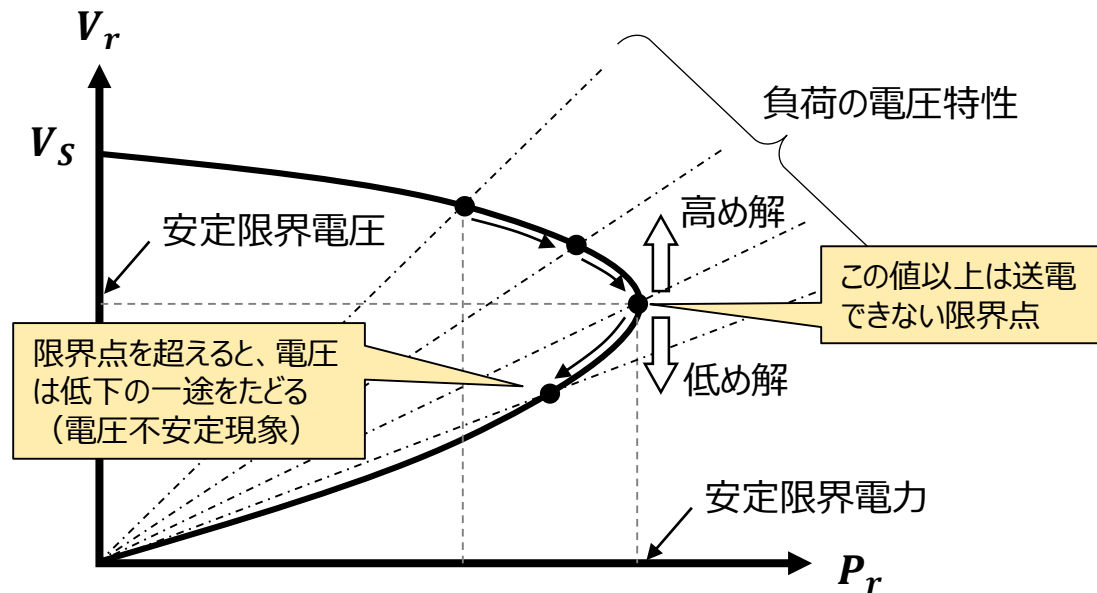


無効電力を供給することで電圧安定

- 前頁の潮流と電圧の関係性を理論的に示したものは、P-V曲線（ノーズカーブ）と呼ばれている。
- 負荷側の電圧 V_r は、負荷の電圧特性とP-V曲線との交点で求まることとなり、**安定限界電力を超える潮流を流そうとすれば、低め解領域で交点が定まるため、電圧は低下していくこととなる（電圧不安定現象）**。こうした現象は**数十分オーダーで起こる**ことが分かっている。
- この低め解領域では、前頁のような電圧調整装置等での電圧回復が不可能となることから、電力系統の安定的な運用にあたっては、**安定限界電力を超えない高め解領域で運用することが重要**となる。



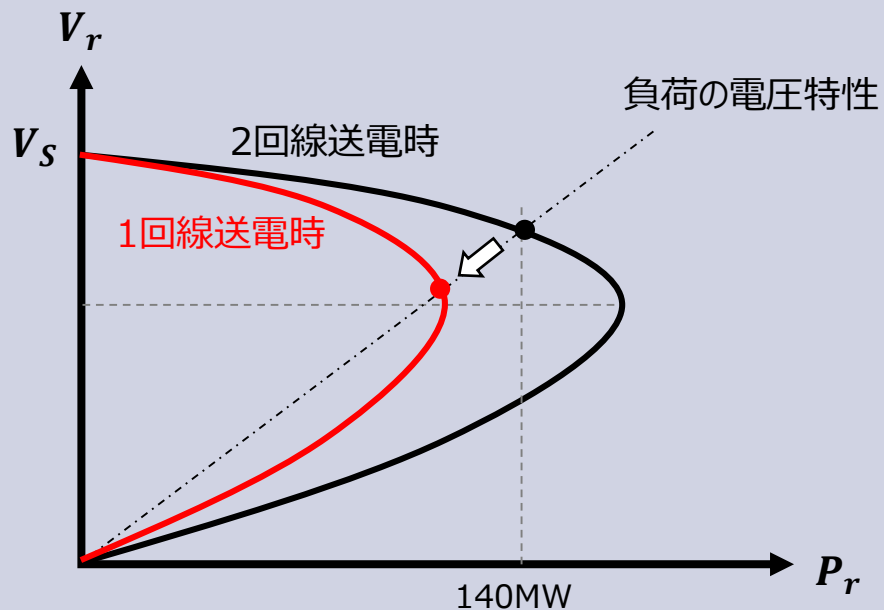
（モデル系統）



（P-V曲線）

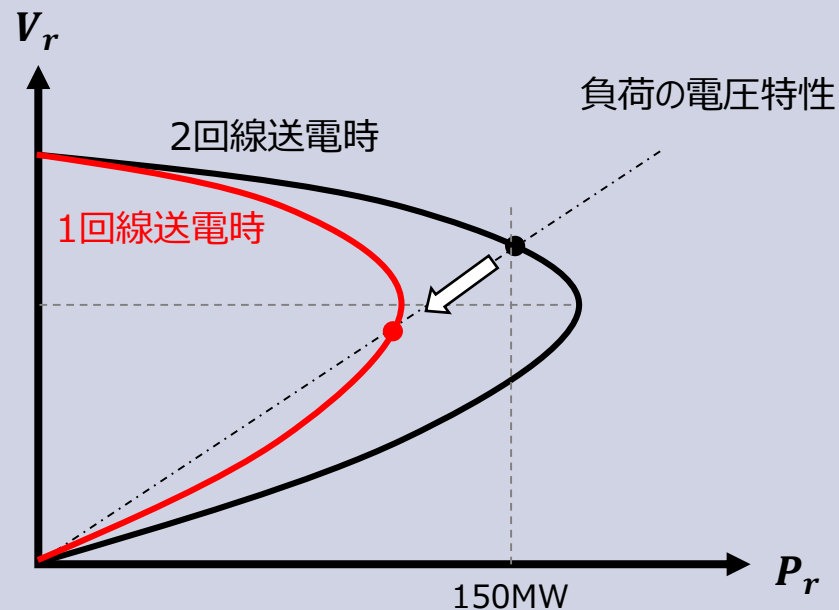
- 具体的に、電力設備の故障が発生した場合、P-V曲線は、下図のように変化する。
- 故障により電圧不安定現象に至れば、発電支障や供給支障を伴う可能性があることから、**N-1故障時には、原則、電圧不安定（低め解）にならない限界潮流を電圧安定性制約と定めている**（下図の場合、140MWが限界潮流）。
- N-2故障時には、発電・供給支障の社会的影響範囲を考慮した限界潮流を電圧安定性制約として定めている。

N-1故障時であっても電圧安定



平常時に140MWの潮流であれば、N-1故障が発生したとしても、電圧不安定現象（低め解）には至らない。

N-1故障時に電圧不安定



平常時に150MWの潮流を流すと、N-1故障時に電圧不安定現象（低め解）に至る。

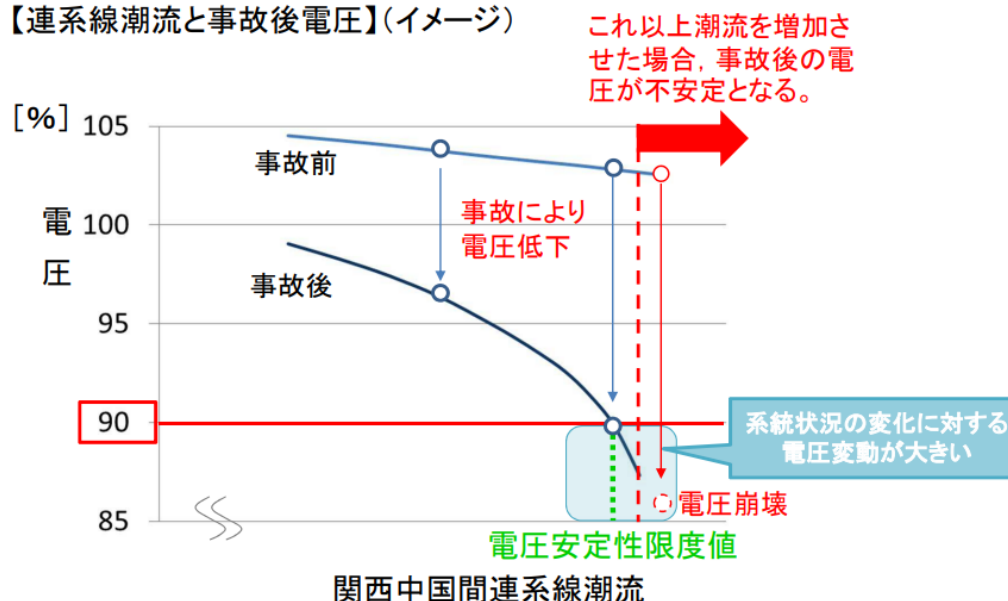
- N-1故障時等に、系統の電圧が低め解領域に至るかどうかの判定方法として、主要系統の電圧が定格電圧の90%を下回らないことで確認する方法が一般的に用いられている。

(参考) 判定基準を主要系統の電圧が90%以上とする理由

6

- 判定基準は事故時にお客さまへ影響を与えないよう設定しています。
- 母線電圧が定格電圧の90%以下に低下した領域はPVカーブのノーズ端付近であり、微少な系統状況の変化が電圧に与える影響は大きいことから、電圧安定性を確保するためには、90%以上の電圧の維持が必要と考えています。

【連系線潮流と事故後電圧】(イメージ)



- 電圧不安定（低め解領域での運転）状態に至ると、系統電圧の維持が困難となり、その結果として、大きく次のような影響が挙げられる。

①発電機の解列

系統電圧の低下に対して、発電機端子電圧を一定制御（AVR等）するために、多くの無効電力を供給することで、発電機励磁巻線温度が上昇し、過励磁制限を超過してトリップ（停止）にいたる。

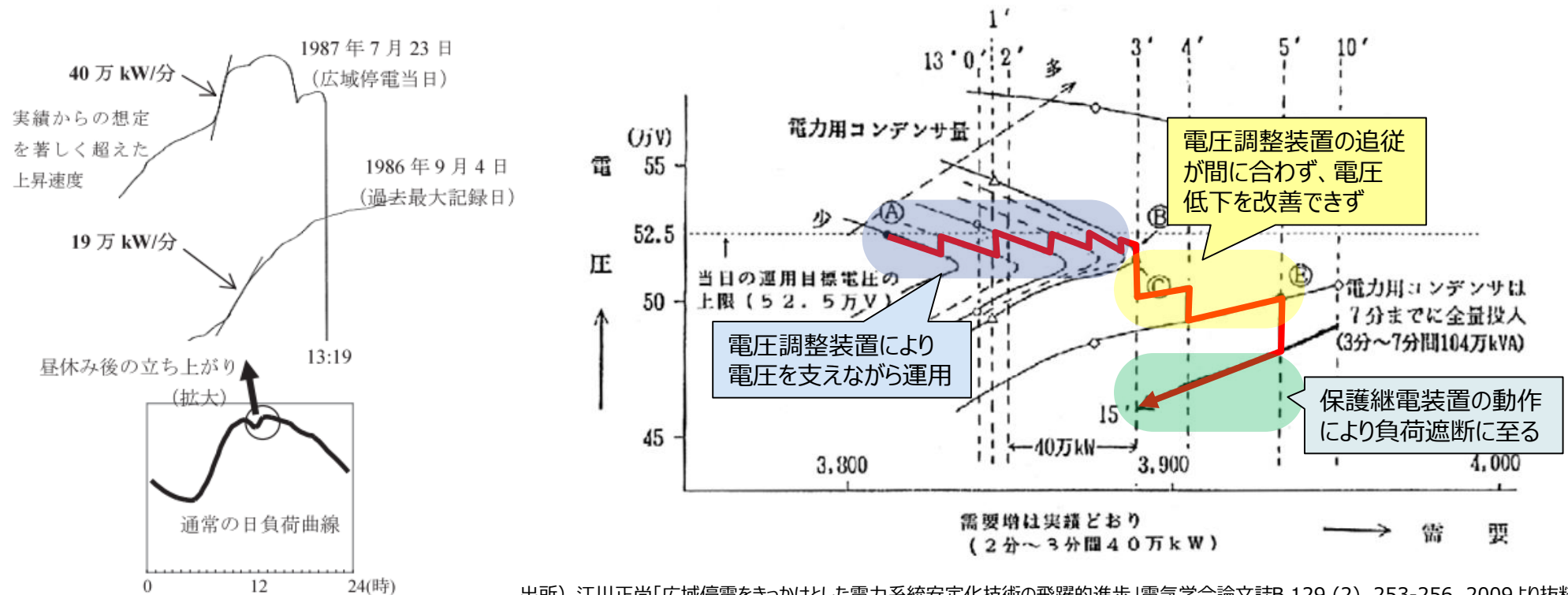
②送変電設備の熱容量超過による設備停止

電力設備に流れる電流は、系統電圧が低下することにより増大することで、送電設備や変圧器に設置された機器保護リレーにより停止する可能性がある。

③距離リレー（系統保護リレー）の不要動作

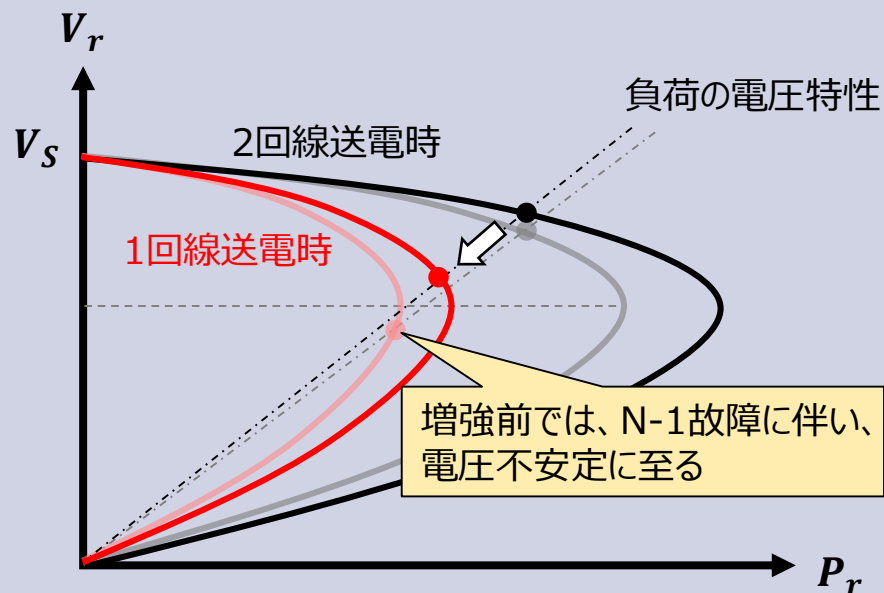
距離リレーは、事故電流 I と電圧 V から、事故設備までの電氣的距離 Z （ $=V/I$ ）を計算し、保護区間であることを判断し事故を除去するリレーである。そのため、系統電圧が低下している状況では、正しく事故点を判別できないことから、続発故障が発生した際に、不要な線路停止などが発生する可能性がある。

- 電圧安定性の問題による大規模停電事例としては、1987年7月の「首都圏大規模停電」が挙げられる。
- 当時、異常な猛暑による冷房需要と昼休み後の需要の急増（左下図）が重なり電圧が低下した。適正電圧を維持すべく電力用コンデンサを急速に全量投入したが、電圧の低下に追従できず、低下し続けた。
- その結果、保護継電装置が異常な電圧の低下とそれに伴う電流の増加を検知し動作したことで、負荷遮断やそれに伴う発電機停止が連鎖的に発生し、当該エリアの約2割が停電する事象に発展した。
- 上記は設備健全（N-0）時の特異な事例ではあるが、以降、送電線重潮流箇所の緩和や電力用コンデンサ等の調相設備の増設、電圧無効電力制御（VQC）システムの改善といった対策がなされている。



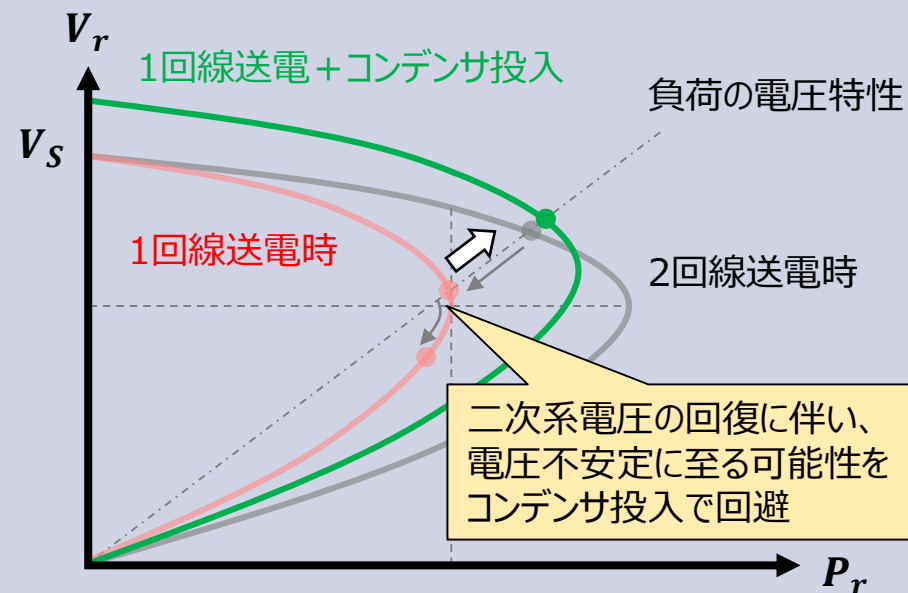
- 電圧安定性を高める方策として、①同期安定性と同様に発電機－負荷の間の電氣的距離（インピーダンス）を低減する対策が挙げられ、故障時のP-V曲線の変化を軽減することができる。
- また、②故障に伴い電圧低下が著しい母線への無効電力制御装置（電力用コンデンサ等）を設置した上で、故障後、電圧不安定現象へ移行するまでに、当該設備より無効電力を供給することで電圧安定性が拡大する。

①送電線の太線化、変圧器増強、SrCの設置



発電機－負荷間のインピーダンス低減に伴い、平常時安定限界電力が増加する。そのため、N-1故障が発生した場合であっても、電圧不安定に至りにくくなり、電圧安定性が拡大する。

②無効電力制御装置の設置



N-1故障に伴う電圧低下に対して、二次系統電圧の回復に伴う負荷急増※までに、電圧制御装置より無効電力を供給することで、電圧不安定を回避できることから、当該設備の設置により、電圧安定性が拡大する。

※ 電圧低下による負荷電流は一旦減少し、その後、変圧器タップの自動上げ動作により、二次系統電圧が回復することで負荷電流が増加する現象を指す。

- 前頁で述べたように、故障後には、電圧低め解へ至るまで（二次系の電圧が回復するまで）に、速やかに**無効電力制御装置（電力用コンデンサ等）を投入する必要がある。**
- SVCやSTATCOMのようなパワエレ機器では、無効電力を数十msで供給可能であることから、特に電圧安定性の拡大（故障直後に低め解に至ったとしても、高速制御により高め解への引き上げができる可能性）が期待できる。

制御装置名称	略称	機能	制御特性	応答時間	設備費
電力用コンデンサ Static Condenser	SC	無効電力（電圧を支える力）を「供給」し、無効電力のバランス調整および電圧の維持を行う	段階的	—	1.0 (基準)
同期調相機 Rotary Condenser	RC	無効電力の供給・消費が可能で、即応性が高く、調整も連続的に可能	連続的	数百ms	8.0～9.0
静止型無効電力補償装置 Static Var Compensator	SVC	（パワエレ）無効電力を高速制御（供給・消費）し、主に電圧変動を抑制する	連続的	数十ms	4.0～6.0
自励式SVC STATic Synchronous COMpensator	STATCOM	（パワエレ）自励式SVCともいう。無効電力を高速に制御（供給・消費）し、主に電圧変動を抑制する	連続的	数十ms	

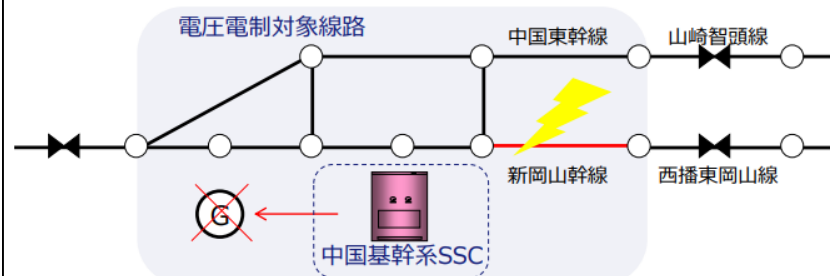
- N-1, N-2故障に伴い電圧不安定となる場合には、電圧維持に貢献する電源を除いた電源を制限することにより、故障除去後の健全設備の潮流増加を抑制することができるため、電圧安定性制約の拡大に効果的である。
- 具体的には、関西中国間連系線において、N-2故障時に電源制限を実施（中国基幹系SSC）することで、電圧安定性制約を拡大した事例が挙げられる。

系統安定化装置更新に伴う電圧安定度維持のための電源制限機能追加

p2

- 従来、中国地内の500kV送電線故障時に同期安定度を維持することを目的に、系統安定化装置（以下、中国基幹系SSC）による電源制限を実施
- 中国基幹系SSCの更新時（2020年6月末予定）に、電圧安定度維持を目的とした電制機能（以下、電圧電制）を追加することで、中国地内500kV送電線の運用容量を増加
- 関西中国間連系線を構成する送電線の一つである500kV新岡山幹線※故障時にも電圧電制を行うため、2020年7月以降の関西中国間連系線の運用容量の増加が可能である。
- ただし、関西中国間連系線の運用容量増加に伴う60Hz同期系統内の同期安定度への影響を検討中であり、検討結果を踏まえて、関西中国間連系線の運用容量の増加を判断してはどうか。

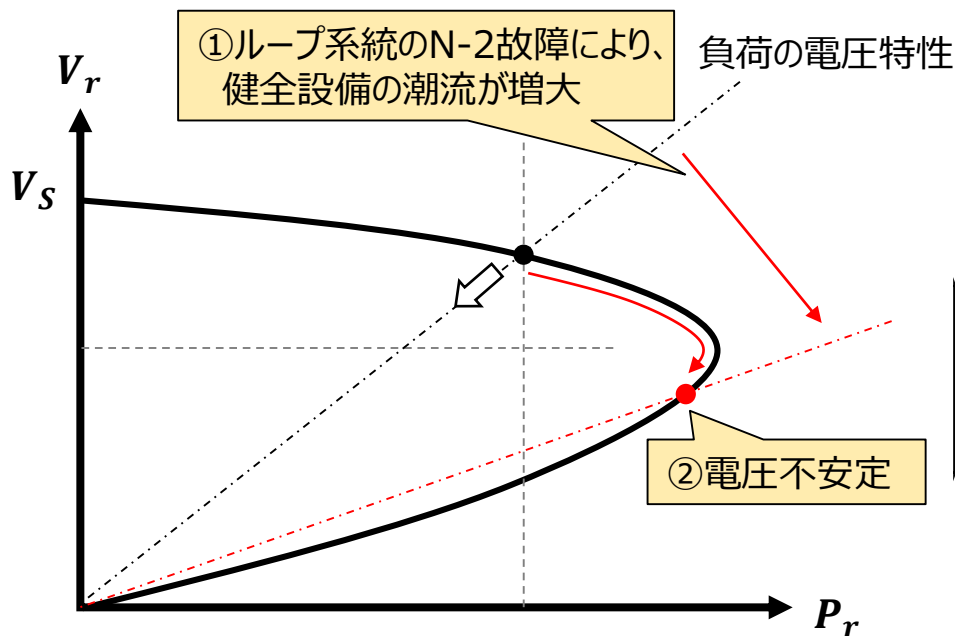
※現行、関西中国間連系線は新岡山幹線ルート断時の電圧安定度制約で運用容量が決定



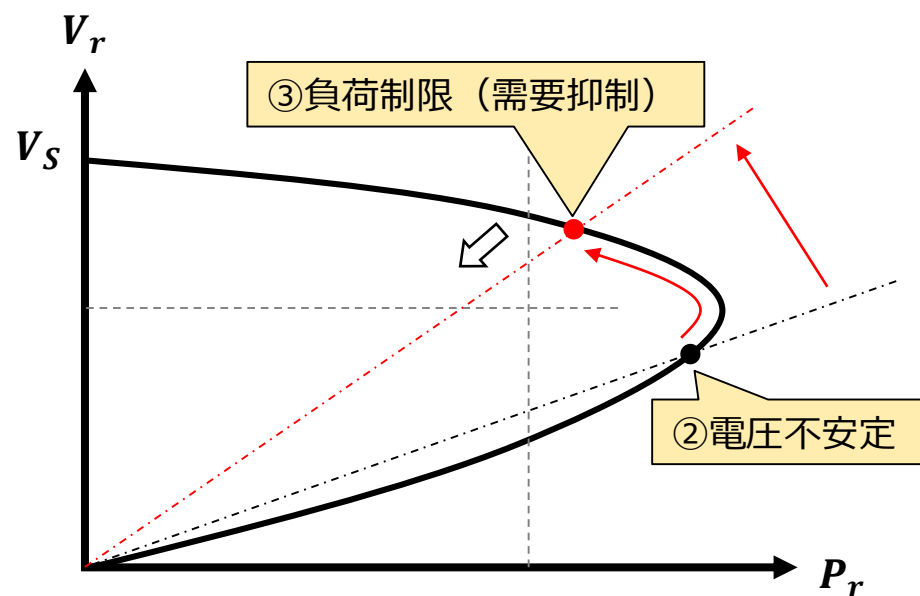
Copyright© The Chugoku Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

Energica

- N-2故障に伴い電圧不安定となる場合には、負荷制限装置により、一部の**負荷を制限（停電）することにより、系統電圧を（低め解から高め解へ）回復させることが可能**なため、電圧安定性制約の拡大に効果的である。
- ただし、電圧安定性の制約により運用容量が定まる**関西中国間連系線では、社会的影響等を勘案し、負荷制限装置を織り込んでいない**。（前頁のとおり、電源制限装置で対応している）



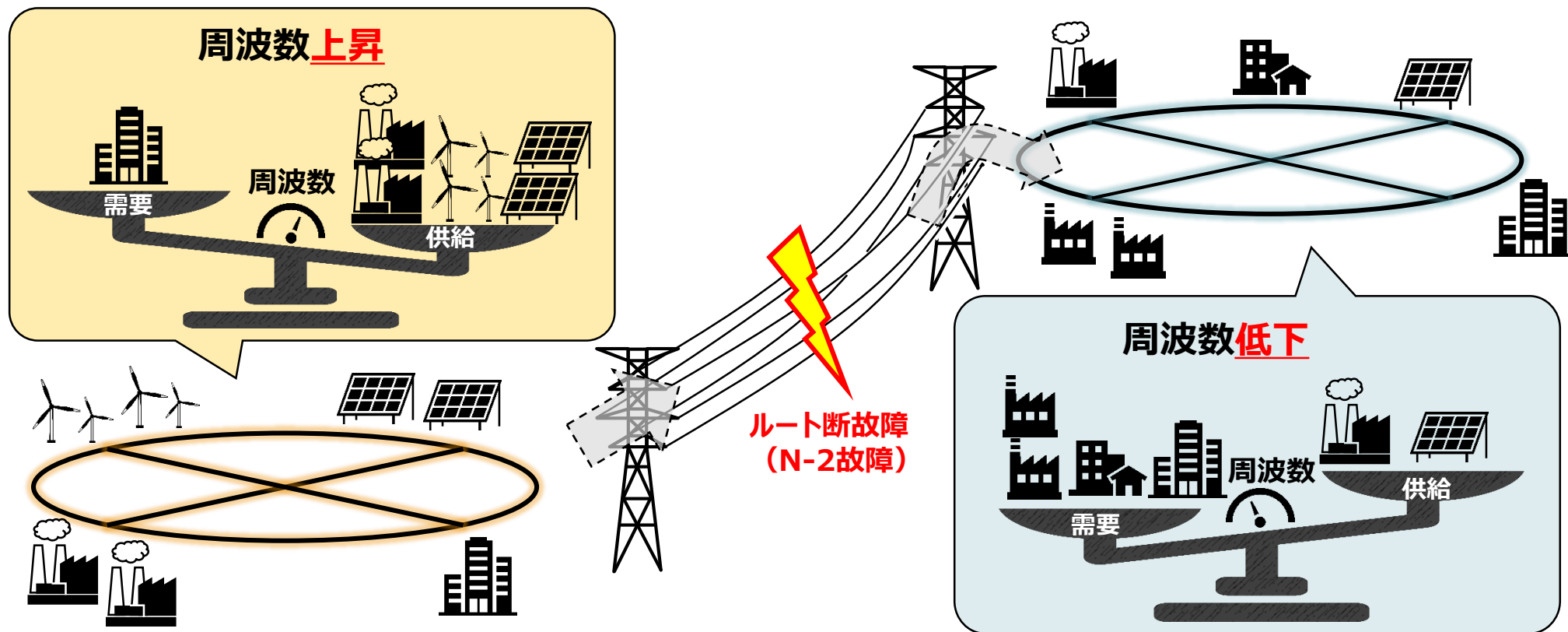
（N-2故障後、電圧低め解へ移行）



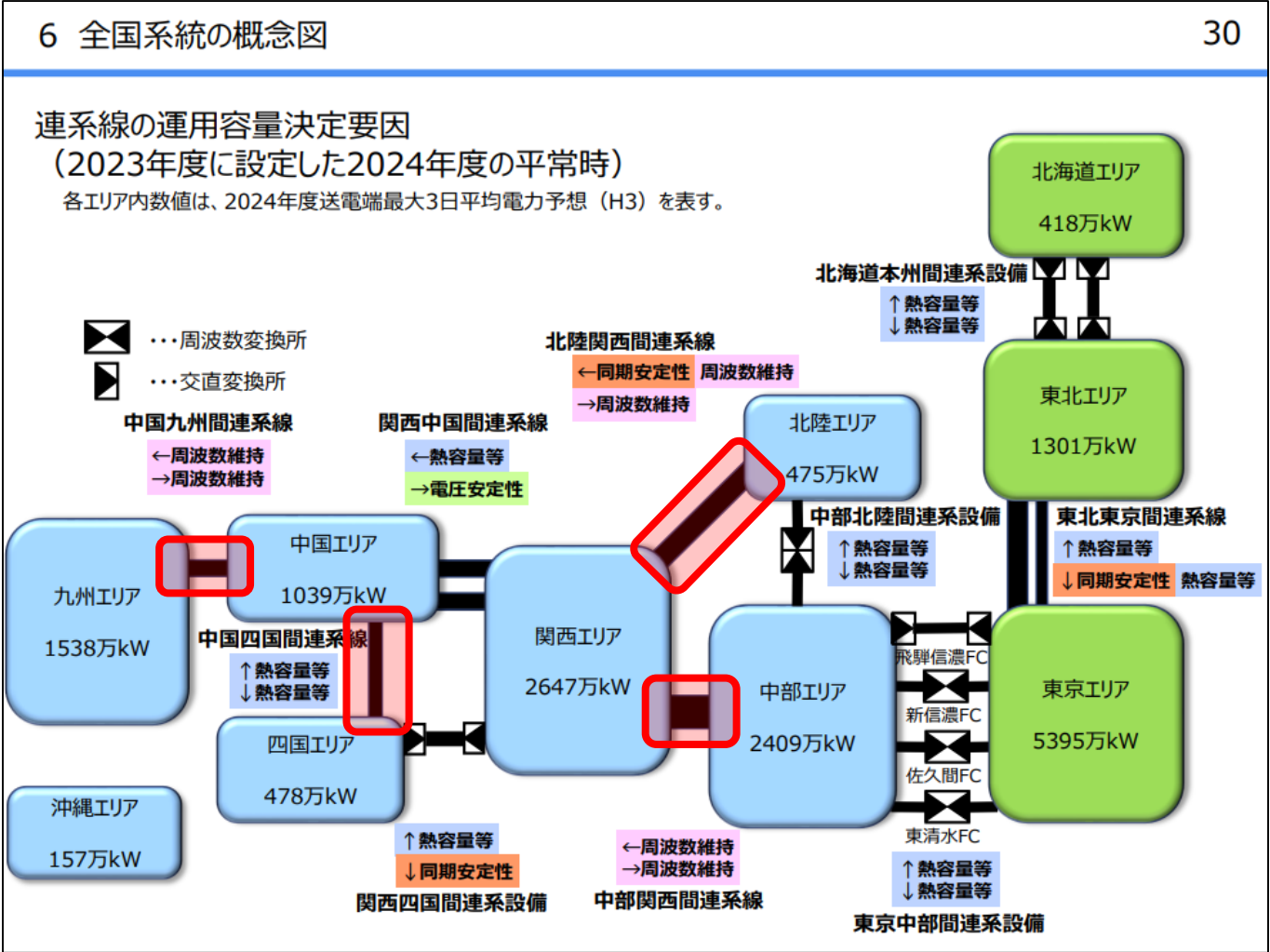
（負荷制限後、電圧低め解→高め解へ移行）

1. 運用容量とクライテリアの基本的考え方
2. 制約要因① 熱容量等
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
3. 制約要因② 同期安定性
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
4. 制約要因③ 電圧安定性
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
5. 制約要因④ 周波数維持
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
6. 緊急的な運用容量の拡大
7. 運用容量等に関する基本的事項のまとめ

- 電力は大容量を貯めることができないため、需要と供給を常にバランスさせる必要がある。
- 送電線のルート断故障（N-2故障）等により需給バランスが大きく崩れると、片側の系統では、発電機の機械入力（供給）が電気出力（需要）を上回り、回転数上昇により系統周波数が上昇する（もう片側では、供給が需要を下回り、回転数減少により系統周波数が低下する）。こうした現象は**数秒オーダーで起こる**ことが分かっている。
- そのため、N-2故障で需給バランスが大きく変わる設備に流すことのできる潮流は、電力系統の周波数を安定的に維持できる限界までとする必要がある（周波数維持制約）。



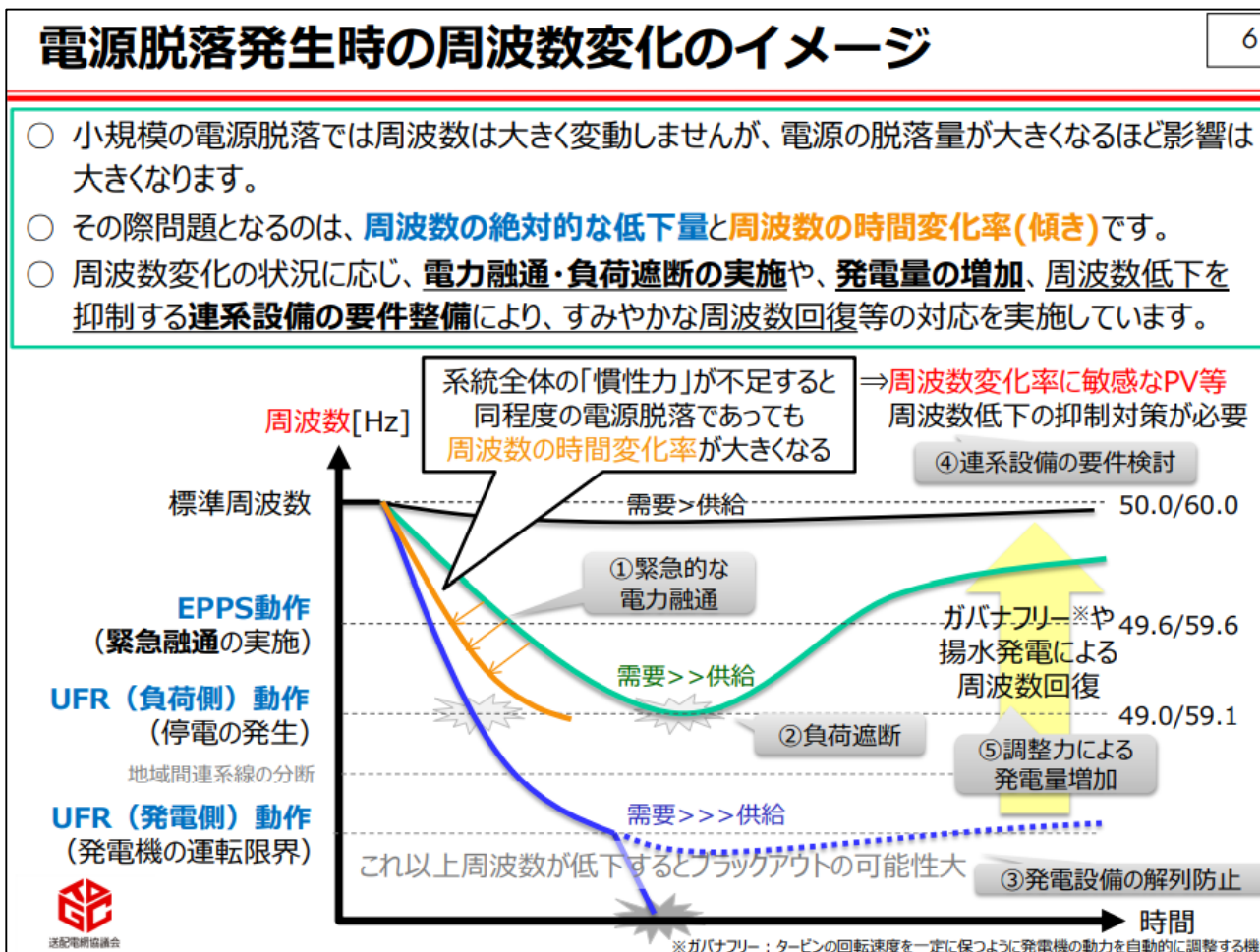
- 1ルートで地域間を交流接続する連系線（下図赤枠）では、N-2故障時に需給バランスが大きく変動することから、故障後の各系統における系統周波数が上昇・低下限度値以内となる連系線潮流を定めている。



- 低下側限度値は、**太陽光や自家発等が運転可能な周波数限度等を考慮し、59.0～59.5Hzの範囲で設定。**
- 一方、上昇側の限度は、**発電機の長時間運転可能周波数の許容限度値（60.5～61.2Hz）を考慮し、60.0 Hz～60.6Hzで設定されている。**

	潮流方向	周波数低下限度	周波数上昇限度
中部関西	中部 ⇒ 関西	59.2 Hz (北陸・関西以西)	60.5 Hz (中部)
	関西 ⇒ 中部	59.5 Hz (中部)	60.6 Hz (北陸・関西以西)
北陸関西	北陸 ⇒ 関西	59.2 Hz (中部・関西以西)	60.0 Hz (北陸)
	関西 ⇒ 北陸	59.2 Hz (北陸)	60.6 Hz (中部・関西以西)
中国四国	中国 ⇒ 四国	59.2 Hz (四国除く中部以西)	60.3 Hz (四国)
	四国 ⇒ 中国	59.2 Hz (四国)	60.6 Hz (四国除く中部以西)
中国九州	中国 ⇒ 九州	59.0 Hz (中国以東)	60.5 Hz (九州)
	九州 ⇒ 中国	59.0 Hz (九州)	60.6 Hz (中国以東)

- 周波数低下限度を超えた系統周波数では、**発電機が運転可能な周波数を下回り、タービン動翼の共振や、補機能力が低下**するため、大量の発電機が解列する可能性がある。
- **発電機の解列は、供給不足によって周波数が低下している状況をさらに加速**させ、大規模な停電に発展する。



- また、周波数上昇限度は、発電機の運転可能周波数に設定されていることから、この限度値を超過した場合には、**火力発電機でのタービン翼の共振による発電機損傷の可能性**がある。
- これを防ぐため、**発電機保護リレー等により火力電源が運転停止となれば、周波数上昇は改善されるが、その時の発電機稼働状況によっては、周波数低下側に転じ、前頁のステップで大規模停電に至る可能性**がある。

2 発電機の運転可能周波数の確認

3

(1) 現状の発電機運転可能周波数

- 九州エリアの発電機運転可能周波数の考え方は以下のとおり。

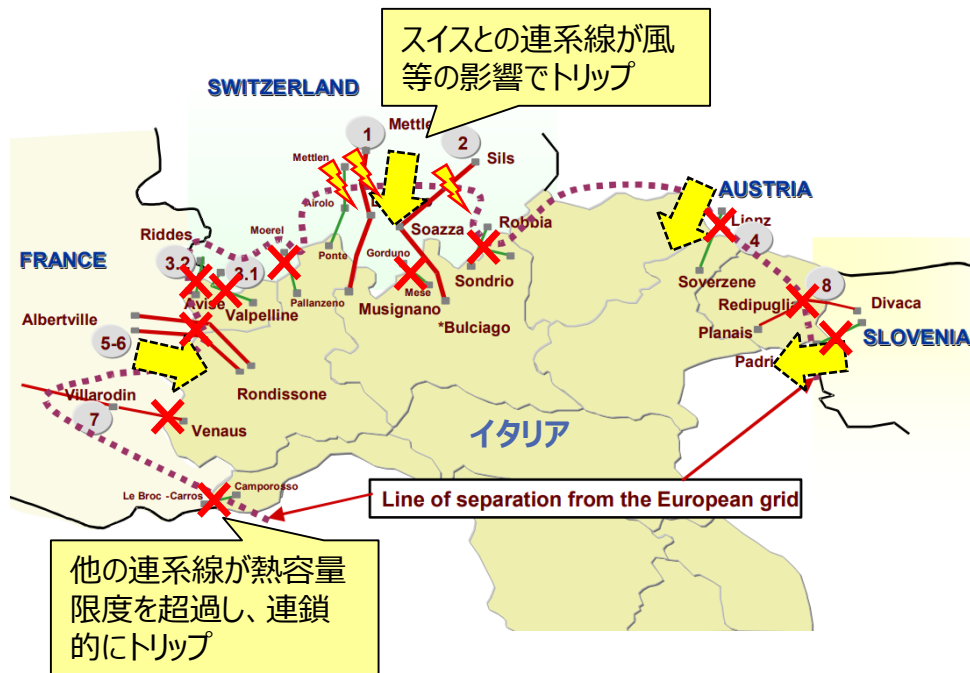
- ・ 九州エリアの周波数上昇限度制約による運用容量は、「無制御分」及び「電源制限量」で算出され、そのうち、「無制御分」については、九州エリアの周波数上昇限度値（60.5Hz）で決定している。
- ・ この周波数上昇限度値は、九州エリアの複数の火力プラントの長時間運転可能周波数の許容限度値である60.5Hzを適用している。

複数の火力機において、高周波数運転時に、タービン翼の共振現象により、過大な応力が発生し、損傷にいたる虞があるため、長時間運転可能周波数の許容限度を設計上60.5Hzとしている。

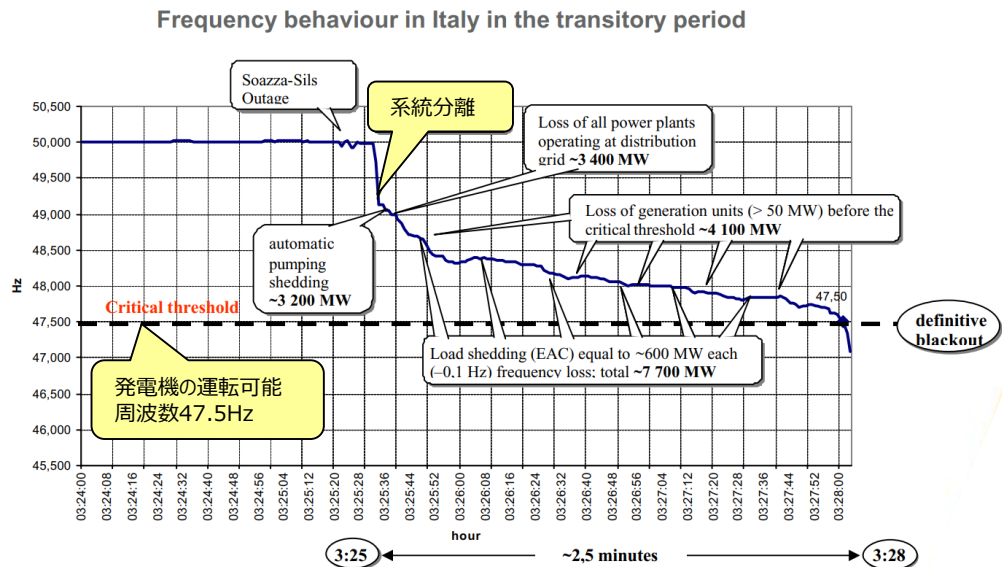
2017年度 第3回運用容量検討会（2017.12.15）資料1-3より抜粋

現状では、連続運転可能周波数60.5Hzを発電機運転可能周波数と定めている。

- 周波数維持の問題による大規模停電事例としては、2003年9月の「イタリア大規模停電」が挙げられる。
- 当時は、風や高湿度の条件が重なり、2つの連系線トリップが発生し、その後、連鎖的に隣接国とのすべての連系線が遮断され、イタリアが系統分離された。
- 当時のイタリアは、需要の約1/4の電力を他国より輸入していたため、系統分離に伴い、周波数は50.0Hzから大きく低下し、周波数を改善すべく負荷遮断等もなされたが、電圧低下による発電機の脱落なども複合的に重なったため、ついには**発電機の運転限界である47.5 Hzに至り、大量に発電機が解列したことで、全停電**となった。



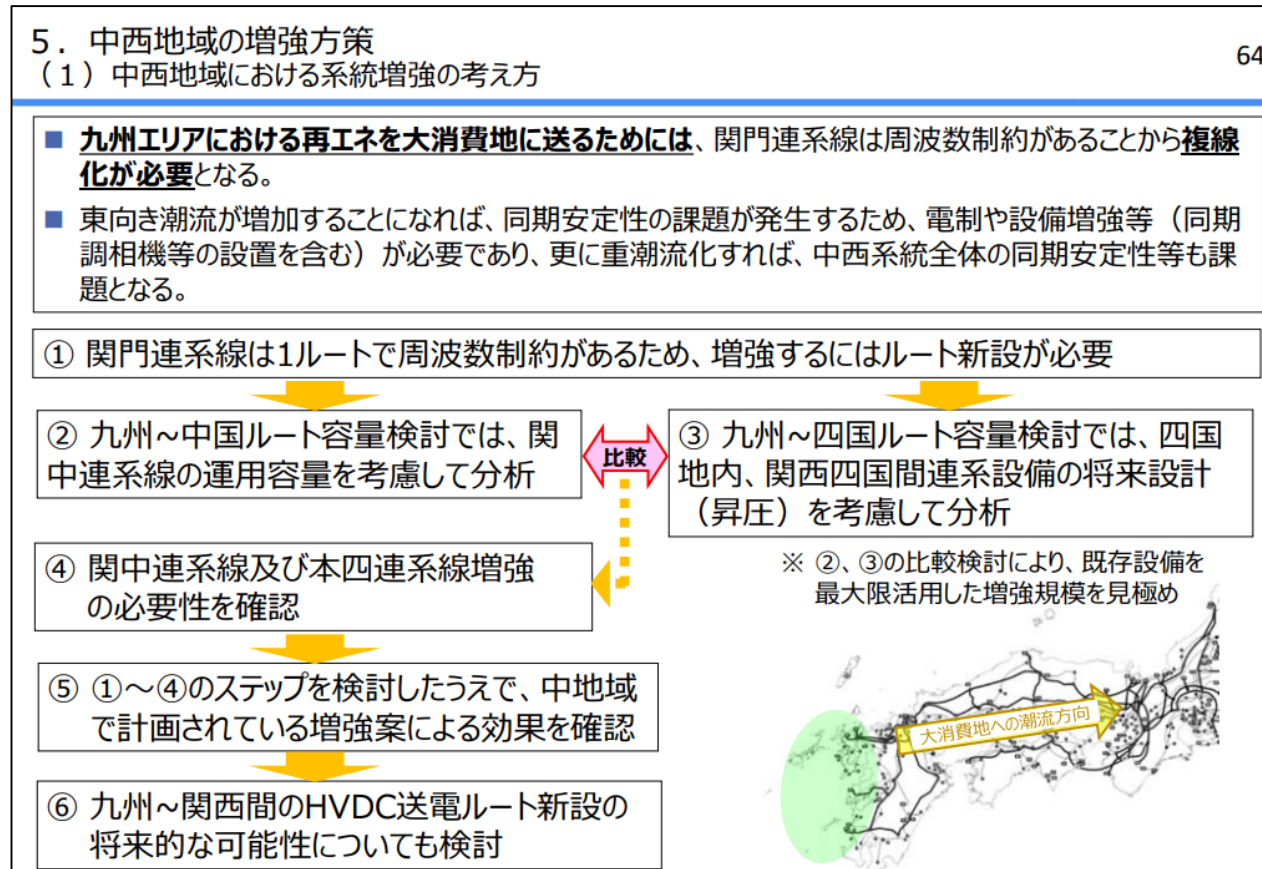
イタリアと隣接国との連系線概要図



イタリアの系統周波数の推移

- 交流送電線を1ルート新設することによって、多ルート化することができれば、N-2故障が発生した場合であっても、系統分離による周波数異常（上昇・低下）を回避することができるため、周波数維持制約の拡大につながる。
- 一例として、2023年3月に策定された広域系統長期方針の中でも、周波数維持制約により運用容量が定まる地域間連系線へのルート新設による周波数維持制約の拡大（回避）方策*が挙げられている。

※ 最終的に関門増強は直流連系となったため、中国九州間連系線における周波数維持制約は残ることとなる。



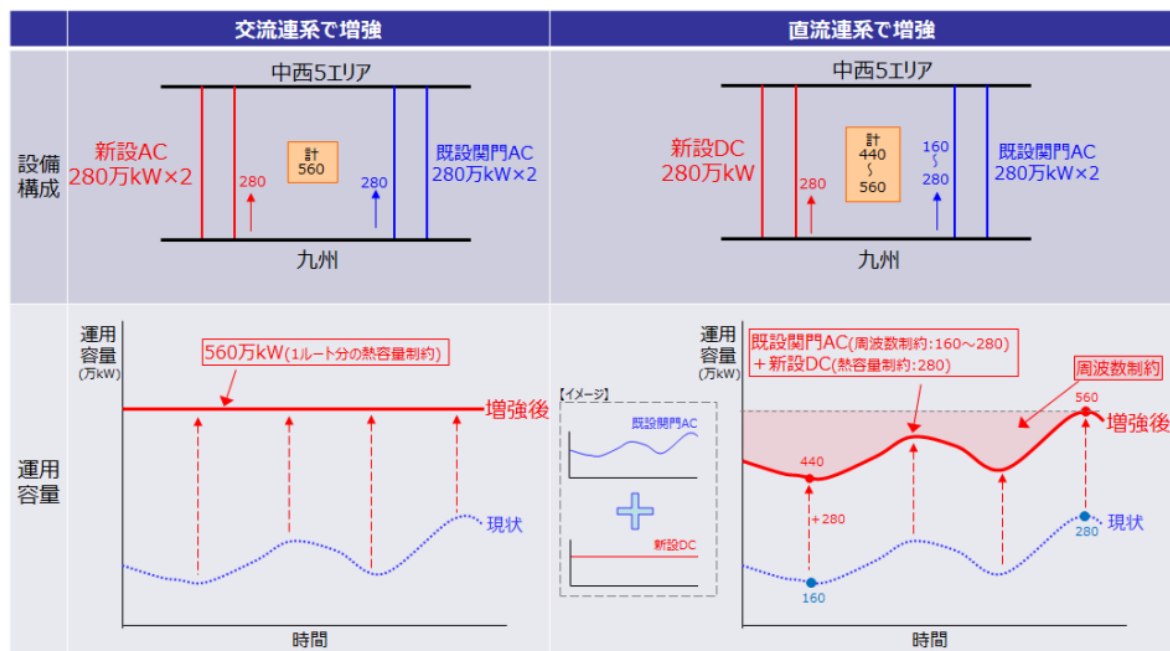
- 交流1ルート+直流1ルートの交直併用系統（下図「直流連系で増強」）においては、**交流ルートでのN-2故障時、直流1ルートの潮流が増加しない運用（制御）とする場合には、周波数維持制約は解消されない。**
- ただし、交流ルート断時に直流ルートの潮流（送電量）を一時的に増加するような運用（制御）がなされる場合には、周波数維持制約を部分的に解消（拡大）することも可能と考えられる。

1. 関門連系線の検討状況等について

中西地域における整備計画具体化に向けた作業会における確認状況
直流連系時の運用容量拡大効果について

9

- ・ 関門連系線を交流連系もしくは直流連系で増強した場合の運用容量(中国向)のイメージは、以下のとおりであり、直流連系で増強する場合は、周波数制約は解消されない



注) 同期安定性・電圧安定性について別途考慮が必要（同期安定性・電圧安定性で運用容量が制約される場合あり）

- 7

- ※Emergency Power Presetting Switch



- 周波数上昇側で制約される場合、**N-2故障後の供給過多を電源制限により緩和**することができる。これによって、周波数上昇を電制設置前よりも抑制できることから、周波数維持制約の拡大に効果的である。
- そのため、地域間連系線においては、基本的には電源制限装置が織り込まれている。
- また、周波数低下側で制約される場合には、**N-2故障後の需要過多を負荷制限により緩和**することで、周波数低下を抑え、周波数維持制約を拡大することができる。
- 地域間連系線・地内送電線ともに、基本的には（多くの箇所）負荷制限が織り込まれており、地内送電線では、**そもそもN-2故障により周波数低下限度値を下回らないよう負荷制限装置の設置も含めた設備形成がなされていることから、運用容量の制約要因としては考慮されないことが大半である。**

1. 運用容量とクライテリアの基本的考え方
2. 制約要因① 熱容量等
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
3. 制約要因② 同期安定性
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
4. 制約要因③ 電圧安定性
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
5. 制約要因④ 周波数維持
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
6. 緊急的な運用容量の拡大
7. 運用容量等に関する基本的事項のまとめ

- 前章まで、地域間連系線や地内系統の運用容量は、N-1故障・N-2故障における信頼度基準（N-2故障時の大規模停電回避など）を満たす限界潮流以内に設定していることについて説明した。
- 一方で、**地域間連系線では、N-0（設備健全時）において、需給ひっ迫に伴う計画停電等のおそれがある場合には、N-1・N-2故障時の供給信頼度低下を許容した緊急的な運用容量の拡大が認められている。**
- なお、緊急的な運用容量拡大についてはN-1・N-2故障時の供給信頼度の低下を伴うことから、拡大後の緊急時運用容量と**想定される供給信頼度低下レベルの公表等**を実施することとしている。

（緊急時の連系線の使用）

第153条 本機関は、前条のマージン使用その他の対策を行ってもなお、一般送配電事業者たる会員の供給区域の需給ひっ迫又は需給ひっ迫のおそれによる需要抑制若しくは負荷遮断を回避できない又は回避できないおそれがあるとき、一般送配電事業者たる会員に対し、供給信頼度の低下を伴いつつ運用容量を超えて連系線を使用した供給を行うことを承認するとともに、これを容量登録する。

2 本機関は、次の各号に掲げる手順により、前項の供給を行うことを承認する。

一 本機関は、一般送配電事業者たる会員が自らの供給区域の需給ひっ迫又は需給ひっ迫のおそれに対応するために運用容量拡大（運用容量に、供給信頼度低下を伴う同拡大分を加えたものを緊急時運用容量とし、それを一時的に運用容量に代えて用いることをいう。以下同じ。）を必要と認める場合又は本機関が運用容量拡大を求めた場合には、当該供給区域の一般送配電事業者たる会員から、当該供給区域の需給に関する計画並びに運用容量拡大の量、期間及び影響等の情報の提出を受けるとともに、運用容量拡大の必要性について説明を受ける。

二 本機関は、前条第2項第2号、第3項及び第4項の規定は、前項の場合において準用する。この場合において、前条中「マージン使用」とあるのは

は「運用容量拡大」に、「マージンを使用する」とあるのは「運用容量拡大分を使用する」に読み替えるものとする。

三 本機関は、前項の規定により運用容量拡大を承認した場合には、拡大後の緊急時運用容量と想定される信頼度低下レベルなどを公表する。

四 本機関は、運用容量拡大分の使用後に、その妥当性について事後検証を行う。

3 本機関は、事前には織り込めない突発的な事象に対応する場合及び供給力追加対策を行ったにもかかわらず需給状況が悪化している場合又は需給状況の悪化が予想される場合への対応のために、一般送配電事業者たる会員が一時的に運用容量（前項の運用容量拡大を行っているときは緊急時運用容量）を超過して連系線を使用したときは、当該一般送配電事業者たる会員に対し、理由とともに報告を求める。

- 至近では、2022年6月の東京エリアにおける需給ひっ迫時において、地域間連系線の運用容量を拡大しなければ**需給状況の悪化から計画停電等のおそれがあったことから、緊急的に地域間連系線の運用容量を拡大した。**
- この際には、前述の通り、拡大後の緊急時運用容量と**想定される供給信頼度低下レベルを公表**している。

更新日：2022年6月27日

緊急時の地域間連系線の使用について（6月27日分）

当機関は、本日、東京電力パワーグリッドの供給区域において、需給ひっ迫による需要抑制若しくは負荷遮断を回避できないおそれがあることから、業務規程第153条の規定に基づき、東北東京間連系線に対して供給信頼度の低下を伴いつつ運用容量を超過して連系線を使用した供給を行うことにしました。

1. 緊急時の連系線使用した地域間連系線

- 東北東京間連系線（順方向）

2. 運用容量の拡大量及び期間

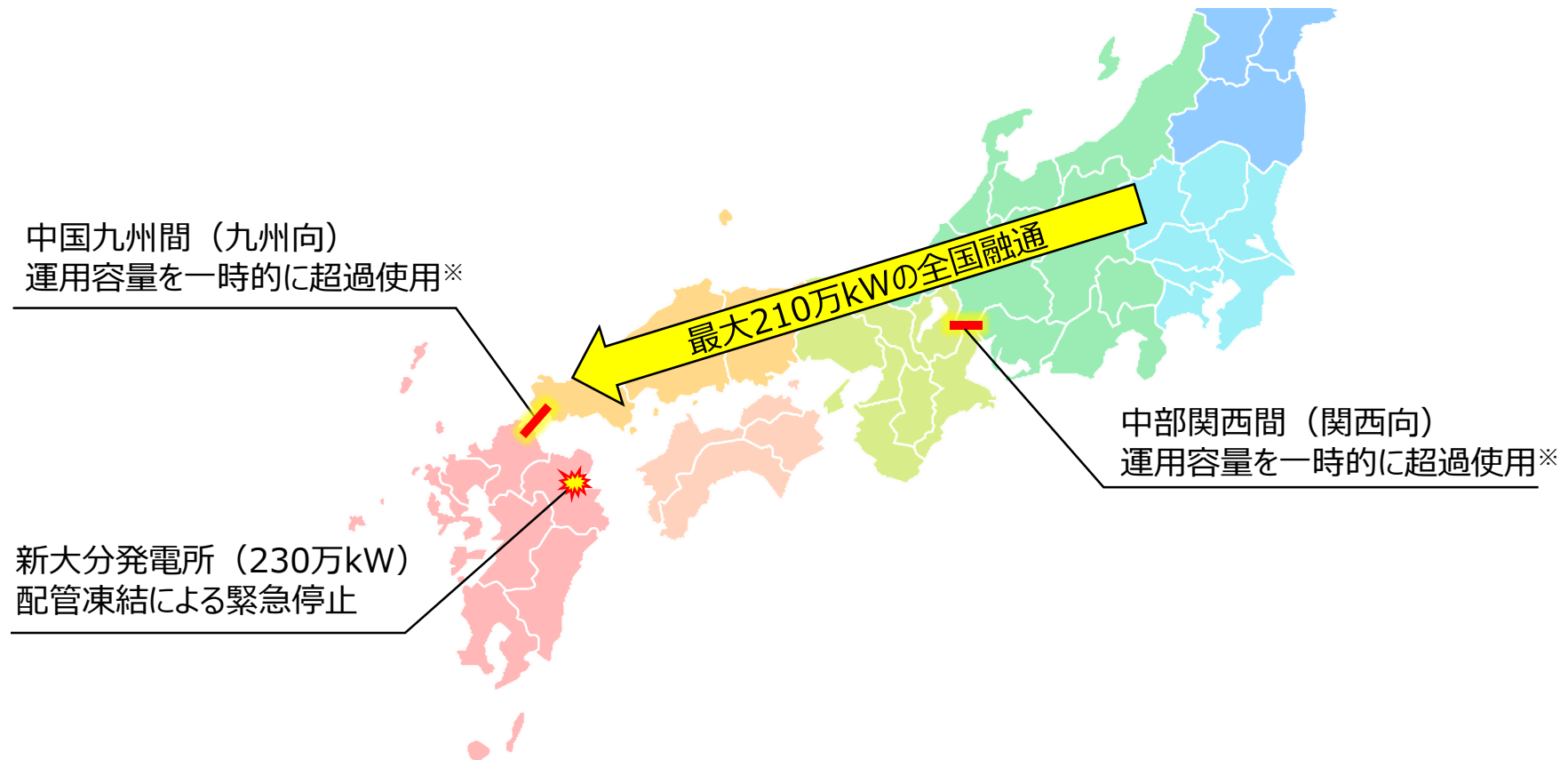
- 2022年6月27日 15時～18時の間、55万kWの運用容量を拡大
＜参考＞ 拡大前後の運用容量の平均値（30分ごとの値の平均）
拡大前：344万kW、拡大後：399万kW

3. 想定される供給信頼度の低下レベル

緊急時の連系線使用期間中に、連系線近傍における万一の50万V送電線2回線事故時に、同期安定性は保てるものの供給力が減少するため、東北・東京エリアにおいて一部地域の停電が発生する可能性がある。

- また、遡ること2012年2月においては、九州エリアの新大分発電所（230万kW）が配管凍結による緊急停止に陥ったことで、供給力確保のため、最大210万kWの全国融通がなされている。
- この際には、**N-2故障時の供給支障リスク（供給信頼度低下）を許容したうえで、中国九州間（九州向）及び中部関西間（関西向）の運用容量を一時的に超過して使用※し、計画停電等を回避した事例もある。**

※ 本事例は、緊急的な運用容量の拡大スキームがなかった頃に実施された施策であり、実質的に緊急時の運用容量拡大と同義。



1. 運用容量とクライテリアの基本的考え方
2. 制約要因① 熱容量等
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
3. 制約要因② 同期安定性
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
4. 制約要因③ 電圧安定性
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
5. 制約要因④ 周波数維持
 - － 概要、制約違反時の影響、運用容量拡大方策
6. 緊急的な運用容量の拡大
7. 運用容量等に関する基本的事項のまとめ

■ 本日、ご説明させていただいた運用容量等に関する基本的事項は、まとめると下表の通りであり、本作業会における今後の検討の一助にしていきたいと考える。

運用容量						違反時の影響 (緊急拡大時リスク)	拡大対策
制約要因	想定故障	適用系統	故障後に満たすべき クライテリア	電制 適用	負制 適用		
熱容量	N-1	全て	健全回線が常時 (短時間) 熱容量以内	○	×	①過負荷連鎖トリップ (設備損壊) ②同期・電圧不安定 (発電機停止) ③周波数低下	インピーダンス低減 設備増強 過負荷電制 DLR・DTR
	N-2	ループ	健全ルートが常時 (短時間) 熱容量以内	○	×		
同期 安定性	N-1	全て	発電機が脱調しない	○	×	①発電機の連鎖脱調 (設備損壊) ②周波数低下	インピーダンス低減 安定度電制 負荷制限装置 STATCOM等
	N-2	ループ	供給・発電支障の影響が 大きくない	○	△※1		
電圧 安定性	N-1	全て	電圧不安定に至らない	○	×	①発電機停止 ②過負荷連鎖トリップ ③リレーの不要動作 ④周波数低下	インピーダンス低減 無効電力制御装置 電圧電制 負荷制限装置
	N-2	ループ	供給・発電支障の影響が 大きくない	○	△※1		
周波数※2	N-1	基本的に、N-1故障では周波数変動は生じない				①発電機停止 (発電機損傷) ②周波数低下	設備増強・EPPS 周波数電制 負荷制限装置
	N-2	1ルート 交流連系	周波数変動が上昇・低下 限度を超過しない	○	○		

※1 負荷制限にあたっては、社会的影響が大きいことから、少なくとも地域間連系線においては適用実績はない。
※2 地内送電線では、N-2故障により周波数低下限度値を下回らない設備形成がなされているため、運用容量の制約要因としては考慮されていないことが大半。

以上