

NEDOエネルギー・地球環境分野成果報告会2026 プログラムNo.A1-3-13

電源の統合コスト低減に向けた電力システムの柔軟性確保・最適化のための技術開発事業(日本版コネクト&マネージ2.0)/

研究開発項目1 DER等を活用したフレキシビリティ技術開発1ー3 多機能HVDCシステムの開発

発表: 2026年7月23日

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構

発表者名 太田 文彦

団体名 東京電力ホールディングス(株)、(株)東芝、(国)東京科学大学

問い合わせ先 東京電力ホールディングス株式会社 経営技術戦略研究所 技術開発部 次世代電力インフラエリア

E-mail: ohta.fumihiko@tepcu.jp、TEL:090-6720-3359

1. 背景と現状の課題

<背景>

- 我が国では、再エネ主力電源化のため、系統制約の克服を目的として、「日本版コネクト&マネージ」の推進による既存送変電設備の有効活用が進められている。
- DERフレキシビリティとしては周波数制御を含む Δ kW、kWh、電圧調整だけでなく、**過渡安定度制御への貢献**も想定され、将来的な再エネ増加には、DERのフレキシビリティの更なる活用を通じ、**社会的便益（3E）の確保に努めていく必要がある。**

<系統制約等の課題>

- 過渡安定度
 - ✓ 送電容量増大のためにマスタープラン連系線の整備など進められる一方で、熱容量には余裕があるにも関わらず、**過渡安定度が制約となり再エネ連系が進まないエリアも存在**し、早期接続に対して期待が寄せられる
 - ✓ 今後、大規模な洋上風力等が系統連系し過渡安定度への影響が見込まれる中、**HVDC電源線において過渡安定度を緩和するような制御機能については十分な検討・標準化がなされていない**
- 周波数
 - ✓ 今後の再エネ主力電源化に伴い、火力発電等の同期機電源から提供され周波数の変動を緩和する慣性力が減少し、周波数変動が拡大すると想定
 - ✓ 一般的なHVDCシステムを介して洋上風力のようなIBRを陸上交流系統へ接続する場合は、洋上変換所において電力変換器が定電圧定周波数(所謂CVCF)運転することで洋上側交流電圧を形成する。これにより、陸上交流系統の周波数変動が洋上風車系統には伝搬しないため、**風力発電に備わっている周波数調定率制御機能などが洋上では動作しない**

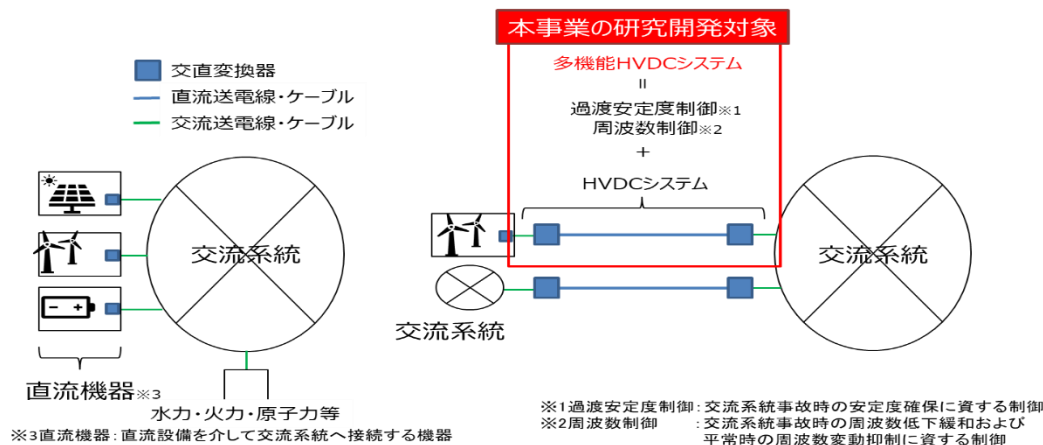
2. 本開発の目的・実施事項

<本事業の目的>

- HVDCシステムを介して交流系統へ接続する発電設備に対して、**系統安定化に資する過渡安定度制御と周波数制御を有する多機能HVDCシステムを開発する**
- **電源は、GX2040ビジョン等でも30～45GWの大量導入が目標とされ、HVDCシステムを介しての連系が見込まれる洋上風力発電設備を対象**として検討する

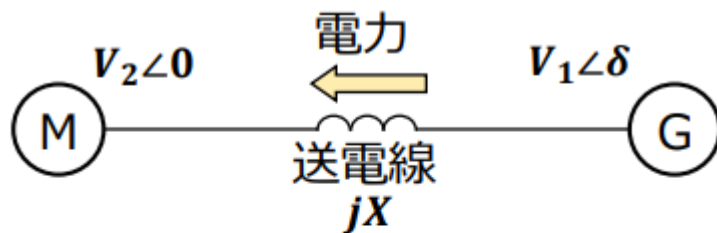
<実施事項>

- **過渡安定度制御の開発**
 - ✓ 過渡安定度の改善を目的としたHVDCシステムの**陸上交流系統側出力制御の開発**
- **周波数制御の開発**
 - ✓ HVDCを介して交流系統へ接続するWFにおいても、**風車のイナーシャ制御（IBFFR制御）・周波数調定率制御の提供を可能とするHVDC制御の開発**
- **汎用・標準化の取り組み**
 - ✓ 上記**開発技術の汎用・標準化**により、全国大での**再エネ連系量拡大への寄与**



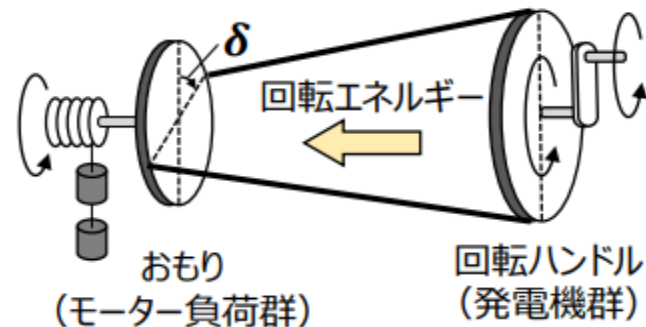
3. 過渡安定度の概念（その1）

- 電力系統に連系する発電機の多くは同期発電機であり、右下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。

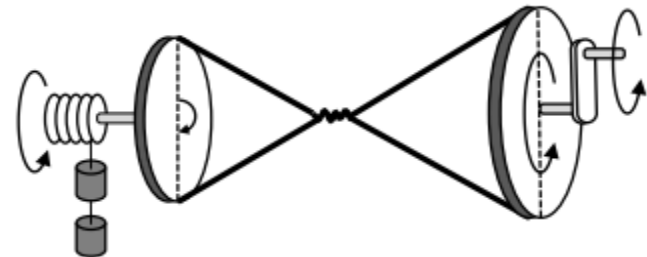


(G) : 発電機 (群)
(M) : モーター負荷 (群)

(モデル系統)



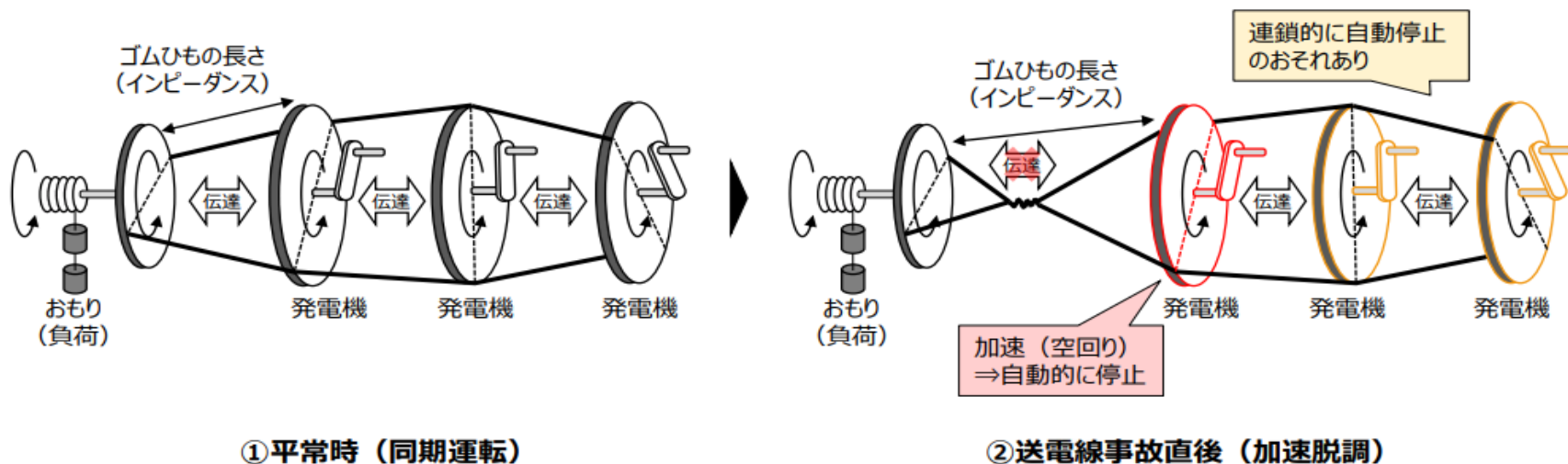
(同期運転状態)



(脱調 (同期はずれ) 状態)

3. 過渡安定度の概念（その2）

- 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）。
- **東北や九州、中国地方の長い系統**では、**過渡安定度が弱く**、更なる同期発電機やHVDCを介した**電源接続には、制約がかかる**場合がある。
- 今後、再エネ電源の更なる接続が想定される中、同期安定性が懸念される系統においては、送電線事故が発生直後に、電源を停止することなく、**一時的に出力を下げる**ことができる**交直変換器による過渡安定度制御に着目**した。

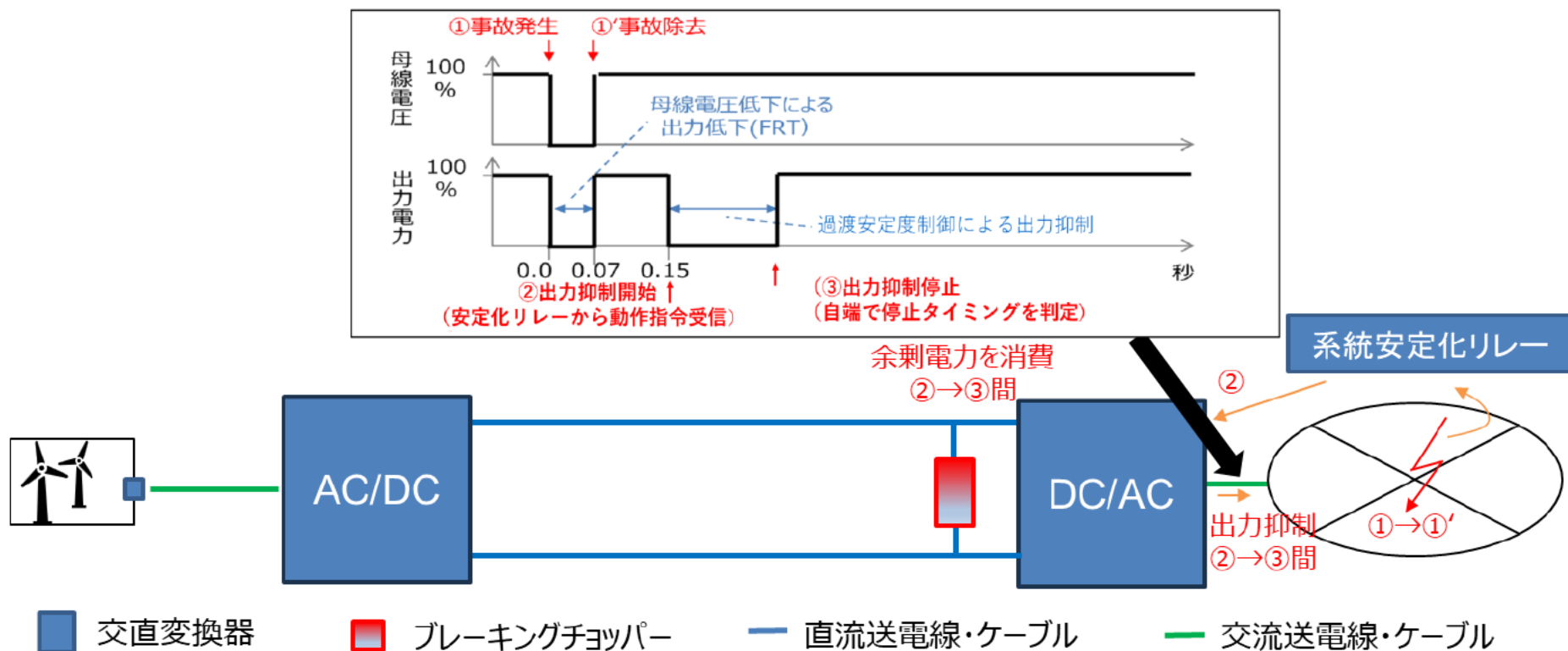


（出所）第1回将来の運用容量等の在り方に関する作業会 資料6（24年7月19日、OCCTO）

4. 過渡安定度制御の概要

<過渡安定度制御の動作STEP説明>

- 変換器出力抑制－①'事故除去後、②安定化リレーから動作指令により出力抑制を開始。
③自端で停止タイミングを判定し、出力抑制を停止する－
- HVDC内部の動き－出力を抑制すると、洋上ウインドファーム（以下WF）から入力されるエネルギーが余剰となることから、出力抑制中は、ブレーキングチョッパ（抵抗）にて余剰電力を消費させる－



5. 周波数制御の背景

- 風車に実装される各制御の整理は以下のとおり
- **(課題) HVDCを介した洋上風力発電の場合、風車にて陸上系統側の周波数を直接検出できず、風車に実装された周波数調定率や、イナーシャ制御の機能を活用できない。**

制御機能	概要	系統 連系 規定	制御入力	制御 対象	活用する制御機能		
					系統連系	HVDCを介した系統連系	
					風車	風車	HVDC
系統の安定運用に資する機能	FRT	○	系統側の電圧（瞬時値）	P 有効電力	○	不使用	○※1
	過渡安定度（提案P制御）	未※3	系統安定化リレー動作信号 系統側の周波数		—	—	○
	最大出力抑制	○	出力制限値 発電可能量		○	○	—
	出力変化率	○	出力指令値 現在の出力値		○	○	—
	周波数調定率	○	系統側の周波数※2 基準周波数		○	○※2	△※2
	慣性（イナーシャ）	未	系統側の周波数※2 周波数変化率（df/dt）		○	○※2	△※2
	ストーム	○	風速 風速変化率		○	○	—
電圧調整のための機能	Volt-Var	○	系統側の電圧	Q 無効電力	○	不使用	○※4
	電圧一定	○	接続点の電圧 目標電圧		○	不使用	○※4
	無効電力一定	○	無効電力指令値		○	不使用	○※4
	力率一定	○	力率指令値 実効電力		○	不使用	○※4

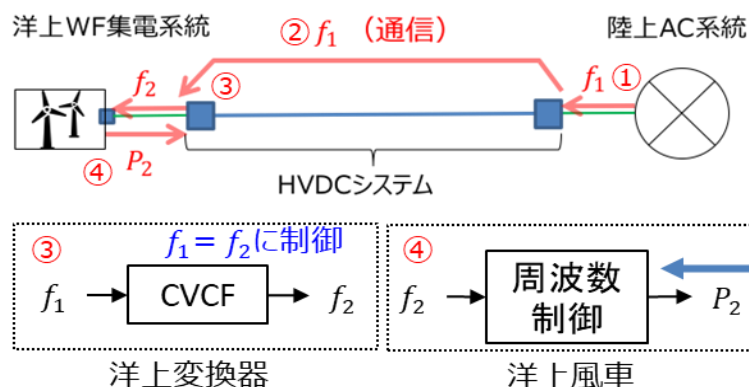
※1 HVDCを介した系統連系の場合は、HVDCにFRT制御機能を**実装済み** ※2 系統側の周波数などの情報を風車側の制御に伝送する必要

※3 FRT要件の範囲内での出力制御を基本 ※4 HVDCはQ制御機能を**実装済み**

6. 周波数制御の概要

- 陸上系統の周波数を洋上変換器に通信伝送し、HVDC洋上変換器のCVVF制御によって陸上と洋上系統の周波数を一致させる
→ **風車の持つ周波数制御機能を引き出す**
- 風車の周波数調定率制御と慣性制御（IBFFR）について、各制御機能を検証する
- 通信の遅延による制御効果への影響も確認する

陸上系統の周波数情報を伝送

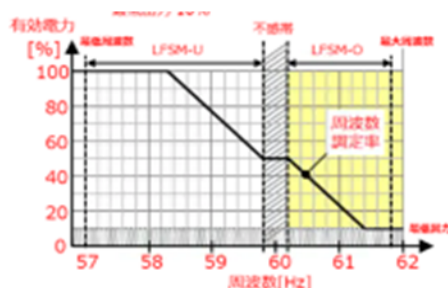


【制御内容】

- ① 陸上周波数 f_1 が変動
- ② f_1 を通信にて洋上変換器に伝送
- ③ 洋上変換器のCVCF制御で洋上集電系統の周波数を $f_1 = f_2$ に制御
- ④ 風車の周波数制御機能により、発電出力 P_2 を制御

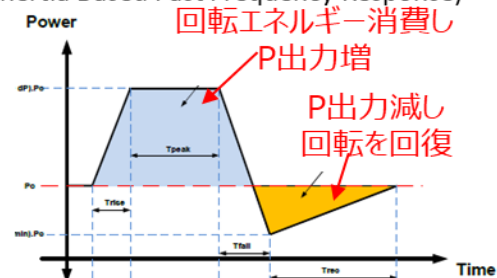
風車が有する周波数制御機能

周波数調定率制御



IBFFR

(Inertia Based Fast Frequency Response)



カナダ・ハイドロケベックのグリッドコード

※ f_1 通信遅延の影響評価

通信遅延による周波数制御応答の遅れの影響を確認
(1) 遅延無し、(2) 100ms遅延、(3) 500ms遅延

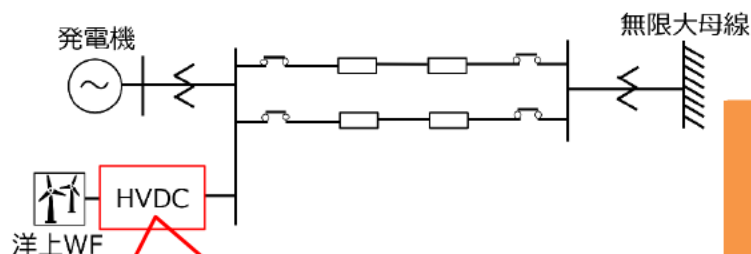
(参考)

光通信100kmの場合の情報伝送遅延は通常数十ms程度

7. 開発する制御モデルの全体像（各モデルの説明）

- ベースモデル：系統安定化に資する過渡安定度制御、周波数制御の基本ロジックの開発
- 汎用モデル：メーカ依存のないHVDCモデルを使用した汎用的モデル→将来、公開予定
- メーカモデル：メーカ保有のHVDCモデルを使用した実現確度を向上させたモデル

ベースモデル開発及び検証
(過渡安定度制御の概略検証も含む)



基本制御ロジック（ベースモデル）
系統安定化に資する**基礎ロジック**の開発

過渡安定度制御
周波数制御

各モデルに実装

汎用、メーカモデルの
開発及び検証

HVDC 汎用モデル
メーカ依存のないHVDCモデルを使用した、汎用的モデル

サンプル系統に接続し効果比較

- ・ 一機無限大系統（部分検証）
- ・ East30機系統（統合検証）

HVDC メーカモデル
メーカ保有のHVDCモデルを使用した、実現確度を向上したモデル

モデルの公開
(アウトプット目標)

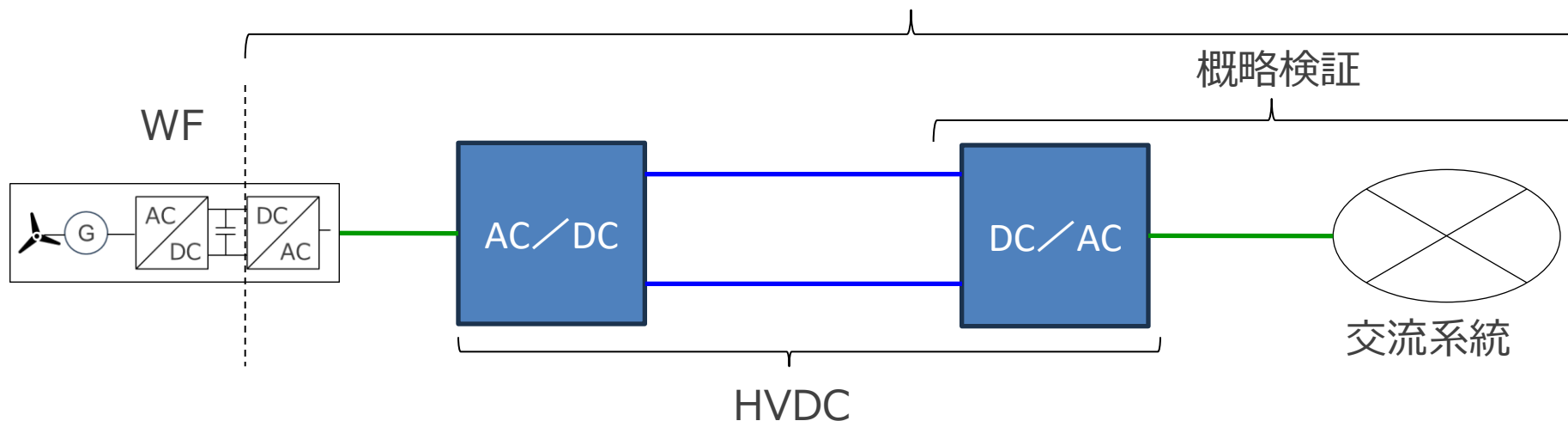
HVDC 公開モデル
メーカモデルと同等の効果を有し、メーカ固有の知見や技術を含まないモデル

モデル解説書
基本設計の考え方
数値設定 など

【参考】各研究項目で使用するソフトとモデル

実施計画書の大項目	実施計画書の小項目	解析ソフトウェア	モデル		
			交流系統	HVDC	WF
(1) ベースモデル開発 および検証	効果の概略検証	PowerFactory (実効値解析ソフト)	電気学会 EAST30機モデル	過渡安定度制御動作の 模擬出力 (陸上変換器のみ)	
	ベースモデルの 開発・検証	XTAP (瞬時値解析ソフト)	簡易系統	電中研HVDCモデルに 各制御を追加	系統側PCSのみ
	他手法との 比較評価	XTAP (瞬時値解析ソフト)	簡易系統	電中研HVDCモデルに 各制御を追加	系統側PCSのみ
(2) 汎用モデル開発 および検証	制御方式の 部分検証	PSCAD (瞬時値解析ソフト)	簡易系統	電中研HVDCモデルに 各制御を追加	系統側PCSのみ
	制御方式の 統合検証	RTDS (電力系統シミュレータ)	電気学会 EAST30機モデル	電中研HVDCモデルに 各制御を追加	系統側PCSのみ
(3) メーカーモデル開発 および検証	制御方式の 部分検証	PSCAD (瞬時値解析ソフト)	簡易系統	メーカーHVDCモデルに 各制御を追加	系統側PCSのみ
	制御方式の 統合検証	RTDS (電力系統シミュレータ)	電気学会 EAST30機モデル	メーカーHVDCモデルに 各制御を追加	系統側PCSのみ

部分検証・統合検証



系統図の線路名等は公開されている系統情報をもとに
EAST30モデルの系統図に想定して記載したものであり、
実系統とは異なることに注意。

- [illegible]

2026.06

【参考】系統安定化効果の概略検証 –解析条件一覧–

■ 検討は、PowerFactoryの実効値解析機能で実施し、条件は以下の通り。

項目		条件
交流系統	系統モデル	電気学会EAST30機モデル
	各発電機のAVR	- 下記の通り、パターンとする： ① 全台LAT102と設定 ② G1,G4,G9のみLAT102、それ以外はLAT=1と設定(電気学会の設定)
	系統電圧の調整	2200番台のノード電圧が洋上風力連系前後で同一となる調相設備を設置
事故条件	対象ブランチ	2100、2102、2103、2104-2105、2107-2108、3104、3105 - なお、事故様相は系統に応じて下記と設定 ➢ ループ系統：6LGO、事故継続時間70ms ➢ 1ルート：3LGO、事故継続時間70ms
	電制	- 電制の対象は、最も安定化効果の高いG1と設定 - 電制の台数は、洋上風力連系前の断面における各事故で必要となる最小量をそれぞれ設定 - 電制は、系統安定化リレーにより事故後150ms後に実施されると設定
HVDC(洋上風力)	主回路モデル	- 陸上変換器のみを電流源モデルとして2201ノードに設定。洋上風力を連系したことによる需給の調整は、①東京エリア揚水一律減、連系線潮流上限に達した場合②東北エリア火力一律減とした。 - 連系Trのインピーダンスは0.2puとした。
	設備容量	- 洋上風力の連系量は10万kW刻みとし、出力に応じて下記の比率で設定 ➢ 例) 定格出力1万kW時、無効電力容量は定格出力の0.33倍の0.33万kVar
	制御	- 有効電力：FRT・P制御時を除き定電力制御 - 無効電力：接続先ノード電圧一定制御
	リミッタ	- 常時：有効電流±1.05pu、無効電流0.33pu - FRT・P制御時：有効電流0pu、無効電流1.05pu
	FRT	事故中、洋上風力接続先ノード電圧が0.9pu以下でFRT動作へ切替
	P制御	- P制御開始は、事故後150ms後と設定 - P制御停止は、制御により周波数偏差が0.0002pu以下、またはFRTとP制御の合計動作時間が1sを超過時に停止

8. 過渡安定度制御の系統安定化効果の概略検証

－結果－

- 対象ブランチにおける制御無の連系可能量の算出結果を以下に示す。
- PSSやHVDCの無効電力制御のチューニングを実施していないことから発生している持続振動のケースを除いて、**過渡安定度制御による連系可能量の増加量は0～50万kWとばらつきがあった**。なお、本連系可能量は電源遮断で発生する系統余裕ともいえ、**実系統においても系統条件やマージンの考え方によって本制御による増加量が変わる**可能性がある。

対象ブランチ 事故様相	AVR①：全台PSS付高速サイリスタ励磁				AVR②：G1,G4,G9のみPSS付高速サイリスタ励磁			
	G1電制量	洋上風力 連系可能量[万kW] (SC増強量[万kVA])		過渡安定度 制御の 効果量	G1電制量	洋上風力 連系可能量[万kW] (SC増強量[万kVA])		過渡安定度 制御の 効果量
		制御無	制御有			制御無	制御有	
相馬双葉幹線 2100 3LGO	無	230以上 (248.8以上)	280以上 (285.0以上)	-	無	230以上 (248.8以上)	280以上 (285.0以上)	-
十和田幹線 2102 6LGO	有 300万kVA	230 (248.8)	280 (285.0)	+50	有 300万kVA	230 (248.8)	280 (285.0)	+50
北上幹線 2103 6LGO	有 150万kVA	120 (113.0)	120【振動】 (113.0)	(0)	有 150万kVA	110 (102.1)	160 (159.5)	+50
青葉幹線 2104-2105 6LGO	有 300万kVA	10 (8.0)	60 (51.7)	+50	有 450万kVA	120 (113.0)	140 (135.7)	+20
常磐幹線 2107-2108 6LGO	有※1 300万kVA	40 (33.4)	80 (71.0)	+40	有※1 300万kVA	0	0	0
川内線 3104 6LGO	無	190【振動】 (197.6)	190【振動】 (197.6)	(0)	無	160 (159.5)	160 (159.5)	0
南いわき幹線 3105 6LGO	無	230以上 (248.8以上)	280以上 (285.0以上)	-	無	※2	-	-

※1 新地火力G3(235万kVA)も脱落 ※2 洋上風力連系前の系統でN波脱調であり、提案P制御の対応範囲外のため、検討対象外とした

9. ベースモデル開発・検証

一過渡安定度制御による連系可能量の増加効果確認一

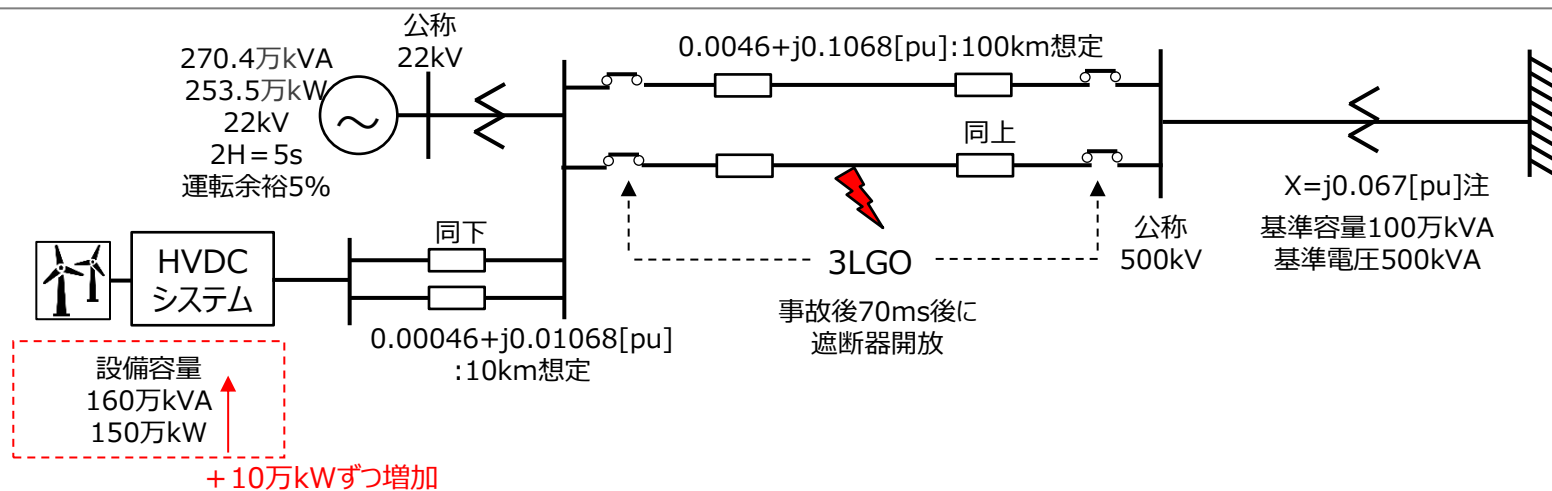
- 簡易交流系統・HVDCシステムを詳細に模擬した瞬時値解析においても、HVDCの出力を増加させ、過渡安定度制御によって連系可能量増加が可能か確認した

[簡易系統条件]

- ✓ 発電機出力、背後インピーダンス等の設定は無限大母線側のバックインピーダンスを短絡電流15kAとなるように設定（East30の北上幹線事故時の短絡電流を参考）

[評価方法]

- ✓ HVDC容量を増加させ、3LGOを発生時に下記条件を安定基準とし、連系可能量を比較
 - (1) 事故除去後に発電機が脱調しない
 - (2) 東北NWの系統計画作成基準 系統安定度の安定判定より、発電機内部相差角の第3波と第4波の振幅比が0.9以下



※ WF出力増加時にケーブル過負荷を回避するため、HVDCの直流ケーブルを2回線化

9. ベースモデル開発・検証 ー過渡安定度制御の連系可能量の検証結果ー

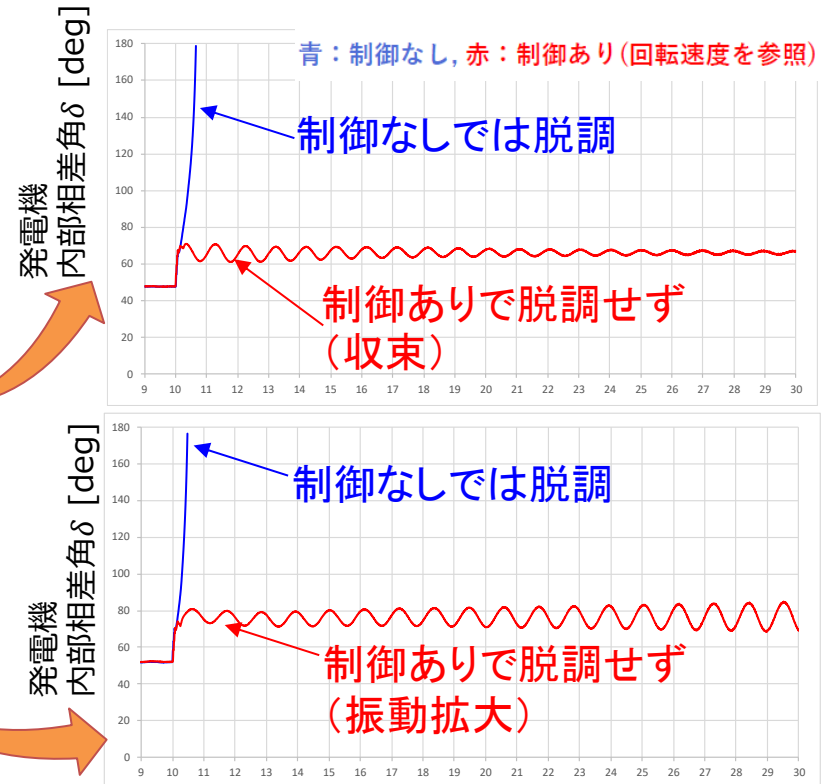
■ 過渡安定度制御を適用した連系可能量の結果は

- (1) 発電機の脱調を回避できたのは、**HVDC出力+80万kW**まで
- (2) 第二波以降も速やかに収束したのは（振幅比<0.9）、
HVDC出力+30万kWまで

※簡易交流系統では動揺に対するダンピング等の最適化は行っていないため、連系可能量の結果は参考値である。
過渡安定度制御自体の効果の検証を目的にしていることからHVDCによるダンピング制御などは実施していない。

○連系可能量評価結果

HVDC出力 [万kW]	連系可否（振幅比）	
	制御なし	制御あり
150（基準）	○	○（0.845）
160（+10）	—	○（0.855）
170（+20）		○（0.867）
180（+30）	—	○（0.893）
190（+40）	—	○（0.907）
200（+50）	—	○（0.934）
210（+60）		○（0.924）
220（+70）	—	○（0.959）
230（+80）	—	○（1.040）
240（+90）	—	△（10波目で脱調）
250（+100）	—	×（1波目で脱調）



10. ベースモデル開発・検証

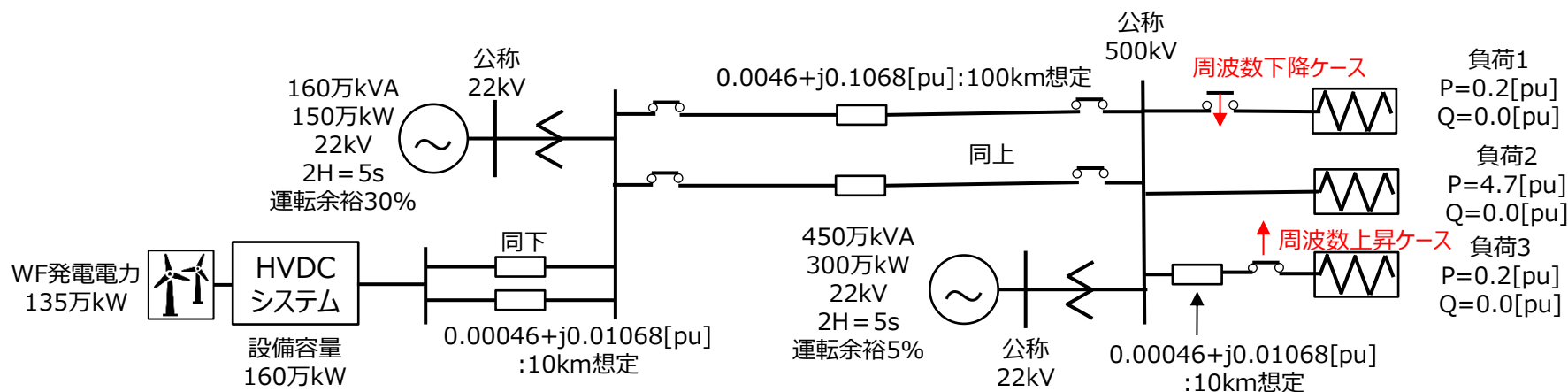
一周波数制御の動作および効果検証

■ 簡易交流系統の周波数変動に対して、HVDC連系する風車周波数制御の動作を確認した
[簡易系統条件]

- ✓ 発電機出力：160万kVA、150万kW
- ✓ WF・HVDC出力：160万kVA、150万kW
- ✓ 無限大母線を発電機と抵抗負荷に変更
周波数下降ケースで負荷1を投入、周波数上昇ケースで負荷3を開放する

[評価方法]

- ✓ 提案手法によってHVDC連系する風車が既存のAC連系風車と同様に出力を変動させ、周波数変動を抑制することを確認

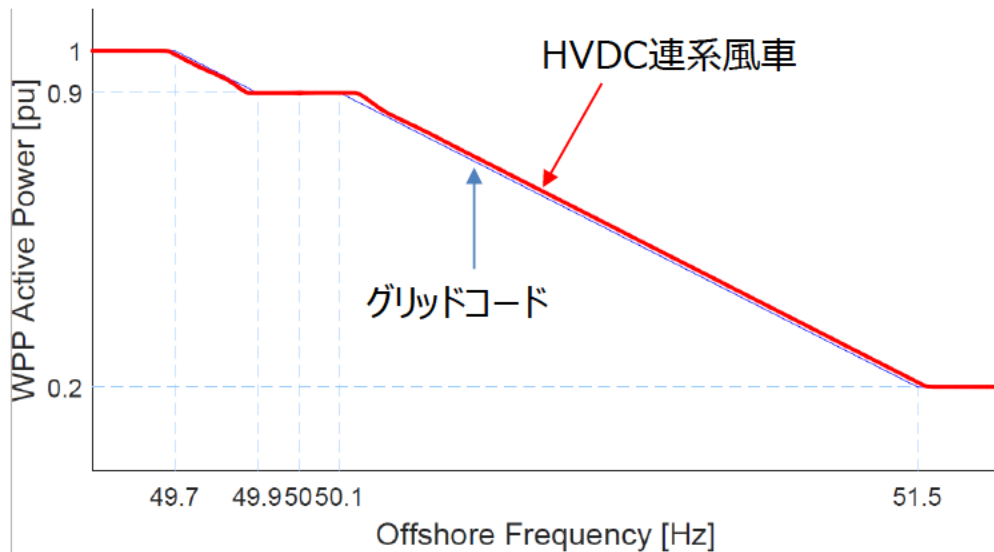


10. ベースモデル開発・検証

－周波数調定率制御の効果確認結果（その1）－

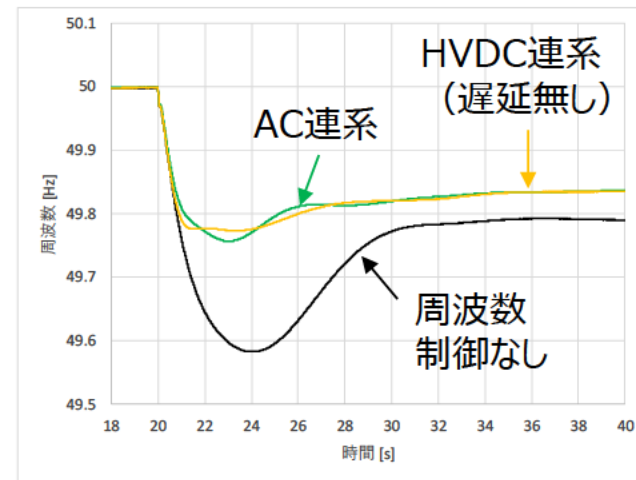
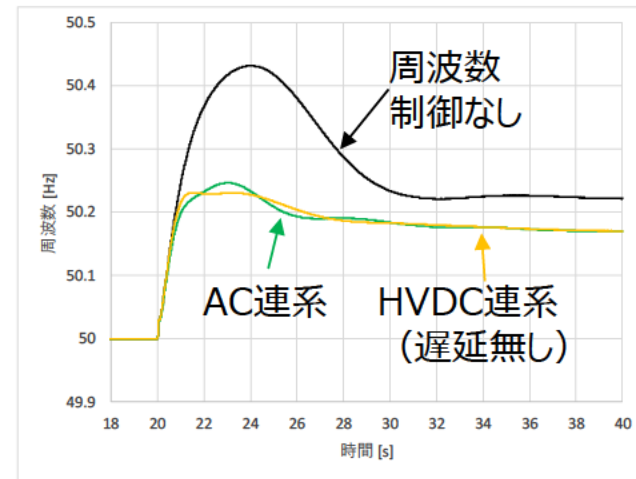
■ 既存のAC連系風車とHVDC連系する風車で同等の効果を確認した

○風車出力の周波数応答特性



グリッドコードに規定の特性におおむね一致

○周波数変動抑制効果



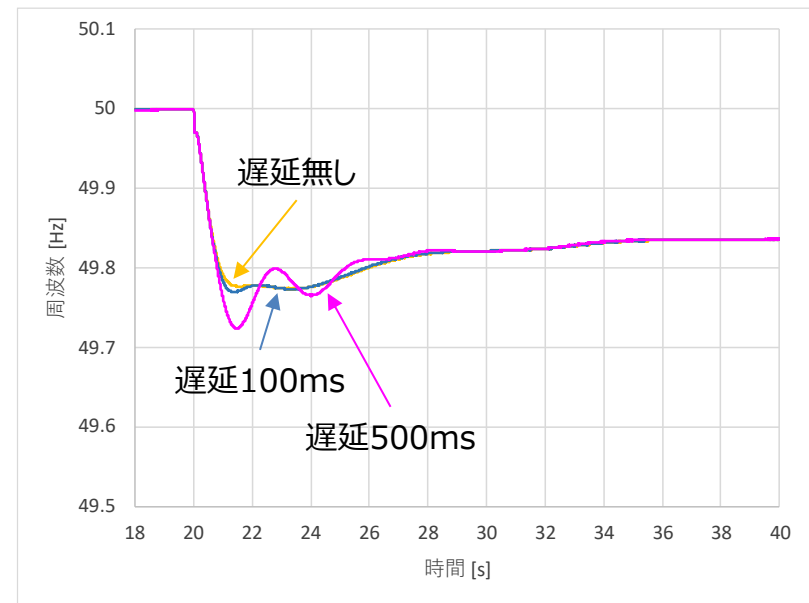
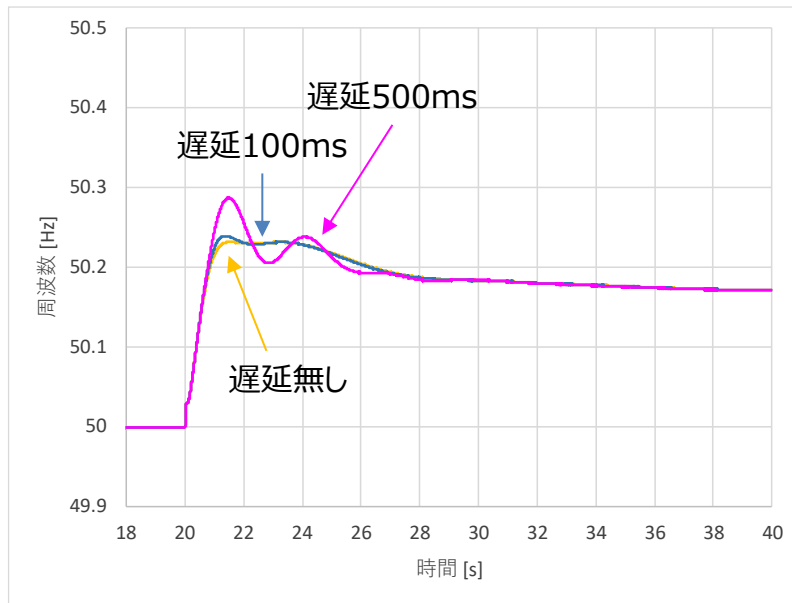
制御効果もAC連系の場合と概ね一致

10. ベースモデル開発・検証

一周波数調定率制御の効果確認結果（その2）

■ 通信遅延ありの場合もほぼ同等の効果となった。

○通信遅延の周波数変動抑制効果への影響評価



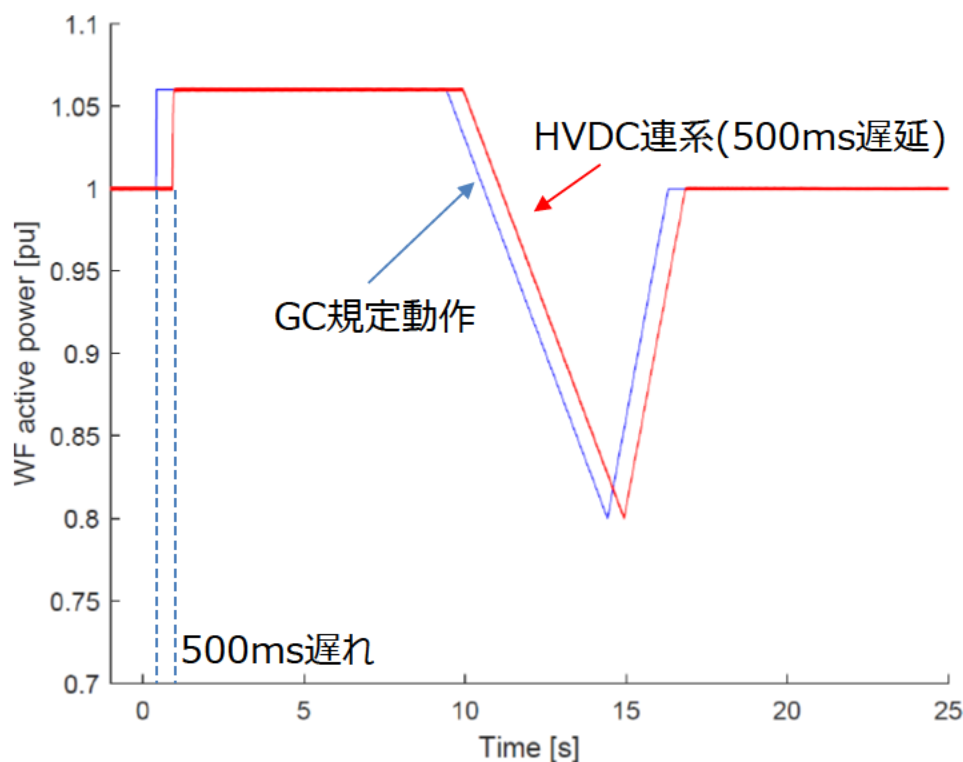
通信遅延が大きいと振動する場合があるが、
変動抑制効果に大きな差なし

10. ベースモデル開発・検証

ーIBFFR制御の動作・効果確認結果ー

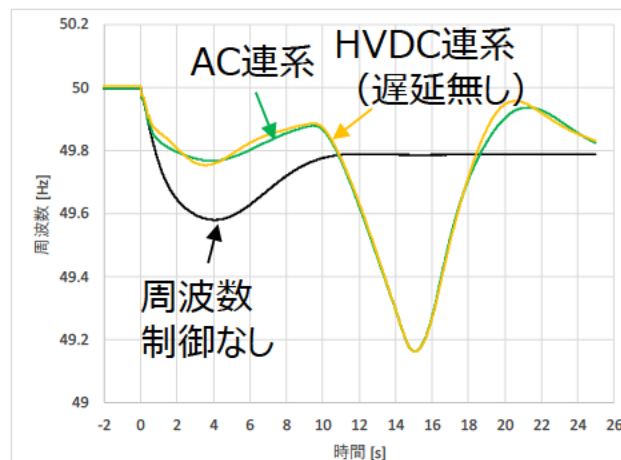
- AC連系とHVDC連系で同等の効果を確認。通信遅延ありの場合もほぼ同等の効果となった。
- 回復動作時に周波数低下しているが、適用する系統に応じてパラメータチューニングが必要となる。本事業ではWFの周波数制御の活用が目的のため、制御効果の最適化はスコープ外。

IBFFR出力特性

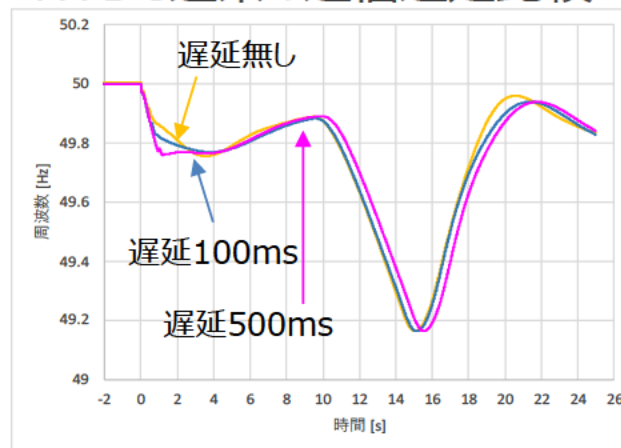


HVDCは通信遅延分だけ遅れて出力が変動。

AC連系とHVDC連系比較



HVDC連系の通信遅延比較



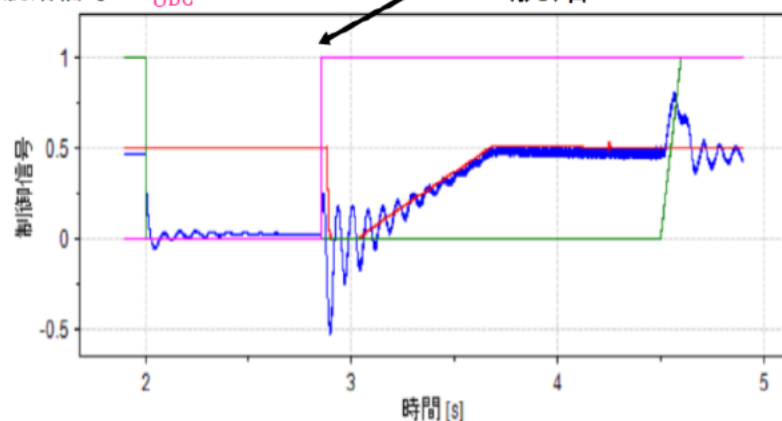
1 1. メーカーモデル開発・検証

■ 過渡安定度制御（暫定）の動作検証

- HVDCメーカーモデルに過渡安定度制御（暫定版）モデルを付加し、瞬時値解析ソフト（PSCAD）による動作検証を実施した。
- HVDCメーカーモデルに同じく過渡安定度制御（暫定版）を付加したモデルとの動作検証を比較した結果、ベースモデルと同様なロジックで変換器出力抑制できることを確認した。

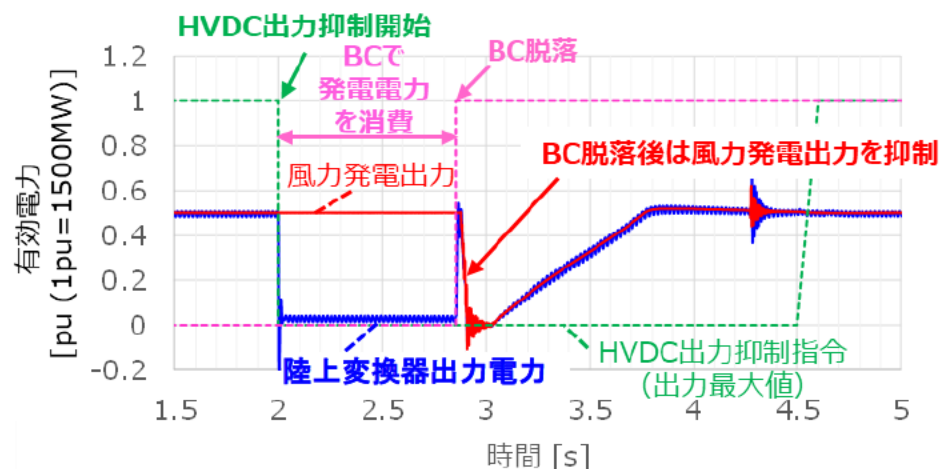
有効電力 P_{inv} [pu], P_{pcs} [pu], P_{order} [pu]
BC脱落信号 $Flag_{BC}$

BC脱落



ベースモデル（暫定結果）

BC:ブレーキングチョッパー



メーカーモデル（暫定結果）

1 2. 本事業のまとめ

■ ①ベースモデル開発による過渡安定度制御の系統安定化効果の概略検証

- HVDC（簡易電源モデル）とEAST30機モデルとの接続による実効値解析（PowerFactory）での検証を実施した。検証結果として、連系可能量の増加量は解析条件により、0～50万kWとばらつきがあった。

■ ②ベースモデル開発による過渡安定度制御の開発および検証

- 系統安定化リレー～発電機加速の間、HVDC出力を抑制する制御を開発した。
- 発電機回転速度を参照する理想的な制御において、過渡安定度向上効果を確認した。また、参考として簡易系統において30万kW連系可能量が増加した。
- 過渡安定度制御の第一波における自端での制御停止タイミング判定に課題があり、引き続き検討を行う。

■ ③ベースモデル開発による周波数制御の開発および検証

- 通信伝送とCVVF制御によって、陸上と洋上系統の周波数を一致させる制御を開発した。
- HVDCシステムに周波数調定率制御とIBFFR制御を導入することで、HVDC連系風車はAC連系と同等の出力特性と周波数変動抑制効果が得られた。

■ ④メーカモデル開発および検証

- HVDCシステムモデル（メーカモデル）を瞬時値解析ソフト（PSCAD）上で構築し、過渡安定度制御と周波数制御を実装した。過渡安定度制御では、汎用モデルと同様なロジックで変換器出力抑制できることを確認した。

■ ⑤上記制御を付加した汎用モデルとメーカモデルによる統合検証（今後の予定）

- 上記制御を付加したHVDCの汎用モデルとメーカモデル及び、EAST30機モデルと接続した統合検証を実施予定。各制御毎に汎用モデルとメーカモデルとの結果の比較を行い、同様な効果を発揮しうることを確認する。

1 3. 本事業後の対応

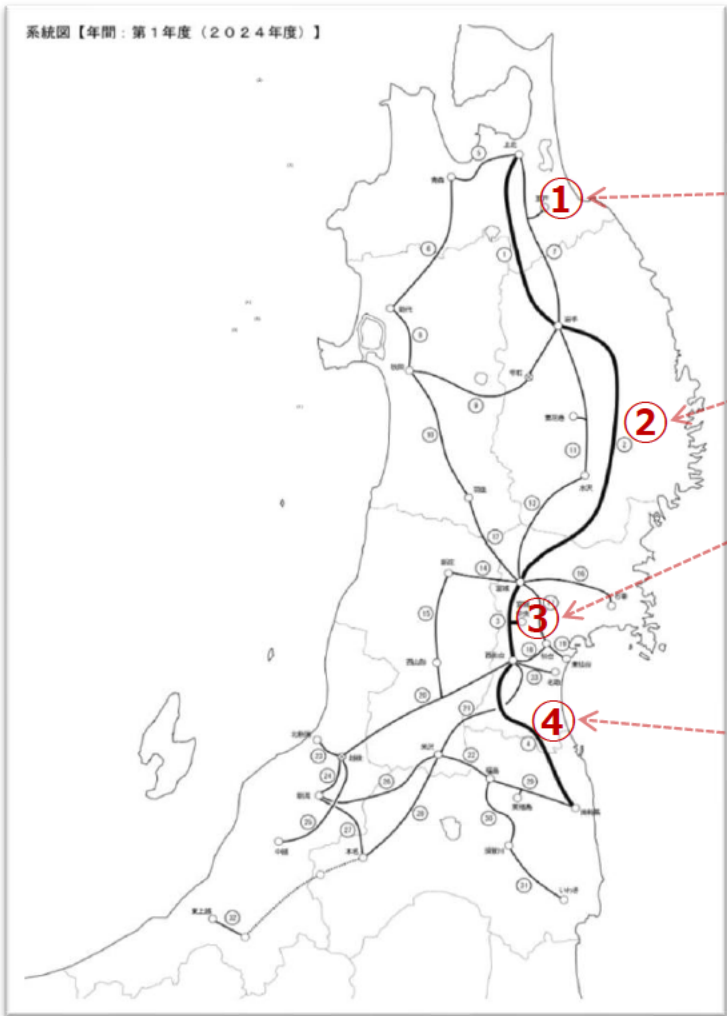
- 多機能HVDCシステムについて、制御方式の開発および検証を通じてその概念を確立する。得られた知見を踏まえ、グリッドコード策定に向けた基礎要件を整理する。
- 一般送配電事業者などで開発した制御方式の導入前動作確認を目的として、電力ユーザーやメーカーに公開可能かつベンダー依存のない汎用モデルを作成し、汎用モデルとその解説書を公開する。

以上

ご清聴ありがとうございました。

【参考】過渡安定度制御の検討対象

■ 広域機関の検討結果から、東北エリアにおいて、安定化装置による電制により過渡安定度対策を実施していることから、**比較的、過渡安定度が厳しい系統であることから、東北エリア系統を検討対象**として選定。



送電線名	制約要因	系統制御	想定故障	概算値 (万kW)	備考	決定要因
① 500kV 十和田幹線	熱	無	1 回線停止 に至る故障	573~597・494	夏季～冬季 直列機器	○
② 500kV 北上幹線	熱	無	1 回線停止 に至る故障	573~597・494	夏季～冬季 直列機器	○
③ 500kV 青葉幹線	熱	無	1 回線停止 に至る故障	507~528・494	夏季～冬季 直列機器	○
④ 500kV 常磐幹線	同期	電制	2 cct 3 Φ 6 LGO	—	安定化装置 による電制で 対応するため 制約値を設け ていない	

（出所）第2回将来の運用容量等の在り方に関する作業会 参考資料3「地内制約要因一覧（東北NW）」（24年8月29日、OCCTO）

【参考】周波数制御の背景（その1）

- 広域機関による将来の慣性力確保状況の試算（RoCoF評価）によると、2030年※¹および2050年※²を想定した場合の北海道、東北東京、中西6エリアを評価した結果、**2050年の中西6エリアのRoCoFは2.0Hz/sを超過**

<試算結果※³>

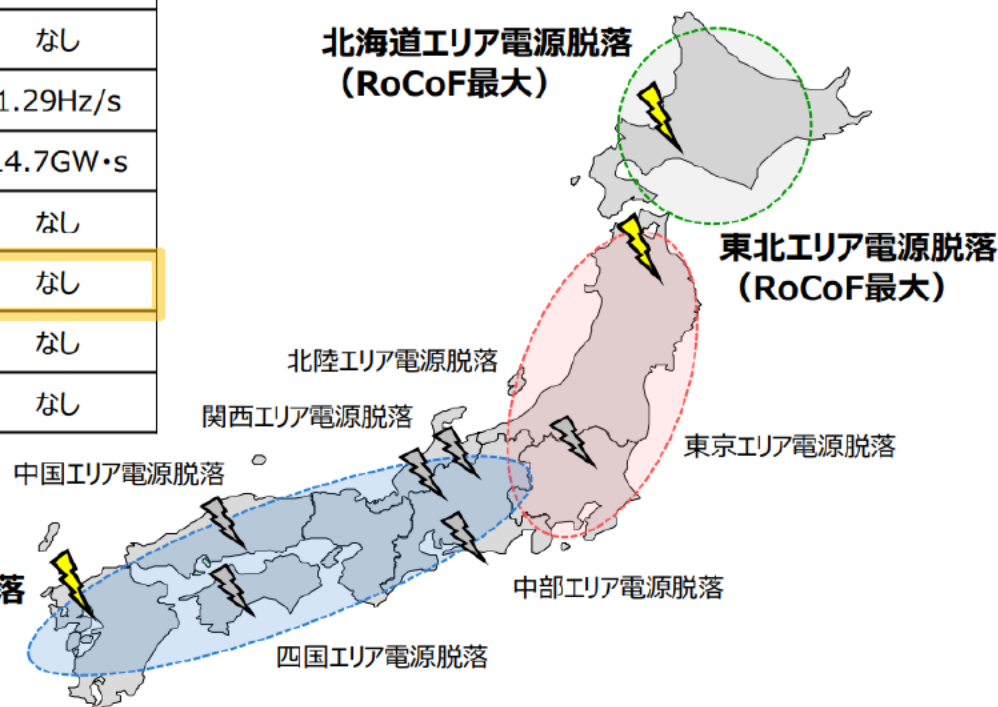
※¹ 第6次エネルギー基本計画の前提を置いた試算結果であり、需要や供給力バランスの想定が変われば、算定結果も異なる

※² マスタープランベースシナリオによる結果であり、需要や供給力バランスの想定が変われば、算定結果も異なる

		中西6エリア	東北東京	北海道
2030	RoCoF	1.92Hz/s	1.87Hz/s	1.12Hz/s
	Msys	261.6GW・s	198.9GW・s	21.7GW・s
	対策必要日数	なし	なし	なし
2050 with	RoCoF	2.39Hz/s	1.94Hz/s	1.29Hz/s
	Msys	139.5GW・s	170.3GW・s	14.7GW・s
	対策必要日数	4日/年	なし	なし
	慣性不足量	25GW・s・日	なし	なし
	対応策	同期電源の追加	なし	なし
	コスト	2.1~8.2億/年	なし	なし

※³ 発電機Msys最小断面(代表断面)による結果であり、前提条件が見直されれば、算定結果も異なる
同期電源の対策費用は270万~1050万円/GW・s・日と設定

九州エリア電源脱落
(RoCoF最大)



(出所) 第99回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料1 (24年7月23日、OCCTO)

過渡安定度制御の継続検討項目：制御停止タイミング

- 提案P制御は相差角の加速終了時に制御停止とすることで、最も高い効果が得られる。
- 制御停止が最適タイミングより早いまたは遅い場合、過渡安定度向上効果が減少する可能性がある。
- 今後の課題：HVDC変換器自端での停止タイミング判定方法
 - 事故直後にPLLで周波数を正しく判定できない課題あり。
 - 最適な停止タイミングから早い・遅いタイミングとなった場合に、制御効果への影響も確認する。

制御
開始

早い

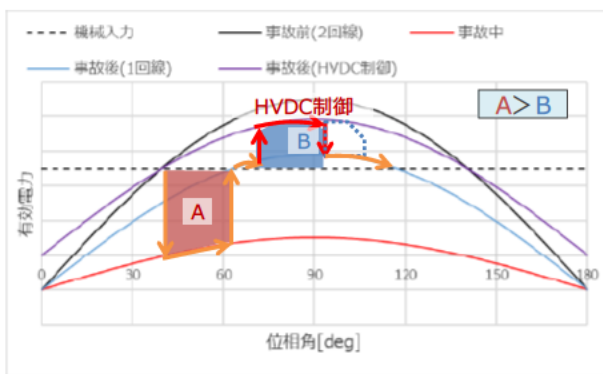
最適

遅い

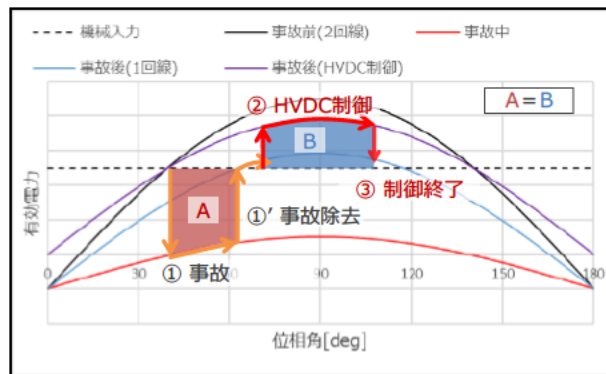
加速中に制御停止

加速終了時に制御停止

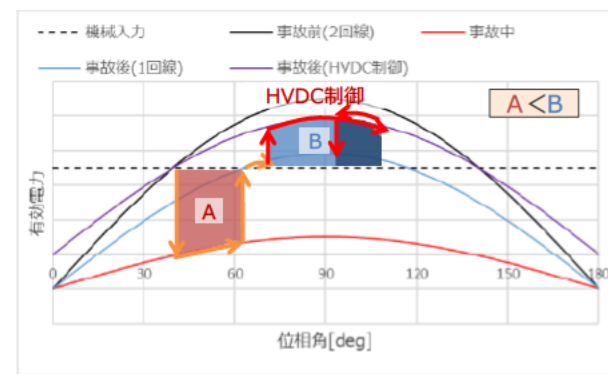
減速中に制御停止



提案P制御によって得られる
減速エネルギーが不足
→1波目の最大相差角が増加



提案P制御によって得られる
減速エネルギーはA=B
→最大相差角を最も抑えられる



提案P制御によって得られる
減速エネルギーが過剰
→2波目の最大相差角が増加