

北海道への大容量HVDCおよび 洋上風力等の連系による系統影響評価

2024年 2月26日
北海道電力ネットワーク株式会社

- 今回の東地域計画策定プロセスの検討において、北海道から東北・東京エリアに向けたHVDC: 2 GWの新設に対し、北海道地内系統における系統安定性等の信頼度に関する技術的な評価を行っている。
- 2022年9月の本委員会（第63回広域系統整備委員会）において、HVDC脱落による周波数変動の影響について、技術的に評価した結果を報告した。
具体的には、再エネ等電源からの電力を、北海道エリアの地内交流系統を経由したうえでHVDCで東北・東京エリアへ2GW送電している状況において、HVDC: 2 GWが一斉停止した場合、系統周波数が急上昇した後、予期せぬ再エネ脱落により大幅な周波数低下を生じる可能性があることを説明した。
- 今回、上記の事象について、条件を細分化・精査したうえで更なる評価を進めたことから、その内容を報告する。
- また、地内系統における事故時の影響や、洋上風力等の大量連系による系統短絡容量※面での問題有無についても評価を行った。
- 以上の評価結果から、**北海道～東北～東京間でHVDC: 2 GWを新設・運用するうえで、北海道地内交流系統の安定維持の観点から必要な対策を整理したので、報告する。**

※短絡容量：電力系統の強さを示す尺度であり、電力系統における三相短絡故障時に故障点に流入する電力（短絡電流と回路電圧との積）で表す。短絡電流の供給源は同期発電機であり、発電機の容量が大きく、運転台数が多くなるほど短絡容量は大きくなる。このため、短絡容量が大きいほど電力系統の安定度が高くなる

本日の説明内容

1. 系統影響評価の全体像
2. 系統周波数・電圧安定面の評価および必要な対策
3. 短絡容量面の評価および必要な対策
4. 今後の検討事項

1. 系統影響評価の全体像

- 計画策定プロセスで検討する大容量HVDCおよび洋上風力等の連系による北海道系統への影響について、①系統周波数面、②電圧安定面、③短絡容量面 から評価し、系統安定維持の可否や必要な対策について整理する。

①系統周波数面 ②電圧安定面 の評価

<想定事象>

HVDC脱落

地内交流系統事故

<系統影響>

周波数異常低下（上昇）、電圧不安定、
再エネPCS停止、大型火力機トリップ

③短絡容量面 の評価

<想定事象>

電源低稼働時の
短絡容量不足

<系統影響>

インバータ連系機器の
動作不安定による電力
品質低下、再エネ停止

系統安定維持に必要な対策を整理

1. 系統影響評価の全体像（検討条件）

- 洋上風力等の再エネポテンシャルを受け入れるために必要な地内増強が行われた系統構成を前提として、以下の条件でシミュレーションを実施し、系統影響を評価。

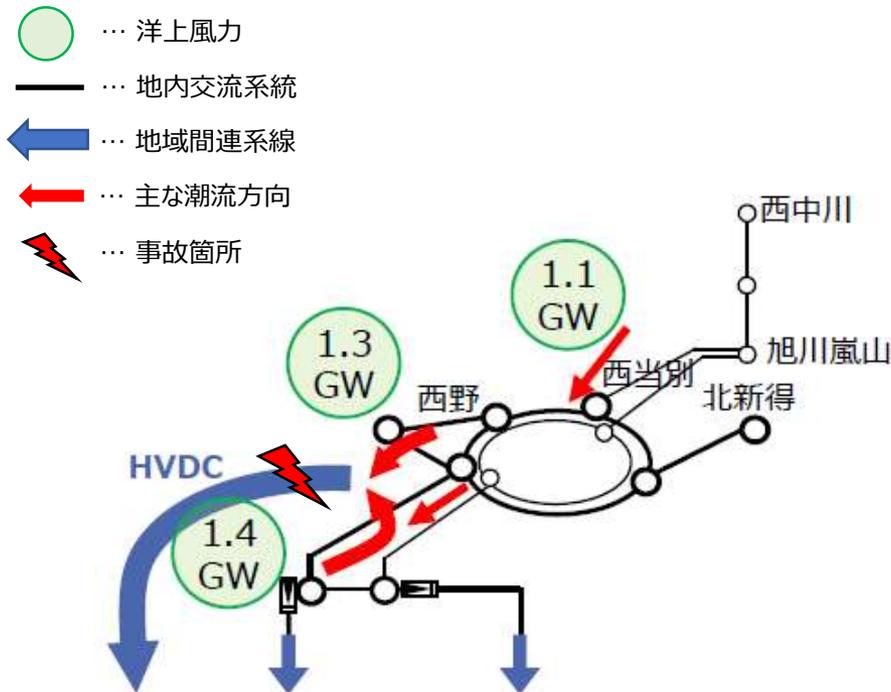
項目	検討条件
需要	<ul style="list-style-type: none"> 軽負荷、ミドル、重負荷
電源	<ul style="list-style-type: none"> ベース電源として大型火力機3台（苫東厚真2号，4号、石狩湾新港1号）を運転 原子力（泊）は運転なしと1台運転（3号）ケース
再エネPCSの周波数FRT条件	<ul style="list-style-type: none"> 洋上風力は導入が後年度でありPCS不要停止を回避したFRT要件を前提に連系するものと仮定（PCS停止なし） 陸上再エネは段階的に導入が進むため現行踏襲（PCS停止あり）とする PCS動作特性は調査中であり、現時点ではこれまで仮定した設定を使用 上記に加え、仮に特高連系の再エネPCSが不要停止しない（動作ロック）ケースについても確認
北海道地内系統からHVDCへの送電量	<ul style="list-style-type: none"> 2GW、1GW
事故想定	
HVDC事故	<ul style="list-style-type: none"> HVDC一斉脱落（全停止）
地内交流系統事故（瞬時電圧低下）	<ul style="list-style-type: none"> 基幹系275kVループ系統の三相地絡事故

2. 系統周波数・電圧安定面の評価および必要な対策

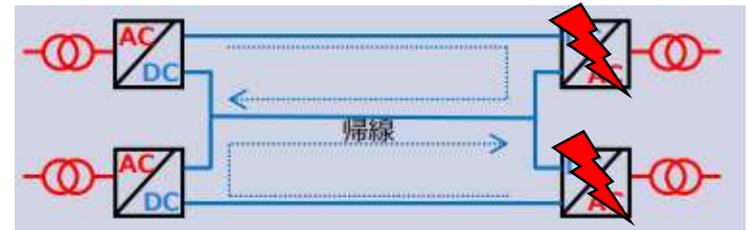
(1) 事故想定 (HVDC脱落事故)

- 過酷事故によるHVDC一斉脱落を想定。
- 北海道地内の周波数上昇抑制のため、HVDC停止にあわせてHVDC送電量と等量の再エネを転送遮断し※、即時に需給バランスを保つ制御を行う条件で評価。

※シミュレーション上は、HVDC送電量と等量の洋上風力発電量を、HVDC事故停止後280msで転送遮断する設定



<HVDC事故の設定>



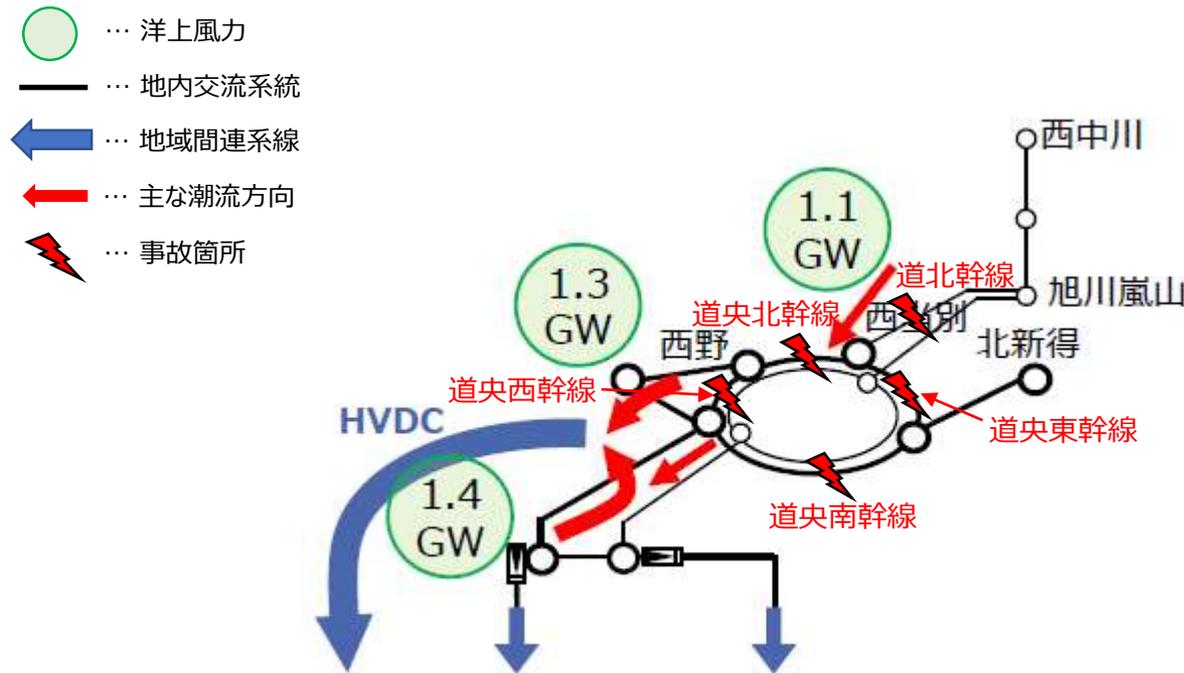
※図は第72回広域系統整備委員会資料（2023年12月8日）および
第74回広域系統整備委員会資料（2024年2月5日）より引用して作成

2. 系統周波数・電圧安定面の評価および必要な対策

(1) 事故想定（地内交流系統事故）

- HVDC送電中に、基幹系275kVループ系統で3相地絡事故※が発生した場合の系統安定維持の可否を確認。

※事故発生後60msでリレー遮断により事故除去する設定とし、事故中の瞬時電圧低下による影響を評価



2. 系統周波数・電圧安定面の評価および必要な対策

(2) 系統安定維持の判断基準

- 系統影響評価における系統安定維持の判断基準について、現時点では、北海道エリアで通常考慮する信頼度基準で評価した。

<今回の系統影響評価における系統安定維持基準>

- 負荷遮断や大型火力機の不要トリップを発生させない。
- 周波数変動は北本緊急動作を考慮した上で $\pm 1\text{Hz}$ を超過しない。
- 電圧安定度や同期安定度について、系統不安定現象を発生させず、適正な電圧や電力系統の安定が維持できる。

2. 系統周波数・電圧安定面の評価および必要な対策

(3) シミュレーション結果の概要① (HVDC 2 GW送電)

- 再エネPCSについて、**現時点で仮定したFRT動作特性（補足3）**でのシミュレーションでは、HVDC脱落や地内交流系統事故が発生した場合に、**再エネPCSの大規模な不要停止や、火力発電機の機器保護によるトリップ（補足6）**が発生し、**系統安定維持が困難**な状況となることを確認した。
- 再エネPCS動作特性**の調査結果を踏まえて、**不要脱落対策を実施**するとともに、**需給状況や同期発電機の運転状況に応じて対策を行う必要**がある（交流系統を介してHVDCへ送電する量を一部制限するなど）。

HVDC送電量	事故ケース	特高再エネPCS	シミュレーション結果の概要
2GW	HVDC脱落事故	停止あり	<ul style="list-style-type: none"> ・HVDC送電停止によるノード周波数※の急峻な上昇により再エネPCSが停止し、系統周波数が大幅に低下 ・ミドルおよび重負荷時では再エネPCS停止により電圧安定限界超過（系統不安定）
	地内交流系統事故（瞬時電圧低下）		<ul style="list-style-type: none"> ・事故中の電圧低下や事故除去後の電圧復帰によるノード周波数の急峻な変動により再エネPCSが停止し、系統周波数が大幅に低下 ・再エネPCS停止により、ミドルおよび重負荷時で電圧安定限界超過（系統不安定）
	HVDC脱落事故	動作ロック	<ul style="list-style-type: none"> ・火力機が機器保護によりトリップ ⇒泊停止時には、HVDC送電量を1GW程度に制限することでトリップ回避可能
	地内交流系統事故（瞬時電圧低下）		<ul style="list-style-type: none"> ・STATCOM（500MVA程度）の追加で系統安定維持可能

※本検討では、PCSが検出する周波数をノード周波数と表記（補足8）

2. 系統周波数・電圧安定面の評価および必要な対策

(3) シミュレーション結果の概要② (HVDC 1 GW送電)

- **HVDC送電量が1GWの場合、再エネPCSの不要停止が無ければ概ね系統安定維持可能。**
- 重負荷期は、高出力火力機がHVDC脱落によりトリップしないよう、HVDC送電量に一部制約を設ける必要あり。

HVDC送電量	事故ケース	特高再エネPCS	シミュレーション結果の概要
1GW	HVDC脱落事故	停止あり	<ul style="list-style-type: none"> • 重負荷時に高出力火力機が機器保護によりトリップする可能性あり ⇒火力高出力時にHVDC送電量に一部制約を設けることで系統安定維持可能
	地内交流系統事故 (瞬時電圧低下)		<ul style="list-style-type: none"> • 事故中の電圧低下や事故除去後の電圧復帰によるノード周波数の急峻な変動により再エネPCSが停止し、系統周波数が大幅に低下 • ミドルおよび重負荷時では再エネPCS停止により電圧安定限界超過 (系統不安定)
	HVDC脱落事故	動作ロック	<ul style="list-style-type: none"> • 重負荷時に高出力火力機が機器保護によりトリップする可能性あり ⇒火力高出力時にHVDC送電量に一部制約を設けることで系統安定維持可能
	地内交流系統事故 (瞬時電圧低下)		<ul style="list-style-type: none"> • 系統安定維持可能

2. 系統周波数・電圧安定面の評価および必要な対策

(4) シミュレーション結果① (HVDC脱落事故)

- 事故想定ごとに需要断面と再エネPCS動作条件を変えてシミュレーションした結果を示す。
- HVDC脱落事故**に対して、**送電量1GWの場合、概ねすべての断面で系統安定維持可能。**
- 同期機並列台数が増えることで**系統は安定方向となり、**送電可能量が増加。**

交流系統を介してHVDCへ送電する量		2GW			1GW					
泊運転状態		停止		3号運転	停止		3号運転			
特高再エネPCS		停止あり	停止なし（動作OK）		停止あり	停止なし（動作OK）				
H V D C 脱 落	軽負荷 (需要2.3GW)	×	(補足7-①) 周波数低下	△※	△※	○	○	○		
	ミドル (需要3.7GW)	×	火力トリップ 系統不安定	×	(補足7-②) 火力トリップ 系統不安定 →HVDC送電量 1.1GWに抑制で ○	×	火力トリップ	○	○	
	重負荷 (需要5.3GW)	×	火力トリップ 系統不安定	×	火力トリップ 系統不安定 →HVDC送電量 0.9GWに抑制で ○	×	火力トリップ	(補足7-⑤) 火力トリップ →HVDC送電量 0.9GWに抑制で ○	×	火力トリップ →HVDC送電量 0.9GWに抑制で ○

※限られた断面でのみ系統安定維持可

2. 系統周波数・電圧安定面の評価および必要な対策

(4) シミュレーション結果② (地内交流系統事故)

- **地内交流系統事故**に対する系統安定維持のためには、**再エネPCS不要脱落対策が必要**。
- 再エネPCS不要脱落対策を条件に、例えば、**STATCOMを追加設置した場合、送電量2GWでも系統安定維持可能**。

交流系統を介してHVDCへ送電する量		2GW		1GW	
泊運転状態		停止		停止	
特高再エネPCS		停止あり	停止なし (動作ロック)	停止あり	停止なし (動作ロック)
地内系統事故	軽負荷	× 周波数低下	○	× 周波数低下	○
	ミドル	× (補足7-③) 系統不安定	○ (補足7-④)	× 系統不安定	○
	重負荷	× 系統不安定	× 系統不安定 →STATCOM追加で○	× (補足7-⑥) 系統不安定	○ (補足7-⑦)

2. 系統周波数・電圧安定面の評価および必要な対策

(5) 大容量HVDC連系のために必要な対策

① 再エネ安定運転維持対策

- 今回のシミュレーションで仮定した再エネPCSのFRT動作特性では、地内系統事故による瞬時電圧低下や電圧復帰によるノード周波数の急峻な変動により再エネPCSが停止し、系統が不安定となる状況が確認された。
- HVDC停止や系統事故波及による再エネPCS大規模停止が、系統安定に重大な影響を及ぼす可能性があるため、大容量HVDCや洋上風力等の連系拡大に向け、**再エネ安定運転維持のためのFRT要件見直し等による再エネPCS不要停止対策（新規連系設備のみならず、既設への対応も含めて）の整備が必要**である。

2. 系統周波数・電圧安定面の評価および必要な対策

(5) 大容量HVDC連系のために必要な対策

② 北海道系統からの送電対策

- HVDC送電量 2 GW、1 GWの2パターンでシミュレーションした結果から、北海道地内交流系統の安定維持のため、例えば、**北海道地内交流系統を介してHVDCへ送電する量を制限するなどの対策が必要**となる。
- 再エネPCSの不要停止がなければ、HVDC送電量 1 GWの場合、概ねすべての断面で系統安定維持が可能な見通しであり、北海道地内の需給状況や電源構成（同期機並列台数）によっては1 GW以上の送電が可能となる。
- 送電可能量をさらに引き上げるためには、HVDC設備構成面での対策や、連系する再エネ側での対策などを講じる必要がある。

3. 短絡容量面の評価および必要な対策

(1) 検討概要

- 低短絡容量の交流系統に大容量のインバータ機器を接続する場合、短絡容量比（SCR：連系点短絡容量／インバータ設備容量）が一定以下になると、交直変換器が不安定になる現象が知られている。
- 計画策定プロセスにおける地内増強を考慮した、洋上風力等が連系する各地点の最小短絡容量を算出し、再エネ安定運転対策の考え方について整理した。

3. 短絡容量面の評価および必要な対策

(2) 短絡容量試算結果

地点	SCR値（短絡容量÷洋上風力等連系量）※		
	平常時	石狩湾1G停止	苫東厚真サイト停止
道北A	2.19	2.05	2.12
道北B	3.54	3.15	3.33
道央A	4.81	3.68	4.24
道央B	45.51	38.01	40.84
道南A	5.47	4.71	4.99
道南B	3.14	2.81	2.94

※ 泊停止時の値、短絡容量は電源の並列状態により異なる。



3. 短絡容量面の評価および必要な対策

(3) 評価結果まとめ

- PCSの安定運転に必要な短絡容量はSCR 2～3以上とされるが、現時点で確たる基準がない。
- また、複数のPCS群で構成される再エネ発電所の必要短絡容量は未解明。
- 再エネPCSの安定運転に必要な短絡容量には不明な点が多いものの、計画策定プロセスの洋上風力等連系量および地内系統増強において、一部地域を除いて平常時はSCR 3以上を確保できる見通し。
- また、電源停止等による短絡容量低下時には、風力連系電気所単位でリミッタ制御を行うことで、系統側の設備対策は不要とできる（補足9）。
- 将来的な洋上風力等の連系に向けて、短絡容量に応じた再エネ管理（管理基準値や出力制御方法等）やシステム開発について、具体的な検討を進めていくこととする。
- 恒常的に短絡容量が不足するおそれのある道北地点については、連系事業者との協力によりPCS安定運転評価等の詳細検討を行い、連系制限や連系形態の変更（MGセット※等）の必要性についても検討する必要がある。

※MGセット：モータ（Motor）と同期発電機（Generator）を同軸上に配置し、再エネ等の電力でモータを駆動し、モータ動力で発電することで、再エネ等の同期連系を可能とする技術

4. 今後の検討事項①

これまでの検討結果に基づき、北海道～東北～東京間HVDC: 2 GWを新設した場合の、北海道地内交流系統の安定維持のために必要となる対応について、引き続き技術検討を進めていく。

(1) HVDC一斉脱落への対応

- 今回の報告では、系統影響評価の結果から、第63回広域系統整備委員会で示した対策案のうち、運用面や再エネ側での対策（下図a）の必要性について整理した。
- HVDC: 2 GWを最大限活用するための設備対策には複数案あり（下図b）、技術的実現性や対策費用・効果等を踏まえたうえで、具体的な検討を進めていく。

対策案（一例）			
NW側	b	設備形成	HVDC2GW送電容量に対する洋上風力と北海道系統の接続形態の工夫 複数ルート化・連系地点の分散により、停止kWを抑制 同期調相機設置による慣性力向上
		a	運用対策
再エネ側			PCSのFRT要件見直しによる一斉脱落回避（動作時限の設定など） 大規模風力の同期連系化、疑似慣性の活用

4. 今後の検討事項②

(2) HVDC設備の運用容量管理方法の検討

- 北海道の電源構成や系統構成に応じたHVDC設備の送電可能量の考え方や管理方法など、実運用を見据えた検討・準備を行う。

(3) 系統安定化システムの導入検討

- HVDC脱落時の転送遮断や低短絡容量時の洋上風力等発電管理など、北海道の系統安定を維持・管理するための統合的なシステムについて検討を行う。

(4) 系統構成等の段階的な変化を考慮した検討

- 地内増強の実施範囲やタイミングによっては、一部地内系統に制約が発生して洋上風力等の出力制御が必要となる。
- 地内増強や洋上風力等の連系は段階的に進展するため、その時々々の系統構成に応じて、必要な再エネ出力制御や系統安定化制御を行いながら、HVDCをはじめとしたネットワーク全体を最大限に活用できるよう、運用面の検討を継続していく。

(補足説明)

(補足 1) 系統影響評価の前提

- 東地域（北海道～東北～東京間）の計画策定プロセスが、「日本海ルートでの2GWの増強を基本」としており、HVDC 2GW連系を前提に系統影響を評価。

東地域及び中西地域の地域間連系線整備計画の策定プロセスの開始要請

- 再エネの導入促進とレジリエンス強化に向けて、電力広域機関を中心にマスタープランの検討を進める一方、資源エネルギー庁においては、海底直流送電に関する実地調査等を進めてきている。
- こうした中で、通常であれば、全国大の系統増強計画であるマスタープランの策定を待つて、個々の地域間連系線等の整備計画を進めるところである。しかし、再エネの導入を加速化する政策的な観点から、一部の地域間連系線については、マスタープランの策定を待たずに検討を具体化することが重要と考えられる。
- このため、①東地域（北海道～東北～東京間）、②中西地域（関門連系線、中地域）の地域間連系線増強計画について、広域機関において計画策定プロセスを開始することとしてはどうか。
- また、東地域の地域間連系線増強の計画策定にあたって、洋上風力等の案件組成状況では日本海側に準備区域が集中していることやレジリエンスの優位性、さらにはこれまでの机上検討等の結果での技術的の実現可能性を踏まえて日本海ルートでの2GWの増強を基本として、計画策定プロセスを進めてはどうか。
- なお、これらの計画策定プロセスを進める上では、S+3Eの視点から以下の点に留意する必要があり、エネルギー政策や電源立地動向を踏まえることが重要である。
 - ・再エネを含めた電源の設置の動向（容量・時期）との整合性
※2030年度の再エネ導入目標に向けた電源の設置が進んでいるところ、これを踏まえたものであること
 - ・技術動向や経済性等を踏まえた将来的な拡張性

(補足2-①) シミュレーション設定_需給バランス HVDC 2GW、泊運転なし

軽負荷：HVDC2GW

発電合計	5383MW	
原子力発電出力	0MW	
内訳	泊1G	0MW
	泊2G	0MW
	泊3G	0MW
火力発電出力	638MW	
内訳	苦東1G	0MW
	苦東2G	180MW
	苦東4G	316MW
	伊達1G	0MW
	伊達2G	0MW
	知内1G	0MW
	知内2G	0MW
	石狩湾1G	142MW
基幹系水力発電出力	-460MW	
内訳	京極1G	-230MW
	京極2G	-230MW
	高見1G	0MW
	高見2G	0MW
	新冠1G	0MW
	新冠2G	0MW
再エネ	4766MW	
内訳	洋上風力	2101MW
	陸上風力・太陽光	2665MW
負荷合計	5243MW	
北海道需要	2390MW	
北本	南流“-”	-294MW
新北本		-600MW
HVDC		-2000MW

ミドル：HVDC2GW

発電合計	6710MW	
原子力発電出力	0MW	
内訳	泊1G	0MW
	泊2G	0MW
	泊3G	0MW
火力発電出力	1573MW	
内訳	苦東1G	0MW
	苦東2G	380MW
	苦東4G	624MW
	伊達1G	0MW
	伊達2G	0MW
	知内1G	0MW
	知内2G	0MW
	石狩湾1G	569MW
基幹系水力発電出力	0MW	
内訳	京極1G	0MW
	京極2G	0MW
	高見1G	0MW
	高見2G	0MW
	新冠1G	0MW
	新冠2G	0MW
再エネ	4766MW	
内訳	洋上風力	2101MW
	陸上風力・太陽光	2665MW
負荷合計	6523MW	
北海道需要	3719MW	
北本	南流“-”	-294MW
新北本		-600MW
HVDC		-2000MW

重負荷：HVDC2GW

発電合計	7482MW	
原子力発電出力	0MW	
内訳	泊1G	0MW
	泊2G	0MW
	泊3G	0MW
火力発電出力	2145MW	
内訳	苦東1G	0MW
	苦東2G	560MW
	苦東4G	683MW
	伊達1G	0MW
	伊達2G	0MW
	知内1G	0MW
	知内2G	333MW
	石狩湾1G	569MW
基幹系水力発電出力	200MW	
内訳	京極1G	0MW
	京極2G	0MW
	高見1G	0MW
	高見2G	0MW
	新冠1G	100MW
	新冠2G	100MW
再エネ	4766MW	
内訳	洋上風力	2101MW
	陸上風力・太陽光	2665MW
負荷合計	7251MW	
北海道需要	5364MW	
北本	南流“-”	0MW
新北本		0MW
HVDC		-2000MW

(補足2-②) シミュレーション設定_需給バランス HVDC 1GW、泊運転なし

軽負荷：HVDC1GW

発電合計	4363MW		
原子力発電出力	0MW		
内訳	泊1G	0MW	
	泊2G	0MW	
	泊3G	0MW	
火力発電出力	638MW		
内訳	苫東1G	0MW	
	苫東2G	180MW	
	苫東4G	316MW	
	伊達1G	0MW	
	伊達2G	0MW	
	知内1G	0MW	
	知内2G	0MW	
	石狩湾1G	142MW	
	基幹系水力発電出力	-460MW	
	内訳	京極1G	-230MW
京極2G		-230MW	
高見1G		0MW	
高見2G		0MW	
新冠1G		0MW	
新冠2G		0MW	
再エネ		3766MW	
内訳	洋上風力	1101MW	
	陸上風力・太陽光	2665MW	
負荷合計	4243MW		
北海道需要	2345MW		
北本	南流“-”	-294MW	
新北本		-600MW	
HVDC		-1000MW	

ミドル：HVDC1GW

発電合計	5678MW		
原子力発電出力	0MW		
内訳	泊1G	0MW	
	泊2G	0MW	
	泊3G	0MW	
火力発電出力	1539MW		
内訳	苫東1G	0MW	
	苫東2G	380MW	
	苫東4G	590MW	
	伊達1G	0MW	
	伊達2G	0MW	
	知内1G	0MW	
	知内2G	0MW	
	石狩湾1G	569MW	
	基幹系水力発電出力	0MW	
	内訳	京極1G	0MW
京極2G		0MW	
高見1G		0MW	
高見2G		0MW	
新冠1G		0MW	
新冠2G		0MW	
再エネ		3766MW	
内訳	洋上風力	1101MW	
	陸上風力・太陽光	2665MW	
負荷合計	5480MW		
北海道需要	3685MW		
北本	南流“-”	-294MW	
新北本		-600MW	
HVDC		-1000MW	

重負荷：HVDC1GW

発電合計	6455MW		
原子力発電出力	0MW		
内訳	泊1G	0MW	
	泊2G	0MW	
	泊3G	0MW	
火力発電出力	2216MW		
内訳	苫東1G	0MW	
	苫東2G	600MW	
	苫東4G	697MW	
	伊達1G	0MW	
	伊達2G	0MW	
	知内1G	0MW	
	知内2G	350MW	
	石狩湾1G	569MW	
	基幹系水力発電出力	100MW	
	内訳	京極1G	0MW
京極2G		0MW	
高見1G		0MW	
高見2G		0MW	
新冠1G		100MW	
新冠2G		0MW	
再エネ		3766MW	
内訳	洋上風力	1101MW	
	陸上風力・太陽光	2665MW	
負荷合計	6274MW		
北海道需要	5349MW		
北本	南流“-”	0MW	
新北本		0MW	
HVDC		-1000MW	

(補足2-③) シミュレーション設定_需給バランス HVDC 2GW、泊3号運転

軽負荷：HVDC2GW

発電合計	5381MW	
原子力発電出力	948MW	
内訳	泊1G	0MW
	泊2G	0MW
	泊3G	948MW
火力発電出力	653MW	
内訳	苦東1G	0MW
	苦東2G	180MW
	苦東4G	331MW
	伊達1G	0MW
	伊達2G	0MW
	知内1G	0MW
	知内2G	0MW
	石狩湾1G	142MW
基幹系水力発電出力	-900MW	
内訳	京極1G	-230MW
	京極2G	-230MW
	高見1G	-100MW
	高見2G	-140MW
	新冠1G	-100MW
	新冠2G	-100MW
再エネ	4256MW	
内訳	洋上風力	2100MW
	陸上風力・太陽光	2156MW
負荷合計	5169MW	
北海道需要	2390MW	
北本	南流“-”	-294MW
新北本		-600MW
HVDC		-2000MW

ミドル：HVDC2GW

発電合計	6728MW	
原子力発電出力	948MW	
内訳	泊1G	0MW
	泊2G	0MW
	泊3G	948MW
火力発電出力	850MW	
内訳	苦東1G	0MW
	苦東2G	180MW
	苦東4G	528MW
	伊達1G	0MW
	伊達2G	0MW
	知内1G	0MW
	知内2G	0MW
	石狩湾1G	142MW
基幹系水力発電出力	-207MW	
内訳	京極1G	-207MW
	京極2G	0MW
	高見1G	0MW
	高見2G	0MW
	新冠1G	0MW
	新冠2G	0MW
再エネ	4766MW	
内訳	洋上風力	2101MW
	陸上風力・太陽光	2665MW
負荷合計	6498MW	
北海道需要	3719MW	
北本	南流“-”	-294MW
新北本		-600MW
HVDC		-2000MW

重負荷：HVDC2GW

発電合計	7481MW	
原子力発電出力	948MW	
内訳	泊1G	0MW
	泊2G	0MW
	泊3G	948MW
火力発電出力	1395MW	
内訳	苦東1G	0MW
	苦東2G	180MW
	苦東4G	646MW
	伊達1G	0MW
	伊達2G	0MW
	知内1G	0MW
	知内2G	0MW
	石狩湾1G	569MW
基幹系水力発電出力	0MW	
内訳	京極1G	0MW
	京極2G	0MW
	高見1G	0MW
	高見2G	0MW
	新冠1G	0MW
	新冠2G	0MW
再エネ	4766MW	
内訳	洋上風力	2101MW
	陸上風力・太陽光	2665MW
負荷合計	7251MW	
北海道需要	5364MW	
北本	南流“-”	0MW
新北本		0MW
HVDC		-2000MW

(補足2-④) シミュレーション設定_需給バランス HVDC 1GW、泊3号運転

軽負荷：HVDC1GW

発電合計		4363MW
原子力発電出力		948MW
内訳	泊1G	0MW
	泊2G	0MW
	泊3G	948MW
火力発電出力		653MW
内訳	苫東1G	0MW
	苫東2G	180MW
	苫東4G	365MW
	伊達1G	0MW
	伊達2G	0MW
	知内1G	0MW
	知内2G	0MW
	石狩湾1G	142MW
基幹系水力発電出力		-900MW
内訳	京極1G	-230MW
	京極2G	-230MW
	高見1G	-100MW
	高見2G	-140MW
	新冠1G	-100MW
	新冠2G	-100MW
再エネ		3256MW
内訳	洋上風力	1100MW
	陸上風力・太陽光	2156MW
負荷合計		4204MW
北海道需要		2345MW
北本	南流“-”	-294MW
新北本		-600MW
HVDC		-1000MW

ミドル：HVDC1GW

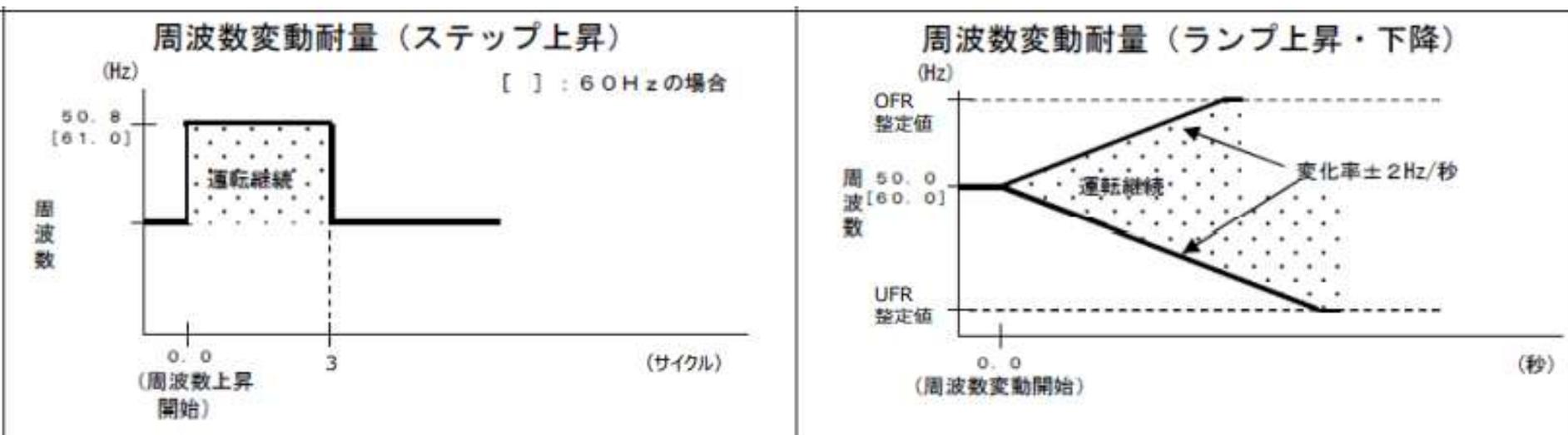
発電合計		5700MW
原子力発電出力		948MW
内訳	泊1G	0MW
	泊2G	0MW
	泊3G	948MW
火力発電出力		821MW
内訳	苫東1G	0MW
	苫東2G	180MW
	苫東4G	499MW
	伊達1G	0MW
	伊達2G	0MW
	知内1G	0MW
	知内2G	0MW
	石狩湾1G	142MW
基幹系水力発電出力		-207MW
内訳	京極1G	-207MW
	京極2G	0MW
	高見1G	0MW
	高見2G	0MW
	新冠1G	0MW
	新冠2G	0MW
再エネ		3766MW
内訳	洋上風力	1101MW
	陸上風力・太陽光	2665MW
負荷合計		5526MW
北海道需要		3685MW
北本	南流“-”	-294MW
新北本		-600MW
HVDC		-1000MW

重負荷：HVDC1GW

発電合計		6458MW
原子力発電出力		948MW
内訳	泊1G	0MW
	泊2G	0MW
	泊3G	948MW
火力発電出力		1372MW
内訳	苫東1G	0MW
	苫東2G	180MW
	苫東4G	623MW
	伊達1G	0MW
	伊達2G	0MW
	知内1G	0MW
	知内2G	0MW
	石狩湾1G	569MW
基幹系水力発電出力		0MW
内訳	京極1G	0MW
	京極2G	0MW
	高見1G	0MW
	高見2G	0MW
	新冠1G	0MW
	新冠2G	0MW
再エネ		3766MW
内訳	洋上風力	1101MW
	陸上風力・太陽光	2665MW
負荷合計		6365MW
北海道需要		5349MW
北本	南流“-”	0MW
新北本		0MW
HVDC		-1000MW

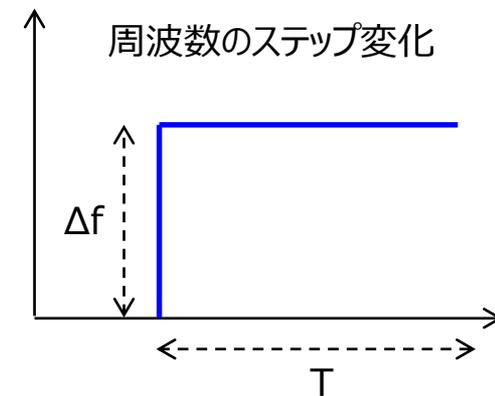
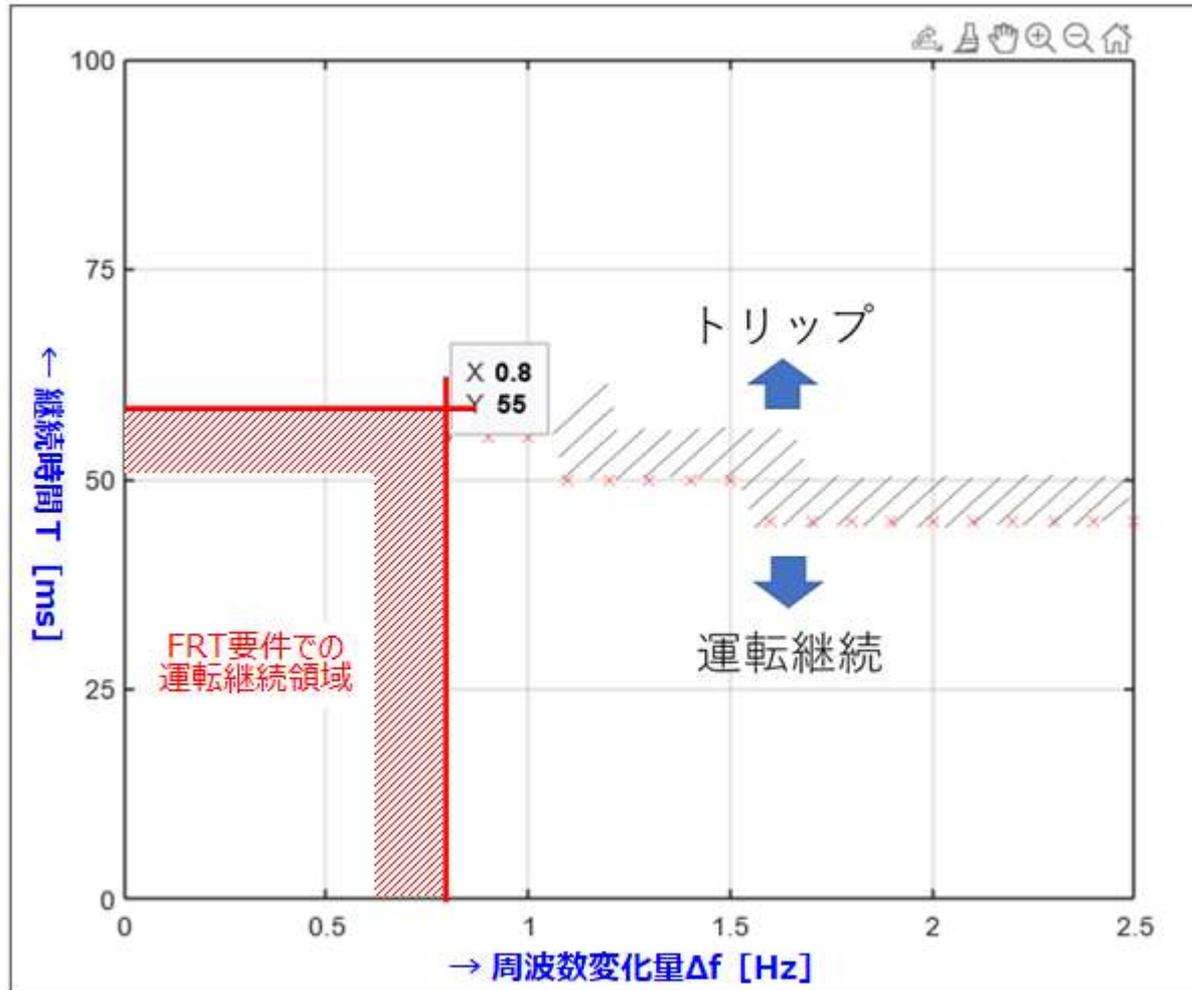
(補足3-①) シミュレーション設定_再エネPCS 再エネPCSの周波数FRT特性

- 現行の**周波数FRT要件** (下図) を満たし、かつ単独運転検出機能 (受動方式) を持つPCSモデルを設定。
- 太陽光および陸上風力は電圧階級によらず単独運転検出機能を「使用」とし、洋上風力は単独運転検出機能を「ロック」としてシミュレーションを実施。
- PCSが検出する周波数 (ノード周波数) は、PCS設置点の電圧位相の微分により算出。



(補足 3 -②) シミュレーション設定_再エネPCS 周波数ステップ変化に対するPCS動作特性 (上昇側)

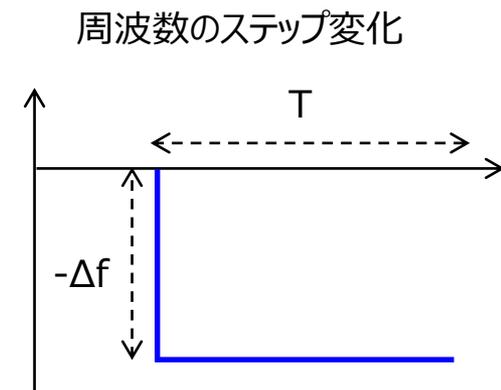
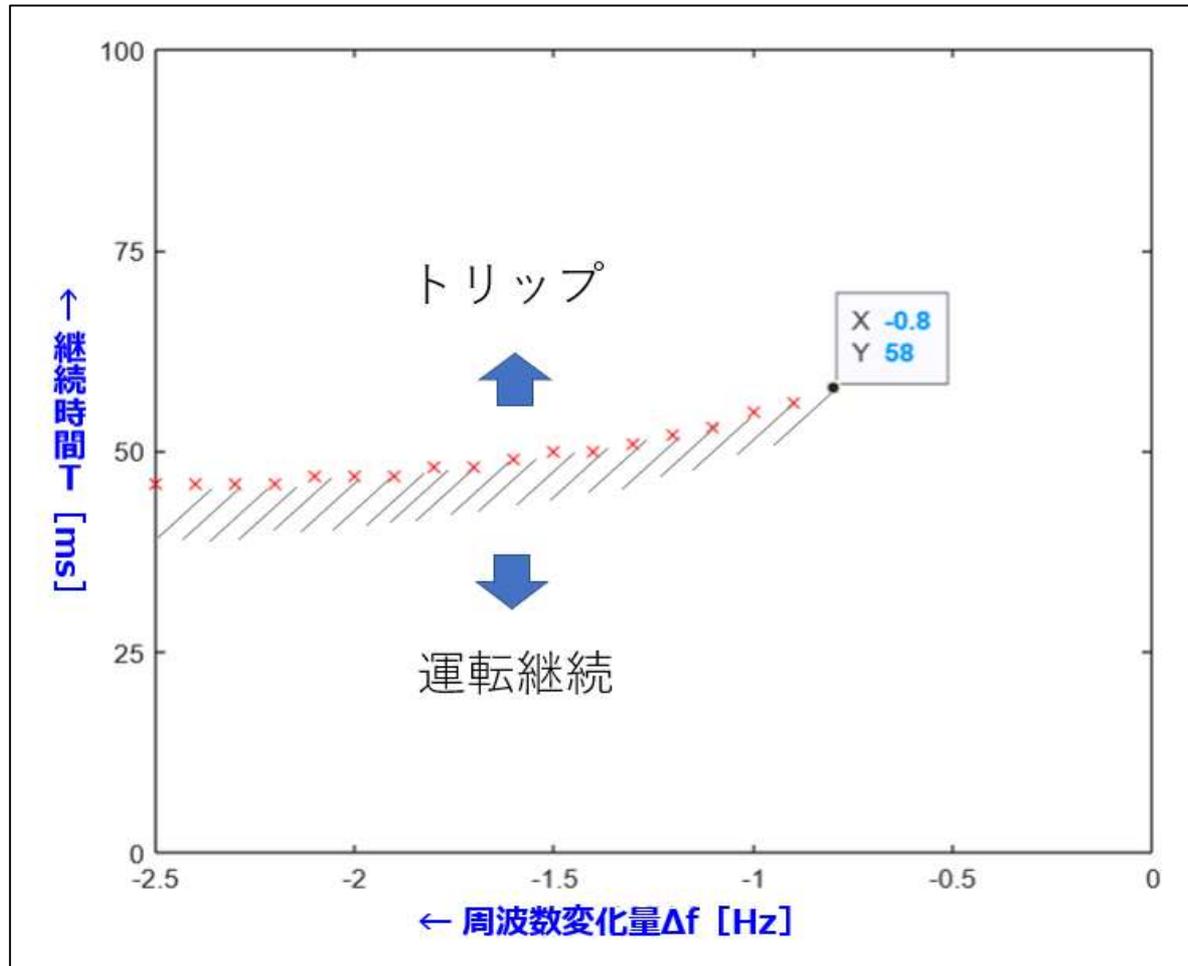
- 周波数のステップ変化 (上昇側) に対する動作特性を以下のとおり設定。



ステップ変化－継続時間に対するPCS動作特性

(補足3-③) シミュレーション設定_再エネPCS 周波数ステップ変化に対するPCS動作特性 (低下側)

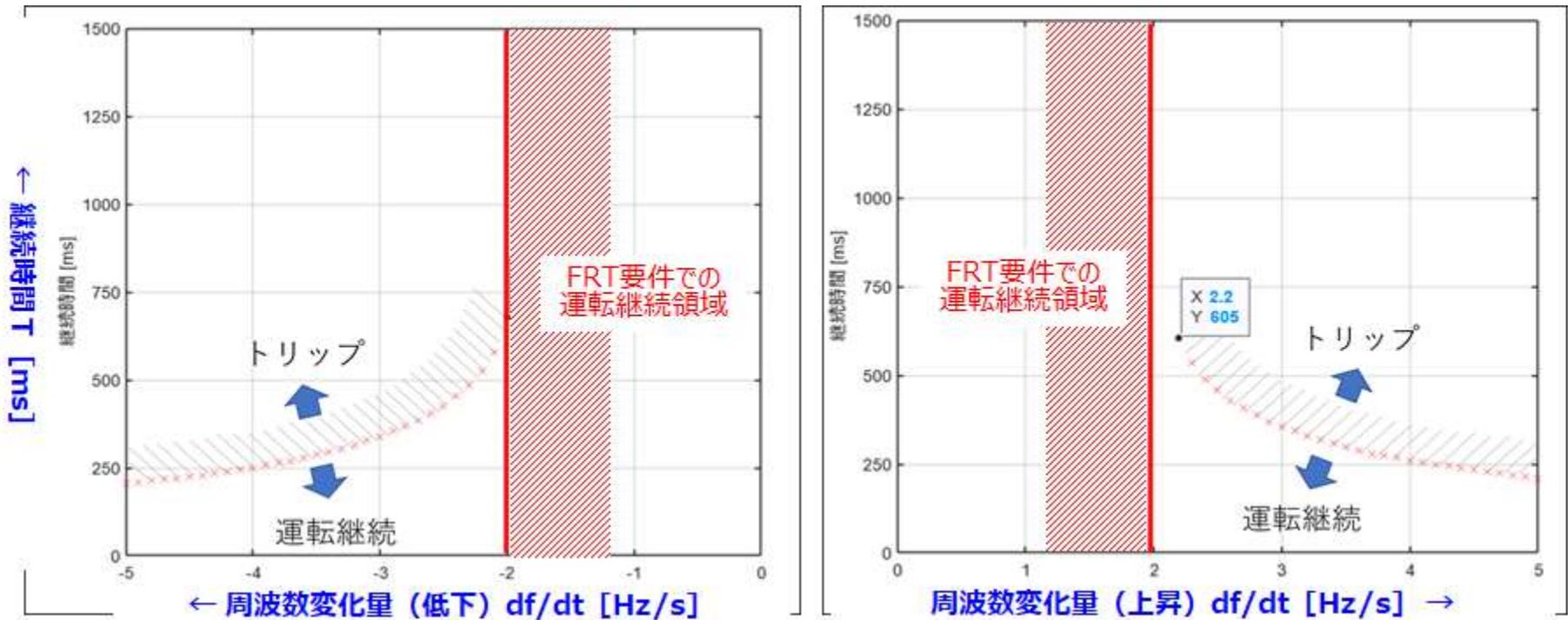
- 周波数低下側のステップ変化についてはFRT要件化されておらず動作特性は不明であるが、今回のシミュレーションでは上昇側と対称に設定。



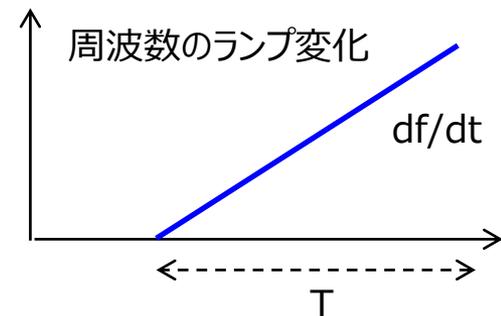
ステップ変化－継続時間に対するPCS動作特性

(補足 3 -④) シミュレーション設定_再エネPCS 周波数ランプ変化に対するPCS動作特性

- 周波数のランプ変化に対する動作特性を以下のとおり設定。

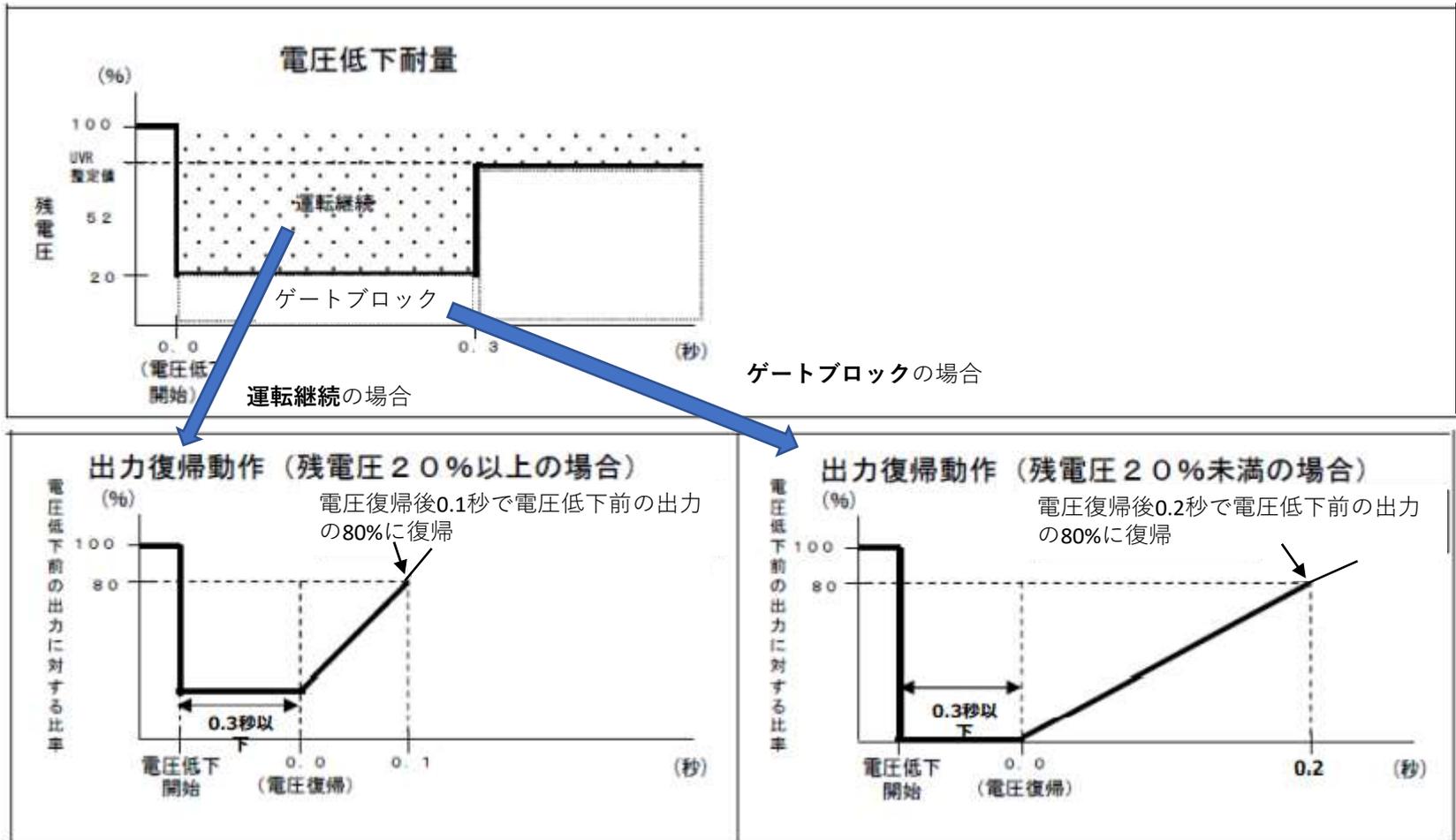


ランプ変化－継続時間に対するPCS動作特性



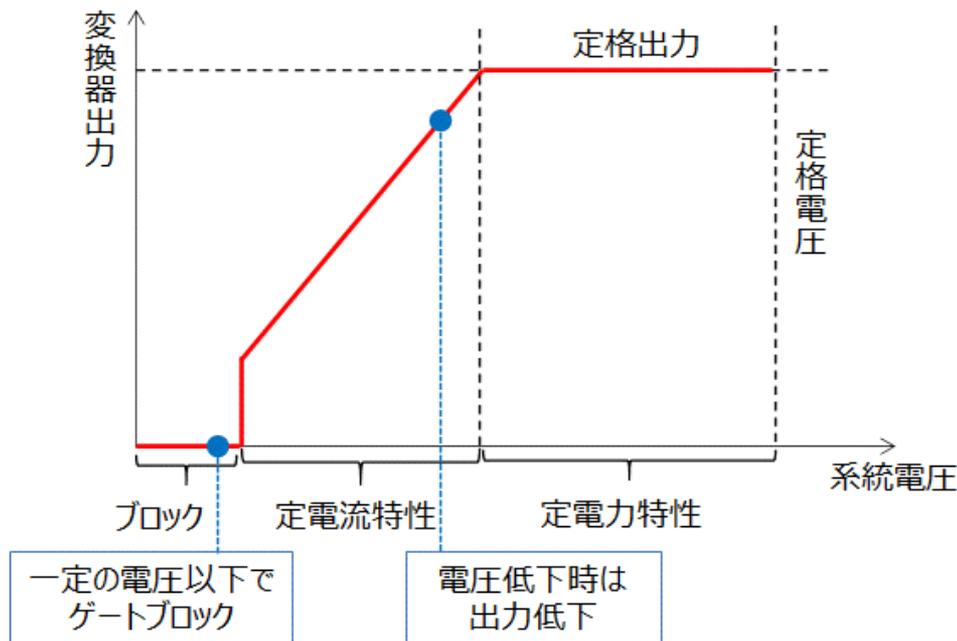
(補足3-⑤) シミュレーション設定_再エネPCS 再エネPCSの電圧FRT特性

- 現行の電圧FRT要件（下図）を満たすPCSモデルをシミュレーションモデルに組み込み。
- 有効電力の電圧特性は、電圧70%以上は定電力特性、70%未満は定インピーダンス特性とした。



(補足4) シミュレーション設定_HVDCの電圧特性

- HVDC脱落では、事故発生により瞬時で送電停止することから、負荷脱落相当でモデル化する。
- 一方、交流系統波及事故では、残り電圧に応じて変換器出力が低下、あるいはゲートブロックすることから（下図のイメージ）、これをモデル化してシミュレーションを実施。
- 変換器出力の電圧特性は、電圧70%以上は定電力特性、70%未満は定インピーダンス特性とした（電圧低下帯は電流リミッタにより定電流特性で動作するが、シミュレーション上は定インピーダンス特性で計算）。
- HVDCの無効電力制御は、自励式を想定してAVR制御可能なSVGとして模擬。



(補足5) シミュレーション設定_同期機モデル (LGT)

- 主要火力機のq軸制動回路について、円筒機モデルで推奨されるLGT5を使用。

Table 1—Selection of generator models of varying degrees of complexity

Constant rotor flux linkages	Thevenin equivalent				
	Q-axis	No equivalent damper circuit	One equivalent damper circuit	Two equivalent damper circuit	Three equivalent damper circuit
D-axis					
Field circuit only	Model 1.0 LGT2 相当 	Model 1.1 LGT3 相当 	Not considered	Not considered	
Field circuit + one equivalent damper circuit	Not considered	Model 2.1 LGT4 相当 	Model 2.2 LGT5 相当 	Model 2.3 	
Field circuit + two equivalent damper circuits	Not considered	Not considered	Not considered	Model 3.3 	

Y法発電機モデル

: 発電機表現形式

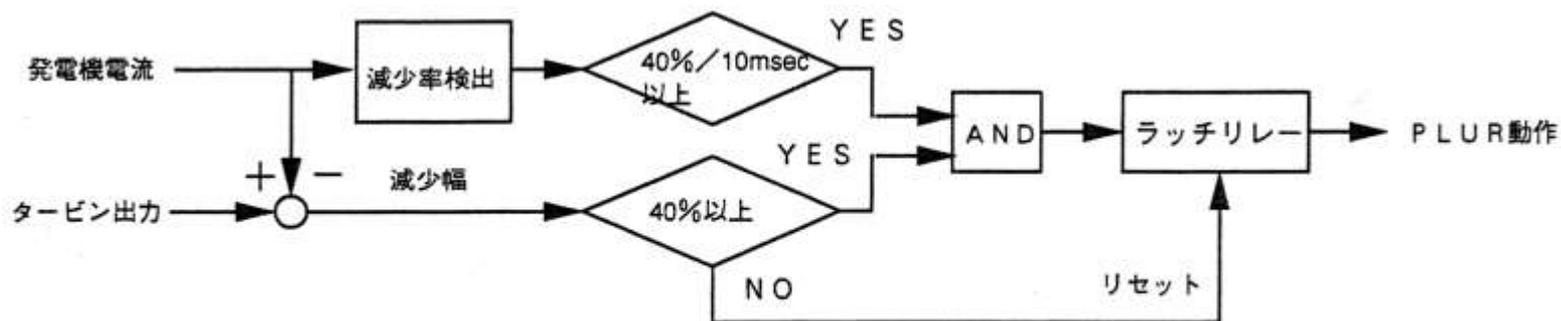
巻線数	LGT					
	1	2	3	4 or 0	5	7
D 軸ダンパー	0	0	0	1	1	0
Q 軸ダンパー	0	0	1	1	2	0
界磁	0	1	1	1	1	2

LGT=7: 可変速発電機 (2軸励磁モデル)

より高次のモデルもあり

(補足6) シミュレーション設定_火力機器保護

- 火力（GTCCのST含む）や原子カプラントでは、急激な発電出力低下によりバルブ急閉制御（タービン過速度防止制御）が動作する場合がある。
- メーカーの違い等により、各種のタービン過速度防止制御があるが、PLUR（パワーロードアンバランスリレー）は比較的動作し易く、再エネ大量導入下で系統分離した際には、PLUR動作の可能性が懸念されている。
- 主要火力発電機のPLUR動作条件をシミュレーションモデルに組み込み。

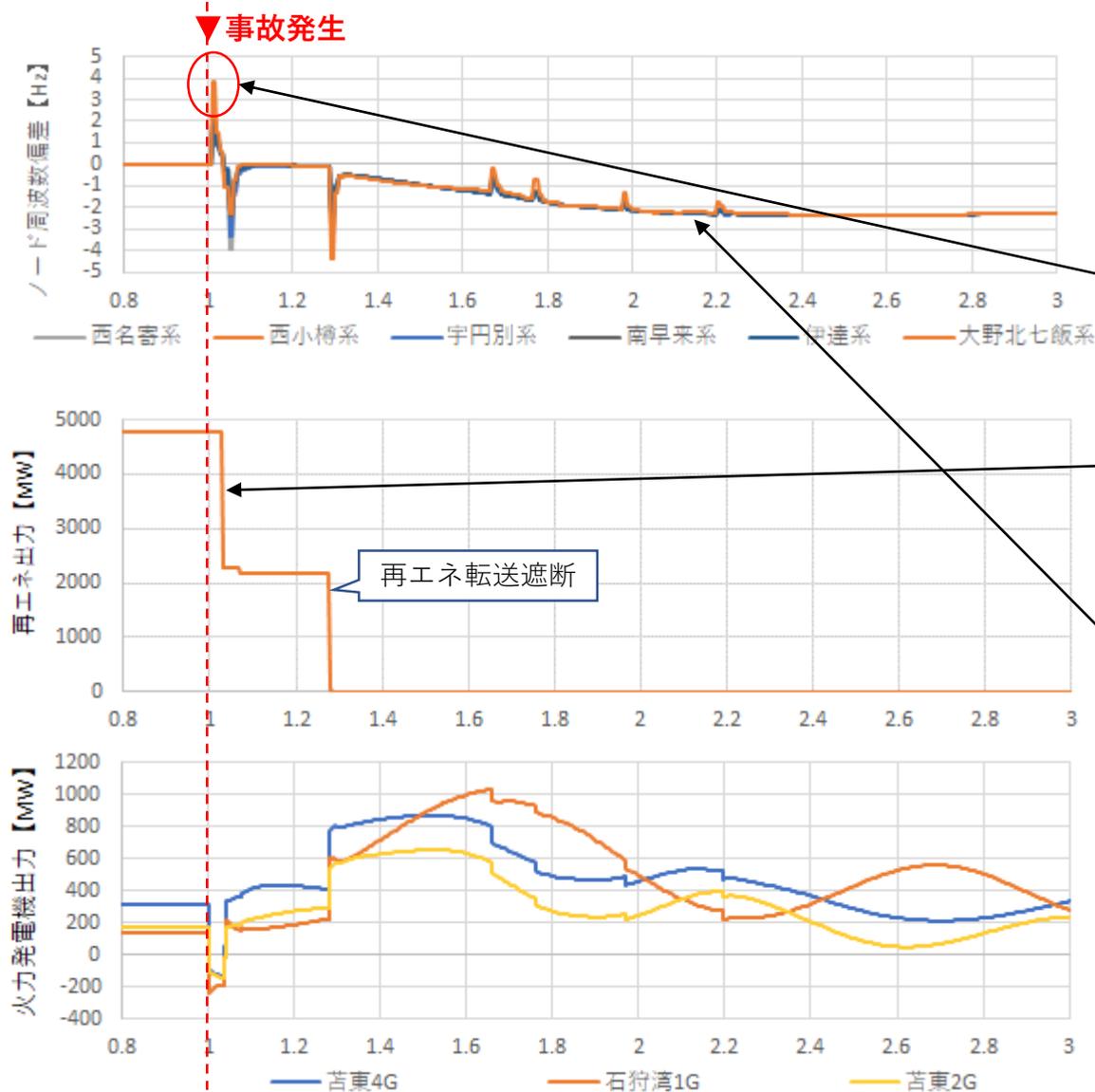


(2) PLUR（パワーロードアンバランスリレー）動作ロジック

(補足 7-①) シミュレーション結果

<HVDC 2 GW送電中のHVDC脱落事故①>

事故想定	HVDC脱落
HVDC送電量	2GW
需要断面	軽負荷
特高PCS停止	あり



HVDC停止により周波数急上昇



FRT限度超過により
太陽光・風力PCS一斉停止

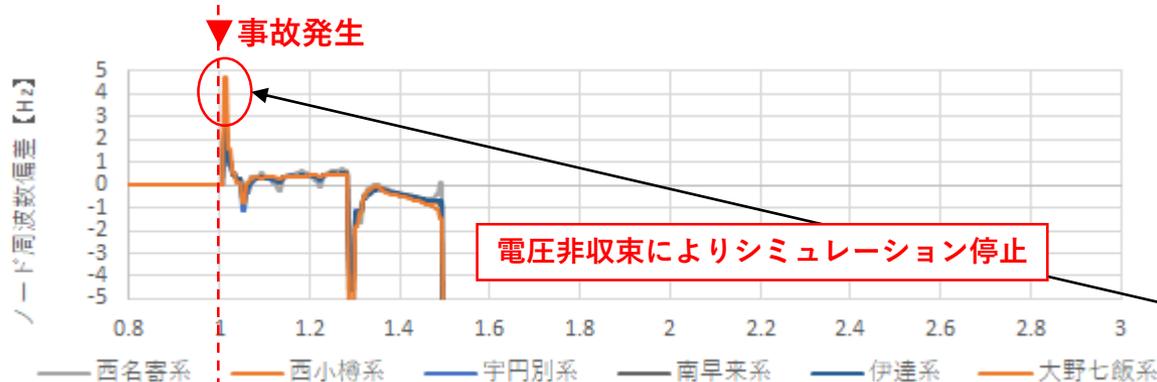


周波数異常低下

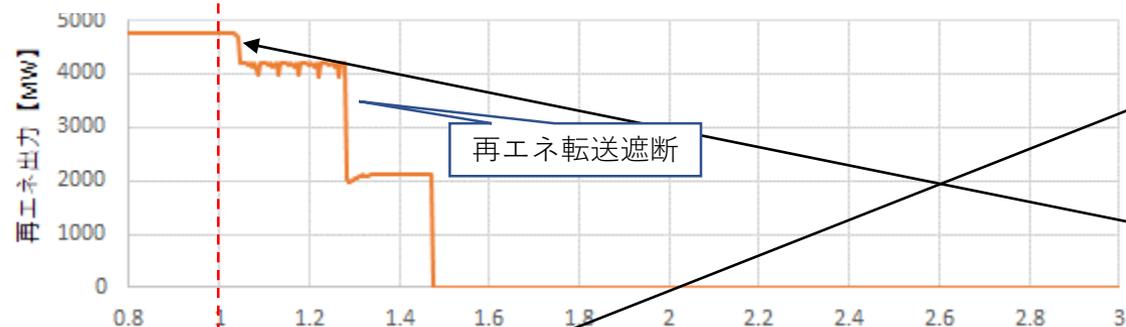
(補足7-②) シミュレーション結果

<HVDC 2 GW送電中のHVDC脱落事故②>

事故想定	HVDC脱落
HVDC送電量	2GW
需要断面	ミドル
特高PCS停止	動作ロック

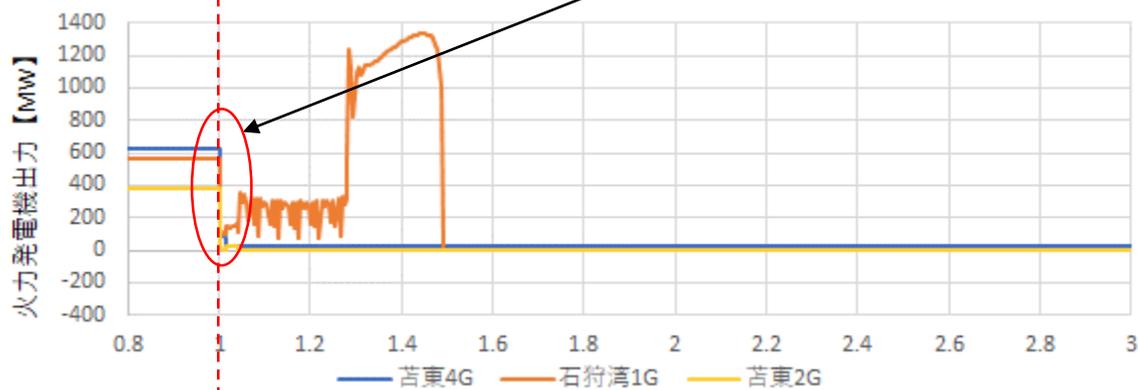


HVDC停止により周波数急上昇



火力機トリップ
(苫東2,4G)

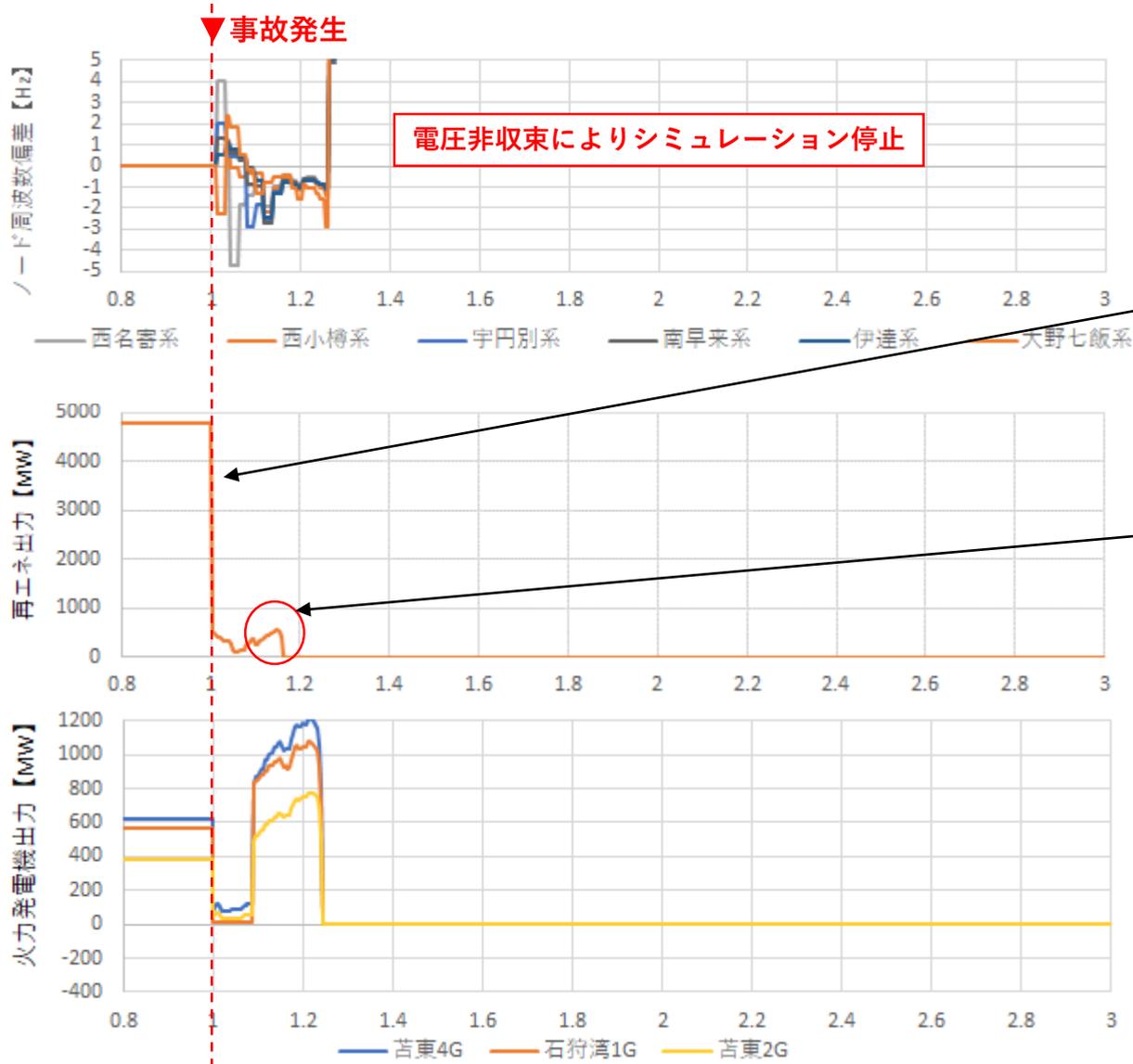
高低圧太陽光・
風力PCS停止
(特高は動作ロック)



系統不安定

(補足7-③) シミュレーション結果

<HVDC 2 GW送電中の地内交流系統事故①>



事故想定	地内事故
HVDC送電量	2GW
需要断面	ミドル
特高PCS停止	あり

事故中の電圧低下により
太陽光・風力出力低下



事故除去による電圧回復後の
太陽光・風力出力復帰途中で
FRT限度超過によりPCS停止

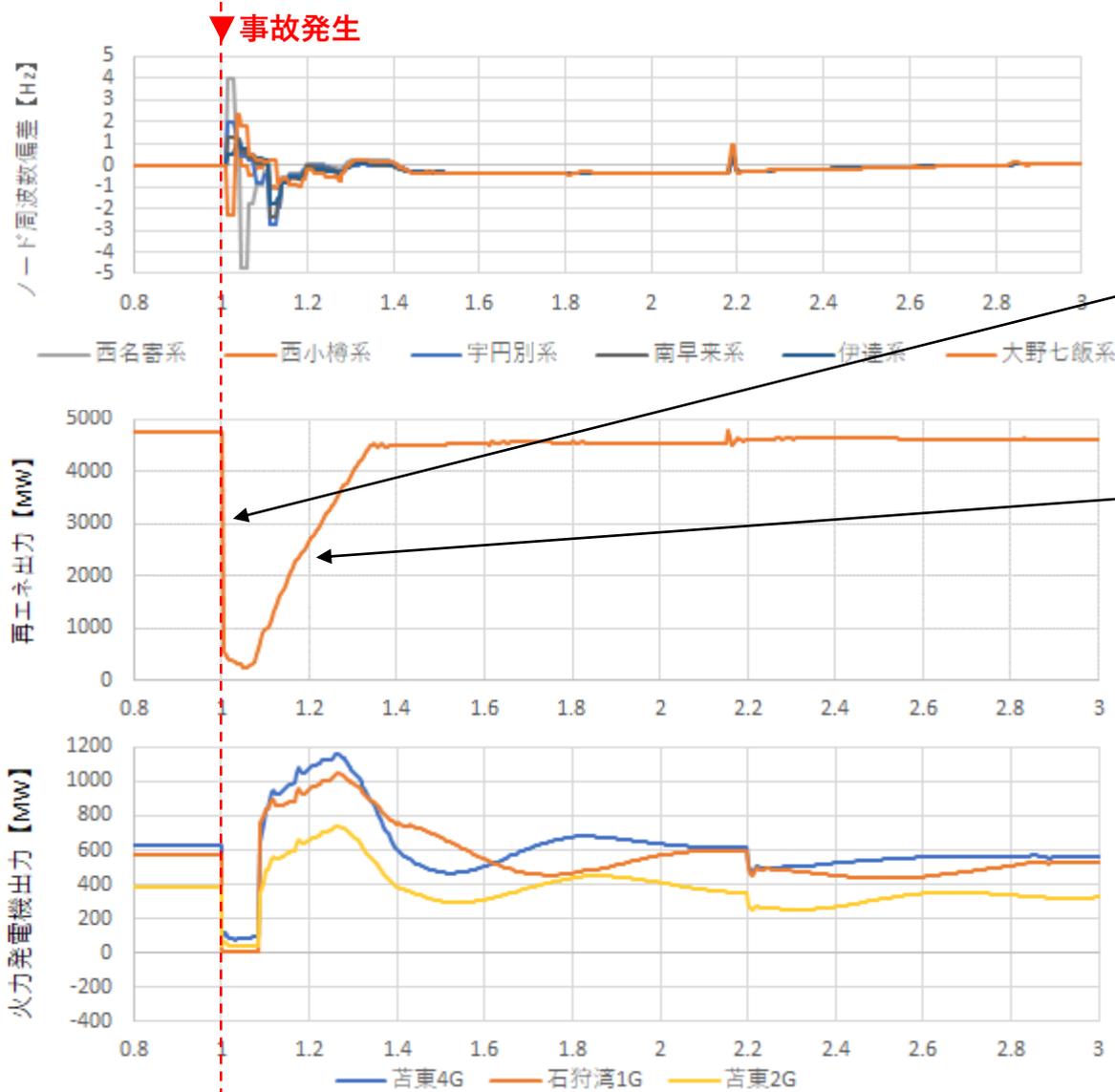


系統不安定

(補足7-④) シミュレーション結果

<HVDC 2 GW送電中の地内交流系統事故②>

事故想定	地内事故
HVDC送電量	2GW
需要断面	ミドル
特高PCS停止	動作ロック



事故中の電圧低下により
太陽光・風力出力低下



事故除去による電圧回復後に
復帰特性に応じて太陽光・風力
出力復帰

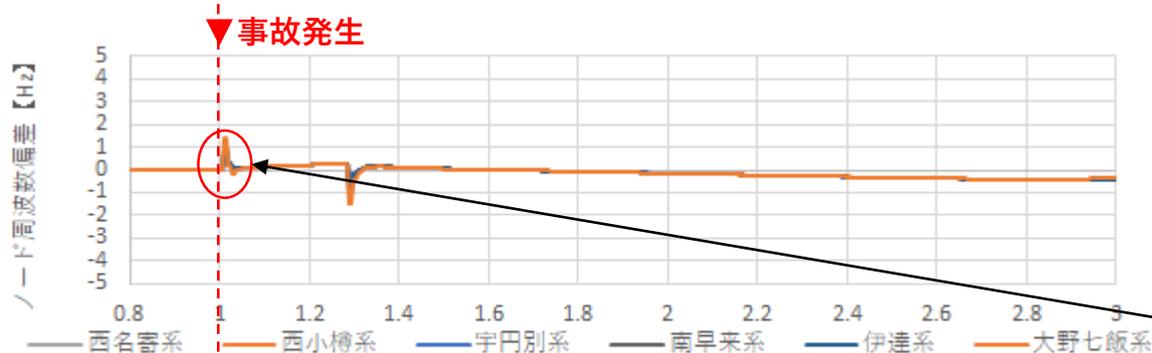


系統安定維持可

(補足7-⑤) シミュレーション結果

<HVDC 1 GW送電中のHVDC脱落事故>

事故想定	HVDC脱落
HVDC送電量	1GW
需要断面	重負荷
特高PCS停止	あり

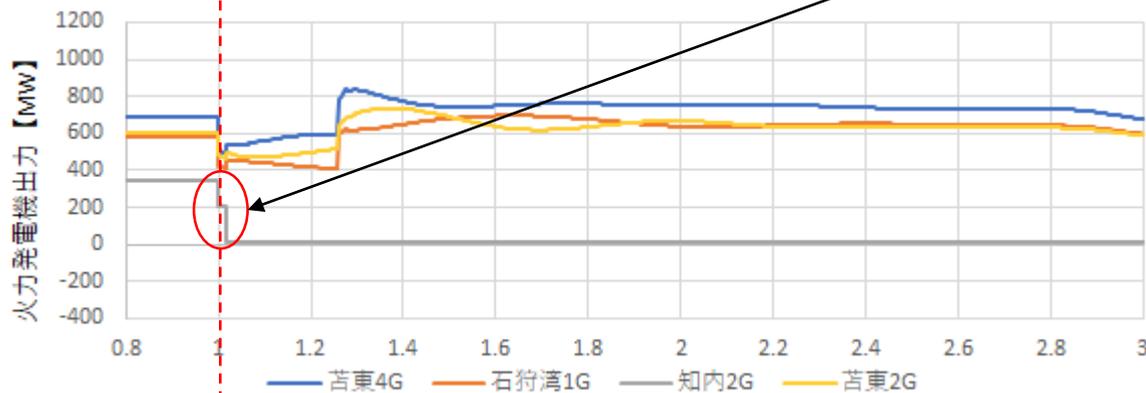
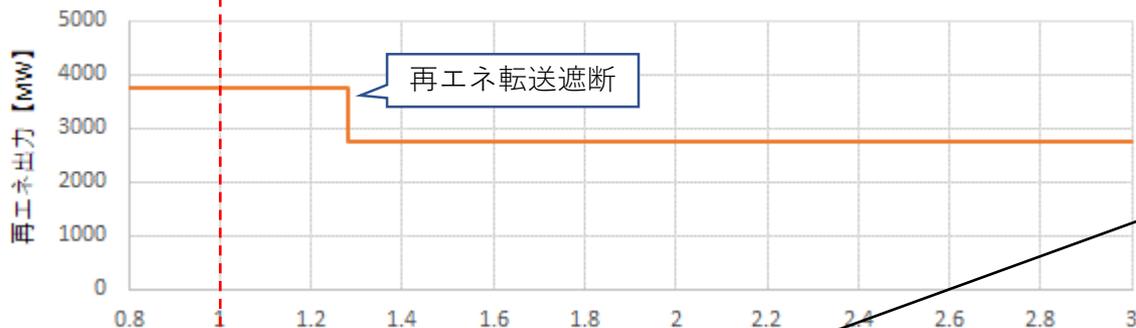


HVDC停止により周波数急上昇
(再エネPCSは停止せず)



火力機トリップ° (知内2G)

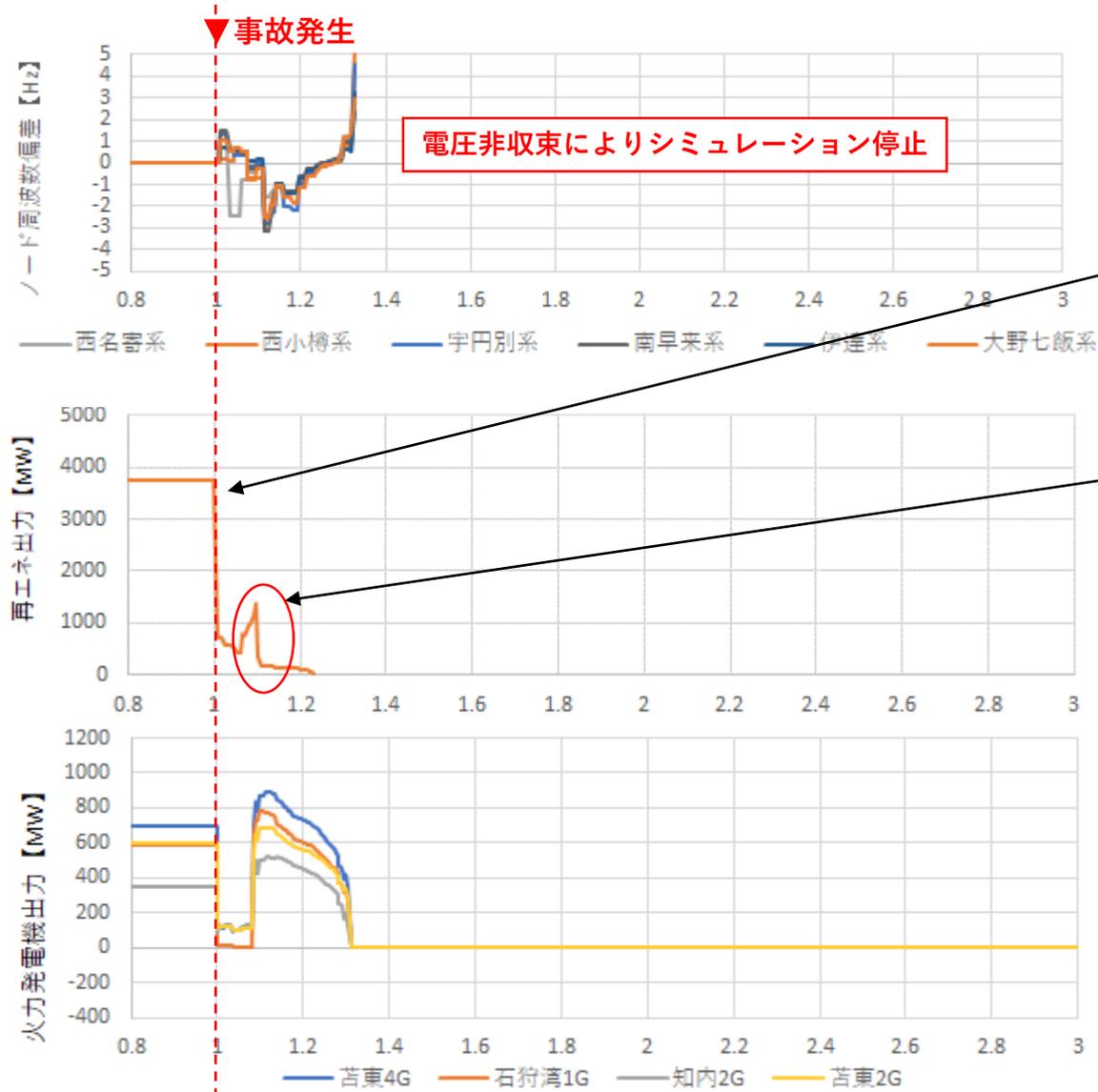
※HVDC 0.9GW送電では
火力機トリップ回避



(補足 7-⑥) シミュレーション結果

<HVDC 1 GW送電中の地内交流系統事故①>

事故想定	地内事故
HVDC送電量	1GW
需要断面	重負荷
特高PCS停止	あり



事故中の電圧低下により
太陽光・風力出力低下



事故除去による電圧回復後の
太陽光・風力出力復帰途中で
FRT限度超過によりPCS停止

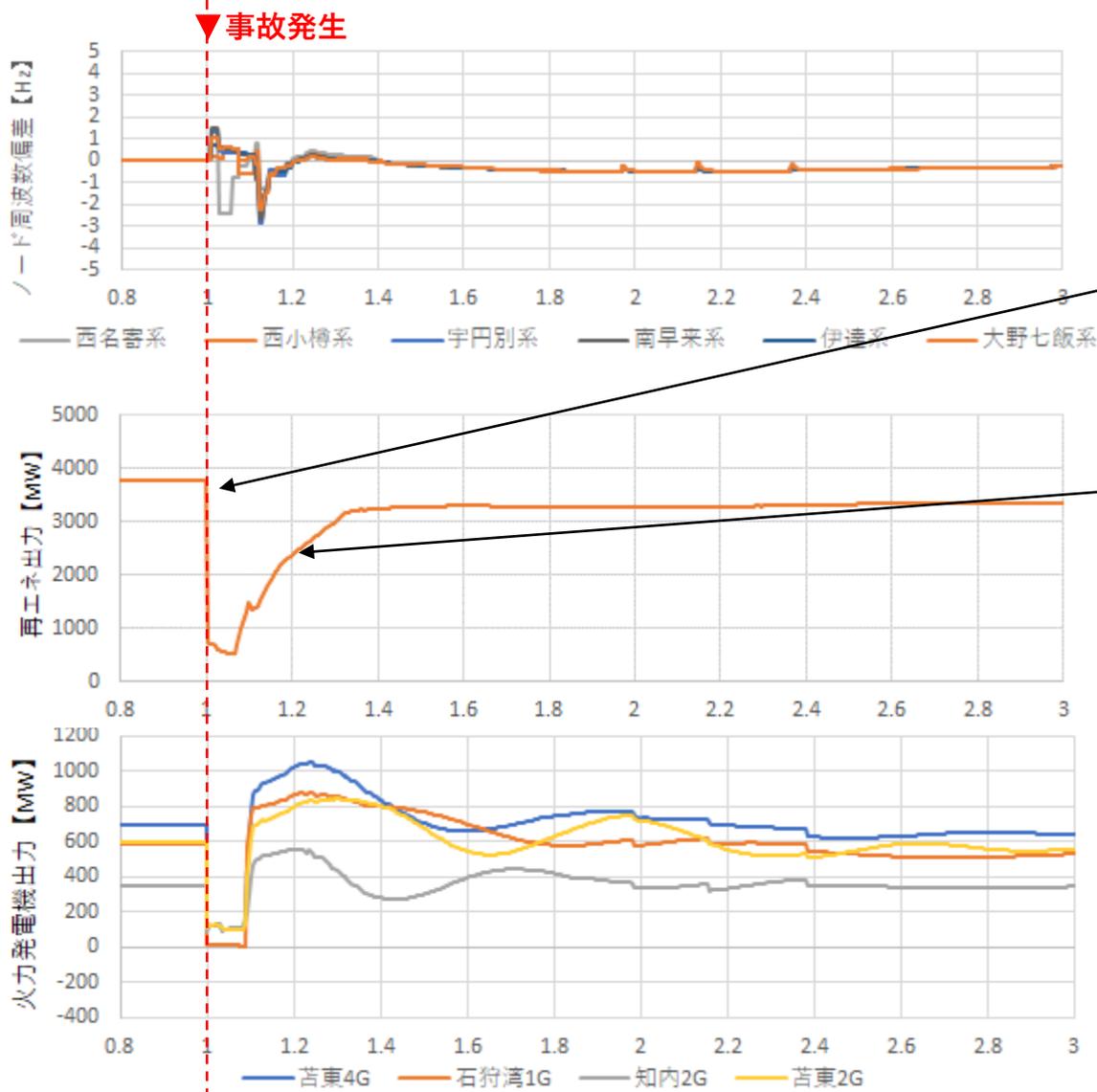


系統不安定

(補足7-⑦) シミュレーション結果

<HVDC 1 GW送電中の地内交流系統事故②>

事故想定	地内事故
HVDC送電量	1GW
需要断面	重負荷
特高PCS停止	動作ロック



事故中の電圧低下により
太陽光・風力出力低下



事故除去による電圧回復後に
復帰特性に応じて太陽光・風力
出力復帰



系統安定維持可

(補足8) 周波数の考え方

13

(補足3) 周波数の考え方

- 電力システムの周波数は、一般的に同期連系する発電機の同期速度（発電機の回転数）を示すものであり、電力システムのエネルギーバランスの指標となる。
- 発電機回転数は慣性を持っており、通常はスパイク状やステップ状に変化するものではない。
- 一方、インバーター連系する風力・太陽光は、PCS装置が検出する電圧・位相から周波数を演算し、機器保護や単独運転検出の入力としている。
- 周波数の演算方法はPCS装置により異なり、電圧位相の微分で算出する場合、電源停止や瞬時電圧低下による電圧・位相の急変を、スパイク状またはステップ状の急峻な周波数変化として検出する。
- 今回、各地点の風力・太陽光が見る周波数として、各地点の電圧位相の微分により算出するノード周波数によりPCS動作を評価した。
- なお、本資料では各地点のPCSが見る周波数について「ノード周波数」と表記。

(補足 9) 低短絡容量時の系統安定化対策 (イメージ)

- 短絡容量は電源構成や系統構成により常時変動するため、電源情報や系統情報を取り込んで地点別の短絡容量を監視し、必要に応じて風力運転の制限 (リミッタ制御) を行うシステムを検討する。

