

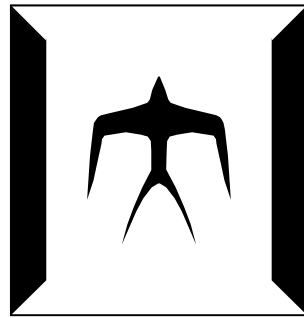
論文 / 著書情報
Article / Book Information

題目(和文)	電力系統における周波数変動と周波数調整コストの双方を低減する広域負荷周波数制御に関する研究
Title(English)	Improved Cross Regional Load Frequency Control for Reduction of Frequency Variation and Frequency Control Cost in Power Systems
著者(和文)	徳光啓太
Author(English)	Keita Tokumitsu
出典(和文)	学位:博士(工学), 学位授与機関:東京工業大学, 報告番号:甲第12188号, 授与年月日:2022年9月22日, 学位の種別:課程博士, 審査員:河邊 賢一,千葉 明,藤田 英明,萩原 誠,竹内 希,辻 隆男
Citation(English)	Degree:Doctor (Engineering), Conferring organization: Tokyo Institute of Technology, Report number:甲第12188号, Conferred date:2022/9/22, Degree Type:Course doctor, Examiner:,,,,,
学位種別(和文)	博士論文
Type(English)	Doctoral Thesis

学位論文

電力系統における周波数変動と周波数調整コストの 双方を低減する広域負荷周波数制御に関する研究

2022 年 9 月



指導教員 河辺 賢一 助教
副指導教員 千葉 明 教授

東京工業大学大学院 電気電子系
電気電子コース 博士後期課程

徳光 啓太

内容梗概

わが国では、電力系統における需給バランスの調整や周波数制御に必要な発電設備（以下、「調整力」と称す）の確保をより効率的かつ経済的に行うため、2021 年 4 月 1 日に「需給調整市場」が開設された。需給調整市場で取り扱う調整力は応答性等により、一次調整力、二次調整力①、二次調整力②、三次調整力①、三次調整力②、の五つに区分されている。このうち、三次調整力①、②については、2022 年度時点において一般送配電事業者が自らの電力供給区域（以下、「エリア」と称す）外からも確保（以下、「調達」と称す）することが可能となっている。また、このようなエリアを超えた広域的な調整力の調達（以下、「広域調達」と称す）を実現するため、三次調整力①、②については、エリアを超えて運用（以下、「広域運用」と称す）するためのシステムが併せて構築され、2021 年 3 月より三次調整力①、②の広域運用が開始された。広域調達および広域運用の対象とされる調整力の範囲は順次拡大される予定であり、二次調整力②については、2023 年度に広域調達が、2024 年度に広域運用が開始され、二次調整力①については、2026 年度に広域運用が、2027 年度に広域調達が開始される予定となっている。

需給調整市場で取り扱われる調整力のうち、二次調整力①は負荷周波数制御（LFC：Load Frequency Control）で用いられる調整力（以下、「LFC 調整力」と称す）であり、数秒オーダーの周期で制御される。現状の日本の LFC はエリア毎に制御方式や制御周期が大きく異なっており、そのような状況で LFC 調整力の広域運用（以下、「広域 LFC」と称す）が秒オーダーで行われると、周波数品質へ悪影響が及ぼされるのではないかと懸念されている。このため、日本の電力系統に広域 LFC が導入された際の周波数面への影響評価を、シミュレーションにより行うことが求められている。また、広域 LFC では経済性向上の観点から、1kWh あたりの限界費用に基づいて LFC 調整力を発動する「メリットオーダー方式」の採用が志向されている。一方、現状の日本の LFC では、需給偏差の早期解消を目的として出力変化速度に基づいて LFC 調整力を発動するエリアが大宗を占めている。このため、広域 LFC の導入に伴い、LFC 調整力の発動方式が出力変化速度に基づく方式からメリットオーダー方式に切り替わると、需給偏差の解消が遅れ、周波数変動の増大を招く恐れがある。

このため、本研究では電力系統の周波数変動と LFC 調整力の発動コストの双方を低減する広域 LFC 手法を提案する。また、わが国における広域 LFC の実現に資するため、日本の電力系統を詳細に模擬したモデルの開発にも取り組み、提案手法を日本の電力系統に適用した際の周波数品質や LFC 調整力の発動コストに関する評価をシミュレーションにより行う。

本論文の構成は以下の通りである。

第 1 章では、本研究の背景および目的について述べる。

第 2 章では、平常時（想定外の設定故障が発生しておらず、周波数が基準値 ± 0.2 Hz 程度に収まっている状態）の周波数解析を目的として開発した火力発電プラントモデルについて述べる。

電力系統の周波数のシミュレーションを精度良く行うためには、主たる調整力である火力発電プラントのモデリングが重要となる。しかしながら、火力発電プラントを詳細にモデリングした場合、制御ブロックの数が多くなり、シミュレーションにおける計算負荷の増大が懸念される。このため、本研究では平常時の周波数解析に必要な要素のみを抽出し、モデリングすることで、平常時の周波数解析における精度と計算負荷の低減を両立した火力発電プラントモデルを開発した。

第3章では、平常時の周波数解析を目的として開発した日本の電力系統モデルについて述べる。同モデルは日本の各エリアにおける LFC 機能や主要な発電プラントを模擬しており、平常時における日本の電力系統の周波数や連系線潮流、発電プラントの出力応動等を精度よく再現することができる。開発モデルにより、広域 LFC が日本の電力系統に導入された際の各種影響評価を行うことが可能となる。

第4章では、広域 LFC の検討の端緒として、単一エリアにおける需給偏差と LFC 調整力の発動コストの双方を低減する LFC の制御手法を提案する。また、提案手法の有効性を電気学会の標準モデル、ならびに関西エリアモデルを用いたシミュレーションにより検証する。なお、続く第5章では、本章で提案した LFC 手法を基に広域 LFC 手法を検討する。

第5章では、欧米それぞれで実用化されている広域 LFC について、各手法の得失を整理するとともに、両手法の特長を活かした広域 LFC の制御手法を提案する。また、第4章で提案した「需給偏差と LFC 調整力の発動コストを低減する LFC」における制御のコンセプトをベースとした広域 LFC の制御手法を併せて提案する。提案した二つの手法について、本研究で開発した日本の電力系統モデルを用いたシミュレーションにより、周波数や LFC 調整力の発動コストに関する評価を行う。

第6章では本研究を総括し、広域 LFC の今後の展開について述べる。

目次

内容梗概	I
第 1 章 序論	1
1.1 研究背景	1
1.2 研究目的	3
1.3 研究概要	3
第 2 章 平常時の周波数解析に適した火力プラントモデルの開発	5
2.1 緒言	5
2.2 汽力プラントモデルの開発	6
2.2.1 汽力プラントモデルの構成	6
2.2.2 負荷設定制御・負荷制限制御モデル	7
2.2.3 ボイラ系モデル	8
2.2.4 汽力プラントモデルの定数設定	8
2.3 ガスタービンコンバインドサイクルプラントモデルの開発	10
2.3.1 ガスタービンコンバインドサイクルプラントモデルの構成	10
2.3.2 ガスタービンモデル	11
2.3.3 蒸気タービンモデル	13
2.3.4 ガスタービン制御系モデル	13
2.3.5 ガスタービンコンバインドサイクルプラントモデルの定数設定	16
2.3.6 排ガス温度制御による出力特性	17
2.4 モデルの精度検証	19
2.4.1 汽力発電プラントモデルの精度検証	19
2.4.2 ガスタービンコンバインドサイクルプラントモデルの精度検証	21
2.5 結言	23
第 3 章 平常時の周波数解析における日本の電力系統モデルの開発	24
3.1 緒言	24
3.2 モデルの全体概要	24
3.3 中央給電指令所モデル	27
3.4 発電プラントモデル	28
3.5 周波数算出モデル	30
3.6 連系線モデル	31
3.6.1 交流連系線モデル	31
3.6.2 北海道・本州間連系設備モデル	32

3.7	モデルの精度検証.....	33
3.7.1	50Hz 系統モデルの精度検証	34
3.7.2	60Hz 系統モデルの精度検証	39
3.8	結言	46
第4章	エリアの需給偏差と需給調整コストの双方を低減する負荷周波数制御手法の提案	47
4.1	緒言	47
4.2	負荷周波数制御.....	47
4.2.1	負荷周波数制御の概要	47
4.2.2	負荷周波数制御における出力指令値の比例配分	49
4.2.3	負荷周波数制御における出力指令値のメリットオーダー配分	50
4.3	エリアの需給偏差と需給調整コストの双方を低減する負荷周波数制御手法の提案	51
4.3.1.	提案手法の制御ロジック	52
4.3.2.	提案手法の特徴.....	57
4.4	電気学会標準モデルによる提案手法の効果検証.....	59
4.4.1.	シミュレーションモデル.....	59
4.4.2.	シミュレーション条件.....	60
4.4.3.	シミュレーション結果.....	63
4.4.4.	シミュレーション結果の考察.....	64
4.5	実系統モデルによる提案手法の効果検証.....	67
4.5.1	シミュレーションモデル.....	67
4.5.2	シミュレーション条件.....	69
4.5.3	シミュレーション結果.....	71
4.5.4	シミュレーション結果の考察.....	73
4.6	結言	75
第5章	連系系統の周波数変動と周波数調整コストの双方を低減する広域負荷周波数制御の提案.....	76
5.1	緒言	76
5.2	欧米における広域負荷周波数制御の先行事例.....	77
5.2.1	広域負荷周波数制御の基本概念.....	77
5.2.2	米国の広域負荷周波数制御.....	78
5.2.3	ドイツの広域負荷周波数制御.....	80
5.2.4	米国とドイツの広域負荷周波数制御の得失整理	82
5.3	周波数変動と周波数調整コストの双方を低減する広域負荷周波数制御の提案	84
5.3.1.	補正量を切り替える広域負荷周波数制御手法	84
5.3.2.	二つの制御量を並列配分する広域負荷周波数制御手法	89
5.3.3.	二つの提案手法の特徴比較.....	95

5.4	日本の電力系統モデルによる提案手法の効果検証	97
5.4.1	シミュレーションモデル	97
5.4.2	シミュレーション条件	99
5.4.3	シミュレーション結果	104
5.4.4	シミュレーション結果の考察	107
5.5	結言	112
第6章	結論	113
	謝辞	115
	参考文献	116
	発表文献目録	121

第 1 章

序論

1.1 研究背景

戦後、わが国における電力供給は、垂直一貫体制の下、主に旧一般電気事業者が自社の発電設備を用いて行ってきた。しかしながら、2011 年 3 月に発生した東日本大震災による福島第一原子力発電所の事故や、その後の電力需給のひっ迫を契機に、従来の電力システムの抱える様々な課題が明らかになった^[1]。これに対応するため、2013 年 4 月に、「電力供給の確保」、「電気料金の最大限の抑制」、「需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大」を柱とした「電力システム改革に関する改革方針」が閣議決定された^[2]。この改革方針を受け、平成 25 年 11 月、平成 26 年 6 月、平成 27 年 6 月と三度の電気事業法の改正が行われ、平成 28 年 4 月 1 日に、電力小売りの全面自由化や新たなライセンス制の導入を定めた第 2 段の改正電気事業法が施行された^[3]。これにより、これまで旧一般電気事業者が主に自社の発電設備を用いて行ってきた、電力系統の需給バランス調整および周波数制御については、一般送配電事業者が主に各々の電力供給区域（以下、「エリア」と称す）において公募調達した発電設備により実施することとなった。

その後、需給バランス調整や周波数制御に必要な発電設備（以下、「調整力」と称す）の調達をより効率的かつ経済的に行うため、2021 年 4 月 1 日に「需給調整市場」が開設された^[4]。需給調整市場では表 1.1（文献[4]を基に作成）に示す商品が取り扱われており、このうちの三次調整力①、②については、2022 年度時点において、一般送配電事業者が自らのエリア以外からも調達することが可能となっている^[5]。また、このようなエリアを超えた広域的な調整力の調達（以下、「広域調達」と称す）を実現するため、三次調整力①、②については、エリアを超えて運用（以下、「広域運用」と称す）するシステムが併せて構築され、2021 年 3 月より広域運用が開始された^[6]。広域調達および広域運用の対象とされる調整力の範囲は順次拡大される予定であり、二次調整力②については、2023 年度に広域運用、2024 年度に広域調達が開始され^[7]、二次調整力①については、2026 年度に広域運用、2027 年度に広域調達が開始される予定となっている^[8]。

上記の調整力のうち、二次調整力①は負荷周波数制御（LFC : Load Frequency Control）で用いられる調整力（以下、「LFC 調整力」と称す）であり、数秒オーダーの周期で制御される。現状の日本の LFC はエリア毎に制御方式や制御周期が大きく異なっており、そのような状況で二次調整力①の広域運用（以下、「広域 LFC」と称す）が秒オーダーで行われると、周波数品質へ悪影響が及ぼされるのではないかと懸念されている^[9]。このため、日本の電力系統に広域 LFC が導入された際の周波数面への影響評価を、シミュレーションにより行うことが求められている^[9]。また、広域 LFC

表 1.1 需給調整市場で取引される商品の主な要件

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内	2025年度以前:45分以内 2025年度以降:60分以内
継続時間	5分以上	30分以上	30分以上	3時間	2025年度以前:3時間 2025年度以降:30分
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	-(自端制御)	0.5～数十秒	1～数分	1～数分	30分

では経済性向上の観点から、1kWhあたりの限界費用（以下、「kWh 単価」と称す）に基づいて二次調整力①を発動するメリットオーダー（MO：Merit Order）方式の採用が志向されている^[10]。一方、現状の日本の LFC では需給偏差の早期解消を目的として、出力変化速度に基づく比例配分方式で LFC 調整力を発動しているエリアが大半を占めている^[11]。このため、広域 LFC の導入に伴い、LFC 調整力の発動が比例配分方式から MO 方式に切り替わると、需給偏差の解消が遅れ、周波数変動の増大を招く恐れがある。また、欧州の検討事例において、LFC 調整力の発動方式を比例配分方式から MO 方式に切り替えた場合、需給偏差が増大することが報告されている^{[12]、[13]}。

一方、海外に目を向けると、欧米で広域 LFC の先行事例がある。米国では 1995 年に”Area Control Error Diversity Interchange”（ADI）という手法が提案されている^[14]。ADI は、エリア間で逆方向に発生した需給偏差を相殺することで、各エリアの需給偏差および LFC 調整力の発動量を低減する手法であり、北米で導入されている^[15]。一方、欧州ではドイツの 4 エリア間で”Grid Control Cooperation”（以下、「GCC」と称す）と呼ばれる広域 LFC が 2008 年から開始されている^[16]。GCC では、ドイツの 4 エリアで発生した需給偏差および LFC 調整力の発動量の合算値（4 エリア全体で LFC が分担する需要）を、MO 方式で各 LFC 調整力に配分する。また、大陸欧州における調整力の統一市場の創設が進められており^[17]、それに伴う国境を越えた広域 LFC で、GCC における制御手法を採用することが志向されている^[18]。

このように、広域 LFC は欧米で既に実績があるが、欧米の手法を日本に適用する場合、以下の課題がある。

- 米国の ADI では需給偏差のネッティングのみを行っており、コストは明示的には考慮されていない。このため、経済性向上（LFC 調整力の発動コストの低減）の観点では、効果が限定的と考えられる。
- ドイツの GCC は MO 方式で広域 LFC を行っているため、LFC 調整力の発動コスト低減の観点で優れた手法と考えられるが、前述の通り、MO 方式を採用することによる周波数変動の増大が懸念される。

このため、日本における広域 LFC の実現に向けては、欧米の広域 LFC の手法をそのまま適用

するのではなく、周波数変動と LFC 調整力の発動コストの双方を低減する手法を検討すると共に、日本の電力系統に適用した場合の周波数品質や経済性等に関する定量的な評価を行うことが重要となる。

1.2 研究目的

前節で述べた背景を踏まえ、本研究では、電力系統の周波数変動と LFC 調整力の発動コストの双方を低減する広域 LFC 手法を提案する。また、わが国における広域 LFC の実現に資するため、日本の電力系統を詳細に模擬したモデルの開発にも併せて取り組み、提案手法を日本の電力系統に適用した際の周波数品質や LFC 調整力の発動量および発動コストに関する評価をシミュレーションにより行う。

1.3 研究概要

本研究における検討の概要を以下に示す。

◆ 平常時の周波数解析に適した火力発電プラントモデルの開発

電力系統における周波数のシミュレーションを精度良く行うためには、主たる調整力である火力発電プラントのモデリングが重要となる。このため、本研究では石炭や液化天然ガス（LNG：Liquefied Natural Gas）、石油等を用いる汽力発電プラント（以下、「汽力プラント」と称す）、ならびにガスタービンコンバインドサイクル（GTCC：Gas Turbine Combined Cycle）方式の発電プラント（以下、「GTCC プラント」と称す）について、平常時の周波数解析を目的としたモデルを開発する。また、開発した火力発電プラントモデルについて、実機の計測データとの対比による精度検証を行う。なお、ここでの平常時とは、想定外の設備故障が発生しておらず、周波数が基準値 ± 0.2 Hz 程度に収まっている状態を指す。本検討の詳細については、第 2 章で述べる。

◆ 平常時の周波数解析における日本の電力系統モデルの開発

わが国において広域 LFC を実現するためには、広域 LFC が日本の電力系統に及ぼす影響を評価することが重要となる。平常時の周波数解析のプラットフォームとして、電気学会の「電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル」^[1]（以下、「AGC30 モデル」と称す、AGC：Automatic Generation Control）があるが、同モデルは標準的な制御ロジックやパラメータで構築されており、広域 LFC が実際の日本の電力系統に与える影響を十分に検討することはできない。このため、本研究では日本の LFC 機能および主要な発電プラントをモデル化し、平常時における実系統の周波数や連系線潮流、発電プラントの出力の応動等を精度良く再現できるシミュレーションモデルを

開発する。また、開発モデルについて、実システムの計測データとの対比による精度検証を行う。本検討の詳細については、第3章で述べる。

◆ エリアの需給偏差と LFC 調整力の発動コストの双方を低減する LFC 手法の検討

本研究の最終目標は、周波数変動と LFC 調整力の発動コストの双方を低減する広域 LFC 手法の提案である。しかしながら、広域 LFC は複数エリアに対して行うため分析対象が多く、結果の要因分析等の考察が煩雑となることが予想される。このため、本研究では段階的に検討を行うこととし、まずは単一エリアの LFC について、需給偏差と LFC 調整力の発動コストの双方を低減する制御手法を提案する。また、提案手法の有効性を、AGC30 モデルおよび関西エリアの電力系統モデルを用いたシミュレーションにより検証する。本検討の詳細については、第4章で述べる。

◆ 連系システムの周波数変動と LFC 調整力の発動コストの双方を低減する広域 LFC 手法の検討

前述の通り、欧米では広域 LFC がわが国に先行して導入されている。そこで、まず欧米の広域 LFC 手法の得失を整理すると共に、両手法の特長を活かした広域 LFC の制御手法を提案する。また、第4章で提案した「需給偏差と LFC 調整力の発動コストを低減する LFC」における制御のコンセプトをベースとした広域 LFC の制御手法を併せて提案する。さらに、本研究で開発した日本の電力系統モデルを用いたシミュレーションにより、提案した二つの手法を日本の電力系統に適用した場合における周波数や LFC 調整力の発動コスト等に関する評価を行う。本検討の詳細は第5章に述べる。

第 2 章

平常時の周波数解析に適した火力プラントモデルの開発

2.1 緒言

本研究は、電力系統の周波数変動と LFC 調整力の発動コストの双方を低減する広域 LFC 手法を提案し、提案手法の有効性を平常時（想定外の設備故障が発生しておらず、周波数が管理目標値^[1]以内程度の状態）における電力系統の周波数シミュレーションにより検証することを目的としている。平常時の周波数シミュレーションにおいて、確度の高い結果を得るためには、主たる調整力である火力発電プラント（以下、「火力プラント」と称す）の出力応動特性を精度良くモデル化することが重要となる。

火力プラントのモデルについては、これまでに様々なモデルが開発されている^{[2]-[9]}。例えば、同期安定度のシミュレーションでは、一般に解析対象の時間領域が短く、タービン出力の変動も小さいため、ガバナ制御やタービンの応答遅れのみを考慮したモデル（以下、「タービン・ガバナモデル」と称す）が主に用いられる^{[1], [2]}。しかし、平常時の周波数シミュレーションでは、LFC や経済負荷配分（EDC : Economic load Dispatching Control）等により、出力指令値が変更された場合の火力プラントの出力変化も対象とするため、ガバナ制御やタービンの応動のみならず、プラント全体の制御系や動特性（汽力プラントにおけるボイラ系の応答遅れや、GTCC プラントにおける温度特性等）を考慮する必要がある^[1]。換言すると、平常時の周波数シミュレーションでタービン・ガバナモデルを用いた場合、解析精度の面で課題があり、LFC や EDC 等の出力指令値に対するタービン出力の追従性や、ガバナフリー（GF : Governor Free）制御によるタービン出力の応答性が、実際と異なる（実際よりも制御性能が高くなる）ことが懸念される。

一方、電源脱落等の緊急時における火力プラントの応動を精度良く再現することを目的として、プラントの制御系や動特性を詳細に模擬した電力系統解析用の詳細な火力プラントモデルが開発されているが^{[4], [6], [9]}、以下の理由から、平常時の周波数シミュレーションには適していない。

- 平常時の周波数シミュレーションでは多数のプラントモデルを使用するため、制御ブロック数の多い詳細モデルでは、定数設定の労力や計算負荷が大きい。
- 詳細モデルには時定数の短いブロックが含まれるため、シミュレーションの計算刻みを大きくすることが困難であり、計算時間が膨大となる恐れがある。

このように様々な火力発電プラントモデルが存在するものの、筆者らの知る限り、解析精度、

計算負荷，扱い易さ（モデルの構造や定数設定が必要な制御ブロックの数等）の面で，平常時の周波数シミュレーションに適したモデルは開発されていない。このため，本研究では平常時における出力指令値の変更や周波数変動に対する実機の出力応動を精度良く再現できる汽力プラントモデルおよび GTCC プラントモデルを，詳細モデルより少ない制御ブロック数で構築する。また，開発したプラントモデルの制御定数について，プラント種別や燃種，およびボイラ種別ごとに設定値を整理する。

2.2 汽力プラントモデルの開発

平常時の周波数シミュレーションでは，平常時における出力指令値の変更および周波数変動に対するタービン出力の変化を精度良く模擬できるプラントモデルを用いる必要がある。汽力プラントのタービン出力はボイラ系の応答遅れにより，出力指令値の変更に対して数十秒程度の遅れを持って追従する（石炭は特に応答遅れが大きい）。また，周波数変動に対するタービン出力の変化は，主蒸気圧力の変化や負荷設定制御の影響を受ける。このため，平常時の周波数シミュレーションにおいては，ガバナ制御やタービンの応動のみならず，ボイラ系（主蒸気圧力の変化）およびプラント制御系（負荷設定制御等）の応動を考慮したモデルが必要となる。本研究では，文献[10]の汽力プラントモデルをベースに，ボイラ系とプラント制御系をモデル化し，平常時の周波数シミュレーションを対象とした汽力プラントモデルを構築した。構築した汽力プラントモデルについて以下に述べる。

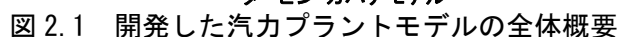
2.2.1 汽力プラントモデルの構成

汽力プラントモデルの全体概要を図 2.1 に示す。なお，EDC で計算された出力指令値（以下，「EDC 指令値」と称す）と LFC で計算された出力指令値（以下，「LFC 指令値」と称す）の合計を，以下では「MWD」と称す（MWD : Mega Watt Demand）。本モデルの構成は実機の構成に基づいており，タービン・ガバナモデルにプラント制御系およびボイラ系のモデル（負荷設定制御と負荷制限制御，ならびに主蒸気圧力の変化をモデル化した部分）を組み合わせで構築した。各部のモデルは平常時におけるプラントの応動へ与える影響が大きい部分のみを模擬しており，主蒸気圧力偏差が過大となった場合の負荷設定制御における主蒸気圧力の優先制御（主蒸気圧力のオーバーライド制御）や，ボイラ・タービン協調制御からボイラ追従制御への切り替え等，平常時の周波数変動に対して動作しない部分はモデル化の対象外とした。また，ボイラ系については，平常時における主蒸気圧力の基本的な動きに着目してモデルを構築した。

以上のように，平常時における汽力プラントの応動に着目してモデル化することにより，文献[4]の詳細モデルではシミュレーションの計算刻み時間を 0.01 秒程度以下にする必要があるのに

燃種（石油，LNG，石炭）やボイラ種別（貫流，ドラム）の違いについては，基本的に定数設定値の変更のみで対応できる。ただし，特に応答が遅い石炭プラントについては，図 2.1 の※の部分に一次遅れ要素を挿入することで，指令値に対する出力の応答遅れを模擬する。なお，実機においても，同様に一次遅れ要素が挿入されている場合があり，給炭機やミルの遅れ等によるボイラ系の追従遅れを考慮しているものと考えられる。また，一部の旧式のドラムボイラで使用されるボイラ追従制御を模擬する場合は，周波数バイアスは切りとし，図 2.1 中の MWD' （同図中の上下制限約の出力）をそのまま負荷設定値（同図中における負荷設定制御の出力）として用いる。

本モデルの負荷設定制御は平常時における実機の基本的な制御を模擬している。具体的には、
図 2.1 において、「出力指令値+周波数バイアス(周波数偏差に応じた出力指令値の補正)= MWD'



から、「現在出力－主蒸気圧力偏差＝ P' 」を差し引いた値（＝ $MWD' - P'$ ）を入力とした比例積分（PI：Proportional Integral）制御により、負荷設定値を増減する。すなわち、 P' が MWD' に一致するように負荷設定を増減する。したがって、周波数偏差が周波数バイアスの不感帯（図 2.2 の例では $\pm 0.1\text{Hz}$ ）以内の場合、ガバナ制御により変化した出力は時間の経過とともに出力指令値に引き戻される。なお、出力 P' を「出力－主蒸気圧力偏差」としているが、これは主蒸気圧力が回復したときに出力が MWD' に一致するよう、負荷設定値を先行的に制御するためである。例えば、主蒸気圧力が設定値よりも高い場合、主蒸気圧力の回復（この場合は設定値に向かって主蒸気圧力が低下）に伴って出力は減少するため、あらかじめ現在出力を主蒸気圧力偏差の分だけ低く見積もっておき、負荷設定値を高め調整する。

負荷制限制御のモデルを図 2.3 に示す。負荷制限制御モデルは文献[4]における負荷制限制御モデルと同様とし、設定した変化率（例えば、 $5\%/\text{min}$ ）で、「蒸気加減弁への入力（蒸気加減弁開度指令）＋GF 幅」に追従するように構築した。

2.2.3 ボイラ系モデル

ボイラ系のモデルについては、平常時における出力指令値の変更や周波数の変化に対する主蒸気圧力の基本的な応動を、一次遅れ要素等のブロックで模擬した。主蒸気圧力の基本的な応動を図 2.4 に示す。主蒸気圧力はまずボイラの特성에依じて変化し、その後圧力制御により回復する。モデル上では、主蒸気圧力偏差はボイラ発生蒸気（ MWD' を入力とした一次遅れ要素により算出）と主蒸気流量（蒸気加減弁開度 $\times$ 主蒸気圧力により算出）の差によって生じるものとし、この差分を、ボイラの動特性および圧力制御を模擬した一次遅れ要素に入力する。なお、主蒸気圧力の設定値については、変圧プラントの場合は例えば図 2.5 のように設定し、定圧プラントの場合は 1.0pu 一定として設定する。また、図 2.1 のモデルの全体概要に示すように、主蒸気圧力は主蒸気圧力設定値と主蒸気圧力偏差の和より算出する。

2.2.4 汽力プラントモデルの定数設定

開発した汽力プラントモデルの制御定数のうち、出力上下限、出力変化率、周波数バイアス、ならびに主蒸気圧力設定については、実機の仕様や運用データを基に設定し、タービン・ガバナモデルの部分の制御定数については、安定度解析用のタービン・ガバナモデルの設定値（例えば、文献[11]の $LPT=1$ のタービン・ガバナモデルの定数設定値）を基に設定する。ただし、シミュレーションの計算刻み時間に応じて、時定数の短い高圧タービン等については、一部省略や簡略化が必要となる場合がある点に留意されたい。その他の制御定数は表 2.1 を目安に設定し、実測波形を基に調整する。なお、同表には参考に、石油・LNG 焚き貫流ボイラ、石炭焚き貫流ボイラ、石油・LNG 焚きドラムボイラにおける定数設定例を示している。

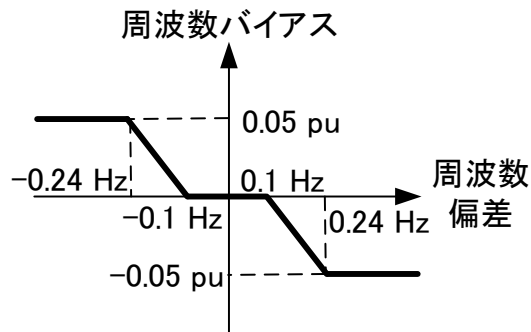


図 2.2 周波数バイアスの設定例

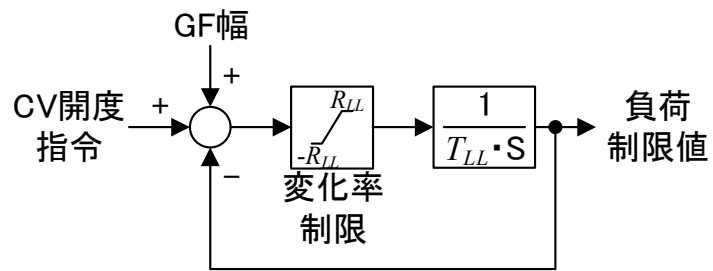


図 2.3 負荷制限モデル

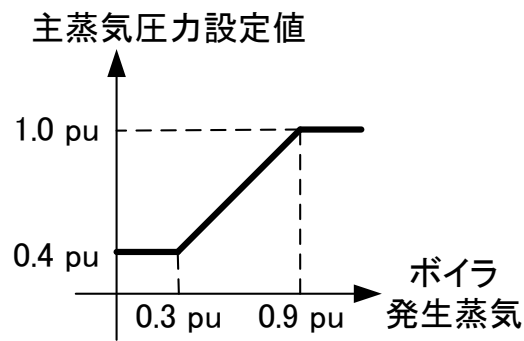


図 2.4 主蒸気圧力設定値の例

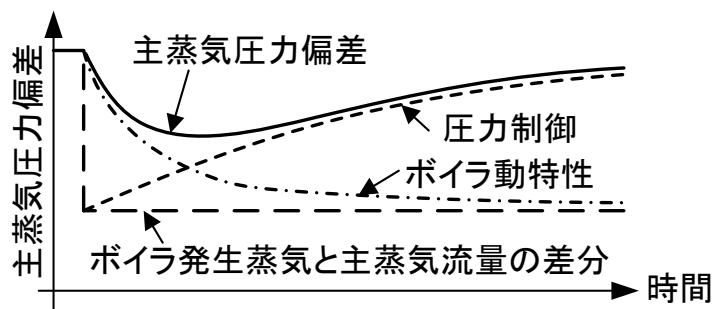


図 2.5 主蒸気圧力の基本的な動特性

表 2.1 汽力プラントモデルの定数設定例

制御定数	石油・LNG焚き 貫流ボイラ	石炭焚き 貫流ボイラ	石油・LNG焚き ドラムボイラ	備考
負荷設定制御 K_a	0.5	0.5	0.5	0.0～1.0の範囲で調整
T_a [s]	30	30	30	20～60の範囲で調整
負荷制限制御 R_{LL} [pu/min]	0.05	0.05	0.05	0.01～0.05の範囲で調整
T_{LL} [s]	60	60	60	60～300の範囲で調整
T_l [s]	120	240	120	120～300の範囲で調整
ボイラ系 T_2 [s]	20	20	60	20～60の範囲で調整
T_3 [s]	90	150	150	20～60の範囲で調整

2.3 ガスタービンコンバインドサイクルプラントモデルの開発

GTCC プラントの出力は、出力指令値の変更や周波数変動に対して、まず追従性の高いガスタービン（GT：Gas Turbine）の出力が変化し、蒸気タービン（ST：Steam Turbine）の出力は排熱回収ボイラの遅れにより、数分程度遅れて変化する。また、GT は機器の耐久性の観点から排ガス温度に上限を設けており、外気温が高い場合や周波数低下に伴う出力増加によって排ガス温度が上昇した場合等において、燃料流量を制限する、すなわち出力を抑制することで、排ガス温度を適正值に保つ。平常時の周波数シミュレーションでは、これらの特性を考慮した GTCC プラントモデルが必要となる。本研究では文献[8]のモデルをベースに、プラント制御系、とくに排ガス温度制御にかかわる部分を文献[8]より詳細にモデル化し、需給・周波数シミュレーション用の GTCC プラントモデルを開発した。なお、モデル化の対象は平常時の出力応動に影響を与える部分のみとし、文献[6]の詳細モデルより少ないブロック数で構築した。構築した GTCC プラントモデルの詳細を以下に述べる。

2.3.1 ガスタービンコンバインドサイクルプラントモデルの構成

開発した GTCC プラントモデルの全体概要を図 2.6 に示す。出力指令値の変更および平常時の周波数変動に対する出力の変化を精度良く模擬できるよう、GT と ST およびプラント制御系をモデル化した。なお、図 2.6 における青線は GT モデル、緑線は ST モデル、橙線は GTCC プラント全体のタービン出力（GT 出力と ST 出力の合計）、黒線はプラント制御系、赤線は GTCC プラントモデル外で算出された諸量を示している。

GT モデルについては、GT の熱サイクルに基づき、圧縮機の入口・出口および GT の入口・出口の温度を定式化し、各部の温度差から GT 出力を算出するモデルとした^{[5], [8]}。また、ST モデルについては、平常時における出力変化が比較的緩やかであるため、GT の排ガス温度と排ガス流量に対する一次遅れ要素により、ST 出力を算出するモデルとした。ここで算出した GT 出力と ST

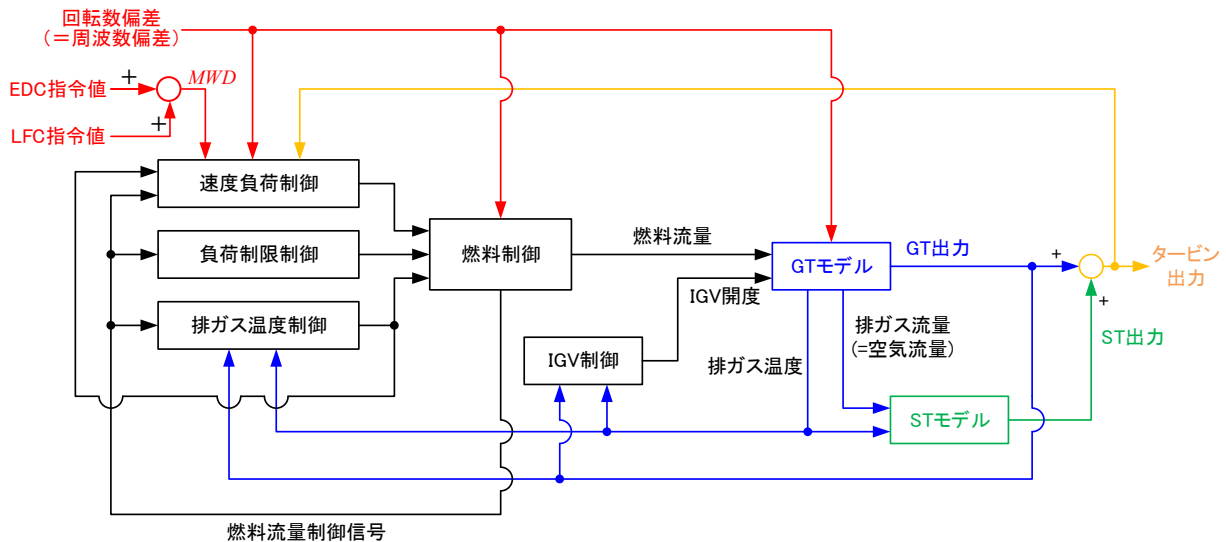


図 2.6 開発した GTCC プラントモデルの全体概要

出力の合計が、GTCC プラント全体のタービン出力となる（以下、単に「タービン出力」と称す）。

プラント制御系は GT の制御系のみをモデル化し、ST の制御系については、通常の運転状態において ST の蒸気加減弁は全開である（制御されない）ため、モデル化の対象外とした。GT 制御系では、GT モデルの入力諸量である燃料流量および圧縮機の入口案内翼（IGV : Inlet Guide Vane）開度を算出する。燃料流量については、速度負荷制御、負荷制限制御、排ガス温度制御で算出される各制御信号のうち、最小値を燃料制御信号とし、燃料制御信号に対する燃料流量の変化を一次遅れ要素でモデル化した。また、IGV 開度については、排ガス温度偏差を入力とする PI 制御でモデル化した。GT 制御系については、メーカーや型式によって構成が異なるが、本モデルは、メーカーや型式によらず共通する考え方や基本的な応動に基づき構築した。なお、加速制御等の平常時には動作しないと考えられる制御系については、モデル化の対象外とした。

以上のように、モデル化の範囲を平常時の応動に影響し、かつ共通的な部分に限定することにより、文献[6]の詳細モデルではシミュレーションの計算刻みを 0.01 秒程度にする必要があるのに対し、開発した GTCC モデルは平常時の周波数シミュレーションにおける解析精度を維持しつつ、計算刻みを 1 秒程度まで拡大可能である。また、文献[6]の詳細モデルと比較して、設定が必要な制御定数の数は約 1/4 に減少した。開発した GTCC モデルの各要素について以下に述べる。

2.3.2 ガスタービンモデル

前述の通り、GT モデルでは主に文献[5]や[8]を参考に、圧縮機の入口・出口および GT の入口・出口の温度を定式化した。これらの定式化は空気および燃焼ガスの基本的な熱サイクル（ブレイトンサイクル）に基づいて行った。また、GT の出力については、燃焼ガスによって発生したエネルギーと圧縮機を駆動するための動力の差分となるため、GT の入口・出口の温度差と圧縮機の入口・出口の温度差、ならびに燃焼ガス流量より算出した。具体的な計算式を以下に示す。なお、

燃料流量は空気流量に比べて小さいことから、本モデルでは簡単のため、圧縮機で取り込んだ空気流量＝燃焼ガス流量とした。

- 圧縮機出口圧力温度 T_d [K]

$$T_d = T_i \left(1 + \frac{x_c - 1}{\eta_c} \right) \quad (2.1)$$

$$x_c = (P_{rc} W)^{\frac{\gamma_c - 1}{\gamma_c}} \quad (2.2)$$

$$W = IGV \cdot N \cdot \frac{T_{io}}{T_i} \quad (2.3)$$

- GT 入口温度 T_f [K]

$$T_f = T_d + (T_{fo} - T_{do}) \frac{W_f}{W} \quad (2.4)$$

- GT 出口温度（排ガス温度） T_e [K]

$$T_e = T_f \left\{ 1 - \left(1 - \frac{1}{x_t} \right) \eta_t \right\} \quad (2.5)$$

$$x_t = \left\{ P_{rc} \cdot (1 - E_p) \cdot W \right\}^{\frac{\gamma_t - 1}{\gamma_t}} \quad (2.6)$$

- GT 出力 P_{mgt} [pu] （プラント定格出力ベース）

$$P_{mgt} = K_{gt} \left\{ (T_f - T_e) - (T_d - T_i) \right\} W \quad (2.7)$$

T_i : 外気温（圧縮機入口温度） [K]

T_d : 圧縮機出口圧力温度 [K]

T_f : GT 入口温度 [K]

T_e : GT 出口温度（排ガス温度） [K]

T_{io} : 外気温設計値 [K]

T_{do} : 定格出力時の圧縮機出口温度 [K]

T_{fo} : GT の燃焼温度（定格出力時の GT 入口温度） [K]

N : 軸回転数 [pu]（定格値ベース）

IGV : IGV 開度 [pu]（定格値ベース）

W : 空気流量 [pu]（定格値ベース）

W_f : 燃料流量 [pu]（定格値ベース）

η_c : 圧縮機効率 [pu]

P_{rc} : 定格出力時における圧縮機の入口圧力と出口圧力の比

γ_c : 圧縮機比熱比

η_t : GT 効率 [pu]

E_p : 総圧力損失 [pu]

γ_t : 燃焼器・タービン部比熱比

P_{mgt} : GT 出力 [pu] (プラント定格出力ベース)

K_{gt} : GT 出力係数 (外気温設計値における定格出力時のヒートバランスから算出)

2.3.3 蒸気タービンモデル

ST モデルでは、排熱回収ボイラで発生する蒸気が排ガスの温度と流量に比例するとし、排熱回収ボイラのドラム時定数を考慮した一次遅れ要素により、ST 出力を下式の通り算出した。なお、本モデルでは簡単のため、排ガス流量は空気流量と等しいとして扱った。

$$P_{mst} = \frac{K_{st} T_e W}{1 + T_b s} \quad (2.8)$$

P_{mst} : ST 出力 [pu] (プラント定格出力ベース)

K_{st} : ST 出力係数 (外気温設計値における定格出力時のヒートバランスから算出)

T_b : 排熱回収ボイラの時定数 [s]

2.3.4 ガスタービン制御系モデル

GT 制御系モデルは大きく分けて、(1) 速度負荷制御モデル、(2) 負荷制限制御モデル、(3) 排ガス温度制御モデル、(4) 燃料制御モデル、(5) IGV 制御モデルの五つのモデルで構成した。

(1) 速度負荷制御モデル

速度負荷制御モデルを図 2.7 に示す。速度負荷制御モデルは出力指令値に対するタービン出力の追従機能および周波数変動に対する GF 機能を模擬した。具体的には、出力指令値とタービン出力が一致するように負荷設定値を調整し、その負荷設定値に回転数偏差 (= 周波数偏差) と速度調定ゲイン (調定率の逆数) を乗じた値を加算する。また、周波数偏差が周波数バイアスの不感帯を逸脱した場合、出力指令値に周波数バイアスによる補正量を加算する。

出力指令値に対する負荷設定の変化率制限は積分器前段のリミッタで設定した。また、排ガス温度制御モードへと移行した場合 (排ガス温度制御信号が燃料制御信号として選択された場合) は、積分器への入力が 0 以下となるようにした。これは、排ガス温度制御モードの場合は燃料流量が抑制される (増加方向には制御されない) ためである。

(2) 負荷制限制御モデル

負荷制限制御モデルを図 2.8 に示す。同モデルでは、燃料制御信号の一次遅れに GF 幅を加算して負荷制限制御信号を算出する。

(3) 排ガス温度制御モデル

排ガス温度制御モデルを図 2.9 に示す。同モデルでは排ガス温度偏差にゲインを乗じた値を燃料制御信号の一次遅れに加算し、排ガス温度制御信号を算出する。排ガス温度偏差は計測の遅れを考慮した排ガス温度と排ガス温度設定値の差分とした。排ガス温度設定値は圧縮機出口圧力の関数で与えられることが多いが、圧縮機出口圧力は GT 出力に概ね比例するため、本モデルでは GT 出力に対する関数で排ガス温度設定値を与えた。

なお、ここでの排ガス温度設定値は、後述の IGV 制御における排ガス温度設定値よりもやや高めに設定した。排ガス温度の制御はまず空気流量の調整により行い、IGV 開度が上下限值に達する等により、空気流量の調整では排ガス温度を十分に制御できない場合に、燃料流量を調整して排ガス温度を制御するためである。

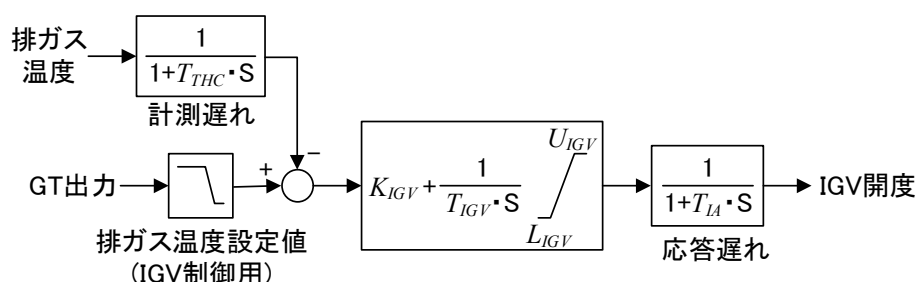
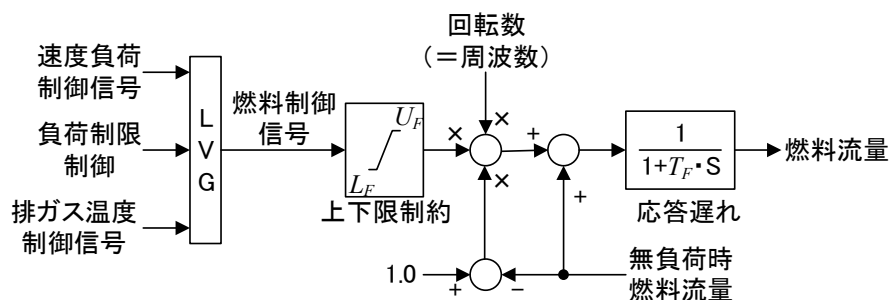
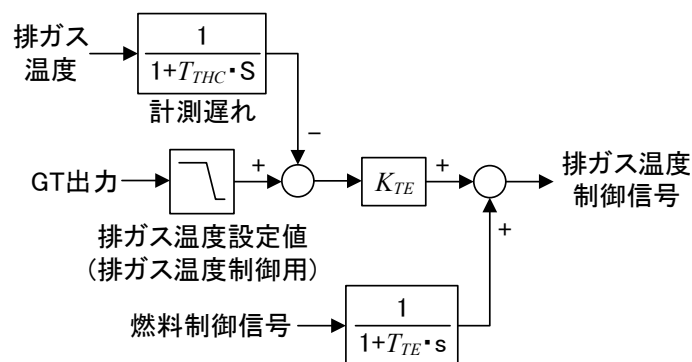
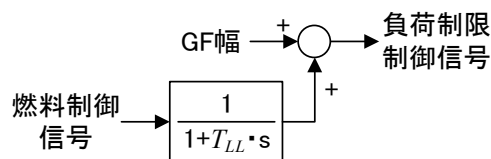
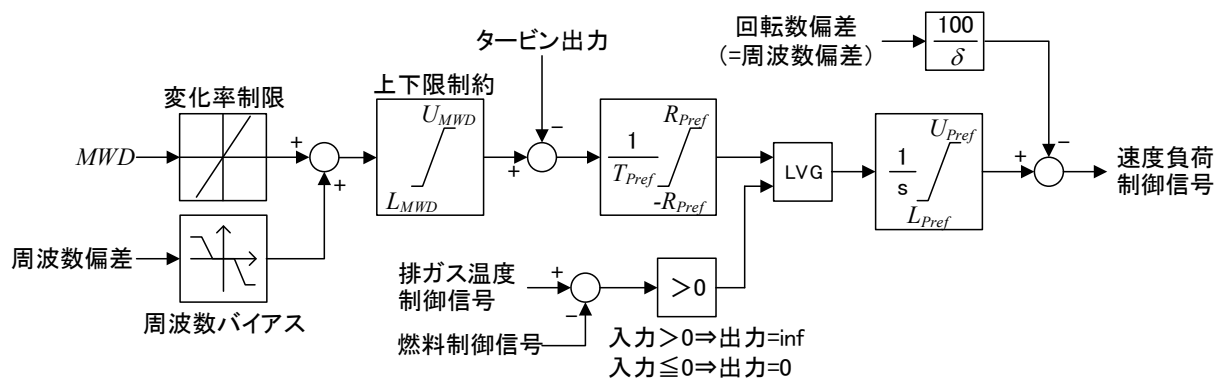
通常、部分出力運転時の排ガス温度は空気流量における設定値と一致し、排ガス温度制御における排ガス温度偏差（排ガス温度－設定値）は正の値となるため、排ガス温度制御信号が燃料制御信号となる（排ガス温度制御信号が速度負荷制御信号および負荷制限制御信号より低値となる）ことはない。しかし、高気温時（例えば夏季）において高出力で運転している場合や、周波数低下によって出力が急増した場合等では、排ガス温度が排ガス温度制御における設定値を超過し（排ガス温度偏差が負の値となり）、排ガス温度制御信号が燃料制御信号として選択される、すなわち排ガス温度制御モードに移行する場合がある。

(4) 燃料制御モデル

燃料制御モデルを図 2.10 に示す。低値選択（LVG : Low Value Gate）により、速度負荷制御信号、負荷制限制御信号、排ガス温度制御信号のうち、最小値を燃料制御信号として選択する。また、燃料流量は燃料制御信号に対する応答の遅れ、回転数（＝周波数）、ならびに無負荷時の燃料流量を考慮して算出するモデルとした。

(5) IGV 制御モデル

IGV 制御モデルを図 2.11 に示す。IGV 制御モデルでは、排ガス温度偏差を入力とした PI 制御で IGV 開度指令を算出し、同指令に対する IGV の応答遅れを一次遅れ要素で模擬した。また、前述の通り、IGV 制御における排ガス温度設定値は、排ガス温度制御における同設定値よりも低く設定し、IGV 開度の制御範囲内では、空気流量を調整することによって排ガス温度を設定値に一致させるようにモデル化した。なお、IGV 開度で調整できる空気流量は一般に定格の 30%程度である。



2.3.5 ガスタービンコンバインドサイクルプラントモデルの定数設定

開発した GTCC プラントモデルの定数設定例を表 2.2, 2.3 に示す。定数設定例 A と B では、周波数変動や出力指令値に対する出力応動の特徴が異なる。例えば、A は燃料制御の時定数 T_F が短いため、周波数変動に対する出力の応答は速いが、速度調定率 δ が大きい（ゲインが小さい）ため、周波数変動に対する出力の変化幅は小さい。一方、B については、燃料制御の時定数 T_F が大きい（ゲインが大きい）ため、周波数変動に対する出力の変化速度は比較的緩やかであるが、速度調定率 δ が小さい（ゲインが大きい）ため、周波数変動に対する出力の変化幅は大きい。また、表 2.3 より、A は B と比べて IGV 制御の排ガス温度設定値が高いため、排ガス温度制御における排ガス温度設定値と排ガス温度の差が小さく、周波数低下時に排ガス温度制御モードへ比較的移行しやすい。なお、これらの定数は実機の仕様や運用データ、ならびに実機とモデルの応動対比等により適宜調整する。

表 2.2 開発した GTCC プラントモデルの定数設定例

モデル	項目 [単位]	変数名	A	B
GTモデル	外気温設計値 [°C]	T_{io}	5.0	5.0
	GT燃焼温度 [°C]	T_{fo}	1300.0	1500.0
	圧縮機圧力比	P_{rc}	14.7	20.7
	圧縮機比熱比	γ_c	1.4	1.4
	圧縮機効率 [pu]	η_c	0.9	0.9
	燃焼器・タービン比熱比	γ_t	1.33	1.33
	タービン効率 [pu]	η_t	0.93	0.98
	総圧力損失 [pu]	E_p	0.1	0.1
STモデル	排熱回収ボイラの時定数 [s]	T_b	300.0	300.0
GT制御系モデル	速度負荷制御モデル	出力上限 [pu]	U_{MWD}	1.0
		出力下限 [pu]	L_{MWD}	0.4
		出力変化速度 [pu/min]	R_{MWD}	0.05
		速度調定率 [%]	δ	5.0
		負荷設定時定数 [s]	T_{Pref}	3.0
		負荷設定上限 [pu]	U_{Pref}	1.2
		負荷設定下限 [pu]	L_{Pref}	0.0
		負荷設定変化率 [pu/min]	R_{Pref}	0.06
	負荷制限制御モデル	GF幅 [pu]	PLM	0.04
		負荷制限時定数 [s]	T_{LL}	15.0
	排ガス温度制御モデル	排ガス温度制御の時定数 [s]	T_{TE}	4.0
		排ガス温度制御のゲイン	K_{TE}	3.0
		排ガス温度計測の時定数 [s]	T_{THC}	1.0
	燃料制御モデル	燃料制御時定数 [s]	T_F	1.0
		燃料流量上限 [pu]	U_F	1.2
		燃料流量下限 [pu]	L_F	-0.1
	IGV制御モデル	IGV制御の比例ゲイン	K_{IGV}	2.0
		IGV制御の積分時定数 [s]	T_{IGV}	5.0
		IGV開度上限 [pu]	U_{IGV}	1.0
		IGV開度下限 [pu]	L_{IGV}	0.75
		IGV制御の時定数 [s]	T_{IA}	3.0

表 2.3 開発した GTCC プラントモデルの排ガス温度設定値の例

GT出力 [pu] (GTの定格出力ベース)	排ガス温度設定値 [pu] (設計外気温における定格出力時の排ガス温度基準)			
	A		B	
	排ガス温度制御用	IGV制御用	排ガス温度制御用	IGV制御用
0.00	1.05	1.03	1.05	1.02
0.90	1.05	1.03	1.05	1.02
1.00	1.00	0.98	1.00	0.97
1.10	1.00	0.98	1.00	0.97

2.3.6 排ガス温度制御による出力特性

GTCC プラントは排ガス温度の制限により、外気温に応じて最大出力が低下する特性を有しており、開発した GTCC プラントモデルはこの特性を模擬している。一例として、表 2.2, 2.3 の A および B の設定値における外気温に対する最大出力の静特性を図 2.12 に示す。なお、定格出力は A を 250 MW, B を 400 MW とし、定格出力時における GTCC プラント全体のタービン出力に対する GT の出力分担比は 65 %とした。図 2.12 より、外気温が設計値（本例では 5 °C）から 1 °C 上昇するごとに、0.4 %程度最大出力が低下していることがわかる。

外気温による GTCC プラントの動特性への影響の一例として、異なる外気温（5 °Cと 30 °C）における周波数低下（変化速度：-0.1 Hz/sec, 変化幅：-0.2 Hz）のシミュレーション結果を図 2.13 に示す。同図のシミュレーションでは、定数設定値は表 2.2, 2.3 の A とし、定格出力を 250 MW, 初期出力は定格出力の 0.9 pu（225 MW）とした。同図より、外気温が 30 °Cの場合は 5 °Cの場合と比べて、周波数低下時のタービン出力の上昇幅が減少していることがわかる。なお、同図の 11 ～25 秒付近では、外気温 5 °Cの場合においても排ガス温度制御によってタービン出力が制限されている。本例のように、周波数低下によって出力が急増すると、それに伴い排ガス温度も急増する。しかし、IGV 制御による空気流量の調整は排ガス温度の急激な変化に追従できないため、排ガス温度が排ガス温度制御における設定値を超過し、その結果、排ガス温度制御モードに移行して燃料流量が一時的に抑制される。同図のような周波数低下が発生する状況としては、例えば電源脱落や再エネ出力が急激に低下する場合等が想定されるが、そのような場合、外気温にかかわらず、排ガス温度制御により GTCC プラントのタービン出力の増加が制限されることに留意する必要がある。

また、別の例として、外気温 5 °Cと 30 °Cにおける出力指令値増加（変化速度：0.05 pu/min, 変化幅 0.1 pu, pu 値は GTCC プラントモデルの定格出力ベース）のシミュレーション結果を図 2.14 に示す。定数設定値は表 2.2, 2.3 の B とし、定格出力を 400 MW, 初期出力は定格出力の 0.8 pu とした。同図(a)はタービン出力と出力指令値を示しており、同図(b)は GT 出力と ST 出力を示している。なお、同図(b)に示すように、外気温が異なる場合は GT と ST の出力分担も異なる。

同図(a)より、外気温が 5 °Cの場合、タービン出力はほとんど遅れずに出力指令値に追従してい

る。一方、30℃の場合は200秒付近からタービン出力の増加が緩やかになっている。これは、GT出力が排ガス温度制御の影響を受けているためである。出力指令値増加時には、同図(b)の5℃の例のように、まず応答の速いGT出力がSTの遅れを補償するようにやや高めまで増加し、その後、ST出力の増加に応じて、GT出力は緩やかに減少する。しかし、外気温が30℃の場合はGTの最大出力が排ガス温度制御によって抑制されるため、GTでSTの遅れを補償しきれず、200秒付近からはSTのみでタービン出力が増加することとなり、緩やかな変化（排熱回収ボイラの応答遅れに応じた変化）となった。このように、最大出力付近では出力増加速度が緩やかになることに留意する必要がある。

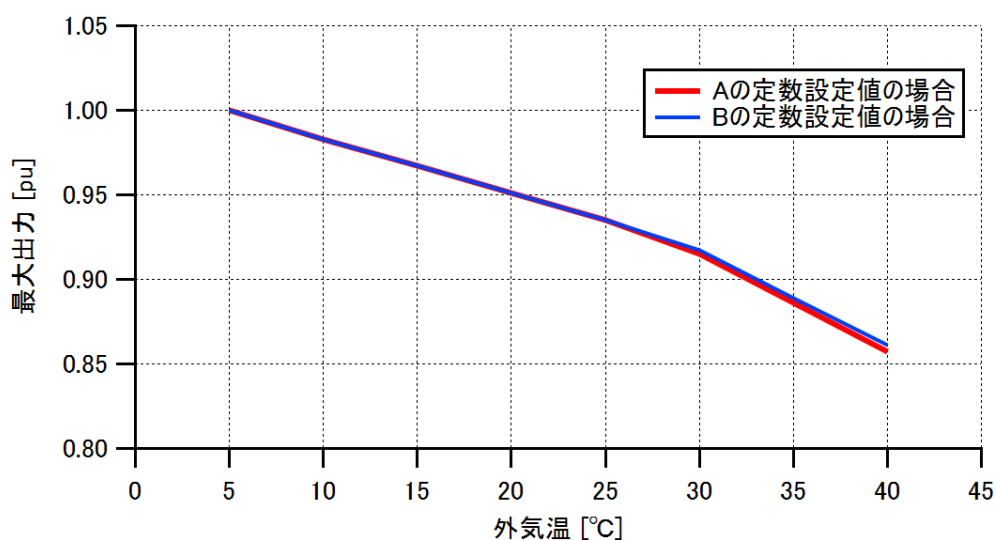


図 2.12 開発した GTCC プラントモデルにおける外気温に対する最大出力特性の例

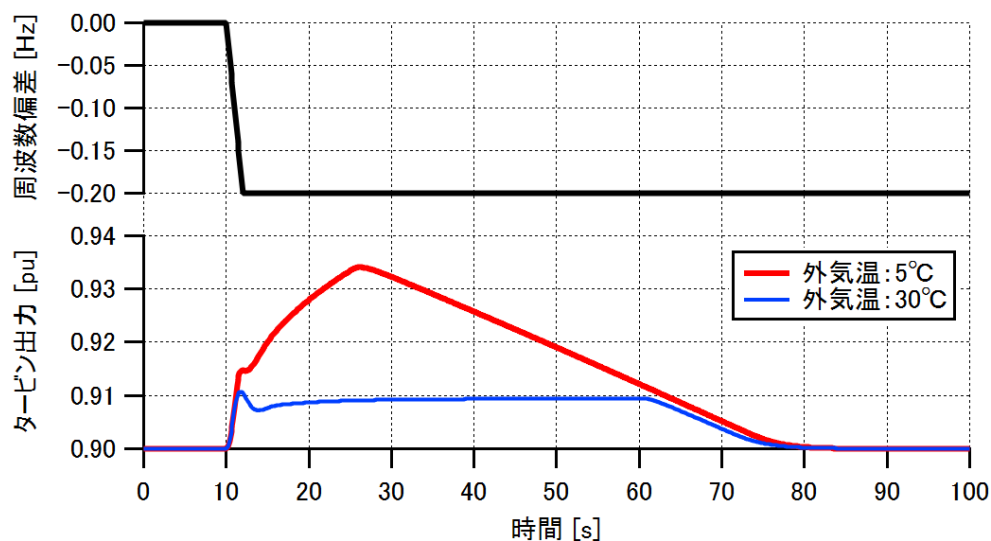
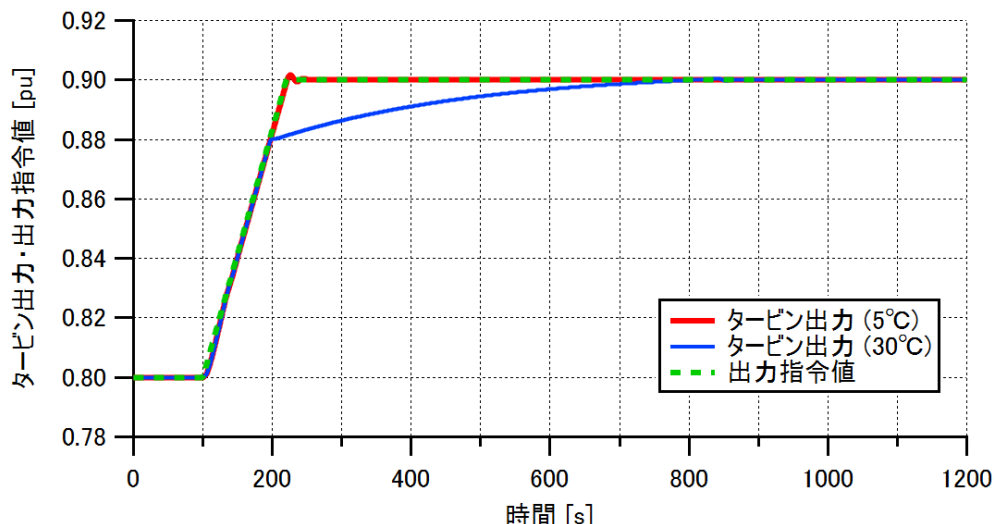
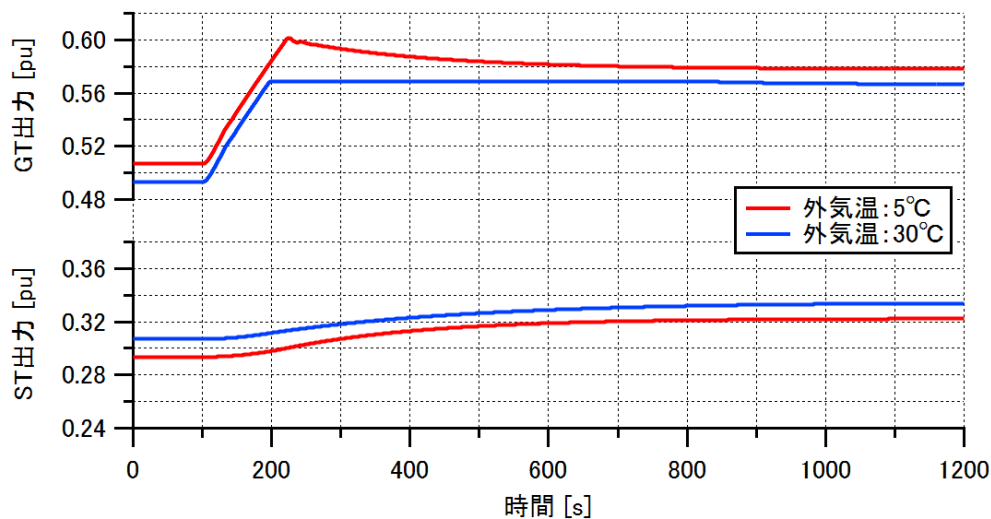


図 2.13 異なる外気温における周波数低下のシミュレーション例（A の定数設定の場合）



(a) タービン出力と出力指令値



(b) GT 出力と ST 出力

図 2.14 異なる外気温における出力指令値変更のシミュレーション例 (B の定数設定の場合)

2.4 モデルの精度検証

開発したプラントモデルの解析精度を検証するため、実測の出力指令値と周波数変動のデータをモデルに入力してシミュレーションを行い、実機の実測データとモデルの出力のシミュレーション結果を比較した。なお、モデルの定数については、表 2.1～2.3 をベースに調整した。また、シミュレーションは CPU が Intel(R) Core(TM) i9-9900X CPU @ 3.50 GHz、実装 RAM が 64.0 GB の PC において、MATLAB / Simulink R2021a により行い、計算刻みを 0.1 秒とした。

2.4.1 汽力発電プラントモデルの精度検証

500 MW 級の石炭変圧貫流プラントについて、出力指令値変更時および周波数変動時における実機と開発した汽力プラントモデルの出力の対比を図 2.15 に示す。なお、本例では周波数変動が

比較的小さいため、発電機出力＝タービン出力とみなして比較した。また、同図では参考としてタービン・ガバナモデル（図 2.16）を用いた場合のシミュレーション結果も示している。

図 2.15 (a)は出力指令値変更時における実機の発電機出力とモデルのタービン出力の対比を示している。同図より、開発モデルは、平常時の出力指令値変更に対するタービン出力の変化を良好に模擬できている。実機および開発モデルの出力は、出力指令値の変更に対して数十秒程度遅れて追従しているが、この遅れの要因としてはボイラ系の遅れ、すなわち、出力指令値の変更に対するボイラの蒸気流量の変化の遅れによるところが大きいと考えられる。一方、タービン・ガバナモデルにおけるタービン出力は実機の発電機出力と大きく乖離している。その要因として、タービン・ガバナモデルではボイラ系をモデル化していないため、出力指令値に対するタービン出力の追従性が実機よりも高くなることや、負荷設定制御をモデル化していないため、周波数変動に対して変化したタービン出力が出力指令値に引き戻されないことが挙げられる。

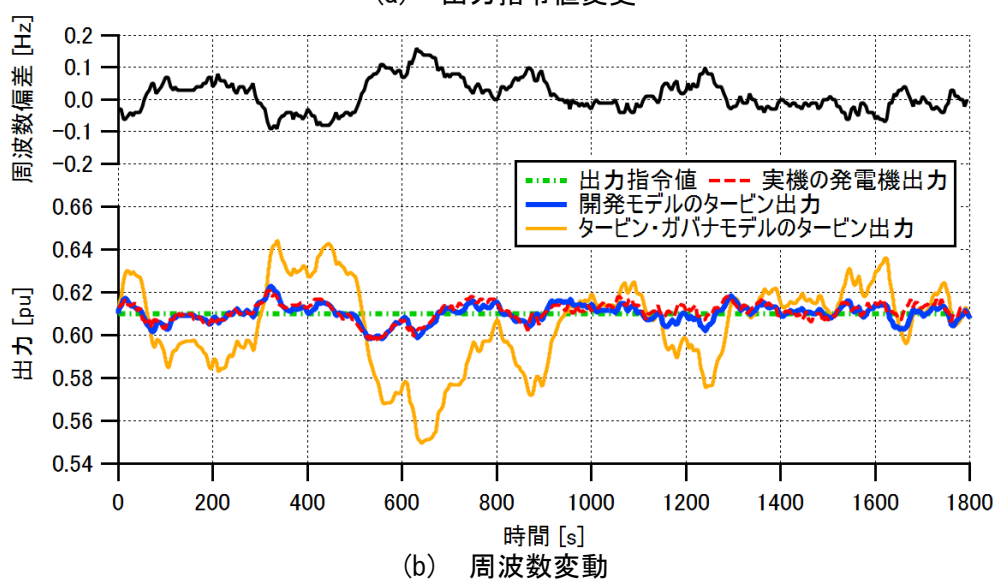
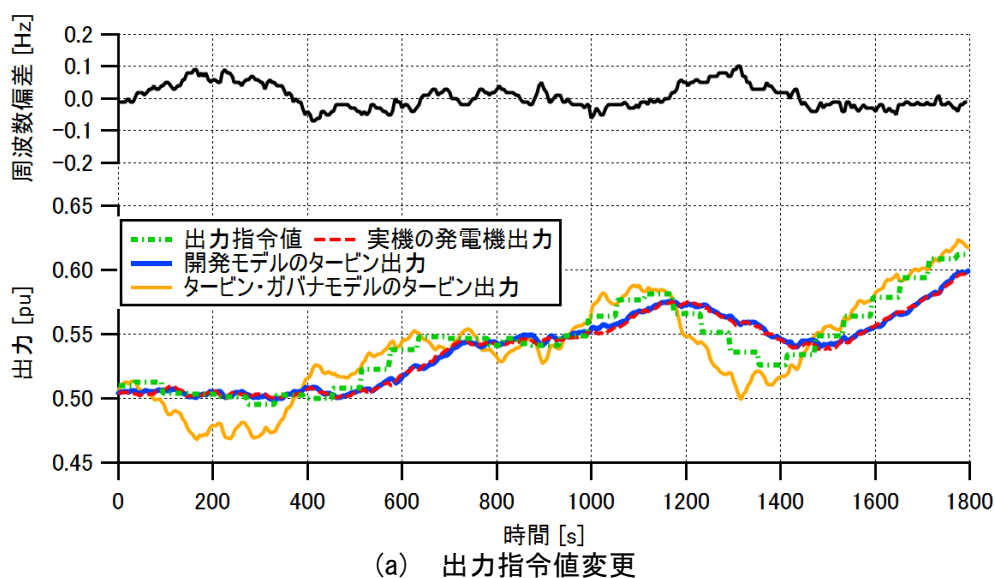


図 2.15 実機と開発した汽力プラントモデルの出力対比

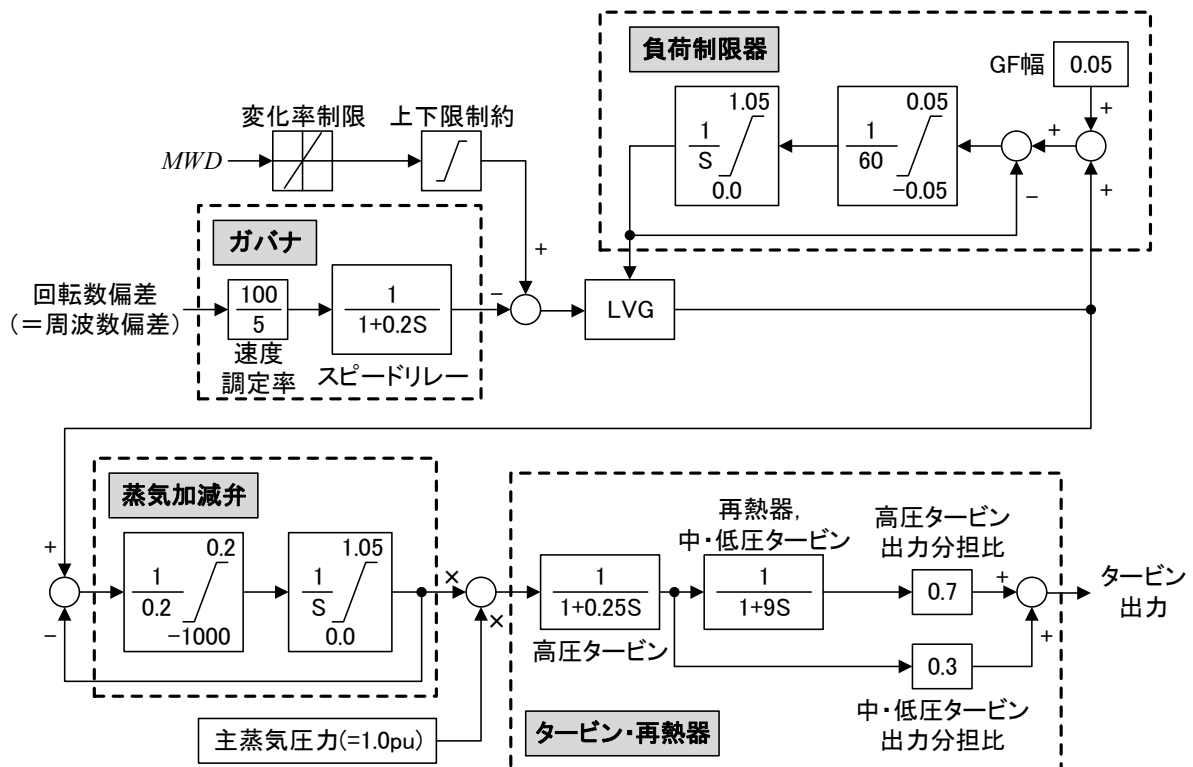


図 2.16 比較例として用いた汽力プラントのタービン・ガバナモデル

図 2.15(b)は周波数変動時における実機の発電機出力とモデルのタービン出力の対比を示している。同図より、開発モデルは平常時の周波数変動に対するタービン出力の変化を良好に模擬できている。同図のケースでは、周波数変動は周波数バイアスの不感帯（本例では $\pm 0.3\text{Hz}$ ）以内に収まっているため、GF 制御により変化したタービン出力は、負荷設定制御により元の出力（出力指令値）に引き戻されている。一方、タービン・ガバナモデルでは、負荷設定制御をモデル化していないため、GF 制御により変化したタービン出力は引き戻されず、実機の発電機出力との乖離が大きくなった。

以上より、開発モデルは平常時の出力指令値変更および周波数変動に対する実機のタービン出力の変化を良好に模擬できることを検証した。なお、開発モデルは LNG 焚き変圧貫流プラントや、油焚き定圧ドラムプラント等に対しても、同様の解析精度を有していることを別途確認した。

2.4.2 ガスタービンコンバインドサイクルプラントモデルの精度検証

開発した GTCC プラントモデルの精度検証として、平常時における出力指令値変更時、ならびに周波数変動試験時における実機の発電機出力とモデルの出力を比較した。結果を図 2.17 に示す。なお、本例では周波数変動が比較的小さいため、発電機出力＝タービン出力とみなして比較した。同図(a)は定格出力が 250 MW 級で GT の燃焼温度は 1300 °C 級との対比結果であり、同図(b)は定格出力が 400 MW 級で GT の燃焼温度は 1500 °C 級の GTCC プラントとの対比結果である。また、モデルの定数の設定については、同図(a)のケースでは表 2.1～2.3 の A の設定値を、同図(b)のケー

スでは同表の B の設定値をベースに調整した。

図 2.17(a)は出力指令値変更時の実機の発電機出力と、開発モデルのタービン出力の対比を示している。同図より、開発モデルは、平常時における出力指令値の変更に対するタービン出力の変化を良好に模擬できている。実機の発電機出力および開発モデルのタービン出力は、出力指令値の変更に対してほとんど遅れることなく追従している。これは GT 出力の追従性が高いためと考えられる。また、800～1000 秒付近では、出力指令値は増加しているものの、実機の発電機出力および開発モデルのタービン出力は低下していることがわかる。これは周波数上昇に伴う GF 制御が要因と考えられる。

図 2.17(b)は周波数変動試験時における実機の発電機出力と、開発モデルのタービン出力の対比を示している。本例では周波数の変動幅が周波数バイアスの不感帯（本例では $\pm 0.3\text{Hz}$ ）以内のため、GF 制御により変化した実機の発電機出力は出力指令値に引き戻されている。開発モデルは、

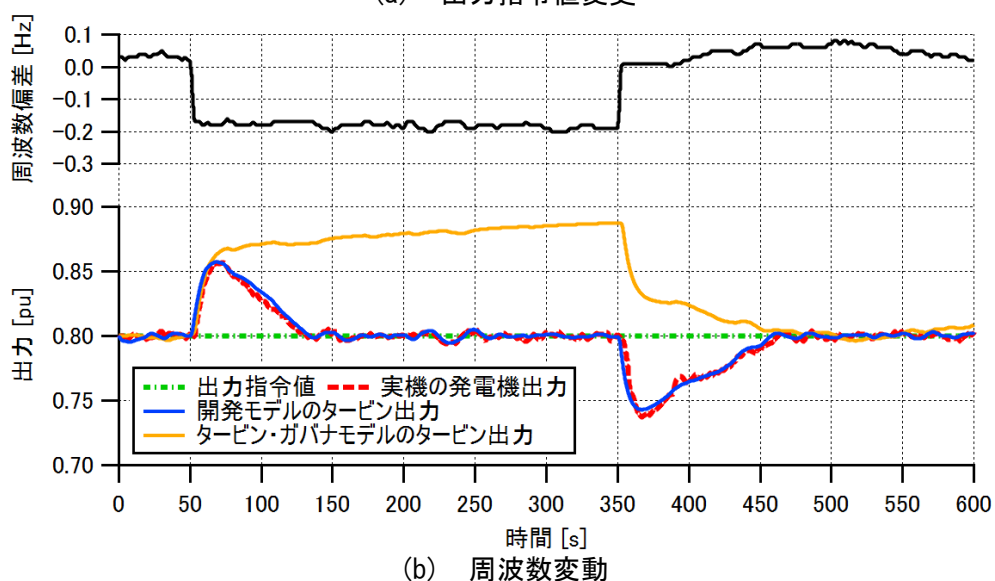
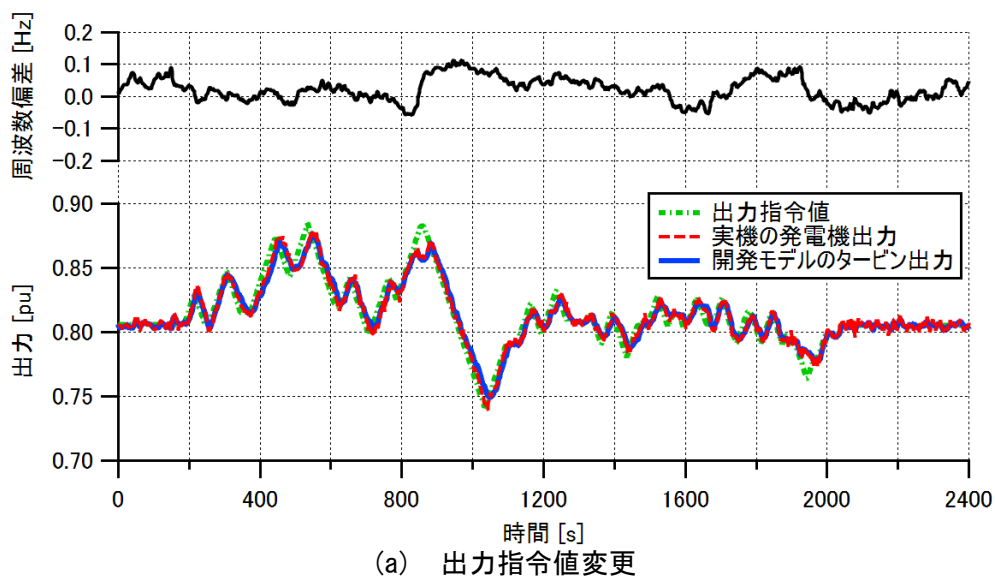


図 2.17 実機と開発した GTCC プラントモデルの出力対比

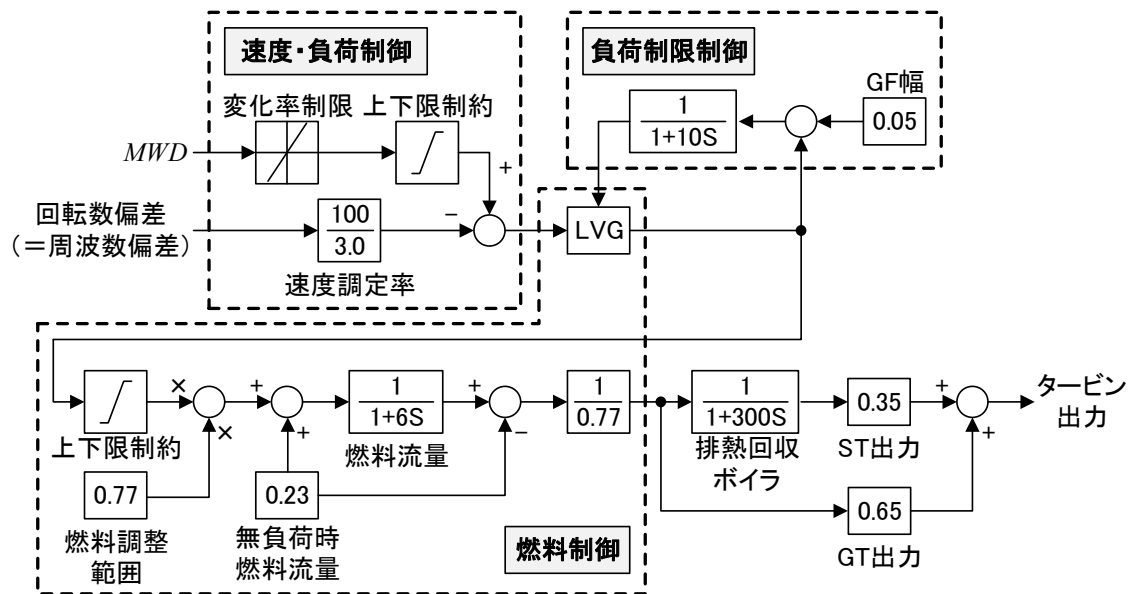


図 2.18 比較例として用いた GTCC プラントのタービン・ガバナモデル

周波数変動時のタービン出力の変化やその後の出力の引き戻しについて、精度良く模擬できている。なお、同図にはタービン・ガバナモデル（図 2.18）を用いた場合のシミュレーション結果にも示している。タービン・ガバナモデルでは負荷設定制御をモデル化していないため、GF 制御により変化したタービン出力は引き戻されず、実機の発電機出力との乖離が大きくなった。

以上より、開発した GTCC プラントモデルは平常時の出力指令値変更および周波数変動に対するタービン出力の変化を良好に模擬できることを検証した。

2.5 結言

本章では、平常時の周波数シミュレーションを精度良く行うために開発した、汽力プラントモデルおよび GTCC プラントモデルについて述べた。これらのモデルは、平常時におけるタービン出力の応動に及ぼす影響が大きい部分を対象に構築することで、緊急時の周波数シミュレーションを対象とした詳細モデルと比べて、平常時の周波数シミュレーションにおける解析精度を維持しつつ、計算負荷や定数設定の煩雑さを低減した。また、開発したモデルの定数設定例をプラント種別や燃種、ボイラ種別ごとに整理した。

開発した汽力プラントモデルおよび GTCC プラントモデルについて、平常時の出力指令値変更時および周波数変動時におけるタービン出力の応動を、実機の発電機出力の応動と比較した。その結果、開発したモデルのタービン出力と実機の発電機出力は良好に合致することを示した。

なお、開発した汽力プラントモデルおよび GTCC プラントモデルは、電気学会の「電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル」^[12] に採用され、国内の大学やメーカー、電力会社等において幅広く活用されている。

第 3 章

平常時の周波数解析における日本の電力システムモデルの開発

3.1 緒言

わが国で広域 LFC を実現するためには、広域 LFC が日本の電力システムの周波数に及ぼす影響を定量的に評価することが重要となる。平常時（周波数が管理目標値^[1]以内程度）の周波数シミュレーションの共通基盤として、電気学会の「電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル」（以下、「AGC30 モデル」と称す。AGC : Automatic Generation Control）が公開されている^[2]。しかしながら、同モデルは中央給電指令所（以下、「中給」と称す）の LFC 機能や発電プラントのモデル等には標準的な制御ロジックやパラメータが用いられており、実機の仕様を反映したモデルではないため、日本の実システムの周波数等の応動を精度良く再現することは難しい。また、広域 LFC に関する検討では、エリア毎の LFC の制御方式や制御周期の差異等も含めて周波数面への影響について評価する必要があるが、AGC30 モデルを用いた検討では十分とはいえない。

このため、本研究では日本の各エリアの中給の LFC 機能および発電プラント等をモデル化し、平常時におけるわが国の電力システムの周波数や連系線潮流、発電プラントの出力応動等を精度良く再現できるシミュレーションモデルを開発した。開発したモデルを活用することで、広域 LFC が日本の電力システムの周波数に及ぼす影響を定量的に評価することが可能となる。

3.2 モデルの全体概要

本研究で開発した平常時の周波数シミュレーションにおける日本の電力システムモデルの主な仕様を表 3.1 に示す。本モデルは MATLAB / Simulink で構築し、50Hz 系統（北海道、東北、東京の 3 エリア）と 60Hz 系統（中部、北陸、関西、中国、四国、九州）に分けて構築した。また、シミュレーションの計算刻みは 0.1 秒とし、解析対象期間は数時間から 1 日（24 時間）程度を想定した。

開発したモデルの概要図（60Hz 系統モデルの例）と主な入出力データを、図 3.1 と表 3.2 に示す。本モデルは周波数や需給バランス面の解析に特化しており、有効電力に関する計算のみを行うこととした。換言すると、電力システムのネットワーク（系統のインピーダンス等）を考慮した計算、すなわち、電圧や無効電力等の計算は行っていない。

周波数については、平常時を対象としていることから、交流連系システムのいずれの地点でも周波

数は同一とし、交流連系系統全体の需給偏差および慣性から、単一の周波数を算出するモデルとした。また、エリア間の交流連系線潮流については、上記の周波数算出（交流連系系統全体で単

表 3.1 開発した日本の周波数シミュレーションモデルの主な仕様

項目		概要
ソフトウェア		MATLAB /Simulink
対象系統		日本の9エリア（北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州）
解析対象		平常時における周波数、連系線潮流、発電プラントの出力等
計算刻み		0.1秒
解析対象期間		数時間から1日（24時間）程度を想定。
周波数算出モデル		交流連系系統全体の需給偏差と慣性から算出。
連系線 モデル	交流連系線	交流連系系統における各エリアの需給偏差とエリア間の慣性の比から算出。
	直流連系設備	北本、新北本の制御潮流を周波数偏差を入力としたPI制御によりモデル化。 その他の直流連系設備は時系列データで模擬。
中給モデル		各エリアの中給の仕様書を基に、LFC機能をエリア毎にモデル化。 EDC機能はモデル化せず、EDC指令値等の基準出力指令値は時系列データで模擬。
発電 プラント モデル	汽力 GTCC	本研究で開発したプラントモデルを基に、中給から出力指令が可能な火力発電プラントを中心にモデル化。
	固定速揚水 可変速揚水 一般水力	電力中央研究所の電力系統動特性解析プログラム（Y法）におけるタービン・ガバナモデルや、電気学会のAGC30モデルにおける揚水発電プラントモデル等をベースにモデル化。
	系統用蓄電池モデル	LFCで活用されている東北エリアの西仙台変電所の系統用蓄電池をモデル化。
	原子力発電プラントモデル 再エネ電源モデル 需要	時系列データで模擬。

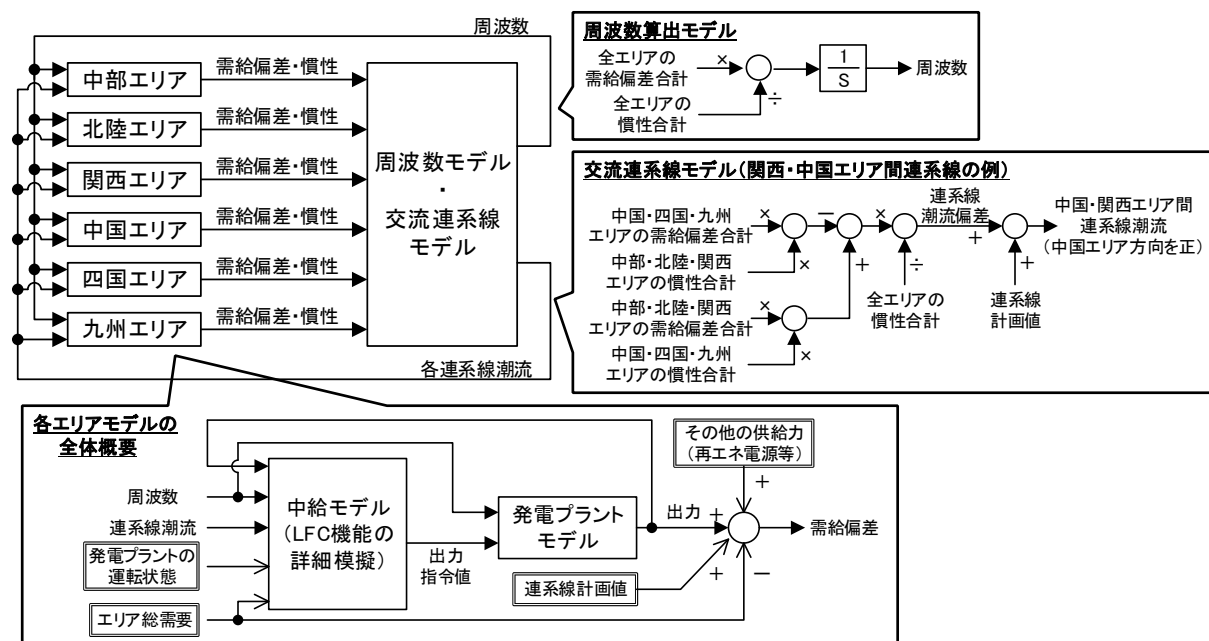


図 3.1 開発した日本の周波数シミュレーションモデルの全体概要（60Hz 系統の例）

表 3.2 開発した日本の周波数シミュレーションモデルの主な入出力データ

項目	内容	データ形式
入力データ	発電プラントモデル等の各モデル要素の定数設定値	固定値
	各エリアの需要	
	各連系線の計画値	
	各発電プラントの基準出力指令値（EDC指令値等）	時系列データ
	各発電プラントの運転状態（LFCの使用/除外等）	
出力データ	各発電プラントの並列台数	
	モデル化対象外の発電設備の出力（再エネ電源等）	
	周波数	時系列データ
	各連系線潮流	
	各エリアの地域要求量（AR：Area Requirement）	
	各発電プラントの出力	

一の周波数を算出)に基づき、各エリアの需給偏差とエリア間の慣性の比から算出するモデルとした。なお、エリア間の直流連系設備については、平常時においても周波数に応じて動作する北海道・本州間連系設備（以下、「北本」と称す）のみを対象にモデル化し、その他の直流連系設備については、時系列データで模擬した。

各エリアモデルは主に中給モデルと発電プラントモデルで構成し、エリアの供給力の合計と需要の差分をエリアの需給偏差として算出した。また、エリアの慣性については、シミュレーションにおいて並列中の発電プラントモデルの慣性の合計とした。

中給モデルについては、各エリアの LFC の機能（LFC 指令値の計算ロジック）を仕様書に基づき詳細に模擬した。なお、本研究の対象は LFC であることから、EDC の機能はモデル化せず、EDC 指令値等の発電プラントの基準出力指令値については、時系列データで模擬した。

発電プラントについては、比較的大容量の火力発電プラントおよび水力発電プラントを対象にモデル化した（9 エリア合計で約 300 機）。火力発電プラントについては、第 2 章で開発した汽力プラントモデルおよび GTCC プラントモデルをベースにモデルを構築し、揚水発電プラント等の水力発電プラントについては、電力中央研究所の電力系統動特性解析プログラム^[3]（以下、「Y 法」と称す）における標準タービン・ガバナモデルや、電気学会の AGC30 モデル^[2]における固定速揚水モデル等をベースにモデル化した。また、LFC で活用されている東北エリアの西仙台変電所の系統用蓄電池のモデルを、文献[4]を基に構築した。なお、原子力発電プラントや再生可能エネルギー電源（以下、「再エネ電源」と称す）等、モデル化対象外の発電設備については、それらの供給力の合計を時系列データで模擬した。

上記で構築した日本の電力系統モデルを用いたシミュレーションでは、平常時におけるわが国の周波数や連系線潮流、各発電プラントの出力等が結果として得られる。

3.3 中央給電指令所モデル

中給モデルでは、各エリアの LFC 機能を仕様書に基づき詳細に模擬した。シミュレーション中では、モデル上で計算された LFC 指令値と、時系列データで模擬した（入力データとして与えた）基準出力指令値を、中給モデルからの出力指令値として発電プラントモデルに送信する。

中給の LFC 機能では当該エリアの地域要求量（AR : Area Requirement）を解消する（0 にする）ように LFC 指令値を算出する。AR の算出方法は LFC の制御方式によって異なり、わが国で採用されている定周波数制御（FFC : Flat Frequency Control）方式および周波数バイアス連系線潮流制御（TBC : Tie line load frequency Bias Control）方式における AR の計算式は以下の通りである。

・ FFC 方式

$$AR = -K \cdot P \cdot \Delta f \quad (3.1)$$

AR : 交流連系系統全体の AR [MW]

K : 交流連系系統全体の系統定数 [puMW/Hz]

P : 交流連系系統全体の系統容量 [MW]

Δf : 周波数偏差 [Hz]

・ TBC 方式

$$AR_i = -K_i \cdot P_i \cdot \Delta f + \Delta PT_i \quad (3.2)$$

AR_i : エリア i の AR [MW]

K_i : エリア i の系統定数 [puMW/Hz]

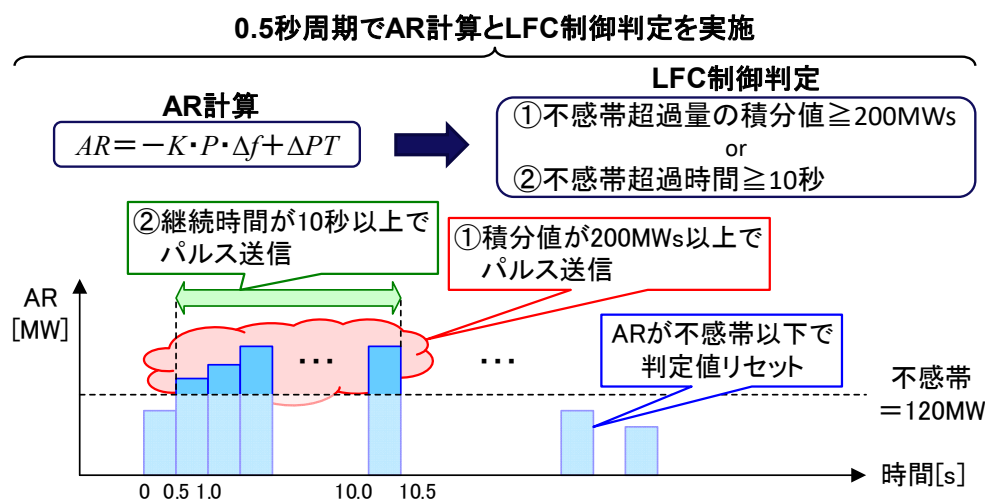
P_i : エリア i の系統容量 [MW]

ΔPT_i : エリア i に連系されている連系線の潮流偏差合計 [MW]（エリア i の受電を正）

わが国の現状の LFC は表 3.3（文献[5]を基に作成）に示すように、演算周期や制御周期、指令方法等の仕様がエリア毎に大きく異なる^[5]。ここでは一例として、関西エリアにおける LFC 機能の概要^[6]を述べる。関西エリアの LFC は演算周期および制御周期が 0.5 秒であり、図 3.2（文献[6]を基に作成）中に示す LFC の制御判定、①AR の不感帯（±120MW）を超過した分の積算値の大きさが 200MWs 以上となる、②AR が不感帯を超過した時間が 10 秒以上継続する、のどちらか一方、あるいは両方を満たすと、LFC 調整力に対してパルス（出力の増減信号）を送信する。なお、上記の制御判定は AR の大きさが不感帯以下になるとリセットされる。

表 3.3 各エリアにおける LFC 機能の仕様の差異

項目	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
演算周期 [s]	3.0	5.0	1.0	5.0	2.0	0.5	2.0	2.0	5.0	2.0
制御周期 [s]	3.0	5.0	1.0	10.0	30.0	0.5	10.0	20.0	5.0	2.0
指令値の形態	数値	数値	パルス	パルス	数値	パルス	数値	数値	数値	数値



3.4 発電プラントモデル

発電プラントモデルについては、比較的大容量の火力発電および水力発電プラントを対象にモデル化した（9 エリア合計で約 300 機）。火力発電プラントについては、第 2 章で開発した汽力プラントモデルおよび GTCC プラントモデルをベースにモデルを構築し、水力発電プラントについては、電力中央研究所の Y 法^[3]における標準タービン・ガバナモデルや、電気学会の AGC30 モデル^[2]における固定速揚水モデル等をベースに、固定速揚水、可変速揚水、一般水力の 3 種類をモデル化した。また、LFC で活用されている東北エリアの西仙台変電所の系統用蓄電池のモデルを、文献[4]を基に構築した。なお、発電プラントモデルの制御定数は、実機の仕様を基にプラント毎に設定し、シミュレーション結果と実測データの対比を通して適宜調整した。

構築した発電プラントモデルの基本構成は全エリアでほぼ共通としたが、ユニットマスタについては、文献[7]を基にエリア毎に個別にモデル化した。ユニットマスタモデルの概要を図 3.3 に示す。ユニットマスタは発電プラントにおいて、中給からの出力指令値や周波数等を入力として、出力変化率や出力上下限、周波数バイアスによる補正等を考慮した出力要求量 MWD を算出する部分である。エリア毎に中給からの出力指令値の形態が大きく異なることから、ユニットマスタモデルの共通化は困難であるため、エリア毎に個別にユニットマスタをモデル化した。なお、北陸エリアにおける $P0$ 指令と ΔP 指令は、それぞれ基準出力指令値と AR 配分による出力指令値の変更量の呼称であり、連系線計画値の $P0$ や需給偏差の ΔP とは異なることに留意されたい。

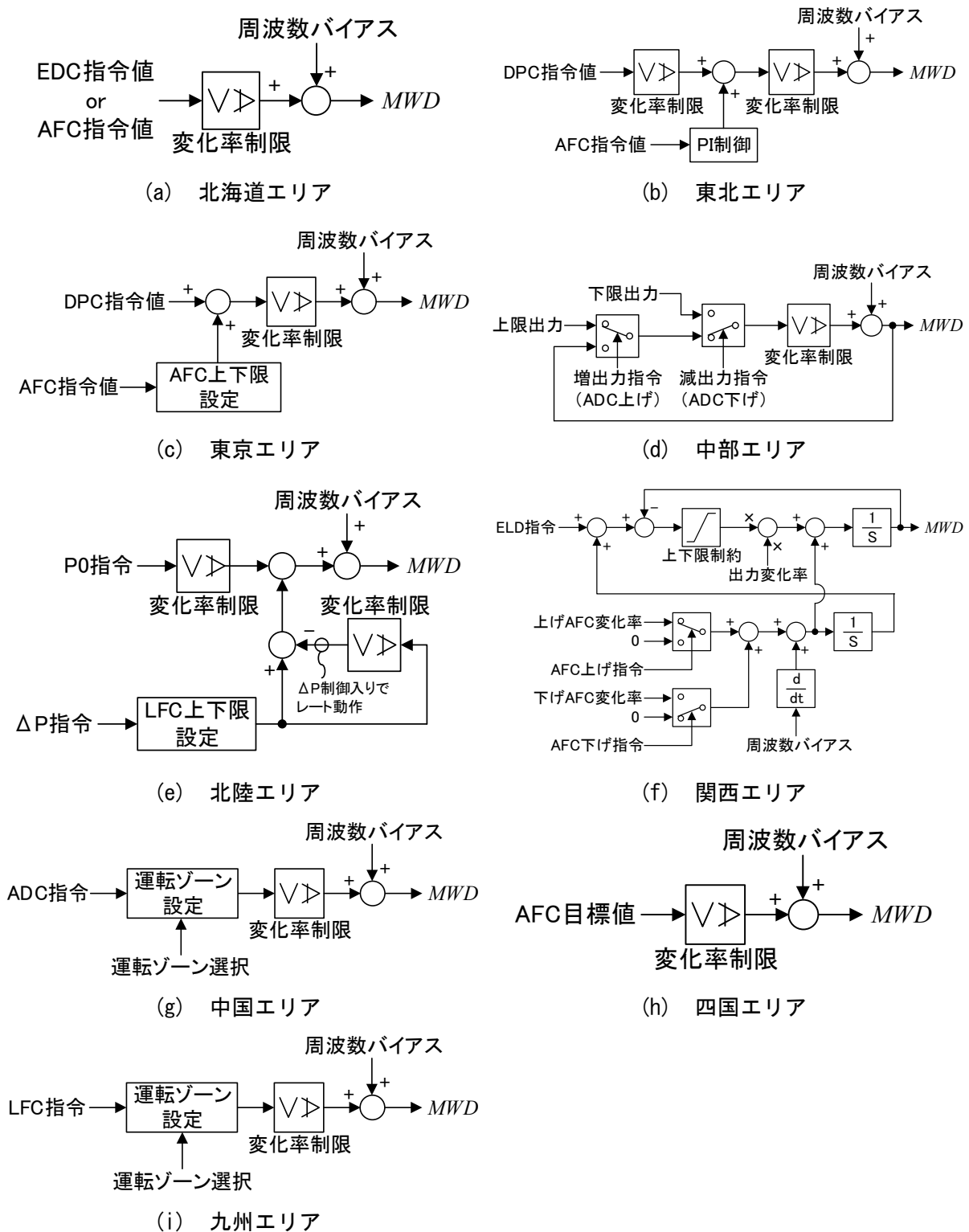


図 3.3 各エリアの発電プラントモデルにおけるユニットマスタモデルの概要

ADC: Automatic load Dispatching Control (自動負荷配分制御)
 AFC: Automatic Frequency Control (自動周波数制御)
 DPC: Dispatching Power Control (運転基準出力制御)
 EDC: Economic load Dispatching Control (経済負荷配分制御)
 ELD: Economic Load Dispatching (経済負荷配分)
 LFC: Load Frequency Control (負荷周波数制御)
 MWD; Mega Watt Demand (出力要求量)

3.5 周波数算出モデル

周波数は同期発電機の運動方程式に基づき、系統全体の需給偏差と慣性から算出した。同期発電機の運動方程式は以下で表される。

$$\frac{2H}{\omega_n} \cdot \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (3.3)$$

P_m : 同期発電機の機械入力（タービン出力） [MW]

P_e : 同期発電機の電気出力 [MW]

ω : 回転子の電気角速度 [rad/s]

ω_n : 定格回転時における回転子の電気角速度 [rad/s]

H : 同期発電機の慣性 [MWs]

ここで、周波数を f 、基準周波数を f_n とすると、電気角速度と周波数は $\omega = 2\pi f$ の関係にあるため、上式の ω と ω_n は、それぞれ f と f_n に置換することができる。周波数は過渡的には地点毎に異なるが、平常時においてはその差はごくわずかである^[1]。このため、開発した日本の電力系統モデルでは、交流連系系統における周波数は、どの地点においても交流連系系統の慣性中心の周波数と同一であるとし、周波数の変化率を以下の式で算出した。

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_n}{\sum_{i=1}^N 2H_i} \cdot \sum_i^N (P_{mi} - P_{ei}) = \frac{f_n}{\sum_{i=1}^N 2H_i} \cdot \sum_i^N (P_{mi} - P_{Li}) = \frac{f_n}{\sum_{i=1}^N 2H_i} \cdot \sum_i^N \Delta P_i \quad (3.4)$$

N : 交流連系系統におけるエリア数

H_i : エリア i における同期発電機の慣性合計 [MWs]

P_{mi} : エリア i における同期発電機のタービン出力合計 [MW]

P_{ei} : エリア i における同期発電機の電気出力合計 [MW]

P_{Li} : エリア i における需要 [MW]

ΔP_i : エリア i における需給偏差 [MW]

同期発電機の電気出力は需要の分だけ供給されるため。式(3.4)に示す通り、エリア i の同期発電機の電気出力合計は同エリアの需要に置き換えることができる。また、タービン出力合計と需要の差分は、エリア i における需給偏差に相当する。したがって、交流連系系統の慣性中心の周波数は、ラプラス演算子を用いると式(3.5)で表される。同式のブロック図を図 3.4 に示す。なお、本モデルでは、式(3.5)および図 3.4 における積分器（ $1/s$ ）の初期出力は基準周波数 f_n とした（シミュレーション開始時の周波数は基準周波数 f_n とした）。また、式(3.5)の周波数 f の単位は[pu]である点に留意されたい。

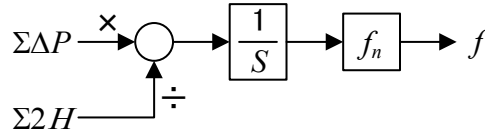


図 3.4 周波数算出モデル

$$f = \frac{f_n}{\sum_{i=1}^N 2H_i} \cdot \sum_i \Delta P_i \cdot \frac{1}{S} \quad (3.5)$$

3.6 連系線モデル

連系線モデルについては、各交流連系線および北本を対象に構築した。なお、関西・中国間の交流連系線については、西播東岡山線と山崎智頭線の 2 ルートを一括でモデル化した。第 3.6.1 項では交流連系線モデルの概要を述べ、第 3.6.2 項では北本モデルの概要を述べる。

3.6.1 交流連系線モデル

前節で述べた通り、開発した日本の電力系統モデルでは、交流連系系統における周波数はいずれの地点においても同一であるとしている。この場合の交流連系線潮流の算出方法を、2 エリアの連系系統モデルを例にして述べる。

A エリアと B エリアの 2 エリアで構成される交流連系系統において、需給偏差と連系線潮流偏差が生じたときの各エリアの周波数の変化は次式で表される。なお、ここでは A エリア向きの連系線潮流（A エリアの受電）を正としている。また、需給偏差 ΔP_A と ΔP_B は、連系線潮流が計画値通り流れた場合からの偏差としている（需給偏差から連系線潮流偏差の分を分離している）。

$$\frac{df_A}{dt} = \frac{f_n}{2H_A} \cdot (\Delta P_A + \Delta PT) \quad (3.6)$$

$$\frac{df_B}{dt} = \frac{f_n}{2H_B} \cdot (\Delta P_B - \Delta PT) \quad (3.7)$$

f_A : A エリアの周波数 [Hz]

f_B : B エリアの周波数 [Hz]

H_A : A エリアの慣性 [MWs]

H_B : B エリアの慣性 [MWs]

ΔP_A : A エリアの需給偏差 [MW]（連系線潮流偏差分を除く）

ΔP_B : B エリアの需給偏差 [MW]（連系線潮流偏差分を除く）

ΔPT : A エリアと B エリアの交流連系線潮流偏差 {MW}（A エリア向きを正）

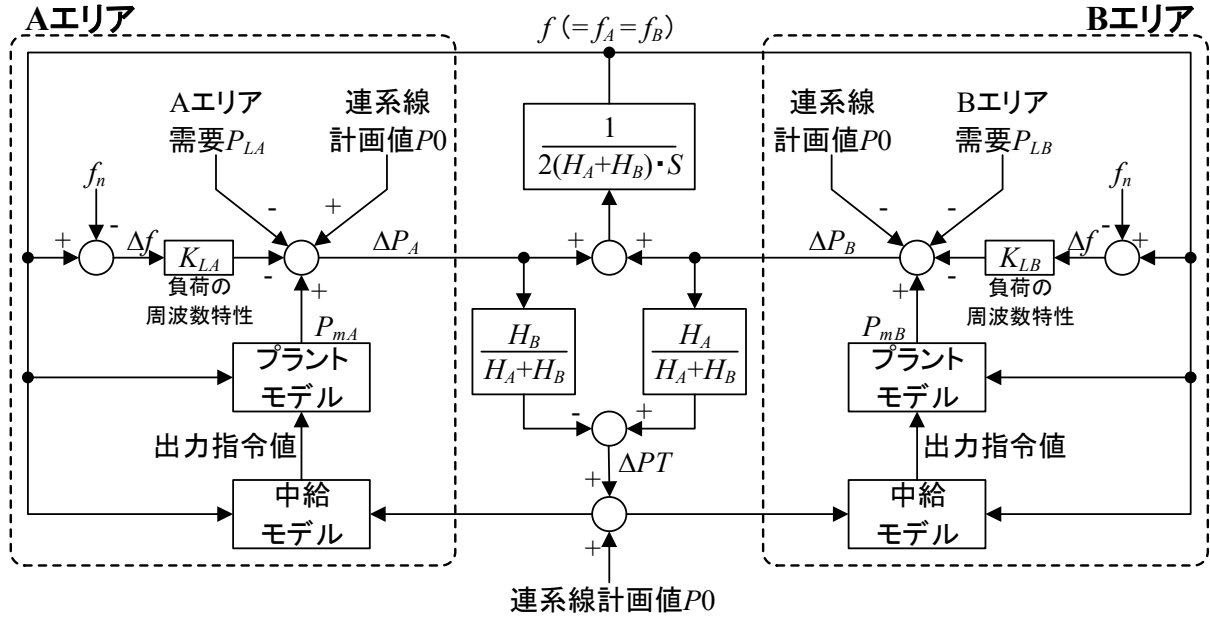


図 3.5 本研究の周波数算出モデルと交流連系線モデルにおける 2 エリア連系系統モデルの概要

交流連系系統における周波数はいずれの地点においても同一であるとする、 $f_A = f_B = f$ となるため、式(3.6)、(3.7)より以下が得られる。

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_n}{2(H_A + H_B)} \cdot (\Delta P_A + \Delta P_B) \quad (3.8)$$

式(3.8)を式(3.6)、もしくは式(3.7)に代入すると、連系線潮流偏差 ΔP_T は以下で表される。

$$\Delta P_T = \frac{H_A \Delta P_B - H_B \Delta P_A}{H_A + H_B} \quad (3.9)$$

上式で算出された連系線潮流偏差に、連系線計画値 P_0 を加算することで、連系線潮流 PT が得られる。式(3.5)の周波数算出および式(3.9)の連系線潮流偏差算出における 2 エリアの連系系統モデルの概要を図 3.5 に示す。なお、同図中における K_{LA} と K_{LB} は、それぞれ A エリアと B エリアにおける負荷の周波数特性を示す（単位は MW/Hz）。

なお、ここでは 2 エリアの連系系統モデルを例に連系線潮流の算出方法を述べたが、エリア数が 3 エリア以上の場合においても、連系線の両端をそれぞれ一括して 1 エリアとみなすことで、式(3.9)を適用できる。例えば、日本の 60Hz 系統における関西・中国エリア間の連系線については、中国、四国、九州エリアをまとめて A エリア、中部、北陸、関西エリアをまとめて B エリアとみなして、需給偏差および慣性をそれぞれ式(3.9)に代入すると、関西・中国エリア間の連系線潮流偏差が算出される（この場合、中国エリア向きが正となる）。

3.6.2 北海道・本州間連系設備モデル

北海道と本州を連系する北本は直流連系設備であり、その潮流（以下、「北本制御潮流」と称す）

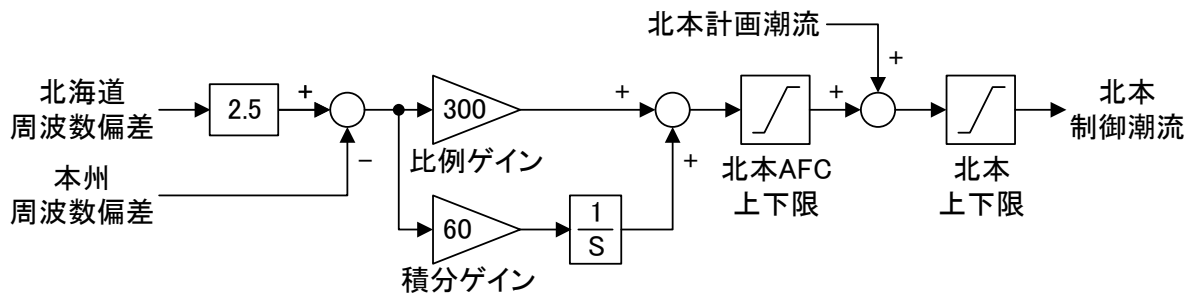


図 3.6 北本モデル

は変換器により制御されている。文献[8]によると、北海道エリアの周波数偏差は本州の 50Hz 系統における周波数偏差（以下、「本州の周波数偏差」と称す）のおよそ 1/2～1/3 程度であり、これは北本の自動周波数制御（以下、「北本 AFC」と称す。AFC：Automatic Frequency Control）によるところが大きいと考えられる。このため、開発した日本の電力系統モデルでは、北海道エリアの周波数偏差が本州の周波数偏差の約 1/2.5 となるように北本 AFC を PI 制御でモデル化した。具体的には、北海道エリアの周波数偏差の 2.5 倍と本州の周波数偏差の差分を PI 制御の入力とし、その出力に北本の計画潮流を加算して、北本制御潮流を算出した。なお、PI 制御の定数は試行錯誤により比例ゲインを 300、積分ゲインを 60 とした。構築した北本モデルを図 3.6 に示す。なお、2019 年 3 月に営業運転を開始した新北本連系設備についても、北本モデルと同様にモデル化した。

3.7 モデルの精度検証

開発した日本の電力系統モデルを用いて、50 Hz 系統および 60 Hz 系統それぞれで、平常時における日本の電力系統の応動再現シミュレーションを行い、周波数や連系線潮流等について、実測データとシミュレーション結果を比較することで、開発した日本の電力系統モデルの精度を検証した。主なシミュレーション条件を以下に示す。

- 対象断面は 2018 年の夏季における任意の 1 日（24 時間）とした。
- EDC 指令値等の基準出力指令値は実績の時系列データで模擬した。
- LFC 調整力（LFC 対象の発電プラントモデル）は実績通り選定した。
- 並列中の発電プラントモデルは全て GF 運転とした。
- 各エリアの負荷の周波数特性は 2.0 %MW/%Hz とした。なお、%MW のベースはエリア総需要、%Hz のベースは基準周波数である。
- 各エリアの慣性はシミュレーション中で並列している発電プラントモデルの慣性と、当該断面において稼働中の原子力発電プラントの慣性の合計とした。
- GTCC プラントモデルに入力データとして与える外気温はシミュレーション中一定とした。
- 再エネ電源等のモデル化対象外の発電設備による供給力の合計は、実測データを用いて次式で模擬した。

$$P_{Oi} = P_{Li} - (P_{MODELi} + PT_i) \quad (3.10)$$

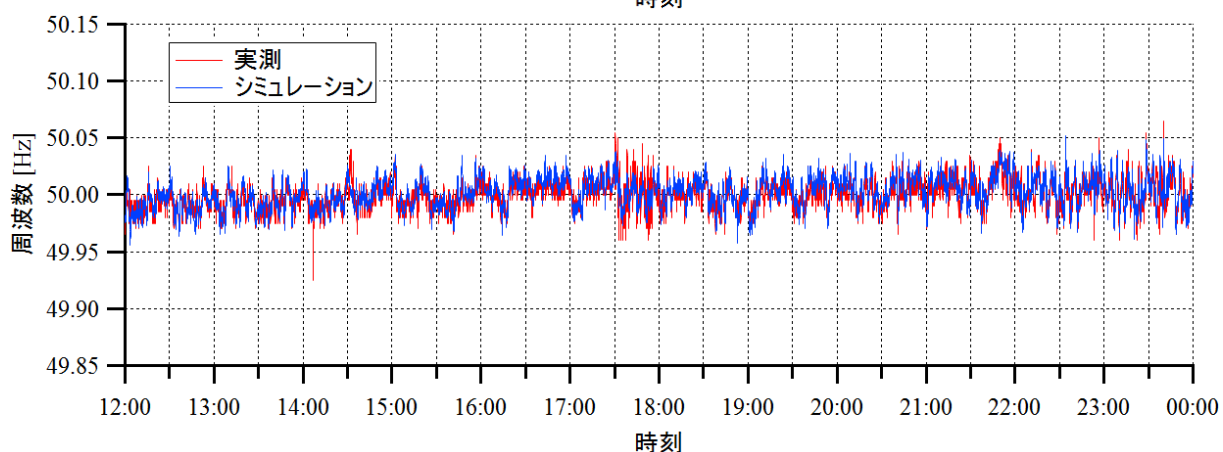
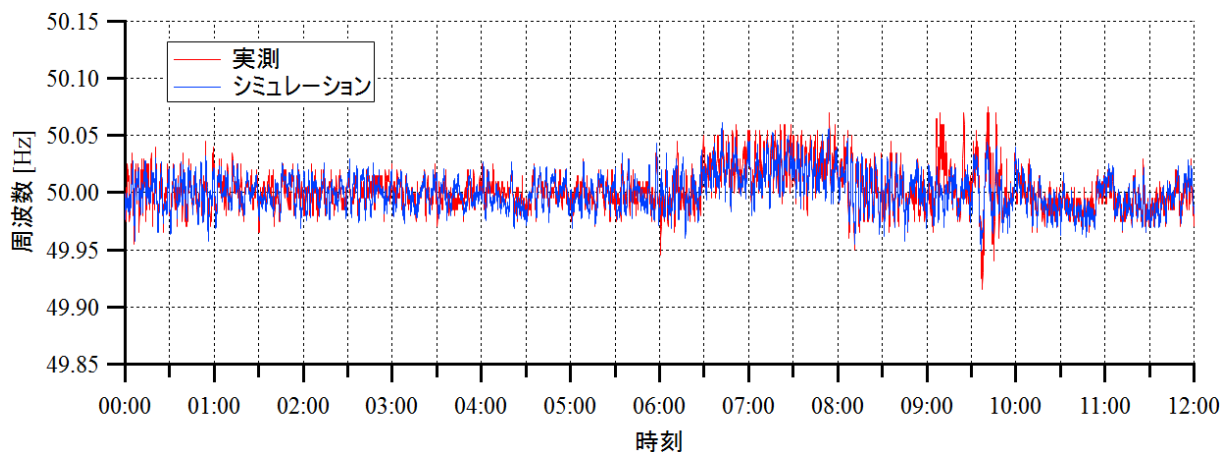
- P_{Oi} : エリア i におけるモデル化対象外の発電設備による供給力の合計 [MW]
 P_{Li} : エリア i における需要実績 [MW]
 P_{MODELi} : エリア i におけるモデル化した発電プラントの電気出力実績の合計 [MW]
 PT_i : エリア i における連系線潮流実績 [MW] (エリア i の受電を正)

3.7.1 50Hz 系統モデルの精度検証

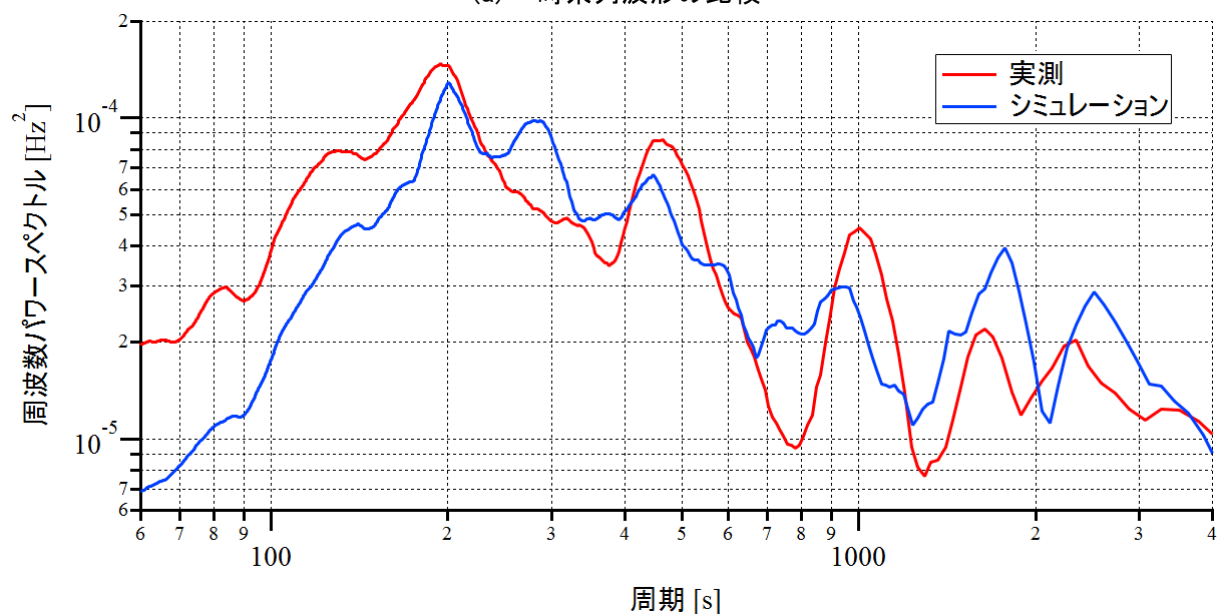
50 Hz 系統の周波数および連系線潮流について、実測データとシミュレーション結果の対比を図 3.7～3.10 および表 3.4～3.7 に示す。なお、各連系線潮流は南向きを正とした（北本制御潮流は東北エリア向き、東北・東京間の交流連系線潮流は東京エリア向きを正とした）。図 3.7～3.10 より、北海道および本州の周波数と、北本制御潮流および東北・東京間の交流連系線潮流は、実測データとシミュレーション結果の時系列波形が概ね良好に合致していることがわかる。なお、図 3.7 における実測データの北海道エリアの周波数は、9 時半～10 時付近と 17 時半～18 時付近で変動が比較的大きくなっているが、これは、同時時間帯に北本 AFC の上下限値が小さくなり（0 となり）、北本 AFC による周波数制御が行われていなかったためである（通常の北本 AFC の上下限値は北本計画潮流±60 MW）。一方、同時時間帯のシミュレーションにおける北海道の周波数は、実測データと比べて変動が小さい。これは、周波数変動や LFC 指令値に対する発電プラントモデルの応答性が、実機と比べて高かったためと考えられる。したがって、北海道の発電プラントモデルの定数設定値の調整により、実測とシミュレーションの北海道の周波数の合致をある程度改善できると考えられるが、定数設定値の調整を行う際には、オーバーフィッティングとならないように留意する必要がある。

各周波数と各連系線潮流偏差のパワースペクトルは、実測データとシミュレーション結果でややかい離している部分が見られるものの、両者の変動の様相はほぼ同様であり、各周期成分における周波数や連系線潮流の変動を概ね良好に再現できていると考えられる。さらに、表 3.4～3.7 より、周波数偏差と連系線潮流偏差の標準偏差や、これらの絶対値の 95.45 パーセンタイル値（以下、「 2σ 相当値」と称す）等の統計値についても、実測データとシミュレーション結果は同程度の値となっている。なお、表 3.4～3.7 には実測とシミュレーション結果の二乗平均平方根誤差（RMSE : Root Mean Square Error）も示しているが、これは参考値として示している点に留意されたい（筆者の知る限り、平常時における周波数シミュレーションの解析精度の評価において、目安となる RMSE の値はない）。

以上より、構築した 50 Hz 系統モデルは、平常時の周波数シミュレーションにおいて良好な解析精度を有していることを示した。



(a) 時系列波形の比較

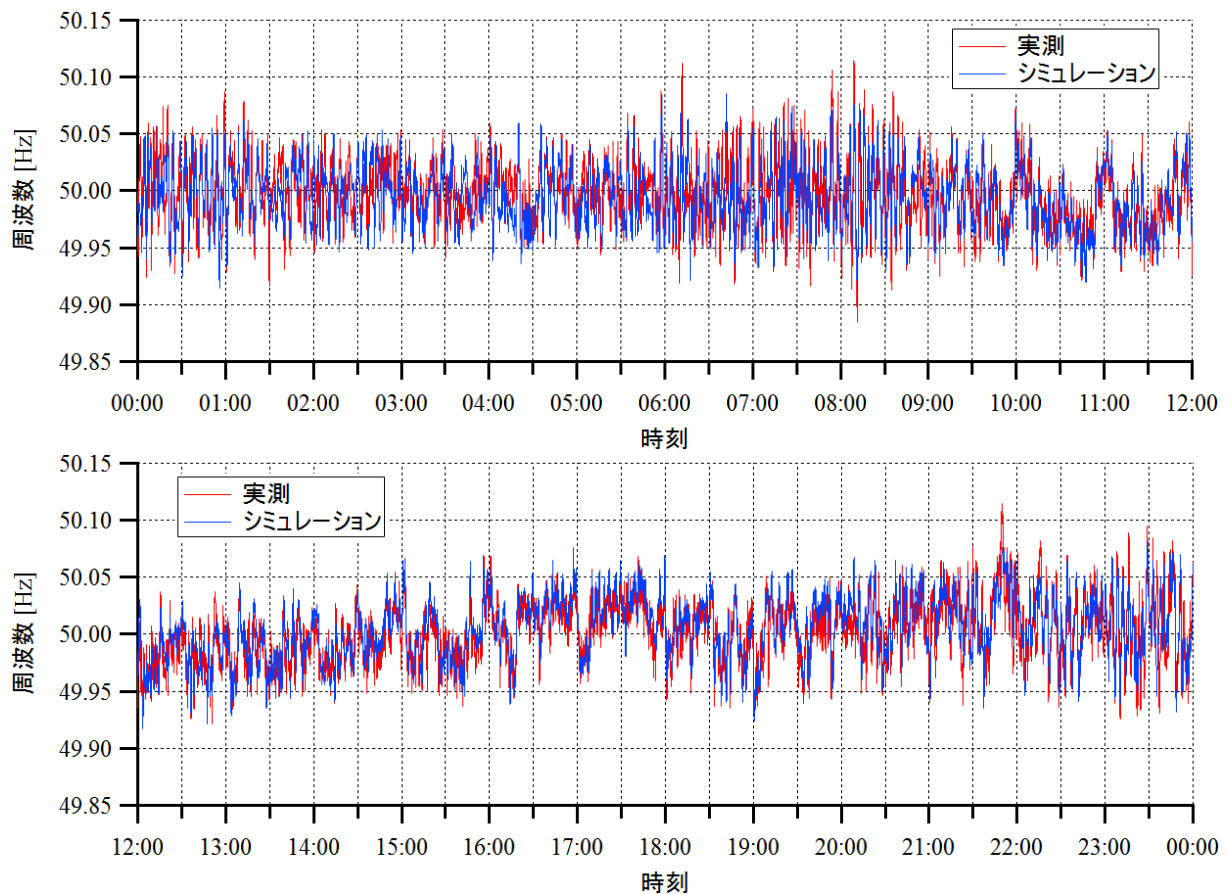


(b) パワースペクトルの比較

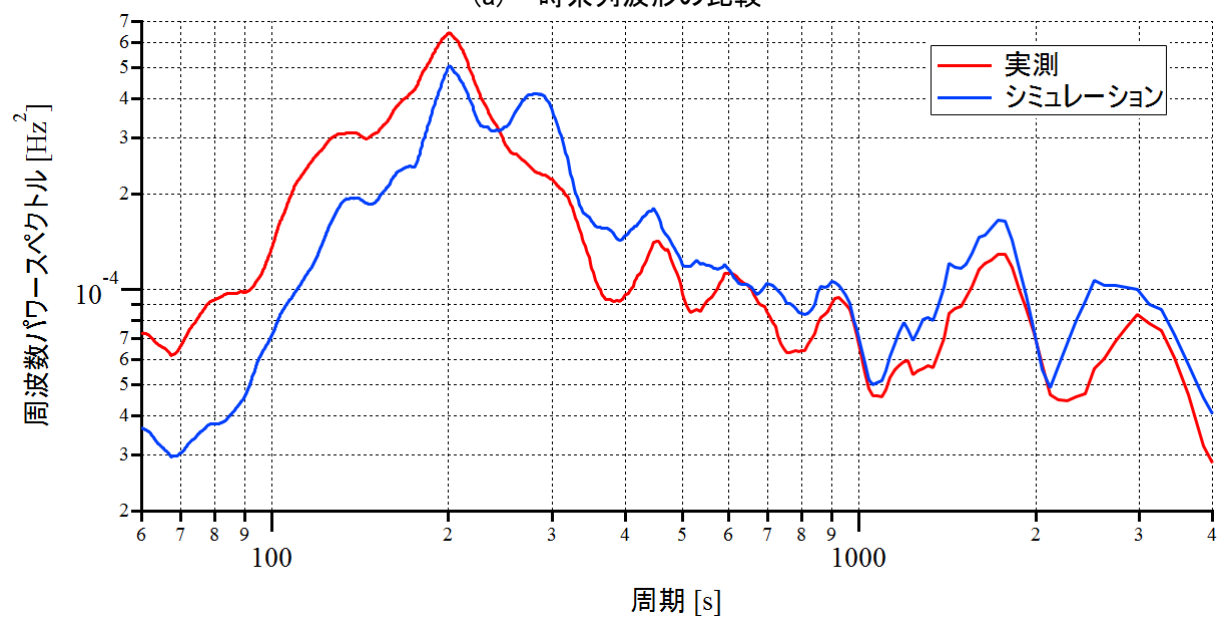
図 3.7 実測データとシミュレーション結果の北海道周波数の各種波形比較

表 3.4 実測データとシミュレーション結果の北海道周波数の各種統計値比較

	最大値 [Hz]	最小値 [Hz]	標準偏差 [Hz]	2 σ 相当値 [Hz]	RMSE [Hz]
実測	0.075	-0.085	0.015	0.030	0.011
シミュレーション	0.062	-0.051	0.014	0.028	



(a) 時系列波形の比較

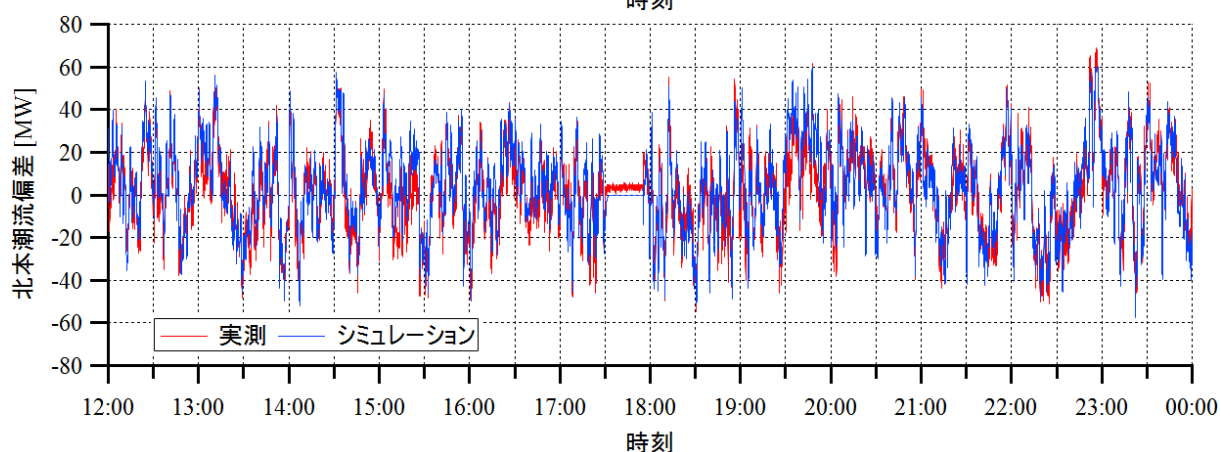
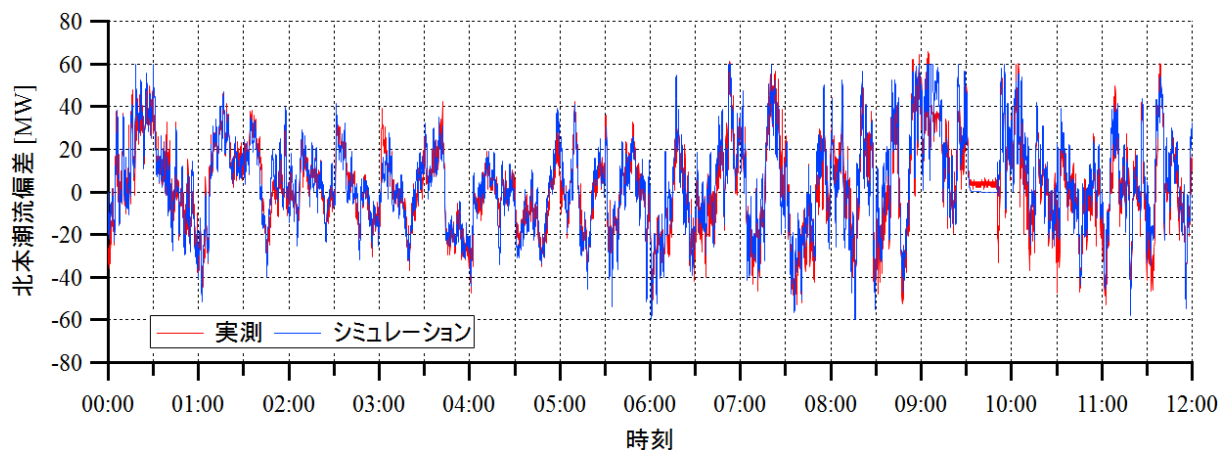


(b) パワースペクトルの比較

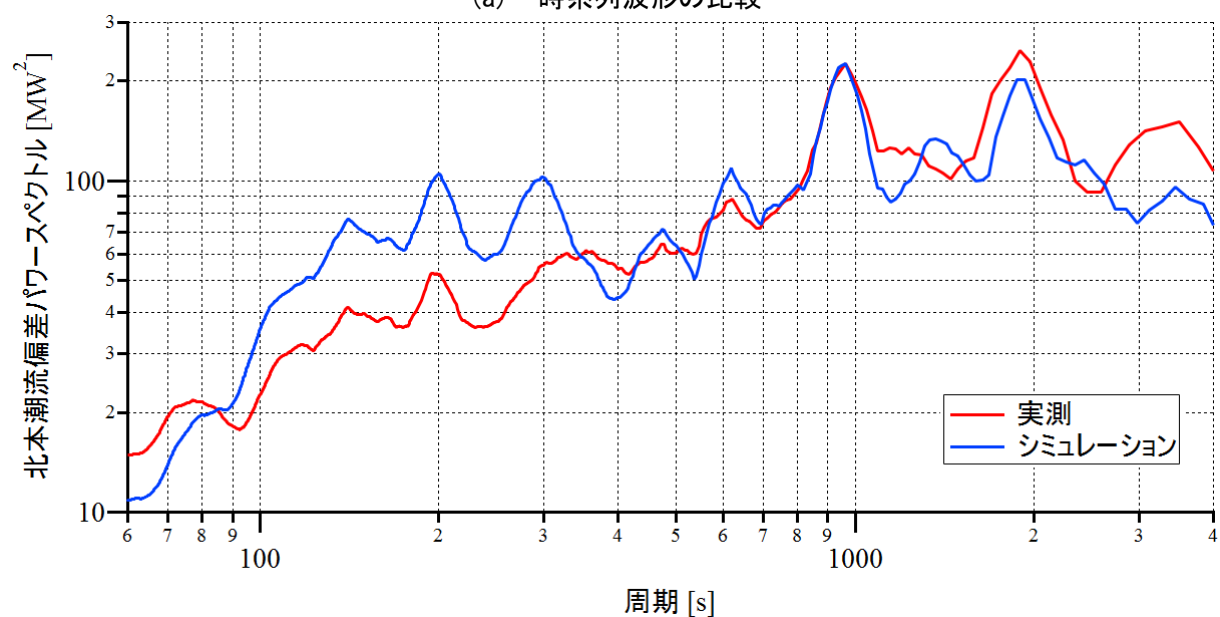
図 3.8 実測データとシミュレーション結果の本州周波数の各種波形比較

表 3.5 実測データとシミュレーション結果の本州周波数の各種統計値比較

	最大値 [Hz]	最小値 [Hz]	標準偏差 [Hz]	2 σ 相当値 [Hz]	RMSE [Hz]
実測	0.115	-0.116	0.029	0.055	0.021
シミュレーション	0.086	-0.088	0.028	0.052	



(a) 時系列波形の比較

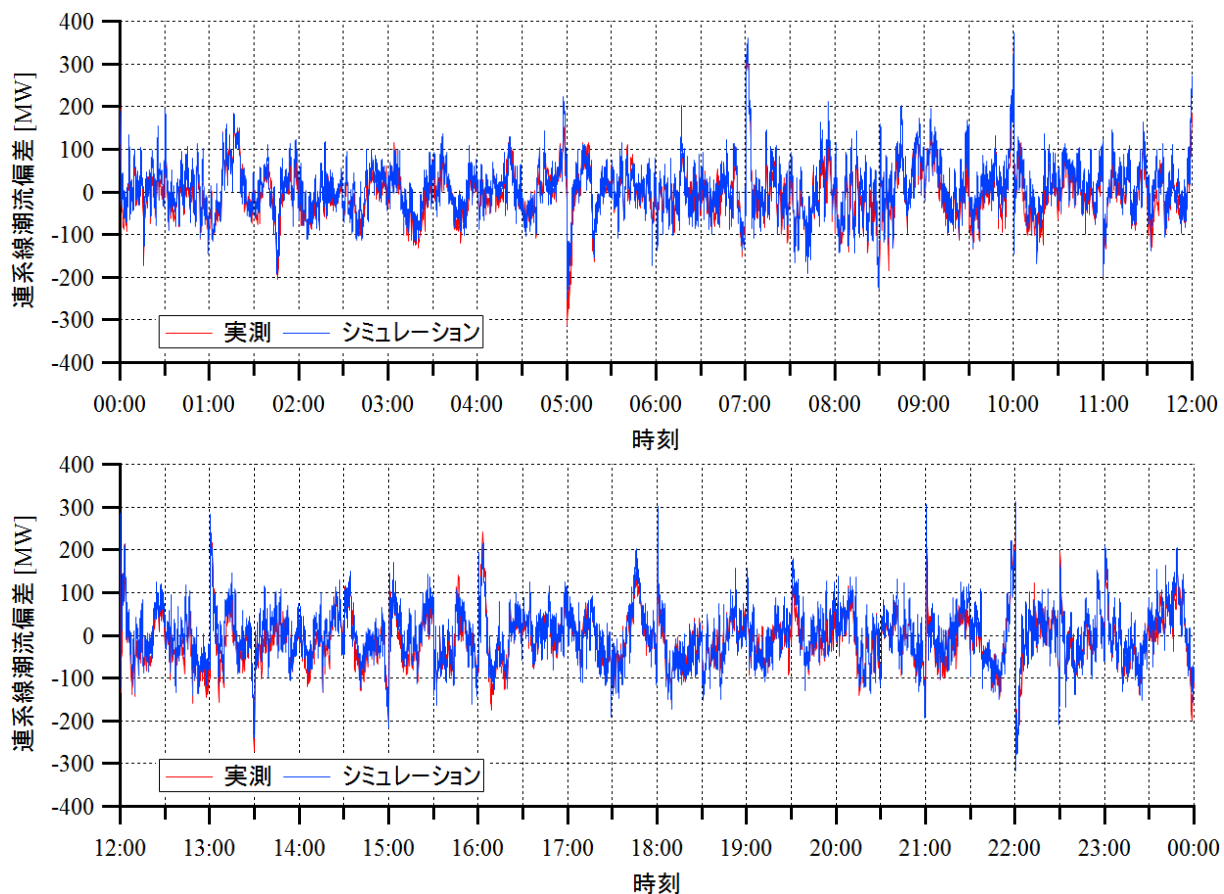


(b) パワースペクトルの比較

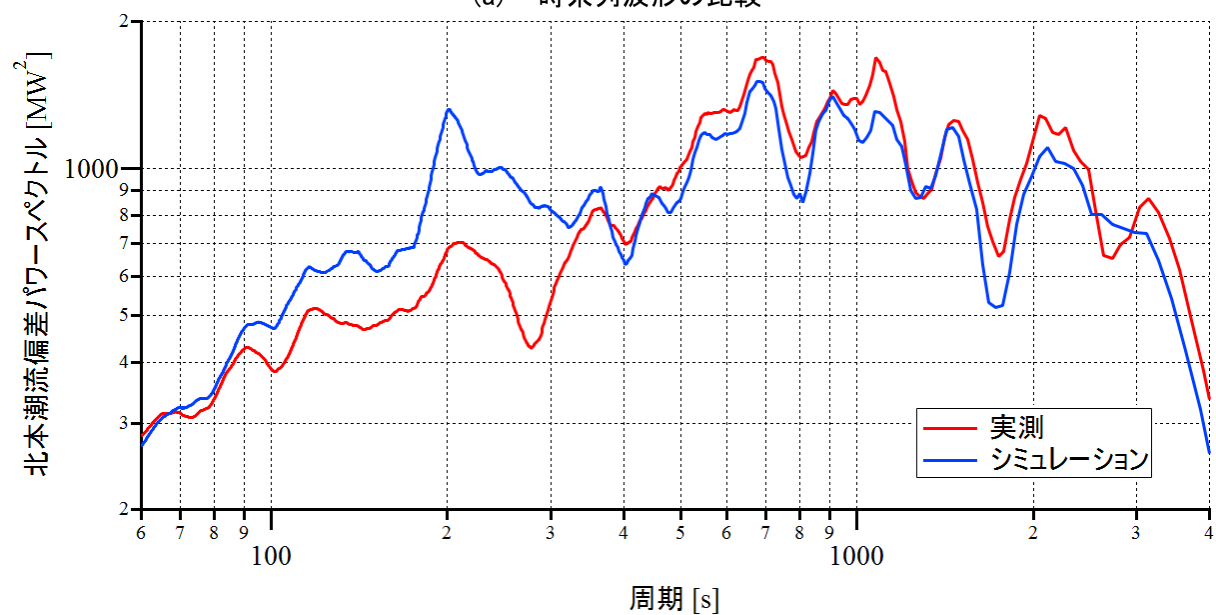
図 3.9 実測データとシミュレーション結果の北本潮流偏差の各種波形比較

表 3.6 実測データとシミュレーション結果の北本潮流偏差の各種統計値比較

	最大値 [MW]	最小値 [MW]	標準偏差 [MW]	2 σ 相当値 [MW]	RMSE [MW]
実測	69.2	-55.6	20.2	40.6	8.3
シミュレーション	60.0	-60.0	20.5	42.4	



(a) 時系列波形の比較



(b) パワースペクトルの比較

図 3.10 実測データとシミュレーション結果の東北・東京間連系線潮流偏差の各種波形比較

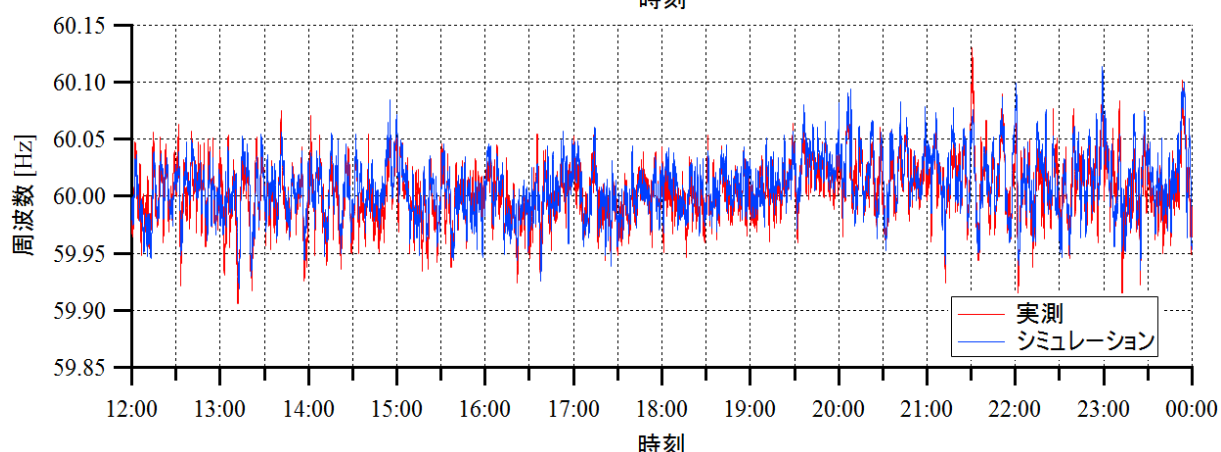
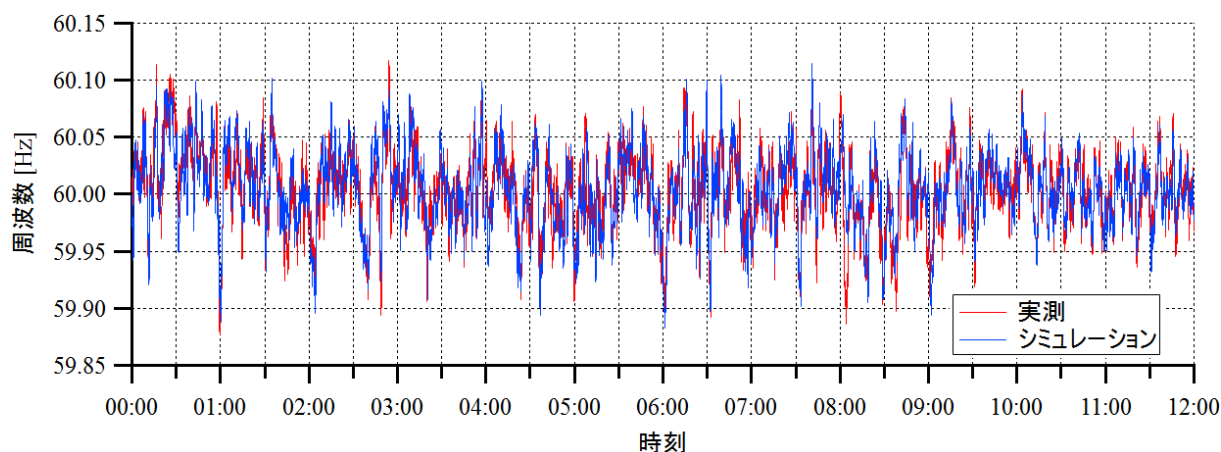
表 3.7 実測データとシミュレーション結果の東北・東京間連系線潮流偏差の各種統計値比較

	最大値 [MW]	最小値 [MW]	標準偏差 [MW]	2 σ 相当値 [MW]	RMSE [MW]
実測	351.0	-315.0	61.4	122.0	30.5
シミュレーション	372.7	-318.0	64.2	128.2	

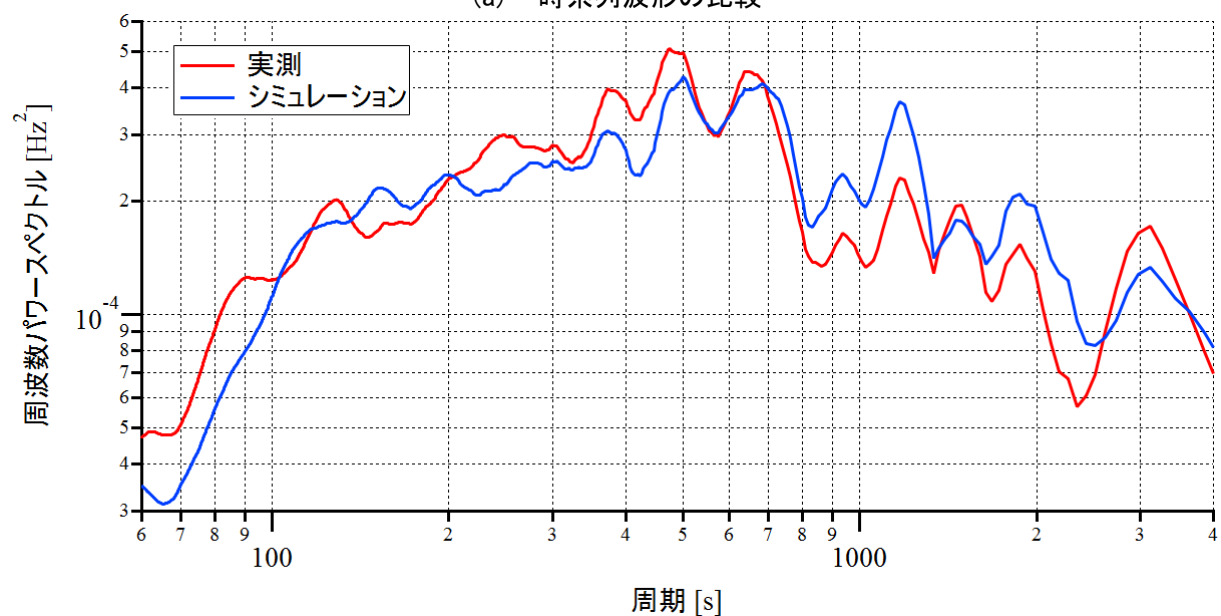
3.7.2 60Hz 系統モデルの精度検証

60 Hz 系統の周波数および連系線潮流について、実測データとシミュレーション結果の対比を図 3.11～3.16 および表 3.8～3.13 に示す。なお、各連系線潮流は西向きを正とした（中部・関西間および北陸・関西間は関西向き、関西・中国間は中国向き、中国・四国間は四国向き、中国・九州間は九州向きを正とした）。図 3.11～3.16 より、60 Hz 系統の周波数と連系線潮流の時系列波形について、実測データとシミュレーション結果が概ね良好に合致していることがわかる。パワースペクトルについては、実測データとシミュレーション結果でややかい離している部分が見られるものの、両者の変動の様相はほぼ同様であり、各周期成分における周波数や連系線潮流の変動を概ね良好に再現できていると考えられる。さらに、表 3.8～3.13 より、周波数偏差と連系線潮流偏差の各種統計値についても、実測データとシミュレーション結果は同程度となっている。

以上より、構築した 60 Hz 系統モデルは、平常時の周波数シミュレーションにおいて良好な解析精度を有していることを示した。



(a) 時系列波形の比較

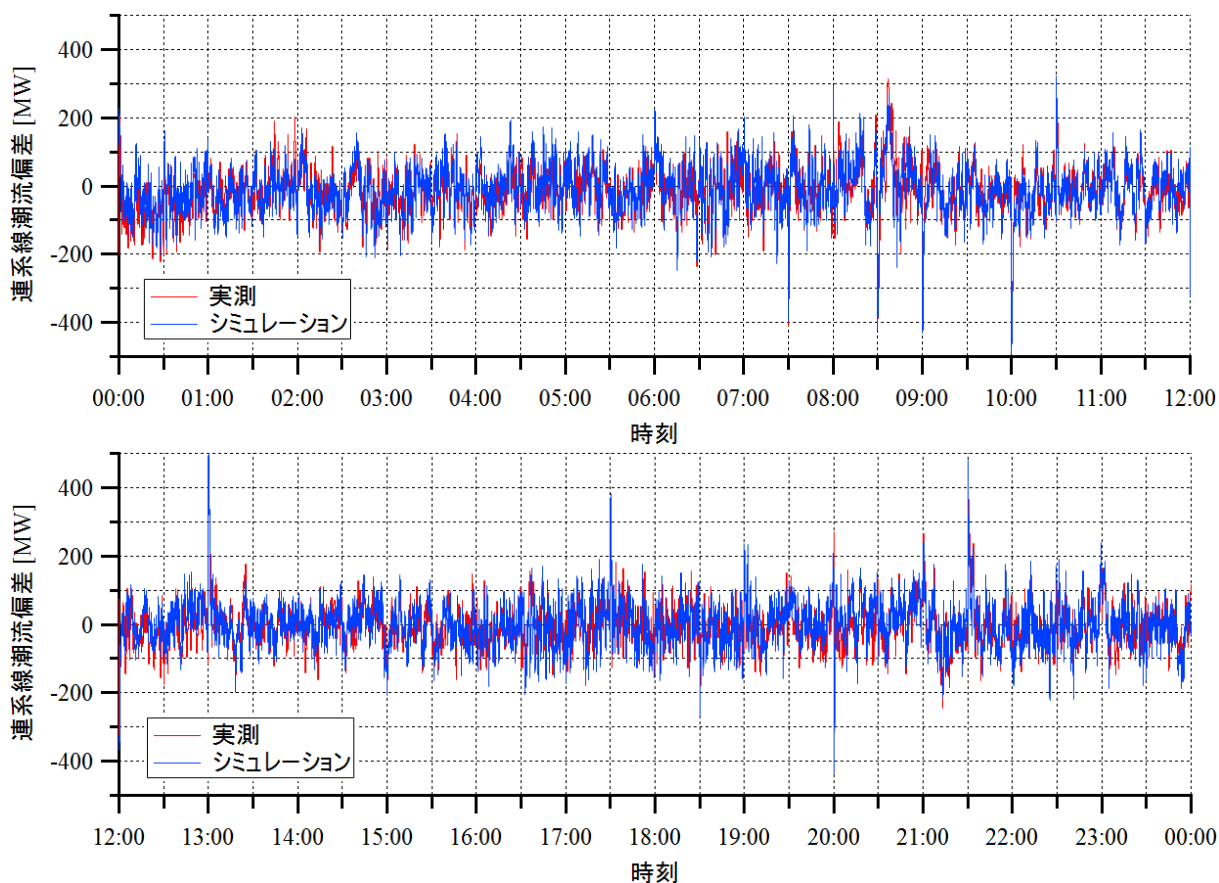


(b) パワースペクトルの比較

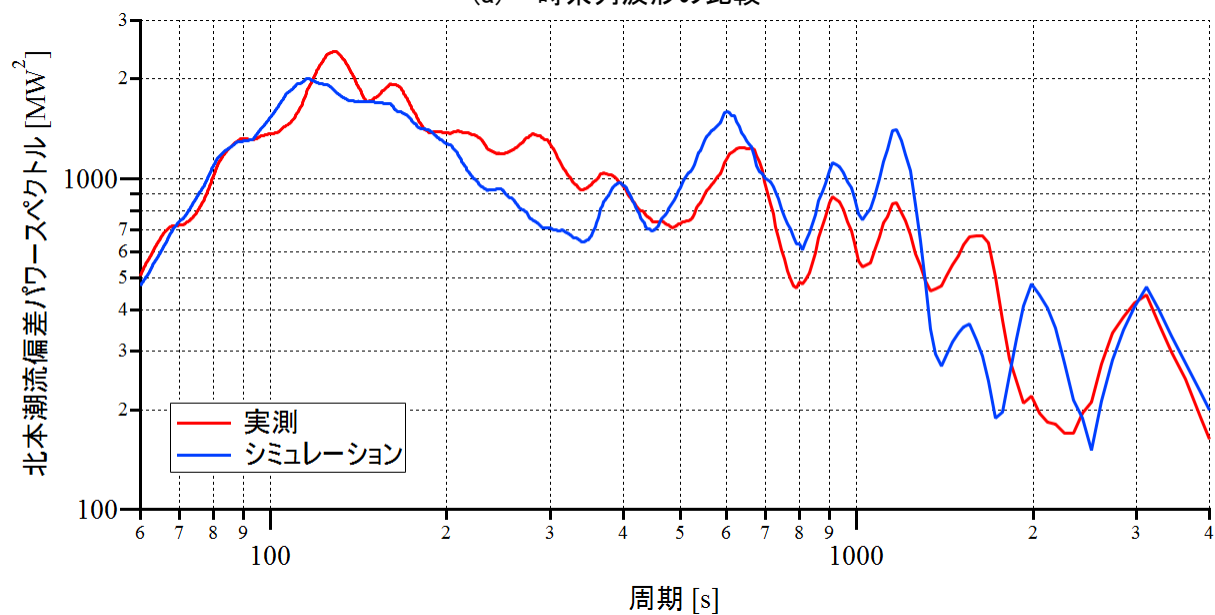
図 3.11 実測データとシミュレーション結果の 60 Hz 系統周波数の各種波形比較

表 3.8 実測データとシミュレーション結果の 60 Hz 系統周波数の各種統計値比較

	最大値 [Hz]	最小値 [Hz]	標準偏差 [Hz]	2 σ 相当値 [Hz]	RMSE [Hz]
実測	0.130	-0.123	0.030	0.064	0.019
シミュレーション	0.115	-0.117	0.030	0.064	



(a) 時系列波形の比較

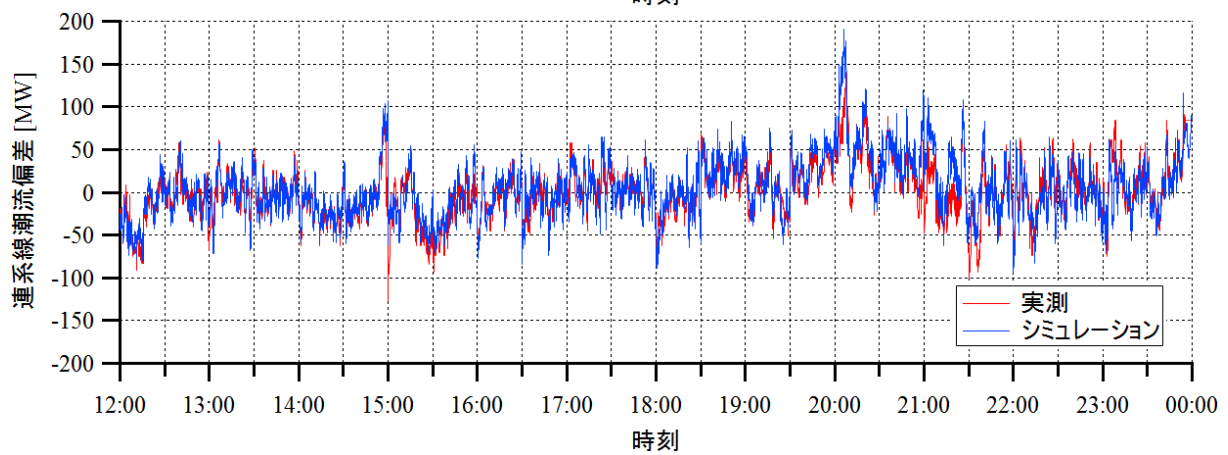
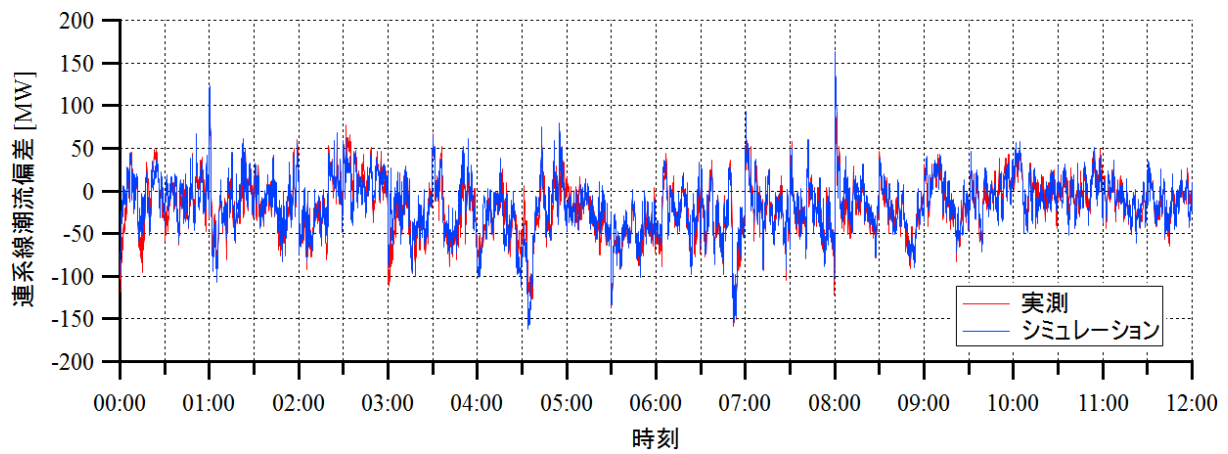


(b) パワースペクトルの比較

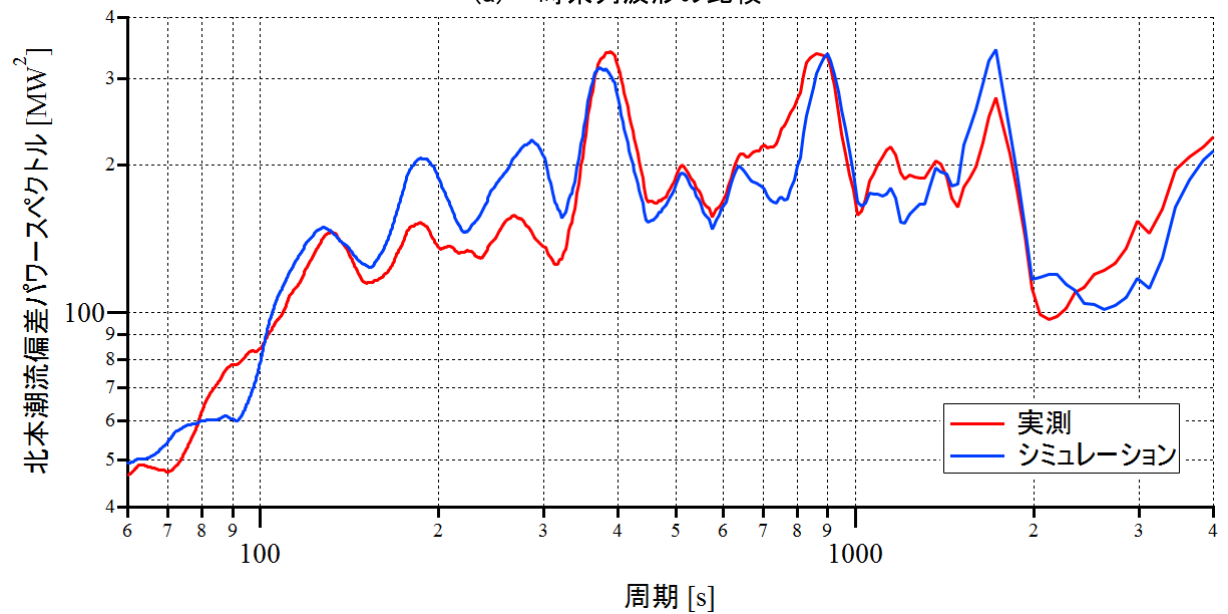
図 3.12 実測データとシミュレーション結果の中部・関西間連系線潮流偏差の各種波形比較

表 3.9 実測データとシミュレーション結果の中部・関西間連系線潮流偏差の各種統計値比較

	最大値 [MW]	最小値 [MW]	標準偏差 [MW]	2 σ 相当値 [MW]	RMSE [MW]
実測	470.0	-456.0	69.4	136.0	42.6
シミュレーション	505.6	-490.7	68.2	130.9	



(a) 時系列波形の比較

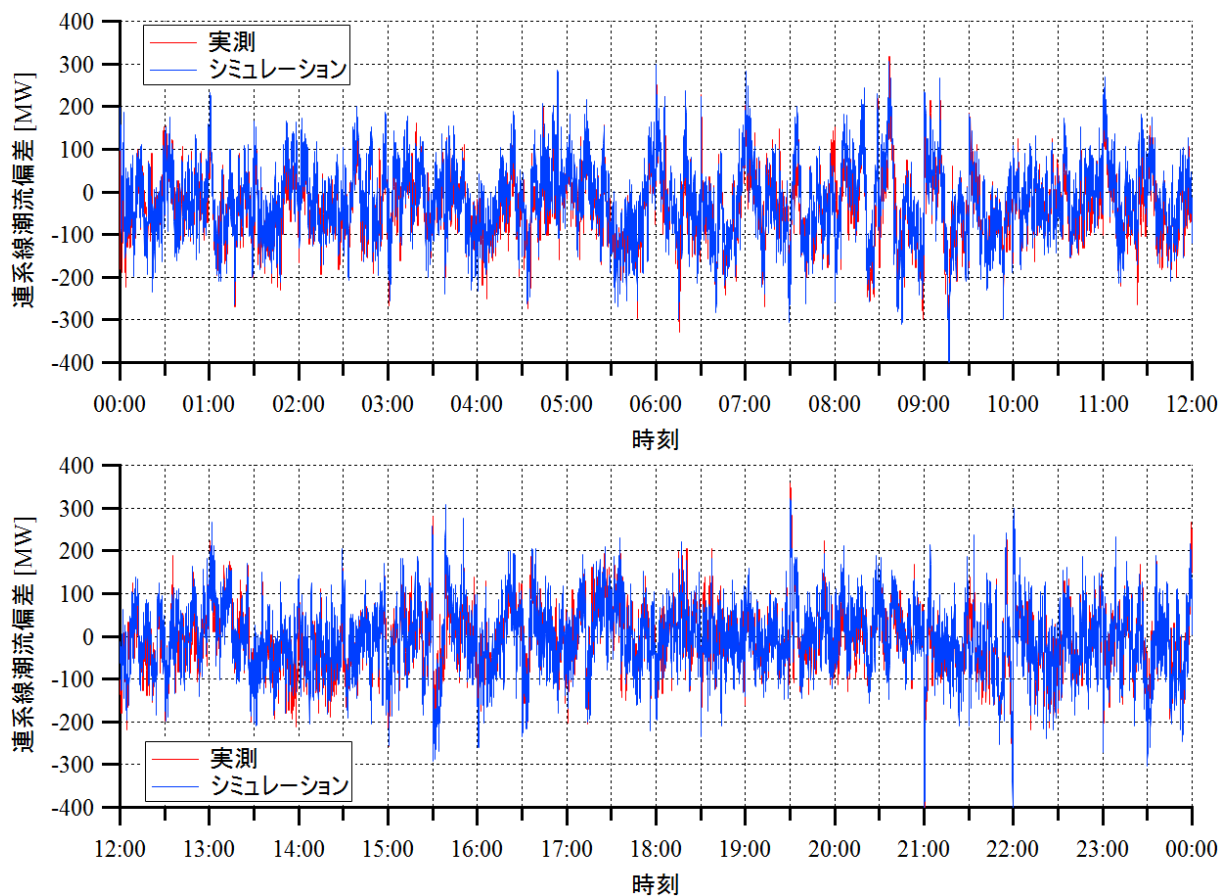


(b) パワースペクトルの比較

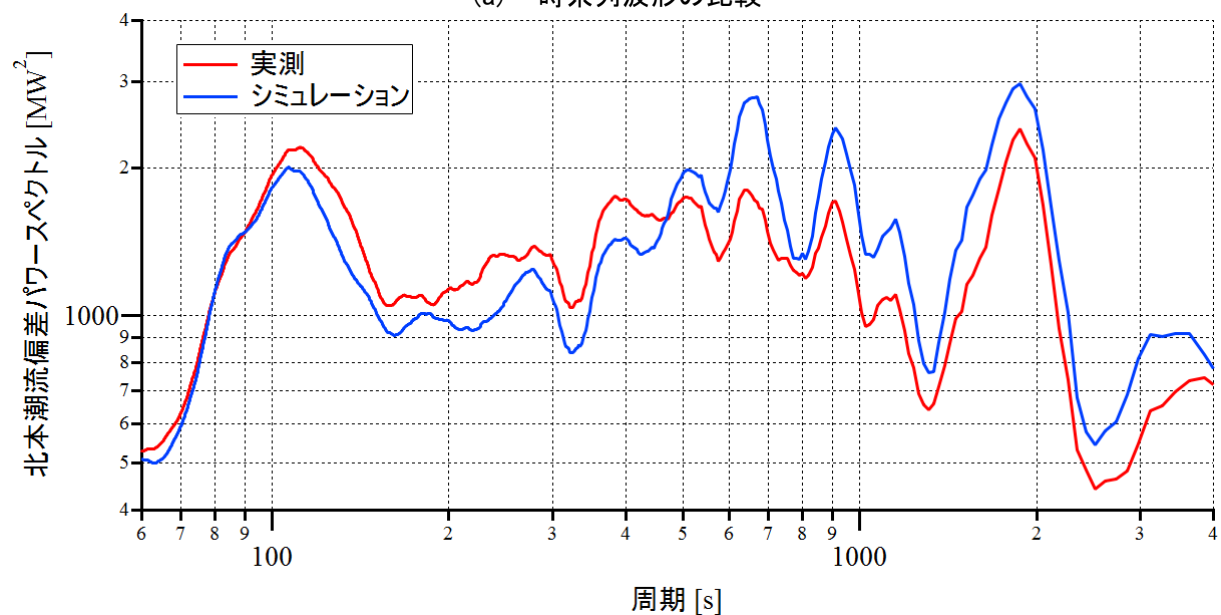
図 3.13 実測データとシミュレーション結果の北陸・関西間連系線潮流偏差の各種波形比較

表 3.10 実測データとシミュレーション結果の北陸・関西間連系線潮流偏差の各種統計値比較

	最大値 [MW]	最小値 [MW]	標準偏差 [MW]	2 σ 相当値 [MW]	RMSE [MW]
実測	157.9	-140.9	33.6	72.3	15.5
シミュレーション	191.1	-162.4	34.5	69.9	



(a) 時系列波形の比較

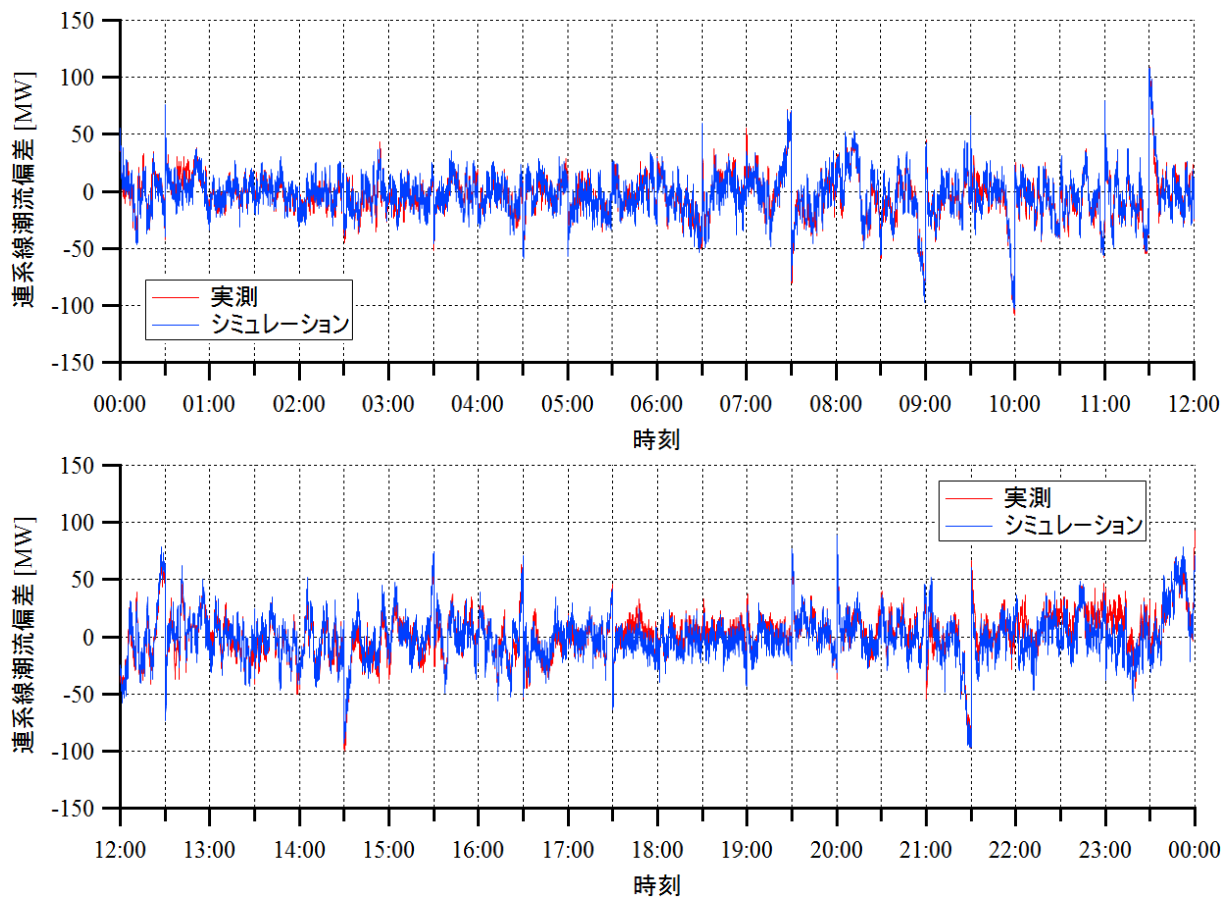


(b) パワースペクトルの比較

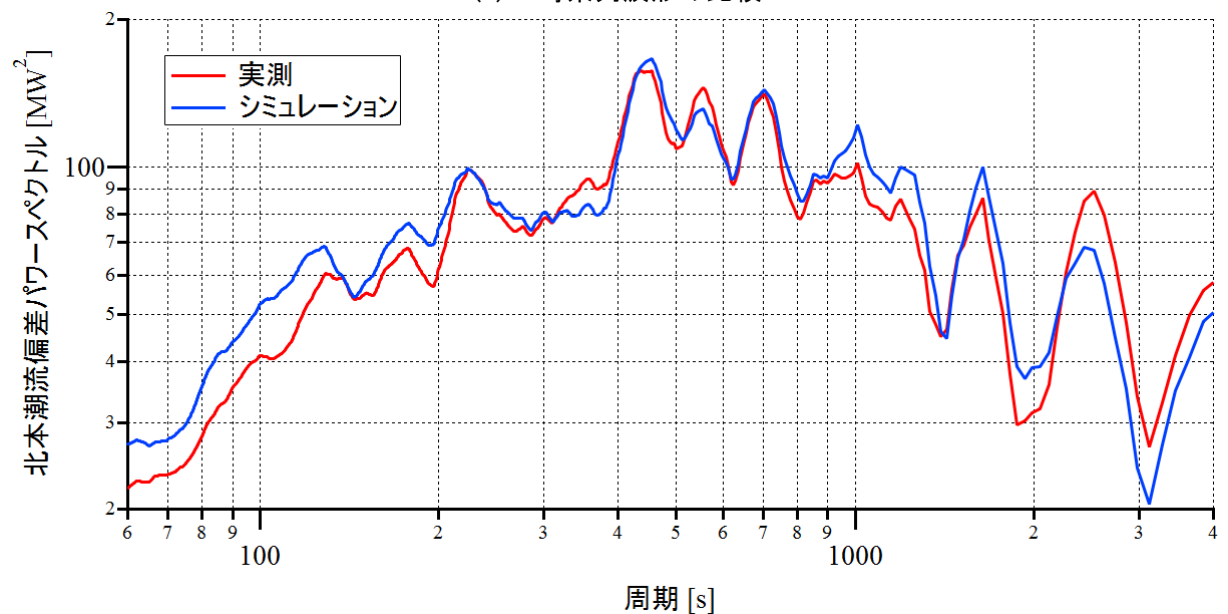
図 3.14 実測データとシミュレーション結果の関西・中国間連系線潮流偏差の各種波形比較

表 3.11 実測データとシミュレーション結果の関西・中国間連系線潮流偏差の各種統計値比較

	最大値 [MW]	最小値 [MW]	標準偏差 [MW]	2 σ 相当値 [MW]	RMSE [MW]
実測	466.6	-359.8	81.1	168.7	42.6
シミュレーション	452.3	-322.6	82.8	168.8	



(a) 時系列波形の比較

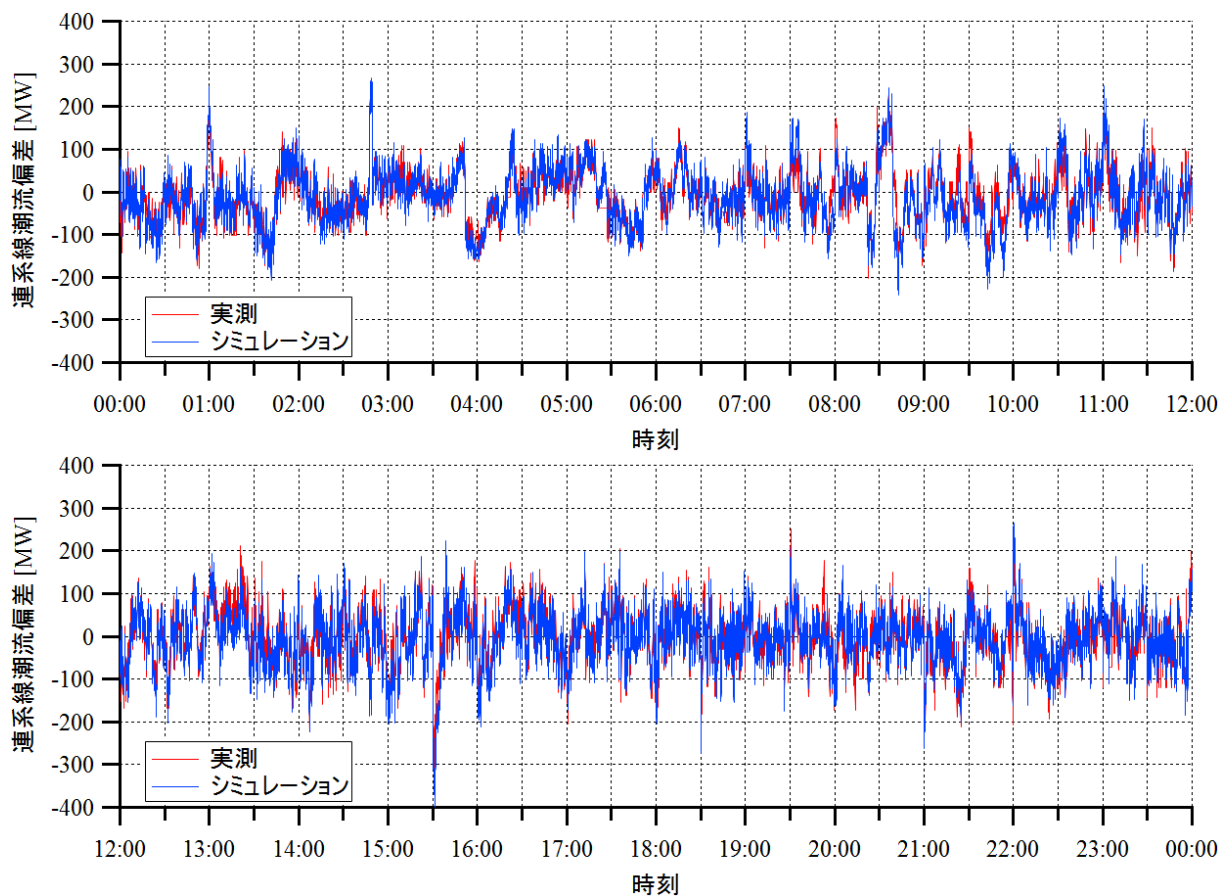


(b) パワースペクトルの比較

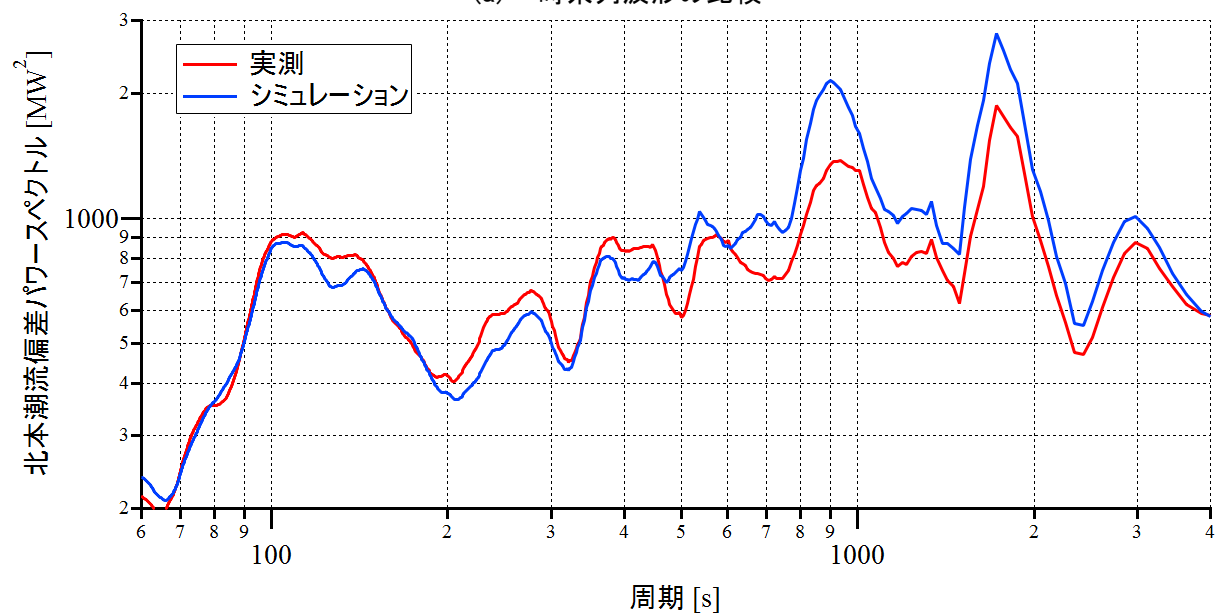
図 3.15 実測データとシミュレーション結果の中国・四国間連系線潮流偏差の各種波形比較

表 3.12 実測データとシミュレーション結果の中国・四国間連系線潮流偏差の各種統計値比較

	最大値 [MW]	最小値 [MW]	標準偏差 [MW]	2 σ 相当値 [MW]	RMSE [MW]
実測	132.0	-98.0	20.1	48.0	8.8
シミュレーション	103.9	-108.1	19.6	41.5	



(a) 時系列波形の比較



(b) パワースペクトルの比較

図 3.16 実測データとシミュレーション結果の中国・九州間連系線潮流偏差の各種波形比較

表 3.13 実測データとシミュレーション結果の中国・九州間連系線潮流偏差の各種統計値比較

	最大値 [MW]	最小値 [MW]	標準偏差 [MW]	2 σ 相当値 [MW]	RMSE [MW]
実測	375.0	-269.0	63.7	130.0	27.4
シミュレーション	429.4	-265.6	64.7	130.6	

3.8 結言

わが国において広域 LFC を実現するためには、広域 LFC が日本の電力系統に及ぼす影響を定量的に評価することが重要となる。このため、本研究では日本の各エリアの LFC 機能および主要な発電プラントをモデル化し、平常時における日本の電力系統の周波数や連系線潮流等を精度良く再現できるシミュレーションモデルを開発した。

開発した日本の電力系統モデルを用いて、平常時における日本の電力系統の応動再現シミュレーションを行い、周波数や連系線潮流等について、実測データとシミュレーション結果を比較した。その結果、両者は概ね合致しており、開発したモデルが平常時におけるわが国の周波数シミュレーションに対して良好な解析精度を有していることを示した。

以上より、本章で開発した日本の電力系統モデルを用いることで、次章以降で提案する広域 LFC 手法について、わが国に適用した場合の影響評価を十分に行うことができると考えられる。

第 4 章

エリアの需給偏差と需給調整コストの双方を低減する負荷周波数制御手法の提案

4.1 緒言

本研究の目的は周波数変動と LFC 調整力の発動コスト（以下、「LFC 動作コスト」と称す）の双方を低減する広域 LFC 手法の提案である。しかしながら、広域 LFC は複数エリアに対して行うため分析対象が多く、結果の分析や考察が煩雑となることが予想される。このため、本研究では段階的に検討を行うこととし、まずは単一エリアを対象とした LFC について、AR と LFC 動作コストの双方を低減する制御手法を提案する。また、提案手法の有効性を電気学会の AGC30 モデル^[1]、ならびに第 3 章で構築した関西エリアの電力系統モデルを用いたシミュレーションにより検証する。なお、第 5 章では本章で提案した LFC の手法を基に、広域 LFC の検討を行う。

4.2 負荷周波数制御

4.2.1 負荷周波数制御の概要

文献[2]によると、LFC の定義は「電力系統の周波数およびエリア間連系線の電力潮流を規定値に維持するため、対象の発電設備の出力を制御すること」とされている。LFC による発電設備の具体的な制御方法としては、中給で検出した周波数と連系線潮流から、当該エリアにおける AR を算出し、その AR を解消する（0 にする）ように LFC 指令値を計算する。LFC 調整力は中給から送信された LFC 指令値に基づき、出力を増減する。

AR の算出方法は LFC の制御方式によって異なり、わが国で採用されている FFC 方式および TBC 方式における AR の計算式はそれぞれ以下の通りである。

・ FFC 方式

$$AR = -K \cdot P_s \cdot \Delta f \quad (4.1)$$

AR : 交流連系系統全体の AR [MW]

K : 交流連系系統全体の系統定数 [puMW/Hz]

P_S : 交流連系系統全体の系統容量 [MW]

Δf : 交流連系系統の代表地点における周波数偏差 [Hz]

・ TBC 方式

$$AR_i = -K_i \cdot P_{Si} \cdot \Delta f_i + \Delta PT_i \quad (4.2)$$

AR_i : エリア i の AR [MW]

K_i : エリア i の系統定数 [puMW/Hz]

P_{Si} : エリア i の系統容量 [MW]

Δf_i : エリア i の周波数偏差 [Hz]

ΔPT_i : エリア i に連系されている連系線の潮流偏差合計 [MW] (エリア i の受電を正)

AR を解消するための LFC 指令値の計算は、一般的には図 4.1 に示すように、AR を入力とした PI 制御により行われる。具体的には、当該エリアにおける LFC 調整力への出力要求量の合計（以下、「LFC 要求量」と称す）を、AR を入力とした PI 制御により算出し、それを重み付けして各 LFC 調整力に配分する^[3]。この配分量が各 LFC 調整力への LFC 指令値となり、各 LFC 調整力は配分された LFC 指令値に基づき出力を変化させる。図 4.1 中の変数の内容を以下に示す。なお、以下では簡単のため、エリアを示す添え字は割愛する。

f_n : 基準周波数 [Hz]

f : 周波数 [Hz]

P_{LFC} : LFC 調整力への出力要求量の合計[MW]

α_i : i 番目の LFC 調整力への LFC 指令値の配分重み係数

$P_{LFC ref i}$: i 番目の LFC 調整力の LFC 指令値 [MW]

$P_{LFC act i}$: i 番目の LFC 調整力の LFC 調整力の発動量 [MW]

n : LFC 調整力の数

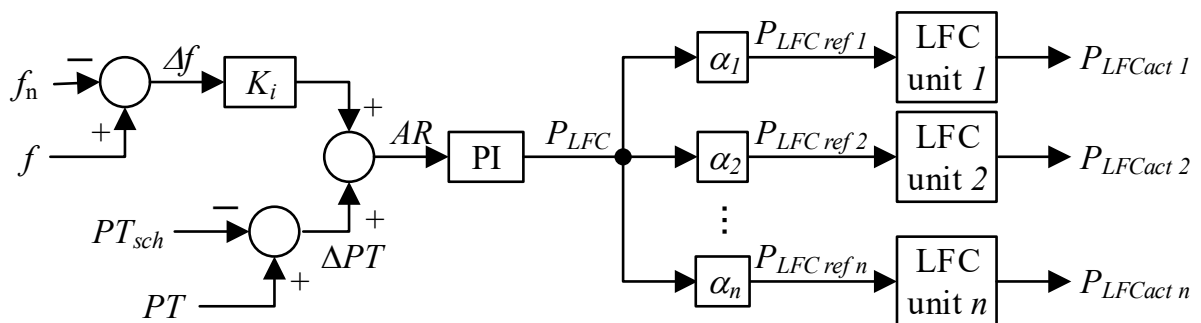


図 4.1 AR 計算から LFC 指令値算出までの概要

LFC 指令値の配分における重み付けの方法はエリア毎に異なり、日本では LFC 調整力の出力変化速度に基づいて重み付けをしているエリアが最も多い^[1]。また、現状の日本の中給で算出される LFC 指令値は、基本的には当該時点における全 LFC 調整力に配分される。一方、広域 LFC で導入が検討されている MO 方式では、単純な方法の場合、kWh 単価の安価な LFC 調整力から順に LFC 指令値を最大限配分することとなる。このため、MO 方式では、LFC 指令値の配分が当該時点における一部の LFC 調整力のみとなる場合がある。このような LFC 指令値の配分方法の違いが AR や LFC 動作コストに与える影響を以下に述べる。

4.2.2 負荷周波数制御における出力指令値の比例配分

日本の現状の LFC では、LFC 調整力の出力変化速度に基づいて LFC 指令値を配分しているエリアが最も多く^[1]、その方法の一例としては、出力変化速度の比率で配分する方法がある。具体的には、以下の計算式により、各 LFC 調整力に配分する LFC 指令値を計算する。同配分方法における制御ブロック図の例を図 4.2 に示す。

$$P_{LFC\ ref\ i} = P_{LFC} \cdot \frac{RR_i}{\sum_{j=1}^n RR_j} \quad (4.3)$$

RR_i : i 番目の LFC 調整力の出力変化速度 [MW / min]

出力変化速度比配分による LFC 調整力の出力変化のイメージを図 4.3 に示す。同図では、LFC 調整力が G1～G4 の 4 台あり、各 LFC 調整力の出力変化速度をそれぞれ 10, 20, 30, 40 MW/min, kWh 単価を 4, 6, 8, 10 円/kWh としている。ここで、AR が 50 MW 発生した場合において、AR = LFC 要求量とすると、各 LFC 調整力への配分量 (LFC 指令値) は、それぞれ 5, 10, 15, 20 MW となり、全 LFC 調整力に LFC 指令値が配分される。したがって、LFC による出力変化速度の合計は 100 MW/min となり、この例の場合は 30 秒で AR が解消されることとなる。

このように、出力変化速度比配分の場合は、全 LFC 調整力が AR を解消するように動作するため、後述の MO 配分の場合と比べて AR の解消が早くなる傾向にある。一方、kWh 単価が高い LFC 調整力も動作することから、LFC 動作コストは MO 配分と比べて高くなる傾向にある。

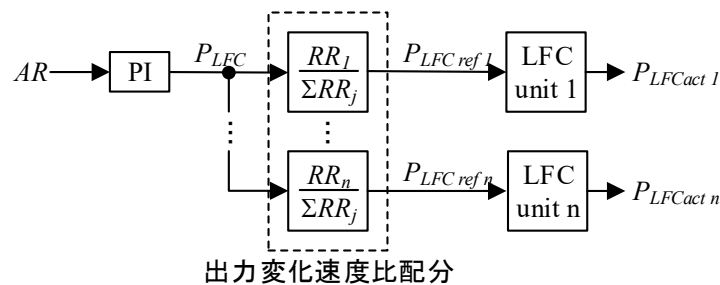


図 4.2 出力変化速度比配分における LFC の概要図

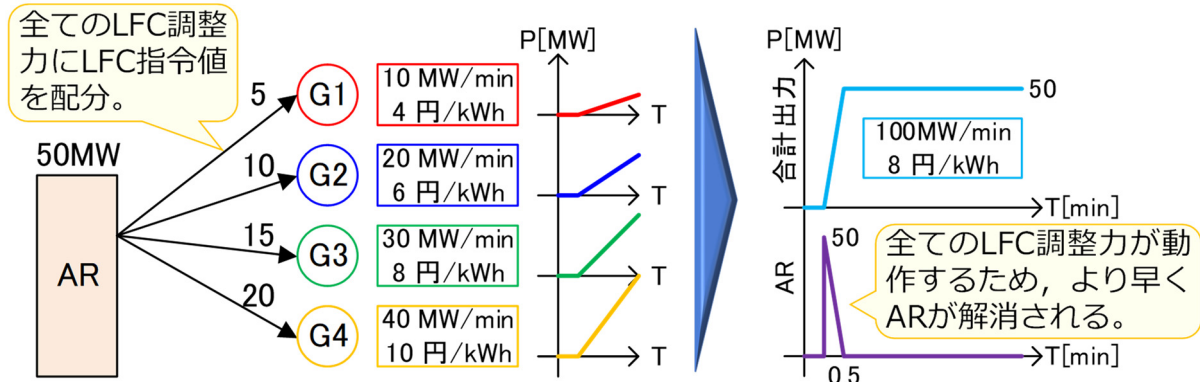


図 4.3 LFC 指令値の出力変化速度比配分による LFC 調整力の出力変化と AR のイメージ

4.2.3 負荷周波数制御における出力指令値のメリットオーダー配分

前述の通り，LFC 指令値を単純な MO 方式で配分する場合は，LFC 要求量を kWh 単価の安い LFC 調整力から順に最大限配分する。MO 配分における LFC 指令値の計算式および制御ブロック図の一例を，それぞれ式(4.4)と図 4.4 に示す。式(4.4)および図 4.4 では LFC unit 1 の kWh 単価が最も安価であり，LFC unit 2, 3, と番号が大きくなるにつれて，kWh 単価が高くなるとしている。また，同図では単純な MO 配分を想定しており，制御 1 回あたりにおける LFC 指令値の配分は，LFC 調整力として使用可能な出力の範囲（以下，「LFC 容量」と称す）で実施されるとした。

$$P_{LFC ref i} = \begin{cases} \min \left[\max \left(P_{LFC}, P_{capLi} \right), P_{capUi} \right] \cdots (i=1) \\ \min \left[\max \left(P_{LFC} - \sum_{j=1}^{i-1} P_{LFC ref j}, P_{capLi} \right), P_{capUi} \right] \cdots (i \geq 2) \end{cases} \quad (4.4)$$

P_{capUi} : i 番目の LFC 調整力の LFC 容量上限 [MW]

P_{capLi} : i 番目の LFC 調整力の LFC 容量下限 [MW]

MO 配分による LFC 調整力の出力のイメージを図 4.5 に示す。同図における LFC 調整力の台数や出力変化速度，kWh 単価，AR の発生量および LFC 要求量は図 4.3 の例と同様である。また，図 4.5 の例では，kWh 単価が最も安価な G1 の LFC 容量は 50MW 以上あると仮定している。このため，AR (50 MW) は G1 のみに配分され，残りの LFC 調整力 (G2～G4) への LFC 指令値は 0 となる。したがって，LFC による出力変化速度の合計は G1 分のみ (10 MW/min) となり，本例では AR の解消に 5 分要する，すなわち，図 4.3 (出力変化速度比配分) の場合と比べて AR 解消に 10 倍の時間を要することとなる。一方，LFC 動作コストの観点では，MO 配分では安価な G1 のみを発動するため，出力変化速度比配分の場合と比べて，LFC 動作コストは低減される。

このように，LFC 指令値の配分方法を出力変化速度比配分から単純な MO 配分に変更した場合，LFC 動作コストは低減されるものの，AR が増大することが懸念される。なお，欧州の検討においても同様の事例が報告されている^[4]。

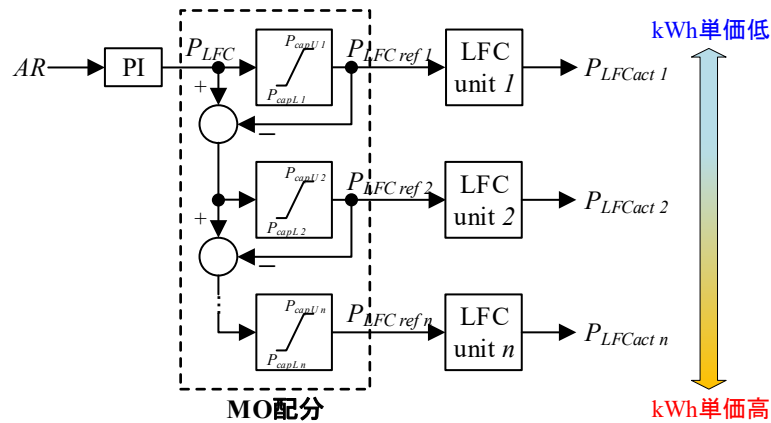


図 4.4 MO 配分における LFC の概要図

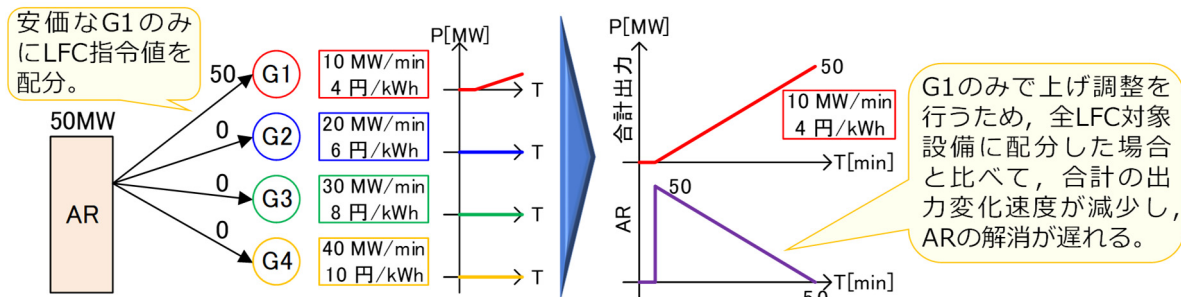


図 4.5 LFC 指令値の MO 配分による LFC 調整力の出力変化と AR のイメージ

4.3 エリアの需給偏差と需給調整コストの双方を低減する負荷

周波数制御手法の提案

前述の通り、LFC 指令値の配分方式を比例配分方式から単純な MO 配分方式に変更した場合、LFC 動作コストは低減されるものの、AR は増大することが懸念される。これに対し、AR や周波数変動の低減と、LFC 動作コストの双方を低減する方法がいくつか提案されている^{[5]-[9]}。文献[5]、[6]では、LFC 要求量の配分方法について、MO を考慮した手法が提案されている（LFC 要求量は、AR を入力とした PI 制御により算出）。文献[5]では、MO 配分による周波数変動の増大を防ぐため、周波数変動の大きさに応じて比例配分と MO 配分を切り替える手法が提案されている（周波数変動が小さい場合は MO 配分、周波数変動が大きい場合は比例配分が用いられる）。しかしながら、この手法による効果は配分方式を切り替える周波数変動の大きさの設定によるところが大きいと考えられるが、その具体的な設定方法や指針については示されていない。文献[6]では LFC 要求量の正負の反転を考慮した MO 配分の手法が提案されているが、同手法では LFC 要求量の変化方向が同一の場合は単純な MO 配分（前節で述べた MO 配分方法）が行われるため、前節で述べた通り、比例配分の場合と比べて周波数変動や AR の解消に時間を要することが懸念される。

文献[7]～[9]では、強化学習やメタヒューリスティクスを活用した多目的最適化の手法が提案されている。しかしながら、強化学習やメタヒューリスティクスは、一般にアルゴリズムが

複雑であり，実系統への実装においては，運用者によるアルゴリズムの理解や把握という観点で課題がある。また，多目的最適化計算は，各目的関数の重み係数等の設定によって結果が大きく変わるため，それらの設定値を十分かつ慎重に検討する必要がある。

このため，本研究ではよりシンプルな方法で，エリアの AR と LFC 動作コストの双方を低減する LFC 手法を提案する。

4.3.1. 提案手法の制御ロジック

提案手法の全体概要を図 4.6 に示す。提案手法は以下の優先順位に基づいて LFC 指令値を計算する。

- 1) AR の低減
- 2) LFC 調整力の発動量の低減
- 3) LFC 動作コストの低減

第一の目的である AR の低減を達成するため，提案手法では AR を出力変化速度比で各 LFC 調整力に配分する。これにより，全ての LFC 調整力に AR が配分されるため，MO 配分の課題として挙げた，LFC 調整力の動作台数が少ないこと（合計の出力変化速度が小さいこと）による AR 解消の遅延を解決することを図る。AR 配分の具体的な計算式および制御ブロック図を，それぞれ式(4.5)と図 4.7 に示す。

$$AR_{dis\ i} = AR \cdot \frac{RR_i}{\sum_{j=1}^n RR_j} \quad (4.5)$$

$AR_{dis\ i}$: i 番目の LFC 調整力への AR 配分量 [MW]

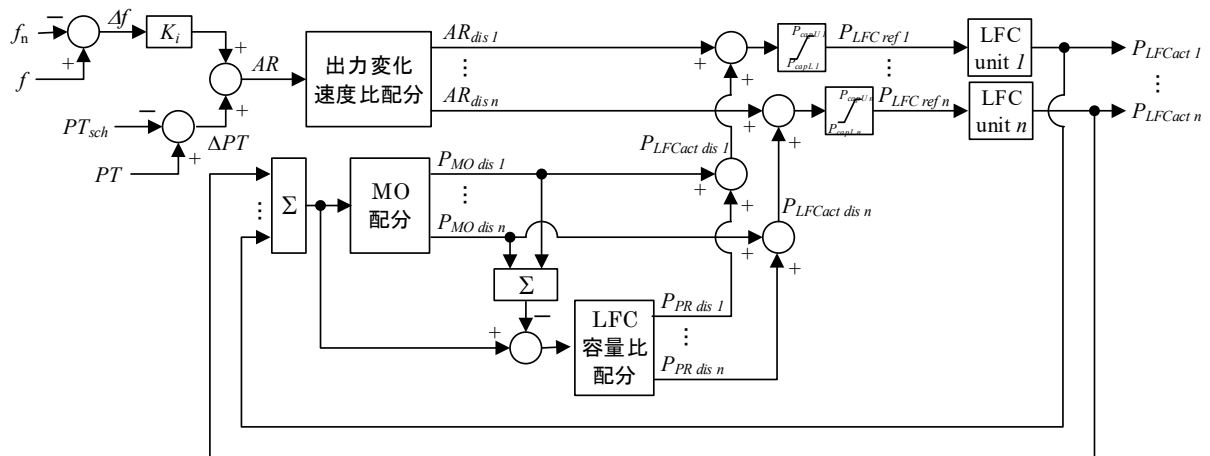


図 4.6 提案手法の LFC の全体概要

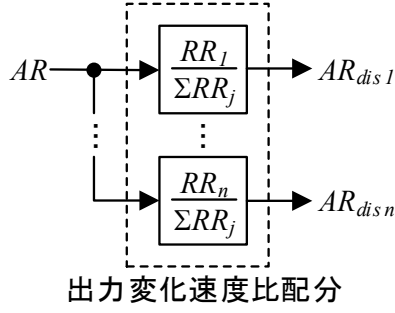


図 4.7 提案手法における AR の出力変化速度比配分

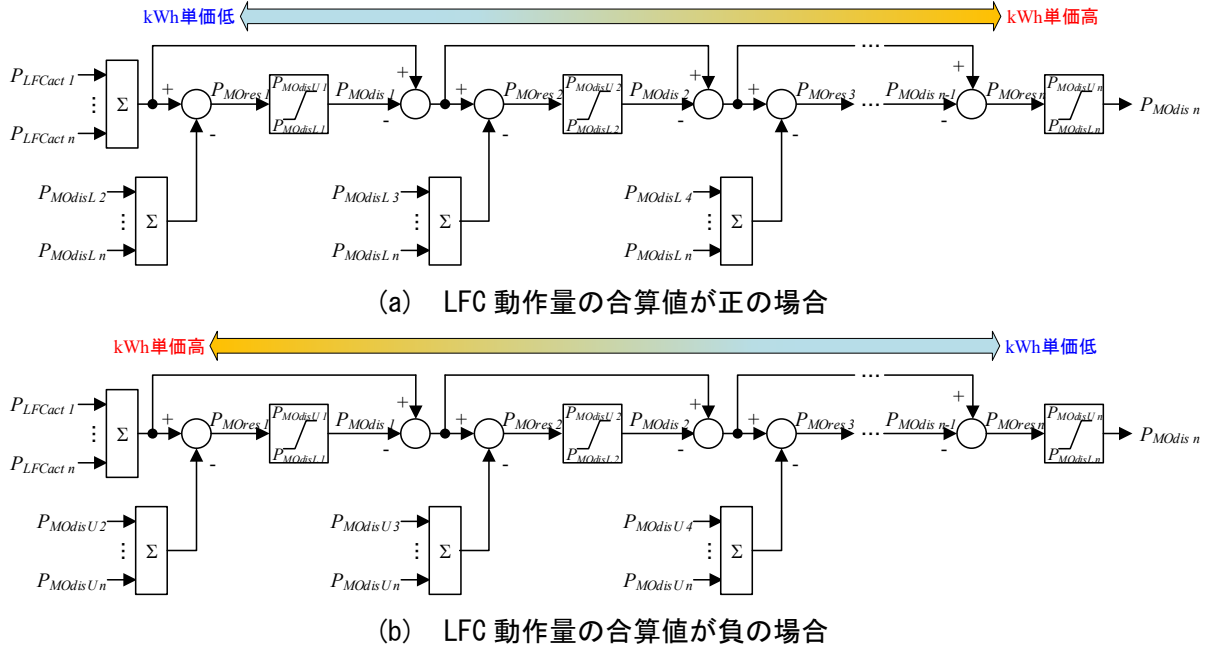


図 4.8 提案手法における既 LFC 動作量の MO 配分

第二、第三の目的である LFC 調整力の発動量（以下、「LFC 動作量」と称す）の低減および LFC 動作コストの低減を実現するため、提案手法では現時点の LFC 動作量について、フィードバック制御を行う。具体的には、各 LFC 調整力の LFC 動作量を合算し、この合算値を各 LFC 調整力に MO で再配分する。LFC 動作量を合算することにより、エリア内の LFC 調整力が互いに逆方向に動作している場合、それらは相殺（以下、「ネッティング」と称す）されるため、LFC 動作量を低減することができる。また、LFC 動作量の合算値を MO で再配分することにより、AR 配分によって kWh 単価の高い LFC 調整力が動作した場合に、その動作量を kWh 単価の安い LFC 調整力に持ち替える。LFC 動作量の MO 配分の計算式を式(4.6)～(4.9)に、制御ブロック図を図 4.8 にそれぞれ示す。なお、式(4.6)～(4.9)および図 4.8 では簡単のため、LFC 調整力の番号が $1 \sim n$ の順に kWh 単価が安価であるとした。

$$P_{MOdis i} = \min \left\{ \max \left(P_{MOres i} \cdot P_{MOdis L i}, P_{MOdis U i} \right), P_{MOdis i} \right\} \quad (4.6)$$

$$P_{MOres\ i} = \begin{cases} \sum_{j=1}^n P_{LFCact\ j} - \sum_{k=1}^{i-1} P_{MOdis\ k} - \sum_{h=i+1}^n P_{MOdisL\ h} \cdots \left(\text{if } \sum_{j=1}^n P_{LFCact\ j} \geq 0 \right) \\ \sum_{j=1}^n P_{LFCact\ j} - \sum_{k=1}^{i-1} P_{MOdis\ k} - \sum_{h=i+1}^n P_{MOdisU\ h} \cdots \left(\text{if } \sum_{j=1}^n P_{LFCact\ j} < 0 \right) \end{cases} \quad (4.7)$$

$$P_{MOdisU\ i} = \begin{cases} \max \left[\min \left\langle P_{LFCact\ i} + \max \left\{ RRX_i - \max (AR_{dis\ i}, 0) \right\}, P_{capU\ i} \cdot Y \right\rangle, 0 \right] \cdots \left(\text{if } \sum_{k=1}^n P_{LFCact\ k} \geq 0 \right) \\ \min \left[P_{LFCact\ i} + \max \left\{ RRX_i - \max (AR_{dis\ i}, 0) \right\}, 0 \right] \cdots \left(\text{if } \sum_{k=1}^n P_{LFCact\ k} < 0 \right) \end{cases} \quad (4.8)$$

$$P_{MOdisL\ i} = \begin{cases} \max \left[P_{LFCact\ i} + \min \left\{ -RRX_i - \min (AR_{dis\ i}, 0) \right\}, 0 \right] \cdots \left(\text{if } \sum_{k=1}^n P_{LFCact\ k} \geq 0 \right) \\ \min \left[\max \left\langle P_{LFCact\ i} + \max \left\{ -RRX_i - \min (AR_{dis\ i}, 0) \right\}, P_{capL\ i} \cdot Y \right\rangle, 0 \right] \cdots \left(\text{if } \sum_{k=1}^n P_{LFCact\ k} < 0 \right) \end{cases} \quad (4.9)$$

$P_{MOdis\ i}$: i 番目の LFC 調整力への LFC 動作量の MO 配分量 [MW]

$P_{MOres\ i}$: $i-1$ 番目の LFC 調整力への MO 配分後における LFC 動作量の配分残から、 $i+1$ 番目以降の LFC 調整力の配分上限もしくは配分下限を差し引いた量 [MW]

$P_{MOdisU\ i}$: i 番目の LFC 調整力への LFC 動作量の MO 配分上限 [MW]

$P_{MOdisL\ i}$: i 番目の LFC 調整力への LFC 動作量の MO 配分下限 [MW]

RRX_i : 任意の時間窓 (X 秒間) における i 番目の LFC 調整力の出力変化可能量 [MW] (正值)

X : RRX_i の算出において設定する時間 [s]

Y : LFC 動作量の MO 配分において利用できる LFC 容量の割合 [pu] (0~1 で設定)

式(4.6)中の各変数は式(4.7)~(4.9)で定義した。式(4.7)は $i-1$ 番目の LFC 調整力への MO 配分後における LFC 動作量の配分残から、 $i+1$ 番目以降の LFC 調整力の配分上限もしくは配分下限を差し引いた量を表している。具体的には、同式中における第 1 項から第 2 項の差し引きは、 $i-1$ 番目の LFC 調整力への配分計算終了時における LFC 動作量の配分残を表している。また、第 3 項は $i+1$ 番目以降の LFC 調整力の MO 配分上限値もしくは下限値の合計を表している。これを差し引くことにより、 $i+1$ 番目以降の LFC 調整力に対して最低限配分する必要のある量を考慮して、 i 番目の LFC 調整力への配分対象量を算出する。

例えば、3 台の LFC 調整力で LFC 動作量を配分する場合を考える。このとき、LFC 動作量の合計は 200MW であり、LFC 調整力 1~3 における配分上限は、LFC 調整力 1 から順に 200 MW, 100 MW, 100 MW, 配分下限は全て 50 MW とし、LFC 調整力 1 から順に kWh 単価が安価であるとする。LFC 調整力 1 の配分上限は 200 MW であるため、LFC 動作量の合算値 200 MW を全て LFC 調整力 1 に配分することが可能である。しかしながら、LFC 調整力 2, 3 の配分下限は 50 MW であるため、最小でも 50 MW を LFC 調整力 2, 3 にそれぞれ配分する必要がある。したがって、LFC 調整力 1 に 200 MW を配分した場合、LFC 動作量の配分量の合計は少なくとも 300 MW となるた

め、過剰な配分となってしまう。このため、LFC 調整力 1 への配分量については、LFC 調整力 2, 3 の配分下限を考慮する必要がある。具体的には、式(4.7)の第 3 項により、LFC 動作量の配分残から、 $i+1$ 番目以降の LFC 調整力の MO 配分下限値の合計を差し引くことで考慮している。なお、LFC 動作量の合算値が 0 未満の場合は、LFC 動作量の配分残から $i+1$ 番目以降の LFC 調整力の MO 配分上限値の合計を差し引く。

次に、式(4.8), (4.9)で定義した MO 配分における上下限值の設定について述べる。提案手法では AR の低減を最優先しているため、LFC 動作量の MO 配分は、AR 配分後の余力の範囲で行うこととした。具体的には、制御 1 回あたりにおける各 LFC 調整力への LFC 動作量の MO 配分の上下限值を、当該時点の LFC 動作量から、「任意の時間窓 (X 秒間) における出力変化可能量－AR 配分量」の範囲で変化可能な量とした。これにより、LFC 調整力の出力変化速度を考慮するとともに、AR の解消を妨げない範囲で LFC 動作量の MO 配分を行う。換言すると、AR 配分後に残された余力の範囲で LFC 動作量の MO 配分を行う。なお、LFC 動作量の MO 配分において上げ方向と下げ方向の配分が混在しないよう、LFC 動作量の合計が 0 以上の場合は上下限値を 0 以上に、LFC 動作量の合計が 0 未満の場合は上下限値を 0 以下とした。

また、LFC 動作量の MO 配分における課題として、kWh 単価の安価な LFC 調整力に LFC 動作量の配分量が偏在化し、それらの余力がなくなることによって LFC による出力変化速度の合計が減少し、AR の解消が遅れることが考えられる。具体的なイメージを図 4.9 に示す。同図に示すように LFC 調整力が G1～G4 の 4 台あり、上げ方向の LFC 容量は 100 MW で全て同一、出力変化速度は 20 MW/min で全て同一、kWh 単価はそれぞれ 4 円/kWh, 6 円/kWh, 8 円/kWh, 10 円/kWh であるとする。このとき、LFC 動作量が合計で 200 MW 発生しており、その配分量が G1～G4 に 50 MW ずつの場合（ケース 1）と、kWh 単価の安い G1 と G2 に 100 MW ずつで、G3 と G4 には 0 MW の場合（ケース 2）を考える。この状態で上げ方向の AR（供給不足量）が 80 MW 発生し、それを出力変化速度比で LFC 調整力に配分する場合、ケース 1 では G1～G4 の 4 台で LFC による上げ調整を行うことができるため、1 分で AR を解消することができる。一方、ケース 2 の場合は、G3 と G4 の 2 台のみで LFC による上げ調整を行うことになるため、AR の解消に要する時間はケース 1 の倍の 2 分となる。

このような LFC 動作量の偏在化による AR 解消の遅延を防止するため、LFC 動作量の MO 配分における上下限制約（式(4.8), (4.9)）には、「LFC 容量の Y pu 以内」、という条件を設けた（ Y は 0～1 の範囲で設定）。ここで、 $P_{capU,i}$ は i 番目の LFC 調整力における上げ方向の LFC 容量であり、その値は 0 以上であることから、 $P_{capU,i} \cdot Y$ は必ず 0 以上となる。一方、式 (4.8) の下段は最終的に 0 以下となるようにしているため、確実に $P_{capU,i} \cdot Y$ 以下となる。このため、 $P_{capU,i} \cdot Y$ は式(4.8)の上段の式のみで考慮した。同様の理由で、 $P_{capL,j} \cdot Y$ は式(4.9)の下段の式のみで考慮した。

上記の LFC 動作量の偏在化対策により、LFC 動作量の MO 配分において配分残が発生する場合がある。例えば、LFC 調整力の LFC 容量の合計が 100 MW であり、 $Y=0.5$ とした場合、LFC 動作量を MO で配分できる上限値は 50 MW となる。このとき、AR 配分により発生した LFC 動作量

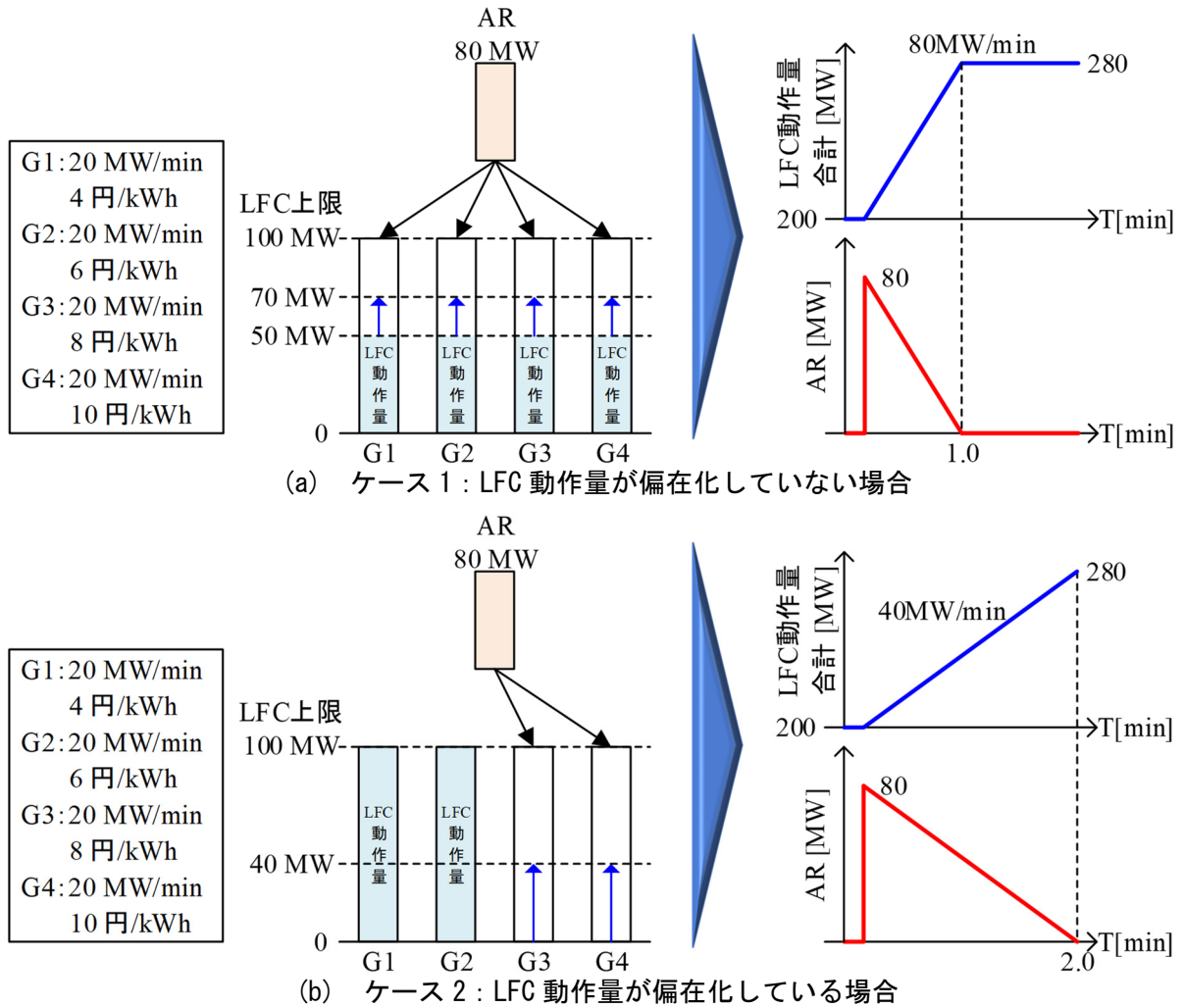


図 4.9 LFC 動作量の偏在化による AR への影響のイメージ

が合計で 60 MW の場合、LFC 動作量の MO 配分において 10 MW の配分残が発生することとなる。このような配分残に対しては、LFC 動作量の偏在化の防止の観点から、LFC 容量の比率で再配分することとする。具体的な再配分の計算式を以下に示す。

$$P_{RPdis i} = \begin{cases} \left(\sum_{j=1}^n (P_{LFCact j} - P_{MOdis j}) \right) \cdot \frac{P_{capU i}}{\sum_{j=1}^n P_{capU j}} \cdots \left(\text{if } \sum_{j=1}^n (P_{LFCact j} - P_{MOdis j}) \geq 0 \right) \\ \left(\sum_{j=1}^n (P_{LFCact j} - P_{MOdis j}) \right) \cdot \frac{P_{capL i}}{\sum_{j=1}^n P_{capL j}} \cdots \left(\text{if } \sum_{j=1}^n (P_{LFCact j} - P_{MOdis j}) < 0 \right) \end{cases} \quad (4.10)$$

$P_{RPdis i}$: LFC 動作量の MO 配分残の再配分における i 番目の LFC 調整力への配分量 [MW]

上記の再配分量を LFC 動作量の MO 配分による配分量に加算し、LFC 動作量の配分量とする (式(4.11))。

$$P_{LFCact dis i} = P_{MOdis i} + P_{RPdis i} \quad (4.11)$$

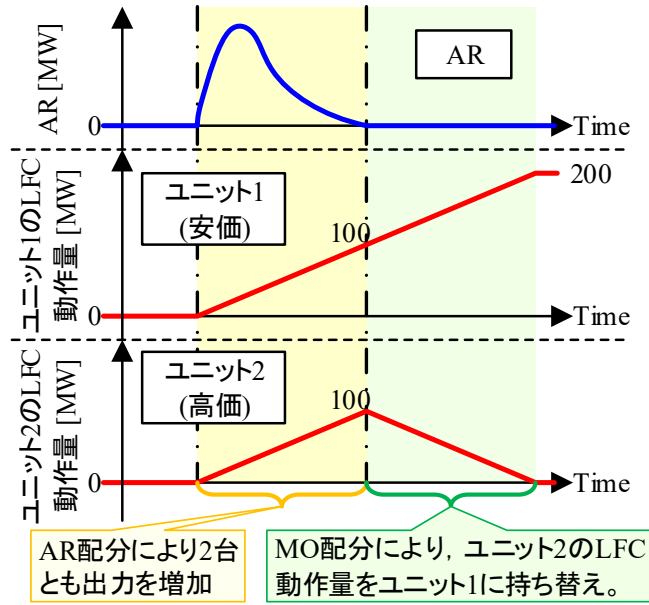


図 4.10 提案手法による LFC 調整力の出力変化のイメージ

以上より算出した AR の配分量と LFC 動作量の配分量の和を、LFC 指令値として算出し、各 LFC 調整力へ送信する。なお、下式に示す通り、LFC 指令値の算出時に LFC 容量による上下制限約を考慮する。

$$P_{LFCref_i} = \min \left\{ \max \left(AR_{dis_i} + P_{LFCact_{dis_i}}, P_{capLi} \right), P_{capUi} \right\} \quad (4.12)$$

LFC 調整力がユニット 1 と 2 の 2 台の場合において、提案手法で LFC を行った場合の LFC 調整力の出力変化のイメージを図 4.10 に示す。同図の例では、ユニット 1 と 2 の出力変化速度は同一（出力変化速度比は 1 : 1）とし、LFC 調整力の kWh 単価はユニット 1 の方がユニット 2 と比べて安価であるとした。同図に示すように、正の AR（供給不足量）が発生すると、AR の出力変化速度比配分により、ユニット 1 と 2 の出力は両者とも増加する。その後、LFC 動作量の MO 配分により、kWh 単価が高価なユニット 2 の LFC 動作量を安価なユニット 1 に持ち替えるため、ユニット 2 の出力が減少し、ユニット 1 の出力が増加する。このように、提案手法の LFC では、まずは AR の解消するために LFC 調整力が動作し、そこで生じた LFC 動作量は、kWh 単価の安価な LFC 調整力に再配分される。これにより、AR の抑制と LFC 動作コストの低減を両立する。

4.3.2. 提案手法の特徴

提案した LFC 手法の特徴としては、大きく以下の二点が挙げられる。

- 1) AR と LFC 動作量を別々に配分することにより、異なる二つの目的を達成するように LFC を行うことができる。
- 2) LFC 動作量をフィードバックすることにより、各 LFC 調整力の応答特性に基づいて LFC 指令値を算出することができる。

一点目の特徴については、本研究では AR を出力変化速度比で、LFC 動作量を MO で配分することにより、AR の抑制と LFC 動作コストの低減という異なる二つの目的の両立を図った。この他に、例えば LFC 動作量を LFC 容量の比率で配分すれば、AR の抑制と LFC 動作量の均等化 (LFC 動作量の偏在化の防止) を図ることができる。また、LFC 動作量を二酸化炭素の排出量に基づいて配分することで、AR と二酸化炭素排出量の低減を両立することも可能と考えられる。このように、提案手法は自由度が高く、目的に応じた制御を柔軟に行うことが可能である。

二点目の特徴については、説明の簡単化のため、LFC 調整力是一台とし、LFC 指令値に対する LFC 調整力の出力応答が一次遅れ要素で表現される場合を考える (図 4.11 の左側のブロック図)。

図 4.11 の左側のブロック図において、LFC 指令値について整理すると以下の式となる。

$$\begin{aligned} P_{LFCref} &= AR + P_{LFCref} \cdot \frac{1}{T_{LFC} \cdot S + 1} \\ &= AR \cdot \left(1 + \frac{1}{T_{LFC} \cdot S} \right) \end{aligned} \quad (4.13)$$

T_{LFCref} : LFC 指令値に対する LFC 調整力の出力応答の一次遅れ時定数 [s]

したがって、図 4.11 の左側の制御ブロックは、同図の右側の制御ブロックに等価変換することができる。すなわち、提案手法における LFC 指令値の算出は、AR を入力とした PI 制御で表現することができる。ここで、提案手法と一般的な LFC における PI 制御の違いとして、積分制御の時定数の設定が挙げられる。文献[1]に示されている通り、LFC では PI 制御の積分時定数が短い (積分ゲインが大きい) ほど、AR を速やかに解消できる傾向にあるが、位相遅れの影響により過制御となる (オーバーシュートやアンダーシュートが生じる) 場合があるため、積分時定数は LFC 調整力の出力応答特性を考慮して設定することが重要である。しかしながら、積分時定数の設定は一般に固定値で設定されるため、時々刻々と変化する LFC 調整力の応答特性を適切に考慮できているとは言い難い。一方、提案手法の場合、積分時定数は LFC 調整力の出力応答の時定数となるため、その時々 LFC 調整力の出力応答特性を自動的に考慮することができる。すなわち、提案手法は LFC 動作量をフィードバックすることにより、時々刻々変化する LFC 調整力の出力応答特性に基づいて積分制御を行うことが可能である。

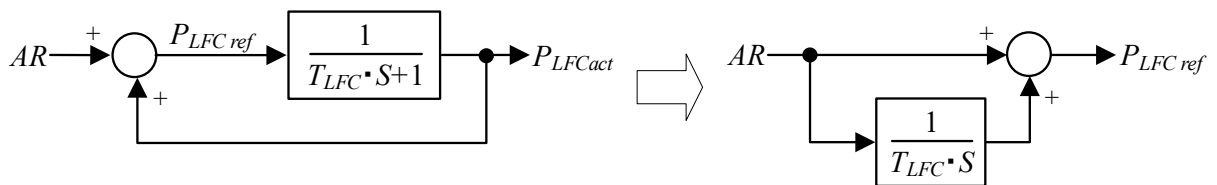


図 4.11 提案手法の制御ブロック図とその等価変換

4.4 電気学会標準モデルによる提案手法の効果検証

提案手法の有効性を検証するため、電気学会の AGC30 モデルを活用したシミュレーションを行った。シミュレーション条件およびシミュレーション結果について、以下に述べる。なお、シミュレーションは CPU が Intel(R) Core(TM) i9-9900X CPU @ 3.50 GHz, 実装 RAM が 64.0 GB の PC において、MATLAB / Simulink R2021a により行った。

4.4.1. シミュレーションモデル

シミュレーションにおける系統モデルの全体概要を図 4.12 に示す。また、同図における各変数の内容を以下に示す。

- f : 周波数 [Hz] (A エリアと B エリアの周波数は同一)
- Δf : 周波数偏差 [Hz] (A エリアと B エリアの周波数偏差は同一)
- $\Delta P_A, \Delta P_B$: A エリアおよび B エリアの需給偏差 [MW] (連系線潮流偏差分を除く)
- ΔPT : A エリアと B エリアの交流連系線潮流偏差 [MW] (A エリア向きを正)
- H_A, H_B : A エリアおよび B エリアの慣性 [MWs]
- K_{AA}, K_{AB} : A エリアおよび B エリアの負荷の周波数特性 [MW / Hz]

シミュレーションモデルは AGC30 モデルと同様に 2 エリアの構成とした。ただし、モデル構築の簡単化のため、周波数および連系線潮流を計算するモデルについては、AGC30 モデルから変更した。具体的には、A エリアと B エリアの周波数は同一として、周波数と連系線潮流を計算するモデルとした (第 3 章の図 3.5 のモデルと同様)。

提案手法は単一エリアにおける LFC であるため、AGC30 モデルと同様に、A エリアを解析対象エリアとして 30 台の発電プラントモデルでモデル化し、発電プラントモデルの構成は AGC30 モデルと同様とした。B エリアは 1 台の発電プラントモデルで簡易的にモデル化した。

EDC 指令値については、AGC30 モデルにおける予測誤差補正のモデル (図 4.13) および EDC 指令値の計算プログラムを用い、EDC の制御周期は 5 分とした。予測誤差補正については、現在時刻における実需要と予測のかい離分を、以降の予測データに加えることで、予測値を更新した。このとき、予測誤差の補正值から短周期の変動分を除去するため、一次遅れ要素を設けており、本シミュレーションではその時定数を 180 秒に設定した。EDC 指令値の計算は増分燃料費に基づく等入法で行い、制約条件として、需要予測値と EDC 指令値合計の一致 (エリア全体の需給バランスの一致) や、各発電プラントの出力上下限および出力変化速度を考慮した。LFC のモデルについては、次項のシミュレーション条件の説明において述べる。

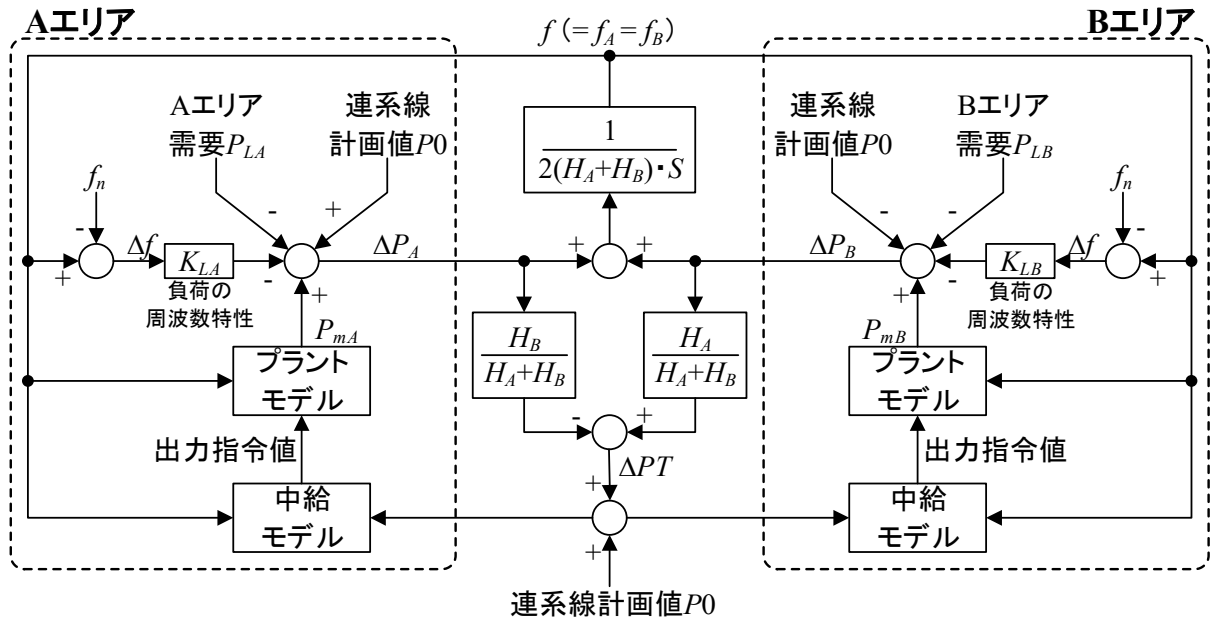


図 4.12 シミュレーションにおける系統モデル（2 エリアモデル）

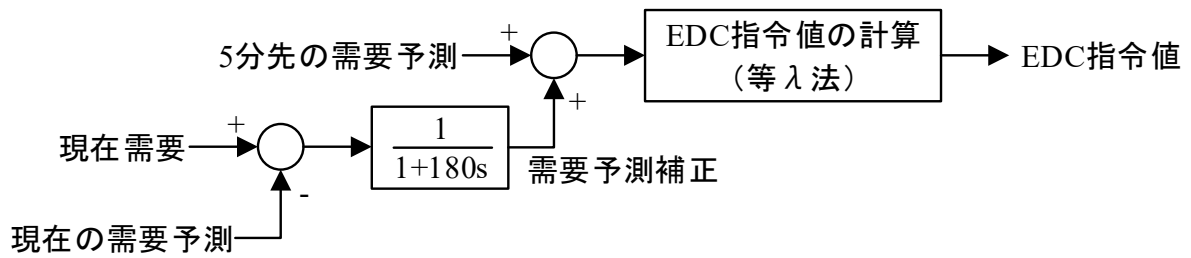


図 4.13 シミュレーションにおける EDC モデル

4.4.2. シミュレーション条件

シミュレーションは AGC30 モデルの解析例題 2^[1]の断面を対象に行った。同断面は軽負荷期において、A エリアの太陽光発電や風力発電が出力を大きく低下した場合を想定している。需要から太陽光発電と風力発電の出力を差し引いた残余需要のグラフを図 4.14 に示す。

シミュレーションにおける A エリアの発電プラントの運転状況を表 4.1 に示す。本シミュレーションではコストの比較を容易にするため、石炭を除く燃種の火力プラントを一台以上 LFC 調整力として選定した。具体的には、各発電プラントの LFC 容量は定格出力の $\pm 5\%$ とし、合計の LFC 容量が A エリアの最大需要の概ね $\pm 2\%$ となるように、LFC 調整力を選定した。また、石炭機を除く火力プラントについて、出力帯毎の kWh 単価の設定を表 4.2 に示す。同表の kWh 単価は、LFC 動作量の MO 配分およびシミュレーション結果のコスト評価を行うために用いた。なお、GF および EDC については、並列中の全ての火力プラントを対象とした。

A エリアの LFC のモデルについては、以下の 4 ケースでシミュレーションを行った。

Case 1: LFC 要求量を PI 制御により算出し、出力変化速度比で各 LFC 調整力へ配分（図 4.15、式 (4.3)）。

Case 2: LFC 要求量を PI 制御により算出し、MO で各 LFC 調整力へ配分（図 4.16、式(4.4)）。

Case 3: 提案手法により各 LFC 調整力の LFC 指令値を計算（図 4.17、式(4.5)～(4.12)）。LFC 動作量の MO 配分は LFC 容量の範囲内で行う（ $Y=1.0$ ）とした。

Case 4: 提案手法により各 LFC 調整力の LFC 指令値を計算（図 4.17、式(4.5)～(4.12)）。LFC 動作量の MO 配分は LFC 容量の 80%以内の範囲で行う（ $Y=0.8$ ）とした。

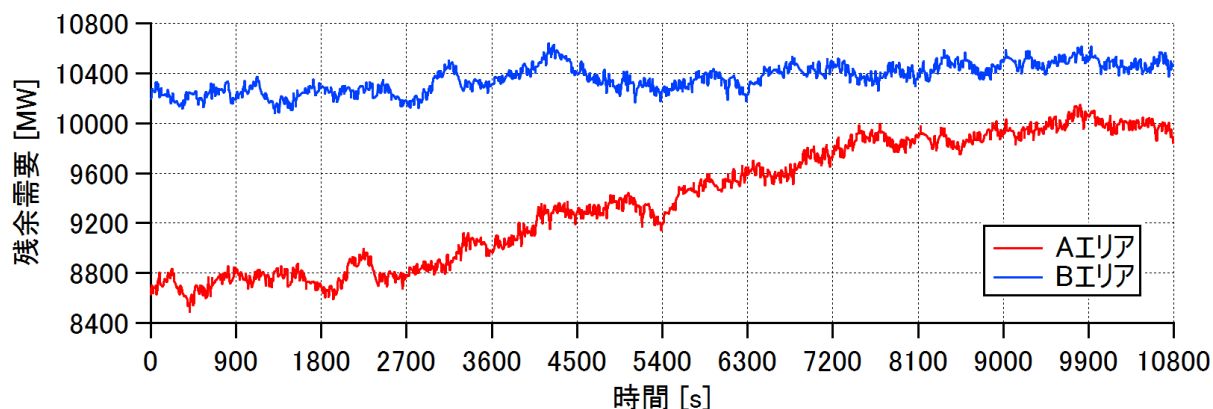


図 4.14 シミュレーションにおける A エリアと B エリアの残余需要

表 4.1 A エリアにおける各発電プラントの運転状況

タイプ	No.	定格出力 [MW]	初期出力 [MW]	出力変化速度 [MW/min]	LFC対象	LFC容量 [MW]
石油	1	250	237.5	7.5	○	+/-12.5
	2	250	0	7.5	-	-
	3	700	665	21	○	+/-35
	4	700	0	21	-	-
	5	700	0	21	-	-
	6	700	0	21	-	-
	7	700	0	21	-	-
石炭	8	700	210	14	-	-
	9	700	210	14	-	-
	10	1000	1000	20	-	-
	11	1000	689.4	20	-	-
LNG	12	200	190	6	○	+/-10
	13	200	0	6	-	-
	14	200	0	6	-	-
	15	700	665	21	○	+/-35
	16	700	0	21	-	-
	17	700	0	21	-	-
GTCC	18	250	225	12.5	○	+/-12.5
	19	250	225	12.5	○	+/-12.5
	20	250	225	12.5	○	+/-12.5
	21	250	225	12.5	○	+/-12.5
	22	250	225	12.5	○	+/-12.5
	23	250	225	12.5	○	+/-12.5
	24	250	225	12.5	○	+/-12.5
	25	250	225	12.5	○	+/-12.5
	26	250	0	12.5	-	-
	27	250	0	12.5	-	-
固定速揚水	28	300	0	45	-	-
	29	300	0	45	-	-
可変速揚水	30	300	0	45	-	-

表 4.2 各火力プラントの kWh 単価の設定値

出力 [pu]	kWh単価 [円/kWh]				
	石油(250 MW級)	石油(700 MW級)	LNG(200 MW級)	LNG(700 MW級)	GTCC
0.3 - 0.4	8.94	9.57	5.97	6.21	3.72
0.4 - 0.5	9.26	9.87	6.15	6.32	3.90
0.5 - 0.6	9.59	10.17	6.32	6.43	4.07
0.6 - 0.7	9.91	10.48	6.49	6.54	4.24
0.7 - 0.8	10.24	10.78	6.67	6.65	4.42
0.8 - 0.9	10.56	11.08	6.84	6.76	4.59
0.9 - 1.0	10.89	11.39	7.01	6.87	4.76

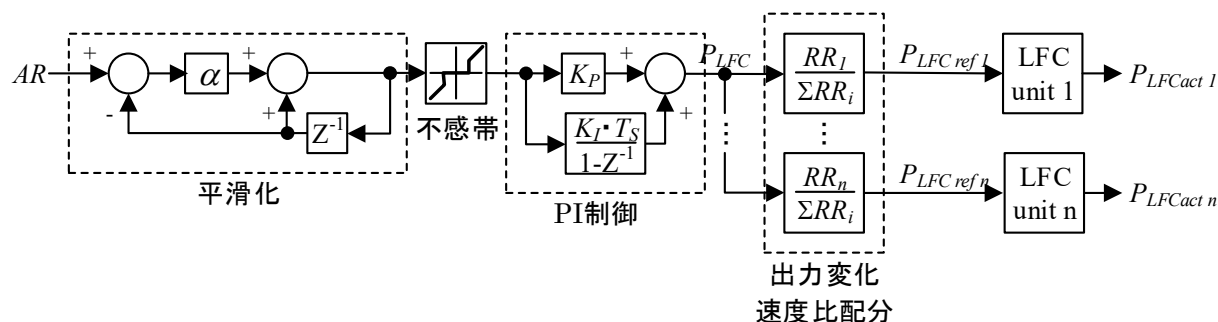


図 4.15 B エリアとケース 1 における A エリアの LFC モデル（出力変化速度比配分）

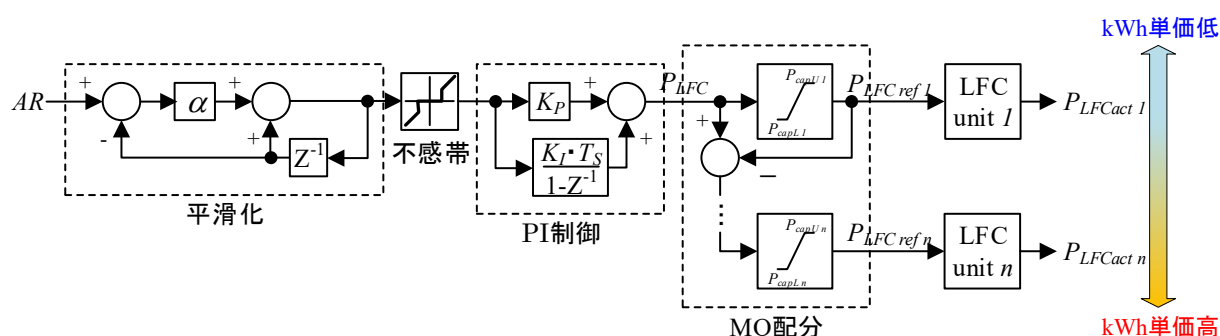


図 4.16 ケース 2 における A エリアの LFC モデル (MO 配分)

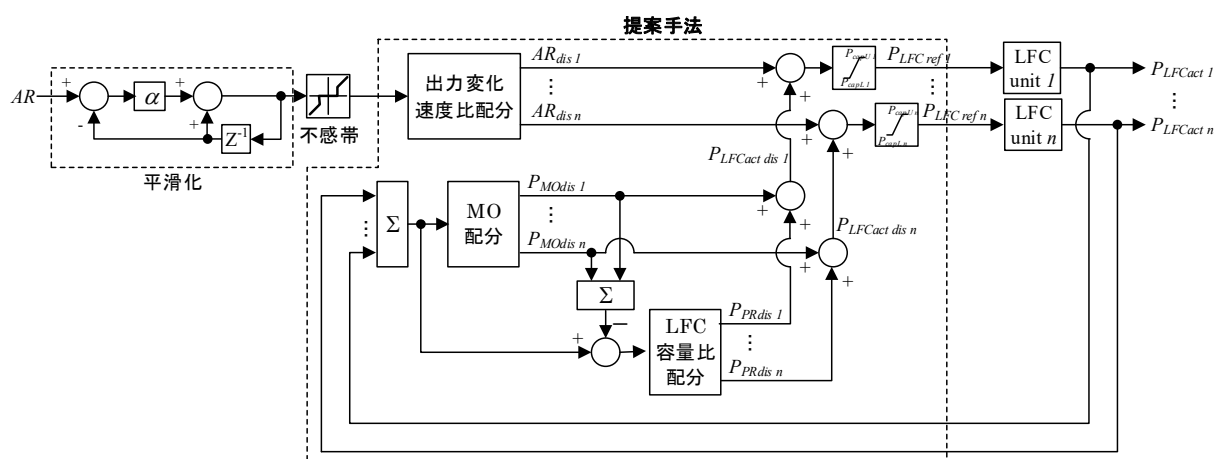


図 4.17 ケース 3, 4 における A エリアの LFC モデル（提案手法）

表 4.3 シミュレーションにおける LFC モデルの定数設定値

定数	ケース1 (PI制御+出力変化 速度比配分)	ケース2 (PI制御 +MO配分)	ケース3 (提案手法 $Y=1.0$)	ケース4 (提案手法 $Y=0.8$)
制御周期 T_s [s]	5	5	5	5
系統定数 [%MW/Hz]	10	10	10	10
平滑化係数 a	0.3	0.3	0.3	0.3
AR不感帯 [MW]	+/- 10	+/- 10	+/- 10	+/- 10
比例ゲイン K_P	1	1	-	-
積分ゲイン K_I	0.03	0.03	-	-
LFC動作量のMO配分における 出力変化可能量の設定時間 X [s]	-	-	15	15
LFC動作量のMO配分の上下限制約 におけるLFC容量の範囲 Y [pu]	-	-	1.0	0.8

各ケースにおける LFC の制御定数の設定値を表 4.3 に示す。AR の平滑化および不感帯については、AGC30 モデルの制御ブロックを用い、これらの定数設定値は全ケースで同一とした。また、ケース 3、4 の提案手法において、LFC 動作量の MO 配分の上下限制約に用いる出力変化可能量の時間窓 X 秒は試行錯誤により 15 秒とした。なお、B エリアの LFC については、ケース 1 のモデル（図 4.15）を用いた。

4.4.3. シミュレーション結果

ケース 1～4 のシミュレーションについて、A エリアにおける AR の最大値、最小値、 2σ 相当値、LFC 動作量の電力量（以下、「LFC 動作電力量」と称す）、LFC 動作コストを表 4.4 に示す。

AR の 2σ 相当値については、提案手法のケース 4 が最も低減されており、次いでケース 3、ケース 1、ケース 2 の順に小さい結果となった。一方、AR の最大変動幅（最大値、もしくは最小値の絶対値の大きい方）は、ケース 1 が最も小さく、次いでケース 4、ケース 3、ケース 2 の順となった。また、LFC 動作電力量については、ケース 1、ケース 3、ケース 4、ケース 2 の順に小さく、LFC 動作コストについては、ケース 2、ケース 3、ケース 4、ケース 1 の順に低い結果となった。

以上より、提案手法を適用したケース 3 とケース 4 は、ケース 1 の「PI 制御+出力変化速度比配分」の場合と比べて、AR に 2σ 相当値と LFC 動作コストの双方を低減できることを示した。一方、AR の最大変動幅については、提案手法の方がケース 1 と比べて大きく、特に LFC 動作量の MO 配分を LFC 容量の範囲内 ($Y=1.0$) で行ったケース 3 については、AR の最大変動幅がやや大きくなった。また、ケース 1 とケース 2 の結果から、LFC 指令値の配分方法を比例配分方式から単純な MO 配分方式に切り替えた場合、LFC 動作コストは低減されるものの、AR は増大することを確認した。続いて、得られたシミュレーション結果に対する考察を述べる。

4.4.4. シミュレーション結果の考察

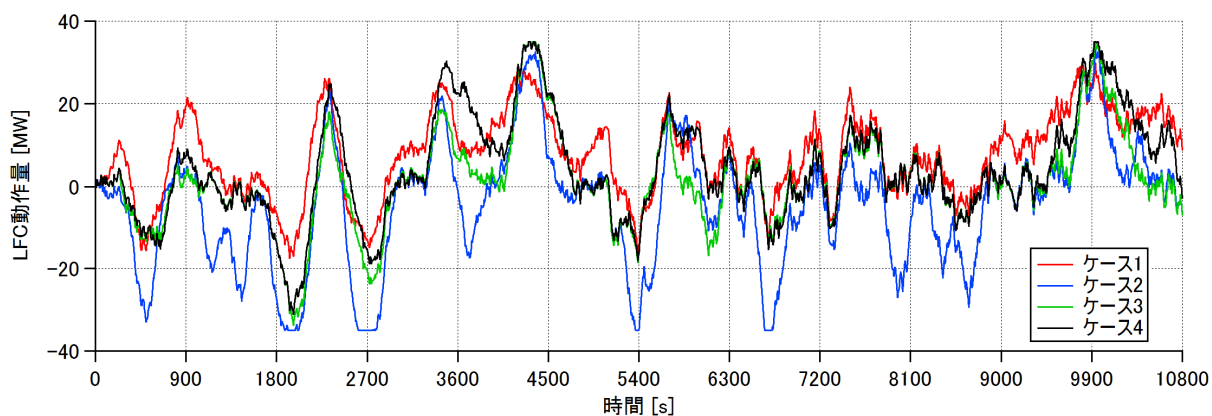
まず、ケース2の結果について考察する。各ケースにおけるNo.3の石油機とNo.18のGTCC機のLFC動作量の時系列波形を図4.18に示す。同図(a)より、kWh単価の高い石油機のLFC動作量については、MO配分を行ったケース2が他のケースと比べて低い出力で概ね推移していることがわかる。また、同図(b)より、kWh単価の安いGTCC機のLFC動作量については、ケース2が他のケースと比べて高い出力で概ね推移している。これらの結果の要因として、ケース2ではPI制御により算出されたLFC要求量を、kWh単価の順にLFC容量の範囲内で最大限配分したことが考えられる。このため、LFC動作コストは、ケース2が最も低減される結果となった。一方、ケース2はARが最も大きい結果となった。この要因として、ケース2ではLFC容量の範囲内でMO配分を行ったため、LFC要求量が小さい場合は、一部のLFC調整力のみにLFC指令値が配分され、その結果、LFCによる出力変化速度の合計が小さくなったことが考えられる。また、図4.18からわかるように、kWh単価の安い（もしくは高い）LFC調整力は、LFC動作量がLFC容量の上限值（もしくは下限値）に達しやすく、その間はLFCによる上げ方向（もしくは下げ方向）への出力変化を行なうことができない。この場合も、LFCによる出力変化速度の合計が減少するため、ARが増大すると考えられる。

次に、ケース3の提案手法の結果について考察する。図4.18(a)より、提案手法における石油機のLFC動作量は、ケース2と比べて高い出力で概ね推移していることがわかる。これは、ARの出力変化速度比配分により、石油機への出力増加方向の配分量がケース2より大きくなったためと考えられる。同様に、ARの出力変化速度比配分により、提案手法におけるGTCC機のLFC動作量はケース2と比べて低い出力で概ね推移している。このように、提案手法はケース2のMO配分の場合と比べて、ARを抑制するようにLFC調整力の出力を制御しており、その結果、提案手法はケース1の出力変化速度比配分のケースと同等以上にARを抑制できたと考えられる。

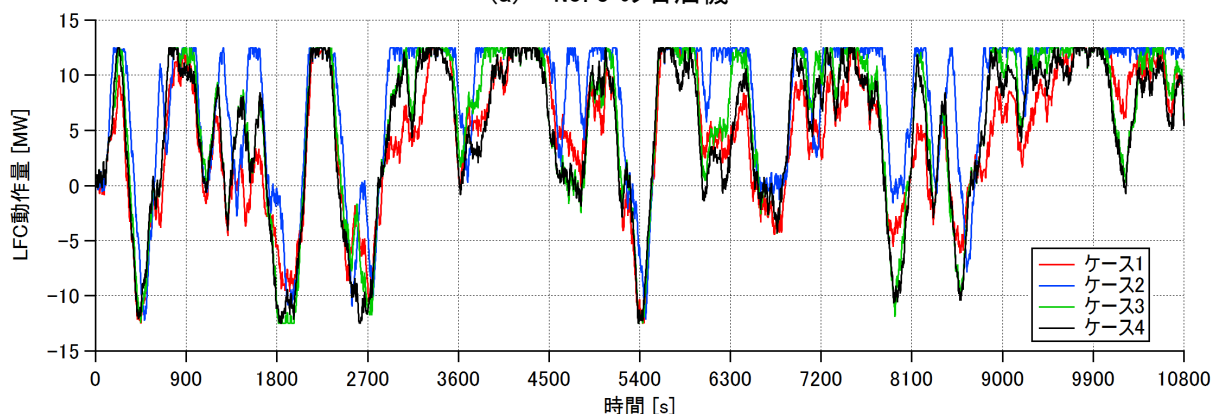
一方、提案手法における石油機のLFC動作量は、ケース1と比べて低い出力で概ね推移している。また、kWh単価が比較的安価なGTCC機のLFC動作量については、提案手法の方がケース1と比べて高い出力で概ね推移している。これらの要因はLFC動作量のMO配分と考えられる。LFC動作量をMOで配分することで、経済性の高いLFC調整力を活用することができ、その結果、提案手法はケース1と比べてLFC動作コストを低減できたと考えられる。

表 4.4 各ケースにおけるAエリアのシミュレーション結果

ケース	LFCの制御方式	AR [MW]			LFC動作電力量 [MWh]		LFC動作コスト [千円]
		最大値	最小値	2 σ 相当値	上げ方向	下げ方向	
1	PI制御+出力変化速度比配分	172.5	-162.3	104.9	203.3	36.9	1176.3
2	PI制御+MO配分	170.6	-220.3	124.3	220.4	55.5	868.4
3	提案手法 (Y=1.0)	210.7	-156.4	103.3	203.0	42.9	963.8
4	提案手法 (Y=0.8)	182.0	-155.7	99.2	206.8	40.4	1097.1



(a) No. 3 の石油機



(b) No. 18 の GTCC 機

図 4.18 各ケースにおける LFC 動作量の時系列波形の例

しかしながら、AR の最大値はケース 3 が最も大きくなった。これは、LFC 動作量の MO 配分により GTCC 機の LFC 動作量が LFC 容量の上限に達し、上げ方向に出力変化可能な LFC 調整力が減少したためと考えられる。ケース 3 で AR が最大値となった時間（4130 秒付近）の前後における、ケース 1, 3, 4 の AR および No.18 の GTCC の LFC 動作量の時系列波形を図 4.19 に示す。

図 4.19(a)より、3940 秒付近以降から、ケース 3 はケース 1 と比べて、AR が徐々に大きくなっている様子が見られる。このとき、ケース 1 における GTCC 機の LFC 動作量は 4100 秒付近まで徐々に増加しているが、ケース 3 では、3860 秒付近から LFC 容量の上限（12.5 MW）付近で推移していることがわかる。すなわち、ケース 3 では LFC で GTCC 機の出力を増加することができない。このため、LFC による上げ方向の出力変化速度の合計がケース 1 よりも小さくなり、その結果、ケース 3 の AR の最大値はケース 1 よりも増大したと考えられる。

ケース 3 において、GTCC 機の LFC 動作量が LFC 容量の上限に達する時間がケース 1 より長くなった要因として、LFC 動作量の MO 配分が挙げられる。LFC 動作量の MO 配分により、kWh 単価の安価な LFC 調整力には上げ方向の LFC 動作量が、高価な LFC 調整力には下げ方向の LFC 動作量が配分されやすくなる。

一方、図 4.19(a)より、MO 配分の上下限値を「LFC 容量の」80 %以内 ($Y=0.8$) としたケース 4 では、ケース 3 と比べて AR の最大値が抑制されていることがわかる。図 4.19(b)より、No.18 の

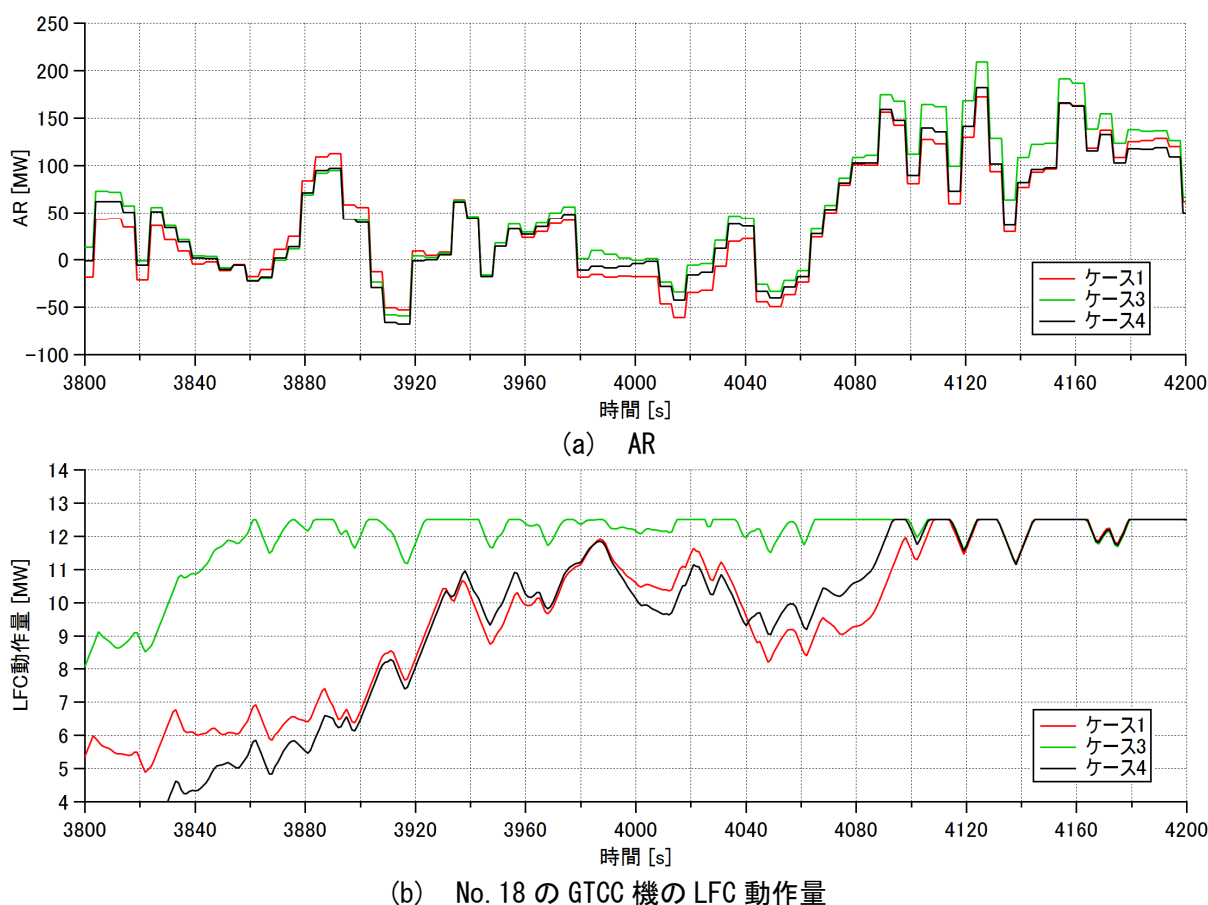


図 4.19 ケース 1 とケース 3 における AR と No. 18 の GTCC 機の LFC 動作量 (3800~4200 秒)

GTCC 機の LFC 動作量はケース 1 と同様の応動となっており、kWh 単価の安価な GTCC 機に上げ方向の LFC 動作量が偏在化することを防止できていることがわかる。これにより、ケース 4 はケース 3 と比べて AR の変動を抑制できたと考えられる。

一方、LFC 動作コストについては、ケース 4 はケース 3 と比べて増大する結果となった。これは、LFC 動作量の MO 配分の範囲をケース 3 の場合よりも限定したためと考えられる。前述の通り、ケース 4 では安価な GTCC 機に上げ方向の LFC 動作量が偏在化することを防止できているが、これはすなわち、GTCC 機よりも高価な LFC 調整力で上げ調整を行っているということになる。例えば図 4.18(a)に示すように、ケース 4 における No.3 の石油機の出力は、ケース 3 と比べて高い出力で推移していることがわかる。ただし、ケース 1 と比べるとケース 4 における LFC 動作コストは低減しており、MO 配分の上下限值における「LFC 容量の Y_{pu} 以内」を適切に設定することで、AR と LFC 動作コストの双方を低減できると考えられる。したがって、提案手法を実系統に導入する際には、LFC 動作量の MO 配分における定数設定値を十分に検討することが重要である。

4.5 実システムモデルによる提案手法の効果検証

前節では電気学会の AGC30 モデルを活用したシミュレーションにより、提案手法の有効性を検証した。本節では、実システムに提案手法を適用した場合の有効性検証として、第 3 章で開発した関西エリアのモデルを用いてシミュレーションを行う。

4.5.1 シミュレーションモデル

シミュレーションモデルの全体概要を図 4.20 に示す。同モデルは関西エリアと他エリアの 2 エリア構成とした。図 4.20 における変数の内容を以下に示す。

- f : 周波数 [Hz] (関西エリアと他エリアの周波数は同一)
- Δf : 周波数偏差 [Hz] (関西エリアと他エリアの周波数偏差は同一)
- $\Delta P_K, \Delta P_O$: 関西エリアおよび他エリアの需給偏差 [MW] (連系線潮流偏差分を除く)
- ΔPT : 関西エリアと他エリア間における交流連系線潮流偏差 {MW} (関西エリア向きを正)
- H_K, H_O : 関西エリアおよび他エリアの慣性 [MWs]
- K_{LK}, K_{LO} : 関西エリアおよび他エリアの負荷の周波数特性 [MW / Hz]
- T_{GO} : 他エリアの発電機出力における一次遅れ時定数 [s]

関西エリアの発電プラントモデルは、汽力 19 機、GTCC13 機、固定速揚水 7 機、可変速揚水 2 機、一般水力 12 機の計 53 機で構成した。また、LFC については、実際の関西の LFC を詳細に模擬したモデルと、提案手法のモデルの 2 通りとした。なお、EDC 指令値については、モデルによるシミュレーション中での計算は行わず、時系列データで模擬した (入力データとして与えた)。

他エリアについては、周波数に対する応動のみを簡易に模擬した。具体的には、GF による発電プラントの出力変化をゲイン要素と一次遅れ要素でモデル化し、周波数特性による負荷の変化をゲイン要素でモデル化した。また、他エリアの需要については、短周期の変動、具体的には、中部、北陸、中国、四国、九州の 5 エリアの AR の合計相当の変動を時系列データで与えた。

関西エリアにおける現状の LFC のロジックの概要^[10]について述べる。関西エリアの LFC は演算周期および制御周期が 0.5 秒であり、LFC の指令の形態としては、パルス (出力の増減信号) が採用されている。AR が以下の条件のいずれかを満たすと、全ての LFC 調整力にパルスが送信され、パルスを受信した各 LFC 調整力は最大の変化速度で出力を増減する。なお、以下の制御判定は AR が不感帯以下になるとリセットされる。

- AR の不感帯 ($\pm 120\text{MW}$) を超過した分の積算値の大きさが 200MWs 以上となる。
- AR が不感帯 ($\pm 120\text{MW}$) を超過した時間が 10 秒以上継続する。

現状の関西エリアの LFC を模擬したモデルの概要を図 4.21 に示す。また、シミュレーションにおける提案手法の LFC のモデルを図 4.22 に示す（図 4.17 の再掲）。なお、上述の通り、関西エリアの現状の LFC 指令値はパルスで送信されるが、提案手法は数値（MW）形式の LFC 指令値を各 LFC 調整力に送信する。関西エリアの既設の発電プラントは現状のパルス形式以外の LFC 指令値を受信することはできないが、後述のシミュレーションでは数値形式の LFC 指令値を受信できるよう、発電プラントのユニットマスタのモデルを一部変更した。

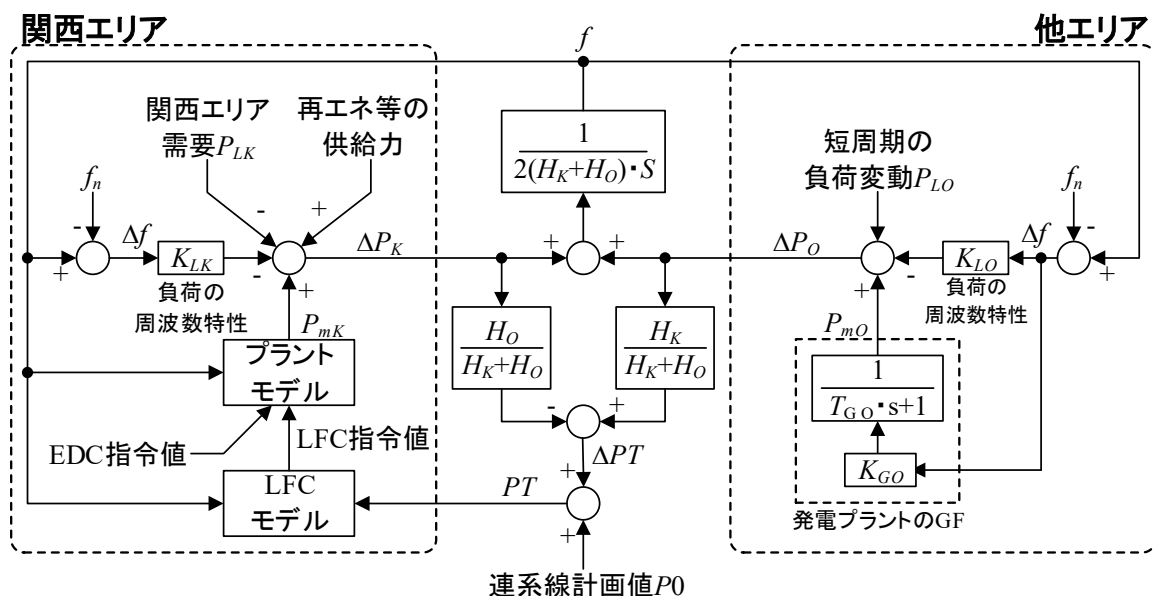


図 4.20 シミュレーションにおける系統モデル（関西エリアと他エリアの2エリアモデル）

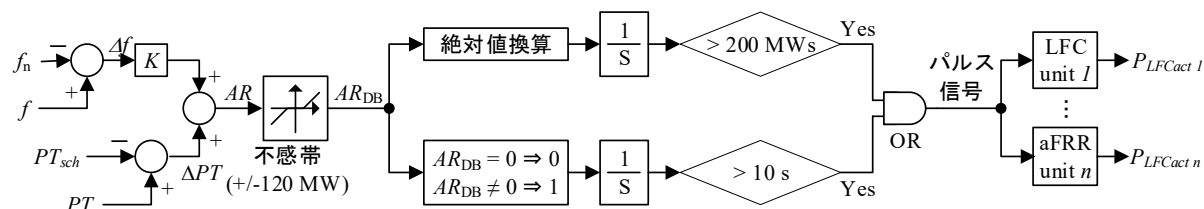


図 4.21 現状の関西エリアの LFC モデル

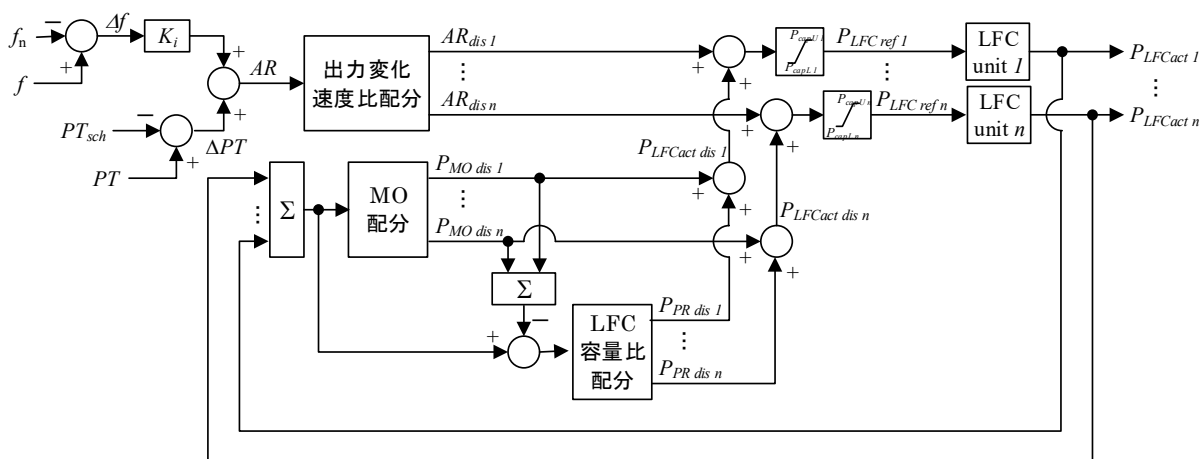


図 4.22 関西エリアモデルで用いる提案手法の LFC モデル

4.5.2 シミュレーション条件

シミュレーションは夏季の任意の1日（24時間）を対象に行った。関西エリアの総需要のグラフを図4.23に示す。また、本シミュレーションでは、需要や連系線潮流の計画値、発電プラントの起動停止（運転台数）、EDC 指令値を時系列データで模擬した。なお、これらの時系列データには関西エリアの中給における計測データを用いた。

シミュレーションにおける関西エリアの発電プラントの運転状況の一例として、午前9時における火力発電プラントの運転状況を表4.5に示す。同表に示す通り、午前9時においては、石炭機以外の全ての種類の火力発電プラントから1台以上がLFC調整力として選定されていた。なお、GFについては、並列中の全発電プラントモデルを対象とした。また、各火力発電プラントにおける出力帯毎のkWh単価を表4.6に示す。

関西エリアのLFCモデルについては、以下の2通りでシミュレーションを実施した。

Case 1: 現状の関西エリアのLFCを詳細に模擬したモデル（図4.21のモデル）

Case 2: 提案手法のLFCのモデル（図4.22のモデル）

各ケースにおけるLFCの制御定数の設定値を表4.7に示す。なお、提案手法において、LFC動作量のMO配分の上下限制約に用いる出力変化可能量の時間窓 X 秒は5秒とし、MO配分ではLFC容量を100%活用できるとした（ $Y=1.0$ とした）。

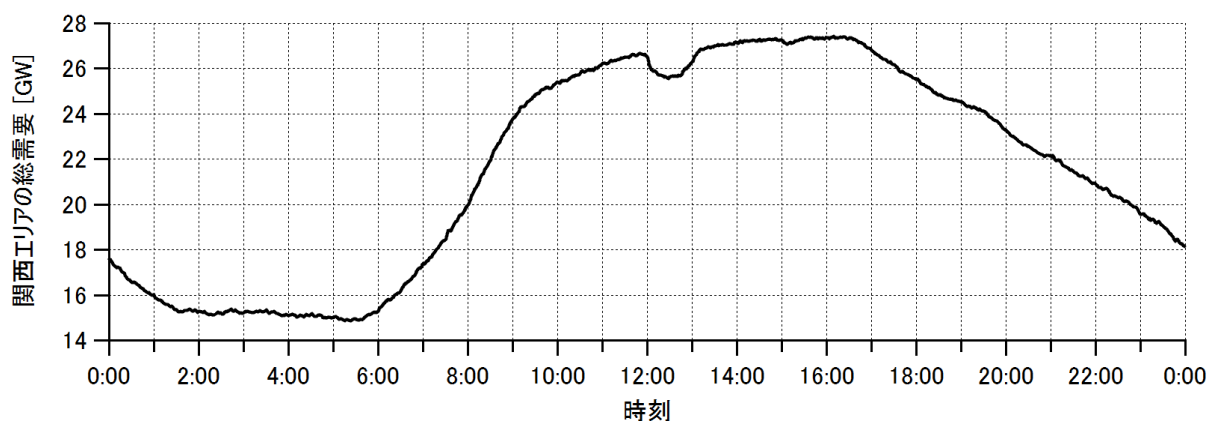


図 4.23 シミュレーションにおける関西エリアの総需要

表 4.5 午前 9 時における火力発電プラントの運転状況

タイプ	No.	定格出力 [MW]	並列状況	LFC対象設備	LFCによる出力変化速度 [MW/min]
石油	1	600.0	○	○	24.0
	2	600.0	○	○	24.0
	3	450.0	-	-	11.3
	4	450.0	-	-	11.3
	5	600.0	-	-	15.0
	6	600.0	-	-	15.0
	7	600.0	-	-	24.0
	8	600.0	○	-	24.0
	9	600.0	○	○	24.0
石炭	10	900.0	-	-	45.0
	11	900.0	○	-	27.0
LNG	12	375.0	○	-	30.0
	13	375.0	-	-	30.0
	14	375.0	○	○	30.0
	15	600.0	○	○	18.0
	16	600.0	○	○	15.0
	17	600.0	○	○	24.0
	18	600.0	○	○	24.0
	19	600.0	○	○	24.0
GTCC (MACC)	20	486.5	○	○	24.3
	21	486.5	○	○	24.3
	22	486.5	○	○	24.3
	23	486.5	○	○	24.3
	24	486.5	-	-	24.3
	25	486.5	○	○	24.3
	26	400.0	○	○	20.0
	27	400.0	○	○	20.0
	28	400.0	○	○	20.0
	29	400.0	○	○	20.0
	30	400.0	○	○	20.0
GTCC (ACC)	31	729.6	○	○	28.2
	32	713.0	○	○	28.2

* MACC: Most Advanced Combined Cycle, ACC: Advanced Combined Cycle

表 4.6 LFC 対象の火力発電プラントの kWh 単価

出力 [pu]	kWh単価 [円/kWh]			
	石油	LNG	ACC	MACC
0.3 - 0.4	11.2	8.6	5.7	5.3
0.4 - 0.5	11.6	8.8	5.9	5.5
0.5 - 0.6	12.0	9.0	6.1	5.7
0.6 - 0.7	12.4	9.2	6.3	5.9
0.7 - 0.8	12.8	9.4	6.5	6.1
0.8 - 0.9	13.2	9.6	6.7	6.3
0.9 - 1.0	13.6	9.8	6.9	6.5

* 出力 [pu]は定格出力ベース。

表 4.7 各ケースにおける LFC モデルの定数設定値

定数	ケース1 (現状の関西エリアのLFCのモデル)	ケース2 (提案手法)
制御周期 T_s [s]	0.5	1.0
系統定数 [%MW/Hz]	10	10
AR不感帯 [MW]	+/- 120	-
LFC動作量のMO配分における 出力変化可能量の設定時間 X [s]	-	5.0
LFC動作量のMO配分の上下限制約 におけるLFC容量の範囲 Y [pu]	-	1.0

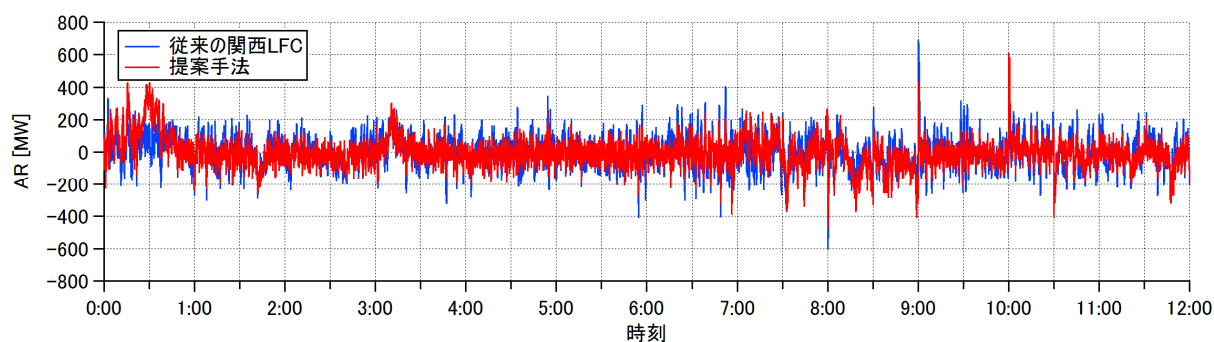
4.5.3 シミュレーション結果

各ケースのシミュレーション結果として、関西エリアにおける AR の最大値、最小値、 2σ 相当値、LFC 動作電力量、ならびにモデル化した発電プラントの総発電電力量に対するコスト（以下、「総発電コスト」と称す）の増減量（ケース 1 基準）を表 4.8 に示す。本シミュレーションでは、EDC 指令値を時系列データで模擬したため、各ケースで EDC 指令値は同一である。したがって、ケース間における総発電コストの差は、概ね LFC 調整力の出力応動の差によって生じたものといえる。なお、本シミュレーションにおけるモデル化した発電プラントの総発電電力量は約 224.5 GWh であり、この総発電電力量に占める LFC 動作電力量の割合は、上げ方向と下げ方向共に 1% 程度であった。

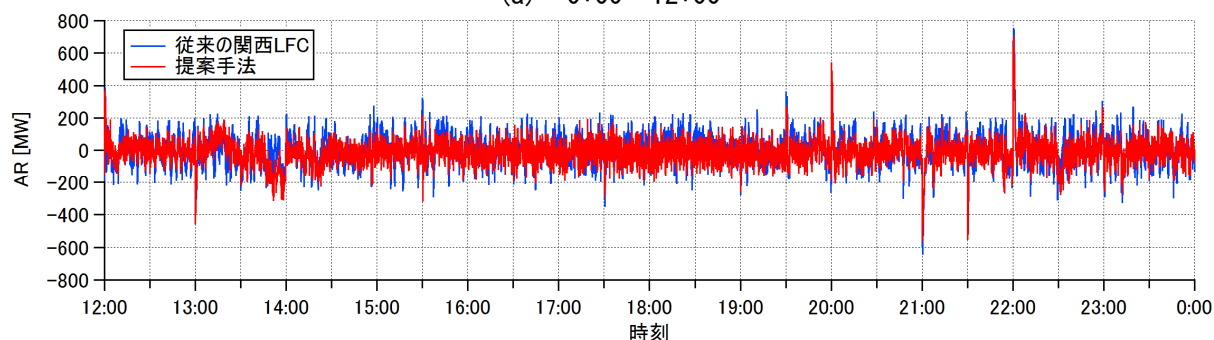
表 4.8 より、提案手法は現状の関西エリアの LFC（以下、「従来の関西 LFC」と称す）と比べて、AR の最大値、最小値、最小値、 2σ 相当値、LFC 動作電力量、総発電コストのいずれも低減された。各ケースにおける AR の時系列波形および LFC 動作量合計の時系列波形（上げ下げ別）を図 4.24 と 4.25 にそれぞれ示す。図 4.24 より、提案手法は従来の関西 LFC と比べて、おおよそ全ての時間帯において AR を抑制できていることがわかる。また、図 4.25 より、時々刻々の LFC 動作量についても、提案手法は従来の関西 LFC と比べて、上げ方向と下げ方向共におおよそ全ての時間帯で低減できている。シミュレーション結果の考察については、次項で述べる。

表 4.8 各ケースにおける関西エリアのシミュレーション結果

ケース	LFCの制御方式	AR [MW]			LFC動作電力量 [MWh]		ケース1を基準とした 総発電コストの増減 [百万円]
		最大値	最小値	2 σ 相当値	上げ方向	下げ方向	
1	現状の関西エリアのLFC	644.5	-752.8	190.2	2516.0	2276.6	-
2	提案手法	561.9	-703.8	177.5	1771.0	1935.6	-4.5

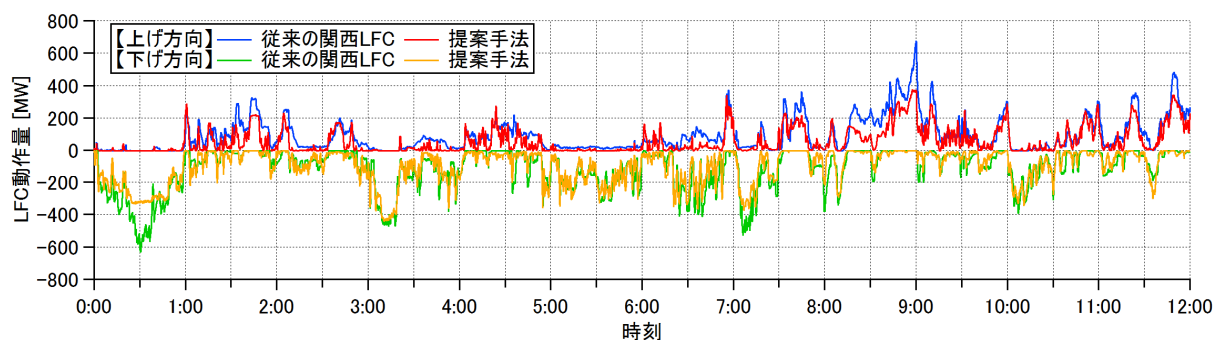


(a) 0:00~12:00

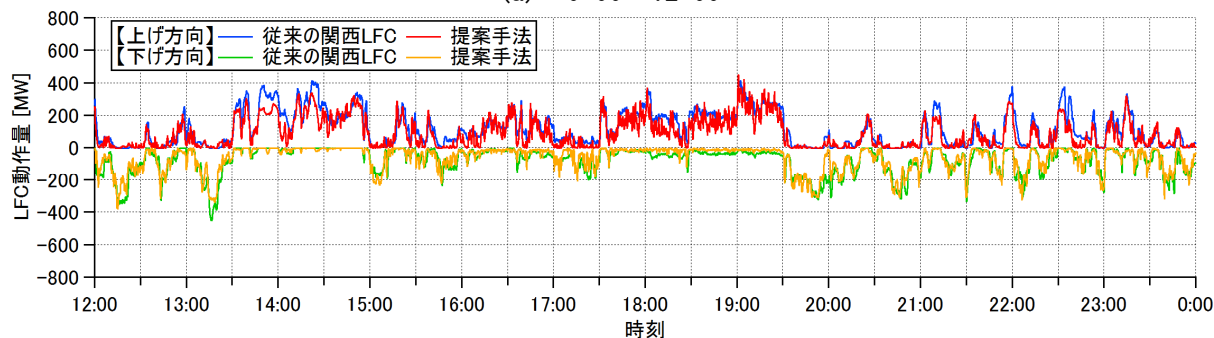


(b) 12:00~24:00

図 4.24 各ケースにおける AR の時系列波形



(a) 0:00~12:00



(b) 12:00~24:00

図 4.25 各ケースにおける LFC 動作量合計の時系列波形（上げ下げ別）

4.5.4 シミュレーション結果の考察

提案手法を用いた場合、従来の関西 LFC の場合と比べて AR は抑制される結果となった。この要因の一つとして、提案手法は AR に対する不感帯を設けていないことが挙げられる（従来の関西 LFC は、AR に対して ± 120 MW の不感帯を設けている）。5～6 時における AR と合計の LFC 動作量の時系列波形を図 4.26 に示す。同図より、提案手法の場合は従来の関西 LFC の場合と比べて、比較的小さな AR に対して LFC 動作量がより大きく変化していることがわかる。換言すると、提案手法は比較的小さな AR に対しても LFC 調整力を動作させるため、従来の関西 LFC の場合と比べて AR が低減されたと考えられる。

一方、提案手法では AR の不感帯を設けていない、すなわち LFC 調整力の動作機会が従来の関西 LFC と比べて増加するにもかかわらず、上げ方向と下げ方向の LFC 動作電力量は低減された。この要因として、提案手法では LFC 動作量を合算するため、上げ方向と下げ方向の LFC 動作量が混在している場合に、それらがネッティングされることが挙げられる。すなわち、従来の関西 LFC では上げ方向と下げ方向の LFC 動作量が混在していたが、提案手法ではそれらをネッティングすることにより、LFC 動作電力量が低減されたと考えられる。具体例として、図 4.25 で示した LFC 動作量の時系列波形について、5～6 時の拡大図を図 4.27 に示す。同時時間帯は下げ方向の LFC 動作量が支配的であった。このとき、従来の関西 LFC では上げ方向の LFC 動作量が一定程度発生しているが、提案手法ではほとんど 0 で推移していることがわかる。

各火力発電プラントにおける 1 日の LFC 動作電力量のグラフを図 4.28 に示す。同図(a)より、提案手法では従来の関西 LFC と比べて、kWh 単価の最も安い MACC の上げ方向の LFC 動作電力量が増加していることがわかる。一方、下げ方向の LFC 動作電力量については、MACC の分が減少し、kWh 単価の最も高い石油機の方が増加していることがわかる。この要因として LFC 動作量の MO 配分が挙げられ、上げ方向については kWh 単価の安価な LFC 調整力に、下げ方向については kWh 単価の高価な LFC 調整力に LFC 動作量が配分されたためと考えられる。その結果、提案手法は従来の関西 LFC と比べて、総発電コストを低減することができたと考えられる。なお、kWh 単価が比較的安価な ACC の下げ方向の LFC 動作電力量は、提案手法の方が従来の関西 LFC よりも増加している。この要因の一つとして、AR の出力変化速度比配分が考えられる。No. 31 と No. 32 の ACC は、他の火力プラントと比べて出力変化速度がやや大きいため、AR 配分量が比較的大きくなったと考えられる。また、ACC の kWh 単価は MACC と比べると高いため、MACC の下げ方向の LFC 動作電力量が減少した分、ACC の下げ方向の LFC 動作電力量が増加した（MACC の分の一部を ACC に持ち替えた）ということも考えられる。

なお、同様のシミュレーションを軽負荷期等の他の断面に対しても実施しており、今回のシミュレーションと同様の結果が得られている。これらの結果から、提案手法は実系統に適用可能であり、AR や LFC 動作量、LFC 動作コストの低減に資すると考えられる。

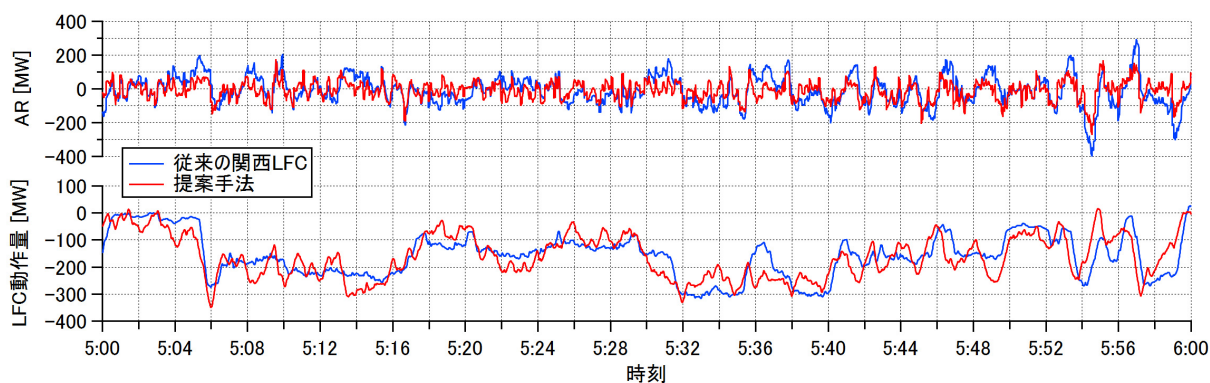


図 4.26 5～6 時における AR と LFC 動作量の時系列波形

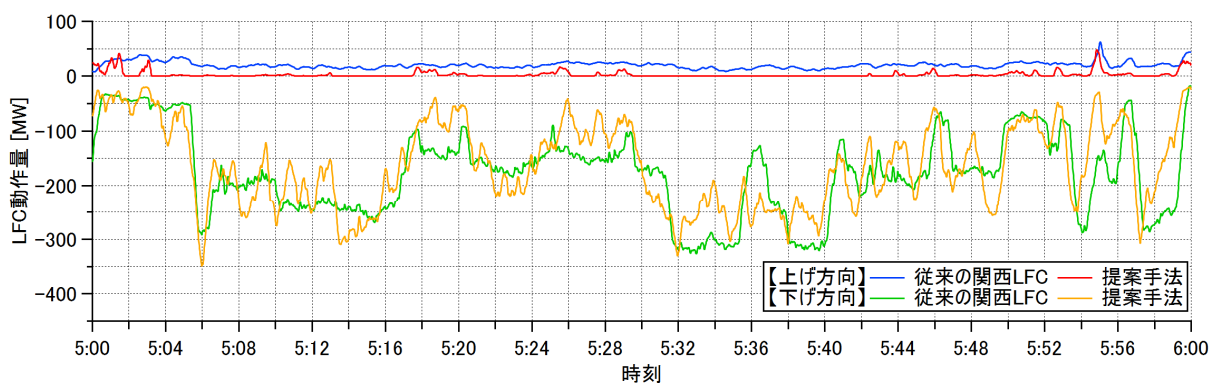
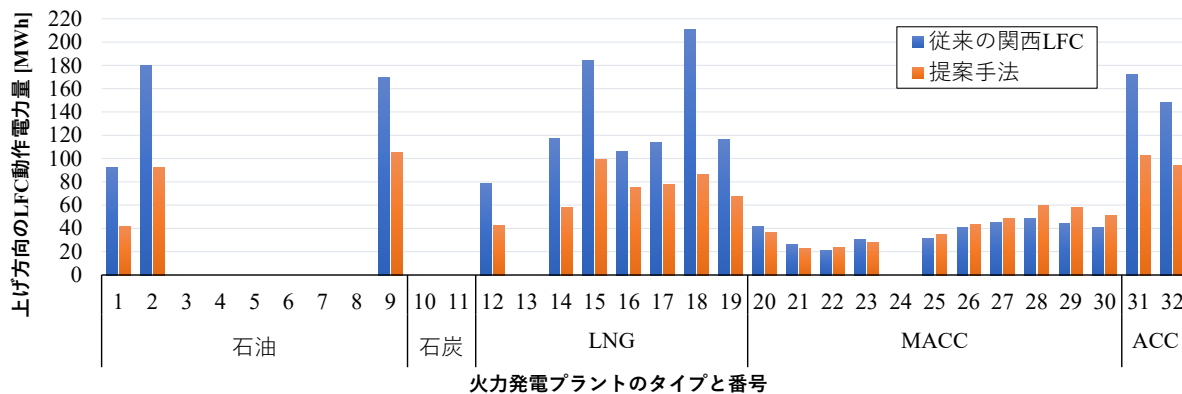
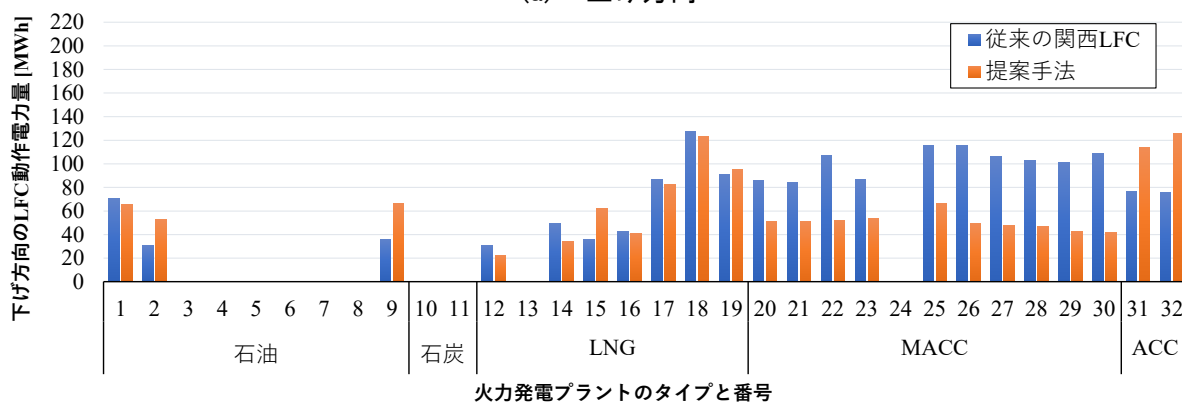


図 4.27 5～6 時における上げ方向と下げ方向の LFC 動作量の時系列波形



火力発電プラントのタイプと番号

(a) 上げ方向



火力発電プラントのタイプと番号

(b) 下げ方向

図 4.28 各火力発電プラントの LFC 動作電力量

4.6 結言

本章では広域 LFC の検討の端緒として、単一エリアを対象とした LFC について、エリア内の需給偏差と LFC 動作コストの双方を低減する手法を検討、提案した。

提案手法の有効性検証として、AGC30 モデルおよび第 3 章で構築した関西エリアのモデルによるシミュレーションを行い、提案手法は AR や LFC 動作電力量、LFC 動作コストを従来の LFC と比べて低減できることを示した。また、関西エリアモデルを用いたシミュレーション結果から、提案手法は実システムに対して有用な手法であると考えられる。

次章では、本章で提案した LFC 手法をベースに、広域 LFC の制御手法の検討を行う。

第5章

連系系統の周波数変動と周波数調整コストの 双方を低減する広域負荷周波数制御の提案

5.1 緒言

わが国では、より効率的かつ経済的な調整力の調達・運用を目的とし、2021年4月1日より需給調整市場（表5.1、文献[1]を基に作成）が開設された^[1]。また、2022年度時点では、需給調整市場で扱われる調整力のうち、三次調整力①、②の広域調達および広域運用が行われている^[2]。今後、広域調達と広域運用の対象は順次拡大され、LFCで用いられる二次調整力①（LFC調整力）については、2026年度から広域運用、2027年度から広域調達の開始が予定されている^[3]。

LFC調整力の広域運用、すなわち広域LFCについては、現状のLFCの制御方式や制御周期がエリア毎に異なるため（表5.2、文献[4]を基に作成）、広域LFCの導入による周波数品質への影響が懸念されている^[4]。また、調整力の広域運用の目的の一つとして、「調整力の安価な運用」があり、広域LFCではMO方式の採用が求められている^[5]。しかしながら、一般に周波数品質とLFC動作コストはトレードオフの関係にあり、MO方式の採用による需給偏差の増大が、欧州の検討において報告されている^{[6],[7]}。

表 5.1 需給調整市場で取引される商品の主な要件

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン（自端制御）	オンライン（LFC信号）	オンライン（EDC信号）	オンライン（EDC信号）	オンライン
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内	2025年度以前: 45分以内 2025年度以降: 60分以内
継続時間	5分以上	30分以上	30分以上	3時間	2025年度以前: 3時間 2025年度以降: 30分
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－（自端制御）	0.5～数十秒	1～数分	1～数分	30分

表 5.2 各エリアにおける LFC 機能の仕様の差異

項目	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
演算周期 [s]	3.0	5.0	1.0	5.0	2.0	0.5	2.0	2.0	5.0	2.0
制御周期 [s]	3.0	5.0	1.0	10.0	30.0	0.5	10.0	20.0	5.0	2.0
指令値の形態	数値	数値	パルス	パルス	数値	パルス	数値	数値	数値	数値

一方、海外では米国やドイツにおいて、広域 LFC がわが国に先行して導入されている^{[8]-[10]}。しかしながら、米国の広域 LFC の主な目的は各エリアの AR および LFC 動作量の低減であり、また、ドイツの広域 LFC の主な目的は LFC 動作量および LFC 動作コストの低減である。したがって、周波数変動と LFC 動作コストの双方の低減を目的とした広域 LFC は実現されていない。

そこで、本章では周波数変動と LFC 動作コストの双方を低減する広域 LFC 手法を提案する。また、提案手法の有効性を第 3 章で開発した日本の電力系統モデルを活用したシミュレーションにより検証する。

5.2 欧米における広域負荷周波数制御の先行事例

本節では、米国とドイツで導入されている広域 LFC について概説するとともに、両者の手法の得失を整理する。

5.2.1 広域負荷周波数制御の基本概念

広域 LFC の基本的な概念図を図 5.1 に示す。また、同図中における変数の内容を以下に示す。

- f_n : 基準周波数 [Hz]
- f : 周波数 [Hz]
- Δf : 周波数偏差 [Hz]
- PT_{schi} : エリア i における連系線潮流の計画値 [MW] (受電方向を正)
- PT_i : エリア i における連系線潮流 [MW] (受電方向を正)
- ΔPT_i : エリア i における連系線潮流偏差 [MW] (受電方向を正)
- AR_i : エリア i における AR [MW]
- $AR_{cor i}$: エリア i における補正 AR [MW]
- $P_{cor i}$: エリア i における補正量 (融通量) [MW] (他エリアへの送電方向を正)
- $P_{LFC ref i, j}$: エリア i における j 番目の LFC 調整力への LFC 指令値 [MW]
- $P_{LFC act i, j}$: エリア i における j 番目の LFC 調整力の LFC 動作量 [MW]
- N : 広域 LFC に参加しているエリアの数
- n : エリア i における LFC 調整力の数

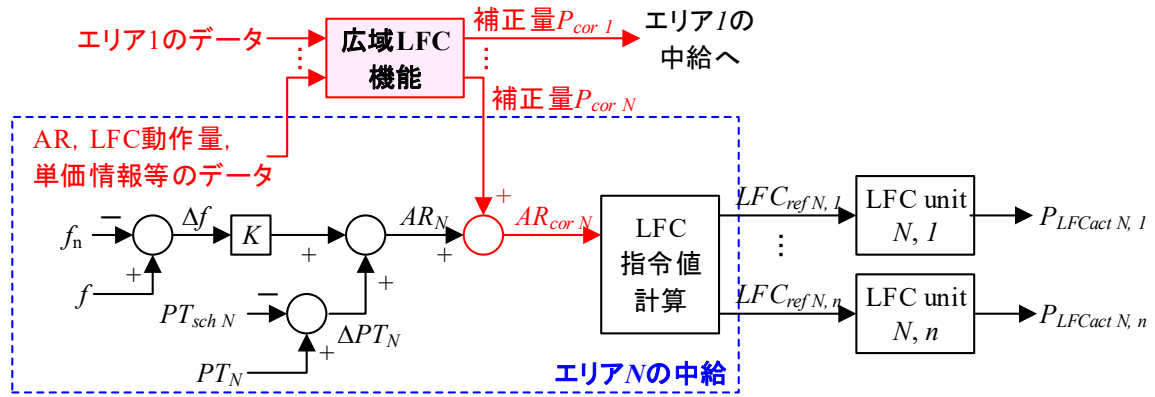


図 5.1 広域 LFC の基本的な概念図

広域 LFC では、中央演算装置（以下、「広域 LFC 機能」と称す）において、各エリアから収集したデータを基に、エリア間の電力の融通量（以下、「補正量」と称す）を算出する。この補正量は広域 LFC 機能から各エリアの中給に送信され、各エリアの中給では、元々の AR にこの補正量を加算した「補正 AR」を解消するように LFC を行う。例えば、図 5.1 のエリア N における元々の AR が 100 MW、広域 LFC 機能から送信された補正量が 100 MW の場合、エリア N では補正 AR=200 MW を解消するように LFC を行う。換言すると、エリア N では自エリアの AR=100 MW を解消することに加え、他エリアに LFC 調整力を 100 MW 融通するように LFC を行う。

米国とドイツで導入されている広域 LFC では、この補正量の算出方法がそれぞれ異なる。それぞれの補正量の算出方法を以下に述べる。

5.2.2 米国の広域負荷周波数制御

米国ではエリアの”Area Control Error” (ACE)（日本における AR と同義。ただし、符号は AR と逆）および LFC 動作量の低減を目的とし、”Area Control Error Diversity Interchange” (ADI) と呼ばれる手法で広域 LFC が行われている^{[8],[9]}。なお、上述の通り、ACE と AR は同義であるため、以下では AR に統一する。

ADI の概要を図 5.2 に示す。ADI では、まず広域 LFC 機能で各エリアの AR を収集し、それらを合算する。次に合算後の AR を、合算後の AR と同方向の AR が発生しているエリアに、元の AR の大きさの比率で配分する^[8]。具体的な配分式を以下に示す。

$$AR_{dis i} = \begin{cases} \sum_{k=1}^N AR_k \cdot \frac{\max(AR_i, 0)}{\sum_{k=1}^N \max(AR_k, 0)} \cdots \left(\text{if } \sum_{k=1}^N AR_k \geq 0 \right) \\ \sum_{k=1}^N AR_k \cdot \frac{\min(AR_i, 0)}{\sum_{k=1}^N \min(AR_k, 0)} \cdots \left(\text{if } \sum_{k=1}^N AR_k < 0 \right) \end{cases} \quad (5.1)$$

$AR_{dis i}$: エリア i への AR 配分量 [MW]

AR_k : エリア k の AR [MW]

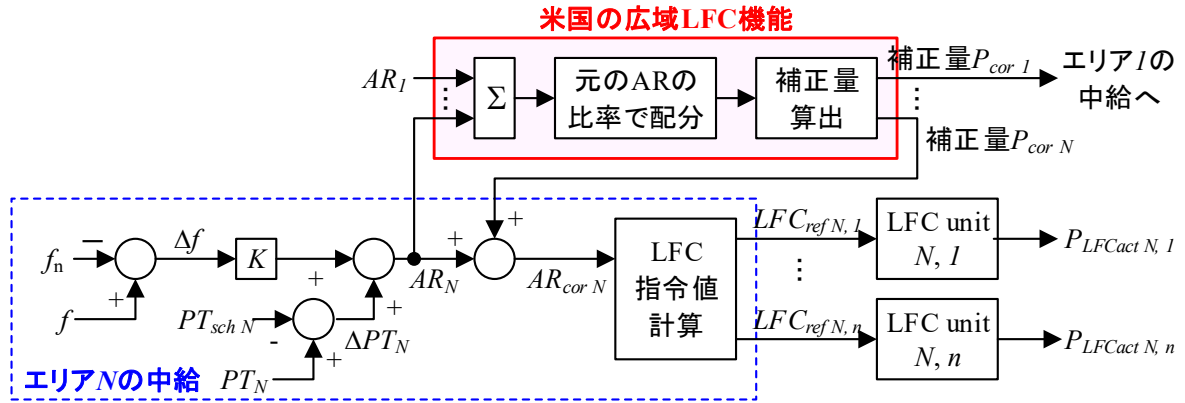


図 5.2 米国の広域 LFC (ADI) の概要

AR の合算により、エリア間で逆方向の AR が発生した場合、それらはネッティングされる。また、その場合の AR の配分量は、合算後の AR と逆方向に AR が発生しているエリアに対しては 0 となり、同方向に AR が発生しているエリアは、AR がネッティングされたことにより、元の AR よりも減少する。一方、AR がネッティングされなかった場合は、AR 配分量は元の AR と同値となる。したがって、ADI における AR 配分量の大きさは元の AR の大きさ以下となる。なお、AR のネッティングや配分の際は、各エリアの LFC 調整力の量や変化速度、エリア間連系線の制約（空容量等）等が考慮される。

各エリアの AR の補正量は、AR の配分量と元の AR の差分により算出される。

$$P_{cori} = AR_{disi} - AR_i \quad (5.2)$$

ADI で広域 LFC を行った場合における補正量の算出例を図 5.3 に示す。同図の例では、エリア 1～3 の 3 エリアで広域 LFC を行った場合を想定している。また、簡単のためエリア間の連系線の制約は考慮していない。同図に示す通り、エリア 1 で 50 MW、エリア 2 で -60 MW、エリア 3 で 100 MW の AR が発生した場合を考える。このとき、AR の合算値は 90 MW であるため、各エリアへの AR 配分量は式(5.1)より、エリア 1 に 30 MW、エリア 2 に 0 MW、エリア 3 に 60 MW となる。したがって、各エリアへの補正量は式(5.2)より、エリア 1 は -20 MW、エリア 2 は 60 MW、エリア 3 は -40 MW となる。ADI における補正量は他エリアへの AR の融通量に相当し、この場合はエリア 2 で発生した -60 MW の AR を、エリア 1 に -20 MW、エリア 3 に -40 MW 融通することとなる（エリア 2 の余剰電力を、エリア 1 と 3 に AR の大きさの比率 1 : 2 で送電する）。

上記で算出された補正量が広域 LFC 機能から各エリアの中給に送信され、各エリアの中給では元の AR に補正量を加算した補正 AR を解消するように LFC を行う。簡単のため、補正量の計算時間や各種データの送受信の遅延がないとすると、本例における補正 AR はエリア 1 が 30 MW、エリア 2 が 0 MW、エリア 3 が 60 MW となり（AR 配分量と同値となり）、元の AR より小さくなる。このように、エリア間で AR がネッティングされた場合は、各エリアの補正 AR は元の AR よりも小さくなるため、LFC 動作量の低減を図ることができる。また、AR の合算値と逆方向に AR が発生していたエリアの補正 AR は 0 となるため、連系系統全体の需給偏差の解消を妨げる LFC 調整力の発動を防ぐことができる。このため、ADI では周波数変動の低減も期待できる。

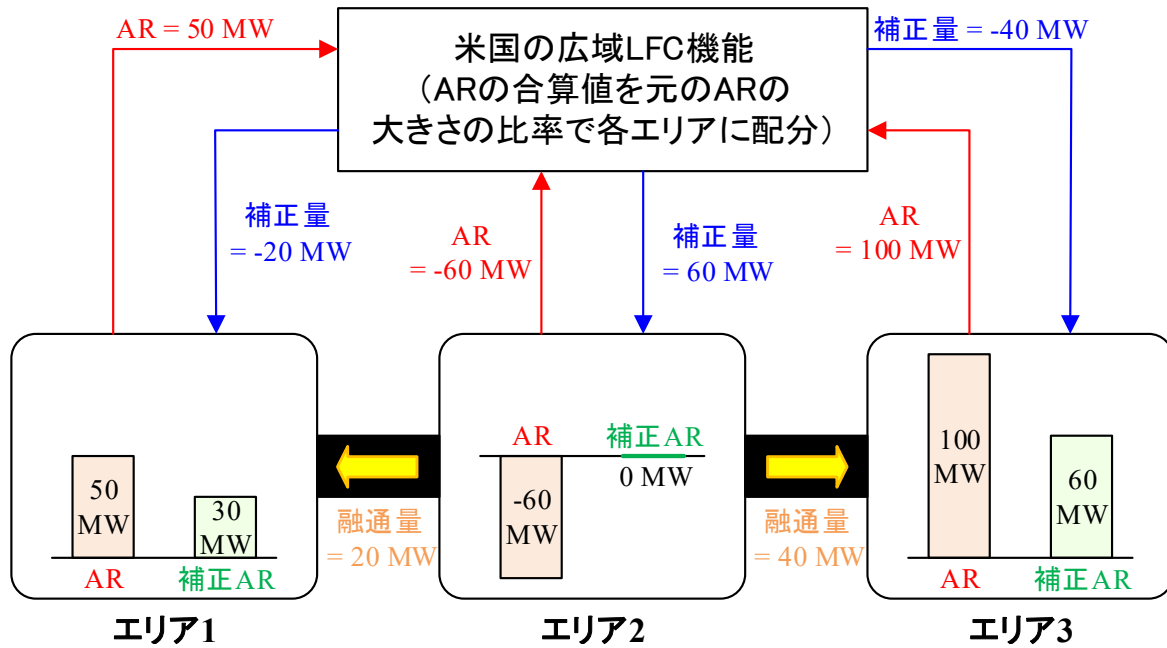


図 5.3 米国の広域 LFC (ADI) における補正量の算出例

5.2.3 ドイツの広域負荷周波数制御

ドイツでは LFC 動作量と LFC 動作コストの低減を目的として広域 LFC が行われており, "Control Demand Model" (CDM) と呼ばれる手法が採用されている^{[10], [11]}。

CDM の概要を図 5.4 に示す。米国の広域 LFC で採用されている ADI では, 広域 LFC 機能で AR を収集, 合算し, それを各エリアに配分して AR の補正量を算出していた。一方, CDM では AR に加え現在の LFC 動作量も広域 LFC 機能で収集し, 合算する。これにより, AR に加え, エリア間で逆方向に発生している LFC 動作量についてもネッティングすることができる。換言すると, AR のネッティングにより, 「今後」LFC 調整力がエリア間で逆方向に動作することを防ぐと共に, LFC 動作量のネッティングにより, 「現時点において」LFC 調整力がエリア間で逆方向に動作している分についても解消を図ることができる。このため, LFC 動作量の低減効果は, CDM の方が ADI より高いと考えられる。

CDM では上記で合算した「AR+LFC 動作量」(以下, 「LFC 需要」と称す)を, 各 TSO から提出された LFC 調整力の kWh 単価の情報(メリットオーダーリスト (MOL: Merit Order List))に基づき, エリア間連系線の空容量等の各種制約条件を考慮した上で, LFC 動作コストが低くなるように, 発動する LFC 調整力を選定する。なお, MOL には各 LFC 調整力の kWh 単価の他に, 出力変化速度や LFC 容量等の情報も含まれる^[11]。その後, LFC 調整力の選定結果に基づき, 各エリアの補正量(エリア間における LFC 需要の融通量)が以下の通り算出される。

$$P_{cor\ i} = P_{LFCdem\ dis\ i} - P_{LFCdem\ i} \quad (5.3)$$

$P_{LFCdem\ i}$: エリア i の LFC 需要 [MW]

$P_{LFCdem\ dis\ i}$: エリア i への LFC 需要の配分量 [MW]

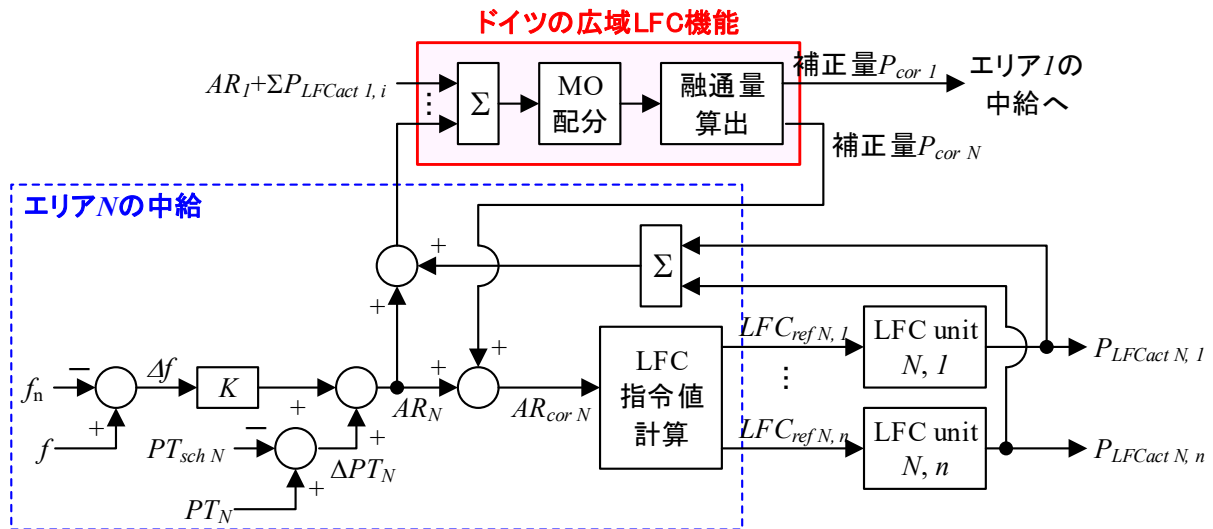


図 5.4 ドイツの広域 LFC (CDM) の概要

CDM で広域 LFC を行った場合における補正量の算出例を図 5.5 に示す。同図の例では、エリア 1~3 の 3 エリアで広域 LFC を行った場合を想定している。また、簡単のためエリア間の連系線の制約は考慮しない。同図に示す通り、エリア 1 で 100 MW、エリア 2 で -200 MW、エリア 3 で 300 MW の LFC 需要が発生した場合を考える。また、LFC 需要における AR と LFC 動作量の内訳はいずれのエリアも半々であるとする（エリア 1 では AR と LFC 動作量がそれぞれ 50 MW ずつ、エリア 2 では -100 MW ずつ、エリア 3 では 150 MW ずつとする）。

このとき、各エリアにおける LFC 調整力の kWh 単価はエリア 1, 2, 3 の順に安価（例えば、エリア 1 が 6 円/kWh、エリア 2 が 8 円/kWh、エリア 3 が 10 円/kWh）とし、また、各エリアの LFC 容量は十分に確保されていると仮定すると、LFC 需要の合算値 200 MW は kWh 単価が最も安価なエリア 1 に全て配分され、エリア 2 とエリア 3 への配分量は 0 MW となる。したがって、各エリアへの AR の補正量は式(5.3)より、エリア 1 は 100 MW、エリア 2 は 200 MW、エリア 3 は -300 MW となる。CDM における補正量は他エリアへの LFC 需要の融通量に相当する。この場合、エリア 1 とエリア 2 はそれぞれ 100 MW と 200 MW をエリア 3 に融通する（エリア 3 はエリア 1 とエリア 2 から 300 MW 融通される）こととなる。

補正量の計算時間や各種データの送受信の遅延がないとすると、本例における補正 AR はエリア 1 が 150 MW (=AR 50 MW + 補正量 100 MW)、エリア 2 が 100 MW (=AR -100 MW + 補正量 200 MW)、エリア 3 が -150 MW (=AR 150 MW + 補正量 -300 MW) となる。この補正 AR に基づき LFC 調整力を発動すると、最終的には連系系統全体の AR (200 MW) は解消され、LFC 動作量については、LFC 調整力の kWh 単価が最も安価なエリア 1 のみが 200 MW となり、エリア 1 より LFC 調整力の kWh 単価が高いエリア 2 とエリア 3 では、LFC 動作量は 0 MW となる。また、元々の各エリアの LFC 動作量は、エリア 1 が 50 MW、エリア 2 が -100 MW、エリア 3 が 150 MW と上げ方向と下げ方向で混在していたが、それが解消される。このように、CDM では LFC 動作コストおよび LFC 動作量の低減が期待できる。

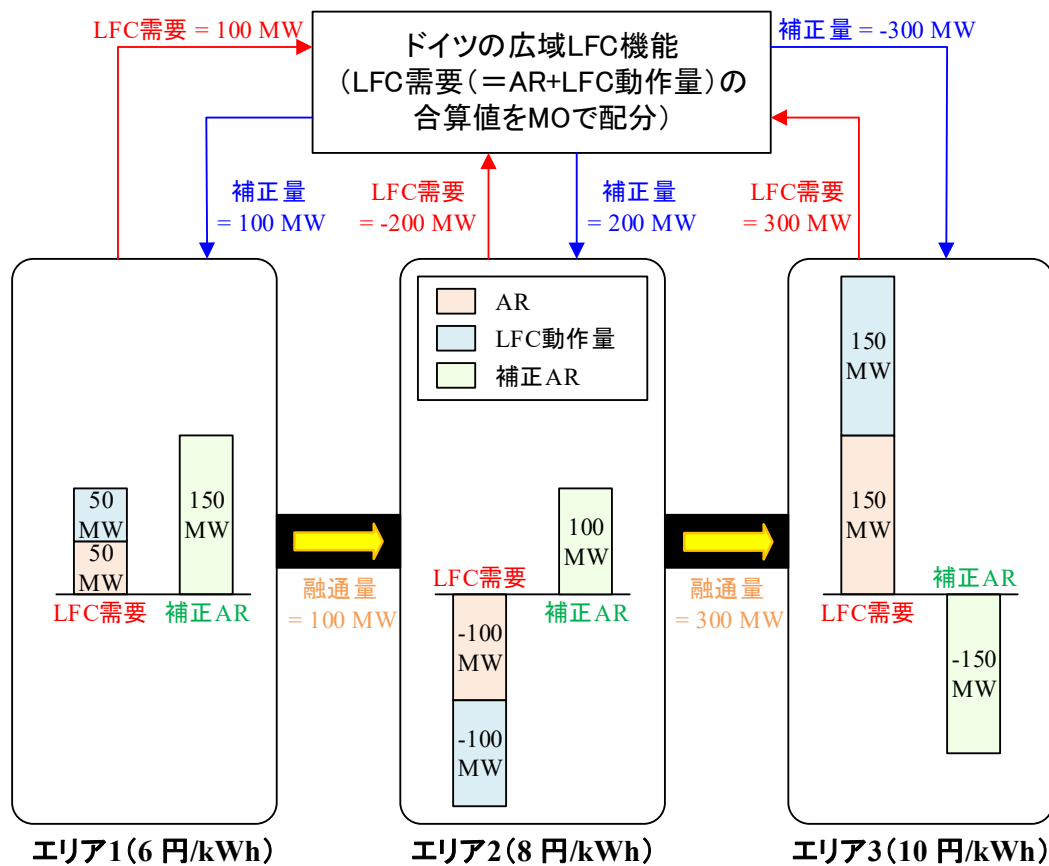


図 5.5 ドイツの広域 LFC (CDM) における補正量の算出例

5.2.4 米国とドイツの広域負荷周波数制御の得失整理

本項では、米国の広域 LFC (ADI) とドイツの広域 LFC (CDM) について、両手法の得失を整理する。

エリア 1 とエリア 2 の 2 エリアにおいて、エリア毎の LFC を行った場合、ADI による広域 LFC を行った場合、CDM による広域 LFC を行った場合の LFC 調整力の出力変化、ならびに連系系統全体の需給偏差 (2 エリアの AR 合計) の例を図 5.6 に示す。同図における条件を以下に示す。

- エリア 1 とエリア 2 の LFC 調整力の出力変化速度は同一
- エリア 1 の LFC 調整力の kWh 単価は 10 円/kWh, エリア 2 は 5 円/kWh
- 両エリア共に十分な量の LFC 容量を有している
- エリア間連系線の空容量は十分にある
- LFC 調整力の応答遅れや、広域 LFC 機能における補正量の計算および伝送における遅延等の各種遅れはなし

図 5.6 では、エリア 1 で需要が 100 MW 増加したタイミングで、エリア 2 で需要が 50 MW 減少した、すなわち、エリア 1 では 100 MW の AR, エリア 2 では -50 MW の AR が同時に発生した例を示している。また、広域 LFC を行う場合、各エリアの中給では補正量を時刻 T1 で受信し、そこから補正 AR に基づいて LFC を行うとしている。

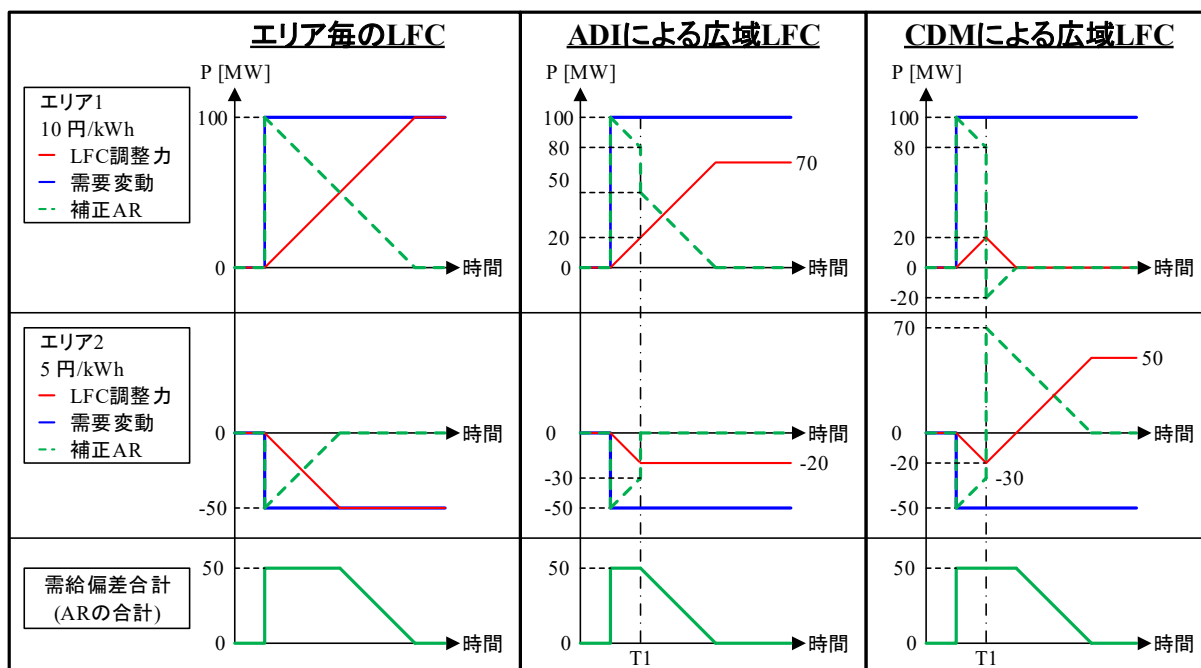


図 5.6 エリア毎の LFC と ADI および CDM による広域 LFC における LFC 調整力の動作例

* エリア毎の LFC の場合は補正量 = 0 のため、補正 AR = AR である。

(1) エリア毎の LFC の特徴

エリア毎の LFC の場合、自エリアの AR を解消するため、エリア 1 では LFC 調整力の出力を増加し、エリア 2 では減少する。連系系統全体としては供給不足であるにもかかわらず、エリア 2 の LFC 調整力は出力を減少するため、その分だけ連系系統全体の需給偏差、すなわち周波数偏差の解消が遅れる。

(2) ADI の特徴

ADI の場合は、時刻 T1 の時点においてエリア間で逆方向に発生している AR がネッティングされる。また、ネッティング後の AR (50 MW) は、ネッティング後の AR と同方向に AR が発生しているエリアに、元の AR の大きさの比率で配分される。したがって、本例における AR の配分量はエリア 1 が 50 MW、エリア 2 が 0 MW となり、補正量は式(5.2)より、エリア 1 が -30 MW、エリア 2 が 30 MW となる。その結果、時刻 T1 における補正 AR はエリア 1 が 50 MW (AR80 MW+補正量-30 MW)、エリア 2 が 0 MW (AR-30 MW+補正量 30 MW) となるため、エリア 2 の LFC 調整力は動作せず、エリア 1 の LFC 調整力は 70 MW まで (補正 AR の 50 MW を解消するまで) 出力を増加する。

エリア毎の LFC の場合と比べると、時刻 T1 以降はエリア 2 の LFC 調整力が出力を減少しない分、連系系統全体の需給偏差の解消が早くなる。このため、ADI による広域 LFC はエリア毎の LFC と比べて、周波数変動の抑制が期待できる。一方、ADI における AR 配分では LFC 動作コストを考慮しないため、エリア 2 の LFC 調整力の kWh 単価の方が安価であるにもかかわらず、エリア 1 の LFC 調整力で出力を増加する。このため、LFC 動作コスト低減の観点では、効果は限定

的と考えられる。また、当該時点で発生している LFC 動作量についても考慮しないため、上げ方向と下げ方向の LFC 動作量の混在が継続する。このため、LFC 動作量低減の観点においても、効果は限定的と考えられる。

(3) CDM の特徴

CDM の場合は、時刻 T1 の時点においてエリア間で逆方向に発生している LFC 需要 (AR+LFC 動作量) がネッティングされる。また、ネッティング後の LFC 需要 (50 MW) は MO で配分される。したがって、本例における LFC 需要の配分量はエリア 1 が 0 MW、エリア 2 が 50 MW となり、補正量は式(5.3)より、エリア 1 が -100 MW、エリア 2 が 100 MW となる。その結果、時刻 T1 における補正 AR はエリア 1 が -20 MW (AR80 MW+補正量-100 MW)、エリア 2 が 70 MW (AR-30 MW+補正量 100 MW) となるため、エリア 1 の LFC 調整力は 0 まで (補正 AR の -20 MW を解消するまで) 出力を減少し、エリア 2 の LFC 調整力は 50 MW まで (補正 AR の 70 MW を解消するまで) 出力を増加する。

エリア毎の LFC や ADI と比べると、時刻 T1 以降は kWh 単価が安価なエリア 2 の LFC 調整力のみで出力を増加しているため、LFC 動作コストは最も低減される。また、AR に加えて LFC 動作量もネッティングされるため、上げ方向と下げ方向の LFC 動作量の混在は解消される。したがって、CDM は LFC 動作量の低減の観点においても優れている。一方、時刻 T1 以降において、LFC 需要の MO 配分により、連系系統全体としては供給不足であるにもかかわらず、エリア 1 の LFC 調整力は出力を減少する。その分だけ連系系統全体の需給偏差が遅れるため、周波数変動抑制の観点では、CDM は ADI に劣ると考えられる。

以上より、ADI は周波数変動の抑制効果が、CDM は LFC 動作量および LFC 動作コストの低減効果が、他方の手法と比べて秀でているといえる。

5.3 周波数変動と周波数調整コストの双方を低減する広域負荷周波数制御の提案

前節で整理した通り、ADI は周波数変動の抑制効果が、CDM は LFC 動作コストの低減効果が他方の手法と比べて秀でている。そこで、本節では両手法の特長を組み合わせた広域 LFC 手法を提案する。また、第 4 章で提案した、エリア単位の需給偏差と LFC 動作コストの双方を低減する LFC 手法をベースとした広域 LFC 手法も併せて提案する。

5.3.1. 補正量を切り替える広域負荷周波数制御手法

本研究では ADI と CDM の両手法の特長を活かすため、補正量を ADI ベースの方法と、CDM ベースの方法の 2 通りで算出し、周波数偏差の大きさに応じて採用する補正量を切り替える広域

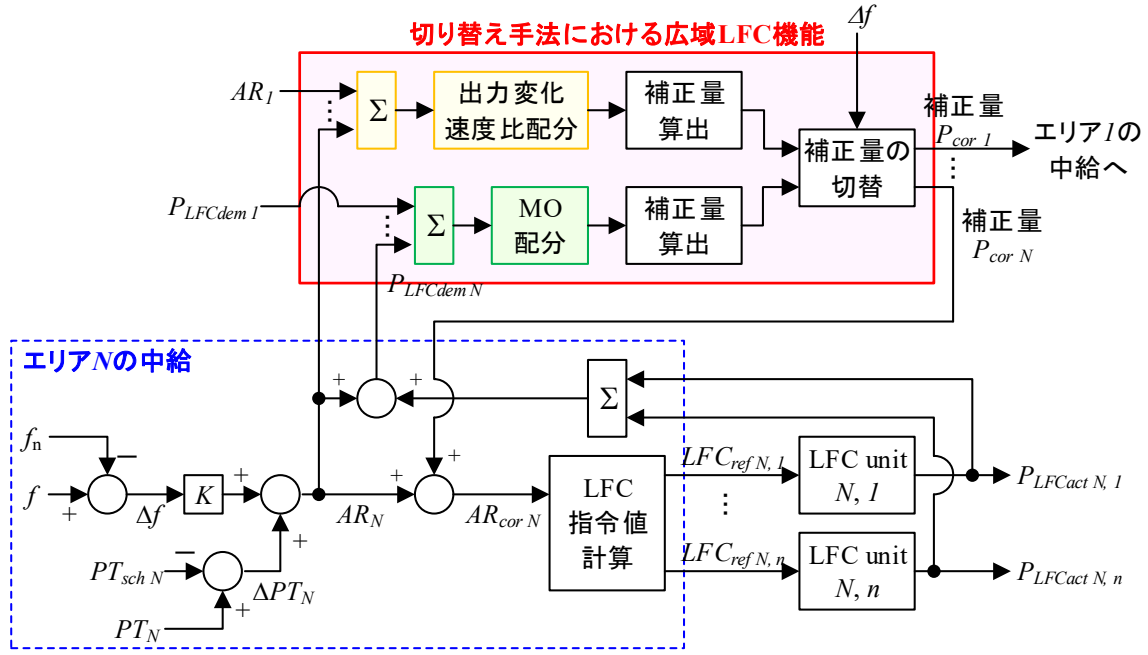


図 5.7 切り替え手法による広域 LFC の全体概要

LFC 手法を提案する（以下、「切り替え手法」と称す）。切り替え手法の全体概要を図 5.7 に示す。切り替え手法では、周波数偏差が小さい場合は CDM ベースの方法で算出した補正量を採用し、LFC 動作コストの低減を図る。一方、周波数偏差が大きい場合は ADI ベースの方法で算出した補正量の採用に切り替え、周波数変動の抑制を図る。これにより、周波数変動と LFC 動作コストの双方を低減する。以下に補正量の各算出方法および両者の切り替え方法について述べる。

(1) CDM ベースの補正量の算出

CDM ベースの補正量の算出では、CDM と同様に各エリアの LFC 需要を合算し、合算後の LFC 需要を MO で各 LFC 調整力に配分する。LFC 需要の MO 配分の計算式を以下に示す。

$$P_{LFCdem\,dis\,i,j} = P_{MOsw\,k} = \min \left\{ \max \left(P_{res\,k}, P_{disL\,k} \right), P_{disU\,k} \right\} \quad (5.4)$$

$$P_{res\,k} = \begin{cases} \sum_{h=1}^N P_{LFCdem\,h} - \sum_{l=1}^{k-1} P_{MOLsw\,l} - \sum_{m=k+1}^n P_{disL\,m} \cdots \left(\text{if } \sum_{h=1}^N P_{LFCdem\,h} \geq 0 \right) \\ \sum_{h=1}^N P_{LFCdem\,h} - \sum_{l=1}^{k-1} P_{MOLsw\,l} - \sum_{m=k+1}^n P_{disU\,m} \cdots \left(\text{if } \sum_{h=1}^N P_{LFCdem\,h} < 0 \right) \end{cases} \quad (5.5)$$

$$P_{disU\,k} = \begin{cases} \max \left\{ \min \left(P_{LFCact\,k} + RRX_k, P_{capU\,k} \right), 0 \right\} \cdots \left(\text{if } \sum_{h=1}^N P_{LFCdem\,h} \geq 0 \right) \\ \min \left\{ \min \left(P_{LFCact\,k} + RRX_k, P_{capU\,k} \right), 0 \right\} \cdots \left(\text{if } \sum_{h=1}^N P_{LFCdem\,h} < 0 \right) \end{cases} \quad (5.6)$$

$$P_{disLk} = \begin{cases} \max \left\{ \max (P_{LFCactk} - RRX_k, P_{capLk}), 0 \right\} \cdots \left(\text{if } \sum_{h=1}^N P_{LFCdemh} \geq 0 \right) \\ \min \left\{ \max (P_{LFCactk} - RRX_k, P_{capLk}), 0 \right\} \cdots \left(\text{if } \sum_{h=1}^N P_{LFCdemh} < 0 \right) \end{cases} \quad (5.7)$$

- $P_{LFCdemdisi,j}$: エリア i における j 番目の LFC 調整力への LFC 需要の配分量 [MW]
- P_{MOswk} : kWh 単価の順位が k 番目の LFC 調整力への LFC 需要の配分量 [MW]
- P_{resk} : $k-1$ 番目の LFC 調整力への MO 配分後における LFC 需要の配分残から、 $k+1$ 番目以降の LFC 需要の MO 配分上限もしくは MO 配分下限を差し引いた量 [MW]
- P_{disUk} : kWh 単価の順位が k 番目の LFC 調整力への LFC 需要の MO 配分上限 [MW]
- P_{disLk} : kWh 単価の順位が k 番目の LFC 調整力への LFC 需要の MO 配分下限 [MW]
- $P_{LFCdemh}$: エリア h の LFC 需要 [MW]
- N : 広域 LFC に参加しているエリア数
- $P_{LFCactk}$: kWh 単価の順位が k 番目の LFC 調整力の LFC 動作量 [MW]
- P_{capUk} : kWh 単価の順位が k 番目の LFC 調整力の上げ方向の LFC 容量 [MW]
- P_{capLk} : kWh 単価の順位が k 番目の LFC 調整力の下げ方向の LFC 容量 [MW]
- RRX_k : kWh 単価の順位が k 番目の LFC 調整力の任意の時間窓 (X 秒間) における出力変化可能量 [MW]
- X : RRX_k の算出において設定する時間 [s]

式(5.4)中の各変数は式(5.5)～(5.7)で定義した。式(5.5)は $k-1$ 番目の LFC 調整力への MO 配分後における LFC 需要の配分残から、 $k+1$ 番目以降の LFC 需要の MO 配分上限もしくは MO 配分下限を差し引いた量を表している。具体的には、同式中における第 1 項から第 2 項の差し引きは、 $k-1$ 番目の LFC 調整力への配分計算終了時における LFC 需要の配分残を表している。また、第 3 項は $k+1$ 番目以降の LFC 調整力の MO 配分上限値もしくは下限値の合計を表している。これを差し引くことにより、 $k+1$ 番目以降の LFC 調整力に対して最低限配分する必要のある量を考慮して、 k 番目の LFC 調整力への配分対象量を算出する。

例えば、3 台の LFC 調整力で LFC 需要を配分する場合を考える。このとき、LFC 需要の合計は 200 MW であり、LFC 調整力 1～3 における配分上限は LFC 調整力 1 から順に 200 MW, 100 MW, 100 MW, 配分下限は全て 50 MW とし、LFC 調整力 1 から順に kWh 単価が安価であるとする。LFC 調整力 1 の配分上限は 200 MW であるため、LFC 需要の合計 200 MW を全て LFC 調整力 1 に配分することが可能である。しかしながら、LFC 調整力 2, 3 の配分下限は 50 MW であるため、最小でも 50 MW を LFC 調整力 2, 3 にそれぞれ配分する必要がある。したがって、LFC 調整力 1 に 200 MW を配分した場合、LFC 需要の配分量の合計は少なくとも 300 MW となるため、過剰な配分になってしまう。このため、LFC 調整力 1 への配分量については、LFC 調整力 2, 3 の配分下限を考慮する必要がある。具体的には、式(5.5)の第 3 項により、LFC 需要の配分残から $i+1$ 番目

以降の LFC 調整力の MO 配分下限値の合計を差し引くことで考慮している。なお、LFC 需要の合算値が 0 未満の場合は、 $i+1$ 番目以降の LFC 調整力の MO 配分上限値の合計を差し引く。

次に、式(5.6)、(5.7)で定義した MO 配分における上下限値の設定について述べる。LFC 需要の MO 配分では、エリア間における LFC 需要の過度な持ち替えによる周波数変動の増大を防止するため、制御 1 回あたりにおける各 LFC 調整力への配分上下限を、当該時点の LFC 動作量から任意の時間窓 (X 秒間) において変化可能な範囲とした。これにより、LFC 需要の MO 配分で LFC 調整力の出力変化速度を考慮する。また、上げ方向と下げ方向の LFC 需要が混在しないよう、LFC 需要の合計が 0 以上の場合は上下限値を 0 以上に、LFC 需要の合計が 0 未満の場合は上下限値を 0 以下とした。

AR の発生量が大きく、各エリアの AR の合計が、各 LFC 調整力の X 秒あたりの出力変化可能量の合計を超過すると、LFC 需要を配分しきれず、配分残が発生する。この配分残については、ADI の配分方法を参考に、LFC 需要の配分残と同方向に LFC 需要が発生しているエリアを対象に、元の LFC 需要の大きさの比率で配分することとした。

$$P_{RDdis\ i} = \begin{cases} \left(\sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} P_{LFCdem\ h,k} - \sum_{h=1}^N P_{LFCdem\ h} \right) \cdot \frac{\max(P_{LFCdem\ i}, 0)}{\sum_{h=1}^N \max(P_{LFCdem\ h}, 0)} \cdots \left(\text{if } \sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} P_{LFCdem\ h,k} - \sum_{h=1}^N P_{LFCdem\ h} \geq 0 \right) \\ \left(\sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} P_{LFCdem\ h,k} - \sum_{h=1}^N P_{LFCdem\ h} \right) \cdot \frac{\min(P_{LFCdem\ i}, 0)}{\sum_{h=1}^N \min(P_{LFCdem\ h}, 0)} \cdots \left(\text{if } \sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} P_{LFCdem\ h,k} - \sum_{h=1}^N P_{LFCdem\ h} < 0 \right) \end{cases} \quad (5.8)$$

$P_{RDdis\ i}$: エリア i への LFC 需要の配分残の配分量 [MW]

各エリアへの補正量は LFC 需要の配分量から元の LFC 需要を差し引いて算出する。

$$P_{CDMcor\ i} = \sum_{j=1}^{n_i} P_{LFCdem\ dis\ i,j} + P_{RDdis\ i} - P_{LFCdem\ i} \quad (5.9)$$

$P_{CDMcor\ i}$: CDM ベースの方法によるエリア i への補正量 [MW]

n_i : エリア i における LFC 調整力の数

(2) ADI ベースの補正量の算出

ADI ベースの補正量の算出では、ADI と同様にまず各エリアの AR を合算する。合算した AR の配分については、ADI では合算後の AR と同方向に AR が発生しているエリアを対象に、AR の大きさの比率で配分しているが、切り替え手法では周波数変動の抑制効果を向上するため、下式の通り合算後の AR を出力変化速度の比率で各 LFC 調整力に配分する。

$$AR_{dis\ i,j} = \sum_{k=1}^N AR_k \cdot \frac{RR_{i,j}}{\sum_{k=1}^N \sum_{m=1}^{n_k} RR_{k,m}} \quad (5.10)$$

$AR_{dis\ i,j}$: エリア i における j 番目の LFC 調整力への AR 配分量 [MW]

$RR_{i,j}$: エリア i における j 番目の LFC 調整力への出力変化速度 [MW/min]

各エリアへの補正量は，以下の通り AR の配分量から元の AR を差し引いて算出する。

$$P_{ADlcor\ i} = \sum_{j=1}^{n_i} AR_{dis\ i,j} - AR_i \quad (5.11)$$

$P_{ADlcor\ i}$: ADI ベースの方法によるエリア i への補正量 [MW]

(3) 周波数偏差の大きさに応じた補正量の切り替え

上記で算出した二つの補正量のうち，採用する補正量を周波数偏差の大きさに応じて切り替える。具体的には，図 5.8 に示す制御ブロックで切り替え信号を算出し，切り替え信号が 0 の場合は CDM ベースの方法で算出した補正量（式(5.8)）を，切り替え信号が 1 の場合は ADI ベースの方法で算出した補正量（式(5.10)）を採用する。また，補正量の切り替えと周波数がハンチングしないように，切り替え閾値はヒステリシスの特性を持たせて設定する。

(4) エリア間連系線の容量制約

切り替え手法の広域 LFC による補正量は，当該エリアから他エリアへの AR もしくは LFC 需要の融通量に相当する。これらの融通はエリア間の連系線を介して行われるため，連系線の空容量を考慮して補正量を算出する必要がある。この連系線の容量制約について，図 5.9 に示す 3 エリアで広域 LFC を行う場合で考える。このとき，左向き（エリア 3 からエリア 2 へ，エリア 2 からエリア 1 へ）の連系線潮流を正とすると，補正量は以下の制約式を満たすように算出する。

$$\begin{aligned} PT_{12L} &\leq -P_{cor\ 1} \leq PT_{12U} \\ PT_{23L} &\leq P_{cor\ 3} \leq PT_{23U} \end{aligned} \quad (5.12)$$

$$\sum_{i=1}^N P_{cor\ i} = 0 \quad (5.13)$$

PT_{12U} : エリア 1 とエリア 2 の連系線における空容量上限 [MW]（エリア 1 向きを正）

PT_{12L} : エリア 1 とエリア 2 の連系線における空容量下限 [MW]（エリア 1 向きを正）

PT_{23U} : エリア 2 とエリア 3 の連系線における空容量上限 [MW]（エリア 2 向きを正）

PT_{23L} : エリア 2 とエリア 3 の連系線における空容量下限 [MW]（エリア 2 向きを正）

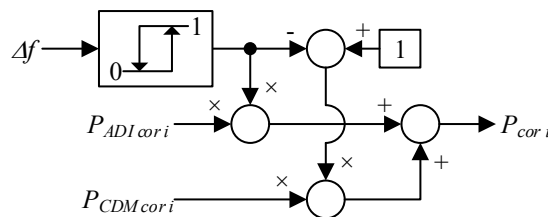


図 5.8 補正量の切り替えの制御ブロック図

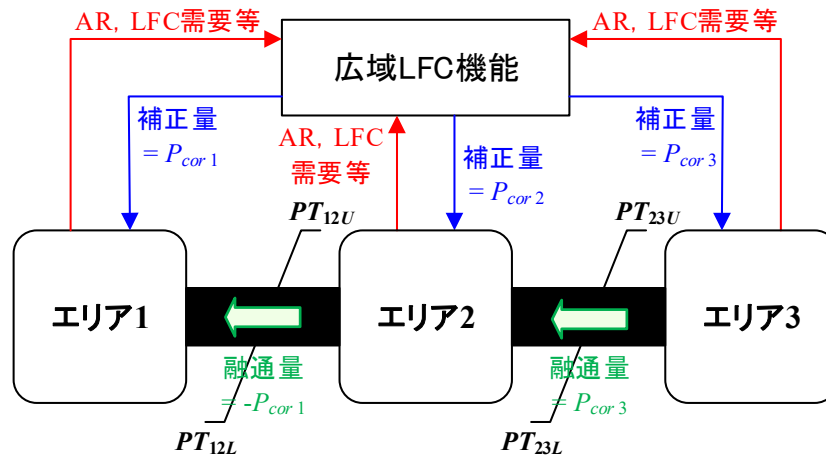


図 5.9 エリア間連系統の容量制約を考慮した広域 LFC のイメージ

式 (5.12) ではエリア 2 の補正量に関する制約式が与えられていないが、式(5.13)より、エリア 1 とエリア 3 の補正量が連系統制約 (式(5.12)) を満たしていれば、エリア 2 の補正量は自ずと連系統制約を満たすことになる。

補正量が連系統制約を逸脱した場合、例えば、式(5.12)においてエリア 3 の補正量 P_{cor3} が上限値 PT_{23U} を超過した場合は、エリア 3 の補正量を $P_{cor3}=PT_{23U}$ とし、これによる AR もしくは LFC 需要の配分残を、エリア 1 とエリア 2 に再配分する。再配分の計算については、CDM ベースの方法で補正量を算出した場合は式(5.4)～(5.8)により、ADI ベースの方法で補正量を算出した場合は式(5.10)により行う。

5.3.2. 二つの制御量を並列配分する広域負荷周波数制御手法

本研究では第 4 章において、単一エリアにおける需給偏差と LFC 動作コストの双方を低減する LFC を提案した。この提案手法では、エリアの AR を出力変化速度比で LFC 調整力に配分することにより、需給偏差を速やかに抑制し、LFC 動作量を MO で LFC 調整力に再配分することにより、LFC 動作コストの低減を図る。本項では、広域 LFC における制御量の配分において、上記の配分方法を適用した広域 LFC 手法を提案する。具体的には、広域 LFC 機能において各エリアの AR と LFC 動作量を別々に合算し、合算後の AR を出力変化速度比で、合算後の LFC 動作量を MO で各 LFC 調整力に配分する。また、AR 配分と LFC 動作量配分のそれぞれで補正量を算出し、両配分における補正量の和を各エリアの補正量として算出する。提案手法の全体概要を図 5.10 に示す。なお、提案手法は AR と LFC 動作量を並列に配分することから、以下では「並列配分手法」と称す。

並列配分手法では、以下の優先順位に基づいて制御量の配分および補正量の算出を行う。

- 1) 周波数変動の低減
- 2) LFC 動作量の低減
- 3) LFC 動作コストの低減

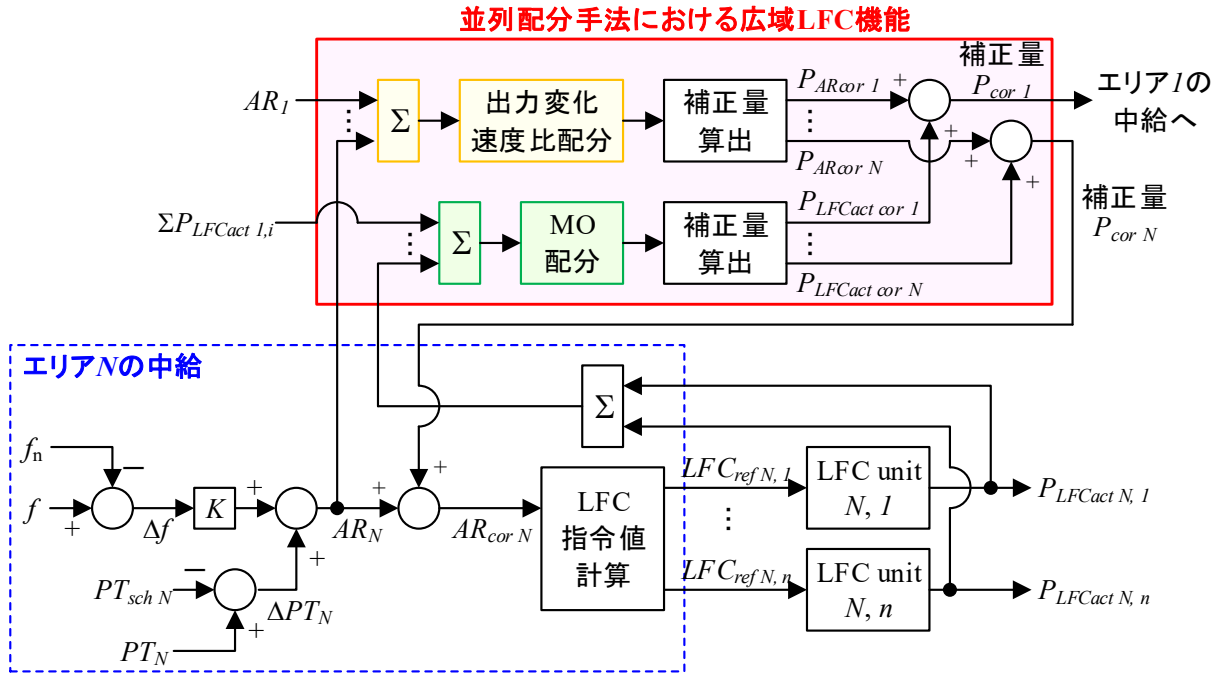


図 5.10 並列配分手法による広域 LFC の全体概要

まず，上記 1)のため，AR の合算値を出力変化速度比で各 LFC 調整力に配分する。また，上記 2)のため，LFC 動作量の合算し，3)のため，合算後の LFC 動作量を MO で各 LFC 調整力に配分する。最後に，両者の配分において補正量を算出し，二つの補正量の和を各エリアの補正量とする。各制御量の配分方法および各補正量の算出方法の詳細を以下に述べる。

(1) AR の配分量と補正量の計算

並列配分手法では，広域 LFC 機能において各エリアの AR を合算し，合算後の AR を，周波数変動の抑制効果を向上するため，出力変化速度比で各 LFC 調整力に配分する。具体的な AR 配分の計算式を以下に示す（式(5.10)と同一）。

$$AR_{dis\ i,j} = \sum_{k=1}^N AR_k \cdot \frac{RR_{i,j}}{\sum_{k=1}^N \sum_{m=1}^{n_k} RR_{k,m}} \quad (5.14)$$

上記の AR 配分による各エリアへの補正量は次式で算出される。

$$P_{ARcor\ i} = \sum_{j=1}^{n_i} AR_{dis\ i,j} - AR_i \quad (5.15)$$

$P_{ARcor\ i}$: AR 配分によるエリア i への補正量 [MW]

(2) AR 配分におけるエリア間連系線の容量制約

上記の AR 配分により算出された補正量は，当該エリアから他エリアへの AR の融通量に相当する。この融通はエリア間の連系線を介して行われるため，連系線の空容量を考慮して AR 配分

を行う必要がある。切り替え手法で連系線制約について述べたときと同様に、図 5.9 に示す 3 エリアで広域 LFC を行い、左向き（エリア 3 からエリア 2 へ、エリア 2 からエリア 1 へ）の連系線潮流を正とする場合を考えると、AR 配分は以下の制約条件を満たすように行う。

$$\begin{aligned} PT_{12L} &\leq -P_{ARcor\ 1} \leq PT_{12U} \\ PT_{23L} &\leq P_{ARcor\ 3} \leq PT_{23U} \end{aligned} \quad (5.16)$$

$$\sum_{i=1}^N P_{ARcor\ i} = 0 \quad (5.17)$$

式(5.16)ではエリア 2 の補正量に関する制約式が与えられていないが、式(5.17)より、エリア 1 とエリア 3 の補正量が連系線制約（式(5.16)）を満たしていれば、エリア 2 の補正量は自ずと連系線制約を満たすことになる。

AR 配分による補正量が連系線制約を逸脱した場合、例えば、式(5.16)においてエリア 3 の補正量 $P_{ARcor\ 3}$ が上限値 PT_{23U} を超過した場合は、エリア 3 の補正量を $P_{ARcor\ 3} = PT_{23U}$ とし、これによる AR の配分残を、エリア 1 とエリア 2 を対象に式(5.14)を用いて再配分する。

(3) LFC 動作量の配分量と補正量の計算

並列配分手法では、広域 LFC 機能において各エリアの LFC 動作量を合算し、合算後の LFC 動作量を各 LFC 調整力に MO で配分する。LFC 動作量の合算により、LFC 調整力が互いに逆方向に動作している場合、それらはネッティングされるため、LFC 動作量を低減することができる。また、LFC 動作量の合算値を MO で配分することにより、前述の AR 配分で kWh 単価の高い LFC 調整力が動作した場合に、その LFC 動作量を kWh 単価の安い LFC 調整力に持ち替える。LFC 動作量の MO 配分の計算式を式(5.18)～(5.21)に示す。

$$P_{MOdis\ i,j} = P_{MOprl\ k} = \min \left\{ \max \left(P_{MOres\ k}, P_{MOdisL\ k} \right), P_{MOdisU\ k} \right\} \quad (5.18)$$

$$P_{MOres\ k} = \begin{cases} \sum_{m=1}^N \sum_{o=1}^{n_k} P_{LFCact\ m,o} - \sum_{l=1}^{k-1} P_{MOLprl\ l} - \sum_{h=k+1}^n P_{MOdisL\ h} \cdots \left(\text{if } \sum_{m=1}^N \sum_{o=1}^{n_k} P_{LFCact\ m,o} \geq 0 \right) \\ \sum_{m=1}^N \sum_{o=1}^{n_k} P_{LFCact\ m,o} - \sum_{l=1}^{k-1} P_{MOLprl\ l} - \sum_{h=k+1}^n P_{MOdisU\ h} \cdots \left(\text{if } \sum_{m=1}^N \sum_{o=1}^{n_k} P_{LFCact\ m,o} < 0 \right) \end{cases} \quad (5.19)$$

$$P_{MOdisU\ k} = \begin{cases} \max \left[\min \left(P_{LFCact\ k} + \max \left\{ RRX_k - \max \left(AR_{dis\ k}, 0 \right), 0 \right\}, P_{capU\ k} \cdot Y \right), 0 \right] \cdots \left(\text{if } \sum_{m=1}^N \sum_{o=1}^{n_k} P_{LFCact\ m,o} \geq 0 \right) \\ \min \left[P_{LFCact\ k} + \max \left\{ RRX_k - \max \left(AR_{dis\ k}, 0 \right), 0 \right\}, 0 \right] \cdots \left(\text{if } \sum_{m=1}^N \sum_{o=1}^{n_k} P_{LFCact\ m,o} < 0 \right) \end{cases} \quad (5.20)$$

$$P_{MOdisL\ k} = \begin{cases} \max \left[P_{LFCact\ k} + \min \left\{ -RRX_k - \min \left(AR_{dis\ k}, 0 \right), 0 \right\}, 0 \right] \cdots \left(\text{if } \sum_{m=1}^N \sum_{o=1}^{n_k} P_{LFCact\ m,o} \geq 0 \right) \\ \min \left[\max \left(P_{LFCact\ k} + \min \left\{ -RRX_k - \min \left(AR_{dis\ k}, 0 \right), 0 \right\}, P_{capL\ k} \cdot Y \right), 0 \right] \cdots \left(\text{if } \sum_{m=1}^N \sum_{o=1}^{n_k} P_{LFCact\ m,o} < 0 \right) \end{cases} \quad (5.21)$$

- $P_{MOdis\ i, j}$: エリア i における j 番目の LFC 調整力への LFC 動作量の MO 配分量 [MW]
- $P_{MOprl\ k}$: kWh 単価の順位が k 番目の LFC 調整力への LFC 動作量の MO 配分量 [MW]
- $P_{MOres\ k}$: $k-1$ 番目の LFC 調整力への MO 配分後における LFC 動作量の配分残から、 $k+1$ 番目以降の LFC 動作量の MO 配分上下限を差し引いた量 [MW]
- $P_{MOdisU\ k}$: kWh 単価の順位が k 番目の LFC 調整力への LFC 動作量の MO 配分上限 [MW]
- $P_{MOdisL\ k}$: kWh 単価の順位が k 番目の LFC 調整力への LFC 動作量の MO 配分下限 [MW]
- $P_{LFCact\ i, j}$: エリア i における j 番目の LFC 調整力の LFC 動作量 [MW]
- $P_{LFCact\ k}$: kWh 単価の順位が k 番目の LFC 調整力の LFC 動作量 [MW]
- RRX_k : kWh 単価の順位が k 番目の LFC 調整力の任意の時間窓 (X 秒間) における出力変化可能エネルギー [MW] (正值)
- n : 全エリアにおける LFC 調整力の合計数
- X : RRX_k の算出において設定する時間 [s]
- Y : LFC 動作量の MO 配分において利用できる LFC 容量の割合 (0~1)

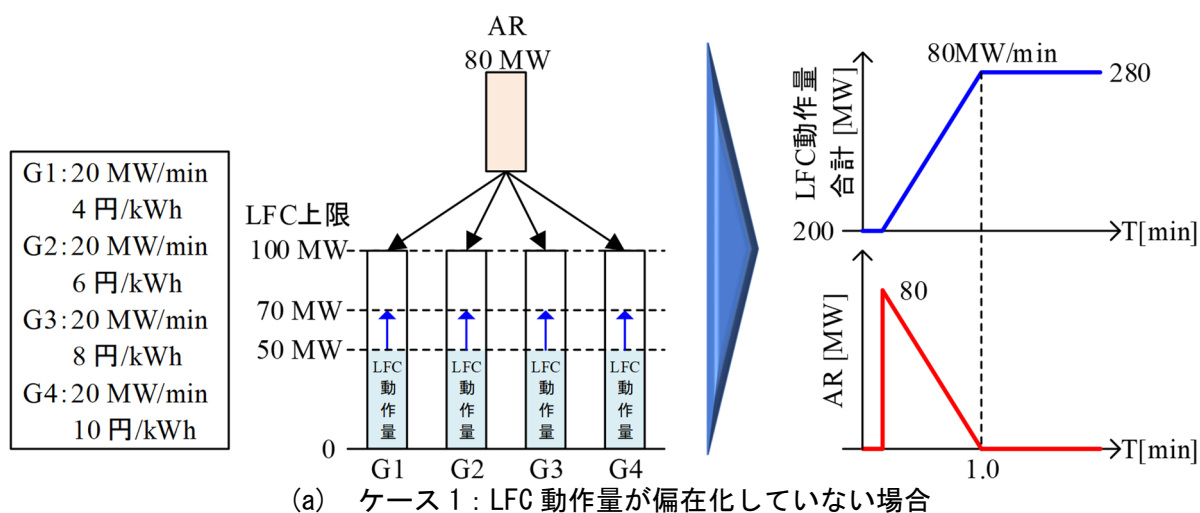
式(5.18)中の各変数は式(5.19)~(5.21)で定義した。式(5.19)は $k-1$ 番目の LFC 調整力への MO 配分後における LFC 動作量の配分残から、 $k+1$ 番目以降の LFC 動作量の MO 配分上限もしくは MO 配分下限を差し引いた量を表している。具体的には、同式中における第 1 項から第 2 項の差引きは、 $k-1$ 番目の LFC 調整力への配分計算終了時における LFC 動作量の配分残を表している。また、第 3 項は $k+1$ 番目以降の LFC 調整力の MO 配分上限もしくは MO 配分下限の合計を表している。これを差し引くことにより、 $k+1$ 番目以降の LFC 調整力に対して最低限配分する必要がある量を考慮して、 k 番目の LFC 調整力への配分対象量を算出する。

例えば、3 台の LFC 調整力で LFC 動作量を配分する場合を考える。このとき、LFC 動作量の合計は 200 MW であり、LFC 調整力 1~3 における配分上限は LFC 調整力 1 から順に 200 MW, 100 MW, 100 MW, 配分下限は全て 50 MW とし、LFC 調整力 1 から順に kWh 単価が安価であるとする。LFC 調整力 1 の配分上限は 200 MW であるため、LFC 動作量の合計 200 MW を全て LFC 調整力 1 に配分することが可能である。しかしながら、LFC 調整力 2, 3 の配分下限は 50 MW であるため、最小でも 50 MW を LFC 調整力 2, 3 にそれぞれ配分する必要がある。したがって、LFC 調整力 1 に 200 MW を配分した場合、LFC 動作量の配分量の合計は少なくとも 300 MW となるため、過剰な配分となってしまう。このため、LFC 調整力 1 への配分量については、LFC 調整力 2, 3 の配分下限を考慮する必要がある。具体的には、式(5.19)の第 3 項により、LFC 動作量の配分残から $i+1$ 番目以降の LFC 調整力の MO 配分下限値を差し引くことで考慮している。なお、LFC 動作量の合計が 0 未満の場合は、 $i+1$ 番目以降の LFC 調整力の MO 配分上限値を差し引く。

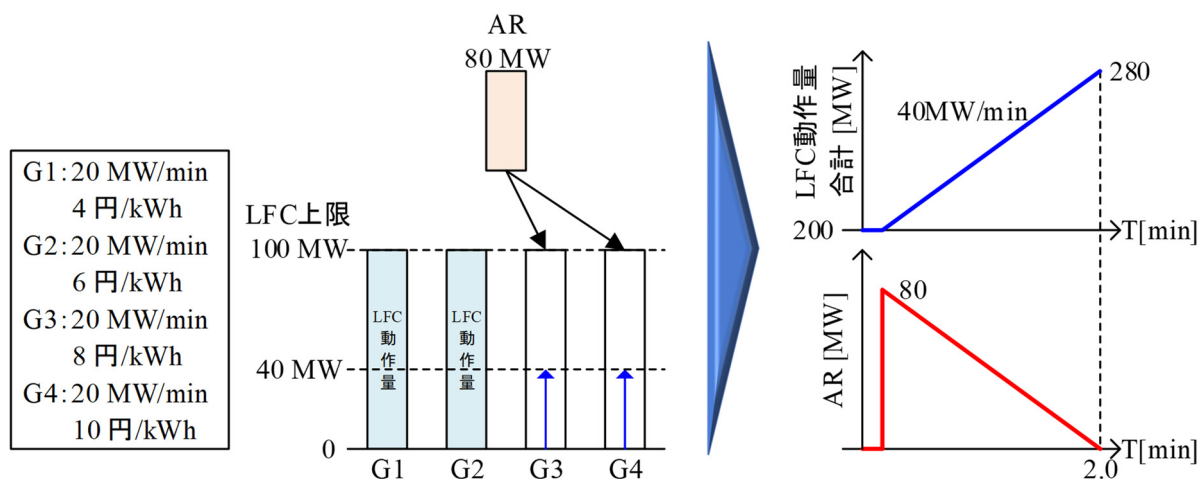
次に、式(5.20)、(5.21)で定義した MO 配分における上下限值の設定について述べる。上述の通り、提案手法では周波数変動の低減を優先するため、LFC 動作量の MO 配分は、AR 配分後の余力の範囲で行うこととした。具体的には、制御 1 回あたりにおける各 LFC 調整力への LFC 動作

量の MO 配分の上下限値を、当該時点の LFC 動作量から、「任意の時間窓 (X 秒間) における出力変化可能量 - AR 配分量」の範囲で変化可能な量とした。これにより、LFC 調整力の出力変化速度を考慮するとともに、合算後の AR、すなわち周波数偏差の解消を妨げない範囲で LFC 動作量の MO 配分を行う。換言すると、AR 配分後に残された余力の範囲で、LFC 動作量の MO 配分を行う。なお、LFC 動作量の MO 配分において、上げ方向と下げ方向の配分が混在しないよう、LFC 動作量の合計が 0 以上の場合は上下限値を 0 以上に、LFC 動作量の合計が 0 未満の場合は上下限値を 0 以下とした。

また、LFC 動作量の MO 配分における課題として、kWh 単価の安い LFC 調整力に LFC 動作量の配分量が偏在化して余力がなくなってしまう、それによって LFC による出力変化速度の合計が減少し、周波数偏差の解消が遅れることが考えられる。具体的なイメージを図 5.11 に示す。同図に示すように LFC 調整力が G1~G4 の 4 台あり、上げ方向の LFC 容量は 100 MW で全て同一、出力変化速度は 20 MW/min で全て同一、kWh 単価はそれぞれ 4 円/kWh, 6 円/kWh, 8 円/kWh, 10 円/kWh とする。このとき、LFC 動作量が合計で 200 MW 発生しており、その配分量が G1~G4 に 50 MW ずつの場合 (ケース 1) と、kWh 単価の安い G1 と G2 に 100 MW ずつで、G3 と G4



(a) ケース 1 : LFC 動作量が偏在化していない場合



(b) ケース 2 : LFC 動作量が偏在化している場合

図 5.11 LFC 動作量の偏在化による AR への影響のイメージ

には 0 MW の場合（ケース 2）を考える。この状態で上げ方向の AR（供給不足量）が連系系統全体で合計 80 MW 発生し、それを出力変化速度比で LFC 調整力に配分する場合、ケース 1 では G1～G4 の 4 台で LFC による上げ調整を行うことができるため、1 分で AR を解消することができる。一方、ケース 2 の場合は、G3 と G4 の 2 台のみで上げ調整を行うことになるため、AR の解消に要する時間はケース 1 の倍の 2 分となる。

上記のような LFC 動作量の偏在化による周波数偏差解消の遅延を防止するため、LFC 動作量の MO 配分における上下限制約（式(5.20), (5.21)）には、「LFC 容量の Y_{pu} 以内」、という条件を設けた（ Y は 0～1 の範囲で設定）。ここで、式(5.20)中の P_{capUk} は kWh 単価の順位が k 番目の LFC 調整力における上げ方向の LFC 容量であり、その値は 0 以上であることから、 $P_{capUk} \cdot Y$ は必ず 0 以上となる。一方、式(5.20)の下段は最終的に 0 以下となるようにしているため、確実に $P_{capUk} \cdot Y$ 以下となる。このため、 $P_{capUk} \cdot Y$ は式(5.20)の上段の式のみで考慮した。同様の理由で、 $P_{capLk} \cdot Y$ は式(5.21)の下段の式のみで考慮した。

上記の LFC 動作量の偏在化対策により、LFC 動作量の MO 配分において配分残が発生する場合がある。例えば、LFC 調整力の LFC 容量の合計が 100 MW であり、 $Y=0.5$ とした場合、LFC 動作量の MO 配分における上限値の合計は 50 MW となる。このとき、LFC 動作量が合計で 60 MW の場合、LFC 動作量の MO 配分において 10 MW の配分残が発生することとなる。このような配分残に対しては、LFC 動作量の偏在化の防止の観点から、LFC 容量の比率で再配分することとした。具体的な再配分の計算式を以下に示す。

$$P_{RPdis i,j} = \begin{cases} \left(\sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} P_{LFCact h,k} - \sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} P_{MOdis h,k} \right) \cdot \frac{P_{capU i,j}}{\sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} P_{capU h,k}} \cdots \left(\text{if } \sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} P_{LFCact h,k} - \sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} P_{MOdis h,k} \geq 0 \right) \\ \left(\sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} P_{LFCact h,k} - \sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} P_{MOdis h,k} \right) \cdot \frac{P_{capL i,j}}{\sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} P_{capL h,k}} \cdots \left(\text{if } \sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} P_{LFCact h,k} - \sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} P_{MOdis h,k} < 0 \right) \end{cases} \quad (5.22)$$

$P_{RPdis i,j}$: LFC 動作量の MO 配分残の再配分におけるエリア i の j 番目の LFC 調整力への配分量 [MW]

上記の再配分量を LFC 動作量の MO 配分による配分量に加算し、LFC 動作量の配分量とする

$$P_{LFCact dis i,j} = P_{MOdis i,j} + P_{RPdis i,j} \quad (5.23)$$

$P_{LFCact dis i,j}$: エリア i における j 番目の LFC 調整力への LFC 動作量配分量 [MW]

上記の LFC 動作量配分による各エリアへの補正量は次式で算出される。

$$P_{LFCact cor i} = \sum_{j=1}^{n_i} P_{LFCact dis i,j} - \sum_{j=1}^{n_i} P_{LFCact i,j} \quad (5.24)$$

$P_{LFCact cor i}$: LFC 動作量配分によるエリア i への補正量 [MW]

(4) LFC 動作量配分におけるエリア間連系線の容量制約

上記の LFC 動作量配分により算出された補正量は、当該エリアから他エリアへの LFC 動作量の融通量に相当する。この融通はエリア間の連系線を介して行われるため、連系線の空容量を考慮して LFC 動作量を配分する必要がある。このとき、並列配分手法では周波数変動の抑制を優先するため、AR 配分を LFC 動作量配分より優先して行う。このため、LFC 動作量配分における連系線制約では、LFC 動作量配分による補正量に AR 配分による補正量を加味した値が、連系線制約の範囲内に収まるよう、LFC 動作量の配分を行う。換言すると、AR 配分後に残された空容量の範囲で LFC 動作量の配分を行う。AR 配分における連系線制約について述べたときと同様に、図 5.9 に示す 3 エリアで広域 LFC を行い、左向き（エリア 3 からエリア 2 へ、エリア 2 からエリア 1 へ）の連系線潮流を正とする場合を考えると、LFC 動作量の配分は以下の制約条件を満たすように行う。

$$\begin{aligned} PT_{12L} &\leq -P_{ARcor\ 1} - P_{LFCact\ cor\ 1} \leq PT_{12U} \\ PT_{23L} &\leq P_{ARcor\ 3} + P_{LFCact\ cor\ 3} \leq PT_{23U} \end{aligned} \quad (5.25)$$

$$\sum_{i=1}^N P_{LFCact\ cor\ i} = 0 \quad (5.26)$$

式(5.25)ではエリア 2 の補正量に関する制約式が与えられていないが、式(5.26)より、エリア 1 とエリア 3 の補正量が連系線制約（式(5.25)）を満たしていれば、エリア 2 の補正量は自ずと連系線制約を満たすことになる。

AR 配分と LFC 動作量配分による補正量の合計が連系線制約を逸脱した場合、例えば、式(5.25)においてエリア 3 の補正量 $P_{ARcor\ 3} + P_{LFCact\ cor\ 3}$ が上限値 PT_{23U} を超過した場合は、エリア 3 の LFC 動作量による補正量を $P_{LFCact\ cor\ 3} = PT_{23U} - P_{ARcor\ 3}$ とし、これによる LFC 動作量の配分残を、エリア 1 とエリア 2 を対象に式(5.18)～(5.23)を用いて再配分する。

5.3.3. 二つの提案手法の特徴比較

本項では、提案した二つの広域 LFC 手法（切り替え手法と並列配分手法）の特徴を整理する。

エリア 1 とエリア 2 の 2 エリアにおいて、切り替え手法および並列配分手法による広域 LFC を行った場合の周波数偏差および LFC 調整力の出力変化を図 5.12 に示す。同図における条件を以下に示す。

- エリア 1 とエリア 2 の LFC 調整力の変化速度は同一
- エリア 1 の LFC 調整力の kWh 単価は 10 円/kWh，エリア 2 は 5 円/kWh
- 両エリア共に十分な量の LFC 容量を有している
- エリア間連系線の空容量は十分にある
- LFC 調整力の応答遅れや、広域 LFC 機能における補正量の計算および伝送における遅延等の各種遅れはなし

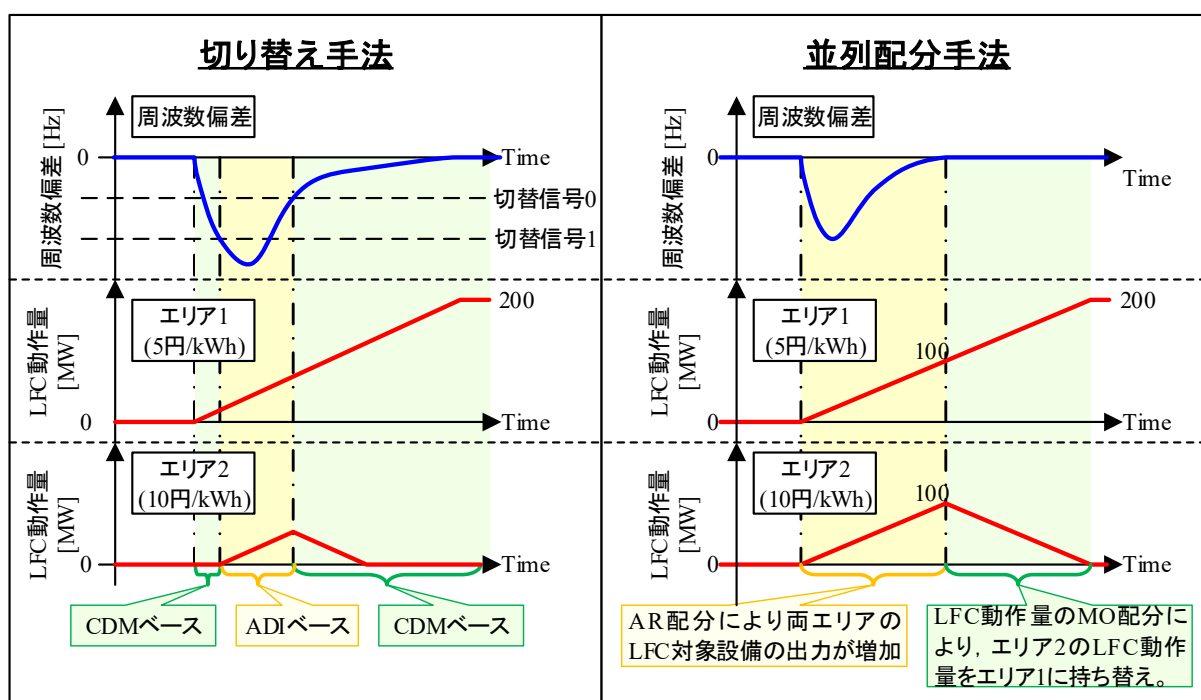


図 5.12 二つの提案手法における周波数偏差と LFC 動作量の比較例

(1) 切り替え手法の特徴

切り替え手法では、周波数偏差が設定した動作閾値以内の場合は LFC 需要の MO 配分を行う。このため、図 5.12 の例において、周波数低下後から周波数偏差が補正量の切り替え動作閾値を超える（切り替え信号が 1 となる）までは、kWh 単価の安いエリア 1 の LFC 調整力のみ出力を増加する。その後、周波数偏差が切り替え動作閾値を超過する（切り替え信号が 1 となる）と、AR を出力変化速度比で各 LFC 調整力に配分するため、エリア 1 とエリア 2 の両者の LFC 調整力が出力を増加する。これにより、周波数が回復し、周波数偏差が切り替えの復帰閾値以内となると（切り替え信号が 0 となると）、再び LFC 需要の MO 配分を行う。すなわち、kWh 単価の高いエリア 2 の LFC 調整力の出力を減少し、kWh 単価の安いエリア 1 の LFC 調整力の出力を増加する。

このように、切り替え手法では、まずは LFC 動作コストの低減を優先して、LFC 需要の MO 配分を行い、周波数偏差がある程度大きくなると（切り替えの動作閾値を超過すると）、周波数偏差の解消を優先して、AR の出力変化速度比配分に切り替える。

なお、LFC 動作コストの低減と周波数偏差の解消の互いの優先度は、補正量の切り替え閾値の設定に依存する。このため、切り替え閾値の設定については、適用する系統や運用の考え方等に応じて十分に検討する必要がある。

(2) 並列配分手法の特徴

並列配分手法では AR の出力変化速度比配分を優先して行う。このため、図 5.12 の例では、周波数低下直後から、エリア 1 とエリア 2 の LFC 調整力が出力を増加する。また、並列配分手法で

は LFC 動作量の MO 配分を同時に行うが、この MO 配分は AR 配分後に残された余力の範囲で行われる。したがって、周波数偏差が解消されるにつれて、徐々に LFC 動作量の MO 配分が行われることとなる。換言すると、周波数偏差がある程度解消されるまでは、LFC 動作量の MO 配分は行われない（ただし、LFC 動作量のネッティングは行われる）。なお、図 5.12 では一例として、周波数偏差が解消された後に、MO 配分によりエリア 2 の LFC 動作量をエリア 1 に持ち替える様子を示している。

このように、並列配分手法では、まずは周波数偏差の解消を優先して AR を出力変化速度比で配分し、周波数偏差がある程度解消されると（AR 配分後に LFC 動作量を持ち替える余力が残ると）、LFC 動作量を MO で配分し、LFC 動作コストの低減を図る。

なお、並列配分手法では、制御 1 回あたりにおける LFC 動作量の MO 配分の上下限値を、当該時点の LFC 動作量から、「任意の時間窓（ X 秒間）にける出力変化可能量－AR 配分量」の範囲で変化可能な量で設定している（式(5.20), (5.21)）。したがって、上記の X 秒の設定を大きくすると、AR の配分量が大きい、すなわち、周波数偏差がある程度大きい場合においても、LFC 動作量の MO 配分が行われることとなる。換言すると、 X 秒の設定を大きくすると、LFC 動作コスト低減の優先度が高くなる。ただし、それは周波数変動の抑制効果が低下するということでもあるため、 X 秒の設定値については、適用する系統や運用の考え方等に応じて十分に検討する必要がある。

以上より、両提案手法の特徴を以下に簡単にまとめる。

- 切り替え手法は、まず LFC 動作コストの低減を優先して LFC 調整力を制御し、周波数偏差が大きくなると、周波数偏差の解消を優先して LFC 調整力を制御する。
- 並列配分手法は、まず周波数偏差の解消を優先して LFC 調整力を制御し、周波数偏差が小さくなると、LFC 動作コストを低減するように LFC 調整力を制御する。

5.4 日本の電力系統モデルによる提案手法の効果検証

提案手法の有効性を検証するため、第 3 章で開発した日本の 60 Hz 系統モデルにより広域 LFC のシミュレーションを行った。シミュレーション条件およびシミュレーション結果について、以下に述べる。なお、シミュレーションは CPU が Intel(R) Core(TM) i9-9900X CPU @ 3.50 GHz、実装 RAM が 64.0 GB の PC において、MATLAB / Simulink R2021a により行った。

5.4.1 シミュレーションモデル

シミュレーションに用いたモデルの概要を図 5.13 に示す。同モデルは、第 3 章で開発した日本の 60 Hz 系統モデルに、広域 LFC 機能のモデルを付加したモデルである。日本の 60 Hz 系統モデルの詳細については、第 3 章を参照されたい。同図における変数の内容を以下に示す。

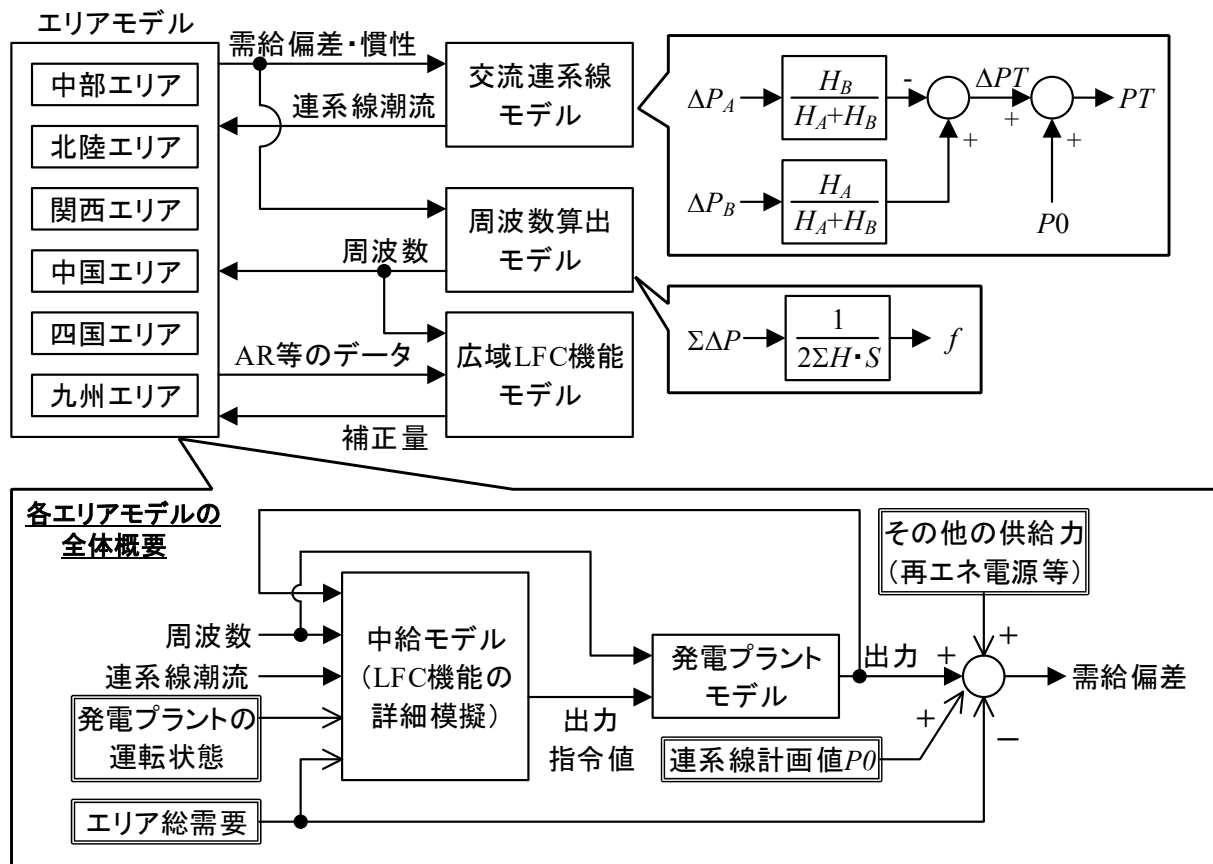


図 5.13 広域 LFC のシミュレーションにおけるモデルの全体概要

f : 周波数 [Hz]

$\Sigma \Delta P$: 各エリアの需給偏差の合計 [MW]

$\Delta P_A, \Delta P_B$: 連系線の両端をそれぞれ 1 エリア (A エリアと B エリア) として見た場合の各エリアの需給偏差 [MW]

PT : A エリアと B エリア間の連系線潮流 [MW] (図 5.13 は A エリアの受電を正)

P_0 : A エリアと B エリア間の連系線計画値 [MW] (図 5.13 は A エリアの受電を正)

ΔPT : A エリアと B エリア間の連系線潮流偏差 [MW] (図 5.13 は A エリアの受電を正)

ΣH : 各エリアの慣性の合計 [MW・s]

$\Delta H_A, \Delta H_B$: 連系線の両端をそれぞれ 1 エリア (A エリアと B エリア) として見た場合の各エリアの慣性 [MW・s]

各エリア中給から広域 LFC 機能への入力と、広域 LFC 機能から各エリア中給への出力を以下に示す。なお、各エリアの LFC 需要については、広域 LFC 機能モデルにて AR と LFC 動作量を合算して算出することとした。また、周波数については、実際には各エリアの中給から広域 LFC 機能に送信されると考えられるが、シミュレーションでは簡単のため、周波数算出モデルから広域 LFC 機能モデルに入力することとした。

- 各エリア中給から広域 LFC 機能への入力

- AR
- LFC 調整力の LFC 動作量
- LFC 調整力の出力変化速度
- LFC 調整力の LFC 容量
- LFC 調整力の kWh 単価
- エリア間連系線の空容量

- 広域 LFC 機能から各エリア中給への出力

- 補正量

5.4.2 シミュレーション条件

(1) シミュレーションの対象断面

シミュレーションの対象断面を表 5.3 示す。シミュレーションは夏季，秋季，年末，冬季，GW の各時期における任意の 1 日（24 時間）を対象に行った。60 Hz 系統の各エリア（中部，北陸，関西，中国，四国，九州）における各断面の総需要を図 5.14 に示す。

(2) シミュレーションケースと広域 LFC に関する設定

シミュレーションケースおよび広域 LFC に関するパラメータ設定を表 5.4 に示す。同表に示す通り，広域 LFC なし（エリア毎の LFC）の場合を 1 ケースと，広域 LFC ありの場合を 6 ケースの計 7 ケースのシミュレーションを実施した。広域 LFC ありのケースでは，広域 LFC を ADI，CDM，切り替え手法，並列配分手法の 4 通りとした。広域 LFC ありのケースにおけるシミュレーションに設定について，詳細を以下に述べる。

本シミュレーションでは広域 LFC 機能からの補正量の送信周期を 5 秒とした。また，各エリア中給から広域 LFC 機能への各種データの送信から，各エリア中給が広域 LFC 機能から補正量を受信するまでに要する時間（データ送信の遅延や広域 LFC 機能における演算時間等の合計）は 6 秒とした。例えば 0:00:00 に各エリア中給から広域 LFC 機能にデータを送信した場合，そのデータから算出した補正量を各エリア中給が受信するのは 0:00:06 となる。なお，6 秒の内訳としては，各エリア中給から広域 LFC 機能へのデータ送信に要する時間が 1 秒程度，広域 LFC 機能における補正量の演算時間が 4 秒程度，広域 LFC 機能から各エリア中給への補正量の送信に要する時間が 1 秒程度と仮定した。

ADI による広域 LFC のケース（ケース 2）では，式(5.1)，(5.2)より各エリアへの AR の配分量および補正量を算出し，連系線制約については，式(5.12)，(5.13)と同様の考え方で考慮した。

CDM については，LFC 需要の配分方法に関する詳細は明らかにされていないため，CDM によ

表 5.3 シミュレーション断面

季節	日付
夏季	2018年8月1日
秋季	2018年11月4日
年末	2018年12月29日
冬季	2019年2月5日
GW	2019年5月5日

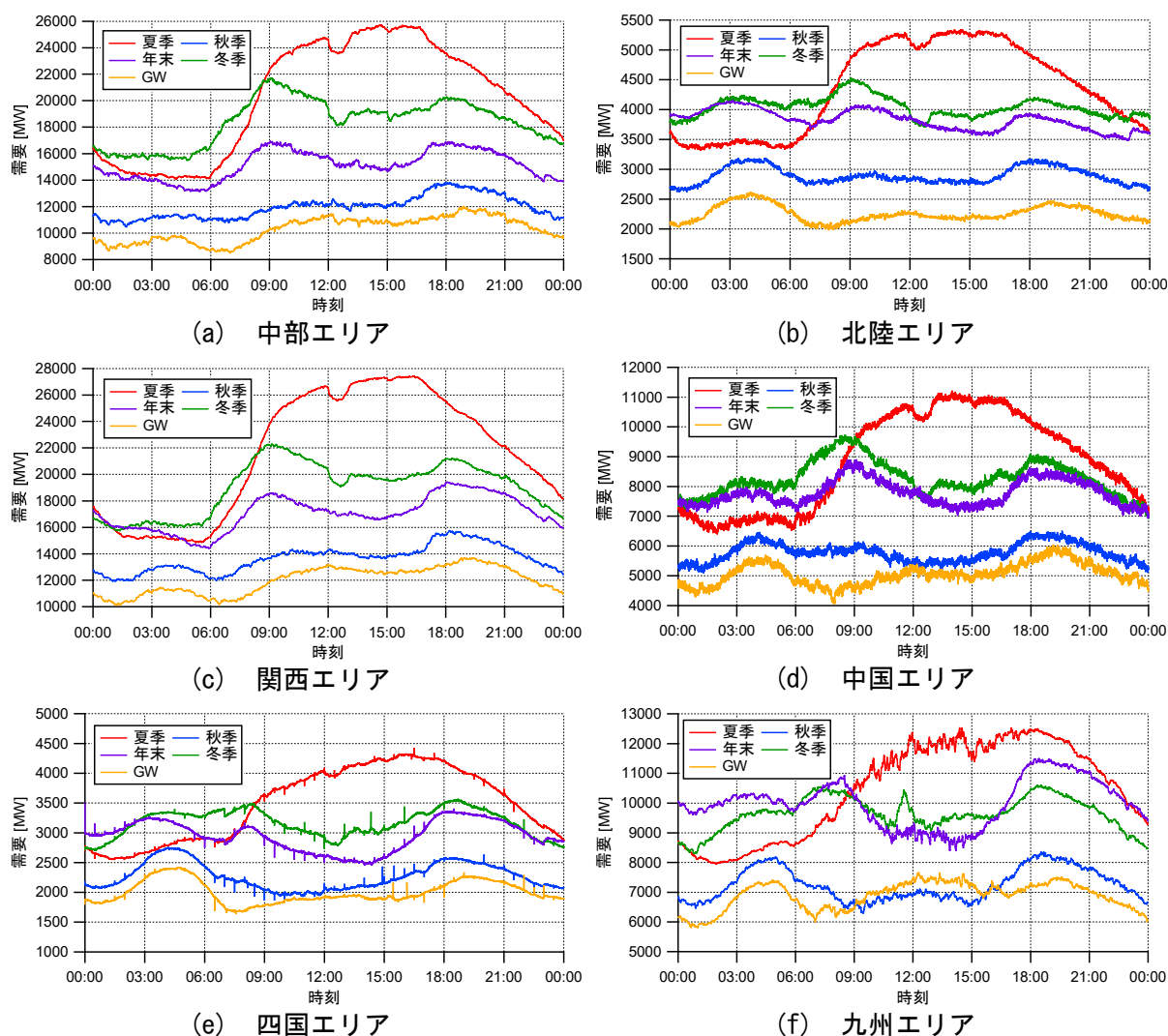


図 5.14 各エリアにおける各断面の需要

る広域 LFC のケース（ケース 3）では式(5.4)～(5.7)で LFC 需要の配分を行うとした。また、LFC 需要を配分する際の上下限制約に用いる出力変化可能量の時間窓 X 秒は、広域 LFC の制御周期に合わせて 5 秒とした。連系線制約については、式(5.12)、(5.13)と同様の考え方で考慮した。

切り替え手法による広域 LFC（ケース 4、ケース 5）については、補正量の切り替え閾値の設定による影響を確認するため、同設定値を以下の 2 通りとしてシミュレーションを実施した。

- ケース 4：動作閾値：0.10 Hz，復帰閾値：0.05 Hz

- ケース 5：動作閾値：0.04 Hz，復帰閾値：0.02 Hz

ケース 4 の閾値の設定については，日本の 60 Hz 系統における周波数の管理目標値（ 60 ± 0.1 Hz 以内の滞在率 95 %以上^[12]）を参考に，動作閾値（CDM ベースの方法から ADI ベースの方法に切り替える閾値）を ± 0.1 Hz とし，復帰閾値（ADI ベースの方法から CDM ベースの方法に切り替える閾値）については，動作閾値の半分の ± 0.05 Hz とした。一方，ケース 5 の閾値の設定については，文献[15]に記載されている C 社の LFC における周波数の不感帯の設定値を参考にした。また，CDM ベースの方法において，LFC 需要を配分する際の上下限制約に用いる出力変化可能量の時間窓 X 秒は，ケース 3 と同様に広域 LFC の制御周期に合わせて 5 秒とした。

並列配分手法による広域 LFC（ケース 6，ケース 7）については，LFC 動作量の MO 配分によるコスト低減効果を確認するため，合算後の LFC 動作量の配分を以下の 2 通りとしてシミュレーションを実施した。

- ケース 6：合算後の LFC 動作量を MO で各 LFC 調整力に配分
- ケース 7：合算後の LFC 動作量を元の LFC 動作量の大きさの比率で各 LFC 調整力に配分

ケース 6 では，AR の配分と補正量の算出を式(5.14)～(5.17)に基づいて行い，LFC 動作量の配分と補正量の算出を式(5.18)～(5.26)に基づいて行った。また，LFC 動作量の MO 配分の上下限制約に用いる出力変化可能量の時間窓 X 秒は，広域 LFC の制御周期に合わせて 5 秒とし，MO 配分では LFC 容量を 100 %活用できるとした（ $Y=1.0$ とした）。

一方，ケース 7 では，AR の配分と補正量の算出を式(5.14)～(5.17)に基づいて行い，LFC 動作量の配分については，ADI における AR の配分方法を参考に，合算後の LFC 動作量と同方向に LFC 動作量が生じている LFC 調整力に，LFC 動作量の大きさの比率で合算後の LFC 動作量を配分することとした（式(5.27)）

表 5.4 シミュレーションケースと広域 LFC に関するパラメータの設定値

No.	制御手法	広域LFCのパラメータ					
		制御 周期 [s]	演算時間 等による 遅れ[s]	切り替え 閾値 [Hz]	LFC動作量の 配分方法	MO配分における 出力変化可能量の 時間窓 X [s]	MO配分で使用する LFC容量の割合 Y [pu]
1	なし (エリア毎のLFC)	-	-	-	-	-	-
2	ADI	5	6	-	-	-	-
3	CDM	5	6	-	-	5	-
4	切り替え手法	5	6	動作値： ± 0.10 復帰値： ± 0.05	-	5	-
5	切り替え手法	5	6	動作値： ± 0.04 復帰値： ± 0.02	-	5	-
6	並列配分手法	5	6	-	MO配分	5	1
7	並列配分手法	5	6	-	元のLFC動作量の 大きさの比で配分	-	-

$$P_{LFCact\ dis\ i,j} = \begin{cases} \sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} P_{LFCact\ h,k} \cdot \frac{\max(P_{LFCact\ i,j}, 0)}{\sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} \max(P_{LFCact\ h,k}, 0)} \dots \left(\text{if } \sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} P_{LFCact\ h,k} \geq 0 \right) \\ \sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} P_{LFCact\ h,k} \cdot \frac{\min(P_{LFCact\ i,j}, 0)}{\sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} \min(P_{LFCact\ h,k}, 0)} \dots \left(\text{if } \sum_{h=1}^N \sum_{k=1}^{n_k} P_{LFCact\ h,k} < 0 \right) \end{cases} \quad (5.27)$$

(3) 各発電プラントの kWh 単価の設定

各発電プラントの kWh 単価を上げ下げの方向別に燃種や出力帯，ならびに季節（重負荷期，軽負荷期）毎に表 5.5 の通り設定した。同表で設定した kWh 単価は，広域 LFC で制御量の MO 配分を行う際や，LFC 動作コストの評価に用いた。

なお，下げ方向の kWh 単価については，下げ方向への調整は燃料費の低減となることから，現状の日本では「一般送配電事業者が契約設備に対して，出力減指令したことにより減少した電力量に乗じて受け取る 1 kWh あたりの単価」とされている^[13]。すなわち，一般送配電事業者から発電事業者への支払いを正とすると，下げ方向の kWh 単価は負の値となる。これに準じて，本シミュレーションにおいても，下げ方向の kWh 単価は負の値（ネガティブプライス）で設定した。

表 5.5 各発電プラントの kWh 単価の設定値

(a) 重負荷期（夏季，冬季）

出力帯	kWh単価 [円/kWh] (上げ/下げ)								
	石炭	MACC	ACC	CC	LNG	石油	一般水力	揚水 (発電)	揚水 (ポンプ)
90-100%	5.4 / -3.4	6.5 / -4.5	6.9 / -4.9	7.2 / -5.2	9.8 / -7.8	13.6 / -11.6			
80-90%	5.3 / -3.3	6.3 / -4.3	6.7 / -4.7	7.1 / -5.1	9.6 / -7.6	13.2 / -11.2			
70-80%	5.2 / -3.2	6.1 / -4.1	6.5 / -4.5	7.0 / -5.0	9.4 / -7.4	12.8 / -10.8			
60-70%	5.1 / -3.1	5.9 / -3.9	6.3 / -4.3	6.9 / -4.9	9.2 / -7.2	12.4 / -10.4	10.8 / -8.8	14.0 / -12.0	9.8 / -7.8
50-60%	5.0 / -3.0	5.7 / -3.7	6.1 / -4.1	6.8 / -4.8	9.0 / -7.0	12.0 / -10.0			
40-50%	4.9 / -2.9	5.5 / -3.5	5.9 / -3.9	6.7 / -4.7	8.8 / -6.8	11.6 / -9.6			
0-40%	4.8 / -2.8	5.3 / -3.3	5.7 / -3.7	6.6 / -4.6	8.6 / -6.6	11.2 / -9.2			

(b) 軽負荷期（秋季，年末，GW）

出力帯	kWh単価 [円/kWh] (上げ/下げ)								
	石炭	MACC	ACC	CC	LNG	石油	一般水力	揚水 (発電)	揚水 (ポンプ)
90-100%	5.2 / -3.2	5.5 / -3.5	6.1 / -4.1	6.6 / -4.6	8.3 / -6.3	13.2 / -11.2			
80-90%	5.1 / -3.1	5.3 / -3.3	5.9 / -3.9	6.5 / -4.5	8.1 / -6.1	12.8 / -10.8			
70-80%	5.0 / -3.0	5.1 / -3.1	5.7 / -3.7	6.4 / -4.4	7.9 / -5.9	12.4 / -10.4			
60-70%	4.9 / -2.9	4.9 / -2.9	5.5 / -3.5	6.3 / -4.3	7.7 / -5.7	12.0 / -10.0	9.9 / -7.9	7.9 / -5.9	5.5 / -3.5
50-60%	4.8 / -2.8	4.7 / -2.7	5.3 / -3.3	6.2 / -4.2	7.5 / -5.5	11.6 / -9.6			
40-50%	4.7 / -2.7	4.5 / -2.5	5.1 / -3.1	6.1 / -4.1	7.3 / -5.3	11.2 / -9.2			
0-40%	4.6 / -2.6	4.3 / -2.3	4.9 / -2.9	6.0 / -4.0	7.1 / -5.1	10.8 / -8.8			

* MACC: Most Advanced Combined Cycle, ACC: Advanced Combined Cycle, CC: Combined Cycle

また、シミュレーションの対象断面とした 2018～2019 年において、調整力の kWh 単価（絶対値）の 10 社加重平均の上げ方向と下げ方向の差はおよそ 2～3 円/kWh であった^[14]。これに基づき、本シミュレーションでは、上げ方向の kWh 単価と下げ方向の kWh 単価（絶対値）の差を 2 円/kWh として設定した。

(4) その他の主なシミュレーション条件

上記以外の主なシミュレーション条件を以下に示す。

- シミュレーションの計算刻みは 0.1 秒とした。
- 需要や連系線潮流の計画値、発電プラントの起動停止（運転台数）、EDC 指令値等の基準出力指令値については、当該断面における実測の時系列データで模擬した。なお、これらの実測データは 60 Hz 系統の各エリアの中給における計測データを用いた。また、これらの実測データは 0.1 秒よりサンプリング周期が長いため、必要に応じて線形補間を行った。
- LFC 調整力は当該断面において実際に LFC 対象となっていた発電プラントを選定した。
- 並列運転中の発電プラントは全て GF 運転とした。
- 広域 LFC 機能における補正量の算出で考慮するエリア間連系線の空容量については、当該断面における空容量の実績値を用いた。
- 各エリアの負荷の周波数特性は 2.0 %MW/%Hz とした。なお、%MW のベースは総需要、%Hz のベースは基準周波数（60 Hz）である。
- GTCC プラントモデルに与える大気温度は固定値とし、シミュレーション結果と実測データの対比により適宜調整した。
- 各エリアの慣性は当該断面において並列運転中の発電プラントモデルの慣性と、稼働中の原子力発電プラントの慣性の合計とした。
- 各エリアにおける再エネ電源等のモデル化対象外の発電設備の出力合計は次式により算出し、時系列データで模擬した。

$$P_{Oi} = P_{Li} - \left(\sum_{j=1}^{g_{\eta_i}} P_{Gi,j} + PT_i \right) \quad (5.28)$$

P_{Oi} : エリア i におけるモデル化対象外の発電設備の出力合計 [MW]

P_{Li} : エリア i における総需要 [MW]

$P_{Gi,j}$: エリア i における j 番目のモデル化対象発電プラントの出力実績 [MW]

PT_i : エリア i における連系線潮流実績 [MW]（エリア i の受電を正）

5.4.3 シミュレーション結果

(1) 周波数の結果

各ケースにおける周波数偏差の絶対値の 99.73 パーセンタイル値（以下、「 3σ 相当値」と称す）と、周波数偏差の平均絶対誤差（MAE : Mean Absolute Error）を表 5.6 に示す。同表では、ケース 1 と比較して周波数偏差の指標が低減したケースを青字で、増加したケースを赤字で示している。また、各断面において周波数偏差の指標が最も低減されたケースを太字と下線で示している。

周波数偏差の 3σ 相当値については、広域 LFC を行った場合、年末の断面における ADI（ケース 2）および GW 断面における CDM（ケース 3）を除き、広域 LFC なしのケースと比べて低減された。また、広域 LFC の各手法のうち、切り替え手法のケース 5（動作閾値 : 0.04Hz, 復帰閾値 : 0.02Hz）が、周波数偏差の 3σ 相当値を最も低減できており、次いで並列配分手法を用いたケース 6, ケース 7 のいずれかとなった。

周波数偏差の MAE については、秋季断面における CDM（ケース 3）とケース 4 の切り替え手法（動作閾値 : 0.10 Hz, 復帰閾値 : 0.05 Hz）、ならびに GW 断面における ADI 以外のケース（ケース 3~7）では、広域 LFC なしのケース 1 と比べてやや増大したものの、それ以外は低減された。並列配分手法については、GW の断面では広域 LFC なしのケースよりも MAE はやや増加したが、その他の断面ではケース 6 とケース 7 のいずれかが、MAE を最も低減できた。また、切り替え手法については、ケース 5（動作閾値 : 0.04 Hz, 復帰閾値 : 0.02 Hz）の MAE は並列配分手法の結果と同程度であり、ケース 4（動作閾値 : 0.10 Hz, 復帰閾値 : 0.05 Hz）の MAE は ADI や CDM と同程度であった。

(2) LFC 動作量の結果

各ケースにおける 1 日の LFC 動作電力量の合計を、上げ方向と下げ方向毎に表 5.7 に示す。同表では、ケース 1 と比較して LFC 動作電力量が低減したケースを青字で、増加したケースを赤字で示している。また、各断面において LFC 動作電力量が最も低減されたケースを太字と下線で示している。

広域 LFC を行ったケース 2~7 では、いずれのケースおよび断面においても、広域 LFC なしのケース 1 と比べて LFC 動作電力量が低減された。広域 LFC を行ったケース 2~7 を比較すると、CDM（ケース 3）が LFC 動作電力量を最も低減できる場合が多かった。また、切り替え手法や並列配分手法では、CDM と同程度に LFC 動作電力量を低減された。一方、ADI は CDM や切り替え手法、並列配分手法と比べて LFC 動作電力量の低減量が小さい結果となった。

表 5.6 各ケースにおける周波数偏差の3 σ 相当値と MAE

ケース	広域LFCの 制御手法	周波数偏差の3 σ 相当値 [Hz]					周波数偏差のMAE [Hz]				
		夏季	秋季	年末	冬季	GW	夏季	秋季	年末	冬季	GW
1	なし	0.0968	0.1397	0.1179	0.0999	0.1480	0.0232	0.0337	0.0280	0.0242	0.0344
2	ADI	0.0961	0.1350	0.1188	0.0990	0.1421	0.0226	0.0335	0.0267	0.0238	0.0340
3	CDM	0.0858	0.1360	0.1144	0.0981	0.1536	0.0223	0.0346	0.0267	0.0237	0.0361
4	切り替え手法 (動作閾値：0.10 Hz 復帰閾値：0.05 Hz)	0.0872	0.1294	0.1100	0.0982	0.1463	0.0224	0.0339	0.0267	0.0236	0.0353
5	切り替え手法 (動作閾値：0.04 Hz 復帰閾値：0.02 Hz)	0.0759	0.1231	0.1076	0.0920	0.1388	0.0201	0.0330	0.0251	0.0223	0.0356
6	並列配分手法 (LFC動作量を MO配分)	0.0763	0.1236	0.1077	0.0935	0.1404	0.0200	0.0330	0.0249	0.0224	0.0360
7	並列配分手法 (LFC動作量を 大きさの比で配分)	0.0808	0.1245	0.1096	0.0918	0.1434	0.0196	0.0331	0.0250	0.0219	0.0362

表 5.7 各ケースにおける上げ方向と下げ方向の LFC 動作電力量

ケース	広域LFCの 制御手法	上げ方向のLFC動作電力量 [GWh]					下げ方向のLFC動作電力量 [GWh]				
		夏季	秋季	年末	冬季	GW	夏季	秋季	年末	冬季	GW
1	なし	3.982	2.499	3.561	4.221	2.865	10.454	9.731	8.051	12.541	8.697
2	ADI	3.635	1.974	2.919	3.503	2.419	9.819	8.947	7.171	11.513	8.061
3	CDM	2.572	1.387	1.801	1.899	1.553	8.781	8.325	5.959	9.887	7.044
4	切り替え手法 (動作閾値：0.10 Hz 復帰閾値：0.05 Hz)	2.566	1.399	1.796	1.927	1.573	8.795	8.363	5.970	9.884	7.071
5	切り替え手法 (動作閾値：0.04 Hz 復帰閾値：0.02 Hz)	2.614	1.502	1.937	2.010	1.668	8.903	8.448	6.067	9.913	7.176
6	並列配分手法 (LFC動作量を MO配分)	2.547	1.445	1.856	1.987	1.544	8.813	8.370	5.996	9.887	6.980
7	並列配分手法 (LFC動作量を 大きさの比で配分)	2.617	1.417	1.846	1.926	1.544	8.817	8.375	5.972	9.876	7.002

(3) LFC 動作コストの結果

広域 LFC を行ったケース 2～7 について、広域 LFC なしのケース 1 に対する LFC 動作コストの増減量（差分）を表 5.8 に示す。同表では、ケース 1 と比較して LFC 動作コストが低減したケースを青字で、増加したケースを赤字で示している。また、各断面において LFC 動作コストが最も低減されたケースを太字と下線で示している。なお、LFC 動作コストは一般送配電事業者から発電事業者への支払いを正とし、LFC を行う一般送配電事業者の観点で評価した。

CDM（ケース 3）、切り替え手法（ケース 4、5）および並列配分手法（ケース 6、7）では、いずれの断面においても、広域 LFC なしのケース 1 と比較して LFC 動作コストが低減された。このうち、CDM もしくはケース 6 の並列配分手法（LFC 動作量を MO で配分）が LFC 動作コストを最も低減できる結果となった。一方、ADI については、他の広域 LFC 手法と比べて LFC 動作コストの低減効果が小さく、夏季断面および秋季断面では、広域 LFC なしのケース 1 と比べて増加する結果となった。

以上より、提案した切り替え手法および並列配分手法は、周波数偏差、LFC 動作量、LFC 動作コストのいずれも、広域 LFC なしの場合と比べて低減されることを示した。次項では、得られたシミュレーション結果に対する考察について述べる。

表 5.8 ケース 1 に対する LFC 動作コストの増減量

ケース	広域LFCの 制御手法	ケース1に対するLFC動作コストの増減量 [百万円]				
		夏季	秋季	年末	冬季	GW
2	ADI	1.00	0.29	-0.13	-0.61	-0.47
3	CDM	-5.39	<u>-0.94</u>	<u>-2.11</u>	<u>-4.64</u>	-3.44
4	切り替え手法 (動作閾値：0.10 Hz 復帰閾値：0.05 Hz)	-5.69	-0.84	-2.09	-4.45	-3.45
5	切り替え手法 (動作閾値：0.04 Hz 復帰閾値：0.02 Hz)	-5.80	-0.13	-1.41	-3.90	-3.36
6	並列配分手法 (LFC動作量を MO配分)	<u>-5.95</u>	-0.15	-1.48	-4.11	<u>-3.59</u>
7	並列配分手法 (LFC動作量を 大きさの比で配分)	-4.06	-0.06	-1.09	-3.41	-3.17

5.4.4 シミュレーション結果の考察

(1) 周波数の結果に関する考察

表 5.6 に示した通り、周波数偏差の 3σ 相当値や MAE は、広域 LFC を行った場合、いずれの手法においても、ほぼ全ての断面で広域 LFC なしのケースと比べて低減された。この要因の一つに、AR のネッティングが考えられる。広域 LFC なしの場合は、各エリアが各々の AR を解消するように LFC を行うため、周波数偏差を助長する方向に LFC 調整力が動作する場合がある。一方、広域 LFC を行った場合、AR の合算によりエリア間で逆方向に発生している AR はネッティングされるため、各エリアは 60 Hz 系統全体の需給偏差、すなわち周波数偏差を解消する方向に LFC 調整力を動作させることになる。このため、広域 LFC を行ったケースでは、ほぼ全ての断面で周波数偏差の 3σ 値や MAE が広域 LFC なしのケース 1 と比べて低減されたと考えられる。

夏季断面のシミュレーションにおける周波数偏差のパワースペクトルを図 5.15 に示す。同図より、広域 LFC を行ったケース 2～7 は、広域 LFC なしのケース 1 と比べて、約 500 秒以上の周期の周波数変動が抑制されていることがわかる。このため、AR のネッティングにより、約 500 秒以上の周期の周波数変動の抑制効果が向上したと考えられる。

また、CDM、切り替え手法、並列配分手法のケースでは、広域 LFC なしや ADI のケースと比べて、約 300 秒以上の周期の周波数変動が低減されていることがわかる。CDM、切り替え手法、並列配分手法では、LFC 動作量についてもネッティングを行う。この LFC 動作量のネッティングの有無が ADI と大きく異なる部分であることから、LFC 動作量のネッティングにより、約 300 秒以上の周期の周波数変動の抑制効果が向上したと考えられる。

さらに、並列配分手法とケース 5 の切り替え手法は、ADI や CDM、ケース 4 の切り替え手法と比べ、約 200 秒以上の周期の周波数変動が低減されている。並列配分手法では、合算後の AR を出力変化速度比で各 LFC 調整力に配分する。これにより、出力変化速度の速い LFC 調整力を動

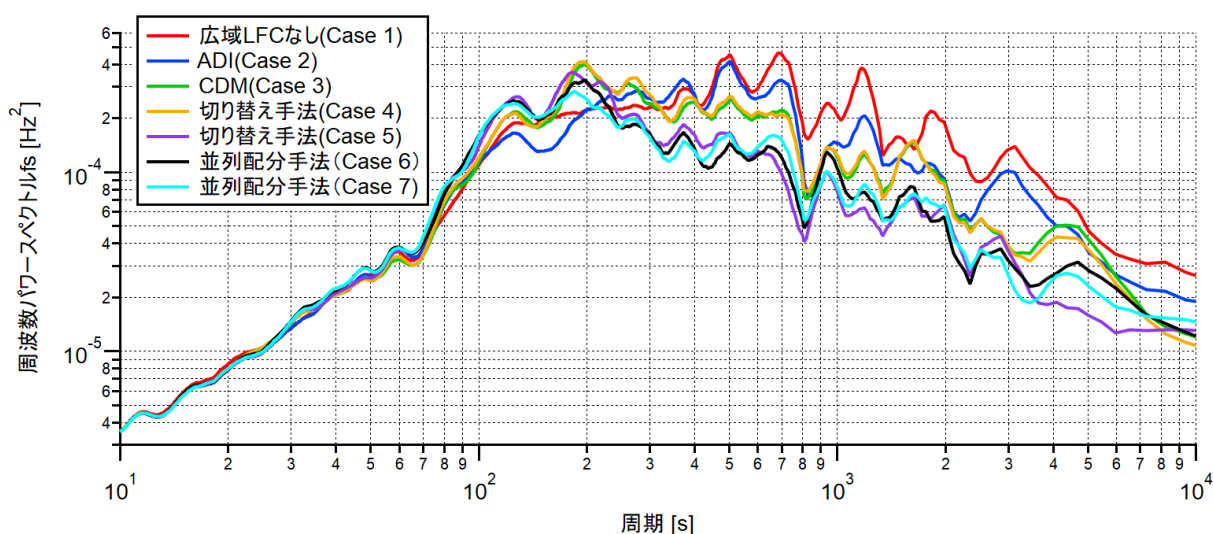


図 5.15 夏季断面のシミュレーションにおける周波数のパワースペクトル

作させることで、連系系統全体の需給偏差を早期に解消することができ、約 200 秒以上の周期の周波数変動をより低減できたと考えられる。また、切り替え手法では、周波数偏差の大きさが補正量の切り替え動作閾値を超過すると、LFC 需要の MO 配分により算出された補正量から、AR の出力変化速度比配分により算出された補正量に切り替える。ケース 5 の切り替え手法では、この動作閾値を 0.04 Hz と比較的小さく設定していたため、合算後の AR を出力変化速度比で配分する時間帯が長くなり、その結果、並列配分手法と同様に約 200 秒以上の周期の周波数変動をより低減できたと考えられる。

一方、ケース 4 の切り替え手法については、表 5.6 より、夏季や冬季の重負荷期の断面では、周波数偏差の 3σ 値が 0.1 Hz 以下であったことから、同断面ではほとんどの時間帯で CDM ベースの方式により算出された補正量が採用された。このため、夏季および冬季の断面における周波数偏差の結果は、CDM とほぼ同程度になったと考えられる。一方、秋季や年末、GW の軽負荷期の断面では、周波数変動が比較的大きかったため、合算後の AR を出力変化速度比で配分する時間が夏季や冬季の断面と比べて長くなり、その結果、秋季や年末、GW の断面では、ケース 4 の切り替え手法は CDM と比べて周波数偏差が低減されたと考えられる。

このように、切り替え手法の周波数偏差の低減効果は、補正量を切り替える閾値の設定に依存する。今回のシミュレーションで示した通り、補正量の切り替え動作閾値を小さくすると、周波数偏差の低減効果は向上する。一方、LFC 需要の MO 配分を行う時間が短くなることから、LFC 動作量や LFC 動作コストの低減効果は減少すると考えられる。

シミュレーションにより確認された、日本の電力系統における周波数に広域 LFC が与える影響を以下にまとめる。なお、夏季以外の 4 断面の周波数偏差のパワースペクトルについても、図 5.15 と同様の傾向が確認された。また、抑制効果が得られる周波数変動の周期については、広域 LFC を適用する電力系統により変化すると考えられる点に留意されたい。

- AR のネッティングの効果により、約 500 秒以上の周期の周波数変動が抑制された。
- LFC 動作量のネッティングの効果により、約 300 秒以上の周期の周波数変動が抑制された。
- 並列配分手法や切り替え手法では、AR の出力変化速度比配分により、他の広域 LFC 手法 (ADI, CDM) と比べて、約 200 秒以上の周期の周波数変動が抑制された。

(2) LFC 動作量の結果に関する考察

表 5.7 に示した通り、いずれの手法で広域 LFC を行った場合においても、LFC 動作電力量は全ての断面で広域 LFC なしのケースと比べて低減された。この要因の一つに、AR のネッティングが考えられる。広域 LFC なしの場合、各エリアが各々の AR を解消するように LFC を行うため、エリア間で逆方向に AR が発生した場合、LFC 調整力は逆方向に動作することとなる。一方、広域 LFC を行った場合、AR の合算により、エリア間で逆方向に発生している AR はネッティングされるため、各エリアは同一方向の AR に対して LFC 調整力を動作させることになる。このため、広域 LFC を行うことで、エリア間における逆方向の LFC 動作量の発生を低減することがで

き、LFC 動作電力量が広域 LFC なしのケースと比べて低減されたと考えられる。

広域 LFC を行ったケース同士を比較すると、ADI と比べて、CDM、切り替え手法、並列配分手法は LFC 動作電力量の低減量が大きい。これは、CDM、切り替え手法、並列配分手法では、AR に加えて LFC 動作量のネッティングも行うためと考えられる。前述の通り、AR のネッティングにより、エリア間における逆方向の LFC 動作量の発生を低減することができる。しかしながら、広域 LFC は離散的に行われる(今回のシミュレーションにおける制御周期は 5 秒である)ことや、演算や伝送による遅延が生じること、また、各エリアの LFC による LFC 指令値の計算や LFC 調整力の動作にも遅れがあることから、AR ネッティングのみでは、エリア間における逆方向の LFC 動作量の発生を防止することはできない。一方、CDM や切り替え手法、並列配分手法では、発生した LFC 動作量についてもネッティングすることで、LFC 動作量の更なる低減を実現できたと考えられる。

CDM とケース 4 における切り替え手法の LFC 動作電力量は、全ての断面で同程度であった。これは、ケース 4 の切り替え手法では周波数偏差が ± 0.1 Hz を超過しない限りは、CDM と同様に LFC 需要の MO 配分を行うためと考えられる。

一方、ケース 5 の切り替え手法および並列配分手法は、CDM やケース 4 の切り替え手法と比べて、LFC 動作電力量がやや大きい結果となった。ケース 5 の切り替え手法については、配分方式の切り替えの周波数偏差が ± 0.04 Hz と比較的小さいため、AR を出力変化速度比で配分する時間が長く、その間は LFC 動作量のネッティングは行われないことが要因として考えられる。また、並列配分手法の LFC 動作量が、CDM やケース 4 の切り替え手法と比べてやや増大した要因として、合算後の AR を出力変化速度比で配分していることが考えられる。これについて、図 5.16 を例に説明する。

図 5.16 はエリア 1 とエリア 2 の 2 エリアで広域 LFC を行う例を考えている。また、両エリアの LFC 調整力の出力変化速度は同一であり、kWh 単価はエリア 1 の方がエリア 2 に比べて安価であるとした。エリア 1 の LFC 動作量が 100 MW、エリア 2 の LFC 動作量が 0 MW のときに、両エリア合計で -40 MW の AR が発生した場合を考える。CDM や、周波数偏差が切り替え閾値以内の場合における切り替え手法では、LFC 需要、すなわち AR+LFC 動作量を MO で配分する。このため、LFC 需要 60 MW (=AR-40 MW+LFC 動作量 100 MW) は、kWh 単価の安価なエリア 1 のみに配分される。換言すると、発生した -40 MW の AR に対して、エリア 1 のみが下げ調整を行う。その結果、AR 解消後の LFC 動作量は、エリア 1 が 60 MW、エリア 2 が 0 MW となる。

一方、並列配分手法では、AR を出力変化速度比で配分する。図 5.16 の例では、両エリアの LFC 調整力の出力変化速度は同一としているため、AR はエリア 1 に -20 MW、エリア 2 に -20 MW 配分される。したがって、両エリア共に下げ調整を行うこととなる。このとき、エリア 2 は AR 発生前の LFC 動作量が 0 MW であったため、AR 解消後の LFC 動作量は -20 MW となる。一方、エリア 1 は AR 発生前の LFC 動作量が 100 MW であったため、AR 解消後の LFC 動作量は 80 MW となる。このように、AR の出力変化速度比配分により、上げ方向と下げ方向の LFC 動作量が混

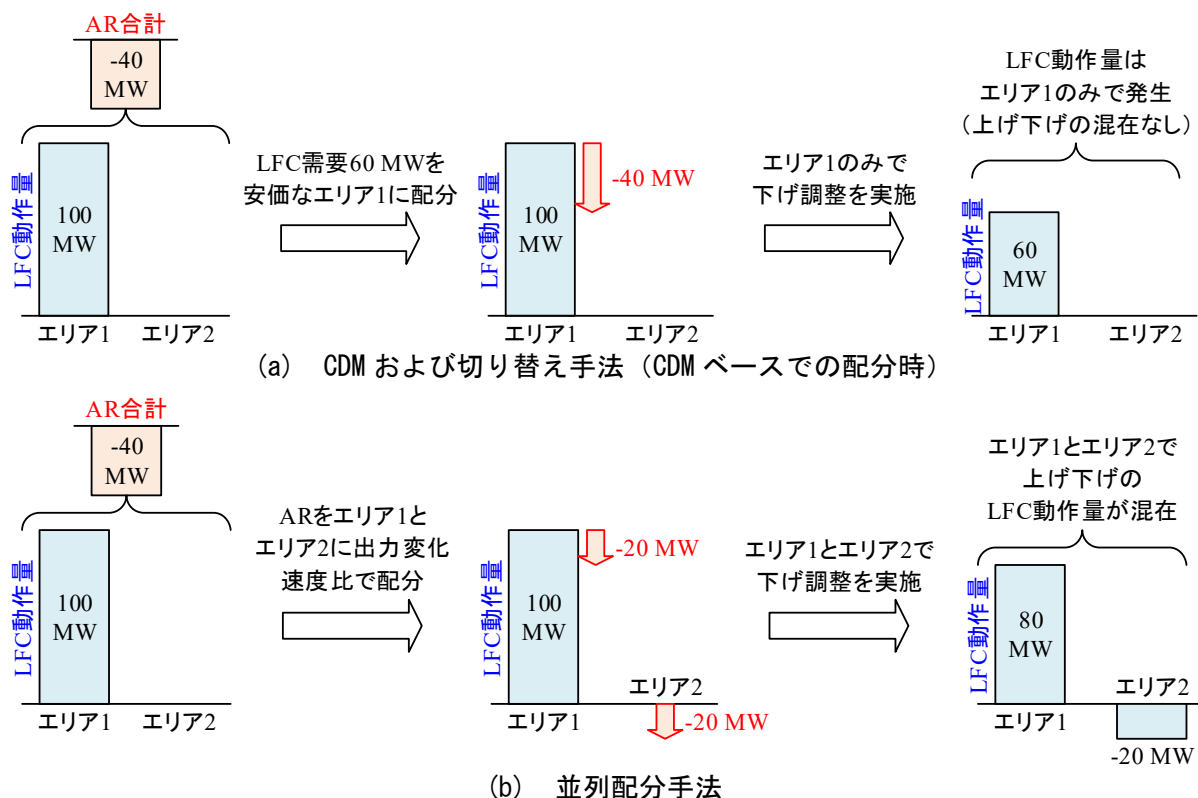


図 5.16 CDM, 切り替え手法, 並列配分手法における AR 発生時の LFC 動作量のイメージ

在する場合があります。その結果、並列配分手法は CDM や切り替え手法と比べて、LFC 動作電力量がやや大きくなったと考えられる。

なお、ここで逆方向に発生した LFC 動作量は、次の広域 LFC の制御のタイミングでネッティングされるため、最終的には上げ方向と下げ方向の LFC 動作量の混在は解消される。すなわち、並列配分手法における上げ方向と下げ方向の LFC 動作量の混在は一時的なものである。また、AR を出力変化速度比で配分するため、CDM や周波数偏差が切り替え閾値以内の場合における切り替え手法と比べて、LFC による合計の出力変化速度が大きくなり、周波数変動が早期に解消されるという利点がある。

(3) LFC 動作コストの結果に関する考察

表 5.8 に示した通り、夏季および秋季断面における ADI のケースを除き、広域 LFC を行った場合は広域 LFC なしのケース 1 と比べて、LFC 動作コストが低減された。この要因として主に以下の二点が挙げられる。

- AR や LFC 動作量のネッティングにより、LFC 動作電力量が低減されたこと。
- LFC 需要や LFC 動作量の MO 配分により、kWh 単価の安い LFC 調整力を活用できたこと。

CDM や切り替え手法、並列配分手法では、AR に加えて LFC 動作量もネッティングするため、表 5.7 に示した通り、AR のみをネッティングする ADI と比べて、LFC 動作電力量がより低減される。このため、CDM や切り替え手法、並列配分手法は、ADI と比べて LFC 動作コストを低減

できたと考えられる。

一方、ADI では、夏季および秋季断面において、LFC 動作コストが広域 LFC なしのケース 1 より増加した。これはネッティングされた上げ方向の LFC 動作電力量における kWh 単価が、ネッティングされた下げ方向の LFC 動作電力量における kWh 単価（絶対値）より安価であったことが要因として考えられる。

例えば、広域 LFC なしの場合において、上げ方向の LFC 動作電力量が 200 MWh で、その kWh 単価が 5 円/kWh、下げ方向の LFC 動作電力量が同様に 100 MWh で、その kWh 単価が-10 円/kWh の場合、合計の LFC 動作コストは 0 円となる。一方、上記の例において、下げ方向の LFC 動作量が全てネッティングされ、LFC 動作電力量は上げ方向の 100 MWh のみになったとすると、LFC 動作コストは 50 万円となり、LFC 動作量がネッティングされない（広域 LFC を行わない）場合と比べて、LFC 動作コストは増加することとなる。なお、上記の例において、上げ方向の LFC 動作電力量の kWh 単価が 10 円/kWh 以上の場合や、下げ方向の LFC 動作電力量の kWh 単価が-5 円/kWh 以上の場合、LFC 動作量がネッティングされることで、LFC 動作コストは低減されることとなる。

このように、LFC 調整力の kWh 単価によっては、ネッティングにより LFC 動作コストが増加する可能性がある点に留意されたい。なお、今回のシミュレーションでは、夏季および秋季断面における ADI のケース以外に、ネッティングによる LFC 動作コストの増加は見られなかったが、これは表 5.3 で示した通り、LFC 動作量に対する上げ方向と下げ方向の kWh 単価（絶対値）は 2 円の価格差をつけたことが要因の一つとして考えられる。

次に、LFC 動作コスト低減の要因の二点目として挙げた、LFC 需要や LFC 動作量の MO 配分による効果の一例として、並列配分手法のケース 6 とケース 7 の結果を比較する。表 5.7 に示した通り、ケース 6 とケース 7 における LFC 動作電力量は同程度である。一方、LFC 動作コストは表 5.8 に示した通り、LFC 動作量を MO で配分したケース 6 の方が、LFC 動作量を元の LFC 動作量の大きさの比率で配分したケース 7 と比べて低減された。したがって、ケース 6 はケース 7 と比べて、同一の LFC 動作電力量に対して、より安価な LFC 調整力が動作したといえる。ケース 6 とケース 7 における、LFC 動作電力量に対する平均 kWh 単価を表 5.9 に示す。同表では、各断面において平均 kWh 単価が安価な方を青字で示している。同表より、いずれの断面においても、ケース 6 はケース 7 と比べて、全ての断面において平均 kWh 単価が低減されており、LFC 動作量を MO で配分することにより、より安価な LFC 調整力を活用できていることがわかる。

表 5.9 ケース 6 とケース 7 における LFC 動作電力量に対する平均 kWh 単価

ケース	広域LFCの 制御手法	上げ方向のLFC動作電力量に対する 平均kWh単価 [円/kWh]					下げ方向のLFC動作電力量に対する 平均kWh単価 [円/kWh]				
		夏季	秋季	年末	冬季	GW	夏季	秋季	年末	冬季	GW
6	並列配分手法 (LFC動作量を MO配分)	9.97	6.46	6.11	7.76	6.63	-6.29	-4.17	-4.11	-5.09	-4.11
7	並列配分手法 (LFC動作量を 大きさの比で配分)	10.01	6.50	6.17	7.93	6.71	-6.17	-4.14	-4.07	-5.01	-4.05

5.5 結言

本章では、周波数変動と LFC 動作コストの双方を低減する広域 LFC 手法を提案し、その有効性を第 3 章で開発した日本の電力系統モデルを活用したシミュレーションにより検証した。

上記の検討を始めるにあたり、まずは米国やドイツで導入されている広域 LFC について、各手法の得失を整理した。また、その得失整理の結果に基づき、周波数変動の大きさに応じて、米国の広域 LFC 手法とドイツの広域 LFC 手法を切り替える、新たな広域 LFC の手法(切り替え手法)を提案した。さらに、第 4 章で提案した、「単一エリアにおける需給偏差と LFC 動作コストの双方を低減する LFC」における制御量の配分方法を活用し、連系系統全体の AR を出力変化速度比で、LFC 動作量を MO で配分する広域 LFC 手法(並列配分手法)を提案した。

米国、ドイツ、ならびに提案手法の広域 LFC について、第 3 章で開発した日本の電力系統モデルによるシミュレーションを行った。その結果、周波数変動と LFC 動作コストの双方を低減する、という目的において、二つの提案手法はいずれも米国やドイツの手法と比べて優位であることが明らかとなった。

なお、広域 LFC により得られる効果は、制御パラメータの設定によって異なるため、実系統に適用する際は、試験運用等を通して制御パラメータの検討を十分に行う必要があると考えられる。また、各広域 LFC 手法はそれぞれに一長一短があるため、広域 LFC を行う目的や適用する系統に応じて、適切な手法を選定することが望ましいと考えられる。

第 6 章

結論

本論文では、わが国において 2026 年度に導入が予定されている広域 LFC について、周波数変動と LFC 動作コストの双方を低減する制御手法を検討した。

本論文の前半では、提案した広域 LFC 手法を日本の電力系統に適用した場合の有効性を検証するため、平常時の周波数シミュレーションを対象とした日本の電力系統モデルを開発した。

まず、第 2 章では平常時の周波数シミュレーションを対象として開発した火力発電プラントモデルについて述べた。平常時の周波数シミュレーションを精度良く行うためには、主たる調整力である火力発電プラントのモデリングが重要となる。しかしながら、火力発電プラントを詳細にモデリングした場合、制御ブロックの数が多くなり、計算負荷の増大が懸念される。このため、平常時におけるタービン出力の応動に及ぼす影響が大きい部分を抽出してモデルを構築することにより、平常時の周波数シミュレーションにおける解析精度と計算負荷の低減を両立した。

開発した火力発電プラントモデルについて、平常時における出力指令値の変更および周波数の変動に対するタービン出力は、実機の発電機出力と良好に合致することをシミュレーションにより示した。なお、ここで開発した火力発電プラントモデルは、電気学会の AGC30 モデルに採用され、国内の大学やメーカー、電力会社等において幅広く活用されている。

第 3 章では、平常時の周波数シミュレーションを対象として開発した日本の電力系統モデルについて述べた。わが国において広域 LFC を実現するためには、広域 LFC が日本の電力系統に及ぼす影響を定量的に評価することが重要となる。このため、本研究では日本の各エリアの LFC 機能および主要な発電プラントをモデル化し、平常時におけるわが国の周波数や連系線潮流等を精度良く再現できるシミュレーションモデルを開発した。

開発したモデルを用いて、平常時における日本の電力系統の応動再現シミュレーションを行い、周波数や連系線潮流等について、実測データとシミュレーション結果を比較した。その結果、両者は概ね合致しており、開発したモデルが平常時におけるわが国の周波数シミュレーションに対して、良好な解析精度を有していることを示した。

本論文の後半では、エリアの需給偏差と LFC 動作コストの双方を低減する LFC 手法、ならびに連系系統の周波数変動と LFC 動作コストの双方を低減する広域 LFC 手法を提案した。

第 4 章では、広域 LFC の検討の端緒として、エリアの需給偏差と LFC 動作コストの双方を低減する LFC 手法を検討、提案した。本研究の目的は周波数変動と LFC 動作コストの双方を低減する広域 LFC 手法の提案であるが、広域 LFC は複数エリアに対して行うため分析対象が多く、結果の要因分析等の考察が煩雑になると予想された。このため、本研究では段階的に検討を行うこととし、まずは単一エリアを対象とした LFC について、エリアの需給偏差と LFC 動作コスト

の双方を低減する制御手法を検討，提案した。提案手法では，エリアの AR を出力変化速度の比率で，LFC 動作量を MO で各 LFC 調整力に配分する。AR の出力変化速度比配分により AR を抑制しつつ，LFC 動作量を MO で各 LFC 調整力に再配分することにより，LFC 動作コストの低減を図る。

提案手法の有効性検証として，AGC30 モデルおよび第 3 章で構築した関西エリアモデルによるシミュレーションを行い，提案手法は AR や LFC 動作電力量，LFC 動作コストを従来の LFC と比べて低減できることを示した。また，関西エリアモデルを用いたシミュレーション結果から，提案手法は実システムに対して有用な手法であると考えられる。

第 5 章では，まず米国とドイツで導入されている広域 LFC について，各手法の得失を整理した。その結果，米国の広域 LFC 手法は特に周波数変動抑制の観点で優れており，ドイツの広域 LFC 手法は LFC 動作量および LFC 動作コストの低減の観点で特に優れていることを明らかにした。

この得失整理の結果に基づき，周波数変動の大きさに応じて，米国の広域 LFC 手法とドイツの広域 LFC 手法を切り替える，新たな広域 LFC の手法（切り替え手法）を提案した。切り替え手法では，周波数偏差の大きさが閾値以下の場合は，LFC 動作コストの低減を優先してドイツの手法をベースとした方法を用い，周波数偏差の大きさが閾値を超過した場合は，周波数変動の抑制を優先して米国の手法をベースとした方法に切り替える。

また，上記に加え，第 4 章で提案した「単一エリアにおける需給偏差と LFC 動作コストの双方を低減する LFC 手法」における制御量の配分方法を活用した広域 LFC 手法（並列配分手法）を併せて提案した。並列配分手法では，連系系統全体の AR を出力変化速度比で，LFC 動作量を MO でそれぞれ各 LFC 調整力に配分する。連系系統全体の AR を出力変化速度比で各 LFC 調整力に配分することで周波数変動を抑制しつつ，LFC 動作量を MO で各 LFC 調整力に再配分することにより，LFC 動作コストの低減を図る。

米国，ドイツ，ならびに提案手法の広域 LFC について，第 3 章で開発した日本の電力系統モデルによるシミュレーションを行った。その結果，周波数変動と LFC 動作コストの双方を低減する，という目的において，二つの提案手法はいずれも米国やドイツの手法と比べて優位であることを明らかにした。なお，広域 LFC により得られる効果は，制御パラメータの設定によって異なるため，実システムに適用する際は，試験運用等を通して制御パラメータの検討を十分に行う必要があると考えられる。また，各広域 LFC 手法はそれぞれに一長一短があるため，広域 LFC を行う目的や適用する系統に応じて，適切な手法を選定することが望ましいと考えられる。

本研究で提案した広域 LFC 手法のうち，並列配分手法は日本の電力系統に実装される予定となっている。本研究で得られた成果が，今後の日本の電力系統の安定運用の一助となることを願う。

謝辞

本論文を取り纏めるにあたり，特段のご指導，ご鞭撻を賜りました，東京工業大学 工学院 河辺 賢一 助教，愛知工業大学 工学部 電気学科 七原 俊也 教授に深謝申し上げます。

また，本論文に関して貴重なご助言を賜りました，東京工業大学 工学院 千葉 明 教授，藤田 英明 教授，萩原 誠 准教授，竹内 希 准教授，横浜国立大学 大学院工学研究院 辻 隆男 准教授，ならびに早稲田大学での学部および博士前期課程におきまして，電力系統工学をご教授いただくとともに，研究のご指導，ご鞭撻を賜りました，早稲田大学 理工学術院 岩本 伸一 名誉教授に御礼申し上げます。

本論文は一般財団法人 電力中央研究所の関係各位，ならびに一般送配電事業者の関係各位のご支援の賜物です。研究遂行に関してご指導いただいた電力中央研究所 天野 博之 研究推進マネージャー，永田 真幸 研究部門長，井上 俊雄 研究アドバイザー，ご協働いただいた田村 潤 研究員に心より感謝申し上げます。

参考文献

<第1章>

- [1] 経済産業省：「電力システム改革専門委員会報告書」（2013）
- [2] 「電力システムに関する改革方針」（2013）
- [3] 経済産業省：「電気事業法等の一部を改正する法律について（概要）」（2014）
- [4] 送配電網協議会：「需給調整市場の概要・商品要件」（2020）
- [5] 電力需給調整取引所：「需給調整市場における三次調整力①、②の取引状況について」，第 64 回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会，資料 5-1 (2022)
- [6] 北海道電力ネットワーク株式会社：「北海道エリアにおける広域需給調整の運用開始について」
https://www.hepco.co.jp/network/info/2020/1251196_1853.html#:~:text=%E5%BA%83%E5%9F%9F%E9%9C%80%E7%B5%A6%E8%AA%BF%E6%95%B4%E3%81%AF%E3%80%81%E5%BD%93%E7%A4%BE,%E3%82%92%E9%96%8B%E5%A7%8B%E3%81%97%E3%81%A6%E3%81%84%E3%81%BE%E3%81%99%E3%80%82（2022 年 3 月 14 日閲覧）
- [7] 資源エネルギー庁：「需給調整市場について」，第 28 回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会，資料 5 (2019)
- [8] 需給調整市場検討小委員会 事務局：「一次調整力および二次調整力①の広域調達の方向性について」，第 24 回 需給調整市場検討小委員会，資料 3 (2021)
- [9] 北海道電力株式会社，東北電力株式会社，東京電力パワーグリッド株式会社，中部電力株式会社，北陸電力株式会社，関西電力株式会社，中国電力株式会社，四国電力株式会社，九州電力株式会社，沖縄電力株式会社：「中給システムの抜本的な改修に関する検討状況について」，第 7 回 需給調整市場検討小委員会，資料 4 (2018)
- [10] 送配電網運用委員会：「二次調整力①広域運用の現状活用案の検討状況について」，第 10 回 需給調整市場検討小委員会，資料 4 (2019)
- [11] 電力需給解析モデル標準化調査専門委員会：「電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル」，電気学会技術報告，第 1386 号 (2016)
- [12] I. Avramiotis-Falireas, P. Zolotarev, A. Ahmadi-Khatir and M. Zima, "Analysis and comparison of secondary frequency control reserve activation rules: Pro-rata vs. merit order," in *Proc. 2014 Power Systems Computation Conference*, pp. 1-7 (2014)
- [13] E-Bridge and IAEW, "Impact of Merit Order activation of automatic Frequency Restoration Reserves and harmonized Full Activation Times" (2016)
- [14] A. R. Oneal, "A simple method for improving control area performance: area control error (ACE) diversity interchange ADI," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 2, pp. 1071-1076 (1995)

- [15] NERC, “Reliability Guideline Area Control Error Diversity Interchange Process – Version 3” (2021)
- [16] P. Zolotarev, M. Gökeler, M. Kuring, H. Neumann, and E. M. Kurscheid, “Grid Control Cooperation – A Framework for Technical and Economical Cross-border Optimization for Load-Frequency Control,” in *Proc. CIGRE 2012 Paris sessions*, C-102 (2012)
- [17] ENTSO-E, “Electricity Balancing in Europe” (2018)
- [18] ENTSO-E, “Explanatory document to all TSOs’ proposal for the implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing” (2018)

<第2章>

- [1] 電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御調査専門委員会：「電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御」，電気学会技術報告，第 869 号 (2002)
- [2] IEEE Committee Report, “Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies,” *IEEE Trans. in Power Apparatus & Systems*, Vol.92, No. 6, pp.1904-1915 (1973)
- [3] 谷口 治人，上田 清隆，上之菌 博：「タービン高速制御による安定度向上策（第1報）－火力ガバナー系のシミュレーションとその動特性－」，電力中央研究所報告，177055 (1978)
- [4] 井上 俊雄，谷口 治人：「電力系統動特性解析のための火力プラントモデルとその標準定数」，電力中央研究所報告，T91007 (1991)
- [5] F. P. Mello and D. J. Ahner: “Dynamic Models for Combined Cycle Plants in Power System Studies,” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.9, No.3, pp. 1698-1708 (1994)
- [6] 井上 俊雄，須藤 義也，竹内 昭，三谷 嘉伸，中地 芳紀：「電力系統動特性解析のためのコンバインドサイクルプラントモデルの開発」，電気学会論文誌 B, Vol.119-B, No.7, pp.788-797 (1999)
- [7] K. Kunitomi, A. Kurita, H. Okamoto, Y. Tada, S. Ihara, P. Pourbeik, W. W. Price, A. B. Leirbukt and J. Sanchez-Gasca, “Modeling Frequency Dependency of Gas Turbine Output,” in *Proc. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Vol.2, pp. 678-683 (2001)
- [8] Naoto Kakimoto and Kazuhiro Baba, “Performance of Gas Turbine-Based Plants During Frequency Drops,” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.18, No.3, pp. 1110-1115 (2003)
- [9] Task Force on Turbine-Governor Modeling, “Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies,” IEEE Technical Report, PES-TR1 (2013)
- [10] 天野 博之，川口 直樹，井上 俊雄：「負荷周波数制御シミュレーション用火力プラントモデルの開発」，電力中央研究所報告，T03044 (2004)
- [11] 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)

- [12] 電力需給解析モデル標準化調査専門委員会：「電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル」，電気学会技術報告，第 1386 号 (2016)

<第 3 章>

- [1] 電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御調査専門委員会：「電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御」，電気学会技術報告，第 869 号 (2002)
- [2] 電力需給解析モデル標準化調査専門委員会：「電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル」，電気学会技術報告，第 1386 号 (2016)
- [3] 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」，電力中央研究所総合報告，T14 (1990)
- [4] 細越 秀男，松本 光裕，飛田 雄一，高口 雄介，三谷 智久：「大規模蓄電システムによる周波数制御方式の開発」，電気学会論文誌 B，Vol.137，No.10，pp.648-654 (2017)
- [5] 北海道電力株式会社，東北電力株式会社，東京電力パワーグリッド株式会社，中部電力株式会社，北陸電力株式会社，関西電力株式会社，中国電力株式会社，四国電力株式会社，九州電力株式会社，沖縄電力株式会社：「中給システムの抜本的な改修に関する検討状況について」，第 7 回 需給調整市場検討小委員会，資料 4 (2018)
- [6] 関西電力：「⑧広域的な調達・運用に対する技術的課題の抽出」，第 3 回 調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会，資料 6 (2017)
- [7] 火力原子力発電技術協会：「計測と制御（平成 21 年度改定版）」，火原協会講座③⑥ (2011)
- [8] Changsong Li, Yuji Okada, Masayuki Watanabe, Yasunori Mitani, “Modeling Kita-Hon HVDC Link for load frequency control of Eastern Japan 50-Hz power system based on application of the CampusWAMS,” in *Proc. 2010 IEEE International Symposium on Circuits and System*, pp. 2307-2310 (2010)

<第 4 章>

- [1] 電力需給解析モデル標準化調査専門委員会：「電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル」，電気学会技術報告，第 1386 号 (2016)
- [2] P. Kundur, “Power System Stability and Control,” McGraw-Hill (1994)
- [3] Jan Machowski, Janusz W. Bialek and James R. Bumby, “POWER SYSTEM DYNAMICS Stability and Control Second Edition,” WILEY (2012)
- [4] E-Bridge and IAEW, “Impact of Merit Order activation of automatic Frequency Restoration Reserves and harmonized Full Activation Times,” ENTSO-E Technical Report (2016)
- [5] 辻井 佑樹，逢見 翔太：「負荷周波数制御におけるメリットオーダーとランプレートを考慮したハイブリッド指令値配分手法」，電気学会論文誌 B，Vol.140，No.5，pp.371-378 (2020)
- [6] 斉田 賢，今中 政輝，栗本 宗明，杉本 重幸，加藤 丈佳，秦 幸一郎，中地 芳紀：「メリッ

- トオーダーに基づく負荷周波数制御における AR 変化量を考慮した指令値配分手法」, 電気学会論文誌 B, Vol.141, No.2, pp.136-144 (2021)
- [7] H. Wang, Z. Lei, X. Zhang, J. Peng and H. Jiang, “Multiobjective Reinforcement Learning-Based Intelligent Approach for Optimization of Activation Rules in Automatic Generation Control,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 17480-17492 (2019)
- [8] J. Li and T. Yu, “Virtual Generation Alliance Automatic Generation Control Based on Deep Reinforcement Learning,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 182204-182217 (2020)
- [9] J. Li and T. Yu, "Deep Reinforcement Learning Based Multi-Objective Integrated Automatic Generation Control for Multiple Continuous Power Disturbances," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 156839-156850 (2020)
- [10] 関西電力：「⑧広域的な調達・運用に対する技術的課題の抽出」, 第 3 回 調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会, 資料 6 (2017)

<第 5 章>

- [1] 送配電網協議会：「需給調整市場の概要・商品要件」 (2020)
- [2] 電力需給調整取引所：「需給調整市場における三次調整力①、②の取引状況について」, 第 64 回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会, 資料 5-1 (2022)
- [3] 需給調整市場検討小委員会 事務局：「一次調整力および二次調整力①の広域調達の方向性について」, 第 24 回 需給調整市場検討小委員会, 資料 3 (2021)
- [4] 北海道電力株式会社, 東北電力株式会社, 東京電力パワーグリッド株式会社, 中部電力株式会社, 北陸電力株式会社, 関西電力株式会社, 中国電力株式会社, 四国電力株式会社, 九州電力株式会社, 沖縄電力株式会社：「中給システムの抜本的な改修に関する検討状況について」, 第 7 回 需給調整市場検討小委員会, 資料 4 (2018)
- [5] 送配電網運用委員会：「二次調整力①広域運用の現状活用案の検討状況について」, 第 10 回 需給調整市場検討小委員会, 資料 4 (2019)
- [6] I. Avramiotis-Falireas, P. Zolotarev, A. Ahmadi-Khatir and M. Zima, “Analysis and comparison of secondary frequency control reserve activation rules: Pro-rata vs. merit order,” in *Proc. 2014 Power Systems Computation Conference*, pp. 1-7 (2014)
- [7] E-Bridge and IAEW, “Impact of Merit Order activation of automatic Frequency Restoration Reserves and harmonized Full Activation Times” (2016)
- [8] A. R. Oneal, “A simple method for improving control area performance: area control error (ACE) diversity interchange ADI,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 2, pp. 1071-1076 (1995)
- [9] NERC, “Reliability Guideline Area Control Error Diversity Interchange Process – Version 3” (2021)
- [10] P. Zolotarev, M. Gökeler, M. Kuring, H. Neumann, and E. M. Kurscheid, “Grid Control Cooperation – A Framework for Technical and Economical Cross-border Optimization for Load-Frequency Control,”

in *Proc. CIGRE 2012 Paris sessions*, C-102 (2012)

- [11] ENTSO-E, “Explanatory document to all TSOs’ proposal for the implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing” (2018)
- [12] 電力需給解析モデル標準化調査専門委員会：「電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル」，電気学会技術報告，第 1386 号 (2016)
- [13] 東京電力パワーグリッド株式会社：「2021 年度電源 I 周波数調整力募集要綱」 (2021)
- [14] 電力・ガス取引等監視委員会：「一般送配電事業者が指令した調整力の電力量価格及び電力量について」， <https://www.emsc.meti.go.jp/info/other/results.html2.html> (2022 年 6 月 8 日閲覧)
- [15] 電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御調査専門委員会：「電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御」，電気学会技術報告，第 869 号 (2002)

発表文献目録

<学術論文誌>

1. 徳光, 天野:「需給・周波数制御シミュレーション用火力プラントモデルの開発」, 電気学会論文誌 B, Vol.136, No.5, pp.471-483 (2016)
2. 徳光, 天野:「全国 10 エリアの需給・周波数シミュレーションモデルの開発」, 電気学会論文誌 B, Vol.140, No.2 pp.57-67 (2020)
3. K. Tokumitsu, H. Amano, K. Kawabe, T. Nanahara: “Analysis and Improvement of Cross-Regional Cooperation for Automatic Frequency Restoration Reserves,” *Electric Power Systems Research*, Vol. 188, 2020.

<国際会議における発表>

1. K. Tokumitsu, H. Amano, K. Kawabe, T. Nanahara: “Analysis and Improvement of Cross-Regional Cooperation for Automatic Frequency Restoration Reserves,” in *Proc. 21st Power Systems Computation Conference*, 2020.
2. K. Tokumitsu, H. Amano, K. Kawabe: “Improved Load Frequency Controller for Reduction of Both Area Control Error and Automatic Frequency Restoration Reserve Energy Cost,” in *Proc. 2021 IEEE Madrid PowerTech*, 2021.
3. K. Tokumitsu, H. Amano, K. Kawabe: “A Case Study of New Load Frequency Controller for Reduction of Both Area Control Error and Automatic Frequency Restoration Reserve Energy Cost,” in *Proc. CIGRE 2022 Kyoto Symposium*, 2022.

<国内会議における発表>

1. 徳光, 天野, 井上:「需給制御シミュレーション用コンバインドサイクルプラントモデルの開発」, 平成 27 年 電気学会 電力系統技術研究会, PSE15021 (2015)
2. 天野, 徳光, 井上:「需給制御シミュレーション用汽力プラントモデルの開発」, 平成 27 年 電気学会 電力系統技術研究会, PSE15020 (2015)
3. 天野, 徳光, 井上:「同期化力係数を用いない需給制御シミュレーション用連系系統モデル」, 平成 27 年 電気学会全国大会, 6-151 (2015)
4. 徳光, 天野, 三宅, 安部, 竹内:「関西エリアの需給・周波数シミュレーションモデルの開発」, 平成 30 年 電気学会全国大会, 6-086 (2018)
5. 徳光, 花井, 天野, 寺尾, 中山:「需給制御シミュレーションモデルの開発とメリットオーダーの LFC に関する基礎検討」, 平成 30 年 電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-18-175, PSE-18-151 (2018)

6. 徳光，天野：「全国 10 エリアの需給・周波数シミュレーションモデルの開発」，令和元年 電気学会 電力・エネルギー部門大会，28 (2019)
7. 徳光，天野，河辺：「AR と調整コストの双方を低減する負荷周波数制御手法の提案」，令和 2 年 電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会，PE-20-081，PSE-20-086 (2020)