



Title	再生可能エネルギー電源の導入拡大に貢献する高電圧直流送電システムの制御方式に関する研究
Author(s)	中村, 綾花
Degree Grantor	北海道大学
Degree Name	博士(工学)
Dissertation Number	甲第16022号
Issue Date	2024-03-25
DOI	https://doi.org/10.14943/doctoral.k16022
Doc URL	https://hdl.handle.net/2115/93903
Type	doctoral thesis
File Information	Ayaka_Nakamura.pdf



博士論文

再生可能エネルギー電源の導入拡大に貢献する
高電圧直流送電システムの制御方式に関する研究

中村綾花

2024 年 1 月

北海道大学 大学院情報科学院
システム情報科学コース

本論文は北海道大学大学院情報科学院に
博士（工学）授与の要件として提出した博士論文である。

中村綾花

審査委員：	主査	原亮一	准教授
	副査	北裕幸	教授
		五十嵐一	教授

再生可能エネルギー電源の導入拡大に貢献する 高電圧直流送電システムの制御方式に関する研究*

中村綾花

概要

近年、洋上風力発電所（Wind Farm：WF）は大量導入、コスト低減、経済波及効果が期待され、世界的に導入拡大が進められている。洋上 WF は広範囲で、かつ海岸線に沿って設置されるが、地域間の連系線容量は系統容量に比して小さいため、再生可能エネルギーの更なる導入には連系線の拡充が重要である。そこで、面的に分散して建設された複数の洋上 WF の発電電力を大需要地まで送電する手段として、複数の交直変換所（端子）から構成される、高電圧直流送電（High Voltage Direct Current：HVDC）システムの活用が期待され、関連技術の開発が進められている。

多端子 HVDC システムは、複数の洋上 WF の発電電力を、送電ロスが少ない直流で送電することが可能なため、効率的な長距離送電を実現できると考えられる。しかしながら、特定の2地点間を接続する従来の HVDC システムよりも回路構成が複雑であり、直流系統内の潮流をより綿密に制御することが必要となるなど、技術的な課題が多く残っている。また、多端子 HVDC システムの直流区間において故障が検出された場合、直流遮断器により故障区間のみを遮断することで、事故の影響を大きく受けていない健全回路のみを用いた縮退運転に移行することができる。縮退運転時においてもシステムを停止することなく運転継続を行うためには、故障区間の遮断後のシステム構成を考慮した有効電力・直流電圧制御が必要不可欠である。そこで本論文では、これらの特徴を考慮した多端子 HVDC システムの変換器制御方式を提案する。

更に、多端子 HVDC システムは、2 端子 HVDC システムと同様、各端子の融通電力を調整することで、当該端子が接続している交流系統の周波数制御に寄与することが可能である。しかしながら、多端子 HVDC システムは直流区間を介して複数の陸上、洋上系統で相互に接続され、それらの系統間で電力融通を行うため、各端子における緊急時融通電力量の各端子での配分の決定方法や、周波数サポート時における各端子の運転特性の切替について考慮する必要がある。2 端子 HVDC システムを対象に開発された周波数制御手法をそのまま適用することは困難である。そこで本論文では、系統安定度向上に貢献する HVDC システムの運用手法を提案する。

また、提案手法を適用したシミュレーション解析により、これらの有効性を評価する。

キーワード：高電圧直流送電、多端子直流送電システム、潮流制御、洋上風力発電

*北海道大学大学院情報科学院システム情報科学コース、博士論文、SSI-DT46215034、2024 年 1 月 5 日

Study on Control Strategies of HVDC Systems Contributing to Expanding the Introduction of Renewable Energy[†]

Ayaka NAKAMURA

Abstract

Renewable energy sources have been attracting worldwide attention because of environmental issues, for example the global warming. In addition, the High Voltage Direct Current (HVDC) system is being developed as a gateway system for offshore wind farm (WF) integration and as an inter-regional transmission system. Compared with the conventional point-to-point HVDC system which connects two specific points, Multi-terminal HVDC (MTDC) system has multiple converter stations to realize the flexibility of power dispatch control and better economic efficiency. Therefore, it can be used in the WF integration in different regions. However, the circuit configuration of MTDC system is more complex than that of point-to-point HVDC system and many operational issues remain for practical use, such as the need for more precise power flow control in the dc system. In addition, conventional control methods of HVDC system do not consider operation under transient conditions, e.g., when a dc fault occurs on a dc transmission line. Therefore, this paper proposes a new active power and dc voltage control strategy that maintains stable operation even when the MTDC system is partially isolated because of a dc fault occurrence.

Furthermore, the MTDC system can contribute to the frequency support of the AC system by regulating the output power of each terminal in the same way as a 2-terminal HVDC system. However, it is difficult to apply the frequency control method developed for 2-terminal HVDC systems to MTDC system without modification. Therefore, this paper proposes an emergency frequency control method that enables appropriate allocation of the amount of output power reference determined according to the frequency deviation to multiple terminals. The effectiveness of the proposed method is evaluated through simulation analysis by applying the proposed method. The effectiveness of the proposed control strategy is confirmed through the simulation analysis by PSCAD/EMTDC.

Key words: HVDC, multi-terminal HVDC, power flow control, offshore wind farm

[†]Doctoral Thesis, Division of Systems Science and Informatics, Graduate School of Information Science and Technology, Hokkaido University, SSI-DT46215034, January 5, 2024

目次

第1章 序論	1
1.1 本論文の背景	1
1.2 再生可能エネルギー電源導入拡大が電力系統に与える影響	4
1.2.1 再生可能エネルギー電源導入拡大に伴う課題	5
1.2.2 地域間連系線の活用による洋上風力発電の導入拡大に関する動向	7
1.3 高電圧直流送電システムに関する研究の動向	8
1.3.1 2端子 HVDC システムの役割と運用例	9
1.3.2 多端子 HVDC システムへの拡張と運用例	12
1.4 本研究の目的と構成	15
第2章 HVDC システムの交直変換器制御	17
2.1 想定する前提条件	17
2.2 代表的な交直変換器制御方式	19
2.3 提案する可変電圧閾値による有効電力・直流電圧制御手法	21
2.3.1 DC-AVR 運転優先順位の決定手法	21
2.3.2 各端子の運転特性切替決定手法	21
2.3.3 誤動作対策	24
2.4 シミュレーション解析による提案手法の有効性評価	25
2.4.1 解析条件	25
2.4.2 解析結果	27
第3章 直流区間における故障発生を想定した多端子 HVDC システムの運用	36
3.1 想定する前提条件	37
3.2 可変電圧閾値に基づく緊急時制御手法	37
3.2.1 緊急時制御への切替手法	38
3.2.2 解析条件	39
3.2.3 解析結果	42
3.3 離散ウェーブレット変換による故障検出手法に関する検討	49
3.3.1 DWT を用いた運転特性切替手法	49
3.3.2 解析条件	50
3.3.3 解析結果	52
3.4 可変電圧閾値及び DWT を用いた緊急時制御手法	55
3.4.1 可変電圧閾値及び DWT を用いた運転特性切替手法	55
3.4.2 解析条件	56
3.4.3 解析結果	57
第4章 系統安定度向上に貢献する多端子 HVDC システムの運用	62

4.1	想定する前提条件	62
4.2	提案する周波数制御手法	63
4.2.1	各端子の運転特性切替決定手法	63
4.2.2	緊急時融通電力量の算出方法	65
4.3	シミュレーション解析による提案手法の有効性評価	66
4.3.1	解析条件	66
4.3.2	解析結果	68
4.4	HVDC システムに適用する仮想同期発電機制御	78
4.4.1	仮想同期発電機制御の理論的背景	79
4.4.2	提案する仮想同期発電機制御手法	80
4.4.3	電圧制御手法	82
4.4.4	解析条件	83
4.4.5	解析結果	86
第5章	結論	93
5.1	本論文のまとめ	93
5.2	今後の展望	95
参考文献		97
著者が発表した論文		101
謝辞		103
付録		104

図目次

図 1.1 日本の風力発電の導入推移 ^[2]	1
図 1.2 2022 年における世界の洋上風力発電導入量 ^[3]	2
図 1.3 日本における洋上風力発電の導入ポテンシャルマップ ^[8]	4
図 1.4 日本における洋上 WF のポテンシャル推計値 ^[8]	5
図 1.5 2040 年における国際連系線の導入見込み ^[14]	8
図 1.6 他励式 HVDC システムの回路構成例 ^[18]	9
図 1.7 自励式 HVDC システムの回路構成例 ^[18]	10
図 1.8 欧州における自励式 HVDC システム ^[19]	11
図 1.9 HVDC システムの構成イメージ	13
図 1.10 システム構成の概略図	14
図 2.1 想定する多端子 HVDC システムの概略図	18
図 2.2 コンバータ制御モデル	18
図 2.3 各端子における $P - V_{dc}$ 運転特性	19
図 2.4 電圧マージン方式における運転特性	20
図 2.5 提案手法のフローチャート	22
図 2.6 4 端子 HVDC モデル	23
図 2.7 HVDC モデルの等価回路	23
図 2.8 運転特性切替のイメージ	24
図 2.9 VSC2 の運転特性 (Case 1-1, Case 1-2)	27
図 2.10 直流電圧	28
図 2.11 直流電圧 (Case 2-1)	29
図 2.12 直流電圧 (Case 2-2)	30
図 2.13 VSC2 の運転特性 (Case 2-3)	32
図 2.14 直流電圧 (Case 2-3)	32
図 2.15 VSC2 の運転特性 (Case 2-3, Case 3)	34
図 2.16 各端子の出力電力 (Case 2-3, Case 3)	34
図 2.17 直流電圧 (Case 3)	35
図 3.1 ハイブリッド DCCB モデル ^[39]	37
図 3.2 可変電圧閾値に基づく緊急時制御のフローチャート	39
図 3.3 6 端子 HVDC モデル	40
図 3.4 直流電圧 (Case 1-1 ~ Case 1-3)	43
図 3.5 直流電圧 (Case 2-1 ~ Case 2-3)	44
図 3.6 直流電圧 (Case 3-1 ~ Case 3-4)	46

図 3.7 出力電力	47
図 3.8 運転特性	48
図 3.9 DWT を用いた MRA (3 レベルの場合の例)	50
図 3.10 6 端子 HVDC システム	50
図 3.11 ウェーブレット係数のピーク値	51
図 3.12 ウェーブレット係数	52
図 3.13 ZONE2 における各端子の直流電圧	54
図 3.14 Zone 2 における出力電力 (Case 2)	54
図 3.15 各端子の運転特性	54
図 3.16 緊急時制御手法のフローチャート	56
図 3.17 想定する多端子 HVDC システム	57
図 3.18 直流電圧	58
図 3.19 ウェーブレット係数	58
図 3.20 出力電力	59
図 3.21 各端子の運転特性	59
図 3.22 直流電圧	60
図 3.23 ウェーブレット係数	60
図 3.24 出力電力	61
図 3.25 各端子の運転特性	61
図 4.1 N 端子 HVDC システムの概略図	63
図 4.2 提案する周波数制御のフローチャート	64
図 4.3 6 端子 HVDC システム	67
図 4.4 IEEE9 母線モデル系統	67
図 4.5 周波数 (Case 1-1~Case 1-4)	69
図 4.6 各端子の出力電力	70
図 4.7 VSC1 及び VSC2 の運転特性 (Case 1-4)	71
図 4.8 直流電圧	71
図 4.9 周波数 (Case 2-1~Case 2-4)	73
図 4.10 各端子の出力電力	74
図 4.11 VSC1 及び VSC2 の運転特性 (Case 2-4)	74
図 4.12 直流電圧	75
図 4.13 周波数 (Case 3-1~Case 3-3)	77
図 4.14 各端子の出力電力	77
図 4.15 VSC1 及び VSC2 の運転特性 (Case 3-3)	78
図 4.16 直流電圧 (Case 3-3)	78
図 4.17 等価発電機 1 台による周波数解析モデル	80
図 4.18 PID 制御に基づく VSC 制御モデル	81
図 4.19 複数の制御電源を対象とした VSG 制御システム	82
図 4.20 電圧制御モデル	83
図 4.21 想定する電力系統モデル	84

図 4.22 タイムシーケンス	85
図 4.23 各 FLC の入出力関係	86
図 4.24 風力発電機端子電圧	89
図 4.25 系統周波数	90
図 4.26 HVDC システムの出力電力	91

表目次

表 1.1 各国の洋上風力発電の導入に関する政策目標 ^[2]	3
表 2.1 各パラメータ	26
表 2.2 シミュレーションケース	26
表 2.3 各端子の出力電力	27
表 2.4 各端子の出力電力 (Case 2-1)	29
表 2.5 各端子の出力電力 (Case 2-2)	30
表 2.6 各端子の出力電力 (Case 2-3)	31
表 2.7 各端子の出力電力 (Case 3)	33
表 3.1 シミュレーションケース	41
表 3.2 定常時における各 VSC の運転特性	41
表 3.3 健全回路における DC-AVR 運転端子の有無	41
表 3.4 各 VSC の運転特性	52
表 3.5 ウェーブレット係数のピーク値	53
表 3.6 ウェーブレット係数のピーク値	59
表 3.7 ウェーブレット係数のピーク値	61
表 4.1 各端子の運転特性 (Cases 1-1～Case 1-4)	68
表 4.2 各端子の運転特性 (Cases 2-1～Case 2-4)	73
表 4.3 各端子の運転特性 (Cases 3-1～Case 3-3)	76
表 4.4 ルールベース (FLC-I)	85
表 4.5 ルールベース (FLC-II)	85
表 4.6 解析結果	91

第1章 序論

1.1 本論文の背景

世界的な平均気温上昇による気候変動に対する取り組みとして、2015年の第21回気候変動枠組条約締約国会議（COP21）でパリ協定が採択されて以降、加盟国はそれぞれ温暖化ガス排出削減目標を提出しており、2050年までのCO₂ネットゼロを掲げる国も増えている。水力や太陽光、風力といった再生可能エネルギー（Renewable Energy：RE）は、石油や石炭等の化石燃料と異なり、利用時に温室効果ガスであるCO₂を排出しないため環境への負荷が少なく、化石燃料代替による温室効果ガス削減に大きく貢献するものである。このような背景から、RE電源の導入拡大が期待されており、中でも風力発電は低コスト、高いエネルギー変換効率といった優れた特性から世界的に注目されている。風力発電の導入量は年々増加しており、2022年時点で約78GWであった世界全体の風力発電累計導入量は、2027年末には155GWを超える見込みである^[1] 特に、風力発電は欧州を中心に全世界で導入が拡大しており、近年では中国・台湾・韓国を中心にアジア市場の急成長が見込まれる。図 1.1 に示すように、我が国においても海岸に近い陸地や孤島など、年間を通じて風況の良い場所を選んで着実にWFの設置が進められている^[2]。

なお、風力発電所（Wind Farm：WF）は陸上に風車を設置する「陸上WF」と、海上や港湾内に風車を設置する「洋上WF」の2種類に大別される。陸上WFは、沿岸部や山間などの風況の良い場所が選ばれるが、立地規制の対象になっている地域も多いため、導入量には限界がある。近年、風況や立地制約などの面で新たに陸上WFを導入可能な地域が減少すると予想される中、

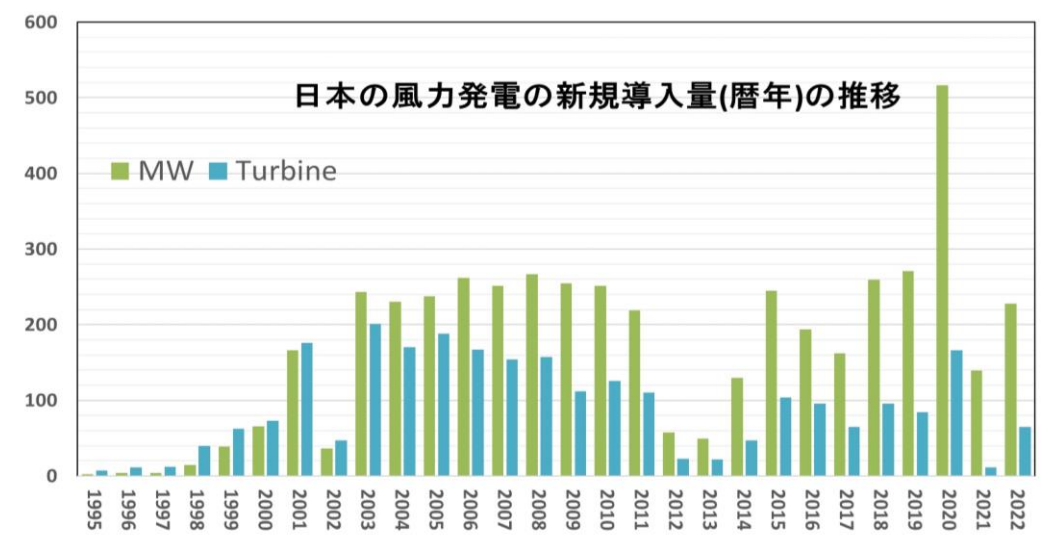


図 1.1 日本の風力発電の導入推移^[2]

風力発電の導入拡大を図るために、海域を利用した洋上 WF の導入拡大が期待されている。洋上 WF は建物や地形に風を遮られることなく安定的に発電が可能であり、土地や道路の制約がなく、大型設備を建設可能といった特徴を持つことから、大量導入に積極的な国や地域は多い。図 1.2 に示すように、2022 年における洋上 WF の新規導入量は、欧州と中国で全体の 93%を占めており、累計導入量では、欧州と中国はほぼ並びとなり、国別では中国が全体の 48%を占めている^[3]。中国は、2022 年末時点で稼働中 105 カ所、開発中 36 カ所、導入可能性があるものが 128 カ所、計画またはライセンス済 23 カ所の合計 292 カ所の洋上 WF を有しており、2 番目に多いイギリス (148 カ所) の約 2 倍となるなど、積極的に洋上 WF の大量導入が進められている^[4]。日本においても風力発電の導入は陸上を中心に急速に増加しており、風力発電の導入量は 2022 年時点で陸上 WF が約 4.6GW、洋上 WF が約 135.6MW であった^[2]。なお、洋上 WF は、海底に杭などの基礎構造物を設置してその上に風車を乗せる「着床式 WF」と、浮体の上に風車を乗せる「浮体式 WF」の 2 種類に分類される。現状においては、コスト面で有利な着床式が一般的に導入されている。

更に、表 1.1 に示すように、欧州各国では明確な洋上 WF の導入政策目標を掲げており、欧州連合 (Europe Union : EU) では 2050 年までに少なくとも 300GW 以上の導入を目指している^{[2][5]}。また、中国では 2060 年 CO₂ ネットゼロを掲げ、風力および太陽光発電の設備容量を 2030 年までに 1,200 GW 以上とする目標を掲げている。更に、イギリスでは 2019 年時点において 9.9 GW の洋上 WF 累計導入量となっており、この時点で世界全体の約 33%を占めているなど、特に市場が盛んな傾向にある。なお、イギリスは国土面積が狭く人口密度が高いため、発電設備を設置できる土地に制限がある一方で、海岸線が長く排他的経済水域 (Exclusive Economic Zone : EEZ) が広範囲であるという特徴がある。洋上 WF は海洋上に発電装置を設置するため、陸上よりもしっかりと基盤を設置する必要がある。遠浅の海が広がっている場合、海底に直接装置を設置できるため、波や風の影響にも耐えうる洋上風力発電の設置が可能となる。そのためイギリスでは、導入量に限界がある陸上 WF ではなく、EEZ を活用した洋上 WF の導入が進んだ背景がある。四方を海に囲まれた我が国においても、海岸線が長く EEZ が広い点でイギリスと似た状況にあり、洋上 WF を導入する余地は多く残されていると考えられる。ただし、日本近海の多くは水深 50 メートル以上であり遠浅の地形が少なく、欧州などと比較して水深が深いことから、海底に基礎を築く着床式風力発電を設置することが難しいと考えられている。なお、日本の国土面積は世界 61 位であるが、領海と EEZ を合わせた面積は世界 6 位であり、海域を利用する洋上 WF のポテンシャル

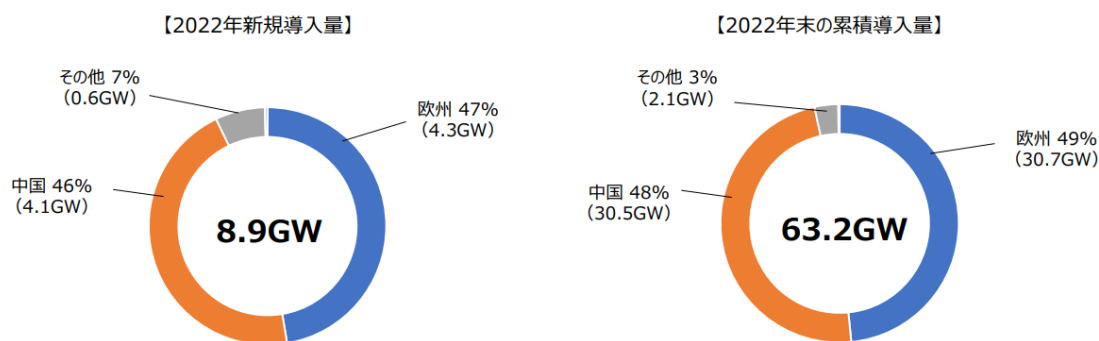


図 1.2 2022 年における世界の洋上風力発電導入量^[3]

表 1.1 各国の洋上風力発電の導入に関する政策目標^[2]

地域・国	政策	目標	設定年
EU	EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future	2030 年までに少なくとも 60GW, 2050 年までに 300GW	2020 年
イギリス	British Energy Security Strategy	2030 年までに 50GW	2022 年
ノルウェー	政府宣言	2040 年までに 30GW	2022 年

ルは極めて大きい^[6]。

そこで、我が国においては深い海域でも設置可能な、風力発電機を海の上に浮かべる浮体式洋上風力発電が主力となることが想定され、関連技術の開発が進められている。着床式 WF が浮体式 WF に対して経済的に有利な境界水深は約 60 m とされており、国内で浮体式 WF を開発できる海域の余地は、着床式の 3 倍に達するという試算もある。なお、浮体式 WF は EEZ など風の強い海域に設置可能であるため、十分にコスト競争力を持つ電源となることが期待される。従って、我が国においては着床式と並行して浮体式 WF の開発を進めることにより、RE 電源の導入拡大に貢献できるものと考えられる。なお、水深の浅い水域には限りがあることから、将来的には深い水深での WF の建設が必要となることを見越して、欧州においても浮体式 WF を導入する動きがある。近年、主に欧州において浮体式 WF の導入が急速に拡大しており、世界風力エネルギー協会（Global Wind Energy Council : GWEC）は、全世界での浮体式 WF 導入量は 2019 年時点では 0.066GW であったが、2030 年には 9.5GW（うち欧州で 7GW）に到達するものと予想している。

また、日本政府は 2020 年 10 月、2050 年までに温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする、カーボンニュートラルを目指すことを宣言しており、これの実現に向けて RE 電源の導入拡大が推進されている。2021 年に示された第 6 次エネルギー基本計画では、2030 年に向けたエネルギー供給構造や電源構成などが定められた。ここでは、2030 年の日本における電源構成において RE 電源が占める比率を 36～38%としたが、その中でも洋上風力発電を RE 主力電源化の切り札と位置づけ、風力発電の導入目標を 10GW から 23.6GW に引き上げるなど、風力発電の大量導入に向けた動きが大きくなっている。更に、洋上 WF の産業競争力強化に向けた経済産業省・国土交通省の官民協議会において 2020 年 12 月に発表された洋上風力産業ビジョン（第 1 次）では、2030 年までに 10GW、2040 年までに 30～45GW の導入目標を掲げるとともに、案件形成の加速化のほか送電網や拠点港湾などのインフラの計画的整備を行うことが示された^[5]。加えて、海洋 RE 発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律の施行など、洋上 WF 導入拡大に向けて必要な法整備も進められている。このような背景のもと、現在、日本では更に規模の大きな洋上 WF の建設が進められており、今後より多くの電力需要を RE 電源によりまかなえるようになることが期待されている。

以上のように、地球環境問題をはじめとするエネルギー問題の解決に向けて、世界的に WF に代表される RE 電源の導入拡大が進んでいる。我が国においては、EEZ において洋上 WF を導入する余地が多く残されていると考えられており、特に、深い海域でも設置可能な浮体式洋上風力発電の主力電源化が期待されている。このような背景のもと、洋上 WF といった RE 電源の活用を前提とした、電力系統の運用方法や関連技術の開発は急務であると考えられる。

1.2 再生可能エネルギー電源導入拡大が電力系統に与える影響

前節でも述べたように、近年、化石燃料使用時に排出される温室効果ガスが地球温暖化を招くなど地球環境問題が深刻化する中で、RE 電源主力電源化に向けて WF に代表される RE 電源の導入拡大が期待されている。ただし、RE 電源の導入拡大に伴って、既存の電力系統に様々な影響が及ぶものと考えられており、RE 電源の大量導入に向けては技術的課題が未だ多く残っている。

現在、電力系統に接続される発電機は基本的に同期発電機（Synchronous Generator : SG）である。ここで、系統慣性（以下、慣性）は系統内における SG の慣性の合計に概ね相当する。この系統の慣性が大きいほど、発電と需要のバランスが崩れた際、周波数が変化しづらくなるため、電力システムの安定性が高くなる^[7]。しかしながら、太陽光発電や風力発電などのインバータ電源（非同期電源）は、水力発電や火力発電などの従来電源とは異なり、一般的に回転機が提供する慣性力や同期化力を保有しない。今後、非同期電源が増え、これまで活用してきた系統内の SG の運転台数が相対的に減少すると、回転周期を保とうとする慣性が弱くなり、系統安定性の低下が懸念される。

また、図 1.3 に日本における洋上 WF のポテンシャルマップ、図 1.4 に洋上大型風力発電の推計値を示す^[8]。ここで、導入ポテンシャルとは、エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量を意味している^[9]。ここでは、洋上 WF の導入ポテンシャルは、年間平均風速が 6.5 m/s 未満、陸地から 30 km 以上、水深 200 m 以上の箇所、国立・国定公園（海域公園）の敷地を除いて推定されている。図 1.3 より、年間平均風速が 8.5 m/s 以上である赤・オレンジ色で示した洋上 WF の適地は、一部地域に偏在していることがわかる。特に、北海道や東北、九州における導入ポテンシャルは約 45GW と、全体のおよそ 80% を占めて

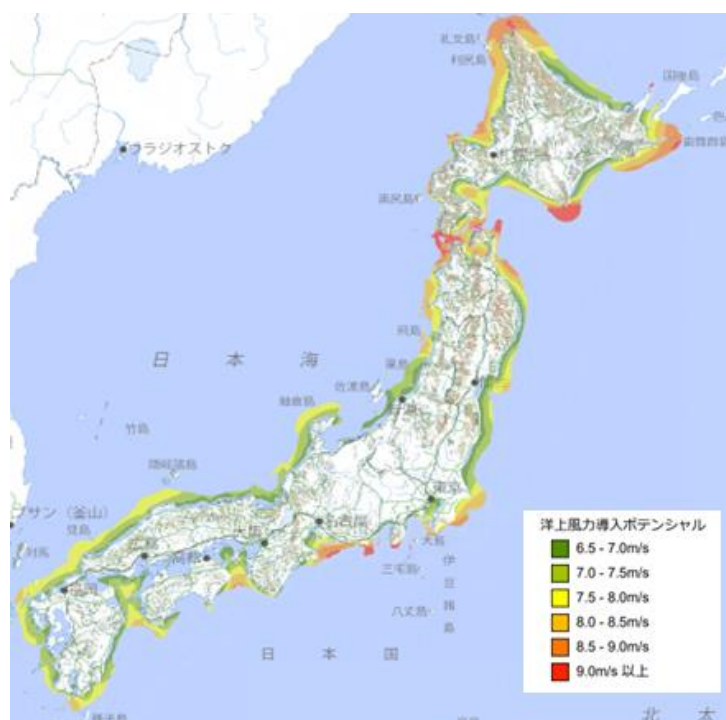
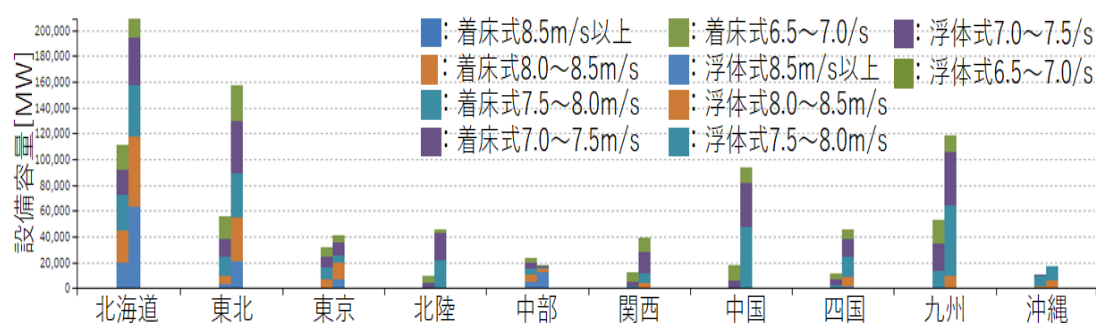


図 1.3 日本における洋上風力発電の導入ポテンシャルマップ^[8]

図 1.4 日本における洋上 WF のポテンシャル推計値^[8]

おり、本州の日本海側は東北や九州を除いて、あまり大きな導入ポテンシャルがないことが図 1.4 からも確認できる。なお、先述した推計値通りに WF の導入を実現することは現実的には困難であるものの、今後の RE 電源拡大においては地域的に偏りが生じることは明らかである。一方、我が国における大需要地は東京、中部、関西の各エリアに多い傾向がある。このように、洋上 WF の適地と電力大需要地とは離れた場所にあるため、洋上風力のポテンシャルを生かすためには長距離を効率的に送電する技術が必要となる。仮に、導入ポテンシャルに沿って洋上 WF の導入が推進された場合、大需要地への効率的な送電が進展しなければ、エリア内での電力需給バランスを崩すことが懸念される。また、国際エネルギー機関（International Energy Agency : IEA）によると、日本の洋上 WF の導入ポテンシャルは、アジアで最大であると報告されている。このポテンシャルのうち、離岸距離が 60km 以内の海域だけで、日本の総電力需要の 2 倍以上に相当するものと見込まれている。なお、我が国における洋上 WF 導入ポテンシャルのうち、浮体式に適した水深 60m 以上の海域が 98% 以上を占めている。そのため、我が国における RE 電源の導入拡大には、浮体式 WF に関連する技術開発が不可欠である。

本節では、以上のような RE 電源の大量導入が既存の電力系統に与える影響とその解決方策について説明する。なお、系統安定性への影響については 1.2.1 項、送電線容量に関する課題と地域間連系の活用については 1.2.2 項に、それぞれ分けて述べる。

1.2.1 再生可能エネルギー電源導入拡大に伴う課題

先述のように、従来の水力発電、火力発電などで用いられる SG は慣性力を保持しており、電力系統の周波数と同期して回転している。電力系統内で需給バランスが崩れ、周波数が変動しようとしても、回転体が保持する慣性力によって同一の速度で回転しようとする作用が働くことで、出力が調整されて周波数の低下を防ぐことができる。このため、SG が十分多く連系される系統において、大規模な電源脱落や送電線故障の発生に対しても、ある程度系統周波数が安定するという特徴を持つ^[10]。一方、近年導入量が増加している太陽光発電や風力発電に代表される RE 電源の多くは、インバータを用いた直流電力の交流電力への変換を介して電力系統へ接続している。このインバータ電源は、一般的に PLL（Phase Locked Loop）制御により系統周波数と同期している。そのため、タービン等の機械的な回転体を有する SG とは異なり、パワーエレクトロニクス・デバイスによって構成される静止器であるため、通常、回転体の慣性力や同期化力に相当する機能を具備していない。このため、インバータ連系型の RE 電源が大量導入され、通常の SG の起

動台数が系統から相対的に減少すると、電力系統全体の回転体による慣性力の保有量が低下する^[11]。慣性が低下すると、電源脱落等の事故直後における周波数変化率 (Rate of Change of Frequency : RoCoF) や周波数最低値 (以下, Nadir) が悪化し、最悪の場合、連鎖的に電源が脱落することによって大規模停電 (ブラックアウト) に至ることが懸念される。そのため、インバータ連系型 RE 電源の大量導入などにより、非同期電源の導入比率が増加することが想定される状態においては、このような事態を回避するために電力系統において安定供給に必要な慣性力や同期化力を確保するための方策について検討する必要がある。更に、各電源が災害時等においても十分に安定供給維持に貢献するためにも、慣性力確保に向けた検討は重要である。なお、この慣性低下に伴う問題は、RE 電源の導入ポテンシャルが高く、比較的小規模かつ独立した離島等の電力システムにおいて顕著になるものと考えられる。実際に、2016 年 9 月には、RE 電源の大量導入が進んでいる南オーストラリアにおいて、慣性力不足が原因とみられる大規模停電が発生している。

以上のような非同期電源の増加に伴う慣性力低下に関連する問題は、RE 電源の比率拡大に対応するために世界各国で検討が進められている。中でも、アイルランドやイギリスといった風力発電の導入割合が大きく、かつ周囲との系統連系が弱く孤立性が高い地域において中心的課題として議論されている。慣性の低下問題に関する総合的な技術研究開発の例としては、欧州において、2016 年から 2019 年に研究開発プログラム Horizon 2020 の一環として MIGRATE という慣性力関連の基礎検討を行うプロジェクトが実施された。MIGRATE では、パワーエレクトロニクスで接続される機器の大量導入に関して、課題の把握と定義、リアルタイムの測定と制御、システムの制御と運用、送電網の保護、電力品質に関する包括的な取り組みが行われた^[12]。イギリスでは、この MIGRATE での研究成果を活用し、慣性のモニタリング、慣性供給に関する市場開設の準備が進められている。また、アメリカでは、国立再生可能エネルギー研究所 (National Renewable Energy Laboratory : NREL) が課題解決のロードマップを発表するなど、慣性低下に関する問題に対して総合的な取り組みを行っている^[13]。このように、将来、電力系統を安定させつつ RE 電源の導入を促進するため、RE 電源の大量導入時に懸念される慣性力の低下対策に関する基盤技術開発が世界的に実施されている。

この慣性力低下に伴う問題の解決策の一つとして、同期発電機を増設して瞬時予備力を増加させる方法が考えられるが、偶発的事故に対するコスト増の観点から非現実的である。また、電源脱落などの事故発生時において、不足した電源分に相当する負荷を遮断することで需給バランスを保ち、周波数の低下を防ぐ方法も考えられる。ただし、この負荷遮断を系統側で実施する場合には、供給信頼度を損ねるといった観点で課題が残る。また、需要家側で負荷遮断を行う場合には、デマンドレスポンスの発動により電圧変動が生じることが懸念される。

そこで、近年では慣性力を持たない静止型電力変換器に同期発電機の挙動を模擬させ、あたかも慣性力があるように動作させる仮想同期発電機 (Virtual Synchronous Generator : VSG) 制御と呼ばれる概念が登場しており、これに関連する様々な研究が進められている。VSG 制御は、非同期電源の出力や交流電圧において、同期発電機と同様の挙動をさせる制御手法である。同期発電機の慣性を含む動揺方程式を満足するように振舞わせることで、仮想的な慣性をもたせることができるといった特徴を持つ。この VSG 制御方式を、RE 由来のパワーコンディショナ (Power Conditioning Subsystem : PCS) や電力系統に既存の設備などにおいて実施することで、従来の SG の役割を代替し、対策コストを大幅に増加させることなく、系統安定性を損なわずに RE 電源の更なる普及拡大に貢献することが期待される。なお、一般的に蓄電池システムや蓄電池併設型の

分散電源に VSG 制御を適用することが考えられるが、これらの設備は高コストであるといった課題が残る。そこで、既存の設備である LFC 水力発電機や、RE 電源の導入拡大に伴って新設が予定される高電圧直流送電（High Voltage Direct Current : HVDC）システム等において VSG 制御を実施し、系統安定化に寄与することが期待される。

1.2.2 地域間連系線の活用による洋上風力発電の導入拡大に関する動向

1.2 節で述べた通り、我が国には大量の洋上 WF の導入ポテンシャルが存在するものと考えられているが、この導入ポテンシャルに沿って洋上 WF の導入拡大を進めるためには、その分だけ送電線の容量が必要となる。なお、既存系統の空き容量が十分でない場合には、RE 電源導入に伴う各エリアの系統課題を考慮した既存系統の増強が必要となる。また、交流送電網においては、送電線自体の定格容量の他に安定性制約による制限を受けるため、実際に送電網が送電できる電力は個々の送電線の定格容量以下の大きさとなる。更に、緊急融通能力の確保など各種の余裕度を考慮し、実際に送電できる電力の容量が「運用容量」として設定される。空き容量の十分でない既存の送電線でそれを確保しようとすると、混雑時に容量が足りなくなる可能性があるといった観点から、新たな発電機の既存系統への接続を拒否される例が多い。

我が国においては、図 1.3 に示すように北海道・東北エリアに需要をはるかに上回る大量の洋上 WF が導入されることが想定されるが、この洋上 WF の発電電力を大需要地である東京エリアへ送るためには、系統の増強、特に地域間連系線の増強が重要である。WF の適地と、系統に連系できる地点の間に送電線がなく、また距離も離れているような状況では、発電事業者による自営送電線の建設も困難となり、RE 電源のポテンシャルを十分に活用できないといった問題が生じる。実際、風力発電などの RE 電源の導入が盛んな北海道では既に、送電線を増強しない限り多くの地域で新規接続ができなくなっているといった現状がある。

そこで、洋上 WF を含む RE の主力電源化に向けては、送電容量等の系統制約を克服し、全国規模での広域連系系統の形成が必要となると考えられる。この送電線容量に関連する問題については、RE 電源の大量導入が進んでいる国で特に活発に議論されている。欧州では、洋上 WF による発電電力を陸地まで送る海底送電線や、地域間を結ぶ連系線を、いずれも送電事業者がイニシアティブをとって整備する事例がある^[4]。また、欧州諸国は国際連系線の整備についても精力的に進めており、海をまたぐ国際連系線の計画も多数ある。特に、洋上 WF が大量導入されることが想定される北海やバルト海では、国際連系線を洋上 WF と組み合わせて敷設する計画が進められている^[5]。これらのプロジェクトでは、洋上の変電施設や島のハブとしての活用を考慮し、洋上 WF の導入を念頭において整備することで、コストや環境負荷の低減を目指している。更に、国際連系線の実現により、洋上 WF や太陽光発電などの出力変動を有する多様な電力を両国間で柔軟に融通することが可能となり、更なる RE 電源の普及促進につながることが期待されている。また同時に、この連系線は緊急時の電力融通に資することから、両国におけるエネルギーセキュリティの確保やレジリエンス向上に寄与できるものと考えられる。図 1.5 に 2040 年までに導入が予想される欧州の国際連系線を示す。これは、2023 年 1 月に、欧州の送電会社の集まりである European Network of Transmission System Operators for Electricity（以下、ENTSO-E）が欧州連合エネルギー規制機関間協力庁（Agency for the Cooperation of Energy Regulators : ACER）に対して提出したレポート中の分析結果である。ENTSO-E は、2025 年から 2030 年の 5 年間において、50 以上

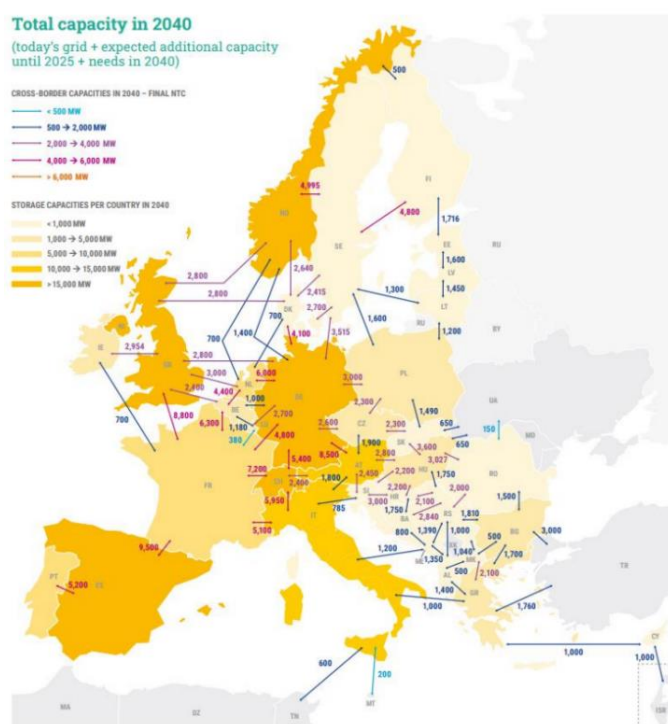


図 1.5 2040 年における国際連系線の導入見込み^[14]

の国境における 64GW の送電線増強（2025 年比で 55%増）について経済合理性があり，更に 2040 年に向けては 65 以上の国境で 88GW の送電線増強（2025 年比 75%増）の可能性があると報告している。このように，欧州などにおいては国内での地域間連系だけでなく，国際連系線についても世界的に議論されている状況にある。

以上のような背景から，我が国においても，WF に代表される RE 電源の導入ポテンシャルの多くが一部地域に偏って存在することにより，既存の電力システムの容量では送電が難しくなることが想定され，RE 電源の導入が見込まれているエリアと大需要地とを結ぶ地域間連系線の増強について議論されている。特に，地域間連系線と基幹送電線の増強に関する全国大の計画として，2023 年 3 月に電力広域的運営推進機関（OCCTO）から，広域連系システムのマスタープラン^[16]が公表されている。このマスタープランにおいては，北海道，東北，東京間のルートにおいて RE 電源の発電電力を長距離にわたって効率的に送電する上で，一般的な交流送電による増強だけでなく，送電線コスト面でも長距離送電に有利な直流を用いた超高压の長距離海底直流送電の構築が有望な方策とされており，合理的な送電網の早期の整備が期待されている^[17]。

1.3 高電圧直流送電システムに関する研究の動向

前節では，RE 電源の既存システムへの大量導入によって生じることが想定される課題と，地域間連系線の活用による洋上風力発電の導入拡大に関する動向について述べた。我が国は，WF に代表される RE 電源を積極的に推進していく方針を掲げているが，先述のように，洋上風力活用のためには安定的かつ効率的に送電可能な送電システム技術の開発が必要不可欠である。このような背景から，近年，長距離送電に有利な直流を用いた超高压の長距離海底直流送電システムについ

て検討される等、一般的な交流での送電のみならず、直流送電を活用したシステムについても関連技術の研究開発が進んでいる。

そこで本節では、洋上 WF の導入拡大に伴って新設が予想される HVDC システムの概要について説明するとともに、これに関連する研究開発の動向や運用例について述べる。

1.3.1 2 端子 HVDC システムの役割と運用例

HVDC システムは、既存の交流系統の送電方式に交直変換所を介して直流に変換し、長距離区間を架空線及び直流ケーブルにより送電を行うシステムである。なお、変換器が同一構内に設置される周波数変換設備（Frequency Converter : FC）や非同期連系設備（BTB : Back To Back : BTB）も、直流送電を活用した設備である。直流送電は、交流のような位相角に基づく同期機間の安定度問題はない。また、送電ロスが少なく、長距離大容量送電ができる上に、送受電端で同期運転の必要がないため、周波数の異なる交流系統を接続して潮流制御が可能である。そのため、需要地までの距離が長い場合や、ケーブル送電を適用する場合には、RE 電源を連系する際に HVDC システムが適している可能性がある。なお、送電電圧にもよるが、一般的に 50km が損益分岐点と考えられている。更に、HVDC システムは電力エリア間の融通だけでなく、洋上風力発電やメガソーラー発電など大規模 RE 電源の系統連系、遠隔地から大需要地への長距離送電など、RE 電源の主力電源化を実現するためのソリューションとしても注目を集めている。

この HVDC システムは、サイリスタなど他励式変換器を用いた他励式システムと、IGBT（Insulated Gate Bipolar Transistor）や GTO（Gate turn-off Thyristor）などのオンオフ制御デバイスを用いた自励式システムの 2 種類に大別される。図 1.6 に他励式 HVDC システムの回路構成例（双極構成）を示す。なお、この双極構成に関する説明は後述するが、他励式 HVDC システムは、主に次の 5 つの設備により構成される^[18]。

- ① 他励式変換器（変換用変圧器、直流リアクトルを含む）
- ② 交流フィルタ
- ③ 調相設備

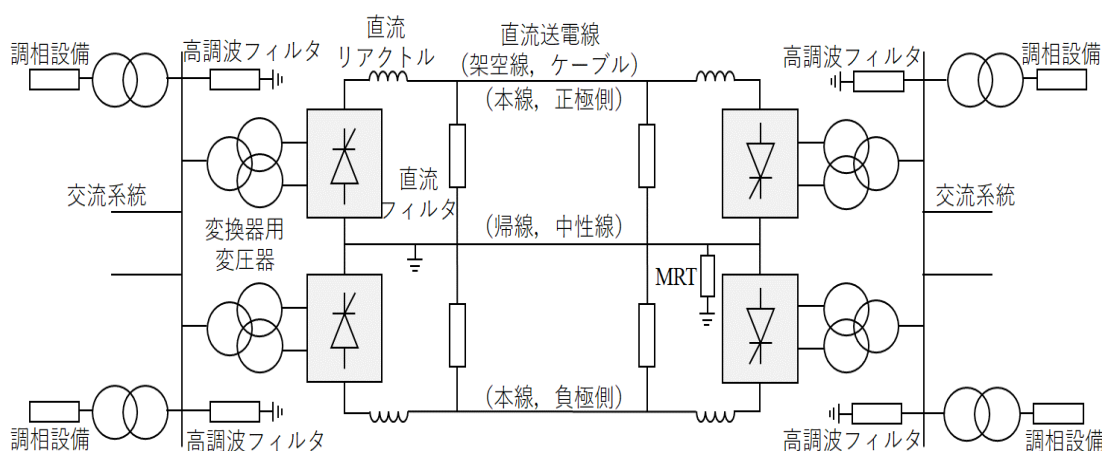


図 1.6 他励式 HVDC システムの回路構成例^[18]

- ④ 直流フィルタ
- ⑤ 制御保護装置

他励式 HVDC システムでは、特に低次高調波が多く発生するため、自励式 HVDC システムと比較してより大規模なフィルタ設備の設置が必要である。また、他励式変換器では運転時に遅れ無効電力を消費するため、これを補償するための調相コンデンサを必要とするという特徴がある。なお、他励式 HVDC システムはブラックスタートが不可能である。

これに対し、自励式 HVDC システムでは、電圧源を変換器内に有しており、系統の電源に依存せず変換素子のオンオフが制御可能なデバイスを適用することによって、電圧・位相を自在に制御できる。なお、自励式 HVDC システムは、以下のような優れた特徴を持つ^[17]。

- ①有効電力及び無効電力を個別かつ高速に制御可能
- ②ブラックスタートが可能
- ③連系交流系統の事故時の安定化サポートが可能
- ④連系点の系統が弱くても連携可能

そのため、近年では世界の HVDC プロジェクトにおいて、自励式 HVDC システムの選択が増加している。また、RE 電源側のネットワークが弱く短絡容量が小さい場合や単独系統の場合、ブラックスタートの要求がある場合などは、前述の①～④の特徴を持つことから自励式 HVDC システムが多く適用されており、既に洋上 WF の系統連系や、RE 電源が多く導入されている離島の本土への系統連系などで導入実績がある。なお、他励式 HVDC システムを多端子化する場合、モデルの構築、運用が複雑になるが、自励式 HVDC システムにおいては容易に多端子化が可能となる。従って、今後日本国内で導入が予定されるマスタープランによる系統増強や、洋上風力連系の HVDC システムの多くは、自励式システムが採用されるものと考えられている。そこで本論文においても、自励式 HVDC システムを研究対象としている。

図 1.7 に自励式 HVDC システムの回路構成例（単極構成）を示す。なお、この単極構成に関する説明は後述するが、自励式 HVDC システムにける各交直変換所（以下、端子）は、主に次の 5 つの設備により構成される^[18]。

- ① 自励式変換器（直流コンデンサを含む）

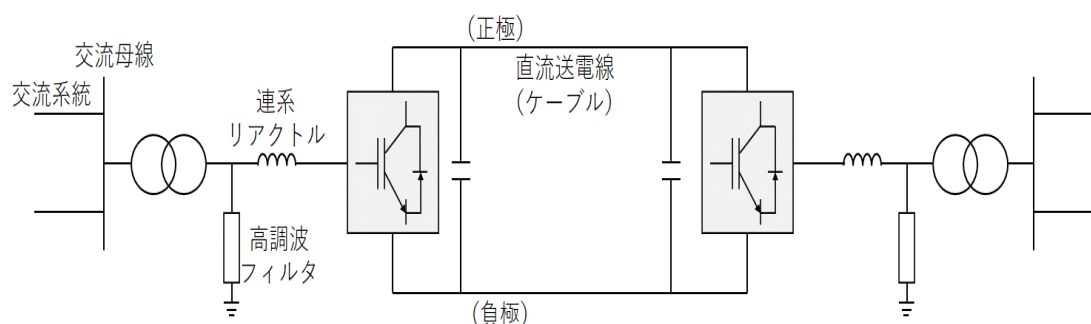


図 1.7 自励式 HVDC システムの回路構成例^[18]

- ② 連系リアクトル+連系変圧器または変換器用変圧器
- ③ 高調波フィルタ
- ④ 直流フィルタ
- ⑤ 制御保護装置

なお、本システムは、先述のようにデバイスのオンオフを制御できるため、有効電力及び無効電力を制御可能であり、調相設備は基本的に不要である。また、自励式 HVDC では、素子を多数直列接続されたアームでブリッジを構成し、主に 2 レベル変換器もしくは 3 レベル変換器として動作させる方式が採用されている。本論文においては、構成と制御が簡単なため一般的に使用される、2 レベル変換器を以降のシミュレーション解析に用いることとする。

更に、近年ではスイッチング損失を小さくし、かつ高調波成分を低減できる回路方式として、MMC (Modular Multilevel Converter) 方式を採用した自励式 HVDC 変換器が提案されている。高効率な自励直流送電システムの実用化技術として、MMC 方式が今後の主流となることが見込まれている。これは高電圧大容量化に対応できること、従来の自励 HVDC 方式と比較して効率が良いこと、変換器が発生する高調波電圧が高い周波数成分、かつその発生量が小さいため高調波フィルタをほとんど必要としないことなどのメリットによる。MMC を用いた HVDC システムは、Transby プロジェクトにおいて世界で初めて実用化されている。MMC は省スペース化、電圧サポート機能という自励変換器の基本的特徴に加えて、損失及び電磁ノイズ、可聴ノイズの低減という環境性の向上を実現している。我が国でも MMC に関する研究開発が活発に進められており、フルブリッジセル構成の MMC を用いて直流送電システムの直流事故に対応した方式などが提案されている。

また、洋上風力発電の導入が進んでいる海外では、2 つの端子を直流ケーブルで接続する、Point-to-Point 方式の HVDC システムの敷設が進められている。図 1.8 に示すように、特に欧州をはじめ

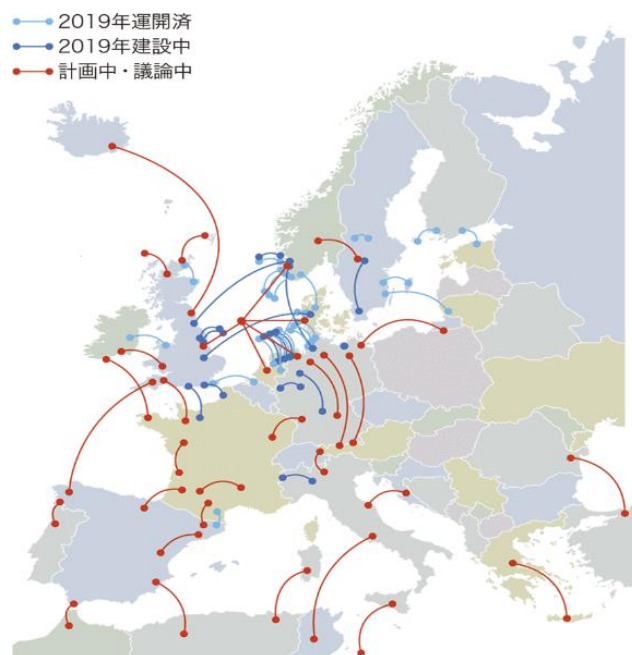


図 1.8 欧州における自励式 HVDC システム^[19]

め南北アメリカ、中国など世界中で HVDC システムの導入が急速に進んでいる。2020 年から 2025 年にかけての HVDC 市場の年平均成長率は約 11%と予測されており、これは世界の GDP (Gross Domestic Product) 成長率予測の 3 倍以上である^[20]。具体的には、アメリカにおいて「Atlantic Wind Connection」と呼ばれる、2 端子 HVDC システムによって洋上風力の長距離送電を実現する計画が進められている。また、欧州でも HVDC システムの洋上風力発電プロジェクトが進んでいるが、これらの多くは、同様に 2 端子での直流送電を適用しているものである^[21]。

我が国においても、北海道と本州を結ぶ北海道・本州間電力連系設備や、四国と紀伊半島を結ぶ紀伊水道直流連系に HVDC システムが採用されている。更に、異なる周波数の交流系統間を直流で連系する FC が佐久間・新信濃・東清水の 3 か所に存在する。また、北陸地方と中部地方を電氣的に直流で繋ぐ南福光 BTB があるが、これは同じ周波数の交流系統間を連系している。以上のように、直流送電の強みを生かせるような場面において、これまでに 2 端子 HVDC システムの導入事例が国内外で多数存在する。

なお、先述の通り自励式 HVDC システムは瞬時かつ精確な電力潮流の制御が可能であるため、地域間連系のみならず、既存の交流系統の安定化にも寄与することができると考えられる。1.2.1 項で述べたように、インバータ連系型 RE 電源の導入拡大と SG の稼働台数の減少に伴う慣性力の低下によって、電力系統の周波数が変動しやすくなることが懸念されている中で、HVDC システムそのものは慣性を保持しないが、需給バランスが崩れている系統に直流送電線を介して電力を供給、もしくは余剰電力を送電することで系統の周波数変動を抑制することが期待される。また、前節で説明した VSG 制御についても、既存の HVDC システムに制御システムを実装し、慣性低下によって生じる問題の解消に寄与できるものと考えられる。従って、HVDC システムは、将来的に大規模導入が想定される RE 電源から大需要地までの送電のみならず、直流区間を介した電力融通に基づく周波数サポートによって、システムに接続される交流系統のレジリエンス向上に寄与することが期待される。

1.3.2 多端子 HVDC システムへの拡張と運用例

近年、洋上 WF の大規模な導入や電力系統の広域運用といった観点から、特定の 2 地点を接続する直流送電のみならず、複数の地点の接続に直流送電を活用することが検討されている。このような背景から、1.3.1 項で述べた 2 端子 HVDC システムを拡張し、複数の洋上 WF や陸上系統を接続する、多端子 HVDC システムに注目が集まっている。図 1.9 に従来型の 2 端子 HVDC システム及び多端子 HVDC システムのイメージ図を示す。多端子 HVDC システムは、従来の 2 端子 HVDC システムと異なり、直流ケーブルの断線といった事故時において、直流系統の構成によっては故障の影響を受けていない他のルートを用いて迂回送電が可能であり、信頼性が高いといった特徴を持つ。また、複数地点を直流送電によって接続する場合、2 端子 HVDC システムを複数構築するより効率的なシステム構築が可能となる場合がある。なお、多端子 HVDC システムの系統構成は、設置予定場所の地形や設置目的、建設コスト面などにより、様々なルートをとることが想定されるため、構成もプロジェクトごとに様々な形状が考えられる。

ここで、HVDC システムは対称単極 (symmetrical monopole) と双極 (bipole) の 2 種類のシステム構成に大別される。なお、極とは交直変換器を意味している。我が国で検討されているマスタープランにおいても、これら 2 種類のシステム構成について検討されている^[6]。図 1.10 に対

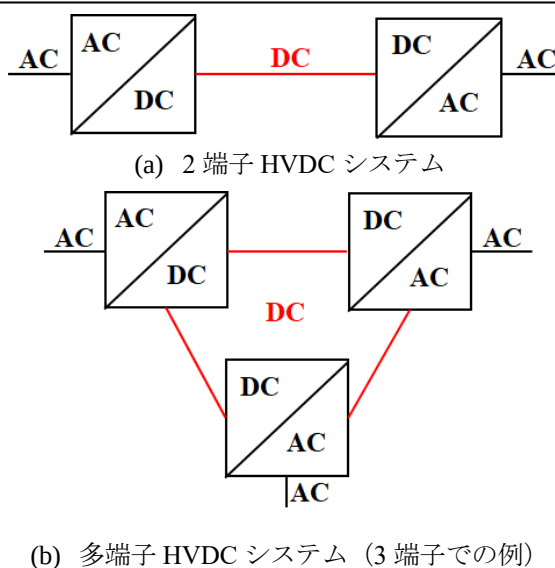


図 1.9 HVDC システムの構成イメージ

称単極及び双極システム構成の概略図を示す。対称単極は、構成がシンプルであり極間の電圧が大きくとれるため大きな容量を構成しやすいといった特徴を持つ。その他のシステム構成と比較して容量あたりのコストが最小であるため、特に制約がない場合にこの構成が選択されるものと考えられる。一方、双極構成では、HVDC システムにおける直流系統側で発生した故障に対して、多くの場合、半分の容量で運転継続可能になるといった特徴を持つ。そのため、双極構成は、システムに冗長が求められる場合に選択されることが想定される。しかしながら、双極構成では、同じ容量において対称単極より変換所コストが 10～20%増となることや、敷地面積及び建屋が対称単極構成の場合の約 2 倍になるといったデメリットがある。以上のように、多端子 HVDC システムの制御・保護システムの開発においては、様々な環境を想定したシステム構成下において適用可能となるように検討を進める必要がある。

RE 電源導入拡大に向けて、以上のような多端子 HVDC システムに関連するプロジェクトが、近年、世界的に進められている。欧州では、2016 年から 2019 年にかけて実施された PROMOTioN（PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks）プロジェクトにおいて、洋上 WF を既存系統に接続するための多端子 HVDC システムの研究開発が進められるなど、実用化・国際規格化を目指している。また、イギリスでは Caithness Moray プロジェクトにおいて、スコットランド北部の WF の導入拡大に伴う系統増強を目的に、対称単極構成の 2 端子 HVDC システムが 2019 年から運用されている。このプロジェクトでは、Shetland HVDC Link プロジェクトで敷設予定の HVDC システムとの多端子接続を前提にした、変換所の設備計画が含まれている。この Shetland HVDC Link プロジェクトは、2024 年に欧州初の 3 端子 HVDC システムとして完成予定である。なお、この HVDC システムは、更に 5 端子まで拡張される計画があり、600MW の風力発電の連系が可能となるものと想定されている。

また、上述の Shetland HVDC Link プロジェクトでの例のように、従来型の 2 端子 HVDC システムとして敷設したシステムに、後から端子を追加することで多端子化した HVDC システムを構成することが可能である。ただし、既に設置が完了した HVDC システムにおいては、直流送電線の改造等によってコスト増となる可能性が高い。従って、シミュレーション解析等の実施によっ

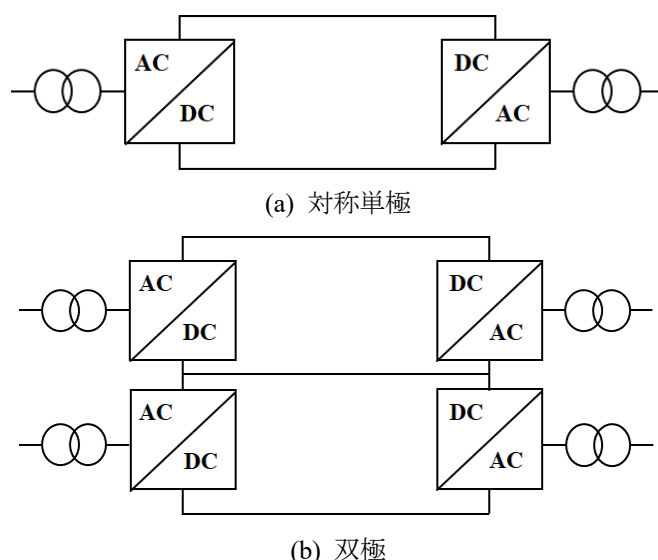


図 1.10 システム構成の概略図

てシステムの挙動を確認した上で、2 端子 HVDC システムの設置前に将来の多端子構成を予め計画しておくことが現実的なシステムの運用方法であると考えられる。なお、以上のように、欧州において多端子 HVDC システムの導入拡大が進められているものの、高調波共振や振動等の計算機では模擬できない要因による事故が発生するなど、技術的な課題が残っていることが確認されている。

また、中国では内陸にある大規模 RE 電源での発電電力を、海岸部の大消費地に送るための多端子 HVDC システムを開発している^[22]。我が国においても、2023 年 3 月に広域機関が公表したマスタープランにおいて、北海道・東北エリアと東京エリアをつなぐ 6～8GW の連系線増強がベースシナリオに盛り込まれるなど、複数の陸上受電点と洋上 WF を繋ぐ、直流送電技術を活用した連系線に注目が集まっている。

以上のように、3 地点以上を接続する多端子 HVDC システムに関連するプロジェクトは国外での動きも活発であるが、信頼性に優れるシステムの実現には、システム設計や制御・保護手法のような難度の高い技術開発が必須である。多端子 HVDC システムは、複数地点を直流にて接続するため、当然ながら 2 端子 HVDC システムよりも回路構成が複雑となる。従って、直流区間における潮流制御や、直流区間において事故が発生した場合における制御・保護方式は、従来の 2 端子 HVDC システムを対象として開発したものをそのまま適用することは困難であり、これらの技術開発は急務であると考えられる。特に、事故等によって多端子 HVDC システムが全停止に至ると、地域間連系線としての役割を果たすことができず、システムに接続される複数の交流系統の安定性に影響を及ぼすことが懸念されるため、健全回路における運転継続の可能性を最大限高めることが求められる。

このような背景から、多端子 HVDC システムの安定した運転を実現するために必要な制御・保護システムを開発することで、今後の大規模洋上 WF の連系拡大に大きく寄与できるものと考えられる。なお、多端子 HVDC システムにおいても、2 端子 HVDC システムと同様、複数の端子にわたって適切な電力融通を行うことで既存の交流系統への周波数サポートを行い、系統安定化に寄与することが期待される。ただし、先述のように、多端子 HVDC システムの潮流制御は 2 端子

HVDC システムの場合と比較してより複雑かつ正確な制御性能が求められるため、従来の 2 端子 HVDC システムを対象に開発された周波数制御手法をそのまま適用することは困難である。従って、多端子 HVDC システムにおいて周波数サポートを実施するためには、これに関連する更なる技術開発が不可欠である。

1.4 本研究の目的と構成

前節までに述べたように、地球環境問題をはじめとするエネルギー問題の解決に向けて、今後 WF に代表される RE 電源が大量に導入されることが予想されるが、洋上 WF の活用のためには安定的かつ効率的に送電可能な送電システム技術の検討が必要不可欠である。特に、複数の洋上 WF や陸上系統を接続する多端子 HVDC システムに関連するプロジェクトは国外での動きも活発であるが、信頼性に優れるシステムの実現には、システム設計や制御・保護手法のような関連技術の開発が急務となっている。

このような背景から、本論文では、RE 電源の導入拡大に貢献することを目的として、洋上 WF の接続を想定した HVDC システムの活用に着眼し、信頼性が高くシステムの安定した運転を実現する端子間協調による有効電力・直流電圧制御手法を提案する。また、多端子 HVDC システムの直流区間において故障が発生した場合を想定し、故障区間の遮断後において故障の影響を受けていない健全回路の運転継続を可能とすることを目的とした、緊急時潮流制御システムへの切替手法を提案する。

更に、多端子 HVDC システムは、2 端子 HVDC システムと同様、各端子の融通電力を調整することで、当該端子が接続している交流系統の周波数制御に寄与することができる。そこで本論文では、系統安定度向上に貢献する多端子直流送電システムの運用手法に着目し、周波数偏差に応じて決定した融通電力量の複数端子への適切な配分を可能とする緊急時周波数制御方式を提案する。

なお、RE 電源の導入拡大においては、送電線容量による制約の他に、インバータ電源の増加による慣性力の低下への対策方法についても未だ課題が残っている。そこで本論文では、以上の背景から新設が予想される HVDC システムへの実装を想定した、VSG 制御システムを提案する。

以下、本論文の構成および概要について記載する。

第 2 章では、想定する多端子 HVDC システムの前提条件、本論文で提案する可変電圧閾値方式による多端子 HVDC システムの有効電力・直流電圧制御手法について記述する。更に、本手法に適用する、運転特性切替時における誤動作対策について説明する。また、シミュレーション解析による提案手法の有効性評価についても記述する。

第 3 章では、想定する故障条件について説明した後、直流区間における故障発生時を想定した多端子直流送電システムの制御手法、シミュレーション解析による提案手法の有効性評価について記述する。また、離散ウェーブレット変換を用いた故障検出手法と変換器制御への応用についても記述する。

第 4 章では、周波数偏差に応じて決定した融通電力量の複数端子への適切な配分を可能とする緊

急時周波数制御方式について述べる。また、HVDC システムへの実装を想定した VSG 制御方式と、シミュレーション解析による提案手法の有効性評価についても記述する。

第 5 章では、全体を通して得られた所見を含めた結論および今後の展望を述べる。

第2章 HVDC システムの交直変換器制御

前章で述べたように、WF に代表される RE 電源の大量導入に向けて、HVDC システムが新設されることが想定される。特に、複数の洋上 WF や陸上系統を接続する多端子 HVDC システムの活用に注目が集まっているが、運用上の課題は多く残っている。

多端子を有する HVDC システムは、特定の 2 地点間のみを接続する従来の point-to-point と呼ばれる 2 端子 HVDC システムよりも回路構成が複雑であり、直流系統内の潮流をより綿密に制御することが必要となる^{[23][24]}。複数の洋上・陸上系統から構成される HVDC システムにおいては、複数の直流ケーブルから構成される直流系統を介して、システムに接続される WF の発電電力の送電だけでなく、複数の陸上系統間での電力融通が可能である。従って、複数端子での協調を考慮しつつ、直流系統内の直流電圧・有効電力を制御可能な技術開発が必須となる。これまでに多端子 HVDC システムの潮流制御方式は多く開発されており、代表的な制御方式として、マスタースレーブ方式、電圧ドループ方式、電圧マージン方式が挙げられる^[25]。これらの詳しい制御方法や特徴については 2.2 節で述べる。また、これらを基礎とした新しい有効電力・直流電圧制御手法についても検討されているが、ある変換所（端子）が意図せず停止、あるいは直流系統から切り離される（以下、端子脱落）場合における信頼性や、HVDC システムに接続される WF の急峻な出力変動に起因する端子間での制御の干渉のリスクがあるといった観点から、技術的な課題が残る。特に、RE 電源の導入ポテンシャルが高い離島といった、比較的小規模な系統に大容量の HVDC システムが連系される場合には、端子脱落などによって HVDC システムが停止すると、系統周波数が大きく変動することが懸念される。

そこで、本論文ではこの点に着目し、これらの問題の解消を目的とした多端子 HVDC システムにおける端子間協調による有効電力・直流電圧制御方式を提案する。本章の構成は以下の通りである。2.1 節では想定する前提条件、2.2 節では従来の有効電力・直流電圧制御の概要と問題点について述べる。また、2.3 節で提案手法について述べて、2.4 節でシミュレーション解析により提案手法の有効性を評価した結果について説明する。

2.1 想定する前提条件

本節では、多端子 HVDC システムにおける有効電力・直流電圧制御方式を提案するにあたり前提とする条件について記述する。本論文では、文献[26]を参考に多端子から構成される自励式の電圧源コンバータを用いた VSC-HVDC (Voltage Source Converter : VSC) システムを構築し、これに提案制御手法を適用することを想定している。また、1.3.2 項で述べた通り、多端子 HVDC システムは対称単極、双極の 2 種類のシステム構成に大別される。本論文においては、基本的に対称単極システムを制御対象としているが、以降に提案する各端子の運転特性切替のアルゴリズムは、双極構成であっても制御の基礎として活用できるものである。なお、対称単極構成は、他の構成

と比較して容量あたりのコストが最小となるため、欧州の洋上風力連系の多くで採用されている一般的なシステム構成である。

図 2.1 に、本章において想定する多端子 HVDC システムのイメージを示す。本モデルにおいては、各端子はそれぞれ異なる交流系統もしくは洋上 WF に接続されているものとしているが、一つの交流系統に複数の陸上受電点が存在する場合においても、同様に制御可能である。また、多端子 HVDC システムにおけるコンバータ制御モデルを図 2.2 に示す。ここで、 u_{abc} は連系点電圧、 θ は位相角、 v_{abc} は VSC の出力端電圧、 i_{abc} は VSC の出力電流、 L はインダクタンス、 R は抵抗、 C はキャパシタンスである。なお、下添え字 d, q は、それぞれ d 軸及び q 軸の値であることを表している。

一般的に HVDC システムにおいては、海底ケーブルに併せて、通信ケーブルとして交直変換器間に光ファイバが敷設されるものと考えられる。本論文では、この通信ケーブルを介して、各端子は上位制御系との通信を随時行い、有効電力出力及び直流電圧計測値などの情報収集や、各端

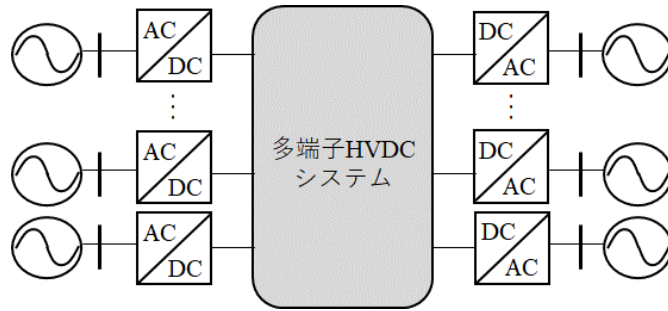


図 2.1 想定する多端子 HVDC システムの概略図

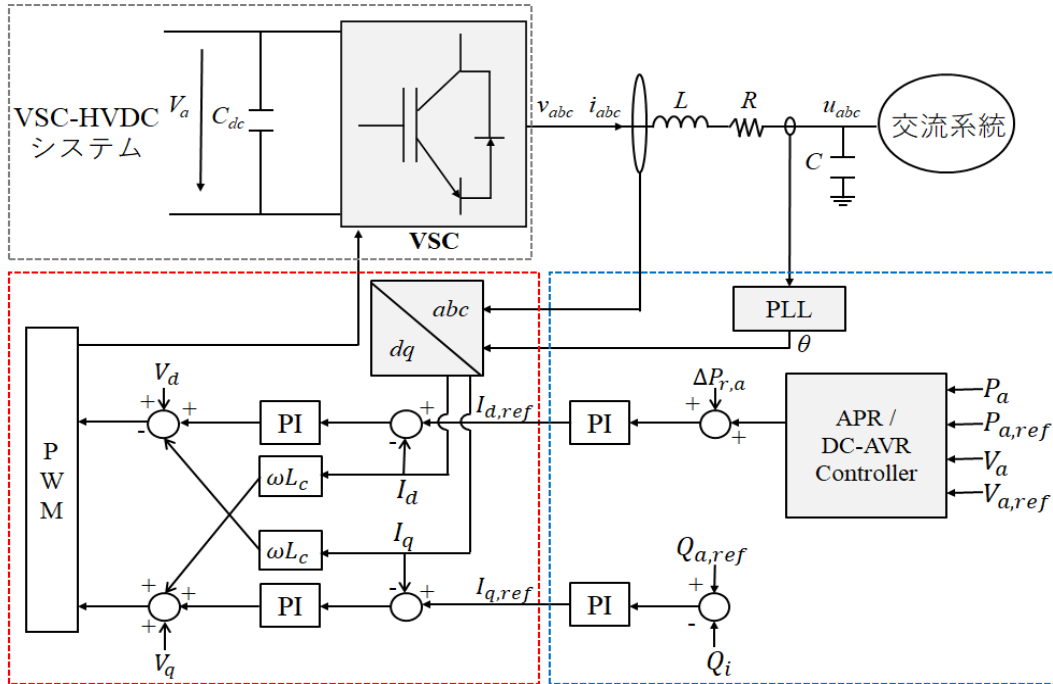


図 2.2 コンバータ制御モデル

子の運転状況の共有、運転特性切替の指令の送受信を行うことを想定している。なお、ここでは上位制御系において、多端子 HVDC システムの運用者が決定した陸上 WF 及び陸上系統における送受電電力の計画値や各設備容量、各端子の運転状態を考慮して決定した各端子指令値に基づいて運転指令を行うものとする^[27]。この際、上位制御系と端子間での制御信号の送信においては通信処理遅れを想定し、以降のシミュレーション解析において 50 ms のむだ時間要素を考慮している^[28]。

2.2 代表的な交直変換器制御方式

本節では、従来の HVDC システムにおける有効電力・直流電圧制御手法について説明する。ここでは、代表的な多端子 HVDC システムの制御手法として、マスタースレーブ方式、電圧ドループ方式、電圧マージン方式について記載する。いずれの運転方式においても、各端子の直流側から見た運転特性は、横軸にその端子において交流から直流に変換（整流）される電力、縦軸に直流母線の電圧をとった $P - V_{dc}$ 特性で表すことができる。ここで、図 2.3 に有効電力一定 (Automatic Power Regulator : APR) 運転、直流電圧一定 (DC-Automatic Voltage Regulator : DC-AVR) 運転、電圧ドループ運転それぞれにおける各端子の $P - V_{dc}$ 特性を示す。図 2.3 中の P_i は有効電力、 V_i は直流電圧、下添え字 *ref* は目標値を表している。

マスタースレーブ方式では、一つの端子が DC-AVR 運転をすることで直流電圧を確立し、その他全ての端子を電力一定運転 APR とすることで DC 系統内の潮流を制御する方式である。この運転方式は、主に従来の 2 端子 HVDC システムにおいて採用されている制御手法であり、システム内の一つの端子（マスターコンバータ）のみで直流電圧を制御（DC-AVR 運転）するため、端子間での制御の干渉が生じない。しかしながら、多端子 HVDC システムにおいてこの制御手法を適用する場合には、DC-AVR 運転端子が故障などにより脱落すると、システムが全停止する恐れがあり、信頼性の面で課題が残る。

電圧ドループ方式は、出力電力が調整可能な複数の端子において、直流電圧目標値を出力電力の大きさに応じて連続的に変化させる、ドループ（垂下）特性を持たせたものである^[29]。この制御手法では、システム全体で直流電圧を緩やかに変化させながら潮流制御を行うため、基準電圧が段階的に変化することがないといった特徴を持つ。しかしながら、ドループ特性を決定する際

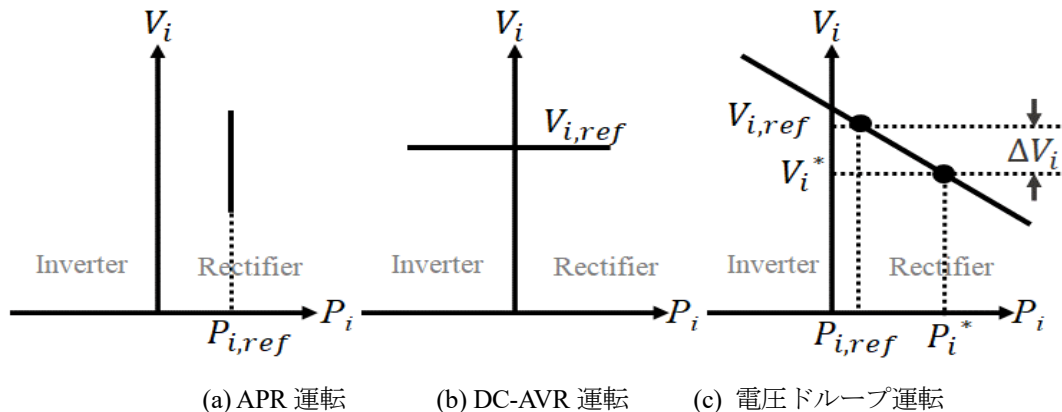


図 2.3 各端子における $P - V_{dc}$ 運転特性

に考慮すべき条件が多く、複雑な計算を要するといった課題がある。また、潮流がドループ特性の整定に依存するため、その制御は比較的難易度が高い。なお、電圧ドループ方式では、図 2.3(c) に示す $P - V_{dc}$ 特性に加えて、 $f_{ac} - P$ 特性を持たせることで、周波数制御を行うことが可能である。この際、有効電力出力 P_{out} は次式で与えられる。

$$P_{out} = P_{ref} + K_v(V_i - V_{i,ref}) + K_d(f_{ac,ref} - f_{ac}) \quad (2.1)$$

ここで、 f_{ac} は周波数、 K_v は $P - V_{dc}$ ドループ係数、 K_d は $f_{ac} - P$ ドループ係数 ($K_v \neq 0$, $K_d \neq 0$) である。更に、有効電力変化量は(2.2)式のように表すことができる。

$$\Delta P_{out} = K_v \Delta V_i + K_d \Delta f_{ac} \quad (2.2)$$

添え字 Δ は基準値からの偏差であることを表している。多端子 HVDC システムに接続される交流系統の周波数が低下した際、 $f_{ac} - P$ 特性に係る項は端子の有効電力出力を増加させる方向に変化する。ただし、直流電圧が低下すると $P - V_{dc}$ 特性に係る項がその出力の増加を妨げる方向に寄与する。これにより、周波数制御時において上記のドループ特性は互いに干渉する可能性がある。

一方、電圧マージン方式では、マスタースレーブ方式と同様、原則一つの端子が DC-AVR 運転をすることで直流電圧を確立し、その他全ての端子を電力一定運転 APR とすることで直流系統内の潮流を制御する方式である。ただし、電圧マージン方式では、各端子が自端の直流電圧に応じて自立的に DC-AVR 運転及び APR 運転の切り替えを行う。図 2.4 に 2 端子の HVDC システムに電圧マージン方式を適用した場合における、各端子の運転特性の例を示す。電圧マージン方式では、出力電力の調整が可能な全端子に、それぞれ異なる直流電圧基準値を設定する。この端子間での直流電圧基準値の差が電圧マージン V_{margin} である^[28]。本方式では、各端子での電圧マージン V_{margin} を予め適切に設計しておくことで、例えば DC-AVR 運転となっていた端子（図 2.4 では端子 B）が脱落した場合にも、速やかに別の端子（図 2.4 では端子 A）が基準電圧を確立することが可能となる。しかしながら、電圧マージンの幅が十分でない場合には端子間で制御が干渉する

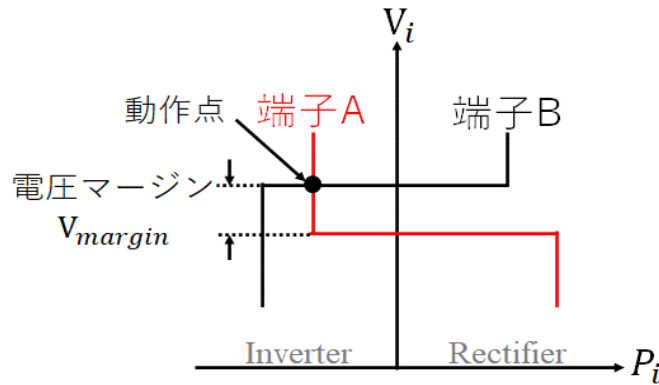


図 2.4 電圧マージン方式における運転特性

可能性がある、DC-AVR 運転を行う可能性のある全端子において直流電圧基準値を段階的にずらしてマージンを確保する必要があるため、多端子で構成される HVDC システムでは特に直流電圧の運転幅がこのマージンの分だけ広がるといった課題が残る。端子数の多い大規模な多端子 HVDC システムにおいては、その分だけ直流電圧運転幅が広がるため、システムの電圧安定性の面で課題が残る。また、各端子に設定される直流電圧基準値が段階的に異なる為、DC-AVR 運転端子が移行する場合には、直流電圧が離散的に変化する。

2.3 提案する可変電圧閾値による有効電力・直流電圧制御手法

ここでは、2.2 節で述べたような多端子 HVDC システムの従来の制御方式における問題点を解消することを目的とした、本論文にて提案する可変電圧閾値に基づく有効電力・直流電圧制御について説明する。具体的には、提案手法における DC-AVR 運転優先順位の決定手法、各端子の運転特性切替決定手法、誤動作対策に分けて記載する。

2.3.1 DC-AVR 運転優先順位の決定手法

提案手法では、基本的に HVDC システム内において一つの端子のみが DC-AVR 運転を行い、システム内の直流電圧を制御することを想定している。なお、この DC-AVR 運転端子が事故等の影響によって意図せず停止（以下、脱落）した場合には、別の APR 運転端子に DC-AVR 運転を引き継ぐことを想定している。本論文において、この APR 運転から DC-AVR 運転への切替を行う端子の優先順位を、DC-AVR 優先順位と呼ぶこととする。すなわち、DC-AVR 優先順位が 1 番の端子が脱落した場合には、優先順位 2 番目の端子が APR 運転から DC-AVR 運転に切り替わることを意図している。この運転特性切替の判断方法については、2.3.2 項で述べる。

なお、DC-AVR 運転端子における出力電力は、HVDC システム内の直流区間における有効電力の余剰もしくは不足分を全て吸収するような値となる。つまり、APR 運転端子の出力電力が、急激に変動するような場合には、DC-AVR 運転端子に接続される交流系統に直接影響を及ぼすことが懸念される。従って、DC-AVR 運転を行う端子は、変換器容量が大きく、かつ比較的大規模な交流系統に接続されていることが望ましい。

そこで、DC-AVR 優先順位は、システムの運転開始時もしくは変換器導入時に、基本的に各変換器容量や接続される交流系統の規模などの情報に従って系統運用者（Transmission System Operator : TSO）によって決定され、予め上位制御系に設定されるものとする。なお、本論文においては、DC-AVR 運転優先順位に従って各端子の端子番号を設定するものとする。すなわち、基本的には端子#1 が DC-AVR 運転するが、端子#1 が動作できない場合には端子#2 に、更に#2 が動作できない場合には、端子#3 に提案手法による運転特性切替手法を適用することを意図している。

2.3.2 各端子の運転特性切替決定手法

本論文では、端子脱落やシステムに接続される WF の急峻な出力変動により直流区間の潮流状態や直流電圧が大きく変化した状態に対しても、通信に依存せずに安定な運転を継続可能と

する，多端子 HVDC システムの有効電力・直流電圧制御手法を提案する。ここでは，具体的な各端子の運転特性切替の決定手法について述べる。

いま， N 端子の多端子 HVDC システムを考える。提案手法では，図 2.5 に示すフローチャートに従って，各端子を APR 運転，DC-AVR 運転，電圧ドロープ運転のいずれかのモードで制御する。ここで， i は任意の端子番号 ($i = 1, 2, \dots, N$)， V_i^* は直流電圧目標値， P_i^* は有効電力目標値， V'_i は TSO が算出する各端子の直流電圧参照値とする。また，現在 DC-AVR 運転している端子番号を $\#k$ としている。つまり，DC-AVR 優先順位が 2 番目の端子番号は，端子 $\#(k+1)$ となる。提案手法では，上位制御系（図 2.5 中の Center Controller）との通信を介して，ある一つの端子のみに必要に応じた運転特性切替の指令信号を送信するものとする。この際，各端子の運転特性切替を行う優先順位は，2.3.1 項で述べた DC-AVR 優先順位に従うこととする。具体

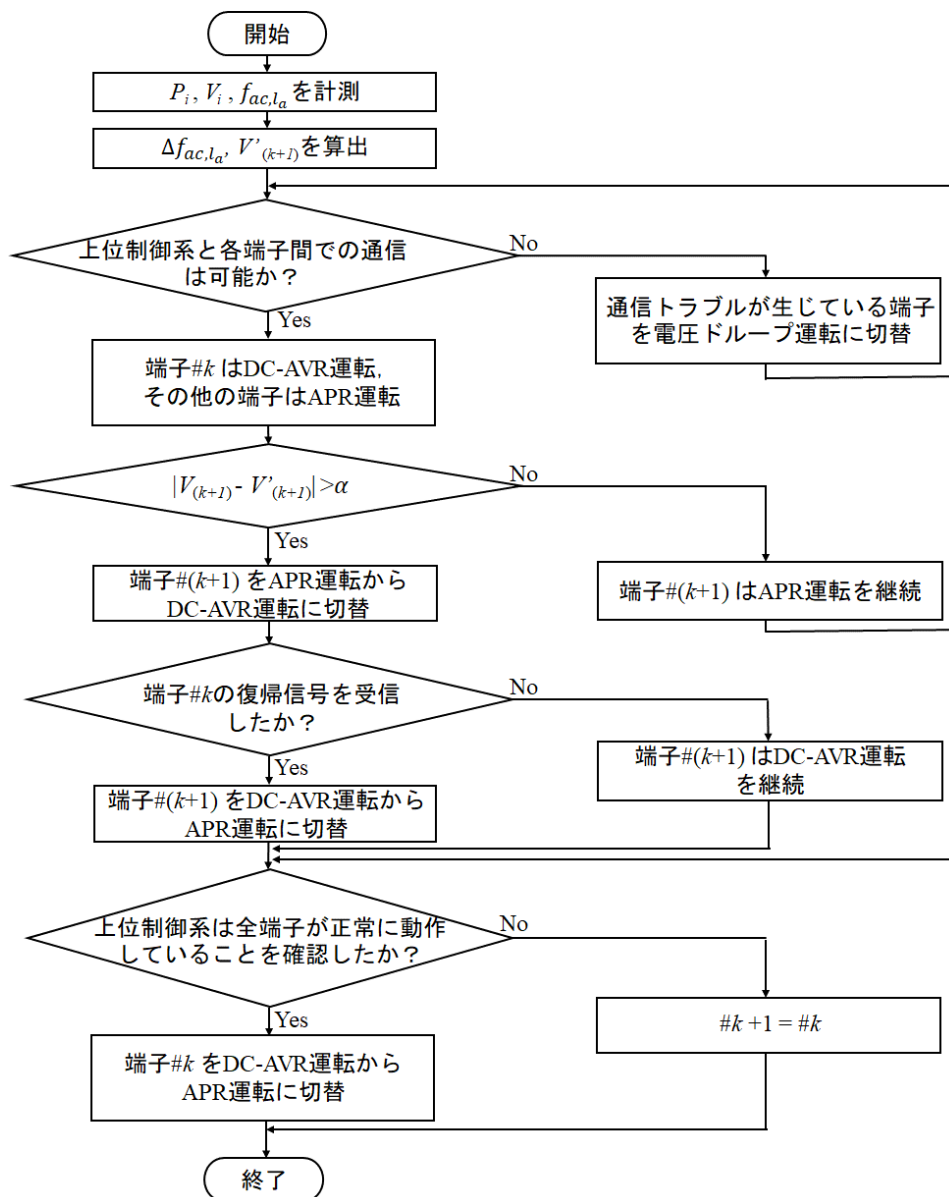


図 2.5 提案手法のフローチャート

第 2 章 HVDC システムの交直変換器制御

2.3 提案する可変電圧閾値による有効電力・直流電圧制御手法

的な直流電圧参照値の算出方法と運転特性切替の手順は次の通りである。

一定時間毎に各端子の有効電力出力 P_i 及び直流電圧 V_i を計測し、これらの情報をもとに TSO が各端子の直流電圧参照値 V'_i を算出する。直流電圧参照値 V'_i の算出は、全端子が正常に動作し、かつ端子 $\#k$ の DC-AVR 運転を前提とした回路方程式から推定される、各端子の直流電圧値である。具体的には、例えば図 2.6 に示す 4 端子 HVDC システム（等価回路は図 2.7）において VSC1 が DC-AVR 運転をしている場合には、次式の右边に各端子の出力電流ならびに DC-AVR 目標値（VSC1 の直流電圧指令値）を代入することで算出される左辺値が直流電圧参照値となる。

$$\begin{bmatrix} V'_3 \\ V'_2 \\ V'_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R_1 & R_3 & 0 & 1 \\ -(R_1 + R_5 - R_2) & -(R_5 + R_2) & R_2 & 1 \\ -(R_1 + R_5) & -R_5 & -R_4 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{VSC1} \\ I_{VSC3} \\ I_{VSC4} \\ V_1^* \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

繰り返しになるが、この直流電圧参照値は端子 $\#k$ が DC-AVR 運転を維持できていることが前提

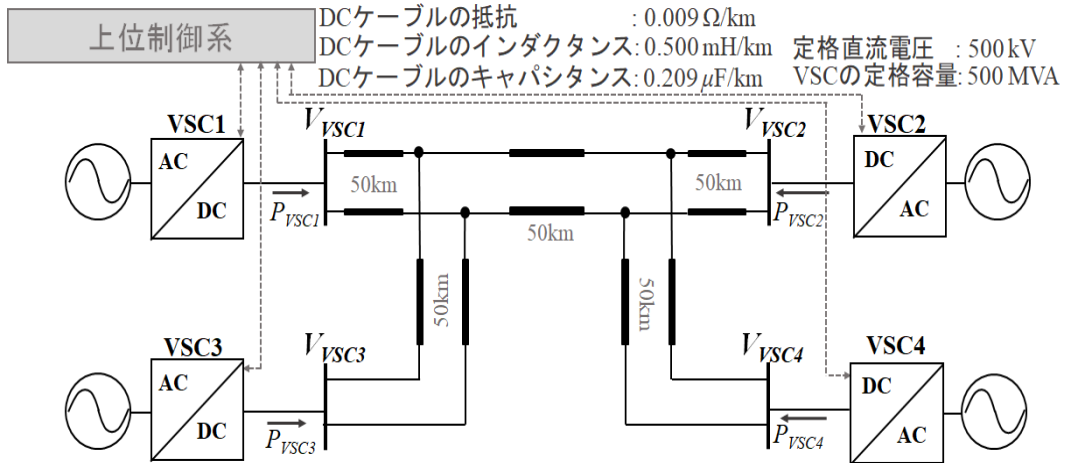


図 2.6 4 端子 HVDC モデル

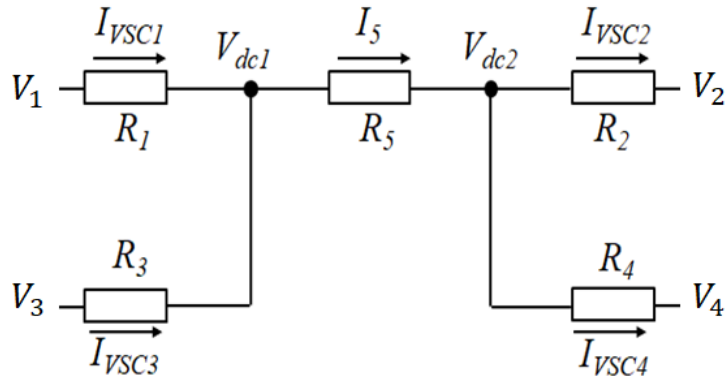


図 2.7 HVDC モデルの等価回路

となる。言い換えると、端子# k が停止している場合は、(2.3)式で計算される参照値と実際の端子# $(k+1)$ の受電電圧は異なることになる。そこで、端子# $(k+1)$ における直流電圧参照値 $V'_{(k+1)}$ と実際の端子電圧 $V_{(k+1)}$ との差が、事前に設定した規定値 α ($\alpha \neq 0$) を逸脱する場合には、DC-AVR 運転端子# k が正常に動作していないと判断して、端子# $(k+1)$ を APR 運転から DC-AVR 運転に切り替える。つまり、運転特性切替を判断する閾値 $V_{th,st}$ は、次式から算出される。

$$V_{th,st} = V'_{(k+1)} \pm \alpha \quad (2.4)$$

また、図 2.8 に可変電圧閾値による運転特性切替のイメージを示す。提案手法では、(2.4)式から算出した可変電圧閾値情報を上位制御系から各端子へ一定間隔毎に送信し、各端子において受電電圧と可変電圧閾値との大小関係に基づいて、ローカルに運転特性切替を判断することとする。これにより、故障発生時等における突発的な運転特性切替に対して、通信に依存することなく対応可能となるものと考えられる。この際、端子# $(k+1)$ の DC-AVR 運転目標値は、可変電圧閾値に関わらず自由に設定することが可能である。そこで提案手法では、# $(k+1) \sim \#N$ の各端子の直流電圧が最大の端子について、DC-AVR 運転機能の別端子への移行後において、システム内の直流電圧ができるだけ変化しないように、端子# $(k+1)$ の DC-AVR 運転目標値を設定する。これにより、端子# $(k+1)$ の運転特性切替後においても、各端子の直流電圧が大幅に上昇することなくシステムの安定な運転が継続可能となることが期待される。なお、この操作は各端子の直流電圧上昇抑制が目的であり、電圧を完全に一致させる必要はないため、DC-AVR 運転目標値は定常状態における回路方程式から簡略的に計算する。

もともと DC-AVR 運転端子を行っていた端子# k が直流系統に再度接続され、運転開始(再連系)した場合においては、この端子# k の復帰信号を基に、端子# $(k+1)$ を APR 運転に戻すこととする。

2.3.3 誤動作対策

提案手法では、各端子の状態検出とは異なるタイミングで多端子 HVDC システム内の潮流が大きく変わった際に、直流電圧参照値 $V'_{(k+1)}$ と実際に計測する直流電圧値 $V_{(k+1)}$ が大きく異なることも考えられる。この場合、端子# k が DC-AVR 運転を継続できている場合においても、端

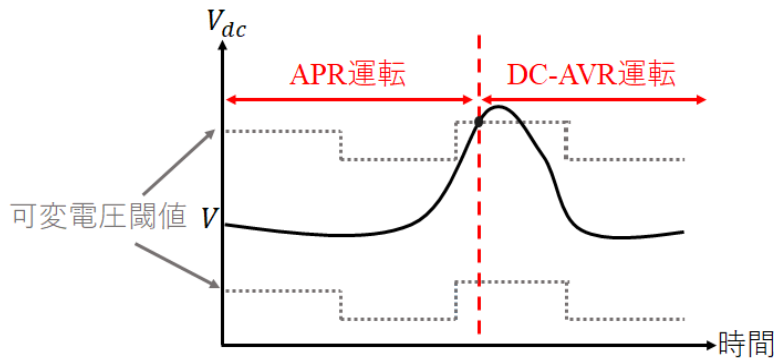


図 2.8 運転特性切替のイメージ

子 $\#(k+1)$ が DC-AVR 運転に移行してしまう不要動作を生じる可能性がある。そこで提案手法では、端子 $\#(k+1)$ が APR 運転から DC-AVR 運転へ運転特性が切り替えた後に、端子 $\#k$ が DC-AVR 運転を行っているか否かを、上位制御系を介した端子間通信により確認することとしている。端子 $\#k$ の正常動作が確認できた場合には、端子 $\#(k+1)$ の動作切替は不要であったと判断し、APR 運転へ戻すこととしている。

更に、提案手法では直流電圧参照値の算出や誤動作判定時において、上位制御系を介した端子間通信を利用している。この端子間通信にトラブルが生じ、端子 $\#k$ の運転状態を確認できない場合に備えた対策として、このような場合には、端子 $\#(k+1)$ を電圧ドループ運転に切り替えることとしている。電圧ドループ運転ではまず、図 2.3(c)に示すように基準となる動作点 $(P_{i,ref}, V_{i,ref})$ に対して、有効電力 P_i^* が流れた場合における $V_{i,ref}$ からの偏差として、直流電圧指令値の補正值 ΔV_i を算出する。次に、実際の直流電圧指令値に補正值 ΔV_{dc} を加算したものが、新たな直流電圧指令値として算出される。つまり、出力電力の大きさに応じて連続的に直流電圧を緩やかに変化させながら潮流制御を行うことになる。これにより、 $\#k$ が DC-AVR 運転で正常に動作している場合には、端子 $\#k$ と $\#(k+1)$ が（平常時よりは潮流制御能力が落ちることを許容しつつ）協調して電圧制御を行い、また、 $\#k$ が正常に動作していない場合には、端子 $\#(k+1)$ が電圧ドループ運転によりシステム内の直流電圧を制御する。その後、端子間通信が復旧した場合には、端子 $\#(k+1)$ を電圧ドループ運転から APR 運転へ切り替えるものとする。

2.4 シミュレーション解析による提案手法の有効性評価

本節では、シミュレーション解析により提案する多端子 HVDC システムにおける可変電圧閾値方式に基づく有効電力・直流電圧制御手法の有効性を評価する。

2.4.1 解析条件

本論文では、2.3.3 項の図 2.6 に示した 4 端子 HVDC システムモデルをシミュレーション解析に使用する。本解析にて使用したモデルシステムの各パラメータを表 2.1 に示す。なお、本論文では具体的な多端子 HVDC システムの設置地域などは想定していない。仮に、直流ケーブルが今回の解析における想定より長い場合においても、提案手法では回路方程式から算出した直流電圧値と受電電圧情報をもとに運転特性切替を判断するため、ケーブル長による提案手法の制御性能への影響は少ないと考えられる。また、海底ケーブルには通信ケーブル（交直変換器間の光ファイバ）も併せて敷設されるものと考えられるが、ケーブルの長さによって多少通信遅延が長くなった場合においても、運転特性切替の判断自体は各端子においてローカルに行うため、この点においても制御性能への影響は少ないものと考えられる。

なお、本論文におけるシミュレーション解析には、PSCAD/EMTDC を使用する。ここで、DC-AVR 優先順位は、図 2.6 における各端子の番号順（ $\#1 \sim \#6$ ）とし、VSC1 が現在 DC-AVR 運転をしているものとする（ $\#1 = \#k$, $\#2 = \#(k+1)$ ）。各端子の出力電力及び直流電圧の計測と、(2.3) 式による VSC2 の直流電圧参照値 V'_{VSC2} の算出は 10 秒間隔毎に実施するものとし、計測した実際の直流電圧値 V_{VSC2} と直流電圧参照値 V'_{VSC2} の偏差が予め指定しておいた規定値 α （本論文では

表 2.1 各パラメータ

パラメータ	値
DC ケーブルの抵抗	0.009 Ω /km
DC ケーブルのインダクタンス	0.500 mH/km
DC ケーブルのキャパシタンス	0.209 μ F/km
定格直流電圧	± 500 kV
公称周波数	50 Hz
VSC の定格容量	500 MVA

0.02 p.u.とした) を超過した場合、提案手法に従って VSC2 において APR 運転から DC-AVR 運転への運転特性切替を自律的に実施する。

本シミュレーション解析では、以下に示す 3 つのシナリオそれぞれにおいて検討を行う。また、各シナリオ下におけるシミュレーションケースを表 2.2 に纏める。

- (1) 従来手法との比較 (DC-AVR 運転端子脱落時)
- (2) APR 運転端子脱落及び WF 出力変動時
- (3) 通信トラブル発生時

多端子 HVDC システムにおいて端子脱落が生じる場合、その端子が洋上 WF と陸上系統どちらに接続されるかで、多端子 HVDC システムの運転の様相 (応動) は異なる。これは、陸上端子の場合、陸上系統の許容範囲内において出力電力を自由に制御可能である為である。なお、このような陸上端子は、APR 運転だけでなく DC-AVR 運転端子としても動作することができる。一方、洋上端子においては、その出力は天候等に依存して常に変化する為、一定の指令値通りに運転することは困難であるといった特徴を持つ。そのため、(2) においては、陸上端子及び洋上端子の脱落といった両ケースを想定した解析を行うこととする。

また、多端子 HVDC システムの構成には、ラジアル型やメッシュネットワーク型など、システムの設置場所の地形・環境、冗長性といったプロジェクト要件、コストなどによって、様々な種類の構成が想定される^[30]。提案手法の実装と有効性は多端子 HVDC システムの構成によって制限されないが、本シミュレーション解析においては、ラジアル型 HVDC システムに適用することを想定している。

表 2.2 シミュレーションケース

(1)	Case 1-1	DC-AVR 運転端子脱落時 (従来手法: 電圧マージン方式)
	Case 1-2	DC-AVR 運転端子脱落時 (提案手法)
(2)	Case 2-1	陸上 APR 端子脱落時 (提案手法)
	Case 2-2	洋上 APR 端子脱落時 (提案手法)
	Case 2-3	WF 端子の出力変化時 (提案手法)
(3)	Case 3	通信トラブル発生時 (提案手法)

2.4.2 解析結果

(1) 従来手法との比較 (DC-AVR 運転端子脱落時)

提案手法の有効性を確認するために、以下に示す 2 ケースそれぞれにおいて、DC-AVR 運転端子である VSC1 脱落時におけるシステムの挙動を比較する。

Case 1-1：電圧マージン方式を用いた場合 (従来手法)

Case 1-2：提案手法を用いた場合

シミュレーション開始から 15 秒の時点で、VSC1 がシステムから脱落するものとする。なお、本シミュレーション条件下における各端子の出力電力を表 2.3 に示す。また、電圧マージン方式を用いた Case 1-1 においては、VSC1 及び VSC2 の直流電圧基準値 (DC-AVR 目標値) はそれぞれ 1.00 p.u. 及び 1.025 p.u. とする。

各ケースにおける VSC2 の運転特性を図 2.9, 各端子の直流電圧を図 2.10 に示す。図 2.9 より、両ケースともに DC-AVR 運転端子である VSC1 が脱落した後、それぞれ予め設定した運転特性に従って VSC2 が APR 運転から DC-AVR 運転に切り替わっていることがわかる。この運転特性切替により、VSC1 の端子脱落時においても、VSC2 が直流電圧を制御・維持できることが確認できる。

なお、電圧マージン方式を用いた Case 1 では、図 2.10 に示すように故障発生直後に VSC1～VSC4 の直流電圧が 1.05 p.u. 付近まで上昇していることがわかる。これは、VSC1 が脱落してから VSC2 が DC-AVR 運転に切り替わるまでの、DC-AVR 運転端子の不在期間に生じるものである。

表 2.3 各端子の出力電力

時間	P_{VSC1}	P_{VSC2}	P_{VSC3}	P_{VSC4}
0 秒	-48 MW	-49 MW	50 MW	50 MW
30 秒	0 MW	99 MW	50 MW	50 MW

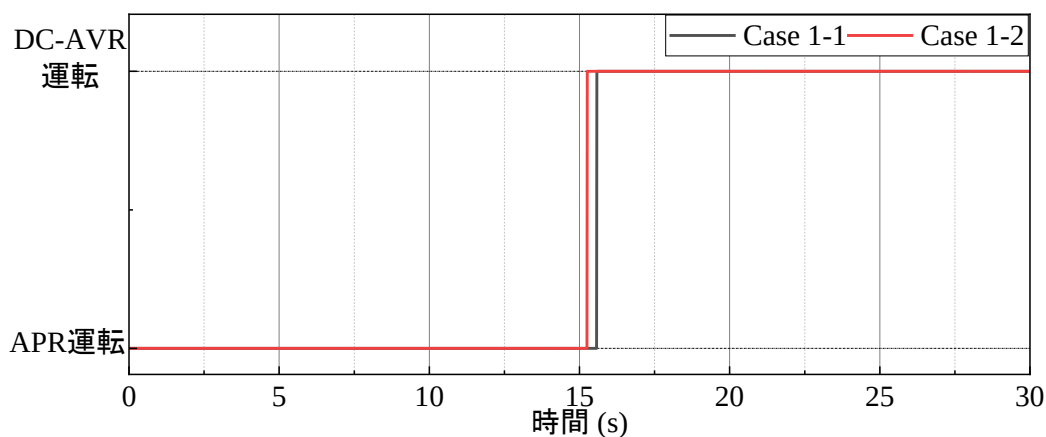
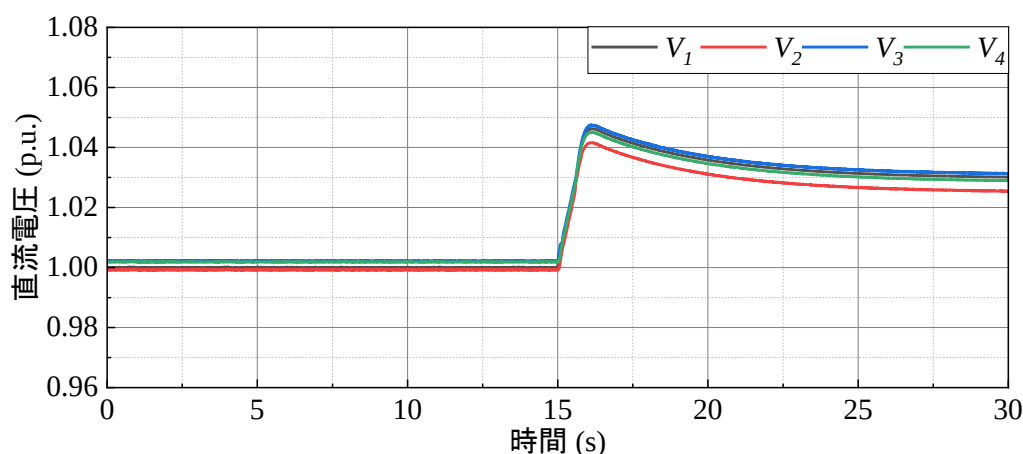
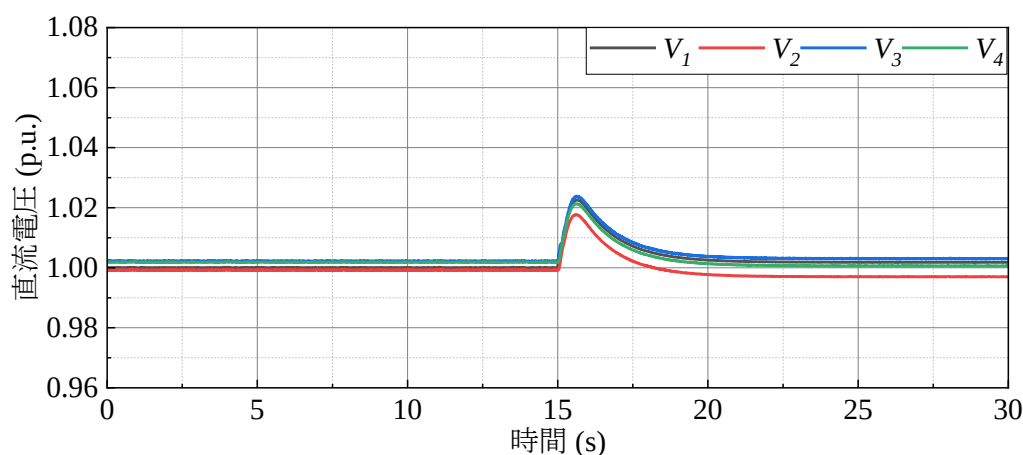


図 2.9 VSC2 の運転特性 (Case 1-1, Case 1-2)



(a) Case 1-1



(b) Case 1-2

図 2.10 直流電圧

一方、提案手法を用いた Case 1-2 では、VSC2 の運転モード切り替えを可変電圧閾値に基づいて判断しているため、図 2.9 に示すように Case 1-1 よりも俊敏に運転特性を切り替えられていることが確認できる。これにより、直流電圧制御を行う DC-AVR 運転端子の不在期間が短くなる Case 1-2 の方が、VSC1 の脱落に伴って発生する過電圧を抑制できていることがわかる。

また、Case 1-1 では、VSC2 の DC-AVR 目標値が 1.025 p.u.と基準電圧よりも若干高い値に設定されるため、故障発生後においても直流電圧が 1.0 p.u.よりも高い値に収束している。一方、Case 1-2 では、電圧マージンに関わらず自由に DC-AVR 目標値を設定できるため、提案手法において各端子の直流電圧が大幅に上昇しないように DC-AVR の制御目標を設定することで、APR 運転端子の直流電圧の上昇が抑えられていることが確認できる。なお、Case 1-1 においても DC-AVR 目標値を 1.0 p.u.に近い値に設定することで、直流電圧の上昇・低下を抑えることができる。しかしながら、DC-AVR 目標値を基準電圧に近い値に設定すると、その分だけ電圧マージンが狭くなり、複数の APR 端子が同時に DC-AVR 端子に切り替わる等といった制御の干渉が生じることが懸念される。

以上の結果より、可変電圧閾値を用いる提案手法では、DC-AVR 運転となる端子を俊敏に決定

第 2 章 HVDC システムの交直変換器制御2.4 シミュレーション解析による提案手法の有効性評価

することが可能であり、かつ、直流電圧の利用範囲にマージンを事前に確保することが不要となるため、運転特性の切り替え後においてもより適切な直流電圧の利用が可能となる。特に、多端子 HVDC システムにおいて従来の電圧マージン方式を用いる場合、DC-AVR 運転を行いうる全端子において DC-AVR 目標値を段階的にずらして設定する必要がある、その端子数の分だけ直流電圧の運転幅が広がるといった課題があった。これに対して、提案手法においては直流電圧運転幅の事前確保が不要となるといった特徴があり、大規模なシステムであればあるほどこのメリットは大きなものになると考えられる。

(2) APR 運転端子脱落及び WF 出力変動時

多端子 HVDC システムの実際の運用においては、陸上系統端子及び洋上風力発電端子の脱落や、WF の急峻な出力変動を考慮した上で、直流電圧・有効電力制御システムを構築する必要がある。そこで、端子脱落や WF の急峻な出力変動の影響を確認するために、次の①～③に示す 3 ケースについてシミュレーション解析を行う。なお、先述のように、多端子 HVDC システムにおいて端子脱落が生じる場合、その端子が洋上 WF と陸上系統どちらに接続されるかで、多端子 HVDC システムの運転の様相は異なるため、①では陸上 APR 端子脱落、②では洋上 APR 端子脱落を想定することとする。

① Case 2-1 : VSC4 (陸上 APR 端子) 脱落時

シミュレーション開始から 15 秒の時点で、陸上系統に接続される APR 端子であると想定した VSC4 ($P_{VSC4} = -100$ MW) が脱落するものとする。本シミュレーション条件下における、定常時 (0 秒) と WF の出力変化後 (30 秒) の各端子出力電力を表 2.4 に示す。

表 2.4 各端子の出力電力 (Case 2-1)

時間	P_{VSC1}	P_{VSC2}	P_{VSC3}	P_{VSC4}
0 秒	99 MW	-100 MW	100 MW	-100 MW
30 秒	0 MW	-100 MW	100 MW	0 MW

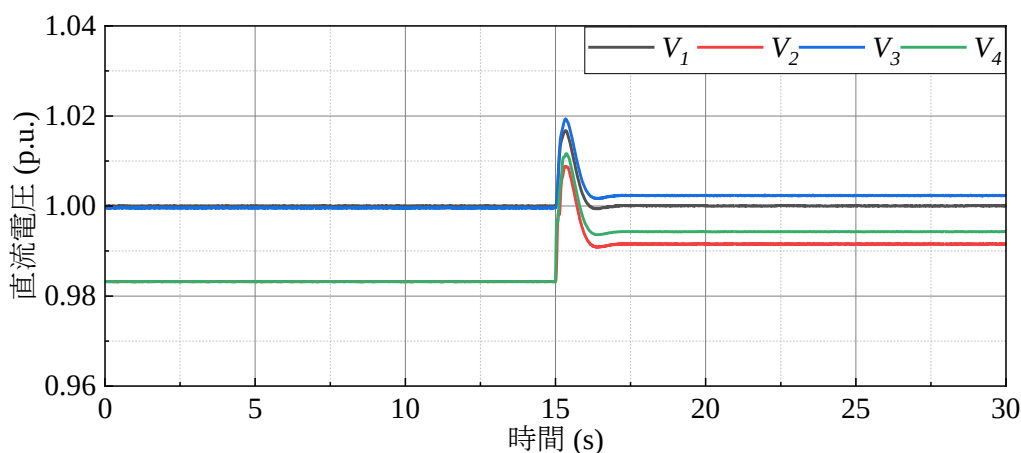


図 2.11 直流電圧 (Case 2-1)

各端子の直流電圧を図 2.11 に示す。陸上 APR 端子を想定した VSC4 が脱落すると、この端子の出力分、DC-AVR 運転端子である VSC1 の出力が約 100MW から 0MW まで減少する。このような各端子の出力電力の変動に伴い、図 2.11 より VSC2 の直流電圧 V_2 が 1.009 p.u.程度まで上昇していることがわかる。なおこの直流電圧 V_{VSC2} は、今回の試算で想定している閾値の範囲内であるため、VSC2 は APR 運転を続けている。従って、本シミュレーション条件下では、VSC4 の端子脱落后においても、VSC1, 2, 3, 5, 6 は定常時と同様の運転を継続する結果となっている。

② Case 2-2 : VSC4 (洋上 APR 端子) 脱落時

一方、本ケースでは VSC4 が WF に接続される APR 端子であり、脱落后の VSC4 の出力電力 P_{VSC4} が 100 MW である状況を想定する。この場合も Case 2-1 同様、シミュレーション開始から 15 秒の時点で、VSC4 が脱落することを想定している。本シミュレーション条件下における、定常時 (0 秒) と WF の出力変化後 (30 秒) の各端子出力電力を表 2.5 に示す。

各端子の直流電圧を図 2.12 に示す。VSC4 (洋上 APR 端子) が脱落すると、DC-AVR 運転端子である VSC1 の出力電力が約-100MW から 0MW まで変化する。本ケースも Case 2-1 と同様、もともと VSC4 が出力していた電力分だけ、VSC4 の脱落后においては VSC1 が負担するような振る舞いをしていることがわかる。この直流区間の出力変動に伴い、図 2.12 に示すように、VSC2 側直流電圧 V_2 は 0.976 p.u.程度まで低下していることが確認できる。なお、このケースにおいても、VSC2 の直流電圧の変動は閾値の範囲内となるため、VSC2 は APR 運転を継続する結果となっている。つまり、本ケースにおいても Case 2-1 と同様、VSC4 の端子脱落后においても、VSC1, 2, 3, 5, 6 は定常時と同様の運転を継続している。

表 2.5 各端子の出力電力 (Case 2-2)

時間	P_{VSC1}	P_{VSC2}	P_{VSC3}	P_{VSC4}
0 秒	-98 MW	-100 MW	100 MW	100 MW
30 秒	0 MW	-100 MW	100 MW	0 MW

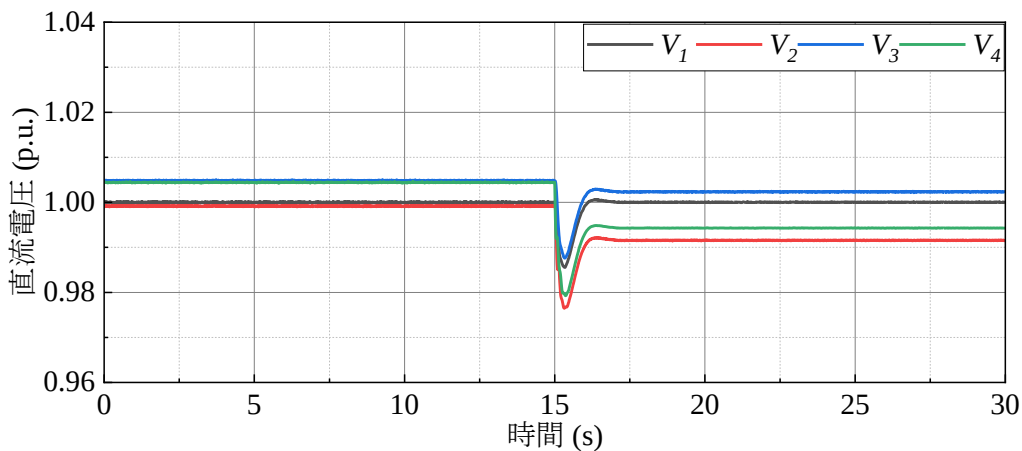


図 2.12 直流電圧 (Case 2-2)

第 2 章 HVDC システムの交直変換器制御2.4 シミュレーション解析による提案手法の有効性評価

③ Case 2-3 : WF 端子の出力変化時

本ケースでは、シミュレーション開始から 15 秒の時点で、共に WF に接続される APR 端子であるものと想定した VSC3 及び VSC4 の出力電力が、同時に 40MW から 100MW までステップ状に変化した状況を想定する。つまり、VSC3 及び VSC4 の出力電力は合計 120 MW 分だけ定常状態から変化していることとなる。

本シミュレーション条件下における、定常時（0 秒）と WF の出力変化後（30 秒）の各端子出力電力を表 2.6 に示す。なお、本来は多端子 HVDC システムの実運転時に想定されうる直流電圧の変動分と、電圧マージン設定に係る運転特性の切替速度の違いの両面を考慮して可変閾値の算出に係る規定値（ α 及び β ）を設定するため、WF 等の各端子における出力変動に伴う電圧変動によって、意図しない運転特性の切替が生じる可能性は低い。ただし、意図しない出力変動に起因する直流電圧変動によって、提案手法の運転特性切替における誤動作や、不要動作が生じる可能性もゼロではない。そのため、ここでは万が一、事前に想定していないような範囲の直流電圧変動が生じた場合を仮定して、その際が多端子 HVDC システムの応答を確認する。

VSC2 における運転特性の 13 秒～17 秒時における拡大図を図 2.13、各端子の直流電圧を図 2.14 に示す。図 2.14 より、WF の急峻な出力変動が生じると、直流区間の潮流の変化に伴って VSC2 側直流電圧 V_2 が 1.017 p.u.程度まで上昇していることがわかる。なお、提案手法では、定常状態における回路方程式を用いて算出した電圧参照値に規定値を加算した可変閾値によって VSC2 の運転特性の切替を判断しており、過渡的な電圧変動自体には対応できないため、図 2.13 に示すように VSC2 が APR 運転から DC-AVR 運転に切り替わっていることがわかる。なお、この運転特性切替は誤動作である。ただし、各端子と上位制御系との間で正常に通信が可能であり、VSC1 の正常動作を VSC2 において確認できることを前提としている本シミュレーション条件下では、提案手法に含まれる誤動作判定により、15.3 秒付近で VSC2 を APR 運転へ復帰させることが可能となることが確認できる。

以上のように、提案手法では、直流電圧変動によって DC-AVR 運転及び APR 運転の切替を判断しているため、事前に想定していないような範囲の直流電圧変動が生じると、DC-AVR 運転端子が脱落したものと判断してしまい、不要な APR 運転から DC-AVR 運転への運転特性切替が生じてしまう場合が想定される。ただし、この場合においても、上位制御系を介した通信によって誤動作判定を行うことで、想定通りの運転特性に復帰できることを確認した。

ただし、この誤動作判定は上位制御系と端子間での通信に依存するものであり、通信にトラブルが生じている場合にはこの操作を行うことはできない。このような場合を想定したシステムの応答については、（3）Case 3 にて記述する。

表 2.6 各端子の出力電力（Case 2-3）

時間	P_{VSC1}	P_{VSC2}	P_{VSC3}	P_{VSC4}
0 秒	－39 MW	－40 MW	40 MW	40 MW
30 秒	－158 MW	－40 MW	100 MW	100 MW

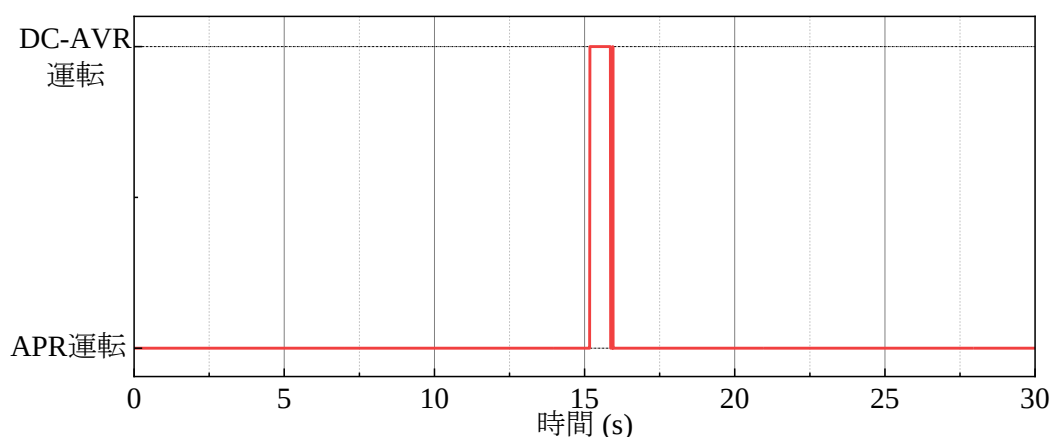


図 2.13 VSC2 の運転特性 (Case 2-3)

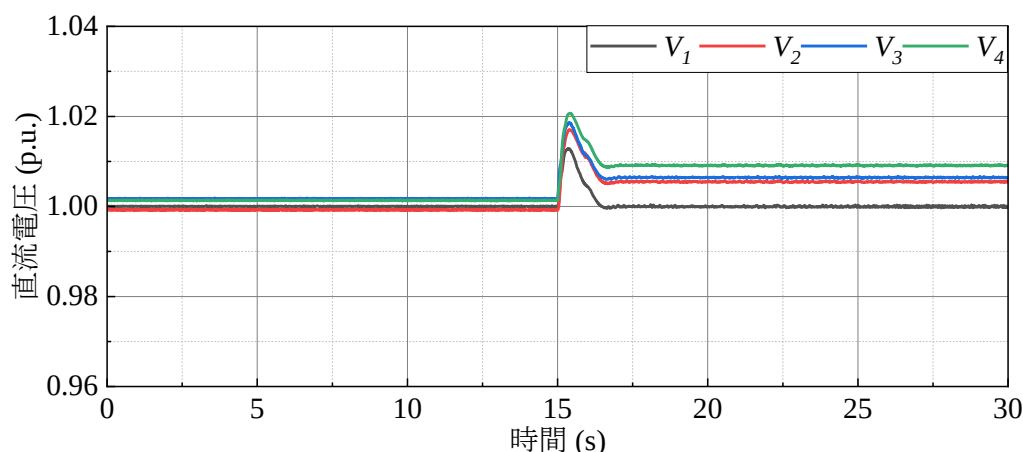


図 2.14 直流電圧 (Case 2-3)

(3) 通信トラブル発生時 (Case 3)

提案制御システムの信頼性向上のため、上位制御系を介した各端子間での通信状況が良くない状況下（通信トラブル発生時）においても、多端子 HVDC システムが事前に設定した運転特性に従って直流電圧を維持し、多端子 HVDC システムが正常に動作するよう制御手法を設計しておく必要がある。提案手法では、運転特性切替の判断自体は各端子でローカルに行うが、直流電圧参照値の算出や誤動作判定には、上位制御系と端子間での通信を使用することとしている。そこで、③Case 2-3：WF 端子の出力変化時と同様の時系列において、VSC2 による誤動作判定が通信トラブルにより行うことができない場合を想定したシミュレーション解析を行った。

本解析条件下における、定常時（0 秒）と WF の出力変化後（30 秒）における各端子の出力電力を表 2.7 に示す。また、Case 2-3（通信トラブルなし、誤動作判定あり）及び Case 3（通信トラブルあり、誤動作判定なし）それぞれの場合における、VSC2 の運転特性の 13 秒～17 秒時における拡大図を図 2.15 に示す。なお、Case 3 では、通信トラブルによって端子間通信を行うことのできない状況下において、システム内に基準直流電圧を確立することのできる端子が存在しないケースを避けるために、図 2.5 に示す提案手法のフローチャートに従って、VSC2 は電圧ドロープ運転へ切り替わることが想定される。また、一連の動作における Case 2-3 及び Case 3 の VSC1、

第 2 章 HVDC システムの交直変換器制御

2.4 シミュレーション解析による提案手法の有効性評価

VSC2 の出力電力を図 2.16, 各端子の直流電圧を図 2.17 に示す。

図 2.15 に示すように, Case 3 においても Case 2-3 と同様のプロセスによって, VSC2 が APR 運転から DC-AVR 運転へ切り替わっていることが確認できる。ただし, Case 3 においては端子間通信にトラブルが発生することを想定している為, 誤動作判定により APR 運転への移行の是非が判断できないことが判明した時点, あるいは何らかの経緯 (可変電圧閾値の情報送信時など) によって端子間通信が実行できないことが判明した時点で, 図 2.15 に示すように VSC2 は電圧ドループ運転へさらに切り替わることとなる。このため, Case 2-3 では, 図 2.16 に示すように DC-AVR 運転端子である VSC1 のみが動作し, WF 端子の出力変動分だけ受電電力 P_{VSC1} が変化しているが, これに対して Case 3 においては受電電力 P_{VSC2} が, 予め設定されたドループ特性に従って変化している。つまり, 通信トラブル発生時においては, 結果的に VSC1 と VSC2 の協調により, 2 端子で多端子 HVDC システムにおける直流電圧制御がなされている状態になる。この状態においても, VSC2 を DC-AVR 運転ではなく電圧ドループ運転とすることで, 複数の DC-AVR 運転端子が存在することによる端子間での制御干渉を防ぐことができる。従って, 提案手法では, 上位制御系を介した端子間通信に依存することなく, 多端子 HVDC システムの有効電力・直流電圧制御が可能となる。また, 今回のシミュレーションケースとは異なるが, 仮に多端子 HVDC システム内に DC-AVR 運転端子が存在しない状況であったとしても, VSC2 が電圧ドループ運転することで, システム内における直流電圧の再確立が可能となるものと期待される。

以上の (1) ~ (3) の解析結果により, 提案手法を用いることで, 一定間隔毎に各端子の出力電力や電圧といったシステムの運用情報を基に更新する可変電圧閾値によって運転特性切替を判断することで, DC-AVR 運転となる端子を俊敏に決定できることを明らかにした。これにより, 従来手法よりも素早く運転特性切替の判断を行うことが可能となり, DC-AVR 運転端子の脱落時において, 即座に別の APR 端子がこの DC-AVR 運転を引き継ぐことができる。そのため, DC-AVR 運転端子の不在期間による電圧変動を抑制でき, かつ直流電圧運転幅の事前確保が不要になることから, 端子脱落時においても十分に安定性の高いシステム運用が可能になるものと期待される。また, 端子脱落時や急峻な出力変動に伴って直流電圧が大きく変動する場合にも, 端子間で制御が干渉することなく適切な運転特性を得られることを明らかにした。

更に, 上位制御系と端子間での通信においてトラブルが発生した場合を想定した多端子 HVDC システムの制御手法を考慮している提案手法を実装することにより, 通信に依存しない信頼性の高いシステム運用が実現できるものと考えられる。

表 2.7 各端子の出力電力 (Case 3)

時間	P_{VSC1}	P_{VSC2}	P_{VSC3}	P_{VSC4}
0 秒	-40 MW	-40 MW	40 MW	40 MW
30 秒	-99 MW	-100 MW	100 MW	100 MW

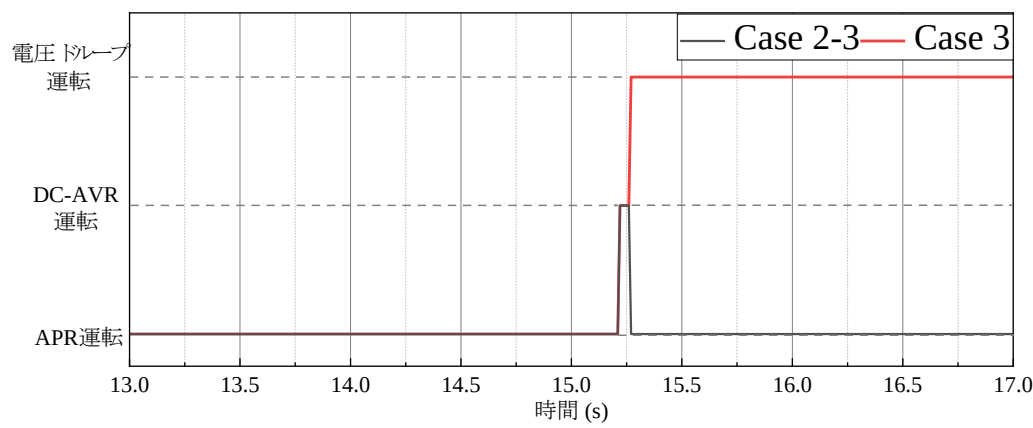
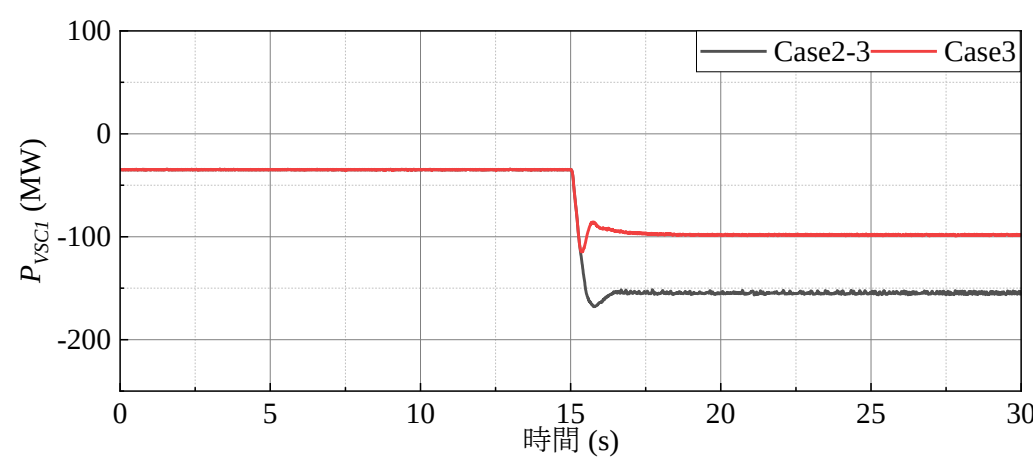
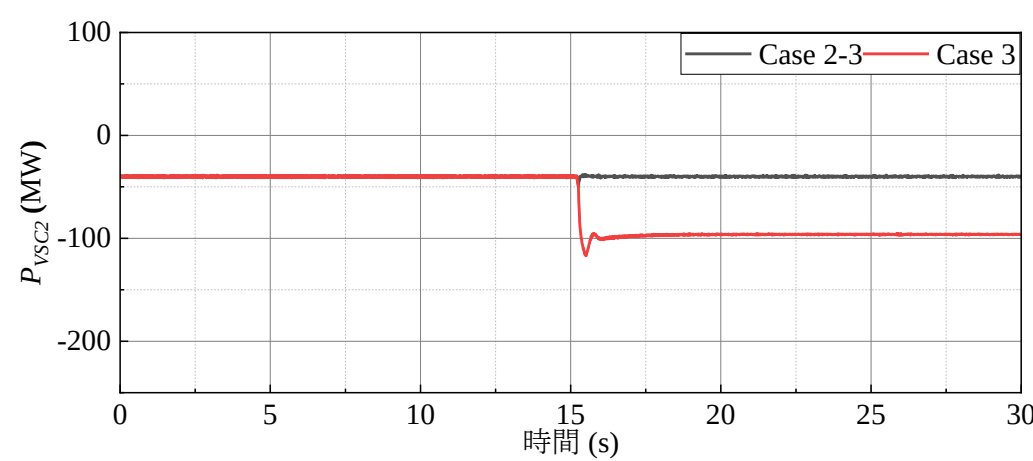


図 2.15 VSC2 の運転特性 (Case 2-3, Case 3)



(a) VSC1



(b) VSC2

図 2.16 各端子の出力電力 (Case 2-3, Case 3)

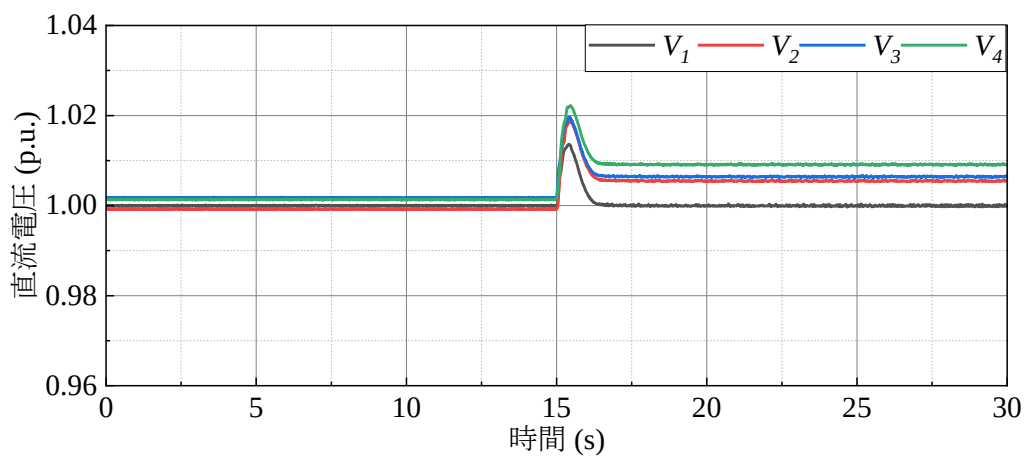


図 2.17 直流電圧 (Case 3)

第3章 直流区間における故障発生を想定した多端子 HVDC システムの運用

第1章で述べたように、洋上WFの導入拡大に伴って、多端子HVDCシステムの活用に益々期待が集まることが予想される。多端子HVDCシステムにおいて直流系統故障が発生した場合、洋上WFの発電機会損失の最小化や、地域間連系線の全停止による交流系統への影響といった観点から、システムの全停止は避けるべきであると考えられる。なお、直流ケーブル上で故障が発生すると、過電圧や過電流といった異常を検出した場合には、予め定義された手順に従って、各変換所の交直変換器、遮断器、開閉器等（保護リレーシステム）が動作する。この際、直流遮断器（DC Circuit Breaker: DCCB）等の開閉によって故障区間のみを遮断することで、システム全体を停止することなく事故の影響を大きく受けていない健全回路のみを用いた縮退運転に移行することができる^[31]。基本的に、保護リレーシステムの動作や関連する情報の伝達は、数十ミリ秒オーダーで行われるものではあるが、システムの安全な運転の継続のためにはできる限り早く、かつ通信に依存せずに緊急時制御へ切り替わる必要があると考えられている。ただし、健全回路内の各端子の制御方式によっては、故障区間の遮断後に直流電圧を再確立できず、最終的にシステムが全停止となる場合も想定される。

これまでに、多端子HVDCシステムにおいて故障が発生した場合における故障検出手法に関する検討や、DCCBの配置、故障区間の遮断に関する検討は多くなされている^{[32][33]}。しかしながら、故障箇所の分離後における健全区間の潮流制御に着目した検討は少ない。縮退運転時においてもシステムを停止することなく運転継続を行うためには、故障区間の遮断後のシステム構成を考慮した有効電力・直流電圧制御が必要不可欠である。

このような背景から、本章では故障箇所の遮断後においてシステムの運転継続を可能とすることを目的とした緊急時制御への切替手法を提案する。また、通信に依存することなく故障発生時に各端子の運転特性切替を実現するための手法についても述べる。

本章の構成は次の通りである。まず、3.1節では想定する前提条件、3.2節では可変電圧閾値に基づく緊急時制御手法を提案し、放射状の構成をとる多端子HVDCシステムを想定したシミュレーション解析により提案手法の有効性を評価した結果について説明する。3.3節では、離散ウェーブレット変換による故障検出手法について述べ、多端子HVDCシステムにおいて本手法を適用した際の妥当性を検証した結果について説明する。更に、3.4節では、可変電圧閾値及び離散ウェーブレット変換を用いた多端子HVDCシステムの緊急時制御手法を提案し、複数の分離系統が想定される多端子HVDCシステムを用いたシミュレーション解析により提案手法の有効性を評価した結果について説明する。

3.1 想定する前提条件

本節では、故障発生時を想定した多端子 HVDC システムの制御方式を提案するにあたり前提とする条件について記述する。

本節においても、多端子 HVDC システムにおける平常時の運転方式として、前章で説明した可変電圧閾値方式による有効電力・直流電圧制御を採用することを想定している。なお、この可変閾値方式では、多端子 HVDC システムの全端子が健全であることを前提として、上位制御系が各端子の電圧・出力電力情報を収集し、運転切替の判断基準となる電圧閾値を算出するものである。従って、直流区間で故障が発生し分離システムとなった場合には、各分離システムの構成を把握した上で、新たに閾値を求めるアルゴリズムを構築する必要があるが、その準備には時間を要することが想定され、迅速な運転再開の足かせとなり得る。

なお、多端子 HVDC システムの直流区間にて故障が生じた場合、複数の送電区間や端子に故障の影響が及び、システムが連鎖的に停止することが懸念される。そこで、DCCB により故障区間を高速に分離することで、健全回路への影響を最小限に抑える方法が検討されている。一般的に、直流系統内にて故障が生じた場合、故障発生から 6ms 以内に保護リレーによって DCCB が動作することが望ましい^{[31][32][34]}。本論文では、HVDC システムの故障検出手法の開発や保護リレーの詳細な動作には焦点を当てていないため、単純に故障開始から 5ms 後に単純に各 DCCB が動作するものとした。本節にて使用を想定したハイブリッド DCCB モデルを図 3.1 に示す。

3.2 可変電圧閾値に基づく緊急時制御手法

極間短絡故障（Pole-to-Pole : P-P）故障や地絡故障（Pole-to-Ground : P-G）故障のような直流ケーブル故障は、コンバータに深刻なダメージを与え、多端子 HVDC システム全体の停止につながる可能性がある^{[35][36][37]}。このような場合には、故障の影響を受けている一部（故障区間）を DCCB 等の動作によってシステムから切り離し、健全回路は運転を維持できるようにすることが望ましい。なお、直流ケーブル上の地絡は永久故障であり、再閉路は想定しないため、DCCB の動作によって他の端子とルート断になり孤立した端子は脱落に至る。また、故障の影響を受けていない健全回路内には、DC-AVR 運転端子や電圧ドローブ運転端子といった直流電圧制御端子を少なくとも一つ確保する必要がある。これは、健全回路内に直流電圧制御端子が存在し

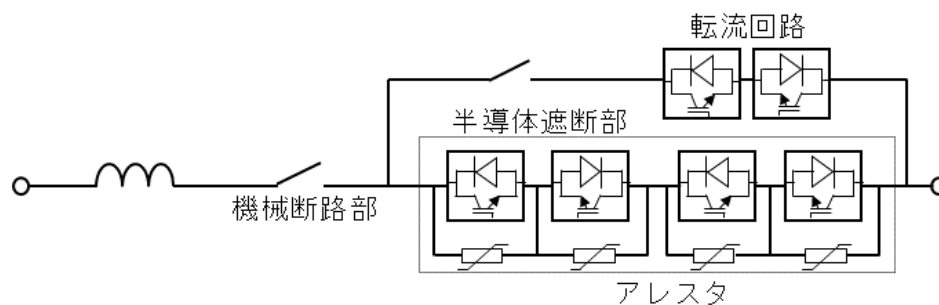


図 3.1 ハイブリッド DCCB モデル^[39]

ない場合、故障区間を適切に遮断できたとしても、直流電圧を維持できず最終的にシステムが停止に至るためである。つまり、故障時における DCCB を用いた多端子 HVDC システムの系統分離は、電力フローの急激な変化と DC-AVR 運転端子の不在による深刻な電圧変動を引き起こすリスクがある。

本論文にて提案する可変電圧閾値に基づく有効電力・直流制御手法においては、定常時において一つの端子のみが DC-AVR 運転を行っているため、故障発生によって分離系統となる場合には、DC-AVR 運転端子の決定には工夫が必要になる。そこで、提案手法における故障時を想定した多端子 HVDC システムの制御手法の目的の一つは、縮退運転時においても適切に DC-AVR 運転端子を決定することである。

DCCB の仕様や配置法についてはこれまでに多くの検討がなされているが、直流母線に接続される全ての送電線や変換器等の間に DCCB を設置する構成は、欧州の Twenties (Demo 3) プロジェクトや、日本の次世代洋上直流送電システム開発事業においても採用された、一般的な構成例である^[38]。本論文では文献[39]を参考に、遮断時間 2ms のハイブリッド DCCB を各直流送電線の両端に配置 (3.2 節の図 3.2 を参照) することとする。

3.2.1 緊急時制御への切替手法

可変電圧閾値に基づく有効電力・直流電圧制御方式に、故障発生時を想定した運転特性切替手法を適用することを想定した、提案手法のフローチャートを図 3.2 に示す。図 3.2 中の赤枠で示した範囲が、主に緊急時を想定した運転特性切替に係る部分である。提案手法では、縮退運転となった場合のシステム構成を考慮し、DC-AVR 運転端子 $\#k$ と、 $\#k$ の次に DC-AVR 優先順位の高い端子 $\#(k+1)$ 以外から一つ端子 ($\#l$) を選定し、この端子の受電電圧に可変閾値 $V_{th,em}$ を設ける。この端子 $\#l$ の決定手順については、3.3.1 節のシミュレーション解析にて記述する。なお、 $V_{th,em}$ は次式から算出する。

$$V_{th,em} = V'_{(k+1)} \pm \beta \quad (3.1)$$

ここで、 β は上位制御系において予め設定した規定値であり、 $\beta > \alpha$ である。図 3.2 に示したフローチャートに従って、 $\#l$ の直流電圧 V_l が閾値 $V_{th,em}$ を超えた場合、端子 $\#l$ は自律的に運転モードを APR 運転から DC-AVR 運転に切り替える。なお、この端子 $\#l$ の設定は、直流区間にて故障が発生した場合を想定し、多端子 HVDC システムが縮退運転となった際にできる限りシステムの全停止を回避し、被害が最小となるように運転開始前に TSO が予め決定しておく。ここでは、この端子 $\#l$ を緊急時用 DC-AVR 運転端子と呼ぶこととする。3.2.2 項の解析条件にて示すような (図 3.3 を参照) 放射状のシステム構成では、基本的に 2 つの分離系統となることが考えられるが、このような場合には容易に緊急時用の DC-AVR 運転端子を設定できるものと考えられる。

以上のように、故障時において各変換器が予め決められた運転特性にて動作するため、直流区間での故障に起因する直流電圧変動が確認できれば、故障種別や故障位置は不明であっても、緊急時を想定した各変換器制御動作を開始できる。なお、提案する運転特性切替手法では、直流ケーブルの故障検出に関係なく、直流電圧変動が発生した場合に実行される。そのため、規定値 α 及

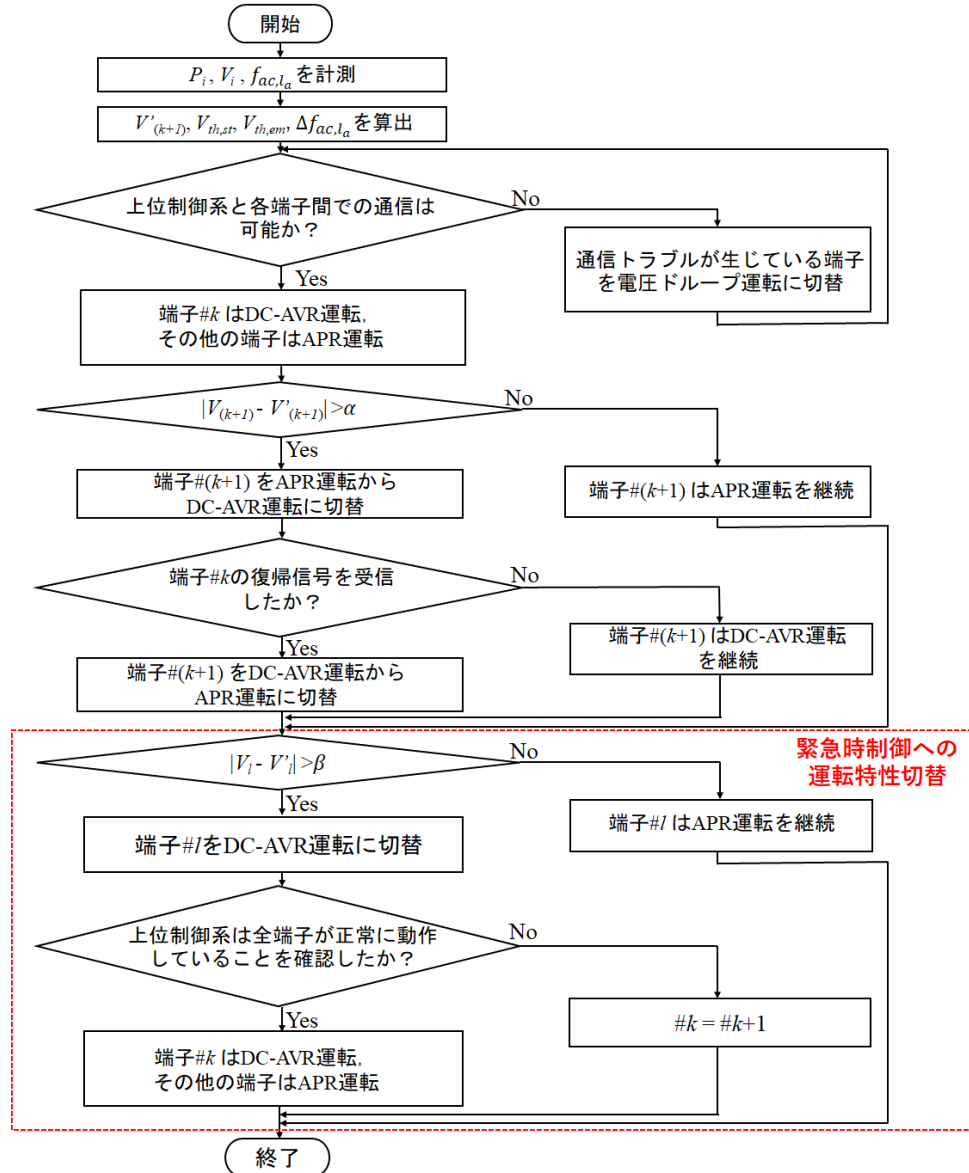


図 3.2 可変電圧閾値に基づく緊急時制御のフローチャート

び β は、定常運転時に発生する可能性のある直流電圧変動を考慮して設定するが、出力変動に起因する電圧変動等によって不要動作が生じる可能性がある。このような場合、誤動作した端子の運転特性を、元の APR 運転に戻す必要がある。提案方式では、上位制御系からの制御信号により、この誤動作の復旧を数秒以内に実行するものとしている。

3.2.2 解析条件

本項では、3.2 節にて提案する故障発生時を想定した多端子 HVDC システムにおける可変電圧閾値に基づく緊急時制御手法について、シミュレーション解析により有効性を評価する。ここで

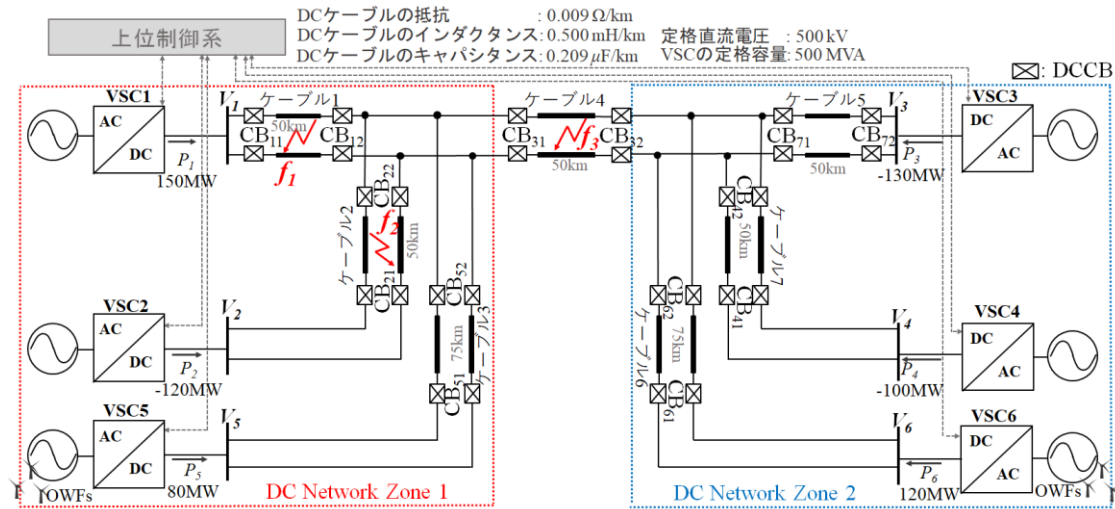


図 3.3 6 端子 HVDC モデル

は、図 3.3 に示す放射状の構成の 6 端子 HVDC システムモデルを、シミュレーション解析に使用する。なお、各パラメータは図 3.3 の上部にも記載しているが、表 2.1 と同様の値を使用する。また、図 3.3 に示すように、全ての直流ケーブルの両端に DCCB を設置し、これによって直流ケーブルにおいて発生した故障を除去した上で健全回路の運転を維持することを想定する。なお、これは永久故障であるものとし、再閉路は行わない。本解析条件にて想定するような放射状のシステム構成の場合、故障に伴う DCCB の動作によって、2 つの分離システムとなることが考えられる。

ここでは、図 3.3 中に赤色で示す f_1 (VSC1 側 P-G 故障)、 f_2 (VSC2 側 P-G 故障)、 f_3 (Zone 1・Zone 2 間で生じる P-G 故障) の 3 地点それぞれにおいて故障が発生した場合を想定する。この $f_1 \sim f_3$ の故障は、シミュレーション開始から時間の 5.0 秒後に発生し、更にその 5ms 後に DCCB を開放することとする。提案手法の有効性を評価するために、従来手法として電圧ドロップ方式及び電圧マージン方式との比較を行う。本シミュレーション解析において想定するシナリオを以下に示す。また、各シナリオ下におけるシミュレーションケースを表 3.1 に纏める。

- (1) VSC1 側 P-G 故障 f_1 を想定
- (2) VSC2 側 P-G 故障 f_2 を想定
- (3) Zone 1・Zone 2 間で生じる P-G 故障を想定

定常時における各端子の運転特性を表 3.2 に示す。なお、定常時制御として提案する可変電圧方式を採用する場合には、定常時において VSC1 が DC-AVR 運転端子として動作し、何らかの要因で VSC1 が停止した場合には、VSC2 が DC-AVR 運転を引き継ぐこととする。

各直流ケーブル間で永久故障が発生し、その区間がルート断となった際、各端子が緊急時用の DC-AVR 運転端子として待機した場合において、健全回路内に DC-AVR 運転端子を確保できるか否かを表 3.3 に纏める。なお、現在 DC-AVR 運転を行っている VSC1 と、DC-AVR 優先順位第 2 位として運転特性切替を待機している VSC2 は制御対象から除外している。ここで、表 3.3 中の ○ は健全回路内に DC-AVR 運転端子を確保できていること、× は DC-AVR 運転端子を確保でき

第 3 章 直流区間における故障発生を想定した多端子 HVDC システムの運用 3.2 可変電圧
閾値に基づく緊急時制御手法

表 3.1 シミュレーションケース

(1)	Case 1-1	電圧ドループ方式（従来手法）
	Case 1-2	電圧マージン方式（従来手法）
	Case 1-3	提案手法
(2)	Case 2-1	電圧ドループ方式（従来手法）
	Case 2-2	電圧マージン方式（従来手法）
	Case 2-3	提案手法
(3)	Case 3-1	電圧ドループ方式（従来手法）
	Case 3-2	電圧マージン方式①（従来手法）
	Case 3-3	電圧マージン方式②（従来手法）
	Case 3-4	提案手法

表 3.2 定常時における各 VSC の運転特性

端子	運転特性		
	Case 1-1, 2-1, 3-1	Case 1-2, 2-2, 3-2, 3-3	Case 1-3, 2-3, 3-4
VSC1	電圧ドループ	DC-AVR	DC-AVR
VSC2	電圧ドループ	APR	APR
VSC3	電圧ドループ	APR	APR
VSC4	電圧ドループ	APR	APR
VSC5	APR	APR	APR
VSC6	APR	APR	APR

表 3.3 健全回路における DC-AVR 運転端子の有無

端子	故障区間						
	ケーブル 1	ケーブル 2	ケーブル 3	ケーブル 4	ケーブル 5	ケーブル 6	ケーブル 7
VSC3	○	○	○	○	○	○	○
VSC4	○	○	○	○	○	○	○
VSC5	○	○	○	×	○	○	○
VSC6	○	○	○	×	○	○	○

ないことを意味している。これにより、本解析にて想定する多端子 HVDC システムでは、VSC3 もしくは VSC5 に緊急時用の DC-AVR 運転端子への切替端子を設定しておくことが望ましいことがわかる。この 2 端子のうち、どちらを緊急時用 DC-AVR 運転端子として選択するのかは、接続先の交流系統の規模や運転状況、変換器容量等をもとに TSO が判断するものとする。本解析条件下においては、VSC3 を選択するものとする。

また、ここでは VSC1～VSC4 は陸上交流系統への接続を想定しており、これらの端子は DC-AVR 運転、APR 運転、電圧ドループ運転のいずれかの制御モードで運転するものとする。一方、

VSC5 及び VSC6 は洋上 WF に接続される端子を想定し、これらの端子は出力を制御不可能であるものとし、常に洋上 WF の出力に応じた APR 運転で動作するものとする。なお、提案手法を採用した場合において、運転特性切替の判断に用いる規定値 α と β は、それぞれ 0.02 p.u. 及び 0.045 p.u. とする。また、従来手法である電圧マージン方式では、端子 $\#(k+1)$ において直流電圧が予め指定した電圧指定基準値を超えると、APR 運転から DC-AVR 運転に切り替わるが、この際の各端子における直流電圧基準値は、以降の解析結果に記載している。

3.2.3 解析結果

(1) Case 1-1～Case 1-3 : VSC1 側 P-G 故障 f_1 を想定

f_1 において P-G 故障が発生すると、図 3.3 に示す直流遮断器 CB12 及び CB13 の動作により、DC-AVR 運転端子である VSC1 が多端子 HVDC システムから切り離される。ここでは、以下に示す 3 ケースそれぞれにおける、シミュレーション結果を比較する。なお、Case 1-2 における VSC1～VSC4 の直流電圧基準値はそれぞれ 1.00 p.u., 1.02 p.u., 1.03 p.u., 1.04 p.u. とする。

Case 1-1 : 電圧ドループ方式 (従来手法)

Case 1-2 : 電圧マージン方式 (従来手法)

Case 1-3 : 提案手法

図 3.4 に VSC2～VSC6 における直流電圧を示す。電圧マージン方式を用いた Case 1-2 では、VSC2～VSC4 の直流電圧基準値が 1.0 p.u. を超えており、DCCB の動作による系統分離後において、健全回路 (VSC2～VSC4 側) の直流電圧を維持することができない。これは、定常状態において VSC1 のみが DC-AVR 運転を行っているため、この端子がシステムから切り離されると、他の APR 端子のみでは直流電圧を制御できない状態になる為である。

一方、Case 1-1 及び Case 1-3 では、図 3.4 より故障発生後においても健全回路の安定した運転継続が可能となることがわかる。ただし、電圧ドループ方式を用いた Case 1-1 では、故障発生後の直流電圧が定常時と比べて 0.5 p.u. 以上低下していることが確認できる。これは、全端子が正常に動作している場合を想定して整定した $P-V_{dc}$ ドループ特性に基づいて、直流電圧が元の動作点から大きく変化するためである。この問題は、故障発生後において $P-V_{dc}$ ドループ特性を適切に更新することにより解決できる可能性があるが、この場合、各端子の運転状況や出力電力を把握した上で、再度パラメータ設計を行う必要がある。

提案手法を用いた Case 1-3 では、VSC1 がシステムから切り離されるような場合においても、故障発生から約 5.3 秒で VSC3 を APR 運転から DC-AVR 運転へ切り替えることが可能であり、直流電圧値が故障発生前から大幅に変動することなく、健全回路の安定した運転を維持することができる。従って、提案手法では、故障発生に伴い DC-AVR 運転端子がシステムから切り離されるような状態においても、適切な運転特性切替を実施することで、健全回路の安定した運転継続が可能であることを明らかにした。

(2) Case 2-1～Case 2-3 : VSC2 側 P-G 故障 f_2 を想定

f_2 において P-G 故障が発生すると、図 3.3 に示す直流遮断器 CB21 及び CB22 の動作により、

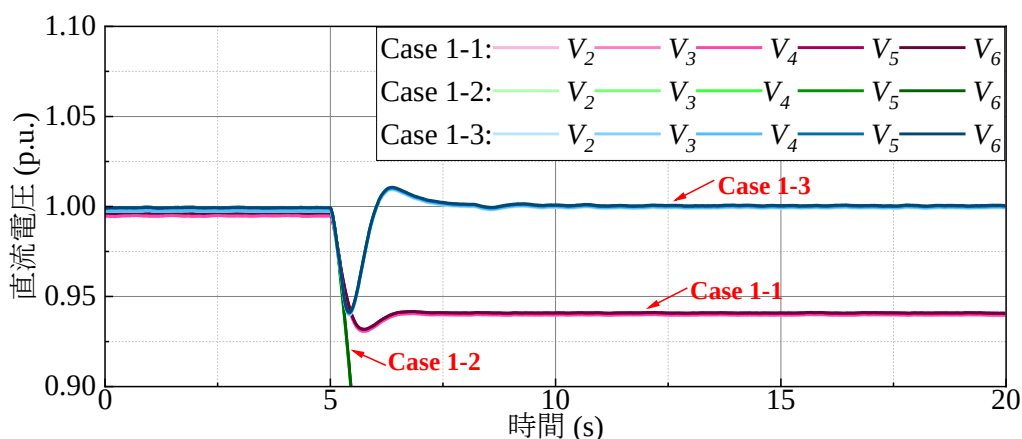


図 3.4 直流電圧 (Case 1-1～Case 1-3)

APR 運転端子である VSC2 が多端子 HVDC システムから切り離される。ここでは、以下に示す 3 ケースそれぞれにおける、シミュレーション結果を比較する。なお、Case 2-2 における VSC1～4 の直流電圧基準値はそれぞれ 1.00 p.u., 1.02 p.u., 1.03 p.u., 1.04 p.u.とする。

Case 2-1：電圧ドループ方式（従来手法）

Case 2-2：電圧マージン方式（従来手法）

Case 2-3：提案手法

図 3.5 に、VSC2 を除く健全回路における各端子の直流電圧を示す。図 3.5 より、全ケースで故障発生後においても直流電圧を維持できていることがわかる。ただし、電圧ドループ方式を用いた Case 2-1 では、故障発生後の期間において直流電圧が 1.04 p.u.付近に収束していることが確認できる。これは、先述の解析結果 (1) と同様、 $P - V_{dc}$ ドループ特性に基づいて、直流電圧が元の動作点から大きく変化するためである。従って、Case 2-1 では健全回路の運転継続は可能であるものの、事故後の直流電圧が基準値からずれるため、このような状態で直流電圧変動が生じると、直流電圧を許容運転範囲内（一般的に 1.05 p.u.以内）に抑制することが困難になる。

一方、Case 2-2 及び Case 2-3 では、故障発生後においても直流電圧が 1.0p.u.付近で維持されていることがわかる。これは、両ケースにおいて、健全回路内に存在する VSC1 が故障発生後においても DC-AVR 運転を継続し、直流電圧を制御しているためである。ただし、図 3.5 に示すように、電圧マージン方式を用いた Case 2-2 では直流故障条件下で最大直流電圧が 1.05 p.u. を超過するタイミングがあることがわかる。これは、電圧偏差に応じて VSC3 及び VSC4 の運転特性切替が一時的に誤動作しているためである。

以上の解析結果より、提案手法では、故障発生に伴って APR 運転端子がシステムから切り離されるような状態においても、従来手法と比較して大きな直流電圧変動を伴うことなく許容範囲内に抑制することができ、故障の影響を受けていない健全回路の安定した運転継続が可能であることを明らかにした。

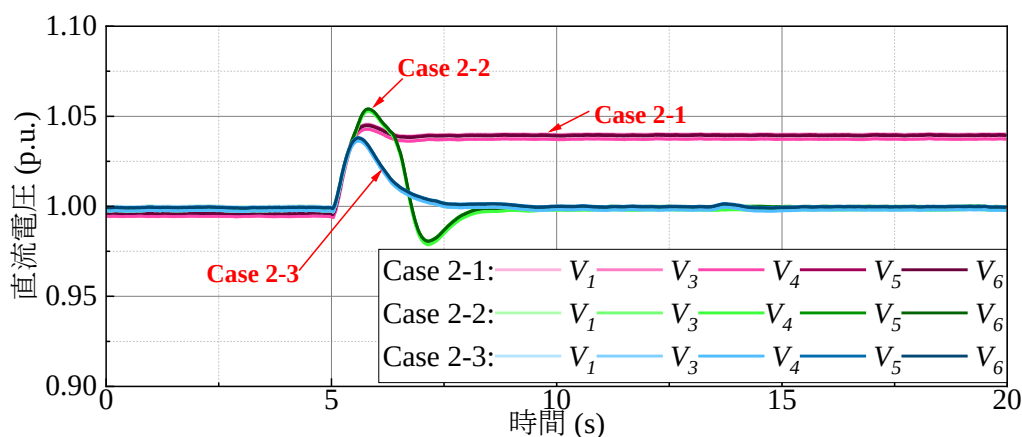


図 3.5 直流電圧 (Case 2-1～Case 2-3)

(3) Case 3-1～Case 3-3 : Zone 1・Zone 2 間で生じる P-G 故障を想定

f_3 において P-G 故障が発生すると、図 3.3 に示す直流遮断器 CB31 及び CB32 の動作により、多端子 HVDC システムが Zone 1 (VSC 1・2・5) と Zone 2 (VSC 3・4・6) に分離される。ここでは、以下に示す 3 ケースそれぞれにおける、シミュレーション結果を比較する。なお、Case 3-2 における VSC1～4 の直流電圧基準値は、(1) (2) における解析条件と同様、それぞれ 1.00 p.u., 1.02 p.u., 1.03 p.u., 1.04 p.u.としている。一方、Case 3-3 も Case 3-2 と同様の電圧マーヅン方式を用いたケースであるが、ここでの VSC1～4 の直流電圧基準値は、それぞれ 1.00 p.u., 1.02 p.u., 0.98 p.u., 1.04 p.u.とする。

Case 3-1 : 電圧ドループ方式 (従来手法)

Case 3-2 : 電圧マーヅン方式① (従来手法)

Case 3-3 : 電圧マーヅン方式② (従来手法)

Case 3-4 : 提案手法

図 3.6 に、Zone 1 及び Zone2 における各端子の直流電圧を示す。図 3.6 より、Case 3-1, Case 3-3, Case 3-4 では故障発生後においても Zone 1 及び Zone 2 両エリアにおいて直流電圧を維持できていることが確認できる。ただし、電圧ドループ方式を用いた Case 3-1 では、故障発生後の期間において直流電圧が 1.05 p.u.を超過、あるいは 0.95 p.u.を下回る値に収束していることが確認できる。従って、電圧ドループ方式を用いた Case 3-1 では、健全回路における直流電圧の再確立が可能であるものの、全端子が正常に運転していることを前提として予め設定した $P - V_{dc}$ ドループ特性に従って、事故後の直流電圧が基準値からずれる場合がある。このようなケースでは、直流電圧を許容運転範囲内に抑制することが困難になることがわかる。

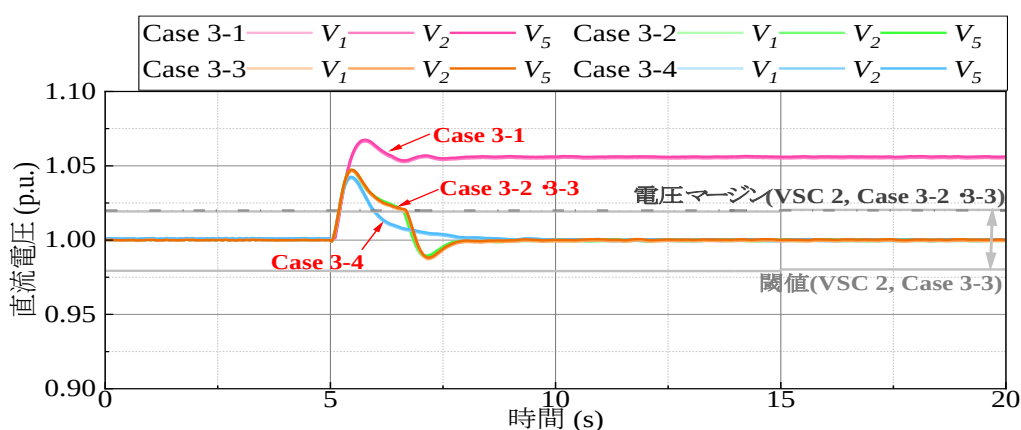
一方、電圧マーヅン方式を用いた Case 3-2 では、図 3.6 (b)に示すように Zone 1 においては VSC1 が直流電圧を制御するため、故障発生後においてもシステムを停止することなく運転継続が可能である。一方、故障発生後の Zone 2 には DC-AVR 運転端子である VSC1 が存在しない。そのため、Zone 2 では直流電圧は維持できず、故障の影響を受けていない健全回路であるにも関わらずシステムが不安定に至る。

第 3 章 直流区間における故障発生を想定した多端子 HVDC システムの運用 3.2 可変電圧 閾値に基づく緊急時制御手法

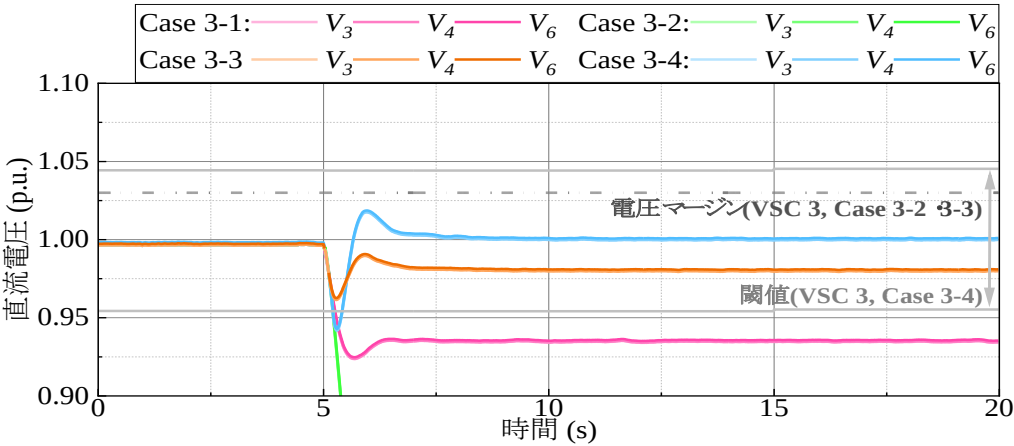
なお、Case 3-3 においては、電圧マージン方式の制御システム自体は Case 3-2 と同様のものを用いているが、VSC3 に設定されている直流電圧基準値が異なる値に設定されている。図 3.8(b) に示すように、本ケースにおいては Zone 1 においては VSC1 が、Zone 2 においては VSC3 が直流電圧を制御するため、故障発生後においてもシステムを停止することなく運転継続が可能であることが確認できる。従って、従来手法である電圧マージン方式を用いる際、故障条件と合致した適切な電圧マージンが設定されている場合には、システムが分離系統となった場合においても運転継続が可能となる場合があることが明らかとなった。ただし、この運転継続の可否は、直流電圧基準値（電圧マージン）の設定に依存する上に、マージンを広げるとその分だけ直流電圧運転幅が広がるといった問題につながる為、依然として課題が残る。

提案手法を用いた Case 3-4 では、図 3.8 (c)より故障発生に起因する直流電圧変動に基づいて、VSC3 が APR 運転から DC-AVR 運転に切り替わっていることが確認できる。これにより、Zone 1 では VSC1 が、Zone 2 では VSC3 が DC-AVR 運転端子となり、それぞれの区間の直流電圧を制御・維持することができる。

また、Case 3-2～Case 3-4 では、直流故障発生後において VSC2 は予め設定された直流電圧マージンまたは直流定常閾値に基づいて一時的に DC-AVR 運転に切り替わる。特に、Case 3-2, Case 3-3 では図 3.8 (a)(b)に示すように、一時的に VSC1・VSC2 とともに DC-AVR 運転をしている期間が存在する。この端子間での制御の干渉により、Zone 1 の直流電圧と出力電力に振動が生じている。ただし、Case 3-3 では、この運転特性切替は多端子 HVDC システムにおける上位制御系で誤動作と判断され、端子と上位制御系との通信により、適切な運転特性に迅速に修正される。従って、提案手法では誤動作の解消を考慮している点において、システムの信頼性を高めていると考えられる。なお、図 3.6(b)より、Case 3-3 及び Case 3-4 における Zone 2 の直流電圧を比較すると、Case 3-4 の方が、故障直後において変動が大きくなっていることがわかる。これは、VSC3 の運転特性切替に使用する直流電圧基準値及び可変電圧閾値と、直流電圧の計測値との差が、Case 3-4 のほうが大きいため生じるものである。つまり、可変電圧閾値においても規定値 α 、 β の設定によっては Case 3-3 と同等もしくはそれ以上に俊敏に運転特性切替を実施することができるが、これは誤動作を生じる原因になりうるため、総合的な検討のもと、設定する必要がある。

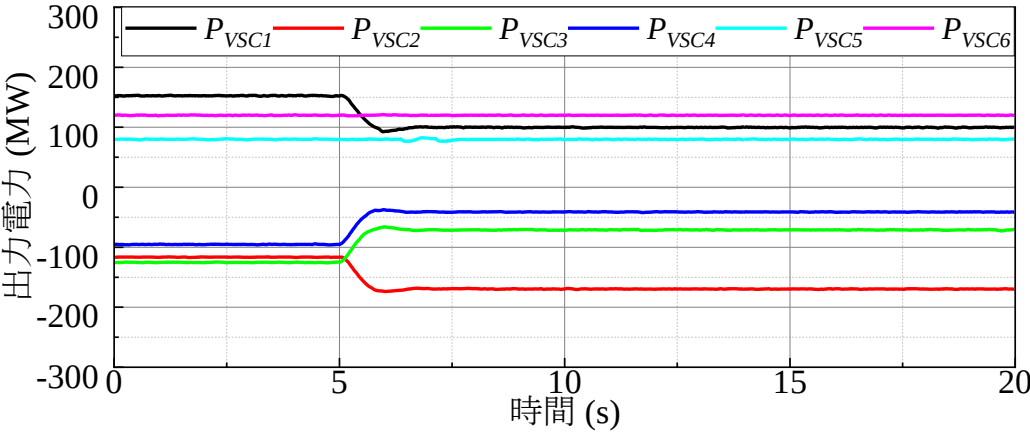


(a) Zone 1

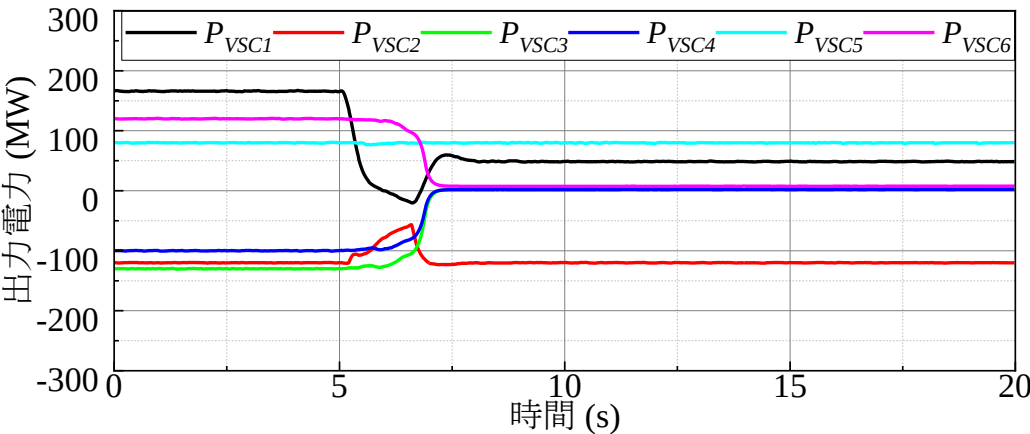


(b) Zone 2

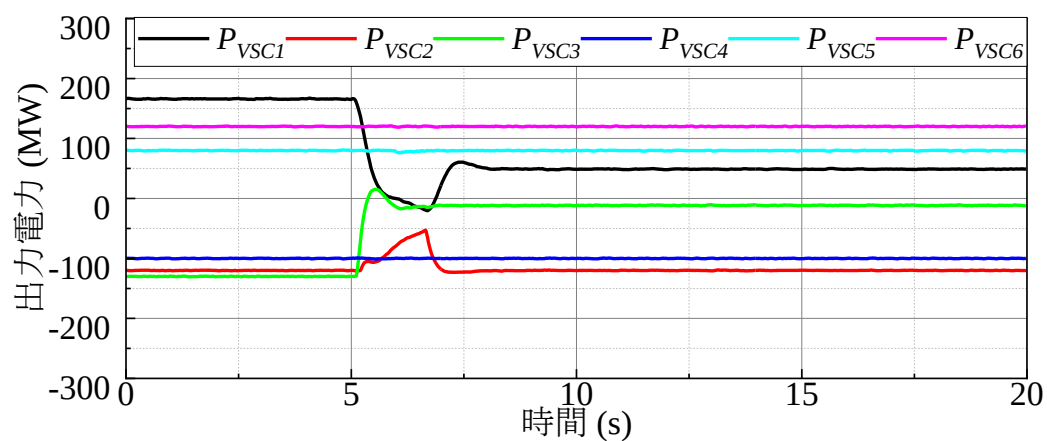
図 3.6 直流電圧 (Case 3-1~Case 3-4)



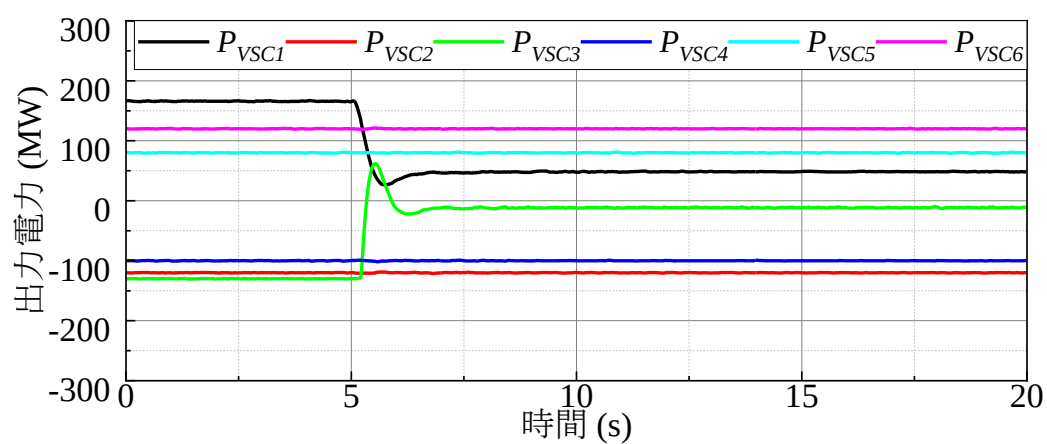
(a) Case 3-1



(b) Case 3-2

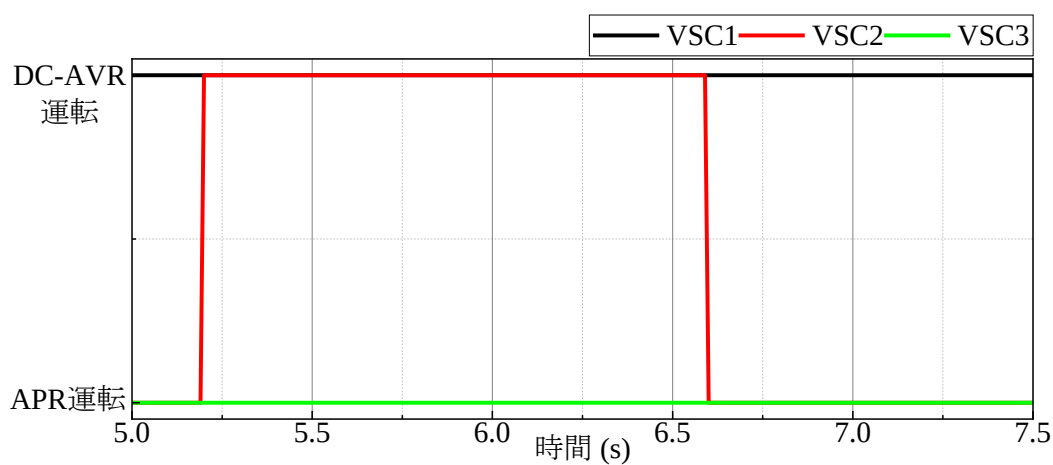


(c) Case 3-3

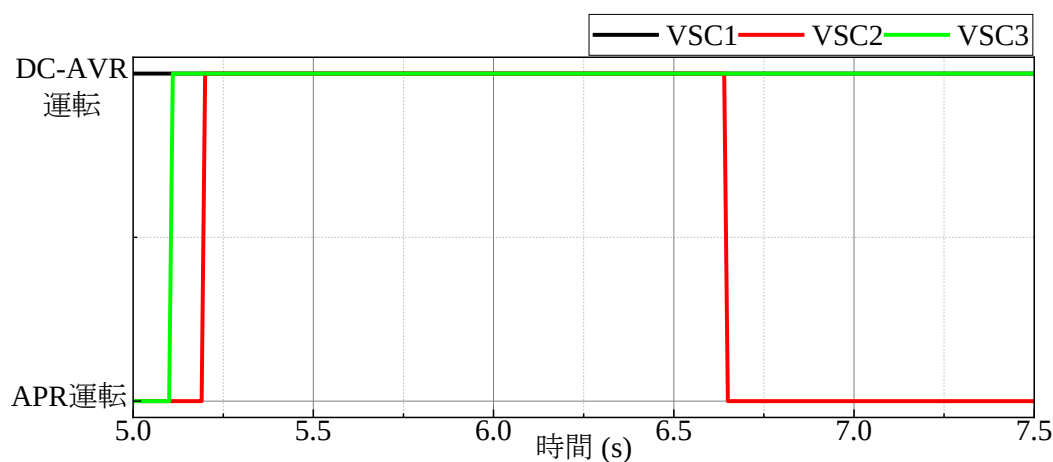


(d) Case 3-4

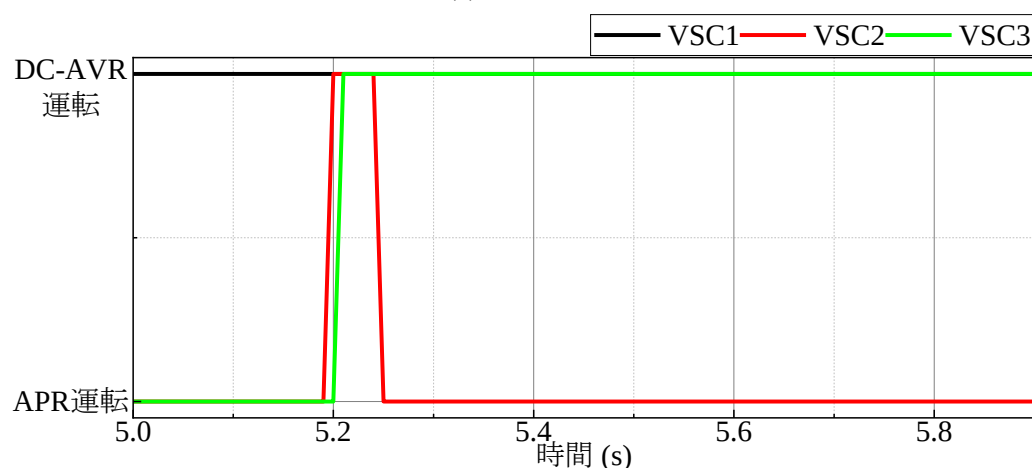
図 3.7 出力電力



(a) Case 3-2



(b) Case 3-3



(c) Case 3-4

図 3.8 運転特性

以上の (1) ~ (3) の解析結果により、HVDC システムの直流区間において故障が生じ、系統分離となる場合においても、提案手法によって DC-AVR 運転端子を適切に設定することで健全回路の運転継続の可能性を高めることができることを確認した。この点から、提案手法では故障発生時において従来の制御手法よりも信頼性の高い運転を実現できることを明らかにした。なお、この可変電圧閾値に基づく緊急時制御手法は、故障発生時において 2 つの分離系統になるような放射状のシステム構成に対して特に効果的であるものと考えられる。

提案手法の実装により、健全回路の運転継続の可能性を高めることができれば、HVDC システムに接続される WF の発電機会損失の減少や、地域間連系の継続によるレジリエンス向上に寄与できるものと考えられる。なお、本制御システムは、故障発生時のみならず、直流ケーブルの点検などによりルート断となる場合にも対応可能である。また、DCCB の動作等により他の端子とルート断になって孤立した端子は、事故などの影響を受けていなければ接続される交流系統に対して電圧変動抑制のために無効電力を出力する、STATCOM として運転することも可能である。

3.3 離散ウェーブレット変換による故障検出手法に関する検討

文献[40]などにおいて、各端子が取得可能なローカルな情報のみで、HVDC システムの直流区間に生じた故障を検出する手法が提案されている。ただし、これまでの検討では 2 端子 HVDC システムにおける直流区間で生じた故障を、離散ウェーブレット変換（Discrete wavelet transform : DWT）等により故障種別や故障箇所を検出する手法の開発自体が主な目的とされており、これらの故障検出情報を HVDC システムにおける潮流制御や端子運転特性切替に応用する検討は行われていない^{[41][42]}。なお、DWT による故障検出手法を多端子 HVDC システムに適用している検討は少ないため、複数端子を持つシステムにおいても、DWT によって適切に故障発生を把握できることを明らかにする必要がある。また、多端子 HVDC システムにおいて各端子でローカルに得られる端子電圧や電流、出力電力といった情報のみで DWT による故障検出手法を適切に行うことができれば、これによって得られる故障検出情報を用いることで、3.2 節で説明した緊急時を想定した運転特性切替に応用できるものと考えられる。

そこで本論文では、これまで検討されてきた DWT による 2 端子 HVDC システムの故障検出手法を、多端子 HVDC システムにおける直流ケーブルでの故障検出に応用し、かつこの故障検出情報を、運転特性切替を含む変換器制御システムに活用する手法について提案する。更に、シミュレーション解析により、提案手法の有効性を評価する。

3.3.1 DWT を用いた運転特性切替手法

本項では、DWT を用いた故障検出手法を、運転特性切替の判断に使用している。DWT の定義については付録に記述した。ここで、離散ウェーブレット変換 $W(2^j, 2^j k) \equiv d_k^{(j)}$ とすると (j は正の整数)、 $d_k^{(j)}$ は、各レベル j におけるウェーブレット係数である。また、提案手法では、2 倍毎の解像度のウェーブレットを用いて DWT により解析する手法である、多重解像度解析（Multi Resolution Analysis : MRA）を用いた解析を行う。MRA は、DWT において一般的に使用される高速アルゴリズムである。例として、3 レベルの場合のフィルタバンクを図 3.9 に示す。ここで、 $D[n]$ は詳細係数、 $C[n]$ は近似係数である。以上のように、レベルごとにウェーブレット係数が求められる。

DWT による故障検出手法では、各端子で取得した電流波形に対して DWT を行い、ウェーブレット係数 $d_k^{(j)}$ のピーク値 $K_{MAX}^{(j)}$ が閾値 $K_{th}^{(j)}$ を超過する場合、故障が発生したものと判別する。具体的な制御手法の手順を以下①～⑤に示す。

- ① マザーウェーブレット $\psi(t)$ 及びウェーブレット係数に設定する閾値 $K_{th}^{(j)}$ を決定
- ② 各端子において計測した電流値を入力としてウェーブレット係数 $d_k^{(j)}$ を算出
- ③ ウェーブレット係数 $d_k^{(j)} > K_{th}^{(j)}$ の時、故障発生と判断
- ④ 多端子 HVDC システムにおいて定常時制御から緊急時制御へ切り替える
- ⑤ 上位制御系を介した直流遮断器の投入・開放情報や変換器故障情報により、最適な制御方式へ移行

なお、電流波形を入力としたウェーブレット係数 $d_k^{(j)}$ は、故障種別や故障位置によって、ピーク値が変わってくる。そのため、解析対称とするモデルシステムにおいて様々な故障条件下で事前の解析を行うことで、検出したい故障に対する大まかなウェーブレット係数 $d_k^{(j)}$ のピーク値 $K_{MAX}^{(j)}$ に当たりをつけ、故障検出に使用する閾値を設定することができる。

また、DWT では目的に合わせてマザーウェーブレット $\psi(t)$ を自由に設置することができるが、本論文においては DWT による故障検出手法自体には焦点を当てていないため、試行錯誤的に決定することとする^[43]。

3.3.2 解析条件

シミュレーション解析により、提案する DWT による多端子 HVDC システムの制御手法の有効性について検証、評価する。ここでは、図 3.10 に示す 6 端子 HVDC システムを用いてシミュレーション解析を行う。VSC1～VSC4 は陸上交流系統を想定しており、これらの端子は DC-AVR 運転、APR 運転、電圧ドロープ運転のいずれかのモードで運転するものとする。一方、VSC5 及び VSC6 は洋上 WF に接続される端子を想定しており、これらの端子は常に APR 運転で動作するものとする。なお、定常状態において VSC1 は DC-AVR 運転しており、その他の端子は全て APR 運

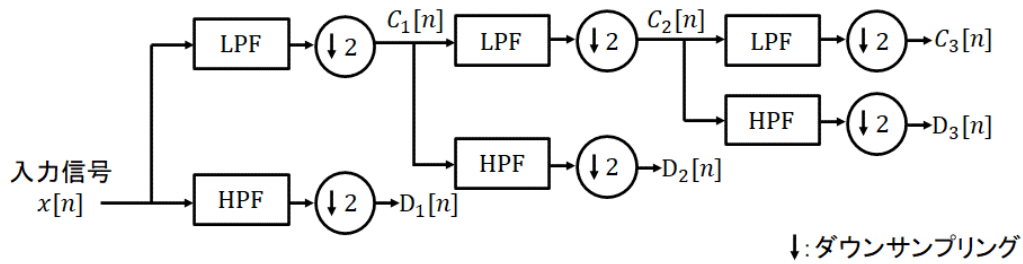


図 3.9 DWT を用いた MRA (3 レベルの場合の例)

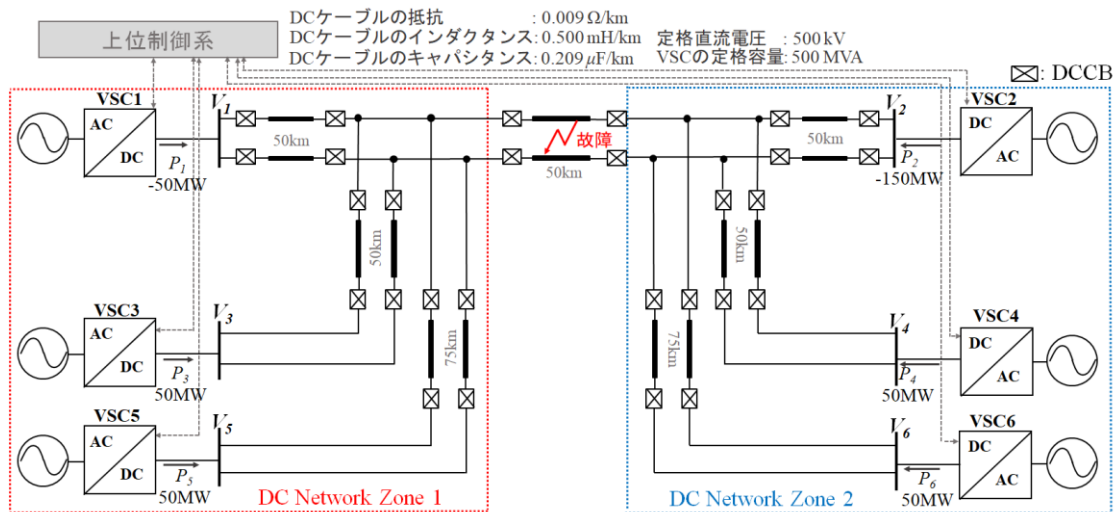


図 3.10 6 端子 HVDC システム

第 3 章 直流区間における故障発生を想定した多端子 HVDC システムの運用3.3 分散ウェーブレット変換による故障検出手法に関する検討

転しているものとする。DWT を用いた故障検出において使用する閾値 $K_{th}^{(6)}$ は、本検討では試行錯誤的に 0.25 とした。

提案手法の有効性を確認するために、図 3.10 中に赤色で示す VSC2 から 60km の地点で P-P 故障が発生した場合を想定し、故障区間の両端に設置される DCCB によって当該区間をシステムから切り離した状態に対して、ウェーブレット係数による故障検出手法の適用を検討する。なお、シミュレーション開始から 10 秒の時点で P-P 故障が発生するものとする。また、本解析条件下においては、DWT により故障が発生したものと判断される場合 ($d_k^{(6)} > K_{th}^{(6)}$) には、この故障発生を検出した端子の運転特性を、定常時における運転特性 (APR 運転もしくは DC-AVR 運転) から緊急時制御方式に切り替えるものとする。

代表的なマザーウェーブレットとしては、Haar や Daubechies などが挙げられるが、本論文では試行錯誤的に採用するマザーウェーブレットを決定した^[40]。なお、DWT の実施にあたっては、どのレベル (j) を採用するかも制御性能に影響するため、この設定についても検討が必要である。図 3.11 に、本解析条件下においてマザーウェーブレットとレベル j を変更した場合の、各端子の電流波形を入力としたウェーブレット係数 $d_k^{(j)}$ のピーク値 $K_{MAX}^{(j)}$ を示す。図 3.11 に示すように、事前の検証において感度良く事故発生時の電流波形を検出できたため、今回の試算ではレベル $j = 6$ とし、マザーウェーブレットは次数 2 の Daubechies ウェーブレット (db2) を採用した。また、元の波形データのサンプリング周波数は 10 kHz とした。この場合、周波数領域は 0～ナイキスト周波数 f_n であり、レベル $j = 6$ まで分解した周波数領域は 0.15625 kHz～0.078125 kHz の範囲となる。

ここでは、提案手法の有効性を確認するために、先述の条件で多端子 HVDC システム内において故障が発生し、当該区間を切り離した状態に対して、以下に示す 2 ケースそれぞれにてシステムの挙動を比較する。

Case 1 : 常に定常時制御を行う場合

Case 2 : 緊急時制御として電圧ドロップ方式への切り替えを行う場合

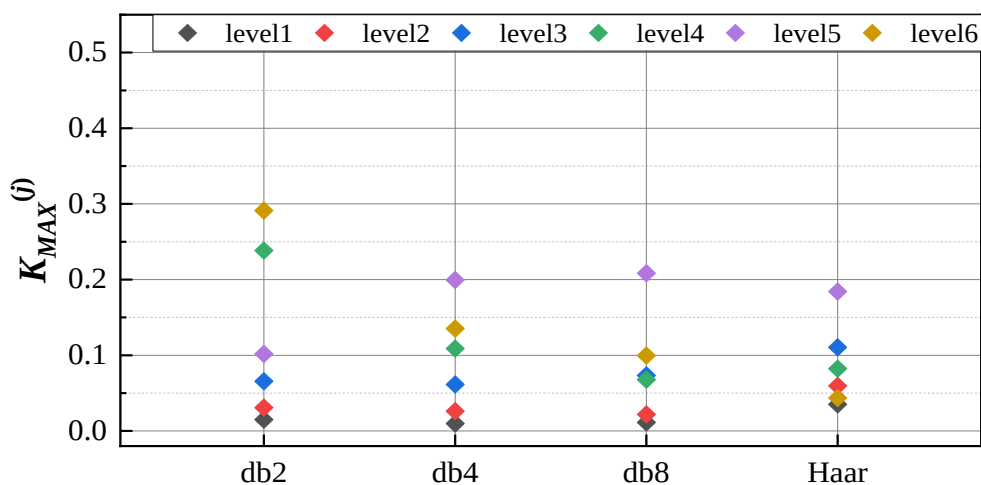


図 3.11 ウェーブレット係数のピーク値

また、両ケースにおける各端子の運転特性を表 3.4 に纏める。

3.3.3 解析結果

本解析条件下における、各端子の電流波形を入力としたウェーブレット係数 $d_k^{(6)}$ を図 3.12、この $d_k^{(6)}$ のピーク値 $K_{MAX}^{(6)}$ を表 3.5 に示す。また、Zone 2 における各端子の直流電圧を図 3.13、Case 2 における Zone 2 の出力電力を図 3.14、各端子の運転特性を図 3.15 に示す。図 3.12 より、定常時においてウェーブレット係数 $d_k^{(6)}$ はほぼ一定の値をとっているが、故障の影響を受けている端子では、故障発生直後の 10.25 秒付近において、 $d_k^{(6)}$ が大きく変化していることが確認できる。特に、故障発生時直後において、故障の影響を大きく受けている VSC2 における $K_{max}^{(6)}$ は ± 0.4 程度まで変動しており、予め設定した閾値 $K_{th}^{(6)}$ を超過していることがわかる。提案手法では、これによって VSC2 において故障が発生しているものと判断される。以上の手順で得られた故障発生時の判断情報をもとに、VSC2 を定常時の APR 運転から、緊急時制御として DC-AVR 運転や電圧ドループ運転といった、直流電圧制御を行う運転特性へ切り替えることができる。なお、この故障検出は、各端子で計測する電流情報をもとに、予め設定した閾値との大小関係から実施

表 3.4 各 VSC の運転特性

端子	運転特性	
	Case 1	Case 2
VSC1	DC-AVR	DC-AVR
VSC2	APR	APR →DC-AVR
VSC3	APR	APR
VSC4	APR	APR
VSC5	APR	APR
VSC6	APR	APR

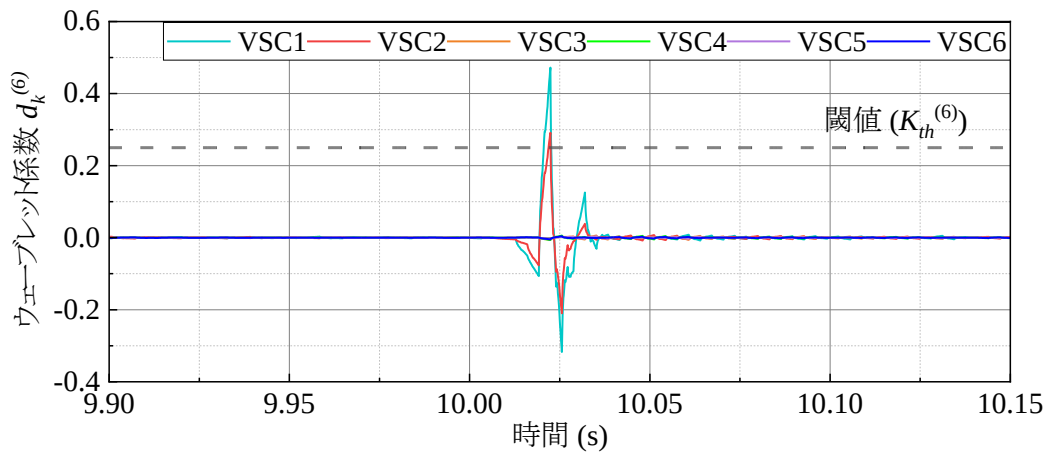


図 3.12 ウェーブレット係数

表 3.5 ウェーブレット係数のピーク値

	VSC1	VSC2	VSC3	VSC4	VSC5	VSC6
K_{MAX}^6	0.472	0.291	0.006	0.006	0.004	0.004

されるものであり，端子間通信には依存しない。

図 3.15 より，常に定常時制御を行う Case 1 では，故障発生後に DCCB の動作によって直流系統が分離すると，Zone 2 は故障の影響を大きく受けていない健全回路であるが，直流電圧を制御する端子が存在しなくなる。これにより，図 3.13 に示すように，Zone 2 では直流電圧を維持できず，直流電圧が許容運転範囲を逸脱するほど低下していることがわかる。なお，システムに接続される交流系統との電力融通を行うための変換器の送電制御性能を維持するためには，直流電圧を少なくとも 0.8 p.u. 以上に維持する必要があると考えられている。従って，Case 1 では，故障区間の遮断が正常に行われた状態であるにもかかわらず，最終的にシステムが全停止に至ってしまうことが確認できる。

一方，緊急時制御への切替を考慮している Case 2 では，前述のように VSC2 において故障発生直後のウェーブレット係数のピーク値 $K_{max}^{(6)}$ が，閾値 $K_{th}^{(6)}$ を超過していることがわかる。この情報をもとに，図 3.15 に示すように VSC2 を定常時の APR 運転から，緊急時制御として電圧ドーループ運転へ切り替えることで，DCCB によるシステムの分離後においても直流電圧が再確立される。これにより，本解析条件下のように故障区間のみを適切に遮断することができれば，提案手法によって新たに直流電圧を制御する端子が設定されることで，健全回路における直流電圧が再確立され，システムの運転継続が可能となることがわかる。従って，DCCB によるシステムの分離後においても，DWT を用いた故障検出と，この故障検出情報を利用した端子運転特性切替を含む変換器制御を実施することによって，端子間通信に依存することなく直流電圧を再確立・維持し，故障区間のみを遮断することで健全回路では運転継続が可能となる。

以上の解析結果より，本手法では自端情報のみで多端子 HVDC システムにおける直流区間での故障発生を検出し，この情報をもとに各端子の運転特性切替を速やかに実施することで，端子間通信に依存することなく緊急時制御システムへの切替を実現できることが明らかとなった。

なお，この DWT を用いた故障検出及び端子運転特性切替手法は，3.2 節で述べた故障発生時を想定した多端子 HVDC システムの可変電圧閾値に基づく制御手法と組み合わせて実装することも可能である。いずれの故障判断を用いた運転特性切替を実施したとしても，提案手法においては故障の影響を受けていない健全回路内の運転継続の可能性を高め，地域間連系線の停止による交流系統の安定性への影響を最小化することが期待される。

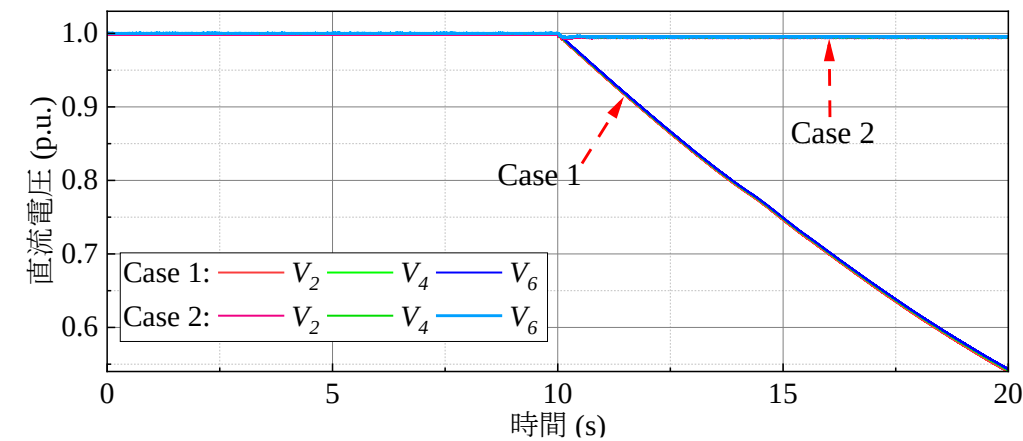


図 3.13 Zone2 における各端子の直流電圧

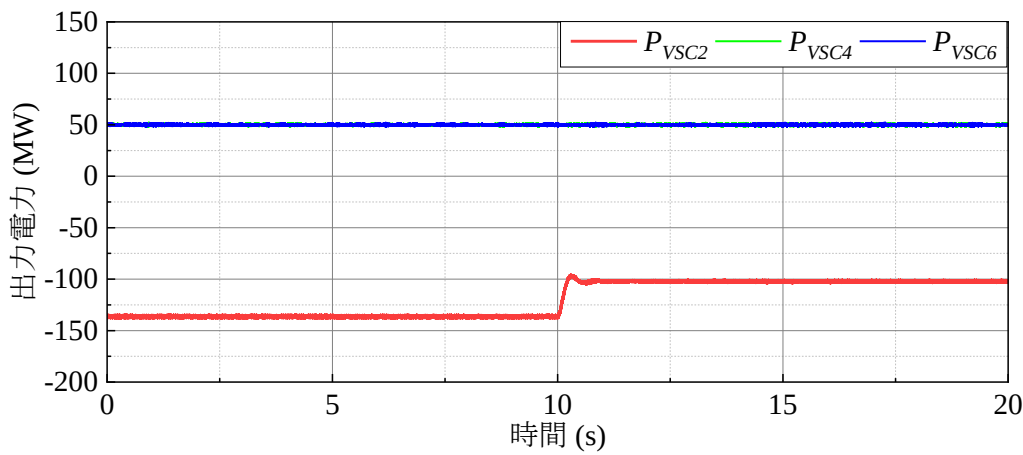


図 3.14 Zone 2 における出力電力（Case 2）

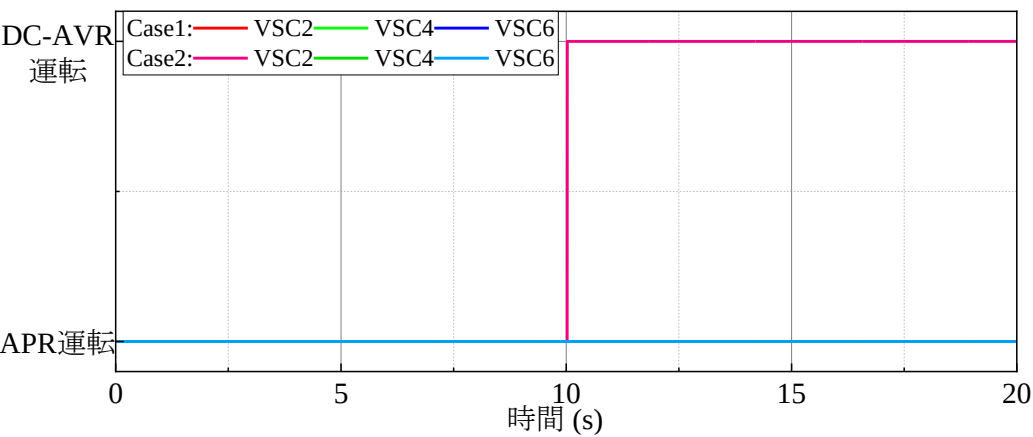


図 3.15 各端子の運転特性

3.4 可変電圧閾値及び DWT を用いた緊急時制御手法

3.2 節で述べた可変電圧閾値に基づく緊急時制御手法は、6 端子 HVDC システムを用いたシミュレーション解析により、有効性が明らかとなった。解析結果より、放射状のシステム構成をとる HVDC システムにおいては、故障発生時において 2 つの分離系統として動作することが想定され、このような場合において提案手法はシステムの安定性向上に十分貢献されるものと考えられる。一方、3 種類以上の分離系統が想定されるような構成の多端子 HVDC システムにおいては、緊急時用の DC-AVR 運転端子の事前の設定の難易度が高くなるものと考えられ、このような場合には工夫が必要となる。この際、運転特性切替の判断方法については可変電圧閾値方式における緊急時の運転特性切替の判断方法をベースとして、3.3 節で述べた DWT による故障検出手法を用いることで、運転特性切替の誤動作を減らし、DC-AVR 運転端子の事前の設定のハードルを下げることが期待される。

3.4.1 可変電圧閾値及び DWT を用いた運転特性切替手法

以上のような背景から、本項では、分離系統が複数想定される N 端子の多端子 HVDC システムを対象とした、可変電圧閾値及び DWT を用いた緊急時制御手法を提案する。図 3.16 に提案手法のフローチャートを示す。図 3.16 中の赤枠で示した範囲が、主に緊急時を想定した運転特性切替に係る部分である。提案手法では、縮退運転となった場合のシステム構成を考慮し、DC-AVR 運転端子 $\#k$ と、 $\#k$ の次に DC-AVR 優先順位の高い端子 $\#(k+1)$ 以外から、緊急時 DC-AVR 運転端子 $\#l$ を選定するものとしている。ここで、 $d_{k,l}^{(j)}$ は、端子 $\#l$ における各レベル j のウェーブレット係数である。

直流区間で故障が発生した際、DCCB の動作により複数パターンの分離系統が想定される場合、これら全パターンの分離系統を考慮した上で複数の端子 $\#l$ (l は $1 \sim N$ のうち、 k と $(k+1)$ を除いた端子番号) に緊急時用 DC-AVR 運転端子を設定する必要がある。なお、複数の緊急時用 DC-AVR 運転端子に 3.2 節で説明した可変電圧閾値 $V_{th,em}$ を設定すると、万が一これらの端子が同一の分離系統となった場合、DC-AVR 運転端子が重複し、端子間で制御の干渉が生じることが懸念される。そこで、可変電圧閾値と併せて、DWT による故障検出手法を組み合わせることで、直流電圧変動が生じ、かつ故障が検出された場合にのみ、運転特性切替を実施する手法が考えられる。これにより、緊急時用の DC-AVR 運転端子を複数設置することが可能となることで、発生する確率は低いものの同時に 2 地点でルート断になる場合や、大規模な多端子 HVDC システムにおいて緊急時用の DC-AVR 運転端子を 1 つのみ決定することが困難な場合において、提案手法のメリットは大きなものになると考えられる。

なお、3.3 節で述べた通り、DWT を用いた故障検出手法では、故障種別までは把握しなくとも、故障の影響を受けているか否かを DWT によって判断することで、出力変動に起因する電圧変動で誤動作を回避することが期待される。また、DWT を用いた故障検出のみで運転特性切替を行う場合、健全回路内における DC-AVR 運転端子の有無が判断できないため、複数端子を電圧ドロップ運転させることが想定されていたが、ここでは可変電圧閾値を DWT と併せて用いることで、DC-AVR 運転端子による電圧制御が行われていない場合に、緊急時制御へと切り替えることが期

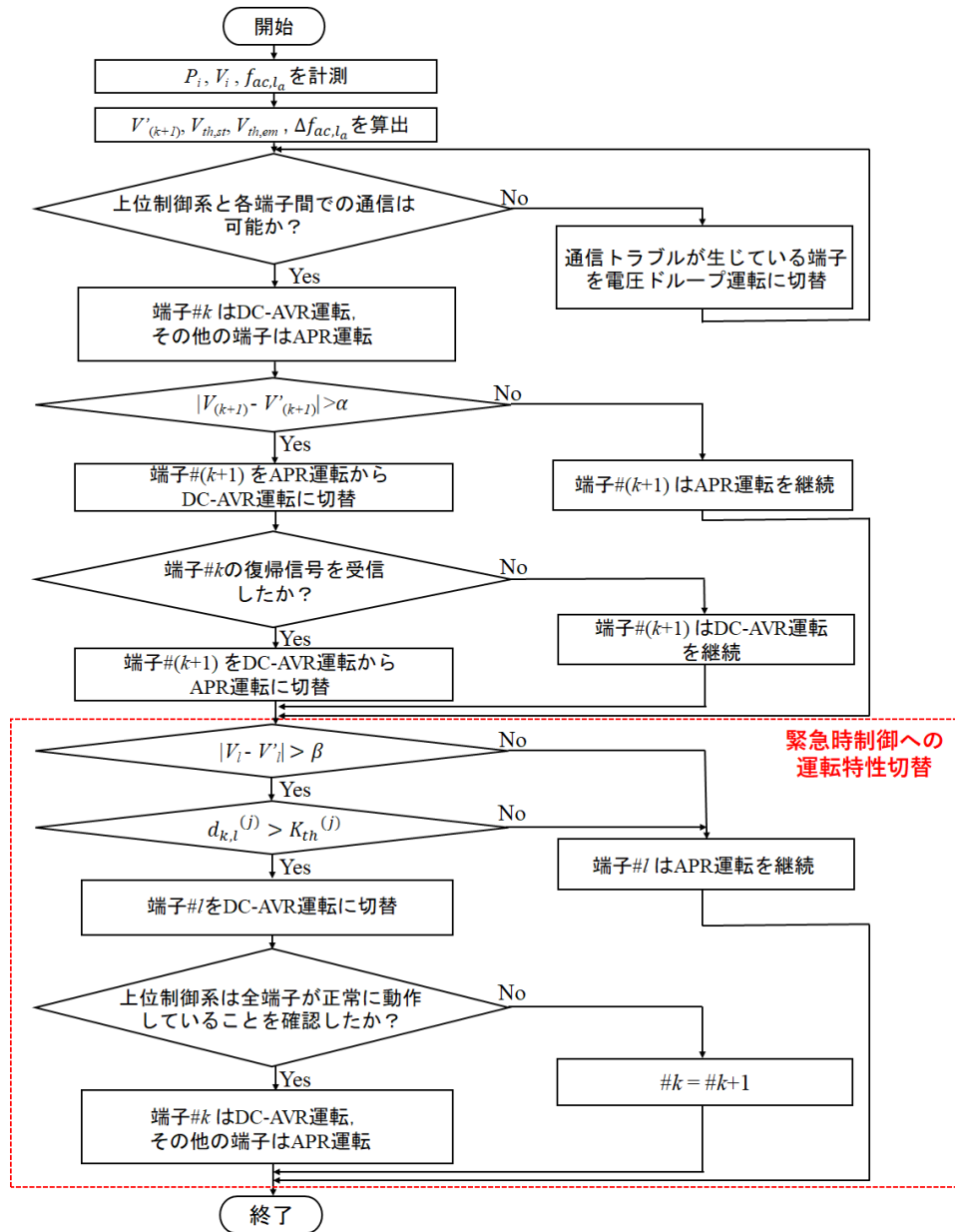


図 3.16 緊急時制御手法のフローチャート

待される。

3.4.2 解析条件

本項では、3.4 節にて提案する故障発生時を想定した多端子 HVDC システムにおける可変電圧閾値及び DWT に基づく緊急時制御手法について、シミュレーション解析により有効性を評価する。ここでは、図 3.17 に示す 5 端子 HVDC システムモデルを、シミュレーション解析に使用する。なお、各パラメータは表 2.1 と同様の値を使用する。また、図 3.17 に示すように、全ての直

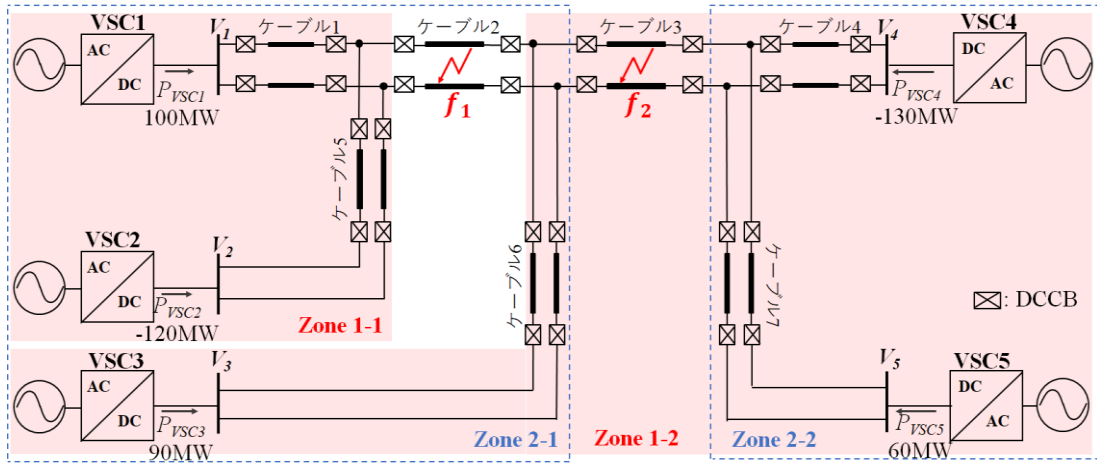


図 3.17 想定する多端子 HVDC システム

流ケーブルの両端に DCCB を設置し、これによって故障を除去した上で健全回路の運転を維持することを想定する。なお、これは永久故障であるものとし、再閉路は行わない。本解析条件にて想定するようなシステム構成の場合、故障に伴う DCCB の動作によって、複数パターンの分離系統となることが想定される。

本シミュレーション解析においては、図 3.17 中に赤色で示す f_1 , f_2 それぞれの地点で P-G 故障が発生した場合を想定する。この f_1 , f_2 の故障は、シミュレーション開始から時間の 5.0 秒後に発生し、更にその 5ms 後に DCCB を開放することとする。なお、定常時制御として提案する可変電圧方式を採用する場合には、定常時において VSC1 が DC-AVR 運転端子として動作し、何らかの要因で VSC1 が停止した場合には、VSC2 が DC-AVR 運転を引き継ぐこととする。また、現在 DC-AVR 運転を行っている VSC1 と、DC-AVR 優先順位第 2 位の VSC2 を除く端子から緊急時 DC-AVR 運転端子を選定することが考えられるが、ここでは VSC3 及び VSC4 を緊急時 DC-AVR 運転端子に設定することとする。ただし、VSC3・VSC4・VSC5 のうちどの端子を緊急時 DC-AVR 運転端子とするかは、ルート断の発生確率や各端子における変換器容量、交流系統の規模等に従って、TSO が予め決定するものである。

また、ここではシステム内の全端子が DC-AVR 運転、APR 運転、電圧ドロープ運転のいずれかの制御モードで運転するものとする。なお、提案手法を採用した場合において、運転特性切替の判断に用いる規定値 α と β は、それぞれ 0.02 p.u. 及び 0.045 p.u. とする。

今回の試算では、事前の検証において感度良く事故発生時の電流波形を検出できたため、今回の試算ではレベル $j = 6$ の Harr ウェーブレットを使用する。また、ウェーブレット係数に設定する閾値 $K_{th}^{(6)}$ は、試行錯誤的に 0.009 とする。

3.4.3 解析結果

(1) f_1 における P-G 故障を想定

f_1 において P-G 故障が発生すると、図 3.17 中に示す f_1 の両端に設置された DCCB の動作によ

り、VSC1・VSC2 から構成される Zone 1-1 と、VSC3・VSC4・VSC5 から構成される Zone 1-2 に分離される。なお、本解析条件下においては、故障除去が適切に実行され、これら 2 つのエリアは健全回路であるものとする。

図 3.18 に各端子の直流電圧、図 3.20 にウェーブレット係数、図 3.20 に出力電力、図 3.21 に各端子の運転特性を示す。また、表 3.6 にウェーブレット係数のピーク値を纏める。図 3.18 及び図 3.19 より、ウェーブレット係数と直流電圧が閾値をともに逸脱した VSC3 が、APR 運転から DC-AVR 運転端子に切り替わっていることが確認できる。これにより、Zone 1-1 においては VSC1 が、Zone 1-2 においては VSC3 が、縮退運転時において DC-AVR 運転を行い、直流電圧を維持していることがわかる。更に、提案手法においては、各端子の直流電圧が大幅に上昇しないように DC-AVR の制御目標を設定しているため、Zone 1-1 及び Zone 1-2 の両システム内において、直流電圧の上昇が抑えられていることが確認できる。なお、VSC4 も緊急時用 DC-AVR 運転端子であるものの、この端子は表 3.6 に示すように、ウェーブレット係数が閾値を超過しないため、APR 運転を継続している。また、DWT のみによる運転特性切替を用いた場合においては、VSC2 及び VSC3 の両端子が、APR 運転から DC-AVR 運転端子に切り替わることが想定される。従って、提案手法のように可変電圧閾値による運転特性切替手法を組み合わせることにより、VSC2 及び VSC3 の制御の干渉、運転特性切替の誤動作が回避されていることがわかる。

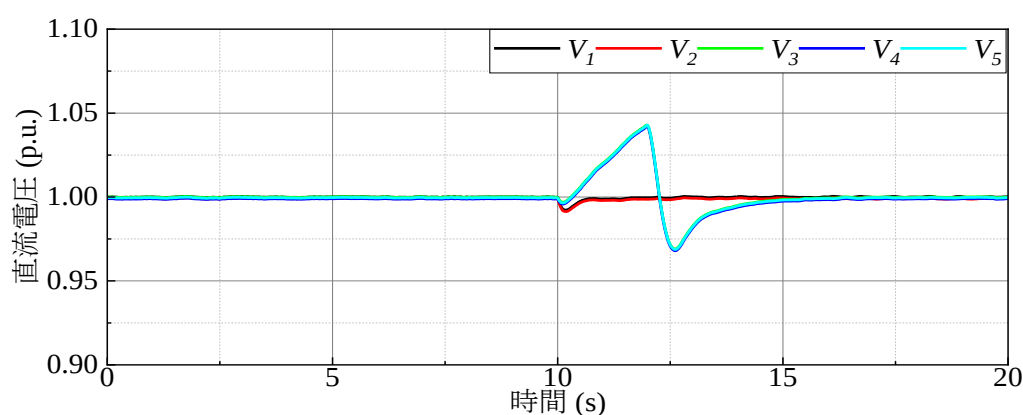


図 3.18 直流電圧

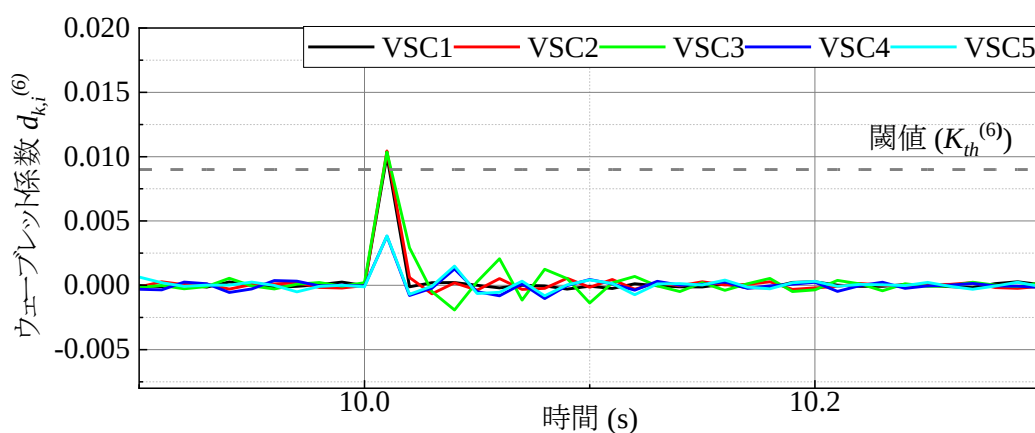


図 3.19 ウェーブレット係数

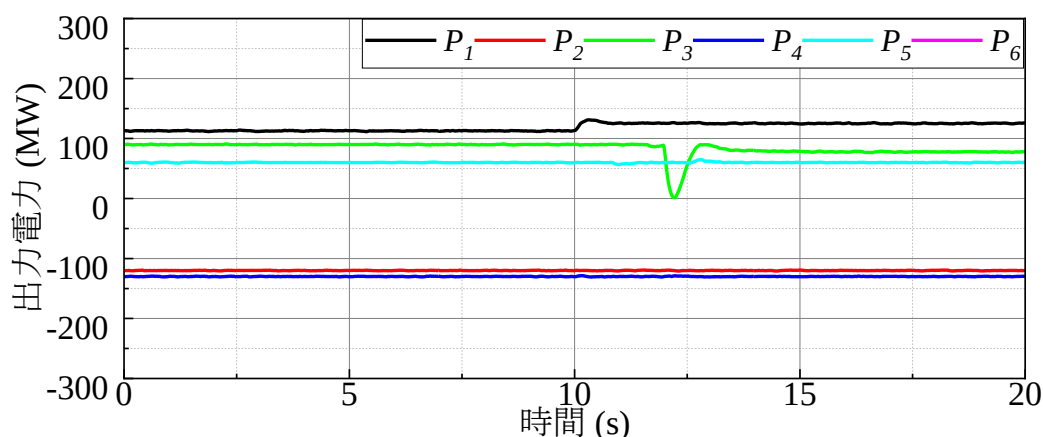


図 3.20 出力電力

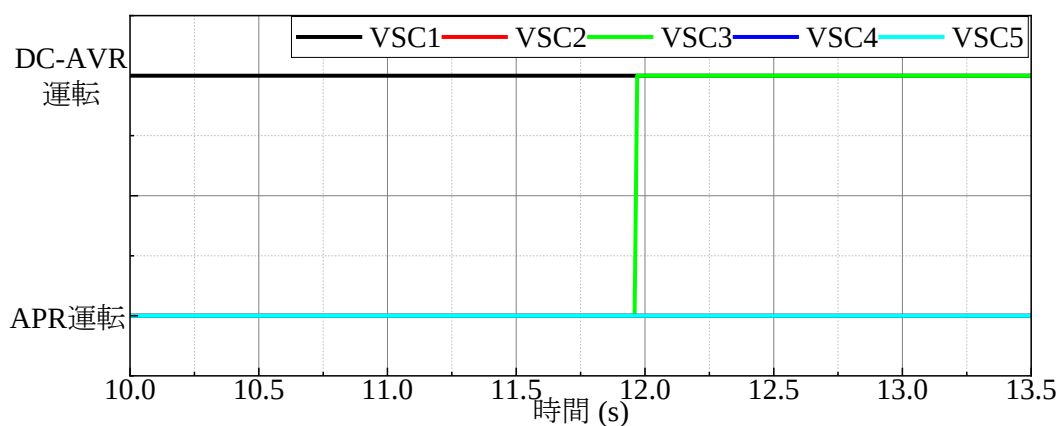


図 3.21 各端子の運転特性

表 3.6 ウェーブレット係数のピーク値

	VSC1	VSC2	VSC3	VSC4	VSC5
K_{MAX}^6	0.010	0.010	0.010	0.004	0.004

(2) f_2 における P-G 故障を想定

f_2 において P-G 故障が発生すると、図 3.17 中に示す f_2 の両端に設置された DCCB の動作により、VSC1・VSC2・VSC3 から構成される Zone 2-1 と、VSC4・VSC5 から構成される Zone 2-2 に分離される。また、本解析条件下においても(1)と同様、故障除去が適切に実行され、これら2つのエリアは健全回路であるものとする。

図 3.22 に各端子の直流電圧、図 3.23 にウェーブレット係数、図 3.24 に出力電力、図 3.25 に各端子の運転特性を示す。また、表 3.7 にウェーブレット係数のピーク値を纏める。図 3.22 及び図 3.23 より、ウェーブレット係数と直流電圧が閾値をともに逸脱した VSC4 が、APR 運転から DC-AVR 運転端子に切り替わっていることが確認できる。これにより、Zone 2-1 においては VSC1 が、Zone 2-2 においては VSC4 が、縮退運転時において DC-AVR 運転を行い、直流電圧を維持し

ていることがわかる。更に、(1) の解析結果と同様、提案手法によって Zone 1-1 及び Zone 1-2 の両システム内において、直流電圧の上昇が抑えられていることが確認できる。

以上、(1) (2) の解析結果より、可変電圧閾値に加えて DWT による故障検出手法を各端子の運転特性切替の判断に用いることで、複数個所（本試算では VSC4・VSC5）に緊急時用 DC-AVR 運転端子を設定することが可能となることが確認できた。3.2 章に示した解析結果より、放射状の多端子 HVDC システムにおいて可変電圧閾値による緊急時制御は、システムの運転継続を高められるといった観点から、信頼度向上に十分貢献できることが明らかとなっている。これに加えて、本節にて提案した DWT による故障検出手法を組み合わせることで、複数パターンの分離系統が想定される場合においても、各端子の制御が干渉することなく、緊急時制御を実施可能であることが明らかになった。

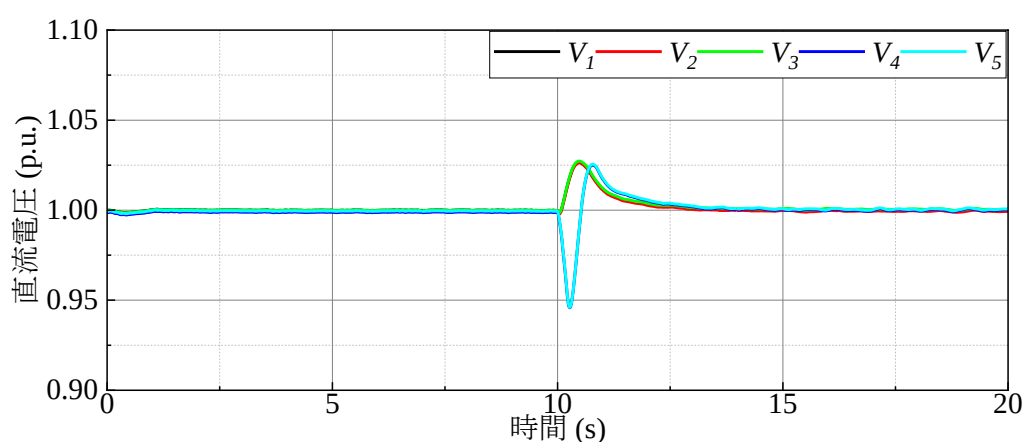


図 3.22 直流電圧

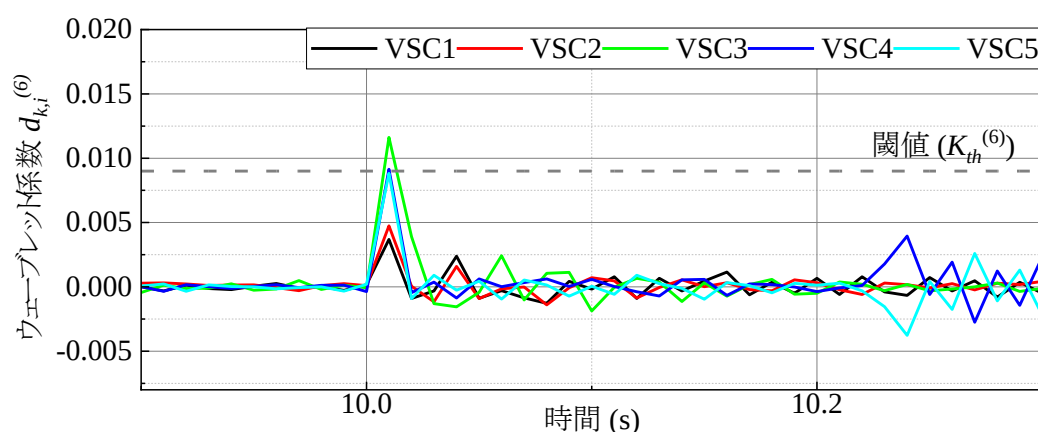


図 3.23 ウェーブレット係数

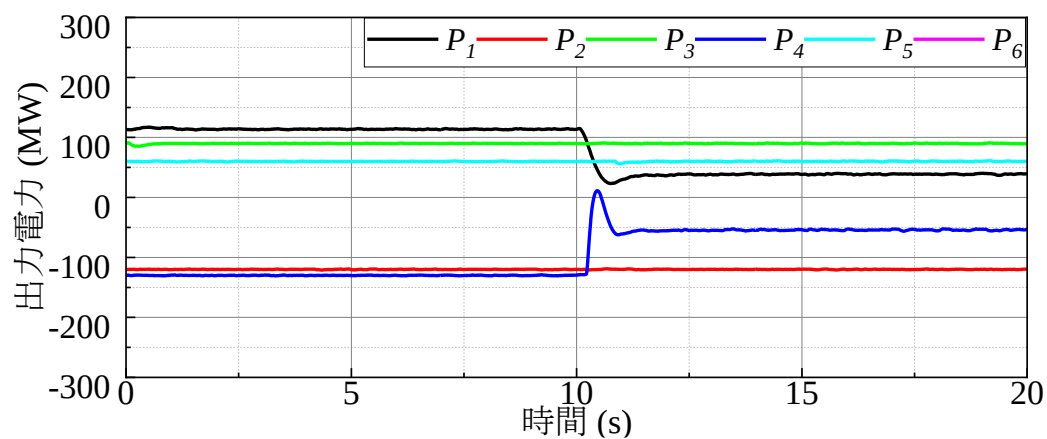


図 3.24 出力電力

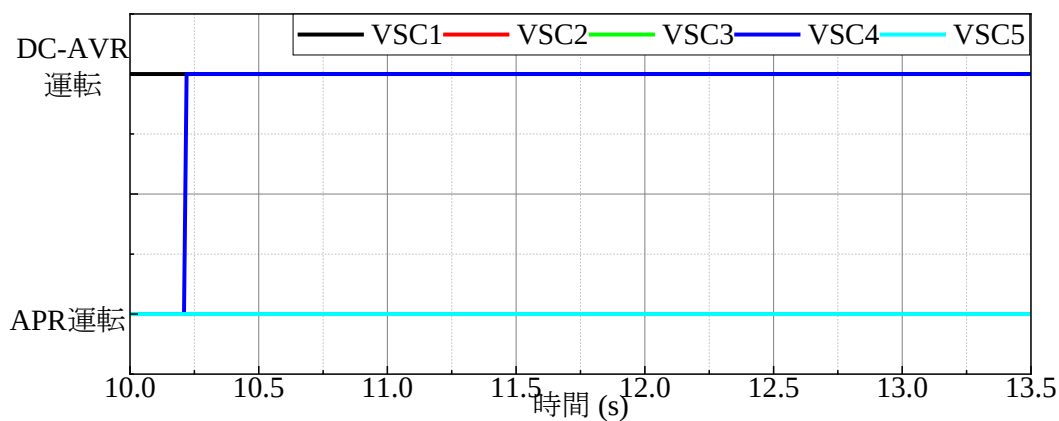


図 3.25 各端子の運転特性

表 3.7 ウェーブレット係数のピーク値

	VSC1	VSC2	VSC3	VSC4	VSC5
K_{MAX}^6	0.004	0.005	0.012	0.009	0.008

第4章 系統安定度向上に貢献する多端子 HVDC システムの運用

第3章では、多端子 HVDC システムの直流区間において故障が発生した場合を想定し、故障箇所の遮断後においてシステムの運転継続を可能とすることを目的とした緊急時制御への切替手法の提案と、シミュレーション解析による有効性評価を行った。前章まででは、多端子 HVDC システムにおける潮流制御手法自体に着目しているが、その一方で、多端子 HVDC システムは、システムに接続される交流系統への周波数サポートが可能といった特徴を併せ持っている。

これまでに、2 端子 HVDC システムを用いた周波数制御手法や、HVDC システムに接続される WF の発電電力を利用した周波数サポートについては多く開発されている^{[44][45]}。しかしながら、多端子 HVDC システムは直流区間を介して複数の陸上、洋上系統で相互に接続され、それらの系統間で電力融通を行うため、各端子における緊急時融通電力量の各端子での配分の決定方法や、周波数サポート時における各端子の運転特性の切替について考慮する必要がある。従来の周波数制御手法をそのまま適用することは困難である。また、文献[46]、[47]では、多端子 HVDC システムを対象とした周波数制御方式が提案されているが、これらは一つの交流系統内に一つの陸上受電点が設置される場合のみを対象としている。そのため、複数の陸上受電点を持つ交流系統を対象に周波数制御を行う場合には、同じ交流系統に接続される端子間で、制御が干渉することが懸念される。

そこで本章では、一つの交流系統内に複数の陸上受電点が設置されるような構成の多端子 HVDC システムにおいても端子間での制御の干渉を回避し、周波数偏差に応じて決定した融通電力量の複数端子への適切な配分を可能とする緊急時周波数制御方式を提案する。更に、周波数変動時において、提案手法を用いた HVDC システムに接続される交流系統の安定度向上効果について、交流系統内に 1 地点及び 2 地点の陸上受電点が設置された 6 端子 HVDC システムそれぞれのケースでシミュレーション解析した結果を報告する。

4.1 想定する前提条件

本節では、系統安定度向上に貢献する多端子直流送電システムの運用方法を提案するにあたり前提とする条件について記述する。

ここでは、多端子 HVDC システムにおける平常時の運転方式として、2 章にて説明した可変電圧閾値方式による有効電力・直流電圧制御を採用することを想定している。なお、本節においても、DC-AVR 優先順位は端子番号順であるものとし、現在 DC-AVR 運転を行っている端子番号を $\#k$ とする。なお、本論文においてシミュレーション解析を行うにあたり用いたガバナモデル及び負荷周波数制御 (Load Frequency Control : LFC) モデルの詳細は、付録に記載する。ここで、ガバ

ナとは自動的に発電機出力とタービンの回転速度を調整する装置である。電力系統においては、時々刻々と変化する需要に対して、ガバナフリー運転（Governor Free：GF）、LFC、経済負荷配分制御（Economic Load dispatching Control：EDC）などによって、常に需要と供給が釣り合うように発電機の出力調整、制御が行われ、周波数の変動が抑制されている。負荷変動のうち、数分以下の小幅変動分（サイクリック成分）は、発電機の GF 運転と負荷の自己制御性によって抑制される。ここで、負荷の自己制御性とは、負荷が本来持っている周波数に対して消費電力を変化する性質によって得られる特性である。通常、負荷には供給される電力の周波数が上昇すると消費電力が上昇し、逆に周波数が低下すると消費電力が減少する性質がある。この性質によれば、周波数が上昇した場合には負荷の消費電力が増大することで周波数が低下し、逆に周波数が低下した場合には負荷の消費電力が減少することで周波数が上昇する。すなわち、負荷には周波数が変動した場合に周波数をもとに戻そうとする働きがあり、このような働きが負荷の自己制御性と呼ばれている。また、数分から 20 分程度の短周期変動分（フリンジ成分）は LFC によって抑制される。更に、20 分程度以上の長周期変動分（サステンド成分）は、日間負荷変化カーブからある程度予測可能であり、EDC によって抑制される。すなわち、予測負荷に見合うよう経済性（主として発電燃料費）を考慮して発電機の出力配分が決定され、中央制御されている。本章においては交流系統の安定度解析に主眼を置いているため、GF 運転及び LFC を用いるものとする。

4.2 提案する周波数制御手法

ここでは、本論文で提案する系統安定度向上に貢献する多端子直流送電システムの運用方法について説明する。具体的には、多端子 HVDC システムにおいて周波数制御を行う際の各端子の運転特性切替決定手法を 4.2.1 項、周波数制御時における緊急時融通電力量の算出方法を 4.2.2 項に分けて記載する。

4.2.1 各端子の運転特性切替決定手法

想定する N 端子 HVDC システムの概要を図 4.1 に示す。いま、緊急時周波数制御が必要であ

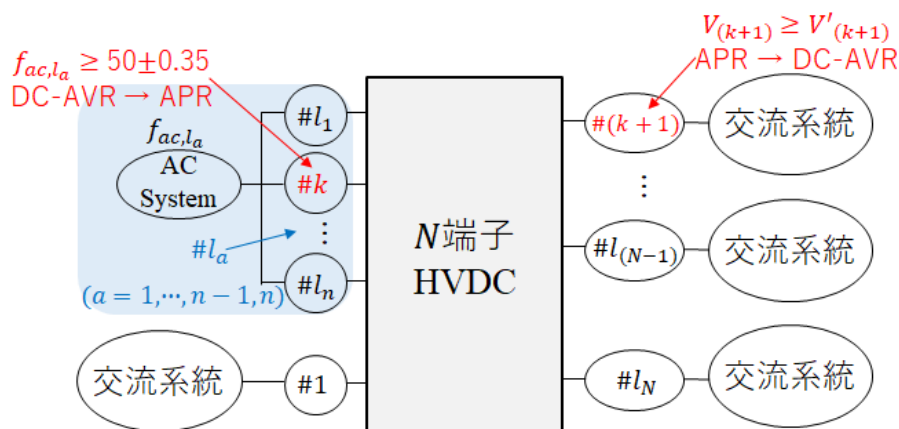


図 4.1 N 端子 HVDC システムの概略図

ると判断する規定範囲を超える周波数変動が生じた交流系統に接続される端子 $\#l_a$ ($a = 1, \dots, n-1, n$) を考える。可変電圧閾値に基づく有効電力・直流電圧制御方式に、周波数制御機能を実装することを想定した、提案手法のフローチャートを図 4.2 に示す。

緊急時周波数制御を行う端子 $\#l_a$ の中に、いま DC-AVR 運転をしている端子 $\#k$ が含まれている場合 ($\#k = \#l_a$) には、この端子は DC-AVR 運転から APR 運転に切り替えることとする。これは、DC-AVR 運転端子は出力目標値を直接与えることができず、この端子 $\#l_a$ において周波数制御を行う際の足かせになることを避けるためである。なお、DC-AVR 運転端子以外の APR 運転端子

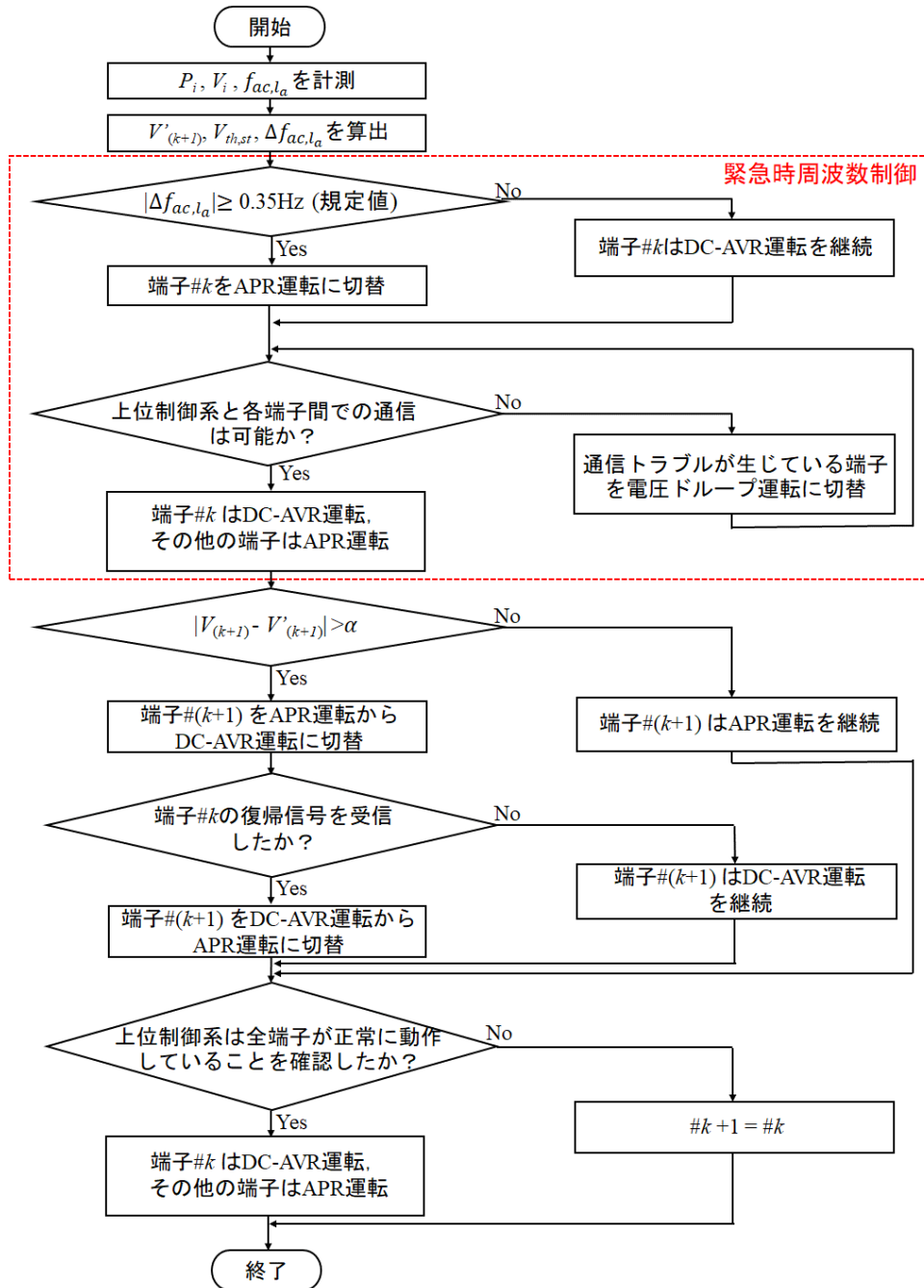


図 4.2 提案する周波数制御のフローチャート

第 4 章 系統安定度向上に貢献する多端子 HVDC システムの運用4.2 提案する周波数制御手法

全ての出力目標値を適切に変更することで、DC-AVR 運転端子においても意図した出力電力をおおよそ得ることができるが、直流区間でのロス分や、システムに接続される WF の出力変動等によって、正確に出力電力を操作することは困難である。従って、周波数制御を行う端子においては、出力目標値を自由に変更可能な APR 運転端子に予め切り替えておくことが望ましい。

また、 $\#l_a$ を除く DC-AVR 運転が可能な各端子（以下、電圧調整可能端子）のうち、最も DC-AVR 優先順位の高い端子を、APR 運転から DC-AVR 運転に切り替えることとする。なお、この APR 運転から DC-AVR 運転への切替は、第 2 章にて説明した、可変電圧閾値方式によって実施されるものである。つまり、端子 $\#(k+1)$ において計測する受電電圧と、一定間隔毎に上位制御系から受信・更新する可変電圧閾値との大小関係から判断される。そのため、端子 $\#(k+1)$ において可変電圧閾値を超過するような直流電圧変動が生じた場合には、端子間通信によらず当該端子で扱う情報のみで、自動的に APR 運転から DC-AVR 運転への制御の変更が実行される。

つまり、ある端子 $\#l_a$ に接続される交流系統に対して周波数サポートを実施するためには、端子 $\#l_a$ において周波数変動を検出した段階で、端子 $\#l_a$ が DC-AVR 運転端子である場合には、APR 運転へ切り替える。この際、あえていずれかの端子を DC-AVR 運転端子に切り替える制御信号は送信しないが、上述のような操作によって DC-AVR 運転端子が不在となると、各端子の出力変動等により直流電圧が変動するものと考えられる。この際、第 2 章にて提案した、可変電圧閾値方式によって、規定値以上の直流電圧変動が生じた段階で、端子 $\#(k+1)$ が APR 運転から DC-AVR 運転端子に自律的に切り替わる。これにより、新たに設定された DC-AVR 運転端子 $\#(k+1)$ が多端子 HVDC システム内の直流電圧を維持し、システムの安定な運転継続が期待される。また、周波数変動が生じている交流系統に接続される $\#l_a$ は APR 運転となっているため、出力指令値を更新することで、周波数変動抑制のために必要な電力融通を受けることができる。

4.2.2 緊急時融通電力量の算出方法

次に、緊急時融通電力量の算出手法について述べる。端子 $\#l_a$ ($a = 1, \dots, n-1, n$) が接続する交流系統の周波数 f_{ac,l_a} が、緊急時周波数制御が必要であると判断する規定範囲（本論文では定格周波数 $f_{ac,ref} \pm 0.35$ Hz とした）を超える周波数変動が生じた際、その逸脱量に応じた融通電力の調整を行うこととする。多端子 HVDC システムを介して端子 $\#l_a$ が接続する交流系統へ送電する緊急時融通電力の調整量 $\Delta P_{r,l_a}$ は、次式から算出される。

$$\Delta P_{r,l_a} = \frac{K_{pf,l}(f_{ac,ref} - f_{ac,l_a})}{n} \quad (4.1)$$

ただし、周波数制御ゲイン $K_{pf,l} \neq 0$ とする。この有効電力調整量 $\Delta P_{r,l_a}$ は、多端子 HVDC システムの上位制御系にて算出し、各端子へ送信するものである。また、多端子 HVDC システム内の需給バランスを維持するためには、(4.1)式で算出した緊急時融通電力調整量を、周波数変動の生じていない他の電圧調整可能端子からの送電により補う必要がある。周波数制御端子の出力目標値のみを $\Delta P_{r,l_a}$ 分だけ更新すると、DC-AVR 運転端子が融通電力量の過不足分を全て吸収することに

なり、この端子に接続される交流系統に急峻な出力変動をもたらすことが懸念される。そこで、緊急時周波数制御を行う際には、周波数変動が生じていない他の出力電力調整可能端子の出力目標値も併せて更新することで、一つの端子に負担が集中することを回避する。提案手法では、同じ交流系統に接続されている端子 $\#l_a$ を除く、任意の端子 $\#A$ における緊急時融通電力調整量 $\Delta P_{r,A}$ は次式で算出される。

$$\Delta P_{r,A} = \frac{K_{r,A} u_A(t) n}{\sum_{i=1}^N K_{r,i} u_i(t) - \sum_{a=1}^n K_{r,l_a}} \cdot \Delta P_{r,a} \quad (4.2)$$

ここで、 N は多端子 HVDC システムの端子数、 $u_i(t)$ 及び $u_A(t)$ は端子 $\#i$ 、 $\#A$ が正常に動作可能な場合は 1、端子脱落等によって正常に動作できない場合は 0 となるフラグである。

各端子への緊急時融通電力調整量 $\Delta P_{r,A}$ の配分は、(4.2)式中の係数 $K_{r,A}$ 、 $K_{r,i}$ 、 K_{r,l_a} に依存して決定されるが、これらの係数の値は各変換器（端子 $\#A$ 、 $\#i$ 、 $\#l_a$ ）の容量や接続先の交流系統の状況等を勘案して、TSO が事前に決定しておくこととする。なお、DC-AVR 運転端子は出力目標値を直接与えることができないが、他の APR 端子の出力目標値を適切に変更することで、DC-AVR 運転端子においても意図した出力電力を得ることができる。従って、多端子 HVDC システム内の APR 端子（端子 $\#l_a$ を除く）における有効電力指令値を、次式のように更新することで、DC-AVR 運転端子においても提案する周波数制御に寄与することができる。

$$P'_{ref,A} = \Delta P_{r,A} + P_{ref,A} \quad (4.3)$$

なお、 $P'_{ref,A}$ は周波数制御時における新たな出力指令値、 $P_{ref,A}$ は周波数制御開始前の段階における出力指令値を表している。

4.3 シミュレーション解析による提案手法の有効性評価

本節では、シミュレーション解析により提案する故障発生時を想定した多端子 HVDC システムの制御手法の有効性について評価する。

4.3.1 解析条件

本シミュレーション解析では、図 4.3 に示す 6 端子で構成される多端子 HVDC システムモデルを用いることとする。図 4.3 中に示した G1 及び G2 は火力発電機 (SG1:300MVA, SG2:200MVA)、G3 は水力発電機 (SG3:100MVA) を表している。なお、G1 及び G3 は LFC 運転、G2 は GF 運転するものとする。また、各端子の出力電力は、交流系統側から直流区間へ流れる向きを正とする。システムに接続される交流系統として、図 4.4 に示す IEEE 9 母線モデル系統^{[48][49]}を改変した系統モデルを使用する。ここで、VSC1～VSC4 は陸上交流系統に接続される端子を想定しており、これらの端子は DC-AVR 運転、APR 運転、電圧ドローブ運転のいずれかのモードで運転する

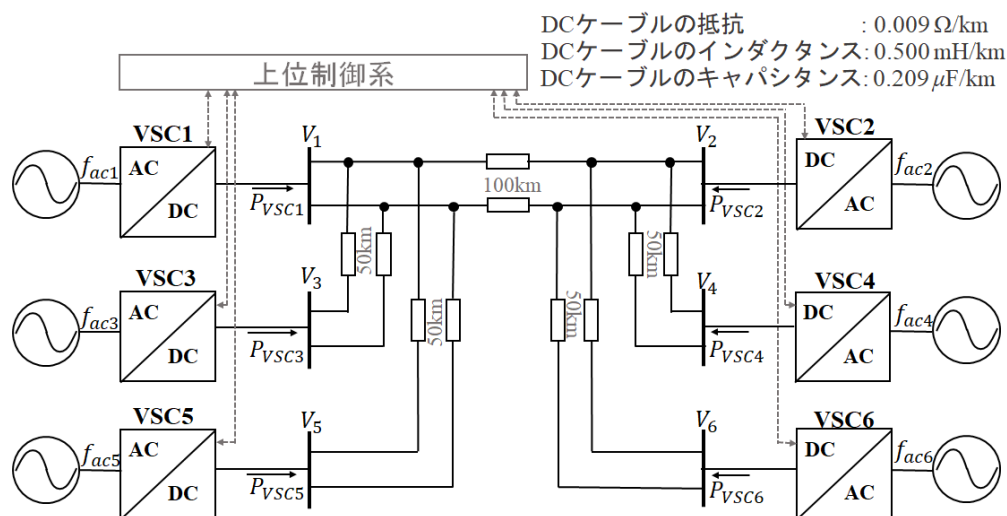


図 4.3 6 端子 HVDC システム

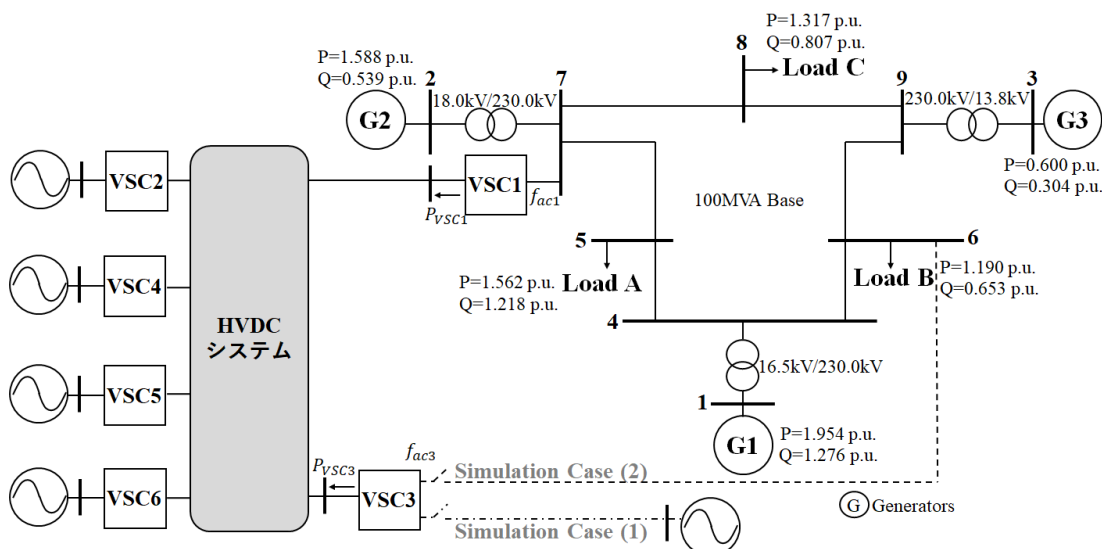


図 4.4 IEEE9 母線モデル系統

ものとする。一方、VSC5 及び VSC6 は洋上 WF に接続される端子を想定しており、これらの端子は常に APR 運転で動作するものとする。

シミュレーション開始から 10 秒時に、図 4.4 に示す交流系統内の母線 5 に接続される負荷 (Load A) が 0.38p.u. (500MW を 1.0p.u.とする) 増加するものとする。また、本解析条件下において、提案手法で用いる各係数の値は、 $K_{pf, vsc1}=1.8$, $K_{r, vsc1}=0.3$, $K_{r, vsc2}=0.5$, $K_{r, vsc3}=0.3$, $K_{r, vsc4}=0.2$, $K_{r, vsc5}=0.0$, $K_{r, vsc6}=0.0$ (いずれも単位は[p.u./Hz]) とする。

なお、図 4.4 に示す交流系統における陸上受電点が 1 地点の場合 (VSC1 のみ) と、2 地点存在する場合 (VSC1 及び VSC3) のそれぞれについて、提案手法の有効性を確認するために従来手法との比較を行う。また、多端子 HVDC システムにおける各端子の初期出力は、 $P_{VSC1}=0.1\text{p.u.}$ 、 $P_{VSC2}=-0.7\text{p.u.}$ 、 $P_{VSC3}=-0.1\text{p.u.}$ 、 $P_{VSC4}=-0.9\text{p.u.}$ 、 $P_{VSC5}=0.8\text{p.u.}$ 、 $P_{VSC6}=0.8\text{p.u.}$ とする。

4.3.2 解析結果

(1) 陸上受電点が1地点のケース

本解析条件下では、各端子がそれぞれ異なる陸上系統もしくは洋上系統に接続されている場合を想定する。図 4.3 に示す交流系統には VSC1 のみが接続されており、VSC3 は図 4.3 中の一点鎖線の送電線を介して VSC1 とは別の交流系統に接続されているものとする。各端子の運転特性を表 4.1 に示す。

ここでは、以下に示す Case 1-1～Case 1-4 の4 ケースそれぞれにおいて、周波数変動時における応答を確認する。

Case 1-1：周波数制御を行わない可変電圧閾値制御

Case 1-2：電圧マージン方式

Case 1-3：電圧ドループ方式

Case 1-4：提案手法

ここで、従来の電圧マージン方式では、周波数制御時において DC-AVR 運転端子を切り替えられないため、Case 1-2 では予め VSC2 が定常時において DC-AVR 運転端子を行うものとした（表 4.1 を参照）。なお、Case 1-2～Case 1-4 における周波数制御は全て、周波数偏差 $\Delta f_{ac,la} \geq 0.35\text{Hz}$ となった場合に制御を開始するものとした。また、Case 1-2 における融通電力量（各 APR 端子の出力目標値）は提案手法と同様に(4.1)式から算出することとする。Case 1-2 における VSC2～4 の DC-AVR 基準値は、端子番号順にそれぞれ 1.00p.u., 1.25p.u., 1.35p.u とした（500kV を 1.0p.u. とする）。

各ケースにおける VSC1 側系統周波数 $f_{ac,l}$ を図 4.5、各端子の出力電力を図 4.6、Case 1-4 における VSC1、VSC2 の運転特性及び直流電圧をそれぞれ図 4.7、図 4.8 に示す。図 4.5 より、周波数制御を実装していない可変電圧閾値制御を用いた Case 1-1 では、Nadir は約 48.68Hz と大きく変動している。これに対して、Case 1-2～Case 1-4 では Nadir はそれぞれ 49.56Hz, 49.63Hz, 49.64Hz となっており、緊急時電力融通により Case 1-1 よりも改善している。

表 4.1 各端子の運転特性 (Cases 1-1～Case 1-4)

端子	運転特性			
	Case 1-1	Case 1-2	Case 1-3	Case 1-4
VSC 1	DC-AVR	APR	電圧ドループ	DC-AVR →APR
VSC 2	APR	DC-AVR	電圧ドループ	APR →DC-AVR
VSC 3	APR	APR	電圧ドループ	APR
VSC 4	APR	APR	電圧ドループ	APR
VSC 5	APR	APR	APR	APR
VSC 6	APR	APR	APR	APR

第 4 章 系統安定度向上に貢献する多端子 HVDC システムの運用4.3 シミュレーション解析による提案手法の有効性評価

Case 1-2 で想定した従来の電圧マージン方式では、周波数変動に応じて運転特性を切り替えられない。今回の解析条件では、VSC1 を予め APR 運転としているために問題は生じていない結果が得られているが、緊急時周波数制御が実行されたタイミングで VSC1 が DC-AVR 運転を行っている場合には、VSC1 の出力目標値を直接設定することが出来な。このため、周波数制御に必要な融通電力量を正確に確保することが難しく、周波数制御性能が低下することが懸念される。

また、Case 1-3 では、図 4.6(b)に示す有効電力出力の 11 秒時～21 秒時付近に振動が生じている。これは、図 4.5 及び図 4.8(a)に示すように、10 秒時以降に周波数の低下と同時に直流電圧も変動しており、これによって有効電力指令値が増減することにより生じていると考えられる。従って、今回のシミュレーション条件のように直流電圧変動と周波数変動が同時に生じると、 $f_{ac} - P$ ドループ特性と $V_{dc} - P$ ドループ特性が干渉する場合がある。

提案手法を用いた Case 1-4 では、図 4.5 に示すように VSC1 側交流系統において規定値を超過するような周波数変動が生じると、VSC1 が DC-AVR 運転から APR 運転へ切り替わることが図 4.6 から確認できる。また、図 4.8(b)に示すように各端子の直流電圧が変動し、特に VSC2 の電圧が可変閾値に到達したことによって、可変電圧閾値制御によって当該端子が APR 運転から DC-AVR 運転へ切り替わっている。更に、図 4.6(c)より、VSC1 が多端子 HVDC システムから交流系統側へ電力融通を行っており、緊急時周波数制御に貢献していることが確認できる。以上より、提案手法を用いた Case 1-4 では、可変電圧閾値方式及び緊急時周波数制御の双方によって適切な運転特性切替が行われた上で、緊急時の電力融通が正常に行われていることが分かる。

なお、Case 1-2 と Case 1-4 では、両ケースともに(4.1)(4.2)式に従って緊急時電力融通量を決定しているが、図 4.5 及び図 4.6(a)(c)に示すように、周波数及び有効電力出力は異なる応答が得られている。これは、提案手法を用いた Case 1-4 においては、DC-AVR 端子が不在となる期間が存在しており（図 4.7 を参照）、この間の直流電圧低下に伴って VSC1 及び VSC2 の APR 指令値と DC-AVR 指令値がステップ状に変動することに起因すると考えられる。つまり、今回のシミュレーション結果において、提案手法を用いた Case 1-4 のほうが従来手法を用いた Case 1-2 よりも周波数低下から早く回復しているが、これは提案手法から意図されるものではなく、運転特性切替で生じた変動が偶然及ぼした結果であると考えられる。

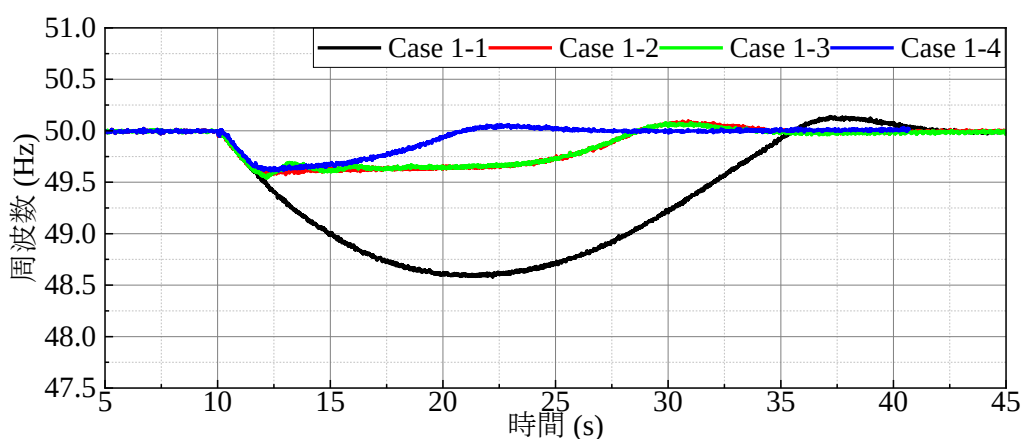
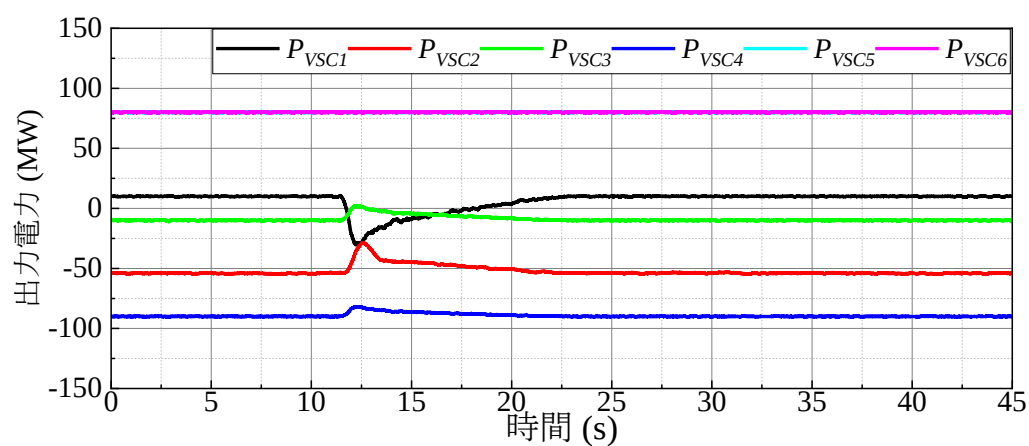
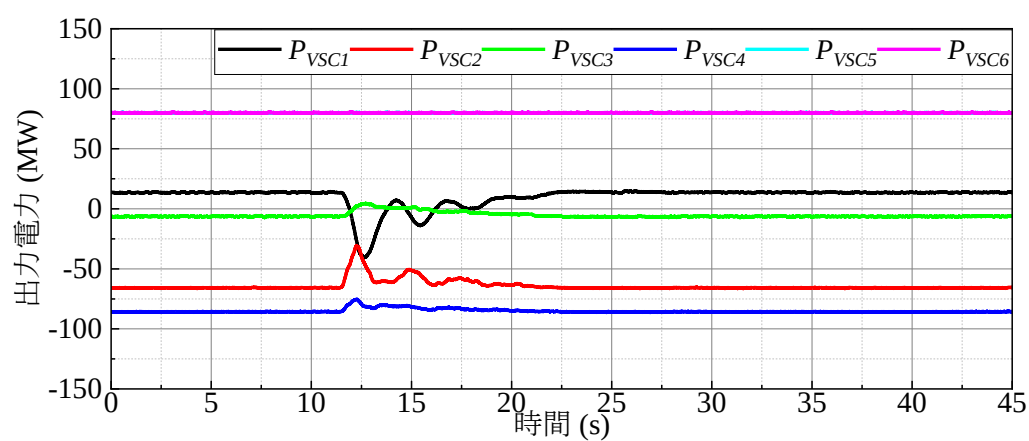


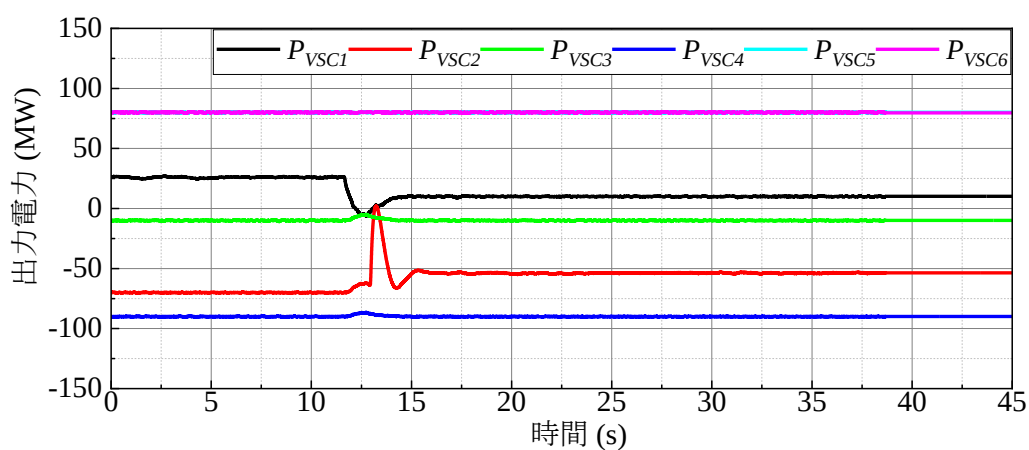
図 4.5 周波数 (Case 1-1～Case 1-4)



(a) Case 1-2



(b) Case 1-3



(c) Case 1-4

図 4.6 各端子の出力電力

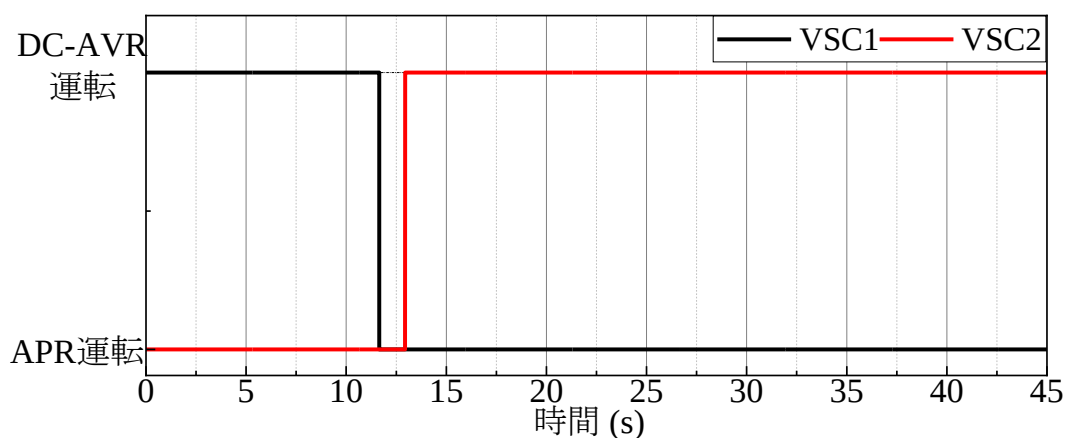
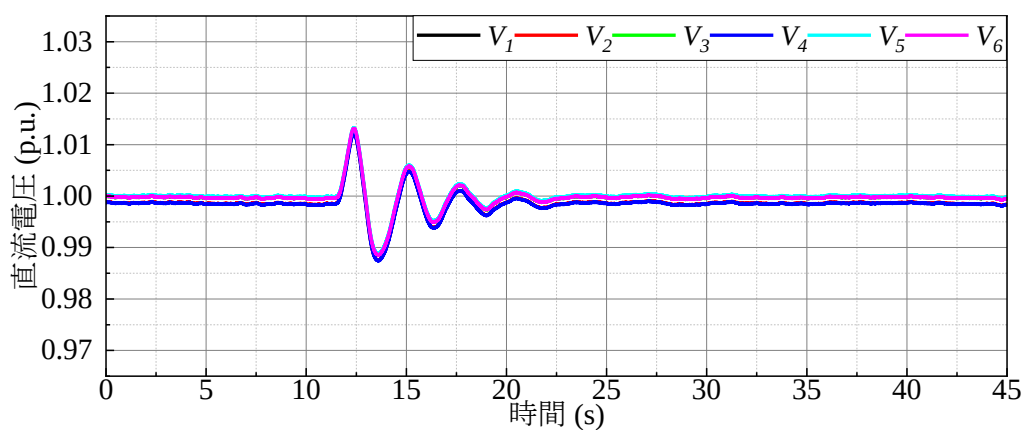
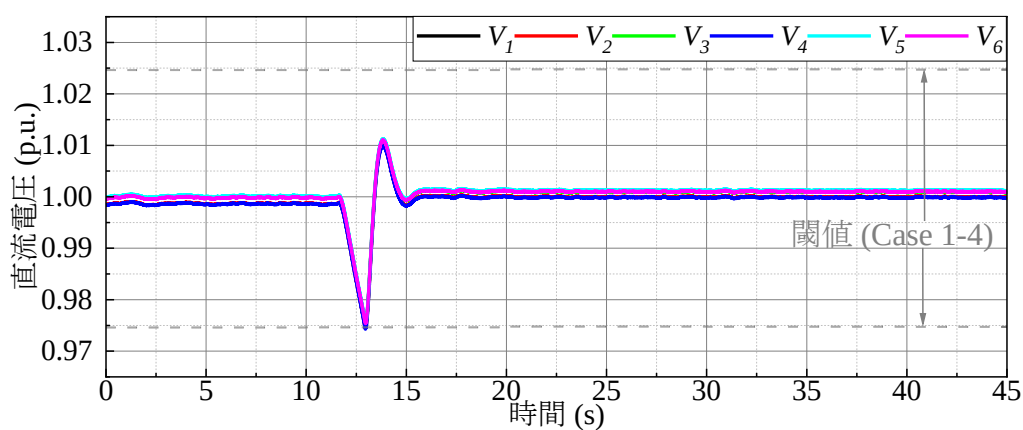


図 4.7 VSC1 及び VSC2 の運転特性 (Case 1-4)



(a) Case 1-3



(b) Case 1-4

図 4.8 直流電圧

(2) 陸上受電点が2地点のケース

図 4.4 に示すように、母線 1 に VSC1、母線 9 に図中に示す破線の送電線を介して VSC3 が設置され、これを介して交流系統が多端子 HVDC システムに接続されているものとする。このシステムモデルを解析対象として、以下に示す 4 ケースそれぞれにおいて、周波数変動時における応答を確認する。

Case 2-1：周波数制御を行わない可変電圧閾値制御

Case 2-2：電圧マージン方式

Case 2-3：緊急時のみ周波数制御を行う電圧ドロップ方式

Case 2-4：提案制御方式

ここで、各端子の運転特性を表 4.2 に示す。なお、各端子の初期出力は (1) と同様の値とした。

各ケースにおける VSC1 側系統周波数 f_{ac1} を図 4.9、各端子の出力電力を図 4.10、Case 2-4 における VSC1、VSC2 の運転特性及び直流電圧をそれぞれ図 4.11、図 4.12 に示す。

図 4.9 より、周波数制御を実装していない Case 2-1 では、Nadir は約 48.68Hz と大きい。これに対して、Case 2-2、2-3、2-4 では Nadir はそれぞれ 49.56Hz、49.62Hz、49.62Hz となっており、緊急時融通により Case 2-1 よりも改善している。

Case 2-2 で想定した従来の電圧マージン方式では、(4.1)式に従った電力の融通によって、VSC1・VSC3 側交流系統内の需給バランスが維持され、Nadir が小さいことが確認できるものの、周波数変動に応じた運転特性の切替を行うことができない。従って、緊急時周波数制御が実行されたタイミングで VSC1 もしくは VSC3 が DC-AVR 運転を行っている場合には、DC-AVR 運転端子の出力電力を直接制御できないために、VSC1・VSC3 間での制御の干渉などにより、正常な応答が得られない可能性がある。なお、この場合を想定した解析結果については (3) で述べる。

Case 2-3 では、図 4.10(b)及び図 4.12(a)より、緊急時周波数制御時において振動が生じていることが分かる。これは Case 1-3 と同様の原因から、VSC1～VSC4 において $f_{ac}-P$ ドロップ特性と $V_{dc}-P$ ドロップ特性が干渉し、出力指令値の更新に影響を及ぼしていると考えられる。

Case 2-4 では、図 4.9 に示すように負荷の増加に伴って VSC1・VSC3 側交流系統において規定値を超過する周波数変動が生じており、図 4.11 より VSC1 が DC-AVR 運転から APR 運転へ切り替わっていることが分かる。またこの際、図 4.12(b)に示すように各端子の直流電圧が変動し、特に VSC2 の電圧が可変閾値に到達したことによって、可変電圧閾値制御により当該端子が APR 運転から DC-AVR 運転へ切り替わっている。更に、図 4.10(c)に示すように、周波数変動時において VSC1 及び VSC3 の 2 端子から交流系統側へ電力を融通していることが確認できる。以上より、提案手法を用いた Case 2-4 では、可変電圧閾値方式による運転特性切替及び緊急時周波数制御の双方によって、陸上受電点が 2 地点ある系統においても、端子間で制御が干渉することなく緊急時の電力融通が正常に行われるものと考えられる。

第 4 章 系統安定度向上に貢献する多端子 HVDC システムの運用4.3 シミュレーション解析による提案手法の有効性評価

表 4.2 各端子の運転特性 (Cases 2-1～Case 2-4)

端子	運転特性			
	Case 2-1	Case 2-2	Case 2-3	Case 2-4
VSC 1	DC-AVR	APR	電圧ドループ	DC-AVR →APR
VSC 2	APR	DC-AVR	電圧ドループ	APR →DC-AVR
VSC 3	APR	APR	電圧ドループ	APR
VSC 4	APR	APR	電圧ドループ	APR
VSC 5	APR	APR	APR	APR
VSC 6	APR	APR	APR	APR

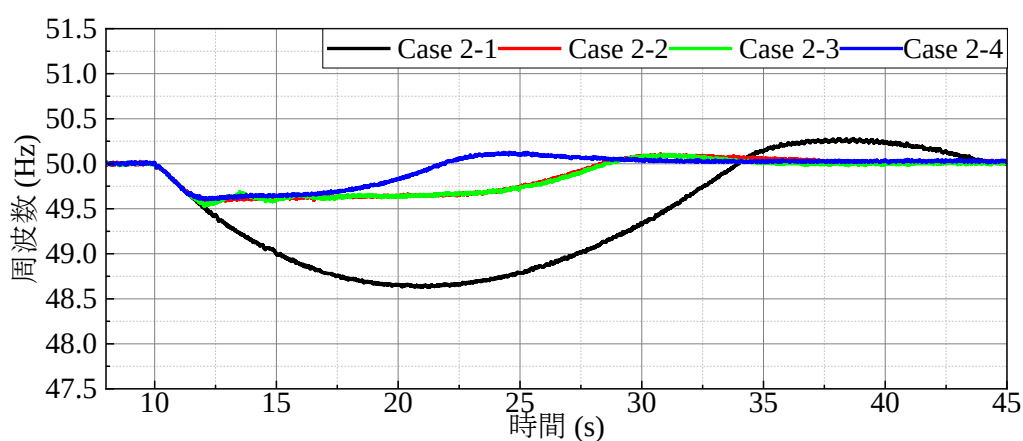
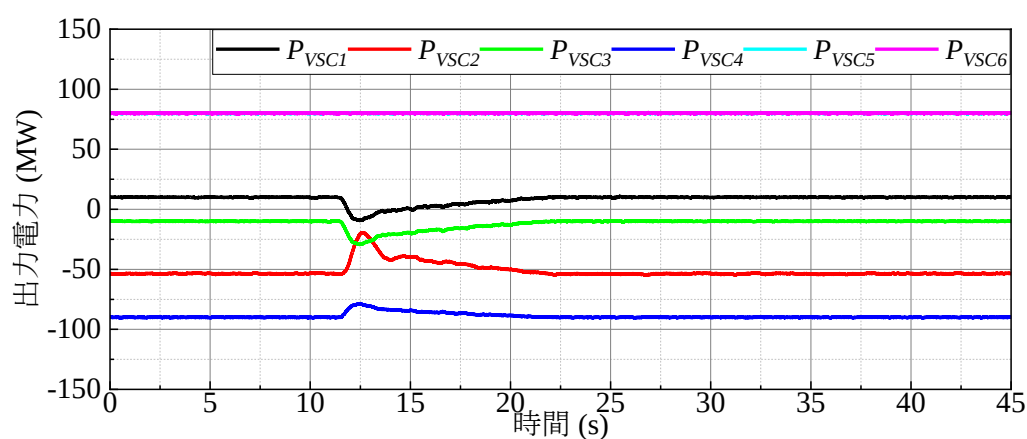
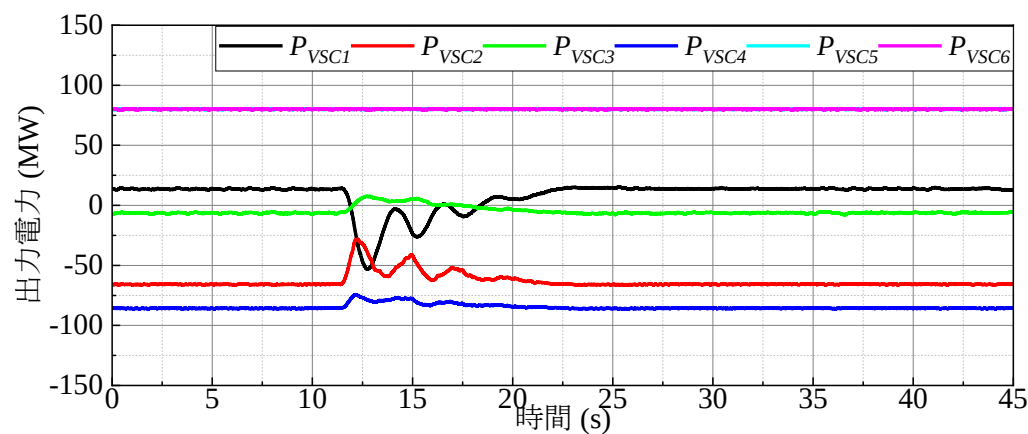


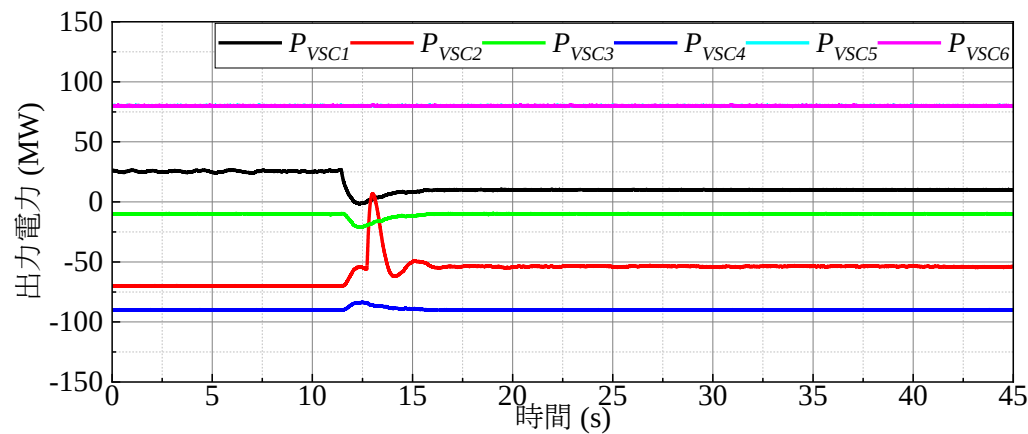
図 4.9 周波数 (Case 2-1～Case 2-4)



(a) Case 2-2



(b) Case 2-3



(c) Case 2-4

図 4.10 各端子の出力電力

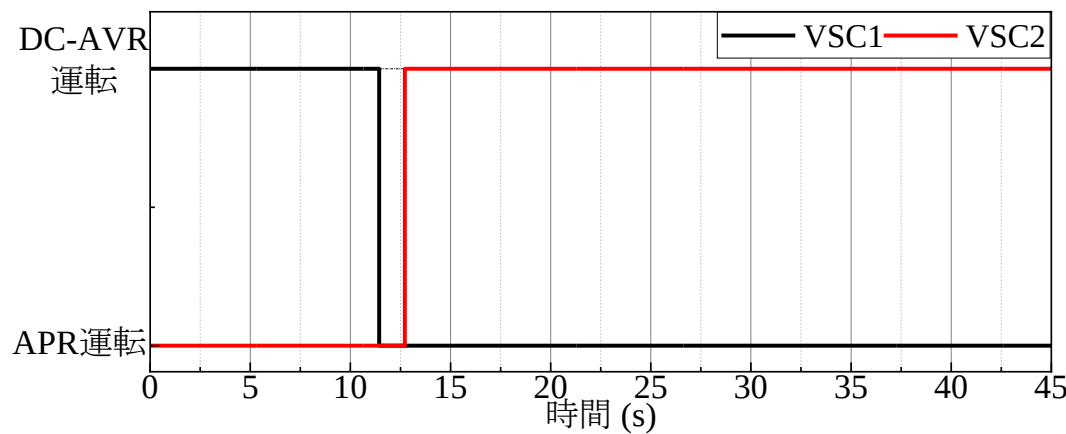
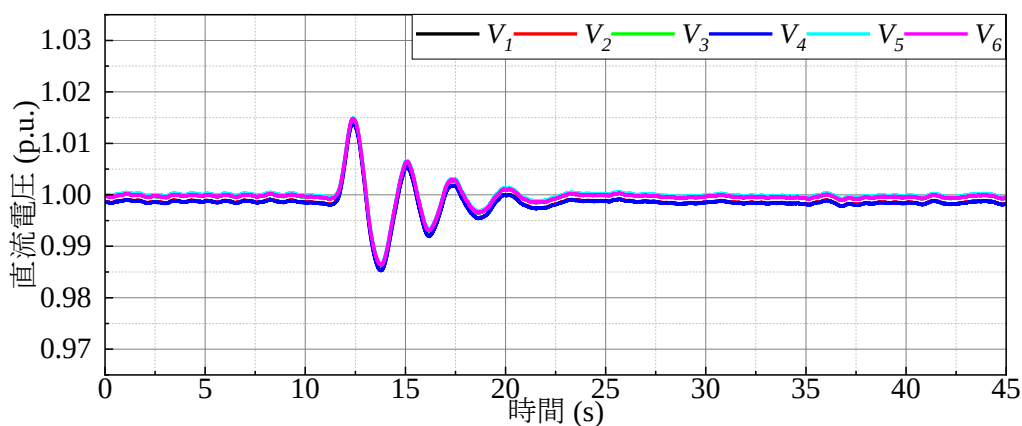
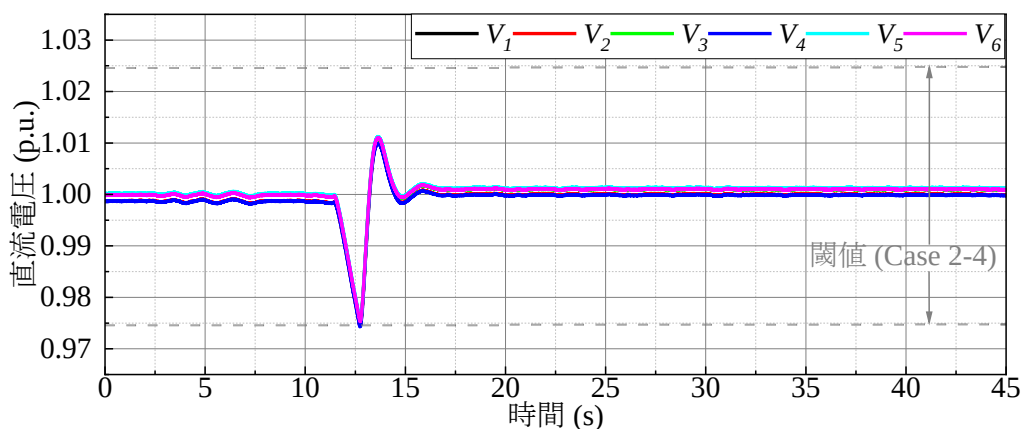


図 4.11 VSC1 及び VSC2 の運転特性 (Case 2-4)



(a) Case 2-3



(b) Case 2-4

図 4.12 直流電圧

(3) 運転特性切替を行わない場合との比較

本解析条件下では、(2) 陸上受電点が 2 地点のケースと同様、VSC1 及び VSC3 が同じ交流系統に接続されている場合を想定する。ここでは、以下に示す 3 ケースそれぞれにおいて、周波数変動時における応答を確認する。

Case 3-1 : 周波数制御を行わない可変電圧閾値制御

Case 3-2 : 運転特性切替を実装していない従来の電圧マージン方式

Case 3-3 : 提案制御方式

ここで、各端子の運転特性を表 4.3 に示す。なお、各端子の初期出力は $P_{VSC1}=0.1\text{p.u.}$, $P_{VSC2}=-0.6\text{p.u.}$, $P_{VSC3}=-0.3\text{p.u.}$, $P_{VSC4}=-0.8\text{p.u.}$, $P_{VSC5}=0.8\text{p.u.}$, $P_{VSC6}=0.8\text{p.u.}$ とした。

各ケースにおける VSC1 側系統周波数 f_{ac1} を図 4.13, 各端子の出力電力を図 4.14, Case 3-3 における VSC1, VSC2 の運転特性及び直流電圧をそれぞれ図 4.15, 図 4.16 に示す。図 4.13 より, Case 3-1 と比較して, Case 3-2, Case 3-3 はいずれも Nadir が小さくなっていることが分かる。ただし, 表 4.2 に示すように, Case 3-2 では周波数変動時においても VSC1 が DC-AVR 運転を行っているため, 出力電力を直接制御することができない。そのため, 本来であれば VSC1 及び VSC3 の双方から周波数偏差に応じた融通電力を受けたい状態であるにもかかわらず, 図 4.15(a)に示すように, VSC1 は交流系統から多端子 HVDC システム側へ送電を行う状態となっている。

これに対して Case 3-3 では, 図 4.15 に示すように周波数変動及び直流電圧変動に応じて VSC1, VSC2 の運転特性が適切に切り替わる。これにより, 提案手法では VSC 及び VSC3 の双方が APR 運転となり, より効果的な周波数制御を行うことが可能になることが分かる。

以上の解析結果より, 提案する周波数制御を多端子 HVDC システムに実装することで, 陸上受電点が複数設置されるような複雑な回路構成のシステムにおいても, 周波数制御時における運転特性切替を適切に実行することで効率的な電力融通を実現し, 交流系統の安定度向上に寄与できることを明らかにした。このように, 多端子 HVDC システムにおいては, RE 電源が大量導入された場合における地域間連系としての役割のみならず, 周波数変動時における複数端子間での電力融通の実現によって, システムに接続される既存系統のレジリエンス向上にも貢献することが期待される。

表 4.3 各端子の運転特性 (Cases 3-1～Case 3-3)

端子	運転特性		
	Case 3-1	Case 3-2	Case 3-3
VSC 1	DC-AVR	DC-AVR	DC-AVR →APR
VSC 2	APR	APR	APR →DC-AVR
VSC 3	APR	APR	APR
VSC 4	APR	APR	APR
VSC 5	APR	APR	APR
VSC 6	APR	APR	APR

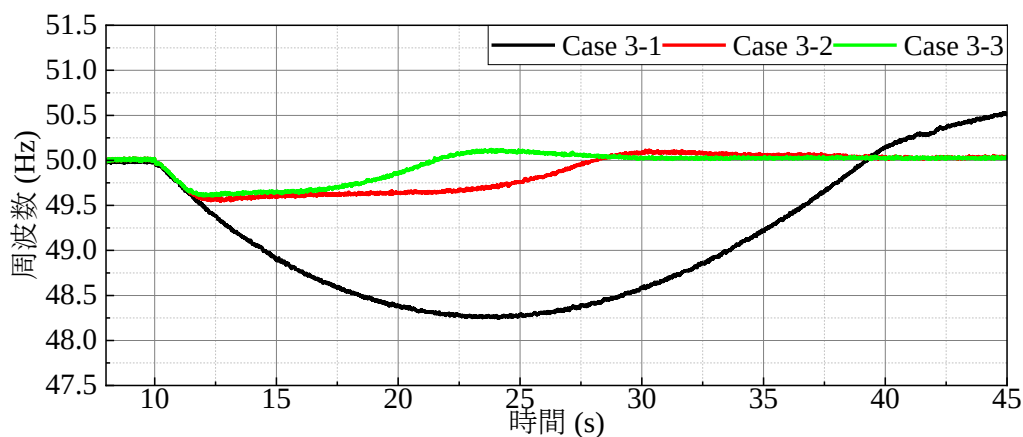
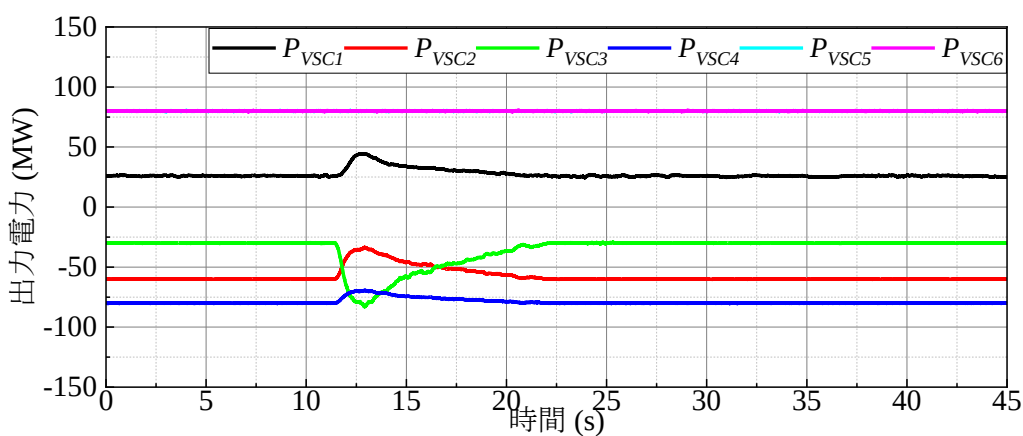
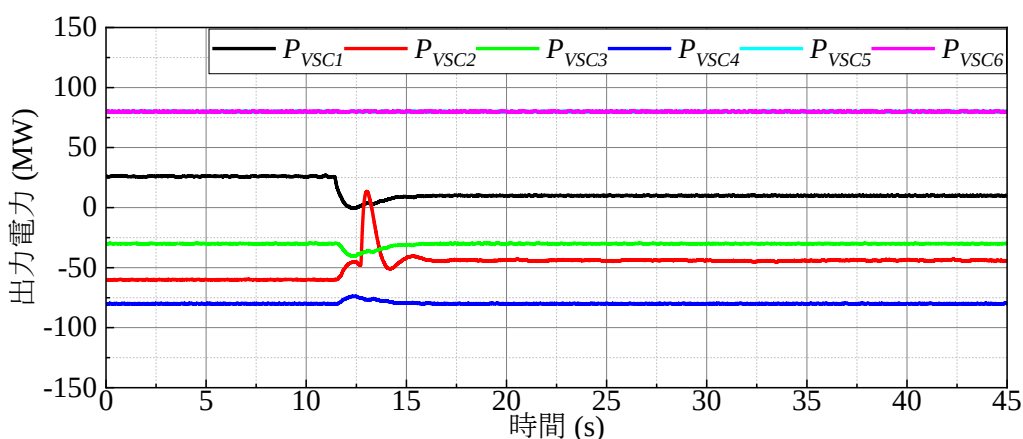


図 4.13 周波数 (Case 3-1～Case 3-3)



(a) Case 2-2



(b) Case 2-3

図 4.14 各端子の出力電力

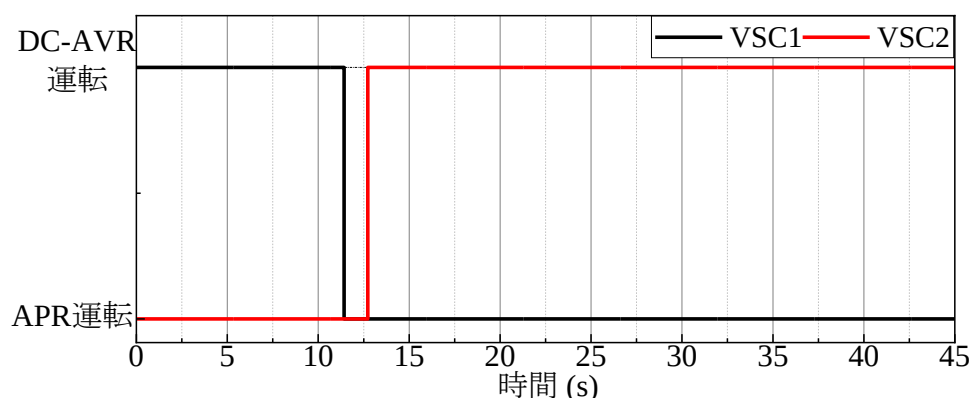


図 4.15 VSC1 及び VSC2 の運転特性 (Case 3-3)

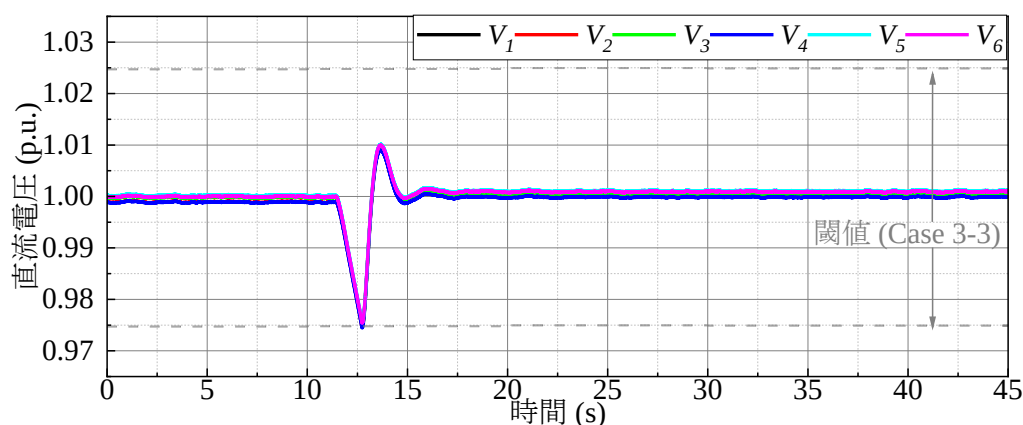


図 4.16 直流電圧 (Case 3-3)

4.4 HVDC システムに適用する仮想同期発電機制御

前章で述べたように、近年導入量が増加している太陽光や風力発電に代表される RE 電源の多くは、インバータを用いた直流電力の交流電力への変換を介して電力系統へ接続している。この系統連系インバータは、一般的に PLL 制御により系統周波数と同期している。インバータ電源は回転体を有する同期発電機とは異なり、パワーエレクトロニクス・デバイスによって構成される静止器であるため、通常、回転体の慣性力に相当する機能を具備していない。このため、インバータ連系型の RE 電源が大量導入され、通常の同期発電機の起動台数が相対的に減少すると、慣性及び同期化力が減少し、系統安定度の低下を招くことが懸念されている。この問題の解決策の一つとして、VSG 制御が注目されている。VSG 制御は、非同期発電システムの出力や交流電圧において、慣性を保持する SG と同様の振る舞いをさせる制御手法である。なお、インバータ電源のみでは電力の充放電ができないため、通常、電力貯蔵装置 (Energy Storage System : ESS) が必要となる。

VSG 制御は、従来の SG の慣性及び同期化力によって維持されてきた種々の系統安定性の向上に貢献が期待されることから、2000 年代後半から幅広い領域で研究が進められている^{[50][51]}。これ

第 4 章 系統安定度向上に貢献する多端子 HVDC システムの運用4.4 HVDC システムに適用する仮想同期発電機制御

までに、SSG (Static Synchronous Generator) や VISMA (Virtual Synchronous Machine) と呼ばれる方式の VSG 制御が提案されている^[52]。SSG は、同期発電機の Park の式と動揺方程式を用いて同期発電機を模擬している VSG 制御方法である。また、VISMA は、Park モデルを詳細に模擬している VSG 制御方法である。本方式では、インバータの端子電圧から Park の式をもとに各相の電流を算出し、その電流値を指令値として、インバータを制御する。これらの他にも、VCO (Voltage Controlled Oscillator) 方式や Synchronverter 方式などが提案されている。以上のような動揺方程式や Park の発電機方程式を用いて同期機を模擬する制御方法は、動特性を十分に模擬することができ、設定するパラメータ数が多く適切な値を求めることが難しく、複雑なシステムになりやすいといった課題がある。また、先述の通り、VSG 制御には一般的に ESS を設ける必要があり、本制御システムは蓄電池システムや蓄電池併設型の分散電源への適用が考えられるが、これらは高コストな機器であるため、この点においても問題が残る。

そこで本論文では、複雑なパラメータ設計を不要とする、シンプルかつ効果的な構成の VSG 制御手法を提案する。なお、提案する VSG 制御は、RE 電源の導入拡大に併せて新設されることが想定される、HVDC システムへの実装を想定するものとする。これにより、RE 電源の導入拡大に伴って新設される設備において慣性力低下によって引き起こされる問題を解消し、更なる RE 電源の導入拡大並びに既存系統のレジリエンス向上に貢献することが期待される。

本節では、まず初めに仮想同期発電機の制御について説明する上で基本となる同期機理論について説明する。次に、系統周波数変動に対する PID ファジィ制御を基礎として系統安定化に必要な制御電力の 3 成分、すなわち仮想慣性力 $P_{inertia}$ 、仮想同期化力 P_{synch} 、仮想 Droop 電力 P_{droop} を算定することによる、新しい VSC 制御手法を提案する。更に、HVDC システムにおける電圧制御手法について説明した上で、シミュレーション解析による提案手法の有効性評価を行う。

4.4.1 仮想同期発電機制御の理論的背景

初めに、仮想同期発電機の制御について説明する上で基本となる同期機理論について説明する。同期機の原動機出力 P_M [W]、回転角速度 ω_m [rad/s]、負荷角 δ [rad] が (4.4)～(4.6) 式のように角周波数 ω_h [rad/s] で持続振動していると仮定する。

$$P_M = P_{M0} + \text{Re}[\sqrt{2} + \dot{P}_M \exp(j\omega_h t)] \quad (4.4)$$

$$\omega_m = \omega_0 + \text{Re}[\sqrt{2} + \dot{\omega}_m \exp(j\omega_h t)] \quad (4.5)$$

$$\delta = \delta_0 + \text{Re}[\sqrt{2} + \dot{\delta} \exp(j\omega_h t)] \quad (4.6)$$

発電機の運動方程式に基づいてフェーザで表現されたこれら変数の間に、次式の関係が成立する^[53]。

$$\dot{P}_M = [\dot{H}_G(j\omega_h) - M\omega_h^2] \dot{\delta} \quad (4.7)$$

$$\begin{aligned}
 &= [K_S + j\omega_h K_D - M\omega_h^2] \left(\frac{\dot{\omega}_m}{j\omega_h} \right) \\
 &= \left[j\omega_h M + K_D + \frac{K_S}{j\omega_h} \right] \dot{\omega}_m
 \end{aligned}$$

ここで、 $\dot{H}_G(j\omega_h)$ は負荷角から発電機出力への伝達関数、 K_S は同期化係数、 K_D は制動係数、 M [s]は慣性定数である。(4.7)式のフェーザ方程式において、 $j\omega_h$ を微分演算子と見なすことにより、次の各変数の変動分に関する(4.8)式が得られる。

$$\Delta P_M = M \frac{d\Delta\omega_m}{dt} + K_D \Delta\omega_m + K_S \int \Delta\omega_m dt \quad (4.8)$$

(4.8)式の右边において、第1項は慣性出力、第2項は制動出力 ΔP_D であり、これまでの展開から第3項が同期化出力 ΔP_S となる。従来の仮想同期機の理論展開では主として慣性出力と制動出力のみが着目されているが^[54]、ここで新たに上記のように同期化出力成分を定義することができる。

以上の理論により、図 4.17 に示すような周波数解析モデルを構築することができ、大規模電力系統の周波数変動を簡易的に解析することができる^[55]。なお、これは系統を1台の等価発電機で表現し、発電機入力（原動機出力）と発電機出力（系統負荷）の差に応じて等価発電機モデルにより系統周波数変動を計算するものであり、等価発電機の回転角速度偏差 $\Delta\omega$ [p.u.]が系統周波数偏差 Δf [p.u.]となる。ここで、発電機出力 ΔP_G が系統負荷（送電線損失等含）偏差に相当し、同期化成分 ΔP_S と制動成分 ΔP_D （誘導発電機出力）から構成される。

4.4.2 提案する仮想同期発電機制御手法

次に、提案する HVDC システムに適用する VSC 制御システムについて述べる。PID 制御に基づく VSG 制御モデルを図 4.18 に示す。ここで、 P_{dco} は HVDC システムの定常潮流、 K_{sys} は系統定数（本論文では 15 [%MW/Hz]とした）、 P_{ref} は有効電力指令値、 Δf は周波数偏差である。なお、下添え字 Rated は、各設備の定格値を表している。有効電力指令値に対して4つのリミット値（ $\pm a$, $\pm b$, $\pm c$, $\pm d$ ）を有する可変リミッタと Dead Band（不感帯）を設けているが、これらは、対象機器の皮相電力が 1.0 p.u.を超えないためのものである。図 4.18 の赤枠内に示すように、

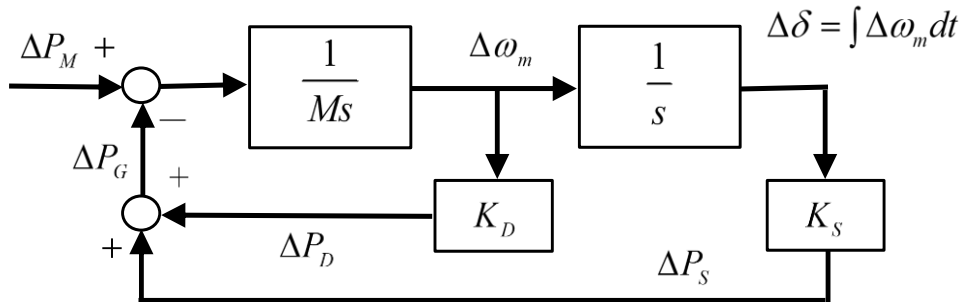


図 4.17 等価発電機 1 台による周波数解析モデル

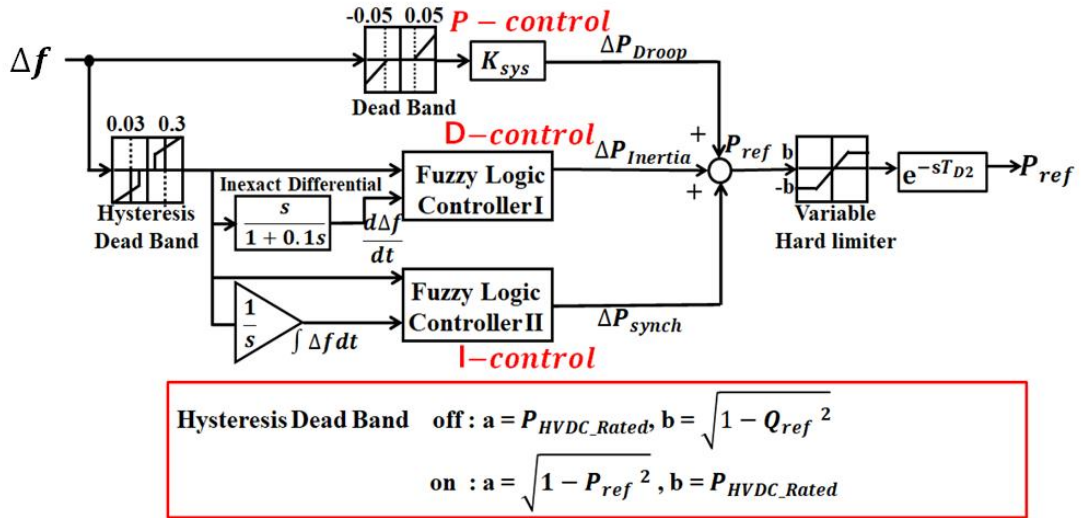


図 4.18 PID 制御に基づく VSC 制御モデル

Hysteresis Dead Band が OFF 時は無効電力出力優先，ON 時は有効電力出力優先となるように設計されている。ここで，仮想同期発電機制御系においては演算・通信処理遅れ T_{D2} を想定し，合計 100 ms のむだ時間要素を考慮している^[56]。

提案手法では，チャタリングを防ぐ目的もあり，Hysteresis Dead Band によって VSG 制御の起動停止が決定される。事前に設定した値以上の周波数変動が生じた場合に起動し，この値とは別途事前に定めた周波数変動以下に収まった時点で停止する。提案手法では，ファジィ制御器 (Fuzzy Logic Controller I 及び Fuzzy Logic Controller II : FLC-I, FLC-II) を用いているが，ファジィ制御は複雑な制御系設計を必要としないロバスト性を有しており，簡単なルールのみで複雑な非線形制御が実現できるといった利点がある^{[57][58]}。なお，ファジィ制御におけるルールベースやメンバーシップ関数等は，制御の仕上りに大きな影響を与えるが，それらの決定は試行錯誤的に行われることが多い^[57]。本論文においても，これらの設計は試行錯誤的に行った。

また，系統安定化に必要な制御電力は，系統周波数偏差 Δf とその微分値（不完全微分），積分値を用いてそれぞれ制動出力 P_{Droop} ，慣性出力 $P_{inertia}$ ，同期化出力 P_{synch} としてファジィ PID 制御器を介して算出される。以上のように VSG 制御することで，慣性出力により過渡状態における系統周波数変動を緩和し，同期化出力によっていち早く基準周波数に近づけるような効果が期待される^[59]。

なお，ここでは制御電源として HVDC システムのみを想定しているが，蓄電池や LFC 水力発電機，あるいはこれらの制御電源を組み合わせることで制御を実施することが可能である。具体的には，図 4.18 中の ΔP_{Droop} ， $\Delta P_{inertia}$ ， ΔP_{synch} を各制御電源の特徴を考慮した上で，有効電力目標値として案分することで実現できる。HVDC システムに加えて LFC 水力発電機及び蓄電池を用いた場合における，提案する VSG 制御手法を図 4.19 に示す。ここで， P_{ref_HVDC} ， $P_{ref_Battery}$ ， P_{ref_Hydro} はそれぞれ HVDC システム，蓄電池，LFC 水力発電機の有効電力指令値を表している。なお，下添え字 Rated は，各設備の定格値を表している。

図 4.19 に示した制御システムにおいては，系統安定化に必要な制御電力を，ファジィ PID 制

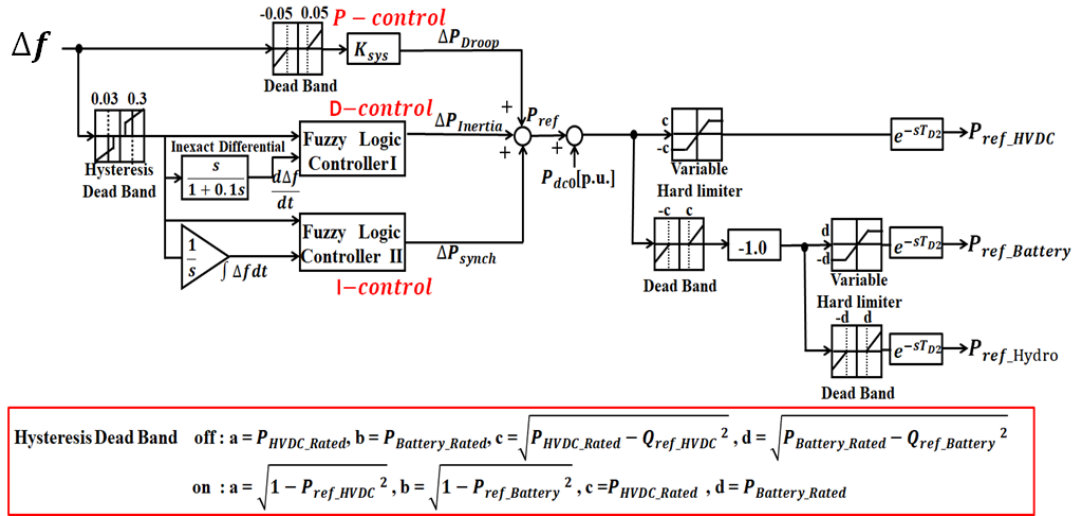


図 4.19 複数の制御電源を対象とした VSG 制御システム

御器を介して算出した後、HVDC システム、蓄電池及び LFC 水力発電機に配分している。なお、本 VSG 制御では上述のように制御電源として HVDC システム、蓄電池及び LFC 水力発電機を用いているが、HVDC システム及び蓄電池は、高速な応答性が必要な仮想慣性制御に対応可能と考えられる。一方、LFC 水力発電機における発電出力には変化率制限 (Rate Limiter) が与えられるが、これは比較的高速 (本論文では 100 [%MW/MIN] とした) であるものと想定されるため、高速な応答性が求められる仮想慣性制御以外の制御信号 (ΔP_{Droop} , ΔP_{Synch}) に対する対応はある程度可能であると考えられる。また、VSG 制御によって算出された LFC 水力発電機の制御指令値 P_{ref_Hydro} を、水力ガバナモデルにおける変化率制限の前に加算することで、LFC 水力発電機において VSG 制御システムを実装できる。なお、図 4.19 に示すように、有効電力指令値に対して 4 つのリミット値 ($\pm a$, $\pm b$, $\pm c$, $\pm d$) を有する可変リミッタと Dead Band があるが、これらはそれぞれの対象機器の皮相電力が 1.0 p.u. を超えないためのものである。

本論文においては、図 4.19 に示す VSG システムを用いたシミュレーション解析結果は記述しないが、以降の 4.4.5 節で実施する図 4.18 を用いるシミュレーション解析と同様の手順で、提案制御システムの有効性を確認できる。

4.4.3 電圧制御手法

また、大規模な WF を有する電力系統において、落雷などに起因する地絡故障が発生すると、瞬時電圧低下により系統連系規程の故障時運転継続特性 (Fault Ride Through : FRT) に準じて WF が系統からトリップする可能性がある。多数の RE 電源が広域にわたって一斉に解列すると、供給力の大幅な低下につながり、需給バランスが崩れて電力供給に支障を来す恐れがある。実際、日本においても、2007 年の中越沖地震で東京電力の柏崎刈羽原子力発電所の停止により関東一円で周波数が 0.9 Hz 低下したが、その際に群馬県太田市にある 550 台の太陽光発電のうち一部が解列した例がある^[60]。このような現象が広域で発生すると、大量の電源喪失となり、系統崩壊の危険性が生じる。このため、地絡故障発生時において、瞬時電圧低下からの影響を受けることによ

第 4 章 系統安定度向上に貢献する多端子 HVDC システムの運用4.4 HVDC システムに適用する仮想同期発電機制御

る RE 電源の一斉解列を回避するために、静止型無効電力補償装置(Static Var Compensator:SVC), STATCOM (Static Synchronous Compensator) 及び BTB などの FACTS (Flexible AC Transmission System) 機器によって無効電力補償を行い、電圧を安定化する必要がある。しかしながら、風力発電設備の場合、SVC 等の導入により初期コストが 2 割程度上昇するといわれ、費用面では大きな負担であることが課題である^[61]。そこで本論文では、既存の HVDC システムにおいて、上述の問題を解決するための無効電力制御手法について検討した。

HVDC システムに適用する電圧制御モデルを図 4.20 に示す。ここで、 Q_{ref} は HVDC システムにおける無効電力指令値である。なお、この電圧制御手法は前項までに説明した周波数サポート機能 (VSG 制御) と同時に採用することが可能であり、図 4.20 中の a は、図 4.18 中と同じ値をとる。HVDC システムにおける端子 i の交流系統側電圧 V_{gi} が、可変リミッタに設定された上下限値を逸脱すると、端子電圧偏差 ΔV_{gi} に従って HVDC システムから交流系統側へ無効電力が供給されることで、電圧が制御される。なお、電圧制御におけるゲイン K_q は試行錯誤により決定するものとする。この電圧制御は、各端子にて計測した直流電圧値を基に、ローカルに制御を行う。そのため、電圧制御では通信処理遅れのみを想定し、以降のシミュレーション解析においては $T_{D1}=50\text{ ms}$ のむだ時間要素を考慮している。

なお、地絡故障の状況によっては電圧制御のみでは WF を安定化できない場合も想定されるが、WF の端子電圧が回復できず系統連系規定に従って解列されると WF の出力が切断されるため系統周波数が低下し、各同期発電機は減速脱調に向かう。このような場合には、先に述べた周波数制御を行うことで、系統安定度の向上に貢献する。以上のように、これらの電圧制御系、VSG 制御系は、両者協調することにより、高い系統安定化効果を発揮するものと考えられる。

4.4.4 解析条件

ここでは、4.4.2～4.4.3 項にて説明した、VSG 制御及び電圧制御による系統安定度改善効果をシミュレーション解析により確認するとともに、その有効性に関して考察を行う。本解析では、図 4.21 に示す IEEE9 母線系統を改変したモデルに 2 端子 HVDC システムが接続されたシステムを用いることとする。なお、ここでは簡略化のために 2 端子 HVDC システムに提案手法を適用した解析を行うが、提案手法は多端子 HVDC システムにおいても同様に適用することが可能である。図 4.21 中に示した G1 及び G2 は火力発電機 (G1 : 300MVA, SG2 : 200MVA) , G3 は水力発電機 (G3 : 100MVA) を表している。更に、100 MVA のかご形誘導発電機 (Squirrel Cage Induction Generator : SCIG) を用いた固定速風力発電機で構成される WF, 3 つの負荷 (LoadA, B, C) が

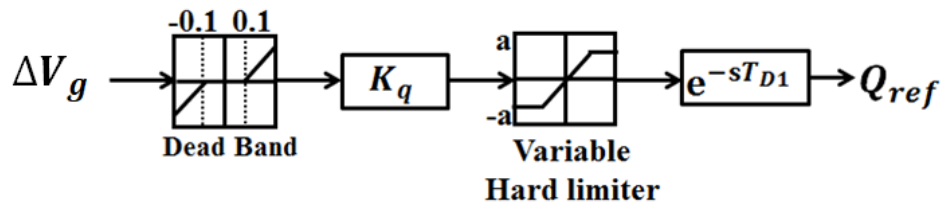


図 4.20 電圧制御モデル

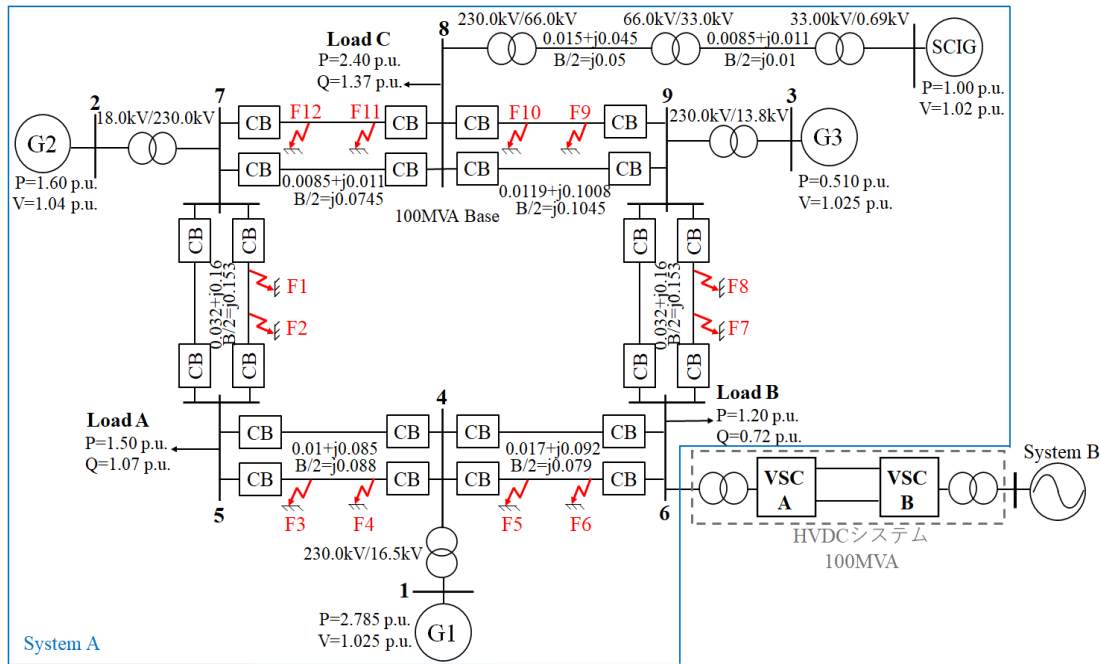


図 4.21 想定する電力系統モデル

接続されている。G1 及び G3 は LFC 運転，G2 は GF 運転するものとする。なお，本解析条件下においても 4.3.1 節と同様，付録に記載したガバナモデル，LFC モデル，風力発電機モデルを使用する。

提案手法の有用性を確認するために，ここでは図 4.21 に示す系統内における F1～F12 の 12 地点それぞれにおいて 1 回線 3 相地絡故障（3 Line to Ground fault : 3LG）が発生した場合を想定する。図 4.22 に示すタイムシーケンスに従い，シミュレーション開始から 0.1 秒時に 3LG 発生，0.2 秒時に遮断器（Circuit Breaker : CB）により故障回線の両端を遮断，その後 1.0 秒の無電圧時間を経て，1.2 秒時に故障回線再開路を行うものとする。ただし，必要に応じて 1.6 秒で系統連系規定に準じて WF を解列する^[6]。なお，WF の風速は定格値一定とする。また，HVDC システムの初期潮流は 0.0 p.u. のフローティング状態とする。

提案する HVDC システムにおける VSG 制御では，0.3 Hz 以上の周波数偏差 Δf を検出した場合に起動し， Δf が 0.03 Hz 以下になった時点で制御を停止するものとする。また，本論文では試行錯誤的に，電圧制御におけるゲイン K_q は 1.4 に設定する。図 4.18 中のファジィ制御器(Fuzzy Logic Controller I 及び Fuzzy Logic Controller II : FLC-I, FLC-II) のルールベースを表 4.4，表 4.5 に示し，FLC-I 及び FLC-II の入出力の関係に基づく三次元特性グラフを図 4.23 に示す。表 4.4，表 4.5 中の各 FLC における，ルールベース及びメンバーシップ関数に用いている評価記号はそれぞれ，PM は Positive Medium，PS は Positive Small，ZR は Zero，NS は Negative Small，NM は Negative Medium を意味している。なお，各 FLC の特性は，本論文においては事前の検証によって試行錯誤的に決定している。ここでは，ファジィ制御において，対称とするシステムの入出力の関係に基づいて後件部を設定する手法として，高木・菅野ファジィ推論を採用する。また，前件部，後件部の各メンバーシップ関数は取扱が容易であり，一般的に用いられている三角型を用いることとする。

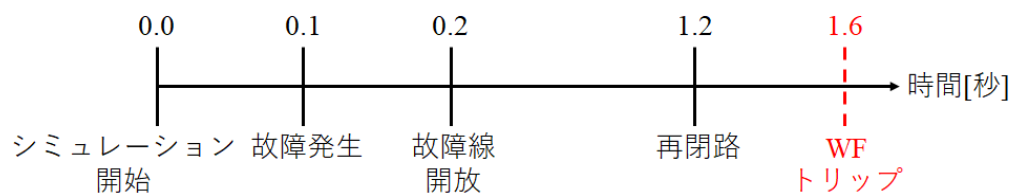


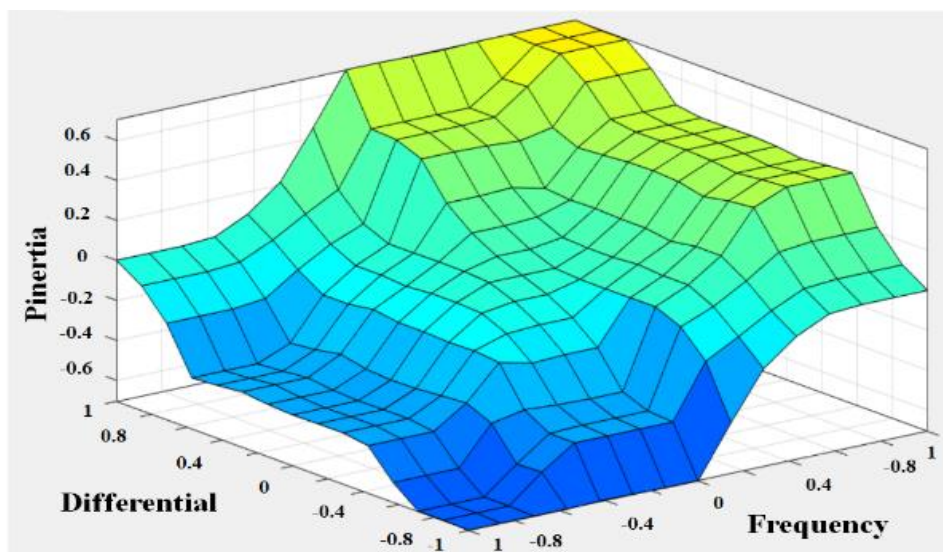
図 4.22 タイムシーケンス

表 4.4 ルールベース (FLC-I)

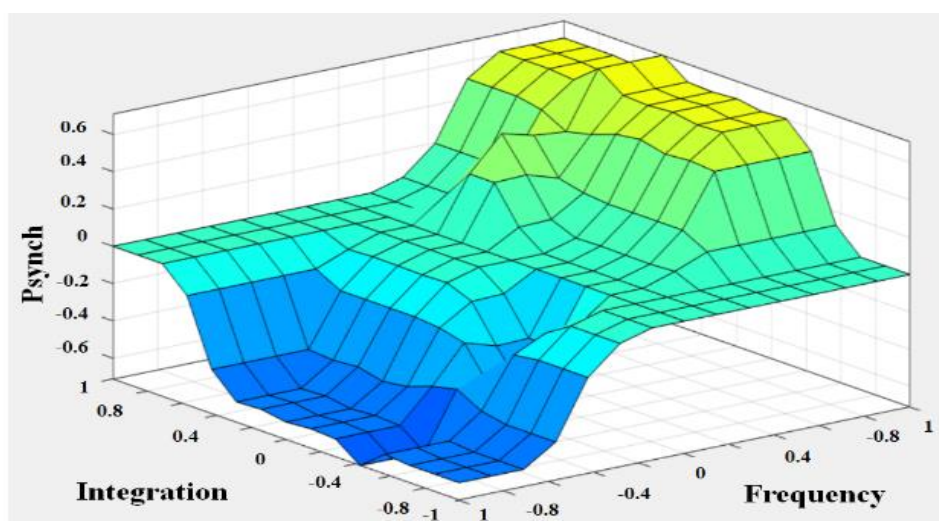
$(\Delta f)/dt$ (Differential)					
Δf		PM	PS	NS	NM
	PM	PM	PM	PS	ZR
	PS	PM	PS	ZR	NS
	ZR	PM	PS	NS	NM
	NS	PS	ZR	NS	NM
	NM	ZR	NS	NM	NM

表 4.5 ルールベース (FLC-II)

$\int (\Delta f)dt$ (Integration)					
Δf		PM	PS	NS	NM
	PM	PS	PM	PS	ZR
	PS	ZR	PS	ZR	ZR
	ZR	ZR	ZR	ZR	ZR
	NS	ZR	ZR	NS	ZR
	NM	ZR	NS	NM	NS



(a) FLC-I (慣性出力 $\Delta P_{Pinertia}$)



(b) FLC-II 入出力関係 (同期化出力 ΔP_{Psynch})

図 4.23 各 FLC の入出力関係

4.4.5 解析結果

4.4.4 項にて説明した解析条件下において、以下に示す Case 1～Case 3 の 3 ケースにてシミュレーション解析を行い、それぞれの系統安定度向上効果について比較検討する。

Case 1 : HVDC システムにおいて制御を行わない場合

Case 2 : HVDC システムにおいて電圧制御のみ行う場合

Case 3 : HVDC システムにおいて電圧制御及び仮想同期発電機制御を行う場合 (提案手法)

第 4 章 系統安定度向上に貢献する多端子 HVDC システムの運用4.4 HVDC システムに適用する仮想同期発電機制御

風力発電機における端子電圧の応答を図 4.24, 系統周波数を図 4.25, HVDC システムの出力電力を図 4.26 に示す。Case 1 において, F1, F8~F1 にて 3LG が発生した場合, 図 4.24(a)に示すように風力発電機端子電圧の低下が低下していることが確認できる。なお, この際, 図中に黒線で示した日本における FRT 要件に従って, WF は電圧低下によって 1.6 秒時に交流系統から解列されることがわかる。この WF のトリップによって, WF からの出力電力が途絶えると, 図 4.25(a)に示すように系統周波数が低下し, 最終的に系統全体が不安定に至っていることがわかる。一方, F2~F7 にて 3LG が発生した場合, 風力発電機端子電圧は一時的に低下するものの, 最終的に 1.0 p.u.まで復帰しており, WF のトリップは生じないことが確認できる。これにより, この故障条件においては, 故障発生後において系統周波数が 50 Hz まで復帰していることがわかる。

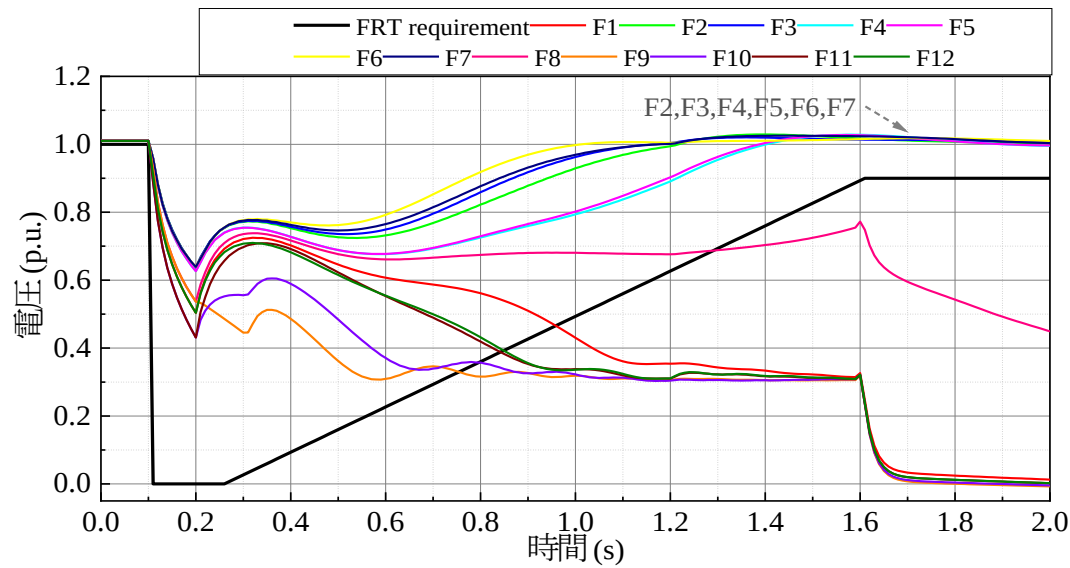
HVDC システムにおいて電圧制御のみを行う Case 2 では, 図 4.26(a)に示すように HVDC システムは電圧変動に従って無効電力を出力していることが確認できる。これにより, 図 4.24(b)に示すように, F1・F8 において 3LG が発生した場合には, WF のトリップを防ぎ, 系統を安定化できることがわかる。しかしながら, 比較的 WF から近い距離である F9~F12 において 3LG が発生した場合には, 図 4.24(b)に示すように電圧制御によって WF を安定化することができず, Case 1 と同様, FRT 要件に従って WF がトリップすることがわかる。この場合, これまで発電していた WF の出力が瞬時に切断されるために, 周波数の低下が引き起こされ, 最終的に系統は不安定になる。なお, F2~F7 において 3LG が発生した場合については, Case 1 にて示したように, HVDC システムにおいて制御を行わなくとも周波数が安定化されているため, Case 2 及び Case 3 におけるシミュレーション結果では該当するグラフは割愛している。

一方, 提案手法を用いた Case 3 では, 図 4.26(b)に示すように電圧制御に加えて系統周波数偏差 Δf に応じた有効電力出力を行う, VSG 制御が実施されていることが確認できる。これにより, Case 2 において電圧制御のみでは系統が不安定となった F9~F12 における 3LG に対しても, WF のトリップを回避することはできないが, System B から HVDC システムを介して System A 側へ有効電力を供給することで, 周波数の低下を防ぎ, 系統を安定化できることがわかる。なお, F1・F8 において 3LG が発生した場合については, Case 2 にて示したように, HVDC システムにおける電圧制御のみで周波数が安定化されているため, Case 3 におけるシミュレーション結果では該当するグラフは割愛している。

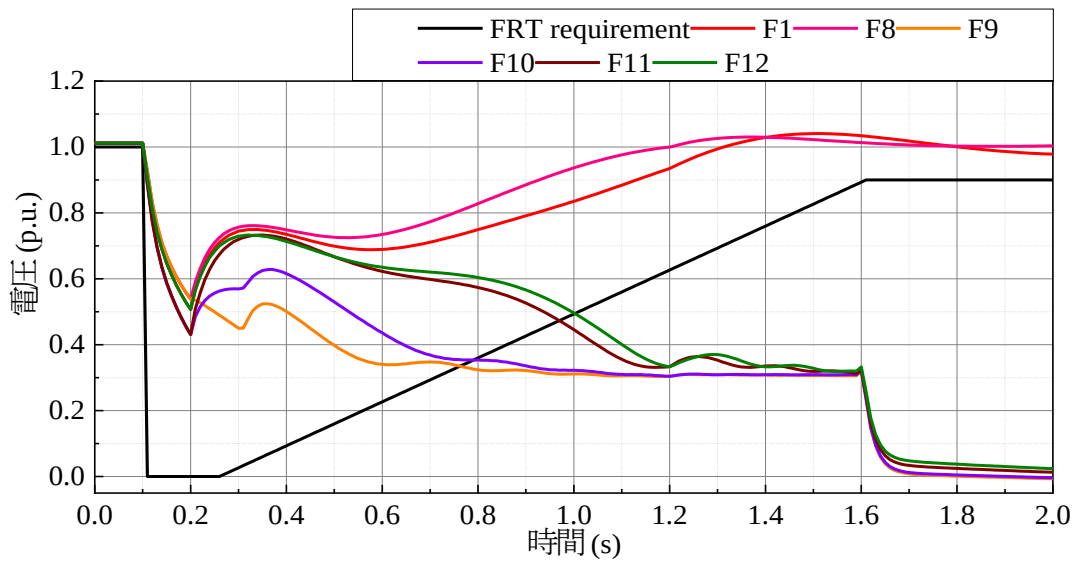
ここで, 以上の Case 1~Case 3 における解析結果を表 4.6 に纏める。表 4.6 中の×は, 交流系統が最終的に不安定に至ること, ○は安定化されていることを意味している。なお, 電圧制御による系統安定化の可否に関しては, 表 4.6 からわかるように制御電源である HVDC システム, WF, 故障点それぞれの位置関係も影響する。従って, 今後更に導入が増えたと見込まれる蓄電池や既存の 2 端子 HVDC システム, 更には洋上 WF の進展などに応じて新設されることが想定される多端子 HVDC システムも考慮しつつ, 複数の制御電源の活用を前提とした系統安定化に貢献する制御システムの構築が必要になると考えられる。この際, 今後蓄電池の導入が更に増大するとは言え, 当面は高コストが見込まれる問題もあり, 全ての RE 電源の近傍に設置できるとは限らず, 従って限られた蓄電池や既存の HVDC システムを有効に協調した制御システムの構築が必要となる。本論文で提案した HVDC システムの運用手法は複数の制御電源との協調が可能であり, その際の基礎として有効に活用されることが期待できる。

以上の解析結果より, 電圧制御による WF 安定化の可否は制御電源, 故障点及び WF の位置関

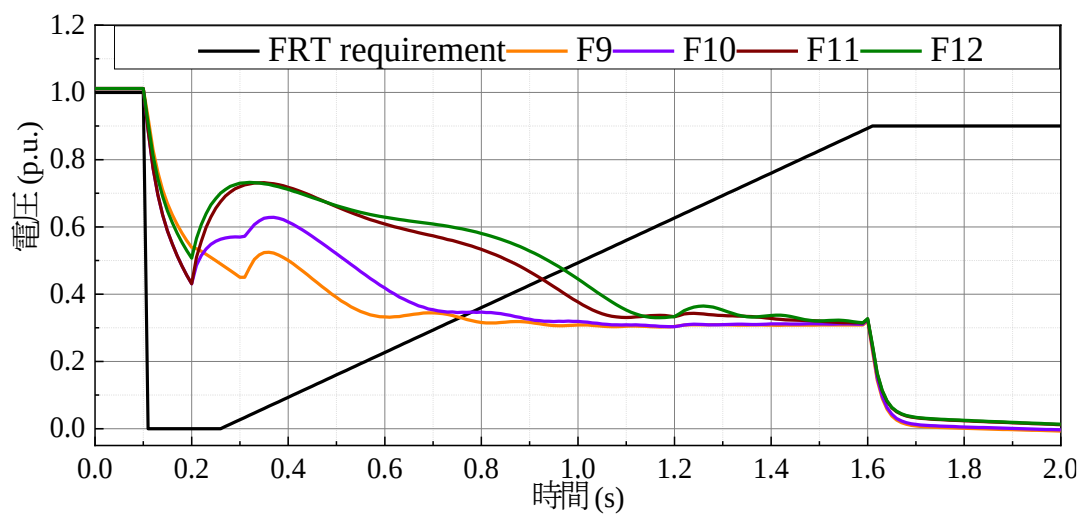
係に依存するものの、地絡故障によって生じる瞬時電圧低下を抑制し、WF のトリップを回避してシステムを安定化する可能性を高めることができることが明らかとなった。なお、電圧制御によって WF を安定化できずのトリップを回避できないケースも想定されるが、この場合には、提案する VSG 制御を行うことで WF がトリップした後においても、同期発電機の減速脱調を防ぎ、交流システムの安定度向上に貢献できることを確認した。以上により、提案する VSG 制御手法を HVDC システムに実装した場合における系統安定度向上効果が明らかとなり、提案手法の有効性を確認した。



(a) Case 1

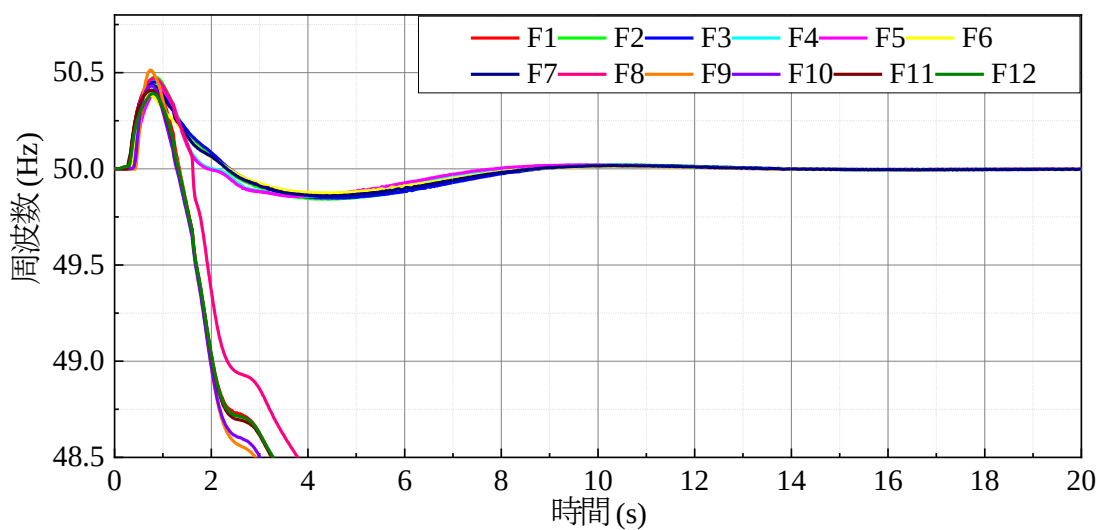


(b) Case 2



(c) Case 3

図 4.24 風力発電機端子電圧



(a) Case 1

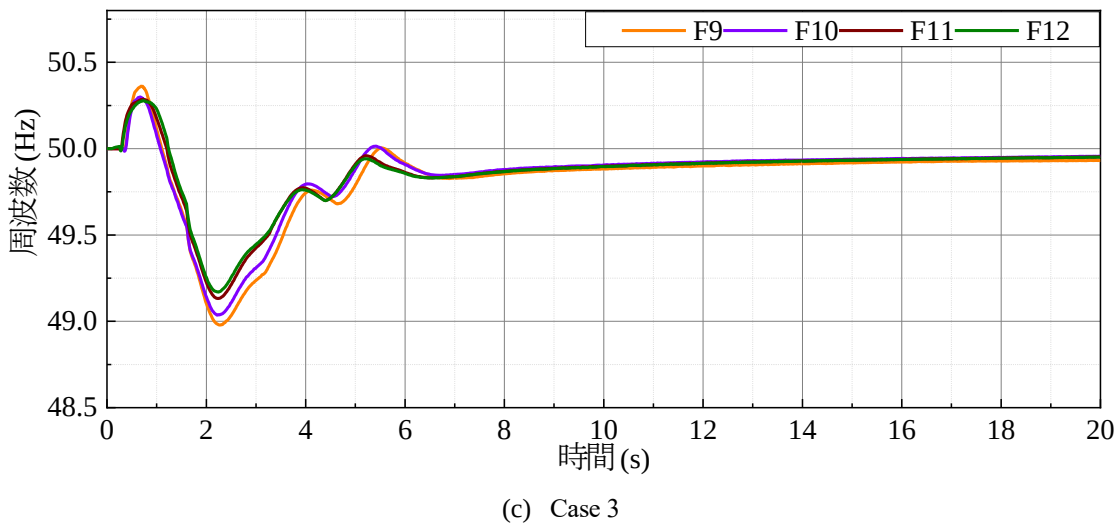
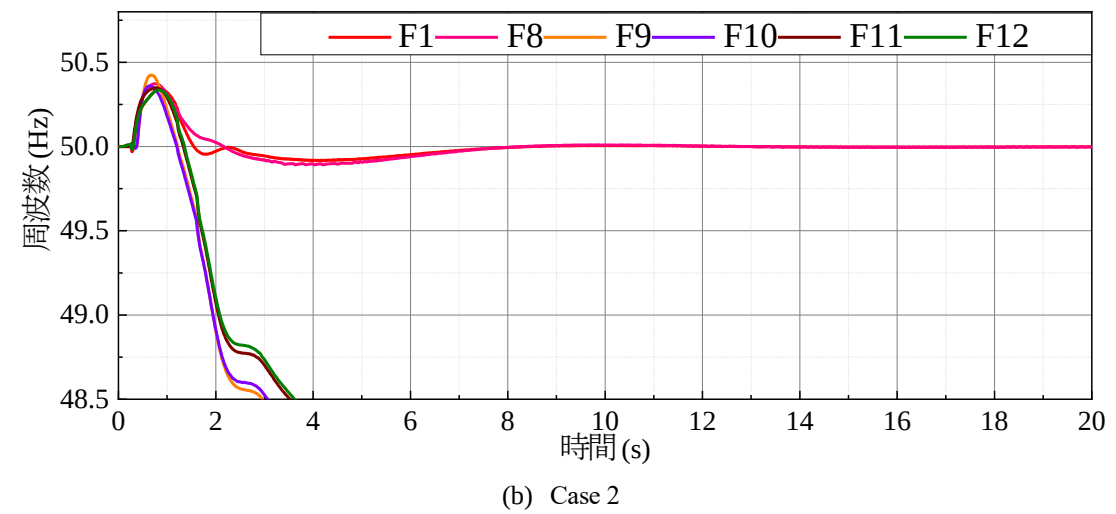
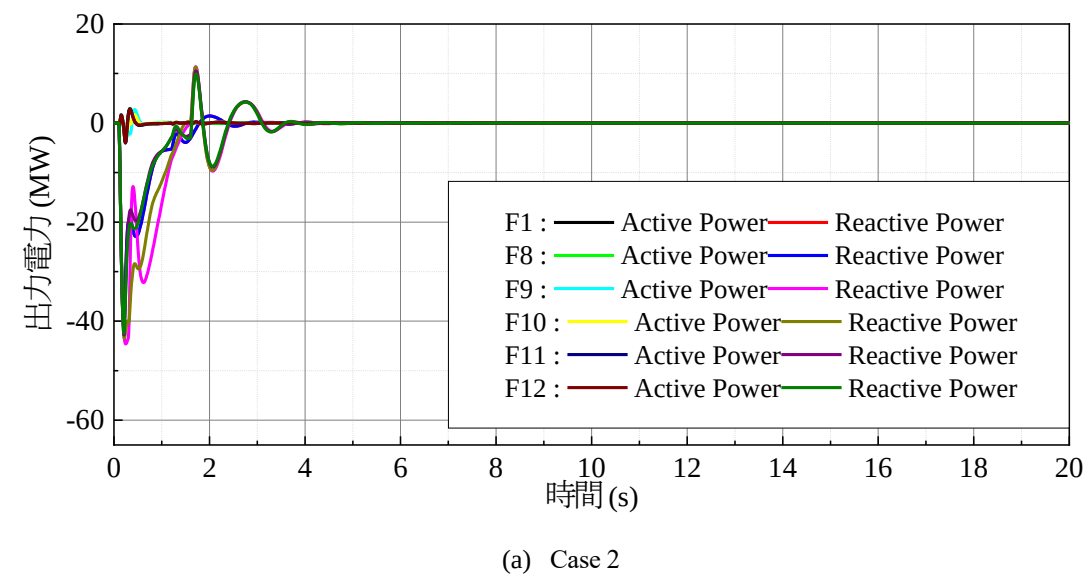
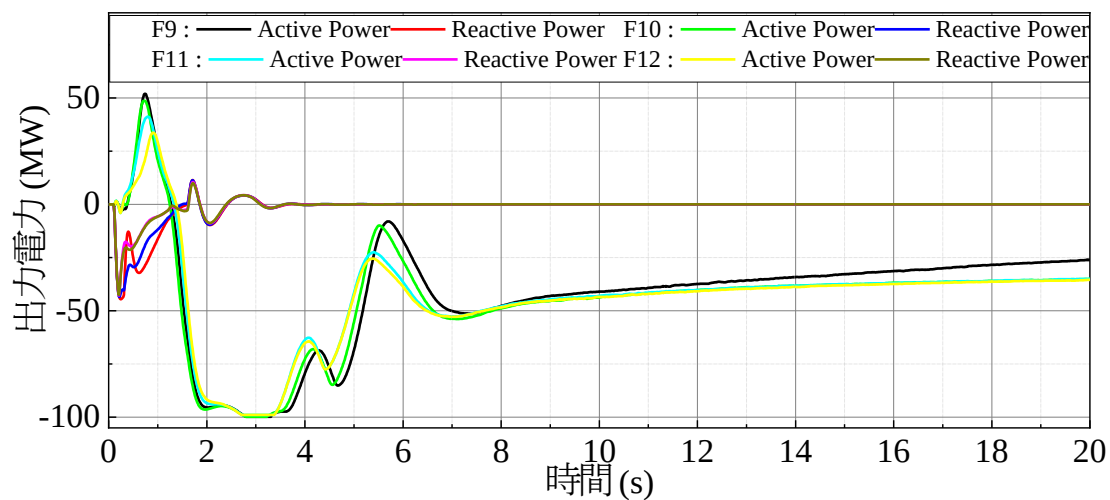


図 4.25 系統周波数





(b) Case 3

図 4.26 HVDC システムの出力電力

表 4.6 解析結果

(a) Case 1			(b) Case 2			(c) Case 3		
故障地点	WF	System A	故障地点	WF	System A	故障地点	WF	System A
F1	×	×	F1	○	○	F1	○	○
F2	○	○	F2	○	○	F2	○	○
F3	○	○	F3	○	○	F3	○	○
F4	○	○	F4	○	○	F4	○	○
F5	○	○	F5	○	○	F5	○	○
F6	○	○	F6	○	○	F6	○	○
F7	○	○	F7	○	○	F7	○	○
F8	×	×	F8	○	○	F8	○	○
F9	×	×	F9	×	×	F9	×	○
F10	×	×	F10	×	×	F10	×	○
F11	×	×	F11	×	×	F11	×	○
F12	×	×	F12	×	×	F12	×	○

第5章 結論

本章では、本論文で述べた内容のまとめおよび今後の展望について記載する。

5.1 本論文のまとめ

本論文では、WF に代表される RE 電源が電力系統に大量導入されることを想定し、面的に分散して建設された複数の洋上 WF の発電電力を大需要地まで送電する手段として期待される HVDC システムの変換器制御方式に関する検討を行った。

<第1章>

本論文の背景として、世界的に RE 電源の導入拡大が進められる背景について述べ、特に WF の大量導入に伴う課題と、その解決策として活用が期待される HVDC システムの研究動向及び運用例について記述した。

<第2章>

RE 電源の大量導入に向けて新設されることが想定される、HVDC システムにおける従来の有効電力・直流電圧制御手法と、その問題点について記述した。この問題点を解消することを目的とした有効電力・直流電圧制御手法を提案し、その制御能力をシミュレーション解析により評価した。提案した手法の特徴を以下にまとめる。

1. 各端子の運転特性切替を可変電圧閾値に基づいて判断しており、各端子が自律的に動作することから、端子脱落時においても速やかに直流電圧制御端子を確保できる。
2. 可変電圧閾値は端子間通信を用いて多端子 HVDC システムの上位制御系にて決定されるため、通信トラブルが生じた際には閾値の更新が困難となるが、提案手法では通信が途絶えた場合を想定した運転特性の切替まで考慮しており、この場合にもシステムを停止することなく運転継続が可能である。
3. システムに接続される WF 等の急峻な出力変動により直流電圧変動が生じた場合においても、各端子の制御の干渉を回避できる。
4. 可変電圧閾値の設定値に依らず、HVDC システムにおける直流電圧基準値を自由に設定することができる。

<第3章>

多端子 HVDC システムの直流区間において永久故障が発生した場合を想定し、故障区間の遮断後において健全回路のみでのシステムの運転継続を可能とすることを目的とした、緊急時制

御手法を提案した。提案した手法の特徴を以下にまとめる。

1. 直流区間において故障が発生した際、故障の影響を受けていない健全回路の運転継続の可能性を高めることができる。これにより、洋上 WF の発電機会の損失を最小限に抑えることが期待される。
2. 詳細な故障箇所や分離系統の構成などの諸条件の把握を必要とせず、運転特性切替の判断において上位制御系と端子間での通信に依存しない。
3. DWT を用いることにより自端子情報のみで故障を検出し、この信号をもとに各端子において運転特性切替の判断を行うことで、故障発生時において速やかに緊急時制御への切替を実現できる。
4. 可変電圧閾値による緊急時制御によって、特に放射状のシステム構成の多端子 HVDC システムにおいて故障発生時の信頼度向上に十分貢献できるが、これに加えて DWT を用いた故障検出手法を組み合わせることで、分離系統が複数パターン想定されるシステムにおいても、健全回路の運転継続の可能性を高めることができる。

<第4章>

一つの交流系統に複数の陸上受電点が設置されるような大規模な多端子 HVDC システムを想定し、系統安定度向上に貢献するための周波数制御手法を提案した。更に、HVDC システムに適用する PID ファジィ制御を基礎とした VSG 制御手法を提案し、これらの手法それぞれの系統安定度向上効果をシミュレーション解析により明らかにした。その結果を以下にまとめる。

1. 提案手法を用いることで、周波数制御時における端子間での制御の干渉を回避し、直流電圧制御端子を適切に決定することで、緊急時における電力融通を効率的に実施できることが解析結果より明らかになった。
2. 多端子 HVDC システムに周波数制御を実装する場合、複数端子からの電力融通を行うことで、周波数変動が生じていない端子への影響を最小限に抑えることができる。
3. HVDC システムは地域間連系のみならず、VSG 制御を実装することで RE 電源の導入拡大に伴う慣性力の低下によって生じる問題の解消に寄与できることが明らかになった。
4. 提案する VSG 制御は HVDC システムへの適応に限らず、蓄電池や LFC 水力発電機などの制御電源、あるいは以外の可制御電源、あるいはこれらを組み合わせる制御を行うことも可能である。
5. 複雑なパラメータ設計を不要であり、シンプルかつ効果的な構成で VSC 制御を実施できる。

5.2 今後の展望

今後の展望について、第 2, 3 章「HVDC システムの変換器制御方式」と第 4 章「系統安定度向上に貢献する HVDC システムの運用」に分けて挙げる。

<HVDC システムの有効電力・直流電圧制御方式>

1. 第 2 章にて提案した HVDC システムにおける可変電圧閾値に基づく有効電力・直流電圧制御手法では、各制御方式適用時における交流系統側への影響については考慮していない。交流系統側の状態を HVDC システムの運転方式に反映し、より効率的な電力融通の実現を目指すことが挙げられる。
2. 今回のシミュレーション解析では、多端子システムに接続される洋上 WF は常に一定出力であるものとした。実際には出力変動が生じる為、これによる影響について検討することが挙げられる。
3. 本論文では、直流区間で故障が発生した場合を考慮した多端子 HVDC システムの制御手法の開発を目的としており、シミュレーション解析において各変換所の交直変換器、遮断器、開閉器等の詳細な動作は模擬していない。保護方式について詳細な検討を含めることで、故障種別や故障箇所の相違による影響について検討することが挙げられる。
4. 多端子直流送電システムは、設置される地域によって様々な構成がとられるものと考えられる。構成の違いによる故障区間の遮断方式への影響を考慮することが課題として挙げられる。
5. 本論文では、離散ウェーブレット変換から得られる情報を基に、各端子の運転特性切替を実行する変換器制御手法の開発を目的としたため、離散ウェーブレット係数のピーク値に設定する閾値や、マザーウェーブレットは試行錯誤により決定した。今後、この閾値やマザーウェーブレットの設定方法について検討することで、制御性能の向上につながるものと考えられる。

＜系統安定度向上に貢献する HVDC システムの運用＞

1. 本論文では、多端子 HVDC システムの運転特性切替や融通電力量の適切な融通電力量の算出を考慮した周波数制御手法に着目したが、システムに接続される風力発電機側の制御は考慮していない。周波数制御時における風力発電機側の制御について考慮することで、より系統安定度向上効果を高めることができると考えられる。
2. 提案する周波数制御手法の適用先は、単極構成のシステムに限定されるものではないが、双極構成においては負極と正極間での電力配分を適切に決定する必要がある。この点において、更なる検討の余地があるものと考えられる。
3. 本論文におけるシミュレーション解析では、周波数制御を行う際、系統安定化に必要な融通電力量を他の端子から問題なく確保できることを前提としている。システムに接続される洋上 WF や交流系統の運転状態によってはこの融通電力量を十分に確保できない場合も想定されるため、この場合を考慮した解析を行うことが挙げられる。
4. 本論文では、HVDC システムに適用可能な VSG 制御手法の開発を目的としており、各パラメータの設計自体には焦点を当てていない。従って、ファジィ制御器のルールベースや制御ゲインの決定方法について検討することが課題として挙げられる。

参考文献

- [1] Global Wind Energy Council (GWEC): “Global Wind Workforce Outlook 2023-2027” (2023)
- [2] 日本風力発電協会 (JWPA) (<https://jwpa.jp/information/6788/> アクセス日: 2023-11)
- [3] 公益財団法人自然エネルギー財団: 「洋上風力発電の動向 世界と日本における現状」第4版 (2023)
- [4] 日本船用公表会, 日本船舶技術研究協会「ASEAN 及びオセアニアの主要国における洋上風力発電の状況調査」(2023)
- [5] 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会: 「洋上風力産業ビジョン (第1次) (2020)
- [6] Global Wind Energy Council (GWEC): “Global Offshore Wind Report 2023” (2023)
- [7] 電力広域的運営推進機関 (OCCTO): 「「再エネ主力電源化」に向けた技術的課題及びその対応策の検討について」(2020)
(URL: https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_55_03r.pdf アクセス日: 2023-11)
- [8] 環境省 再生可能エネルギー情報提供システム (REPOS)
(<https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/gis.html?energy=wind> アクセス日: 2023-11)
- [9] 環境省 地球温暖化対策課: 「我が国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル」, Ver. 1.0 (2022) (URL: <https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/doc/gaiyou3.pdf> アクセス日: 2023-11)
- [10] 西田悠介: 「配電系統へ連系する擬似慣性 PCS の開発」, 電気学会論文誌 B, Vol.143, No.10, pp.548-551 (2023)
- [11] 濱田拓, 宮崎輝: 「再生可能エネルギーの大量導入と慣性低下対策の全体概要」, 電気学会誌, No.143, Vol.4, pp.188-191 (2023)
- [12] 荻本和彦, 岩船由美, 占部千由, 草柳儀隆, 宮崎輝, 安藤希美, 入江寛, 東仁, 磯永彰: 「再生可能エネルギー大量導入の下での系統慣性の低下と対策の解析・評価」, エネルギー・資源学会論文誌, Vol.44, No.4, pp.171-179 (2023)
- [13] National Renewable Energy Laboratory (NREL): “Reserch Roadmap on Grid-Forming Inverters” (2020)
- [14] 公益財団法人自然エネルギー財団: 「自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網のあり方」(2023)
- [15] 泉水健宏: 「洋上風力発電の現状と課題ーインフラ整備等を中心とした状況ー」, 立法と調査, No.440, pp.121-131 (2021)
- [16] 電力広域的運営推進機関 (OCCTO): 「広域系統長期方針 (広域連系系統のマスタープラン)」(2023)

- [17] 西岡淳：「再生可能エネルギーの大量導入と直流送電技術」，日本風力エネルギー学会誌，Vol.41，No.2，pp.201-205 (2017)
- [18] 宜保直樹，高崎昌洋：「特集 最新技術による電気設備 1 直流送電技術」，電気設備学会誌，Vol.32，No.12，pp.869-872 (2012)
- [19] Shagufta Khan and Suman Bhowick: “A Generalized Power-Flow Model of VSC-Based Hybrid AC-DC Systems Integrated with Offshore Wind Farms” , IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 10, No. 4 (2019)
- [20] 西岡淳，Fidel Alvarez，大森 隆宏：「世界で進む高圧直流送電（HVDC）の導入とその背景」，日立評論，Vol.102，No.2，pp.188-189 (2020)
- [21] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）：「次世代洋上直流送電システム開発事業 基本計画」(URL : <https://www.nedo.go.jp/content/100772142.pdf> アクセス日：2023-11)
- [22] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）：「多用途多端子直流送電システムの基盤技術開発 2023 年度実施計画」(URL : https://www.nedo.go.jp/activities/ZZJP_100183.html アクセス日：2023-11)
- [23] Dirk Van Hertem and Mehrdad Ghandhari: “Multi-terminal VSC HVDC for the European supergrid: Obstacles” , Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 14, pp.3156-3163 (2010)
- [24] 吉原徹，木村守：「多端子直流送電における有効電力・直流電圧リミッタ付きドループ制御の開発」，電気学会論文誌 B，Vol.139，No.12，pp.731-736 (2019)
- [25] Fernando Torres, Sebastian Martinez, Claudio Roa, and Enrique Lopez: “Comparison Between Voltage Droop and Voltage Margin Controllers for MTDC Systems” , 2018 IEEE International Conference on Automation/XXIII Congress of the Chilean Association of Automatic Control, No. 18403328 (2018)
- [26] Weiyu Wang, Yong Li, Yijia Cao, Ulf Hager and Christian Rehtanz: “Adaptive Droop Control of VSC-MTDC System for Frequency Support and Power Sharing” , IEEE Transaction on Power Systems, Vol.33, No.12, pp.731-736 (2019)
- [27] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）：「多端子 HVDC の制御・保護の標準仕様書案」(URL : https://www.nedo.go.jp/activities/ZZJP_100110.html アクセス日：2023-12)
- [28] Guangyang Zhou, Minxiao Han, Shaahin Filizadeh, Xin Cao, and Wenerda Huang, “Studies on the combination of RSFCLs and DCCBs in MMC-MTDC system protection,” International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol.125, No.106532 (2021)
- [29] Temesgen M. Haileselassie and Kjetil Uhlen: “Impact of DC Line Voltage Drops on Power Flow of MTDC Using Droop Control” , IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 27, Issue 3, No. 12879011 pp.1441-1449 (2012)
- [30] Xinze Xi, Yi Zhao, Wentao Huang, Shengnan Li, Shaoyu Chen, and Xiaoping Gao, “Topological Economy and Reliability Analysis of the MTDC System with Renewable Energy,” 2019 Sustainable Power and Energy Conference, No.19303669 (2019)
- [31] Guangyang Zhou, Minxiao Han, Shaahin Filizadeh, Xin Cao, and Wenerda Huang, “Studies on the combination of RSFCLs and DCCBs in MMC-MTDC system protection,” International Journal of

- Electrical Power & Energy Systems, vol. 125, No. 106532 (2021)
- [32] 関根聖治：「直流多端子系統の直流線路故障保護方式」，電気学会論文誌 B, Vol.92, No.8, pp.444-451 (1972)
 - [33] Jeremy Sneath and Athula D. Rajapakse, “Fault Detection and Interruption in an Earthed HVDC Grid Using ROCOV and Hybrid DC Breakers,” IEEE Trans. on Power Delivery, vol.31, No.3, pp.973-981 (2016)
 - [34] Jong Geon Lee, Hyung Jun Ju, Ki Sun Han, Ji Won Kang, and Bang-Wook Lee, “Fault Protection Strategy for Multi-Terminal HVDC System by use of DC Circuit Breaker,” 2022 6th International Conference on Electric Power Equipment-Switching Technology, No.21758527 (2022)
 - [35] X. Gao, W. Huang, N. Tai, and Z. Xiao, “Pole-to-pole short-circuit fault location for MMC-based DC distribution network,” The 16th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (2020)
 - [36] Le Liu, Xiaoning Kang, Ke Li, and Mengyuan Zheng, “Fault analysis of pole-to-pole short-circuit on the flexible AC-DC hybrid distribution network,” 2019 IEEE 8th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, No. 20073364 (2019)
 - [37] Boyu Qin, Wansong Liu, Ruowei Zhang, Jialing Liu, and Hengyi Li, “Review on Short-circuit Current Analysis and Suppression Techniques for MMC-HVDC Transmission Systems,” applied science, Vol.10, No.6769 (2020)
 - [38] 多端子連系をはじめとする直流送電の最新技術動向調査専門委員会：「多端子連系をはじめとする直流送電の最新技術動向」，電気学会技術報告書，No.1538 (2022)
 - [39] 佐野憲一朗：「多端子直流送電システム用直流遮断器の要件と比較」，電気学会論文誌 D, Vol.139, No.3, pp.348-359 (2018)
 - [40] 横山信明, Effrina Yanti Hamid, 河崎 善一郎：「実効値・電力測定への離散ウェーブレットパケット変換の適用」，電気学会論文誌 B, Vol.121, No.11, pp.1600-1601 (2001)
 - [41] Rashmi Aspi Keswani, “Identification of Fault in HVDC Converters Using Wavelet Based Multi-Resolution Analysis,” 2008 First International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology, No.10141300 (2008)
 - [42] Debdyuti Paul, Subodh Kumar Mohanty, Chinmoy Kumar Panigrahi, and Paresh Kumar Nayak, “A Novel Fault Detection Technique using wavelet transform During Power swing,” 2019 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies and Systems, No.18793442 (2019)
 - [43] 田原鉄也：「特集 ウェーブレット解析とその産業応用 連続ウェーブレット変換の基礎」，電気学会誌，Vol.129, No.10, pp.660-663 (2009)
 - [44] Guiyuan Li, Zhengchun Du, Chen Shen, Zheng Yuan, and Guihong Wu, “Coordinated Design of Droop Control in MTDC Grid Based on Model Prediction Control,” IEEE Trans. Power Systems, Vol.33, No.3, pp.2816-2828 (2018)
 - [45] Muhammad M. Kabsha and Zakir Hussain Rather, “Adaptive Control Strategy for Frequency Support from MTDC Connected Offshore Wind Power Plants,” IEEE Trans. Power Electronics, Vol.38, No.3, pp.3981-3991 (2022)
 - [46] Chongru Liu, Haoyu Liu, Siwen Jiang, and Le Zheng, “Dynamic Frequency Support and DC Voltage Regulation Approach for VSC-MTDC Systems,” CSEE Journal of Power and Energy Systems, Vol.9,

No.2, pp.645-658 (2022)

- [47] Jaime Peralta, Nicolás Cáceres, Hani Saad, and Jean Mahseredjian, “Inertial and Primary Frequency Control for MMC-based MTDC Systems,” 2018 International Conference on Power System Technology, No.18401045 (2018)
- [48] Paul M. Anderson and A. A. Fouad, “Power System Control and Stability,” IEEE Press (2003)
- [49] Mende Chandra Shekar and N Aarthi, “Contingency Analysis of IEEE 9 Bus System,” 2018 3rd IEEE International Conference on Recent Trends in Electronics, information and Communication Technology, No.19411023 (2018)
- [50] Q. C. Zhong and G. Weiss: Static synchronous generator control in autonomous wind-diesel power systems, Electrical Power & Energy Conference (EPEC), pp.1-6, 2009
- [51] H. P. Beck and R. Hesse: Virtual synchronous machine, 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization (EPQU), pp.1-6, 2007
- [52] Wenju Sang, Wenyong Guo, Shaotao Dai, Chenyu Tian, Suhang Yu, and Yuping Teng, “Virtual Synchronous Generator, a Comprehensive Overview,” Energies, Vol.15, No.17 (2022)
- [53] 新野翔, 梅村敦史, 高橋理音, 田村淳二, 松村喜治, 田口司, 山田明: 「大規模ウィンドファームを有する電力系統の直流連系線による仮想同期発電機制御」, 電気学会論文誌 B, Vol.140, No.2, pp.104-110 (2020)
- [54] H. Bevrana, T. Ise and Y. Miura, “Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives,” Int. J. Electric. Power and Energy Syst., Vol.54, pp.244-254 (2014)
- [55] 横山明彦, 太田宏次: 「電力系統安定化システム工学」, オーム社 (2014)
- [56] 田邊隆之: 「再生可能エネルギー電源の広域運用システムの構築と評価」, 電気評論, pp.53-57 (2016)
- [57] 郭斌, 田中英一, 長谷川淳: 「ファジー制御による発電機設定値変更に関する一考察」, 電気学会論文誌 B, Vol.114, No.9, pp.866-872 (1994)
- [58] 福井千尋, 城戸三安, 松井義明, 井上汎: 「ファジィ技術の電力系統への応用」, 日立評論, Vol.75, No.2, pp.158-160 (1993)
- [59] M. Dreidy, “Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: a review,” Renewable and Sustainable Energy Rev., Vol.69, pp.144-155 (2017)
- [60] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO): 「NEDO 再生可能エネルギー技術白書第 2 版 再生可能エネルギー普及拡大にむけて克服すべき課題と処方箋」 (2014)
- [61] Grid-interconnection Code JEAC9701-2019, Ohmsha, LTd. Japan (2019)
- [62] 電気学会: 「電力系統の標準モデル」, 電気学会技術報告, No.754 (1999)
- [63] 吉田雄太, 梅村敦史, 高橋理音, 田村淳二: 「可変速風力発電機のオンライン出力帯域制御による電力系統周波数変動抑制」, 電気学会論文誌 B, Vol.137, No.4, pp.274-284 (2017)

著者が発表した論文

本論文に関して著者が公表した論文

- [1] A. Nakamura, F. Alsharif, A. Umemura, R. Takahashi, J. Tamura, A. Sakahara, F. Tosaka, and R. Nakamoto : "Voltage control and virtual synchronous generator control of HVDC interconnection line for improving stability of power system including large-scale wind farm", IET Generation, Transmission & Distribution, Vol.15, No.24, pp.3375-338 (2021)

本論文に関して著者が行った講演発表等

- [1] 中村綾花, 梅村敦史, 高橋理音, 田村淳二, 松村喜治, 田口司, 山田明 : 「HVDC 連系線による大規模ウィンドファームを有する電力系統の周波数安定化」, 令和元年度電気学会電力・エネルギー部門大会, P.19 (2019)
- [2] 中村綾花, 梅村敦史, 高橋理音, 田村淳二, 坂原淳史, 登坂史仁, 中本涼介 : 「大規模ウィンドファームを有する電力系統の HVDC 連系線による安定度改善」, 電気学会回転機研究会, RM-19-147, pp.79-84 (2019)
- [3] 中村綾花, アシヤリフ ファラマルズ, 梅村敦史, 高橋理音, 田村淳二, 坂原淳史, 登坂史仁, 中本涼介 : 「HVDC 連系線による大規模ウィンドファームを有する電力系統の安定度改善」, 令和元年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会, No.12 (2019)
- [4] A.Nakamura, A.Umemura, R.Takahashi, J.Tamura, Y.Matsumura, F.Tosaka, and R.Nakamoto: "Stabilization Control of Power System with Large-Scale Wind Farm by HVDC Interconnection Line", Proc. of 2019 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, No.19356655, pp.1-5 (2019)
- [5] 中村綾花, アシヤリフ ファラマルズ, 梅村敦史, 高橋理音, 田村淳二, 坂原淳史, 登坂史仁, 中本涼介 : 「大規模ウィンドファームを有する電力系統の HVDC 連系線を用いた過渡安定度改善」, 令和 2 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.30, 2WEB5-7-2WEB5-12 (2020)
- [6] A.Nakamura, A.Umemura, R.Takahashi, J.Tamura, A.Sakahara, F.Tosaka, and R.Nakamoto: "Stabilization of Power System including Wind Farm by Two-Step P and Q control of HVDC Interconnection Line ", Proc. of 2020 2nd International Conference on Smart Power & Internet Energy System, Special Session on "Grid Interfacing Challenges for Renewable Energy Systems", No.20132500, pp.82-87 (2020)
- [7] 中村綾花, アシヤリフ ファラマルズ, 梅村敦史, 高橋理音, 田村淳二, 坂原淳史, 登坂 史仁, 中本 涼介 : 「電圧制御及び仮想同期発電機制御による大規模ウィンドファームを有す

- る電力系統の安定度改善（その 1）」，令和 2 年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会, No.24 (2020)
- [8] 中村綾花, アシャリフ ファラマルズ, 梅村敦史, 高橋理音, 田村淳二, 坂原淳史, 登坂 史仁, 中本 涼介:「電圧制御及び仮想同期発電機制御による大規模ウィンドファームを有する電力系統の安定度改善（その 2）」，令和 2 年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会, No.24 (2020)
- [9] A.Nakamura, F.Asharif, A.Umemura, R.Takahashi, J.Tamura, A.Sakahara, F.Tosaka, and R.Nakamoto: “Stabilization of Power System Including Wind Farm by Cooperative Operation Between HVDC Interconnection Line and Battery”, Proc. of 2020 IEEE International Conference on Power and Energy, No.20347050, pp.60-65 (2020)
- [10] A.Nakamura, F.Asharif, A.Umemura, R.Takahashi, J.Tamura, A.Sakahara, F.Tosaka, and R.Nakamoto: “Stability Enhancement of Power System including Wind Farm by Voltage Control and Virtual Synchronous Generator Control”, Proc. of 2021 2nd International Conference on Robotics, Electrical and Signal Processing Techniques, No.20402391, pp.137-141 (2021)
- [11] A.Nakamura, A.Umemura, R.Takahashi, J.Tamura, A.Sakahara, F.Tosaka, and R.Nakamoto: “Transient Stability of Power System including Large-Scale Wind Farm by HVDC Interconnection Line”, The IET 9th International Conference on Renewable Power Generation, No.2a.4 (2021)
- [12] 中村綾花, 原亮一, 北裕幸:「多端子 HVDC システムにおける可変閾値を用いた端子間協調有効電力・直流電圧制御の基礎検討」，令和 4 年電気学会全国大会, No.6-197, pp.333-335 (2022)
- [13] 中村綾花, 原亮一, 北裕幸:「多端子 HVDC システムにおける DC-AVR 運転端子の決定手法」，新エネルギー・環境/電力技術/高電圧合同研究会, FTE-22-002, PE-22-085, HV-22-062, pp.7-12 (2022)
- [14] 中村綾花, 原亮一, 北裕幸:「多端子直流送電システムにおける緊急時制御への切替手法の基礎検討」，令和 4 年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会, No.41 (2022)
- [15] 中村綾花, 原亮一, 北裕幸:「多端子直流送電システムにおける可変電圧閾値制御 -緊急時周波数制御機能の実装-」，令和 5 年電気学会全国大会, No.6-201, pp.343-344 (2023)
- [16] 中村綾花, 原亮一, 北裕幸:「多端子直流送電システムを用いた緊急時周波数制御の提案と電力系統の安定度向上効果の検証」, 令和 5 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.17, pp.3-5-11 - 3-5-16 (2023)
- [17] A.Nakamura, R.Hara, and H.Kita, “Variable DC Voltage Threshold-Based Control Considering Emergency Mode-Switching for MTDC System”, Proc. of 2023 Innovative Smart Grid Technology LA Conference, pp.175-179 (2023)

謝辞

本論文は、筆者が北海道大学大学院 情報科学院 システム情報科学コース 電力システム研究室に在籍中の研究成果をまとめたものであり、本論文の執筆にあたり、多くの方々から多大なるご指導・ご支援を頂きました。

北海道大学大学院情報科学研究科電力システム研究室の原亮一准教授には、指導教官として、研究室ゼミ、論文執筆ならびに学会発表等、多岐にわたって、貴重なご指導頂きました。ここに心からお礼申し上げます。

北海道大学大学院情報科学研究科電力システム研究室の北裕幸教授には日ごろの研究打合せ、論文執筆、学会発表練習等の研究活動等、様々な場面で貴重な経験・ご指導を頂きました。ここに心からお礼申し上げます。

北海道大学大学院情報科学研究科の五十嵐一教授にはご多忙な中本論文の副査を務めて頂きました。深く御礼申し上げます。

本研究の一部はパワーアカデミーの研究助成により実施されたものであり、関係各位にはここに深くお礼申し上げます。

筆者が在籍中に秘書として所属していた尾崎ちえみ様には、学会の手続きから、普段からの研究室の生活まで大変お世話になりました。厚く御礼申し上げます。

また研究室内の学生の皆様から、研究内容をはじめとする助言を沢山頂き、さらには充実した研究室生活を送ることができました。

最後に、大学院進学まで生活や経済的な支援をして頂いた両親に深く感謝いたします。ありがとうございました。

2024 年 1 月

北海道大学大学院 情報科学院
システム情報科学コース 電力システム研究室
中村 綾花

付録

- DWT の定義

3.4 節において使用した，DWT の定義について記述する^[43]。信号 $f(t)$ に対し，マザーウェーブレット $\psi(t)$ による連続ウェーブレット変 $W(a,b)$ は次式で定義される。

$$W(a,b) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \psi_{(a,b)}^*(t) dt \quad (1)$$

$$\psi_{(a,b)}(t) = \frac{1}{\sqrt{a}} \psi\left(\frac{t-b}{a}\right), (a,b \in R, a \neq 0) \quad (2)$$

なお， a はスケール， b は時刻のパラメータであり， $\psi_{(a,b)}^*(t)$ は $\psi_{(a,b)}(t)$ の複素共役を表す。DWT では，(2)式の a ， b をそれぞれ 2^j ， $2^j k$ (j, k は整数) に置き換え，次式のように離散化することで，計算の高速化を図る。

$$\psi_{(j,k)}(t) = \frac{1}{\sqrt{2^j}} \psi\left(\frac{t-2^j k}{2^j}\right) \quad (3)$$

ここで， $W(2^j, 2^j k) \equiv d_k^{(j)}$ とすると， $d_k^{(j)}$ は，各レベル j におけるウェーブレット係数となる。

- ガバナモデル

第4章のシミュレーション解析において用いた水力発電機及び火力発電機のガバナモデルをそれぞれ図1及び図2に示す^[62]。なお，GFの運転余裕は発電機定格出力+5%とする。ここで， $\Delta\omega$ [p.u.]は回転数偏差，65Mは負荷設定（出力基準値[p.u.]），77Mは負荷制限（65M+定格出力[MW]×PLM[%]），PLMはガバナ運転余裕（定格出力に対する割合[%]）， ΔP_{th} は水車またはタービン出力， P_{ref_Hydro} は水力発電機の有効電力指令値とする。表1に，4.3節，4.4節で用いた65M及び77Mの値を示す。

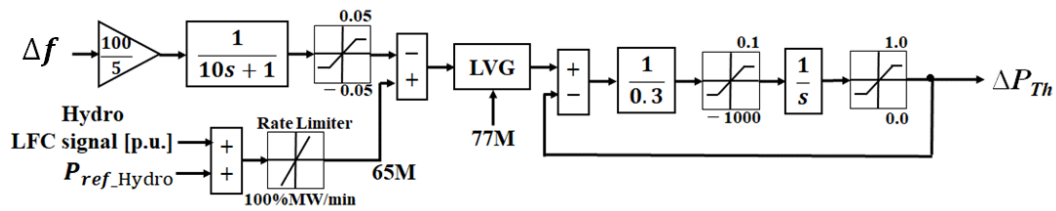


図1 水力ガバナモデル^[62]

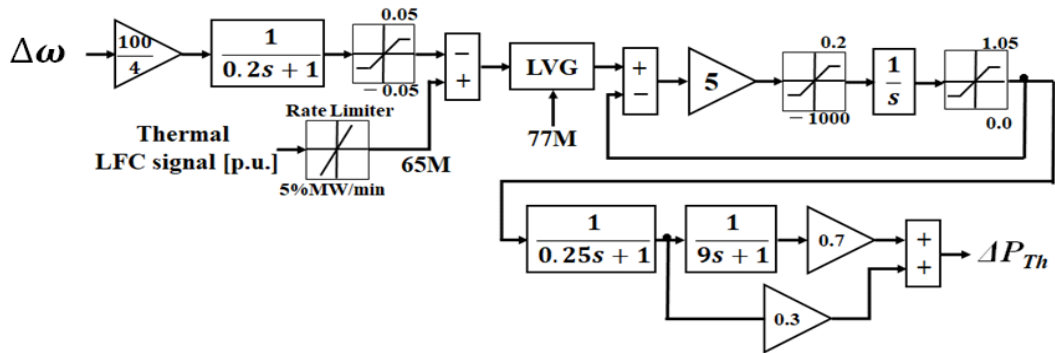


図 2 火力ガバナモデル^[62]

表 1 65M 及び 77M の値

同期発電機	65M (負荷設定)	77M (負荷制限)
G1	LFC signal	1.0
G2	0.8	0.85
G3	LFC signal	1.0

また、SG の励磁装置内には自動電圧調整器（Automatic Voltage Regulator：AVR）が設置されているが、本論文においては IEEE Type AC1A exciter モデルを使用した。

・ LFC モデル

第 4 章のシミュレーション解析において用いた LFC システムモデルを図 3 に示す。ここで、 K_{sys} は系統定数 (15 %MW/Hz)， P_{sys} は系統容量 (600 MW)， P_{Hydro} は水力発電機の定格容量 (100 MW)， $P_{Thermal}$ は火力発電機の定格容量 (300 MW) である。本 LFC システムは、系統周波数の偏差 Δf を検出し、 K_{sys} に応じて地域供給量（Area Requirement：AR）を算出し、PI 制御器を用いて周波数偏差を 0 に近づけるように LFC 発電機に出力値信号を送信する^[63]。なお、LFC 火力機である G1 には定格容量に対して 5 [%MW/min]，LFC 水力機である G3 には定格容量に対して 100 [%MW/min] の変化率制約を設けている。

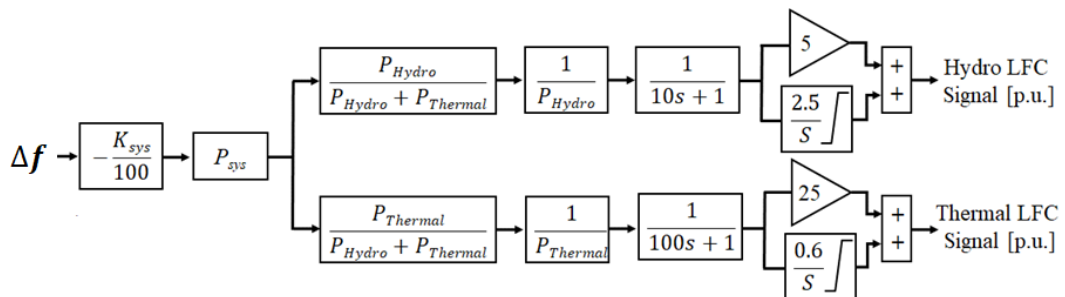


図 3 LFC モデル^[63]

- ・ 風力発電機モデル

4.4.4 項～4.4.5 項のシミュレーション解析において用いた風車モデルは SCIG に基づいており、回転子は風車主軸によって駆動され、固定子は系統に直接接続されている。回転子の回転速度は 1～2%とわずかに可変できるに過ぎず、ほぼ固定速である。また、風車モデルとして MOD-2 風車を採用した。風車モデルの出力及びトルクに関する関係式を(4)(5)式に示す。

$$P_{\omega tb} = \frac{1}{2} \rho C_p(\lambda, \beta) \pi R^2 V_W^3 \quad (4)$$

$$T_M = \frac{1}{2} \rho C_t(\lambda, \beta) R^3 V_W^2 \quad (5)$$

ここで、 $P_{\omega tb}$ [W]は風車出力、 λ は周速比、 R は風車半径[m]、 ω_m [rad/s]は風車角速度、 β [deg]はピッチ角、 V_W [m/s]は風速、 ρ [kg/m³]は空気密度、 C_t はトルク係数、 T_M [Nm]は風車トルクを表している。また、周速比は(6)式で表すことができる。

$$\lambda = \frac{\omega_m R}{V_W} \quad (6)$$

なお、パワー係数 C_p を(7)式に示す。 C_p はブレード形状に応じて非線形に変化するが、本論文では MOD-2 風車の空力特性として与えられている周速比とピッチ角を用いた近似式(7)(8)式を採用した。

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{1}{2} (\Gamma - 0.022\beta^2 - 5.6) e^{-0.17\Gamma} \quad (7)$$

$$\Gamma = \frac{R}{\lambda} \cdot \frac{3600}{1609} \quad (8)$$

風車特性を表すには、上述のようなパワー係数 C_p が用いることが一般的であるが、本論文ではシミュレーションモデルを構築する上で、風車モデルから発電機モデルにトルクを入力する必要があり、(9)式を用いてパワー係数をトルク係数に変換する。

$$C_t(\lambda) = \frac{C_p(\lambda)}{\lambda} \quad (9)$$

なお、入力トルク T_M は p.u.値で扱うため、トルク基準値とそれに相当する風車半径及び定格回転数の基準値を決めておくことで、異なる容量の発電機に対してもこの風車モデルを使用することができる。ここで、この風車モデルの基準値は、発電機容量 2.0 MVA、定格回転数 17.55 rpm、風車半径 45.73 m とする。また、MOD-2 風車のパワー係数特性を図 4 に示す。パワー係数 C_p は周速比とピッチ角 β によって図 4 のように変化し、ピッチ角 β が増加するにつれてパワー係数 C_p のピーク値は減少する。

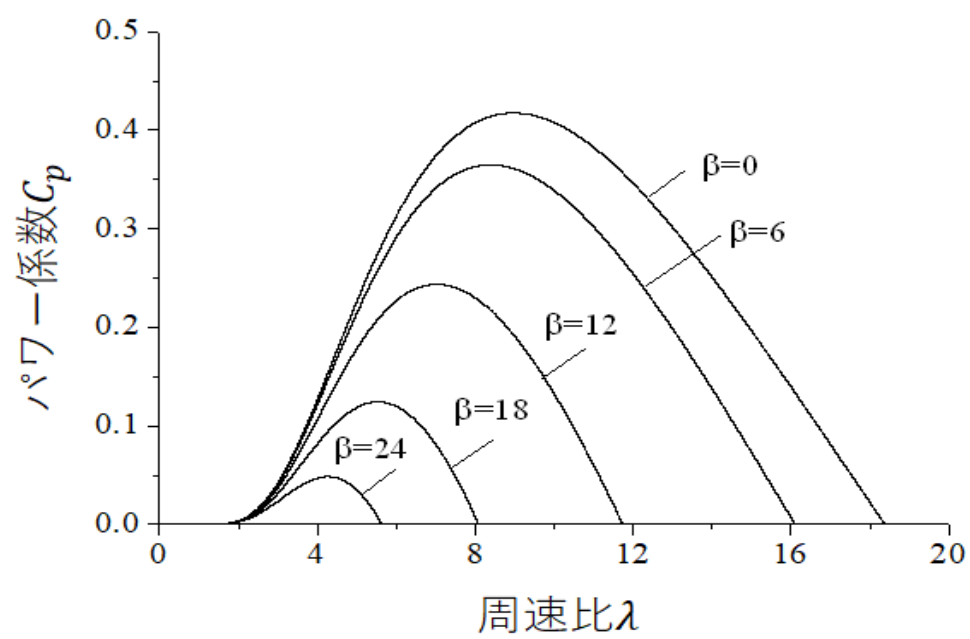


図4 パワー係数特性