

北海道への新たなHVDC連系による 系統影響の検討状況

2022年9月21日
北海道電力ネットワーク株式会社

当社での検討状況

- 現在、広域機関のマスタープラン検討では、洋上風力を中心とした北海道への更なる再エネ導入拡大を進めていくため、長距離大容量HVDCによる広域連系拡大について検討が行われている。
- マスタープランで示されている再エネ導入量やHVDC容量は、北海道の系統容量に対して規模が大きいため、北海道系統への各種影響を評価したうえで、連系のための対策について検討を行う必要がある。
- 特に、大容量送電時にHVDCが停止した場合、これまでにない周波数影響が懸念されるため、当社では、計画策定プロセスにあわせて、HVDC停止や交流系統事故波及時の周波数影響について評価を進めているところ。
- 今回、これまでの周波数シミュレーションで得られた知見・課題等について紹介する。シミュレーションについて引き続き精査し、大容量HVDC連系に必要な対策について、今後の計画策定プロセスの検討の中で、さらに検討を深めて参りたい。

本日の説明内容

1. 系統影響評価の前提
2. 周波数シミュレーションの実施状況
3. 大容量HVDC連系に必要な対策（周波数面）
4. 今後の検討事項

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、先ずはHVDC 2GW停止時の系統影響を評価。

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

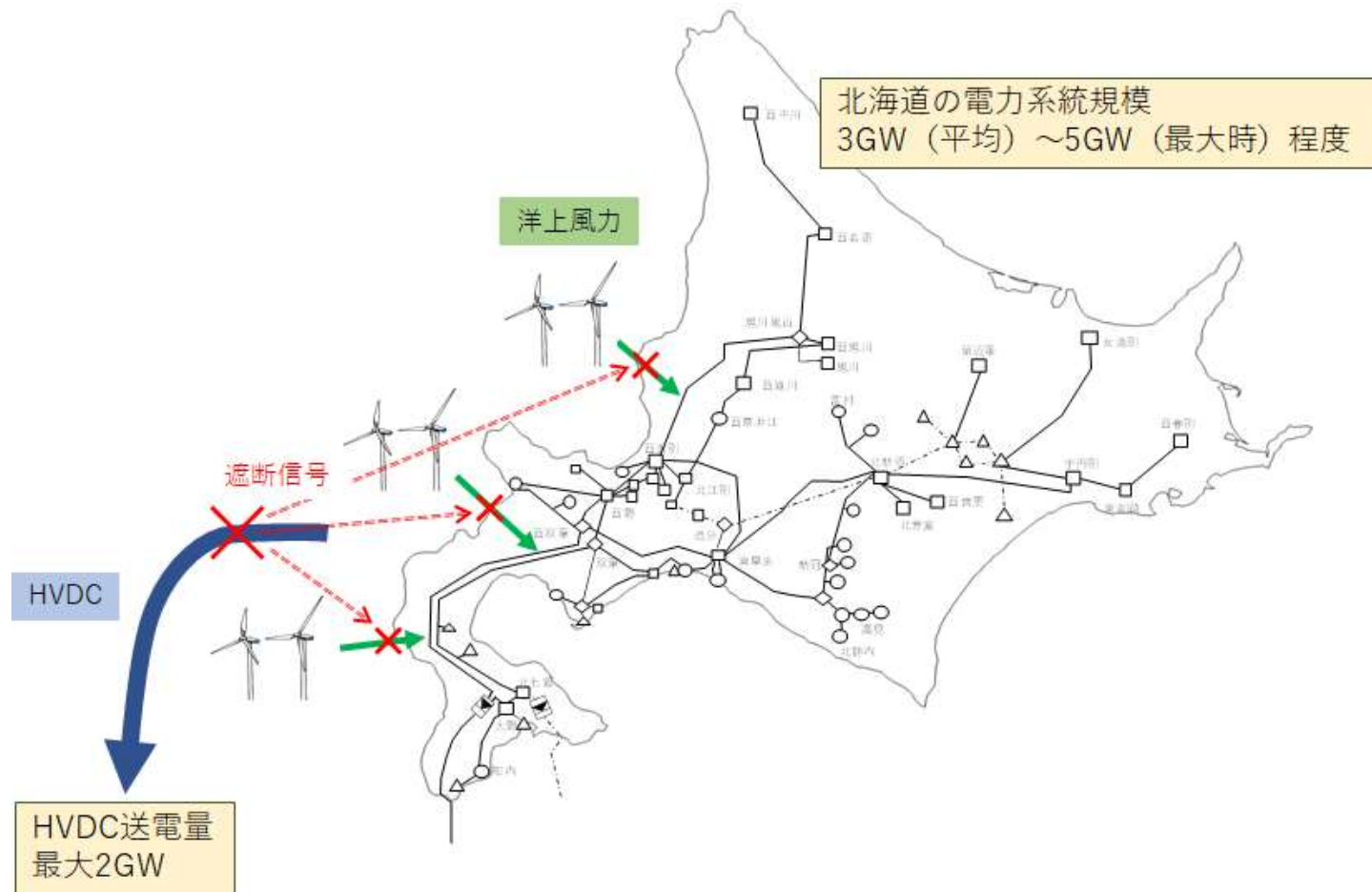
- 再エネの導入促進とレジリエンス強化に向けて、電力広域機関を中心にマスタープランの検討を進める一方、資源エネルギー庁においては、海底直流送電に関する実地調査等を進めてきている。
- こうした中で、通常であれば、全国大の系統増強計画であるマスタープランの策定を待つて、個々の地域間連系線等の整備計画を進めるところである。しかし、再エネの導入を加速化する政策的な観点から、一部の地域間連系線については、マスタープランの策定を待たずに検討を具体化することが重要と考えられる。
- このため、①東地域（北海道～東北～東京間）、②中西地域（関門連系線、中地域）の地域間連系線増強計画について、広域機関において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る、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

2. 周波数シミュレーションの実施状況

- 小規模な北海道系統に大容量HVDC設備が連系された場合、事故等によるHVDC停止により系統周波数が大きく変動する可能性がある。
(北海道の系統規模 平均3GW～最大5GW程度に対して、HVDC容量2GW)
- このうち、HVDC南流送電時の停止による系統周波数上昇に対しては、HVDC停止にあわせて実施する緊急周波数制御（洋上風力等の転送遮断）により、周波数を規定値に収めることを想定している。
- しかしながら、シミュレーションにおいて、HVDCが2GW送電中に停止した場合、**HVDC停止による電圧位相の急変を各地点の太陽光・風力PCS※が大きな周波数変動として検出し、HVDC停止後即、緊急周波数制御前に太陽光・風力が大規模に停止する可能性**がある。 ※PCS（パワーコンディショナー）
- また、HVDC停止による**系統周波数の急上昇と同時に火力発電機が停止する可能性**もある。
- 即ち、**HVDC 2GWが停止した場合には、系統周波数が急上昇した後、予期せぬ周波数低下を生じる可能性があり、対策について検討が必要となる。**

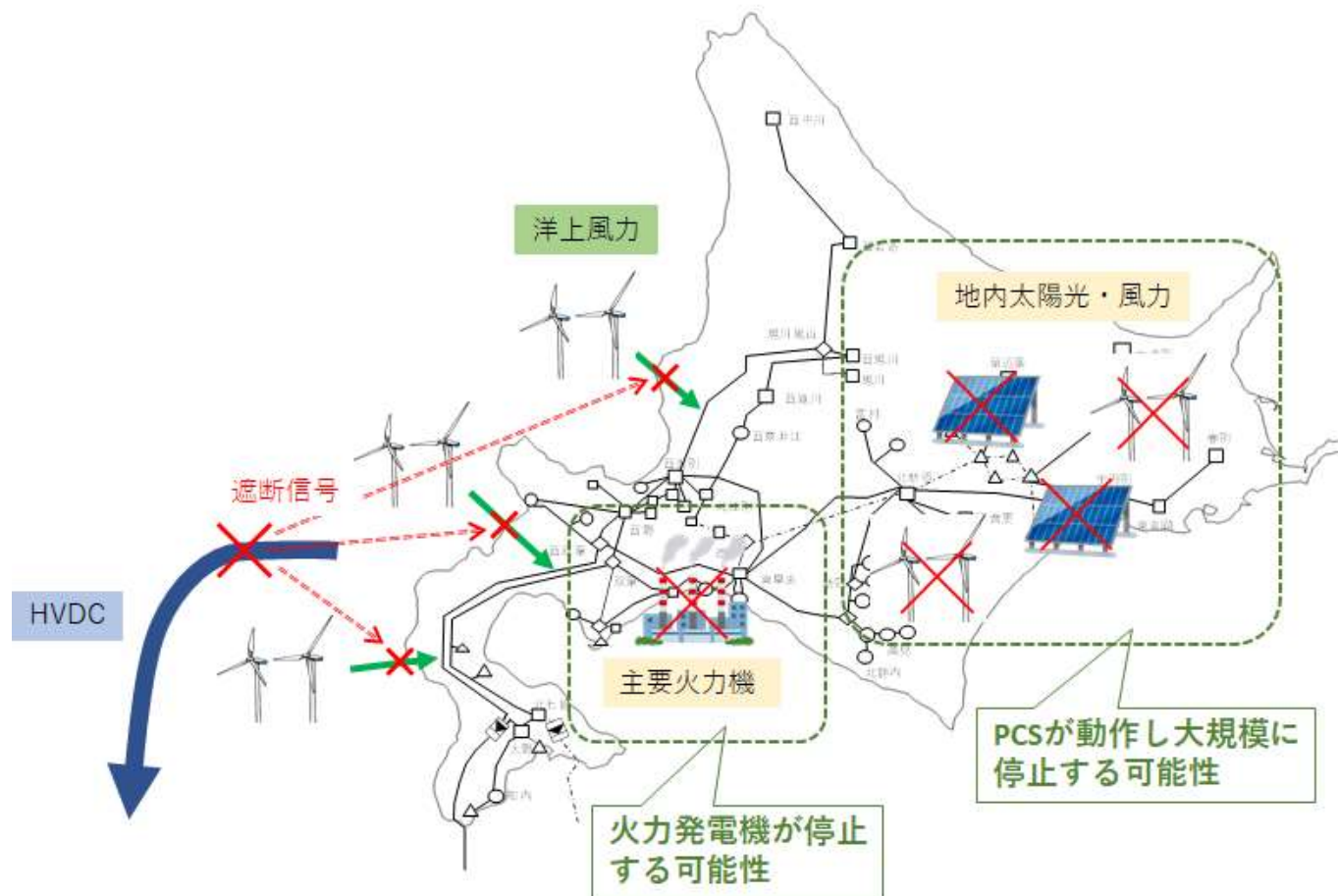
2.1 シミュレーションの前提条件など

- HVDC 2GW送電中のHVDC停止による、北海道系統への影響をシミュレーション。
- 北海道地内の周波数上昇抑制のため、HVDC停止にあわせ、送電量と等量の再エネに対し転送遮断を実施。
- 北海道需要想定、電源構成等のシミュレーション設定は、補足4-1～4-3参照。



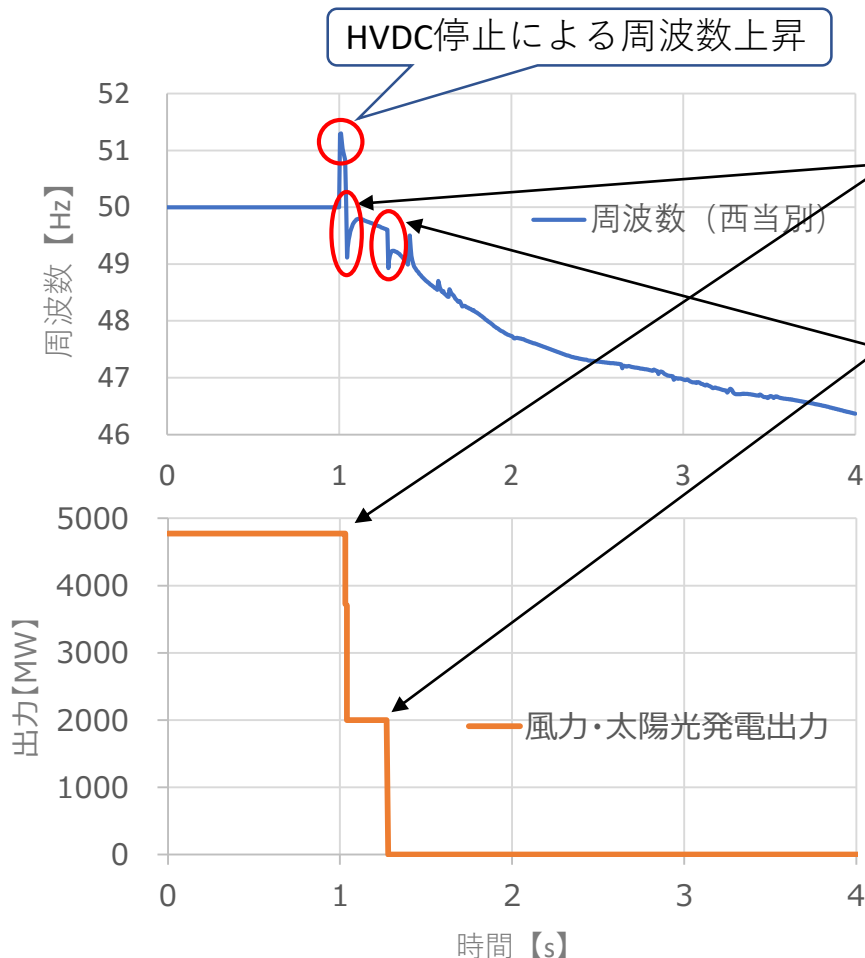
2.2 シミュレーション結果（概要）

- HVDC停止とほぼ同時に、太陽光・風力の大規模停止や火力発電機停止が発生する可能性。
- これにより、HVDC停止で系統周波数が急上昇した後、北海道の需給バランスが大きく崩れ、周波数が低下する可能性（周波数波形を次項に示す）。



2.3 シミュレーション結果の例（HVDC 2GW停止）

系統周波数変化（軽負荷）



FRT限度超過による太陽光・風力
一斉停止により系統周波数が急
低下

洋上風力転送遮断（2GW）

※HVDC停止後280msで洋上風力
を転送遮断するものと仮定
280msはHVDC停止の検出時間、
遮断信号の伝送遅れ時間、しゃ断時
間を考慮した値

これと同時に火力発電機の複数台
停止が発生した場合には需給バラ
ンスが更に大きく崩れる

※火力機停止の影響は左記の系統周
波数計算に未反映

3. 大容量HVDC連系に必要な対策（周波数面）

- シミュレーションについて引き続き精査したうえで、シミュレーションで得られた知見・課題等を踏まえ、今後、設備対策や運用対策などの具体的対策について検討していく。
- それぞれの対策の得失を踏まえながら、有効な対策を広域機関と一緒に検討して参りたい。

対策案（一例）

NW側	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
	運用対策	系統規模に応じたHVDC送電量の制限
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. 今後の検討課題

周波数面の他にも、対策検討が必要な課題があり、当社として引き続き技術的課題等について検討を深めていくとともに、大容量HVDC連系のために必要な対策について、計画策定プロセス検討の中で、広域機関と連携しながら検討を進めて参りたい。

(1) 系統影響評価

- 周波数シミュレーションの他、電圧安定度や電圧調整面などの系統影響評価が必要な事項についてもシミュレーションを進めていく。

(2) 対策検討

- 大容量HVDC連系による北海道系統への影響を考慮した、具体的な設備対策や運用対策について、検討を進めていく。

(補足説明)

(補足1) 北海道エリアの再エネ連系拡大見通し

2-2.再エネ導入拡大の見通し

ほくでんネットワーク

8

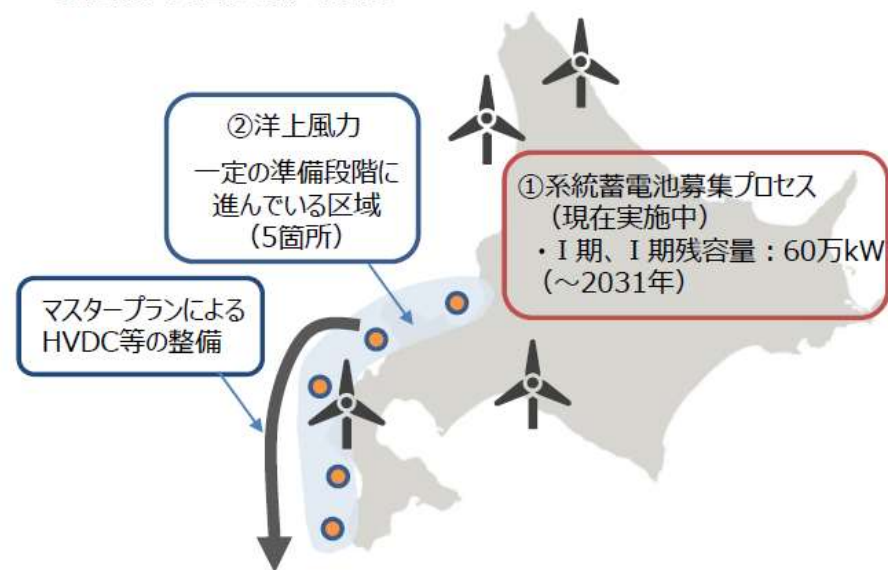
- 再エネのポテンシャルの高い北海道においては、大規模太陽光や陸上風力の連系拡大により、2020年度までに460万kWが連系済みであり、2031年度には系統蓄電池募集プロセスによる風力連系拡大他により、連系量は760万kW程度に達すると想定しています。
- さらに、現在電力広域的運営推進機関で検討が進められているマスタープランによるHVDC等の整備により、洋上風力を中心に更なる連系拡大※が図られると、北海道の最大需要（500万kW強）の2倍の1,000万kWを超える量に相当する連系量となります。

○再エネ導入量（想定）

	2020年度末	2031年度
	実績	想定
陸上風力	53万kW	240万kW程度 ①系統蓄電池 60万kW
太陽光	199万kW	250万kW程度
水力	165万kW	170万kW程度
その他	43万kW	100万kW程度
合計	460万kW	760万kW程度

洋上風力等の更なる連系拡大	
②洋上風力等	+400万kW程度※
合計	1,100万kW程度

○風力の主な導入想定



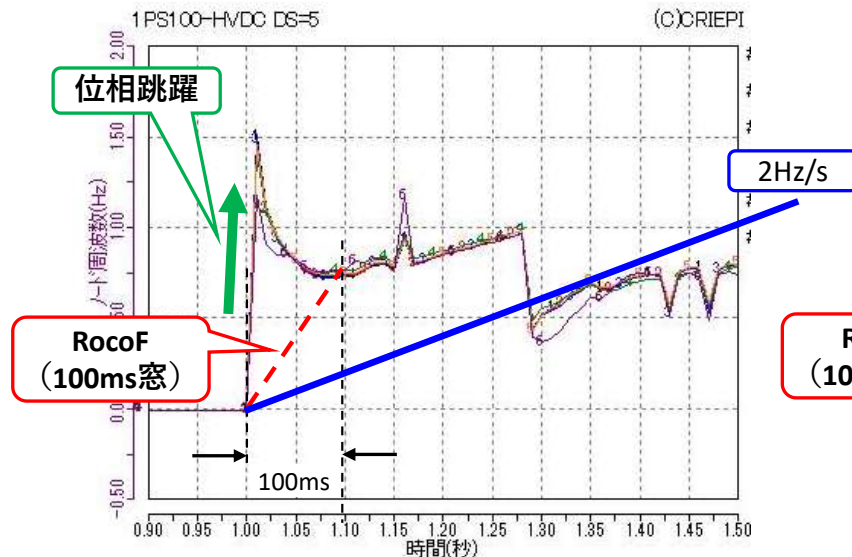
※『エネルギー基本計画（素案）の概要』（2021年7月21日、資源エネルギー庁）における以下の記載に基づく。

「洋上風力の適地から大消費地への送電を可能とする系統増強（「長距離海底直流送電システム」）や調整力の確保（蓄電池の導入拡大）等の施策について取組を加速化することで、2030年時点において、北海道を中心とした風力発電の導入量の拡大(4GW程度)を図る。」

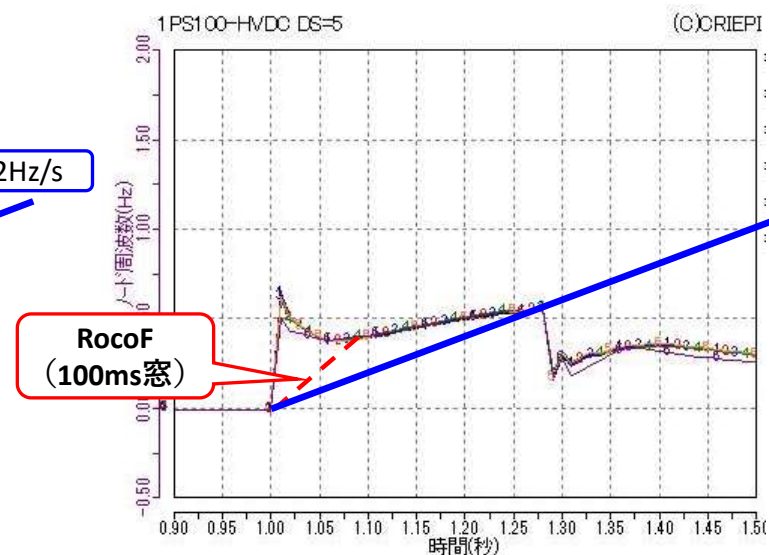
(補足2) 周波数影響評価の考え方

- 従来の周波数解析では、HVDC停止直後の急激な系統周波数変化により、周波数変化速度（RoCoF）が基準の2Hz/sを大幅に超過する結果となる。
- これまでの周波数解析では、不連続の周波数変動による電力系統への影響が明らかになっておらず、従来のRoCoF基準のみでは十分な評価が難しい状況（下図）。
- このため、今回、PCS動作特性に一定の仮定を置いたシミュレーションを実施し、太陽光・風力の停止有無を確認。
- また、シミュレーション結果に基づき、主要火力発電機の停止有無を確認。

HVDC脱落時（2 GW）の周波数変化



HVDC脱落時（1 GW）の周波数変化



従来の周波数解析による評価

(補足3) 周波数の考え方

- 電力系統の周波数は、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、電力系統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4-1) シミュレーション設定 ①需給バランス

	軽負荷	ミドル	ピーク
原子力 (MW)	0	0	0
火力計 (MW)	621	1278	2014
苫東1	0	0	0
苫東2	0	0	560
苫東4	369	660	660
石狩湾1	142	508	569
知内2	110	110	225
揚水計 (MW)	-460	0	0
京極	-460	0	0
高見	0	0	0
新冠	0	0	0
風力・太陽光計 (MW)	4773	4774	4774
洋上風力	2000	2000	2000
特別高圧	1913	1913	1913
高低圧	860	861	861
その他 (MW)	395	395	389
北海道需要 (MW)	2341	3500	4980
北本送電 (MW)	294	294	0
新北本送電 (MW)	606	606	0
HVDC送電 (MW)	2004	2004	2004
系統LOSS (MW)	85	43	193
慣性力Msys (GW・s) 基幹系のみ	9.449	9.449	12.182
非同期電源比率SNSP (%)	82.5	76.0	66.5

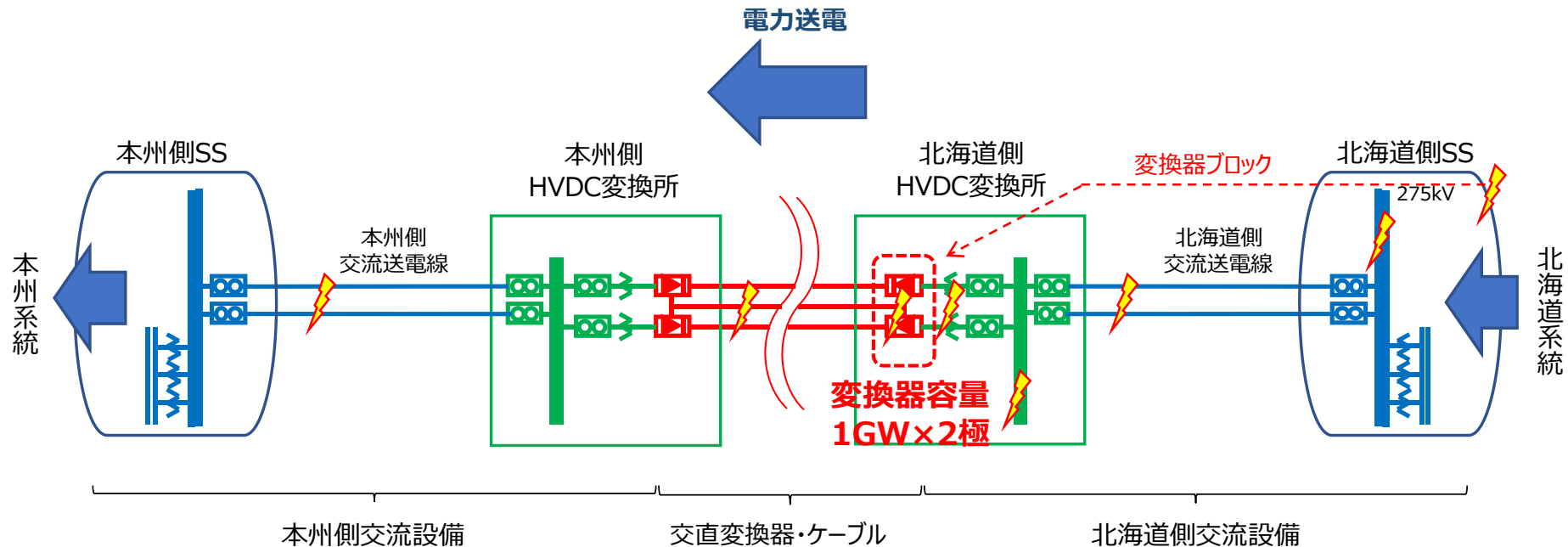
[補足]

$$SNSP = \frac{\text{非同期電源出力}}{\text{需要} + \text{北本送電} + \text{揚水動力}}$$

SNSPについて、アイルランドでは65%を上限で管理しているが（最終目標は75%）、大容量HVDCによる再エネ大量送電を行う場合、エリア内需給にかかわらずに分子分母が大きくなるため、SNSPが大きくなる。

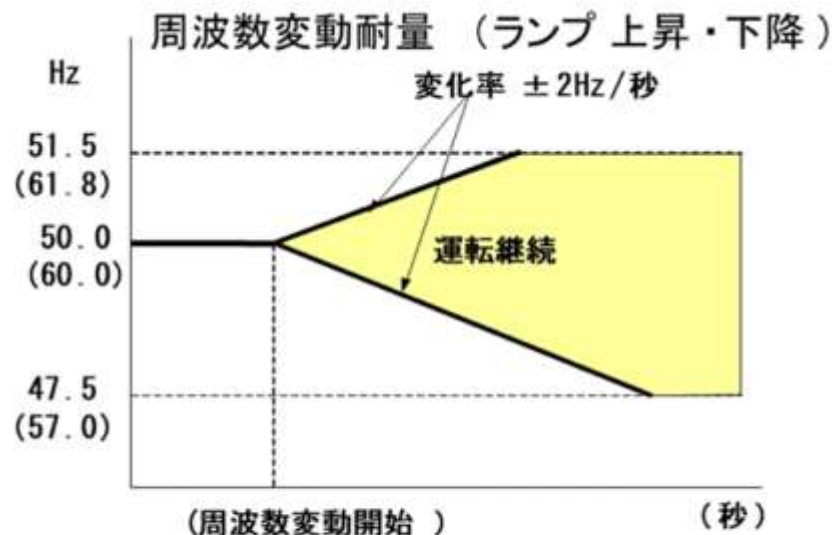
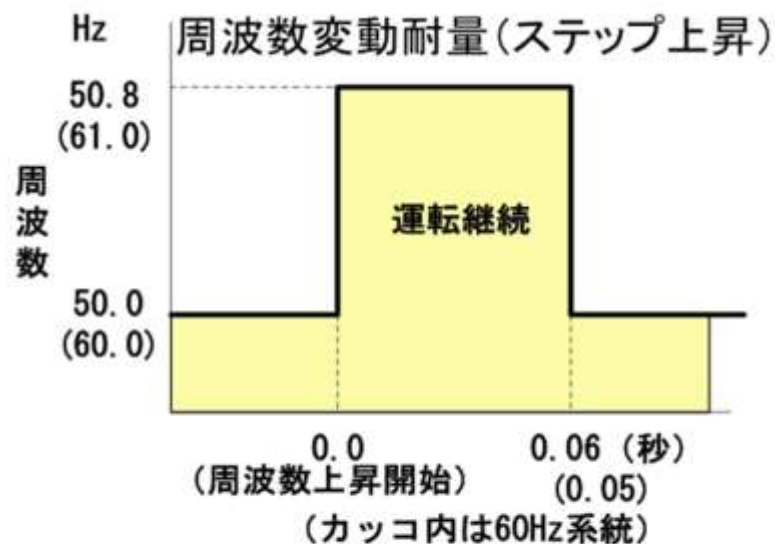
(補足4-2) シミュレーション設定 ②HVDC停止の想定

- HVDC設備構成については、今後の計画策定プロセスにおいて検討されることとなるが、シミュレーションでは仮に、以下のような双極1回線構成で連系した場合の双極同時停止を想定。



(補足4-3) シミュレーション設定 ③太陽光・風力PCSモデル

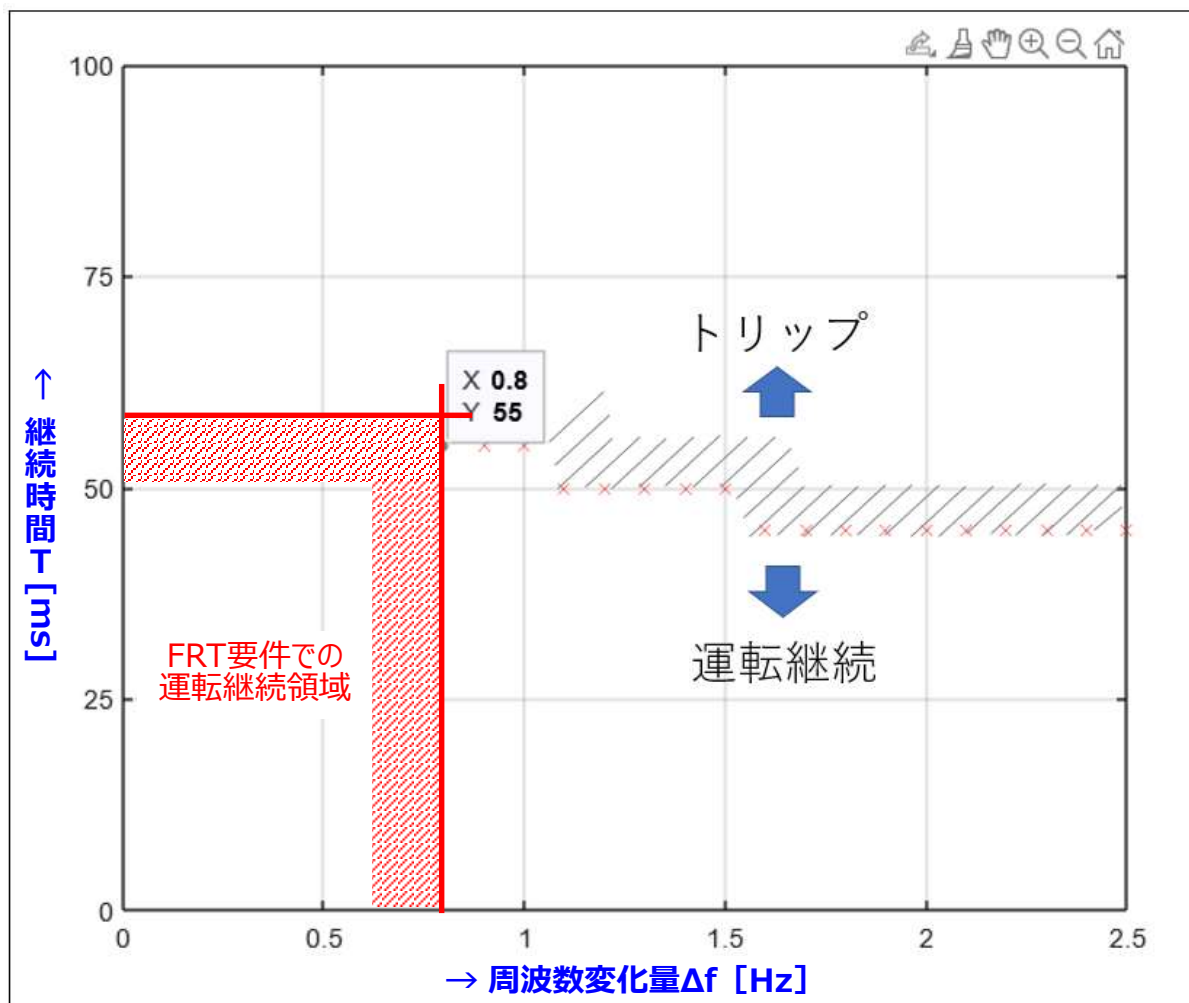
- 今回のシミュレーションでは、現行のFRT要件（下図）を満たし、かつ単独運転検出機能（受動方式）を持つPCSモデルを仮定。
- 太陽光および陸上風力は電圧階級によらず単独運転検出機能を「使用」とし、洋上風力は単独運転検出機能を「ロック」としてシミュレーションを実施。



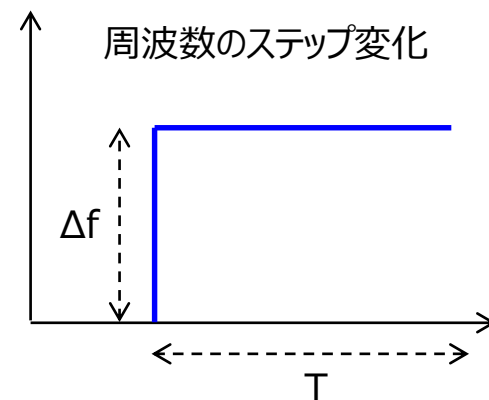
(b) 周波数変動耐量

＜PCS動作特性の設定（ステップ変化）＞

- ・周波数のステップ変化に対する動作特性を以下のとおり設定。

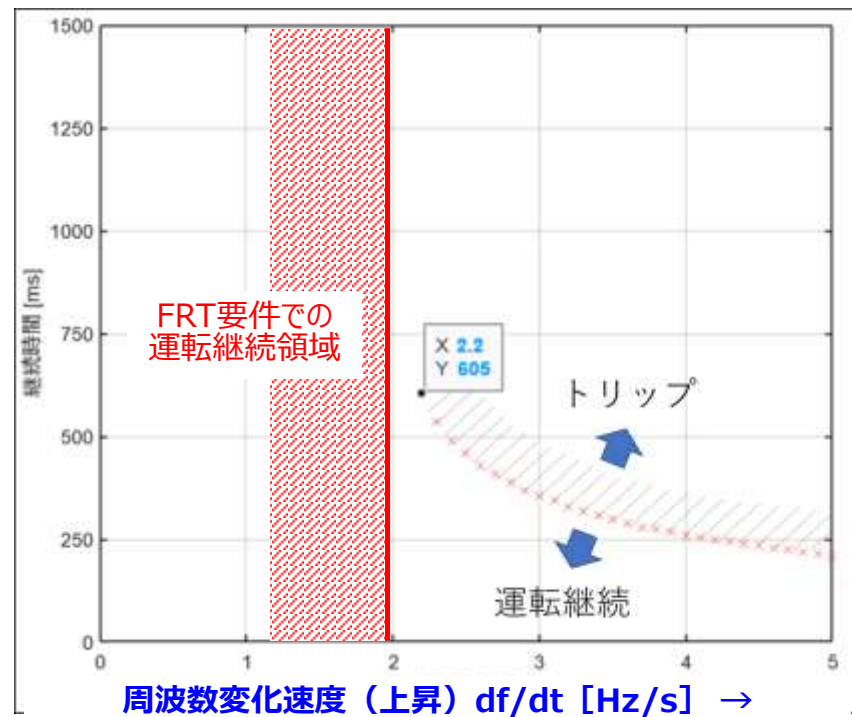
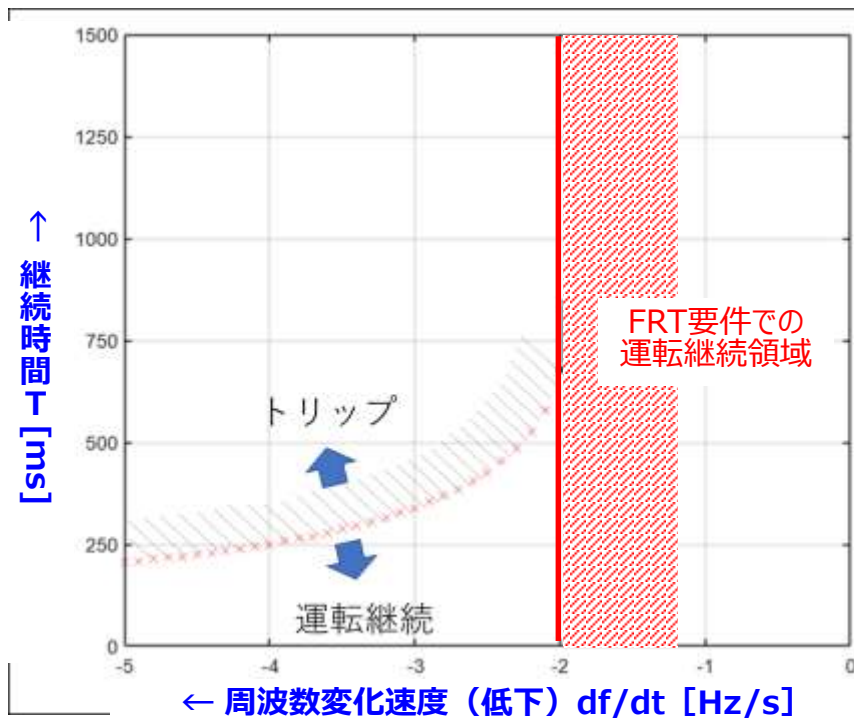


ステップ変化－継続時間に対するPCS動作特性

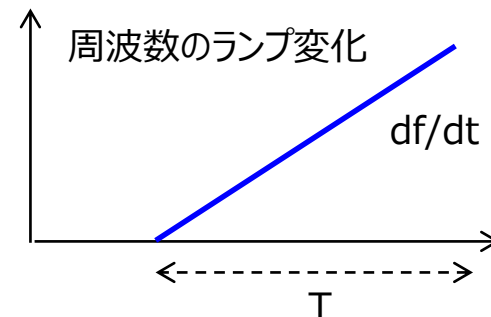


＜PCS動作特性の設定（ランプ変化）＞

- ・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。



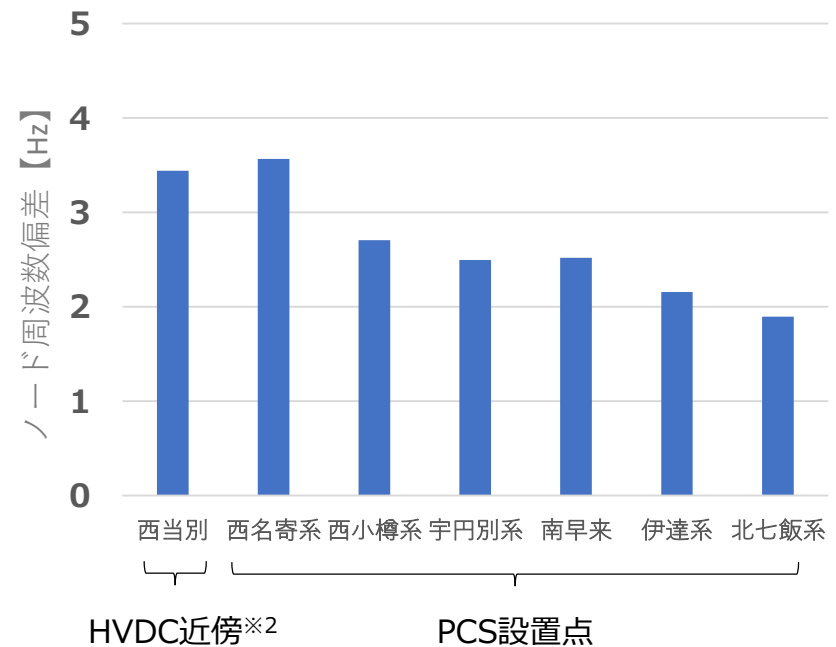
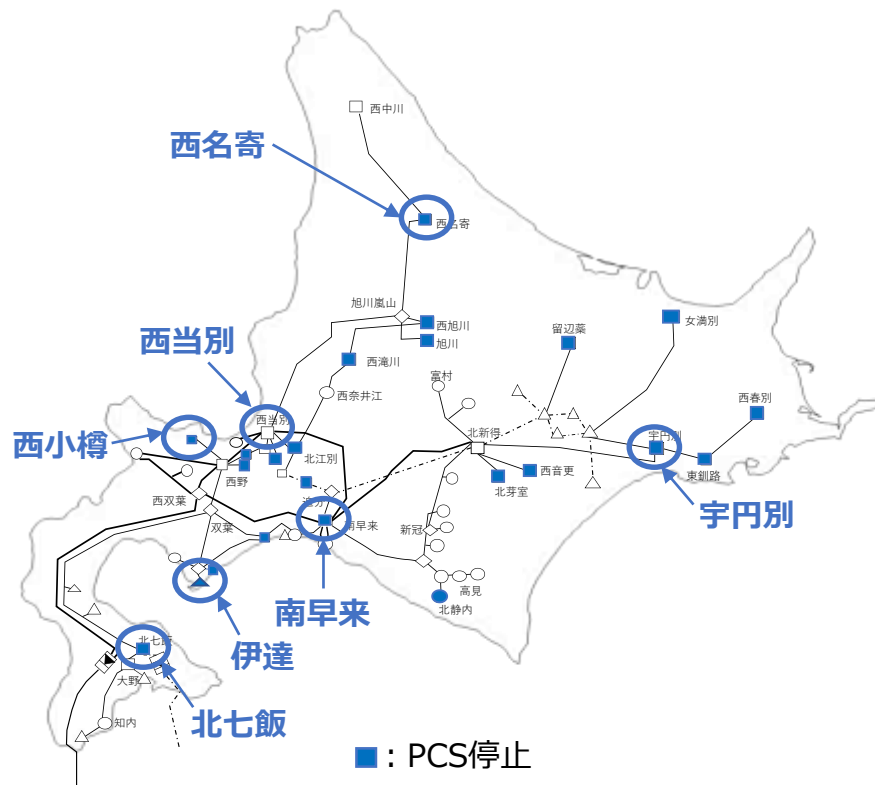
ランプ変化－継続時間に対するPCS動作特性



(補足5) シミュレーション結果の例 (HVDC 2GW停止)

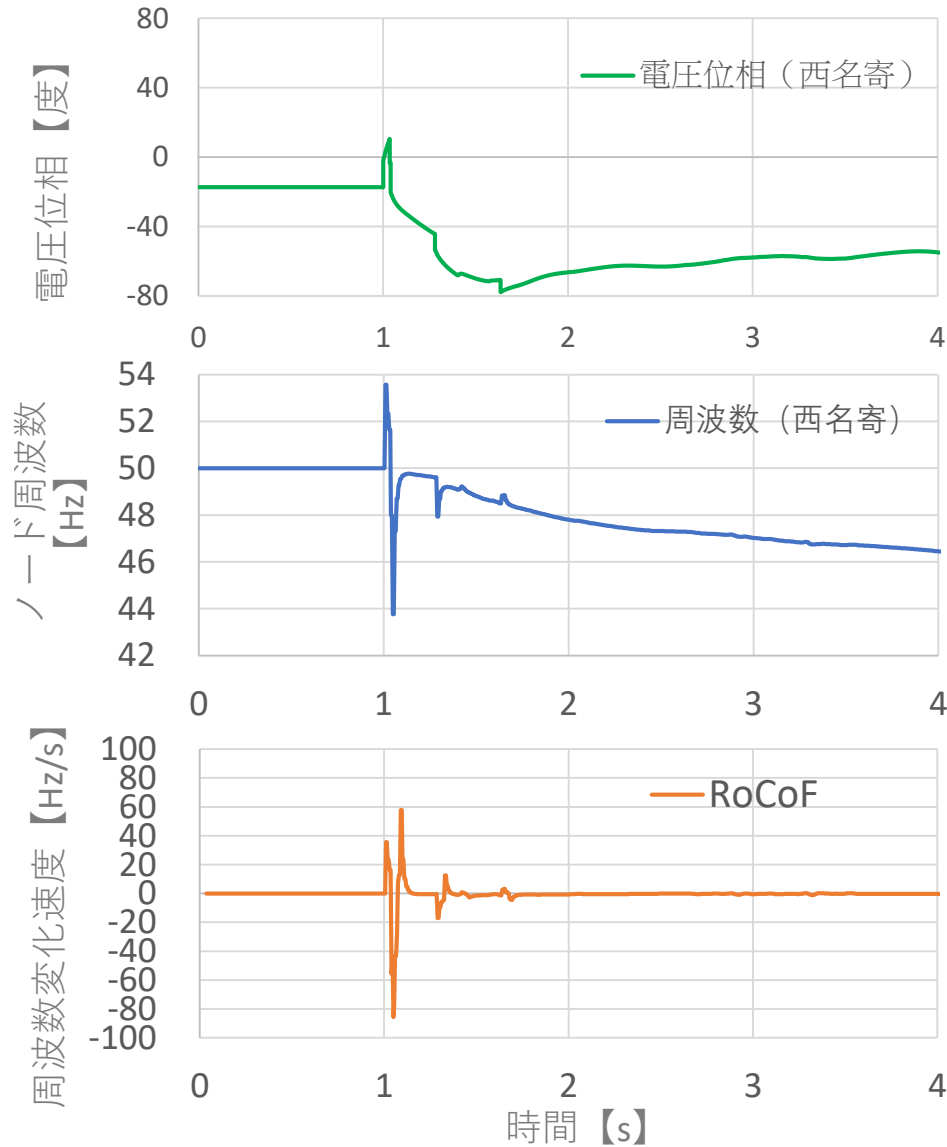
ノード周波数、PCS停止状況

- HVDC停止による電圧位相の急変により、PCSが大きな周波数変動があったと判定し、広範囲で停止する可能性がある。
- 実際には、周波数変動に対する既存の太陽光・風力のPCS仕様は様々であり、影響度合いを詳細評価するためには、個々のPCS仕様を調査したうえでシミュレーションに反映する必要がある。



※2 HVDCの接続箇所は検討中

電圧位相、ノード周波数、RoCoF（西名寄）



※ノード周波数は電圧位相の微分により算出

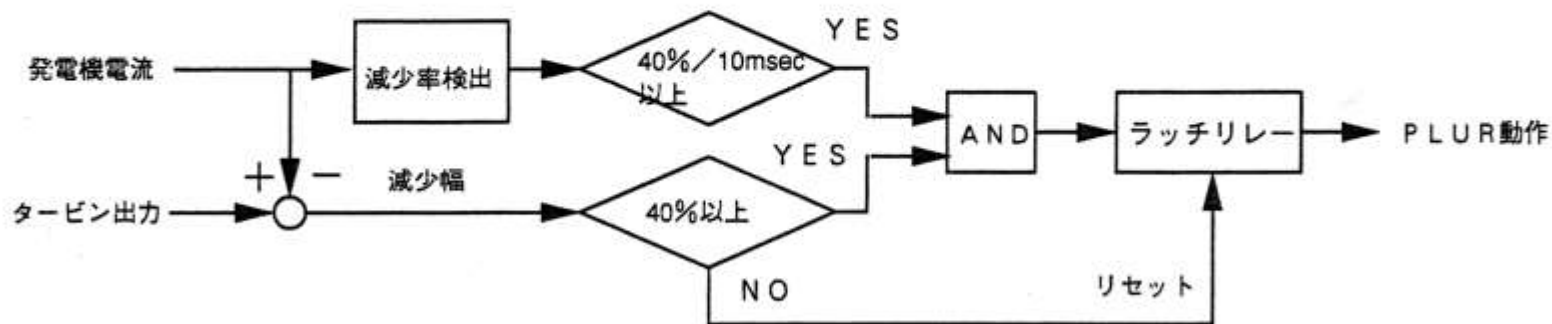
※RoCoFは100ms窓での周波数偏差をプロット

火力発電機停止

- HVDC停止直後の急激な発電機負荷減少により、主要火力発電機でPLURが動作して停止する可能性があることを確認している。
- PLURは即時動作するため、緊急周波数制御前の火力機連鎖トリップにより北海道の電圧・周波数制御が困難となるおそれがある。

<PLUR（パワーロードアンバランスリレー）>

- 火力（GTCCのST含む）や原子力プラントでは、周波数上昇が急峻かつ大幅な場合、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。



(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6) シミュレーションの課題

- ・現時点のシミュレーションには以下の課題があり、引き続きシミュレーションモデル等を精査していく。

① PCS動作特性の模擬

- 太陽光・風力の一斉停止は、PCS設置点の電圧位相の急変によるPCS動作を想定したものであるが、PCS動作特性や動作範囲には不明な点が多く、現時点では実機の応動に則した模擬が十分にできていない。
- PCS実態調査等によりPCS動作特性を明らかにしたうえで、シミュレーションに反映していく。

② 交流系統事故波及の評価

- 現時点ではHVDC送電停止による影響を模擬しているが、交流系統事故の影響まで評価できていない。
 - 交流系統事故時には、残り電圧に応じた変換器出力低下や、変換器ブロック・リスタートが発生することから、これをモデル化したシミュレーションを行う。
- ・また、シミュレーションではHVDC停止の影響による大きな電圧変動が見られており、電圧面でも過酷な状況となることが想定されることから、電圧安定度や電圧調整面の評価も行っていく。

(補足7-1) 周波数対策の例（同期調相機設置）

- HVDC 2GW停止に対して、系統周波数変動を±1Hz程度に抑えるのに必要となる同期調相機容量を試算した。
- HVDC停止に対する系統周波数維持目標について、現時点で明確に定めたものはないが、今回は、負荷遮断や発電機遮断、PCS停止を回避する目安として±1Hzを目標に試算。
- HVDC 2GW停止に対して、同期調相機のみで対応すると北海道の系統容量の数倍に及ぶ膨大な量が必要となる可能性があり、他の対策と組み合わせでの適用が有効。

既設火力運転想定			同期調相機必要量※ ¹			
	慣性力 GW・s	定格出力MW (発電機容量MVA)		慣性力 GW・s	単位慣性定数 H	設備容量 MVA
苫東4	3.46	650 (778)	北七飯地点	2.6	2.67※ ²	975
石狩湾1	4.55	569.4 (650)	北斗地点	1.0	2.67※ ²	390
知内2	1.43	350 (390)	知内地点	3.3	3.32※ ³	975
			苫東地点	27.3	4.08※ ⁴	6,700
合計	9.44	—	合計	34.2	—	9,040

※¹ 今回のシミュレーションでは、追加慣性力は北本連系点の電圧維持に有効な北本近傍と、その他を苫東地点に設置するものと仮定して算出

※² 奈井江火力相当の慣性力を持つ同期調相機を想定

※³ 知内火力相当の慣性力を持つ同期調相機を想定

※⁴ 苫東火力2T相当の慣性力を持つ同期調相機を想定

(補足7-2) 同期調相機による慣性力確保の考え方

- ・慣性力指標である M_{sys} は、下式のとおり系統に並列する同期機の単位慣性定数 H と設備容量 MVA の積の合計値で与えられる。
- ・系統周波数変動を抑える観点では、全系で必要な M_{sys} を確保するよう H の大きな同期調相機等を設置することが効率的となる可能性がある。
- ・一方、北海道への大容量HVDC連系にあたっては、系統に分散するPCSの不要動作が系統の不安定要因であり、これを回避するために同期調相機等を負荷側系統に分散配置する（個別機器の H は小さくても良いので、 MVA 量を大きくする）という考えも取り得る。
- ・慣性力確保については、上記の観点を踏まえ、費用対効果も考慮したうえで、必要量や適正配置を検討して行く必要がある。

$$M_{sys} = \sum_{i \in I} H_i \cdot MVA_i$$

H : 単位慣性定数（蓄積運動エネルギーで何秒間、定格電力を出力できるかを示す定数） [秒]

MVA : 同期電源・同期調相機の設備容量

【参考】北海道における主な発電機の慣性力

	慣性定数 M [s]	発電機容量 [MVA]	慣性力 $H \times MVA$ [GW・s] ※ $H=M/2$
泊3	7.62	1020	3.89
苫東2	8.16	670	2.73
石狩湾1	14.01	650	4.55
知内1	7.35	390	1.43

(補足8) その他HVDC連系に必要な対策（短絡容量確保）

- ・海外では、短絡容量不足によるインバーター機器の不安定動作現象が報告されている。
 - a．HVDCと風力の共振
 - b．STATCOMの不安定動作
 - c．風力と系統の相互作用によるタービン軸ねじれ動揺
 - d．HVDCと交流系統との高調波振動
- ・HVDCや再エネPCS等のインバーター機器の大量連系により、系統に連系するインバーター機器の安定運転に必要な系統短絡容量が不足するおそれがある。
- ・HVDCや再エネPCS等の連系における必要な短絡容量についても、今後技術的に評価していく必要がある。

(補足9) 交流系統事故波及によるHVDC変換器ブロック

- 交流系統事故による電圧低下により、直流変換器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が発生する（下図のイメージ）。
- HVDC連系にあたっては、HVDC設備自体の事故停止の他、交流系統事故波及によるHVDC変換器ブロックの系統影響についても評価する必要がある。

【電圧低下時の変換器の出力特性（イメージ）】

