



Title	Grid-Followingインバータの系統安定化機能が引き起こす低周波振動への対策技術
Author(s)	白崎, 圭亮
Degree Grantor	北海道大学
Degree Name	博士(工学)
Dissertation Number	甲第16178号
Issue Date	2024-09-25
DOI	https://doi.org/10.14943/doctoral.k16178
Doc URL	https://hdl.handle.net/2115/93555
Type	doctoral thesis
File Information	Keisuke_Shirasaki.pdf



博士論文

Grid-Following インバータの系統安定化機能が引き起こす
低周波振動への対策技術

白崎 圭亮

2024 年 8 月

北海道大学 大学院情報科学院
情報科学専攻 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。

白崎 圭亮

審査委員：	主査	北	教授
	副査	五十嵐	教授
		山下	教授
		原	准教授

Grid-Following インバータの系統安定化機能が引き起こす 低周波振動への対策技術*

白崎 圭亮

概要

低炭素社会の実現に向け、我が国では 太陽光・風力などインバータを介してインバータを介して電力系統に連系される再生可能エネルギー（再エネ）の導入拡大が進展している。また、再エネ導入拡大と電力系統の安定性維持を両立するため、再エネに電力系統の電圧や周波数の安定化に寄与する機能（系統安定化機能）を付加することをグリッドコードとして要求することも検討されている。再エネはインバータにより高速に制御されるため、発電機に無い柔軟性を実現することができるが、同時にインバータ特有の課題も発生することになる。特に、系統安定化機能はテブナン等価インピーダンス（インバータ端子から系統側をのぞき込んだインピーダンス）等と制御ループを構成し、商用周波数以下の低周波振動を引き起こす場合があることが知られている。この振動事象は電力系統の電圧に影響し、フリッカを発生させる場合がある。また、イギリスでは同様の振動事象が洋上風力の過電流リレーの動作に影響し、大規模停電に発展した事例が報告されている。これらの振動事象への具体的な対策は確立されておらず、技術開発が期待されている分野である。

本論文では、系統事故時の過渡的な電圧変動を安定化させるための動的無効電流制御が引き起こす可能性のある約 20 Hz の振動を抑制するため、テブナン等価インピーダンスの一部を補償するハンチング抑制制御を提案した。制御ゲインの低減などによる振動抑制対策では系統安定化効果も減少してしまうトレードオフの関係があるのに対し、提案制御は振動の抑制に貢献しつつ、系統安定化効果を高めることができる点に特徴がある。

また、大電源脱落時に生じる周波数変動を安定化させるための LFSM（Limited Frequency Sensitive Mode）は、同期発電機と相互干渉して電力系統の広域動揺を拡大させるおそれがある。その発生原理は動的無効電流制御の振動とは異なるため、別の対策として同期発電機に搭載されている $\Delta\omega$ 形 PSS（Power System Stabilizer）の定数整定の考え方を拡張し、抑制対象とする動揺周期を従来よりも広めに設定することの有効性を検証した。

以上のように、系統安定化機能が引き起こす低周波振動は発生原理に応じて適切な対策が異なる。グリッドコードで各種の系統安定化機能を要求する場合は、その振動抑制対策も考慮することが重要である。

キーワード: GFL インバータ, 過渡安定性, 動的無効電流制御, 系統の強さ, 周波数安定性, LFSM, 電力動揺

Mitigation Techniques for Low-Frequency Oscillations Induced by Grid Stabilization Controls of Grid-Following Inverters[†]

Keisuke Shirasaki

Abstract

Japan aims to realize a low-carbon society by using renewable energies (REs) such as solar and wind power, which are connected to the power grid. To balance the deployment of more REs and maintaining power system stability, REs may require some grid stabilization controls. Grid stabilization controls mainly refer to the controls of grid-following (GFL) inverters, which contribute the voltage and frequency regulation of the power system to maintain its stability. GFL inverters can provide faster controls than synchronous generators but also have the following problems. A big challenge is that grid stabilization controls may become unstable in the situations of low system strength, inducing low-frequency oscillations. These oscillations can affect the power system voltage and cause flicker. In the UK, these oscillations also disrupted an overcurrent relay on an offshore wind farm, leading to a large power outage. Mitigation techniques for these oscillations have not yet been established, and there is a need for new technologies in this field.

This paper presents a control method to reduce low-frequency oscillations by canceling part of the thevenin equivalent impedance. This scheme addresses around 20 Hz oscillations that may occur due to dynamic reactive current control, which maintains transient voltage stability during a grid fault. The proposed method is unique in enhancing oscillation reduction and stabilizing the power system.

Furthermore, the Limited Frequency Sensitive Mode (LFSM) that stabilizes the power grid frequency during a large infeed loss can potentially interfere with synchronous generators' response to each other and exacerbate inter-area oscillation. By extending the concept of constants regulation in $\Delta\omega$ -PSS of synchronous generators, we have demonstrated an effective solution to this problem.

As discussed, developing appropriate mitigation techniques for low-frequency oscillations induced by grid stabilization controls is contingent upon understanding the occurrence mechanism. If the grid code requires various grid stabilizing controls, it is important to consider damping method for these oscillations for them as well.

Key words: Grid-Following Inverter, Transient Rotor Angle Stability, Dynamic reactive current control, System Strength, Frequency Stability, Limited Frequency Sensitive Mode, Power Swing Oscillation

[†]Doctoral Thesis, Course of Systems Science and Informatics, Graduate School of Information Science and Technology, Division of Information Science and Technology, Hokkaido University, SSI-DT46225206, August 20, 2024

目 次

第1章 序論	1
1.1 本論文の背景	1
1.2 インバータの制御安定性に関する課題	1
1.3 課題に対する先行研究の動向	4
1.4 本論文の目的	6
1.5 本論文の構成	7
第2章 過渡安定性・周波数安定性評価用の系統断面	8
2.1 ベース断面	8
2.2 下位系統モデル	10
2.3 再エネの連系容量	14
2.4 下位系統における負荷配分	15
2.5 発電機の連系容量	16
第3章 解析に用いた動特性モデル	18
3.1 発電機モデル	18
3.2 励磁系モデル	18
3.3 調速機モデル	19
3.4 負荷モデル	21
3.5 再エネモデル	21
3.6 系統安定化機能モデル	22
3.6.1 動的無効電流制御	25
3.6.2 LFSM	27
第4章 過渡安定性・周波数安定性の評価	29
4.1 過渡安定性	29
4.1.1 事故条件と評価指標	29
4.1.2 過渡安定性の評価	32
4.1.3 動的無効電流制御による過渡安定性の向上効果と課題	40
4.2 周波数安定性	47
4.2.1 事故条件と評価指標	48
4.2.2 周波数安定性の評価	50
4.2.3 LFSM による周波数安定性の向上効果と課題	56
第5章 系統安定化機能の振動抑制対策	62
5.1 動的無効電流制御の振動抑制対策	62
5.1.1 GFL インバータに付加した系統安定化機能が振動するメカニズムの整理	62

5.1.2	振動抑制対策	66
5.1.3	ハンチング抑制制御	67
5.1.4	各種の振動抑制対策による周波数特性の変化	71
5.1.5	大外乱発生時における検証	74
5.1.6	WEST 10 機系統モデルを用いた動作検証	75
5.2	LFSM の振動抑制対策	88
第 6 章	結論	97
6.1	本論文のまとめ	97
6.2	今後の展望	98
参考文献		99
著者が発表した論文		105
	本論文に関して著者が公表した論文	105
	本論文に関して著者が行った講演発表等	105
謝辞		106
付録		107

図目次

図 1.1 系統安定性の分類 ^[3]	2
図 1.2 電源脱落時の系統周波数の応答 ^[5]	3
図 1.3 イギリス大停電における洋上 WT の応答 ^[30]	5
図 2.1 WEST 10 機系統モデル	9
図 2.2 下位系統モデルの構成	10
図 2.3 下位系統モデルにおける線路インピーダンスの集約イメージ ^[42]	11
図 2.4 負荷の接続形態	12
図 2.5 線路距離に応じた負荷電流の分布	13
図 3.1 横軸ダンパ回路の構成 ^[47]	18
図 3.2 励磁系モデルの構成	19
図 3.3 中西地域の系統特性 ^[49]	19
図 3.4 調速機モデル (LPT=1)	20
図 3.5 WEST 10 機系統モデルで LPT=1 を用いた場合の系統特性定数	20
図 3.6 構築した再エネモデル	22
図 3.7 HV 連系, EHV 連系の再エネに要求される動的無効電流制御の特性図 ^[63]	27
図 3.8 構築した動的無効電流制御モデル	27
図 3.9 我が国における LFSM の要求性能 ^[37]	28
図 3.10 構築した LFSM モデル	28
図 4.1 過渡安定性の評価に用いた事故条件	30
図 4.2 過渡安定性の評価で着目する発電機の選定	31
図 4.3 過渡安定性の評価指標	31
図 4.4 シミュレーション波形	33
図 4.5 再エネの連系容量の減少による影響	35
図 4.6 潮流の変化による影響	37
図 4.7 再エネ脱落の影響	39
図 4.8 再エネ大量導入が過渡安定性に及ぼす基本的な影響	40
図 4.9 動的無効電流制御を有効化した場合のシミュレーション波形	42
図 4.10 動的無効電流制御の振動	43
図 4.11 動的無効電流制御とテブナン等価インピーダンスで構成されるフィードバック系	44
図 4.12 検証に用いた無限大母線系統モデル	45
図 4.13 ボード線図による安定判別	46
図 4.14 シミュレーションによる検証結果	46
図 4.15 負荷増加時 (電源脱落時) における発電機出力変化 ^[73]	47

図 4.16 WEST 10 機系統モデルにおける電源脱落の模擬	49
図 4.17 周波数安定性の評価に用いる発電機の選定	49
図 4.18 周波数安定性の評価指標	50
図 4.19 発電機の連系容量の減少による影響	52
図 4.20 再エネの連系容量を増加させた場合の発電機の応答の差異	53
図 4.21 負荷を定電力特性とした場合の結果	54
図 4.22 電源脱落直後の拡大図	55
図 4.23 再エネ大量導入が周波数安定性に及ぼす基本的な影響	55
図 4.24 LFSM による周波数の安定化	57
図 4.25 LFSM による広域動揺の拡大 ^[37]	58
図 4.26 LFSM のむだ時間を増加させた場合の影響	60
図 5.1 GFL インバータとテブナン等価インピーダンスで構成されるフィードバック系	63
図 5.2 系統安定化機能の不安定性の検証に用いた系統モデル	64
図 5.3 動的無効電流制御を考慮したフィードバック系のブロック線図	64
図 5.4 固有値による安定判別と動揺周波数	65
図 5.5 シミュレーション波形	65
図 5.6 テブナン等価インピーダンスを SCR に置き換えた場合のブロック線図	66
図 5.7 不感帯の特性	67
図 5.8 提案制御の基本構成	68
図 5.9 $H(s)$ における補償インピーダンスを変更した場合の固有値の変化	69
図 5.10 テブナン等価インピーダンスの分解	70
図 5.11 $D_1(s)$ と $W_1(s)$ における時定数を変更した場合の固有値の変化	71
図 5.12 検証に用いたモデル系統	71
図 5.13 振動抑制対策を考慮した閉ループ伝達関数のボード線図	72
図 5.14 小外乱発生時のシミュレーション波形	73
図 5.15 検証に用いたモデル系統	74
図 5.16 大外乱発生時のシミュレーション波形	74
図 5.17 振動抑制対策の該当箇所	76
図 5.18 $W(s)$ が有するループの構成	76
図 5.19 検証に用いた無限大母線系統モデル	77
図 5.20 動的無効電流制御モデルにおけるステップ信号の加算	77
図 5.21 テブナン等価インピーダンスを変化させた場合の ΔI_Q に対する ΔV_{DET} の応答	77
図 5.22 $M_{EXT}(s)$ を用いた場合の応答	79
図 5.23 推定伝達関数を用いた提案制御の構成	79
図 5.24 各種の振動抑制対策を適用した場合の特高 PV の応答	82
図 5.25 各種の振動抑制対策を適用した場合のパワースペクトル	82
図 5.26 各種の振動抑制対策を適用した場合の過渡安定性の評価	83
図 5.27 振動抑制対策 2 種組み合わせにおけるシミュレーション波形	85
図 5.28 振動抑制対策 2 種組み合わせにおけるパワースペクトル	85
図 5.29 振動抑制対策 2 種組み合わせにおける過渡安定性の評価	86

図 5.30 PSS の位相特性 ^[81]	88
図 5.31 PSS の設計に用いた一機無限大母線系統モデル	89
図 5.32 設計した $\Delta\omega$ 形 PSS のボード線図	89
図 5.33 設計した $\Delta\omega$ 形 PSS のブロック線図	89
図 5.34 LFSM のむだ時間を増加させた場合の影響	93
図 5.35 既設と仮定した $\Delta\omega$ 形 PSS のボード線図	94
図 5.36 既設と仮定した $\Delta\omega$ 形 PSS のブロック線図	95
図 5.37 $\Delta\omega$ 形 PSS の定数調整前後における過渡安定性への影響	95

表目次

表 2.1 WEST 10 機系統モデルの概要 ^[41]	9
表 2.2 下位系統モデルにおける負荷 4000 MVA あたりの線路インピーダンス ^[42] [P.U.].....	11
表 2.3 WEST 10 機系統モデルにおける負荷の分布	15
表 2.4 連系容量ケース	17
表 3.1 負荷特性 (表 2.1 からの抜粋)	21
表 3.2 系統安定化機能に関する IEEE 2800 の要件 ^[33]	24
表 3.3 IEEE 2800 における PFR の要求性能 ^[33]	28
表 4.1 シミュレーション結果	30
表 4.2 ΔAG [DEG]による過渡安定性の評価	32
表 4.3 動的無効電流制御を有効化した場合の ΔAG [DEG].....	41
表 4.4 動的無効電流制御の定数設定	45
表 4.5 RoCoF [Hz/s]による周波数安定性の評価	50
表 4.6 NADIR [Hz]による周波数安定性の評価	51
表 4.7 LFSM を有効化した場合の RoCoF [Hz/s]	56
表 4.8 LFSM を有効化した場合の NADIR [Hz].....	56
表 4.9 LFSM のむだ時間に対する動揺周期の変化	61
表 5.1 図 5.1 における変数の近似的な対応関係	63
表 5.2 図 5.3 におけるパラメータの変更	65
表 5.3 安定な動作が可能な SCR の下限	66
表 5.4 $H(s)$ における補償インピーダンスの変更	69
表 5.5 $D_1(s)$ と $W_1(s)$ における時定数の変更	71
表 5.6 振動抑制対策の組み合わせ	72
表 5.7 振動抑制対策の設定	75
表 5.8 最小二乗法により同定した時定数	78
表 5.9 制御ゲインの低減による効果 (CASE 8-2)	80
表 5.10 不感帯による効果 (CASE 8-3)	80
表 5.11 変化率制限による効果 (CASE 8-4)	80
表 5.12 提案制御による効果 (CASE 8-5)	81
表 5.13 各種の振動抑制対策を適用した場合の効果	84
表 5.14 振動抑制対策の 2 種組み合わせ	84
表 5.15 振動抑制対策 2 種を組み合わせた場合の効果	87

第1章 序論

1.1 本論文の背景

低炭素社会の実現に向け、我が国では太陽光（PV：Photovoltaics）・風力（WT：Wind turbine）などインバータを介して電力系統に連系される再生可能エネルギー（再エネ）の導入拡大が進展しており、今後もさらなる導入拡大が見込まれている。特に、資源エネルギー庁の掲げる政策^[1]においては、2021年9月時点でPV・陸上WT・洋上WTの導入量がそれぞれ63.8GW・4.6GW・0GWであるのに対し、2030年度にはそれぞれ103.5～117.6GW・17.9GW・5.7GWとする導入目標量が掲げられている。

電力系統は定常時だけでなく事故時においても系統安定性を維持する必要がある。系統安定性は、従来から過渡安定性、周波数安定性、電圧安定性という分類で整理されており、いずれにおいても同期発電機（以降、発電機と称する）の能力・機能に依存するところが大きい。しかしながら、再エネの導入量が増加しても需要（負荷）が大きくは変化しないため、需給バランスを成立させるには発電機の出力を減少させる必要がある。再エネの出力が小さければ、発電機出力の減少幅も少量であり発電機の連系容量が減少しない場合も有り得る。しかしながら、大容量の火力発電機には最低出力が設定されており、多くの場合、定格出力に対して30%程度が限度となっているため^[2]、再エネの出力が大きい条件では発電機を停止せざるを得なく、これにより発電機の連系容量が減少する。全ての発電機が最低出力になるまで停止させないという選択肢もあるが、どの発電機を運転・停止するかは燃料単価や経済負荷配分などによって運転コストが安価になる選択をしているため、経済コストの観点から、発電機の連系容量を維持することは現実的ではない。このように、再エネの導入拡大に伴い発電機の連系容量が減少した中で系統安定性を維持することは重要な課題となっている。再エネの導入拡大が進展している海外では、この課題に対する方策の一つとして、インバータに系統安定化に寄与する機能（系統安定化機能）を付加することをグリッドコードとして要求することも検討されている。

1.2 インバータの制御安定性に関する課題

広く普及しているインバータは系統電圧の大きさや位相角に追従して注入電流を決定するGrid-Following（GFL）インバータと呼ばれるものであり、現状、海外のグリッドコードで要求される系統安定化機能もGFLインバータを対象としている。再エネの連系に用いられるインバータの制御は発電機制御より高速であり、系統とやり取りする有効電流、無効電流を独立に制御することができる。これは、発電機に無い柔軟性を実現することができるが、同時にインバータ特有の課題も発生することになり、その要因は、次の3点のように広く認識されている^[3]。

- ・短絡電流を供給することができるが、多くの場合、定格電流の 1.5 倍程度で制限される。
- ・位相同期回路（PLL：Phase Locked Loop）と内部電流制御のループは事故後の出力回復に大きな影響を与え、短絡容量の低い地点（1.5～2.0 程度）では振動的になる場合がある。これは、PLL が系統電圧に迅速に同期できないこと、および PLL と内部電流制御のループがハイゲインであることによるものである。
- ・パワー半導体のスイッチング周波数は通常 kHz 単位であり、高レベルの制御ループは通常 1～10 Hz の範囲にある。電力系統の他の制御系と同様に、インバータは電磁過渡現象から電圧安定性まで、また、小外乱と大外乱の両方の安定性に幅広く影響を及ぼす。

このような特性に起因したインバータの制御安定性は、インバータが主体となった系統において維持する必要のある、新たな系統安定性として位置付けられており、解決すべき課題としての認識が高まりつつある。本論文は、過渡安定性・周波数安定性への対策として導入したインバータの系統安定化機能が制御安定性を喪失し、上記のような振動的な応答を示すリスクと、その対策について研究するものである。参考のために、文献[3]に記載されている系統安定性の分類（図 1.1）の概略を以下に述べる。なお、本論文は制御安定性に関係した課題の解決に取り組むものであり、その課題が健全化する条件には位相角安定性（過渡安定性）と周波数安定性に関係している。このため、下記の説明の中で電圧安定性と共振安定性は本論文と直接的に関係しておらず、あくまでも図 1.1 の説明として記載したものであることに留意されたい。

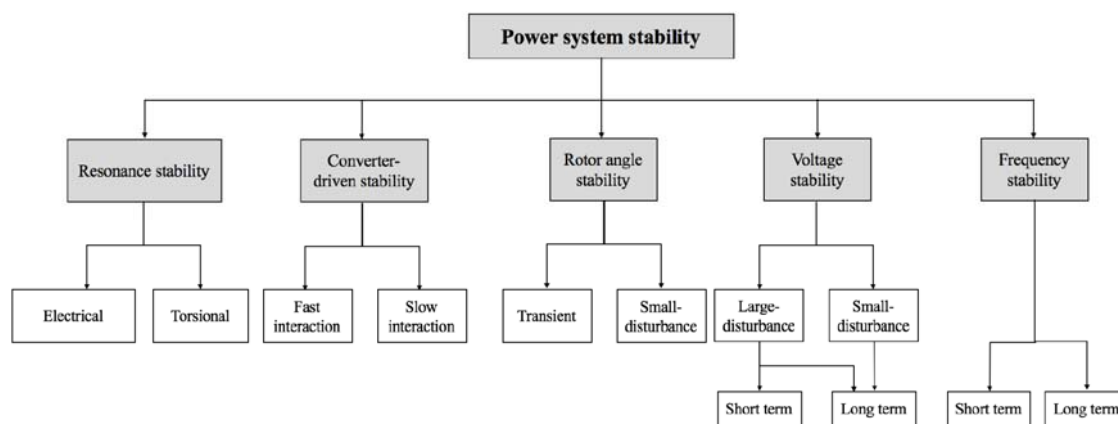


図 1.1 系統安定性の分類^[3]

【位相角安定性】

位相角安定性とは、発電機の回転子（Rotor）の位相角が通常の運転条件の下では同期を維持し、小外乱または大外乱を受けた後に同期を回復する能力を指す^[4]。我が国においては、同期安定度と呼ばれることも多い。発電機は、電磁トルクが原動機によって供給される機械トルクと等しければ同期を維持する特性を有している。このため、位相角安定性はこれら 2 種のトルクの間の平衡を維持または回復する発電機の能力に依存している。同期化トルク（同期化力）が負の場合は非周期的または非振動的な過渡動揺が発生し、回転子位相角の大きな変動を伴う。一般的にこの

事象は数値積分を用いて解析される。一方、減衰トルク（ダンピングトルク）が負の場合は振動的・周期的な動揺が発生し、場合によっては振動しながら発散する。この事象は線形化された系の状態行列において、比較的減衰性の悪い固有値の複素共役対が、複素平面の左半面（固有値の実部が負）から右半面（固有値の実部が正）に移動することを特徴とする。なお、位相角安定性は系統事故のような大外乱が発生した場合の過渡安定性と、系統切替や負荷変動など小外乱に対する小擾乱安定性に大別される。本論文では、特に過渡安定性を対象とした検討を実施する。

【周波数安定性】

周波数安定性とは、図 1.2 に示すように大規模な電源脱落・負荷脱落に伴う周波数変動が元の状態に回復できる能力を指す。図 1.2 は電源脱落時の系統周波数に関して 3 つの異なる期間、および関連する制御を示しており、①発電機の初期慣性応答、②発電機の一次周波数応答、③周波数を公称値に戻す自動発電機制御に分けられる。多くの場合、PV やバッテリー・エネルギー貯蔵システム（BESS : Battery energy storage system）の制御が遅れる要因は電子機器などの応答時間であり、発電機におけるボイラーやタービンのように機械システムではないため、発電機の一次周波数応答より高速に有効電力を提供することができる^{[5][6]}。また、周波数偏差に対する有効電力偏差のスロープ設定も任意に設定できる。

【電圧安定性】

電圧安定性とは、外乱が発生した後に、電力系統内の全ての母線で公称値に近い安定した電圧を維持する能力を指す。電圧安定性は、負荷が要求する電力を供給するための複合発電および送電系統の能力に依存しており、有効電力・無効電力がリアクタンスを通過するとき生じる電圧降下が影響している^[3]。電圧安定性の結果として考えられるのは、ある地域の負荷脱落、または送電線などの保護リレーによるトリップであり、連鎖的な停電につながる。

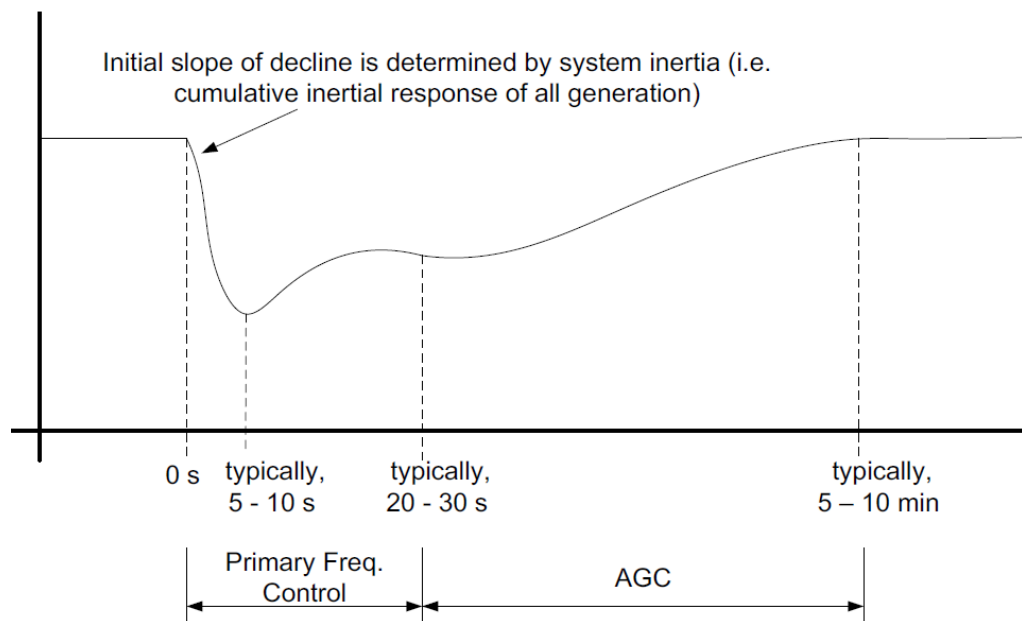


図 1.2 電源脱落時の系統周波数の応答^[5]

【共振安定性】

共振は一般的に、エネルギー交換が周期的・振動的に行われるときに発生するものである。この振動は、電力系統では電圧・電流・トルクの大きさなどに現れる。これらの大きさが所定のしきい値を超えると共振不安定性が発生しているとみなされる。共振安定性という用語には、電気機械的な共振や電氣的な共振などのサブシンクロナス共振（SSR：Sub-synchronous resonance）が含まれている。SSR は文献[7]で定義されているように、①直列補償とタービン発電機のメカニカル軸の間で発生する機械的なねじり相互作用に起因した共振、②直列補償と発電機の電氣的特性との間で発生する共振、といった形で現れる可能性がある。

【インバータの制御安定性】

インバータの動的な挙動は、PLL や内部電流制御ループなどの高速な応答時間を持つ制御ループと制御アルゴリズムに依存しており、広い周波数範囲で不安定な電力系統の振動を引き起こす可能性がある^[8]。インバータから電氣的に近い地点で事故が発生した場合、短絡容量が小さな Weak grid では PLL の能力を発揮することは困難であり、PLL が角度の大きな変化に対して素早く追従しようとする内部電流制御に誤った位相角が提供されることにつながるおそれがある。インバータの制御安定性は PLL や内部電流制御ループに限らず、系統との相互作用や近接している複数のインバータ間の相互作用、LC フィルタとの共振など、幅広い振動現象を取り扱うことになる。このため、図 1.1 に示すように、観測された現象の周波数に基づいて、低速な相互作用（典型的には 10 Hz 未満）と高速な相互作用（典型的には数 10～数 100 Hz、場合によっては数 kHz）が区別されている。なお、ここでの低速・高速はインバータの制御の中での比較的な表現であり、どちらも発電機に対しては高速な応答である。

1.3 課題に対する先行研究の動向

インバータの制御が不安定化することは、代表的に[9]～[11]などの文献で示されている。これらの文献では、インバータが不安定化する原因は、インバータの連系点における短絡容量が小さいことや、PLL の遅れなどに起因して振動的な応答が発生し得ることが報告されている。このような事象には PLL が影響を及ぼしており、PLL のパラメータ調整が重要であることが示されている^{[12]～[14]}。また、インバータを安定的に運転するためには短絡容量比（SCR：Short Circuit Ratio）が目安として 1.5 以上は必要であることも指摘されており^[15]、SCR を増加させることが重要な対策である^{[16]～[18]}。しかしながら、SCR を増加させるための送電線の増強や発電機の連系は基本的にインバータの制御安定性を向上させるために実施されるものではないため、SCR の増加は長期的な目標になると考えられる。一方、インバータの連系量の増加などによって SCR は低下するため、WAMS（Wide Area Measurement System）、FACTS（Flexible AC Transmission System）機器、直列コンデンサ、インバータ自身の制御などによる安定化対策についても検討されている^{[19]～[21]}。

インバータの制御が不安定となる要因は様々に考えられるが、文献[9][22]などで示されているように、根本的にはインバータの出力した電流が電力系統を介してインバータ端子電圧の大きさや位相角を変動させることが影響している。したがって、インバータに何らかの制御機能を付加する場合は新たなアウターループが形成されるため、条件によっては上記のような不安定な応答が発生し得ると考えられる。例えば、我が国においては低圧系統における標準の単独運転検出機

能としてステップ注入付周波数フィードバック方式を要求しているが、本方式は系統の周波数の変化に応じて無効電力を注入する制御が付加されているため、その制御ロジックとテブナン等価インピーダンス（インバータ端子から系統側をのぞき込んだインピーダンス）によって形成されるアウトーループの安定性が損なわれた場合は、無効電力が継続的に振動し、電圧フリッカを生じさせることが報告されている^{[23][24]}。また、擬似慣性制御や動的無効電流制御など、インバータに付加可能な系統安定化機能によっても同様の継続的な振動が発生し得ることが報告されている^{[25][26]}。しかしながら、これらの先行研究では振動の発生メカニズムの説明に便利ということから単純な系統モデルが用いられており、より詳細な系統モデルを用いても同様の結論が得られるかどうかについては、十分に検討されていない。

例えば、事故中の電圧低下の抑制および過渡安定性の向上に貢献する動的無効電流制御（STATCOM と類似した応答）は、短絡容量が小さな系統に接続された場合^{[27][28]}や、PLL や電流制御系の高速な応答^[29]などによって不安定化し、振動的な応答となる場合があることが示されている。また、イギリスでは 2019 年 8 月 9 日に動的無効電流制御に類似した制御が振動的となる事象が実系統で顕在化し（図 1.3）、実系統に悪影響を及ぼしたことが示唆されている^{[30][31]}。イギリスでは当時、発電機の連系容量が少なく、Hornsea 洋上 WT の連系点において短絡容量が小さな条件になっていたところ、送電線事故時の電圧低下に対して同制御が動作して振動的な応答となり、さらに有効電力を維持する制御が動作していたため過電流リレーが動作して Hornsea 1B, 1C がトリップ（電源喪失量 737 MW）して大規模停電にまで発展した。これを受けて、NGESO では電流のしきい値を超えないよう無効電流優先制御や、制御機能の振動を発生させない何らかの対策を実施すべきとまとめられている^[31]。なお、文献^{[30][32]}によれば、イギリスの事例では事象が発生した翌日（2019 年 8 月 10 日）にメーカによって風力タービンの制御システムにおけるソフトウェア改修が実施され、振動的な応答は緩和されたと報告されているが、その具体的な内容は開示されていない。また、Inverter-based resource（IBR）プラントを送電系統に相互接続するための標準である IEEE Std. 2800-2022^[33]（以降、IEEE 2800 と称する）においても、同様の振動を抑制するための具体的な対策は標準化されていないため、技術開発が期待されている分野である。

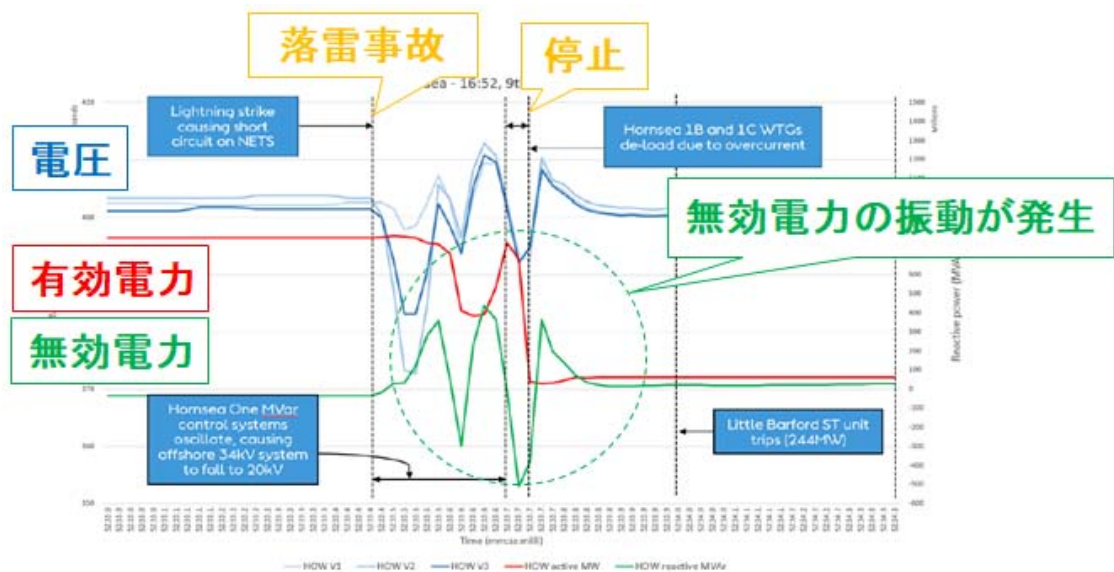


図 1.3 イギリス大停電における洋上 WT の応答^[30]

また、周波数安定性の向上に貢献する Limited Frequency Sensitive Mode (LFSM) は、有効電力出力の変化速度としては、PV・BESS の場合は高速な応答が可能であるため、発電機のガバナフリー動作より速い応答が可能である^{[9][6]}。一方で、制御ゲインや再エネの導入量、応答時間（トリガの開始から有効電力出力の変化を開始するまでの時間）などによって周波数の改善効果や振動的な応答の減衰性に影響が出ることが示されている^{[34]~[36]}。また、我が国においては、LFSM の応答時間に含まれるむだ時間が長い場合に、比較的長い周期の広域動揺の振幅を拡大させる懸念があることも指摘されている^[37]。このため、ある程度のむだ時間が存在することはやむを得ないが、意図的な遅延処理は禁止とし、応答時間は可能な限り短くすべきである点は文献[38]においても指摘されている。しかしながら、海外の検討事例^{[34][39][40]}では簡素な系統モデルが用いられる場合が多く、実系統をモデリングした解析^{[35][36]}においても解析対象が小規模系統であるため、文献[37]で指摘されているような広域動揺は発生しにくく、LFSM が広域動揺に及ぼす影響は十分に分析されていないためか、海外文献において同様の指摘は見当たらない。このような系統への悪影響の懸念から、LFSM は要件化の時期が当初予定されていた 2023 年 4 月から延期されている。しかしながら、その根本的な対策は十分に検討されておらず、現状では LFSM の適用対象を制限する方向性に留まっている。

1.4 本論文の目的

インバータの制御安定性を向上させるための方策は文献[12]~[22]、[27]~[29]などで示されており、特にインバータ自身の制御によるものは、PLL のパラメータ調整や補助信号の付加が挙げられる。しかしながら、PLL はインバータにおける全ての制御に影響を及ぼすため、制御安定性を向上させるために PLL のパラメータを変更すると、グリッドコードなどで要求されている応答速度の要件などを満たせなくなるおそれがある。また、インバータの制御系では様々なループが形成されるため、制御安定性を改善する対象となるループが異なれば、補助信号の適切な構造・パラメータともに異なるものと考えられる。関連して、IEEE 2800 においては Damping Ratio の目標値によってインバータの各種制御に対して振動的な応答を減衰させることを要求しているが、その実現方法については言及していない。すなわち、インバータに付加した系統安定化機能を減衰させる方式は、現状では確立されていないと言える。

そこで、本論文では系統安定化機能の一種である動的無効電流制御および LFSM が、多機系統において不安定となり振動的な制御応答となることを、電気学会 WEST 10 機系統モデルを用いて示す。このとき、動的無効電流制御と LFSM の本来の系統安定化効果も示すため、再エネ導入の拡大と発電機の停止が過渡安定性および周波数安定性に及ぼす影響を定性的に整理する。このとき、動的無効電流制御と LFSM が不安定となる条件は、全ての電源に占める再エネの比率を高める必要があるが、火力発電機の最低出力には下限が設定されていることから、再エネの比率を高めることが困難となる。そこで、現実的には再エネの出力抑制が実施されることを考慮し、本論文においても再エネの出力抑制を模擬する。これにより再エネの連系容量をさらに増加させることが可能となり、多機系統において系統安定化機能が不安定化し、振動する様子を示すことができる。このような条件設定により系統安定化機能が不安定化することを示した学術論文は見つかっておらず（文献[30][31]のように実系統での発生事例が先行している）、問題提起の観点で重要である。

さらに、本論文では動的無効電流制御が不安定化する事象に関して、その発生メカニズムを明らかにするとともに、インバータ自身に付加可能な振動抑制対策（ハンチング抑制制御）を新たに提案する。提案制御はテブナン等価インピーダンスの一部をインバータ内部で補償するアクティブフィルタの一種であり、適用したインバータにとっては SCR が等価的に増加することになる。制御ゲインの低減など、他の単純な振動抑制対策は、振動の抑制と引き換えに系統安定化効果（動的無効電流制御においては過渡安定性が向上する効果）も低減するというトレードオフの関係があったが、提案制御はその関係がなく、振動を抑制しつつ、動的無効電流制御による過渡安定性の向上効果を高めることができる点に特徴がある。

また、我が国において周波数安定性の向上を目的として導入が検討されている LFSM については、動的無効電流制御が振動するメカニズムとは異なり、発電機と相互干渉して広域動揺を拡大させる場合がある。このため、発電機に備わる Power System Stabilizer (PSS) の定数整定の考え方を拡張することで、実効性の高い対策が可能であることを検証する。なお、動的無効電流制御および LFSM の振動はどちらも商用周波数未満の周波数帯であるため、本論文においてこれらを総称する場合は低周波振動と呼んでいる。

1.5 本論文の構成

本論文の構成として、第 2 章では、再エネが導入拡大した系統断面を作成する。ベース断面は WEST 10 機系統モデルとし、第 4 章～第 5 章の解析で用いるために適した条件を設定する。第 3 章では、解析に用いた各種の動特性モデル（発電機モデル、调速機モデル、負荷モデル、系統安定化機能を含む再エネモデル）について述べる。第 4 章では、第 2 章で作成した系統断面、第 3 章で作成した動特性モデルを用い、再エネ導入拡大が過渡安定性および周波数安定性に及ぼす基本的な影響について評価・分析する。第 5 章では、第 4 章において確認できた再エネの制御応答が継続的に振動する事象への対策を検討した。動的無効電流制御については、約 20 Hz で発生する振動を安定化させる新しい制御方式として、ハンチング抑制制御を考案した。LFSM については、発電機と相互干渉して広域動揺を拡大させるおそれがあるため、発電機に備わっている $\Delta\omega$ 形 PSS の対応する周波数を拡大させることの効果を検証した。第 6 章は本論文のまとめとし、今後の展望を述べる。

第2章 過渡安定性・周波数安定性評価用の系統断面

2.1 ベース断面

電力系統における過渡安定性・周波数安定性を評価するには、初期状態として潮流断面を決定する必要がある。この潮流断面には系統構成・発電機出力・再エネ出力・負荷の大きさなどが含まれており、再エネ出力が増加した場合は需給がバランスするように他の要素の条件を変更する必要がある。本節では、その基準として用いたモデル系統および潮流断面、すなわちベース断面について述べる。

本論文では、再エネ導入拡大時の過渡安定性を評価し、過渡安定性面の課題を抽出することが目的のひとつに含まれている。このため、過渡安定性の評価に用いる電力動揺は単純な一波脱調の様相だけでなく、西日本のような楕円系統で見られるような広域動揺も再現できることが望ましい。電気学会標準モデルにおいては東日本をイメージした EAST 10 機系統モデル、EAST 30 機系統モデル、西日本をイメージした WEST 10 機系統モデル、WEST 30 機系統モデルが存在する^[4]。このうち、WEST 10 機系統モデル、WEST 30 機系統モデルは楕円系統で構成されている。また、WEST 30 機系統モデルでは火力発電機・水力発電機・原子力発電機といった区別があるのに対し、WEST 10 機系統モデルでは簡易的にいずれも火力発電機で模擬されている。また、系統構成も WEST 30 機系統モデルのほうが複雑となっている。ここで、本論文の目的は再エネ導入拡大に伴い過渡安定性・周波数安定性がどのように変化していくかを定性的に整理することであるため、WEST 30 機系統モデルを用いる必要性は高くない。停止発電機の選び方は過渡安定性にも影響を及ぼすと考えられるが、これは WEST 10 機系統モデル上でも模擬可能であり、WEST 30 機系統モデルでなければ表現できないということにはならない。また、系統構成が複雑になるほど潮流断面を作成する過程で電圧調整を要する煩雑さが増すため、本論文では図 2.1、表 2.1 に示す WEST 10 機系統モデルを採用することとした。

また、WEST 10 機系統モデルには peak 断面と night 断面が存在する。このうち、peak 断面は負荷が大きく、発電機の連系容量や潮流が大きな断面となっている。一方、night 断面は負荷が小さく、発電機の連系容量や潮流が小さな断面となっている。ここで、再エネの導入拡大に伴う系統状態の変化を考えると、発電機の連系容量が減少することで、発電機の有する電圧維持能力や慣性が減少することで、過渡安定性や周波数安定性が低下することが想定される。系統全体の負荷が小さいほど、同一の再エネ出力が占める比率が大きくなり、過渡安定性や周波数安定性への影響も大きくなると考えられるため、このため、本論文では night 断面（夜間）をベース断面とし、offpeak 断面（ゴールデンウィークなど電力需要の閑散期）に見立てて用いることとした。offpeak 断面としたのは、WT だけでなく日中の PV による出力も考慮するためである。以降では、単に

「WEST 10 機系統モデル」と記載するが、offpeak 断面を指していることに留意されたい。

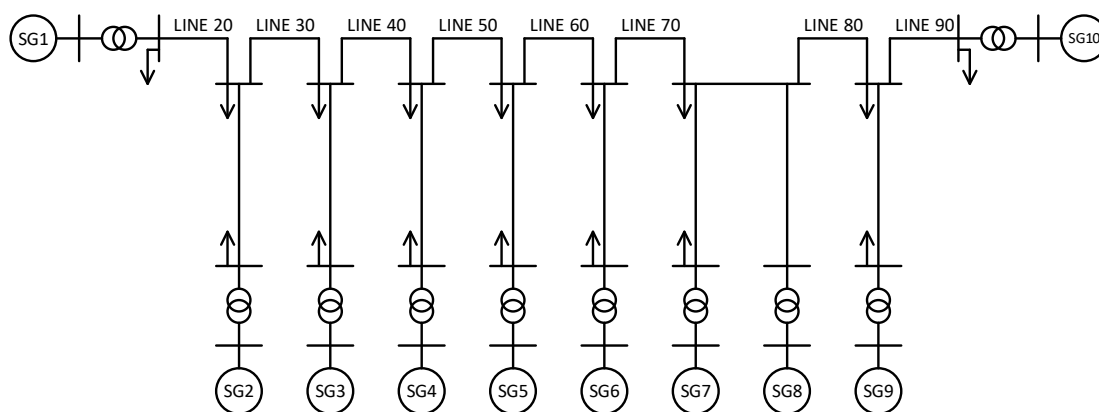


図 2.1 WEST 10 機系統モデル

表 2.1 WEST 10 機系統モデルの概要^[41]

項目	内容	備考
系統基準容量	1000 MVA	
系統周波数	60 Hz	
発電機数	10 機	
母線数	27 ノード	
ブランチ数	42 ブランチ 送電線数 32 変圧器数 10	送電線は 1 回線分を 1 ブランチとしてカウント
発電機定格容量合計	72 GVA	peak 断面では 120 GVA
発電機出力合計	47.40 GW	L 法結果から算出 peak 断面では 107.93 GW
負荷合計	47.25 GW	peak 断面では 107.80 GW
発電機モデル	Y 法の LGT=4	全発電機で同一
発電機本体定数	Y 法の NGT=2	全発電機で同一
発電機慣性定数	7.0 s	全発電機で同一
励磁系モデル	Y 法の LAT=1	全発電機で同一
調速機系モデル	Y 法の LPT=1	全発電機で同一
発電機昇圧用変圧器リアクタンス	0.14 pu (タップ比 1.0)	自己容量ベース 全発電機で同一
送電線モデル	線種：TACSR 810 mm 2・4 導体 連系線：1 区間あたり 100 km 電源線：50 km	π 型等価回路 送電線はすべて 2 回線 G8 の電源線のみ 100 km
負荷電圧特性	有効電力：定 I 特性 無効電力：定 Z 特性	全負荷で同一 有効電力特性切り替え電圧： 0.7 p.u. 以下で定 Z 特性
負荷周波数特性	有効電力：3.33 % / Hz 無効電力：0.00 % / Hz	全負荷で同一
発電機のガバナ運転余裕	3 %	全発電機で同一

2.2 下位系統モデル

図 2.1 に示すように、WEST 10 系統モデルは 500 kV の電圧階級を模擬しており、275 kV 以下の下位系統は負荷モデルで集約的に模擬されている。この系統モデルで再エネの導入を考慮した場合は負荷と並列して 500 kV の電圧階級に再エネを連系させることになる。しかしながら、現状は配電系統・特別高圧系統に再エネが連系されているため、これらが含まれる下位系統は何らかの模擬が必要である。そこで、本論文では図 2.2 に示すように電圧階級ごとに線路インピーダンスを設定し、特高系統および配電系統に再エネと負荷を連系した下位系統モデルを作成し、ベース断面における負荷と置き換えた。

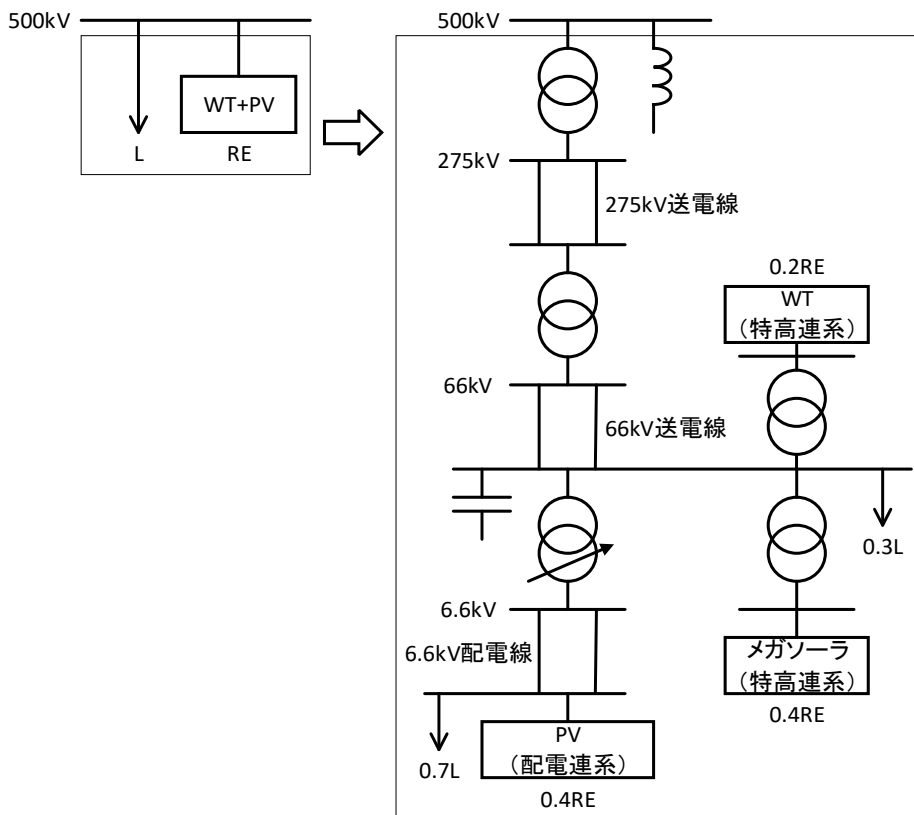
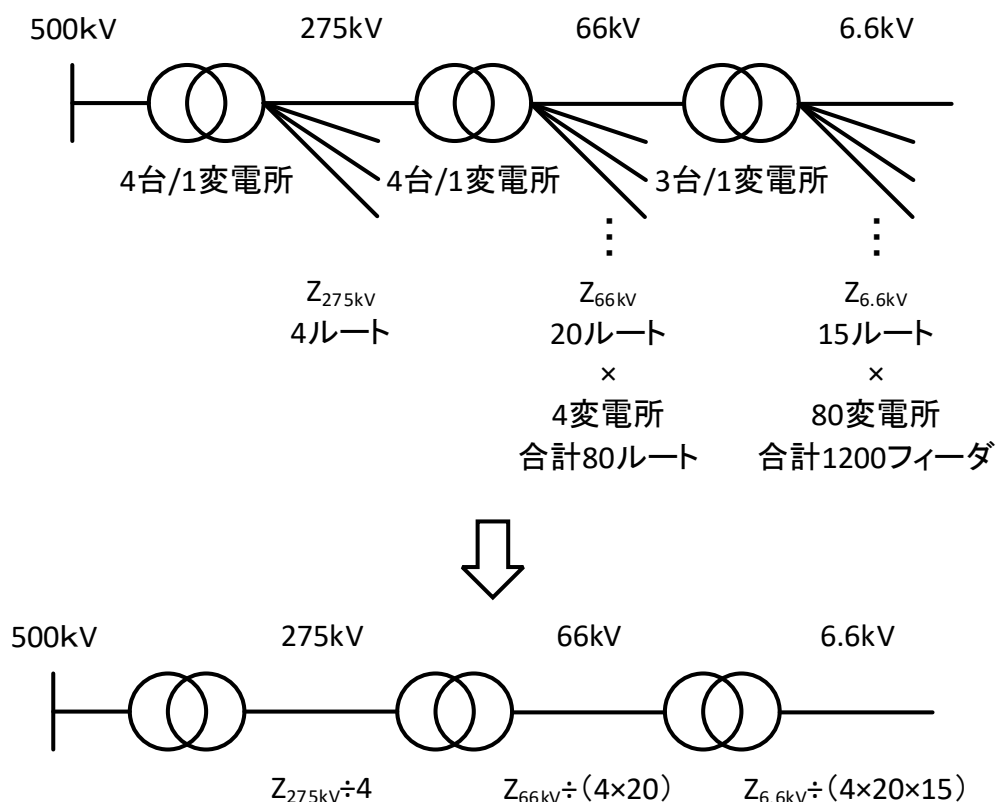


図 2.2 下位系統モデルの構成

ここで、下位系統における線路インピーダンスの考え方について述べる。エネルギー総合工学研究所による調査報告書^[42]では、変圧器容量、送電線ルート数、線路インピーダンスが全国的に調査され、さらに以下の仮定（引用部を斜字で記載）に基づき下位系統を図 2.3 のように集約模擬した場合の標準的なインピーダンスが導出されている。この考え方に基づき、負荷 4000 MVA あたりのインピーダンスは表 2.2 のように表すことができる。

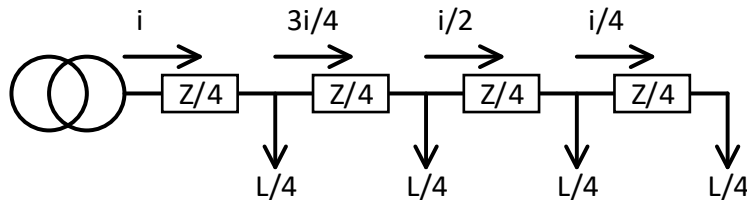
- ・全ての分散型電源は、系統の末端に接続している。
- ・下位系統に接続する分散型電源が均等に各送電線の末端に接続されている。
- ・各変電所の下位側から複数出ている送電線のインピーダンスは電圧階級毎に全て等しい。
- ・各変電所の下位側から出ている送電線ルート数は全ての変電所で等しい。
- ・各変電所は全て放射状に接続し、同一電圧階級に直列に同一電圧階級の変電所はない。

図 2.3 下位系統モデルにおける線路インピーダンスの集約イメージ^[42]表 2.2 下位系統モデルにおける負荷 4000 MVA あたりの線路インピーダンス^[42] [p.u.]

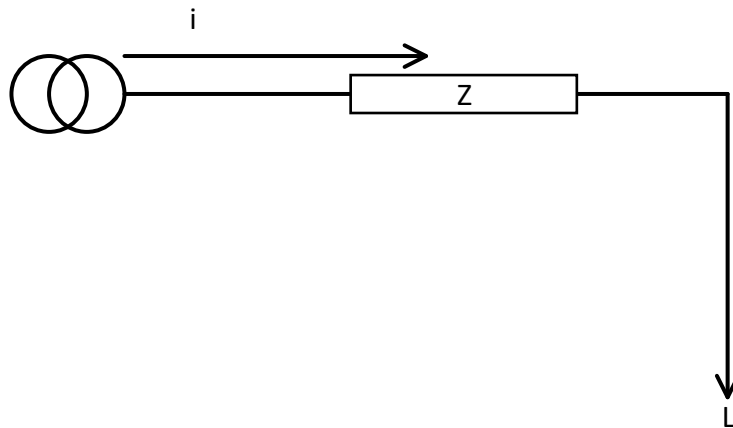
	500/275 Tr	275kV 送電線	275/66 Tr	66kV 送電線	66/6.6 Tr	6.6kV 配電線
1 変電所、1 ルート 当たりのインピー ダンス: Z	$X=0.035$ (1 台あたり $0.14 \div 4$ 台)	$R=0.0034$ $X=0.045$ $Y=0.012$	$X=0.12$ (1 台あたり $0.47 \div 4$ 台)	$R=0.041$ $X=0.17$ $Y=0.00011$	$X=2.5$ (1 台あたり $7.5 \div 3$ 台)	$R=33$ $X=37$
変電所数、送電線ル ート(フィーダ)数: N	1	4	4	80 (1 変電所当 たり 20×4)	80 (1 変電所当 たり 20×4)	1200 (1 変電所当 たり 15×80)
模擬するインピー ダンス値: $Z \div N$	$X=0.035$	$R=0.00085$ $X=0.011$ $Y=0.048$	$X=0.03$	$R=0.00051$ $X=0.0021$ $Y=0.0088$	$X=0.031$	$R=0.028$ $X=0.031$

また、Western Electricity Coordinating Council (WECC) のワークグループ^[43]によると、配電系統は変圧器、フィーダを模擬した等価直列インピーダンスを介して PV と負荷が並列に接続された集約モデルを用いることが推奨されている。これは前述の下位系統インピーダンスを集約模擬することと同様の考え方であるが、さらに同文献では下位系統で生じる線路損失、電圧降下が約 3 % 以内となるよう、フィーダ模擬のインピーダンス値を調整することも推奨されている。一方、表 2.2 のインピーダンス値を用いた潮流計算結果は、下位系統における線路損失、電圧降下が過大となっていたため、その原因を以下のように考え、下位系統におけるインピーダンス値を減少させた。

実系統においては、系統の末端に近づくほど負荷および潮流が減少していくため、線路損失も減少していく（図 2.4 (a)）。しかしながら、インピーダンスを単純に集約模擬した場合は図 2.4 (b) に示すような形態で表され、負荷電流が全て末端まで流れているため、線路損失が過大となったと考えられる。



(a) 一般的な負荷の接続形態



(b) 集約模擬した負荷の接続形態

図 2.4 負荷の接続形態

図 2.4 (a) では例として負荷を 4 分割して示したが、実際にはさらに細分化されることになる。このため、送電端から受電端まで負荷が均等に分布していると仮定し、負荷およびインピーダンスを 1 地点において集約模擬した場合と比較した場合との線路損失の差異を以下に示す。

図 2.5 において、 x [km], y [km] はそれぞれ送電端からの距離、送電端から受電端までの距離を表している。 i_1 [A/km], i_2 [A/km] はそれぞれ 1 km 当たりの送電端の負荷電流、1 km 当たりの受電端の負荷電流を表している。

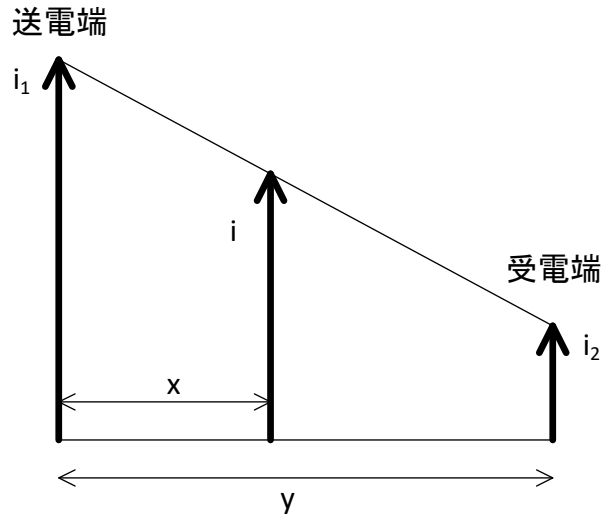


図 2.5 線路距離に応じた負荷電流の分布

このとき、地点 x における負荷電流 i は (2.1) 式で表される。

$$i = i_2 + (i_1 - i_2) \frac{y - x}{y} \quad (2.1)$$

1 km 当たりの線路インピーダンスを $r [\Omega / \text{km}]$ とすると、送電端から受電端までの線路損失 $Loss$ は (2.2) 式のように求められる。

$$\begin{aligned} Loss &= \int_0^y r \cdot i^2 dx \\ &= \int_0^y r \cdot \left\{ i_2^2 + 2i_2(i_1 - i_2) \frac{y - x}{y} + (i_1 - i_2)^2 \left(\frac{y - x}{y} \right)^2 \right\} dx \\ &= \int_0^y r \cdot \left\{ \frac{(i_1 - i_2)^2}{y^2} x^2 + \left(-\frac{2i_2(i_1 - i_2)}{y} - \frac{2(i_1 - i_2)^2 y}{y^2} \right) x + i_2^2 + 2i_2(i_1 - i_2) + (i_1 - i_2)^2 \right\} dx \\ &= r \cdot \left[\frac{1}{3} \frac{(i_1 - i_2)^2}{y^2} x^3 + \left(-\frac{i_2(i_1 - i_2)}{y} - \frac{(i_1 - i_2)^2 y}{y^2} \right) x^2 + \{i_2^2 + 2i_2(i_1 - i_2) + (i_1 - i_2)^2\} x \right]_0^y \\ &= r \cdot \left\{ \frac{1}{3} (i_1 - i_2)^2 y + (-i_2(i_1 - i_2) - (i_1 - i_2)^2 y) + \{i_2^2 + 2i_2(i_1 - i_2) + (i_1 - i_2)^2\} y \right\} \\ &= \frac{r}{3} (i_1^2 + i_1 i_2 + i_2^2) y \end{aligned} \quad (2.2)$$

ここで、下位系統モデルにおいて特高負荷が全体の 3 割 (2.4 節参照) と仮定すれば、 $i_2 = 0.7 \times i_1$ と表すことができ、(2.3) 式となる。

$$Loss = \frac{2.19}{3} r \cdot y \cdot i_1^2 \quad (2.3)$$

一方、図 2.4 (b) における負荷電流を図 2.5 に置き換えると $i_2 = i_1$ と表すことができ、(2.4) 式が得られる。

$$Loss = r \cdot y \cdot i_1^2 \quad (2.4)$$

すなわち、負荷とインピーダンスを集約模擬した場合、66 kV 送電線における線路損失は、約 1.37 倍に見積もられていることになる。また、6.6 kV 配電線についても同様に考え、 $i_2 = 0$ とすると、(2.5) 式が得られ、6.6 kV 配電線における線路損失は 3 倍に見積もられていることになる。

$$Loss = \frac{1}{3} r \cdot y \cdot i_1^2 \quad (2.5)$$

本論文においては、タップ比の変更と調相設備により配電系統末端の電圧がほぼ一定の値となるよう調整したため、上記の線路損失の差異を無くすように線路インピーダンスを変更した。具体的には、66 kV 送電線、6.6 kV 配電線のインピーダンスは表 2.2 に示された値に対し、それぞれ 2.19/3 倍、1/3 倍の値を用いた。また、調相設備は 66/6.6 kV 変圧器の 3 次巻線に挿入し、さらにタップ比を 0.0045 p.u.刻みで 0.9505～1.0495 p.u.の 23 段階の中から、配電系統末端の電圧が最も 1 p.u.に近くなる値を選定した。

2.3 再エネの連系容量

WEST 10 機系統モデルにおいて再エネは導入されていないため、再エネの連系容量の合計値を 10 GVA 刻みで増加させていくこととした。また、再エネは連系容量の範囲内で出力を取り、出力変動の不確実性を考慮すれば、連系されている全ての再エネが定格値で出力している状況は想定しにくい。さらに、インバータは素子の損傷を避ける目的で、定格電流を超える電流を流さないように制御されているため、定格出力を想定すると電流リミッタなどが影響して過渡的な動特性は非線形性が増すと考えられる。よって、本論文では各再エネの出力を連系容量の 80 %に設定した。

上記のように設定した再エネは表 2.3 に示すように負荷と同じ比率で下位系統に案分し、さらに下位系統内では特高 WT : 特高 PV : 配電 PV = 2 : 4 : 4 の比率で分布するものと仮定した。この比率は、文献[1]における 2030 年度の導入目標（陸上 WT : 17.9 GW, 洋上 WT : 5.7 GW, PV : 103.5～117.6 GW）を参考に設定したものである。

表 2.3 WEST 10 機系統モデルにおける負荷の分布

ノード番号	負荷 [GW]	負荷合計に占める割合 [%]
1	3.75	7.94
2	1.00	2.12
3	1.00	2.12
4	1.00	2.12
5	1.00	2.12
6	1.00	2.12
7	1.50	3.17
8	1.00	2.12
9	16.50	34.92
12	2.60	5.50
13	2.60	5.50
14	2.60	5.50
15	2.60	5.50
16	2.60	5.50
17	2.20	4.66
18	1.70	3.60
19	2.60	5.50
合計	47.25	100.00

なお、特高 PV、特高 WT については連系用変圧器のインピーダンスを自己容量ベースで一律に 20 % と設定した。また、配電 PV における柱上変圧器は自己容量ベースで 1 % 程度と小さいため、本論文においては省略した。

2.4 下位系統における負荷配分

経産省におけるスマートメーター制度検討会^[44]では、特高・高圧大口需要家、高圧小口需要家、低圧需要家の全国ピーク需要は kW 値でそれぞれ約 1/3 ずつの比率であることが示されている。この数値を参考に、本研究では特高系統に 3 割、配電系統に 7 割の負荷が分布していると仮定した（図 2.2 参照）。また、負荷の接続位置は、特高負荷は 66/6.6 kV 変圧器の 1 次側、配電負荷は配電系統の末端とした。

また、負荷の接続位置を変更した場合、負荷電流が下位系統の線路インピーダンスを通過することで線路損失が生じる。この線路損失が電力系統全体で増加すると基幹系統の連系線（LINE 20～90）の潮流にも影響を及ぼし、潮流計算が収束せず解を得られないケースが多発した。そこで、調相設備を挿入することで下位系統の無効電力損失の変化を補償し、さらに有効電力損が増加した分だけ有効電力負荷を削減することで、基幹系統の連系線潮流が各断面で同一となるように調整した。これにより潮流計算が収束しやすくなるだけでなく、過渡安定性や周波数安定性を比較評価する場合に基幹系統の初期状態としての電圧条件を揃えることができる。

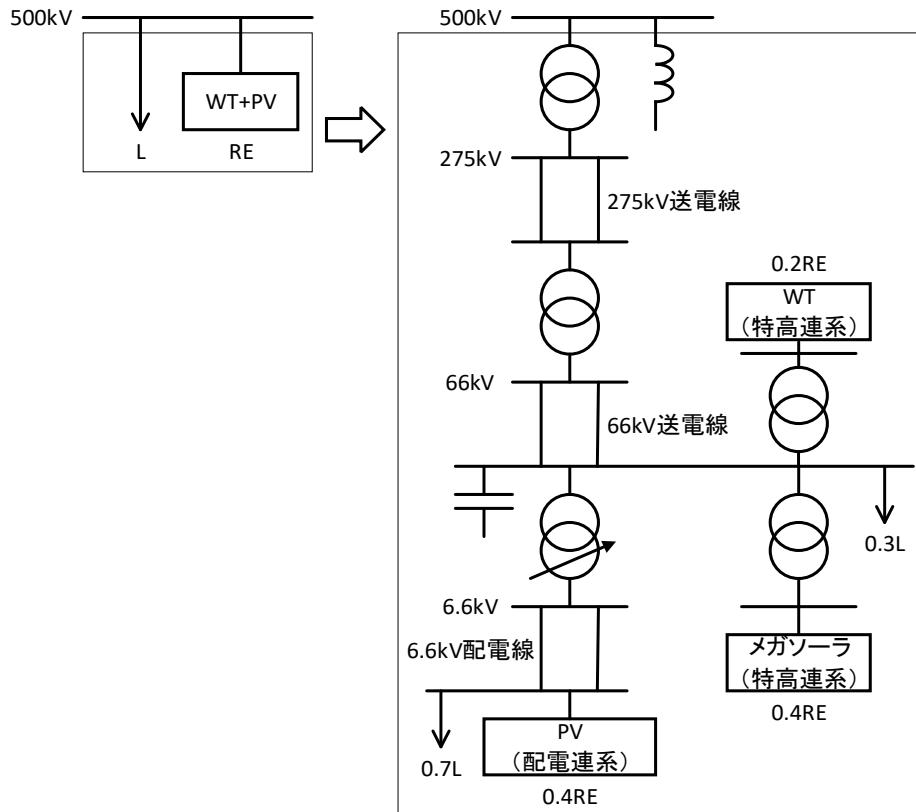


図 2.2 下位系統モデルの構成（再掲）

2.5 発電機の連系容量

WEST 10 機系統モデルにおける発電機の連系容量の合計値は 72 GVA（表 2.1 参照）であり，再エネの連系容量の増加と同じ刻み（10 GVA 刻み）で減少させていくこととした。このとき，発電機の連系用変圧器は自己容量ベースで 0.14 p.u. とされているため，発電機の連系容量の減少に伴い連系用変圧器の系統ベース換算値は増加していくことになる。

また，発電機は連系容量の範囲内で出力を取り得るため，再エネ出力の増加に対し電氣的距離が最も近い地点に位置する発電機の出力を抑制することとした。しかしながら，文献[45]によると，現状での火力発電機の最低出力は定格出力の 30 % 程度であり，一部のユニットでのみ 20 % 以下にできるものと整理されている。そこで，本論文では火力発電機の最低出力が将来的に 20 % 程度まで下げられるような技術開発が進展することを想定し，最低出力は一律に 20 % と設定した。この制限により需給バランスが成立しない場合は，実態を鑑みて再エネの出力抑制を実施することとした。なお，再エネの出力抑制を実施する場合でも基幹系統の連系線潮流が変化しないように出力抑制の対象を選定している。

2.3 節で述べた再エネの連系容量と本節で述べた発電機の連系容量を組み合わせると，本論文で扱う連系容量ケースは表 2.4 のように整理できる。ここで，「○」は再エネの出力抑制を実施せずに需給バランスが成立したケースである。「△」は一部・あるいは全部の再エネで出力抑制を実施することで需給バランスを維持できたケースである。それ以外の条件では，系統全体ある

いは個別のエリア（LINE 20～90 を介して接続された下位系統と発電機を含む系統を 1 つのエリアと定義）で需給バランスが不成立となったケース，または負荷と同じ比率で再エネ分配および発電機の停止を行ったために基準発電機である SG 10 の定格容量が 0 となったケースであり，「×」と表記した。なお，発電機の連系容量を 12 GVA としたケースでは全て「×」であったため，表 2.4 では記載を割愛している。

表 2.4 連系容量ケース

		発電機の連系容量 [GVA]					
		72	62	52	42	32	22
再エネの 連系容量 [GVA]	0	○	×	×	×	×	×
	10	○	○	×	×	×	×
	20	○	○	○	×	×	×
	30	○	○	○	○	×	×
	40	△	△	○	○	○	×
	50	△	△	△	△	△	△
	60	△	△	△	△	△	△

第3章 解析に用いた動特性モデル

3.1 発電機モデル

WEST 10 機系統モデルにおける発電機は、標準的に横軸ダンパ回路を 1 つで模擬したモデル（CPAT^[46]における LGT=4）が用いられている。しかしながら、WEST 10 機系統モデルで想定されている火力発電機はタービン機であり、図 3.1 のように横軸ダンパ回路を 2 つとしたモデル（LGT=5）の方が実現現象の模擬精度が高いことが知られている^[47]。同文献によると、従来の過渡安定性解析では両者による解析結果に大差ないこと、LGT=5 に必要な定数の測定が困難等の理由から、LGT=4 が比較的多用されてきた。一方、急峻な周波数変動の解析においては LGT の模擬方法が周波数変化率（RoCoF：Rate of Change of Frequency と呼ばれる^[48]）に及ぼす影響は比較的大きくなる。本論文では、過渡安定性だけでなく周波数安定性についても解析することから、より妥当な解析結果を得るために LGT=5 を採用し、横軸ダンパ回路を 2 つで模擬することとした。

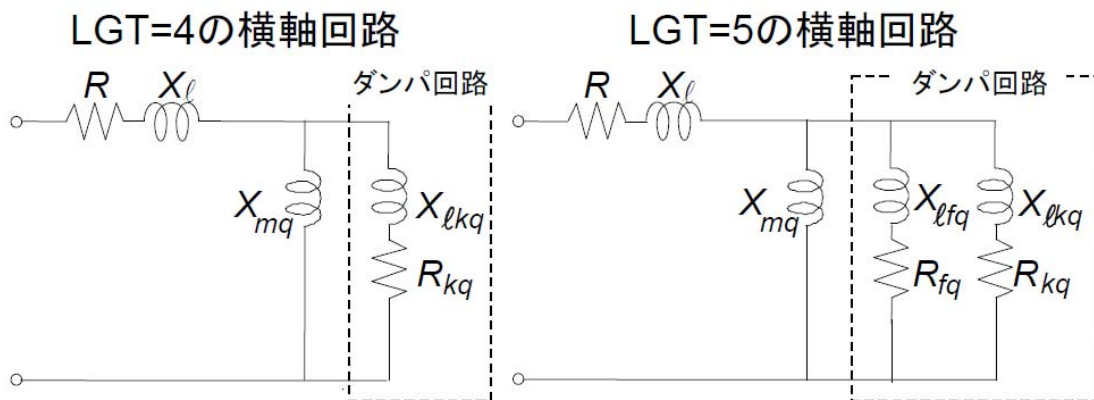


図 3.1 横軸ダンパ回路の構成^[47]

3.2 励磁系モデル

WEST 10 機系統モデルにおける発電機の励磁系は、標準的に直流励磁機モデル（LAT=1）が用いられている。直流励磁機モデルは速応性が比較的低く、同期化力が小さくなる特徴がある。本論文では発電機の連系容量を減少させ、過渡安定性的に厳しい条件を想定しているが、同期化力が小さいことで一波脱調が発生しやすくなり、過渡安定性の評価が困難となるおそれがある。また、再エネ比率が大きな断面では外乱発生時において発電機を含む電力動揺が大きくなり、周波数安定性の評価指標として用いた Nadir および RoCoF の評価が困難となる場合がある。このた

め、発電機の励磁制御系は電気学会標準の一機無限大母線系統モデル^[41]に適用されている超速応励磁方式+ ΔP 形 PSS (LAT=102) を流用し、 ΔP 形 PSS の位相特性を若干調整して用いた（付録 1, 付録 2 を参照）。解析に用いた励磁系モデルのブロック図を図 3.2 に示す。

図 3.2 において点線で囲った部分は ΔP 形 PSS を表しており、いずれの定数も調整可能である。それ以外の AVR, サイリスタ, 乱調防止回路を模擬したブロックは過電圧や電圧低下などから発電機を保護するための要素であり、特にサイリスタ部分はハード的に特性が決定するため、任意の定数を与えることはできない。また、AVR や乱調防止回路はデジタル化が進んでいるため、メーカー判断により定数の変更は可能であるが、基本的には系統側の都合によって変更するものではないため、本論文においても変更不可とし、標準定数^[41]をそのまま用いた。

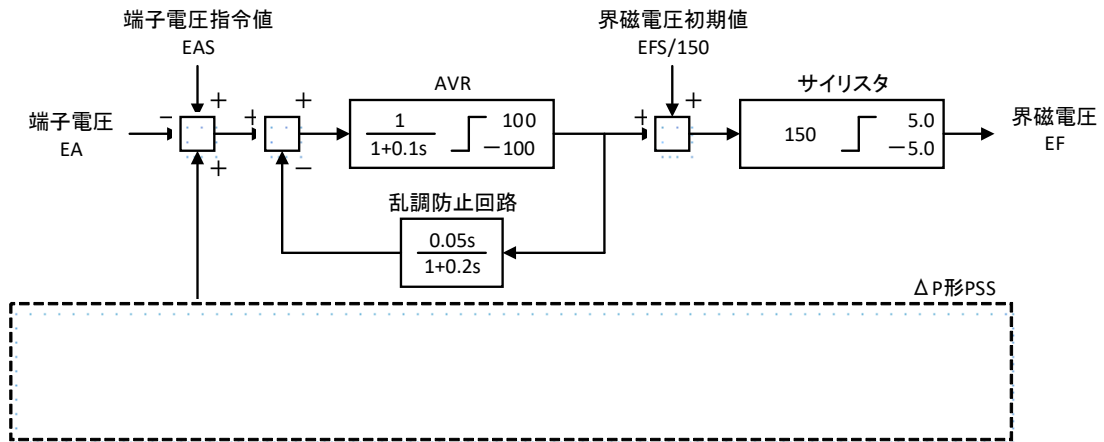


図 3.2 励磁系モデルの構成

3.3 調速機モデル

実際の中西地域における系統特性定数は、発電機特性を考慮したシミュレーション結果を基に図 3.3 に緑線で示された特性が用いられている^[49]。

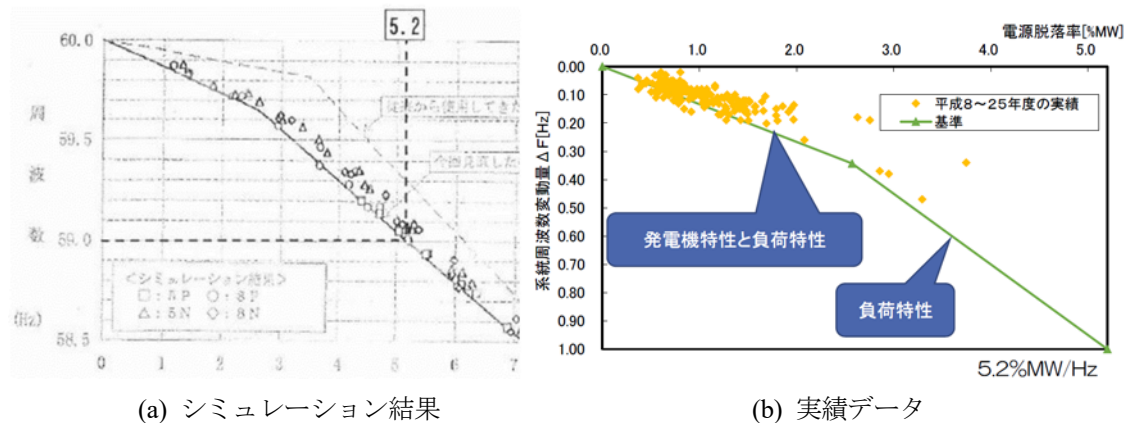


図 3.3 中西地域の系統特性^[49]

一方、WEST 10 機系統モデルにおける発電機の調速機は、標準的に図 3.4 に示す簡略型ガバナ

タービン (LPT=1) が用いられている。そこで、WEST 10 機系統モデルのオリジナルデータ (再エネの連系容量 0 GW, 発電機の連系容量 72 GVA,) において総需要の 1.3~5.2% に相当する電源脱落を発生させた場合の $f_{\min}$ を図 3.5 に示す。この特性は図 3.3 に示した中西地域の特性を概ね表現できていることから、本論文では LPT=1 のブロック構成、標準定数^[41]をそのまま用いた。

また、定格出力ベースのガバナ運転余裕は一律に 4% とし、発電機の連系容量を減少させた場合であってもガバナ運転余裕は変更しないこととした (ガバナフリー機の停止を模擬)。これにより、発電機の連系容量の減少に伴い、系統全体のガバナフリー容量は減少することとなり、慣性以外にも周波数安定性が悪化する要因を示すことが可能となる。また、再エネに付加する系統安定化機能 (3.6 節参照) の効果を把握しやすくなる。

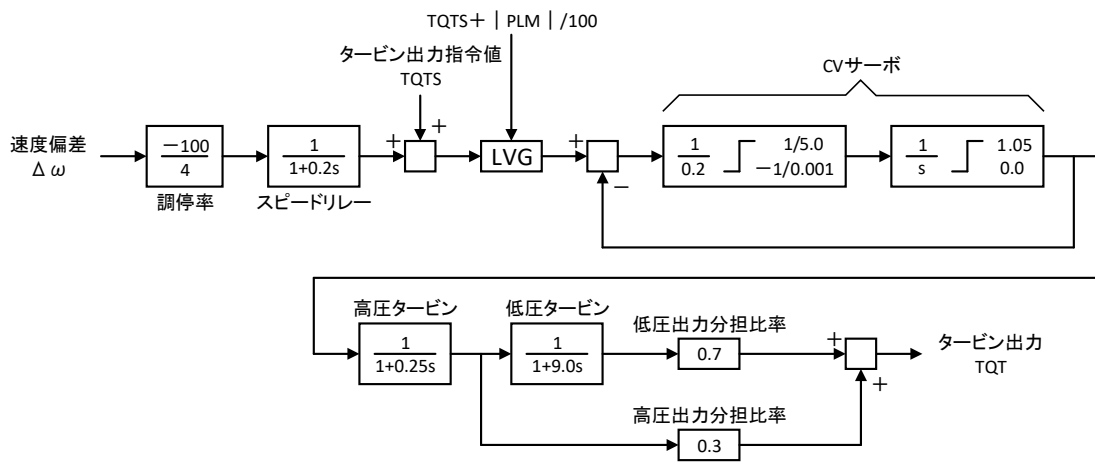


図 3.4 調速機モデル (LPT=1)

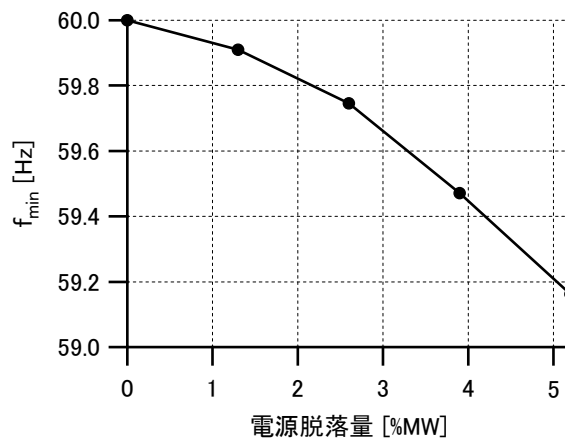


図 3.5 WEST 10 機系統モデルで LPT=1 を用いた場合の系統特性定数

3.4 負荷モデル

WEST 10 機系統モデルにおける負荷は、標準的に表 3.1 に示す電圧特性、周波数特性が設定されている。再エネ比率が大きな断面では、負荷特性によっては動特性計算の途中で電圧解が得られなくなる懸念があったが、そのような問題が発生しないように 2 章・3 章の条件を綿密に設定している。このため、負荷特性は表 3.1 の設定に変更を加えずに用いた。

表 3.1 負荷特性（表 2.1 からの抜粋）

項目	内容	備考
負荷電圧特性	有効電力：定 I 特性 無効電力：定 Z 特性	全負荷で同一 有効電力特性切り替え電圧： 0.7 p.u. 以下で定 Z 特性
負荷周波数特性	有効電力：3.33 % / Hz 無効電力：0.00 % / Hz	全負荷で同一

3.5 再エネモデル

再エネモデルは、米国の WECC（Western Electricity Coordinating Council）により代表メーカの特性を包含するように開発されたモデル^[50]のバージョン A を参考に、主要な部分を抽出して汎用的な再エネモデルを構築し（図 3.6），簡単のため特高 WT，特高 PV，配電 PV は区別せずに本モデルを適用した。また，WECC モデルのバージョン A には PLL が模擬されていないが，文献 [8] [29] などによれば，PLL の動作がインバータの制御安定性に影響を及ぼすことが指摘されているため，CIGRE / CIRED のジョイントワーキングで整理された文献^[51]を参考に PLL を追加している。PLL においては，PI 制御により q 軸電圧 V_q が 0 となるようにすることで，注入電流の位相角 δ が端子電圧の位相角 θ と等しくなる値に収束するため，系統側で θ の変動が発生しても δ を追従させることができる。ここで，インバータが系統側の基準位相を R 軸，R 軸に対して 90° 進んだ位相を X 軸として $I_{termR} + j I_{termX}$ を注入するものと考えた場合，d 軸電流 I_d ，q 軸電流 I_q との関係は (3.1) 式で表すことができる。

$$(I_{termR} + j I_{termX}) \cdot e^{-j\delta} = I_d + j I_q \quad (3.1)$$

(3.1) 式の左辺を展開して行列で表現すると (3.2) 式が得られ，さらに逆行列を求めることで (3.3) が得られる。すなわち，実効値解析においては (3.3) 式によって PLL の影響を考慮することができる。

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\delta & \sin\delta \\ -\sin\delta & \cos\delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{termR} \\ I_{termX} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

$$\begin{bmatrix} I_{termR} \\ I_{termX} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\delta & -\sin\delta \\ \sin\delta & \cos\delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

また、ACR (Automatic Current Regulator) は実効値計算の解析刻み (今回は 5 ms に設定) より短い時間で電流指令の目標値に到達するものと仮定し、詳細な模擬は省略した。ACR は高速なインナーループを形成するが、本論文で扱う動的無効電流制御, LFSM は実効値領域の制御であり、低速なアウトーループ (インバータの制御の中では比較的低速という意味) を形成するものであるため、ACR を省略しても低周波振動に大きな影響は無いものと考えられる。なお、何らかのリレーが動作して再エネがゲートブロックまたは解列されると系統事象が複雑化するため、今回の解析では各種のリレーを考慮しないこととした。また、動的無効電流制御による出力 ΔI_q を電流指令値に加算する場合、PI 制御による AQR が無効電力を一定に保とうとして制御干渉するため、これを防止する目的で ΔI_q の無効電力換算値を AQR の指令値に加算している。

なお、インバータにおける制御定数はいずれも任意に設定可能であるが、本論文では系統安定化機能を無効とした条件で PLL や ACR に起因した制御不安定が発生しないように制御定数を与えている。それらの値は、文献[50]に記載されている参考パラメータと同様のオーダー感であり、不自然な設定ではないと考えられる。

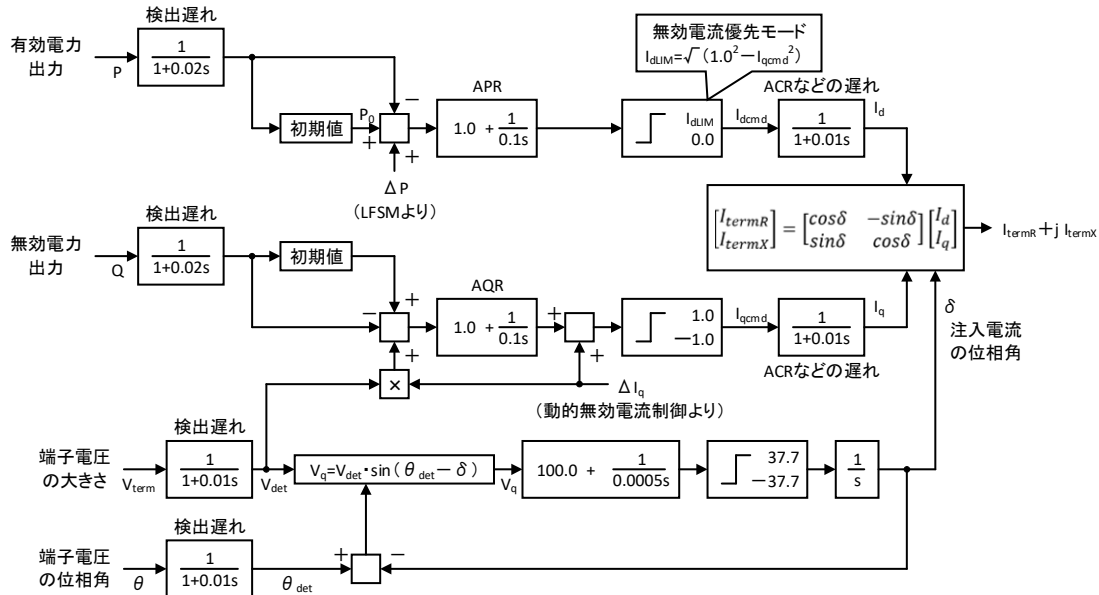


図 3.6 構築した再エネモデル

3.6 系統安定化機能モデル

我が国においてインバータに系統安定化機能を搭載することは検討段階であり^[52]、グリッドコードである系統連系規程^[53]においてはまだ要求されていない。一方、海外ではインバータの連系に関する技術要件の整備が進んでおり、最近では IBR プラントを送電系統に相互接続するための標準として IEEE 2800 が発刊されている^[33]。IEEE 2800 では IBR プラントの構成要素である IBR ユニットとして GFL インバータが想定されており、各種の系統安定化機能を付加することを要求している点で特徴がある。また、我が国の電力広域的運営推進機関の開催するグリッドコード検討会^[54]でも、特に 2025 年以降に向けた中長期要件のリファレンスとして IEEE 2800 が多用されている。

IEEE 2800 において、特に系統安定化機能に関する要件を整理したものを表 3.2 に示す。定常時（連続運転領域と呼ばれる）、事故時（強制運転領域と呼ばれる）でそれぞれ要求されている項目が異なり、解析を実施する場合は目的に応じて各種機能のモデルを使い分ける必要がある。本論文では、系統安定化機能のうち、過渡安定性に貢献すると考えられる機能として動的無効電流制御（表 3.2 における「電圧ライドスルー中の正相無効電流注入」に相当）、電源脱落時の周波数安定性に貢献する機能として LFSM 表 3.2 における「一次周波数応答」に相当）に着目した解析を実施するため、これらのモデルを構築する必要がある。

表 3.2 系統安定化機能に関する IEEE 2800 の要件^[33]

項目		要求		留意点
運転領域		連続	強制	連続運転領域は定常時が想定された範囲（公称値付近）。強制運転領域は擾乱による異常時が想定された範囲。
最小無効電力能力		○	—	連続運転時の電圧・無効電力制御のために能力として確保しておく必要がある無効電力について規定されている。
電圧制御		○	—	いずれかが排他的に用いられる。特に指定の無い限り、電圧制御（電圧-無効電力のドループ特性）がデフォルト設定となる。
力率制御		○	—	
無効電力制御		○	—	
有効電力-無効電力モード		—	—	配電系統の連系要件である IEEE Std. 1547-2018 ^[55] では要求されているが、IEEE 2800 においては要求されていない。
電圧-無効電力モード		—	—	
一次周波数応答		○	○	不感帯付きのドループ特性。周波数上昇側と周波数低下側で異なる設定を可能とする必要がある。周波数低下時は、利用可能な有効電力に余力がある場合にのみ動作が要求される。
高速な周波数応答		○	○	デフォルトで有効化されているとはならない。周波数偏差や周波数変化率を入力とし、入力量に比例した有効電力を出力する方式や、トリガ動作により一定の有効電力を出力する方式などがあるが、他の方式が採用される可能性もある。
事故時運転継続要件	電圧ライドスルー	○	○	指定された電圧の連続運転領域、強制運転領域（電圧の大きさとその継続時間で定義される）において運転を継続する必要がある。また、無効電流優先モードと有効電流優先モードのいずれかを選択可能とする必要があり、無効電流優先モードがデフォルトの設定となる。
	断続的な電圧ライドスルー	—	○	一時的な外乱が複数回発生した場合、特定の状況（累積的な影響で機器がトリップする場合がある状況）を除きライドスルーすることが要求されている。
	過渡的な過電圧ライドスルー	—	○	系統切替などによって IBR プラントがトリップしないよう、個々の相間・対地間の瞬時電圧のうち大きい方が所定の累積継続時間を超えない範囲でライドスルーすることが要求されている。
	電圧ライドスルー中の正相無効電流注入	—	○	平衡故障、不平衡故障のどちらにおいても、自動電圧制御(K-factorと呼ばれる比例制御など)によって公称電圧からの電圧偏差に依存した無効電流を注入することが要求されている。
	電圧ライドスルー中の逆相無効電流注入	—	○	
	出力回復特性	—	○	連続運転領域に戻ったとき、IBR プラントは指定した平均レートで有効電力を擾乱発生前のレベルの 100 %に回復する能力を有する必要がある。デフォルトの有効電力回復時間は 1 s とされている。
	周波数ライドスルー	○	○	指定された周波数の連続運転領域、強制運転領域（周波数の大きさとその継続時間で定義される）において運転を継続する必要がある。電圧擾乱により周波数変動する場合があるが、電圧低下中は周波数を計算すべきでなく、周波数トリップを無効化してもよい。
	RoCoF ライドスルー	○	○	RoCoF の大きさが 5.0 Hz / s 以下の場合はライドスルーする必要がある。このときの RoCoF は少なくとも 0.1 s の平均窓で求められなければならない。
	電圧位相角変化ライドスルー	○	○	回線切替、負荷遮断などによって正相分の位相変化が 25 deg 以下であれば、ライドスルーすることが要求されている。

※）それぞれの要件は系統運用者の判断などによって基準値の変更や機能のロックなどが認められている。

3.6.1 動的無効電流制御

発電機は定常時だけでなく系統事故時においても電力系統の電圧維持に貢献している。これは、発電機が電圧源としての特性から、系統側の電圧変動に応じて瞬時に無効電力（無効電流）を供給できることに起因している。しかしながら、発電機の連系容量の減少により、このような系統電圧の維持は困難となっていくと考えられる。

動的無効電流制御は系統事故時の電圧の安定化への貢献を期待するものであり、その基本的な特性は文献[56]にとりまとめられている。また、動的無効電流制御は要求されている各国の特性や、電圧低下が発生してから無効電流が供給されるまでの応答時間などは文献[57] [58]に整理されているが、ウィンドファームのパークコントロールによっては伝送遅延が発生するため 100 ms 程度の伝送遅延が発生する場合があります^[59]、グリッドコードで要求する場合は、このような制約を考慮する必要がある^{[60]~[64]}。関連した要件として、動的無効電流制御により発生するおそれのある事故除去後の過電圧に対して再エネが脱落しないよう、High Voltage Ride Through (HVRT) が要求される場合もある^[65]。再エネに動的無効電流制御を要求するための技術的な根拠は以下のように取りまとめられている^[66]。

通常、再エネは発電機でなくパワーエレクトロニクス機器を用いて系統に連系される。その電氣的な挙動は PE のハードウェア、制御のソフトウェア、関連する制御パラメータなどによって決まるため、WT、PV、HVDC (High Voltage Direct Current) などに対する要件は基本的には共通の扱いとなる。ただし、二重巻線誘導発電機 (DFIG : Doubly Fed Induction Generator) は誘導発電機固有の動作と PE の動作を組み合わせた特性となるため、特別な扱いとなる。

WT および PV において、発電機と同様に系統事故時に連系を維持し、動的無効電流制御により無効電流を高速に供給した場合、系統事故時の電圧回復と系統保護システム（距離リレー）の動作の信頼性を向上させるのに役立つ。この機能は FRT 要件の一部に位置づけられる場合もあり、系統の安定性を高めることに貢献する。また、文献[66]によると、動的無効電流制御により供給される無効電流の期間と、それらの目的は次の 3 つに整理されている。

期間 A : 事故発生から 0~40 ms 以内の期間で、系統保護システム（距離リレー）が高速かつ選択的に事故を検出できるようにするため、事故発生から 20 ms 以内に無効電流を供給する。この期間では、電流の位相（有効分、無効分）の精度が非常に重要である。

期間 B : 期間 A の後から事故除去までの残りの期間で、事故中の電圧低下を抑制し発電機の過渡安定性を向上させるために無効電流を供給する。この期間においても、期間 A と同様に電流の位相の精度が重要である。

期間 C : 事故除去直後の期間で、慣性が大きな発電機が主体の系統においては、系統電圧を速やかに目標電圧に戻し、発電機における過渡動揺の減衰性（ダンピング）を向上させることが目的とされる。また、再エネ電源の導入量が多く慣性が小さな系統においては、系統電圧を早期に目標電圧に戻すことで再エネ電源の有効電力出力を回復させ（電圧低下が大きい場合は電流容量の制約により再エネ電源の有効電力出力は減少するため、これを回復させ）、周波数安定性を向上させることが目的とされる場合もある。

この中で、特に重要視されているのは期間 A における貢献であり、2012 年における NC RfG (Network Code on Requirements for Generators, 欧州での再エネ電源を含む発電機に対しての要件) のドラフトでは、系統保護上の予想される問題に基づいて、動的無効電流制御が応答を開始する最長時間は 10ms と定義された。その焦点は系統が弱い（短絡容量が小さい）場合の距離リレーの動作時間と精度にあり、動的無効電流制御による無効電流の供給が大幅に遅れると、距離リレーの動作時間が劇的に増加する可能性があることが示された。しかしながら、正相分の電圧演算に最低でも 1 周期分の時間を要することから、20 ms 以内の応答が要求されることになった。ただし、上記の動作はメッシュ系統において有効であり、放射状系統においては、距離リレーを確実に動作させるためには再エネ電源による動的無効電流制御の寄与を相対的に低くする場合がある（発電機による無効電流の供給が不可欠と推察される）。

オプションとして、不平衡事故時に逆相分など非対称の無効電流を供給することで、事故中の電圧をバランスさせることにも貢献できるため、再エネの導入量が大きな系統では強く推奨される。不平衡事故時は電圧が低下していない相が存在する場合があります、これに対して正相分の無効電流が供給されると、その相では過電圧が生じる可能性がある。また、正相分の電圧を参照すると不平衡事故時に検出される電圧偏差は平衡事故時よりも小さくなるため、特定の相では動的無効電流制御の寄与が小さくなる。また、通常は連系用変圧器に Y-Δ 型が用いられるため、零相分を考慮する必要は無い。

動的無効電流制御に関する要件はヨーロッパ全体で異なっている。最初に要件化されたのは 2005 年におけるドイツの例であり、事故中の電圧低下により LVRT (Low Voltage Ride Through) 要件を満たさない PE が一斉に脱落し、周波数安定性に問題を起こすことを防止する目的で導入された。また、他の国でも PE 自身が有するリレーの不要動作を防止し、事故中および事故除去後の電圧を安定化させるために、動的無効電流制御が要求される場合がある。

以上から、本論文ではドイツ VDE で採用されている動的無効電流制御の特性図（図 3.7^[63]）を参考に、図 3.8 に示す動的無効電流制御モデルを構築した。また、response time が 20 ms 未満であることが規定されているため、制御の遅延により生じ得るむだ時間を 10 ms として考慮した。ただし、制御ゲインを 2.0 とすると、動的無効電流制御の応答が不安定となって約 20 Hz の振動が発生することが、27 ケース中 17 ケースで確認された。このような低周波振動を抑制するのが本論文の目的ではあるが、動的無効電流制御が振動しているケースに対しては、過渡安定性の適切な評価が困難であった。このため、動的無効電流制御の制御ゲインは 1.0 に設定し、短絡容量比が小さくなる 5 ケースにおいて動的無効電流制御が振動する条件とした。この結果については第 4 章を参照されたい。

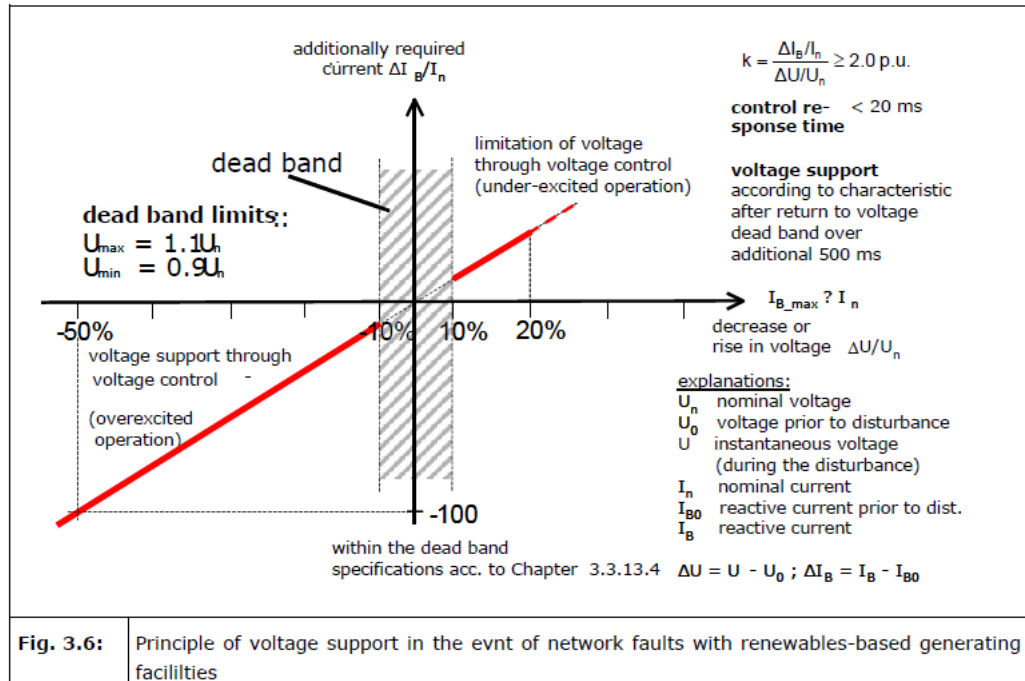
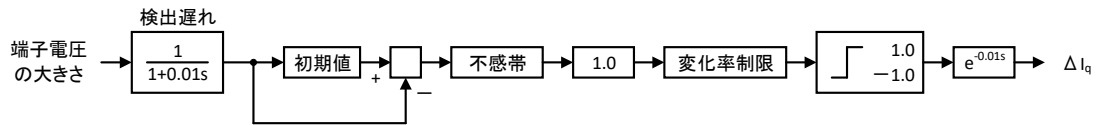
図 3.7 HV 連系, EHV 連系の再エネに要求される動的無効電流制御の特性図^[63]

図 3.8 構築した動的無効電流制御モデル

3.6.2 LFSM

LFSM は我が国において導入が検討されているところであるため、電力広域的運営推進機関の資料^[37]から LFSM の特性図を図 3.9 に示す。LFSM は調定率に応じて周波数偏差に比例した有効電力を供給する動作となり、周波数低下時に出力を増加させる LFSM-U、周波数増加時に出力を減少させる LFSM-O がある。本論文で扱う電源脱落事故などに対しては LFSM-U が動作することで、周波数安定性の改善への貢献が期待される。ここで、調定率が 5 % の場合は周波数が 5 % (60 Hz を基準とした場合は 3 Hz に相当) 変化した場合に有効電力出力を 1 p.u. 変化させる特性となるため、入力に周波数、出力に有効電力出力の関係を取った場合の制御ゲインは $1 \text{ p.u.} / 3 \text{ Hz} = 0.333 \text{ p.u.} / \text{Hz}$ となる。また、応答時間 (トリガ事象の開始から出力変化を開始するまでの時間) は我が国において 2 秒以内と定められる方向性であり、応答時間には系統周波数変化の発生から計測、A/D 変換、制御量演算、プラント動作などの動作が遅れる要素が含まれている。一方、IEEE 2800^[33]においては PFR (Primary Frequency Response) が LFSM に相当し、PFR の要求性能は表 3.3 のように要求されているため、応答時間の要求値は我が国における LFSM よりも短い。本論文では応答時間に含まれるむだ時間の差異による影響を分析するため、4 章において LFSM のむだ時間は 0.01~2.00 s の範囲で変更して検討した。

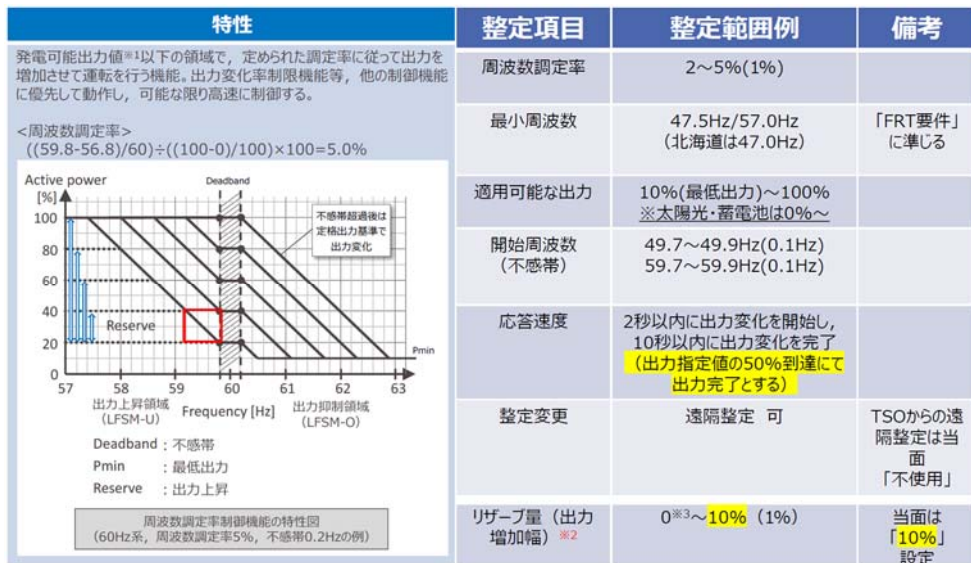


図 3.9 我が国における LFSM の要求性能^[37]

表 3.3 IEEE 2800 における PFR の要求性能^[33]

Parameter	Units	Default value	Ranges of available settings	
			Minimum	Maximum
db_{UF}	Hz	$0.06\% \times f_{nom}$	$0.025\% \times f_{nom}$	$1.6\% \times f_{nom}$
db_{OF}	Hz	$0.06\% \times f_{nom}$	$0.025\% \times f_{nom}$	$1.6\% \times f_{nom}$
k_{UF}^{68}		5%	2% ⁶⁹	5%
k_{OF}		5%	2%	5%

Parameter	Units	Default value	Ranges of available settings	
			Minimum	Maximum
Reaction time	Seconds	0.50	0.20 (0.5 for WTG)	1
Rise time	Seconds	4.0	2.0 (4.0 for WTG)	20
Settling time	Seconds	10.0	10	30
Damping ratio	Unitless	0.3	0.2	1.0
Settling band	% of change	Max (2.5% of change or 0.5% of ICR)	1	5

以上を踏まえて構築した LFSM モデルを図 3.10 に示す。本モデルでは、我が国において LFSM が動作を要求される条件を鑑みて出力可能な有効電力の余力の範囲内で動作することとし、さらにリザーブ量の制限を加えた。これにより、実態により近い条件でのシミュレーション解析が可能となる。

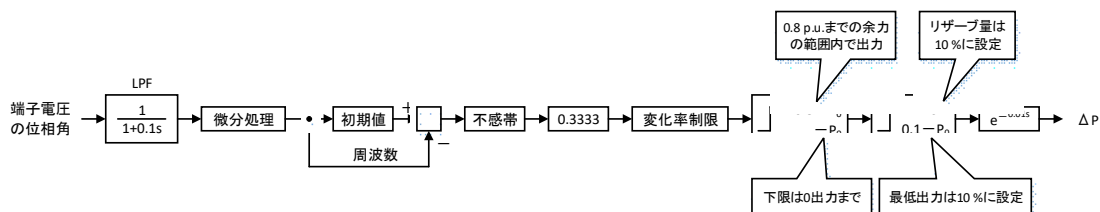


図 3.10 構築した LFSM モデル

第4章 過渡安定性・周波数安定性の評価

4.1 過渡安定性

再エネ導入拡大時の過渡安定性に着目した近年の研究では、再エネの動的な挙動を模擬したモデルを用いた解析が行われており^{[67]~[70]}、発電機の連系容量が減少することで過渡安定性が低下するおそれがあることが指摘されている。しかしながら、再エネ導入形態や再エネ導入後の運用形態は様々かつ煩雑であるため、必要な解析項目や計算コストが大幅に増加することも指摘されており^[68]、例題系統における検討結果は、異なる系統において必ずしも当てはまるとは限らない。一般に、再エネ大量導入時においては、発電機の運転状態、再エネ導入地点や発電機出力の偏在化、系統事故時の再エネ脱落の有無、などの系統条件によって、基幹系統の過渡安定性に及ぼす影響は大きく異なると考えられる。すなわち、再エネ大量導入時は個々の系統条件が複雑に影響するため、総合的に過渡安定性が向上した／低下したと評価することはできても、その主要因を把握することは困難となっている。

また、電力系統に三相地絡などの系統事故が発生した場合、大きな電圧低下を伴うため事故が除去されるまでの間は送電線あるいは母線における送電能力が著しく低下する場合がある。このとき、発電機の電気出力（電磁トルク）も低下することになるが、発電機に入力される機械トルクの変化速度は電磁トルクの変化速度と比較して遅いため、両者のバランスが取れるまでの間、発電機の中で機械トルクの余剰が発生する。すると、余剰エネルギーは発電機の回転エネルギー等に変化するため、発電機の回転速度は加速して内部電圧の位相角（以降、内部位相角）が増加する。電力系統の位相角基準と発電機の内部位相角の差が 180 度に達すると短絡と同等の事象が断続的に発生し、発電機は脱調したとみなされる。このため、発電機の内部位相角は脱調の判定をするために重要な情報であり、内部位相角を用いることで過渡安定性を評価できる。

一方、電力系統には複数の発電機が連系されており、1 つの事故に対する過渡安定性の評価結果はそれぞれの発電機で異なる。さらには、系統断面や事故条件も過渡安定性に影響を及ぼすため、本論文では評価の基準を 4.1.1 項のように設定した。

4.1.1 事故条件と評価指標

第2章で述べたように、本論文における系統断面は合計 27 ケースを設定している。この断面に対して過渡安定性を評価するためには事故条件を設定する必要があるが、事故条件が厳しすぎると、27 ケースのほとんどで脱調が発生し、過渡安定性を比較することが困難となる。そこで、過渡安定性が厳しすぎない事故条件を試行錯誤的に選定し、本論文では LINE 40 の中間地点における 1 回線 3LG-O を対象とした（図 4.1）。このとき、事故継続時間は 70 ms とした。

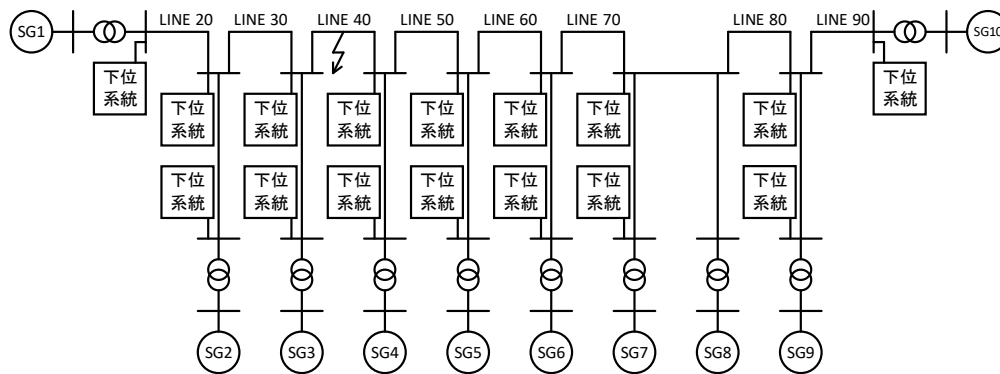


図 4.1 過渡安定性の評価に用いた事故条件

次に、上記の事故条件において着目すべき発電機を選定するため、27 ケース全てに対してシミュレーション解析を実施した（表 4.1）。この中で、再エネの連系容量や発電機の連系容量がそれぞれ最大・最小となる条件や再エネの出力抑制の有無を考慮し、特徴的な 4 ケースを抽出して各発電機の内部相差角（各発電機の内部位相角と基準発電機 SG 10 の内部位相角の差）を評価した（図 4.2）。その結果、4 ケースともに内部相差角が最も大きい発電機は SG 1 であることが確認できた。そのため、本論文における過渡安定性の評価は SG 1 の内部相差角に着目することとした。

次に、過渡安定性の評価指標について述べる。一般的に、内部相差角の初期値が大きいほど同期化力が小さくなるため、過渡動揺第 1 波の最大値も大きくなり、過渡安定性が厳しくなる傾向がある。しかしながら、再エネの導入量が増加すると、再エネによる出力が送電線に流れることでも発電機の内部相差角が大きくなるため、単純に内部相差角の初期値のみから過渡安定性を評価することはできない。また、内部相差角の初期値が小さくても、発電機の慣性・電圧維持能力が小さい場合は発電機が加速しやすくなり、過渡動揺の第一波が大きくなる。

以上から、過渡安定性、とりわけ同期化力をなるべく適切かつ簡易に評価するため、本論文では SG 1 における内部相差角の初期値と過渡動揺第 1 波の最大値の幅 ΔAG をシミュレーション波形から読み取り、過渡安定性の評価指標として用いることとした（図 4.3）。

表 4.1 シミュレーション結果

		発電機の連系容量 [GVA]					
		72	62	52	42	32	22
再エネの 連系容量 [GVA]	0	安定	—	—	—	—	—
	10	安定	安定	—	—	—	—
	20	安定	安定	安定	—	—	—
	30	安定	安定	安定	安定	—	—
	40	安定	安定	安定	安定	安定	—
	50	安定	安定	安定	安定	安定	安定
	60	安定	安定	安定	安定	安定	安定

赤字：再エネの出力抑制を実施したケース

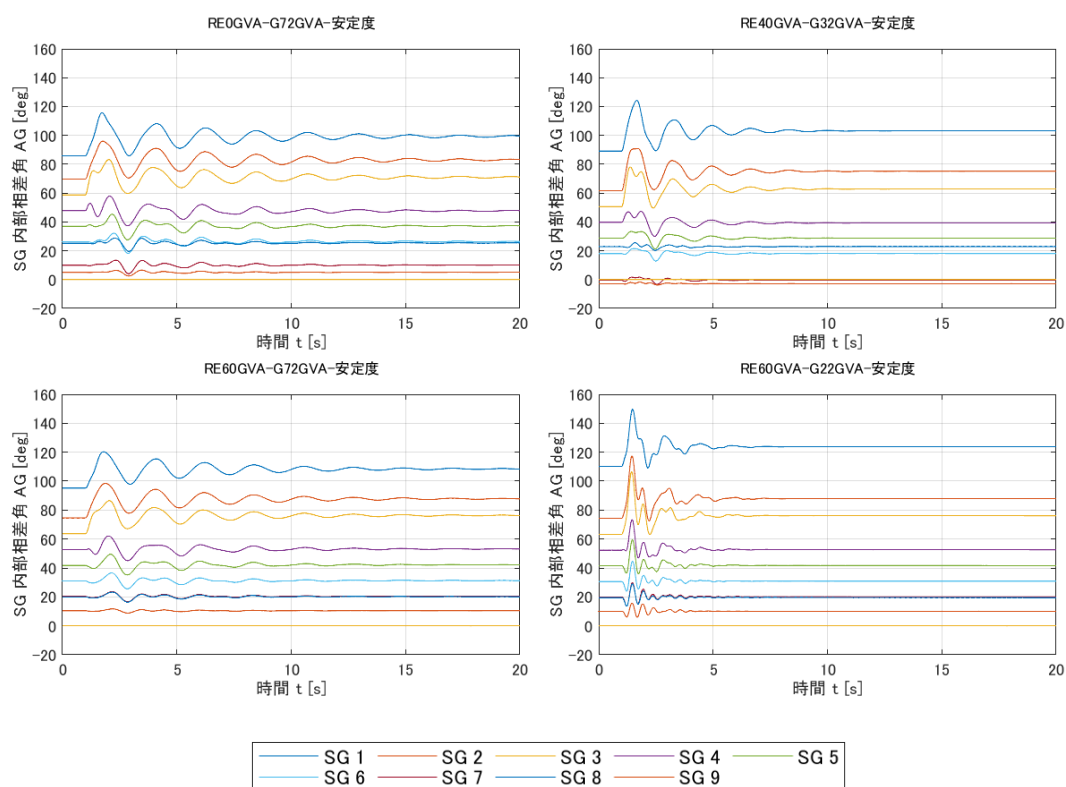


図 4.2 過渡安定性の評価で着目する発電機の選定

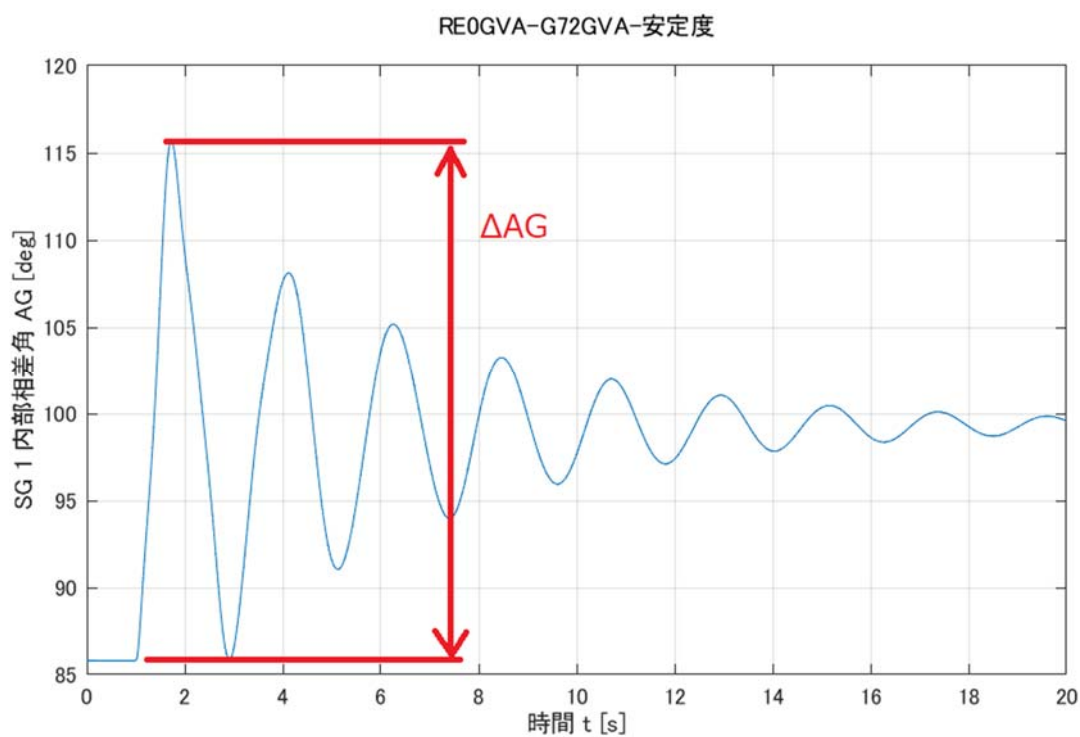


図 4.3 過渡安定性の評価指標

4.1.2 過渡安定性の評価

4.1.1 項で述べた評価指標 ΔAG を用いて各断面における過渡安定性を評価した結果を表 4.2 に示す。この結果からは、以下の傾向が読み取れる。

表 4.2 ΔAG [deg]による過渡安定性の評価

		発電機の連系容量 [GVA]					
		72	62	52	42	32	22
再エネの 連系容量 [GVA]	0	29.89	—	—	—	—	—
	10	27.37	30.68	—	—	—	—
	20	26.03	28.65	32.03	—	—	—
	30	25.48	27.63	30.46	33.75	—	—
	40	25.42	27.36	29.88	32.80	35.07	—
	50	25.32	27.36	30.02	33.10	35.20	35.58
	60	25.13	27.05	29.61	32.86	36.02	39.47

赤字：再エネの出力抑制を実施したケース

- ・再エネ連系容量（および再エネの出力）が同一の場合、発電機の連系容量が減少するほど、 ΔAG が大きくなり過渡安定性が低下する。

- ・発電機の連系容量（および発電機の出力）が同一の場合、再エネの連系容量が増加するほど、 ΔAG が小さくなり過渡安定性が向上する。ただし、再エネの出力抑制によっては過渡安定性が低下する場合もある。

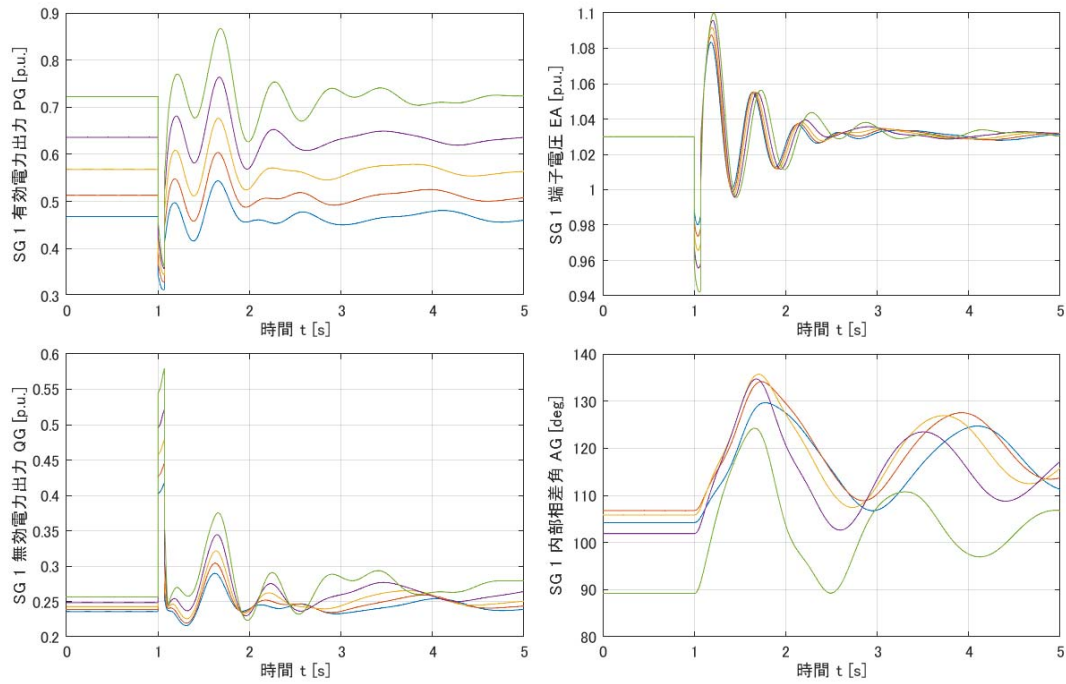
これらの要因について、シミュレーション波形を用いて以下のように分析した。

【発電機の連系容量の減少による影響】

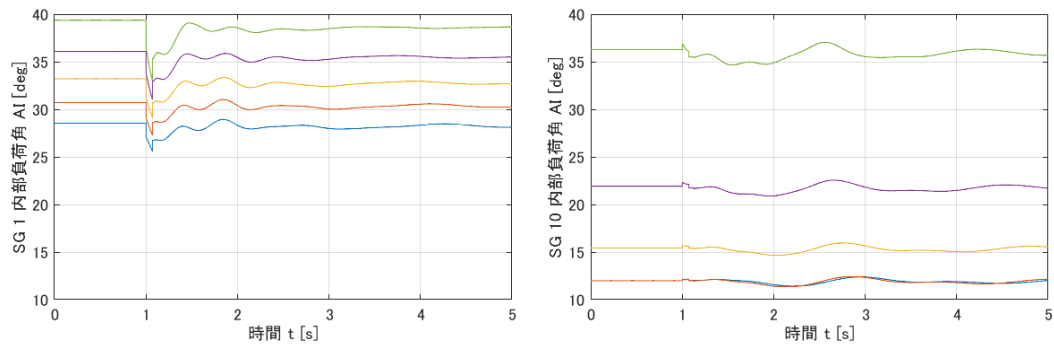
再エネの連系容量を 40 GVA とし、発電機の連系容量を 10 GVA ずつ減少させていった場合における SG 1 の有効電力出力、無効電力出力、端子電圧、内部相差角（SG 10 の内部電圧位相角に対する対象発電機の内部電圧位相角の差）のシミュレーション波形を図 4.4 (a) に示す。

事故発生から事故除去までの間は端子電圧が低下しており、発電機の連系容量が減少するほど、事故中の電圧低下が拡大していた。発電機の連系容量（自己容量）が減少することで、系統容量ベースに換算した発電機内部インピーダンスおよび発電機の連系用変圧器のインピーダンスが増加することになる。すなわち、事故点から発電機の内部電圧までの電氣的距離は等価的に増加し、系統の電圧を維持する能力は低下することになる。これにより、発電機の同期化力は減少する。

また、発電機の連系容量の減少により、系統全体で慣性も減少しているため、発電機は加速・減速しやすくなっている。ただし、同期化力の減少は動揺周期を増加させるが、慣性の減少は動揺周期を減少させる。それらが同時に発生するため、総合的に動揺周期が増加するか減少するかは一意に定まらない。動揺周期が変化することで PSS のダンピング効果も変化するため、発電機の連系容量の減少とダンピングの間に定性的な傾向を見出すことは困難となる場合がある。



(a) SG 1 の応答



(b) SG 1, SG 10 の内部負荷角

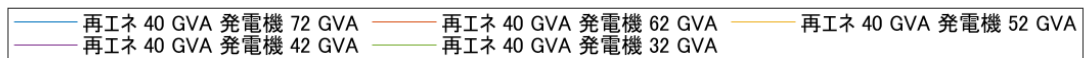


図 4.4 シミュレーション波形

次に、有効電力出力に着目すると、発電機の連系容量が減少するほど、同一の有効電力出力に対する p.u.値は自己容量ベースで増加する様子が確認できる。これは、図 4.4(b) に示すように発電機の内部負荷角（同一の発電機における端子電圧位相角と内部電圧位相角の差）を増加させることになり、同期化力の減少につながる。ここで、SG 1 と SG 10 の内部負荷角（発電機の端子電圧と内部電圧の間の位相差）の変化の度合いに着目する。今回、SG 1～SG 10 における連系容量の減少のさせ方は一律ではなく、負荷と同じ比率で再エネを導入し、連系線潮流が変化しないように電氣的距離が最も小さな地点に位置する発電機の出力および連系容量を減少させている（2.5 節参照）。このため、該当する負荷が比較的大きい SG 10 では、SG 1 に対して発電機の連系容量

の減少度合いが大きく、内部負荷角の増加の度合いも大きい結果となっている。また、発電機の連系容量を 72 GVA および 62 GVA としたケースにおいて、SG 10 の内部負荷角に大きな差異は見られなかった。これらは再エネの出力抑制を実施したケースであり、どちらも SG 10 の出力が下限（定格出力の 20 %）に達しており、内部負荷角の差が現れなかったためである。

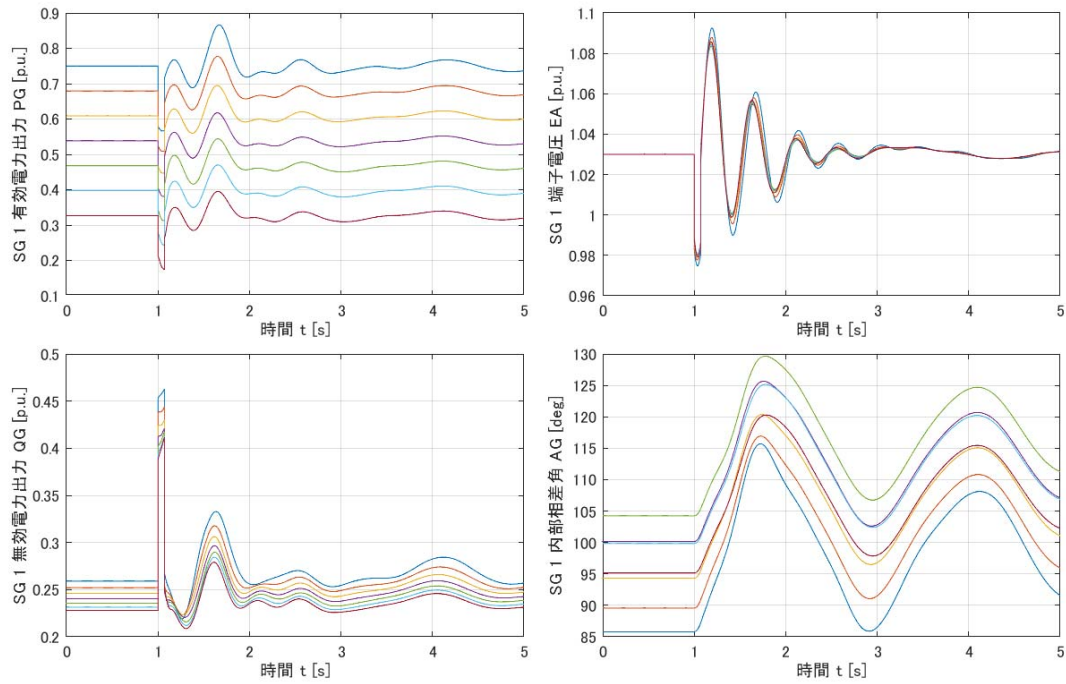
以上の結果から、発電機の連系容量が減少することで事故中の電圧低下が拡大し、各発電機の内部負荷角の増加、系統全体の慣性の減少なども影響して発電機が加速しやすくなり、過渡安定性は低下するものと整理できる。

【再エネの連系容量の減少による影響】

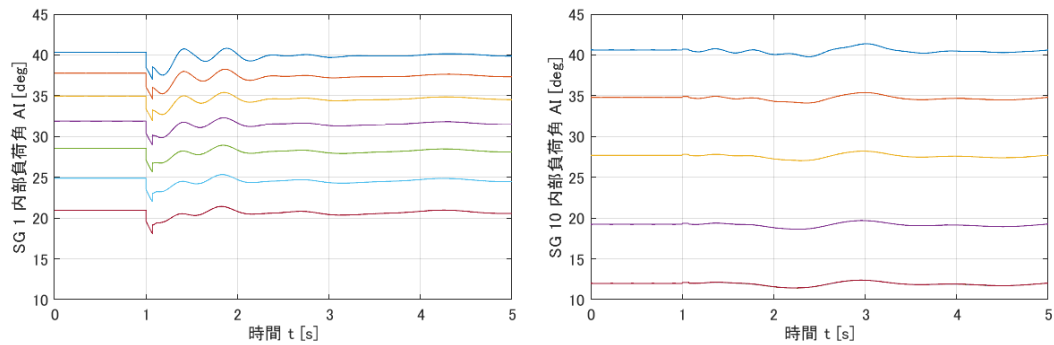
発電機の連系容量を 72 GVA とし、再エネの連系容量を 10 GVA ずつ増加させていった場合における SG 1 の有効電力出力、無効電力出力、端子電圧、内部相差角、また、SG 1 と SG 10 の内部負荷角を図 4.5 に示す。

SG 1 における端子電圧は大差無く、過渡安定性指標との相関は弱いことが確認できる。一方、SG 1 の初期出力と過渡安定性指標の相関が強いことが確認できる。このとき、発電機の出力抑制によって内部負荷角は減少傾向となるため、同期化力は向上するものと考えられる。ここで、SG 1 における内部相差角の初期値の推移に着目すると、特に、再エネの出力抑制を実施しない場合は内部相差角の初期値が単調に増加していたが、再エネの出力抑制を実施すると単調に減少転じていた。そこで、SG 1 と SG 10 の内部負荷角に着目すると、再エネの出力抑制を実施しない場合は SG 1 より SG 10 の内部負荷角の減少度合いが大きく、SG 10 に対する SG 1 の相対的な位相差は増加する傾向が確認できた。また、再エネの出力抑制を実施した場合はいずれも SG 10 の出力が下げ代の下限に到達しており、波形が 12 deg 前後で重なっていることが確認できた。このため、SG 1 の出力抑制により SG 1 の内部相差角が減少傾向になったものと考えられる。

以上の結果は、発電機の連系容量が変化しなければ、再エネ出力の増加によって下げ代の余裕がある範囲内で発電機出力が抑制され、内部負荷角の減少によって過渡安定性が向上するものと整理される。ただし、どの程度の向上であるかは出力抑制する発電機の選び方による。同様の理由で、出力抑制する再エネ選び方によっても過渡安定性は向上する場合も低下する場合がある。これらの点について、派生ケースとして以下に示す。



(a) SG 1 の応答



(b) SG 1, SG 10 の内部負荷角

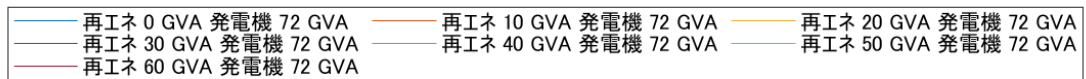


図 4.5 再エネの連系容量の減少による影響

【派生ケース：潮流の変化による影響】

ここまでは、再エネと発電機の連系容量を変化させても連系線潮流は一定となるように各電源の出力を調整していた。しかしながら、実際には天候や再エネの導入地点、出力抑制発電機の選び方などによって連系線潮流は変化し得る。そこで、代表ケースとして再エネの連系容量 40 GVA、発電機の連系容量 52 GVA のケースにおいて、送電系統側（SG 1 および NODE 1 の下位系統）と受電系統側（SG 10 および NODE 9 の下位系統）における特高 WT、特高 PV、配電 PV の出力を 0.1 GW ずつ振り替えた。このとき再エネの連系容量は変化させておらず、振り替え先の再エネで

は出力が定格容量の 80% を超過する条件となり得るが、現実的には天候や PV パネルの積載量などの条件により再エネの出力が定格容量の 80% を超えることは有り得るため、この点については事前に設定した制約条件の逸脱は許容することとした。なお、振り替え元の発電機の下げ代の制約（定格出力の 20%）や再エネの定格出力の制約は逸脱しないように考慮している。

SG 1 の有効電力出力、無効電力出力、端子電圧、内部相差角、また、SG 1 と SG 10 の内部負荷角、代表的な連系線の有効電力潮流を図 4.6 に示す。

発電機出力または再エネ出力を送電系統側（SG 1）から受電系統側（SG 10）に振り替えた場合は連系線潮流が減少し、過渡安定性が向上する傾向が確認できた。対照的に、受電系統側（SG 10）から送電系統側（SG 1）に出力の振り替えを実施した場合は連系線潮流が増加するため、過渡安定性が低下した。また、出力の振り替えを発電機同士とした場合、再エネ同士で振り替えた場合と比較して ΔAG はほぼ同等の結果となった。このとき、発電機の内部負荷角の差異は見られるものの、広域的に潮流が変化しているため、発電機の内部負荷角よりも連系線で生じる位相差のほうが、相対的に影響が大きくなったものと考えられる。

以上の結果から、再エネ出力の偏りや出力抑制する対象発電機の選び方によって、連系線潮流が送り方向に増加する場合は過渡安定性が低下し、連系線潮流が送り方向に減少する場合は過渡安定性が増加すると整理できる。すなわち、再エネと発電機の連系容量のみから過渡安定性を評価することはできず、それらの位置関係と潮流の変化も過渡安定性に影響を及ぼすことになる。

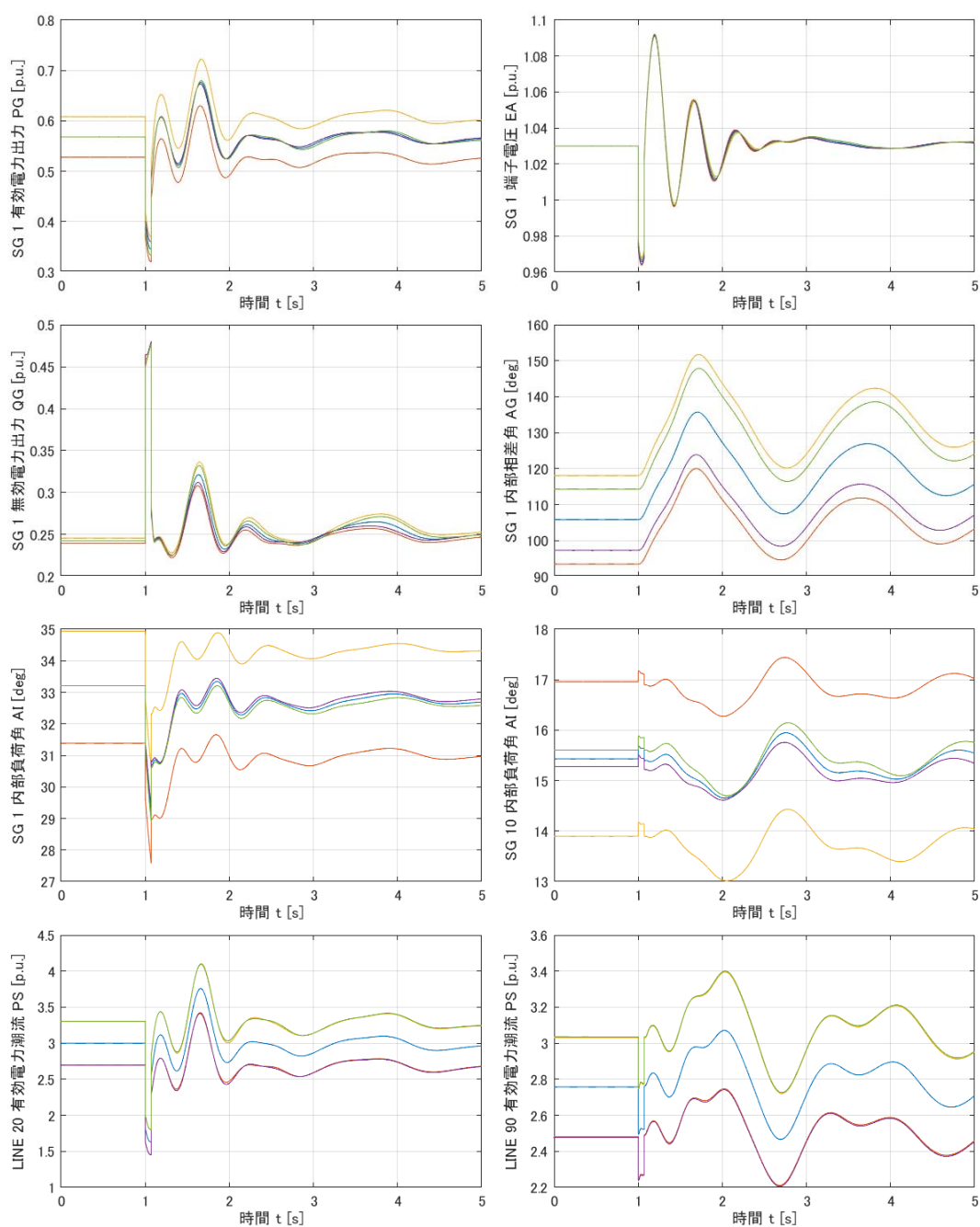


図 4.6 潮流の変化による影響

【派生ケース：再エネ脱落の影響】

系統事故時の電圧低下や電圧位相跳躍などにより、再エネにおける単独運転検出機能や各種の保護リレーが不要動作すると、再エネがゲートブロックまたは解列となるため一時的に有効電力を供給できなくなり、系統からは再エネが脱落したように見える。再エネが広範囲で脱落すると電力需要に対する供給が不足し、周波数が低下する場合がある。この問題に対応するため、再エネには事故時運転継続（FRT：Fault Ride Through）要件が定められており^[71]、その範囲内の電圧変動・周波数変動・位相変動に対しては脱落しないことが保証されていると考えられる。しかしながら、我が国において FRT 要件が定められたのは 2010 年頃であり、それ以前に製造された製品は FRT 要件に非対応の機種となる。このため、現実的には FRT 対応機種と FRT 非対応機種が混在していることになる。また、事故点近傍では FRT 要件を超える変動が過渡的に発生することから、FRT 対応機種であってもリレーの動作条件が満たされれば脱落に至る。さらには、単独運転検出機能の判定ロジックは機種毎に異なり、非公開の情報となっている。このため、FRT 要件への対応・非対応の分類だけではなく、それらの中でも検出感度が大きくばらついていることが確認されている^[72]。

以上から、単独運転検出機能のモデルは一意に定まらないため、再エネの連系容量 40 GVA、発電機の連系容量 52 GVA のケースにおいて、単独運転検出機能や各種のリレーは詳細に模擬せず、事故発生から 2 cyc（40 ms）後に再エネが連系されているブランチを強制的に開放することで再エネの脱落を模擬した。ただし、再エネの脱落地点を送電系統側（NODE 2 の下位系統）と受電系統側（NODE 8 の下位系統）に設定し、再エネの脱落地点による差異を表現できるようにした。ここで NODE 1、NODE 9 を選定していないのは、再エネの脱落量を揃えるためである。また、配電 PV の単独運転検出機能が不要動作したものと仮定しており、単独運転検出機能がロックされる特高 WT・特高 PV は運転継続しているものとした。

SG 1 の有効電力出力、無効電力出力、端子電圧、内部相差角、また、SG 1 と SG 10 の内部負荷角、代表的な連系線の有効電力潮流を図 4.7 に示す。

再エネが脱落すると、各発電機で脱落した再エネの出力を補うように負荷分担が変化する。このとき、再エネの脱落地点からみて電氣的距離が近い発電機ほど負荷分担は大きくなる。すなわち、送電系統側で再エネが脱落した場合は SG 1、SG 2 など送電系統側の発電機における有効電力出力の増加が顕著となり、受電系統側で再エネが脱落した場合は SG 9、SG 10 など受電系統側の発電機における有効電力出力の増加が顕著となる。このため、発電機の出力増加が大きいほど内部負荷角の分担は大きくなる。しかしながら、SG 1 の内部相差角に着目すると、必ずしも SG 1 の内部負荷角の増加と同じ系統とはなっていない。これは、内部相差角は内部負荷角だけでなく、連系線などで生じる位相変化も含めた値であるためと考えられる。すなわち、送電系統側で再エネが脱落した場合は受電系統側の発電機においても少なからず負荷を分担することになるため、連系線潮流は送り方向に減少することになる。また、受電系統側で再エネが脱落した場合は逆の傾向となる。本ケースでは、連系線潮流の増減と SG 1 の内部相差角の相関が強く表れたものと考えられる。

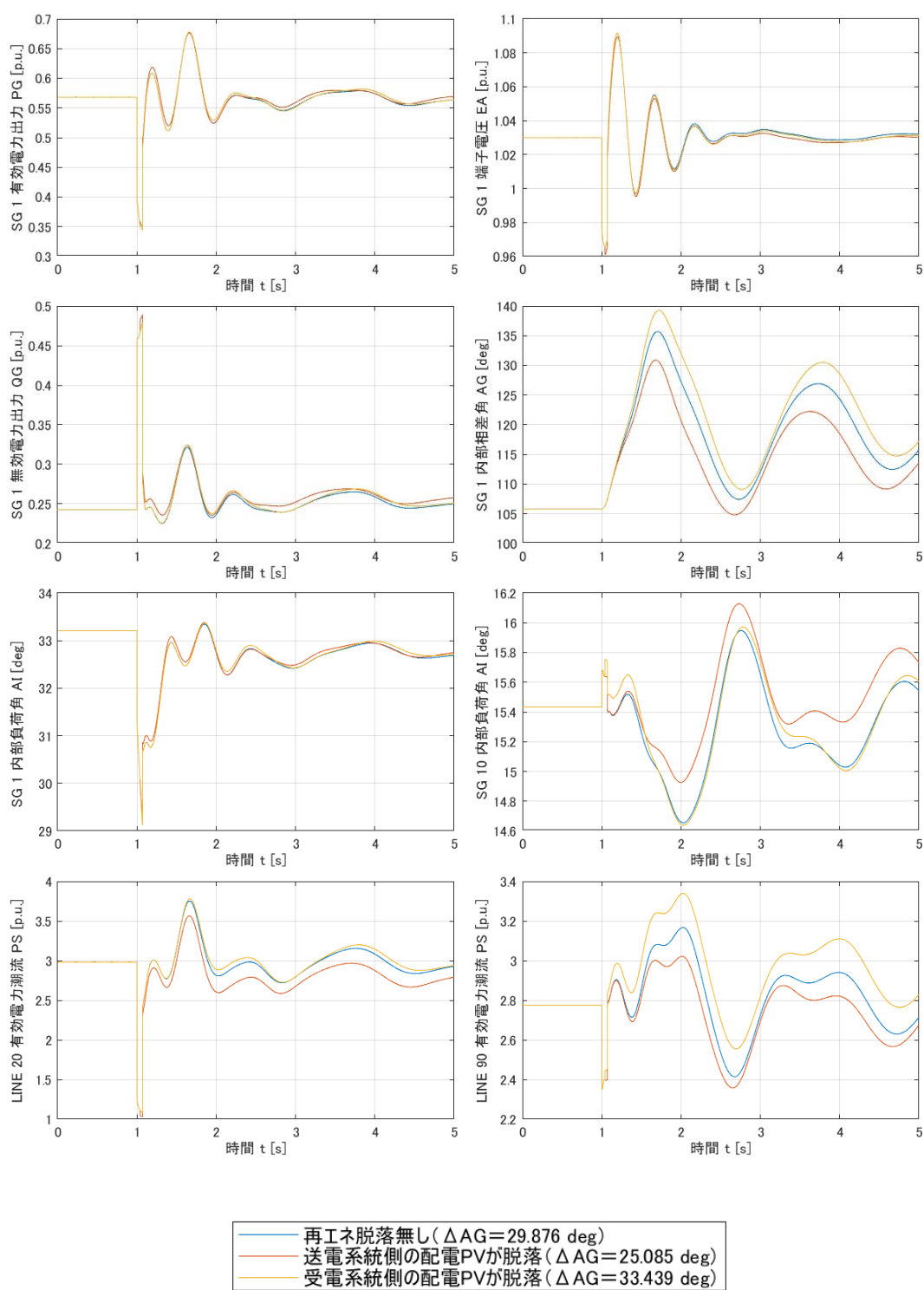


図 4.7 再エネ脱落の影響

【過渡安定性の評価のまとめ】

再エネの導入拡大による過渡安定性への基本的な影響は、図 4.8 のようにまとめることができる。過渡安定性を維持するには発電機の連系容量を維持することが重要であるが、実態としては経済性や下げ代の制約から発電機を停止せざるを得ないのが現状である。しかしながら、過渡安定性に影響する要素は発電機の連系容量だけでなく、連系線潮流の変化や再エネの脱落の有無等が影響することを明らかとした。このため、発電機の連系容量のみから過渡安定性の向上・低下を判断することは困難であり、特に運用容量を定めるような機微な場面においては、解析精度の担保されたモデルを用いた詳細なシミュレーション結果を用いることが望ましい。

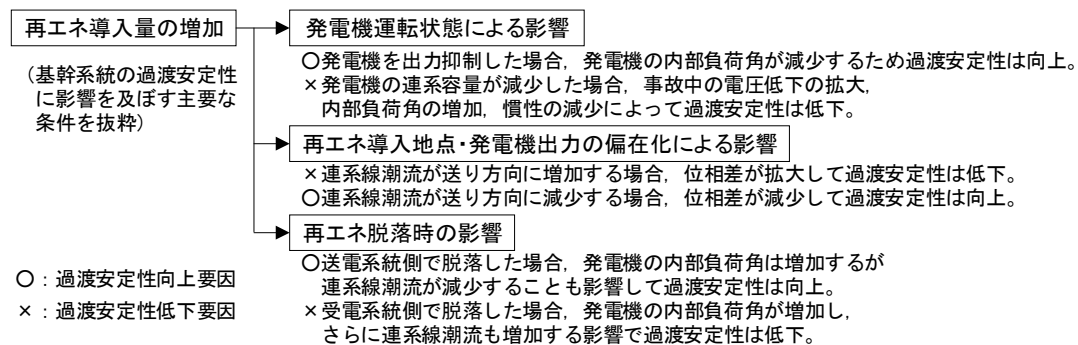


図 4.8 再エネ大量導入が過渡安定性に及ぼす基本的な影響

図 4.8 の結論は、2017 年に学術論文として採択されており、当時は再エネ導入拡大が過渡安定性に及ぼす影響が明確化されていなかったことから新規性が認められた。ただし、当時は再エネ導入量として約 30 GW（全国大で 53 GW に相当し、2020 年までの政府目標とされた再エネ導入量である）を想定しており、その条件で再エネに動的無効電流制御を付加しても不安定化する事象は確認できなかった。また、2024 年現在では、日本政府が目標とする 2030 年時点の再エネ導入量は約 141 GW と増大しており、現実的に再エネの出力抑制も実施されている。そこで、本節ではこれらの条件を考慮して再エネ導入拡大が過渡安定性に及ぼす影響を再整理したところ、同様の結論が得られた。このため、2017 年当時の学術論文で導き出した結論の妥当性を、改めて確認することができた。

4.1.3 動的無効電流制御による過渡安定性の向上効果と課題

図 4.8 においては、発電機の連系容量と連系線潮流の変化に着目しているが、過渡安定性に影響する他の要素として、無効電力の供給による電圧維持能力の変化が挙げられる。無効電力の供給源としては発電機が主であるが、STATCOM などの FACTS 機器によっても無効電力を供給することが可能である。また、再エネにおいては電圧偏差に応じて無効電力（無効電流）を供給する動的無効電流制御（3.6.1 項）を実装可能である。本項では、動的無効電流制御による過渡安定性への貢献について述べる。

各下位系統の特高 PV、特高 WT において動的無効電流制御を有効にし、過渡安定性を再評価した結果を表 4.3 に示す。表 4.2 と比較して、発電機の連系容量が 22 GVA となるケースを除いた

他の全てのケースで ΔAG が減少しており、過渡安定性が向上することが確認された。代表ケースとして、再エネの連系容量 40 GVA、発電機の連系容量 52 GVA のケースにおける SG 1 の有効電力出力、無効電力出力、端子電圧、内部相差角、また、NODE 1 の特高 PV における有効電力出力、無効電力出力、端子電圧を図 4.9 に示す。

動的無効電流制御により、再エネから電圧低下中は無効電力が出力され、電圧上昇中は無効電力が消費されていることが波形から確認された。これにより、再エネの自端電圧の変動が抑制されている。さらには、再エネの自端電圧より程度は小さいが、発電機の端子電圧においても電圧変動が抑制されていることを確認した。特に、事故発生から事故除去までの間に電圧低下を抑制できていることは、有効電力の低下を抑制することにもつながるため、過渡安定性、特に同期化力の向上に貢献しているものと考えられる。

表 4.2 ΔAG [deg]による過渡安定性の評価（再掲）

		発電機の連系容量 [GVA]					
		72	62	52	42	32	22
再エネの 連系容量 [GVA]	0	29.89	—	—	—	—	—
	10	27.37	30.68	—	—	—	—
	20	26.03	28.65	32.03	—	—	—
	30	25.48	27.63	30.46	33.75	—	—
	40	25.42	27.36	29.88	32.80	35.07	—
	50	25.32	27.36	30.02	33.10	35.20	35.58
	60	25.13	27.05	29.61	32.86	36.02	39.47

赤字：再エネの出力抑制を実施したケース

表 4.3 動的無効電流制御を有効化した場合の ΔAG [deg]

		発電機の連系容量 [GVA]					
		72	62	52	42	32	22
再エネの 連系容量 [GVA]	0	29.89	—	—	—	—	—
	10	26.76	29.84	—	—	—	—
	20	25.29	27.52	30.47	—	—	—
	30	24.58	26.42	28.73	31.46	—	—
	40	24.32	25.95	27.94	30.17	不可*	—
	50	24.10	25.68	27.64	29.77	不可*	不可*
	60	23.91	25.37	27.21	29.20	不可*	不可*

赤字：再エネの出力抑制を実施したケース

*：約 20 Hz の振動が発生して過渡安定性の妥当な評価ができなかったケース

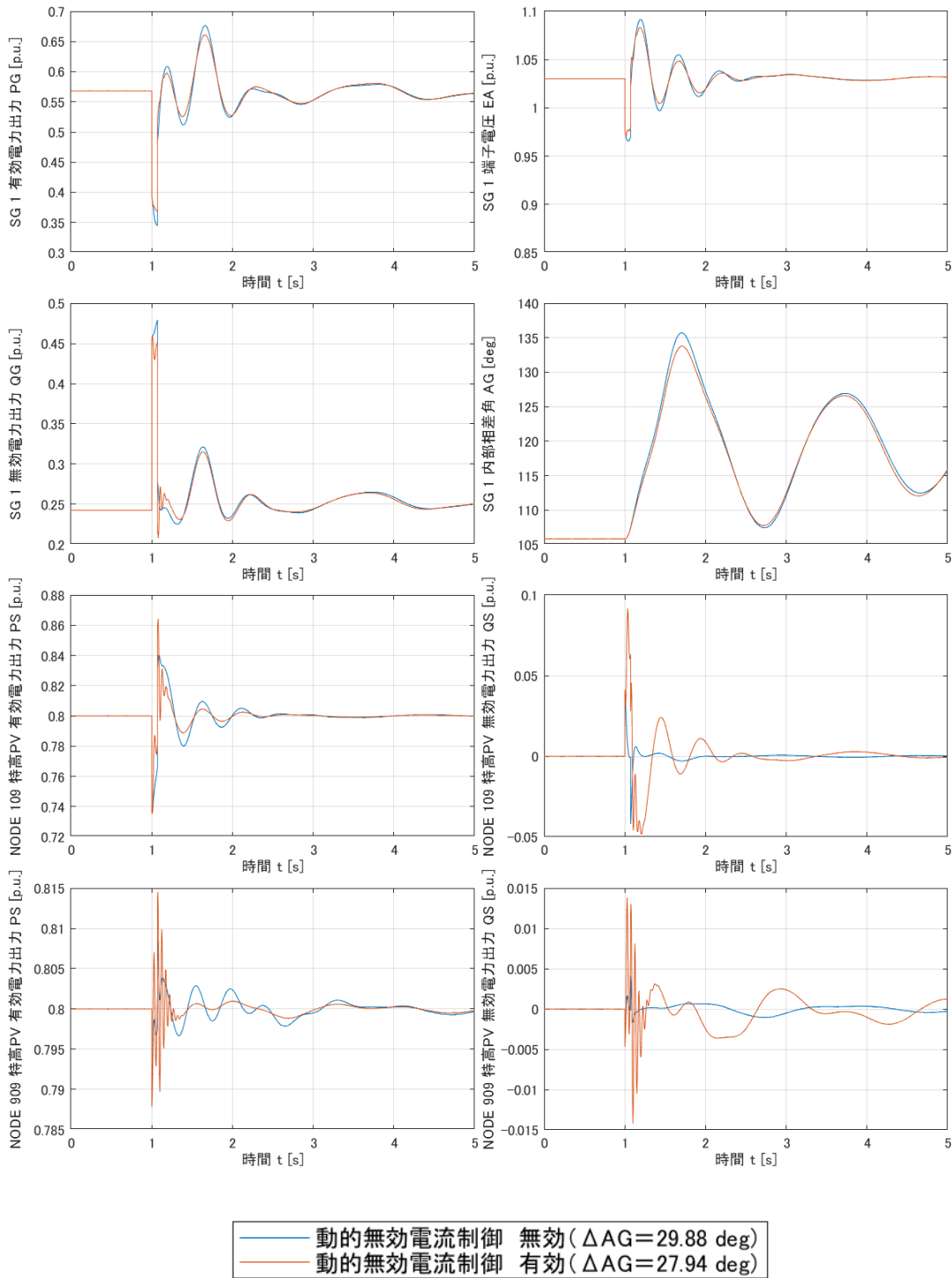


図 4.9 動的無効電流制御を有効化した場合のシミュレーション波形

ここで、約 20 Hz の振動が発生した例として、再エネの連系量が 60 GVA、発電機の連系容量が 32 GVA のケースにおけるシミュレーション波形を図 4.10 に示す。

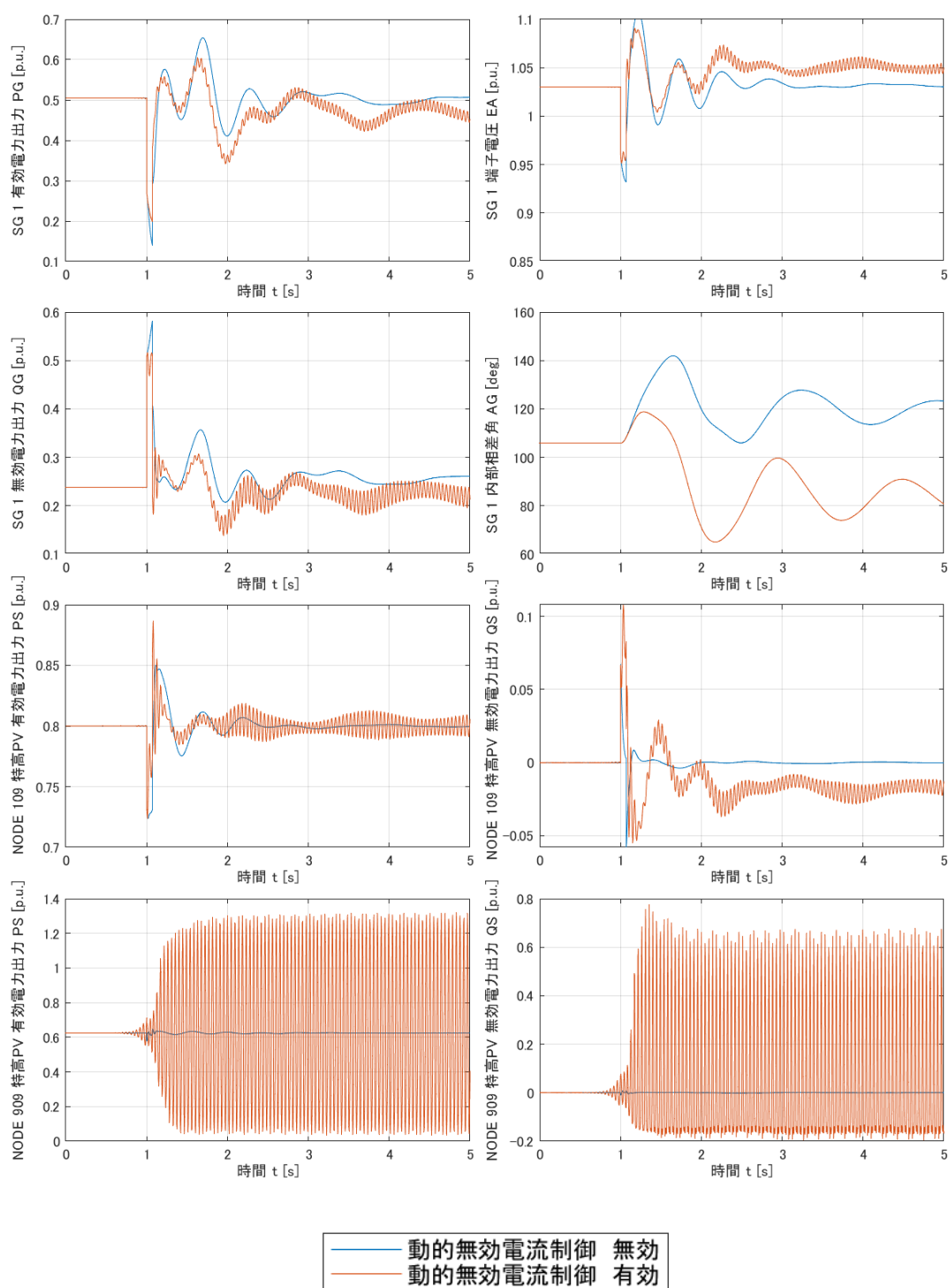


図 4.10 動的無効電流制御の振動

図 4.10 の波形見られる約 20 Hz の振動は動的無効電流制御を有効とした場合において発生しており、電圧変動させることで再エネの有効電力制御にも影響を及ぼしている。その結果、発電機の端子電圧や有効電力出力、無効電力出力においても同様の周期で振動が発生しており、電圧が高めに推移する影響などで内部相差角が減少する結果となった。図 3.6 に示すように、インバータの制御としては過電流とならないよう電流指令値は 1.0 p.u. で制限している。しかしながら、PLL の遅れなどの影響と考えられるが、図 4.10 では振動中に 1.0 p.u. が出力されている。今回、機器保護リレーは模擬していないため特高 PV は運転継続しているが、イギリスの事例^{[30][31]}のように実際にはトリップする恐れがある。また、トリップは免れたとしても、電圧フリッカなどの要因となり得るため、実系統において発生させてはならない事象であることがわかる。

このため、動的無効電流制御の振動が継続しているケースにおいて過渡安定性を評価することよりも、振動の抑制対策について検討することが重要である。なお、多機系統においては動的な特性を有する要素が複数存在するため、動的無効電流制御が振動した要因を端的に抽出することは困難である。そこで、以下のように事象を単純化して動的無効電流制御の振動が発生するメカニズムを整理した。

動的無効電流制御は検出した電圧に比例した無効電流を系統に注入するロジックで動作している。系統に無効電流が供給されると、テブナン等価インピーダンスに応じて自端の電圧が変動する。その結果、動的無効電流制御の入力値も変動するため、フィードバック系が構成される(図 4.11)。このフィードバック系は無限大母線系統モデルにおいても成立し、その一巡伝達関数は(4.1) 式で表すことができる。一巡伝達関数のゲイン余裕が無くなると、フィードバック系としては不安定ということになり、振動的な応答が発生・継続するものと考えられる。この検証のため、図 4.12 に示す無限大母線系統モデル(系統リアクタンス $X=0.8$ p.u.) において動的無効電流制御を適用したインバータを接続し、検出遅れ $T=0.01$ s に固定し、制御ゲイン K とむだ時間 t を表 4.4 に示す組み合わせに設定した。

$$G(s) = \frac{1}{1+Ts} \cdot K \cdot e^{-ts} \cdot \frac{1}{1+0.01s} \cdot \frac{\text{連系容量}}{\text{基準容量}} \cdot X \quad (4.1)$$

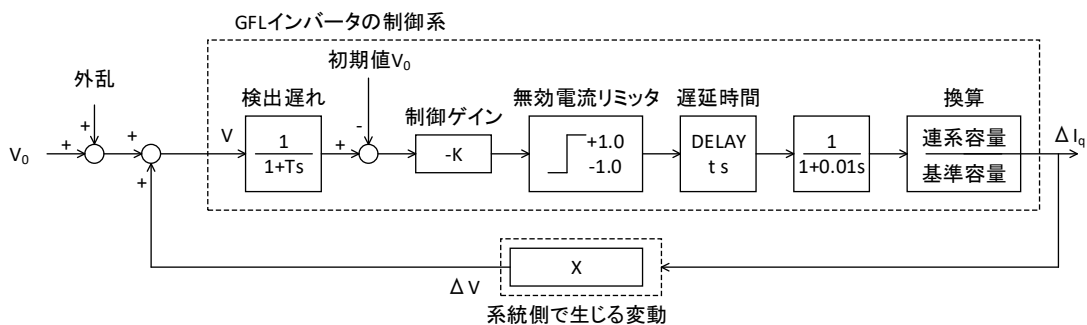


図 4.11 動的無効電流制御とテブナン等価インピーダンスで構成されるフィードバック系

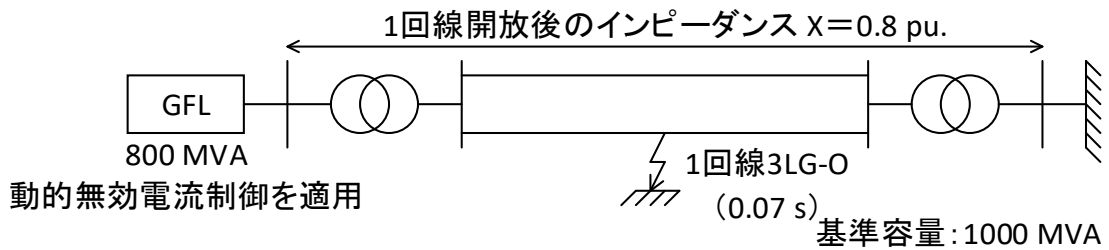


図 4.12 検証に用いた無限大母線系統モデル

表 4.4 動的無効電流制御の定数設定

制御ゲイン K	むだ時間 t [s]
2.0	0.02
4.0	0.02
2.0	0.15

設定した 3 ケースにおける一巡伝達関数のボード線図を図 4.13 に示す。制御ゲイン 2.0、むだ時間 0.02 s としたケース（緑）ではゲイン余裕が確保されているのに対し、制御ゲインを 4.0 に増加させたケース（赤）やむだ時間を 0.15 s に増加させたケース（黒）ではゲイン余裕が無くなる特性となっている。このときのシミュレーション結果を図 4.14 に示す。緑のケースでは約 14 Hz の振動が発生しつつも時間経過で収束しているため、「安定」であった判別結果と合致する。また、赤のケースでは約 14 Hz の振動が発生・継続しており、「不安定」であった判別結果と合致するだけでなく、位相線図が -180 度となる周波数とシミュレーション結果から確認できる動揺周波数も合致していた。黒のケースにおいては不安定時の動揺周波数が異なるが、安定判別結果、位相線図が -180 度となる周波数（約 3 Hz）との合致を確認した。これらの結果から、動的無効電流制御がテブナン等価インピーダンスとで構成されるフィードバック系の不安定性により振動し、継続するということの妥当性が確認できる。なお、図 4.10 においては事故発生前から動的無効電流制御が振動し始めていたが、これも事故発生前の線形特性が既に不安定であったためと考えられる。理想的には、外乱が発生した 1 秒時点から振動が発生するものであるが、シミュレーション上は有効桁数が設定されており、小数点以下第 6 位までしか計算されていない。このため、外乱発生前の定常状態において潮流計算結果とわずかな誤差が生じている。そのわずかな誤差が外乱となって、少しずつ振動・発散したために事故発生まえから振動が発生したものと考えられる。

また、一巡伝達関数から、動的無効電流制御に関して以下のことが言える。

- ・制御ゲインが大きいほど、ゲイン特性が上方向にシフトし、ゲイン余裕が小さくなることで不安定化しやすくなる。
- ・むだ時間が大きいほど、位相特性が左方向にシフトし、ゲイン余裕が小さくなることで不安定化しやすくなる。また、不安定となる振動周波数が小さくなる。このため、むだ時間の程度によっては図 4.10 に見られた約 20 Hz の振動が発生し得る。
- ・系統リアクタンスが大きいほど、一巡伝達関数としては制御ゲインが大きい場合と同じ傾向となり、不安定化しやすくなる。

・インバータの連系容量が大きいほど、一巡伝達関数としては制御ゲインが大きい場合と同じ傾向となり、不安定化しやすくなる。

これらの傾向は、動的無効電流制御の振動を抑制するための方策を考案するために重要な情報となる。具体的な振動抑制対策については 5.1 節で述べる。

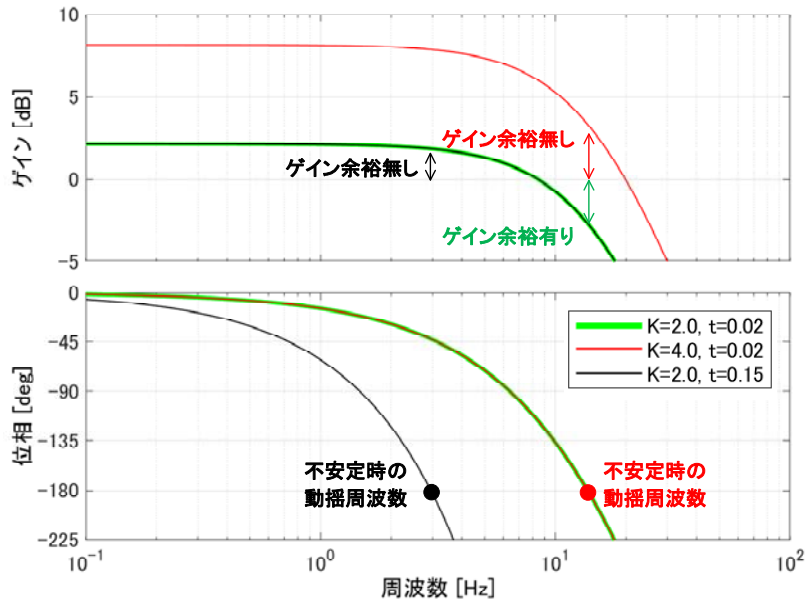


図 4.13 ボード線図による安定判別

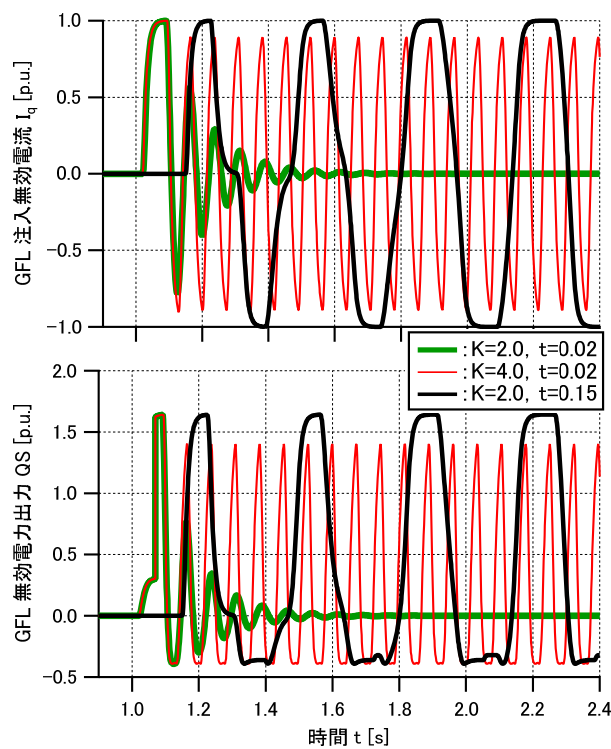


図 4.14 シミュレーションによる検証結果

4.2 周波数安定性

大電源の脱落などが発生し、需要に対して供給が不足すると系統の周波数が低下し、系統崩壊を防ぐための負荷遮断などによって、一部の地域では大規模な停電が発生するおそれがある。このとき、発電機においてはガバナが応答し、機械トルクを増大させることで有効電力出力が増加し、周波数低下が抑制される。また、発電機自身は回転体であるため回転エネルギー（慣性）を有しており、(4.2) 式で示される動揺方程式によって過渡的に応答する。ここで、 M は発電機の慣性、 ω は回転速度、 ω_n は定格回転速度、 P_m は機械入力（≡機械トルク）、 P_e は電気出力（＝有効電力）を表している。簡単のため、系統に連系している全ての発電機において回転速度を同一とみなせば、系統全体の動揺方程式は (4.3) 式で表される。(4.3) 式において電源脱落により ΣP_m が減少した場合、 ΣP_e は負荷（総需要）に相当するため一定とみなせば、系統の慣性 ΣM が小さいほど $d\omega/dt$ の大きさは増大する傾向となる。 $d\omega/dt$ は RoCoF（Rate of Change of Frequency）と呼ばれることもあり、電源脱落直後の周波数変動の傾きを表している。以上から、周波数安定性の評価には発電機の回転速度に着目すれば良いことがわかる。

$$\frac{M}{\omega_n} \cdot \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (4.2)$$

$$\frac{\Sigma M}{\omega_n} \cdot \frac{d\omega}{dt} = \Sigma P_m - \Sigma P_e \quad (4.3)$$

一方、今回の解析に用いた WEST 10 機系統モデルにおいては、上記の運動方程式に加え、負荷分担が発電機ごとに異なる影響も考慮する必要がある。簡単のため、図 4.15 に示す系統を用いて負荷分担の差異について述べる。文献[73]に示されているように、発電機 SG_A 、 SG_B が出力 P_{A0} 、 P_{B0} で負荷 $P_{L0} = P_{A0} + P_{B0}$ に供給している状態で負荷 ΔP_L を投入したとき、投入直後の各発電機の出力変化は ΔP_A 、 ΔP_B で表せるものとする。この ΔP_A 、 ΔP_B は電源脱落後の負荷分担の変化とも捉えることができる。

P_{L0} 、 ΔP_L を定電力負荷とし、 SG_A 、 SG_B の過渡リアクタンスを X_A' 、 X_B' 、内部電圧を $E_A' \angle \delta_A$ 、 $E_B' \angle \delta_B$ 、母線電圧を $V_L \angle \delta_L$ とすれば、 P_{A0} 、 P_{B0} は (4.4) 式で表される。

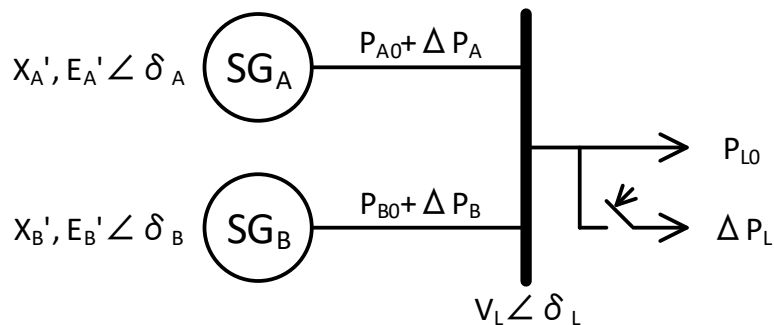


図 4.15 負荷増加時（電源脱落時）における発電機の出力変化^[73]

$$\begin{cases} P_{A0} = \frac{E_A' V_L}{X_1'} \sin(\delta_A - \delta_L) \\ P_{B0} = \frac{E_B' V_L}{X_1'} \sin(\delta_B - \delta_L) \end{cases} \quad (4.4)$$

発電機の AVR には応答遅れがあるため負荷投入直後の内部電圧は一定とみなすことができる。また、 V_L の大きさの変化を微小として無視すれば、 ΔP_A 、 ΔP_B および SG_A 、 SG_B と母線 B 間の相互同期化力 K_{AL} 、 K_{BL} はそれぞれ (4.5) 式、(4.6) 式で表される。

$$\begin{cases} \Delta P_A = -K_{AL} \Delta \delta_L \\ \Delta P_B = -K_{BL} \Delta \delta_L \end{cases} \quad (4.5)$$

$$\begin{cases} K_{AL} = -\frac{\partial P_{A0}}{\partial \delta_L} = \frac{E_A' V_L}{X_A'} \cos(\delta_A - \delta_L) \\ K_{BL} = -\frac{\partial P_{B0}}{\partial \delta_L} = \frac{E_B' V_L}{X_B'} \cos(\delta_B - \delta_L) \end{cases} \quad (4.6)$$

ここで、(4.7) 式の関係が成立するため、(4.5) 式に代入して整理すると (4.8) 式が得られる。

$$\Delta P_L = \Delta P_A + \Delta P_B = -(K_{AL} + K_{BL}) \Delta \delta_L \quad (4.7)$$

$$\begin{cases} \Delta P_A = \frac{K_{AL} \Delta P_L}{K_{AL} + K_{BL}} \\ \Delta P_B = \frac{K_{BL} \Delta P_L}{K_{AL} + K_{BL}} \end{cases} \quad (4.8)$$

(4.8) 式は、負荷投入直後の ΔP_A 、 ΔP_B が相互同期化力に比例して分担されることを示している。これに WEST 10 機系統の大電源脱落を当てはめれば、大電源脱落はマイナスの負荷投入、 SG_A は SG_1 、 SG_B は $SG_2 \sim SG_{10}$ の縮約と考えることができ、上記の相互同期化力の比率による負荷分担の差異が生じることとなる。すると、電源脱落直後においては脱落発電機との電氣的距離が近い発電機ほど (4.7) 式より K_{AL} が大きくなり、その結果、(4.8) 式より負荷分担が大きくなる。すなわち、(4.2) 式における P_e が大きくなるため、 $d\omega/dt$ は負方向に増大することになる。このため、同一時点における RoCoF は発電機毎に差異が生じることになる。以上を踏まえ、本論文では評価の基準を 4.2.1 項のように設定した。

4.2.1 事故条件と評価指標

脱落発電機の選び方は一通りではないが、基本的な潮流方向は東向き (SG_1 から SG_{10} への方向) であるため、受電系統側 (SG_{10} 側) で電源脱落が発生すると、系統に残っている発電機の

それぞれで負荷分担が増加し、東向きの潮流が増加する。その結果、連系線 LINE 20～90 で位相角が増大することになるため、過渡安定性が厳しくなり脱調に至るおそれがある。本項では過渡安定性ではなく周波数安定性を評価することが目的であるため、脱落発電機は送電系統側の末端に位置する SG 1 から定格容量 3000 MVA、定格出力 2700 MVA、初期出力 2000 MW の発電機 SG 0 を切り出し、SG 0 の連系用変圧器を開放することでルート断による電源脱落を模擬した（図 4.16）。なお、SG 0 の電源脱落量は総負荷（47.25 GW）の 4.2 % に相当するものである。

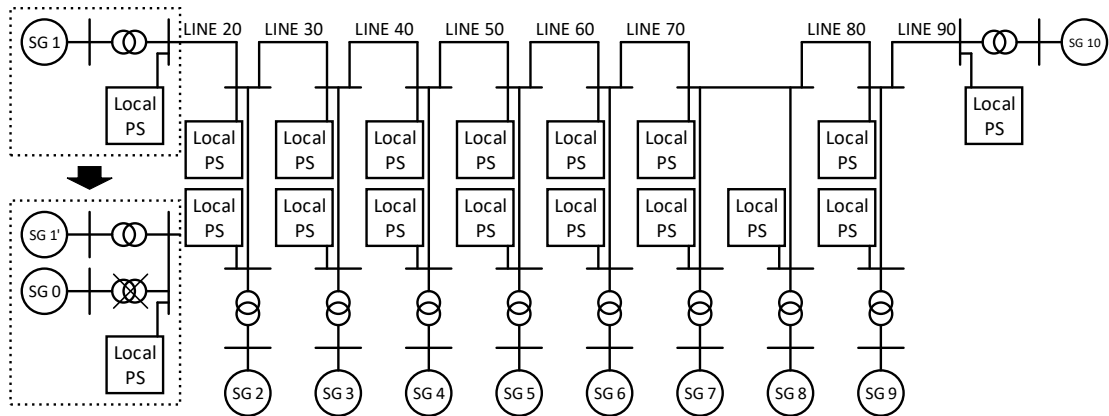


図 4.16 WEST 10 機系統モデルにおける電源脱落の模擬

次に、上記の事故条件において着目すべき発電機を選定する。4.2 節で述べたように、脱落発電機から電氣的距離が近いほど負荷分担が大きくなり、RoCoF も大きくなることが図 4.17 から波形的にも確認できる。このため、周波数低下が最も大きくなる SG 1' の速度偏差（60 Hz に相当する基準回転数に対する当該発電機の回転速度の偏差）から周波数を評価することとした。

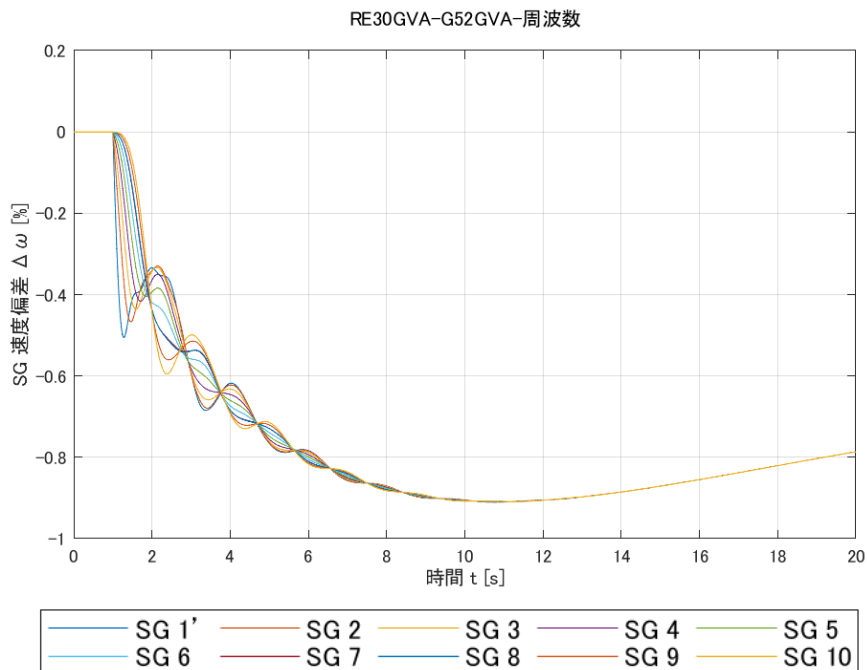


図 4.17 周波数安定性の評価に用いる発電機を選定

ここで、3.6.2 項で述べたように周波数安定性に貢献する系統安定化機能としては、LFSM を考慮している。LFSM は一次調整力として動作するものであり、電源脱落から数秒経過した時点における Nadir の改善に寄与するものであるが、RoCoF に対しても若干の貢献があるものと考えられる。このため、RoCoF および Nadir をシミュレーション波形から読み取り、周波数安定性の評価指標として用いることとした（図 4.18）。なお、RoCoF を求めるには時間窓を定義する必要がある。そこで、本論文では 100 ms 当たりの周波数変化率を RoCoF と定義して用いることとした。

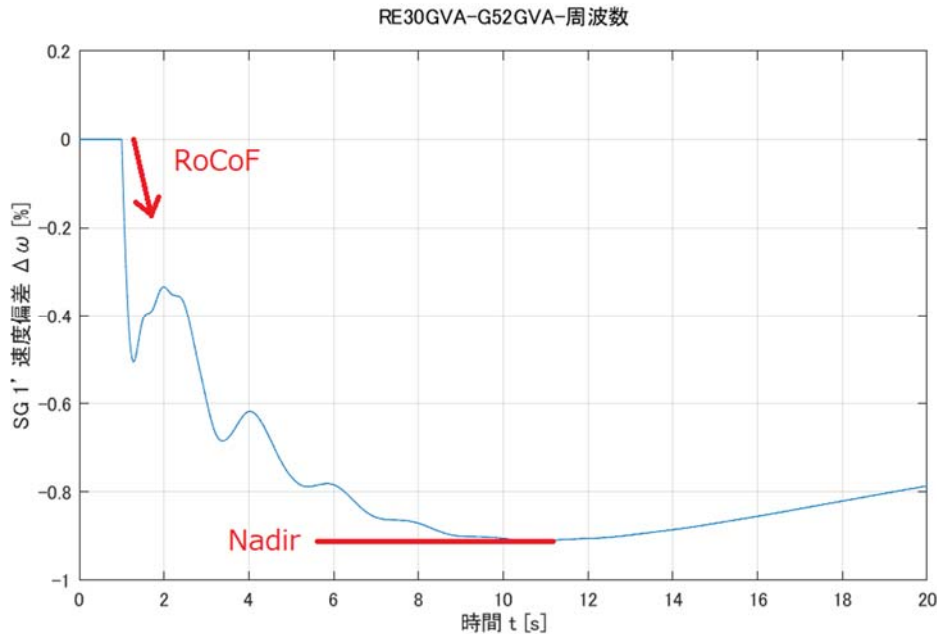


図 4.18 周波数安定性の評価指標

4.2.2 周波数安定性の評価

4.2.1 項で述べた評価指標 RoCoF, Nadir を用いて周波数安定性を評価した結果を表 4.5 に示す。

表 4.5 RoCoF [Hz / s]による周波数安定性の評価

		発電機の連系容量 [GVA]					
		72	62	52	42	32	22
再エネの 連系容量 [GVA]	0	-1.33	—	—	—	—	—
	10	-1.41	-1.48	—	—	—	—
	20	-1.46	-1.56	-1.66	—	—	—
	30	-1.50	-1.62	-1.75	-1.89	—	—
	40	-1.53	-1.66	-1.81	-2.00	-2.20	—
	50	-1.55	-1.69	-1.86	-2.07	-2.34	-2.66
	60	-1.57	-1.71	-1.89	-2.12	-2.42	-2.84

赤字：再エネの出力抑制を実施したケース

表 4.6 Nadir [Hz]による周波数安定性の評価

		発電機の連系容量 [GVA]					
		72	62	52	42	32	22
再エネの 連系容量 [GVA]	0	-0.34	—	—	—	—	—
	10	-0.34	-0.41	—	—	—	—
	20	-0.34	-0.41	-0.56	—	—	—
	30	-0.34	-0.40	-0.55	-0.81	—	—
	40	-0.34	-0.40	-0.53	-0.77	-1.19	—
	50	-0.34	-0.39	-0.52	-0.75	-1.14	-2.19
	60	-0.34	-0.39	-0.52	-0.74	-1.11	-2.04

赤字：再エネの出力抑制を実施したケース

この結果からは、以下の傾向が読み取れる。

- ・再エネの連系容量（および再エネの出力）が同一の場合、発電機の連系容量が減少するほど、RoCoF および Nadir は拡大する傾向となり、周波数安定性が低下する。
- ・発電機の連系容量（および発電機の出力）が同一の場合、再エネの連系容量が増加するほど、RoCoF は若干の拡大傾向となるが、Nadir は縮小する傾向となる。

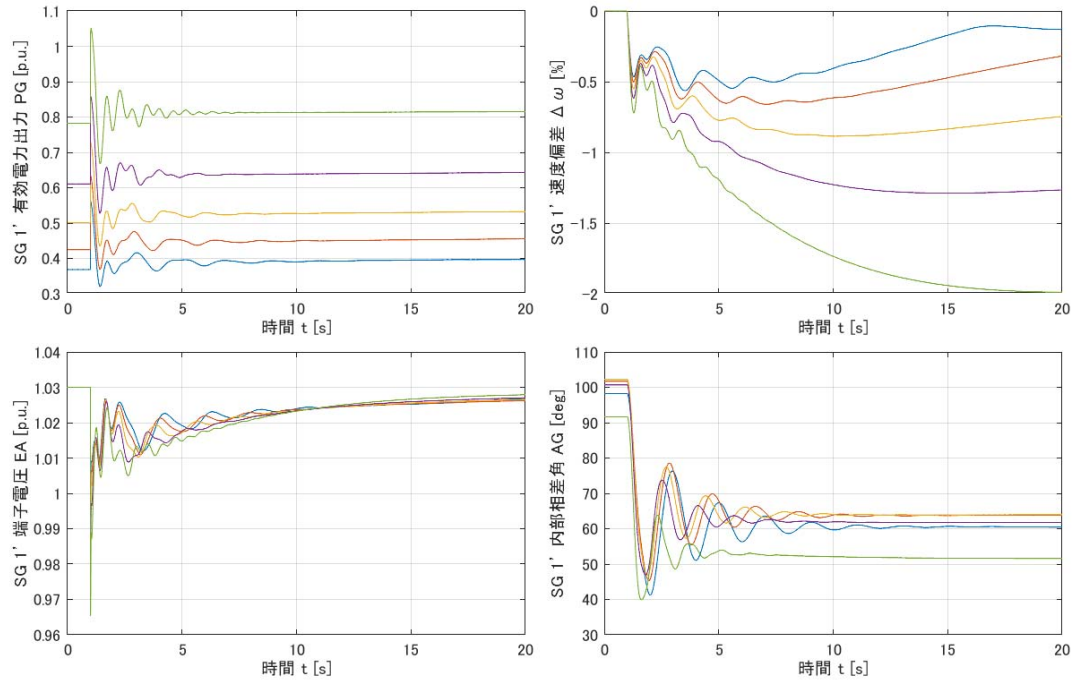
これらの要因について、シミュレーション波形を用いて次のように分析した。

【発電機の連系容量の減少による影響】

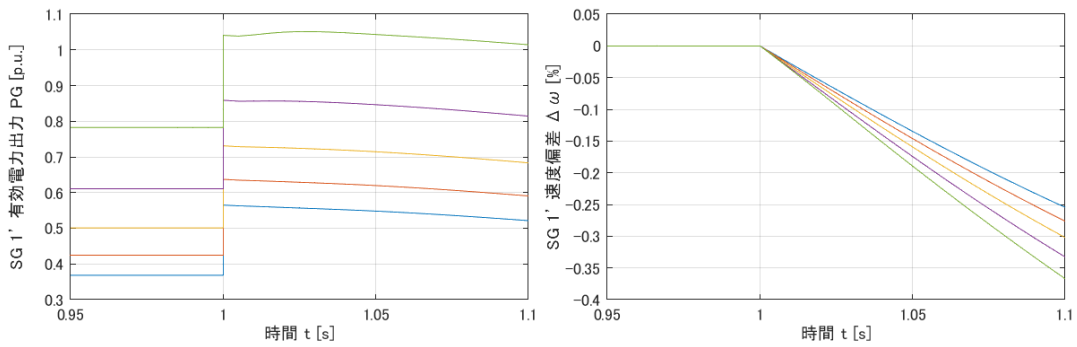
再エネの連系容量を 40 GVA とし、発電機の連系容量を 10 GVA ずつ減少させていった場合における SG1 の有効電力出力、端子電圧、速度偏差、内部相差角のシミュレーション波形を図 4.19 に示す。

本論文における発電機の停止は、3.3 節に述べたようにガバナフリー機の停止を模擬している。このため、発電機の連系容量が減少すると一次調整力が不足することにより、周波数を戻しきれなくなっていることがわかる。また、発電機の連系容量が減少することで系統の慣性が減少することで RoCoF が悪化することは 4.2 節で述べたが、その傾向を電源脱落直後の拡大図から確認できる。発電機の単位慣性定数は一定 (7 s) としているため、発電機の連系容量が減少するほど同一の電源脱落量に対する負荷分担（自己容量ベースの p.u. 値）は増加傾向にあり、これにより RoCoF が拡大傾向となっている。また、RoCoF の悪化により、同一時点における周波数はより低下することになり、これによっても一次調整力の発動量は目減りすることになり、Nadir をさらに拡大させることになる。

以上のメカニズムにより、発電機の連系容量が減少するほど Nadir および RoCoF は拡大し、周波数安定性が低下するものと整理できる。



(a) 発電機の応答



(b) 電源脱着直後の拡大図

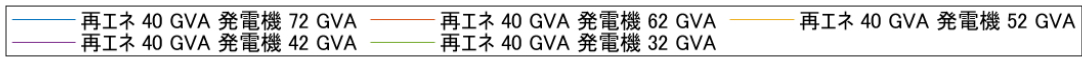


図 4.19 発電機の連系容量の減少による影響

【再エネの連系容量の増加による影響】

発電機の連系容量を 62 GVA とし、再エネの連系容量を 10 GVA ずつ増加させていった場合における SG 1 の有効電力出力、端子電圧、速度偏差、内部相差角のシミュレーション波形を図 4.20 に示す。

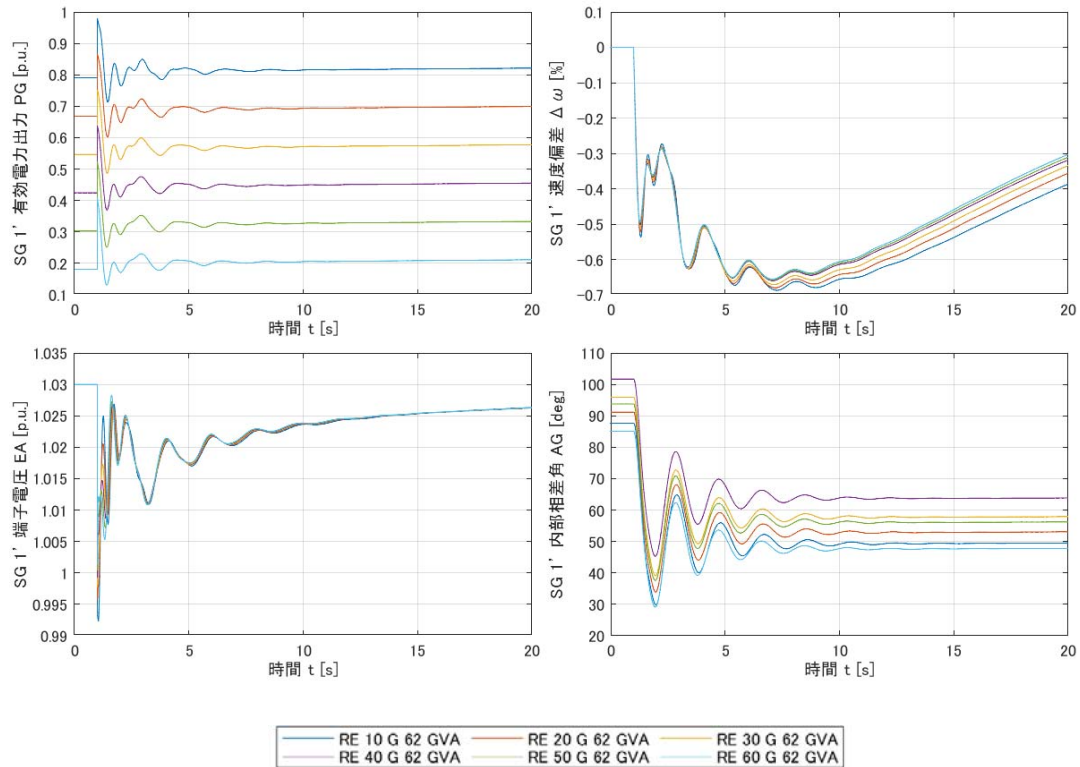


図 4.20 再エネの連系容量を増加させた場合の発電機の応答の差異

発電機の世界偏差は $t=5$ s あたりから差異が大きくなっているが、発電機の連系容量は同一であるため、発電機以外の要因があると考えられる。また、再エネにおいては出力条件が異なるが、 $t=5$ s 時点では APR, AQR とともに十分に追従可能な制御定数を与えているため、直接的な要因は再エネではなく系統側にあると考えられる。そこで、周波数に影響を及ぼす要素のひとつである負荷が変動しているものと仮定し、有効電力負荷の電圧特性を定電流特性 (3.4 節参照) から定電力特性に変更した再シミュレーション波形を図 4.21 に示す。その結果、速度偏差の過渡的な動揺がほぼ合致した。このため、図 4.20 において速度偏差に差異が生じていた理由は、有効電力負荷の電圧特性が影響したものと特定できる。ここで、図 4.20 を振り返ると、発電機の端子電圧が電機子反作用によって、内部相差角 AG に応じて変動していることが確認できる。この電圧変動は負荷端でも発生しているため、負荷の電圧特性 (定電流特性) によって負荷の消費電力が変動し、周波数にも影響を及ぼしたものと考えられる。

なお、再エネの連系容量が 10~30 GVA のケースでは、電源脱落と同時に電圧が非収束となり、計算結果が得られなくなった。これは、短絡容量が過小な地点で負荷、再エネなどの動的な挙動に対する電圧変化が過大となり、電圧解が得られなくなるものである。今回は有効電力負荷の電

圧特性を変更しているため、この条件に達するケースが現れたものと考えられる。このため、再エネの連系容量が 10～30 GVA のケースは比較の対象外とし、図 4.21 では再エネの連系容量が 40～60 GVA のケースを比較している。

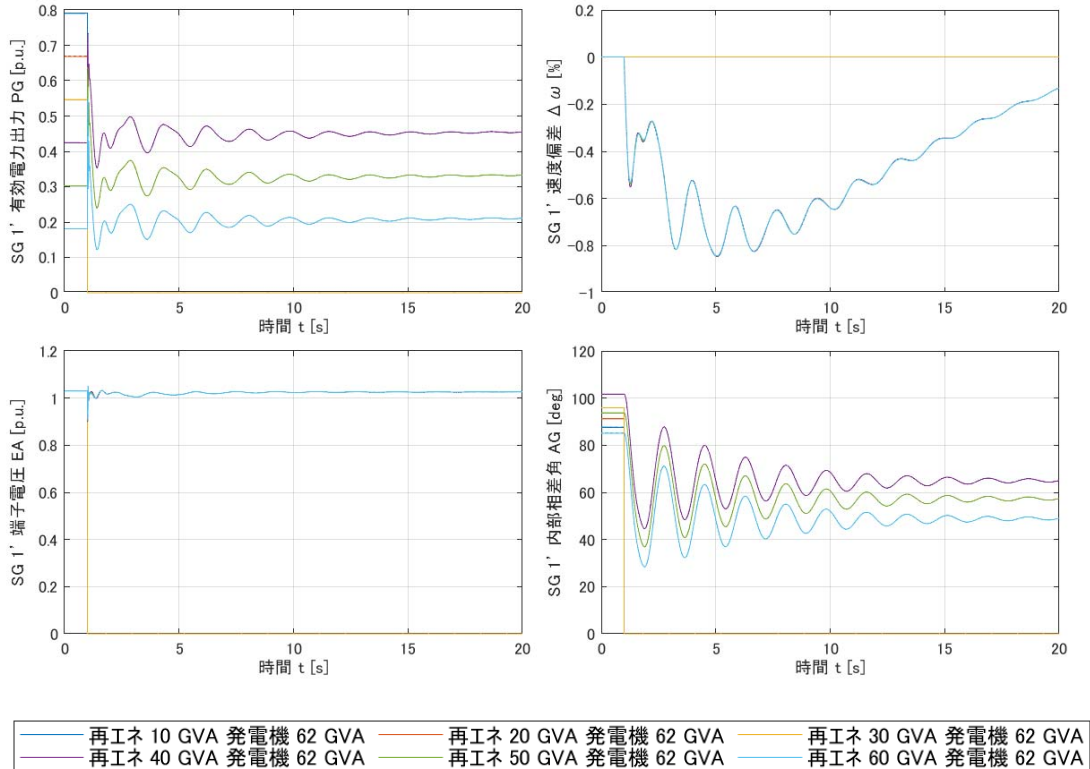


図 4.21 負荷を定電力特性とした場合の結果

次に、図 4.20 における電源脱落直後の発電機の有効電力出力および速度偏差の拡大図を図 4.22 に示す。この結果から、再エネ出力が大きいほど、電源脱落直後における発電機の有効電力出力の増加幅が大きくなる傾向が確認できる。この有効電力出力の増加幅は負荷分担の変化によるものであり、各発電機の相対的な同期化力によって決まる（(4.8) 式を参照）。この負荷分担の変化が大きいほど、発電機の機械入力に対する電気出力が大きくなるため、RoCoF は低下方向に拡大するものと整理できる。なお、負荷分担の差異は同期化力によって決まるものであるため、負荷の電圧特性を定電力特性に変えたとしても、負荷分担の差異が RoCoF に影響しているという結論は変わらない。

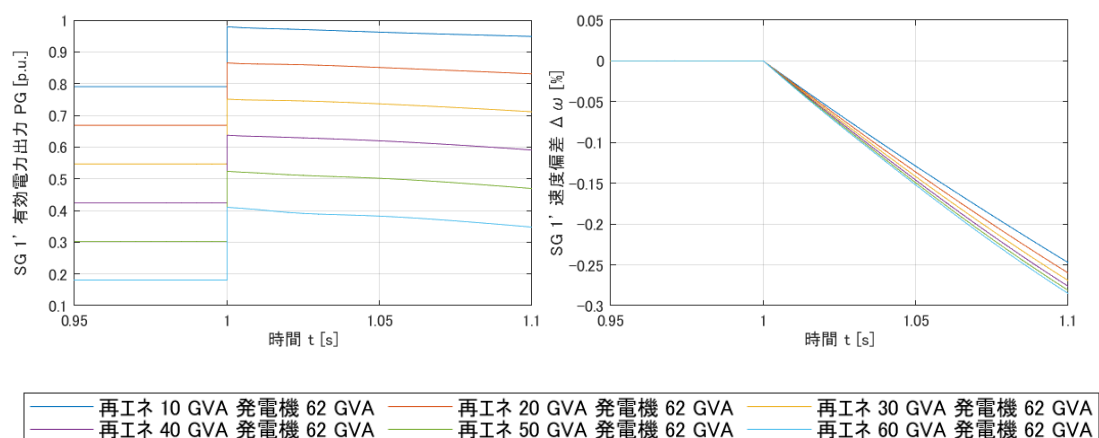


図 4.22 電源脱落直後の拡大図

【周波数安定性の評価のまとめ】

再エネ導入拡大に伴う発電機の連系容量の減少による影響は、図 4.23 のように整理することができる。過渡安定性と同様に、周波数安定性を維持するには発電機の連系容量を維持することが重要であるが、実態としては経済性や下げ代の制約から発電機を停止せざるを得ない。このため、一次調整力や慣性の不足を補うような再エネ・蓄電池の制御に期待が集まっている。

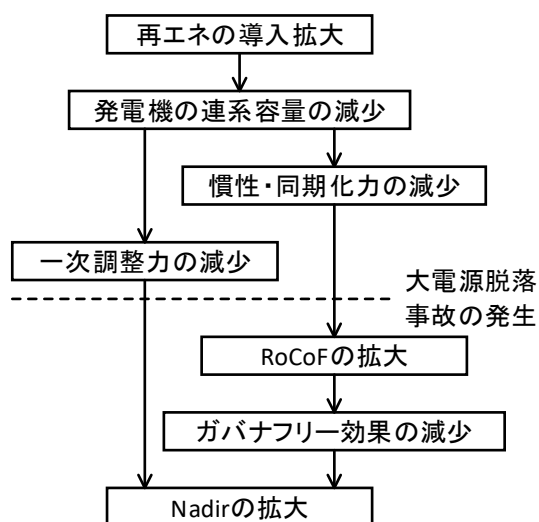


図 4.23 再エネ大量導入が周波数安定性に及ぼす基本的な影響

4.2.3 LFSM による周波数安定性の向上効果と課題

周波数変動を抑制することが期待されている LFSM（3.6.2 項）を各下位系統の特高 WT，特高 PV で有効にし，周波数安定性を再評価した結果を表 4.7，4.8 に示す。ここでは，LFSM のむだ時間を 0.01 s に設定している。

表 4.7 LFSM を有効化した場合の RoCoF [Hz / s]

		発電機の連系容量 [GVA]					
		72	62	52	42	32	22
再エネの 連系容量 [GVA]	0	-1.33	—	—	—	—	—
	10	-1.41	-1.48	—	—	—	—
	20	-1.46	-1.56	-1.66	—	—	—
	30	-1.50	-1.62	-1.75	-1.89	—	—
	40	-1.53	-1.66	-1.81	-2.00	-2.20	—
	50	-1.54	-1.68	-1.85	-2.06	-2.34	-2.66
	60	-1.56	-1.70	-1.88	-2.10	-2.39	-2.78

赤字：再エネの出力抑制を実施したケース

表 4.8 LFSM を有効化した場合の Nadir [Hz]

		発電機の連系容量 [GVA]					
		72	62	52	42	32	22
再エネの 連系容量 [GVA]	0	-0.34	—	—	—	—	—
	10	-0.34	-0.41	—	—	—	—
	20	-0.34	-0.41	-0.56	—	—	—
	30	-0.34	-0.40	-0.55	-0.81	—	—
	40	-0.28	-0.38	-0.53	-0.77	-1.19	—
	50	-0.27	-0.29	-0.32	-0.35	-0.61	-2.03
	60	-0.27	-0.29	-0.31	-0.34	-0.39	-0.45

赤字：再エネの出力抑制を実施したケース

表 4.5，4.6 と比較して，再エネの出力抑制を実施したケースにおいては Nadir が改善されているだけでなく，RoCoF も若干改善されていることがわかる。代表ケースとして，再エネの連系容量 50 GVA，発電機の連系容量 52 GVA のケースにおける SG 1 の有効電力出力，無効電力出力，端子電圧，内部相差角，また，NODE 2 の特高 PV における有効電力出力，無効電力出力を図 4.24 に示す（NODE 1 の下位系統では出力抑制を実施していないため）。

LFSM により，再エネから周波数低下に対して有効電力が出力されることで発電機の手速度偏差は縮小しており，周波数安定性が向上していることが確認された。

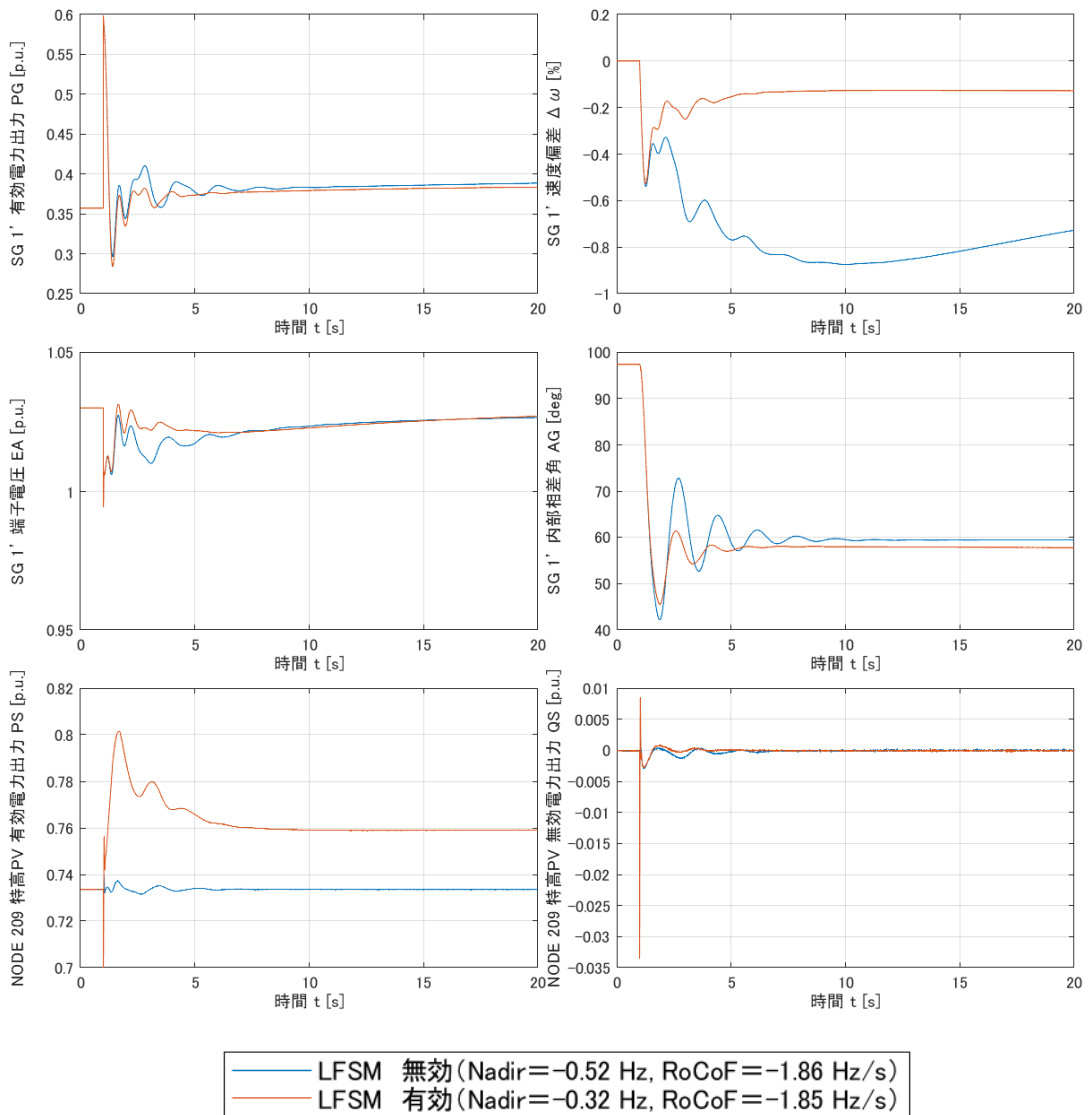


図 4.24 LFSM による周波数の安定化

ところで、3.6.2 項に述べたように、LFSM のむだ時間は 2 s 以内の値を取り得る。また、電力広域的運営推進機関が主催するグリッドコード検討会^[37]においては、このむだ時間により適切なタイミングで有効電力を増やせず、発電機の動揺と相互干渉することで、特に広域動揺を拡大させるおそれがあることが指摘されている。ここでの広域動揺とは、図 4.25 に示すように中西地域の中心（中国・関西）を支点とし、系統の末端（九州・中部）の周波数が逆相で変動する広域的な動揺を指す。

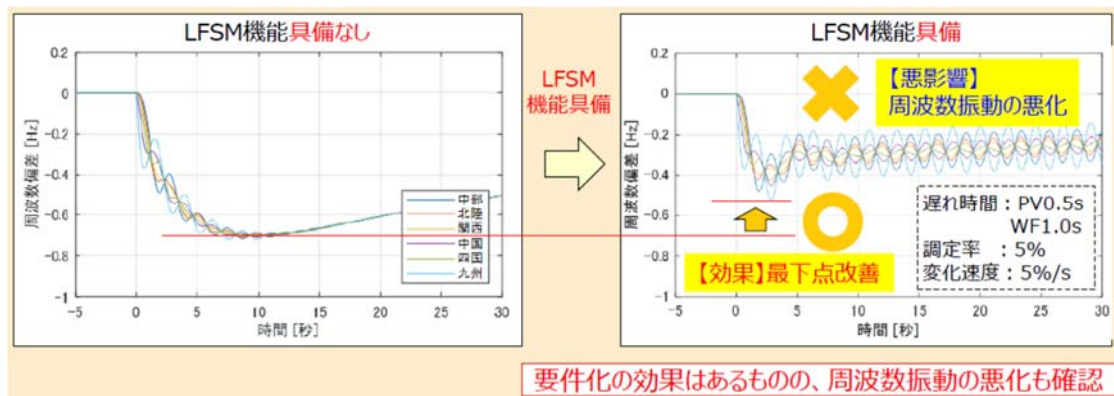


図 4.25 LFSM による広域動揺の拡大^[37]

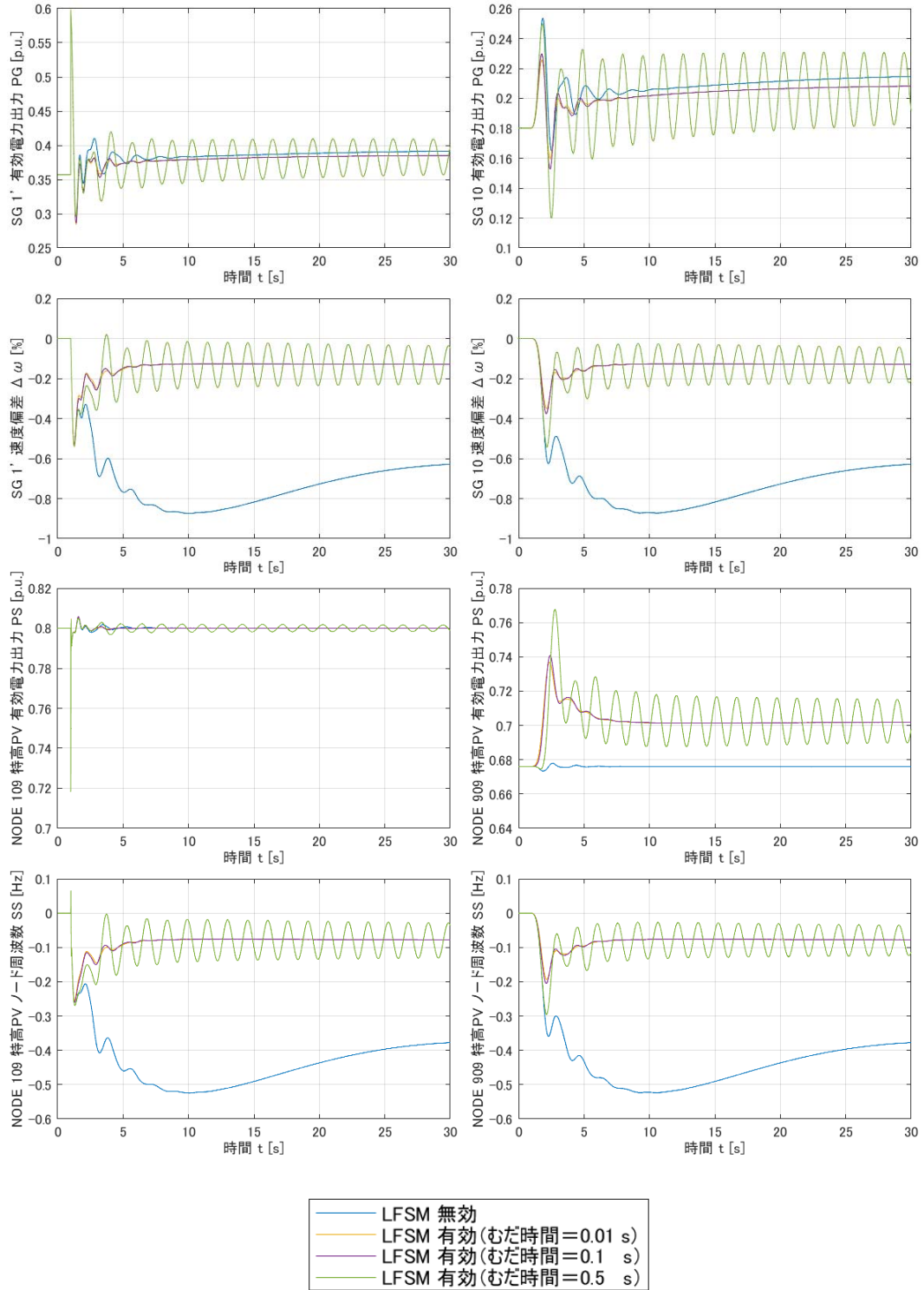
しかしながら、同文献では波形の一例が示されているのみであり、詳細なシミュレーション条件は提供されていない。また、海外の検討事例^{[34][39][40]}においては簡素な系統モデルが用いられる場合が多く、実系統をモデリングした解析^{[35][36]}においても対象系統が小規模系統であるため、文献^[37]で指摘されているような広域動揺は発生しにくく、LFSM が広域動揺に及ぼす影響は十分に分析されていないと考えられる。そこで、代表的に再エネの連系容量 50 GVA、発電機の連系容量 52 GVA のケースにおいて LFSM のむだ時間を 0.01~2.0 s の範囲で変更した場合のシミュレーション波形を図 4.26 に示す。また、同波形から読み取った動揺周期を表 4.9 に示す。これらの結果から、LFSM のむだ時間の程度による影響を次のように読み取ることができる。

- ・ 0.01 s, 0.1 s の場合：広域動揺は抑制されており、確認できる動揺周期は LFSM を無効とした場合と比べて短くなっていた。
- ・ 0.5 s の場合：SG 1' と SG 10 が逆位相の関係となる広域動揺が持続的に発生しており、動揺周期は LFSM を無効とした場合と比べて短くなっていた。
- ・ 1.0 s の場合：2 種類の動揺がそれぞれ持続的に発生していた。このうち、動揺周期の短い方 (1.97 s) は SG 1' と SG 10 で逆位相の関係となる広域動揺であった。動揺周期の長い方 (3.68 s) は新たに表れた動揺成分であり、動揺波形の包絡線から読み取ることができる。後者における SG 1' と SG 10 は逆位相・同位相の関係ではなかった。
- ・ 1.5 s, 2.0 s の場合：SG 1' と SG 10 で逆位相の関係となる広域動揺は減衰したが、LFSM のむだ時間の約 3 倍の動揺周期で持続的な動揺が発生していた。このとき、SG 1' と SG 10 は同位相で動揺しており、また、むだ時間が増加するほど動揺の振幅も増加傾向となっていた。

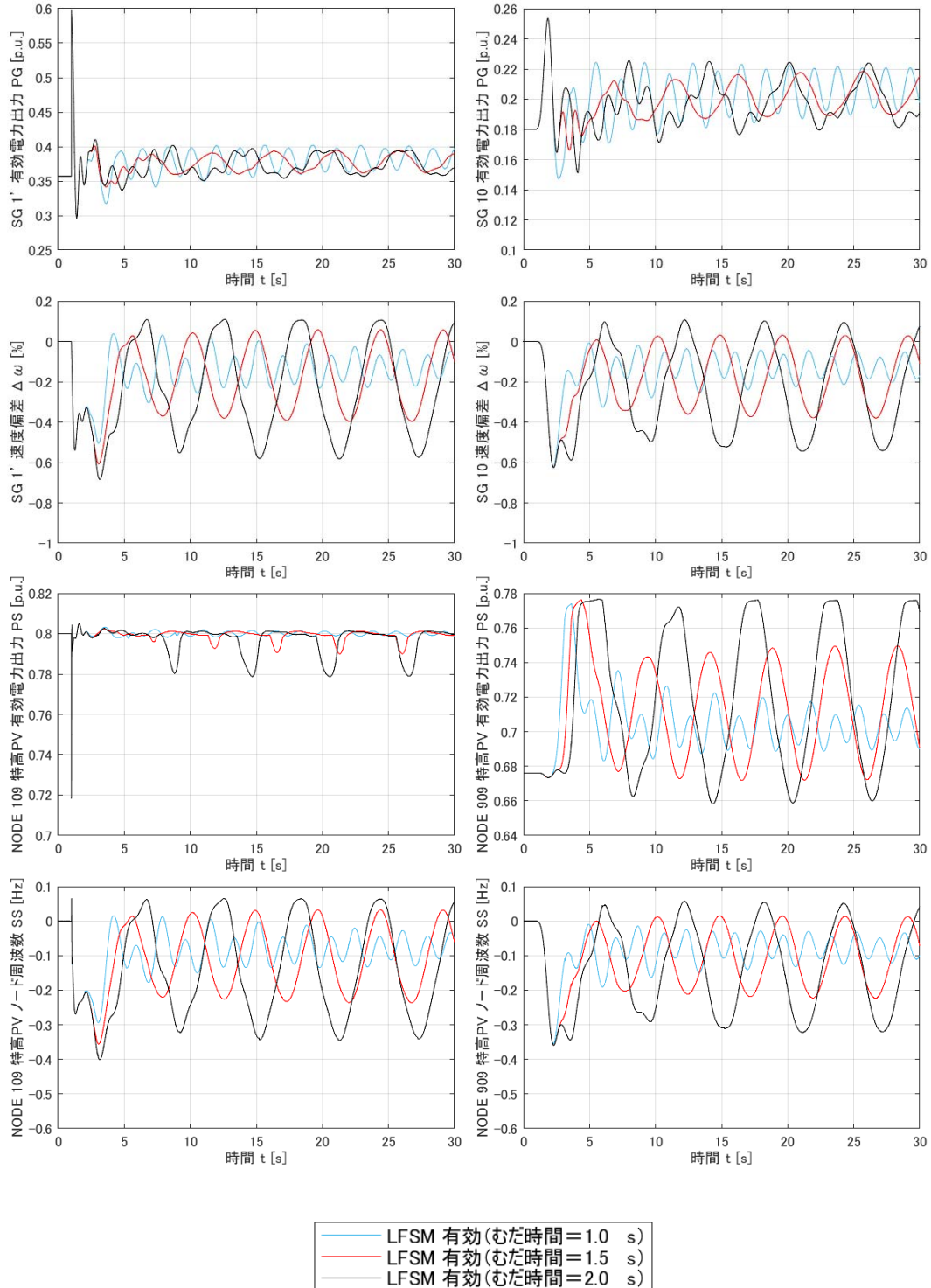
LFSM のむだ時間が大きい場合に動揺周期の大きな電力動揺が発生し得ることは文献^[74]でも示されている。同文献では単純な周波数特性モデルが用いられており、広域動揺は模擬できないものである。このため、本項において LFSM のむだ時間を 1.0~2.0 s とした場合に確認された長周期動揺は、文献^[74]で示された動揺と同様に、発電機と LFSM をそれぞれ集合体とみなした場合に発生し得る、両者間の制御干渉であるものと考えられる。

なお、各発電機に付加した ΔP 形 PSS を除外しても、表 4.9 に示した各動揺周期は再現できており、動揺が振動・発散することで脱調するケースが存在することを別途確認している。このた

め、本項で着目している広域動揺・長周期動揺は、 ΔP 形 PSS によって引き起こされたものではないことを強調しておく。



(a) むだ時間 0.01～0.5 s



(b) むだ時間 1.0～2.0 s

図 4.26 LFSM のむだ時間を増加させた場合の影響

表 4.9 LFSM のむだ時間に対する動揺周期の変化

LFSM のむだ時間 [s]		動揺周期 [s]
LFSM 無効		1.85
LFSM 有効	0.01	1.26
	0.1	1.20
	0.5	1.59
	1.0	1.97, 3.68
	1.5	4.69
	2.0	6.03

第5章 系統安定化機能の振動抑制対策

5.1 動的無効電流制御の振動抑制対策

4.1.3 項（動的無効電流制御）で述べたように、系統安定化機能は系統インピータンスと作用してフィードバック系を構成し、その一巡伝達関数が不安定条件を満たすと振動的な応答（ハンチング）が発生する。同種の系統安定化機能が低周波振動した事象は既に実系統で発生しており、2019 年に発生したイギリスの大停電にも影響したことが示唆されている^{[30][31]}。このような事象が発生する一因として、SCR が低下していることが挙げられる。このため、電圧制御型インバータ（GFM : Grid-Forming Inverter）や同期調相機などを導入することで、局所的に SCR を増加させることが根本的な対策として考えられている^{[16]~[18]}。しかしながら、GFM インバータや同期調相機の設置にかかる費用が大きいことや、我が国においては GFM インバータのグリッドコードが未整備であることなどが実用面の課題として残されている。一方、GFL インバータ側で講じる対策についても研究が進められており、PLL のパラメータ調整などにより制御応答の安定性を向上させ、振動を減衰させられることが知られている^{[13][14]}。しかしながら、PLL は他の制御にも影響する要素であるため、パラメータ調整によって応答速度などの要求を満たせなくなる場合があると考えられる。また、SCR が 1.5 を下回る厳しい条件においては、PLL のパラメータ調整だけでは不十分とも指摘されているため^[15]、SCR が小さい条件でも GFL インバータを安定的に動作させる技術は、今後重要性を増すものと考えられる。そこで、本章では GFL インバータに付加可能なハンチング抑制制御を考案した。この制御は、GFL の系統安定化機能で発生し得る継続的な低周波振動の抑制に焦点を当てたものである。

5.1.1 GFL インバータに付加した系統安定化機能が振動するメカニズムの整理

4.1.3 項で述べたフィードバック系は、制御の入出力に用いられる諸量は異なるが GFL インバータに付加した系統安定化機能とテブナン等価インピーダンスでフィードバック系が構成されるという点では共通している。連系点などにおける系統状態の変化に基づき、あらかじめ設定されたロジックに従って動作する制御においては、入力量として検出した電圧の大きさや周波数に応じて制御量が決定され、その指令値に基づく有効電流 ΔI_d または無効電流 ΔI_q が GFL インバータから出力される。すると、その電流が系統側の抵抗分 R またはリアクタンス分 X と作用し、電圧の大きさの変化 ΔV や電圧の位相の変化 $\Delta \theta$ を生じさせ、入力量がその影響を受けることになる。これらの関係を単純化すれば、図 5.1 のように一般化できる。 D は検出遅れやフィルタの特性、 G は系統安定化機能の特性、 W は電流指令値を与えてから実際に出力されるまでの間の特性（AQR, ACR, PLL などを含めた総合的な特性）を表している。また、ここでの入力量 A (A_0 , ΔA も動揺)、出力量 ΔI 、特に考慮すべきインピーダンス成分 Z (R または X とし、 X の場合は基

本波成分のみを考慮) はいずれもスカラ量であり、これらの対応関係は近似的に表 5.1 のように整理される。

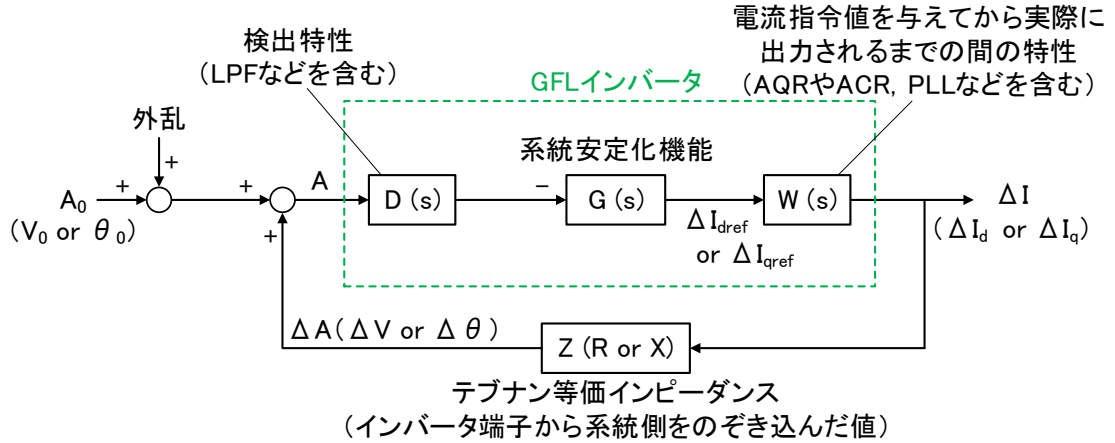


図 5.1 GFL インバータとテブナン等価インピーダンスで構成されるフィードバック系

表 5.1 図 5.1 における変数の近似的な対応関係

ΔI	Z	A
ΔI_d	R	V
ΔI_q	X	V
ΔI_d	X	$\theta(f)$
ΔI_q	R	$\theta(f)$

例として、図 5.2 に示すモデル系統において、GFL インバータの $G(s)$ として動的無効電流制御 (ΔI_q を出力)、 $D(s)$ として一次遅れ特性 ($T_1=0.01$ s) を設定した。また、 $W(s)$ にはむだ時間を設定した。 $D(s)$ 、 $W(s)$ は実際にはより複雑な伝達関数になると考えられるが、ここでは系統安定化機能とテブナン等価インピーダンスがアウトーループを構成することに注目しているため、簡略的な表現としていることに留意されたい。このとき、テブナン等価インピーダンスとしてリアクタンス分のみを想定しているため、 ΔI_q に対する変動量 (動的無効電流制御の入力量でもある) A には電圧の大きさ V が当てはまる。また、制御ゲイン g は定格出力ベース (800 MW) の値としており、 X は基準容量ベース (1000 MVA) の値としているため、 ΔI_q を基準容量ベースに変換するための p.u. 換算を考慮する必要がある。これらの関係を示したブロック線図は図 5.3 で示され、閉ループ伝達関数 $K(s)$ は (5.1) 式となる。

$$K(s) = - \frac{\frac{1}{1+T_1 \cdot s} \cdot g \cdot e^{-T_2 \cdot s} \cdot \frac{800}{1000}}{1 + \frac{1}{1+T_1 \cdot s} \cdot g \cdot e^{-T_2 \cdot s} \cdot \frac{800}{1000} \cdot X} \quad (5.1)$$

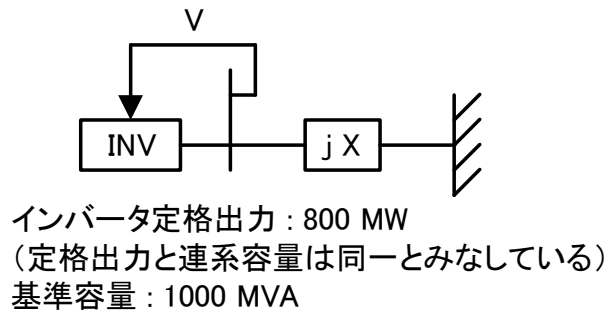


図 5.2 系統安定化機能の不安定性の検証に用いた系統モデル

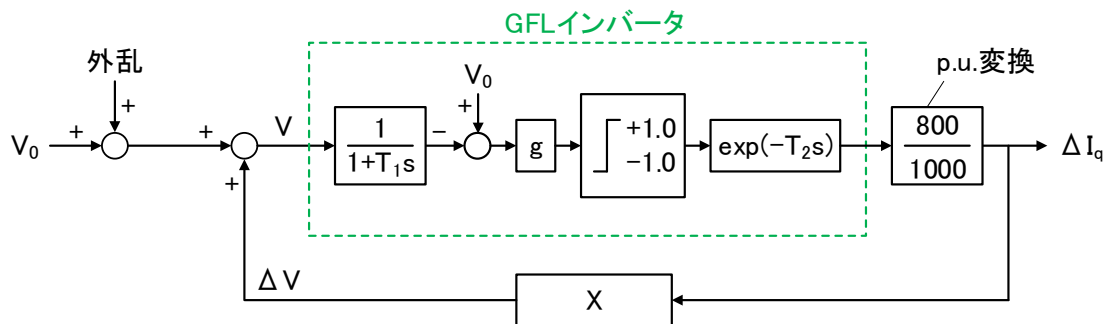


図 5.3 動的無効電流制御を考慮したフィードバック系のブロック線図

このようなフィードバック系では不安定条件が満たされた場合、制御応答が不安定化し、やがて継続的な低周波振動が発生することが知られている^{[25][26]}。このフィードバック系の構成は低圧用パワーコンディショナに搭載される新型能動的方式と配電系統のインピーダンスにおいても成立し、電圧フリッカを伴うことが明らかとなっている^{[23][24]}。

ここで、図 5.3 におけるパラメータを表 5.2 のように変化させた場合の固有値を図 5.4 に示す。Case 1-1 は全ての固有値の実部が負値（安定）であるが、Case 1-2～Case 1-5 は実部が正值の固有値が存在しており、不安定となっている。また、図 5.3 に示す実効値モデルを用いて表 5.2 と同じパラメータを設定し、小外乱（初期状態で $X=0.79$ p.u., 0.5 s 時点で $X=0.8$ p.u. に変化）を与えた場合のシミュレーション結果を図 5.5 に示す。Case 1-1 のみ収束しており、Case 1-2～Case 1-5 は振動発散していることから、上記で述べたフィードバック系の安定判別により、振動継続の有無を把握可能であることがわかる。

表 5.2 図 5.3 におけるパラメータの変更

Case	T_1 [s]	g [p.u. / p.u.]	T_2 [s]	X [p.u.]
1-1	0.01	2.0	0.02	0.8
1-2	0.01	3.0	0.02	0.8
1-3	0.01	4.0	0.02	0.8
1-4	0.01	2.0	0.05	0.8
1-5	0.01	2.0	0.15	0.8

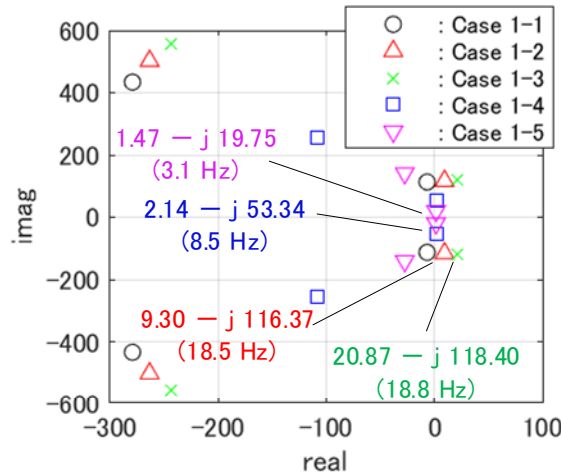


図 5.4 固有値による安定判別と動揺周波数

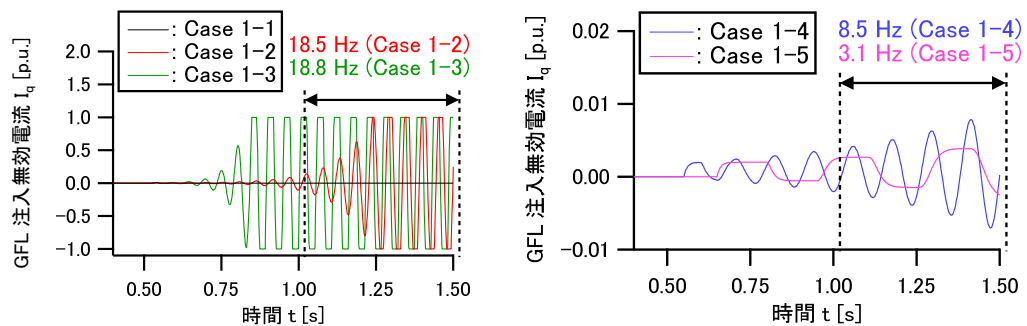


図 5.5 シミュレーション波形

また、不安定極の虚部を $j\omega$ と考えた場合、 ω を 2π で除した値がシミュレーションにおける動揺周波数と良く合致していることを確認した。なお、図 5.5 において Case 1-2, Case 1-3 は持続振動しているように見えるが、これは ± 1.0 p.u. の電流リミッタに達しているためであり、線形領域では安定限界を超えた振動発散の様相である。

なお、フィードバック系の安定判別に関しては、一巡伝達関数の安定性をナイキスト線図やボード線図で把握することが代表的な方法として挙げられ、視覚的にもわかりやすい。しかしながら、これらを簡易的に適用するには開ループ伝達関数に不安定極を持たないことが前提条件であり、その条件が満たされない場合、一巡伝達関数を用いた安定判別は読み取り方が複雑化するものと考えられる。そこで、本研究における安定判別は、閉ループ伝達関数の固有値（むだ時間は

3 次パデ近似で線形化) から不安定極を把握することとした。

ところで、図 5.1 における伝達関数は、SCR (= 短絡容量 / 自己容量) を用いて図 5.6 のように表すこともできる。Case 1-1~1-5 の設定に対し GFL インバータの自己容量を変更することで SCR を変化させ (Case 2-1~Case 2-5 とする)、安定的に動作できる SCR の下限を固有値による安定判別結果から求めた結果を表 5.3 に示す。一般的に、GFL インバータが安定的に動作する SCR の下限は 1.5 程度^[15]とされているが、表 5.3 は動的無効電流制御のゲインやむだ時間等によっては、 $SCR > 1.5$ の条件でも制御応答が不安定となることを意味している。

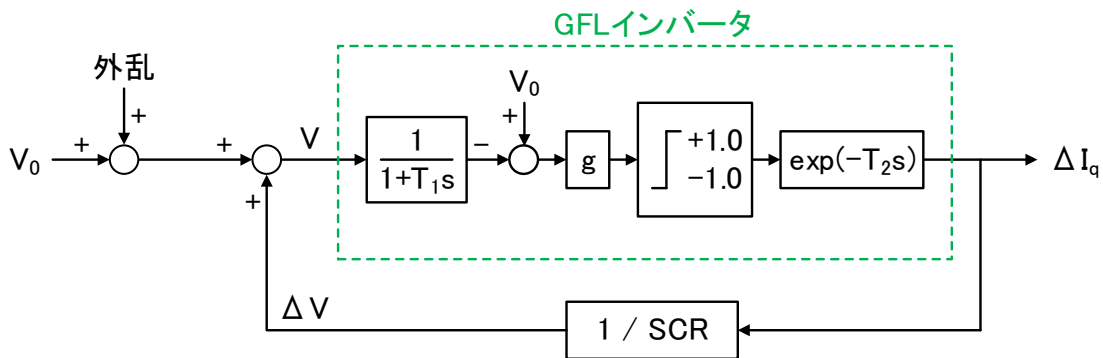


図 5.6 テブナン等価インピーダンスを SCR に置き換えた場合のブロック線図

表 5.3 安定な動作が可能な SCR の下限

Case	X [p.u.]	Rated capacity of GFL inverter [MVA]	Minimum SCR
2-1	0.8	950	1.3158
2-2	0.8	633	1.9747
2-3	0.8	475	2.6316
2-4	0.8	707	1.7680
2-5	0.8	637	1.9623

5.1.2 振動抑制対策

図 5.1 を線形化した閉ループ伝達関数 $K(s)$ は (5.2) 式で表すことができ、5.1.1 項で示したように、 $G(s)$ における制御ゲインを低減することでフィードバック系の安定化が図れる。

$$K(s) = -\frac{D(s) \cdot G(s) \cdot W(s)}{1 + D(s) \cdot G(s) \cdot W(s) \cdot Z} \quad (5.2)$$

制御ゲインの低減は、新型能動的方式における電圧フリッカ対策としても有効である^{[23][24][75]}。しかしながら、これにより同じ入力量に対して制御量が減少することになるため、振動の減衰性の向上と引き換えに系統安定化効果が減少するトレードオフの関係となる。

また、表 5.3 からわかるように SCR の増加もフィードバック系の安定化に有効である。SCR の構成要素のうち、短絡容量は発電機や同期調相機、GFM インバータなどの並列容量の増加や送電

線の新設などにより増加させられるが、設備の建設に要する時間や費用対効果の面で課題がある。また、系統切り替えや系統設備の作業停止を一時的に回避することも短絡容量面の対策に成り得るが、系統運用上の限界があるため根本的な対策としては十分でない場合があると考えられる。なお、GFL インバータのオンライン台数（並列台数）を制約することも SCR を増加させる対策として有効ではあるが^[76]、再エネ導入拡大および主力電源化を図る背景の中では実施が困難であることも予想される。

また、線形化した伝達関数で表現することは難しいが、不感帯の適用も振動抑制対策として有効と考えられる。図 5.7 に示すように、不感帯の境目で連続性が保たれるものと、不連続となるものが挙げられるが、前者は不感帯の適用前と比べ同じ入力量に対して等価的なゲインが減少する。また、後者は同ゲインが減少しないが、不感帯の境目で動作の ON と OFF を繰り返し、2 章で述べた振動とは異なるチャタリングの様相が発生するおそれがある^[26]。このため、図 5.7 (b) のような不連続性のある不感帯を禁止している国・地域もある^[64]。また、両者とも入力量が変化し始めてから不感帯を超えるまでにむだ時間が発生するおそれがある。

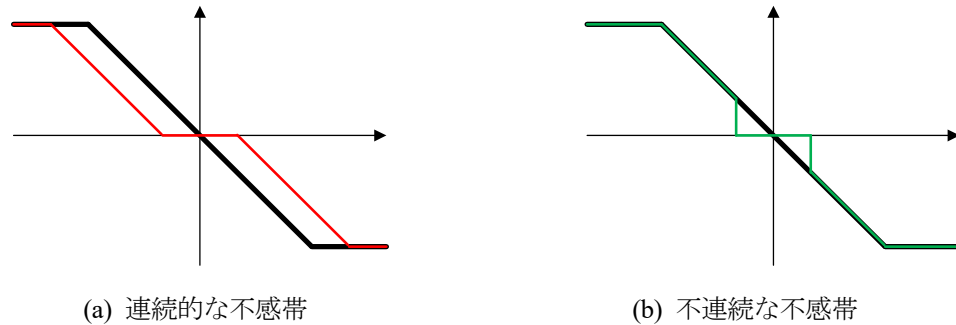


図 5.7 不感帯の特性

5.1.3 ハンチング抑制制御

図 5.1 におけるフィードバック系が不安定となる要因として、GFL インバータから出力された電流 (ΔI_d または ΔI_q) がテブナン等価インピーダンスを介して入力量の変化 (ΔA) が生じることが挙げられる。仮に、理想的な条件として GFL インバータが無限大母線に直結されていれば、 $Z=0$ と表現でき ΔI_d , ΔI_q に関わらず $\Delta A=0$ となるため、 $\Delta I = -G(s) \cdot A$ の関係が成立し、テブナン等価インピーダンスを介したフィードバック系が解消される。そこで本論文では、実際のテブナン等価インピーダンスを減少させずとも、等価的に ΔA の影響を緩和させることができれば、理想的な状態に近づきフィードバック系の安定化が図れるものと考えた。

ΔA を補償する制御をハンチング抑制制御と名付け、伝達関数 $H(s)$ で表現するものとした。 $H(s)$ を含めた GFL インバータの基本的な構成は、図 5.8 に示すように $H(s)$ を GFL インバータに内装するパターンと、他のハードウェアを用意して外装するパターンが考えられる。

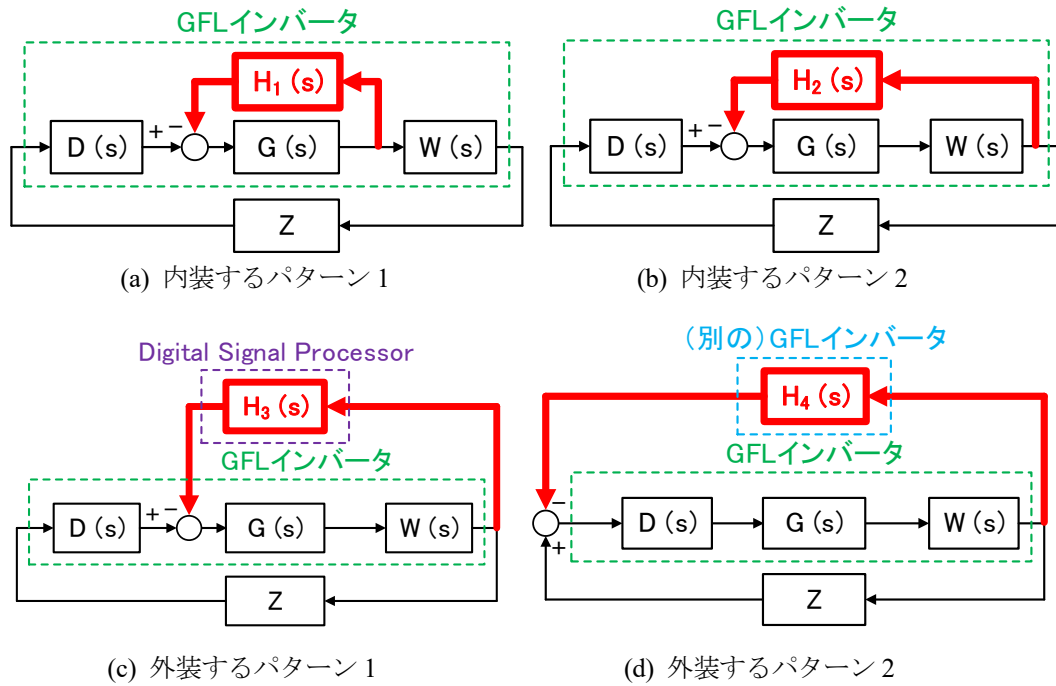


図 5.8 提案制御の基本構成

ΔA は GFL インバータが系統安定化機能によって出力する電流がテブナン等価インピーダンスを介して引き起こす変動量であるため、これを補償するための $H(s)$ の伝達関数は GFL インバータに内装するパターンと外装するパターンで異なり、それぞれ (5.3) ～ (5.6) 式で表される。

$$H_1(s) = Z \cdot D(s) \cdot W(s) \quad (5.3)$$

$$H_2(s) = Z \cdot D(s) \quad (5.4)$$

$$H_3(s) = Z \cdot D(s) \quad (5.5)$$

$$H_4(s) = Z \quad (5.6)$$

伝達関数の表現としては外装するパターンのほうがより簡単であるが、Digital Signal Processor や別の GFL インバータを用意する必要があり、ハードウェアのコストが増大する（後付けが容易というメリットはある）。また、(a) は提案制御の入力として $G(s)$ による電流指令値を直接的に用いればよいが、(b) ～ (d) においては $W(s)$ の出力（APR, AQR なども含めた仕上がりの電流）から $G(s)$ による成分を抽出して提案制御の入力として用いる必要があることから、実際には (5.4) ～ (5.6) 式のように簡単な伝達関数では表現できない可能性がある。このため、本論文では提案制御を「(a) 内装するパターン 1」について検討することとした。

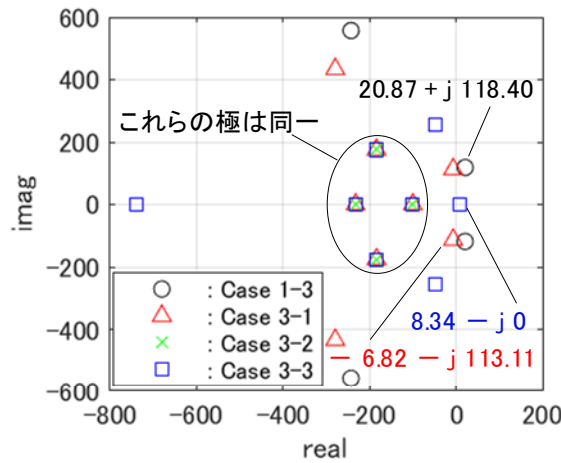
提案制御の適用対象は限定していないが、本項では実系統で問題が発生した事例^{[30][31]}のある動的無効電流制御に適用することを想定した（以降、 $H_1(s)$ を単に $H(s)$ と記載する）。5.1.2 項で実施した Case 1-3 の条件に対し、表 5.4 に示すように、 $H(s)$ において補償するテブナン等価インピーダンスを変更した場合の固有値の変化を図 5.9 に示す。テブナン等価インピーダンスの半分を補償した Case 3-1 においては、実部が正である不安定極が左側に推移して負の領域に入り、安定化が図れた。また、テブナン等価インピーダンスを全て補償した Case 3-2 では不安定極が消失

していることが確認された。これらの結果は、テブナン等価インピーダンスを全て補償することが理想的 (ΔA の影響を全て相殺) ではあるものの、テブナン等価インピーダンスを部分的に補償することでも安定化の効果が期待できる (ΔA の影響を部分的に相殺できる) ことを表している。

表 5.4 $H(s)$ における補償インピーダンスの変更

Case	$H(s)$
1-3	Disabled
3-1	$D(s) \times W(s) \times 800 / 1000 \times X \times 0.5$
3-2	$D(s) \times W(s) \times 800 / 1000 \times X \times 1.0$
3-3	$D(s) \times W(s) \times 800 / 1000 \times X \times 1.5$

where : $D(s) = 1 / (1 + 0.01 s)$, $W(s) = \exp(-0.02 s)$, $X = 0.8$

図 5.9 $H(s)$ における補償インピーダンスを変更した場合の固有値の変化

一方、テブナン等価インピーダンスの 1.5 倍を補償した Case 3-3 においては実部が正、虚部が 0 の固有値が出現した。この結果は制御応答が振動性ではなく単調な発散となることを示しているため、提案制御において補償するインピーダンス (Z_1 とする) は、テブナン等価インピーダンス Z を超えて過補償とならないようにする必要がある。しかしながら、実系統においてテブナン等価インピーダンスは一定とは限らず、系統切り替えや発電機の並列などによって変化し得るのである。常に $Z_1 < Z$ の関係とするには、系統がいかなる状況であっても確実に存在する成分を Z_1 とすることが重要であるため、本論文では図 5.10 に示すように構内インピーダンス (インバータ端子から連系点までのインピーダンス) を Z_1 に設定した。このとき、 $Z_2 = Z - Z_1$ は連系点から系統側をのぞき込んだインピーダンスとなり、系統条件によって可変値を取り得る。このようにすることで、仮に $Z_2 = 0$ となっても $H(s)$ が過補償となることは回避できる。

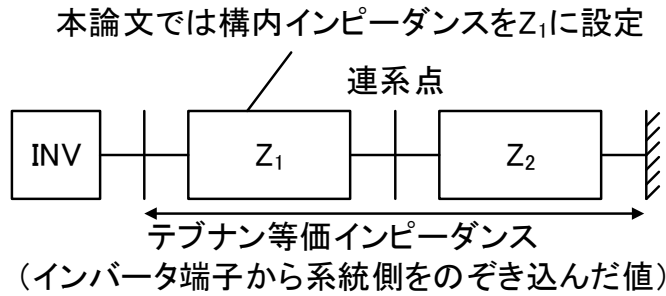


図 5.10 テブナン等価インピーダンスの分解

以上を踏まえれば、 $H(s)$ を含めた閉ループ伝達関数 K' は (5.7) 式で表され、テブナン等価インピーダンス Z の一部である Z_1 を補償していることが確認できる。(5.7) 式からわかるように、 $Z_1 < Z$ の関係が成立していれば Z_1 が大きいほど Z の相殺が大きくなるため、短絡容量の推定技術の高度化によって提案制御の効果を向上させることができる。

$$\begin{aligned}
 K'(s) &= -\frac{D(s) \cdot G(s) \cdot W(s)}{1 + \{D(s) \cdot W(s) \cdot Z - H(s)\} \cdot G(s)} \\
 &= -\frac{D(s) \cdot G(s) \cdot W(s)}{1 + \{Z - Z_1\} \cdot D(s) \cdot G(s) \cdot W(s)} \quad (5.7)
 \end{aligned}$$

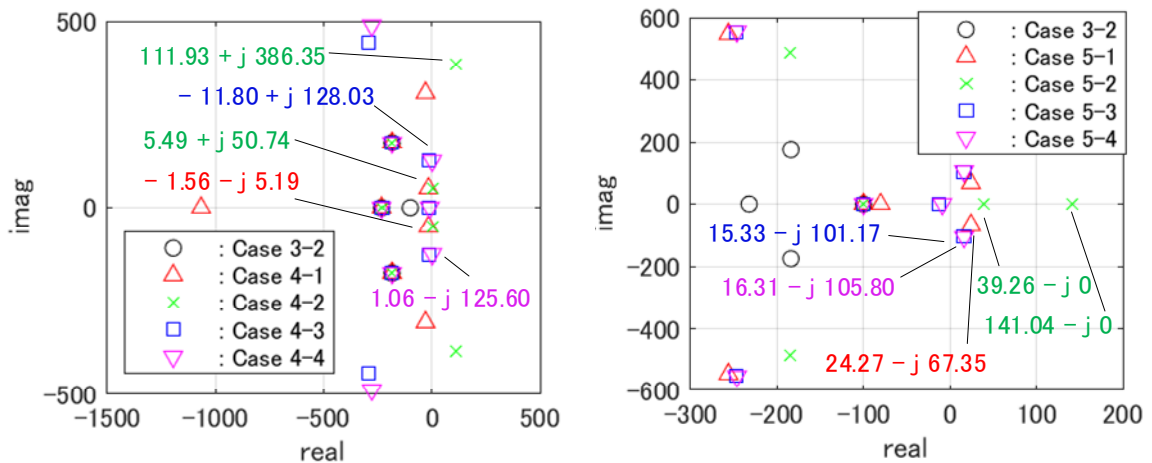
次に、 $H(s)$ で補償する $D(s)$ 、 $W(s)$ の特性 ($D_1(s)$ 、 $W_1(s)$ とする) が実際の $D(s)$ 、 $W(s)$ と異なった場合の影響について述べる。例として、Case 3-2 の条件に対して D_1 のパラメータを変更したものを Case 4-1～Case 4-3、 W_1 のパラメータを変更したものを Case 5-1～Case 5-3 とした場合 (表 5.5) の安定判別結果を図 5.11 に示す。 D_1 のパラメータを変更した場合、Case 4-1、Case 4-3、Case 4-4 における実部が 0 付近の固有値は、実部の値に大きな差異は無く、虚部に変化が見られた。また、Case 4-4 は実部が正の固有値が現れた。一方、 W_1 のパラメータを変更した場合、Case 5-1～Case 5-4 のいずれも実部が正の固有値が現れた。これらの結果は、 $H(s)$ で補償する $D_1(s)$ 、 $W_1(s)$ は $D(s)$ 、 $W(s)$ と厳密に同一でなくとも、ある程度は効果が見込まれることを示している。しかしながら、その乖離が大きくなると固有値は悪化し、特にむだ時間の乖離は固有値が悪化する度合いも大きいため、 $H(s)$ の伝達関数を構築するにあたって十分に留意すべきである。

なお、提案制御と類似した補償制御として、むだ時間を補償するスミス予測器⁷⁷⁾が挙げられる。提案制御とスミス制御の差異については付録 3 を参照されたい。

表 5.5 $D_1(s)$ と $W_1(s)$ における時定数の変更

Case	T_3 [s]	T_4 [s]
3-2	0.01	0.02
4-1	0.005	0.02
4-2	0.00	0.02
4-3	0.02	0.02
4-4	0.03	0.02
5-1	0.01	0.01
5-2	0.01	0.00
5-3	0.01	0.03
5-4	0.01	0.04

where : $D(s) = 1 / (1 + 0.01s)$, $W(s) = \exp(-0.02s)$, $X = 0.8$, $D_1(s) = 1 / (1 + T_3s)$, $W_1(s) = \exp(-T_4s)$, $Z_1 = X$

図 5.11 $D_1(s)$ と $W_1(s)$ における時定数を変更した場合の固有値の変化

5.1.4 各種の振動抑制対策による周波数特性の変化

図 5.12 に示すモデル系統（初期条件は Case 1-3 と等価）において、各種の振動抑制対策を適用した場合、動的無効電流制御の周波数特性がどのように変化するか、閉ループ伝達関数を用いたボード線図により評価した。また、構内インピーダンスとして設定したインピーダンス（初期状態で $j 0.39 \text{ p.u.}$ ）を $j 0.40 \text{ p.u.}$ に変化させる小外乱発生シミュレーションにより上記の周波数特性の変化と振動の減衰性について検証した。

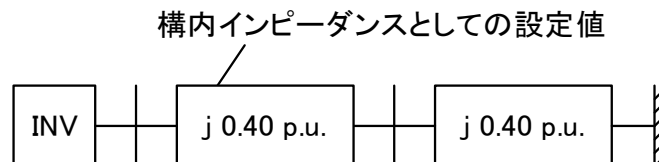


図 5.12 検証に用いたモデル系統

表 5.6 に示す振動抑制対策の組み合わせにおいて、小外乱を発生させたケースを Case 6-1～Case 6-8 とし、振動抑制対策としてはハンチング抑制制御、制御ゲインの低減、不感帯（図 5.7 (a) を模擬）を選定した。さらに、これらを組み合わせたケースについても設定した。なお、不感帯を線形化することは困難であるため、Case 6-3, Case 6-5, Case 6-6, Case 6-8 についてはボード線図による評価（図 5.13）から除外している。

表 5.6 振動抑制対策の組み合わせ

Case	g [p.u. / p.u.]	不感帯 [p.u.]	提案制御
6-1 / 7-1	4.0	Disabled	Disabled
6-2 / 7-2	2.0	Disabled	Disabled
6-3 / 7-3	4.0	± 0.1	Disabled
6-4 / 7-4	4.0	Disabled	Enabled
6-5 / 7-5	2.0	± 0.1	Disabled
6-6 / 7-6	4.0	± 0.1	Enabled
6-7 / 7-7	2.0	Disabled	Enabled
6-8 / 7-8	2.0	± 0.1	Enabled

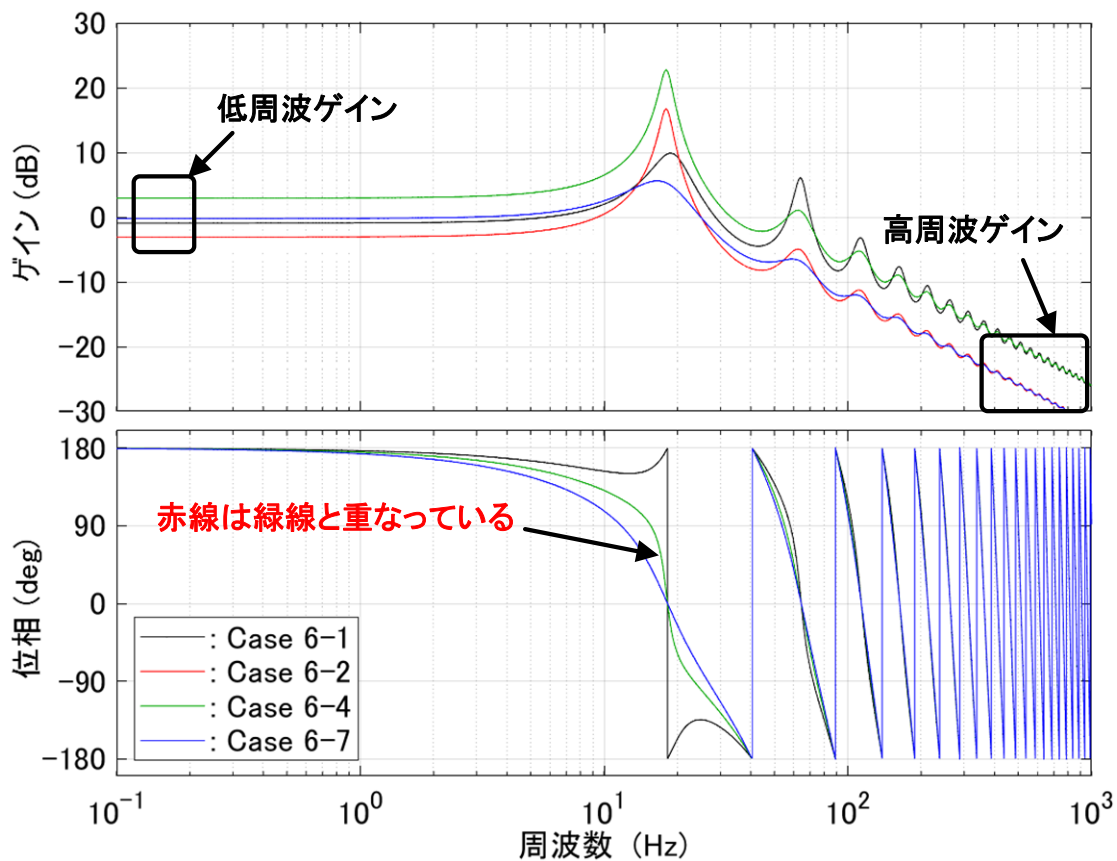


図 5.13 振動抑制対策を考慮した閉ループ伝達関数のボード線図

まず、ゲイン特性について述べる。振動抑制対策として制御ゲインの低減を適用した場合 (Case 6-2) , 振動抑制対策を用いない場合 (Case 6-1) と比べて低周波帯のゲイン, 高周波帯のゲインはともに減少した。提案制御を適用した場合 (Case 6-4) , 振動抑制対策を用いない場合 (Case 6-1) と比べて低周波帯のゲインは増加し, 高周波帯のゲインは同等となった。制御ゲインの低減と提案制御を併用した場合 (Case 6-7) , 制御ゲインを適用した場合 (Case 6-2) と比べて低周波帯のゲインは増加し, 高周波帯のゲインは同等となった。これは Case 6-1 に対する Case 6-4 の影響と同様であり, 制御ゲインの低減が動的無効電流制御によって出力される無効電流を減少させること, また, 提案制御は逆に同無効電流を増加させる特性を有していることを示している。

提案制御がこのような特性を有するのは, 次のように考察できる。図 5.3 において電圧低下の例を考えた場合, 動的無効電流制御によって出力される無効電流 ΔI_q は系統側のリアクタンス分に応じて電圧を増加させる (ΔV の符号は正)。すると, 動的無効電流制御の入力としては偏差が減少することになるため, テブナン等価インピーダンスを介したフィードバックは動的無効電流制御の効果を目減りさせていることになる。提案制御は等価的にテブナン等価インピーダンスの一部を補償するものであるため, 同フィードバックによる目減りの影響を緩和できる。すなわち, 提案制御は, 系統安定化機能が本来の目的としている系統安定化効果を高めることができると考えられる。

次に位相特性について述べる。提案制御を適用した場合 (Case 6-4) の位相特性は制御ゲインを低減した場合 (Case 6-2) と重なっていた。これは, 提案制御でのぞき込みインピーダンスの半分を補償することと, 制御ゲインを半分にすることが位相的には等価であることを示している。なお, いずれのケースにおいても約 1 Hz 以下, 約 20 Hz 以上の位相特性は同等であった。

Case 6-2~Case 6-8 のシミュレーション結果を図 5.14 に示す。Case 6-1 は Case 1-3 と同じ結果であり (図 5.5) , Case 6-2~Case 6-8 と比べて振幅のレンジが大きいため, 図 5.14 からは除外した。図 5.14 より, 制御ゲインの低減 (Case 6-2) , 提案制御 (Case 6-4) , のいずれも減衰性が向上していることが確認でき, Case 6-4 に比べ Case 6-2 は減衰性が若干高かった。また, 制御ゲインの低減と提案制御を組み合わせた場合 (Case 6-7) は Case 6-2, Case 6-4 のどちらよりも減衰性が高いことを確認した。また, ΔI_q が収束した値は図 5.13 における低周波帯のゲインと相関があり, 提案制御を適用した場合は無効電流が増加していることが確認された。なお, Case 6-3, Case 6-5, Case 6-6, Case 6-8 はいずれも微小外乱を与えた場合の電圧変動が不感帯の範囲内であったため, 応答しないこと ($\Delta I_q=0$) を確認した。なお, 異なる特性のインバータに提案制御を適用した場合の効果については, 付録 4 を参照されたい。

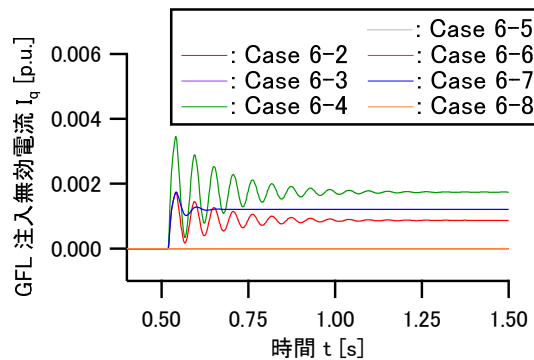


図 5.14 小外乱発生時のシミュレーション波形

5.1.5 大外乱発生時における検証

図 5.15 に示すモデル系統において大外乱を発生させ、各種の振動抑制対策を適用した場合の応答と 5.1.4 項で得られた結果との整合性について検証した。本項においては、送電線の抵抗分と対地静電容量を含んでおり、ハンチング抑制制御で補償する成分（今回はリアクタンス分）と異なる成分がテブナン等価インピーダンスに含まれていても大きな支障は無いことを同時に確認する。

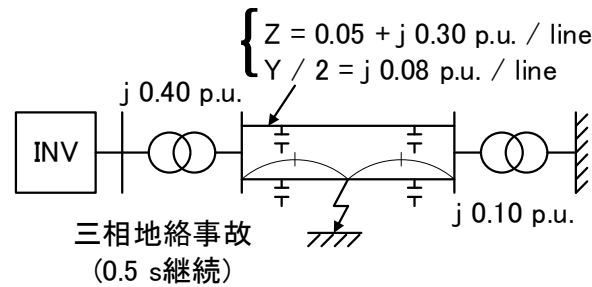


図 5.15 検証に用いたモデル系統

表 5.6 に示す振動抑制対策の組み合わせにおいて、大外乱を発生させたケースを Case 7-1～Case 7-8 とした。事故条件は送電線の中間地点における 1 回線 3LG-O とし、動的無効電流制御による無効電流の事故中における収束値（以降、事故中電流と称する）を確認するため、事故継続時間を 0.5 s に設定した。また、事故中の電圧低下が大きいと、制御ゲインを低減した場合（Case 7-2）でも出力される無効電流が GFL インバータのリミッタ（ ± 1.0 p.u.）に達し、Case 7-1 との差異が不明確となる。そこで、事故中における電圧低下幅を抑制する目的で 0.3 p.u. の事故点抵抗を挿入した。シミュレーション波形を図 5.16 に示す。

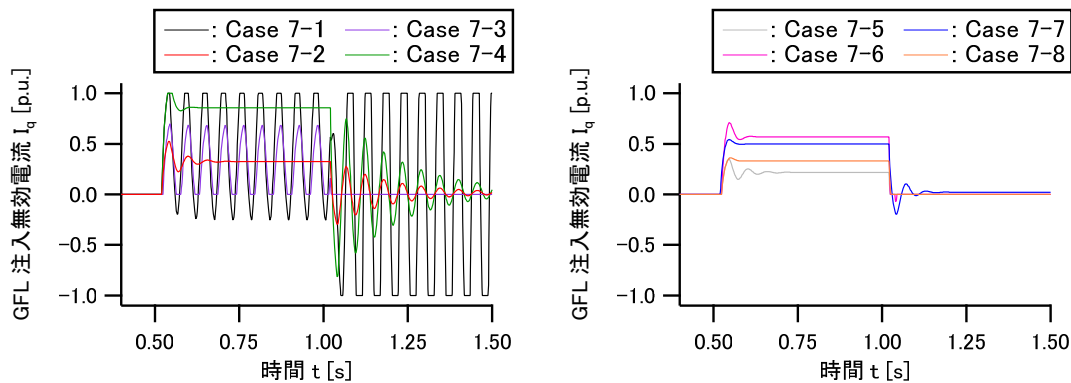


図 5.16 大外乱発生時のシミュレーション波形

振動抑制対策を用いない場合（Case 7-1），事故中から振動が発生し始め、事故除去後も継続していた。このような振動が発生すると、動的無効電流制御がその役割を果たしているとは言い難い。振動抑制対策として制御ゲインの低減を適用した場合（Case 7-2），振動が減衰することを確認した。事故中電流は Case 7-1 の振動の中心の値より小さいため、5.1.4 項で示した低周波帯のゲインに見合った量と考えられる。この点は後述の振動抑制対策を組み合わせた場合（Case 7-5～

Case 7-8)でも確認する。不感帯を適用した場合 (Case 7-3)，図 5.7 (a) に示すように等価的なゲインが若干低下するため，事故中の振動の振幅は抑制されるが，減衰はしておらず， $\Delta I_q > 0$ の範囲で振動が継続した。また，事故除去後は低下した電圧が回復して不感帯の範囲内 (± 0.1 p.u.) に収まり，無効電流は出力されていなかった。提案制御を用いた場合 (Case 7-4) は振動が減衰していることを確認でき，さらに事故中電流は Case 7-2 と比べ増加していた。また，事故除去後の減衰性は Case 7-4 に比べ Case 7-2 の方がやや高く，Case 6-4 に対する Case 6-2 の評価と同様であった。

次に，振動抑制対策を組み合わせた場合 (Case 7-5～Case 7-8) について述べる。これらはいずれも高い減衰性が得られているため，特に事故中電流について述べる。制御ゲインの低減と不感帯を組み合わせた場合 (Case 7-5)，どちらも等価的なゲインを減少させるため事故中電流は Case 7-1～Case 7-8 の中で最も小さかった。不感帯と提案制御を組み合わせた場合 (Case 7-6)，提案制御のみを適用した場合 (Case 7-4) と比べて事故中電流は減少しており，不感帯による等価的なゲインの減少の影響を確認した。制御ゲインの低減と提案制御を組み合わせた場合 (Case 7-7)，提案制御のみを適用した場合 (Case 7-4) と比べて事故中電流は減少していた。これにより，制御ゲインの低減によって事故中電流が減少することを確認した。また，Case 7-7 は Case 7-2 と比べれば事故中電流が増加しており，提案制御によって低周波帯のゲインが増加する影響を確認した。3 種の振動抑制対策を組み合わせた場合 (Case 7-8)，それぞれの効果が発揮されており，減衰性がさらに向上するとともに，Case 7-5 に対しては提案制御を付加したものであるため，事故中電流は増加することを確認した。

以上のシミュレーション結果から，各種の振動抑制対策の効果を整理し，今回開発した提案制御が有効であることを確認した。他の対策である制御ゲインの低減および不感帯は，減衰性が向上する代わりに低周波帯のゲイン，高周波帯のゲインがともに減少する。これらのゲインが減少することは系統安定化効果が低下することに繋がるため，制御の目的を達成しにくくなる。一方，提案制御は減衰性が向上するだけでなく，高周波帯のゲインを維持しつつ低周波帯のゲインが増加するため，系統安定化効果を向上させる特性を有することが検証できた。

5.1.6 WEST 10 機系統モデルを用いた動作検証

本項では，4.1 節で述べた WEST 10 機系統モデルの解析において，各種の振動抑制対策の効果を検証する。ここで扱う振動抑制対策は，3.6 節で述べた再エネモデルで模擬可能な制御ゲインの低減，不感帯，変化率制限の他，5.1.3～5.1.5 項で述べたハンチング抑制制御の 4 種類とした。各種の振動抑制対策の設定を表 5.7 に示す。また，モデル上の該当箇所を図 5.17 に赤色で示す。

表 5.7 振動抑制対策の設定

Case	制御ゲイン [p.u. / p.u.]	不感帯 [p.u.]	変化率制限 [p.u./s]	提案制御 補償インピーダンス [p.u.]
8-1	1.0	無効	無効	無効
8-2	0.5	無効	無効	無効
8-3	1.0	± 0.1	無効	無効
8-4	1.0	無効	± 31.6	無効
8-5	1.0	無効	無効	0.2

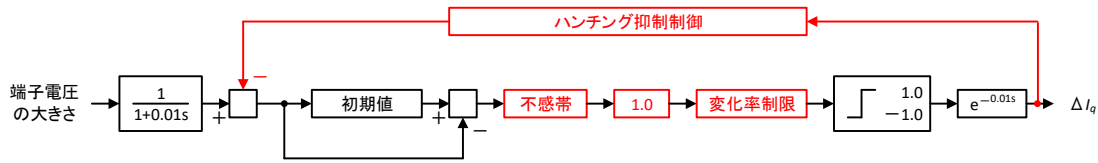


図 5.17 振動抑制対策の該当箇所

制御ゲインを低減する場合は、4 章で用いた値 (1.0) を半分 (0.5) とした。不感帯については、図 3.8 の引用元のグリッドコード^[63]を参考に ± 0.1 p.u. とした。変化率制限については、同文献において事故発生から 20 ms 以内に無効電流の供給を開始することが要求されていたため、この時間内に時定数の表す約 63.2 % 値に達する必要があるとして、 $0.632 \text{ p.u.} / 20 \text{ ms}$ を換算して $31.6 \text{ p.u.} / \text{s}$ と設定した。また、提案制御は特高 PV および特高 WT の構内インピーダンス（自己容量ベースで 0.2 p.u. ）を補償することとした。

ここで、GFL インバータに提案制御を適用するにあたり、 $H(s)$ の伝達関数およびそのパラメータを定める必要がある。5.1.3～5.1.5 では提案制御の概念の説明のために $H(s)$ は (5.3) 式で表現できるものとしたが、実際には図 5.18 に示すように $W(s)$ に該当する部分に多くのループが存在しており、それらの特性を考慮する必要がある。これらの伝達関数を厳密に $H(s)$ で構成することは、GFL インバータ 1 台の中に 2 台分の制御を搭載することと類似しており、過大なメモリを要するなどのコスト増につながる。そこで、本節では $H(s)$ の伝達関数としてより簡単な構成を用いた場合の効果について検証する。

$$H_1(s) = Z \cdot D(s) \cdot W(s) \quad (5.3 \text{ 再掲})$$

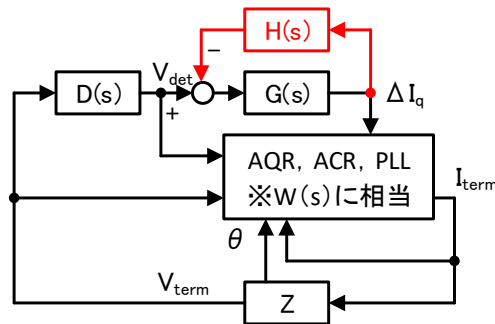
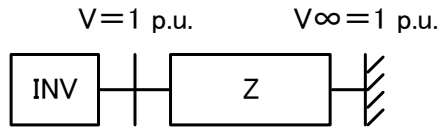


図 5.18 $W(s)$ が有するループの構成

$H(s)$ の主目的は、 $G(s)$ による電流指令値 ΔI_q に対する V_{det} の偏差 (ΔV_{det} とする) を補償することであるため、その関係を伝達関数として表現できれば良い。そこで、図 5.19 に示す無限大母線系統モデルにおいて、GFL として図 3.6 に示す再エネモデル、図 3.8 に示す動的無効電流制御モデルを適用した。このとき、図 5.20 に示すように動的無効電流制御のゲインは 0 とし、動的無効電流制御の出力に見立てて ΔI_q として $+0.2 \text{ p.u.}$ のステップ信号を加算した。このとき、動的無効電流制御の入力が変化するため、それらの波形から ΔI_q に対する ΔV_{det} の関係を把握することができる。



インバータ定格出力：1000 MW
 (定格出力と連系容量は同一とみなしている)
 基準容量：1000 MVA

図 5.19 検証に用いた無限大母線系統モデル

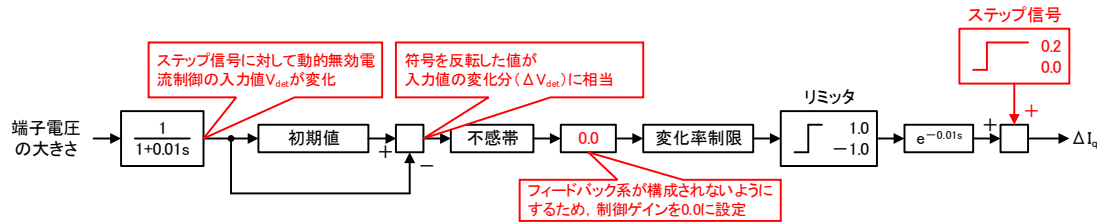


図 5.20 動的無効電流制御モデルにおけるステップ信号の加算

最初にテブナン等価インピーダンスの影響を把握するため、ここではリアクタンス分を考慮し、 $X=0.4\sim 0.8 \text{ p.u.}$ と変化させた場合の応答を図 5.21 に示す。この波形から、 ΔI_q と ΔV_{det} の関係はテブナン等価インピーダンスの変化に対して線形とみなせることを確認した。この関係は (5.8) 式で表すことができるため、新たに定義した $M(s)$ を用いて提案制御の伝達関数は (5.9) 式とすればよい。

$$\Delta V_{det} = M(s) \cdot Z \cdot \Delta I_q \quad (5.8)$$

$$H(s) = M(s) \cdot Z \quad (5.9)$$

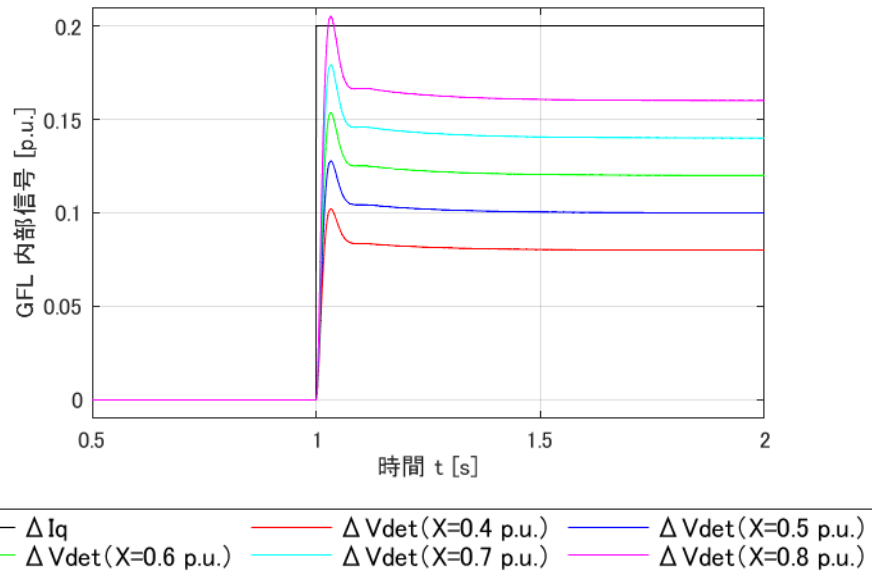


図 5.21 テブナン等価インピーダンスを変化させた場合の ΔI_q に対する ΔV_{det} の応答

ここで、(5.8) 式を変形すれば (5.10) 式が得られるため、 Z が既知の条件において ΔI_q と ΔV_{det} の関係から $M(s)$ を求めることができると考えられる。そこで、本項では ΔI_q と ΔV_{det} の波形から $M(s)$ の伝達関数を推定、およびそのパラメータを同定し、提案制御に適用した場合の効果について検証する。

$$M(s) = \frac{\Delta V_{det}}{Z \cdot \Delta I_q} \quad (5.10)$$

図 5.21 の波形から、 $M(s)$ の推定値である $M_{est}(s)$ は一次遅れとリセット回路の和で簡略的に表現できるものとみなした。また、次数を増やしつつ波形の合致度を向上させるため、リセット回路には一次遅れとゲインを追加して (5.11) 式で概ねの特性を表現できるものとした。

$$M_{est}(s) = \frac{1}{1 + T_A s} + \frac{1}{1 + T_B s} \cdot \frac{1}{1 + T_C s} \cdot \frac{1}{1 + T_D s} \cdot \frac{T_E s}{1 + T_E s} \cdot T_F \quad (5.11)$$

(5.11) 式に $0.2 \times 0.8 = 0.16$ p.u. のステップ信号を与えた時の応答が図 5.21 における $X = 0.8$ p.u. の波形と誤差最小となるよう、表 5.8 に示す条件で最小二乗法を用いて各時定数を同定した。この同定値を用いた応答波形を図 5.22 に示す。この結果から、 $M_{est}(s)$ を用いて $M(s)$ の概ねの特性を表現できていることがわかる。なお、 $M_{est}(s)$ を構成する伝達関数に項を追加したり次数を上げたりすれば波形の合致度はより向上すると考えられるが、表 5.8 に示す条件でも約 499 万通り ($11 \times 11 \times 11 \times 11 \times 11 \times 31 = 4992581$) の組み合わせ問題を解いており、計算負荷が非常に大きい。また、 $M_{est}(s)$ として利用できる伝達関数のレベル感を把握することも重要であるため、本論文では $M_{est}(s)$ に関してこれ以上の高度化は図らないこととした。

表 5.8 最小二乗法により同定した時定数

	T_A [s]	T_B [s]	T_C [s]	T_D [s]	T_E [s]	T_F [s]
探索範囲	0～0.1	0～0.1	0～0.1	0～0.1	0～0.1	0～3
探索刻み	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.1
同定値	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	2.1

以上の結果から、本項では図 5.23 のように提案制御を構成した。ここで、提案制御では構内インピーダンスを補償することとしており、2.3 節で述べた通り再エネの連系用インピーダンスは自己容量ベースで一律に 20 % と設定しているため、図 5.23 における補償インピーダンスは 0.2 p.u. としている。

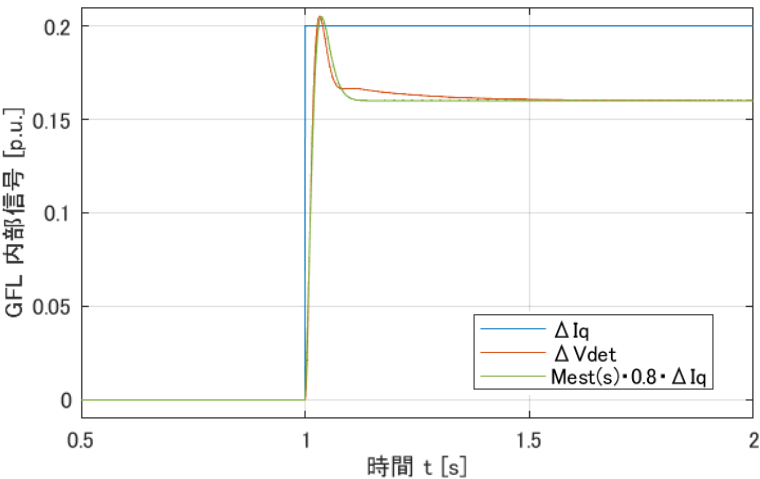


図 5.22 $M_{est}(s)$ を用いた場合の応答

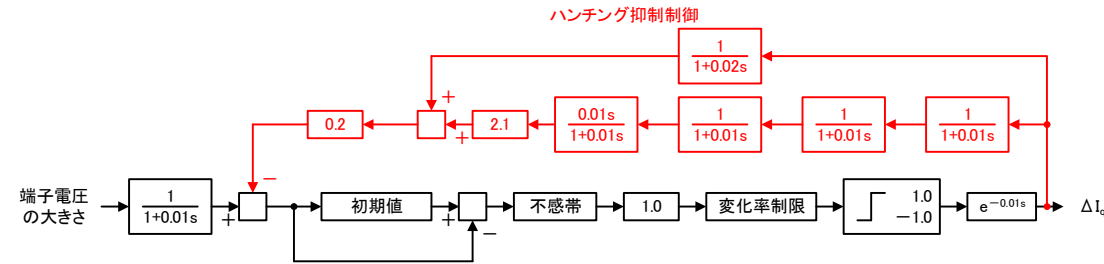


図 5.23 推定伝達関数を用いた提案制御の構成

特高 PV、特高 WT の動的無効電流制御に各種の振動抑制対策を適用した場合の過渡安定性の評価および約 20 Hz の振動の発生の有無を表 5.9～5.12 に示す。

表 4.3 動的無効電流制御を有効とした場合の ΔAG [deg] (再掲, Case 8-1)

		発電機の連系容量 [GVA]					
		72	62	52	42	32	22
再エネの 連系容量 [GVA]	0	29.89	—	—	—	—	—
	10	26.76	29.84	—	—	—	—
	20	25.29	27.52	30.47	—	—	—
	30	24.58	26.42	28.73	31.46	—	—
	40	24.32	25.95	27.94	30.17	不可*	—
	50	24.10	25.68	27.64	29.77	不可*	不可*
	60	23.91	25.37	27.21	29.20	不可*	不可*

赤字：再エネの出力抑制を実施したケース

*：約 20 Hz の振動が発生して過渡安定性の妥当な評価ができなかったケース

表 5.9 制御ゲインの低減による効果 (Case 8-2)

		発電機の連系容量 [GVA]					
		72	62	52	42	32	22
再エネの 連系容量 [GVA]	0	29.89	—	—	—	—	—
	10	27.03	30.20	—	—	—	—
	20	25.60	27.98	31.10	—	—	—
	30	24.96	26.91	29.38	32.35	—	—
	40	24.77	26.51	28.65	31.08	33.23	—
	50	24.54	26.30	28.46	30.84	32.60	不可*
	60	24.32	25.94	27.99	30.30	32.30	不可*

赤字：再エネの出力抑制を実施したケース

*：約 20 Hz の振動が発生して過渡安定性の妥当な評価ができなかったケース

表 5.10 不感帯による効果 (Case 8-3)

		発電機の連系容量 [GVA]					
		72	62	52	42	32	22
再エネの 連系容量 [GVA]	0	29.89	—	—	—	—	—
	10	26.96	30.18	—	—	—	—
	20	25.41	27.85	31.02	—	—	—
	30	24.69	26.65	29.19	32.16	—	—
	40	24.43	26.16	28.33	30.79	32.76	—
	50	24.18	25.90	28.06	30.45	31.84	不可*
	60	23.96	25.54	27.58	29.91	31.61	不可*

赤字：再エネの出力抑制を実施したケース

*：約 20 Hz の振動が発生して過渡安定性の妥当な評価ができなかったケース

表 5.11 変化率制限による効果 (Case 8-4)

		発電機の連系容量 [GVA]					
		72	62	52	42	32	22
再エネの 連系容量 [GVA]	0	29.89	—	—	—	—	—
	10	26.76	29.84	—	—	—	—
	20	25.29	27.52	30.47	—	—	—
	30	24.58	26.42	28.73	31.45	—	—
	40	24.32	25.95	27.94	30.18	不可*	—
	50	24.10	25.68	27.65	29.77	不可*	不可*
	60	23.91	25.37	27.22	29.20	不可*	不可*

赤字：再エネの出力抑制を実施したケース

*：約 20 Hz の振動が発生して過渡安定性の妥当な評価ができなかったケース

表 5.12 提案制御による効果 (Case 8-5)

		発電機の連系容量 [GVA]					
		72	62	52	42	32	22
再エネの 連系容量 [GVA]	0	29.89	—	—	—	—	—
	10	26.65	29.68	—	—	—	—
	20	25.15	27.33	30.20	—	—	—
	30	24.42	26.22	28.48	31.12	—	—
	40	24.15	25.72	27.66	29.84	30.97	—
	50	23.93	25.46	27.34	29.40	不可*	不可*
	60	23.75	25.16	26.93	28.89	不可*	不可*

赤字：再エネの出力抑制を実施したケース

*：約 20 Hz の振動が発生して過渡安定性の妥当な評価ができなかったケース

ここで、各種の振動抑制対策の効果を評価するため、代表的に再エネの連系量が 60 GVA、発電機の連系容量が 32 GVA、のケースにおけるシミュレーション波形を図 5.24 に示す (Case 8-1, Case 8-4 においては事故発生前から振動の兆候が見えるが、計算の有効数字を小数点以下 6 桁とした際の桁落ちによる影響である)。ここでは、各種の振動抑制対策の効果を比較するため、波形を評価しやすかった NODE 509 の波形を選定している。また、振動抑制効果を定量的に評価するため、無効電力出力の波形から求めたパワースペクトルを図 5.25 に示す。その結果、制御ゲインの低減>不感帯>提案制御>変化率制限の順で振動抑制効果が高いことを把握した。

また、過渡安定性への影響を評価するため、動的無効電流制御の継続的な振動が発生していないケースの例として、再エネの連系量が 60 GVA、発電機の連系容量が 42 GVA のケースにおけるシミュレーション波形 (差異を確認するため拡大図) を図 5.26 に示す。振動抑制対策無し (Case 8-1) に対して制御ゲインの低減 (Case 8-2)、不感帯 (Case 8-3)、変化率制限 (Case 8-4) のいずれも過渡安定性向上の効果は若干低下していた (Case 8-4 は Case 8-1 と波形がほぼ重なっている)。これらの振動抑制対策は等価的に制御ゲインを低減させることになるため、事故中の無効電流の供給量が減少し、電圧低下の抑制効果が小さくなったことが、過渡安定性を低下させたものと考えられる。一方、提案制御 (Case 8-5) は事故中の無効電流および無効電力の供給量がむしろ増加しており、電圧低下をより抑制できていることで過渡安定性が向上していることが確認できた。図 5.25 および図 5.26 から読み取ったパワースペクトルおよび ΔAG は表 5.15 のように整理できる。

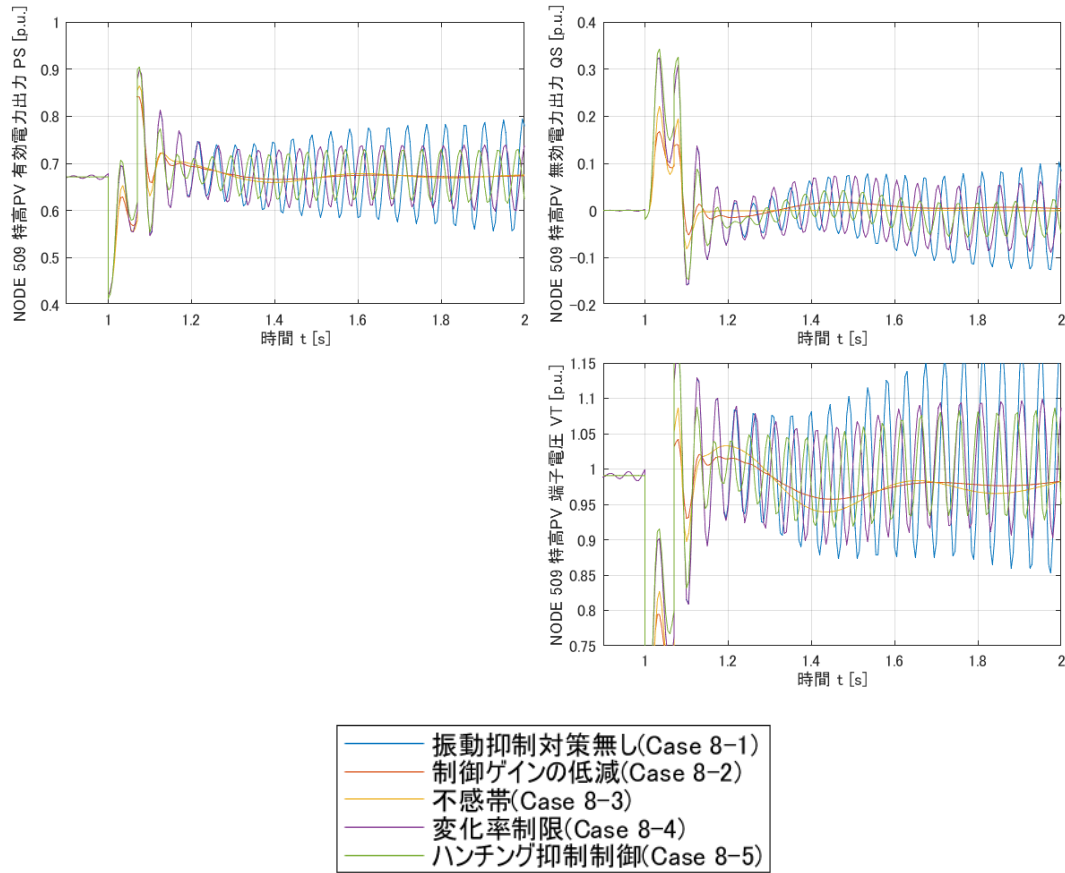


図 5.24 各種の振動抑制対策を適用した場合の特高 PV の応答

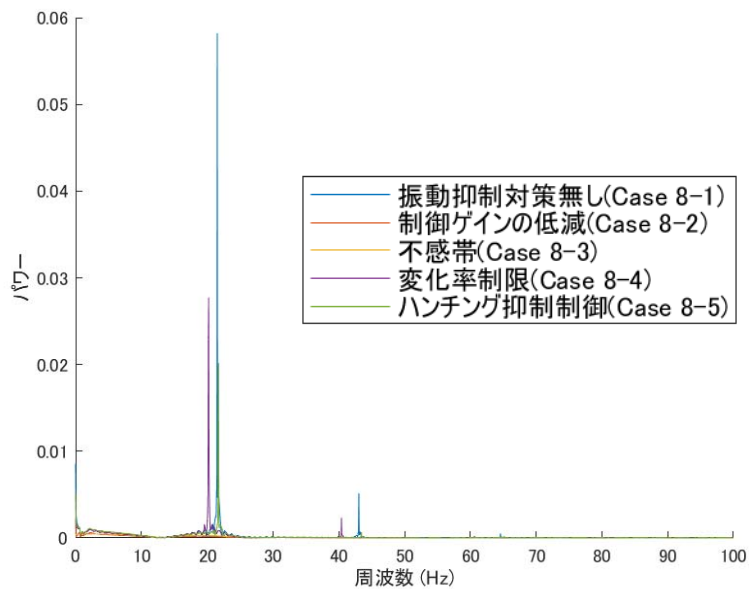


図 5.25 各種の振動抑制対策を適用した場合のパワースペクトル
(特高 PV の無効電力出力より)

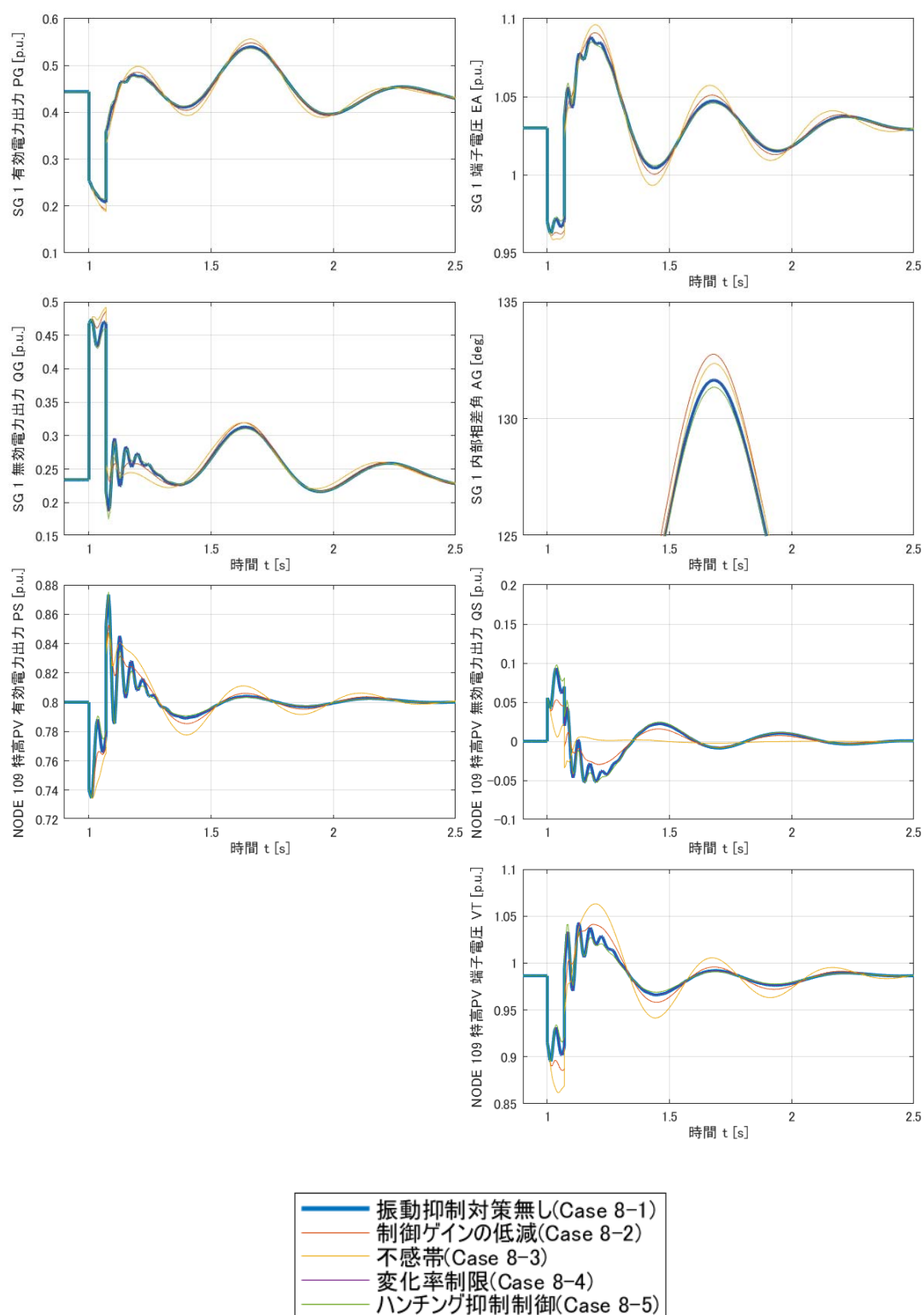


図 5.26 各種の振動抑制対策を適用した場合の過渡安定性の評価

表 5.13 各種の振動抑制対策を適用した場合の効果

Case	振動抑制対策	約 20 Hz のパワースペクトルによる評価	ΔAG [deg]による評価
8-1	無し (基準)	0.0582	29.20
8-2	制御ゲインの低減	0.0002 (基準値-0.0580)	30.30 (基準値+1.10)
8-3	不感帯	0.0003 (基準値-0.0579)	29.91 (基準値+0.71)
8-4	変化率制限	0.0277 (基準値-0.0305)	29.20 (基準値+0.005)
8-5	提案制御	0.0201 (基準値-0.0381)	28.89 (基準値-0.31)

表 5.13 の結果は 5.1.5 項における一機無限大母線系統を用いた検証結果と整合しており、多機系統においても同様の結論が導き出せることを確認した。すなわち、動的無効電流制御において等価的に制御ゲインを抑制することになる振動抑制対策は、トレードオフの関係として過渡安定性の改善効果が減少するのに対し、提案制御はハンチング抑制だけでなく過渡安定性の向上にも寄与する。これらの結果は、提案制御 $H(s)$ の構成要素である $W_1(s) \cdot D_1(s)$ はステップ応答から推定した伝達関数を用いたとしても、意図した効果が得られていることを示している。

一方、振動抑制対策は択一ではないため、組み合わせで用いることが有効だと考えられる。そこで、これら 4 種の対策のうち 2 種を組み合わせ (表 5.14)、その振動抑制効果および過渡安定性への影響について検証した。

表 5.14 振動抑制対策の 2 種組み合わせ

Case	制御ゲイン [p.u. / p.u.]	不感帯 [p.u.]	変化率制限 [p.u./s]	提案制御 補償インピーダンス [p.u.]
9-1	0.5	± 0.1	無効	無効
9-2	0.5	無効	± 31.6	無効
9-3	0.5	無効	無効	0.2
9-4	0.5	± 0.1	± 31.6	無効
9-5	1.0	± 0.1	無効	0.2
9-6	1.0	無効	± 31.6	0.2

例として、再エネの連系量が 60 GVA、発電機の連系容量が 32 GVA のケースに Case 9-1～Case 9-6 の振動抑制対策を適用した場合のシミュレーション波形を図 5.27 に示す。その結果、いずれも振動抑制効果は向上していることを確認した。特に、変化率制限と提案制御を組み合わせた Case 9-6 を除いて、約 20 Hz の振動成分はほとんど減衰できている。なお、変化率制限と提案制御による振動抑制効果は、制御ゲインの低減や不感帯と比べて低いことが表 5.13 でも確認できており、Case 9-6 はその組み合わせであるために振動抑制効果が十分でなかったものと考えられる。

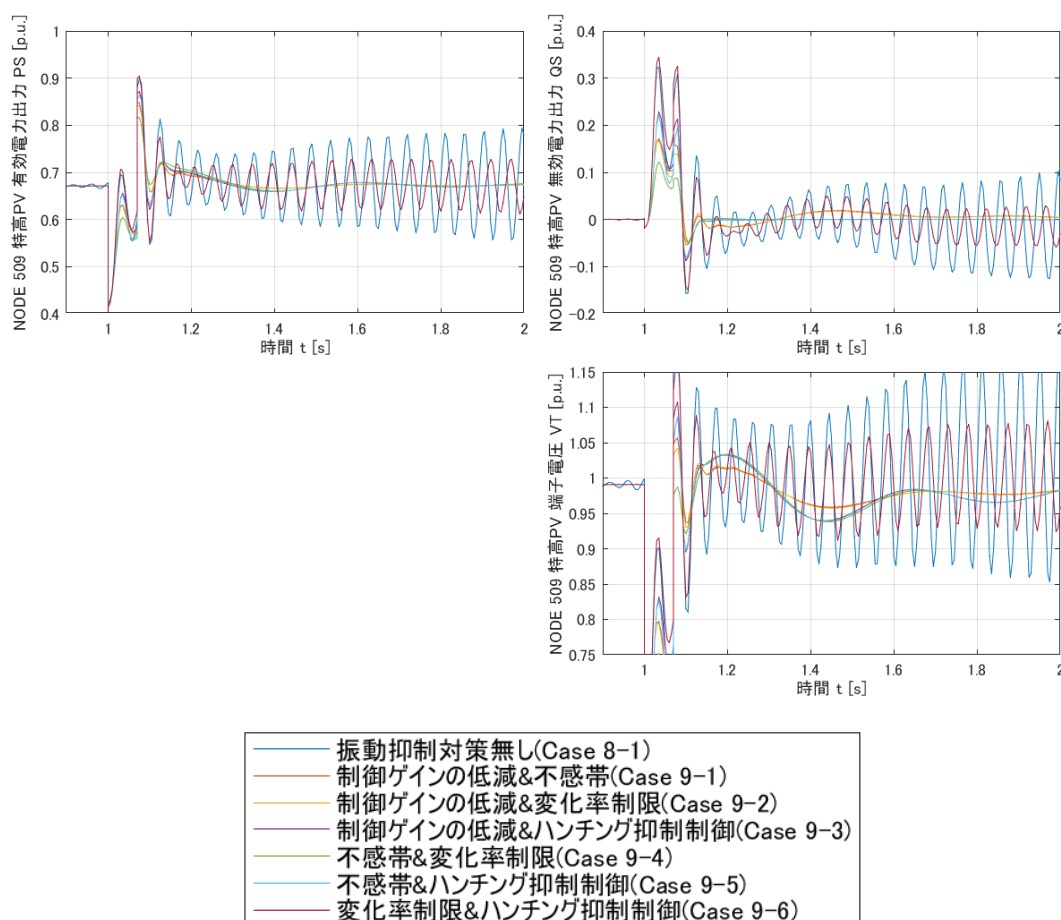


図 5.27 振動抑制対策 2 種組み合わせにおけるシミュレーション波形

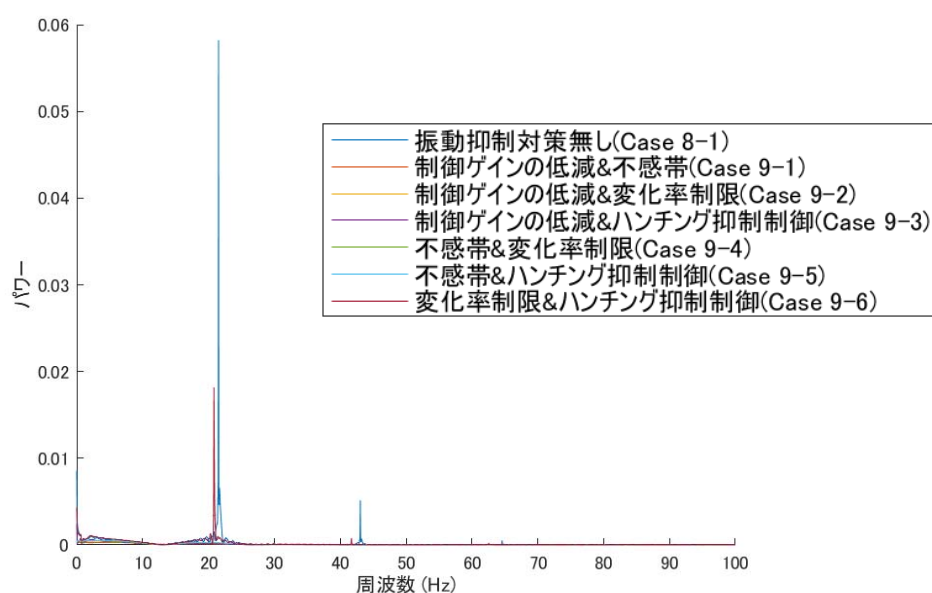
図 5.28 振動抑制対策 2 種組み合わせにおけるパワースペクトル
(特高 PV の無効電力出力より)

Figure 10 displays eight subplots comparing the time response of various power system variables over 2.5 seconds for different control strategies. The variables are:

- SG 1 有効電力出力 PG [p.u.]
- SG 1 端子電圧 EA [p.u.]
- SG 1 無効電力出力 QG [p.u.]
- SG 1 内部相差角 AG [deg]
- NODE 109 特高PV 有効電力出力 PS [p.u.]
- NODE 109 特高PV 無効電力出力 QS [p.u.]
- NODE 109 特高PV 端子電圧 VT [p.u.]

The legend identifies the following cases:

- 振動抑制対策無し(Case 8-1)
- 制御ゲインの低減&不感帯(Case 9-1)
- 制御ゲインの低減&変化率制限(Case 9-2)
- 制御ゲインの低減&ハンチング抑制制御(Case 9-3)
- 不感帯&変化率制限(Case 9-4)
- 不感帯&ハンチング抑制制御(Case 9-5)
- 変化率制限&ハンチング抑制制御(Case 9-6)

86

図 5.29 および図 5.26 との比較から、提案制御は唯一、過渡安定性を向上させる効果があるため、組み合わせた振動抑制対策による過渡安定性の低下を緩和できることが確認できた。なお、他の振動抑制対策同士を組み合わせた場合は、過渡安定性の低下度合いが大きくなっている。図 5.28 および図 5.29 から読み取ったパワースペクトルおよび ΔAG は表 5.15 のように整理できる。

表 5.15 振動抑制対策 2 種を組み合わせた場合の効果

Case	振動抑制対策	約 20 Hz のパワースペクトルによる評価	ΔAG [deg]による評価
8-1	無し（基準）	0.0582	29.20
9-1	制御ゲインの低減 不感帯	0.0001	30.87 (基準値+1.67)
9-2	制御ゲインの低減 変化率制限	0.0002 (基準値-0.0581)	30.30 (基準値+1.10)
9-3	制御ゲインの低減 提案制御	0.0002 (基準値-0.0580)	30.16 (基準値+0.96)
9-4	不感帯 変化率制限	0.0003 (基準値-0.0579)	29.91 (基準値+0.71)
9-5	不感帯 提案制御	0.0003 (基準値-0.0579)	29.59 (基準値+0.39)
9-6	変化率制限 提案制御	0.0182 (基準値-0.0400)	28.89 (基準値-0.31)

以上から、基本的な振動抑制対策（制御ゲインの低減、不感帯、変化率制限）や提案制御はいずれも振動抑制効果があり、提案制御が唯一、過渡安定性を向上させることを確認した。また、振動抑制対策の 2 種組み合わせにおいては、いずれのケースにおいても振動抑制効果と過渡安定性への影響は相乗的になることを確認した。また、提案制御 $H(s)$ の構成要素である $W_1(s) \cdot D_1(s)$ はステップ応答から推定した伝達関数を用いたとしても、不具合が発生していないことについても検証できた。このため、過渡安定性が厳しい条件で動的無効電流制御の継続的な振動を抑制する必要がある場合、本論文で提案したハンチング抑制制御を活用できる可能性がある。

5.2 LFSM の振動抑制対策

4.2.3 項より、LFSM のむだ時間の程度に応じた動揺周期が現れる可能性があることが明らかとなった。そこで、これらの動揺周期に幅広く対応可能な対策のひとつとして、発電機に備わる $\Delta\omega$ 形 PSS を活用することについて検討した。

文献[78]～[81]で明らかにされているように、一機無限大母線系統モデルにおける PSS の理想的な位相特性は、AVR と発電機の位相特性を打ち消すように設計することで、発電機の回転数 ω と同相のトルク、すなわちダンピングトルクを得ることができる。しかしながら、全ての周波数帯で理想的な位相特性に近づける必要はなく、図 5.30 に示すように、対象とする動揺周期の帯域で理想的な位相特性に近い特性となっていれば、実運用上は問題無い^[82]。

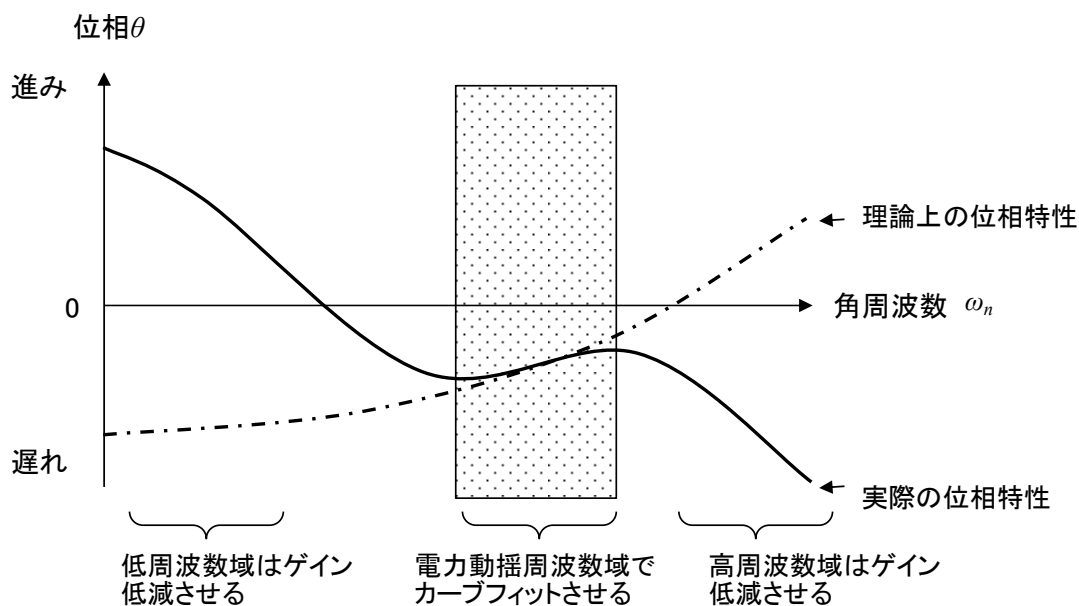


図 5.30 PSS の位相特性^[81]

一般的に、 $\Delta\omega$ 形 PSS は約 2～3 s の動揺周期を抑制することを想定して設計されるが^[82]、本節では 4.2.3 項で発生していた動揺周期を抑制するため、文献[78]～[81]に示された手法を用い、約 0.16～1 Hz の周波数帯域（約 1～6 s の動揺周期）において理想的な位相特性に近い特性が得られるよう、以下のように $\Delta\omega$ 形 PSS を設計した。

$\Delta\omega$ 形 PSS の設計に用いた一機無限大母線系統モデルを図 5.31 に示す。一機無限大母線系統モデルで再現できる動揺周期は 1 つのみであるため、中間的に約 3 s 周期の動揺が発生する条件を設定した（等価インピーダンスを元の系統データと揃える必要は無いため、定格出力にて約 3 s 周期の長周期動揺が持続振動となる条件とする目的で、連系用変圧器のインピーダンスを小さく、送電線のインピーダンスを大きくしている）。このときの $\Delta\omega$ 形 PSS の理想的な位相特性を図 5.32 に示す。これをリファレンスとして、約 0.16～1 Hz の周波数帯域で理想的な位相特性に近い特性が得られる $\Delta\omega$ 形 PSS を図 5.33 のように設計した。

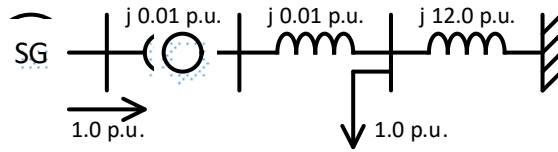
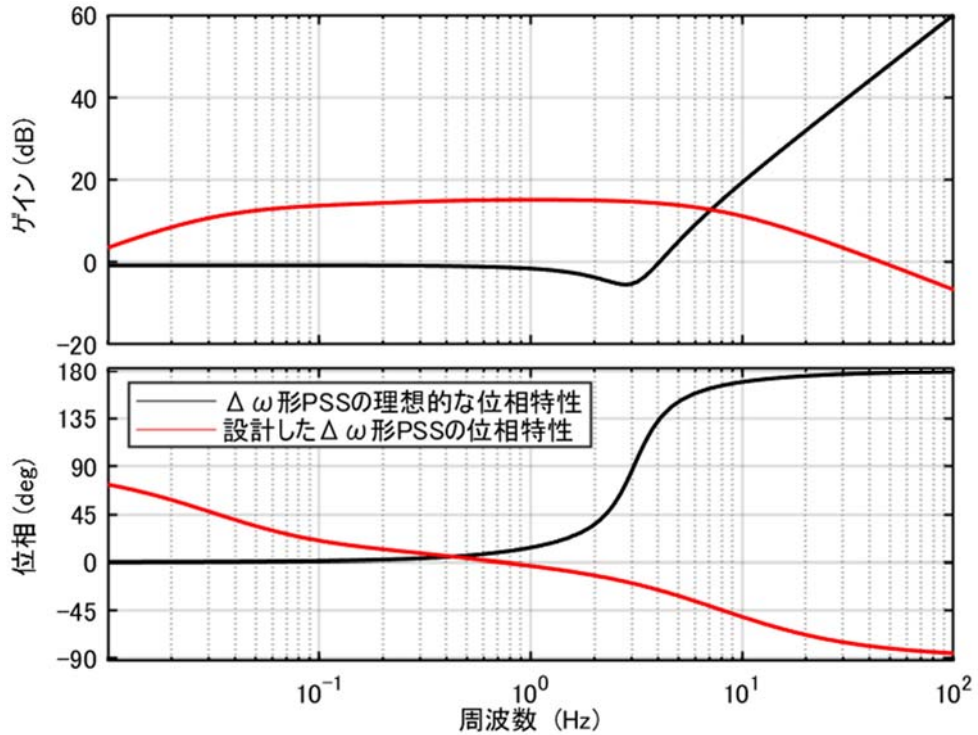
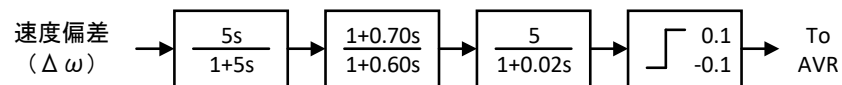
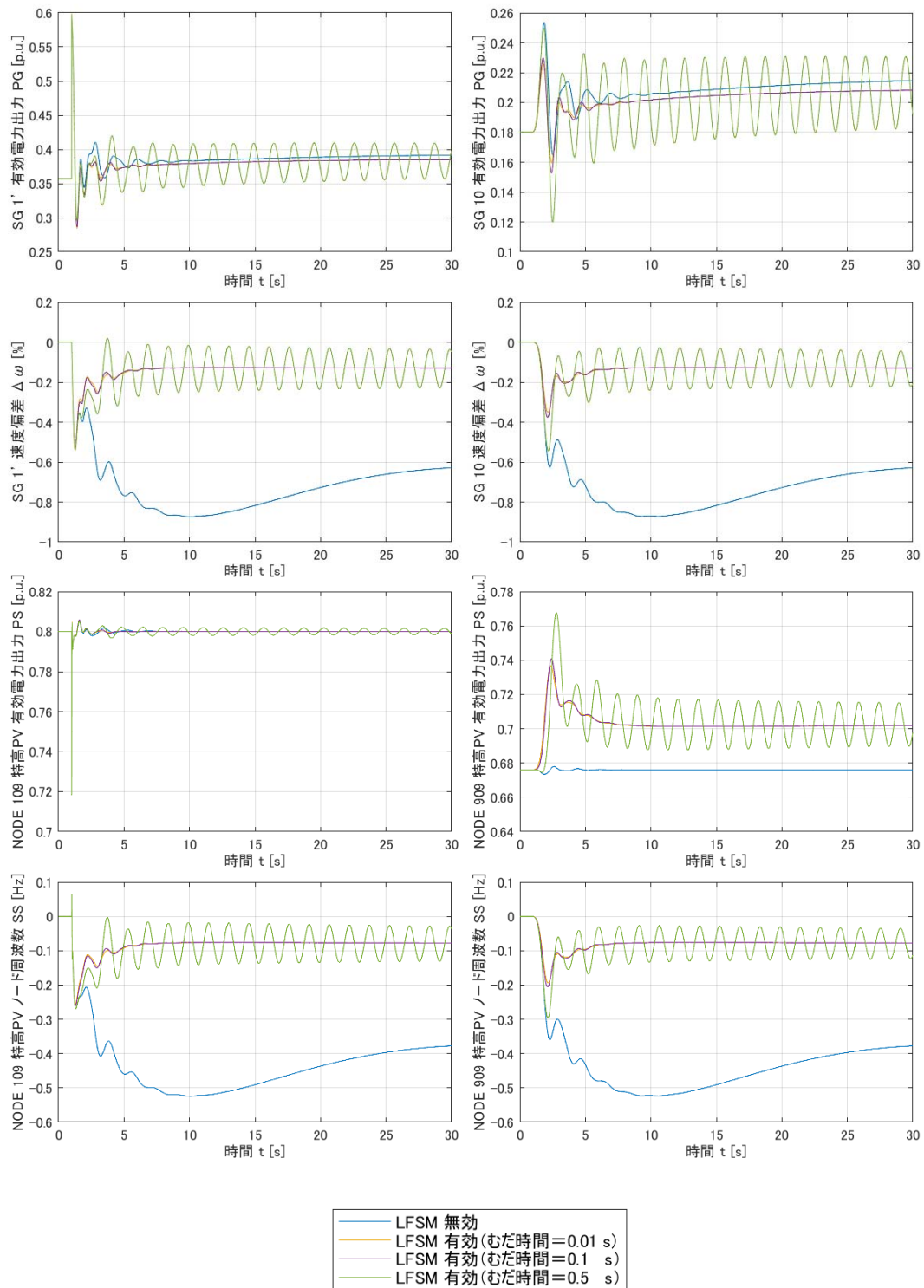


図 5.31 PSS の設計に用いた一機無限大母線系統モデル

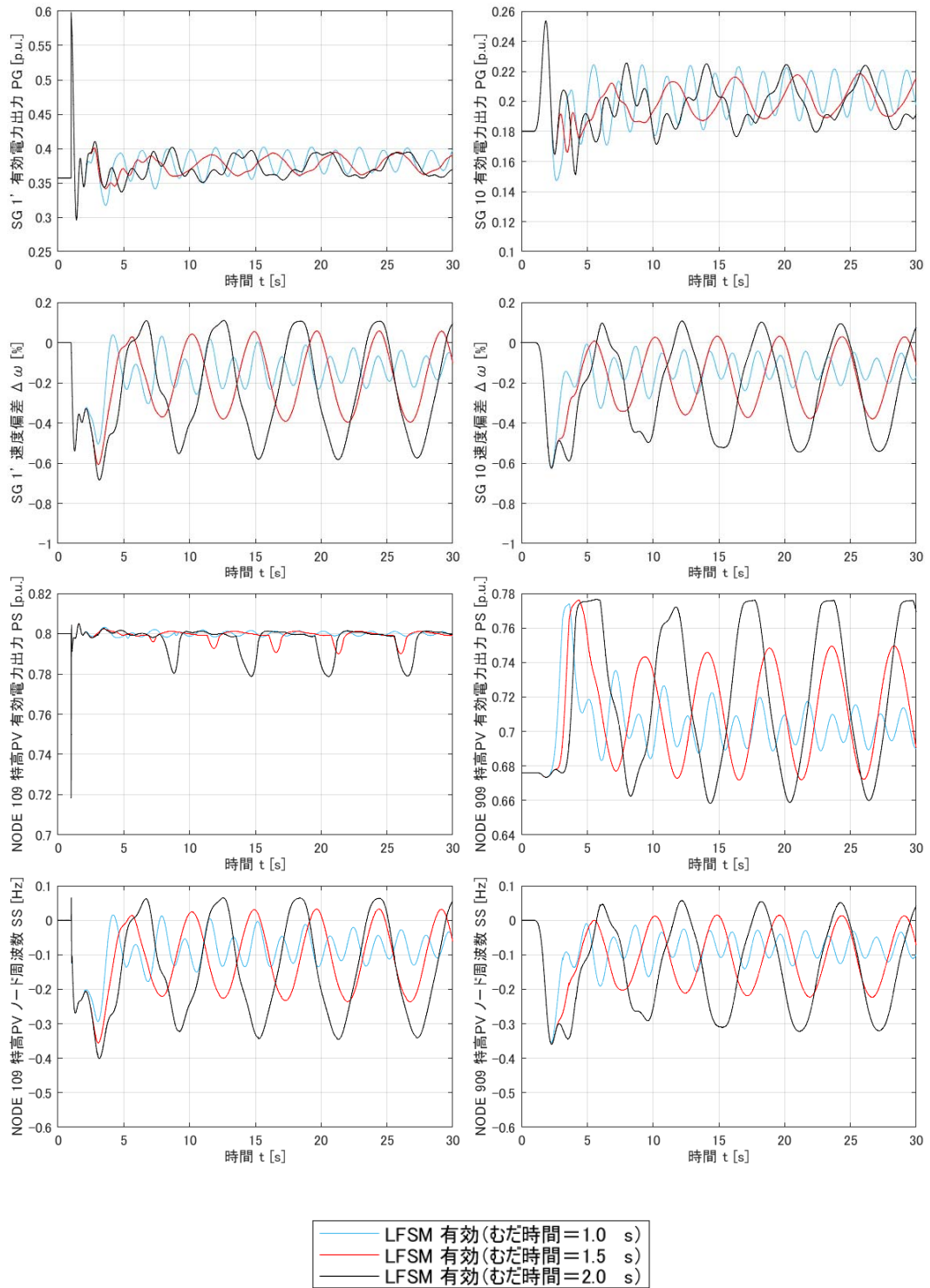
図 5.32 設計した $\Delta\omega$ 形 PSS のボード線図図 5.33 設計した $\Delta\omega$ 形 PSS のブロック線図

なお、図 5.32 においてはゲイン特性を参考までに示したが、理想的なゲイン特性は存在しないため、ゲイン特性を黒線に合わせる必要は無く、基本的にはゲインが大きいほどダンピングの効果が高くなる。ただし、10 Hz 程度以上のゲインが大きくなりすぎると、軸ねじり振動を拡大させる場合があるため、ゲイン特性を大きくする場合は留意が必要となる^[82]。

図 5.33 の $\Delta\omega$ 形 PSS を全ての発電機に付加し、「再エネの連系容量 50 GVA、発電機の連系容量 52 GVA」を再シミュレーションした結果を図 5.34 に示す。LFSM のむだ時間によって取り得る動揺周期のいずれに対しても、良好に減衰できていることが確認できた。

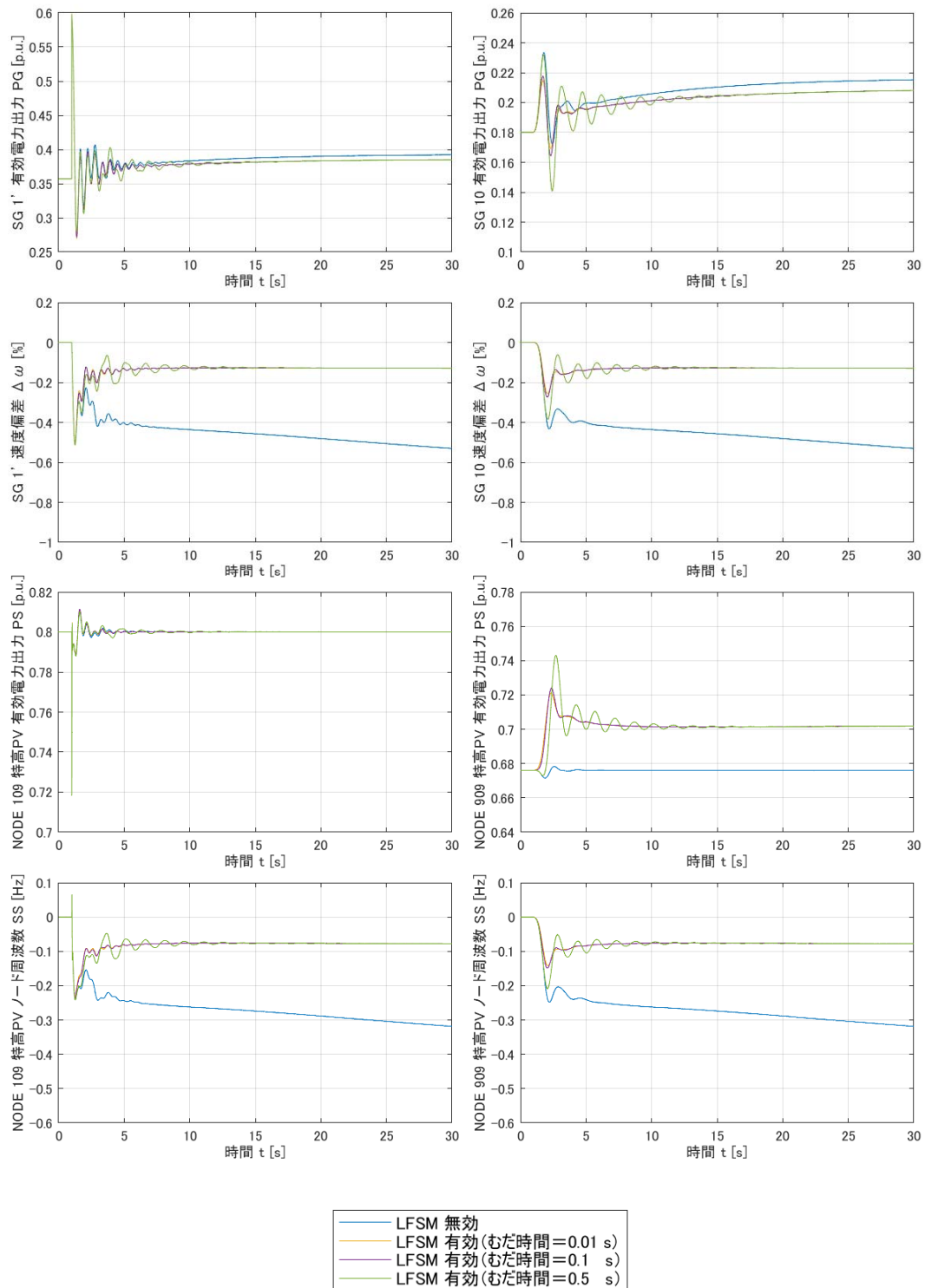


(a) むだ時間 0.01~0.5 s

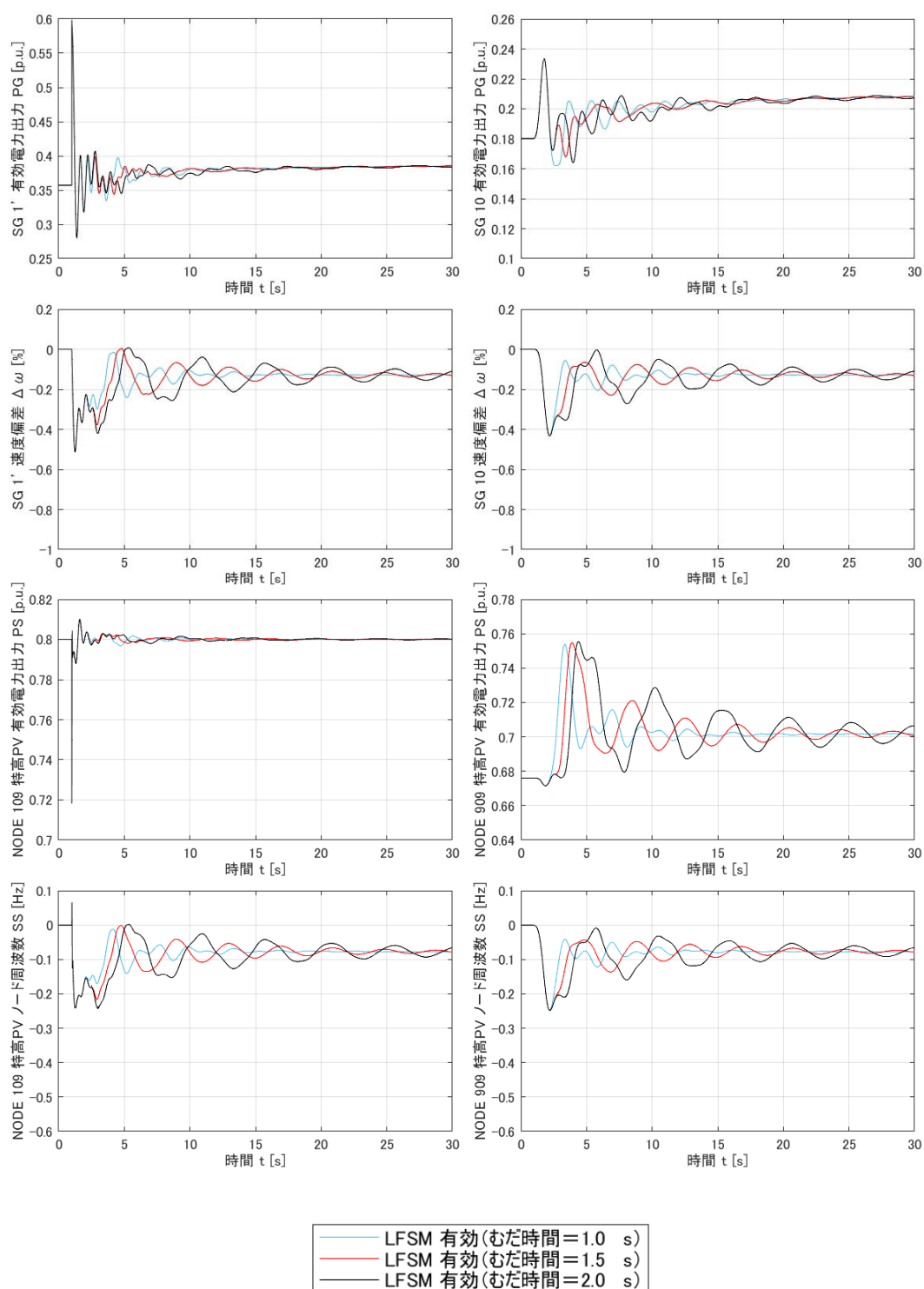


(b) むだ時間 1.0~2.0 s

図 5.26 LFSM のむだ時間を増加させた場合の影響 (再掲)



(a) むだ時間 0.01~0.5 s



(b) むだ時間 1.0~2.0 s

図 5.34 LFSM のむだ時間を増加させた場合の影響

ただし、 $\Delta\omega$ 形 PSS は本来 2～3 s の動揺周期を抑制することを目的に定数整定するものであるため、その範囲を 1～6 s に拡張した場合に、2～3 s の動揺周期に対して悪影響を及ぼさないことを確認する必要がある。そこで、図 5.31 の系統モデルを用い、既設として、図 5.35 に示すように 2～3 s (0.33～0.5 Hz) の動揺周期を抑制の対象とした $\Delta\omega$ 形 PSS が存在していたものと仮定した (図 5.36)。このときの $\Delta\omega$ 形 PSS のブロック線図を図 5.36 に示す。この $\Delta\omega$ 形 PSS を全ての発電機に適用し、約 2 s の動揺周期が発生する事故条件として、「再エネの連系容量 50 GVA、発電機の連系容量 52 GVA」において LINE 0 の中間地点で 1 回線 3LG-O を発生させた場合のシミュレーション結果を図 5.37 に示す。なお、ここでは本来の $\Delta\omega$ 形 PSS の効果を示す必要があるため、LFSM が広域動揺を拡大させる影響を排除する目的で LFSM は無効化した (動的無効電流制御も無効化している)。

図 5.37 の結果から、 $\Delta\omega$ 形 PSS が抑制対象とする動揺周期を拡張しても、動揺波形に大きな差異は見られず、 ΔAG を若干抑制しつつ動揺の減衰性も若干向上しており、 $\Delta\omega$ 形 PSS は従来の性能は発揮できることを確認した。これは、図 5.32 と図 5.35 を見比べればわかるように横軸 (周波数) は対数グラフとなっており、ボード線図の形状に大きな差異が無いためと考えられる。すなわち、2～3 s (0.33～0.5 Hz) と 1～6 s (0.16～1 Hz) は近くにある周波数帯であるため、抑制対象とする動揺周期を 2～3 s (0.33～0.5 Hz) から 1～6 s (0.16～1 Hz) に拡張し、なおかつ従来の性能を発揮するための定数整定は、系統運用者にとって比較的容易に実施できると考えられる。

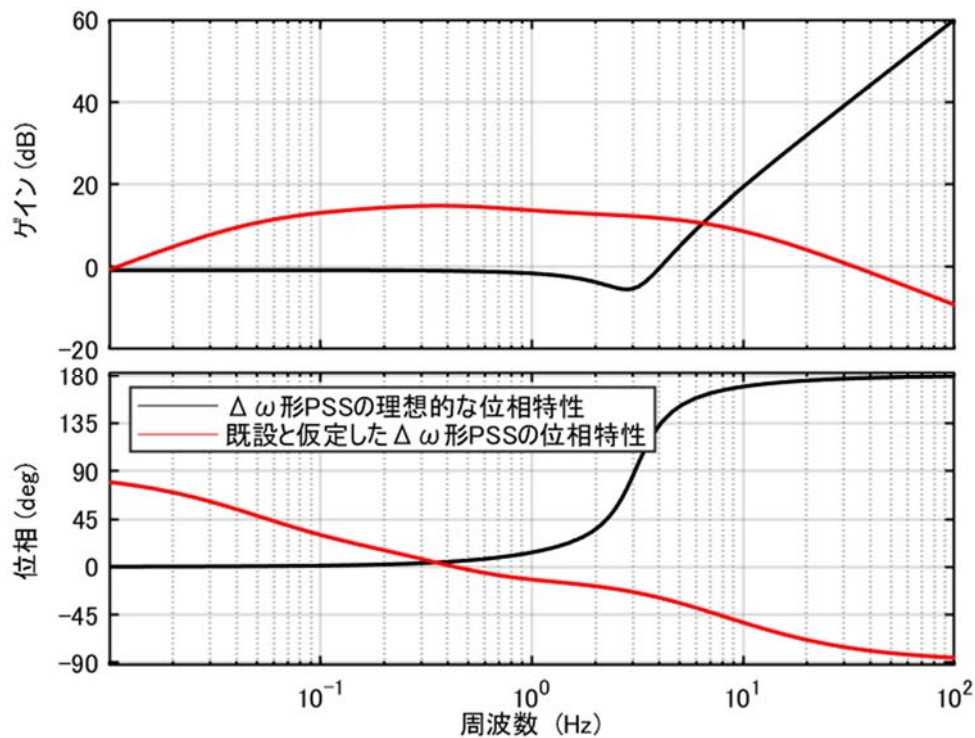


図 5.35 既設と仮定した $\Delta\omega$ 形 PSS のボード線図

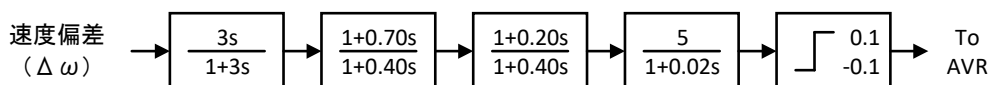
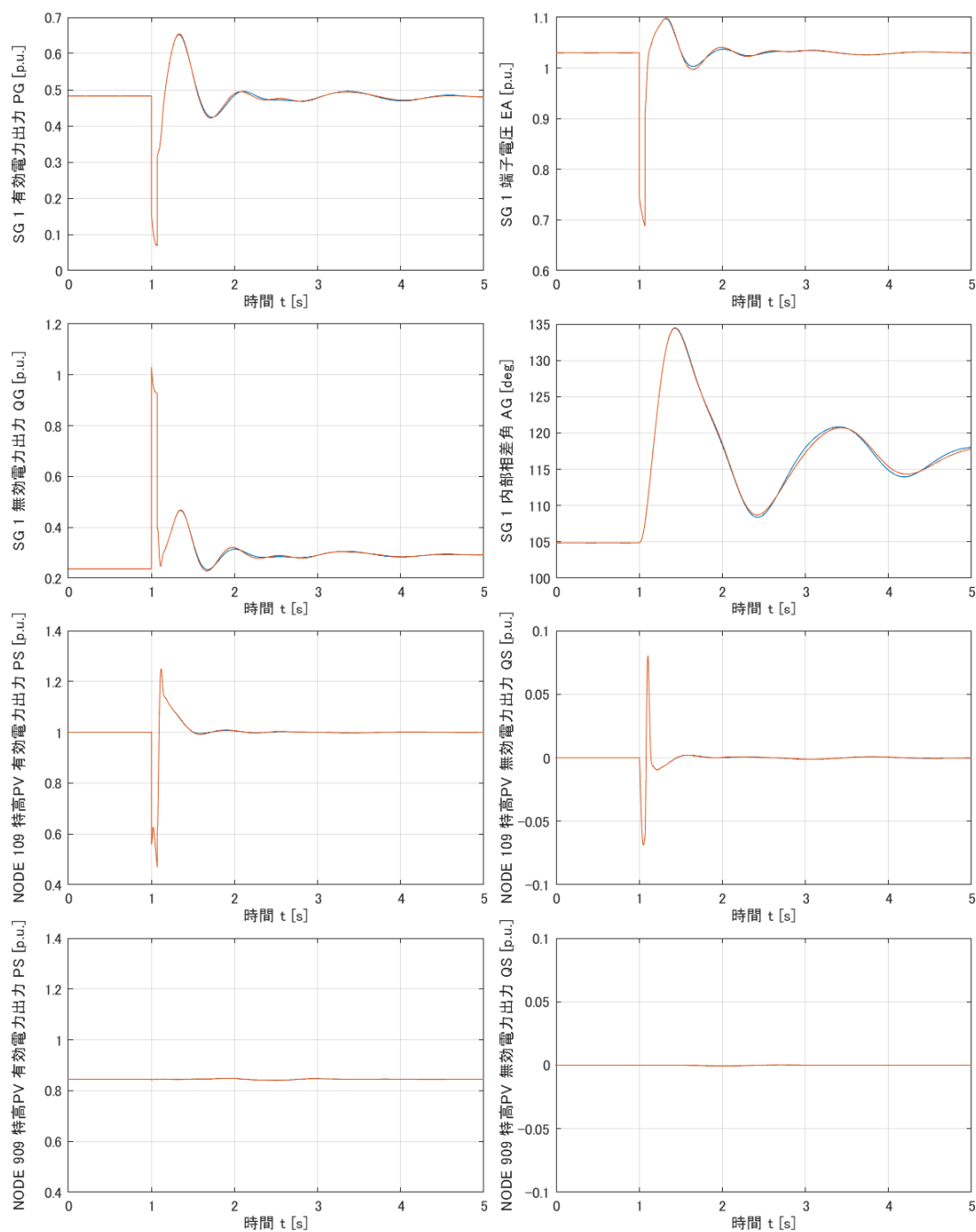


図 5.36 既設と仮定した $\Delta\omega$ 形 PSS のブロック線図

— 図5.36の $\Delta\omega$ 形PSSを適用 (2~3 s周期に対応, $\Delta AG=29.61$ deg)
 — 図5.33の $\Delta\omega$ 形PSSを適用 (1~6 s周期に対応, $\Delta AG=29.55$ deg)

図 5.37 $\Delta\omega$ 形 PSS の定数調整前後における過渡安定性への影響

以上の結果から、将来的に $\Delta\omega$ 形 PSS の定数を見直す場合は、抑制対象とする動揺周期を従来よりも広く想定しておくことが有効となる可能性がある。ただし、 $\Delta\omega$ 形 PSS の定数調整により、従来の抑制対象としていた動揺周期の減衰性が悪化しないように留意する必要がある。これに関しては、 $\Delta\omega$ 形 PSS における進み遅れ時定数の調整だけでなく、調整対象にリセット回路の時定数や定常ゲインなども含めることで、設計の自由度が増して問題を回避しやすくなると考えられる。

第6章 結論

6.1 本論文のまとめ

本論文では、再エネ導入拡大時における過渡安定性・周波数安定性の低下に対して GFL インバータに系統安定化機能を付加した場合の効果と課題について整理するとともに、系統安定化機能が引き起こす低周波振動の対策技術を提案した。

<第1章>

本論文の背景として再エネ導入拡大時に系統安定性を維持するための方策として、再エネに系統安定化機能を付加することが求められている中、系統安定化機能そのものの制御応答が不安定化し、振動的となる事象を課題に設定した。また、その振動を抑制することを目的とし、関連した先行研究の動向や本論文の構成について述べた。

<第2章>

系統安定化機能は系統事故時や電源脱落時など、電力系統に大きな外乱が加えられたときに動作するものであるため、過渡安定性および周波数安定性を解析できる一般的なモデルとして WEST 10 機系統モデルの night 断面を offpeak 断面に見立てて用いることとした。しかしながら、WEST 10 機系統モデルは発電機のみが連系されているため、再エネと発電機の連系容量を 10 GW 刻みで変化させた再エネ導入拡大断面を 27 ケース作成した。このとき、再エネが連系される特高以下の下位系統を新たに作成し、第 4 章、第 5 章の解析をするために適した条件を設定した。

<第3章>

解析に用いた各種の動特性モデルについて述べた。発電機モデル、調速機モデル、負荷モデルは基本的に WEST 10 機系統モデルで用いられていたモデルを流用しており、より妥当な周波数解析結果が得られるよう、発電機モデルについては横軸ダンパを 2 巻線とする点を変更した。励磁系モデルについては WEST 10 機系統モデルにおいて低速励磁方式が採用されていたが、再エネ比率が大きい断面では過渡安定性が低下して脱調に至るケースが確認されたため、過渡安定性を向上させる目的で一機無限大母線系統の超速応励磁方式+ ΔP 形 PSS を採用した。また、 ΔP 形 PSS の制御定数をそのまま用いると意図しない約 0.4 s 周期の電力動揺が発生したため、これを抑制する目的で ΔP 形 PSS の制御定数を調整して用いた。また、海外の系統解析ツール PSS/E や Power Factory, Power World などに標準モデルとして実装されている WECC モデルの主要部分を抽出し、また Phase Locked Loop などを追加し、汎用的な再エネモデルを構築した。さらに、再エネモデルに付加する系統安定化機能は、国内外のグリッドコードを参考にモデルを構築し、制御パラメータもグリッドコードに準拠した値とした。

<第4章>

第2章で作成した系統断面、第3章で作成した動特性モデルを用い、再エネ導入拡大が過渡安定性および周波数安定性に及ぼす基本的な影響について評価・分析した。また、系統安定化機能として動的無効電流制御、LFSM を適用し、それぞれの過渡安定性・周波数安定性への貢献を評価した。さらに、再エネ比率の大きな条件では再エネに付加した系統安定化機能が不安定化し、低周波振動を引き起こすことを示した。

<第5章>

動的無効電流制御の振動が発生する原理を踏まえ、テブナン等価インピーダンスによる影響を緩和することで振動を抑制できるハンチング抑制制御を考案した。提案制御は GFL インバータに伝達関数を追加する構成となるため、ソフトウェアで実現することができる。また、他の単純な振動抑制対策としては制御ゲインの低減や不感帯、変化率制限などが挙げられるが、これらは振動の抑制と引き換えに系統安定化効果が低下するトレードオフの関係がある。しかしながら、提案制御は振動を抑制しつつ系統安定化効果を高めることができる点に特徴がある。また、他の振動抑制対策と組み合わせて用いることができるため、総合的な特性として系統安定化効果を低下させず、振動抑制効果をさらに高めることも可能である。これらの特徴を、線形化モデル、一機無限大母線系統モデル、WEST 10 機系統モデルを用いた検証により明らかとした。

LFSM については、適切なタイミングで有効電力を増やせず、発電機の動揺と相互干渉することで、特に広域動揺を拡大させるおそれがあるため、発電機に備わっている $\Delta\omega$ 形 PSS の定数整定の考え方を拡張し、抑制対象とする動揺周期を従来よりも広めに設定することが有効であることを明らかとした。これは既設の設備を有効活用することの提案であり、時間的コスト、経済的コストの観点でメリットがあるため、現実的な対策として提案した。

6.2 今後の展望

本論文で提案したハンチング抑制制御は、短絡容量が小さな系統において GFL インバータの振動を抑制することが期待できるため、今後は実機試験を実施し、その効果と実現可能性についての研究を進める予定である。また、インバータの振動が発生する要因のひとつとして、系統側の短絡容量が小さい点も挙げられるため、電圧源として動作する Grid-Forming (GFM) インバータや同期調相機の導入など、短絡容量を増やすという観点からもインバータの応答を安定化させる方策について検討していく。

LFSM は広域動揺を助長させる影響が指摘されてから、要件化の時期が当初予定されていた 2023 年 4 月から延期されている状況にある。このため、早い段階で $\Delta\omega$ 形 PSS による対策が有効であることを示し、LFSM の要件化の推進に貢献していく予定である。

参考文献

- [1] 資源エネルギー庁：「今後の再生可能エネルギー政策について」，総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第40回）（2022）
- [2] 資源エネルギー庁：「再生可能エネルギー出力制御の低減に向けた取組等について」，第39回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会／電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ（2022）
- [3] N. Hatziargyriou, et al. and C. Vournas: “Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended,” IEEE Trans. Power Systems, Vol. 36, No. 4, pp. 3271-3281 (2020)
- [4] P. Kundur, et al. and V. Vittal: “Definition and classification of power system stability,” IEEE Trans. Power Systems, Vol. 19, No. 3, pp. 1387-1401 (2004)
- [5] “Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies,” IEEE Power and Energy Society, Tech. Rep. PES -TR1 (2013)
- [6] P. Pourbeik, S. Soni, A. Gaikwad and V. Chadliev: “Providing primary frequency response from photovoltaic power Plants,” in CIGRE Symposium 2017, No. 22, Dublin, Ireland (2017)
- [7] IEEE Subsynchronous Resonance Working Group of the System Dynamic Performance Subcommittee Power System Engineering Committee: “Terms, Definitions and Symbols for Subsynchronous Oscillations,” IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. 104, No. 6, pp. 1326-1334 (1985)
- [8] X. Wang and F. Blaabjerg: “Harmonic stability in power electronic based power systems: concept, modeling, and analysis,” IEEE Trans. Smart Grid, Vol. 10, No. 3, pp. 2858 - 2870 (2019)
- [9] C. Chen, W. Du, H. Wang and T. Littler: “Sub-synchronous Oscillations in Power Systems Caused by Grid-connected Wind Farms - A Survey of Mechanism Studies,” CSEE Journal of Power and Energy Systems, Vol. 4, No. 4, pp. 495-503 (2018)
- [10] Y. Lu, Z. Du and Y. Li: “Robust Stability of Grid-Connected Voltage Source Converter With Phase-Locked Loop,” IEEE Trans. Power Systems, Vol. 38, No. 4, pp. 3981-3984 (2023)
- [11] H. Yuan, et al. and H. Xin: “Small Signal Stability Analysis of Grid-Following Inverter-Based Resources in Weak Grids With SVGs Based on Grid Strength Assessment,” in 2021 IEEE 1st International Power Electronics and Application Symposium (PEAS), Shanghai, China (2021)
- [12] M. G. Dozein, B. C. Pal and P. Mancarella: “Dynamics of Inverter-Based Resources in Weak Distribution Grids,” IEEE Trans. Power Systems, Vol. 37, No. 5, pp. 3682-3692 (2022)
- [13] J. Z. Zhou, et al. and A. M. Gole: “Impact of Short-Circuit Ratio and Phase-Locked-Loop Parameters on the Small-Signal Behavior of a VSC-HVDC Converter,” IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 29, No. 5, pp. 2287-2296 (2014)

- [14] J. Liu, et al. and S. Cheng: “Impact of Power Grid Strength and PLL Parameters on Stability of Grid-Connected DFIG Wind Farm,” IEEE Trans. Sustainable Energy, Vol. 11, No. 1, pp. 545-557 (2019)
- [15] Z. Emin, et al. and S. PROUL: “System strength,” CIGRE SCIENCE & ENGINEERING, Volume No. 20, pp. 5-26 (2021)
- [16] S. CHEREVATSKIY, et al. and A. OUDALOV: “Grid Forming Energy Storage System addresses challenges of grids with high penetration of renewables (A case study),” in CIGRE Paris Session, C2-C6-322, Paris, France (2020)
- [17] E. Rehman, et al. and J. Billo: “Stability Assessment of High Penetration of Inverter-Based Generation in the ERCOT Grid,” in 2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Atlanta, GA, USA (2019)
- [18] B. Badrzadeh, et al. and F. Rafi: “Synchronous condenser solution to replace synchronous generators for providing system strength in a large-scale power system • South Australian experience,” in CIGRE Paris Session, C4-108, Paris, France (2020)
- [19] M. Khayyatzaheh and R. Kazemzaheh: “Sub-synchronous resonance damping using high penetration PV plant,” Mechanical Systems and Signal Processing, Volume 84, Part A, pp. 431-444 (2017)
- [20] A. E. Leon and J. A. Solsona: “Sub-Synchronous Interaction Damping Control for DFIG Wind Turbines,” IEEE Trans. Power Systems, Vol. 30, No. 1, pp. 419-428 (2015)
- [21] H. A. Mohammadpour and E. Santi: “Sub-synchronous Resonance Analysis in DFIG-Based Wind Farms: Mitigation Methods - TCSC, GCSC, and DFIG Controllers - Part II,” in 2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Pittsburgh, PA, USA (2014)
- [22] K. Gu, F. Wu and X. Zhang: “Sub-synchronous interactions in power systems with wind turbines: a review,” IET Renewable Power Generation, Vol. 13, Iss. 1, pp. 4-15 (2018)
- [23] 白崎圭亮, 岡田有功, 佐野憲一郎, 岩月秀樹: 「ステップ注入付周波数フィードバック方式に起因するフリッカ発生要因の実験的検証」, 電気学会 論文誌 B, 138 巻 8 号, pp. 651-658 (2018)
- [24] 佐野憲一郎, 岡田有功, 白崎圭亮, 岩月秀樹: 「ステップ注入付周波数フィードバック方式に起因する無効電力振動の継続条件」, 電気学会 論文誌 B, 138 巻 8 号, pp. 659-670 (2018)
- [25] 前山慎一郎, 白崎圭亮, 天野博之: 「系統の慣性減少を補償する擬似慣性制御の不安定性について」, 令和元年電気学会 電力・エネルギー部門大会, 講演番号 110 (2019)
- [26] 白崎圭亮, 天野博之: 「再生可能エネルギー電源による動的無効電流制御が基幹系統事故時の系統安定性等に及ぼす影響」, 電力中央研究所報告 R19002 (2020)
- [27] Y. Cheng, et al. and J. Zhou: “Real-World Subsynchronous Oscillation Events in Power Grids with High Penetrations of Inverter-Based Resources,” IEEE Trans. Power Systems, Vol. 38, No. 1, pp. 316-330 (2023)
- [28] D. Shu, et al. and Y. Huang: “Sub- and Super-Synchronous Interactions Between STATCOMs and Weak AC/DC Transmissions With Series Compensations,” IEEE Trans. Power Electronics, Vol. 33, No. 9, pp. 7424-7437 (2018)
- [29] L. Fan and Z. Miao: “An Explanation of Oscillations Due to Wind Power Plants Weak Grid Interconnection,” IEEE Trans. Sustainable Energy, Vol. 9, No. 1, pp. 488-490 (2017)

- [30] “Appendices to the Technical Report on the events of 9 August 2019,” National Grid ESO (2019)
- [31] “9 August 2019 power outage report,” Ofgem (2020)
- [32] “Technical Report on the events of 9 August 2019,” National Grid ESO (2019)
- [33] “IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems,” IEEE Standard 2800 (2022)
- [34] D. Pattabiraman, et al. and D. Arakawa: “Impact of Frequency-Watt Control on the Dynamics of a High DER Penetration Power System,” in 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Portland, OR, USA (2018)
- [35] A. Hoke, et al. and K. Fong: “The Frequency-Watt Function,” Simulation and Testing for the Hawaiian Electric Companies (2017)
- [36] M. Elkhatib, J. Neely and J. Johnson: “Evaluation of Fast-Frequency Support Functions in High Penetration Isolated Power Systems,” in 2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), Washington, DC, USA (2017)
- [37] 電力広域的運営推進機関：「個別技術要件検討「周波数変化の抑制対策（上昇側）（低下側）」「発電設備の制御応答性」」，第 13 回 グリッドコード検討会 資料 4 (2023)
- [38] “Limited frequency sensitive mode: ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection,” ENTSO-E (2018)
- [39] A. Kannan, M. Nuschke, B. Dobrin and D. Strauß-Mincu: “Frequency stability analysis for inverter dominated grids during system split,” Electric Power Systems Research, Vol. 188, 106550 (2020)
- [40] M. Nuschke, et al. and B. Engel: “Power System Stability Analysis for System-Split Situations with Increasing Shares of Inverter Based Generation,” in NEIS 2019; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, Hamburg, Germany (2019)
- [41] 電力系統モデル標準化調査専門委員会：「電力系統の標準モデル」，電気学会技術報告 第 754 号 (1999)
- [42] 財団法人エネルギー総合工学研究所：「平成 17 年度電力系統関連設備形成等調査報告書 分散型電源を系統へ連系した場合の系統安定に関する調査」，JST 資料番号：N20071140 (2006)
- [43] WECC Modeling and Validation Work Group: “WECC Guide for Representation of Photovoltaic Systems in Large-Scale Load Flow Simulations,” WECC Renewable Energy Modeling Task Force (2010)
- [44] 資源エネルギー庁：「スマートメーターの最近の動向について」，スマートメーター制度検討会（第 12 回） (2013)
- [45] 資源エネルギー庁：「再生可能エネルギー出力制御の低減に向けた取組等について」，第 39 回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ (2022)
- [46] 安定度総合解析システム開発グループ：「大規模電力系統の安定度総合解析システムの開発」，電力中央研究所報告 T14 (1989)
- [47] 青木廉，天野博之：「同期機モデルにおける横軸ダンパ回路の模擬が系統事故時の周波数変動の解析結果に及ぼす影響」，電力中央研究所報告 GD22024 (2023)
- [48] 新エネルギー・産業技術総合開発機構：「2019 年度～2021 年度成果報告書 再生可能エネ

- ルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発 / 研究開発項目[1]-2
慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発」, 報告書管理番号 20220000000972, プ
ロジェクト番号 P19002 (2022)
- [49] 電力広域的運営推進機関: 「運用容量算出における前提条件と課題について」, 第3回 運
用容量検討会 資料1 (2016)
- [50] Modeling and Validation Work Group: “Solar Photovoltaic Power Plant Modeling and Validation
Guideline,” Western Electricity Coordinating Council (2019)
- [51] JOINT WORKING GROUP C4/ C6.35: “MODELLING OF INVERTER-BASED GENERATION
FOR POWER SYSTEM DYNAMIC STUDIES,” CIGRE / CIRED (2018)
- [52] 電力広域的運営推進機関: 「資料3 第15回検討会の位置づけと資料内容」, 第15回 グ
リッドコード検討会 (2023)
- [53] 系統連系専門部会: 「系統連系規程 (JEAC9701-2019)」, 日本電気協会 (2019)
- [54] 電力広域的運営推進機関: 「資料4 フェーズ2、3 (中長期要件化) 候補」, 第11回 グ
リッドコード検討会 (2022)
- [55] “IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with
Associated Electric Power Systems Interfaces,” IEEE Standard 1547 (2018)
- [56] “Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-7: Object models for
power converters in distributed energy resources (DER) systems,” IEC/TR 61850-90-7 (2013)
- [57] Q. Zheng, J. Li, X. Ai, J. Wen and J. Fang: “Overview of Grid Code for Photovoltaic Integration,” in
2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Beijing, China
(2017)
- [58] D. Xu, F. Blaabjerg, W. Chen and N. Zhu: “Advanced Control of Doubly Fed Induction Generator for
Wind Power Systems,” Wiley-IEEE Press (2018)
- [59] A. ASHRAF: “ON REACTIVE POWER COMPENSATION OF WIND FARMS - IMPACT OF
WIND FARM CONTROLLER DELAYS,” Master of Science Thesis in Electric Power Engineering,
CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, Sweden (2011)
- [60] “GB/T-19963-2011: Technical rule for connecting wind farm to power system,” The National
Standard of China (2012)
- [61] “Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output greater than 11kW,”
Energinet (2011)
- [62] B. Crăciun, T. Kerekes, D. Séra, and R. Teodorescu: “Overview of Recent Grid Codes for PV Power
Integration,” in 2012 13th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic
Equipment (OPTIM), Brasov, Romania (2012)
- [63] “Network and System Rules of the German Transmission System Operators,” VDN Transmission
Code 2007 (2007)
- [64] “Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen,”
Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV (2009)
- [65] J. C. Boemer: “On Stability of Sustainable Power Systems - Network Fault Response of Transmission
Systems with Very High Penetration of Distributed Generation,” Ph.D. dissertation, Faculty Electrical
Engineering, Mathematics and Computer Science, Delft University of Technology, Delft, Netherlands

- (2016)
- [66] “Fault current contribution from PPMS & HVDC,” ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection (2016)
 - [67] 坂本尚也, 谷口治人, 太田豊, 中島達人, 千貫智幸: 「太陽光発電大量導入時の一機無限大母線系統の過渡安定度解析」, 電気学会 論文誌 B, 132 巻 1 号, pp. 9-15 (2012)
 - [68] 奥本芳治, 餘利野直人, 佐々木豊, 造賀芳文, 藤田将輝, 山中敏裕: 「将来断面における太陽光発電の大量導入に伴う信頼度面の諸課題—WEST10 機系統における振動発散型安定度面の検討—」, 電気学会 論文誌 B, 132 巻 2 号, pp. 171-180 (2012)
 - [69] 三ツ木康晃, 横山明彦: 「太陽光発電が大量導入された多機系統における負荷特性と FRT 要件を考慮した安定性に関する研究」, 平成 25 年 電気学会 電力・エネルギー部門大会, 講演番号 6 (2013)
 - [70] 谷川知也: 「分散型電源モデルと出力特性の違いが系統安定度の計算結果に与える影響に関する研究」, 電気評論 8 月号 (2014)
 - [71] 日本電気協会: 「系統連系規程」, JEAC-2019 (2019)
 - [72] 白崎圭亮, 佐藤勇人, 天野博之: 「PV 用 PCS における周波数変動耐量の把握」, 令和 3 年 電気学会 電力・エネルギー部門大会, 講演番号 186 (2021)
 - [73] 新田目倖造: 「電力系統技術計算の応用」, 電気書院 (1981)
 - [74] 田村潤, 徳光啓太, 天野博之: 「一次調整力として蓄電池を活用した際の周波数制御への影響の検討」, 令和 2 年 電気学会 全国大会, 講演番号 6-191 (2020)
 - [75] 電力広域的運営推進機関: 「個別技術要件検討 (電圧フリッカの防止)」, 第 6 回 グリッドコード検討会 資料 9 (2021)
 - [76] B. BADRZADEH, N. MODI, N. CROOKS and A. JALALI: “Power System Operation with Reduced System Strength for Inverter-connected Generation during Prior Outage Conditions,” CIGRE SCIENCE & ENGINEERING, Volume No. 17, pp. 141-149 (2020)
 - [77] D. Quanhui and F. Bin: “Research on the Application of Improved Smith Predictor on Control Systems Which Contain Time-delay in Feedback Path,” in Proceedings of the 32nd Chinese Control Conference, Xi'an, China (2013)
 - [78] F. P. Demello and C. Concordia: “Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control,” IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. 88, No. 4, pp. 316-329 (1969)
 - [79] E. V. Larsen and D. A. Swann: “APPLYING POWER SYSTEM STABILIZERS PART I: GENERAL CONCEPTS,” IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. 100, No. 6, pp. 3017-3024 (1981)
 - [80] 岡村一樹, 白崎圭亮, 北内義弘: 「実用的な ΔP 型 PSS 定数の候補選定手法の開発」, 令和 3 年 電気学会 電力・エネルギー部門大会, 講演番号 197 (2021)
 - [81] 江並平, 平川遼太郎, 白崎圭亮: 「実用的な PSS 定数選定手法の $\Delta \omega$ 形 PSS への適用と電気学会 WEST 30 機系統モデルによる検証」, 令和 5 年 電気学会 電力・エネルギー部門大会, 講演番号 115 (2023)
 - [82] 発電機励磁系の仕様と特性調査専門委員会: 「発電機励磁系の仕様と特性」, 電気学会技術報告 第 1443 号 (2019)
 - [83] Y. Zhang, N. Wiese, Z. Liu and M. Braun: “On the control interaction of synchronous machine and inverter-based resources during system-split situations,” International Journal of Electrical Power &

Energy Systems, Vol. 152, 109227 (2023)

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] 白崎圭亮, 北内義弘: 「再生可能エネルギー大量導入時の各種系統条件が基幹系統の過渡安定度に及ぼす基本的な影響」, 電気学会 論文誌 B, 137 巻 4 号, pp. 265-273 (2017)
- [2] 白崎圭亮, 天野博之: 「電流制御型インバータに付加した制御機能が不安定化する原理と対策技術の開発」, 電気学会 論文誌 B, 142 巻 5 号, pp. 243-254 (2022)
- [3] 白崎圭亮, 原亮一, 北裕幸: 「LFSM による電力動揺の減衰性低下と PSS を用いた対策」, 電気学会 論文誌 B, 144 巻 6 号, pp. 376-383 (2024)

本論文に関して著者が行った講演発表等

- [1] 白崎圭亮, 北内義弘: 「PV 大量導入が系統事故時の基幹系統に与える基本的な影響に関する実験的検証」, 平成 25 年 電気学会 全国大会, 講演番号 6-082 (2013)
- [2] 白崎圭亮, 北内義弘: 「再生可能エネルギー大量導入時の各種系統条件が基幹系統の系統安定度に及ぼす基本的な影響」, 平成 27 年 電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-15-052, PSE-15-073 (2015)
- [3] 白崎圭亮, 天野博之: 「大電源脱落時の周波数安定性と PV 脱落に関する基礎検討」, 平成 29 年 電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-17-079, PSE-17-079 (2017)
- [4] 再生可能エネルギー電源の連系量拡大に伴う需給・系統運用上の課題と対策検討専門委員会: 「再生可能エネルギー電源の連系量拡大に伴う需給・系統運用上の課題と対策検討」, 電気協同研究会 第 75 巻 第 3 号 (2019)
- [5] 白崎圭亮, 天野博之: 「再生可能エネルギー電源による電源動的無効電流制御が基幹系統事故時の系統安定性等に及ぼす影響」, 令和 2 年 電気学会 電力・エネルギー部門大会, 講演番号 191 (2020)
- [6] 白崎圭亮, 原亮一, 北裕幸: 「再生可能エネルギーの LFSM による電力動揺の減衰性低下と対策」, 令和 5 年 電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-23-204, PSE-23-196 (2023)

謝辞

本研究の遂行および本論文の執筆にあたり、多くの方々から多大なるご指導・ご支援をいただきました。

北海道大学大学院 情報科学院 情報科学専攻 システム情報科学コース 電力システム研究室 北 裕幸 教授には、指導教官として、研究室ゼミ、学会発表、論文執筆等、多岐にわたって丁寧なご指導をいただきました。ここに心からのお礼を申し上げます。

北海道大学大学院 情報科学院 情報科学専攻 システム情報科学コース 電力システム研究室 原 亮一 准教授には、研究室ゼミを始めとして、様々な場面で貴重なご意見をいただきました。ここに感謝の意を表します。

北海道大学大学院 情報科学院 五十嵐 一 教授ならびに山下 裕 教授にはご多忙中、本論文の副査を務めていただきました。深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多くの助言をいただき、充実した研究室生活を送ることができました。

最後に、常に協力を惜しまず、本論文作成に理解を示してくれた妻 葵、いつも元気な笑顔で励ましてくれた娘 優奈に敬意を表するとともに、最大なる感謝を捧げます。

2024 年 8 月

北海道大学大学院 情報科学院
情報科学専攻 システム情報科学コース
電力システム研究室
白崎 圭亮

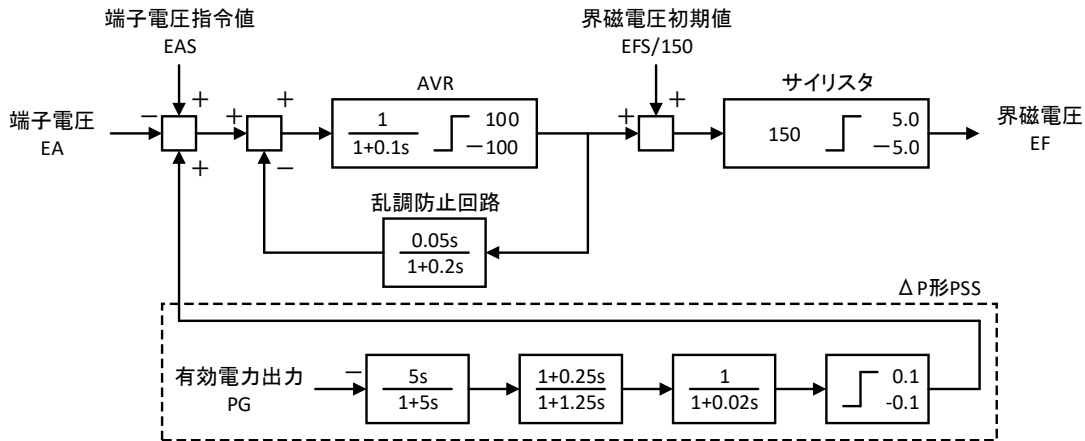
付録

付録1. ΔP 形 PSS の位相調整

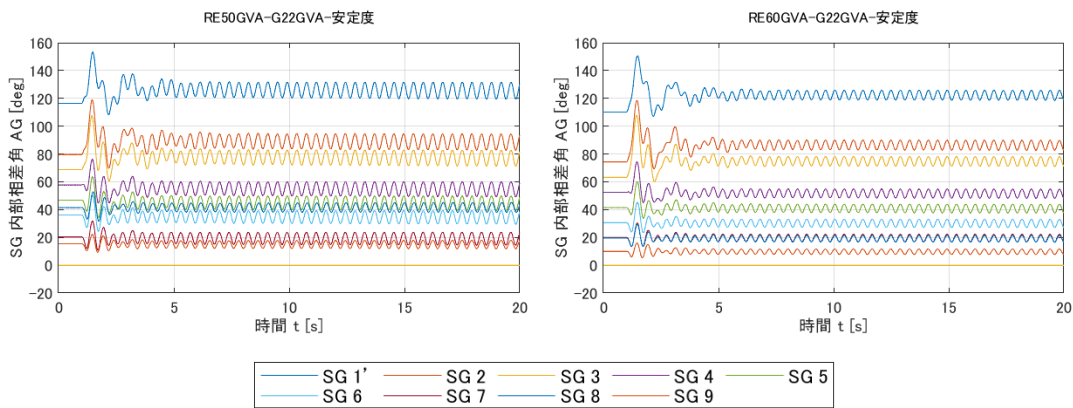
3.2 節において、付図 1.1 に示す電気学会標準の一機無限大母線系統モデルに適用されている超速応励磁方式+ ΔP 形 PSS (LAT=102) をそのまま用いなかった理由について述べる。

4.1 節の過渡安定性解析および 4.2 節の周波数安定性解析において、全ての発電機に付図 1.1 の励磁系を適用した場合の波形例を付図 1.2, 付図 1.3 に示す。過渡安定性解析, 周波数安定性解析の両方において、発電機の連系容量を 22 GVA としたケースでは約 0.4 s 周期の電力動揺が発生・継続していることが確認された（発電機の連系容量を 32 GVA 以上としたケースでは発生していない）。

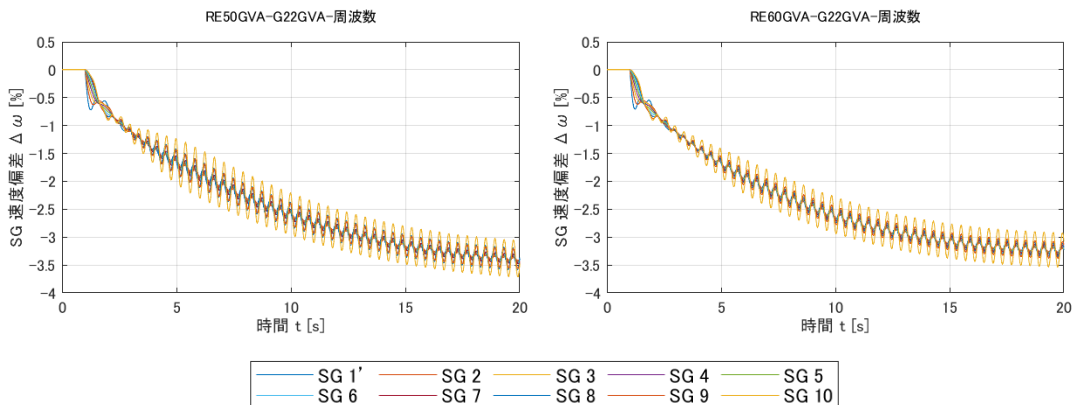
この約 0.4 s 周期の電力動揺は意図せず発生したものであり、過渡安定性および周波数安定性の評価に影響を及ぼすことが懸念される。そこで、 ΔP 形 PSS に進み遅れ要素を付加し、WEST 10 機系統モデルを用いた解析において約 0.4 s 周期の電力動揺が収束するよう、進み遅れ時定数を試行錯誤的に調整して図 3.2 の励磁系モデルとした。図 3.2 の励磁系モデルを適用すると、付図 1.2, 付図 1.3 の結果は付図 1.4, 付図 1.5 のように変化し、約 0.4 s 周期の電力動揺がいったん発生するが、時間経過とともに収束していることが確認できる。



付図 1.1 文献[41]における励磁系モデルの構成



付図 1.2 過渡安定性解析における約 0.4 s 周期の電力動揺



付図 1.3 周波数安定性解析における約 0.4 s 周期の電力動揺

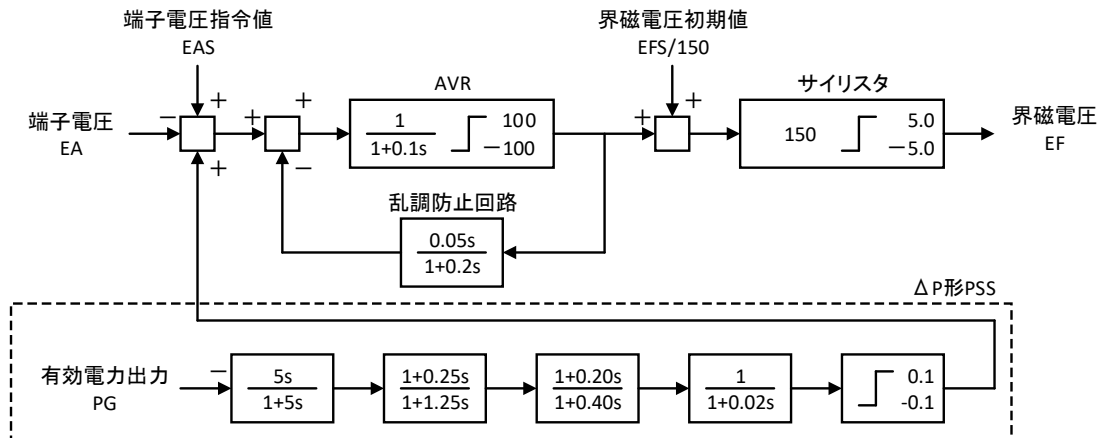
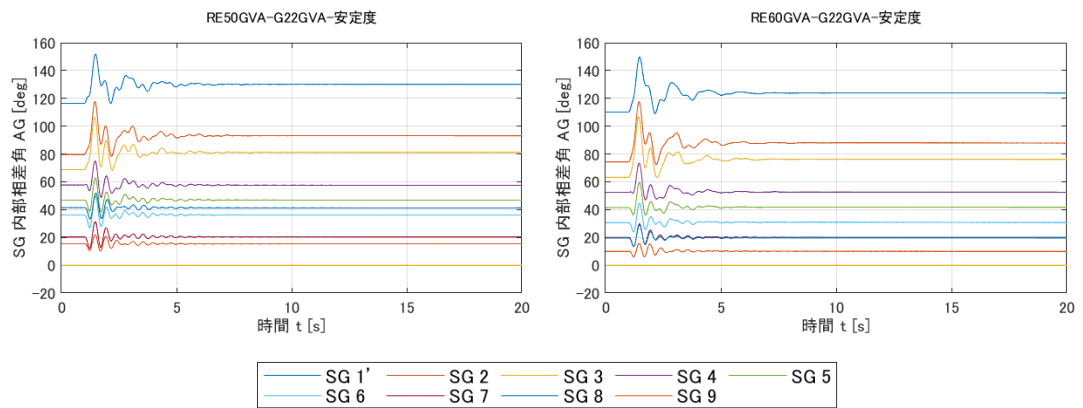
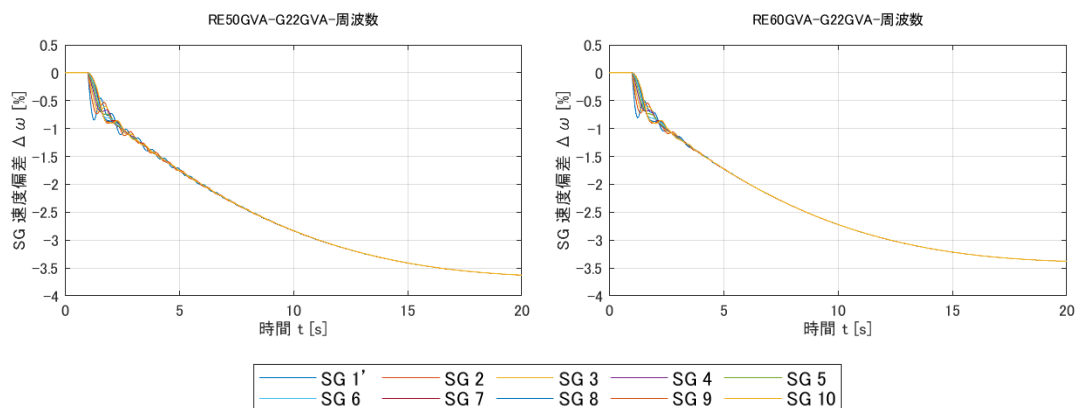


図 3.2 励磁系モデルの構成 (再掲)



付図 1.4 過渡安定性解析における約 0.4 s 周期の電力動揺

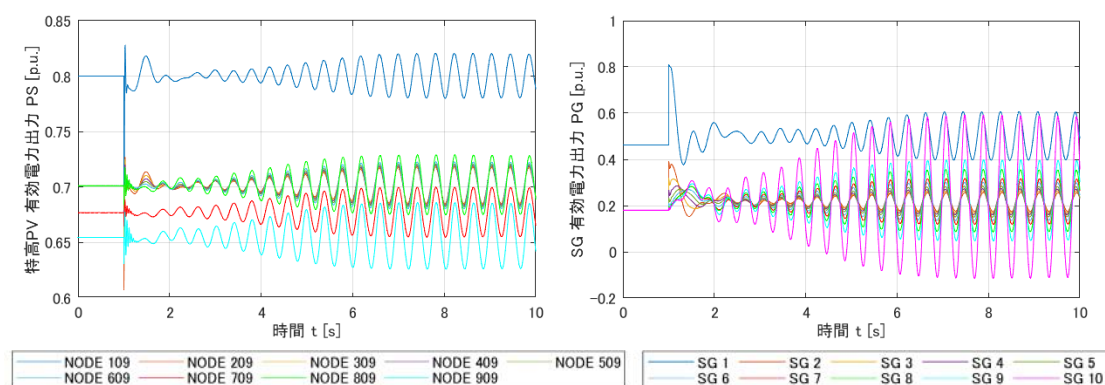


付図 1.5 周波数安定性解析における約 0.4 s 周期の電力動揺

付録2. 約 0.4 s 周期の電力動揺に関する一検討

付録 1 で述べた約 0.4 s 周期の電力動揺の発生要因を分析するため、単純系統モデルを用いた解析結果について述べる。

系統全体で再エネ・発電機がどのような挙動となっているか把握するため、例として「再エネの連系容量 60 GVA，発電機の連系容量 52 GVA」におけるシミュレーション波形を付図 2.1 に示す。

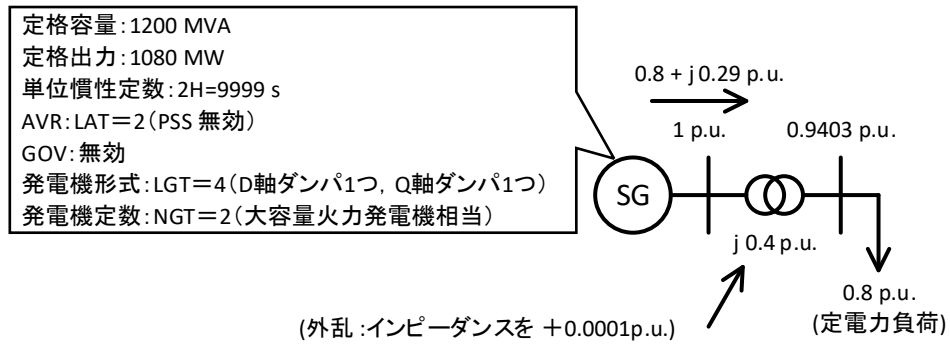


付図 2.1 再エネ・発電機の有効電力出力

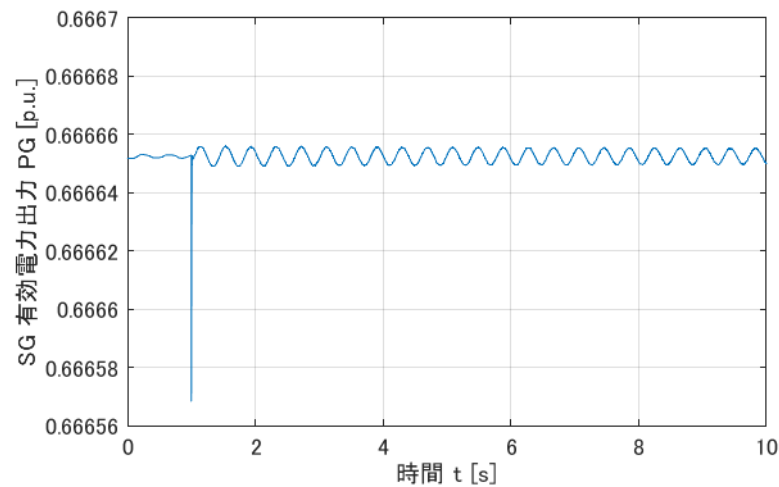
このとき、NODE 109～909 はそれぞれ連系線 LINE 20～90 の近隣に位置する下位系統における特高 PV を指しており、NODE 209～609，809 の波形はほとんど重なっている。ここで発生している約 0.4 s 周期の電力動揺は、全ての再エネおよび全ての発電機でほぼ同期しているため、発電機および再エネを集合体として扱っても再現可能と考えられる。

そこで、本事象を単純化して発生要因を絞り込むため、WEST 10 機系統モデルにおける各要素を集約し、約 0.4 s 周期の電力動揺を再現できる範囲で諸条件を再設定した。また、シミュレーション波形から本事象の再現に影響が無いことが確認できた要素（調相設備など）は、単純化のために除外した。最終的に得られた、約 0.4 s 周期の電力動揺を再現できる単純系統モデルを付図 2.2 (a) に示す。

単純系統モデルでは慣性を過大な値に設定しており、周波数変動がほとんど発生していないにも関わらず、約 0.4 s 周期の電力動揺が発生している（付図 2.2 (b)）。また、単純系統モデルにはインバータを含めていないため、約 0.4 s 周期の成分は発電機の励磁制御系等が影響して発生しているものと考えられる。なお、負荷ノードを電圧が変動しない無限大母線に置き換えると約 0.4 s 周期の電力動揺は発生しなくなったため、負荷端の電圧変動も約 0.4 s 周期の電力動揺に影響しているものと考えられる。



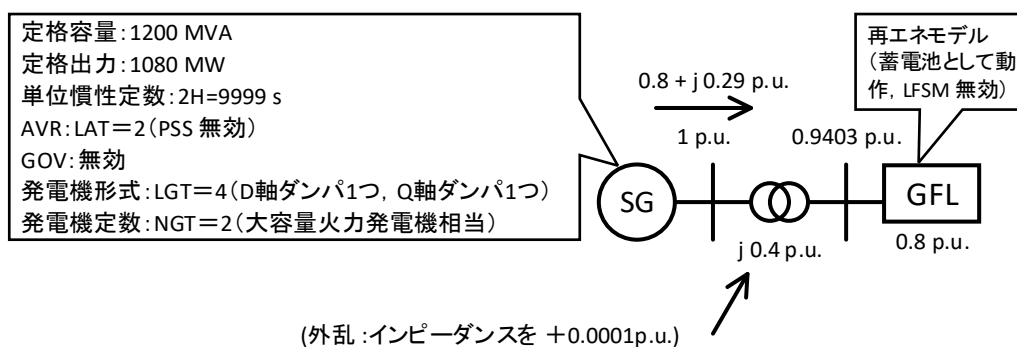
(a) 系統構成



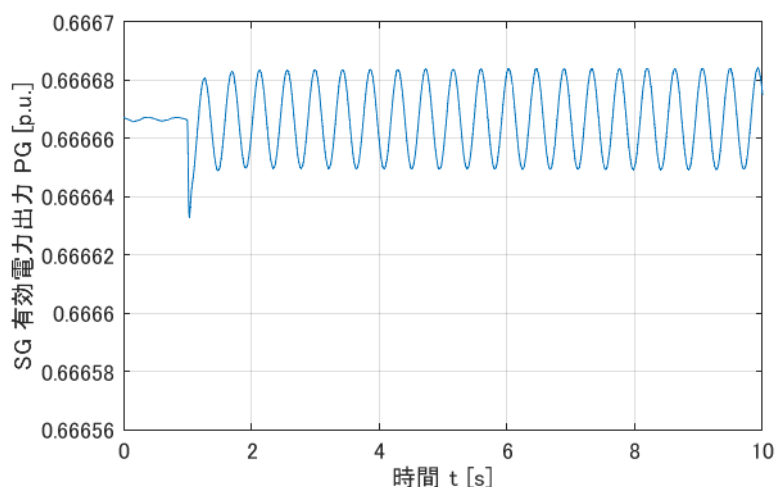
(b) シミュレーション波形

付図 2.2 単純系統モデル

次に、付図 2.3 (a) に示すように定電力特性で模擬していた負荷を再エネモデル (LFSSM は無効) に置き換えた。このとき、再エネモデルは有効電力を消費しており、蓄電池として動作している。その結果、付図 2.3 (b) に示すように約 0.4 s の電力動揺の振幅が拡大した。この結果は、インバータに含まれる PI 制御や PLL が発電機の AVR 等と制御干渉することで、従来は顕在化していなかった電力動揺モードが発生し得ることを示唆している。



(a) 系統構成



(b) シミュレーション波形

付図 2.3 単純系統モデルにおける負荷のインバータ化

なお、発電機の AVR とインバータの干渉による電力動揺が発生し得ることは、文献[83]においても示されている。同文献では PSS による影響も例示されているが、PSS 定数によって減衰性に及ぼす影響が異なることから、ロバスト性の高い PSS 定数の選定が課題であることが指摘されている。このように、インバータ主体系統においては、発電機を含めた新たな電力動揺モードが発生する可能性があり、今後は発電機に備わっている PSS の定数調整に注目が集まる可能性がある。

付録3. スミス予測器との差異

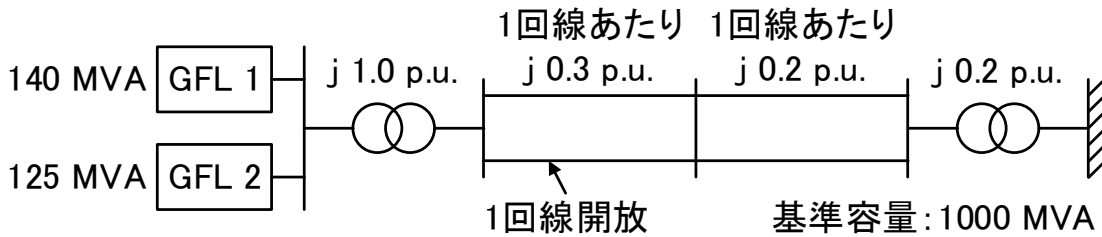
(5.3) 式において $W(s)$ にむだ時間が含まれる場合 ($W(s)=w \cdot e^{-Ls}$ とする), ハンチング抑制制御はスミス予測器^[77]と類似した役割を果たすことになる。スミス予測器はフィードバックループ内からむだ時間を等価的に除去することを目的としており, そのためには図 5.8 において $H(s)$ をスミス予測器に見立てた場合, (付 3.1) 式とする必要がある。

$$\begin{cases} H(s) = D_1(s) \cdot w \cdot (e^{-Ls} - 1) \cdot Z \\ Z = Z_1 + Z_2 \\ D_1(s) = D(s) \end{cases} \quad (\text{付 3.1})$$

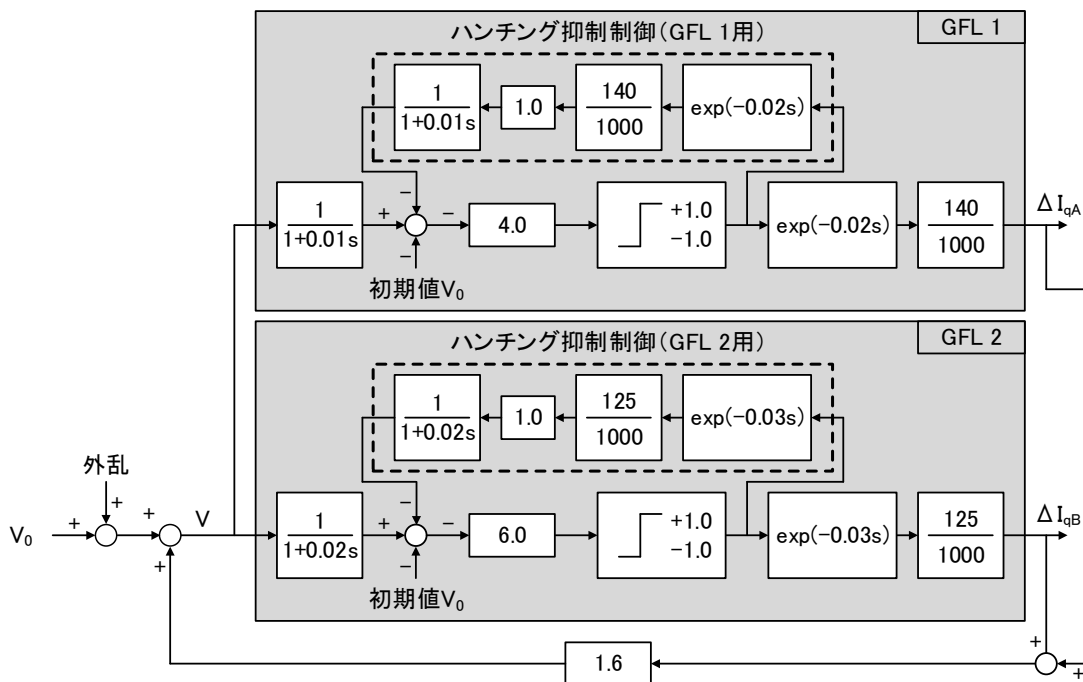
すなわち, スミス予測器においては $Z=Z_1+Z_2$ が既知であることが必要となる。一方, ハンチング抑制制御では Z の一部である Z_1 の補償を目的としているため, 適用後もフィードバックループ内にむだ時間の影響が残留する。ハンチング抑制制御をこのように設計したのは実際の電力系統において Z_2 が一定ではなく, そのリアルタイム値の把握が現状は困難であることを考慮したためであり, 実用上の観点からは, ハンチング抑制制御の方が好ましい特性を有するものと考えられる。

付録4. 複数インバータへのハンチング抑制制御の適用

動的無効電流制御の特性や、検出遅れ・フィルタの特性、電流指令値を与えてから実際に出力されるまでの間の特性（AQR, ACR, PLL などを含めた総合的な特性）は、インバータのメーカーや機種によって異なることが想定される。そこで、付図 4.1 に示すように、無限大母線系統モデルを用いて GFL 1 と GFL 2 を同一ノード接続し、両者の特性や連系容量に差異を与えた場合の提案制御の効果を検証した。



付図 4.1 複数インバータに提案制御を適用する場合に用いたモデル系統



付図 4.2 モデル系統のブロック線図

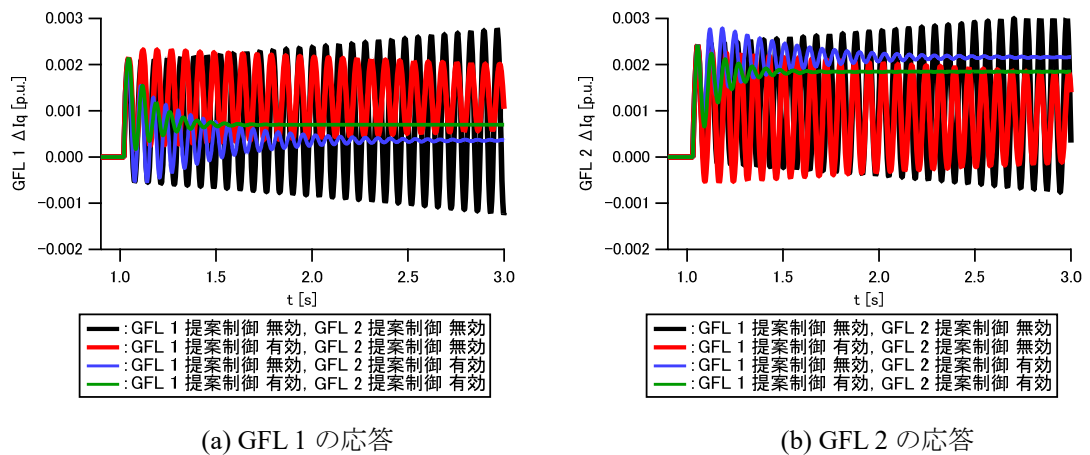
同一ノードに GFL 1, GFL 2 を接続した場合の動的無効電流制御により出力される無効電流の伝達関数は付図 4.2 で示すことができる。GFL 1 と GFL 2 では動的無効電流制御の制御ゲインおよびむだ時間を異なる設定にしているため、両者に適用される提案制御の伝達関数 $H(s)$ も異なるものとなっている。 $H(s)$ を含めた GFL 1, GFL 2 の伝達関数をそれぞれ $A(s)$, $B(s)$ とし、一巡伝達関数 $F(s)$ は (付 4.1) 式で表すことができる。

$$F(s) = 1.6\{A(s) + B(s)\} \quad (\text{付 4.1})$$

ここで、GFL 1 と GFL 2 がそれぞれ単機で $j 1.6 \text{ p.u.}$ のリアクタンスに接続されている条件での一巡伝達関数（それぞれ $F_A(s)$, $F_B(s)$ とする）は、（付 4.2）式で表される。

$$\begin{cases} F_A(s) = 1.6A(s) \\ F_B(s) = 1.6B(s) \end{cases} \quad (\text{付 4.2})$$

すると、（付 4.1）式は $F_A(s)$ と $F_B(s)$ の和で表現できるため、GFL 1, GFL2 のいずれかを安定化すればフィードバック系全体の安定化に貢献し、両者を安定化すればさらに効果が高まるものと考えられる。この検証のため、提案制御を GFL 1 と GFL 2 で個別に有効または無効とした場合のシミュレーション波形を付図 4.3 に示す。



付図 4.3 複数インバータに提案制御を適用した場合のシミュレーション結果

付図 4.3 から、異なる特性である GFL 1, GFL 2 のいずれかに提案制御を付加すれば系全体で発生している振動が減衰傾向となり、両者に付加すればさらに効果が高まることを確認した。この結果は、提案制御の適用台数を増やすごとに制御安定性が向上していくことを示唆している。