

博士論文

可制御な多数台の需要家機器を利用した
電力系統需給制御に関する研究

平成 23 年 12 月 5 日提出

指導教員 横山 明彦 教授

東京大学大学院 工学系研究科 電気系工学専攻

37-097101 益田 泰輔

内容梗概

地球温暖化対策や環境政策の一環として、我が国では、風力発電や太陽光発電などの再生可能エネルギー電源が今後ますます電力系統に導入されていくことが予想されている。大容量の風力発電や太陽光発電の出力変動は電力系統の周波数や電圧に悪影響を及ぼす場合があるため、何らかの系統安定化対策が必要となり、対策費用の増大が問題となっている。再生可能エネルギー電源の大量導入に伴う系統安定化対策としては蓄電池の設置が一般的であるが、蓄電池はその高コスト性からできるだけ設置容量を小さくすることが望ましい。そこで本研究では、蓄電池の代替となりうる可制御負荷としてヒートポンプ給湯機（Heat Pump Water Heater: HP 給湯機）と電気自動車（Electric Vehicle: EV）に注目し、これらの需要家機器を利用した新しい電力系統需給制御手法を提案する。

多数台の需要家機器の制御を行う上での課題として需要家の利便性および不確実性の考慮が重要である。本研究では、初めに、多数台の需要家機器を電力系統需給制御に利用するための、1台1台の利便性と不確実性（HP 給湯機であれば給湯需要や貯湯量、EV であればバッテリーの充電状態や走行・停車状態など）を考慮した HP 給湯機群および EV 群の集約制御手法を提案する。

次に、提案した需要家機器群の集約制御手法を実際の電力系統需給制御にどのように適用するかについて検討する。現在の電力系統の需給調整は中央給電指令所と可制御な発電機群による集中制御によって行われており、この集中制御に多数台の HP 給湯機と EV による制御を組み込む必要がある。

まず、電力系統の需給変動のうち数分～数十分程度の周期の変動を補償する負荷周波数制御（Load Frequency Control: LFC）に多数台の HP 給湯機と EV を利用する手法を提案し、その効果を検証する。通常の LFC においては、中央給電指令所が補償すべき電力を制御信号（LFC 信号）として可制御な発電機群に送信し、それに応じて各発電機が出力を調整しているが、本手法では、この LFC 信号を変動の周期と大きさに応じて、可制御な発電機群、BESS、HP 給湯機群、EV 群に割り当てる。

さらに、火力発電の運転コスト（起動費および燃料費）を考慮した電力系統需給制御への需要家機器制御の応用を検討する。LFC には需要家機器群の MW 価値（どれだけの電力を制御できるか）が重要となるが、系統運用コストの削減には MWh 価値（どれだけの電力量を制御できるか）が重要となる。ここでは、MWh 価値の高い HP 給湯機群を経済負荷配分制御（Economic Dispatching Control: EDC）に利用するとし、系統全体で確保すべき制御容量（LFC 容量）を制約条件として考慮し、火力発電の運転コストを最小化する HP 給湯機群の運転計画作成手法を提案し、その効果を検証する。また、本手法によって計画された運転台数および運転時間帯において HP 給湯機群を LFC と EDC に利用した場合の周波数変動についても解析する。

目次

第 1 章	はじめに	1
1-1	本研究の背景	1
1-2	本研究の目的	2
1-2-1	多数台の需要家機器の制御手法の提案	2
1-2-2	新しい電力系統需給制御手法の提案	3
1-2-3	制御効果の解析と評価	3
1-3	本論文の構成	4
第 2 章	電力系統需給制御	5
2-1	可制御な発電機による電力系統需給制御	5
2-1-1	経済負荷配分制御	7
2-1-2	負荷周波数制御	7
2-1-3	ガバナフリー運転と負荷の自己制御性	8
2-2	大量の再生可能エネルギー電源が電力系統需給制御に与える影響	9
2-2-1	長期的な需給バランスへの影響	9
2-2-2	系統周波数への影響	11
2-3	可制御負荷の電力系統需給制御への利用	11
2-3-1	スマートメーターと需要側制御	12
2-3-2	可制御負荷を用いた直接負荷制御に関する研究動向	12
2-4	本研究における可制御負荷の制御システム	15
第 3 章	周波数解析モデル	17
3-1	等価発電機モデル	18
3-2	EDC システムモデル	20
3-3	火力プラントモデル	21
3-4	BESS モデル	22
第 4 章	ヒートポンプ給湯機群の制御およびモデリング	24
4-1	HP 給湯機の運転および使用	24
4-2	LC センター HP 給湯機の制御手法	25
4-2-1	詳細 HP 給湯機モデル	25
4-2-2	LC センター単位での集約制御手法	27
4-2-3	シミュレーションによる検証	30
4-3	集約 HP 給湯機モデルの設計	39
4-3-1	集約 HP 給湯機モデル	39
4-3-2	シミュレーションによる検証	41

4-4	中央給電指令所－LC センターの制御手法	46
第 5 章	電気自動車群の制御およびモデリング	50
5-1	EV の特徴と LFC 応答のための充放電制御手法	50
5-2	LC センター－EV の制御手法	53
5-2-1	詳細 EV モデル	53
5-2-2	LC センター－EV における SOC 同期制御手法	54
5-2-3	シミュレーションによる検証	56
5-3	集約 EV モデルの設計	59
5-3-1	集約 EV モデル	60
5-3-2	シミュレーションによる検証	62
5-4	中央給電指令所－LC センターにおける制御手法	65
第 6 章	ヒートポンプ給湯機群と電気自動車群を利用した負荷周波数制御	68
6-1	発電機群, BESS, HP 給湯機群, EV 群の協調 LFC 手法	68
6-1-1	LFC システムモデル	68
6-1-2	LFC 信号の割当	69
6-1-3	各制御対象の制御容量の把握	70
6-1-4	SOC フィードバック制御手法	72
6-2	シミュレーション条件	73
6-2-1	電力系統モデル	73
6-2-2	HP 給湯機に関する条件	75
6-2-3	EV に関する条件	78
6-3	シミュレーション結果	79
6-3-1	HP 給湯機群と EV 群を利用した LFC 手法の検証	79
6-3-2	LFC 手法の定量的評価	84
第 7 章	ヒートポンプ給湯機の経済負荷配分制御への応用	88
7-1	HP 給湯機群を利用した EDC 手法	89
7-1-1	タブーサーチを用いた HP 給湯機群の運転計画作成手法	89
7-1-2	火力発電の起動停止計画および最適負荷配分	92
7-2	シミュレーション条件	95
7-2-1	電力系統モデル	95
7-2-2	HP 給湯機に関する条件	96
7-3	シミュレーション結果	97
7-3-1	HP 給湯機群を利用した EDC 手法の検証	97
7-3-2	HP 給湯機群を EDC に利用する場合の周波数解析	103
第 8 章	おわりに	108
謝辞		110

参考文献	111
発表文献	114
付録 A 発電機群, 蓄電池システム, ヒートポンプ給湯機群による負荷周波数制御..	116
付録 B 合計負荷変動および風力発電・太陽光発電の出力変動のデータについて	119
付録 C ヒートポンプ給湯機の運転と給湯需要・湯切れの関係	121
付録 D ヒートポンプ給湯機群の給湯需要が負荷周波数制御に与える影響の評価	126

第1章 はじめに

1-1 本研究の背景

地球温暖化対策や環境政策の一環として、2030年に太陽光発電を5300万kW導入するという意欲的な目標を掲げるなど、我が国では風力発電や太陽光発電などの再生可能エネルギー電源が大量に電力系統に導入されていくことが予想されている[1]。また、2011年3月11日に発生した未曾有の大災害である東日本大震災を機に、この再生可能エネルギー電源大量導入の動きが今後ますます加速していくものと推測される。大容量の風力発電や太陽光発電の出力変動は電力系統の周波数や電圧に悪影響を及ぼす場合があるため、何らかの系統安定化対策が必要となり、対策費用の増大が問題となっている[2]。情報通信技術（Information and Communication Technology: ICT）を応用した新しい電力系統の概念としてスマートグリッドが世界中で注目を集めているが、我が国では大量の再生可能エネルギー電源が導入された状況においても経済性と信頼性を両立できるスマートグリッドの構築が望まれている。

再生可能エネルギー電源の大量導入に伴う系統安定化対策としては蓄電池の設置が一般的であるが、蓄電池はその高コスト性からできるだけ設置容量を小さくすることが望ましく、蓄電池の代替となりうる可制御負荷としての需要家機器を利用した電力系統制御も注目されている。これからの電力系統では、風力発電や太陽光発電などの出力が一定でない電源の大量導入という供給サイドの変化だけでなく、ヒートポンプ給湯機[3]（Heat Pump Water Heater: HPWH, HP給湯機）や電気自動車[4]（Electric Vehicle: EV）といったエネルギー蓄積装置をもつ新しい需要家機器の増加という需要サイドの変化も同時に進むものと推測される。需要サイドの変化は、電力系統とその制御に新たな可能性をもたらす。これらの機器は、使用者の利便性を損なわない範囲であれば、系統状態の変化に応じてその消費電力・充放電電力を変化させても機器の使用には支障がない。例えば、HP給湯機であれば使いたいときに十分な湯量があれば湯を沸かす過程では電力をどう使ってもよいし、EVであれば発車時に充電されていれば停車中の電力消費はどのようなであっても問題はない。本研究では可制御な需要家機器として、HP給湯機とEVの2種類の機器に注目し、これらを利用した電力系統需給制御手法の確立を目指す。

可制御な需要家機器を利用した電力系統制御を行う上で重要になるのが、需要家の利便性と不確実性の考慮である。需要家機器は文字通り需要家が使用する機器であり、主として系統制御のために利用できる機器ではない。系統制御に利用することで、HP給湯機の湯切れや、EVの充電不足が発生してしまうような事態は避ける必要があり、需要家の利便性を損なう可能性のある制御を行うことはできない。また、多くの機器がそれぞれの需要家

の意思によって異なる動作をすることになり、多数台の機器を電力系統制御に利用するためにはこれらの不確実性を把握する必要がある。可制御負荷の電力系統制御への適用はこれまでも多く検討されてきた[5]-[15]が、需要家の利便性と不確実性が十分に考慮された上での電力系統制御に関する研究は少ない。文献[5]では、多数台の HP 給湯機を用いた電圧制御手法および周波数制御手法が提案されているが、HP 給湯機は制御信号入力と消費電力応答のみの非常に単純なモデルを想定しており、給湯需要などの利便性に関する考察はなく、数十分程度の短期間のシミュレーションによる検証にとどまっている。文献[6]-[8]では、多数台の EV を用いた周波数制御手法が提案されているが、こちらも EV は単純なバッテリーとしてモデル化され、その走行や充電状態（State Of Charge: SOC）に関する制約は考慮されていない。文献[9]では、EV の走行と SOC を考慮した上で周波数制御に貢献する手法を提案しているが、系統運用者が作成する制御信号に対して追従することを目的としており、系統周波数変動を抑えるための周波数制御手法については検討されていない。文献[10]-[13]などで提案されている負荷需要のピークカットのための空調機器の直接制御手法においては、室温を維持するなど需要家の利便性が考慮されているものの、いずれも需要家 1 件程度[10][11]、需要家ビル数十件程度[12]、配電用変電所 1 バンク程度[13]という小さい制御エリアを想定しており、電力系統全体としての制御手法については検討されていない。将来、大量の再生可能エネルギー電源や多数台の可制御な需要家機器が普及した状況においては、大規模な電力系統における、需要家の利便性と不確実性を考慮した多数台の需要家機器を利用した需給制御手法の構築が必要であり、本研究ではこの新しい電力系統需給制御手法の確立を目指す。

1-2 本研究の目的

本研究では、風力発電や太陽光発電が大量に導入され、さらに蓄電池システム（Battery Energy Storage System: BESS）が設置された将来の電力系統において、多数台の HP 給湯機と EV を利用した電力系統需給制御手法を提案し、その効果を明らかにすることを目的とする。電力系統需給制御としては、電力系統の需給変動のうち数分～数十分程度の周期の変動を補償する負荷周波数制御（Load Frequency Control: LFC）と数十分以上の周期の変動を補償する経済負荷配分制御（Economic Dispatching Control: EDC）の 2 種類について検討する。以下に、本研究で検討する内容とその目的について項目ごとにまとめる。

1-2-1 多数台の需要家機器の制御手法の提案

多数台の需要家機器の制御を行う上での課題として、需要家の利便性および不確実性の考慮がある。本研究では、HP 給湯機と EV という 2 種類の機器の電力系統需給制御への利

用を想定するが、前節「1-1 本研究の背景」でも述べたように、従来の研究では、実際に制御を行ったときに 1 台 1 台の状態（HP 給湯機であれば給湯需要や貯湯量，EV であればバッテリーの SOC や走行・停車状態など）がどうなるか，また 1 台 1 台の状態を考慮した上でどのように制御を行うのが効果的であるかについて十分な検討がなされていなかった。そこで本研究では，多数台の需要家機器を電力系統需給制御に利用するための，利便性と不確実性を考慮した HP 給湯機群および EV 群の集約制御手法を提案する。なお，これらの制御手法は多数台の需要家機器をまずは負荷周波数制御（LFC）に利用することを念頭において検討する。

1-2-2 新しい電力系統需給制御手法の提案

前小節「1-2-1 多数台の需要家機器の制御手法の提案」で説明した需要家機器群の集約制御手法を提案した次は，その制御手法を実際の電力系統需給制御にどのように適用するか検討する必要がある。第 2 章にて詳述するが，現在の電力系統の需給調整は中央給電指令所と可制御な発電機群による集中制御によって行われており，この集中制御に多数台の HP 給湯機と EV による制御を組み込む必要がある。

本研究では，まず，短周期の需給変動を補償する負荷周波数制御（LFC）に多数台の HP 給湯機と EV を利用する手法を検討する。通常の LFC においては，中央給電指令所が補償すべき電力を制御信号（LFC 信号）として可制御な発電機群に送信し，それに応じて各発電機が出力を調整しているが，本研究ではこの LFC 信号を変動の周期と大きさに応じて，可制御な発電機群，BESS，HP 給湯機群，EV 群に割り当てる新しい協調 LFC 手法を提案する。

さらに本研究では，長周期の需給変動を補償する経済負荷配分制御（EDC）にも需要家機器群を利用する手法を検討する。LFC には需要家機器群の MW 価値（どれだけの電力を制御できるか）が重要となるが，経済性を考慮する EDC には MWh 価値（どれだけの電力量を制御できるか）が重要となるため，MWh 価値の高い HP 給湯機群を EDC に利用するとし，系統全体で確保すべき制御容量（LFC 容量）を制約条件として考慮し，火力発電の運転コスト（燃料費および起動費）を最小化する HP 給湯機群の運転計画作成手法を提案する。

1-2-3 制御効果の解析と評価

前小節「1-2-2 新しい電力系統需給制御手法の提案」で説明したように本研究では需要家機器群を利用した電力系統需給制御手法を提案するが，その効果をどのように解析しどう評価するかも重要な検討課題である。

本研究で提案する HP 給湯機と EV を利用した負荷周波数制御（LFC）手法は，数値シ

ミュレーションによって電力系統の周波数変動を解析することで検証するが、負荷の長周期変動や大量の再生可能エネルギー電源の出力変動、さらには HP 給湯機および EV の使用・状態を考慮するため、1 日程度の長期間のシミュレーション期間を想定し、解析を行うための新しいシミュレーションモデルを提案する。制御効果については、時間帯ごとの周波数変動抑制効果や制御容量の変化について評価する。また、提案手法による蓄電池容量の削減効果についても定量的に評価し、多数台の HP 給湯機と EV を電力系統需給制御に利用することで、需給変動対策として必要な蓄電池の設置容量を削減できることを示す。

本研究で提案する HP 給湯機を利用した経済負荷配分制御（EDC）手法は、数値シミュレーションによって電力系統の運用コスト（火力発電の運転コスト）を計算することで検証する。提案手法によって計画された運転台数および運転時間帯において HP 給湯機群を LFC と EDC に利用した場合の周波数変動についても、前述のシミュレーションモデルを用いて解析する。

1-3 本論文の構成

本論文は全 8 章から構成される。第 1 章では研究の背景と目的を述べる。第 2 章では電力系統需給制御についてまとめる。第 3 章では本研究で用いるシミュレーションモデルについて説明する。第 4 章と第 5 章では多数台の HP 給湯機の集約制御手法および集約モデリング手法、多数台の EV の集約制御手法および集約モデリング手法をそれぞれ提案する。第 6 章では、第 4 章および第 5 章で提案する制御を前提に、多数台の HP 給湯機および EV を利用した新しい負荷周波数制御（LFC）手法を提案し、シミュレーションによって提案手法の解析・評価を行う。第 7 章では、多数台の HP 給湯機を利用した新しい経済負荷配分制御（EDC）手法を提案し、シミュレーションによってその効果を検証する。最後に、第 8 章にて本論文の結論をまとめる。

なお、第 4 章および第 5 章が「1-2-1 多数台の需要家機器の制御手法の提案」に、第 6 章および第 7 章が「1-2-2 新しい電力系統需給制御手法の提案」に相当する。また、第 3 章におけるシミュレーションモデルの提案、第 4 章および第 5 章における需要家機器の集約モデルの提案、第 6 章および第 7 章のシミュレーションによる解析と検証が「1-2-3 制御効果の解析と評価」に相当する。

第2章 電力系統需給制御

電力エネルギーは現代社会において必要不可欠な存在であるが、貯蔵することが困難であるという電気の性質により、生産と消費が同量かつ同時に行われなければならない。そのため、電力エネルギーを発生し輸送・分配するシステムである電力系統において、電力の需要と供給のバランスを維持することは非常に重要である。まず、需要が供給を上回る場合はすなわち電力不足を、需要が供給を下回る場合はすなわち電力余剰を意味することから、需給バランスの維持は電力の安定供給に不可欠である。また、需給のアンバランスは電力系統の周波数変動を引き起こし、電力品質に大きな影響をもたらす。

系統周波数の基準周波数からの逸脱は、電力系統の需要サイドでは、電動機の回転速度が変化するため繊維工業や製紙工業において問題となる。一方、供給サイドにおいても、系統周波数の安定は電力系統運用や電力系統制御の観点から非常に重要である。系統周波数が安定していれば、発電機や調速機による速度調整が容易となり、大容量火力発電所においては速度調整を安定化することによってボイラ・タービン系の流を円滑にし、熱応力の問題などを軽減することができ、さらにタービン最終段動翼の振動問題をも軽減することができる[16][17]。

本章では、現在の電力系統で行われている電力系統需給制御（電力系統周波数制御）についてまとめ、近年注目を集めている可制御負荷の需給制御応用に関する研究動向および本研究での可制御負荷の利用について説明する。

2-1 可制御な発電機による電力系統需給制御

本節では、電力系統の需給バランス、つまり周波数の維持を目的とする電力系統需給制御について述べる。電力系統では、周波数が基準周波数に一致するように負荷変動（需要変動）に応じて発電調整を実施して需給バランスを維持している。（我が国の一般電気事業者における系統周波数の管理目標値は基準周波数から $\pm 0.2 \sim 0.3$ [Hz]以内となっている[18]。）電力系統では多数の発電機が運転されているが、我が国では原子力発電は一定出力運転を行っており、周波数制御に利用できる発電機は水力発電機または火力発電機である。（なお、水力発電機は出水状況等によって周波数制御に必要な出力調整が制約する時期があり、年間を通じて出力制御が可能な火力発電機が周波数制御の主体となっている。）

負荷変動は図 2.1 に示すように、いろいろな周期を持った成分が重畳していると考えられる。これらの成分は変動周期別にサステンド成分（長周期成分）、フリンジ成分（短周期成分）、サイクリック成分（小幅変動成分）と呼ばれており、以下に示す制御が行われている[18][19]。変動の成分と制御分担の関係を図 2.2 に示す。

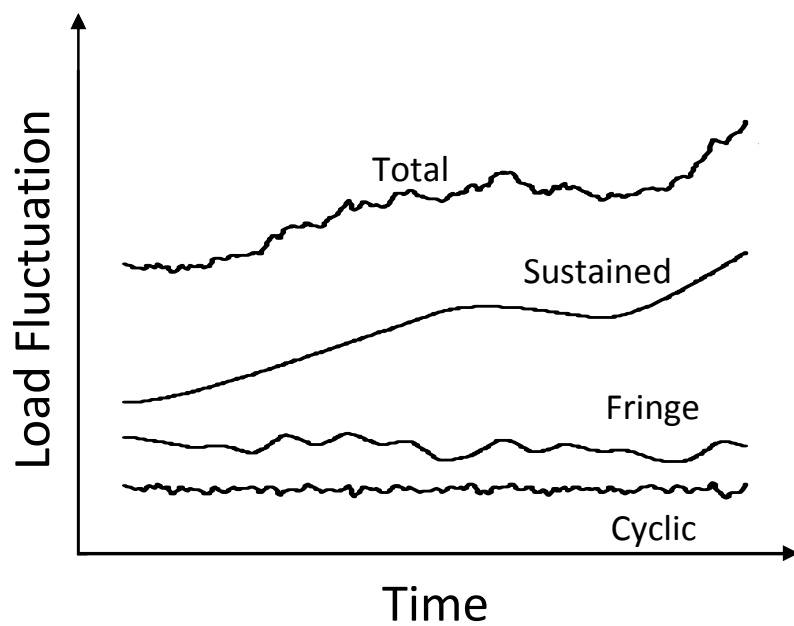


図 2.1 電力系統の負荷変動

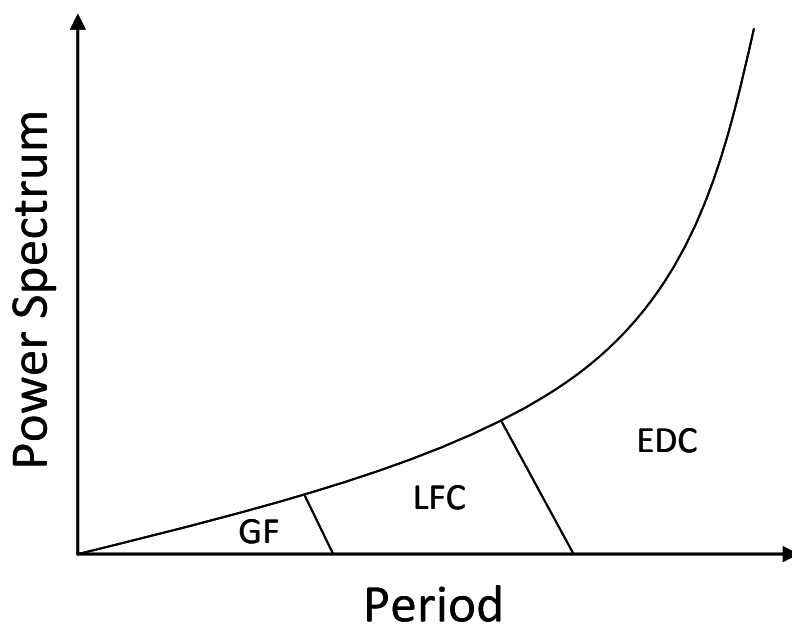


図 2.2 変動の成分と需給制御の分担

2-1-1 経済負荷配分制御

数十分以上の長周期の負荷変動成分であるサステンド成分は、日負荷変動カーブからある程度予測可能であり、予測負荷に見合うよう発電機燃料費の経済性を考慮して発電機の起動停止計画（Unit Commitment: UC）および出力配分が決定され、中央給電指令所が各発電機を制御する。この制御は経済負荷配分制御（Economic Dispatching Control, EDC）と呼ばれる。

2-1-2 負荷周波数制御

数分～数十分程度の短周期の負荷変動成分であるフリンジ成分による周波数変動は、実際の周波数と基準周波数の偏差をもとに中央給電指令所が各発電機を制御することで抑制される。この制御は負荷周波数制御（Load Frequency Control: LFC）と呼ばれる。我が国では、次に示す 2 通りの方式が採用されている。

(1) 定周波数制御（Flat Frequency Control: FFC）

FFC は、連系線潮流に無関係に系統周波数だけに着目して制御する方式で、中央給電指令所は、系統の実際の周波数と基準周波数の偏差を検出し、周波数が高い場合は発電機の出力を減少、周波数が低い場合は発電機の出力を増加するよう制御指令を行う。定周波数制御は、単独系統か連系系統内主要系統で採用するのに適しているが、連系線潮流には無関係に周波数だけを制御することから、安定な連系運転を行うためには別途何らかの方法で連系線潮流を制御する必要がある。

(2) 周波数バイアス連系線潮流制御（Tie-line Bias Control: TBC）

TBC は、周波数変化と連絡船電力変化を同時に検出して、負荷変化がどの系統に起こったかを知り、各系統がそれぞれ自系統内に起こった負荷変化は自系統で処理することを前提とした制御方式である。自系統内に起こった負荷変化量（地域要求量, Area Requirement: AR）は次式のように表わすことができる。ここで、周波数変化量を Δf [Hz]、連系線潮流の変化量を ΔP_T [MW]（他系統からの受電電力を正とする）、系統定数を K [%MW/Hz]、系統容量を P [MW]とする。

$$AR = -\frac{K \cdot P}{100} \Delta f + \Delta P_T \quad (2.1)$$

中央給電指令所は、系統の実際の周波数および連系線潮流を検出し、(2.1)式によって補償すべき電力としての AR を計算し、発電機に対して制御指令を行う。

2-1-3 ガバナフリー運転と負荷の自己制御性

数分以下のさらに短い周期の微小変動成分であるサイクリック成分による周波数変動は、発電機のガバナフリー運転と負荷の自己制御性によって抑制される。

ガバナフリー運転とは、発電機がその回転数を自端周波数として検出し、周波数が下がると発電出力を増加し、周波数が上がると発電出力を減少することで周波数の低下または上昇を抑制する運転である。これは、中央給電指令所による集中制御である EDC や LFC とは異なり、発電機ごとに制御を行うローカルな制御である。ガバナフリー運転では、発電機出力 P_m [p.u.] は、自端周波数（回転数）の基準周波数との偏差 Δf [p.u.] に応じて(2.2)式によって変化する。ガバナフリー運転は比例制御であり、このままでは定常偏差が残るため、単独系統で連系線潮流変動を考慮する必要がない場合であっても、系統周波数維持のためには LFC による積分制御が必要である。また後述する引き戻しの影響も、LFC が重要な理由の一つとなっている。

$$\Delta P_m = -\frac{1}{\varepsilon} \Delta f \quad (2.2)$$

なお、(2.2)式における ε は速度調定率と呼ばれ、次式によって定義される。速度調定率は発電機出力が定格から 0 に変化するときの回転数の変化率を示す。（ N ：無負荷時の回転数、 N_n ：定格回転数）

$$\varepsilon = \frac{N - N_n}{N_n} \quad (2.3)$$

火力発電機では中央給電指令所からの出力指令値（EDC における指令値）に発電出力を一致させるため、プラント制御方式としてボイラ入力と蒸気下限弁開度を同時に協調する制御が広く採用されている。しかし、協調制御では発電機出力を設定値に維持しようとするので、例えば周波数低下時、ガバナによって下限弁開度が増加して発電機出力の増加が継続した場合、発電機出力が出力設定値に復帰するよう下限弁開度が引き戻され、一旦増加した発電機出力が協調制御によって出力指令値へ引き戻される現象が起こることがある[19]。なお、本研究で提案する火力発電プラントモデル（第 3 章にて説明）では、ガバナフリー運転を行う火力発電機は(2.2)式によって発電出力を変化するとし、発電機出力の引き戻しについては考慮しないものとする。

負荷の自己制御性とは、負荷が周波数変動を抑制する特性である。例えば電動機では、周波数が上がると回転数が増えて負荷が大きくなることで周波数上昇が抑制され、周波数が下がると回転数が減って負荷が小さくなることで周波数低下が抑制される。

なお、本節で紹介した 3 つの制御の制御領域は明確に区分されているわけではない。例えば、我が国では EDC の制御周期が 3 分～5 分程度、LFC の計算周期は 2～10 秒程度と、どちらも制御の高速化、高精度化が進んでおり[18]、EDC の効果は LFC 領域であるフリンジ成分まで、LFC の効果はさらに短周期のサイクリック成分まで及んでいる。

2-2 大量の再生可能エネルギー電源が電力系統需給制御に与える影響

我が国では、今後ますます風力発電や太陽光発電などの再生可能エネルギー電源が電力系統に導入されるものと推測される。前節で述べたように、これまでの電力系統需給制御では需要サイドの負荷変動に対して供給サイドの可制御な発電機によって対応してきたが、風力発電や太陽光発電は風況や日射強度などにより出力が一定でなく、これからは需要サイドの負荷変動だけでなく供給サイドの再生可能エネルギー電源出力変動も考慮して電力系統需給制御を行っていく必要がある。本節では、大量の再生可能エネルギー電源が電力系統需給制御に与える影響とその対策について説明する。なお、以降の図表中では太陽光発電（Photovoltaic Generation: PV）を PV と表記する。

2-2-1 長期的な需給バランスへの影響

ここでは、風力発電や太陽光発電の数十分以上の長周期変動成分（負荷変動で言えばサステンド成分に相当する）を考える。我が国の目標では 2030 年に 5300 万 kW もの太陽光発電を導入することになっているが、この場合における電力系統の需給バランスを考えるためには、潮流状態や負荷の状況を分けて考える必要がある。例えば、夏や冬の平日など比較的重負荷な状況下では、ベース電源が全負荷に占める割合が小さく、ミドルまたはピーク電源として多くの火力発電機が運転中であるので、太陽光発電の出力が大きい場合にこれらの火力発電機を一部止めることはさほど問題にならず、また燃料費などの経済性の点からも有利であると考えられる。しかしながら、ゴールデンウィークや正月など連休中の特異日や、春や秋の休日などの軽負荷期には、太陽光発電が全負荷に占める割合が高くなり、図 2.3 に示すように全負荷からベース電源および火力発電機の最低出力を差し引いた値よりも太陽光発電の出力が大きくなることになり余剰電力が発生してしまうため、系統の需給バランスを保つためには太陽光発電の出力を抑制するなどの措置が必要となる。なお、風力発電においても同様の事態になれば変動の長周期成分による余剰電力が発生する。

我が国では、太陽光発電は小口需要家である一般家庭の屋根に設置されるケースが多く

なると予想されるが、太陽光発電の余剰電力を抑制するためには、各家庭の太陽光発電システムにカレンダー方式もしくは通信方式の制御装置を設置する必要がある。カレンダー方式は、あらかじめ余剰電力が発生する可能性がある日を指定しておき、その日は発電を行わない、もしくは発電電力を一部制限するように設定しておく方式である。通信方式は、各家庭がスマートメーター（2・3 節にて後述）等の通信計器を設置し、系統側の要求に応じてその出力を抑制する方式である。いずれにせよ、各需要家は各家庭で余った電気を売る目的で太陽光発電を設置しており、太陽光発電の出力抑制はその発電機会を損なうことになってしまう。

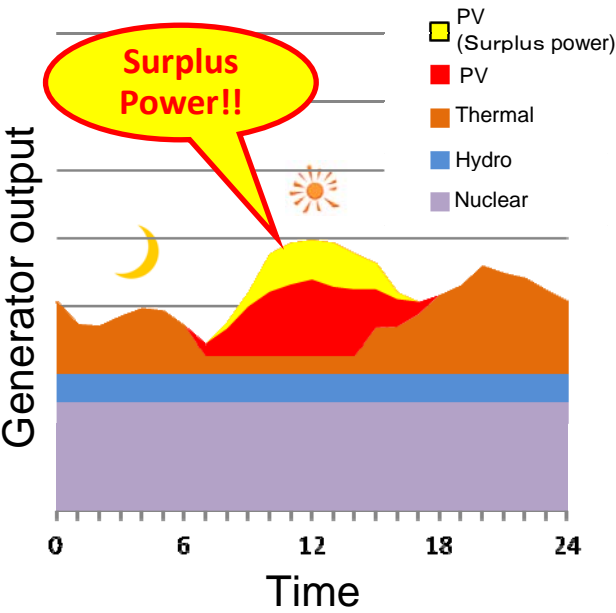


図 2.3 太陽光発電による余剰電力の発生

出力抑制以外の余剰電力対策としては、大容量の蓄電池の設置がある。しかしながら、蓄電池の価格は表 2.1 に示すように非常に高く [20], 国の試算[2]では 6 兆円規模の追加コストが必要となる可能性も指摘されている。

表 2.1 蓄電池の価格

	Lead	Sodium-Sulfur	Nickel Hydride	Lithium-ion
Cost per kW	¥150,000	¥240,000	¥100,000	¥200,000
Cost per kWh	¥50,000	¥25,000	¥100,000	¥200,000

2-2-2 系統周波数への影響

ここでは、風力発電や太陽光発電の数十分以下の短周期変動成分（負荷変動で言えばフリンジ成分・サイクリック成分に相当する）を考える。風力発電や太陽光発電の出力は、突然の強い風や、急に日が陰ることなど、風況や日射強度などによって時々刻々と変化する。これらの電源が大量に導入されることで、このような変動の短周期成分の一部（サイクリック成分の大部分とフリンジ成分の一部）はならし効果によって抑制されることが予想されるが、完全にはなくならず負荷変動とともに系統周波数変動の原因となると考えられ、LFC のあり方にも影響を与える。負荷変動における短周期変動（フリンジ成分やサイクリック成分）は一般に長周期変動（サステンド成分）の大きさに応じて変化するため、従来の LFC では日負荷曲線として予想される負荷需要の大きさ（予想されるサステンド成分の大きさ）に応じて一定の火力発電の制御容量（LFC 容量）を確保してきたが、風力発電や太陽光発電による変動に起因する周波数変動を抑制するためには、さらに大きな制御容量の確保が必要となる。また、風力発電や太陽光発電の短周期の出力変動は負荷需要に応じて大きさが変わるわけではなく、深夜帯や晴天日の日中など、運転している火力発電機の数が少ない時間帯にも大きな制御容量を確保しなければならない可能性がある。そのためには、部分負荷運転を行う火力発電機の台数を増やすか、火力発電機の代わりに LFC 動作を行うことができる大容量の蓄電池を設置するなどの対策が必要であるが、どちらも高額な追加コストが問題となる。

なお、我が国は現在のところ風力発電や太陽光発電が大量に導入された状況にはないが、今後の電力系統需給制御を考えるためには、ならし効果や天候の変化が合計出力全体に与える影響なども含めて、大量の風力発電や太陽光発電の合計変動がどのようになるかを詳細に調査していく必要がある。

2-3 可制御負荷の電力系統需給制御への利用

前節で述べたように、大量の風力発電や太陽光発電などの再生可能エネルギー電源が導入された電力系統において需給制御を行っていくためには、大容量の蓄電池の設置や火力発電の LFC 容量の増加などの追加的に高コストな対策が必要である。本節では、電力系統の供給サイドだけでなく需要サイドも利用する制御に着目し、追加コストを小さくすることが可能な可制御負荷を用いた電力系統需給制御についてまとめる。

2-3-1 スマートメーターと需要側制御

電力系統需給制御における需要側制御（Demand Side Management: DSM）は、大口需要家における需要逼迫時に電力使用制限を行う代わりに割引する電気料金契約や、需給逼迫時の緊急制御など、これまでも行われてきた。オール電化住宅などを対象とした昼間と夜間で異なる電気料金プランなども広い意味での需要側制御に相当すると言える。このように需要側制御自体は新しい概念ではないが、近年、情報通信技術を電力系統の制御ネットワークにも応用することで、より多くの需要家機器をより柔軟かつ効果的に利用できるなど、需要側制御の新しい可能性が注目を集めている。この新しい需要側制御のキーテクノロジーの一つがスマートメーターである[21]。

スマートメーターとは、従来のアナログ電力メーターと比べて多くの有用な機能を有する、電子化・高度化された新たな需要家の電力計測メーターであり、我が国でもスマートメーターによる新計量システムの導入に向けた実証試験が行われている[22]。スマートメーターは、電力の計測だけでなく通信機能や他の機器の管理機能を持ち、遠隔検針や家庭機器の遠隔操作、さらには電力価格に応じたリアルタイムの家庭機器制御などが可能である。

スマートメーターの機能を十分発揮するためには、家庭内にも電力線搬送通信（Power Line Communication, PLC）のような情報通信システムの構築が必要となる。また、多数の各家庭とローカル供給センターとの間には、有線または無線での通信ネットワークを構築する必要がある。インターネット技術に見られるように、近年の情報通信技術の発達はめざましく、電力通信の分野においてもこれらの技術は適用可能であると考えられる。

我が国では配電線路において PLC によって開閉器の自動操作（配電自動化）が行われている。ただし、制御所と開閉器の間での情報のやりとりにリアルタイム性はなく、開閉状態の情報をやりとりしているのみで、供給センターで電圧や電流などの潮流状態に関する情報を受け取ることはできない。（6.6kV 以下の配電線の潮流状態をリアルタイムに把握することはできない。）今後、電圧下位の系統には太陽光発電が多数台連系されるなど、潮流が複雑化することが予想されるので、下位系統の潮流状態をリアルタイムに把握・制御するという観点からも、新しい通信ネットワークの構築が重要である。

2-3-2 可制御負荷を用いた直接負荷制御に関する研究動向

需要家はさまざまな電化製品を使用しているが、可制御負荷となりうる機器は、「消費電力の制御が使用者の利便性を損なわない機器」と、「ある程度大きな電力をある程度長い時間にわたって消費する機器」の 2 つの条件を満たす機器である。（なお、「消費電力の制御が使用者の利便性を損なわない機器」は、何らかのエネルギー蓄積装置を持ち、電気の使用と機器本来の使用にタイムラグがある機器とも言える。）例えば、携帯電話やデジタルカメラのバッテリーの充電などは、就寝中など機器そのものを使用しない時間帯においては、

使用者の利便性を損なうことなく消費電力を制御することができるが、その消費電力はごく小さいため電力系統全体に与える効果は小さい。逆に、電子レンジやドライヤーなどは、消費電力は大きいものの、電力系統制御のためにその消費電力を制御すると、即座に使用者の利便性に支障をきたしてしまう。これらの条件を満足する可制御な需要家機器としては、空調機器、給湯機器、蓄電池などによる直接負荷制御が検討されている。以下にそれぞれについて研究動向をまとめる。

(1) 空調機器

空調機器の目的は室内の温度を目標温度に維持することである。大規模なビルの空調などでは氷蓄熱式など蓄熱槽を有する設備も存在するが、それ以外の通常の空調設備においても、室温の変化は緩やかなので室内空間そのものが蓄熱槽と同等の役割を果たすこととなり、基準となる温度域を逸脱しない範囲において空調機器は可制御負荷として利用することが可能である。

空調機器を利用した直接負荷制御についても、特に冷房需要の大きい温暖な地域（南欧、アジアなど）において多くの研究がなされている。中でも、空調機器による負荷需要は夏季のピーク負荷の主要因であることから、空調機器の利用によるピーク負荷削減に関する研究が多い。文献[10][11]では、オフィス 1 室程度（30～40 畳程度）の大きさの室内において空調機器の直接負荷制御の実験を行い、実際に空調温度指令を制御した場合の利便性について評価を行っている。文献[12]では、30 軒の需要家の商業ビルの空調機器を制御対象とした場合のピーク負荷の削減効果について検討を行っている。この研究では、インターネットによる双方向通信を利用した集中制御を想定し、各空調機器が利便性を損なわない範囲で消費電力を連続的に変化できるとしており、シミュレーションによって制御効果が検証されている。文献[13]では、配電用変電所のバンク負荷の低減を目的とし、変圧器 1 バンク以下にある家庭用および産業用空調機器の消費電力制御に関する検討を行っている。この研究では自律分散制御を想定し、各空調機器が利便性を損なわない範囲でオン・オフ制御を行うとしており、シミュレーションによって制御効果が検証されている。

空調機器は既に広く普及している機器ではあるが、我が国では節電意識が高く、夏場などはかなり設定温度を高めにした状態で運転されている場合が多く、負荷需要のさらなるピークカットを空調機器によって行うことは現実的ではないと考えられる。

(2) 給湯機器

電気を利用する給湯機器は電気温水器やヒートポンプ給湯機があるが、どちらもガス給湯器や石油給湯器など燃料を直接燃焼する機器と比べて熱出力が小さいため、蓄熱槽としての貯湯タンクにあらかじめ温水を貯蔵し、給湯需要に応じてタンク内の温水を使用する。湯を沸かすと同時に湯を使うわけではないため、沸上運転中に電力系統需給制御に利用することができる。

我が国では、毎日風呂に入る生活習慣から給湯需要が大きいため、給湯機器を制御に利用できる時間も長いと予想され、電力系統需給制御に関する多くの研究がなされている。文献[5]では、小規模な電力系統における多数台の HP 給湯機を用いた電圧制御手法および周波数制御手法が提案されている。この研究では、給湯需要など利便性に関する考察はなく、数十分程度のシミュレーションによって制御効果が検証されている。文献[14]では、大規模な電力系統における多数台の電気温水器を用いた周波数制御手法が提案されている。この研究では自律分散制御を想定し、各温水器決められた湯量の沸上を行う過程でオン・オフ制御を行うとしており、シミュレーションによって制御効果が検証されている。文献[15]では、太陽光発電の余剰電力対策として HP 給湯機を日中に運転することを想定し、ある需要家 1 軒における制御効果をシミュレーションによって評価している。

給湯機器を電力系統需給制御に利用したために湯切れが発生してしまう事態は避ける必要があり、需要家の利便性を損なわない制御手法を考慮することが重要である。なお、給湯機器を利用した研究はそのほとんどがシミュレーションによるものであるが、今後さらなる普及が期待される HP 給湯機は、抵抗加熱による電気温水器とは異なりその消費電力応答が単純ではないので、実際に機器を用いた実験で動作を検証する必要がある。本研究グループでも、家庭用 HP 給湯機の消費電力を変えて運転するなどの実験を行って、動作特性を評価している[23]。

(3) 蓄電池

蓄電池を有する機器は充電と放電の双方を行うことができるので、長期の需給バランス調整としてのピークシフトや周波数変動対策として、非常に効果的な電力制御を行うことができる機器として期待される。大手企業などでノート PC のバッテリーを利用して負荷需要のピークシフトを行っているところもあるが使用電力は小さく、各家庭において可制御負荷として利用できるような蓄電池を利用した機器は少ない。東日本大震災の影響もあって我が国でも家庭用蓄電池が注目を集めているが、家庭内で充放電するためにわざわざ蓄電池を購入する家庭は少ないと考えられる。

大容量の蓄電池を電力系統制御に利用できる可能性としては、EV の普及が考えられる。多数台の電気自動車の電力系統制御への利用は、V2G (Vehicle-To-Grid) として世界中で注目を集めている。文献[6]-[9]では、多数台の EV または PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle) を用いた周波数制御手法が提案されている。文献[6]-[8]では、EV の走行状態や SOC などは検討されていないが、EV は電力系統とつながっている時しか需給制御に用いることはできず、これらを考慮して制御に利用する必要がある。文献[9]では EV の走行状態および SOC を考慮した上で、LFC 事業者が系統運用者から受信する LFC 信号に対して追従する手法を提案している。

2-4 本研究における可制御負荷の制御システム

本研究では，配電用変電所レベルで設置されるローカルコントロールセンター（Local Control Center: LC センター）単位で，可制御負荷である多数台の HP 給湯機と EV がまとまって制御される状況を想定している。本研究で想定する HP 給湯機と EV の制御システムの概念図を図 2.4 に示す。制御システムは二階層からなり，中央給電指令所の下位に複数の LC センターが，さらにその下位に多数台の HP 給湯機を設置した需要家と EV の充放電設備が存在する。

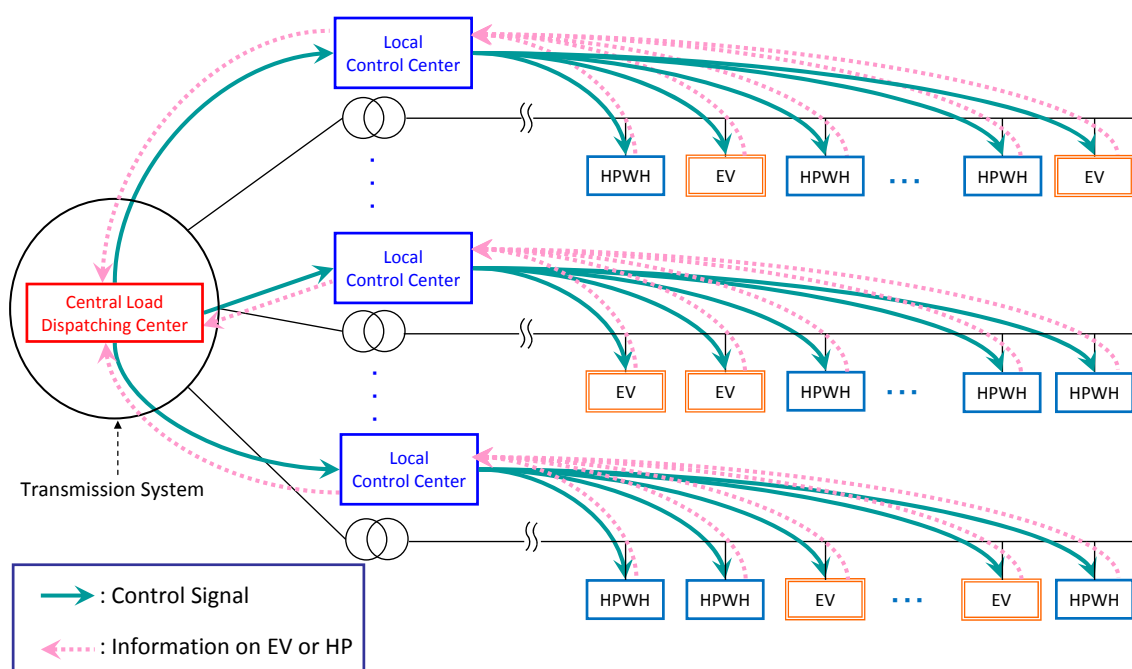


図 2.4 HP 給湯機と EV の制御システム

LC センターは担当エリアの HP 給湯機群と EV 群の情報を収集し，中央給電指令所に送信する。中央給電指令所はこの情報に基づいて LC センター単位で HP 給湯機群と EV 群それぞれについて制御信号を作成・送信する。LC センターは受信したそれぞれの制御信号を担当エリアの各 HP 給湯機と各 EV に分配して送信する。このように，中央給電指令所－LC センターおよび LC センター－HP 給湯機または EV の間で双方向通信が行われる。本研究で提案する HP 給湯機や EV の制御・運用には，系統－需要家間で情報のやり取りが不可欠となるが，現在急速に普及している情報通信インフラを十分に活用することで，このような電力系統の運用は可能となる。本研究では，将来 FTTH（Fiber To The Home）等の通信ネットワークが HP 給湯機を設置した需要家や EV の充放電設備に整備されることを前提としており，各階層での下りの情報通信（LFC 信号）は，中央給電指令所－火力発電機

群と同等の速度および精度で行うことが可能であるとする。また、各階層での上りの情報通信（HP 給湯機または EV の情報）の遅延およびロスは考慮しないものとする。なお、各階層における情報通信の詳細については第 4 章および第 5 章で述べる。

既存の電気料金では、昼間の電気料金が高く夜間は安い設定となっており、さらに太陽光発電の固定価格買取制度の導入も検討されている。このような料金体制のもとでは、太陽光発電を有する需要家は、HP 給湯機の運転や EV の充電は昼間には行わず、太陽光発電による発電電力を売電する方が有利となる。本研究では、電力系統需給制御の対象となる HP 給湯機や EV を有する需要家はこのような料金体制ではなく、系統運用者（中央給電指令所）の都合に応じて運転および制御されるという電力契約を結んでいることとする。当然ながら、電力系統需給制御に参加する需要家には相応の対価が支払われる契約となる必要があり、このアンシラリーサービスとしての HP 給湯機や EV の価値をどう評価するかも重要である。本研究では、このアンシラリーサービスに関する議論の前に、まずこれらの需要家機器をどのように制御すれば効果的に電力系統需給制御を行うことができるかを明らかにすることを目的として検討を行うとする。

第3章 周波数解析モデル

本章では，電力系統周波数解析のためのシミュレーションモデルについて述べる。本研究では，図 3.1 に示す周波数解析モデルを用いてシミュレーションを行う。本モデルは，等価発電機モデル，LFC・EDC システムモデル，原子力プラント出力，再生可能エネルギー電源出力，負荷，可制御負荷モデル，BESS モデル，火力プラントモデルから構成される。本章では，等価発電機モデル，EDC システムモデル，BESS モデル，火力プラントモデルについて説明する。可制御負荷モデルについては第 4 章および第 5 章で，LFC システムモデルについては第 6 章で説明する。原子力プラント出力，再生可能エネルギー電源出力，負荷は変動データ（原子力プラントは一定出力）として与えるものであり，本研究における解析条件としてのこれらのデータについては第 6 章で述べる。

なお，本研究グループではこれまでも周波数解析モデルを提案しており，本モデルもそれをもとに設計されているが，過去の研究における周波数解析モデルは数十分～1 時間程度のシミュレーション期間を想定したモデルであった[24][25]。本モデルは，数時間～1 日程度を想定したシミュレーションを行うことができるように大幅に改良されている。

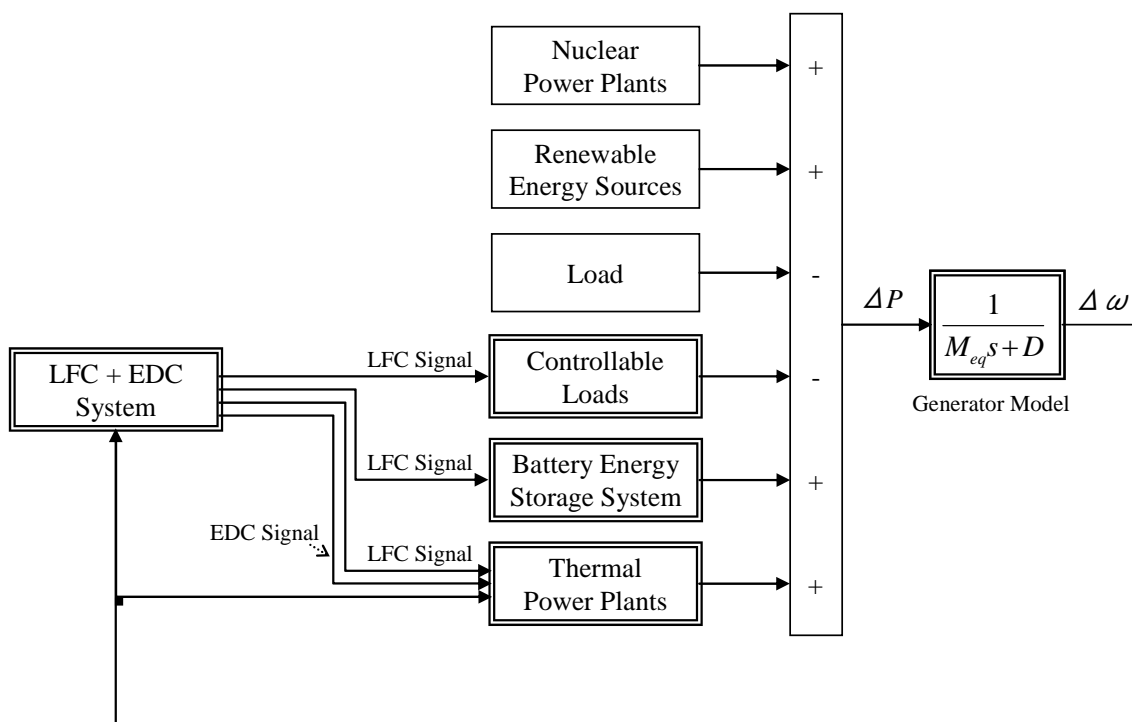


図 3.1 周波数解析モデル

3-1 等価発電機モデル

電力系統の周波数は，電力系統に連系している発電機の回転速度によって決まる。発電機の電気出力 $P_e[\text{p.u.}]$ と機械入力 $P_m[\text{p.u.}]$ の関係（需要と供給の関係）は (3.1) 式によって表わされる。

$$M \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (3.1)$$

ただし， $\omega[\text{p.u.}]$ は発電機の回転速度 ($\omega[\text{p.u.}] = \omega[\text{rad./s}] / \omega_0[\text{rad./s}]$, $\omega_0 = 2\pi f_0[\text{rad./s}]$, f_0 : 基準周波数), $M[\text{s}]$ は慣性定数である。

また，系統の周波数が変化すると回転機負荷の回転数が変化し，消費電力は変化する。これは負荷の周波数特性と呼ばれ，負荷の周波数特性を考慮すると発電機の電気出力は (3.2) 式によって表わされる。

$$P_e = P_L + D \cdot \Delta\omega \quad (3.2)$$

ここで， $P_L[\text{p.u.}]$ は基準周波数における電氣的出力（負荷）を， D は負荷の周波数特性を表わすダンピング係数を示す。なお， $\Delta\omega[\text{p.u.}] = (\omega[\text{rad./s}] - \omega_0[\text{rad./s}] / \omega_0[\text{rad./s}])$ である。

(3.1) 式および (3.2) 式をブロック図で表わすと，図 3.2 のようになる。

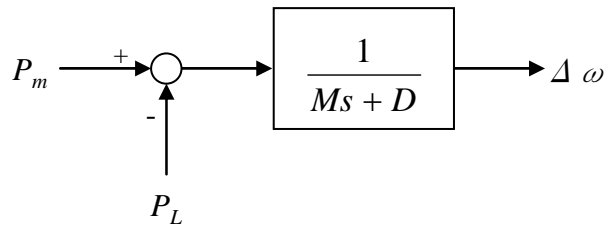


図 3.2 発電機の機械入力と発電機回転数の関係

ここで，系統内の全ての発電機が完全な同期運転を行っていると仮定すると，発電機モデルは図 3.3 に示すように系統内の全ての発電機を統合した 1 台の等価的なモデルで表現することができる。等価慣性定数 $M_{eq}[\text{s}]$ は，系統内全ての発電機の慣性定数の和として，(3.3) 式によって表わされる。なお，本研究では原子力発電と火力発電からなる電力系統についてその需給変動を解析する。

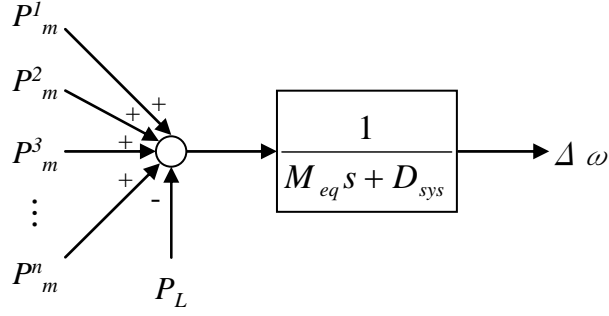


図 3.3 等価発電機モデル

$$M_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n M^i \cdot P^i}{\sum_{i=1}^n P^i} = \frac{\sum_{j=1}^{n_{th}} M_{th}^j \cdot P_{th}^j + \sum_{k=1}^{n_{nu}} M_{nu}^k \cdot P_{nu}^k}{\sum_{j=1}^{n_{th}} P_{th}^j + \sum_{k=1}^{n_{nu}} P_{nu}^k} \quad (3.3)$$

ただし、 M^i [s]は各発電機の慣性定数、 P^i [MW]は各発電機の定格容量、 M_{th}^j [s]は火力発電機の慣性定数、 M_{nu}^k [s]は原子力発電機の慣性定数、 P_{th}^j [MW]は火力発電機の合計並列容量、 P_{nu}^k [MW]は原子力発電機の合計並列容量である。 $(i=1 \cdots n, j=1 \cdots n_{th}, k=1 \cdots n_{nu}, n=n_{th}+n_{nu}, n_{th}$ ：火力発電の合計並列台数、 n_{nu} ：原子力発電の合計並列台数)

本研究では、簡単のため、全ての原子力発電機において慣性定数は同じ値 M_{nu} [s]、全ての火力発電機において慣性定数は同じ値 M_{th} [s]であると仮定する。よって、(3.3)式は(3.4)式のように表わすことができる。

$$M_{eq} = \frac{M_{th} \cdot P_{th} + M_{nu} \cdot P_{nu}}{P_{th} + P_{nu}} \quad (3.4)$$

ただし、 P_{th} [MW]は火力発電機の合計並列容量を、 P_{nu} [MW]は原子力発電機の合計並列容量を示す。

なお、原子力発電機は一定出力運転を行うとし、(3.4)式における右辺の分母第二項および分子第二項はシミュレーション期間全体を通して不変である。一方、火力発電機は系統の負荷の大きさに応じて並解列するため、火力発電機の合計並列容量 P_{th} [MW]は時間とともに変化する。火力発電の並解列の方法については、次節で述べる。

ダンピング係数 D は系統全体の負荷の大きさ P_L [MW]によらず一定とし、系統のダンピング D_{sys} [p.u.]は(3.5)式で表わされるように時間とともに変化する。

$$D_{sys} = \frac{D \cdot P_L}{P_{th} + P_{nu}} \quad (3.5)$$

3-2 EDC システムモデル

先行研究[24][25]では、数十分～1 時間程度の短期間のシミュレーション期間を想定していたため、再生可能エネルギー電源出力変動や負荷変動の長周期成分については考慮せず、長周期成分に対する経済性負荷配分制御（EDC）は行う必要はなかった。しかし、本研究では数時間～1 日程度のシミュレーション期間を想定しており、長周期成分に対する制御も考慮しなければならない。本研究では、便宜上、再生可能エネルギー電源出力変動や負荷変動の長周期成分（サステンド成分）に対する制御を EDC、各発電機に送信する変動の長周期成分に対する制御信号を EDC 信号、EDC 信号を作成する中央給電指令所の計算機システムを EDC システムとする。本節では、周波数解析モデルにおける EDC システムモデルについて説明する。

図 3.4 に EDC システムモデルを示す。中央給電指令所の EDC システムは、負荷需要、風力発電出力、太陽光発電出力を 5 分ごとに把握できるとする。これは、EDC システムがこれらの変動の長周期成分を把握していることを意味する。EDC システムは、5 分ごとに負荷需要から、風力発電、太陽光発電、原子力発電の合計出力を差し引いた値を EDC 信号として作成し、火力発電機群に送信する。

火力発電の並列容量は発電機起動停止計画（UC）によって決まるが、第 4 章および第 6 章では、簡単のため、図 3.5 に示す概念図のように 30 分ごとに EDC 信号の大きさに比例した並列容量を確保するよう発電機を並解列するとしている。確保すべき並列容量はその時点での EDC 信号の大きさの 1.25 倍とする。この並列容量に応じて、(3.4)式に従って等価発電機モデルにおける等価慣性定数は 30 分ごとに更新される。なお、第 7 章では、第 7 章で提案する火力発電機群の起動停止計画手法に従って合計並列容量を更新する。

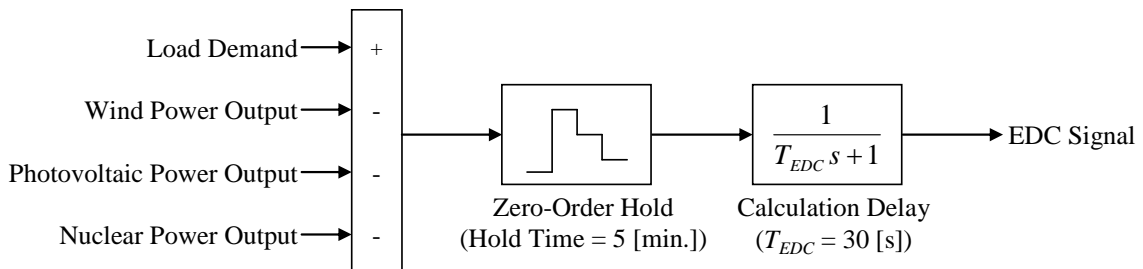


図 3.4 EDC システムモデル

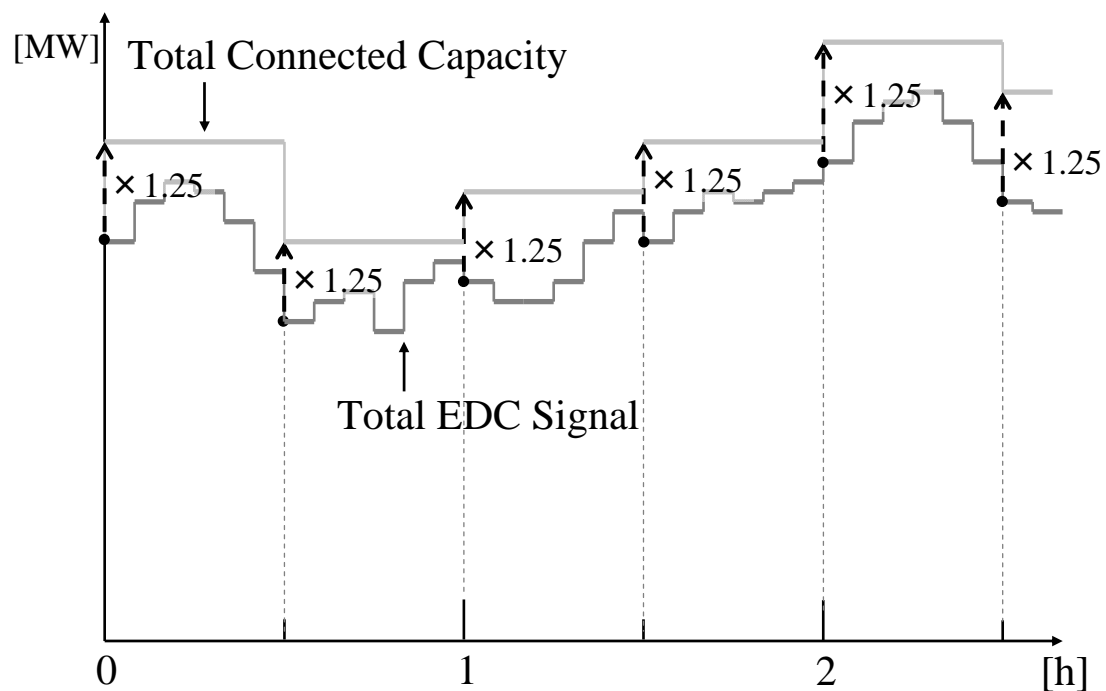


図 3.5 火力発電機の並解列の概念図

3-3 火力プラントモデル

火力プラントモデルのブロック図を図 3.6 に、パラメータを表 3.1 に示す。本モデルは、主蒸気系、プラント制御系、給水・燃料制御系は考慮しておらず、タービン・ガバナ系を模擬したガバナ制御系と、EDC 信号に対応する部分（図中の点線で囲まれた部分）からなる。本モデルは、系統内の全ての発電機の動作を模擬する集約モデルで、シミュレーション期間中は、並列容量に応じて定格容量を時間とともに更新する。

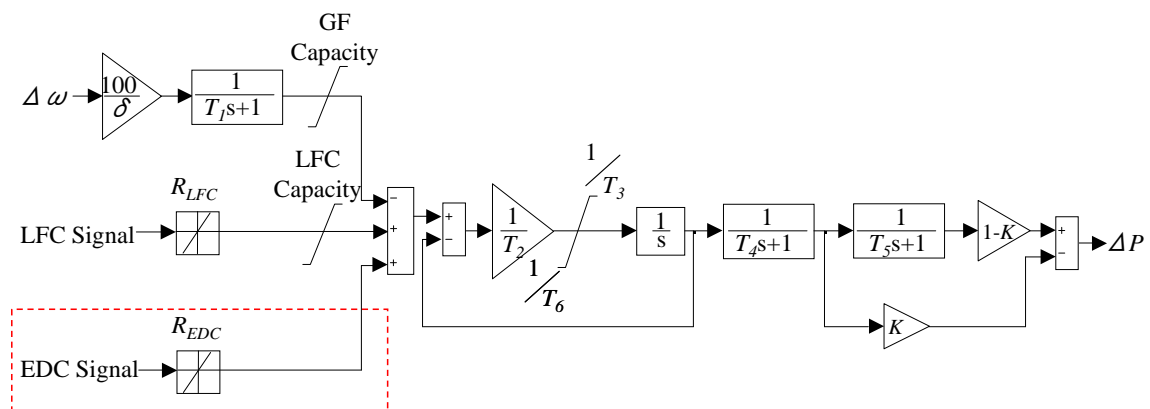


図 3.6 火力プラントモデル

表 3.1 火力プラントモデルのパラメータ

δ	Permanent Speed Variation [%]	5
R_{LFC}	LFC Rate Limiter [%MW/min]	5
R_{EDC}	EDC Rate Limiter [%MW/min]	5
T_1	Speed Relay Time Constant [s]	0.2
T_2	CV Servo Time Constant [s]	0.2
T_3	CV Servo Open Time [s]	5
T_4	High Pressure Turbine Time Constant [s]	0.25
T_5	Low Pressure Turbine Time Constant [s]	9
T_6	CV Servo Close Time [s]	-0.001
K	High Pressure Output Dispatching Rate	0.3

3-4 BESS モデル

図 3.7 に BESS モデルのブロック図を示す。本モデルは系統内の全ての BESS の動作を模擬する集約モデルで、インバータ容量 (MW 容量) およびバッテリー容量 (MWh 容量) を上下限制約として考慮し、その範囲内では与えられた信号に対して充放電できるとしている。インバータ効率は 95%, 充放電効率は 90% とし、制御時定数 T_b (通信・制御遅延を考慮) は 1[s] としている。LFC 信号における充電信号と放電信号の大きさおよび頻度が同程度であれば、充放電時のインバータおよびバッテリーにおける損失のため、BESS の SOC は時間とともに減少する。

なお、BESS 内部の蓄電池にて充放電される電力 P_{BAT} (放電を正*とする) は、便宜上、充電効率 $\eta^{c_{bat}}$ を 95%, 放電効率 $\eta^{d_{bat}}$ を 95% (充放電効率 $\eta^{c_{bat}} \cdot \eta^{d_{bat}} = 90\%$, $\eta^{c_{bat}} = \eta^{d_{bat}}$) として(3.6)式によって計算している。

$$P_{BAT} = \begin{cases} \eta_{inv} \cdot \eta_{bat}^c \cdot P_{OUT} & (P_{OUT} < 0) \\ \frac{P_{OUT}}{\eta_{inv} \cdot \eta_{bat}^d} & (P_{OUT} \geq 0) \end{cases} \quad (3.6)$$

ただし、 P_{OUT} は BESS と系統の接続点での電力 (図 3.7 参照) を、 η_{inv} はインバータ効率を示す。

なお、本研究では BESS は LFC にのみに利用するとし、長周期変動の補償 (EDC, 太陽光発電の余剰電力対策など) には利用しないとする。第 1 章で述べたように、本研究で需

要家機器群の電力系統需給制御への利用を検討する目的の一つは、追加的に必要となる BESS の容量をできるだけ小さくすることであるが、その容量にはインバータ容量 (MW 容量) とバッテリー容量 (MWh 容量) の 2 種類がある。LFC に重要なのは BESS のバッテリー容量ではなくインバータ容量であり、本研究では BESS のインバータ容量を削減可能な新しい電力系統需給制御手法を提案する。なお、バッテリー容量を考慮した BESS の最適な運用方法や最適なバッテリー容量を明らかにするためには、数ヶ月～数年というかなり長い期間を想定し、長期の電力系統運用も考慮した BESS の運用手法を検討する必要がある。

※ 以降の論文において、特に断りがない限りバッテリーの電力は、放電を正、充電を負として表記する。

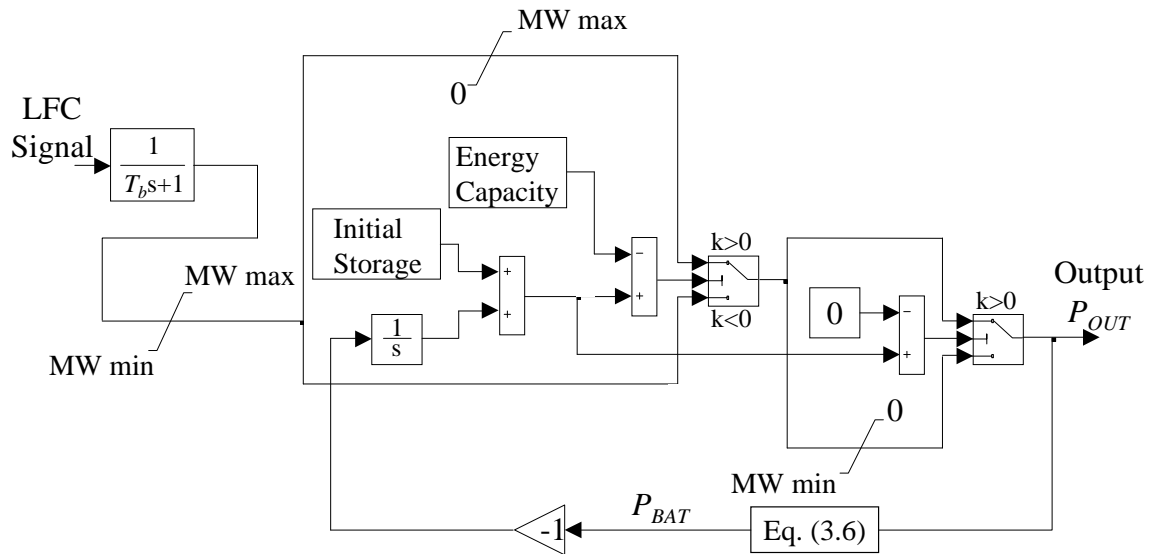


図 3.7 BESS モデル

第4章 ヒートポンプ給湯機群の制御およびモデリング

本章では、本研究で電力系統需給制御への利用を検討する可制御な需要家機器の 1 つであるヒートポンプ給湯機（Heat Pump Water Heater: HPWH, HP 給湯機）について、その制御手法を提案する。また、多数台の HP 給湯機の動作を模擬するモデルを設計し、その妥当性をシミュレーションによって検証する。なお、本章では HP 給湯機群を LFC に利用することを念頭において検討を行う。

4-1 HP 給湯機の運転および使用

HP 給湯機は冷凍サイクルを利用して高効率で湯を沸かす省エネルギー機器で、熱出力は一般のガス給湯器などより小さいため、事前に湯を沸かしてタンクに貯めておき、給湯需要に応じて湯を使用するという使い方をする。沸上運転中の HP 給湯機を制御するためには、タンクにどのように湯を貯め、どのように湯を使うのかという基本的な使い方を明確にすることが重要である。本節では、一般的な HP 給湯機の運転および湯の使用について述べる[3]。また、本研究での給湯運転の方法についても述べる。

(1) 沸上湯量

段階的に希望沸上湯量を設定することができる。タンクの保温性が高いため、1 日ごとに湯を 0 から沸き上げるのではなく、残った湯は翌日に使用している。また、1 週間単位で湯の使用量と時間帯を記録し、使用量に応じて沸かす湯量を調整する自動学習機能や、最低貯湯量を設定し常に一定の湯量を確保する機能もある。

(2) 沸上時間帯

電気代の安くなる 23 時以降の沸き上げが一般的であるが、前述の学習機能などで湯量の不足が予想される場合は昼間に沸かすこともありうる。基本的に夜間に自動で沸かすが、手動で時間帯を変えて運転することも可能である。

(3) 消費電力および沸上湯温

HP 給湯機は電気エネルギーを入力とし、これをヒートポンプユニットによって熱エネルギーに変換する機器である。入力の電気エネルギーと出力の熱エネルギーの関係は、成績係数（Coefficient Of Performance: COP）によって決まるが、COP は周囲温度などに影響

を受けるため時々刻々と変化する。沸上運転中の HP 給湯機は、熱出力を目標として消費電力を制御している。気温の高い夏は COP が高く、また気温の低い冬は COP が低い傾向があるため、夏季と冬季では消費電力が異なるが、ヒートポンプ給湯機では季節ごとの消費電力の標準的な値を標準電力としている。

沸上湯温は、65℃～90℃程度である。夏季および中間季は 65℃前後で沸上を行うが、気温が低く保温性が低下する冬季は 90℃前後で沸上を行う。COP が低下し、沸上温度も高くなる冬季は、夏季または中間季に比べて標準電力が大きくなる。

(4) 本研究での取り扱い

本研究では、1 日ごとに需要家が翌日の希望沸上湯量を設定（または学習機能によって HP 給湯機が自動で設定）し、1 日分の湯量を沸き上げるとする。また、設定した最低貯湯量を保つよう運転するものとする。本研究では、給湯需要は熱出力 [kW] として、湯量は熱エネルギー [kWh] として取り扱い、それぞれ P 、 E の文字を用いて表現する。なお、HP 給湯機の仕様書には定格消費電力の項目はないが、本研究では標準電力を定格消費電力とする。

本研究では、HP 給湯機は定格消費電力の $90 \pm 10\%$ の範囲であれば機器の効率を低下させることなく消費電力を制御できるとし、制御を行わない場合は 90% の消費電力で運転を行い、制御信号入力に応じて $\pm 10\%$ の範囲内で消費電力を調整できるとする。ただし、消費電力が安定するまでの起動直後 15 分間は制御を行わないとする。本研究では、定格消費電力付近での部分負荷運転にとどまるように消費電力の調整範囲に制約を設けることで効率低下を防止し、需要家の利便性を損なうことなく消費電力を制御できると仮定している。なお、このような消費電力制御の可否や部分負荷運転と効率低下の関係を明らかにするためには、本研究グループ[23]が行っているような詳細な実験による検証が必要である。

4-2 LC センター—HP 給湯機の制御手法

「2-4 本研究における可制御負荷の制御システム」で述べたように、本研究では中央給電指令所と LC センターからなる制御システムを想定している。本節では、まず LC センター—HP 給湯機（制御システムの下層部分）の集約制御手法を提案し、シミュレーションによってその効果を検証する。

4-2-1 詳細 HP 給湯機モデル

HP 給湯機群の制御手法を構築するためには HP 給湯機の動作を詳細に把握する必要がある。制御手法を検証するためには HP 給湯機の動作を模擬するシミュレーション用モデル

を設計する必要がある。本小節では HP 給湯機の動作を模擬する詳細 HP 給湯機モデルについて説明する。

シミュレーション解析において HP 給湯機の動作を詳細に模擬するモデルとして、本研究では図 4.1 に示す詳細 HP 給湯機モデルを提案する。

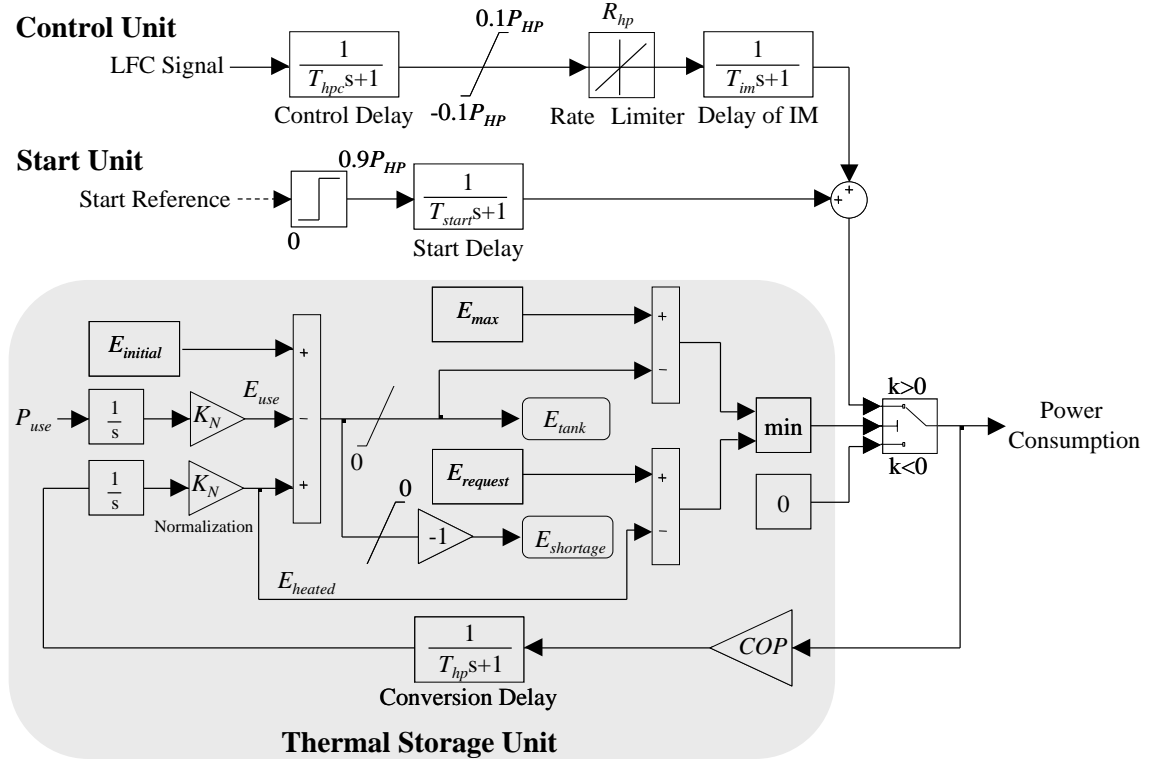


図 4.1 詳細 HP 給湯機モデル

本モデルは 1 台の HP 給湯機を模擬し、制御ユニット、起動ユニット、蓄熱ユニットの 3 つから構成される。入力は HP 給湯機 1 台あたりの LFC 信号（および起動指令）、出力は HP 給湯機 1 台あたりの消費電力である。各パラメータは表 4.1 に示すように設定する。本研究では、定格消費電力とタンク容量の異なる 2 種類の HP 給湯機を想定している。本研究における成績係数 COP の取り扱いについては、次小節で詳しく説明する。

起動ユニットは起動から定常出力までの消費電力を模擬し、家庭用エアコンが起動から 15 分程度で消費電力が安定することを参考に、時定数 $T_{start} = 300$ [s] の一次遅れで近似する。制御ユニットでは、前節で述べたように、80% から定格消費電力までの部分負荷運転は機器性能に支障をきたさないと仮定し、制御を行わない場合は 90% の消費電力で運転を行い、制御信号入力に応じて $\pm 10\%$ の範囲内で消費電力を調整する。ただし、消費電力が安定するまでの起動直後の 15 分間は制御を行わないとする。蓄熱ユニットでは、実際に沸き上げた湯量 E_{heated} とタンク内湯量 E_{tank} を計算し、沸上湯量 E_{heated} が希望沸上湯量 $E_{request}$ を上回るか、タンク内湯量 E_{tank} がタンク容量 E_{max} と一致する場合に運転を直ちに停止す

としている。タンク内湯量 E_{tank} は(4.1)式で計算される。 $E_{initial}$ はシミュレーション開始時点での初期貯湯量を、 E_{use} は実際に使用した湯量（給湯需要 P_{use} の積分）を示す。

$$E_{tank} = E_{initial} - E_{use} + E_{heated} \quad (4.1)$$

使用湯量 E_{use} が初期貯湯量 $E_{initial}$ と沸上湯量 E_{heated} の合計を超過した分、つまり足りない分の湯量を不足湯量 $E_{shortage}$ とする。ただし、 $E_{shortage}$ の発生はその後の給湯需要 P_{use} に影響を与えることはないとしている。1 日分の希望沸上湯量 $E_{request}$ の沸上が終了したかどうかと、不足湯量 $E_{shortage}$ が発生していないかどうかの 2 点が本研究での HP 給湯機に関する需要家利便性の指標となる。

表 4.1 詳細 HP 給湯機モデルのパラメータ

P_{HP}	Rated Power Consumption [kW]	1.0 / 1.3
E_{max}	Thermal Capacity of Hot Water Tank [kWh]	20 / 26
T_{start}	Start Delay [s]	300
T_{hpc}	Control Delay [s]	30
R_{hp}	Rate Limiter [%kW/s]	1
T_{im}	Delay of Induction Motor [s]	1
T_{hp}	Conversion Delay [s]	300
K_N	Nomalization Coefficient [h/s]	1/3600

4-2-2 LC センター単位での集約制御手法

中央給電指令所は、LC センターごとに多数台の HP 給湯機をまとめて起動・制御する。LC センターは毎日変わることはない情報である担当エリア内の HP 給湯機の台数および種類を把握しており、中央給電指令所は LC センターごとの HP 給湯機台数および合計消費電力を把握している。1 日の運転・制御を行う事前に、各 HP 給湯機は LC センターに、その日の希望沸上湯量を送信する。LC センターはこの情報をもとに、(4.2)式によって各 HP 給湯機の予想沸上時間 T_{heat} を計算する。HP 給湯機は定格消費電力の $90 \pm 10\%$ で制御運転を行うので、(4.2)式では定格消費電力の 90% を基準として沸上時間を求めている。成績係数は天気予報などによって LC センター単位で地域ごとに推測できるものとし、 $COP^*_{estimated}$ は LC センターの担当エリアにおける推定された平均成績係数を示す。 $(i = 1 \cdots N_{HP}, N_{HP}$: LC センターが担当する HP 給湯機台数)

$$T_{heat}^i = \frac{E_{request}^i}{0.9 \cdot P_{HP}^i \cdot COP_{estimated}^*} \quad (4.2)$$

LC センターは(4.3)式によって担当エリアの HP 給湯機群の沸上時間の平均 T_{AVG} と標準偏差 T_{SD} を計算し、中央給電指令所に送信する。なお、これらの情報送信は、HP 給湯機群の制御を行う事前に一度行うだけでよく、中央給電指令所から見て受信側の通信（上りの情報通信）はリアルタイムである必要はない。

$$T_{AVG} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{HP}} T_{heat}^i}{N_{HP}}, \quad T_{SD} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N_{HP}} (T_{heat}^i - T_{AVG})^2}{N_{HP}}} \quad (4.3)$$

中央給電指令所はこの集約情報から HP 給湯機群の消費電力変化を推定し、各 LC センターの HP 給湯機群の運転開始時刻および制御時間帯を決定し、起動指令および LFC 信号を LC センター経由で HP 給湯機群に送信する。HP 給湯機群の同時起動が電力系統に影響を与えるのを避けるため、LC センターは中央給電指令所の指令する運転開始時刻から 30 分間で担当エリアの HP 給湯機を順に起動するものとするが、これらを単純にランダムに起動するのではなく予想沸上時間 T_{heat} の長い順に起動させるものとする。このような起動を行うことで、沸上時間の短い HP 給湯機の沸上停止時刻が遅くなるため、HP 給湯群全体としての制御容量の大きい時間帯が長くなる。

沸上時間の平均 T_{AVG} 、標準偏差 T_{SD} の関係について図 4.2 に示すタイムチャートを用いて説明する。ここでは、中央給電指令所が LC センターに指令する HP 給湯機群の運転開始時刻を 0:00[h:m] とする。LC センターが担当エリアにある HP 給湯機を 30 分間でランダムに起動するのであれば、平均および標準偏差は(4.3)式の通りになるが、予想沸上時間 T_{heat} の長い順に起動するため、平均は(4.3)式と同じ値となるが、実質的な標準偏差は(4.3)式と異なる値となる。

30 分間で起動する HP 給湯機の平均起動時刻は中間時刻の 0:15 である。また、HP 給湯機の沸上が終了する平均停止時刻は、0:15 から T_{AVG} [h] 後となる。

30 分間でランダムに起動する場合、全ての HP 給湯機の沸上停止時刻が平均停止時刻から標準偏差 T_{SD} の ± 3 倍の範囲内に分布しているとすれば、最も沸上時間の短い HP 給湯機は平均停止時刻より $3 \cdot T_{SD}$ だけ早い時刻に、最も沸上時間の長い HP 給湯機は平均停止時刻より $3 \cdot T_{SD}$ だけ遅い時刻に沸上を停止する（図 4.2 上部参照）。

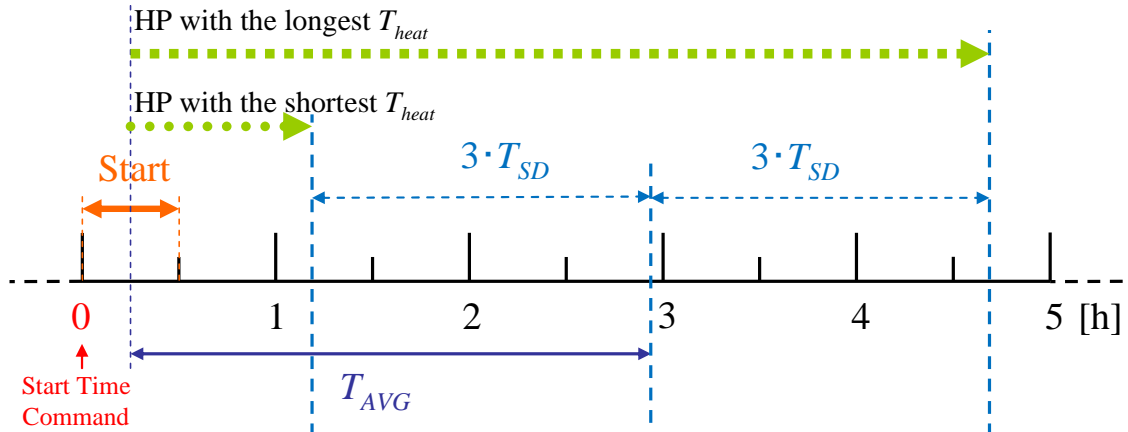
ただし、実際には沸上時間の長い順に起動するため、最も沸上時間の短い HP 給湯機は起動時刻が 0:30 となってランダム起動の場合より平均 15 分遅い時刻に、最も沸上時間の

長い HP 給湯機は起動時刻が 0:00 となってランダム起動の場合より平均 15 分早い時刻に沸上を停止する（図 4.2 下部参照）。よって，HP 給湯機群の沸上停止時刻の分布範囲はランダム起動の場合より 0.5 [h] だけ短くなり，実質的な標準偏差 T'_{SD} は(4.4)式で表わされる。

$$T'_{SD} = \frac{6 \cdot T_{SD} - 0.5}{6} \quad [h] \quad (4.4)$$

中央給電指令所は，1 箇所の LC センターの担当する HP 給湯機群の沸上時間の分布が正規分布であると仮定し，平均 T_{AVG} と標準偏差 T_{SD} の正規分布関数で消費電力推移を推定して，運転開始時刻および制御時間帯を決定する。

At Random



In Order

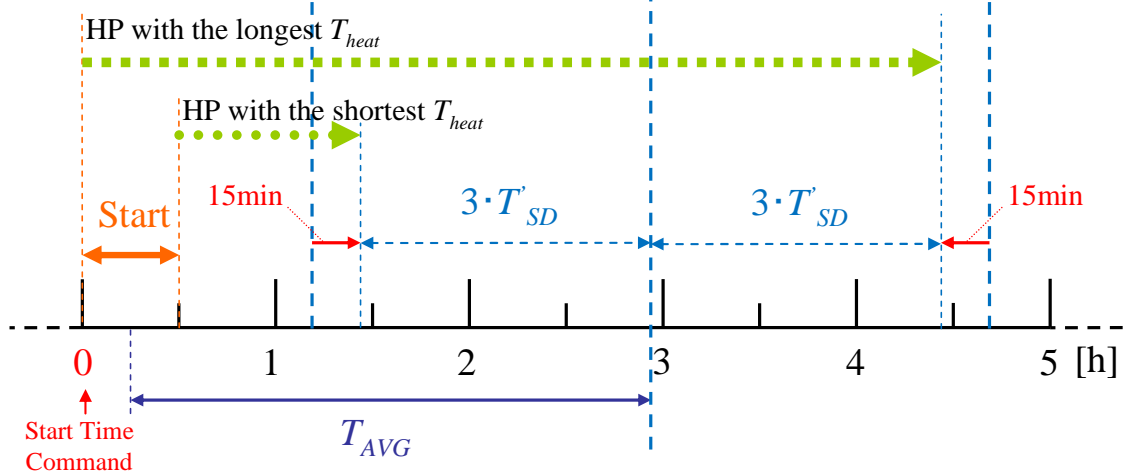


図 4.2 HP 給湯機群の沸上運転のタイムチャート

4-2-3 シミュレーションによる検証

本小節では、前小節にて提案した LC センターごとの HP 給湯機群の集約制御手法の周波数制御効果について周波数シミュレーションによって検証する。なお、本シミュレーションでは中央給電指令所-LC センターにおける制御については考慮せず、中央給電指令所が全ての LC センターを同時に制御し、各 LC センターの担当する HP 給湯機群に関するデータ（台数、種類、給湯需要、COP など）は同じとする。

(1) LFC 発電機, BESS, HP 給湯機による LFC 手法

本シミュレーションでは、従来の可制御発電機だけでなく、電力系統に設置された大規模 BESS と需要家 HP 給湯機群が協調して制御を行う先行研究[25]で提案された LFC 手法を行うとする。中央給電指令所の制御システムは系統全体としての AR を計算し、これをもとに、図 4.3 に示すように LFC 発電機群 (LFC1, LFC2), BESS (BESS1, BESS2), および運転中の HP 給湯機群に対して、変動の周期（横軸）と大きさ（縦軸）に応じて LFC 信号を割り当てる。図 4.3 では横軸が変動の周期、縦軸が変動の大きさを示し、各制御対象は色の付いている部分の成分を補償しており、白色の部分は何の制御対象にも補償できない成分である。本手法の詳細については付録 A に詳しくまとめる。

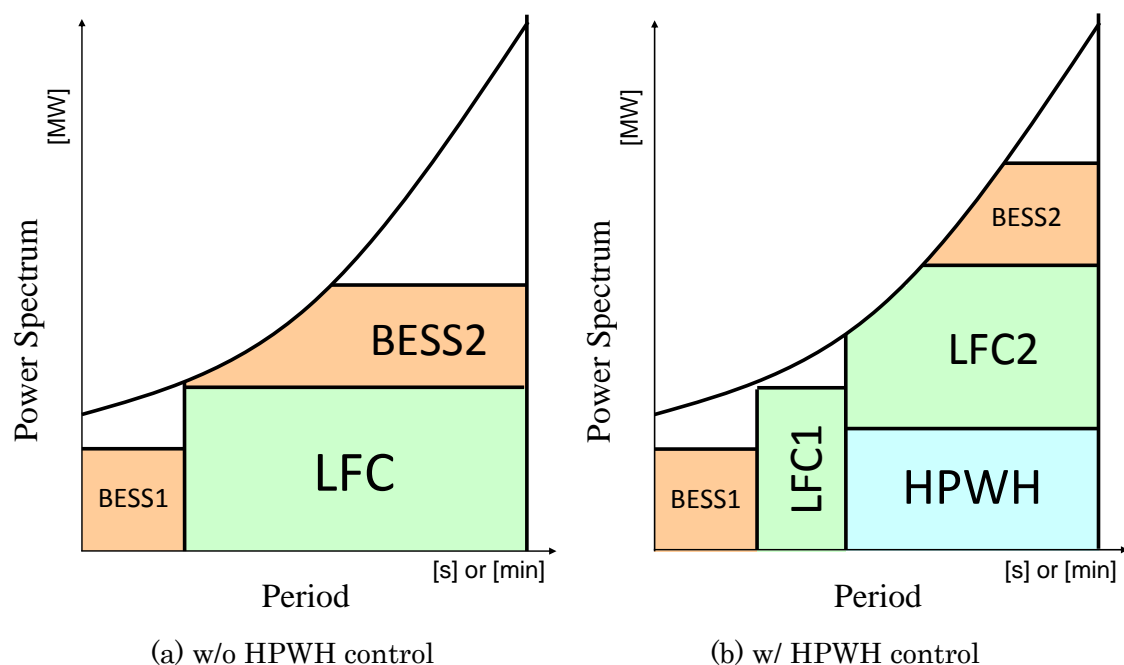


図 4.3 LFC 信号割当の概念図

なお、系統の全 HP 給湯機が運転している短期間（シミュレーション期間：1 時間）での

本手法による周波数制御効果は先行研究[25]にて確認されており，本小節のシミュレーションでは個々の HP 給湯機が一日分の湯量を沸き上げる過程を考慮した長期間（シミュレーション期間：11 時間）での周波数制御効果を検証し，期間中の HP 給湯機群の動作を評価する。

(2) 系統データ

シミュレーションには図 4.4 に示す 8 機電力系統モデル（想定地域は東北電力管内）を用いる。本シミュレーションで想定する系統の電源構成を表 2.1 に示す。この電力系統では定周波数制御（FFC）によって周波数制御を行うものとする。本シミュレーションでは，この系統に風力発電が 2,000 MW, 太陽光発電が 2,000 MW, BESS が 100 MW (800 MWh) 導入されているとする。原子力発電は総定格容量が 4,000 MW で，3,800 MW の一定出力運転を行う。

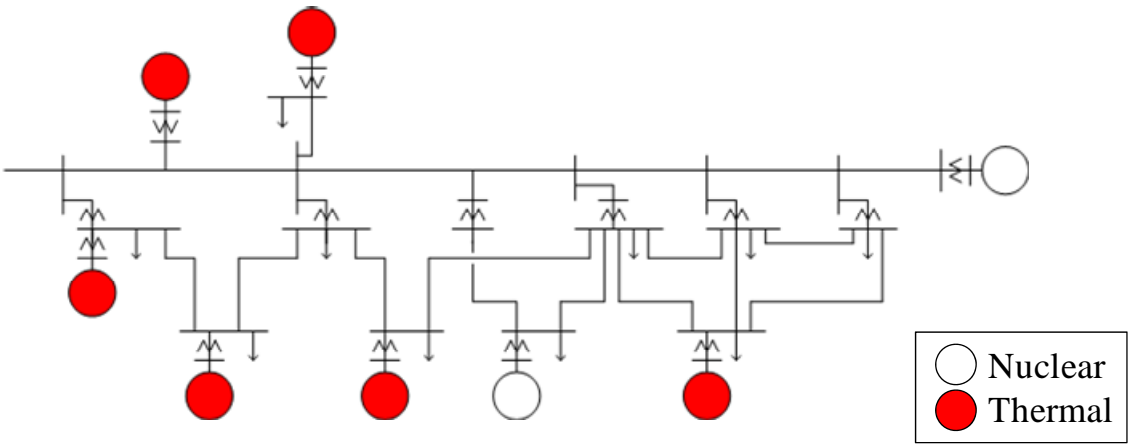


図 4.4 8 機系統モデル

表 4.2 系統の電源構成

	Rated Capacity [MW]
Nuclear	4,000
Thermal (Max)	5,800
Wind	2,000
PV	2,000

HP 給湯機はモデル系統の想定地域の総世帯数 420 万世帯[26]の 20%の需要家に設置されており，さらにその 50%である 42 万台の HP 給湯機を制御できる状況を想定している。本小節では，42 万台の HP 給湯機による制御効果を，1,000 台の詳細 HP 給湯機モデルを用

いたシミュレーションを行って評価する。LC センター1 つあたりの担当エリアの HP 給湯機台数を 1,000 台として、420 箇所の LC センターと中央給電指令所からなる制御システムを想定し、ある 1 箇所の LC センター担当分を 1,000 台の詳細 HP 給湯機モデルによって模擬する。実際は LC センターごとに担当する HP 給湯機の台数、種類、給湯需要、COP は異なるが、簡単のため同じ 1,000 台の組が 420 あると仮定する。

(3) 変動データ

図 4.5, 図 4.6 にシミュレーションに用いる負荷変動および風力発電と太陽光発電の合計出力変動を示す。

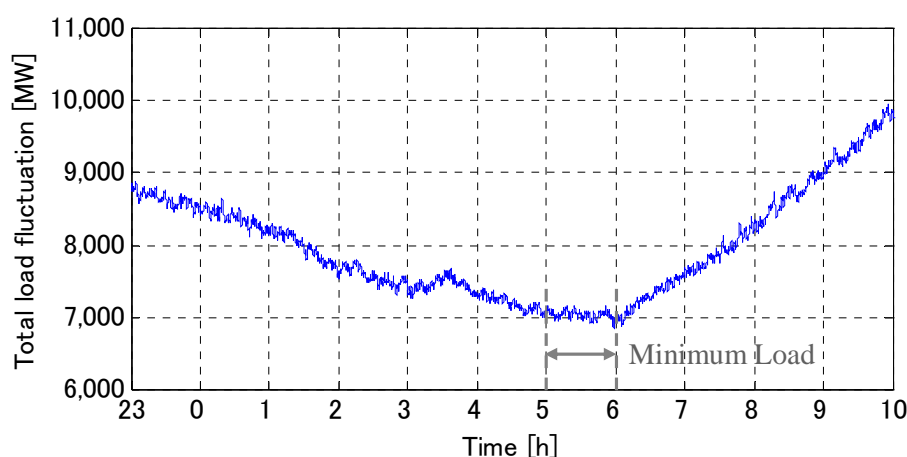


図 4.5 合計負荷変動

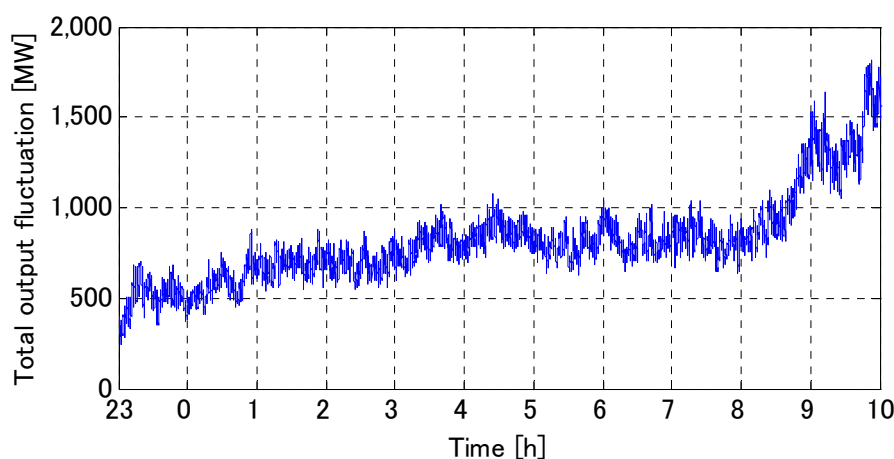


図 4.6 風力発電と太陽光発電の合計出力変動

負荷変動の長周期成分は休日の需要を想定して作成し、短周期成分はランダム関数を用いて作成している[27]。風力発電と太陽光発電による再生可能エネルギー電源出力変動は、

1 月期の地上気象観測データ[28]の風速と全天日射量をもとに作成している[27]。各種変動データに関する詳細は付録 B にまとめる。シミュレーション期間は 23 時から翌 10 時までとし、給湯需要の小さい夜間において HP 給湯機群を運転・制御させることを考える。電力需要が小さい夜間は火力発電の周波数調整容量も小さく、周波数変動が大きい時間帯でもある。

(4) HP 給湯機の種類と給湯需要

本研究では、定格消費電力とタンク容量の異なる 2 種類の HP 給湯機（タイプ A, B と表記）の普及を想定している[3]。シミュレーションを行う LC センターにおける HP 給湯機群のデータを表 4.3 に示す。なお、HP 給湯機の種類および台数は 1 日ごとに変わることはない情報であり、LC センターおよび中央給電指令所はこの情報を常に把握している。周波数解析に関するシミュレーション条件を表 4.4 に示す。

本研究では、各需要家が 1 日分の希望沸上湯量 $E_{request}$ を設定し、各 HP 給湯機は一度にその湯量を沸き上げるとしている。首都圏の給湯需要[29]を参考に、給湯需要 P_{use} が 1 時間ごとに变化するとして 1,000 通りの 24 時間の給湯需要 P_{use} の推移をタイプごとにランダムに作成する。この際、需要家の 1%程度がタンク熱容量の 95%以上の湯量を希望するように作成している。希望沸上湯量 $E_{request}^i$ は 1 日分の使用湯量 $E_{use_1day}^i$ の $100 \pm 15\%$ になるよう確率的に計算する。同様に、初期貯湯量 $E_{initial}^i$ は 23:00 から運転開始時刻までの使用湯量 $E_{use_23-03}^i$ の $100 \pm 15\%$ になるよう確率的に計算し、さらに最低貯湯量 1.28 [kWh] (42℃換算で 50 リットル) を加算した値を用いる。($i = 1 \cdots N_{HP}$, $N_{HP} = 1,000$)

作成した 1,000 通りの希望沸上湯量 $E_{request}$ の分布を図 4.7 に示す。図 4.7 では、希望沸上湯量 $E_{request}$ の平均がタンク熱容量の 60%程度となっている。なお、初期貯湯量 $E_{initial}$ および希望沸上湯量 $E_{request}$ は 1 日ごとに変わる情報であり、1 日ごとに各 HP 給湯機は沸上を行う事前に LC センターにこの情報を送信している。

なお、HP 給湯機の運転と給湯需要・湯切れの関係については、付録 C に詳しくまとめる。

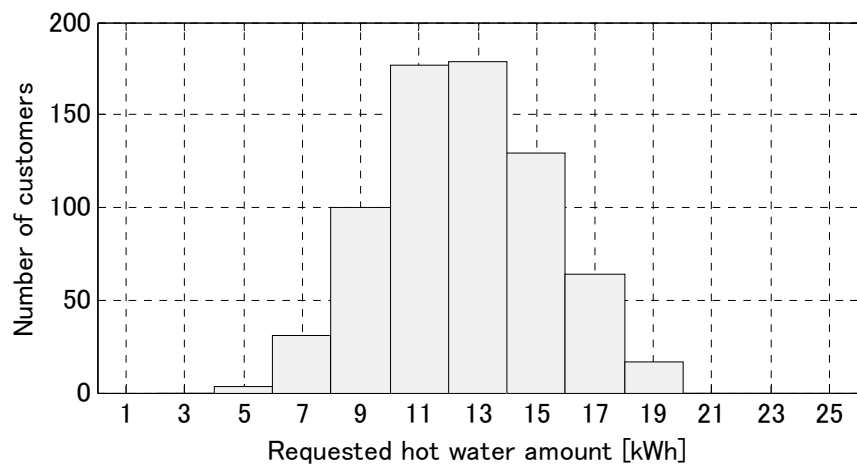
表 4.3 HP 給湯機データ

	Type A	Type B
Rated Power Consumption [kW]	1.0	1.3
Rated Thermal Output [kW]	4.5	6.0
Capacity of Hot Water Tank [l]	370	460
Capacity of Hot Water Tank [kWh]	20	26
Installed Number	700	300

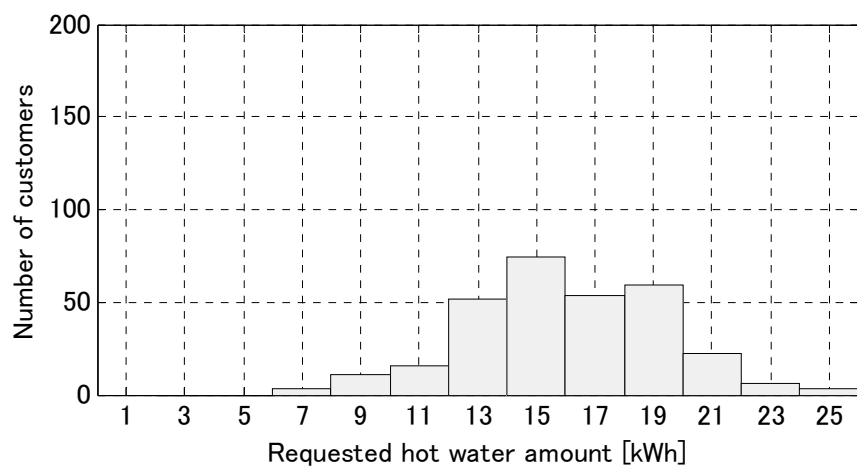
表 4.4 周波数解析に関するシミュレーション条件

Inertia Constant of Thermal Power Plants M_{th} [s] (Machine Base)		9.01
Inertia Constant of Nuclear Power Plants M_{nu} [s] (Machine Base)		9.03
Load-Damping Coefficient D		2
Power System Constant K_{sys} [%MW/Hz]		9
Reference Frequency [Hz]		50
Governor Free Capacity [% / Rated Capacity]		± 5.0
LFC Capacity [% / Rated Capacity]		± 1.5
BESS	Inverter Capacity [MW]	± 100
	Battery Capacity [MWh]	800
HPWH	Total Power Consumption [MW]	460
	Total Controlable Capacity [MW]	± 46

HP 給湯機の成績係数 COP は、電気入力と熱出力の比である。成績係数は一定でなく、気温などの周囲環境によって変化する[3]ため、1 台 1 台の HP 給湯機が異なる時変の値を持ち、希望沸上湯量の沸上時間に影響を与える。本研究では、LC センター単位での HP 給湯機群の制御を想定しており、地域内での気温の差は小さいと考えられることから、中央給電指令所は地域ごとの予測気温から LC センター単位で平均成績係数 COP^* を推定できると仮定する。本シミュレーションにおける推定成績係数 $COP^*_{estimated}$ は 4.0 とする。1,000 台の HP 給湯機の成績係数は平均成績係数 COP^* に対して 5% の標準偏差となる正規分布で確率的に分布するものとする。実際には成績係数は時間とともに変動するが、沸上湯量は成績係数を乗じた消費電力を積分して計算されるため (図 4.1 参照)、シミュレーション期間の成績係数の平均として模擬するとし、各 HP 給湯機の成績係数はシミュレーション期間中一定としている。図 4.7 の希望沸上湯量のデータをもとに、(4.2)~(4.4) 式で計算された沸上時間の平均 T_{AVG} と標準偏差 T'_{SD} を表 4.5 に示す。



(a) Type A (700 HPWHs)



(b) Type B (300 HPWHs)

図 4.7 希望沸上湯量

表 4.5 予想沸上時間の平均と標準偏差

Average Value	Standard Deviation	
T_{AVG} [h]	T_{SD} [h]	T'_{SD} [h]
3.45	0.75	0.67

(5) HP 給湯機の運転開始時刻および制御時間帯

中央給電指令所が T_{AVG} と T_{SD} をもとに HP 給湯機群の運転開始時刻および制御時間帯を決定する過程について説明する。中央給電指令所は図 4.5 に示した負荷変動の長周期成分はあらかじめ予測しており、電力需要が最小となる 5:30 前後に HP 給湯機群が大きな制御容量を保ったまま運転できるように、つまり多数台の HP 給湯機が運転しているように運

転開始時刻を決定するものとする。これは、電力需要が最小となる時間帯に火力発電の並列容量および周波数調整容量が最も小さくなり、周波数変動が大きくなるためである。どの時点からどの時点までの制御容量が大きいかという判断は中央給電指令所に委ねられるが、本シミュレーションでは、全ての HP 給湯機が制御可能となる最初に起動する HP 給湯機の運転開始時刻の 45 分後から、HP 給湯機群の平均沸上終了時刻から標準偏差の 2 倍だけ早い時刻（最初の HP 給湯機の起動時刻から $0.25 + T_{AVG} - 2T_{SD}$ [h] だけ遅い時刻、図 4.2 参照）までを制御容量が大きい時間帯であるとみなすとし、この時間帯で制御を行うとする。表 4.5 から、この条件における制御時間は約 1.5 [h] ($\approx 0.25 + T_{AVG} - 2T_{SD} - 0.75$ [h]) となるため、中央給電指令所は運転開始時刻を 4:00～4:30 分として、最後の HP 給湯機が起動してから 15 分後である 4:45 から制御時間 1.5 [h] 後である 6:15 において制御を行うことを決定する。この制御時間帯は、仮に HP 給湯機群の沸上時間の分布が正規分布であるとすれば、95% が沸上運転を続けている時間帯である。運転・制御のタイムチャートを図 4.8 に示す。

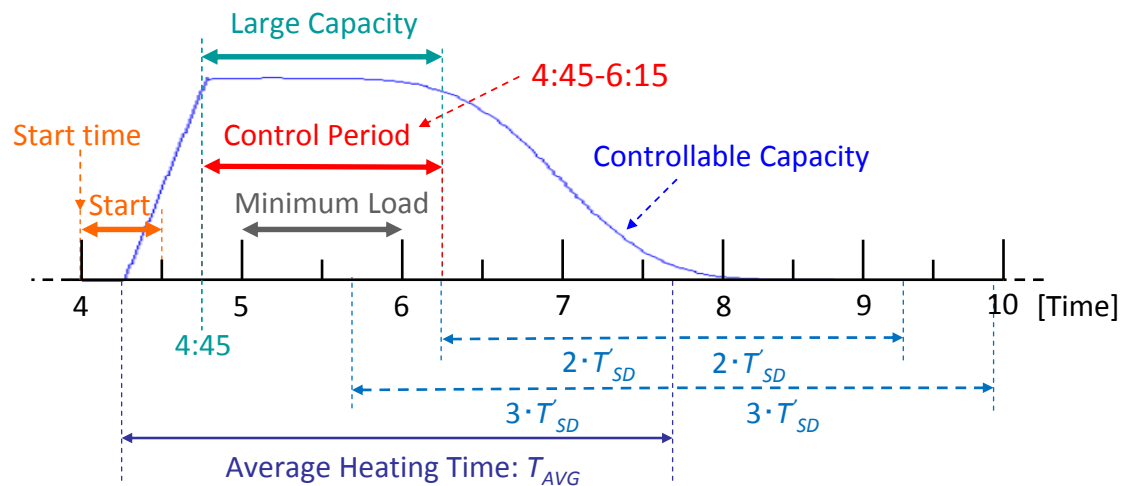


図 4.8 HP 給湯機群の運転・制御のタイムチャート

中央給電指令所は変動の周期と大きさに応じて LFC 発電機群と BESS の LFC 信号を作成・送信するが、4:45～6:15 の間は HP 給湯機群についても LFC 信号を作成・送信する。この 4:45～6:15 の時間帯では、HP 給湯機全台が利用可能である場合の制御容量（±46 [MW]）に基づいて LFC 信号を作成する。なお、4:45 以前の徐々に増加する HP 給湯機群の制御容量や 6:15 以降の徐々に減少する制御容量を中央給電指令所がフィードバックして LFC 信号を作成する制御も考えられるが、制御容量が最大となる時間帯に適切な制御運転を行うことが最重要であり、さらにリアルタイムで制御容量の把握が必要となるため、本研究ではこのような制御は行わない。

(6) シミュレーション結果

HP 給湯機群を利用した LFC を行った場合のシミュレーション結果を表 4.6, 図 4.9～図 4.12 に示す。表 4.6 および図 4.9 については, HP 給湯機を利用しない LFC を行った場合についても結果を示す。表 4.6 はシミュレーション期間中の周波数偏差の最大値と RMS 値を, 図 4.9 はシミュレーション期間中の周波数変動の様子を示す。周波数偏差の RMS 値 f_{RMS} は, (4.5) 式によって計算される周波数変動の評価指標で, 多数のサンプルの基準からのばらつき度合を示し, ある期間にわたっての周波数変動の評価に適した指標である。 N はサンプル数, Δf は周波数偏差を示す。

$$f_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \Delta f_i^2} \quad (4.5)$$

表 4.6 周波数変動評価指標

	Max [Hz]	RMS [Hz]
w/o HPWH	0.338	0.0279
w/ HPWH	0.184	0.0247

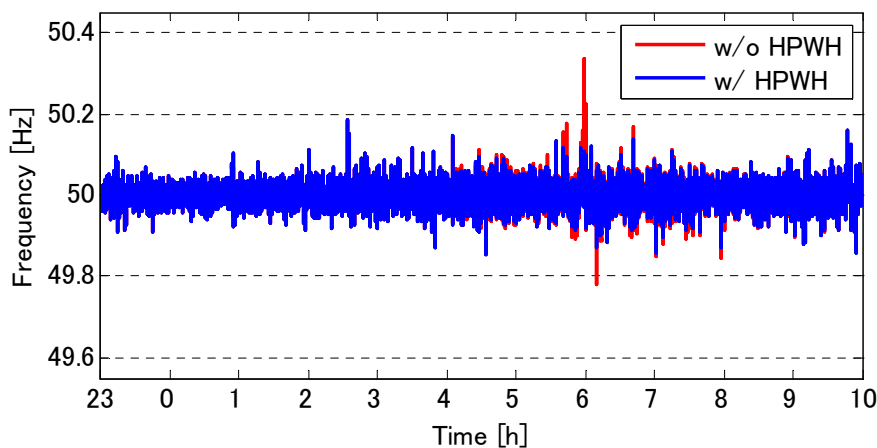


図 4.9 周波数変動

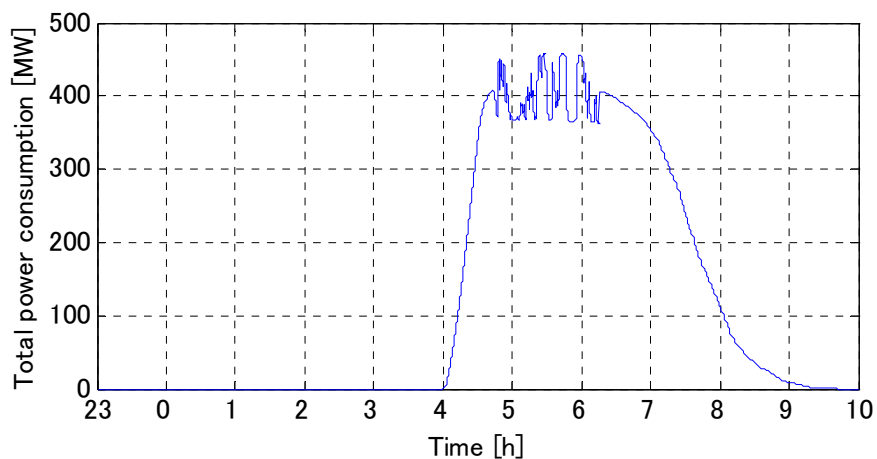


図 4.10 HP 給湯機の合計消費電力

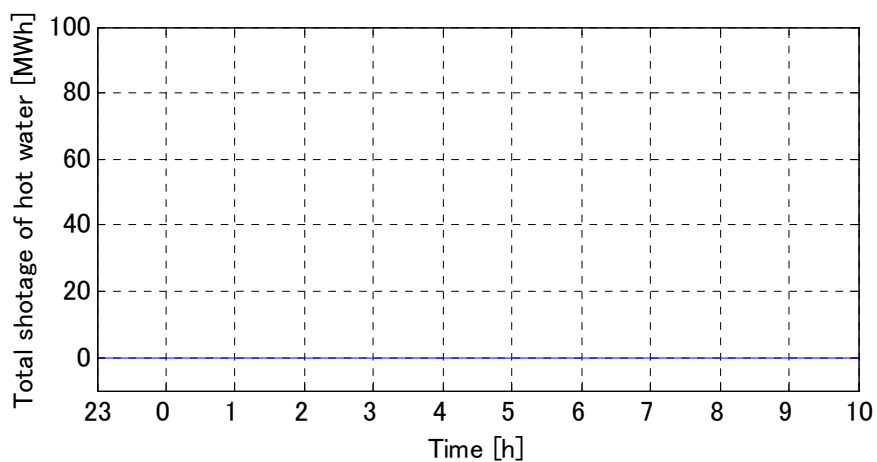


図 4.11 合計不足湯量

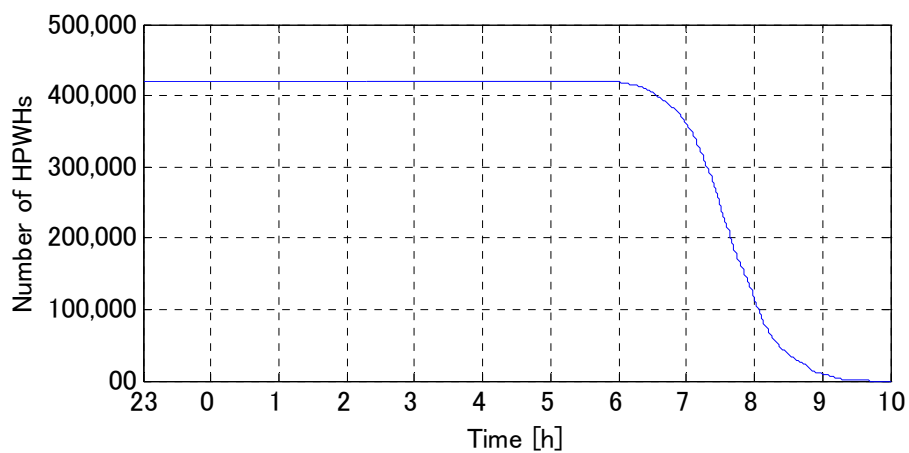


図 4.12 沸上を終了していない HP 給湯機の台数

図 4.9 から周波数変動の大きい 5 時～6 時の時間帯を中心に周波数変動が抑制されている様子が分かり、表 4.6 ではその効果を定量的に示している。

図 4.10 は HP 給湯機群の合計消費電力を示す。4 時から沸上が始まり、合計消費電力の大きい時間帯、つまり多くの HP 給湯機が運転している時間帯に消費電力が制御されているのが分かる。図 4.11 は全体の不足湯量 $E_{shortage}$ の合計を、図 4.12 は希望沸上湯量 $E_{request}$ を沸き上げ終わっていない台数を示す。不足湯量は発生せず、また全ての HP 給湯機が沸上を完了しており、需要家の利便性は保たれている。

以上の結果から、前小節にて提案した LC センター単位での HP 給湯機群の制御手法によって、個々の需要家の不確実性を考慮した上で、個々の需要家の利便性を損なうことなく HP 給湯機群を効果的に LFC に利用できることが分かった。なお、前述したように、HP 給湯機の湯切れについては付録 C でも述べる。

4-3 集約 HP 給湯機モデルの設計

前節では、シミュレーション解析に用いる HP 給湯機のモデルとして、1 台の動作を模擬する詳細 HP 給湯機モデルを 1000 台用いたが、系統の全 HP 給湯機と同じ数（前節の場合は 42 万台）の詳細モデルを用いてシミュレーションを行うことは解析に膨大な時間がかかるため現実には難しい。また、予想沸上時間の平均・標準偏差といった統計的情報を用いて LC センター単位で HP 給湯機群を運転・制御することから、HP 給湯機群の動作を統計的に集約することができると考えられる。そこで本節では、前節で提案した LC センターごとの HP 給湯機群の集約制御手法を用いることを前提とした場合の多数台の HP 給湯機の動作を模擬する集約 HP 給湯機モデルを設計し、シミュレーションによってモデルの妥当性を示す。

4-3-1 集約 HP 給湯機モデル

前節のシミュレーション結果（図 4.10 参照）でも示したように、LC センター単位での HP 給湯機群の消費電力の変化は図 4.13 のように表現できる。各 HP 給湯機の消費電力は図 4.13 (a)に示すように、30 分間で沸上時間の長い順に起動し（緑の矢印の時間帯）、消費電力が安定した後に制御可能となり（赤の直線の部分）、沸上時間に応じて異なる時間に運転を停止する（青の矢印の時間帯）。HP 給湯機群全体の合計消費電力としては図 4.13(b)に示すように、起動指令から徐々に消費電力が増加し（緑の矢印の時間帯）、希望沸上湯量を沸き上げるまで運転を続け、必要湯量を沸き上げ終えた HP 給湯機から運転を停止する（青の矢印の時間帯）。なお、消費電力が赤で示されている部分は制御可能な HP 給湯機が存在していることを意味し、この時間帯において HP 給湯機群の消費電力を制御すること

が可能であるが、時間が経過するにつれて沸上を終えた HP 給湯機が運転を停止するので消費電力と同じく制御容量も減少していくことになる。この多数台の HP 給湯機の動作を集約的に模擬するモデルとして、本研究では図 4.14 に示す集約 HP 給湯機モデルを提案する。各パラメータは表 4.7 に示すように設定する。集約 HP 給湯機モデルは同時間帯に運転および制御を行う HP 給湯機群を模擬することができるモデルであるが、本小節では 1LC センターあたりの HP 給湯機群を模擬するモデルとして説明する。

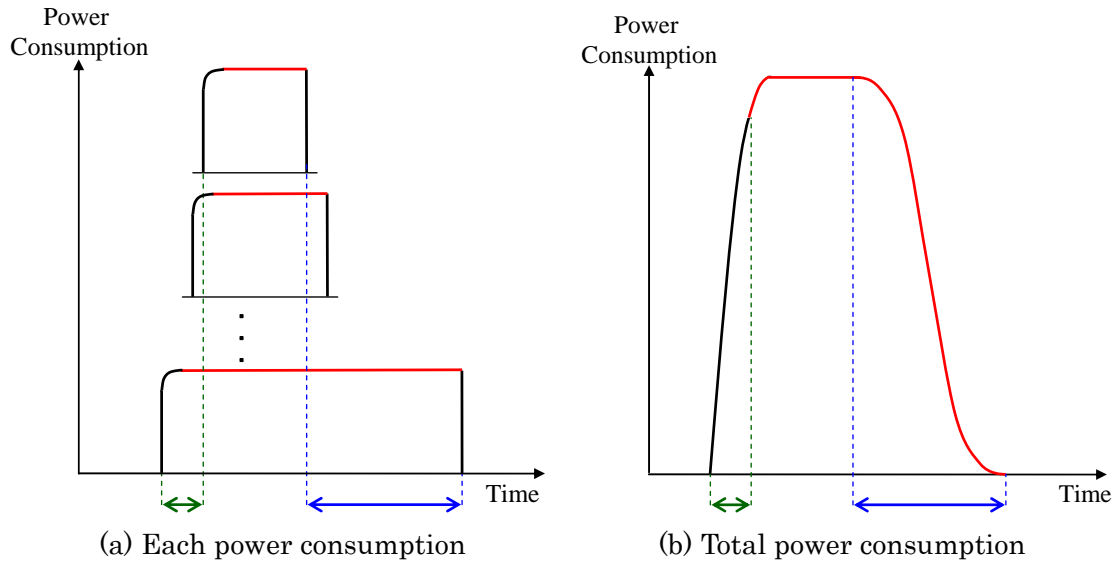


図 4.13 HP 給湯機群の消費電力変化のイメージ図

本モデルの入力は制御信号としての LFC 信号で、出力は 1LC センターあたりの HP 給湯機群の合計消費電力である。起動時の消費電力の変化は時定数 T_{start} の一次遅れと 30 分で合計定格消費電力の 90% となるようなランプ関数によってモデル化している。停止時の消費電力の変化は、HP 給湯機群の沸上時間の分布が正規分布であると仮定し、(4.3) 式および (4.4) 式で計算される 1LC センターあたりの沸上時間の平均 T_{AVG} と標準偏差 T_{SD} を用いて正規分布関数としてモデル化している。

集約 HP 給湯機モデルは、運転している HP 給湯機の合計定格消費電力の $90 \pm 10\%$ の範囲で消費電力を制御できるとして設計されている。各 HP 給湯機の消費電力は起動から 15 分で安定・制御可能となるので、図 4.14 における制御容量 $C_{HP}(t)$ は (4.6) 式によって計算する。ここで、時刻 $t = t_0$ は最も早く起動する HP 給湯機の起動時刻、 $t = t_0 + 0.25$ [h] は最も早く起動する HP 給湯機 (起動時刻 $t = t_0$ [h]) が安定・制御可能となる時刻、 $t = t_0 + 0.75$ [h] は最も遅く起動する HP 給湯機 (起動時刻 $t = t_0 + 0.5$ [h]) が安定・制御可能となる時刻である。また、 $P_{operating}(t)$ は、時刻 t において運転している全ての HP 給湯機の定格消費電力の合計である。時刻 $t = t_0 + 0.5$ [h] 以降は新たに HP 給湯機が起動しないため、沸上を終了

する HP 給湯機が現れるまで $P_{operating}(t)$ は変化しない。本研究では、 $t_0 + 0.5 < t < t_0 + 0.75$ [h] において沸上を終了するような沸上時間の極端に短い HP 給湯機は制御対象とせず、この期間で $P_{operating}(t)$ は一定であるとしている。時刻 $t = t_0 + 0.75$ [h] 以降は、運転している全ての HP 給湯機が制御可能であるため、 $C_{HP}(t)$ は $P_{operating}(t)$ に比例する。

$$C_{HP}(t) = \begin{cases} 0, & \text{if } t < t_0 + 0.25 \text{ [h]} \\ 0.1 \cdot P_{operating}(t - t_0 - 0.25), & \text{if } t_0 + 0.25 < t < t_0 + 0.75 \text{ [h]} \\ 0.1 \cdot P_{operating}(t), & \text{if } t_0 + 0.75 < t \text{ [h]} \end{cases} \quad (4.6)$$

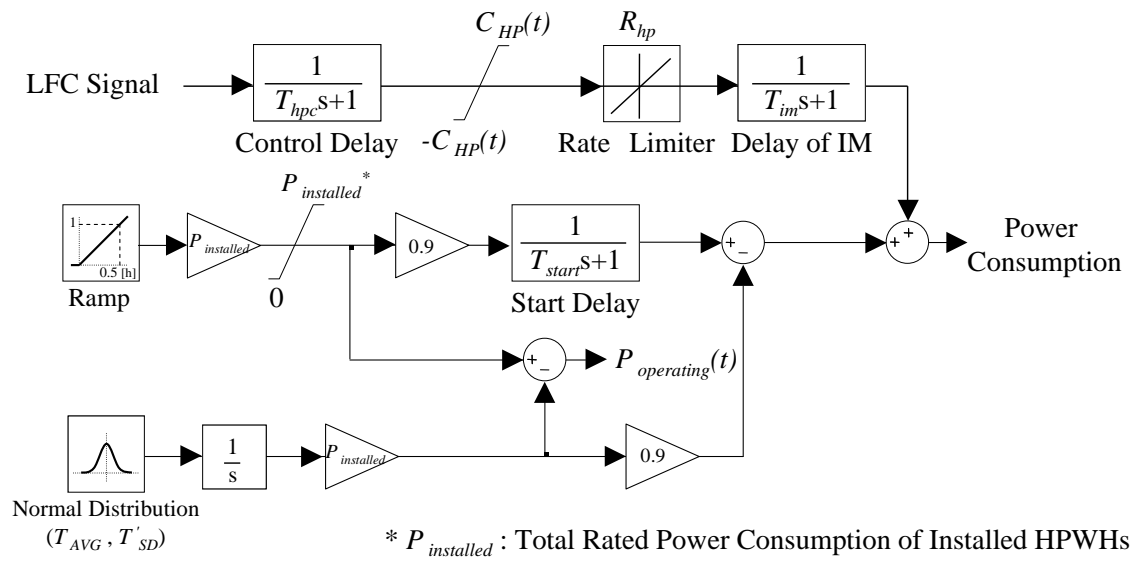


図 4.14 集約 HP 給湯機モデル

表 4.7 集約 HP 給湯機モデルのパラメータ

T_{start}	Start Delay [s]	300
T_{hpc}	Control Delay [s]	30
R_{hp}	Rate Limiter [%kW/s]	1
T_{im}	Delay of Induction Motor [s]	1

4-3-2 シミュレーションによる検証

本小節では、1 箇所の LC センターが担当する HP 給湯機群を多数台の詳細 HP 給湯機モデルまたは 1 台の集約 HP 給湯機モデルによって模擬し、LFC 信号に対する応答をシミュレーションによって検証する。なお、HP 給湯機群は前節で提案した集約制御手法に基づい

て起動・制御されるとする。

(1) シミュレーション条件

1箇所の LC センターが担当する HP 給湯機の台数は 1,000 台とする。HP 給湯機の種類、給湯需要、希望沸上湯量、COP などのデータは前節におけるシミュレーション条件と同じとする。本シミュレーションでは、図 4.15 に示すような LFC 信号（HP 給湯機 1 台あたり）が送信されるとして、集約 HP 給湯機モデルおよび多数台の詳細 HP 給湯機モデルの応答を検証する。なお、図中の $t=0$ は最初の HP 給湯機が起動する時刻（ $t=t_0$ ）で、本シミュレーションにおいては、 $t=0.25$ [h] から $t=6.00$ [h] まで LFC 信号が送信されるものとする。

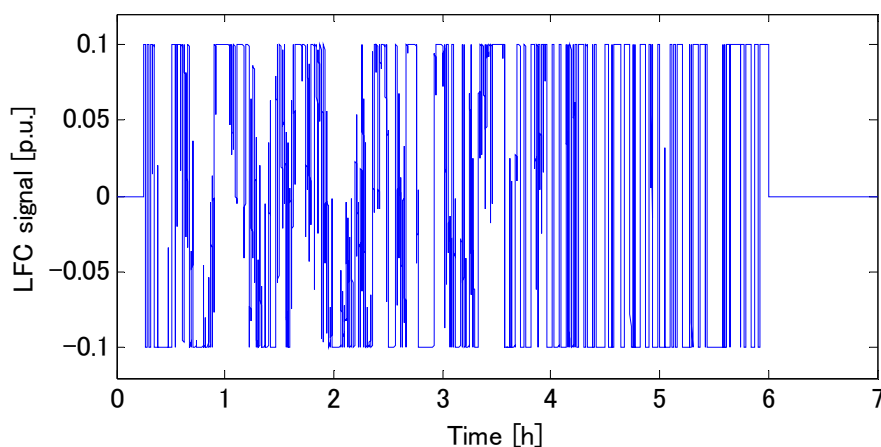


図 4.15 LFC 信号（HP 給湯機 1 台あたり）

(2) シミュレーション結果

1000 台（タイプ A：700 台，タイプ B：300 台）の詳細モデルを用いた場合と，1 台の集約モデルを用いた場合について，図 4.15 の LFC 信号を入力信号としたときのシミュレーション結果を図 4.16～図 4.18 に示す。

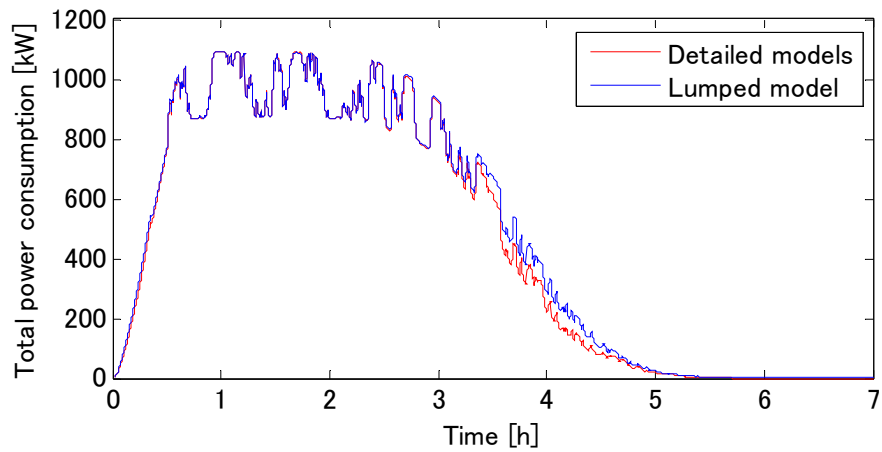


図 4.16 HP 給湯機群の合計消費電力

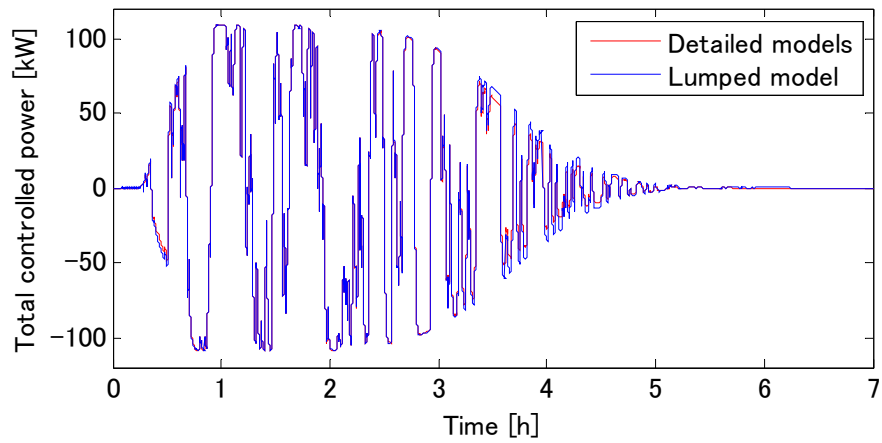


図 4.17 HP 給湯機群の合計制御電力

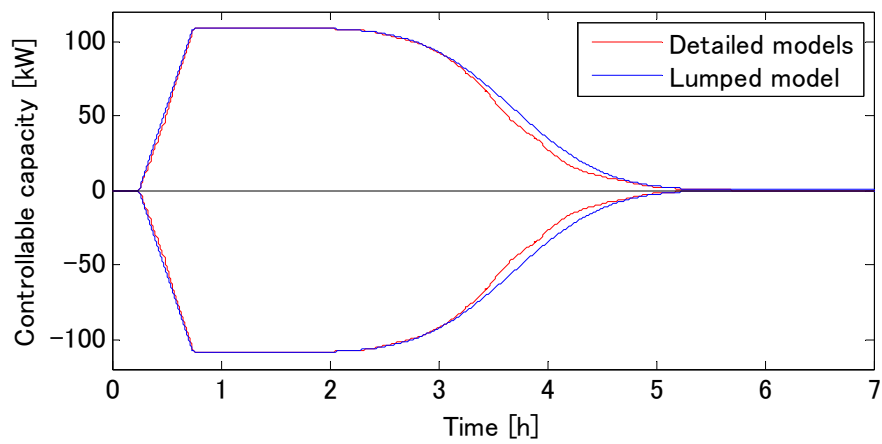


図 4.18 HP 給湯機群の合計制御容量

図 4.16 は HP 給湯機群の合計消費電力の時間変化を、図 4.17 は HP 給湯機群の合計制御電力（合計消費電力のうち、LFC 信号に応じて変化させている電力）を示す。HP 給湯機群の合計消費電力が大きい時間帯（ $t = 1 \sim 3$ [h]）では、集約モデルが消費電力、制御電力とも一致しているが、制御期間の後半になると特に消費電力について 2 つのモデルで差異が生じている。ただし、図 4.17 から分かるように制御電力については差異が小さく、LFC 信号に対する応答性という点ではよく近似できていると言える。制御期間の後半には沸上を終了した HP 給湯機から運転を停止して消費電力が減少する。集約モデルは、(4.2)～(4.4)式によって消費電力が定格の 90%で一定として推定した沸上時間をもとに、沸上時間が完全に正規分布であるとして、消費電力の減少を設計している。しかし、詳細モデルにおいては、HP 給湯機群の沸上時間は完全な正規分布ではなく、消費電力が定格の $90 \pm 10\%$ で制御されるため一定電力で運転する場合とは沸上終了時刻が変わることから、集約モデルとは消費電力の減少傾向が異なり、応答に差異が生じる。図 4.18 に示す制御容量についても詳細モデルと集約モデルで違いが見られる。

図 4.19 に、詳細モデルから見た制御電力誤差の RMS 値 P_{RMS} をシミュレーション期間の 1 時間ごとに示す。誤差の RMS 値は(4.7)式によって計算している。 N はサンプル数、 P_{DM} は詳細モデルの合計制御電力を、 P_{LM} は集約モデルの合計制御電力を示す。

$$P_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{LM}^i - P_{DM}^i)^2} \quad (4.7)$$

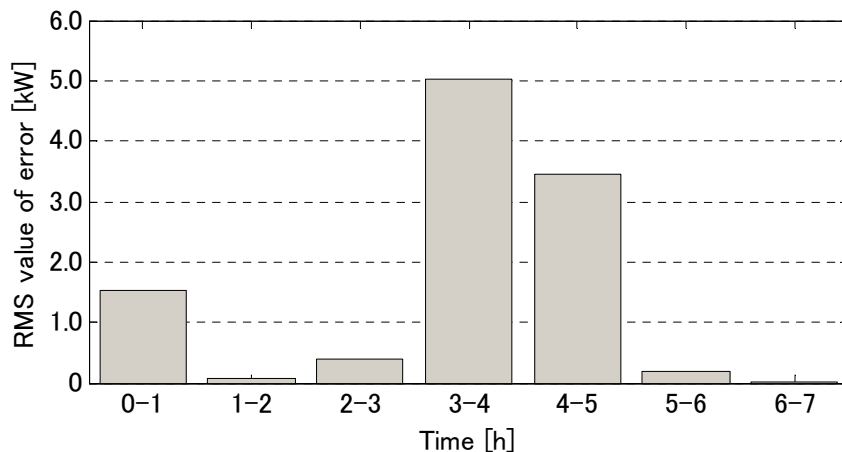


図 4.19 1 時間ごとの制御電力誤差の RMS 値

運転開始直後の 1 時間と、沸上を終了する制御期間の後半から誤差が大きくなっているのが確認できる。後半に誤差が大きい理由は前述した通り、HP 給湯機の不確実性の影響が沸上終了時刻という形で後半に現れることによる。起動直後の誤差は、図 4.16 および図

4.17 でも確認できる。HP 給湯機は 30 分間で順に起動していくが、定格消費電力の異なる 2 種類の HP 給湯機が存在するため、その合計消費電力および合計制御電力は 2 種類の台数の分布から平均として計算された傾きを持つランプ関数（集約モデルにおけるランプ関数）とはならない。ただし、全てが起動した後は集約モデルと詳細モデルの消費電力・制御電力はほぼ同じとなり、誤差も小さくなっている。

次に、成績係数の不確実性について検討した結果を示す。前節で述べたように、詳細 HP 給湯機モデルの成績係数は平均成績係数 COP^* から確率的に決定しているが、この平均成績係数 COP^* が中央給電指令所の推定した成績係数 $COP^*_{estimated}$ と異なる場合は制御応答性にも影響が現れる可能性がある。推定成績係数 $COP^*_{estimated}$ と実際の平均成績係数 COP^* の差が 0, $\pm 5\%$ である 3 通りの場合について同様のシミュレーションを行った場合の、詳細モデルの制御容量の変化を図 4.20 に示す。実際の成績係数が小さいほど沸上に時間がかかるため、制御容量の減少がゆるやかであることが分かる。

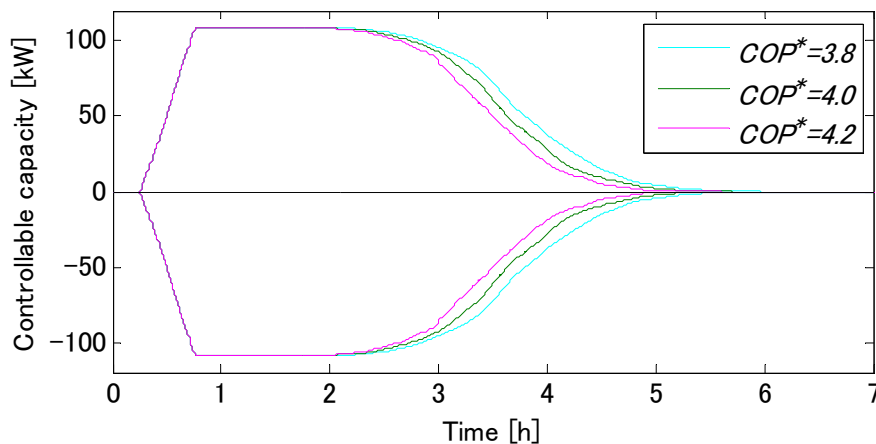


図 4.20 HP 給湯機群の合計制御容量 (COP : パラメータ)

図 4.21 に、推定成績係数と実際の平均成績係数の誤差が 0, $\pm 5\%$, $\pm 10\%$ の 5 通りについて、集約モデル ($COP^*_{estimated} = 4.0$) との制御電力誤差の 1 時間ごとの RMS 値を示す。成績係数の推定誤差が大きくなるほど制御電力誤差は大きくなるが、図 4.19 と同様に多くの HP 給湯機が運転している $t = 1 - 2$ [h] の時間帯ではほとんど差異が見られない。成績係数の推定誤差の影響も沸上時間の不確実性の影響と同じく制御期間の後半に現れるため、制御に効果的な時間帯での影響は小さい。本シミュレーションでは、集約モデルの制御応答性を検証するため、中央給電指令所が HP 給湯機群の制御容量が存在すると推定される全期間にわたって LFC 信号を作成・送信するとしたが、実際の系統制御においては、中央給電指令所は前節でのシミュレーションのように制御容量が大きい時間帯に HP 給湯機群を LFC に利用することを優先すると考えられる。制御容量の大きい時間帯は集約モデルの制御応答の精度が高い時間帯でもあり、この時間帯に HP 給湯機群を LFC に利用するので

あれば、周波数シミュレーションは集約モデルを用いて適切に行うことが可能であると言える。それ以外の時間帯にも制御を行う場合に同様に集約モデルを周波数シミュレーションに用いると、集約モデルの応答は実際の HP 給湯機群の応答（詳細モデルを多数台用いた場合の応答）と比べて誤差が生じることになる。

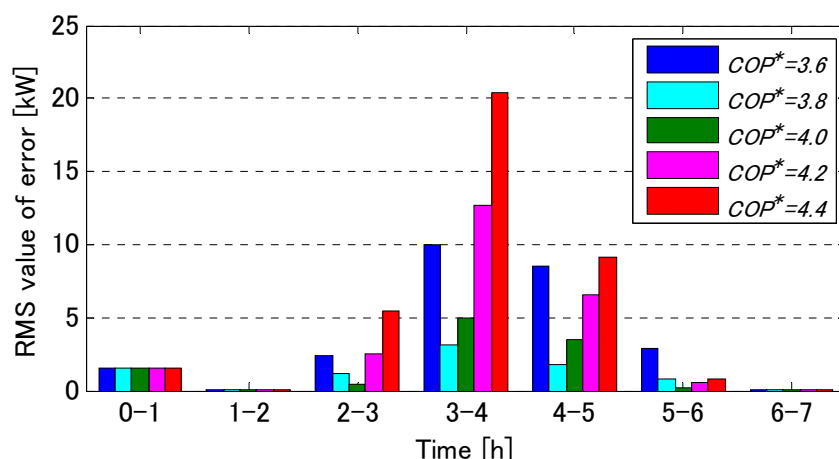


図 4.21 1 時間ごとの誤差の RMS 値 (COP : パラメータ)

4-4 中央給電指令所－LC センターの制御手法

「4-2 LC センター－HP 給湯機の制御手法」では LC センター－HP 給湯機（制御システムの下層部分）の集約制御手法を提案したが、本節では中央給電指令所－LC センター（制御システムの上層部分）の集約制御手法を提案する。

電力システムの周波数変動が大きくなる時間帯は、火力発電による周波数調整容量が小さくなる夜間や、再生可能エネルギー電源出力変動が大きい時間帯など、1 日のうち限られた時間となる。本研究では、HP 給湯機群を LC センター単位で制御するとしているが、系統内に数百箇所存在する各 LC センターの HP 給湯機群を全て異なる時間帯に制御に利用するよりも、系統内の多数の LC センターを複数の LC センター群としてグループ化し、ある程度まとまった数の LC センター群を制御単位として HP 給湯機群を制御に利用するのが現実的かつ効果的である。本節では、中央給電指令所－LC センター（制御システムの上層部分）の集約制御手法として、多数の LC センターをグループ化して HP 給湯機群を制御（群制御）する手法を提案する。なお、制御そのものは LC センター群（グループ）単位を基準とするが、需要家情報（HP 給湯機の種類、初期貯湯量、希望沸上湯量）の収集および制御指令（起動指令、LFC 信号）の送信など情報通信については LC センター単位で行うものとする。

以下の文中における添え字 i と j はそれぞれ LC センターと HP 給湯機を表し、 ij とは i 番目の LC センターにおける j 番目の HP 給湯機を示すとする。 $(i = 1 \cdots N^{All}_{LCC}, j = 1 \cdots$

$N^{i_{HP}}$, $N^{All_{LCC}}$: 想定系統内の LC センターの総数, $N^{i_{HP}}$: i 番目の LC センターが担当する HP 給湯機台数)

LC センターは毎日変わることはない情報である担当エリア内の HP 給湯機の台数および種類を把握しており, 中央給電指令所は LC センターごとに HP 給湯機の台数および合計定格消費電力を把握している。1 日の運転・制御を行う事前に, HP 給湯機 j は LC センター i に, その日の希望沸上湯量 $E^{ij}_{request}$ を送信する。LC センター i はこの情報をもとに, (4.8) 式によって各 HP 給湯機の予想沸上時間 T^{ij}_{heat} を計算する。本研究では, HP 給湯機 j は定格消費電力 P^{ij}_{HP} の $90 \pm 10\%$ の範囲内で消費電力を制御できるとしており, (4.8) 式では定格消費電力 P^{ij}_{HP} の 90% を基準として沸上時間を求めている。なお, ここまでは「4-2-2 LC センター単位での集約制御手法」で提案した LC センター単位での制御手法と同じである。

$$T^{ij}_{heat} = \frac{E^{ij}_{request}}{0.9 \cdot P^{ij}_{HP} \cdot COP^{i*}_{estimated}} \quad (4.8)$$

LC センター i は(4.9)式によって担当エリアの HP 給湯機群の予想沸上時間の平均 T^{i}_{AVG} を計算し, 中央給電指令所に送信する。

$$T^{i}_{AVG} = \frac{\sum_{j=1}^{N^{i}_{HP}} T^{ij}_{heat}}{N^{i}_{HP}} \quad (4.9)$$

中央給電指令所は(4.10)式によって LC センター群ごとの予想沸上時間の平均 T^{k}_{AVG} を計算し, LC センターにそれぞれが属する LC センター群の T^{k}_{AVG} を送信する。なお, 添え字 k と l はそれぞれ LC センター群としてのグループと LC センターを表わす。($l = 1 \cdots N^{k_{LCC}}$, $N^{k_{LCC}}$: k 番目の LC センター群における LC センター数)

$$T^{k}_{AVG} = \frac{\sum_{l=1}^{N^{k}_{LCC}} N^{l}_{HP} \cdot T^{l}_{AVG}}{\sum_{l=1}^{N^{k}_{LCC}} N^{l}_{HP}} \quad (4.10)$$

LC センター l は(4.11)式, (4.12)式によって, T^{k}_{AVG} を平均とする場合の標準偏差 T^{l}_{SD} , T^{l}_{SD} を計算し, 再び中央給電指令所に送信する。($m = 1 \cdots N^{l_{HP}}$, $N^{l_{HP}}$: LC センター群 k

に属する l 番目の LC センターが担当する HP 給湯機台数)

$$T_{SD}^l = \sqrt{\frac{\sum_{m=1}^{N_{HP}^l} (T_{heat}^{lm} - T_{AVG}^k)^2}{N_{HP}^l}} \quad (4.11)$$

$$T'^l_{SD} = \frac{6 \cdot T_{SD}^l - 0.5}{6} \quad [h] \quad (4.12)$$

中央給電指令所は (4.13) 式によって LC センター群 k の予想沸上時間の標準偏差 T^{kSD} を計算する。

$$T_{SD}^k = \sqrt{\frac{\sum_{l=1}^{N_{LCC}^k} N_{HP}^l \cdot (T'^l_{SD})^2}{\sum_{l=1}^{N_{LCC}^k} N_{HP}^l}} \quad (4.13)$$

中央給電指令所はこれらの集約情報 (T^{kAVG} , T^{kSD}) から LC センター群ごとの HP 給湯機群の消費電力変化を推定し、各 LC センターの HP 給湯機群の運転開始時刻および制御時間帯を決定し、起動指令および LFC 信号を LC センター経由で HP 給湯機群に送信する。LC センターは受信した LFC 信号を担当エリアの HP 給湯機群に様に分配して送信する。HP 給湯機群の一斉起動が電力系統に影響を与えるのを避けるため、各 LC センターは中央給電指令所の指令する運転開始時刻から 30 分間で、担当エリアの HP 給湯機を順に起動させる。このように本節で提案する制御手法では、中央給電指令所がグループごとの予想沸上時間の平均 T^{kAVG} を計算しそれを各 LC センターに再送信し、LC センターがグループごとの平均 T^{kAVG} を基準とした標準偏差 T'^l_{SD} を計算しそれを中央給電指令所に再送信するため、情報のやり取りは「4・2・2 LC センター単位での集約制御手法」より 1 回多くなるが、中央給電指令所から見て受信側の通信（上りの情報通信）はリアルタイムである必要はない。

なお、本制御手法を行う場合、図 4.14 の集約 HP 給湯機モデルにおいて、パラメータを $T_{AVG} = T^{kAVG}$, $T'_{SD} = T^{kSD}$, $P_{installed} = P^{k_{installed}}$ ($P^{k_{installed}}$: グループ k の全ての HP 給湯機の合計定格消費電力), $P_{operating}(t) = P^{k_{operating}}(t)$ ($P^{k_{operating}}(t)$: 時刻 t において運転しているグループ k の全ての HP 給湯機の合計定格消費電力), $C_{HP}(t) = C^{k_{HP}}(t)$ ($C^{k_{HP}}(t)$: 時刻 t におけるグループ k の HP 給湯機群の制御容量) と変更することで、1 台の集約 HP 給

湯機モデルで 1 グループの LC センター群が担当する HP 給湯機群の動作を模擬できる。また、(4.6)式では $C_{HP}(t) = C^{k_{HP}}(t)$, $P_{operation}(t) = P^{k_{operating}}(t)$, $t_0 = t^{k_0}$ (t^{k_0} : グループ k で最も早く起動する HP 給湯機の起動時刻) とすることで制御容量 $C^{k_{HP}}(t)$ を計算できる。「第 6 章 ヒートポンプ給湯機群と電気自動車群を利用した負荷周波数制御」でのシミュレーション解析には、グループの数だけ集約 HP 給湯機モデルを用いる。

第5章 電気自動車群の制御およびモデリング

本章では、本研究で電力系統需給制御への利用を検討するもう 1 つの可制御な需要家機器である電気自動車（Electric Vehicle: EV）について、その制御手法を提案する。また、多数台の EV の動作を模擬するモデルを設計し、その妥当性をシミュレーションによって検証する。なお、本章では EV 群を LFC に利用することを念頭において検討を行う。

5-1 EV の特徴と LFC 応答のための充放電制御手法

ガソリン自動車と比べた場合の EV のデメリットとして走行可能距離の短さ[4]がある。逆にメリットとしては燃料補給のしやすさがある。このメリットはデメリットとも密接に関係しており、短い走行可能距離を補うため現在のガソリン自動車と比べてこまめに燃料補給（充電）をしようというインセンティブが働くものと推測される。もし多くの使用者がこのように考えると仮定すれば、停止している車の多くはプラグインされている可能性が高い。停止中のガソリン自動車に燃料は供給できないが、EV はプラグインさえしておけば常に充電される。また、我が国では自動車の 1 日の平均走行距離は短く[30]、停車している時間がほとんどである。例えば、1 日の走行距離が 30[km]（走行時間：1[h]）であるとすると、必要な充電時間は 1 時間（燃費 10[km/kWh]、充電電力 3[kW]の場合）となり、EV の充電状態 SOC が変動するのは 1 日のうち 2 時間だけで、22 時間は充電が完了した状態である。つまり、存在するほとんどの EV は充電が終わった状態でプラグインされていることになる。

本研究では、充電が既に完了した EV を LFC に利用することを検討する。EV に搭載されているリチウムイオン電池は、SOC100%近くでの充放電を繰り返すと電池寿命に悪影響を及ぼすため、通常の使用では 80～90%で充電を終えると考えられる。本研究では、EV は SOC が 85%まで充電されるとし、 $85 \pm 5\%$ の範囲内で充放電制御を行うとする。SOC が 80%以上に維持されるため、走行に必要なエネルギーが確保されており、さらに 90%を超えた充放電を行うことがないため電池寿命に与える影響は小さく、使用者の利便性が考慮されている。なお、EV が LFC に参加するかどうかは系統運用者との契約によって決まり、使用者の判断によるものとする。例えば、発車時に SOC が 100%まで充電されていないと満足しない使用者の EV はもともと制御に参加しないものとする。

本研究では EV の状態遷移として、走行、充電、制御可能の 3 つの状態と、走行後に充電開始（プラグイン）、充電後に充放電制御開始（コントロールイン）、制御後に走行開始（プラグアウト）という 3 つの遷移を想定している。EV の状態遷移図を図 5.1 に示す。

(1) 走行状態

プラグアウトした EV は走行状態となる。走行を終えた EV はプラグインし、走行状態から充電状態へ遷移する。

(2) 充電状態

プラグインした EV は充電状態となる。本研究では各 EV は SOC が 85% となるまで充電を行うとする。充電を終えた EV は、充電状態から制御可能状態へ遷移する。本研究ではこの遷移を「コントロールイン」と定義する。

(3) 制御可能状態

コントロールインした EV は制御可能状態となる。使用者が運転を始める時に EV はプラグアウトし、制御可能状態から走行状態へ遷移する。

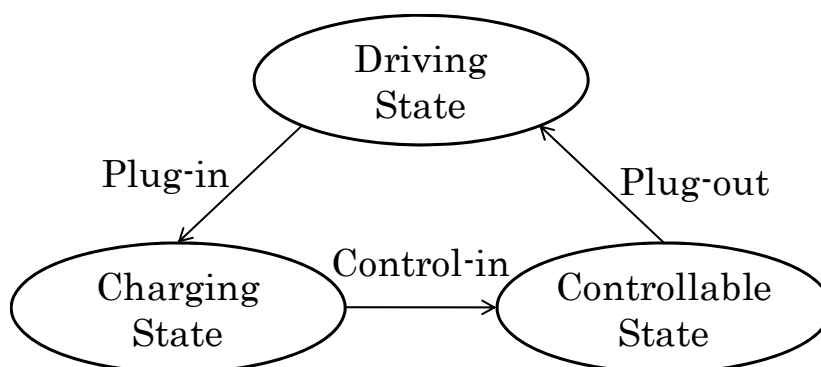


図 5.1 EV の状態遷移図

多数台の EV を LFC に利用する上での課題として、EV の SOC 管理が挙げられる。車載バッテリーは、EV の種類や使用年数に応じてバッテリー容量が異なり、EV の使用状況に応じて SOC が異なる。(なお、EV の充電設備の種類に応じてインバータ容量も異なる可能性があるが、本研究では LFC に利用するための充電設備は車外にあるとし、全て同じ規格で標準化されていると仮定する。) 中央給電指令所は、制御可能な EV の台数や種類が分かれば制御可能な EV 群の合計インバータ容量は把握できるが、SOC が下限（本研究では 80%）に達していれば放電はできず、上限（本研究では 90%）に達していれば充電はできないため、LFC に使用できる制御容量を把握することはできない。もし中央給電司令所が各 EV の SOC の情報を把握していれば正確な制御容量を把握できるが、時々刻々と変化する SOC 情報を把握するためには高頻度での通信が必要であり、またその情報に基づいて各 EV 個別の LFC 信号を作成・送信するためには計算負荷も大きくなり、非常に大規模かつ複雑な制御システムおよび通信ネットワークを構築しなければならない。本研究では、制御システムおよび通信ネットワークをできるだけ簡易なものとするを目的として、EV

群の SOC を同期して変化させることができる LFC 信号の割当手法を提案する。

図 5.2 の EV 群の SOC 分布のイメージ図に示すように、前節で提案した手法で制御される EV 群は SOC の制約条件によって SOC が $85 \pm 5\%$ の範囲に分布している。この範囲に分布している限りは EV 群の制御容量はインバータ容量と等しいだけ利用可能であるが、SOC が 80%を下回ると放電が、90%を上回ると充電ができなくなり、SOC 分布がこの範囲から逸脱すると EV 群の制御能力が低下するため、SOC が 80%または 90%に近い EV（図 5.2 における 2 または 4 の EV）については SOC を 85%方向へ引き戻すことが望ましい。

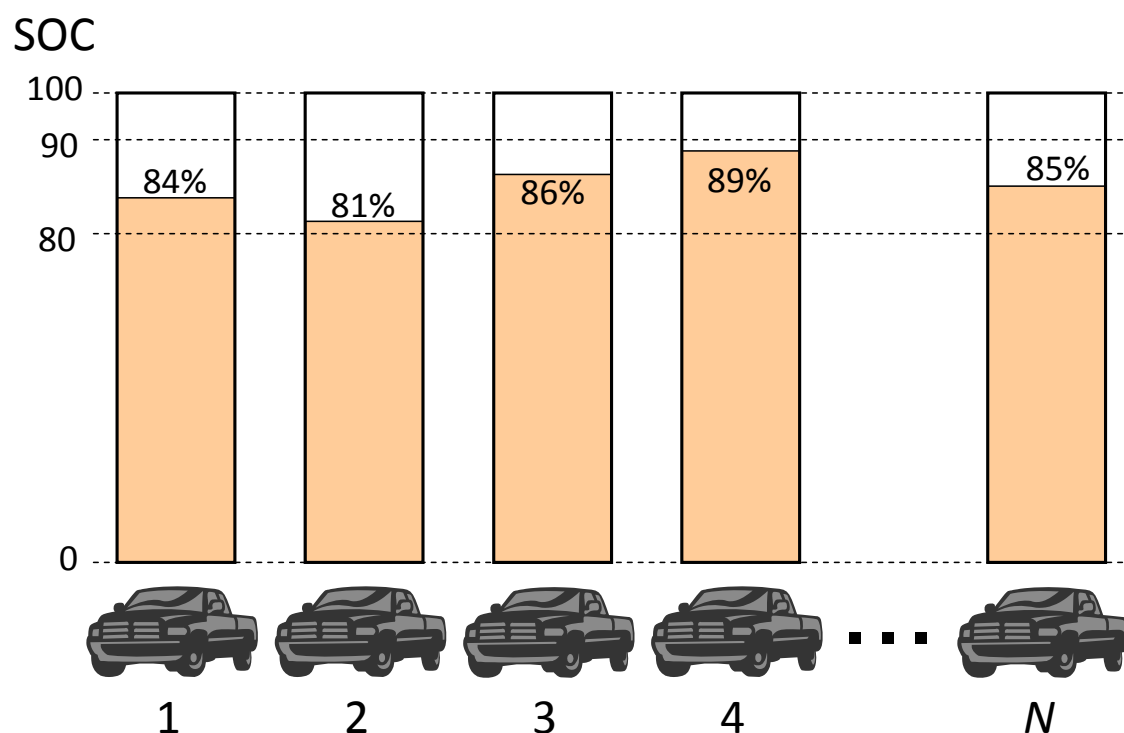


図 5.2 EV 群の SOC 分布のイメージ図

そこで本研究では、EV 群に LFC 信号を割り当てる際に、LFC 信号が充電信号であれば SOC の低い EV から順に、LFC 信号が放電信号であれば SOC の高い EV から順に割り当てるという制御手法を提案する。この手法は非常に単純ではあるが、LFC 信号は数十秒～数十分の短周期変動を補償する制御信号であり、電力の増加 (EV であれば放電) と減少 (EV であれば充電) の制御信号が繰り返されるため、SOC 制約上限もしくは下限近くの SOC を持つ EV の SOC が 85%方向へ引き戻され、全体として EV 群の SOC が制御可能な範囲に留まるよう制御されることになる。また、この制御では EV 群の SOC のばらつきを小さくするよう LFC 信号を割り当てることになるので、結果として制御可能な EV 群の SOC が同期して変化する。本手法は、制御能力の低下を防ぐために EV 群の SOC を制御可能な範囲に保つだけでなく、EV 群の SOC を同期させることで EV 群の管理を容易にし、制御

可能な EV 群を集約して制御することを可能にする手法である。以降の論文中では本手法を「SOC 同期制御手法」と記す。なお、SOC 同期制御手法の目的は EV 群の SOC を同期させることそのものではなく、あくまでも SOC が制御可能な範囲から逸脱しないことであり、制御の結果として EV 群の SOC が同期して変化することになるのではあるが、この SOC の同期効果が EV 群の集約制御にとって非常に重要な意味を持つため、本研究では本手法を SOC 同期制御手法としている。SOC 同期制御は LC センター—EV 群（制御システムの下層部分）および中央給電指令所—LC センター（制御システムの上層部分）において行われ、詳細はそれぞれ 5-2 節および 5-4 節で述べる。

なお、このような充放電電力制御の可否や蓄電池の劣化特性を明らかにするためには、詳細な実験による検証が必要である。本研究グループでも、車載用リチウムイオン電池を用いて実験を行っている[23]。

5-2 LC センター—EV の制御手法

「2-4 本研究における可制御負荷の制御システム」で述べたように、本研究では中央給電指令所と LC センターからなる制御システムを想定している。本節では、まず、LC センター—EV（制御システムの下層部分）の集約制御手法を提案し、シミュレーションによってその効果を検証する。

5-2-1 詳細 EV モデル

EV 群の制御手法を構築するためには EV の動作を詳細に把握する必要がある、その制御手法を検証するためには EV の動作を模擬するシミュレーション用モデルを設計する必要がある。本小節では EV の動作を模擬する詳細 EV モデルについて説明する。

シミュレーション解析において EV の動作を詳細に模擬するモデルとして、本研究では図 5.3 に示す詳細 EV モデルを提案する。本モデルは制御可能状態にある 1 台の EV を模擬するモデルで、入力 EV1 台あたりの LFC 信号を、出力 EV1 台あたりの充放電電力である。なお、4-1 節で提案した詳細 HP 給湯機モデルは制御中以外の動作も模擬していたが、本モデルは走行状態または充電状態にある EV の動作は模擬しない。 C_{EV} は EV のインバータ容量 (kW 容量) を、 B_{EV} は EV のバッテリー容量 (kWh 容量) を示す。制御時定数 T_{evc} (通信・制御遅延を考慮) は 1[s] としている。本モデルの構成は、図 3.7 の BESS モデルと基本的に同じであるが、蓄電エネルギーが $0.8 \cdot B_{EV} \sim 0.9 \cdot B_{EV}$ の範囲で充放電を行うように設計されている。なお、3-3 節で提案した BESS モデルと同様に、EV 内部の蓄電池にて充放電される電力 P_{BAT} は (5.1) 式によって計算される。

$$P_{BAT} = \begin{cases} \eta_{ev_inv} \cdot \eta_{ev_bat}^c \cdot P_{EV} & (P_{EV} < 0) \\ \frac{P_{OUT}}{\eta_{ev_inv} \cdot \eta_{ev_bat}^D} & (P_{EV} \geq 0) \end{cases} \quad (5.1)$$

ただし、 P_{EV} は EV と系統の接続点での電力（図 5.3 参照）を、 η_{ev_inv} はインバータ効率を、 $\eta_{ev_bat}^c$ は充電効率を、 $\eta_{ev_bat}^D$ は放電効率を示す。

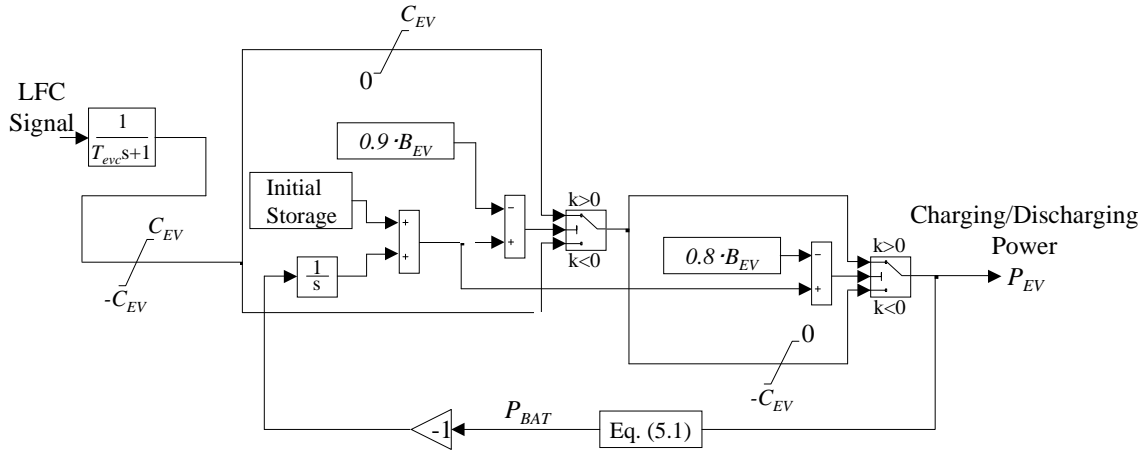


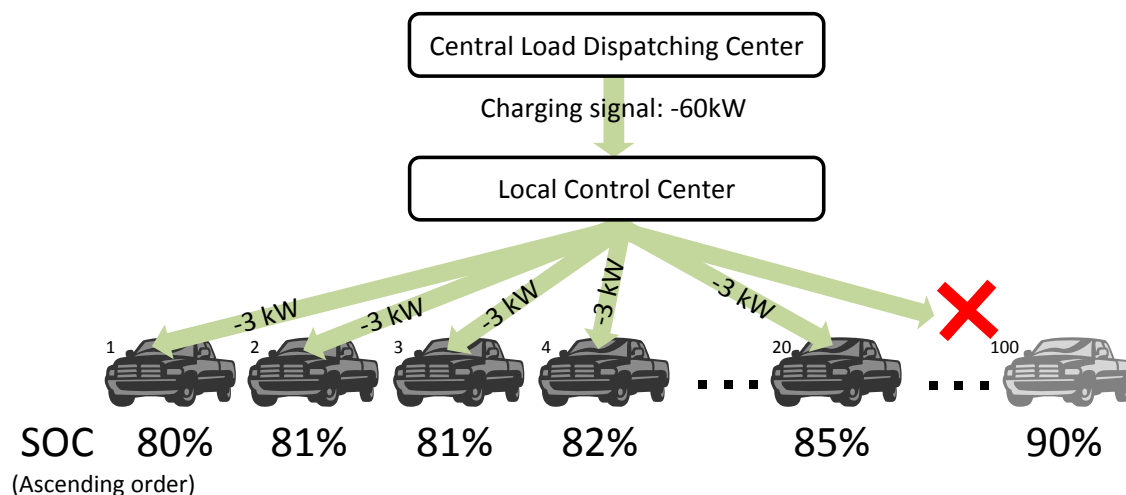
図 5.3 詳細 EV モデル

5-2-2 LC センター—EV における SOC 同期制御手法

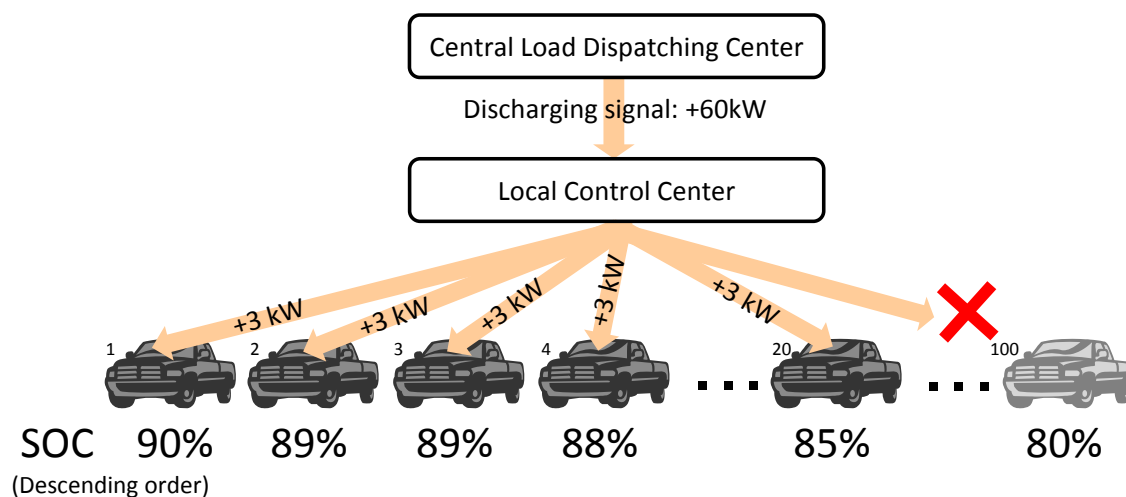
各 LC センターは LFC 信号を中央給電指令所から受信し、担当エリアの EV 群に送信する。制御可能な EV 群の充放電電力は、インバータ容量（kW 容量）制約、バッテリー容量（kWh 容量）制約（SOC の $85 \pm 5\%$ の範囲内）によって制限される。各 EV はコントロールインもしくはプラグアウトする際に LC センターに情報を送信するものとする。また、各 EV は SOC 情報を 30 秒ごとに LC センターに送信するものとする。このように、LC センターは担当エリアの制御可能な EV の台数、種類およびその SOC を把握している。

図 5.4 に、EV 群の SOC 同期制御のイメージ図を示す。（図 5.4 は、ある LC センターが 60 [kW] の充電信号または放電信号を受信した場合で、EV1 台あたりのインバータ容量は 3[kW]、制御可能な EV 台数は 100 台としている。）LC センターは、30 秒ごとに受信する SOC 情報に基づいて、担当エリアの制御可能な EV 群を SOC の大きさでソートする。LC センターは、中央給電指令所が作成した担当エリアの EV 群への LFC 信号を受信するが、受信した LFC 信号が充電信号であれば SOC の小さい EV から順に、放電信号であれば SOC の大きい EV から順に送信するという前節で提案した SOC 同期制御手法を行う。このように、充放電に優先順位を設けることで制御可能な全 EV の平均 SOC から離れた SOC を持

つ EV から充放電され、EV 群の SOC のばらつきが小さくなっていく。結果として EV 群の SOC が一つに同期して変化することになり、中央給電指令所は LC センターごとに EV 群を 1 つの蓄電池システムとみなして管理できる。本研究では、LC センターは担当エリアの制御可能な EV 群の種類（および充放電設備の種類）、台数、同期して変化する SOC の情報を 30 分ごとに中央給電指令所に送信するものとする。



(a) Charging signal dispatching



(b) Discharging signal dispatching

図 5.4 EV 群の SOC 同期制御のイメージ図

5-2-3 シミュレーションによる検証

本小節では、前小節にて提案した LC センターごとの EV 群の SOC 同期制御手法の効果についてシミュレーションによって検証する。

(1) シミュレーション条件

本シミュレーションでは 1 箇所の LC センターが担当する EV 群の応答を検証するとし、制御可能な台数は最大で 100 台とする。本研究では、バッテリー容量の異なる 2 種類の EV（タイプ A, B と表記）の普及を想定している[4]。シミュレーションを行う LC センターにおける EV 群のデータを表 5.1 に示す。

表 5.1 EV データ

	Type A	Type B
Inverter Capacity [kW]	3.0	3.0
Battery Capacity [kWh]	24	16
Installation Rate [%]	67	33

本シミュレーションでは、図 5.5 に示すような LFC 信号（制御可能な全 EV に割り当てる合計 LFC 信号）が送信されるとして、SOC 同期制御を行わない場合と行う場合について多数台の詳細 EV モデルの応答を検証する。SOC 同期制御を行わない場合は、図 5.5 の LFC 信号は制御可能な各 EV に対して均等に割り当てられる。SOC 同期制御を行う場合は、LFC 信号が充電信号であれば SOC の低い EV から順に、放電信号であれば SOC の高い EV から順に信号を割り当てる。シミュレーション期間は 24 時間とする。

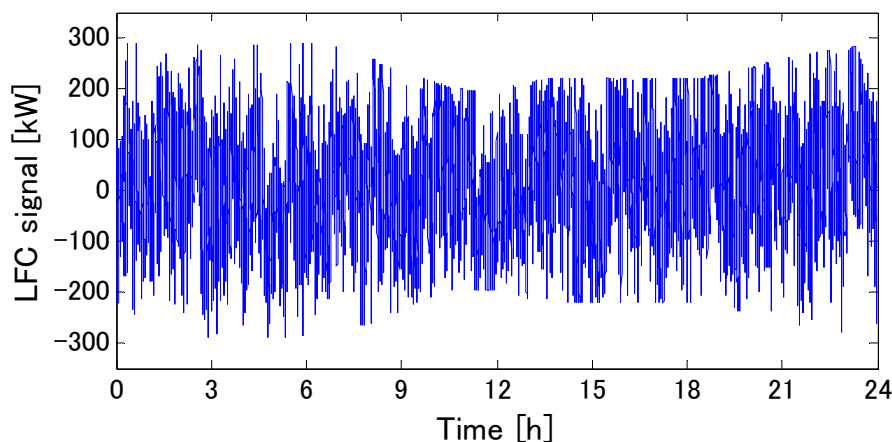


図 5.5 LFC 信号（全 EV に割り当てる合計 LFC 信号）

前節で説明したように、本研究では EV について 3 つの状態を想定しているが、制御を行うのは制御可能状態においてのみであり、充電状態から制御可能状態への遷移であるコントロールインと、制御可能状態から走行状態への遷移であるプラグアウトの 2 種類のデータが制御に影響する。時刻 t における制御可能な EV 台数 $N_{control}(t)$ は、次式によって求められる。 $N_{initial}$ は制御可能な EV の初期台数を、 $N_{control-in}(t)$ はコントロールインする EV の延べ台数を、 $N_{plug-out}(t)$ はプラグアウトする EV の延べ台数を示す。

$$N_{control}(t) = N_{initial} + N_{control-in}(t) - N_{plug-out}(t) \quad (5.2)$$

シミュレーションに用いる制御可能台数 $N_{control}(t)$ 、プラグアウト延べ台数 $N_{plug-out}(t)$ 、およびコントロールイン延べ台数 $N_{control-in}(t)$ の時間変化を図 5.6 に示す。 $N_{plug-out}(t)$ と $N_{control-in}(t)$ は道路交通情報センサス[30] のトリップデータを参考に、平均走行距離が 30[km] (走行時間：1[h]，使用エネルギー：3[kWh])，平均充電時間が 1[h] となるように作成している。 $N_{control-in}(t)$ と $N_{plug-out}(t)$ が時間の経過とともに制御可能な全 EV の台数である 100 台よりも大きくなっているのは、これらが延べ台数を示すためであり、コントロールインまたはプラグアウトの回数が全 EV 台数より多くなることを示している。

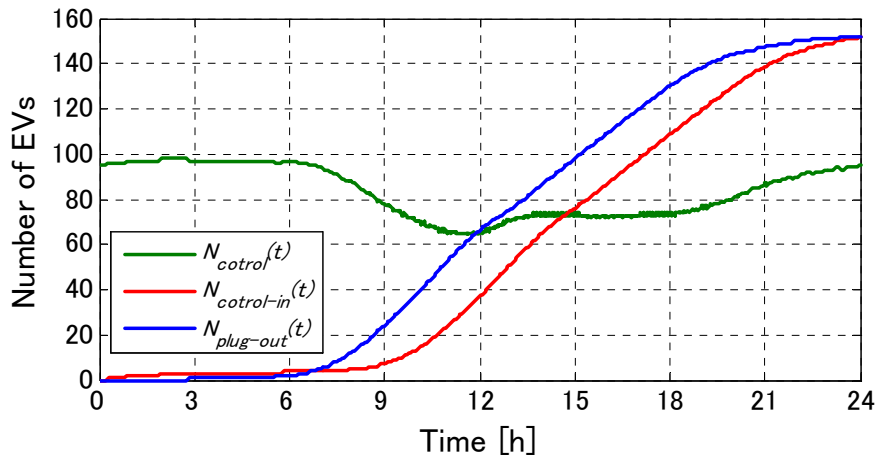


図 5.6 EV 台数の時間変化

(2) シミュレーション結果

多数の詳細 EV モデル (図 5.6 の $N_{control}(t)$ と同じ台数の詳細 EV モデル，最大で 100 台) を用いて，SOC 同期制御を行わなかった場合の各 EV の SOC の時間変化を図 5.7 に，SOC 同期制御を行った場合の各 EV の時間変化を図 5.8 に示す。図 5.7 および図 5.8 では，制御可能な全ての EV について SOC の変化がプロットされており，全ての EV は SOC85% でコントロールインしているのが分かる。

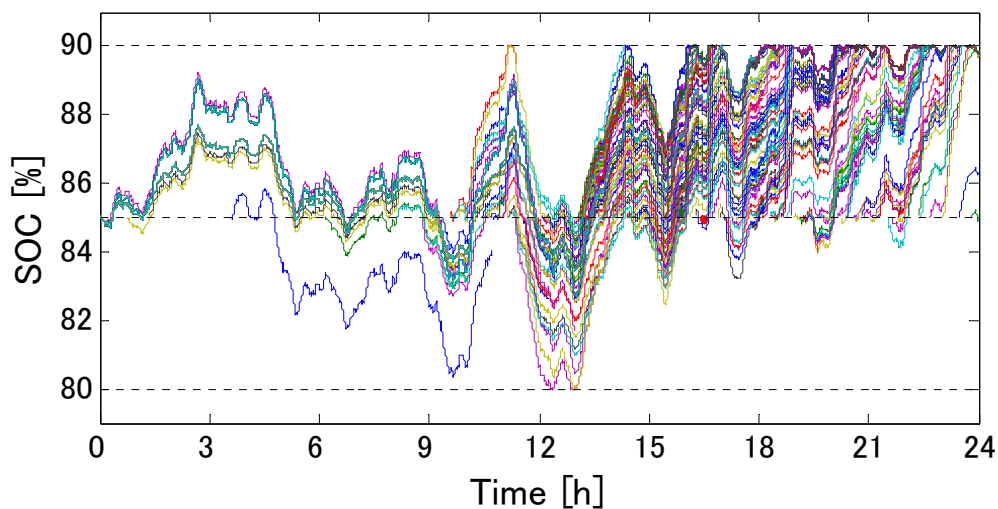


図 5.7 SOC の時間変化 (SOC 同期制御なし)

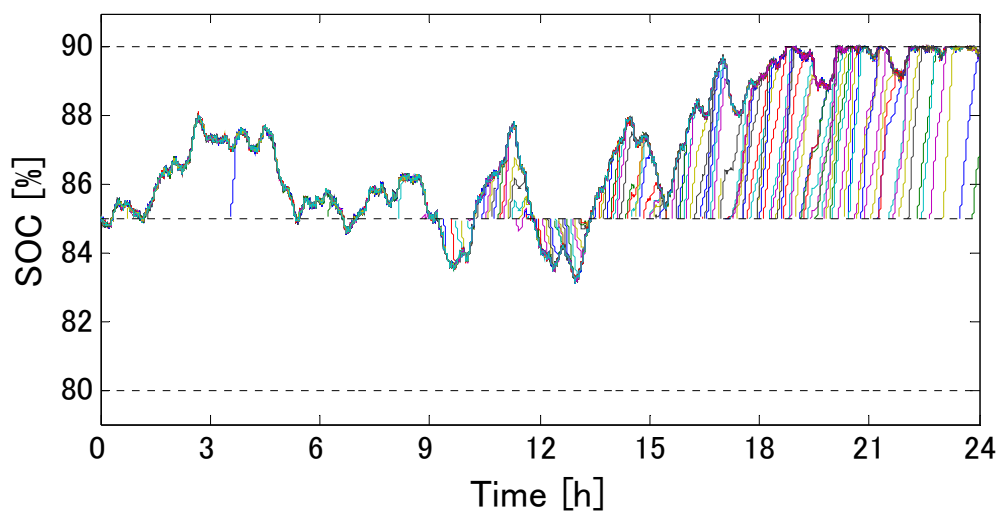


図 5.8 SOC の時間変化 (SOC 同期制御あり)

図 5.7 では新しくコントロールインしてきた各 EV の SOC はばらばらに変化するが、図 5.8 では各 EV の SOC は短時間で一つの線に重なり、その後は多数台の EV の SOC が重なったまま変化している様子が確認できる。これは、制御可能状態にある EV 群の SOC が同期して変化していることを示している。(この同期して変化する SOC を「同期 SOC」と定義する。) なお、コントロールインした各 EV の SOC (図中、SOC85%より開始される線) は同期 SOC と数分~30 分程度の短時間で同期している。図 5.7 と図 5.8 を比較すると、SOC 同期制御を行う場合は EV 群全体としての SOC (コントロールインした直後の EV 以外の SOC) の変動が小さくなることが分かる。これは、SOC の高い EV (SOC 上限に近い

EV) から充電, SOC の低い EV (SOC 下限に近い EV) から放電させるためであり, EV 群全体としての制御能力をできるだけ低下させないという SOC 同期制御手法の本来の目的 (前節参照) も達成されている。図 5.9 に, SOC 同期制御を行う場合と行わない場合の制御可能状態にある全 EV の SOC の標準偏差を示す。どちらの場合も 15 時以降に標準偏差が増加しているが, これは EV 群の SOC が 85% から上昇し続け, さらに SOC 制約の上限に抵触する EV が増加しているためである。ただし, SOC 同期制御を行う場合は上限付近の EV に優先的に放電信号が割り当てられるため, SOC 同期制御を行わない場合と比べて標準偏差が小さくなっているのが分かる。

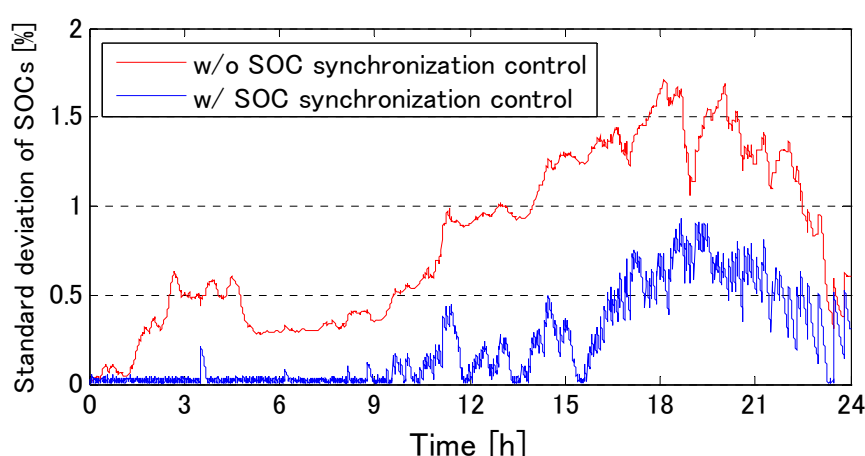


図 5.9 制御可能な全 EV の SOC の標準偏差

以上の結果から, 前小節にて提案した LC センター単位での EV 群の SOC 同期制御手法を用いることで, EV 群の SOC をできるだけ制御可能な範囲に留め, EV 群の SOC を同期して変化させることが可能であることが分かった。

5-3 集約 EV モデルの設計

前節では, シミュレーション解析に用いる EV のモデルとして, 1 台の動作を模擬する詳細 EV モデルを 100 台用いたが, 系統の全 EV と同じ数 (数万台~数十万台) の詳細モデルを用いてシミュレーションを行うことは解析に膨大な時間がかかるため現実には難しい。また, LC センター単位で EV 群の SOC を同期して変化させることが可能であることは, LC センター単位で EV 群を 1 つの BESS として取り扱うことが可能であることを意味し, EV 群の動作を統計的に集約することができると考えられる。そこで本節では, 前節で提案した LC センターごとの EV 群の SOC 同期制御手法を用いることを前提とした場合の多数台の EV の動作を模擬する集約 EV モデルを設計し, シミュレーションによってモデルの妥

当性を示す。

5-3-1 集約 EV モデル

前節でのシミュレーション結果（図 5.8, 図 5.9 参照）からこの多数台の EV の動作を集約的に模擬するモデルとして、本研究では図 5.10 に示す集約 EV モデルを提案する。制御時定数 T_{evc} （通信・制御遅延を考慮）は詳細モデルと同じ $1[s]$ としている。集約 EV モデルは制御可能な EV 群を模擬することができるモデルであるが、本小節では 1LC センターあたりの EV 群を模擬するモデルとして説明する。

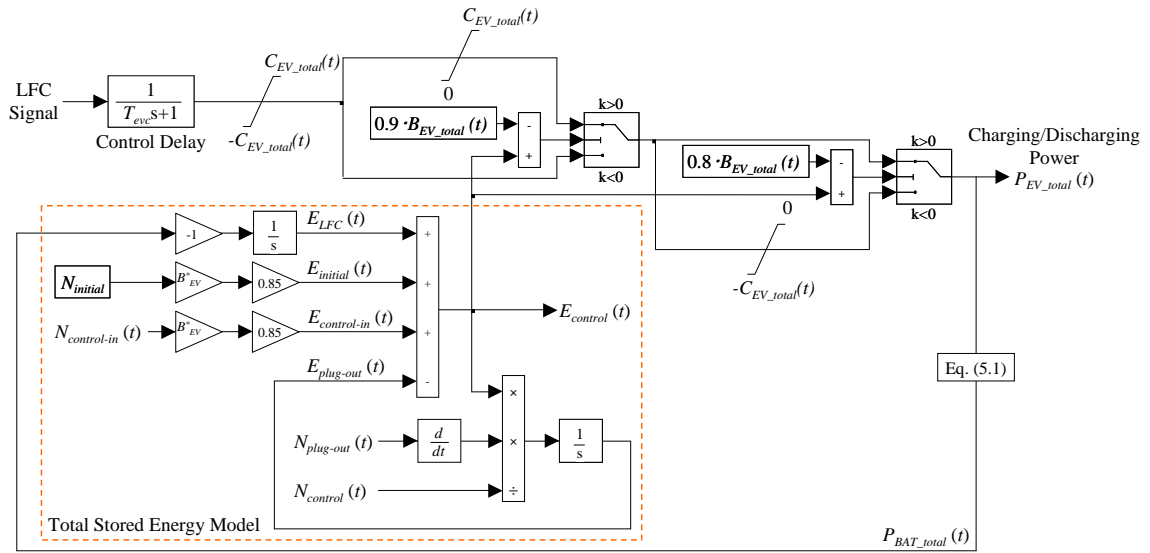


図 5.10 集約 EV モデル

(1) インバータ容量制約

各 EV はインバータ容量を超えて充放電することはできず、時刻 t における制御可能な全 EV の合計インバータ容量 $C_{EV_total}(t)$ は(5.3)式で計算される。 C_{EV}^* は系統内にある全 EV のインバータ容量の平均値を示す。(本研究では、LFCに参加する EV の充放電設備は全て同じであり、全 EV のインバータ容量は等しいとしている。)

$$C_{EV_total}(t) = N_{control}(t) \cdot C_{EV}^* \quad (5.3)$$

(2) バッテリー容量制約

EV はバッテリー容量以内で充放電を行うことができるが、本研究では使用者の利便性を考慮して SOC が $85 \pm 5\%$ の範囲内で LFC に利用するとしている。本モデルは SOC 同期制

御手法によって EV 群の SOC が同期して変化することを前提として設計されており，制御可能な全 EV の合計エネルギー $E_{control}(t)$ が全 EV の合計バッテリー容量の $85 \pm 5\%$ の範囲内で LFC を行うとして (5.4) 式によって SOC の制約を考慮している。 $B_{EV_total}(t)$ は時刻 t における EV 群としてのバッテリー容量で，(5.5) 式で計算される。 B_{EV}^* は系統内にある全 EV のバッテリー容量の平均値を示す。

$$0.8 \cdot B_{EV_total}(t) \leq E_{control}(t) \leq 0.9 \cdot B_{EV_total}(t) \quad (5.4)$$

$$B_{EV_total}(t) = N_{control}(t) \cdot B_{EV}^* \quad (5.5)$$

図 5.10 で蓄電エネルギーモデル（図中の点線で囲まれた部分）として表現されている制御可能な全 EV の合計エネルギー $E_{control}(t)$ の導出について説明する。合計エネルギー $E_{control}(t)$ は時間とともに変動するが，その変動の内訳は，EV 群の充放電電力による変動エネルギー $E_{LFC}(t)$ ，SOC が 85% でコントロールインする EV 台数に応じて増加するエネルギー $E_{control-in}(t)$ ，その時点での SOC でプラグアウトする EV 台数に応じて減少するエネルギー $E_{plug-out}(t)$ の 3 種類である。よって，制御可能な全 EV の合計エネルギー $E_{control}(t)$ は (5.6) 式で，平均充電状態 $SOC_{AVG}(t)$ は (5.7) 式で計算される。SOC 同期制御によって制御可能な全 EV の SOC は同期して変化しており，平均充電状態 $SOC_{AVG}(t)$ は EV 群の同期 SOC であるとも言える。

$$E_{control}(t) = E_{initial} + E_{LFC}(t) + E_{control-in}(t) - E_{plug-out}(t) \quad (5.6)$$

$$SOC_{AVG}(t) = 100 \cdot \frac{E_{control}(t)}{B_{EV_total}(t)} \quad [\%] \quad (5.7)$$

$E_{initial}$ は制御可能な全 EV の合計エネルギーの初期値で，(5.8) 式によって計算される。

$$E_{initial} = 0.85 \cdot N_{initial} \cdot B_{EV}^* \quad (5.8)$$

$E_{LFC}(t)$ は充放電電力 $P_{EV_total}(t)$ を積分することで求められる。

$$E_{LFC}(t) = \int_0^t P_{EV_total}(t') dt' \quad (5.9)$$

$E_{control-in}(t)$ は EV が制御可能状態に SOC が 85% で遷移してくることから、時刻 t におけるコントロールイン延べ台数 $N_{control-in}(t)$ に平均蓄電エネルギー ($0.85 \cdot B_{EV}^*$) を乗ずることで計算できる。

$$E_{control-in}(t) = 0.85 \cdot N_{control-in}(t) \cdot B_{EV}^* \quad (5.10)$$

SOC 同期制御手法によって EV 群の SOC は同期しているので、時刻 t においてプラグアウトする EV の平均蓄電エネルギーは、(5.11) 式によって計算される時刻 t における制御可能な全 EV の平均蓄電エネルギー $E^*(t)$ と等しい。

$$E^*(t) = \frac{E_{control}(t)}{N_{control}(t)} \quad (5.11)$$

$E_{plug-out}(t)$ は、単位時間当たりのプラグアウト台数 $R_{plug-out}(t)$ (プラグアウト延べ台数 $N_{plug-out}(t)$ の時間微分) とプラグアウトする EV の平均蓄電エネルギー $E^*(t)$ の積を積分することで求められる。

$$E_{plug-out}(t) = \int_0^t R_{plug-out}(t') \cdot E^*(t') dt' \quad (5.12)$$

5-3-2 シミュレーションによる検証

本小節では、1 箇所の LC センターが担当する EV 群を多数台の詳細 EV モデルまたは 1 台の集約 EV モデルによって模擬し、LFC 信号に対する応答および SOC 変化をシミュレーションによって検証する。なお、EV 群は前節で提案した SOC 同期制御手法に基づいて制御されるとする。

(1) シミュレーション条件

EV の種類、入力である LFC 信号、EV 台数の時間変化は前節におけるシミュレーション条件と同じ（それぞれ表 5.1、図 5.5、図 5.6 を参照）とする。シミュレーション期間も前節と同じく 24 時間とする。

(2) シミュレーション結果

図 5.5 の LFC 信号に対する集約 EV モデルの充放電電力応答および同期 SOC（平均 SOC）の時間変化を、100 台の詳細 EV モデルを用いた場合と合わせてそれぞれ図 5.11, 図 5.12 に示す。詳細モデルの充放電電力は制御可能な全 EV の合計充放電電力を、SOC は平均 SOC を示す。集約モデルが、詳細モデルの動作をよく模擬できていることが確認できる。（なお、図 5.11 は 2 つの線がほぼ一致しており、この図だけではほとんど違いが分からない。）

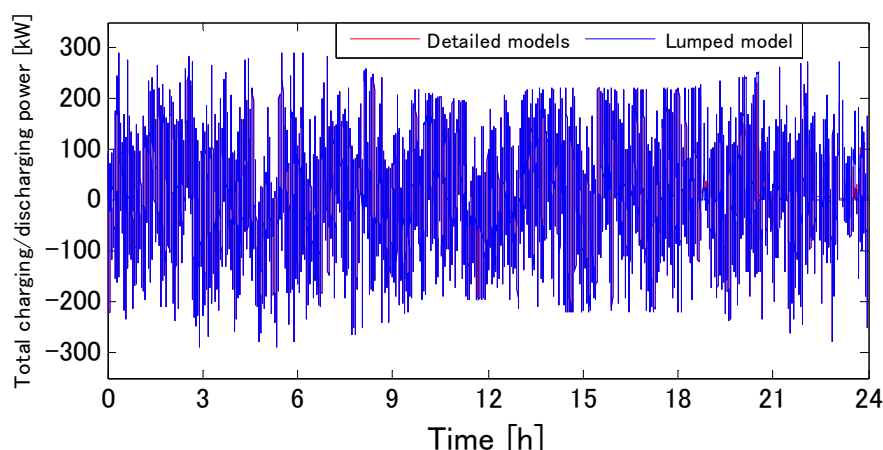


図 5.11 EV 群の合計充放電電力応答

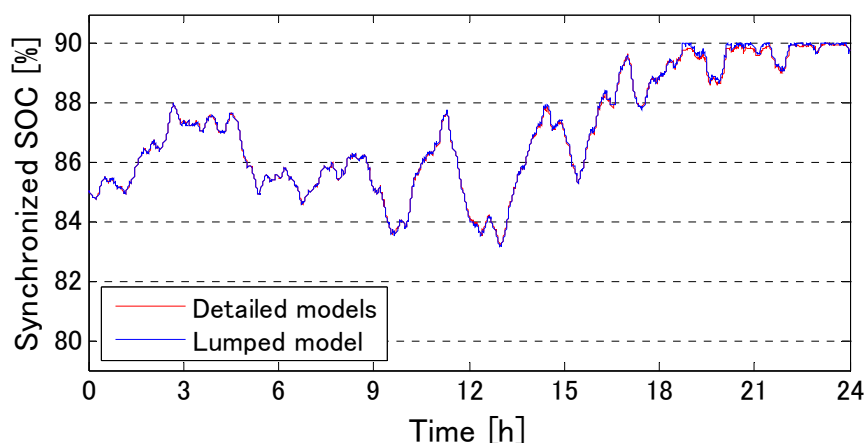


図 5.12 同期 SOC の時間変化

図 5.13 および図 5.14 に、詳細モデルから見た集約モデルの充放電電力の誤差の RMS 値 P_{RMS} および同期 SOC の誤差の RMS 値 SOC_{RMS} をシミュレーション期間の 3 時間ごとに示す。誤差の RMS 値はそれぞれ(5.13)式, (5.14)式によって計算している。 P は EV 群の合計充放電電力を、 SOC は同期 SOC を示し、 N はサンプル数、添え字 DM は詳細モデル、

LM は集約モデルを示す。

$$P_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{LM}^i - P_{DM}^i)^2} \quad (5.13)$$

$$SOC_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (SOC_{LM}^i - SOC_{DM}^i)^2} \quad (5.14)$$

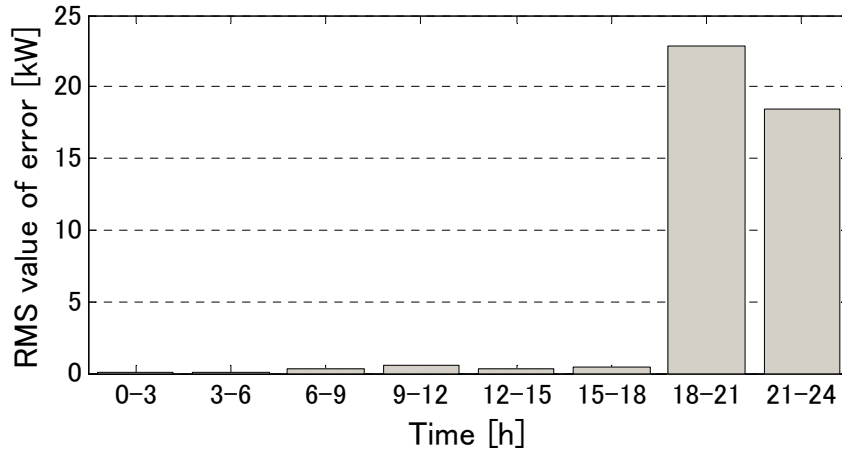


図 5.13 充放電電力誤差の RMS 値

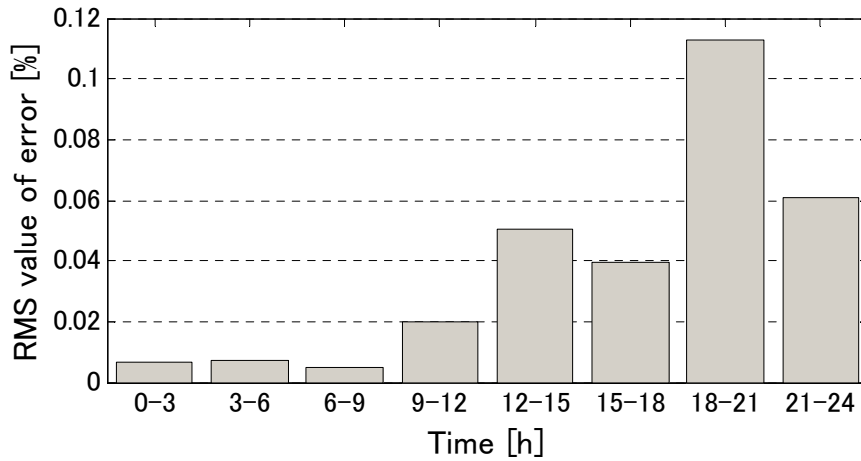


図 5.14 同期 SOC 誤差の RMS 値

図 5.13 から、充放電電力は SOC が上限制約に抵触する 18 時～24 時において誤差が大きくなることが分かる。これは、詳細モデルでは充電信号に応じて各 EV が順に上限制約に

抵触していくのに対して、集約モデルでは全 EV が一度に上下限制約に抵触するため、全体としての応答に違いが現れるためである。充放電電力に応じて SOC は変化するため、充放電電力の誤差は同期 SOC の誤差にも影響する。図 5.14 では、18 時～24 時において同期 SOC の誤差が大きくなっているのが確認できる。なお、12 時～15 時の同期 SOC がその前後と比較して大きいのは、コントロールイン・プラグアウトする EV が他の時間帯よりも多いことによる。誤差が最も大きいのは、コントロールイン台数およびプラグアウト台数が大きく、さらに SOC 制約の上限にも抵触している 18 時～21 時である。

以上の結果から、集約 EV モデルは、SOC が制御可能な範囲の上下限に達しない限りは、多数台の EV の LFC 信号に対する応答性と同期 SOC の変化をよく模擬できることが分かった。EV 群の SOC が制御可能な範囲の上下限に達すると、放電または充電ができなくなって制御能力が低下するため、EV 群を効果的に LFC に利用するためにはできるだけ SOC を制御可能な範囲内に留めておくべきである。本研究では、中央給電指令所は 30 分ごとに各 LC センターの制御可能な全 EV の同期 SOC (平均 SOC) を把握できるとしており、SOC が 80%を下回るときは放電信号を作成・送信せず、SOC が 90%を上回るときは充電信号を作成・送信しないとすれば、提案する集約 EV モデルの妥当性は十分であると言える。なお、本研究では SOC が $85 \pm 5\%$ の範囲内から逸脱しないように中央給電指令所が充放電バイアスを加えて LFC 信号を作成・送信する手法を新たに提案する。本手法については第 6 章で説明する。

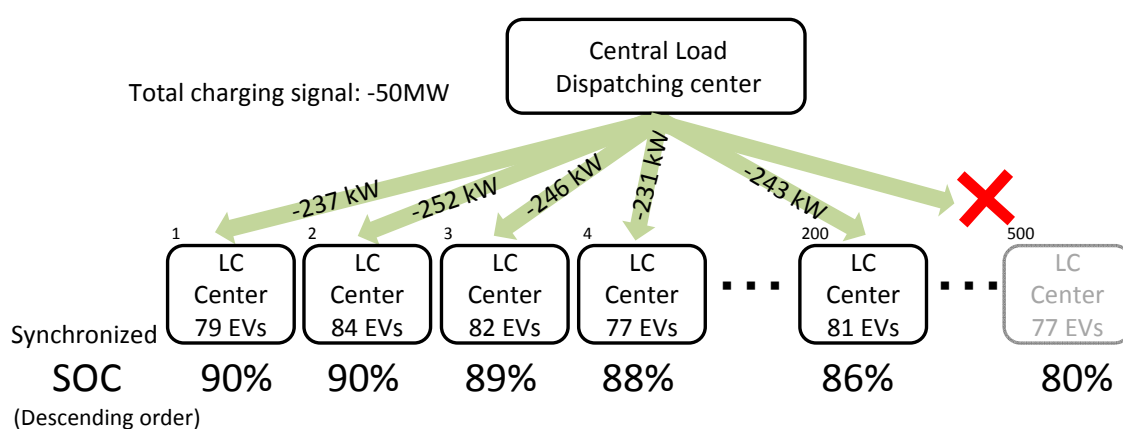
5-4 中央給電指令所—LC センターにおける制御手法

本節では中央給電指令所—LC センター（制御システムの上層部分）の制御手法を提案する。「5-2 LC センター—EV の制御手法」では LC センター—EV（制御システムの下層部分）の制御手法として SOC 同期制御手法を提案したが、制御システムの上層部分においても同様の SOC 同期制御手法を提案する。

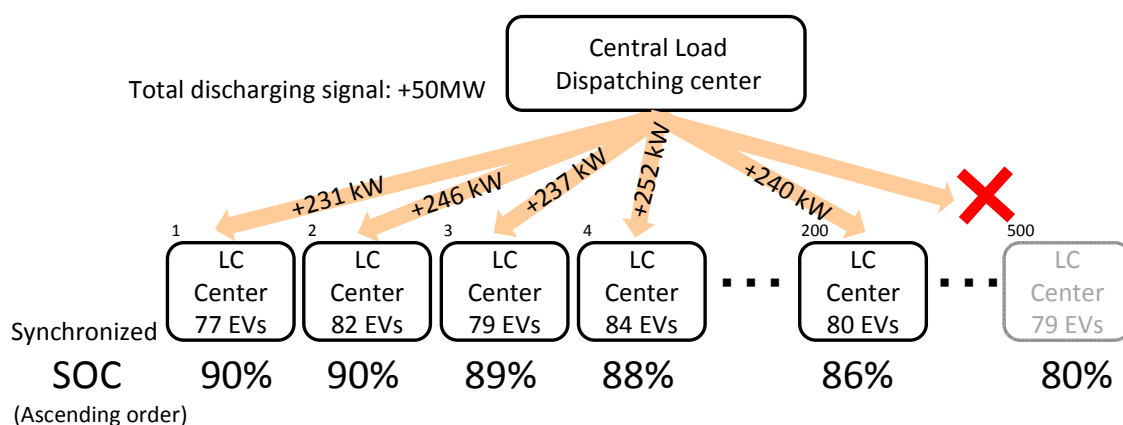
中央給電指令所は、系統の制御可能な全 EV に割り当てるべき LFC 信号を作成し、各 LC センターに分配して送信する。各 LC センターの制御可能な EV 群の充放電電力は、合計インバータ容量制約、合計バッテリー容量制約（同期 SOC の $85 \pm 5\%$ の範囲内）によって制限される。各 LC センターは担当エリアの制御可能な EV の台数、種類、同期 SOC の情報を 30 分ごとに中央給電指令所に送信するものとする。（各 LC センターの制御可能な EV の合計インバータ容量と合計バッテリー容量は、制御可能な EV の台数と種類が分かれば計算できる。）

図 5.15 に、LC センター単位での SOC 同期制御のイメージ図を示す。（図 5.15 は、中央給電指令所が 50 [MW] の充電信号または放電信号を作成した場合で、EV1 台あたりのインバータ容量は 3[kW]、LC センターは 500 箇所としている。）中央給電指令所は、30 分ご

とに受信する同期 SOC の情報に基づいて、全ての LC センターを同期 SOC の大きさにソートする。中央給電指令所は、系統の制御可能な全 EV に割り当てるべき LFC 信号を作成するが、作成した LFC 信号が充電信号であれば同期 SOC の小さい LC センターから順に、放電信号であれば同期 SOC の大きい LC センターから順に送信する。このように、中央給電指令所が LC センター群に対して SOC 同期制御手法によって LFC 信号を割り当てることで、LC センター群の同期 SOC のばらつきが小さくなっていく。結果として系統の全 LC センターの同期 SOC が一つに同期して変化することになり、中央給電指令所は系統の制御可能な全 EV を 1 つの巨大な BESS とみなして管理できる。系統全体として同期した SOC を「系統同期 SOC」と定義する。



(a) Charging signal dispatching



(b) Discharging signal dispatching

図 5.15 LC センター単位での SOC 同期制御のイメージ図

各 LC センター内での EV 群に対する SOC 同期制御では、充電を終えた EV が同期 SOC とは異なる SOC でコントロールインし、EV がコントロールインする度に同期 SOC から離

れた SOC を持つ EV が発生するため、高頻度（30 秒に 1 回）で各 EV の SOC の情報を収集する必要があったが、中央給電指令所の LC センター群に対する SOC 同期制御では、ある LC センターにおいて一度に多くの EV がコントロールインしない限り、系統同期 SOC から大きく離れた同期 SOC を持つ LC センターが現れることは少ないため、30 分に 1 回程度の低頻度の情報収集で十分である。

なお、本制御手法を行う場合、図 5.10 の集約 EV モデルにおいて、 C_{EV}^* , B_{EV}^* , $N_{initial}$, $N_{control-in}(t)$, $N_{plug-out}(t)$, $N_{control}(t)$ に系統全体としてのデータを用いれば、1 台の集約 EV モデルで系統の制御可能な全 EV の動作を模擬できる。「第 6 章 ヒートポンプ給湯機群と電気自動車群を利用した負荷周波数制御」でのシミュレーション解析には、系統の制御可能な全 EV を 1 台の集約 EV モデルを用いて模擬する。

第6章 ヒートポンプ給湯機群と電気自動車群 を利用した負荷周波数制御

第4章と第5章では, HP 給湯機群の集約制御・モデリング手法および EV 群の集約制御・モデリング手法を提案したが, 本章ではそれらの集約制御手法を用いることを前提として HP 給湯機群と EV 群を利用した新しい負荷周波数制御 (Load Frequency Control: LFC) 手法を提案し, シミュレーションによってその効果を検証する。なお, シミュレーションによる解析には, 第3章で述べたシミュレーションモデルと, 第4章と第5章で提案した集約 HP 給湯機モデルおよび集約 EV モデルを用いる。

6-1 発電機群, BESS, HP 給湯機群, EV 群の協調 LFC 手法

中央給電指令所は系統全体としての地域要求量 AR を計算し, これをもとに LFC 信号を作成する。現在の電力系統需給制御では LFC 信号は火力発電を中心とする LFC 発電機群に対してのみ割り当てるが, 本研究ではこれを BESS, HP 給湯機群, EV 群に対しても割り当てる新しい LFC 手法を提案する。本節では, 本研究で提案する LFC 発電機群, BESS, HP 給湯機群, EV 群による協調 LFC 手法について述べる。

6-1-1 LFC システムモデル

本研究で用いる LFC システムモデルを図 6.1 に示す。本モデルは先行研究[24]の LFC システムモデルを参考に設計しており, FFC 方式または TBC 方式で LFC 信号を作成するモデルである。

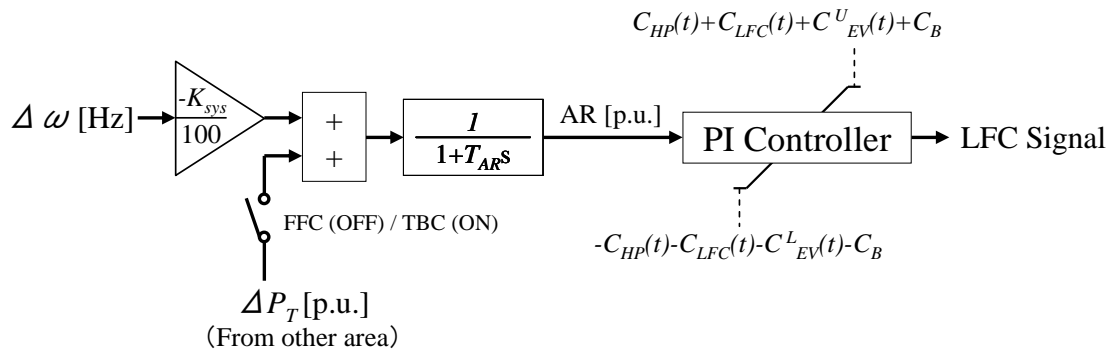


図 6.1 LFC システムモデル

AR の計算周期は時定数 $T_{AR} = 10$ [s] の一次遅れで模擬し、LFC 信号を計算する際の PI 制御系の比例ゲインは $K_P = 5.0$ 、積分時間は $T_I = 50$ [s] としている。 $C_{LFC}(\theta)$ は LFC 発電機群の制御容量 (LFC 容量) を、 C_B は BESS のインバータ容量を、 $C_{HP}(\theta)$ は HP 給湯機群の制御容量を、 $C_{EV}^U(\theta)$ 、 $C_{EV}^L(\theta)$ は EV 群の制御容量の上限と下限をそれぞれ示す。 $(C_{EV}^U(\theta)$ 、 $C_{EV}^L(\theta)$ は EV 群のインバータ容量 $C_{EV_total}(\theta)$ とは異なる。これについては、「6-1-4 SOC フィードバック制御手法」で述べる。) PI 制御系の上下限は LFC 発電機群、BESS、HP 給湯機群、EV 群の合計制御容量とする。これらの制御容量の情報収集については「6-1-3 各制御対象の制御容量の把握」で述べる。 ΔP_T は連系線潮流変動 (系統に流入する方向を正) を示す。

6-1-2 LFC 信号の割当

本研究で提案する協調 LFC 手法では、図 6.2 に示す概念図のように、LFC 発電機群、BESS、HP 給湯機群、EV 群に対して変動の周期と大きさに応じて LFC 信号を割り当てる。図 6.2 では図 4.3 と同様に横軸が変動の周期、縦軸が変動の大きさを示しており、各制御対象は色の付いている部分の成分を補償している。なお、図 6.2 では各制御対象の制御容量 (色の付いている部分の縦の長さ) は図 4.3 と同じ大きさを示している。どの制御対象にも補償できない成分である白色の部分の範囲は、図 4.3(a) より図 4.3(b) が小さく、さらに図 4.3(b) より図 6.2 が小さくなっているが、これはそれぞれ HP 給湯機群と EV 群を LFC に利用することで補償できる成分の範囲が大きくなっていくことを意味している。

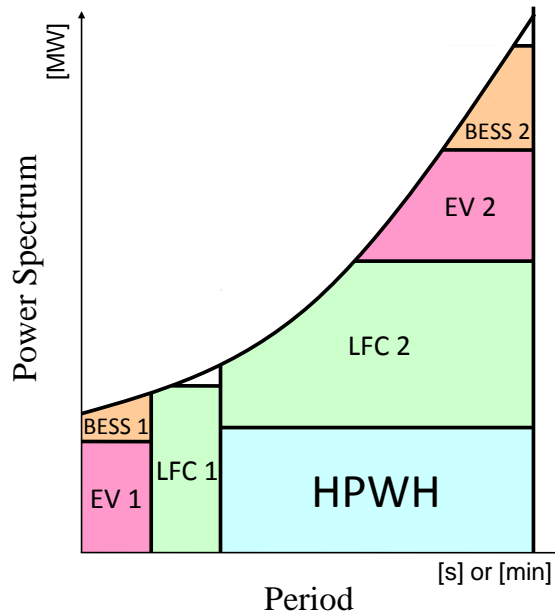


図 6.2 LFC 信号割当の概念図

図 6.3 に提案する協調 LFC のブロック図を示す。HP 給湯機の応答は、その制御遅延か

ら、LFC 発電機群、EV 群、BESS に比べて遅い。そこで、LFC 信号をまず HP 給湯機群に割り当てる。HP 給湯機群は応答性または制御容量という 2 つの要因によって LFC 信号の全てに追従できない。そこで、HP 給湯機群が補償できない LFC 信号の成分を、HP 給湯機群より応答の速い LFC 発電機群に割り当てる。HP 給湯機群がその応答性のために補償できない成分（LFC 1：時定数 $T_{hpc} + T_{im}$ のハイパスフィルタで抽出）と、その制御容量不足のために補償できない成分（LFC 2）の合計を LFC 発電機群に補償させる LFC 信号とする。

EV や BESS の応答は非常に速いので、LFC 発電機群でも応答が間に合わない短周期成分（EV 1：時定数 $T_{HPF1} = 9$ [s] のハイパスフィルタで抽出）と、LFC 発電機の制御容量を超過した成分（EV 2）の合計を EV 群に割り当てる。ただし、EV はそのバッテリー容量の制約として SOC の 80～90% の範囲で充放電制御することとしているので、できるだけ SOC を大きく変動させたくない。そこで、EV 群に割り当てる LFC 信号はハイパスフィルタ（時定数 $T_{HPF2} = 600$ [s]）を用いて長周期成分をカットする。その後、EV 群に割り当てる LFC 信号には、SOC が $85 \pm 5\%$ の範囲内から逸脱しないようするための充放電バイアス $\Delta P_{BIAS}(t)$ を加えるが、これについては「6-1-4 SOC フィードバック制御手法」において説明する。

最後に、EV 群でも補償できない成分を BESS に割り当てる。HP 給湯機群と EV 群を制御することによって BESS の負担が小さくなり、BESS のみを制御する場合と比べて小容量の蓄電池で同等の制御効果を得ることが可能となる。

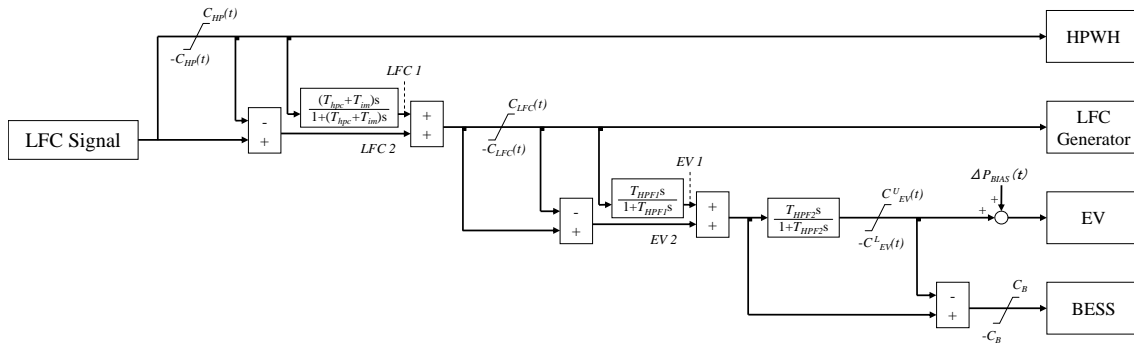


図 6.3 発電機群、BESS、HP 給湯機群、EV 群による協調 LFC

6-1-3 各制御対象の制御容量の把握

本研究では LFC 発電機群、BESS、HP 給湯機群、EV 群の 4 つを制御対象とした LFC を行うが、本小節では中央給電指令所が各制御対象の情報をどのように収集し、制御容量を把握しているかについて述べる。

(1) LFC 発電機群

「3-2 EDC システムモデル」で述べたように、EDC において火力発電機群に対して並解列を指令するのは中央給電指令所であるので、中央給電指令所は系統に並列されている LFC 発電機の数や種類を常に把握している。発電機ごとに LFC 容量は決まっており、中央給電指令所は LFC 発電機群の並解列の情報から LFC 発電機群の制御容量 (LFC 容量) を常に把握することが可能である。図 6.1 および図 6.3 における LFC 信号の作成・分配の過程において、時刻 t における LFC 容量 $C_{LFC}(t)$ はリアルタイムで更新する。(本研究では火力発電機群は 30 分ごとに並解列するとしており、シミュレーションでは $C_{LFC}(t)$ は 30 分ごとに更新することになる。)

(2) BESS

中央給電指令所は系統内に設置された BESS の合計インバータ容量を把握している。本研究では BESS は LFC にのみに利用するとしており、SOC は大きくは変化せず、上限または下限に達する可能性も低い。図 6.1 および図 6.3 における LFC 信号の作成・分配の過程において、BESS の制御容量 C_B はシミュレーション期間中一定であるとする。

(3) HP 給湯機群

第 4 章で述べたように、中央給電指令所は LC センターごとに HP 給湯機群の合計定格消費電力を把握しており、LC センターごとにその最大制御容量 (LC センターの担当する全ての HP 給湯機が制御可能であるときの制御容量) を把握している。中央給電指令所は系統の全 LC センターを複数にグループ化してグループごとに HP 給湯機群を起動・制御するとして各 LC センターに運転開始時刻と制御時間帯を指令するが、どのグループにどの LC センターが属しているかは当然把握しており、グループごとに制御時間帯と最大制御容量を把握している。「4-3 集約 HP 給湯機モデルの設計」で述べたように本研究では多くの HP 給湯機が運転している時間帯においてのみ HP 給湯機群を制御するとしているので、中央給電指令所はグループごとに制御時間中の HP 給湯機群の制御容量は最大制御容量で一定とみなすものとする。図 6.1 および図 6.3 における LFC 信号の作成・分配の過程において、時刻 t における系統内の HP 給湯機群の合計制御容量 $C_{HP}(t)$ は(6.1)式で求められる。 $P_{installed}^k$ はグループ k ($k=1\cdots N_G$, N_G : グループの総数) の HP 給湯機群の合計定格消費電力をしめす。 $sgn^k(t)$ は(6.2)式で表わされ、グループ k の制御時間帯では 1, それ以外は 0 となる符号関数である。 t_{start}^k はグループ k の制御開始時刻を、 t_{end}^k はグループ k の制御終了時刻を示す。

$$C_{HP}(t) = \sum_{k=1}^{N_G} \left(0.1 \cdot P_{installed}^k \cdot sgn^k(t) \right) \quad (6.1)$$

$$\text{sgn}^k(t) = \begin{cases} 1 & : t_{start}^k < t < t_{end}^k \\ 0 & : t < t_{start}^k, t_{end}^k < t \end{cases} \quad (6.2)$$

(4) EV 群

第 5 章で述べたように、本研究では、中央給電指令所は各 LC センターから 30 分ごとに制御可能な EV 群の種類（および充放電設備の種類）、台数、同期 SOC の情報を受信するとしており、これらの情報から制御可能な全 EV の合計インバータ容量は計算できるので、中央給電指令所は 30 分ごとに系統内の制御可能な全 EV の制御容量と系統同期 SOC を把握することが可能である。図 6.1 および図 6.3 における LFC 信号の作成・分配の過程において、系統内の EV 群の合計インバータ容量 $C_{EV_total}(t)$ 、制御容量の上限 $C_{EV}^U(t)$ および下限 $C_{EV}^L(t)$ は 30 分ごとに更新する。

6-1-4 SOC フィードバック制御手法

ハイパスフィルタによって EV 群に割り当てる LFC 信号から長周期成分をカットしても、SOC の長周期変動が完全になくなるわけではない。また、「3-4 BESS モデル」で述べたように、充電信号と放電信号の大きさと頻度が同程度であれば、充放電損失のため SOC は時間とともに低下していく。中央給電指令所は、30 分ごとに系統内の EV 群の平均 SOC を系統同期 SOC として把握していることから、図 6.4 に示すような PI 制御系によって SOC 情報をフィードバックして、EV 群に充放電バイアスを加えるとする。この制御系の入力は制御可能な全 EV の平均 SOC と基準となる SOC である 85% との偏差 $\Delta SOC_{AVG}(t)$ で、出力は EV 群に割り当てる LFC 信号に加える充放電バイアス $\Delta P_{BIAS}(t)$ （放電が正）であり、合計インバータ容量の 10% 以内でバイアスを加えるとしている。計算周期は時定数 $T=10$ [s] の一次遅れで模擬している。PI 制御系の比例ゲインは $K_P=2.0$ 、積分時間は $T_I=6.7 \times 10^4$ [s] としている。EV 群の制御容量は $\Delta P_{BIAS}(t)$ に応じて変化し、上限 $C_{EV}^U(t)$ および下限 $C_{EV}^L(t)$ （ともに絶対値）は、(6.3) 式によって計算する。

$$\begin{cases} C_{EV}^U(t) = C_{EV_total}(t) - \Delta P_{BIAS}(t) \\ C_{EV}^L(t) = C_{EV_total}(t) + \Delta P_{BIAS}(t) \end{cases} \quad (6.3)$$

図 6.5 に EV 群のインバータ容量と制御容量上下限の関係を示す。中央給電指令所は EV 群の制御可能台数と平均 SOC を 30 分ごとに把握し、その制御容量に応じて LFC 信号を作成し、LFC 信号と充放電バイアス $\Delta P_{BIAS}(t)$ の合計を LC センター経由で EV 群に送信する。なお、EV 群の平均 SOC が 80% 以下または 90% 以上になると、制御容量の上限 $C_{EV}^U(t)$ ま

たは下限 $C_{EV}^L(t)$ を 0 として LFC 信号を作成・送信するものとする。

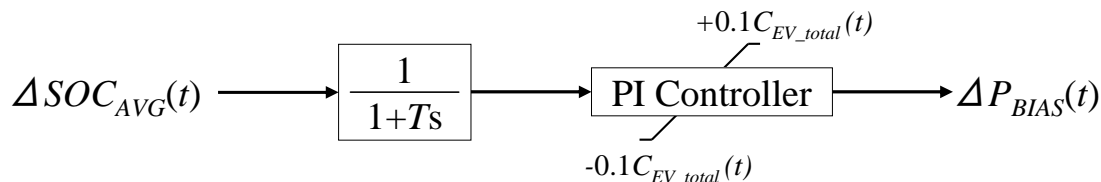


図 6.4 SOC フィードバック制御

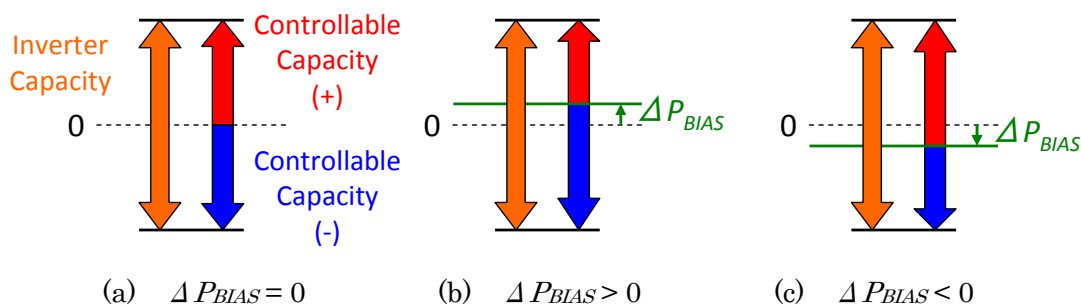


図 6.5 インバータ容量と制御容量上下限の関係

6-2 シミュレーション条件

前節で提案した HP 給湯機群と EV 群を利用した LFC 手法について、その効果を周波数シミュレーションによって検証する。本節では、項目ごとにシミュレーション条件を説明する。

6-2-1 電力系統モデル

シミュレーションには図 4.4 の 8 機電力系統モデルを用いる。本シミュレーションにおける系統の電源構成を表 6.1 に示す。この電力系統は電気学会東 30 機系統モデル[31]の連系線で結ばれた 2 エリアのうちの小規模系統で、本研究ではこれを単独系統として扱い、定周波数制御 (FFC) によって LFC を行うものとする。

本シミュレーションでは、この系統に風力発電が 2,000 [MW], 太陽光発電が 3,000 [MW] 導入されているとする。風力発電と太陽光発電の導入量は想定地域における 2020 年～2030 年の導入目標[1]を参考にしている。原子力発電は総定格容量が 3,500 [MW]で、3,325 [MW]の一定出力運転を行う。火力発電の並列容量は、「3-2 EDC システムモデル」で述べたよ

うに 30 分ごとにその時点での出力の 1.25 倍を確保するように更新する。

周波数解析に関するシミュレーション条件を表 6.2 に示す。BESS については、50 [MW] (400 [MWh]) が導入されているとしている。HP 給湯機については、モデル系統の想定地域の総世帯数 420 万世帯[26]の 20%の需要家に設置されており、さらにその 50%である 42 万台 (合計定格消費電力：460 [MW]) の HP 給湯機を LFC に利用できる状況を想定している。EV については、モデル系統の想定地域の総乗用車台数 600 万台の 5%まで普及しており、さらにその 10%である 3 万台 (合計インバータ容量：90 [MW]) の EV を LFC に利用できる状況を想定している。系統内の LC センターは 420 カ所とする。(LC センター1 カ所あたりの平均制御台数は HP 給湯機が 1,000 台、EV が 71.4 台となる。) 普及を想定する HP 給湯機と EV の詳細なデータについては次小節以降で説明する。

表 6.1 系統の電源構成

	Rated Capacity [MW]
Nuclear	3,500
Thermal (Max)	6,300
Wind	2,000
PV	3,000

表 6.2 周波数解析に関するシミュレーション条件

Inertia Constant of Thermal Power Plants M_{th} [s] (Machine Base)		9.01
Inertia Constant of Nuclear Power Plants M_{nu} [s] (Machine Base)		9.03
Load-Damping Coefficient D		2
Power System Constant K_{sys} [%MW/Hz]		9
Reference Frequency [Hz]		50
Governor Free Capacity [% / Rated Capacity]		± 5.0
LFC Capacity [% / Rated Capacity]		± 1.5
BESS	Inverter Capacity [MW]	± 50
	Battery Capacity [MWh]	400
HPWH	Total Power Consumption [MW]	460
	Total Controlable Capacity [MW]	± 46
EV	Total Inverter Capacity [MW]	± 90
	Total Battery Capacity [MWh]	640

図 6.6 にシミュレーションに用いる負荷変動, 風力発電, 太陽光発電の出力変動を示す。負荷変動の長周期成分は中間季の休日 (土曜) の需要を想定して作成し, 短周期成分はラ

ンダム関数を用いて作成[25]している。風力発電と太陽光発電の出力変動は、4・5 月期の地上気象観測データ[27]の風速と全天日射量（晴天）をもとに作成している。各種変動データに関する詳細は付録 B にまとめる。シミュレーション期間は 0 時からの 24 時間とする。

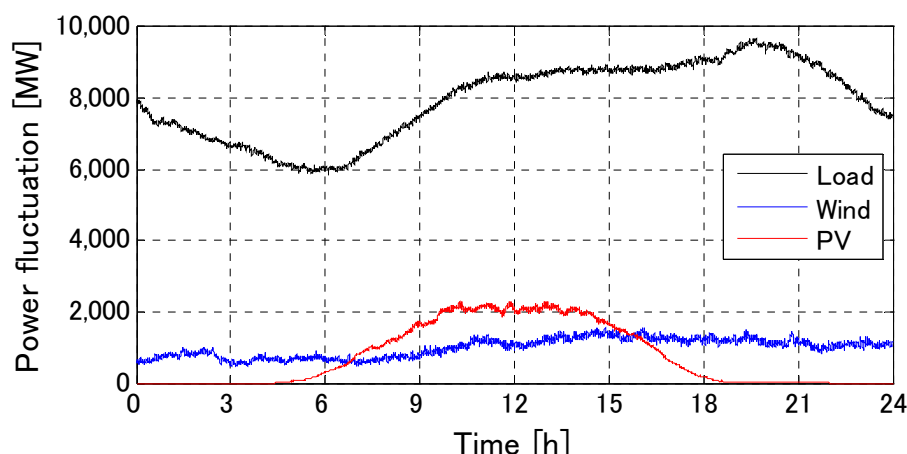


図 6.6 合計負荷変動と再生可能エネルギー電源の合計出力変動

6-2-2 HP 給湯機に関する条件

(1) HP 給湯機の運転・制御時間帯

HP 給湯機は湯を沸かす時間中に可制御となるが、1 日に必要な湯量を沸かす時間は限られているので、HP 給湯機が周波数変動の大きい時間帯に合わせて沸上運転すれば、効果的に LFC に利用できる。周波数変動の大きい時間帯は、火力発電の調整容量の小さい時間帯や再生可能エネルギー電源出力変動の大きい時間帯である[32]。本研究では、中央給電指令所は図 6.7 に示すデータを HP 給湯機群の制御の事前に予測できるものとする。負荷変動は長周期成分のみを予測可能で、風力発電出力は 1 日の平均値として、太陽光発電出力は正規分布に近似した値として予測可能であるとする。図中の緑の太線は、負荷変動から風力発電と太陽光発電の出力を差し引いた合計電力変動を示す。火力発電の並列容量は合計電力変動の大きさに対応しており、周波数調整容量も合計電力変動に応じて決まる。図 6.7 に示すように、調整容量の小さい時間帯と太陽光発電出力（変動ではなく絶対値）の大きい時間帯に周波数変動が大きくなると考えられることから、HP 給湯機群は 11 時前後の時間帯に運転・制御するものとする。制御時間帯を長くするため、全ての HP 給湯機を 4 グループに分けて、4 つの LC センター群（1 グループあたりの LC センター数：105 カ所）として運転・制御するものとする。

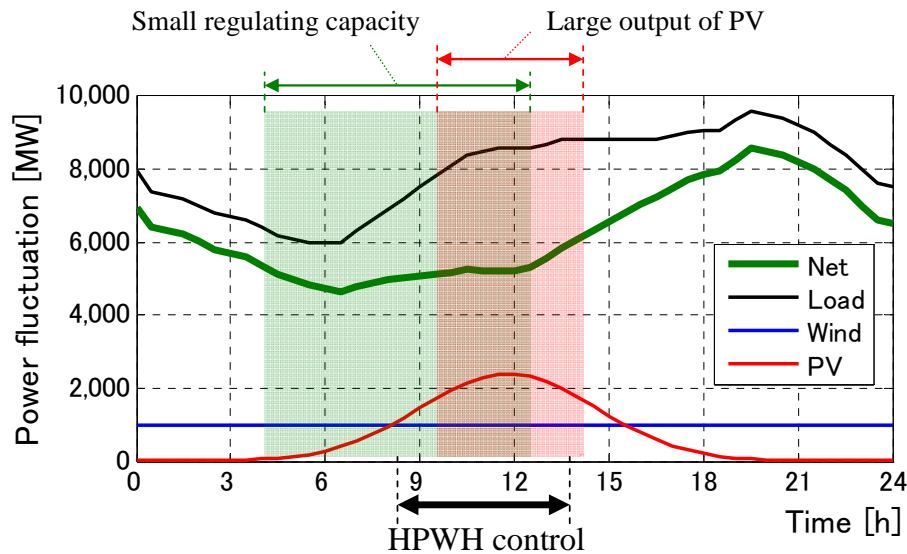


図 6.7 予想可能な電力変動の長周期成分

図 6.8 に需要家 1 軒あたりの 24 時間の給湯需要と HP 給湯機の運転・制御のイメージ図を示す。一般的に、給湯需要は朝（洗面、洗い物、掃除など）と昼（洗い物、掃除など）そして夕方から夜（洗い物、入浴など）に発生し、特に夕方から夜にかけての給湯需要が大きくなる傾向がある。本シミュレーションでは休日（土曜）の 24 時間を想定している。ここで、毎日全ての HP 給湯機が日中に運転していれば湯切れは起こらないが、平日はもともと負荷に応じて火力発電機群（LFC 発電機群）の調整容量が大きいので周波数変動は小さく、負荷平準化など系統運用の観点からは夜間に運転すべきであり、前日（金曜）には全ての HP 給湯機が夜間に運転をしていると仮定すると、図 6.8 (a)に示すように、本シミュレーションで想定する休日（土曜）は、1 日に使用する湯量の全てを日中に沸き上げるとなると、朝から昼にかけて（図 6.8 (a)の青の点線で囲まれた部分）湯切れが発生する可能性がある。これを避けるため、図 6.8 (b)に示すように、夜間（0 時～4 時に LC センター単位でランダムに沸上運転を開始）に 1 日に使用する湯量の 4 分の 1 を沸き上げ、日中は残り 4 分の 3 を沸き上げながら LFC 信号に対して応答するものとする。なお、4 分の 1 を沸き上げる時間は短いので、夜間は HP 給湯機群を LFC に利用しない。（4-4 節の(4.8)式における予想沸上時間の計算においては、1 日分として希望する湯量の 4 分の 3 を希望沸上湯量 $E_{i,request}$ として用いるものとする。）

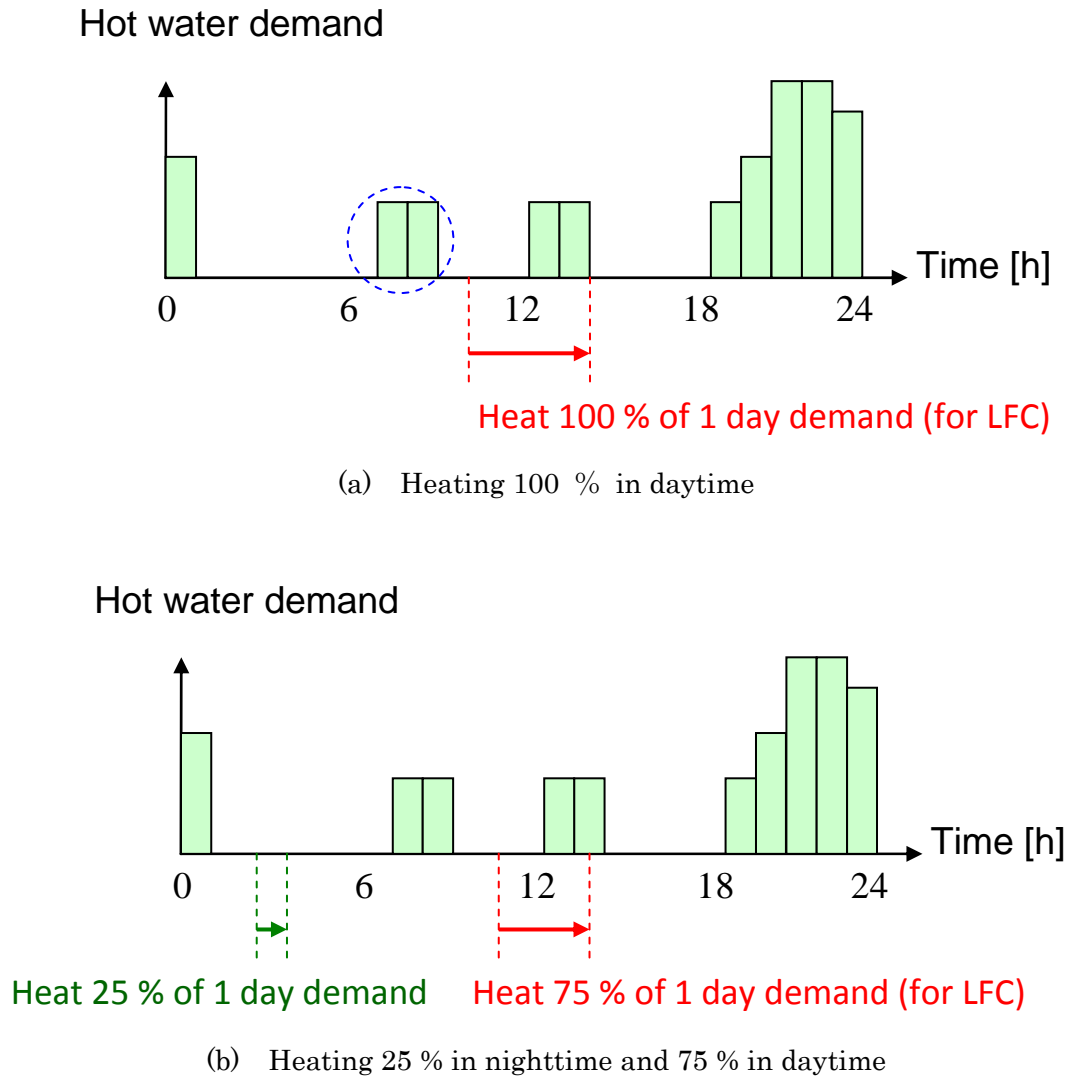


図 6.8 1 日の給湯需要と HP 給湯機の運転・制御のイメージ図

(2) HP 給湯機の種類と給湯需要

想定系統内に普及している HP 給湯機のデータを表 6.3 に示す。また、4 つにグループ分けした LC センター群ごとの HP 給湯機群の合計定格消費電力 $P_{installed}^k$ と、文献[29]の給湯需要調査をもとに作成した予想沸上時間（1 日に必要な湯量の 4 分の 3 の予想沸上時間）の平均 T_{AVG}^k および標準偏差 T_{SD}^k を表 6.4 に示す。これらの値は、「4-3 集約 HP 給湯機モデルの設計」で提案した図 4.14 の集約 HP 給湯機モデルのパラメータであり、シミュレーションには 4 つの集約モデルを用いる。

図 6.9 に 4 つにグループ分けした LC センター群ごとの制御のイメージ図を示す。11 時を中心として、グループごとに多くの HP 給湯機が運転している時間帯（図中で、消費電力が実線となっている時間帯）において HP 給湯機群を LFC に利用する。各グループの制

御時間帯は、「4-2 LC センター—HP 給湯機の制御手法」と同じく、HP 給湯機群の消費電力が安定する時刻から、全体の 5%が沸き上げを終了する（95%が運転を続けている）と予想される時刻までとする。

表 6.3 HP 給湯機データ

	Type A	Type B
Rated Power Consumption [kW]	1.0	1.3
Capacity of Hot Water Tank [kWh]	20	26
Installation Rate [%]	70	30

表 6.4 各グループの HP 給湯機群の合計定格消費電力と予想沸上時間

	Group 1	Group 2	Group 3	Group 4
$P^k_{installed}$ [MW]	112	117	114	118
T^k_{AVG} [h]	2.61	2.66	2.62	2.60
T^k_{SD} [h]	0.50	0.50	0.50	0.51

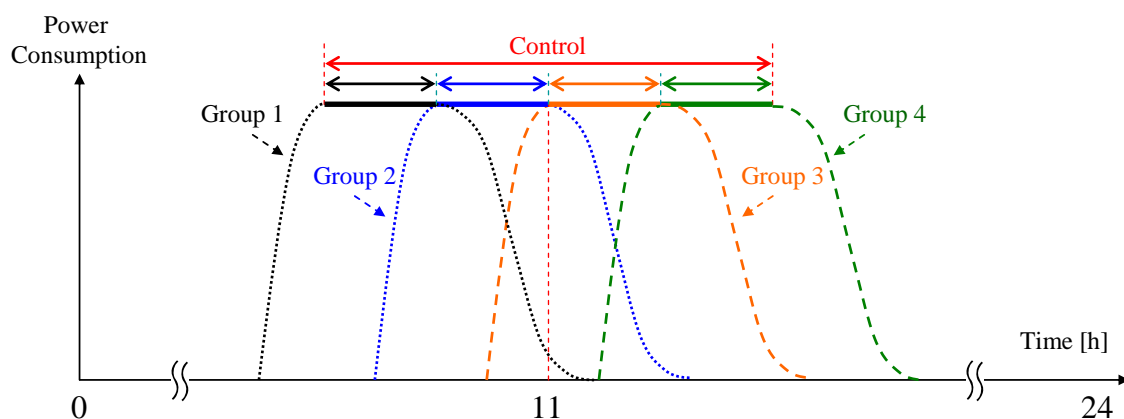


図 6.9 グループごとの HP 給湯機群の運転・制御のイメージ図

6-2-3 EV に関する条件

想定系統内に普及している EV のデータを表 6.5 に示す。また、文献[30]をもとに作成した制御可能な EV 台数 $N_{control}(t)$ 、コントロールイン延べ台数 $N_{control-in}(t)$ 、プラグアウト延べ台数 $N_{plug-out}(t)$ を図 6.10 に示す。図 6.10 では、系統内の LFC に参加する全 EV の数を 100%として割合の変化を示してある。 $N_{control-in}(t)$ と $N_{plug-out}(t)$ が時間の経過とともに 100%よりも大きくなっているのは、これらが延べ台数を示すためであり、コントロールインま

たはプラグアウトの回数が全 EV 台数より多くなることを示している。なお、図 6.10 は図 5.6 と同じデータをもとに作成している。

表 6.5 EV データ

	Type A	Type B
Inverter Capacity [kW]	3.0	3.0
Battery Capacity [kWh]	24	16
Installation Rate [%]	67	33

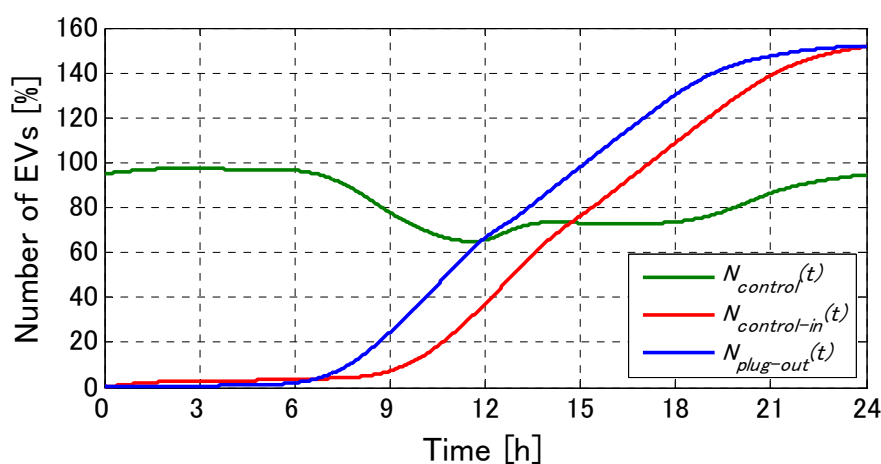


図 6.10 EV 台数の時間変化

6-3 シミュレーション結果

本節では、前節で述べたシミュレーション条件のもと、提案する HP 給湯機群と EV 群を利用した LFC 手法の検証と、BESS のインバータ容量削減効果など、LFC 手法の定量的評価を行った結果を示す。

6-3-1 HP 給湯機群と EV 群を利用した LFC 手法の検証

本小節では、LFC 発電機群と協調して、BESS による LFC を行う場合（ケース 1）、BESS と EV 群による LFC を行う場合（ケース 2）、BESS、HP 給湯機群、EV 群による LFC を行う場合（ケース 3）の 3 通りについて 24 時間の周波数変動解析を行ったシミュレーション結果について検証する。なお、HP 給湯機群を LFC に用いない場合も HP 給湯機群は運転するとし、0 時～6 時の間に 1 日分の湯量の沸上を行うように運転している。表 6.6 に全

シミュレーション期間（24 時間）の周波数偏差の最大値，RMS 値，および 50 ± 0.1 [Hz] の時間滞在率を示す。表 6.6 から，EV 群，さらには HP 給湯機群を制御することで周波数変動が抑制されていることが分かる。

図 6.11 に各ケースの周波数変動を，図 6.12 に各ケースの EV 群の平均 SOC（系統同期 SOC）の変化を，図 6.13 に各ケースの BESS の SOC 変化の様子をそれぞれ示す。図 6.11 では，風力発電または太陽光発電の急峻な変化に伴う大きな周波数変動が散見されるが，HP 給湯機と EV を LFC に利用することでこれらの変動が抑制されることが分かる。図 6.12 では，EV 群はハイパスフィルタと SOC フィードバック制御によって SOC が 80%～90%の範囲内で制御されている様子が確認できる。また，図 6.13 では，BESS は SOC の変動が $\pm 20\%$ 以内であり，LFC に利用しても SOC が大きく変化しないことが分かる。「3-4 BESS モデル」で述べたように BESS の SOC は時間とともに低下していくが，ケース 1の方が，ケース 3 に比べて SOC が低下している。これは，HP 給湯機群と EV 群を LFC に利用することで，利用しない場合と比べて BESS に割り当てる LFC 信号の大きさが小さく，頻度が少なくなっていることによる。これは BESS の負担が小さくなっていることを意味し，BESS の容量を削減できる可能性を示唆している。図 6.14 に 4 つにグループ分けした HP 給湯機群それぞれの消費電力を示す。グループが 1 つずつ切り替わって制御されている様子が確認できる。

表 6.6 各ケースの周波数変動評価指標

	Max [Hz]	RMS [Hz]	Staying Rate [%]
Case 1	0.439	0.0353	98.2
Case 2	0.251	0.0272	99.5
Case 3	0.225	0.0263	99.6

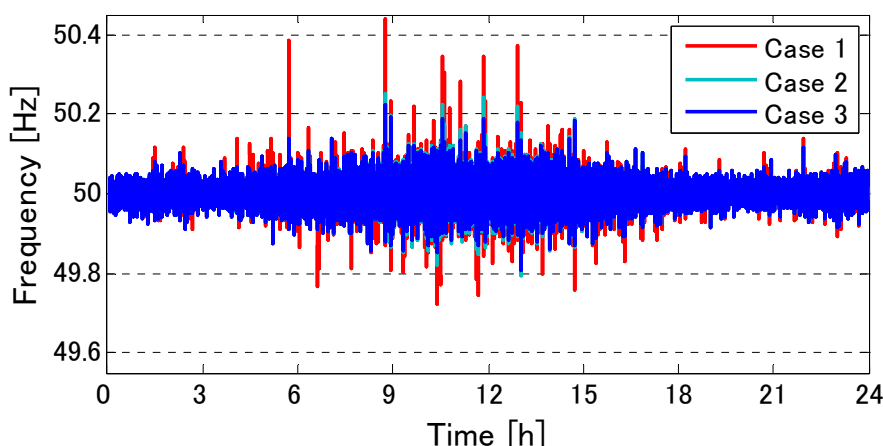


図 6.11 周波数変動

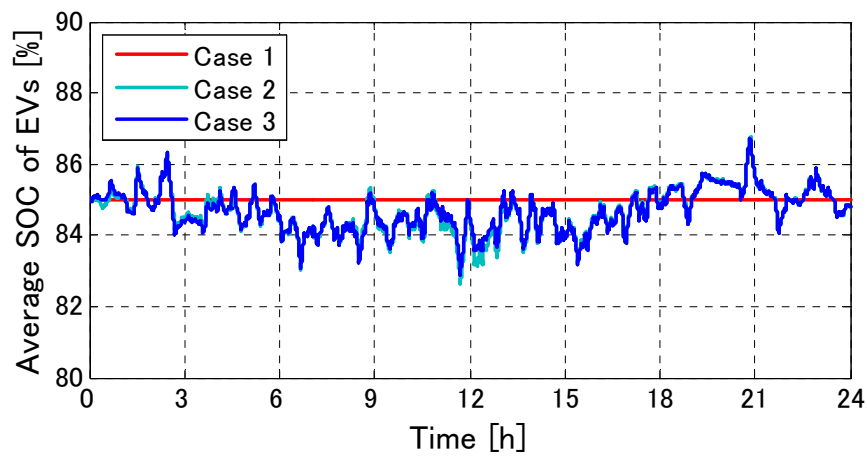


図 6.12 EV 群の系統同期 SOC の時間変化

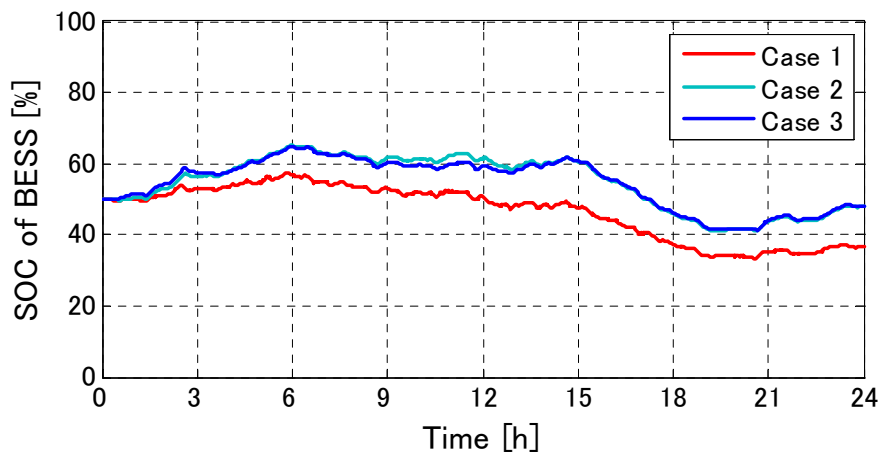


図 6.13 BESS の SOC の時間変化

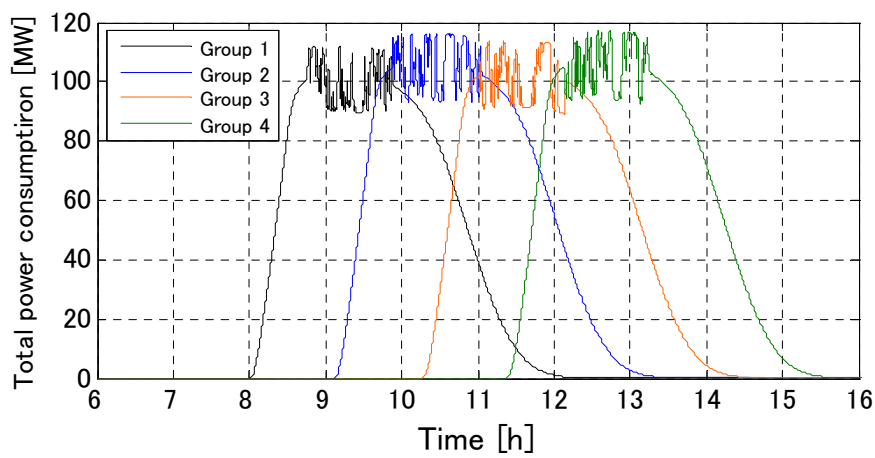


図 6.14 各グループの HP 給湯機群の合計消費電力

次に、時間帯別に周波数変動抑制効果を評価する。3 時間ごとの周波数偏差の最大値、RMS 値、および 50 ± 0.1 [Hz] の時間滞在率をそれぞれ図 6.15～図 6.17 に示す。EV 群を制御に用いることで 24 時間全体を通して周波数変動抑制効果が高くなっていることが確認できる。周波数変動が特に大きいのは 9 時～12 時であるが、図 6.14 から分かるように HP 給湯機群はその時間帯をカバーするように運転・制御できており、この時間帯の周波数変動抑制効果が高くなっていることが分かる。0 時～3 時においてケース 2 の周波数変動がケース 3 より小さいのは、HP 給湯機を制御しない場合は全ての HP 給湯機が夜間に全量沸上運転を行うため、夜間の LFC 発電機群の並列容量が増加し、LFC 発電機群による調整容量が大きくなることによる。

図 6.18 にケース 3 における LFC 発電機群、BESS、EV 群、HP 給湯機群の制御容量 (LFC 容量) の時間変化を示す。各制御対象の制御容量がどのように変化しているかを確認できる。図 6.19 に各ケースの合計制御容量の時間変化を示す。EV 群を制御することで 24 時間全体を通して制御容量が押し上げられ、HP 給湯機群を制御することで 9 時～13 時の制御容量がさらに大きくなっている様子が確認できる。図 6.19 において夜間のケース 2 の合計制御容量がケース 3 より大きくなっているのは、図 6.15～図 6.17 においてこの時間帯でケース 3 よりケース 2 の制御効果が高い理由と同じで、ケース 2 では夜間の LFC 発電機群の並列容量がケース 3 と比べて大きく、LFC 発電機群による調整容量が大きくなることによる。

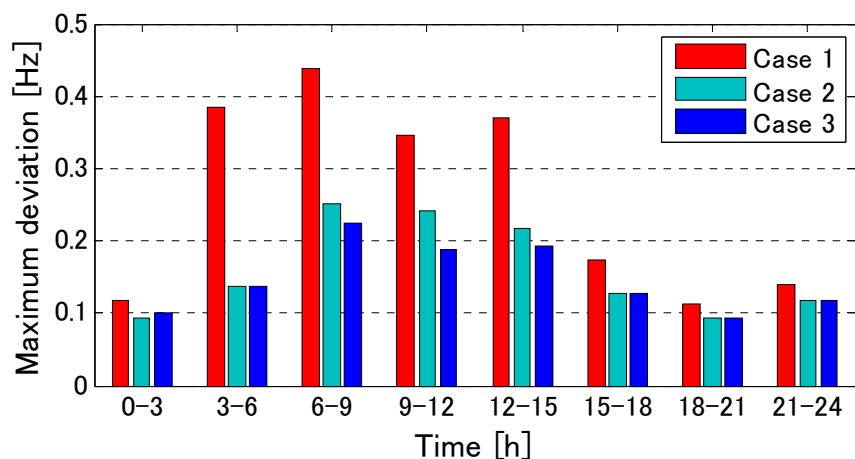


図 6.15 3 時間ごとの周波数偏差の最大値

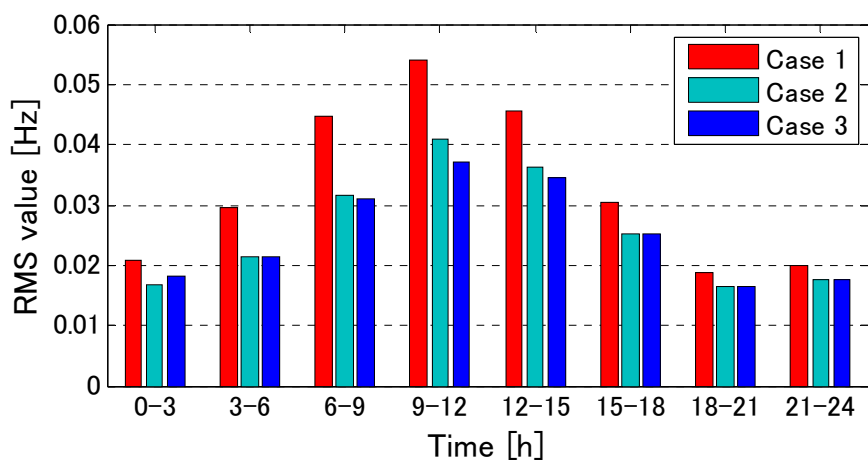


図 6.16 3 時間ごとの周波数偏差の RMS 値

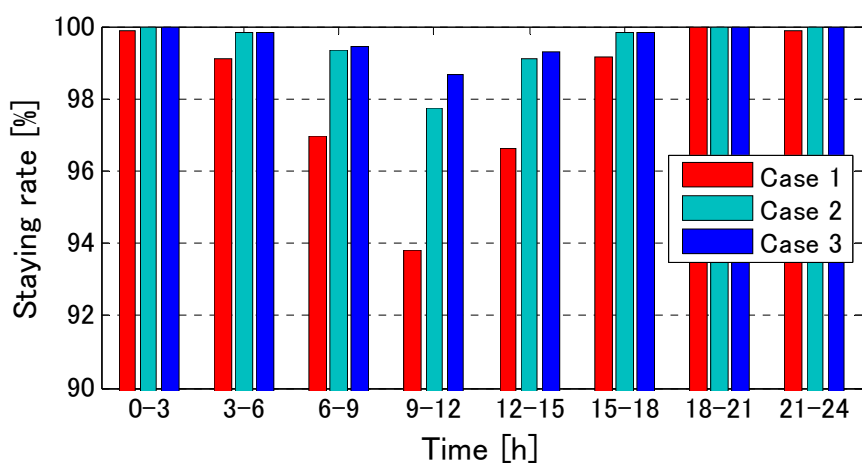


図 6.17 3 時間ごとの周波数時間滞在率 (50 ± 0.1 [Hz])

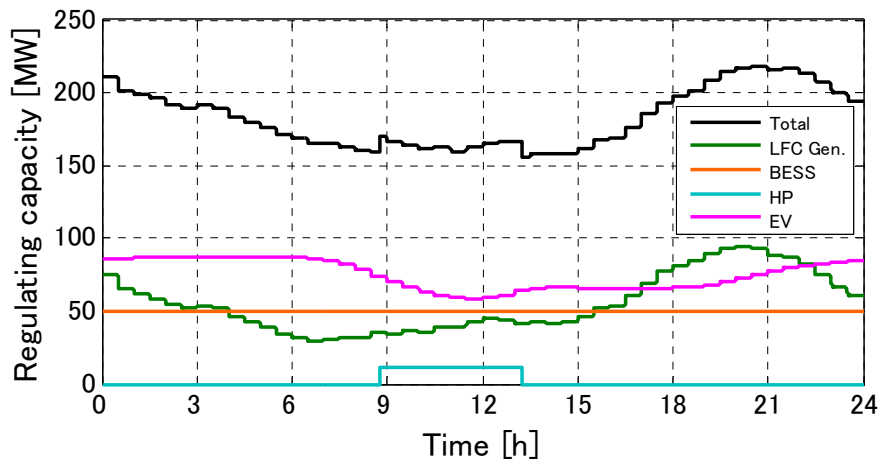


図 6.18 ケース 3 における各制御容量の時間変化

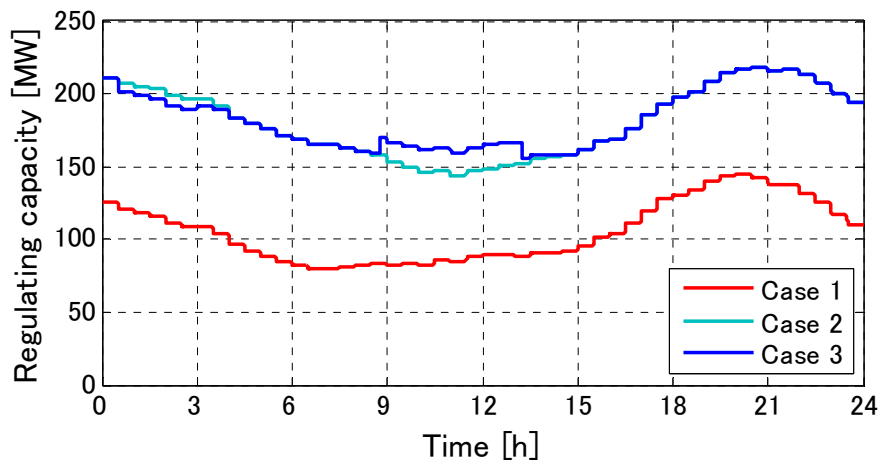


図 6.19 各ケースの合計制御容量の時間変化

6-3-2 LFC 手法の定量的評価

本小節では、BESS のインバータ容量または LFC 発電機群の LFC 容量をパラメータとし、LFC 発電機群、BESS による LFC を行った場合（前小節のケース 1 で BESS のインバータ容量または LFC 発電機群の LFC 容量をパラメータとした場合）と LFC 発電機群、BESS、HP 給湯機群、EV 群による LFC を行った場合（前小節のケース 3 で BESS のインバータ容量または LFC 発電機群の LFC 容量をパラメータとした場合）について周波数シミュレーションを行った結果を示す。まず、BESS のインバータ容量をパラメータとした場合について、周波数変動が大きい 6 時～15 時の時間帯における周波数偏差の最大値、RMS 値、および 50 ± 0.1 [Hz] の時間滞在率と BESS インバータ容量との関係をそれぞれ図 6.20～図 6.22 に示す。なお、LFC 容量は火力発電の合計並列容量の 1.5% で一定としている。

BESS のインバータ容量が十分大きい範囲では、HP 給湯機群と EV 群を利用した LFC と利用しない LFC の周波数変動抑制効果について差異は見られない。しかしインバータ容量が小さい範囲では HP 給湯機群と EV 群を利用した LFC が最大値、RMS 値ともに小さく、また周波数時間滞在率が高くなっており、同じインバータ容量での周波数変動抑制効果が高いことが分かる。これは、HP 給湯機群と EV 群を利用した LFC では、利用しない LFC と比べて、同じ周波数変動抑制効果を得るために必要な BESS のインバータ容量が小さくて済むということでもある。例えば、図 6.20 からは、周波数変動の最大偏差を 0.2[Hz]以下に抑えるためには、HP 給湯機群と EV 群を利用した LFC においては BESS の必要インバータ設置容量が 75 [MW]となるのに対し、HP 給湯機群と EV 群を利用しない LFC においては 175 [MW]となることが分かる。これは、需要家機器群の制御によって追加的に必要な BESS のインバータ設置容量を 100 [MW]削減できることを意味している。(他の指標についても同様に評価することが可能である。) このようにして、ある周波数制御の目標に対する需要家機器群による BESS のインバータ容量の削減効果を定量的に評価することが可能である。

次に、LFC 発電機群の LFC 容量をパラメータとした場合について、周波数変動が大きい 6 時～15 時の時間帯における周波数偏差の最大値、RMS 値、および 50 ± 0.1 [Hz]の時間滞在率と LFC 発電機群の LFC 容量の関係をそれぞれ図 6.23～図 6.25 に示す。LFC 容量は火力発電の合計並列容量に対する割合[%]として示している。なお、BESS のインバータ容量は 50 [MW]で一定としている。図 6.23～図 6.25 では周波数変動抑制効果は LFC 容量の増加とともに高くなるが、図 6.20～図 6.22 とは異なり、LFC 容量が十分大きい範囲においても HP 給湯機群と EV 群を利用した LFC と利用しない LFC の周波数変動抑制効果には差異がある。これは、「6-1 発電機群、BESS、HP 給湯機群、EV 群の協調 LFC 手法」のでも説明したように、LFC 発電機群の応答速度は EV 群や BESS より遅く、LFC 容量を増加させても短周期変動を補償することができないためである。つまり、LFC 発電機群の LFC 容量の増加による周波数変動抑制効果には限界があることを示唆しており、大量の再生可能エネルギー電源が導入された電力系統においては応答の速い BESS の設置が必要となる。その BESS の必要設置容量を削減できるという点で、HP 給湯機群と EV 群を利用した LFC 手法は効果的であると言える。

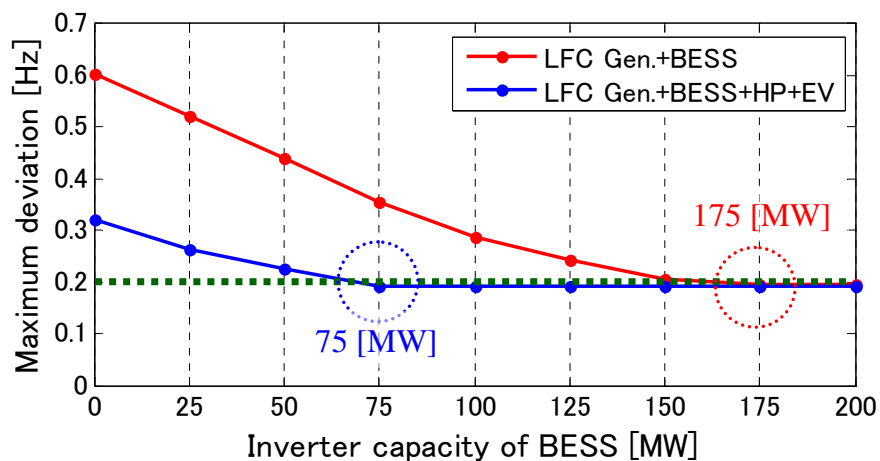


図 6.20 周波数偏差の最大値と BESS インバータ容量の関係

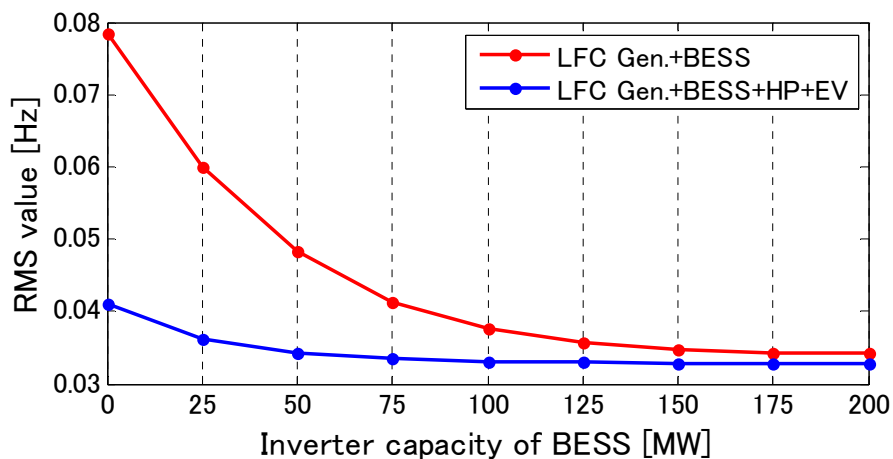


図 6.21 周波数偏差の RMS 値と BESS インバータ容量の関係

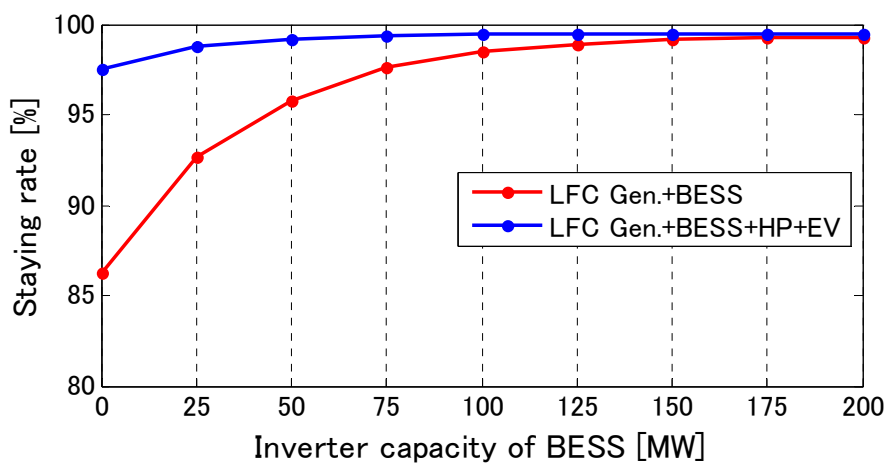


図 6.22 周波数時間滞在率 (50 ± 0.1 [Hz]) と BESS インバータ容量の関係

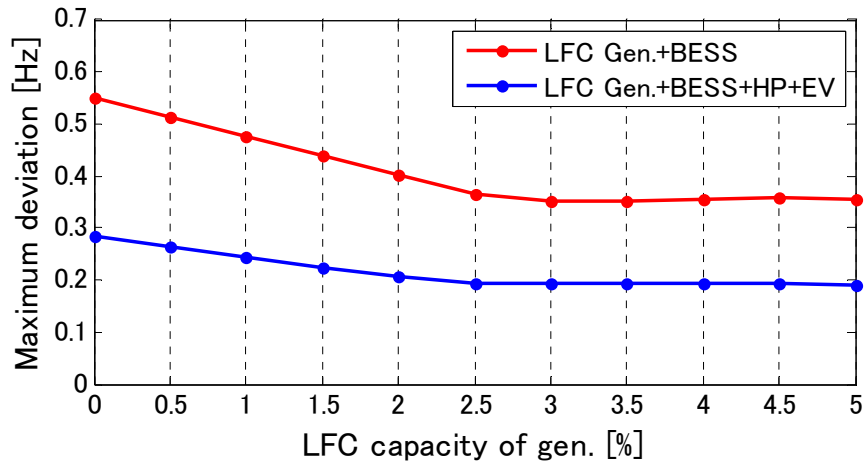


図 6.23 周波数偏差の最大値と LFC 容量の関係

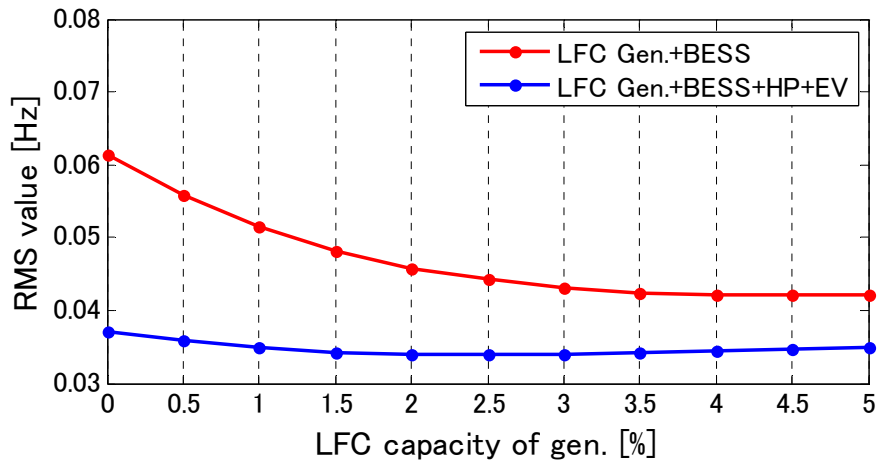


図 6.24 周波数偏差の RMS 値と LFC 容量の関係

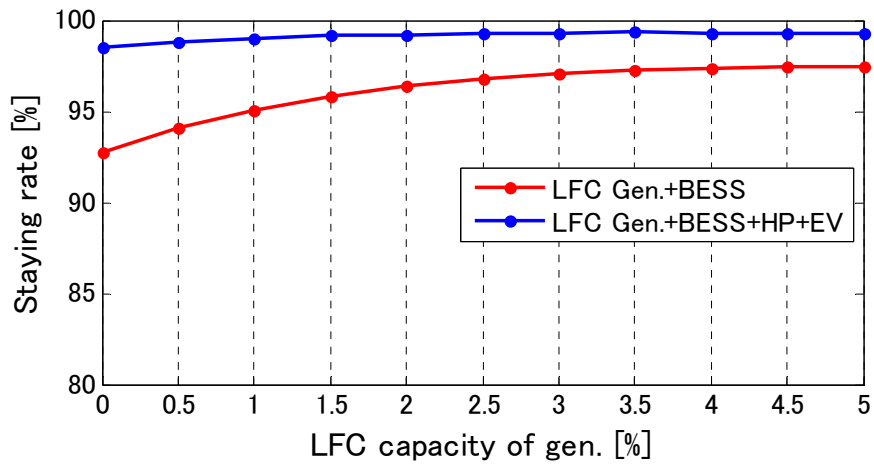


図 6.25 周波数時間滞在率 (50 ± 0.1 [Hz]) と LFC 容量の関係

第7章 ヒートポンプ給湯機の経済負荷配分制御への応用

これまでに提案した HP 給湯機群と EV 群を利用した LFC 手法では、EV 群は 24 時間全体を通して制御可能である（ただし、制御容量は時間とともに変化する）が、HP 給湯機群は運転時間中においてのみ制御可能で、1 日のうち限られた時間しか LFC に利用することはできない。前章では、系統の全 HP 給湯機を 4 つのグループに分けて周波数変動が大きくなると予想される時間帯に運転・制御するとしていたが、どの時間帯に何台の HP 給湯機を運転・制御するべきかについては検討の余地がある。本章では、HP 給湯機群の消費電力制御を短周期の需給変動の補償だけでなく長周期の需給変動の補償にも利用することとし、系統内の HP 給湯機の運転台数および運転時間帯を決定する運転計画作成手法を検討する。

前章までの検討では、機器本来の使用に支障がない範囲であれば HP 給湯機や EV がその消費電力または充放電電力を変化させることができるとし、どれだけの電力を制御できるかという可制御負荷の MW 価値に注目していた。短周期の需給変動の補償を行うためには MW 価値が重要であるが、可制御な需要家機器は大きな電力を長時間にわたって消費する機器であり、どれだけの電力量（＝エネルギー）を制御できるかという MWh 価値を長周期の需給変動の補償（「2-1-1 経済負荷配分制御」を参照）に利用できる、つまり、可制御な需要家機器の電力エネルギーを消費する時間帯をシフトすることで電力系統の経済運用に利用できる可能性がある。本研究では、HP 給湯機と EV という 2 種類の可制御な需要家機器による制御を検討してきた。EV は定置型機器ではなく、充電時間帯をシフトすることは使用者の利便性を大きく損なう可能性があり、また、我が国では自動車の走行距離が短いため充電時間も短く（走行距離が 30 [km]であれば充電時間は約 1 時間）制御効果は限定的なものとなってしまう。さらに、第 5 章で述べたように充電終了後の EV を制御とした場合は、SOC が $85 \pm 5\%$ の範囲内で充放電を行うという制約のもとでは MWh 価値である制御可能なエネルギー容量は小さく、EV を長周期の需給変動の補償に有効に利用することは難しい[33]。一方、HP 給湯機は、毎日必要な湯量を沸き上げる必要がある定置型機器であり、運転時間帯をシフトすることで電力系統の経済運用に利用できる可能性がある。そこで本章では、HP 給湯機を利用した経済負荷配分制御（Economic Dispatching Control: EDC）手法を提案し、その効果をシミュレーションによって検証する。提案手法では、系統全体として確保すべき制御容量（LFC 容量）を制約条件として考慮し、HP 給湯機群を LFC と EDC に利用するものとして、日間運用計画の段階で HP 給湯機の運転台数および運転時間帯を決定する。なお、提案手法によって決められたように HP 給湯機群を運転・制御した場合の周波数変動についても解析する。

7-1 HP 給湯機群を利用した EDC 手法

本節では，HP 給湯機群を電力系統の経済運用に利用するとして，HP 給湯機群による負荷需要と制御容量（LFC 容量）を考慮した上で火力発電の EDC（発電機の起動停止計画および負荷配分）を行い，HP 給湯機の運転台数および運転時間帯を決定する手法を提案する。以下に，HP 給湯機群の運転計画作成手法と，その際に用いる火力発電の発電機起動停止計画および最適負荷配分を行う手法について述べる。

7-1-1 タブーサーチを用いた HP 給湯機群の運転計画作成手法

本小節ではタブーサーチを用いて日間運用計画の段階で HP 給湯機の運転台数と運転開始時刻を決定する運転計画作成手法を提案する。本研究では LC センター単位で HP 給湯機群を制御するとしており，前章の検討では系統の全 HP 給湯機を 4 つのグループに分割したが，本小節の提案手法では LC センター複数箇所を最小単位（1 グループ）としてより多くのグループに分割し，グループごとに同じ時間帯に HP 給湯機群を起動・制御するとして最適な HP 給湯機群の運転開始時刻を決定する。

本手法で決定する変数はグループごとの運転開始時刻であり，図 7.1 に示すようにグループ k ($k = 1 \cdots N_G$, N_G : グループの総数) の運転開始時刻 T^k の集合を S とし，最適解 S_B の探索を目的とする。なお，探索効率を高めるため解の探索は二段階で行うとし，第一段階で N_e 回の探索を行い， N_e 通りの S_B の中で最も運転コストの小さい S_B を選んで第二段階の探索を行うものとする。第二段階の探索回数は 1 回のみとする。図 7.2 に示すフローチャートを用いて，項目ごとに本手法について説明する。

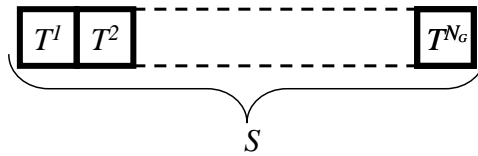


図 7.1 提案手法における決定変数の集合 S

- (1) 運転開始時刻 T^k の集合 S の初期解 S_0 を作成する。まず，系統の全 HP 給湯機が同じ時刻に運転を開始するとして，運転開始時刻を 30 分単位で変化させて 48 通り (24 時間) の火力発電の運転コストを計算し，最小となる運転開始時刻 T_0 を求める [34]。 T_0 を，全てのグループの運転開始時刻 ($T^k = T_0$, $k = 1 \cdots N_G$, N_G : グループの総数) とした集合を初期解 S_0 とする。
- (2) $S = S_0$, $S_B = S_0$, $N = N_1$, $N_{stop} = N_{stop1}$ として第一段階の探索を開始する。(N

については(4)で、 N_{stop} については(8)で説明する。)

- (3) S をタブーリストに記録する。
- (4) 各グループの運転開始時刻の集合 S の近傍解 S_n' ($n = 1 \cdots N_{ns}$, N_{ns} : 近傍解の総数) を作成する。近傍解は、図 7.3 に示すように、 S からランダムに N 個 (第一段階: $N = N_1$, 第二段階: $N = N_2$, $N_1 > N_2$) のグループを選出し、その運転開始時刻に乱数 Δt_r を加算することで作成する。ただし、タブーリストに記録のある解は除外する。
- (5) それぞれの近傍解について火力発電の起動停止計画 (日間運用計画) を作成して計画段階での 1 日の火力発電の運転コストを計算する。火力発電の起動停止計画については次小節で述べる。
- (6) 最も運転コストが小さくなる近傍解を S_B' とする。
- (7) S を S_B' に更新する。
- (8) 各グループの運転開始時刻を S_B とした場合と S_B' とした場合の火力発電の運転コストを比較し、後者が小さい場合は、 S_B を S_B' に更新する。
- (9) N_{stop} 回 (第一段階: $N_{stop} = N_{stop1}$, 第二段階: $N_{stop} = N_{stop2}$) 連続して S_B の更新がなされなかった場合は探索を終了し、 $N = N_1$ であればその時点での S_B を第一段階での最適解の一つとして記憶する。
- (10) N_c 回の探索が終了していない場合は、 $S = S_0$ として次の探索を行う。
- (11) N_c 回の探索が終了した場合は、 N_c 通りの S_B の中で最も運転コストの小さい S_B を選ぶ。
- (12) $S = S_B$, $N = N_2$, $N_{stop} = N_{stop2}$ として第二段階の探索に進む。
- (13) $N = N_2$ であればその時点での S_B を最適解とし、探索を終了する。

なお、探索が終了した時点で、運用段階での 1 日の火力発電の運転コストを計算する。計画段階では、負荷需要、風力発電および太陽光発電は予測値を用いて運転コストを計算するが、運用段階では実測値をもとに最適負荷配分を行って計算する。火力発電の最適負荷配分については次小節で述べる。

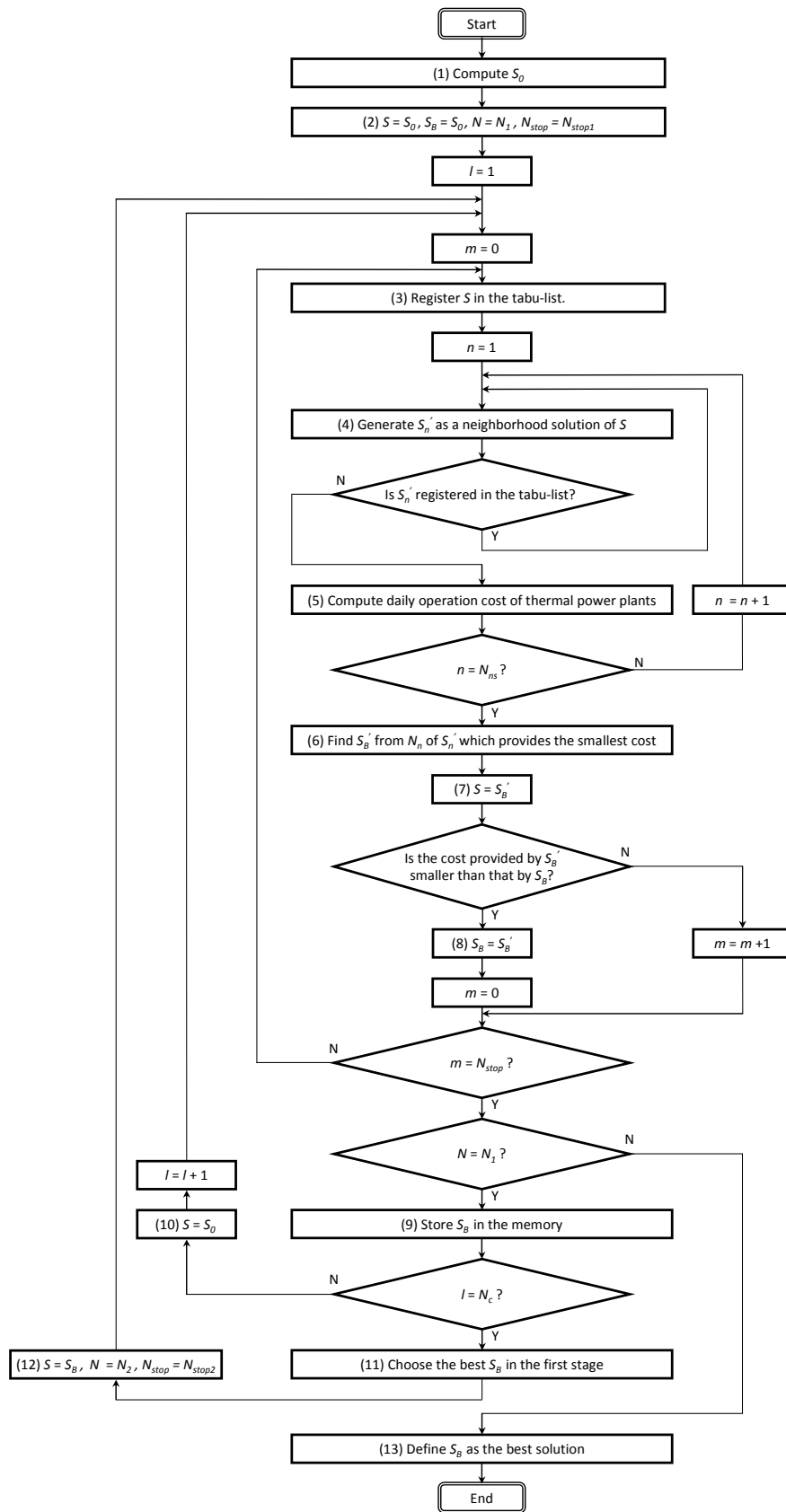


図 7.2 HP 給湯機群の運転開始時刻の決定手法のフローチャート

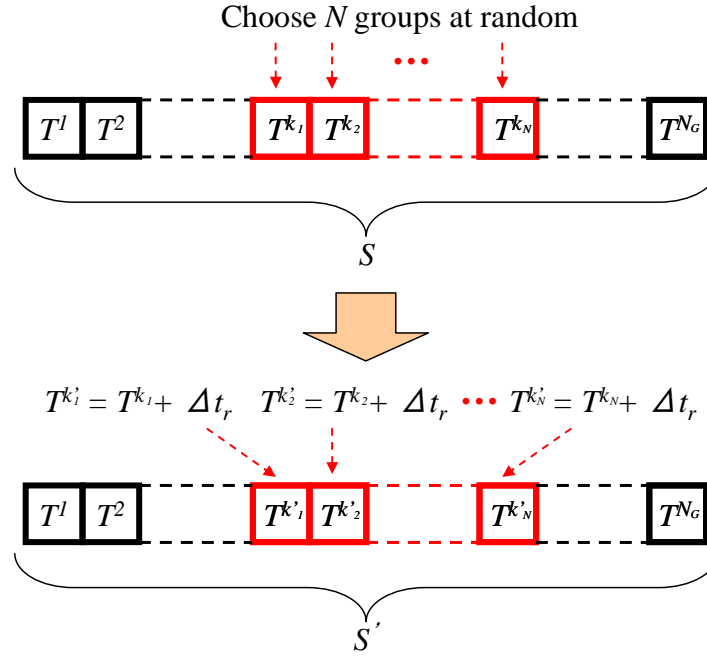


図 7.3 近傍解の作成

7-1-2 火力発電の起動停止計画および最適負荷配分

本節では、図 7.2 のフローチャートの(5)における火力発電の起動停止計画と、運用段階での最適負荷配分について述べる。中央給電指令所は、発電機の起動停止計画を 1 日単位で作成し、翌日分の負荷需要、風力発電出力、太陽光発電出力の予測値から前日の段階で計画を決定するものとする。また、運用段階での最適負荷配分は 30 分単位で行い、その時点での負荷需要、風力発電出力、太陽光発電出力の実測値をもとに各発電機への出力配分を決定するものとする。

(1) 起動停止計画

1 日の火力発電の起動停止計画は、(7.1)式の最小化を目的関数とする動的計画法によって決定する。

$$f = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^T \{ u_{i,j} \cdot FC_i(P_{i,j}) \cdot \Delta T + u_{i,j} \cdot (1 - u_{i,j-1}) \cdot SC_i \} \quad (7.1)$$

N は火力発電機台数、 T は計画期間の時間断面の総数、 ΔT は単位時間、火力発電機 i の $u_{i,j}$ は時刻 j における起動状態(運転時に 1, 停止時に 0, 石炭火力機以外は $u_{i,0} = 0$ とする), $P_{i,j}$ は火力発電機 i の時刻 j における出力、 SC_i は火力発電機 i の起動費を示す。なお、LFC

発電機は EDC 信号による長周期成分の指令値と LFC 信号による短周期成分の指令値に対して応答するが、ここでは火力発電機の出力 $P_{i,j}$ は LFC 信号に対する応答成分を含まないものとする。 $FC(P_{i,j})[\text{JPY/h}]$ は火力発電機 i の燃料費関数で、(7.2)式で計算される。ここで、 A_i 、 B_i 、 C_i は燃料費関数の係数である。

$$FC_i(P_{i,j}) = A_i \cdot P_{i,j}^2 + B_i \cdot P_{i,j} + C_i \quad (7.2)$$

火力発電の起動順の決定には優先順位法を用いる。火力発電機の中でも起動停止にかかる時間と費用の大きい石炭火力機は常に起動しているものとして扱う。なお、簡単のため、火力発電機の停止コストは考慮せず、起動コストも停止時間に関わらず一定とする。

動的計画法の制約条件は、電力需給の一致、火力発電機の上下限出力制約、そして制御容量 (LFC 容量) 制約で、いずれも各時間断面 ($j=1 \cdots T$) において考慮する。電力需給の一致に関する制約条件は (7.3)式によって表される。 P_{NU} は原子力発電出力、 $P_{W,j}$ と $P_{PV,j}$ は時刻 j における風力発電および太陽光発電の出力予測値、 $P_{D,j}$ は時刻 j における HP 給湯機を除いた負荷需要、 $P_{HP,j}$ は時刻 j における HP 給湯機の消費電力である。(7.3)式の左辺と右辺は、それぞれ時刻 j における系統全体の電力供給量、電力需要量を表す。

$$\sum_{i=1}^N u_{i,j} \cdot P_{i,j} + P_{NU} + P_{W,j} + P_{PV,j} = P_{D,j} + P_{HP,j} \quad (7.3)$$

火力発電機の出力上下限に関する制約条件は(7.4)式によって表される。 $P_{MAX,i}$ と $P_{MIN,i}$ はそれぞれ火力発電機 i の定格出力および最低出力である。また、 $C_{LFC,i}$ は火力発電機 i の LFC 容量である。(LFC 発電機以外は $C_{LFC,i} = 0$ とする。)

$$u_{i,j} \cdot (P_{MIN,i} + C_{LFC,i}) \leq u_{i,j} \cdot P_{i,j} \leq u_{i,j} \cdot (P_{MAX,i} - C_{LFC,i}) \quad (7.4)$$

本研究では石炭火力機、LNG 火力機、石油火力機の 3 種類の火力発電を考慮し、LNG 火力機と石油火力機が LFC 運転を行う LFC 発電機であるとする。火力発電機の出力 $P_{i,j}$ は LFC 信号に対する応答成分を含まないため、一定の LFC 容量を確保する必要がある LFC 発電機においては、 $P_{i,j}$ の上限は本来の火力発電機の出力上限 $P_{MAX,i}$ よりも LFC 容量 $C_{LFC,i}$ だけ低くなり、同様に $P_{i,j}$ の下限は本来の火力発電機の下限 $P_{MIN,i}$ よりも LFC 容量 $C_{LFC,i}$ だけ高くなる。なお、本研究では、各 LFC 発電機は定格出力の 5% を LFC 容量として確保するものとしている[19]。

系統全体の制御容量 (LFC 容量) に関する制約条件は(7.5)式によって表される。系統全

体の制御容量は LFC 発電機群, BESS, HP 給湯機群, EV 群の合計制御容量である。本研究では, 再生可能エネルギー電源出力変動による周波数変動対策として, 制御容量を負荷需要に対してだけでなく再生可能エネルギー電源出力に対しても確保するとしている。

$$\sum_{i=1}^N u_{i,j} \cdot C_{LFC,i} + C_{BESS} + C_{HP,j} + C_{EV,j} \geq R_D \cdot P_{D,j} + R_W \cdot P_{W,j} + R_{PV} \cdot P_{PV,j} \quad (7.5)$$

R_D はその時点での系統の負荷需要に対して確保する必要がある制御容量の割合を示し, 本研究ではその値を 2%としている[35]。 R_W , R_{PV} はそれぞれ風力発電または太陽光発電の合計出力に対して確保する必要がある制御容量の割合を示す。現在のところ, 風力発電や太陽光発電の合計出力に対してどの程度の制御容量を確保すべきかという指標は決まっておらず, 本研究では R_W および R_{PV} はパラメータとして扱う。(7.5)式の左辺は時刻 j に系統全体で確保されている制御容量で, 各 LFC 発電機 (LNG 火力機および石油火力機) の合計 LFC 容量, BESS の設置インバータ容量 C_{BESS} , HP 給湯機群の合計制御容量 $C_{HP,j}$, 制御可能な EV 群の合計インバータ容量 $C_{EV,j}$ を示す。なお, $C_{HP,j}$ と $C_{EV,j}$ は時間とともに変化し, $C_{HP,j}$ はタブーサーチの探索解の一つである S に従う変数となる。右辺の第 1 項は系統容量に対して確保する必要がある制御容量を, 第 2 項, 第 3 項はそれぞれ風力発電出力, 太陽光発電出力に対して確保する必要がある制御容量を表す。

(2) 最適負荷配分

HP 給湯機の運転台数と運転時間帯, さらに火力発電の起動停止は計画段階で決定するが, 実際の火力発電の運転コストは運用段階で最適負荷配分を行った場合の燃料費と火力発電の起動コストの和として計算する。起動している各火力発電機への負荷配分は, 各時間断面 j において(7.6)式の全火力発電機の合計燃料費の最小化を目的関数とする二次計画法を解くことによって求める。制約条件は起動停止計画の時と同じく(7.3)式と(7.4)式を考慮するが, 起動停止計画においては, $P_{D,j}$, $P_{W,j}$, $P_{PV,j}$, はそれぞれ予測値であったのに対し, ここではこれらの 3 つの値は実測値を用いるものとする。

$$f' = \sum_{i=1}^N u_{i,j} \cdot FC_i(P_{i,j}) \quad (7.6)$$

7-2 シミュレーション条件

前節で提案した HP 給湯機群を利用した EDC 手法について、その効果をシミュレーションによって検証する。本節では、項目ごとにシミュレーション条件を説明する。

7-2-1 電力系統モデル

シミュレーションには前章と同じく図 4.4 の 8 機電力系統モデルを用いる。本シミュレーションにおける電源構成を表 7.1 に示す。なお、火力発電以外の電源構成は前章の表 6.1 と同じである。なお、BESS の導入量および可制御な需要家機器の台数についても「6-2-1 電力系統モデル」で述べた値と同じとする。原子力発電の運転についても前章と同様に、3325[MW]で一定出力運転を行うものとする。BESS のインバータ容量は常に 50[MW]で一定であるものとする。EV 群については 3 万台を制御に利用し、制御容量は図 6.10 に従って変化するものとする。HP 給湯機群は 42 万台が LFC および前節で提案した EDC に利用されるものとする。シミュレーション期間は 0 時からの 24 時間（単位時間 ΔT は 30 分、時間断面の数は 48）とする。図 7.4 にシミュレーションに用いる負荷変動、風力発電および太陽光発電の出力変動を示す。負荷変動は予測値と実測値が等しいとし、どちらも図 6.7 に示す負荷変動と同じである。風力発電および太陽光発電の実測値については図 6.6 の長周期成分と同じで、予測値については図 6.7 と同じものを用いている。

表 7.1 系統の電源構成

		Rated Output [MW]	Lower Limit [MW]	Number of Generators	Coefficient of Fuel Cost Function			Fuel Cost at Rated Power Operation [JPY/kWh]	Merit Order	Start-up Cost [JPY]
					A_i	B_i	C_i			
					[JPY/MW ² h]	[JPY/MWh]	[JPY/h]			
Thermal	Coal	1,000	300	2	0.7	400	550,000	1.65	-	-
	LNG	200	80	5	2.5	2,200	66,000	3.03	4-8	210,000
		700	140	3	0.4	2,400	117,000	2.85	1-3	736,000
	Oil	250	50	5	1.05	4,600	316,000	6.13	10-14	263,000
		700	175	1	0.38	5,000	200,000	5.56	9	736,000
Nuclear		3,500	-	-	-	-	-	-	-	-
Wind		2,000	-	-	-	-	-	-	-	-
PV		3,000	-	-	-	-	-	-	-	-

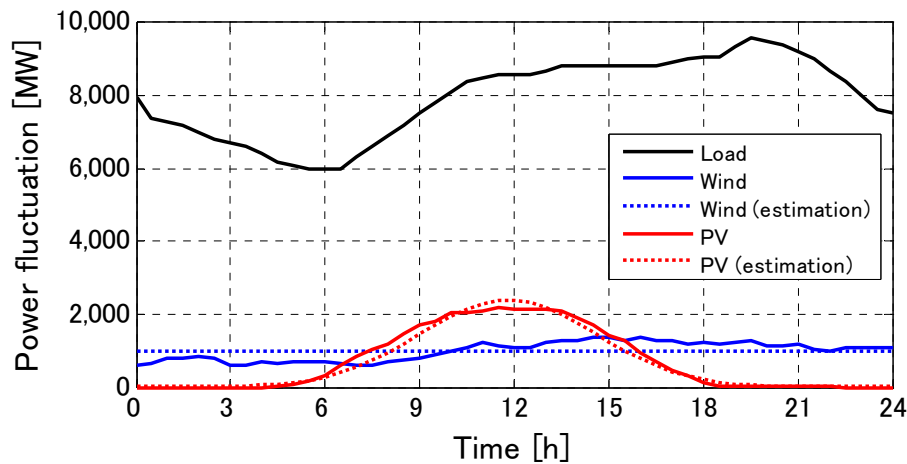


図 7.4 合計負荷変動と再生可能エネルギー電源の合計出力変動

7-2-2 HP 給湯機に関する条件

HP 給湯機群は前章と同じく、想定エリアでは 42 万台が制御可能で、420 箇所の LC センターによって制御される状況を想定する。「7-1-1 タブーサーチを用いた HP 給湯機群の運転計画作成手法」で提案したタブーサーチを行う際の最小単位としては LC センター 5 箇所を 1 グループとし、84 のグループについて運転時間帯を決定する。タブーサーチのパラメータを表 7.2 に示す。前章と同様に、0 時～4 時に LC センター単位で沸上運転を開始して 1 日に使用する湯量の 4 分の 1 を沸き上げるとし、残り 4 分の 3 を沸き上げる時間帯をタブーサーチによって決定する。なお、後半の沸上時間中は LFC 信号に対しても応答するものとする。

1 グループ (LC センター 5 箇所) あたりの HP 給湯機群の消費電力の時間変化を図 7.5 に示す。本シミュレーションにおける単位時間は 30 分であるので、図 7.5 に示すように消費電力を近似する。簡単のため、84 のグループは全て図 7.5 と同じ消費電力変化であるものとする。HP 給湯機群の消費電力は、グループごとに、起動 30 分後から 2 時間後までの間は合計定格消費電力の $90 \pm 10\%$ の範囲で制御できる (LFC に利用できる) とする。本シミュレーションにおける単位時間は 30 分であり、前章までの検討で想定していたように 30 分間で順に起動すれば起動開始時刻から 1.5 単位時間である 45 分後に HP 給湯機群が制御可能となるのに対し、15 分間で順に起動すればちょうど 1 単位時間 ΔT 後である 30 分後に制御可能となるため、シミュレーションを行う上で都合がよい。そこで、本章での検討では各 LC センターは 15 分間で HP 給湯機群を順に起動するものとする。なお、図 7.5 は 1 日に必要な湯量の 4 分の 3 を沸き上げるのに必要な沸上時間の平均が 2.6[h]程度、標準偏差が 0.55[h]程度であるとして作成している (表 6.4 参照、標準偏差は 15 分間で順に起動するとして換算)。

表 7.2 タブーサーチのパラメータ

N_G	84
N_c	5
N_{ns}	50
N_I	10
N_2	1
N_{stop1}	30
N_{stop2}	50
Size of Tabu List	7
Range of Δt_r [h]	-3.0 ~ +3.0

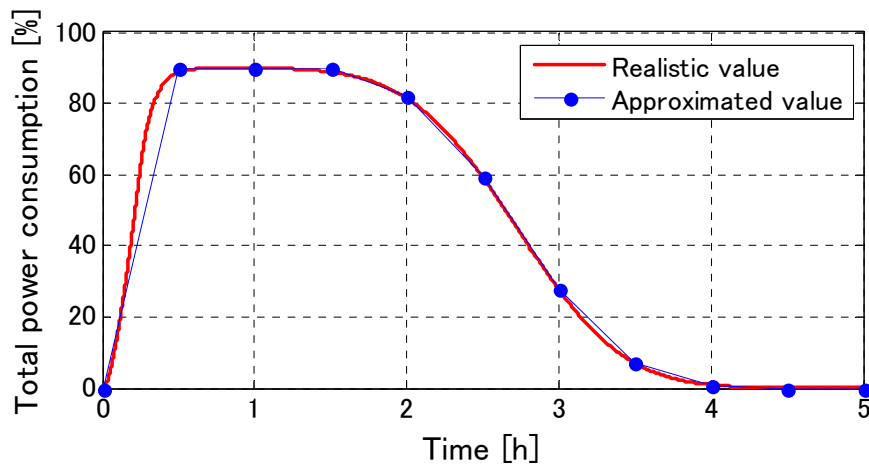


図 7.5 1 グループあたりの HP 給湯機群の合計消費電力の変化

7-3 シミュレーション結果

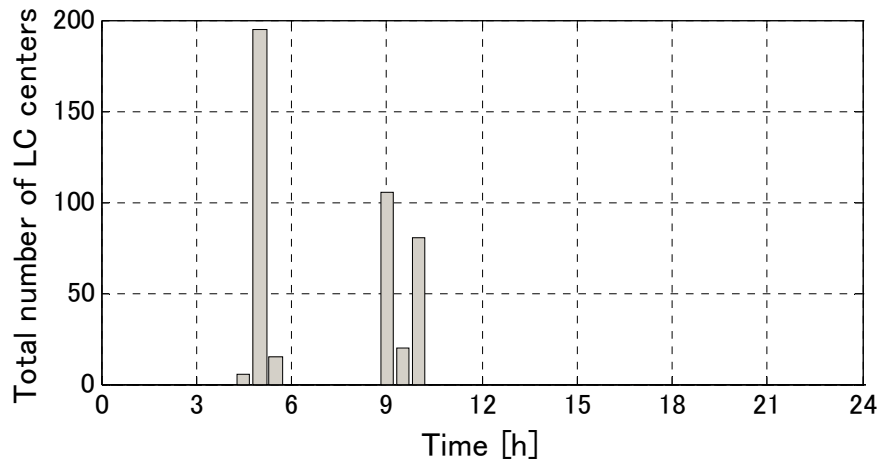
本節では、前節のシミュレーション条件のもと、提案する HP 給湯機群を利用した EDC 手法の検証と、提案する EDC 手法を用いた場合における周波数解析を行った結果を示す。

7-3-1 HP 給湯機群を利用した EDC 手法の検証

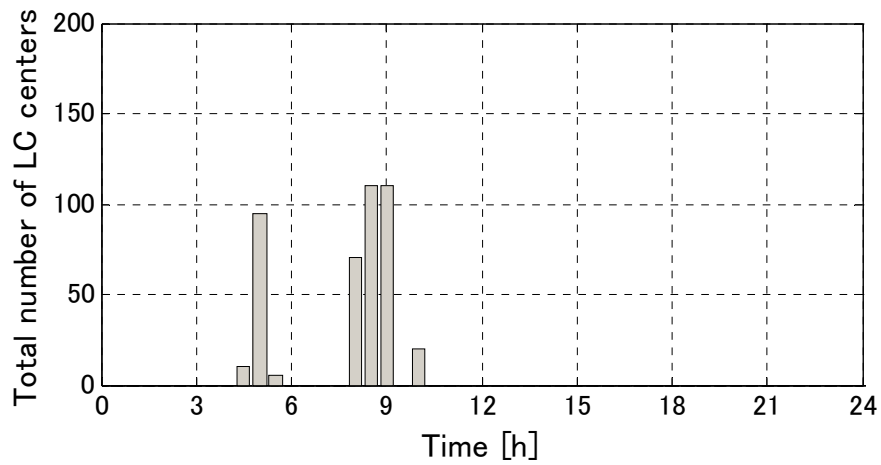
本小節では、前節で提案した HP 給湯機群を利用した EDC 手法についてシミュレーション結果を検証する。まず、計画段階においてタブーサーチを用いて HP 給湯機の運転台数および運転時間帯を決定した結果として、HP 給湯機群の運転開始時刻の分布と合計消費電力をそれぞれ図 7.6、図 7.7 に示す。なお、再生可能エネルギー電源出力変動に対して確

保すべき制御容量の割合 (R_W および R_{PV}) はパラメータとし、0%, 1%, 2%の3通りについてシミュレーションを行っている。

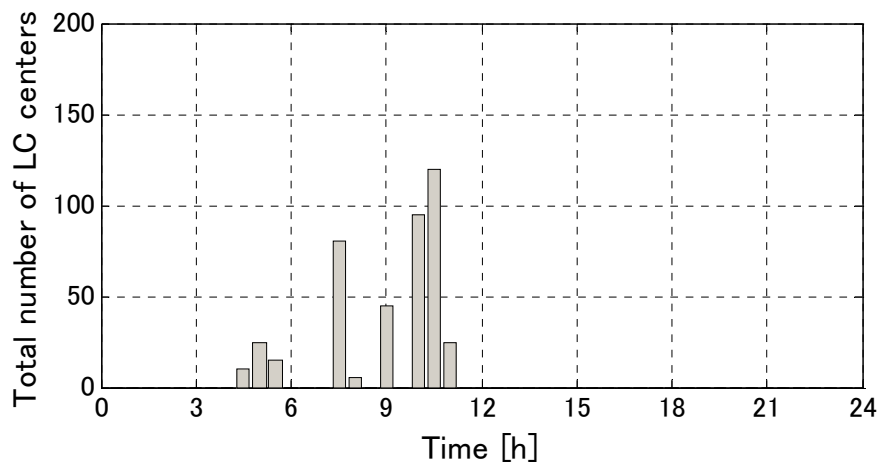
図 7.6 の縦軸は、その時刻に起動する LC センターの数を表す。本シミュレーションでは HP 給湯機群を 84 グループに分割し、48 の時間断面を考慮しているが、図 7.6(a)~(c)では運転を開始する HP 給湯機群が存在する時間断面の数はそれぞれ、6, 6, 9 となっており、複数のグループがある程度まとまって運転していることが分かる。図 7.6(a)~(c)では 5 時前後または 8 時~11 時に運転を開始する LC センターの数が多くなっており、図 7.7 (a)~(c)からも消費電力が 6 時前後と 10 時~12 時の 2 箇所で大きくなっていることが確認できる。6 時前後のピークは、負荷平準化のため HP 給湯機群をこの時間帯に運転することが経済的に有利であることによる。10 時~12 時は再生可能エネルギー電源の出力が大きくなっていく時間帯で、火力発電の出力が小さい中で制御容量を確保するため、新たに火力発電を並列する必要があるが、この時間帯の負荷そのものは小さいので火力発電は部分負荷運転を行うことになる。10 時~12 時のピークは、1 日のうちこの時間帯で HP 給湯機群を運転すれば、部分負荷運転を行っている火力発電機の負荷率を向上し、1 日全体を通しての経済性が高まることによる。図 7.6 (b), (c)では図 7.6(a)と比べて 5 時前後に運転を開始する LC センターの数が少なく、8 時~11 時に運転を開始する LC センターの数が多くなっているが、これは、日中は太陽光発電の出力が大きくなるため、再生可能エネルギー電源に対して確保すべき制御容量が大きくなり、部分負荷運転を行っている火力発電機の数が増えるためである。なお、図 7.7 における消費電力の 10 時~12 時のピークに注目すると、図 7.7(a)と比べて、図 7.7(b)ではピークが早い時間に、図 7.7(c)ではピークが遅い時間に見られる。また、図 7.6(a), (b)とは異なり、図 7.6(c)では 7 時~8 時に起動する HP 給湯機群が存在している。そのため、図 7.7(a), (b)とは異なり、図 7.7(c)では前述した 2 つのピークの間における消費電力が複雑に変化している。これらの理由は、HP 給湯機群が負荷平準化や火力発電の負荷率向上だけでなく系統全体の制御容量確保を目的として運転されているためであるが、これについては後に詳述する。



(a) $R_W = R_{PV} = 0\%$

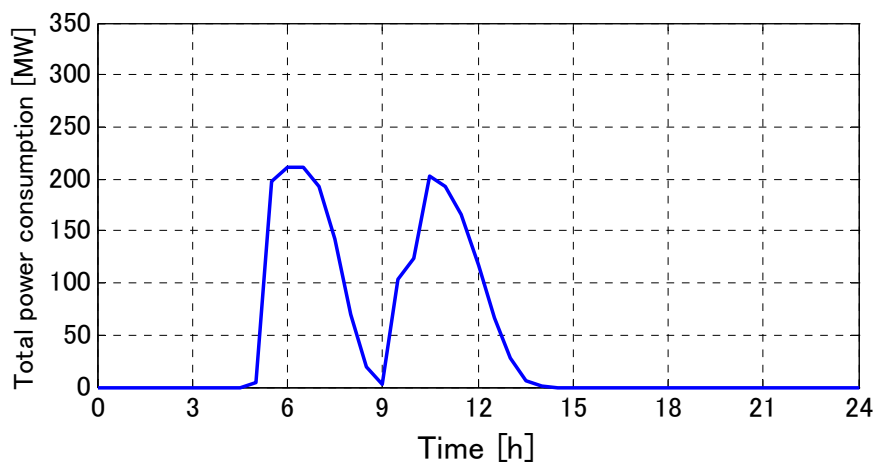


(b) $R_W = R_{PV} = 1\%$

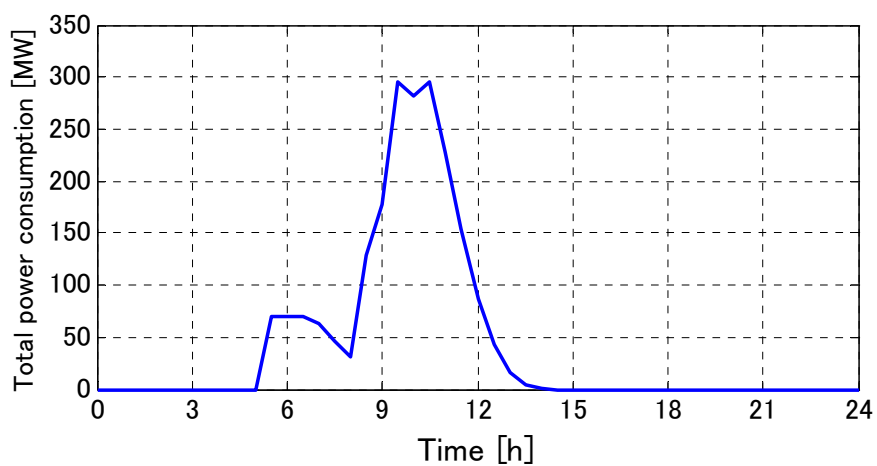


(c) $R_W = R_{PV} = 2\%$

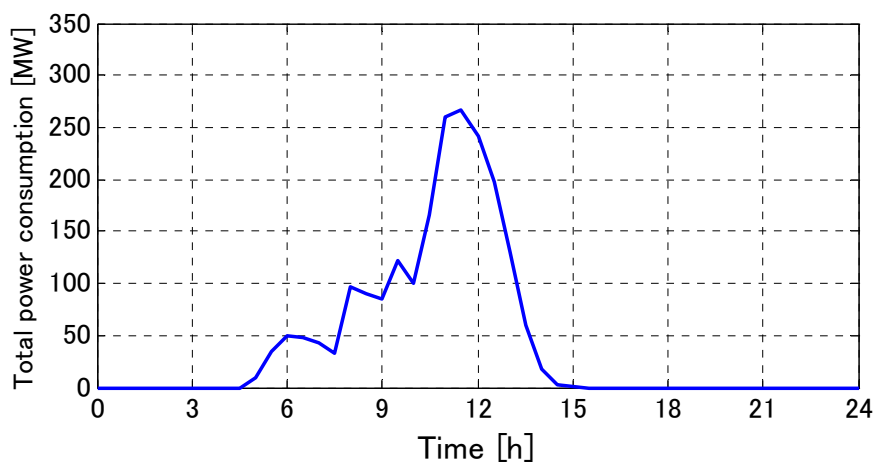
図 7.6 HP 給湯機群の運転開始時刻の分布



(a) $R_W = R_{PV} = 0\%$



(b) $R_W = R_{PV} = 1\%$



(c) $R_W = R_{PV} = 2\%$

図 7.7 HP 給湯機群の合計消費電力

図 7.8 に各ケースの合計制御容量の時間変化を示す。また、図 7.9 に各ケースの LFC 発電機群、BESS、EV 群、HP 給湯機群の制御容量（LFC 容量）の時間変化を示す。図 7.9 では合計制御容量（図中の Total）と確保すべき制御容量（図中の Required）も併せて示す。図 7.8 および図 7.9 から、 $R_W = R_{PV} = 0\%$ 、 1% 、 2% の順に 8 時～17 時の合計制御容量が大きくなっているのが分かる。それ以外の時間帯においても系統全体として確保すべき制御容量は $R_W = R_{PV} = 0\%$ 、 1% 、 2% の順に大きくなるが、夕方から夜間にかけては太陽光発電の出力がなく、また負荷も大きいいため火力発電の並列台数が多くなり、十分な制御容量が確保されているため、これら 3 通りの合計制御容量が全て同じ大きさで変化している。合計制御容量（図 7.9 における黒線）は確保すべき制御容量（図 7.9 における黒点線）以上である必要があるが、図 7.9 ではこれらが一致している時間帯が散見される。なお、合計制御容量と確保すべき制御容量が一致する時間帯は必ず HP 給湯機群が LFC に利用されており（図 7.9 において HP 給湯機群による制御容量が存在）、新たに火力発電機を起動する代わりに HP 給湯機群を運転して LFC に利用していることが分かる。これは、新たに火力発電機を起動するとその分だけ負荷率が低下して燃料費が増加し、また火力発電機 1 台あたりの LFC 容量が大きいいため制御容量を必要以上に確保することになり、HP 給湯機群を制御容量の確保に必要な分だけ運転するほうが経済的であることによる。このような時間帯は、 $R_W = R_{PV} = 0\%$ 、 1% 、 2% の順に多く見られ、特に $R_W = R_{PV} = 2\%$ の場合は長期間にわたっている。これは、 R_W および R_{PV} が大きいほど確保すべき制御容量も大きくなり、負荷平準化や火力発電の負荷率向上だけでなく、系統全体の制御容量確保を主な目的として運転している HP 給湯機群が多くなっているためである。

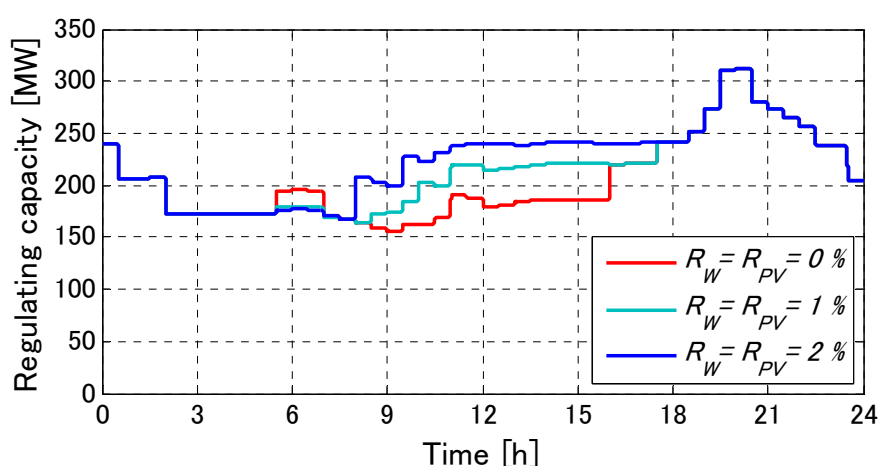
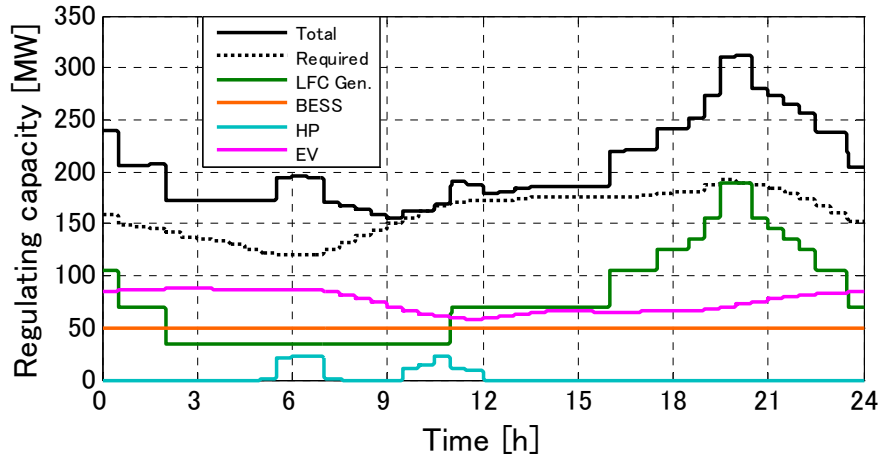
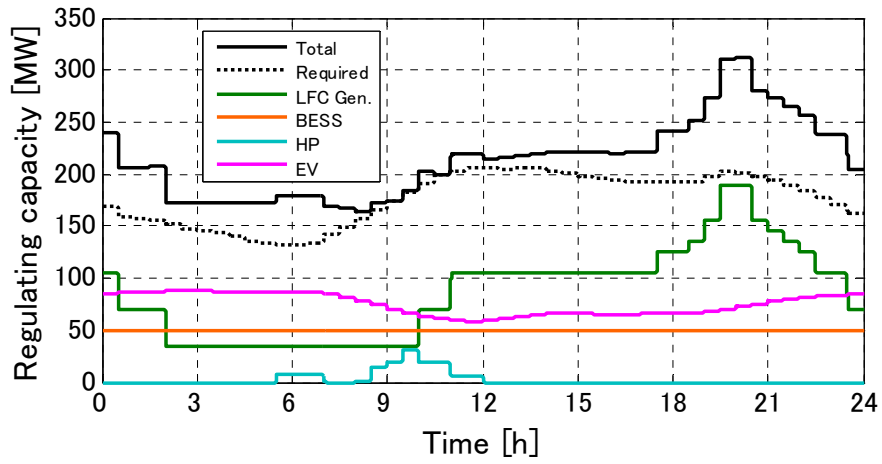


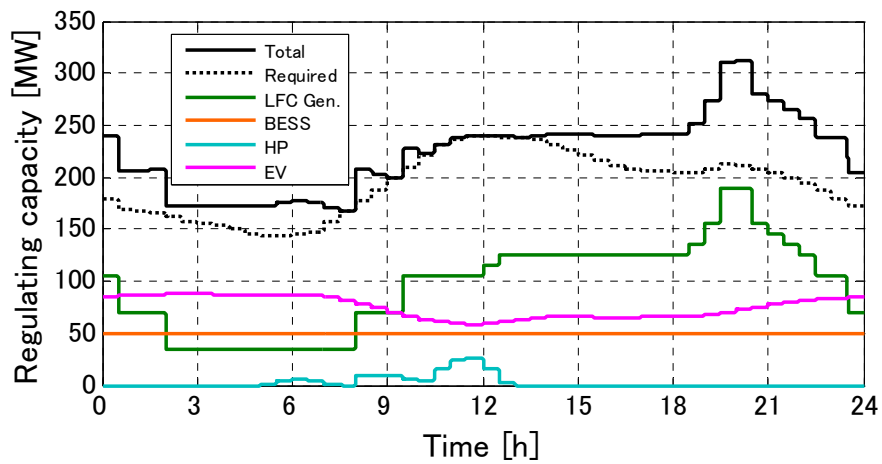
図 7.8 各ケースの合計制御容量の時間変化



(a) $R_W = R_{PV} = 0\%$



(b) $R_W = R_{PV} = 1\%$



(c) $R_W = R_{PV} = 2\%$

図 7.9 各制御容量の時間変化

図 7.9(b)では 9 時～9 時 30 分において黒の実線と点線が一致しているが、この時間帯に HP 給湯機群を制御容量の確保に必要な分だけ運転することで、火力発電機の起動を遅らせ、その分だけ燃料費を節約しているのが分かる。図 7.7(b)で消費電力の 2 つめのピークが図 7.7(a)と比べて早い時間に存在していたのはこのためである。同様に、図 7.9(c)では 9 時～9 時 30 分および 11 時～13 時において黒の実線と点線が一致しており、この時間帯の火力発電の燃料費を節約しているのが分かる。図 7.7(c)で消費電力が 9 時前後に複雑に変化し、後半のピークが図 7.7(a)と比べて遅い時間に存在していたのはこのためである。

次に、運用段階で最適負荷配分を行って求めた火力発電の合計運転コスト（燃料費と起動費の合計）を図 7.10 に示す。再生可能エネルギー電源出力変動に対して確保すべき制御容量の割合（ R_W および R_{PV} ）を 0%、1%、2%とした 3 通りについて、HP 給湯機群を LFC にも EDC にも利用しない場合、LFC と EDC に利用する場合の 2 つについて運転コストを求めている。なお、HP 給湯機群を LFC にも EDC にも利用しない場合では、全ての HP 給湯機が 0 時から運転を開始して 1 日に必要な湯量を一度に沸き上げるものとする。 R_W および R_{PV} が大きくなるにつれてコストは大きくなるが、いずれの場合も HP 給湯機群を LFC と EDC に利用する場合のコストが安くなっており、提案する EDC 手法の効果が確認できる。

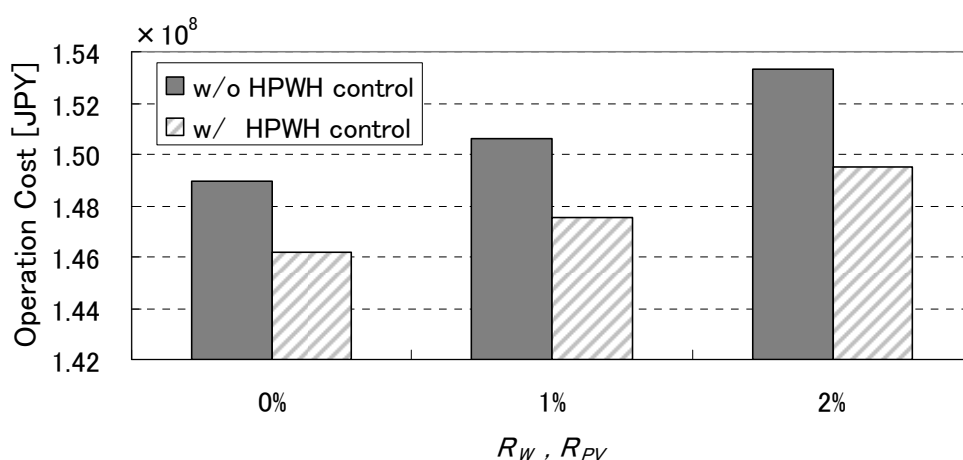


図 7.10 火力発電の合計運転コスト

7-3-2 HP 給湯機群を EDC に利用する場合の周波数解析

本小節では、前小節で決定した運転台数および運転時間帯で HP 給湯機群を運転・制御した場合について、24 時間の周波数解析を行った結果を示す。ここでも、再生可能エネルギー電源出力変動に対して確保すべき制御容量の割合（ R_W および R_{PV} ）は、0%、1%、2%の 3 通りを考える。前章までの周波数シミュレーションでは、「3-2 EDC システムモデル」の手法に従って、火力発電の合計並列容量は出力に比例し、LFC 容量は合計並列容量に比

例するとしていたが、ここではどちらも前小節でのシミュレーションによって求めた発電機の起動停止計画に従うものとする。その他のシミュレーション条件については前章と同じであるとし、負荷および再生可能エネルギー電源については図 6.6 に示す短周期成分を含む変動データを用いる。前小節では 1 グループあたり LC センター 5 箇所として 84 のグループについてシミュレーションを行ったが、図 7.6 の結果から、 $R_W = R_{PV} = 0\%$ の場合は 6 グループに、 $R_W = R_{PV} = 1\%$ の場合は 6 グループに、 $R_W = R_{PV} = 2\%$ の場合は 9 グループに、運転開始時刻に応じてさらにまとめるとし、シミュレーションにはそれぞれ 6 台、6 台、9 台の集約 HP 給湯機モデルを使用するものとする。各グループの HP 給湯機群の合計定格消費電力 $P_{installed}^k$ と、予想沸上時間（1 日に必要な湯量の 4 分の 3 の予想沸上時間）の平均 T_{AVG}^k および標準偏差 T_{SD}^k を表 7.3 に示す。

表 7.3 各グループの HP 給湯機群の合計定格消費電力と予想沸上時間

(a) $R_W = R_{PV} = 0\%$

	Group 1	Group 2	Group 3	Group 4	Group 5	Group 6
$P_{installed}^k$ [MW]	6	212	17	114	23	90
T_{AVG}^k [h]	2.59	2.64	2.64	2.62	2.61	2.59
T_{SD}^k [h]	0.55	0.54	0.54	0.54	0.55	0.55

(b) $R_W = R_{PV} = 1\%$

	Group 1	Group 2	Group 3	Group 4	Group 5	Group 6
$P_{installed}^k$ [MW]	75	11	126	60	133	56
T_{AVG}^k [h]	2.60	2.62	2.66	2.62	2.61	2.59
T_{SD}^k [h]	0.54	0.54	0.54	0.54	0.55	0.55

(c) $R_W = R_{PV} = 2\%$

	Group 1	Group 2	Group 3	Group 4	Group 5	Group 6	Group 7	Group 8	Group 9
$P_{installed}^k$ [MW]	11	27	15	87	5	50	105	133	28
T_{AVG}^k [h]	2.55	2.59	2.66	2.64	2.73	2.64	2.63	2.60	2.57
T_{SD}^k [h]	0.54	0.54	0.53	0.54	0.54	0.55	0.55	0.54	0.55

表 7.4 に、全シミュレーション期間（24 時間）の周波数偏差の最大値、RMS 値、および 50 ± 0.1 [Hz] または 50 ± 0.05 [Hz] の時間滞在率を示す。当然ながら、 R_W 、 R_{PV} が大きくなるほど周波数変動は小さくなっている。図 7.11～図 7.13 に、3 時間ごとの周波数偏差の最大値、RMS 値、時間滞在率（ 50 ± 0.05 [Hz]）を示す。時間帯によって周波数変動の大きさは異なり、系統全体としての制御容量が小さく、かつ太陽光発電の出力が大きい 6 時

～15 時において周波数変動が大きくなっている。また、 R_W 、 R_{PV} の大きさによって時間帯ごとに周波数変動がどの程度抑制されるかについても定量的に確認できる。

表 7.4 周波数変動評価指標

	Max [Hz]	RMS [Hz]	Staying Rate [%]	
			50 ± 0.1 [Hz]	50 ± 0.05 [Hz]
$R_W = R_{PV} = 0 \%$	0.212	0.0254	99.8	94.8
$R_W = R_{PV} = 1 \%$	0.185	0.0241	99.9	95.7
$R_W = R_{PV} = 2 \%$	0.152	0.0230	99.9	96.4

図 7.14 に表 7.3 に示すようにグループ分けした HP 給湯機群それぞれの消費電力を示す。グループごとに起動され、さらに LFC 信号に対して応答している様子が確認できる。

なお、表 7.4 を表 6.6 のケース 3 と比較すると、前章でのシミュレーション結果と比べて周波数変動が小さくなっているが、これは前章とは火力発電の LFC 容量に関する条件が異なるためである。前章でのシミュレーションでは「3-2 EDC システムモデル」で述べたように火力発電の合計並列容量は単純に出力に比例するとしていたが、本シミュレーションでは系統全体として一定の制御容量を確保するという制約を考慮して火力発電が並列している。図 7.9 と図 6.18 を比較すると、本シミュレーションでの火力発電の LFC 容量が大きくなっていることが分かる。

このように、実際に HP 給湯機群を利用して LFC と EDC の両方を行った場合の周波数変動についても、本研究で提案したシミュレーションモデルを用いて評価することができる。周波数変動は使用する風力発電や太陽光発電のデータによって異なるため、実際に大量の再生可能エネルギー電源が導入された状況における統計的な変動データが得られたときに改めて議論が必要となるが、どれだけの制御容量を確保すべきかや、HP 給湯機の運転台数および運転時間帯をどのように決定するのが周波数変動抑制にとって効果的であるかを検討することも可能である。なお、その際は、どの時間帯で HP 給湯機群による周波数変動抑制効果を期待するか（例えば、図 7.11～図 7.13 に見られるように周波数変動の大きさは時間帯によって異なる）などの系統運用者の意図や、制御容量確保に対する火力発電のコスト増加をどの程度まで許容するかといった問題についても考慮する必要がある。

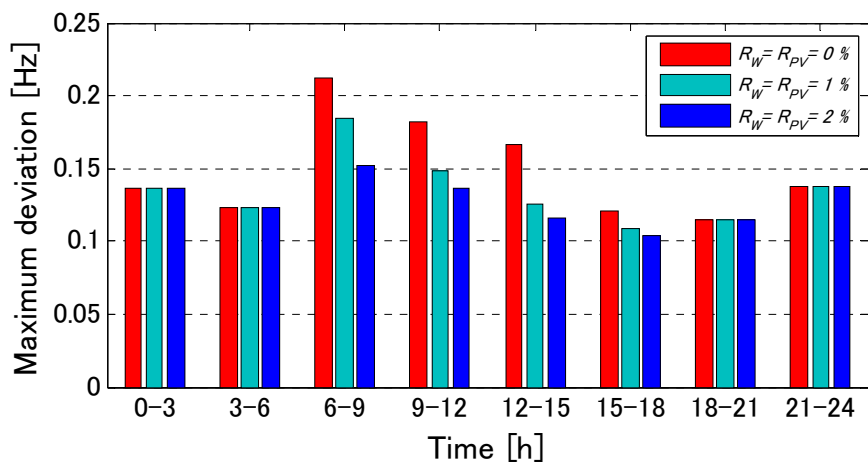


図 7.11 3 時間ごとの周波数偏差の最大値

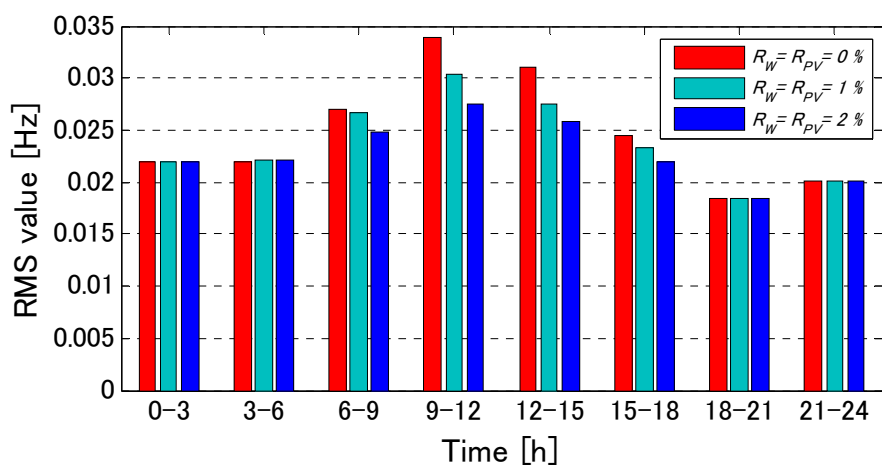


図 7.12 3 時間ごとの周波数偏差の RMS 値

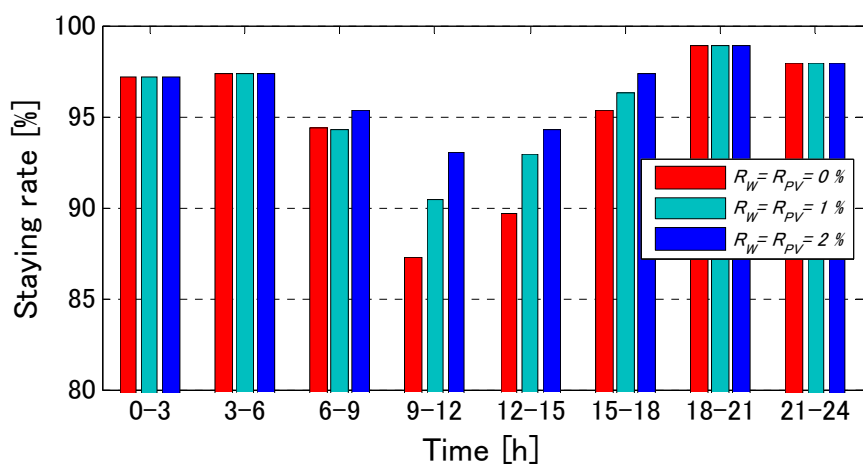
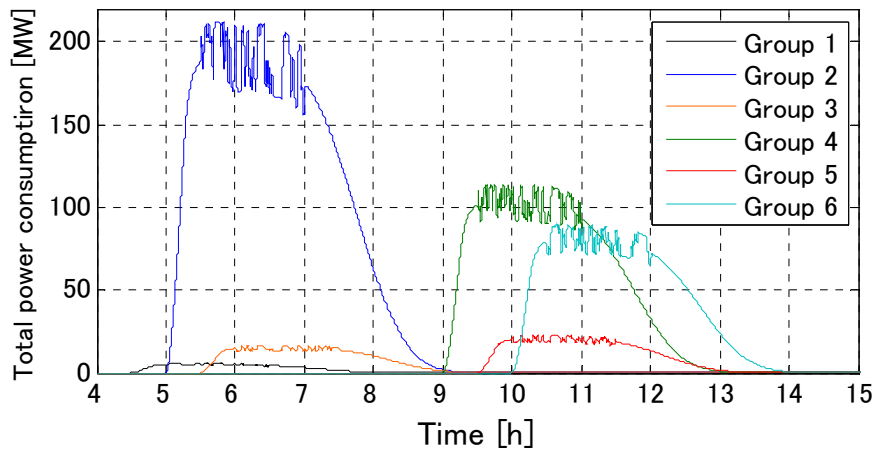
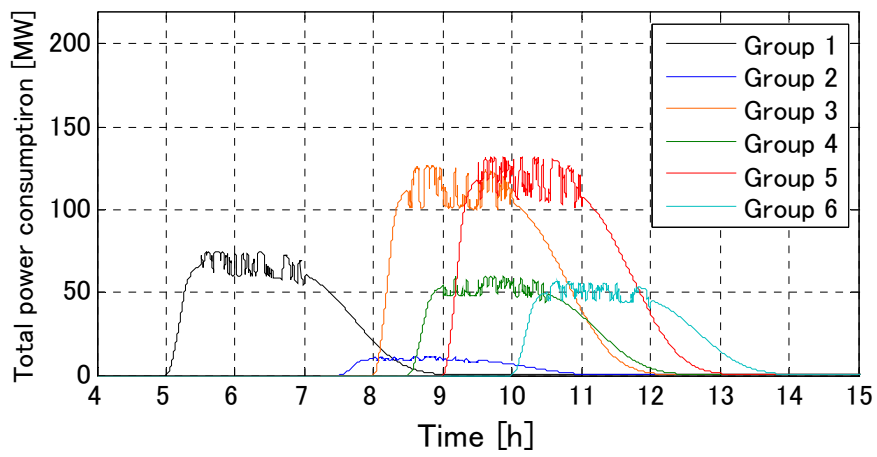


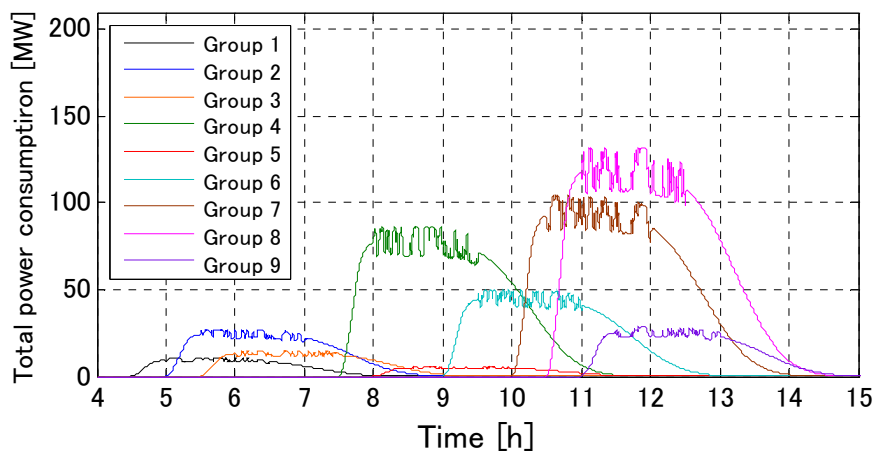
図 7.13 3 時間ごとの周波数時間滞在率 (50 ± 0.05 [Hz])



(a) $R_W = R_{PV} = 0\%$



(b) $R_W = R_{PV} = 1\%$



(c) $R_W = R_{PV} = 2\%$

図 7.14 各グループの HP 給湯機群の合計消費電力

第8章 おわりに

本研究では、風力発電や太陽光発電などの大量の再生可能エネルギー電源が導入され、需給バランスを保つのが困難になると予想される将来の電力系統において、可制御な需要家機器である HP 給湯機と EV の電力系統需給制御への利用に注目し、多数台の HP 給湯機および EV の集約制御手法と、それらの集約制御を前提とした電力系統需給制御手法として新しい LFC 手法と EDC 手法を提案し、その効果をシミュレーションによって検証した。本章では、本研究で行った検討と、本研究を通して明らかになったことについてまとめる。

はじめに、電力系統需給制御のための多数台の HP 給湯機を集約制御手法の検討を行った。本研究では中央給電指令所と多数の LC センターからなる二階層制御システムを想定し、まず LC センター単位で HP 給湯機を起動・制御する制御システムの下層部分（LC センター－HP 給湯機）における HP 給湯機群の制御手法を提案した。本手法の電力系統周波数制御に与える効果は、給湯需要など需要家の不確実性を考慮した周波数シミュレーションによって検証し、湯切れの発生や必要湯量の沸上不足の発生など需要家の利便性を損なうことなく、周波数変動を抑制できることが分かった。また、本手法を用いて HP 給湯機を制御することを前提に、多数台の HP 給湯機の動作を模擬する集約 HP 給湯機モデルを設計した。集約 HP 給湯機モデルの妥当性はシミュレーションによって検証し、集約 HP 給湯機モデルを周波数解析などの電力系統解析シミュレーションに利用することが可能であることを明らかにした。詳細な HP 給湯機モデルを想定台数だけ用いた電力系統解析シミュレーションは非常に大規模かつ複雑であるが、多数台の詳細 HP 給湯機モデルの代わりに集約 HP 給湯機モデルを用いることで、シミュレーションを簡単化することができる。さらに、多数の LC センターを LC センター群としてグループ化し、グループごとに群制御を行う制御システムの上層部分（中央給電指令所－LC センター）における HP 給湯機群の制御手法も提案した。

次に、電力系統需給制御のための多数台の EV の集約制御手法の検討を行った。HP 給湯機の場合と同じように中央給電指令所と多数の LC センターからなる二階層制御システムを想定し、まず LC センター単位で EV を制御する制御システムの下層部分（LC センター－EV）における EV の制御手法として SOC 同期制御手法を提案した。本手法は、SOC の大きさに応じて EV 群に LFC 信号を割り当てることで、EV 群の SOC を制御可能な範囲に保って制御能力の低下を防ぐだけでなく、EV 群の SOC を同期させることで EV 群の管理を容易にし、制御可能な EV 群を集約して制御することを可能にする手法である。SOC 同期制御の効果は、制御可能な EV の台数など使用者の不確実性を考慮したシミュレーションによって検証し、本手法によって LC センター単位で SOC を同期して変化させることができることが分かった。また、本手法を用いて EV を制御することを前提に、多数台の EV の動作を模擬する集約 EV モデルを設計した。集約 EV モデルの妥当性はシミュレーションに

よって検証し、集約 EV モデルを周波数解析などの電力系統解析シミュレーションに利用することが可能であることを明らかにした。集約 EV モデルは集約 HP 給湯機モデルと同様に電力系統解析シミュレーションを簡単化することができる。さらに、中央給電指令所が LC センターごとに、LC センター単位で同期して変化している SOC に応じて LFC 信号を割り当てることで、系統の制御可能な全 EV の SOC を同期させることができる制御システムの上層部分（中央給電指令所－LC センター）における EV 群の SOC 同期制御手法も提案した。

さらに、ここまでに提案した HP 給湯機群の集約制御手法と EV 群の集約制御手法を組み合わせることを前提とし、従来発電機群、BESS、HP 給湯機群、EV 群による新しい LFC 手法を提案した。本手法は、HP 給湯機群と EV 群の集約制御の特徴を考慮し、LFC 信号を変動の周期と大きさに応じて各制御対象に割り当てる LFC 手法である。本手法の効果は、HP 給湯機群と EV 群の機器としての使用を考慮するため長期間（24 時間）の周波数シミュレーションによって検証し、HP 給湯機群と EV 群による周波数変動抑制効果を確認した。また、時間帯ごとに制御効果を評価し、周波数変動の大きくなる時間帯に周波数変動を抑制できていることが分かった。さらに、BESS のインバータ容量をパラメータとして同様のシミュレーションを行い、HP 給湯機群と EV 群による BESS のインバータ容量削減効果を定量的に評価できることを明らかにした。

最後に、可制御負荷の MWh 価値に注目し、HP 給湯機群の消費電力制御を短周期の需給変動の補償だけでなく長周期の需給変動の補償にも利用する新しい EDC 手法を提案し、シミュレーションによって検証した。本手法は、系統全体として確保すべき制御容量（LFC 容量）を制約条件として考慮し、系統の全 HP 給湯機を多数のグループに分割し、グループごとに HP 給湯機群を LFC と EDC に利用するものとして、火力発電の起動停止計画（日間運用計画）を作成し、HP 給湯機の運転台数および運転時間帯を決定する手法である。本手法を用いることで電力系統の運用コストが最小になるよう LFC および EDC に利用する HP 給湯機群の運転計画を作成できることが分かった。また本手法によって作成した計画に従って HP 給湯機群を運転・制御した場合の周波数変動をシミュレーションによって解析し、提案する HP 給湯機群を利用した EDC 手法を行った場合の周波数変動についても、本研究で提案したシミュレーションモデルを用いて評価することができることを確認した。

本研究では、既存の火力発電と、安定化対策として将来必要になると予想される BESS、さらに将来の普及が期待される需要家機器である HP 給湯機群および EV 群を協調して制御することで効果的な電力系統需給制御を行うことが可能であることを明らかにした。本研究を通して、可制御な多数台の需要家機器を利用した電力系統需給制御が、我が国の将来の電力系統の制御体系の一つのあり方として実現しうるものであることが示された。

謝辞

本研究を進めるに当たり、横山明彦教授からは終始懇切かつ熱心なご指導を承り大変お世話になりました。また、同研究グループの谷口治人先生、中島達人先生、馬場旬平先生、キッシリ・マダパタ・リヤナゲ先生、太田豊先生にも、多くのアドバイスをいただきまして、研究を進める上での大きな助けとなりました。この場を借りて厚く御礼申し上げます。

博士3年のグエン・ホァン・ヴィエット氏、河辺賢一氏、博士1年の相原良太氏、北川彰宏氏、修士2年の井上孝弘氏、木原寛之氏、修士1年の上田知広氏、佐藤江里子氏、チャトゥプロムウォン・ピシェン氏、卒論生の小川耕平氏、坪田亮氏、和田康平氏、研究生のファイ氏、卒業された入江寛氏、クリサナ・タンパティパーン氏、若林悠太氏、郡司掛安俊氏、千貫智幸氏、ナタウット・パンスワン氏、清水浩一郎氏、宮原啓太氏、吉原徹氏、石川幸一郎氏、リー・ヴィエット・ティエン氏、チャイラーク・ヤパタナジット氏とはとても楽しく充実した研究生生活を送ることができました。本当にありがとうございました。また、秘書・技術専門職員の皆様など、研究に必要な様々な便宜をはかっていただいた方々にも大変感謝しております。

最後に、私の研究生生活を支えてくださったすべての皆さまに感謝の意を表し、今後のご発展とご活躍を心からお祈り致します。

参考文献

- [1] 資源エネルギー庁：「長期エネルギー需給見通し」，2008
- [2] 資源エネルギー庁：「新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策について」，2008
- [3] ダイキン：「家庭用自然冷媒（CO₂）ヒートポンプ給湯機総合カタログ」，2009
- [4] 三菱自動車：「i-MiEV・Mitsubishi Innovative Electric Vehicle-カタログ」，2010
- [5] 金城圭寿，千住智信，與那篤史，舟橋俊久：「分散配置された可制御負荷群による系統周波数・電圧制御」，電気学会，電力・エネルギー部門大会，2011
- [6] J. R. Pillai and B. Bak-Jensen: “Integration of Vehicle-to-Grid in the Western Danish Power System”, IEEE Trans. Sustainable Energy, Vol. 2, No. 1, pp. 12-19, 2011
- [7] P.M.R. Almeida, J.A.P. Lopes, F.J. Soares, and M.H. Vasconcelos, “Automatic Generation Control Operation with Electric Vehicles,” 2010 iREP Symposium on Bulk Power System Dynamics and Control (iREP), 2010
- [8] 高木雅昭，山本博巳，山地憲治，岡野邦彦，日渡良爾，池谷知彦：「LFC 信号を用いたプラグインハイブリッド車の充電制御による負荷周波数制御手法」，電気学会論文誌 B, Vol. 129, No. 11, pp. 1342-1348, 2009
- [9] M.D. Galus, S. Koch, and G. Andersson: “Provision of Load Frequency Control by PHEV, Controllable Loads, and a Cogeneration Unit”, IEEE Trans. Industrial Electronics, Vol. 58, No. 10, pp. 4568-4582, 2011
- [10] C. M. Chu, T. L. Jong, and Y. W. Huang, “A Direct Load Control of Air-conditioning Loads with Thermal Comfort Control”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005
- [11] C. M. Chu and T. L. Jong, “A Novel Direct Air-Conditioning Load Control Method”, IEEE Trans. Power Systems, Vol. 23, No. 3, pp. 1356-1363, 2008
- [12] L. Yao and H.-R. Lu, “A Two-Way Direct Control of Central Air-Conditioning Load Via the Internet”, IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 24, No. 1, pp. 240-248, 2009
- [13] 近藤潤次，A. Shafu, N. Jenkins, D. Pudjianto, G. Strbac：「需要家利便性を考慮した直接負荷制御法の検討」，電気学会論文誌 B, Vol. 129, No. 2, pp. 283-290, 2009
- [14] 近藤潤次：「電気温水器群の自立的周波数調整による風力発電導入可能量増大の定量的評価」，電気学会，電力技術・電力系統技術合同研究会，2008
- [15] 井上敬，岩船由美子：「需要の違いを考慮した家庭用ヒートポンプ式給湯機の運用と太陽光発電出力の平準化」，電気学会，全国大会，2010
- [16] 関根康次：「電力系統工学」，電気書院，1976

- [17] 長谷川淳, 斉藤浩海, 大山力, 北裕幸, 三谷康範:「電気学会大学講座 電力系統工学」, 電気学会, 2002
- [18] 電気学会:「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, No.869, 2002
- [19] 井上俊雄:「電力系統の周波数制御から見た火力機の出力行動特性」, 電気学会論文誌 B, Vol. 124, No. 3, pp. 343-346, 2004
- [20] 資源エネルギー庁:「蓄電池技術の現状と取組について」, 2009
- [21] National Energy Technology Laboratory, “Advanced Metering Infrastructure”, Conducted for U.S. Department of Energy, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, 2008
- [22] 関西電力:「新計量システムの導入に向けた取組みについて」, 2008
- [23] 東京大学先端電力エネルギー・環境技術教育研究センター (APET):
<http://www.apet.t.u-tokyo.ac.jp/>
- [24] 有田征史, 横山明彦, 多田泰之:「FFC-TBC 系統連系での蓄電池による連系線潮流変動抑制に関する基礎検討」, 電気学会論文誌 B, Vol. 128, No. 7, pp. 953-960, 2008
- [25] 入江寛, 横山明彦, 多田泰之:「大容量風力発電導入時における需要家ヒートポンプ給湯器と蓄電池の協調による系統周波数制御」, 電気学会論文誌 B, Vol. 130, No. 3, pp. 338-346, 2010
- [26] 総務省統計局:「平成 17 年国勢調査」, 2005
- [27] 郡司掛安俊:「ヒートポンプ給湯器と蓄電池による需要家利便性を考慮した系統周波数協調制御」, 東京大学卒業論文, 2010
- [28] 財団法人気象業務支援センター:「地上気象観測 1 分値データ」, 2007
- [29] 今村栄一, 浅野浩志:「首都圏における電力・給湯需要構造分析」, 電力中央研究所研究報告, Y08054, 2009
- [30] 国土交通省道路局:「平成 17 年度道路交通センサス」, 2005
- [31] 電気学会:「電力系統の標準モデル」, 電気学会技術報告, Vol.754, 1999
- [32] 高野富裕:「自然エネルギー発電と電力貯蔵技術」, 電気学会論文誌 B, Vol. 126, No. 9, pp. 857-860, 2006
- [33] 宮原啓太:「太陽光発電が大量導入された際の将来型電力系統における CO₂ 排出量と経済性の関係の評価手法の研究」, 東京大学修士論文, 2011
- [34] 井上孝弘, 益田泰輔, 横山明彦:「大量の再生可能エネルギー電源が導入された電力系統の経済運用のための多数台のヒートポンプ給湯機の群制御手法の基礎的検討」, 電気学会, 電力技術・電力系統技術合同研究会, 2010
- [35] 電力系統利用協議会:「電力系統利用協議会ルール」, 2010
- [36] 西崎康:「大容量風力発電連系系統における周波数制御のための風車ピッチ角制御とその蓄電池容量削減効果に関する研究」, 東京大学卒業論文, 2008

[37] 電気事業連合会：「メガソーラーの設置状況および分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業について」，2011

発表文献

誌上発表

- [1] 益田泰輔, 郡司掛安俊, 横山明彦, 多田泰之: 「大量の再生可能エネルギー電源が導入された電力系統における需要家の利便性と不確実性を考慮した多数台の可制御ヒートポンプ給湯機の統計的モデリングとその周波数制御への適用」, 電気学会論文誌 B, Vol. 131, No. 1, pp. 9-19, 2011
- [2] 益田泰輔, 清水浩一郎, 横山明彦: 「大量の再生可能エネルギー電源が導入された電力系統における多数台のヒートポンプ給湯機と電気自動車を利用した負荷周波数制御」, 電気学会論文誌 B, Vol. 132, No. 1, pp. 23-33, 2012

口頭発表 (国際)

- [1] T. Masuta, Y. Gunjikake, A. Yokoyama, and Y. Tada: “System Frequency Control by Heat Pump Water Heaters Considering Customers’ Convenience in a Power System with a Large Penetration of Renewable Energy Sources”, 16th International Conference of Electrical Engineering, Busan, Korea, July 2010
- [2] T. Masuta, A. Yokoyama, and Y. Tada: “System Frequency Control by Heat Pump Water Heaters (HPWHs) on Customer Side Based on Statistical HPWH Model in Power system with a Large Penetration of Renewable Energy Sources” , IEEE PES POWERCON2010, Hangzhou, China, Oct. 2010
- [3] T. Masuta, A. Yokoyama, and Y. Tada: “Modeling of a Number of Heat Pump Water Heaters as Control Equipment for Load Frequency Control in Power Systems” , IEEE PES PowerTech2011, Trondheim, Norway, June 2011
- [4] T. Masuta, K. Shimizu, and A. Yokoyama: “System Frequency Control by use of both Electric Vehicles and Heat Pump Water Heaters in Power System with a Large Penetration of Renewable Energy Sources”, 17th International Conference of Electrical Engineering, Hong-Kong, China, July 2011
- [5] T. Masuta, A. Yokoyama, and Y. Tada: “A Supplementary Load Frequency Control Method by use of Heat Pump Water Heaters on Customer Side without Real-Time Information” , 17th Power System Computation Conference, Stockholm, Sweden, Aug. 2011

口頭発表（国内）

- [1] 益田泰輔, K. M. Liyanage, 横山明彦, 多田泰之:「大容量風力発電が導入された 2 地域系統における需要家ヒートポンプ給湯器と蓄電池の協調による周波数・連系線潮流制御」, 電気学会, 電力技術・電力系統技術合同研究会, 東京, 2009
- [2] 益田泰輔, 横山明彦, 多田泰之:「制御可能台数の不確実性を考慮したヒートポンプ給湯器による周波数制御の基礎的検討」, 電気学会, 全国大会, 東京, 2010
- [3] 益田泰輔, 郡司掛安俊, 横山明彦, 多田泰之:「大量の再生可能エネルギー電源が導入された電力系統における需要家の利便性と不確実性を考慮した多数台の可制御ヒートポンプ給湯機の統計的モデリングとその周波数制御への適用」, 電気学会, 電力・エネルギー部門大会, 福岡, 2010
- [4] 益田泰輔, 横山明彦, 多田泰之:「系統周波数制御のための多数台のヒートポンプ給湯機のモデリング」, 電気学会, 電力技術・電力系統技術合同研究会, 広島, 2010
- [5] 益田泰輔, 横山明彦, 多田泰之:「系統周波数制御のための多数台のヒートポンプ給湯機の群制御手法の基礎的検討」, 電気学会, 全国大会, 大阪, 2011
- [6] 益田泰輔, 清水浩一郎, 横山明彦:「大量の再生可能エネルギー電源が導入された電力系統における多数台のヒートポンプ給湯機と電気自動車を利用した負荷周波数制御」, 電気学会, 電力・エネルギー部門大会, 福井, 2011
- [7] 益田泰輔, 横山明彦:「多数台のヒートポンプ給湯機と電気自動車を利用した負荷周波数制御手法の定量的評価」, 電気学会, 電力技術・電力系統技術合同研究会, 大阪, 2011
- [8] 益田泰輔, 横山明彦:「多数台のヒートポンプ給湯機を利用した二階層制御システムにおける系統周波数制御手法の検討」, 電気学会, 電力系統技術研究会, 名古屋, 2012
- [9] 益田泰輔, 横山明彦:「ヒートポンプ給湯機と電気自動車を利用した負荷周波数制御に給湯需要の与える影響の評価」, 電気学会, 全国大会, 広島, 2012

付録A 発電機群，蓄電池システム，ヒートポンプ給湯機群による負荷周波数制御

ここでは、「4-2-3 シミュレーションによる検証」にて用いた先行研究[25]で提案された LFC 手法について述べる。本手法は，発電機群，BESS，HP 給湯機群による LFC 手法で，図 4.3 にて説明したように，変動の周期と大きさに応じて LFC 信号を割り当てる。本手法の制御ブロック図を図 A.1 に，パラメータを表 A.1 に示す。なお，4-2-3 では，LFC 手法そのものの効果ではなく，HP 給湯機群の動作および LFC への貢献について明らかにすることを目的としている。

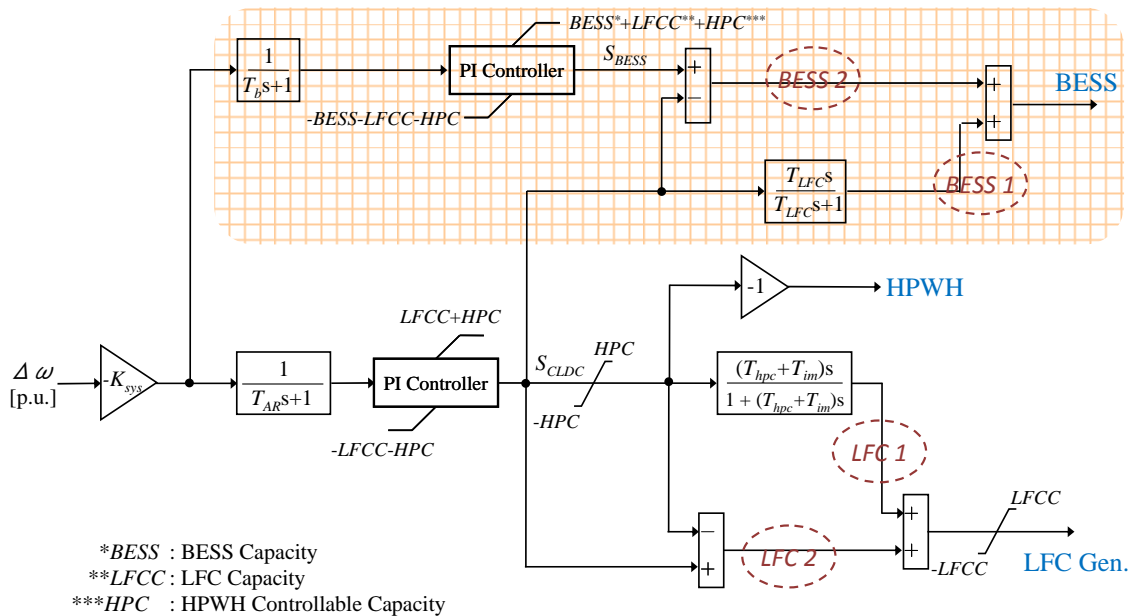


図 A.1 発電機群，BESS，HP 給湯機群による協調 LFC

表 A.1 図 A.1 のパラメータ

K_{sys}	Regulating Energy [%MW/Hz]	9
T_{AR}	Calculation Cycle Time of Area Requirement [s]	10
T_b	Calculation Cycle Time of Area Requirement (BESS) [s]	1
T_{LFC}	Time Constant of High-Pass Filter [s]	9
T_{hpc}	Control Delay of HPWH [s]	30
T_{im}	Induction Motor Delay of HPWH[s]	1

HP 給湯機の応答は、その制御遅延から、LFC 発電機や BESS に比べて遅い。そこで、LFC 信号をまず HP 給湯機群に配分する。HP 給湯機群は応答性または制御容量という 2 つの要因によって LFC 信号の全てに追従できないため、HP 給湯機群が補償できない LFC 信号の成分を次に応答の速い LFC 発電機群で補償する。HP 給湯機群がその応答性のために補償できない成分を *LFC 1*、その制御容量不足のために補償できない成分を *LFC 2* として、その合計を LFC 発電機群に補償させる LFC 信号とする。さらに LFC 発電機群でも応答が間に合わない短周期成分を *BESS 1*、LFC 発電機群の制御容量を超過した分を *BESS 2* として、その合計を最も応答の速い BESS に補償させる LFC 信号とする。HP 給湯機群を制御することによって蓄電池の負担が小さくなり、BESS のみを制御する場合と比べて小容量の蓄電池で同等の制御効果を得ることが可能となっている。

先行研究[25]では BESS の速い応答性を最大限生かすため、BESS 自身が自端周波数を検知して、自身が補償すべき LFC 信号も作成するとしている。図 A.1 の網掛け部分は BESS が制御を行っている部分である。(それ以外の部分は中央給電指令所が制御を行っている部分である。) 中央給電指令所は計算した AR (図 A.1 では計算周期を時定数 T_{AR} の一次遅れで模擬) をもとに、LFC 発電機群と HP 給湯機群の合計制御容量を上下限制約とした PI 制御系によって LFC 信号 S_{CLDC} を作成し、BESS に送信する。BESS は自端周波数から AR を計算し (図 A.1 では計算周期を時定数 T_b の一次遅れで模擬)、LFC 発電機群、HP 給湯機群、BESS の合計制御容量を上下限制約とした PI 制御系によって LFC 信号 S_{BESS} を作成し、中央給電指令所から受信する LFC 信号 S_{CLDC} との差から *BESS 2* を、 S_{CLDC} をハイパスフィルタに通すことで *BESS 1* を作成し、自身に割り当てるべき LFC 信号としている。

このような制御を行うためには、BESS は自端周波数を検知するだけでなく、系統の全 LFC 発電機群の合計 LFC 容量、制御可能な全 HP 給湯機の合計制御容量を把握する必要があるため、中央給電指令所と BESS の間で LFC 信号以外の情報通信も行われることになる。また、これらの情報をもとに LFC 信号を作成し、かつ中央給電指令所から受信した LFC 信号の情報をを用いて BESS 自身に割り当てる LFC 信号を作成する制御システムが BESS に設置される必要がある。さらに、LFC が FFC 方式ではなく TBC 方式である場合は、BESS が連系線潮流変動を瞬時に把握することは困難であり、AR を速い周期で計算することは難しい。AR の通信周期の違いや、各情報の通信遅延・通信ロスなどから、BESS の応答が LFC 発電機群や HP 給湯機群の応答とハンチングを起こす可能性もあり、制御の信頼性を維持するためには非常に確度の高い通信ネットワークと LFC 信号を計算する高度な計算機システムが求められる。

本研究の第 6 章で提案した LFC 手法においては、中央給電指令所が LFC 発電機群、BESS、HP 給湯機群、EV 群に割り当てるべき全ての LFC 信号を作成するとし、BESS 自身は LFC 信号の作成を行わないこととしている。本研究の LFC 手法では、中央給電指令所が一括して LFC 信号を作成するため制御の信頼性が高く、BESS が高度な計算機システムを持つ必要のない方式となっている。この手法では、数秒以下の極めて速い成分について BESS に

補償させることはできないが、再生可能エネルギー電源の出力変動などの短周期成分は電源の大量導入によって平滑化されるため（ならし効果）、影響は小さいと考えられる。ただし、実際にどの程度の変動があり、どの程度の成分まで BESS に補償させるべきかについては、今後の導入状況に応じた統計的な出力変動のデータなども含めて検討していく必要がある。

付録B 合計負荷変動および風力発電・太陽光 発電の出力変動のデータについて

本研究では、新しい LFC 手法を提案し、その効果を周波数シミュレーションによって確認したが、ここでは、シミュレーションに用いた変動データについて述べる。シミュレーションに用いた変動データとしては、合計負荷変動と合計再生可能エネルギー電源の出力変動のデータ（図 4.5, 図 4.6 および図 6.6 参照）がある。「4-2-3 シミュレーションによる検証」および「6-2-1 電力系統モデル」で説明したように、これらの変動の長周期成分については実際のデータをもとに作成し、短周期成分についてはランダム関数を用いて作成している。

負荷変動については、実際の系統運用の実績から、長周期成分が季節や休日・平日に応じてどのように変化するかが明らかになっており、本研究で使ったデータも中間季・休日の傾向を模擬した妥当なものとなっている。短周期成分については、一般に総需要 P_{demand} （合計負荷の大きさ）と負荷変動の標準偏差 σ_D は(B.1)式に示すような関係を持つことから[18]、本研究では短周期成分の変動の標準偏差が(B.1)式を満たすようにデータを作成しており、短周期成分についても妥当なデータを用いている。（ γ ：比例定数、本研究での想定エリアでは 0.6[18]）

$$\sigma_D = \gamma \sqrt{P_{demand}} \quad (\text{B.1})$$

風力発電の出力変動については、実際のデータをもとに作成した風速データを入力として、風力発電モデル[36]を用いて計算した出力を用いている。風速データは 1 分ごとの風速の最大値、最小値（1 ヶ月～2 ヶ月程度のデータの平均）をもとに作成する[27]。1 分以下のデータについては、1 分ごとの風速の最大値と最小値の和の 2 分の 1 を平均、差の 2 分の 1 を偏差として、この値をもとに確率的な変動を加算することで補完している。1 分以内のデータを補間する。系統全体での風力発電の平滑化効果は数十日分のデータを平均することで模擬している。

太陽光発電の出力変動については、1 分ごとの全天日射量（1 ヶ月～2 ヶ月程度の晴天日のデータの平均）をもとに作成している[27]。1 分以下のデータについては、1 分前と現在時刻のデータの日射量の平均と偏差を求め、この値をもとに確率的な変動を加算することで補完している。出力の大きさは、快晴時の正午の出力が合計定格出力の 8 割程度となるように決めている。系統全体での太陽光発電の平滑化効果は数十日分の晴天日のデータを平均することで模擬している。

本研究では風力発電と太陽光発電が大量に導入された電力系統を想定しているが、我が国の現在の電力系統はそのような状況にはなく、これらの出力変動の確かなデータを利用することは難しいため、本研究で使用しているデータも実際の変動とは異なる可能性がある。ただし、本研究における周波数シミュレーションの目的は、詳細な変動データを含む詳細なシミュレーション条件のもとで実際の周波数がどのように変動するかを明らかにするためのケーススタディを行うことではなく、ある変動データを仮定したときに提案する制御手法の効果がどのように現れるかを評価することであるため、変動データそのものはシミュレーションの目的には影響を及ぼさない。

将来の電力系統全体としての風力発電および太陽光発電の出力変動を把握するためには、風力発電の立地候補地域の風速データや、太陽光の全天日射量のデータなどを、多地点において計測する必要がある。我が国では、現在、全国の多地点で日射量の計測が行われており[37]、将来の電力系統全体としての太陽光発電の出力変動の推定に利用できるものとして期待されている。

付録C ヒートポンプ給湯機の運転と給湯需要・湯切れの関係

HP 給湯機の運転および使用については「4-1 HP 給湯機の運転および使用」において述べたように、1 日ごとに 1 日分の湯を事前に沸かしてタンクに貯めておき、給湯需要に応じて湯を使用するという方法をとっている。ここでは、HP 給湯機の消費電力を電力系統需給制御に利用する場合としない場合について、どのような場合に HP 給湯機に湯切れが発生するかを説明する。

図 C.1～図 C.3 に、1 日の HP 給湯機の運転と給湯需要の関係のイメージ図として、沸上時間帯が異なる A～C の 3 通りのケースを示す。給湯需要はそれぞれのケースで同じであるとし、朝と夜にのみ給湯需要が発生する単純な給湯需要としている。それぞれの図は、上から順に、HP 給湯機の熱出力 [kW] (定格出力：4 [kW])、給湯需要 [kW (= kWh/h)] (1 日分の使用湯量：16 [kWh])、タンク内湯量 [kWh] (タンク容量：16 [kWh]) を示す。タンク内湯量は次の 1 時間の給湯需要以上の湯量を保つものとする。(例えば 21 時～22 時の給湯需要は 6 [kWh] なので、21 時の時点でタンク内には 6 [kWh] 以上の湯量を保つよう運転する。) 簡単のため、1 日分の沸上湯量と使用湯量は同じであるとし、熱損失等は考慮しないものとする。各ケースの HP 給湯機は毎日決められた時間帯に沸上運転を行うとし、ケース A では給湯需要のない 1 時～5 時に、ケース B では給湯需要の小さい 7 時～11 時に、ケース C では給湯需要の大きい 19 時～23 時に運転している。

1 日のタンク内湯量の最大値はケース A、ケース B、ケース C の順に小さくなる。これは、沸上時間中に給湯需要があると湯を沸き上げながら使用することになりタンクに貯まる湯量が小さくなるためである。給湯需要が大きい時間帯に沸上運転を行うケース C では、1 日のタンク内湯量の最大値は特に小さくなる。つまり、毎日の給湯需要が同じで、毎日この時間帯 (19 時～23 時) に沸上運転を行うのであれば、タンク容量は小さくて済むことになる。タンク容量が小さくなることは省スペースなどの利点もあるが、電気代が安く給湯需要が小さい深夜に運転することを想定しているため、現在普及している HP 給湯機の貯湯タンク容量は、給湯需要のない時間帯に運転しても一日分の湯量を十分に貯められるだけの容量を持っている。なお、深夜以外に沸上運転を行うとしても、実際の給湯需要は日々異なることから、最小限のタンク容量では不安があり、ある程度の大きさの貯湯タンクは必要になると考えられる。HP 給湯機の熱出力はガス式などの燃焼式給湯器と比べて小さく、給湯需要が大きい場合は使用する湯をその場で沸かすことでは間に合わないため、貯湯タンクは必須である。

図 C.1～図 C.3 から分かるように、毎日同じ時間帯に運転をしている限り、1 日分の沸上湯量と使用湯量が同じであれば、沸上運転の時間帯の給湯需要に関わらず湯切れは発生

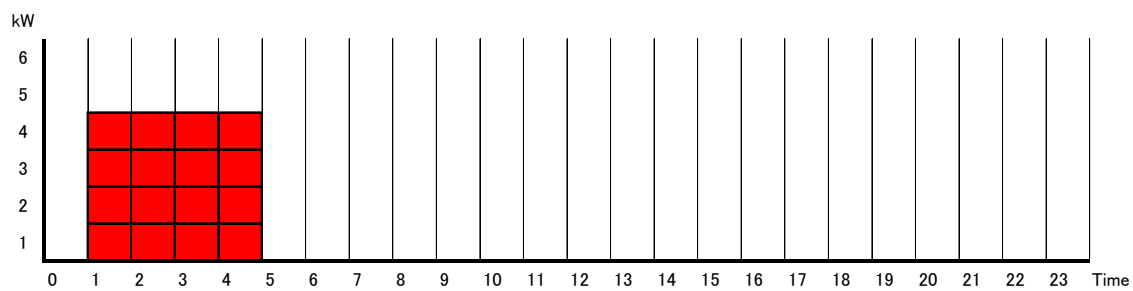
しない。湯切れが発生するのは、沸上湯量より使用湯量が大きい場合と、沸上運転の時間帯が前日より遅い場合である。

前者については、翌日の使用湯量を完全に推定して需要家が沸上湯量を希望する（もしくは HP 給湯機が学習機能等によって自動で設定する）ことは難しいが、希望沸上湯量を多めに見積もることや最低貯湯量を下回ると自動で沸上運転するような仕組みを設けることによって、できるだけ湯切れを起こさないように運転を行うことは可能である。本研究で想定するように HP 給湯機の消費電力を定格消費電力の $90 \pm 10\%$ で制御する場合、沸上時間は消費電力を制御しない場合と比べて最大で 1.25 倍となる（消費電力 80% で沸上運転し続けた場合）が、希望沸上湯量や初期貯湯量を多めに設定するなど余裕を持った運用をしていれば、消費電力制御を行ったために湯切れが発生するという事態が起こる可能性は低い。（本研究の「4-2-3 シミュレーションによる検証」でも、図 4.11 ではシミュレーション期間を通して湯切れは発生していない。）よって、沸上湯量より使用湯量が大きいことによる湯切れは、消費電力を制御するかどうかに関係なく発生してしまう湯切れである。

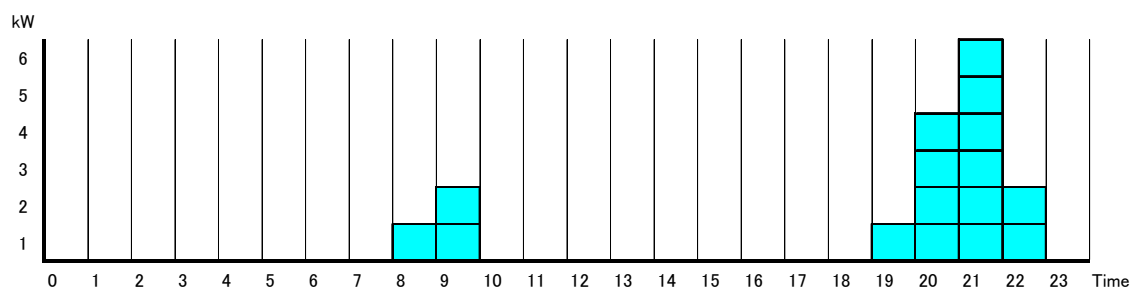
一方、後者については、消費電力を制御しない場合には日ごとに運転時間帯を変える必要はないので、消費電力を制御する場合に特有の湯切れであるといえる。（ただし、消費電力を制御する場合でも、毎日同じ時間帯に運転・制御するならば湯切れは発生しない。）例えば、1 日目はケース A、2 日目はケース C で運用するとした場合、朝 8 時～10 時の間に湯切れが発生してしまう。このような運用をする場合は、必要な 1 日分の湯量の一部を 2 日目の朝までに沸き上げておく必要がある。「6-2-2 HP 給湯機に関する条件」で想定したように、本研究では、休日は系統周波数変動抑制のため日中に、平日は負荷平準化のため夜間に HP 給湯機群を運転させるのが有利だとしているが、日ごとに運転時間帯を変えた運用を行うときは、湯切れが起こらないよう注意する必要がある。なお、「6-2-2 HP 給湯機に関する条件」および「7-2-2 HP 給湯機に関する条件」では、HP 給湯機の運転時間帯を夜間から日中にシフトする際の湯切れの発生を避けるため、各 HP 給湯機は 1 日に必要な湯量の 4 分の 1 を夜間に沸き上げ、残り 4 分の 3 の沸上運転中に消費電力を制御としている。なお、1 日目はケース C で 2 日目はケース A で運用するとした場合は、既に貯湯タンクに湯が貯まっているので、早く貯湯タンクが満量となる。この時に消費電力を制御する場合は制御可能な期間が短縮されることになるが、この運転時間帯の変更が原因で湯切れを起こすことはない。

このように、HP 給湯機群を電力系統需給制御に利用する場合に需要家の利便性を損なうるのは、定格消費電力の $90 \pm 10\%$ での変化ではなく、運転時間帯の日ごとの変化によるところが大きい。HP 給湯機群の運転・制御時間帯を決める際は注意する必要がある。

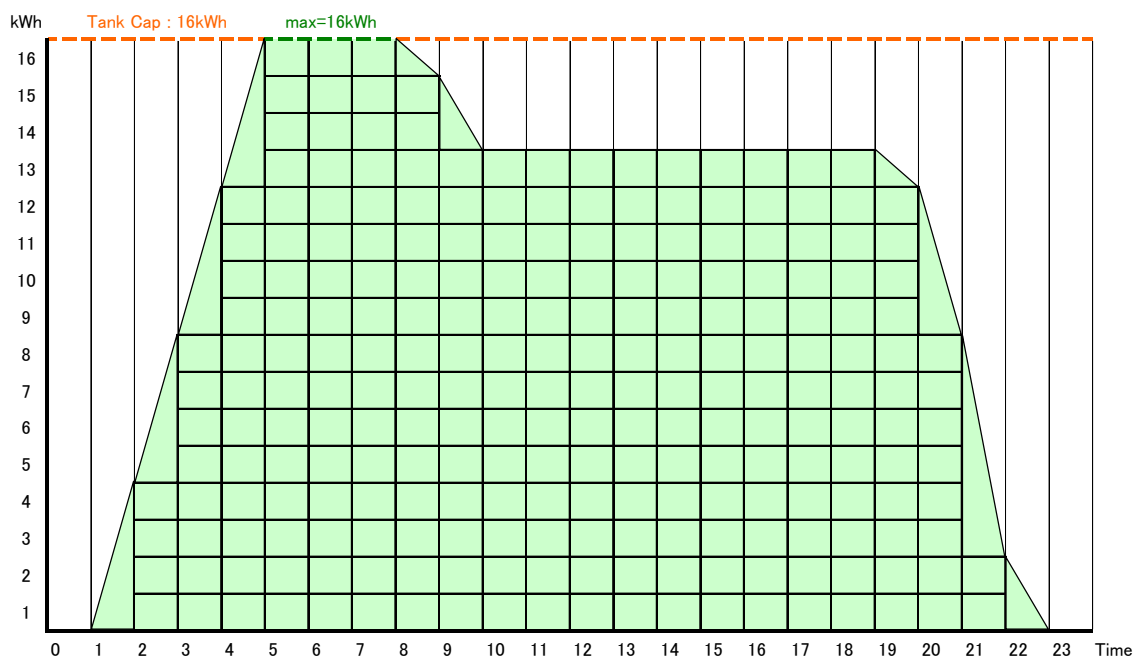
他に、沸上運転の特殊なケースとして、1 日分の湯量がタンク容量より大きくなることも考えられる。この場合は 1 日に 2 回以上沸上運転を行う必要があるが、このようなケースは少ない。また、実際に電力系統需給制御に参加するかどうかは需要家の判断によるので、大量に湯を使用する需要家はそもそも制御に参加しないと考えられる。



(a) Thermal output of HPWH

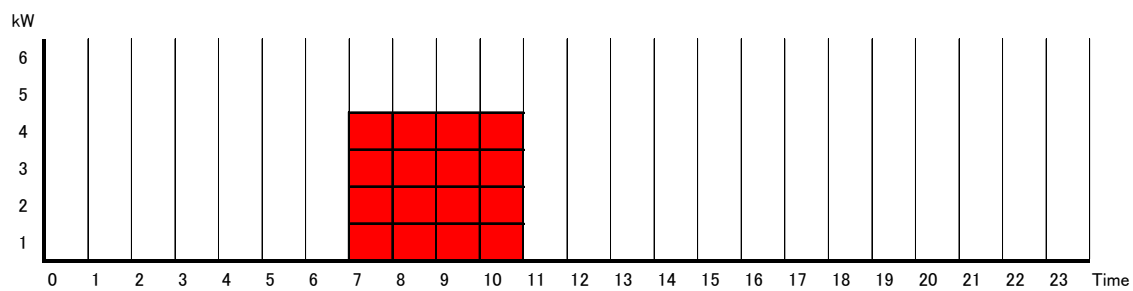


(b) Hot water demand

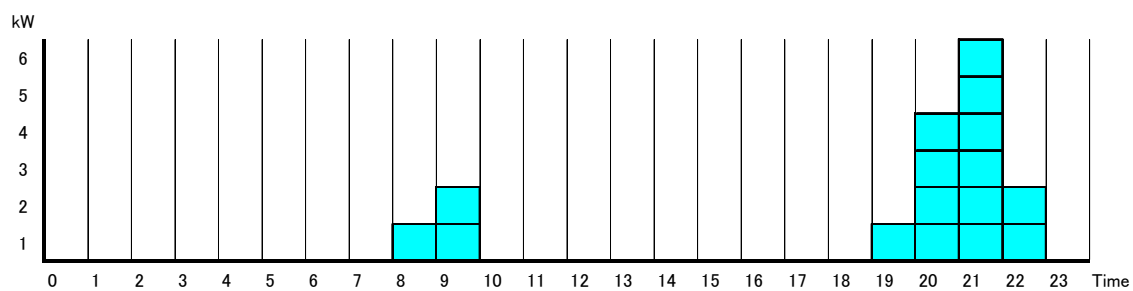


(c) Amount of hot water in tank

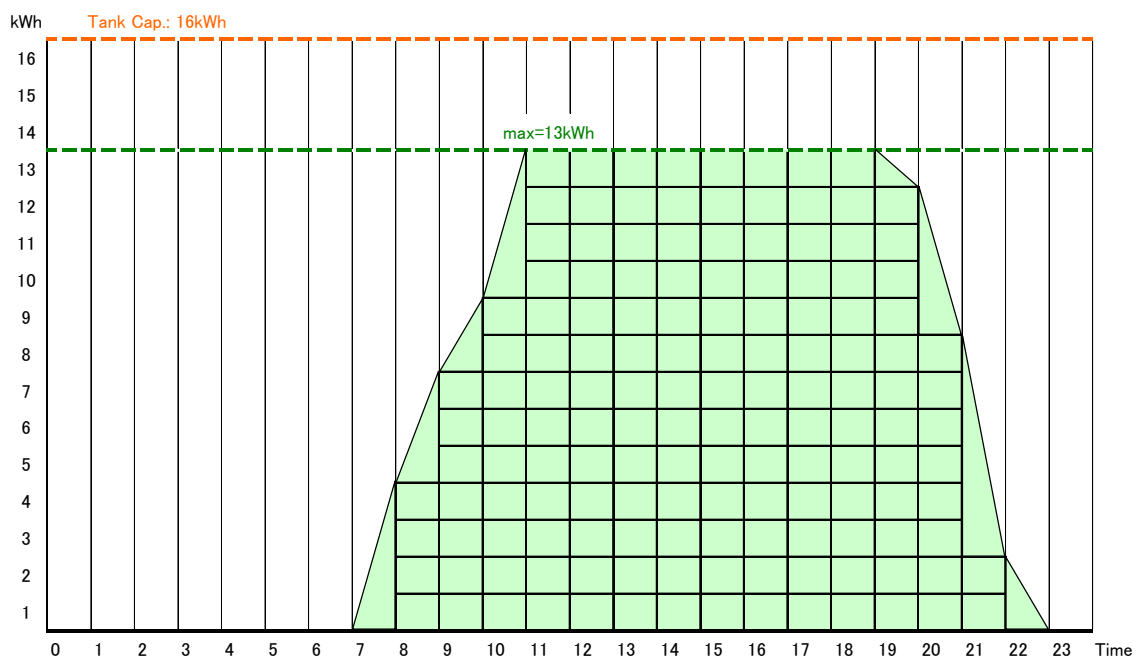
図 C.1 HP 給湯機の運転と給湯需要の関係 (ケース A)



(a) Thermal output of HPWH



(b) Hot water demand



(c) Amount of hot water in tank

図 C.2 HP 給湯機の運転と給湯需要の関係 (ケース B)

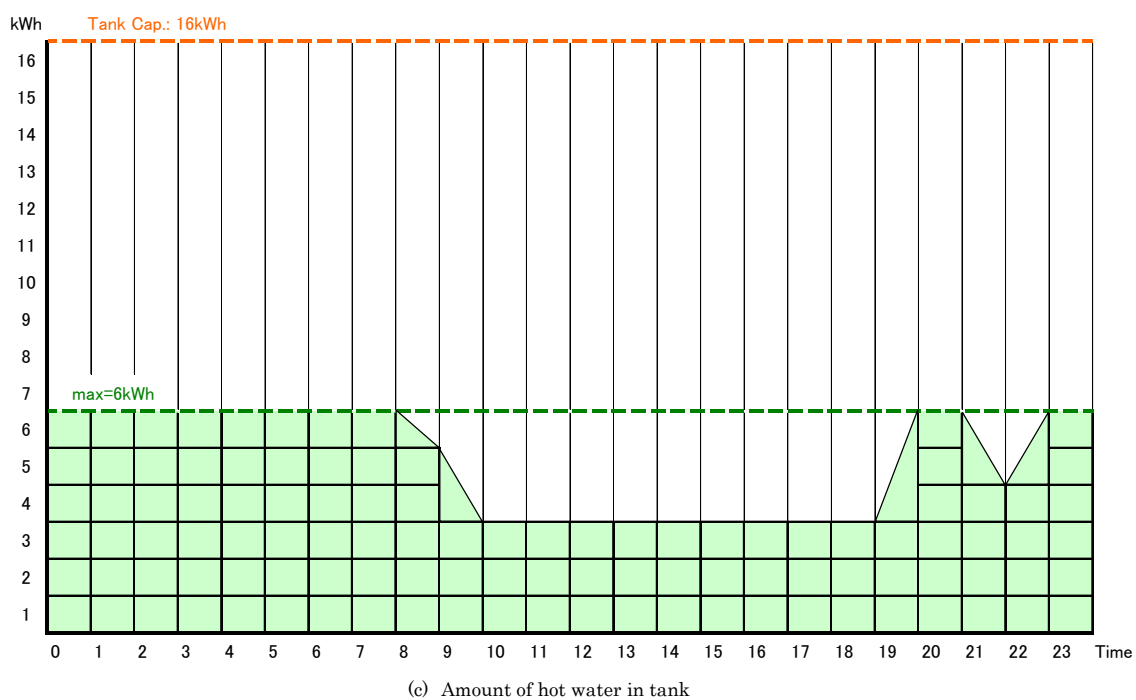
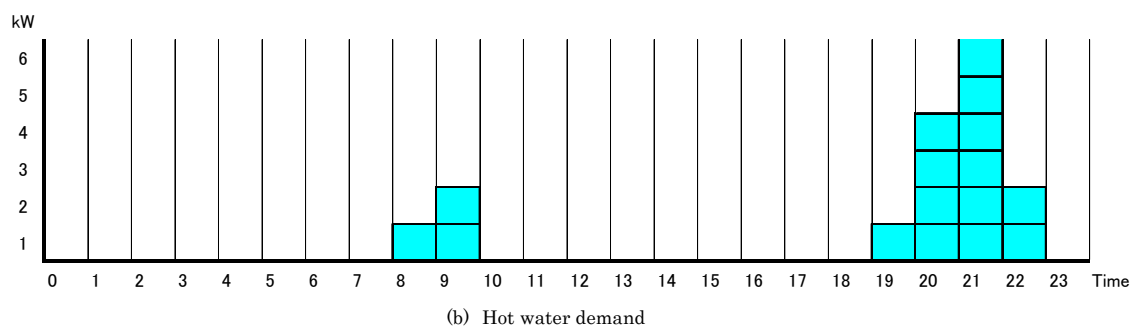
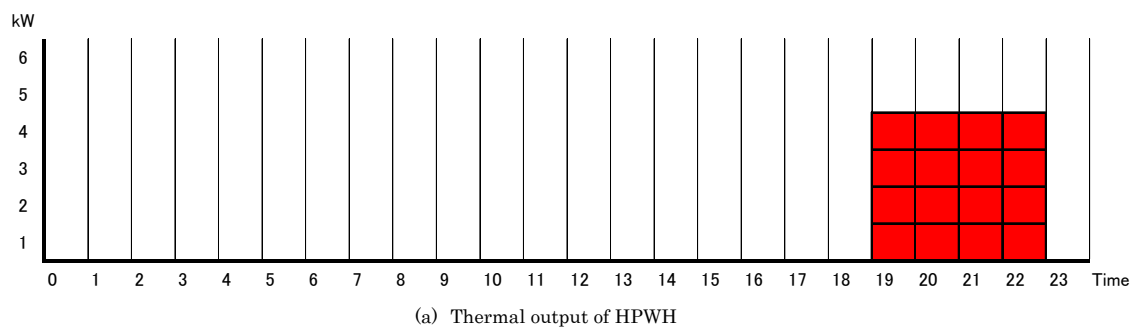


図 C.3 HP 給湯機の運転と給湯需要の関係 (ケース C)

付録D ヒートポンプ給湯機群の給湯需要が負荷周波数制御に与える影響の評価

第4章および第6章で述べたように、本研究ではHP給湯機は沸上運転中に消費電力を制御するとしており、制御容量は標準電力（定格消費電力）に、制御時間は沸上時間に依存する。季節によって給湯需要、COPは異なり、沸上湯温と沸上湯量が異なってくる。沸上湯温は標準電力（定格消費電力）の大きさを、沸上湯量は沸上時間の長さを決める要因であり、それぞれ制御容量と制御時間に影響する。第6章では、HP給湯機群の状態について、周波数変動が厳しいと予想される中間季の給湯需要を想定し、中間季の標準電力を定格消費電力とした場合について周波数シミュレーションを行ったが、沸上湯量と標準電力、COPが異なる他の季節では同じ台数・種類のHP給湯機群でも制御容量と制御時間の条件は異なってくる。（当然ながら、たとえ同じ季節であっても、給湯需要や気温などは日々異なるので、毎日同じ条件で制御できることはない。）中央給電指令所は制御の事前にHP給湯機群の制御容量および制御時間に関する情報を収集しているので、その情報をもとに、HP給湯機群をどの時間帯に運転・制御させるかを決定すれば、本研究で提案した制御手法に基づいてHP給湯機群をLFCに利用できるものと考えられる。ここでは、HP給湯機の制御容量と制御時間が異なる場合にも、第4章および第6章で提案したHP給湯機群を利用したLFC手法を行うことが可能であることを確認する。

中間季と比較して、沸上湯量と標準電力が小さく、COPが大きい夏季と、沸上湯量と標準電力が大きく、COPが小さい冬季の2つのケースについて、第6章で提案した発電機群、BESS、HP給湯機群、EV群を利用したLFC手法の効果を周波数シミュレーションによって検証する。HP給湯機群に関する条件以外のシミュレーション条件については、「6-2 シミュレーション条件」と同じとする。実際には合計負荷変動と再生可能エネルギー電源の出力変動も季節ごとに傾向が異なるが、同じ変動データを用いた場合にHP給湯機群の状態がLFCに与える影響を明らかにするため、これらについては図6.6に示した中間季を想定して作成したデータを用いる。

HP給湯機群に関するシミュレーション条件として、表D.1、表D.2に、夏季または冬季を想定した場合の各グループのHP給湯機群の合計定格消費電力と予想沸上時間を示す。なお、夏季のCOPは5.0程度、冬季のCOPは3.0程度とし、給湯需要は中間季と比べてそれぞれ0.8倍程度、1.5倍程度となるように作成している。表6.3における2種類のHP給湯機の季節ごとの定格消費電力（標準電力）は、表D.3に示す通りであるとする。表D.1～表D.3では、夏季は標準電力が小さいが、給湯需要が小さくCOPが大きいので沸上時間は短くなっている。また、冬季は標準電力が大きい、給湯需要が大きくCOPが小さいため沸上時間は長くなっている。

表 D.1 各グループの HP 給湯機群の合計定格消費電力と予想沸上時間（夏季）

	Group 1	Group 2	Group 3	Group 4
$P^k_{installed}$ [MW]	85	89	87	90
T^k_{AVG} [h]	2.19	2.24	2.20	2.18
T^k_{SD} [h]	0.42	0.42	0.42	0.42

表 D.2 各グループの HP 給湯機群の合計定格消費電力と予想沸上時間（冬季）

	Group 1	Group 2	Group 3	Group 4
$P^k_{installed}$ [MW]	170	177	173	178
T^k_{AVG} [h]	3.44	3.52	3.46	3.43
T^k_{SD} [h]	0.66	0.67	0.66	0.67

表 D.3 季節別の HP 給湯機の定格消費電力

	Rated Power Consumption [kW]		COP
	Type A	Type B	
Spring/Autumn	1.0	1.3	4.0
Summer	0.8	0.9	5.0
Winter	1.5	2.0	3.0

周波数シミュレーションを行った結果の中から、3 時間ごとの周波数偏差の最大値、RMS 値、時間滞在率（ 50 ± 0.1 [Hz]）を図 D.1～図 D.3 に示す。では、今回想定した HP 給湯機の状態が夏季または冬季である場合をそれぞれケース 4、ケース 5 とし、「6-3-1 HP 給湯機群と EV 群を利用した LFC 手法の検証」におけるケース 1～3 の結果と合わせて示してある。各ケースのグループごとの HP 給湯機群の合計消費電力を図 D.4～図 D.6 に示す。

図 D.4～図 D.6 を比較すると、ケース 4 ではケース 3 と比べて消費電力、制御容量、制御時間がいずれも小さく、ケース 5 ではケース 3 と比べて消費電力、制御容量、制御時間がいずれも大きくなっているのが分かる。図 D.1～図 D.3 から、ケース 4 はケース 3 と比べて周波数変動抑制効果が低く、ケース 5 はケース 4 と比べて周波数変動抑制効果が高くなっていることが分かる。制御容量が小さく、沸上時間に応じて制御時間も短いため、夏季は HP 給湯機群による LFC の効果が低くなるが、それでも HP 給湯機群を利用しないケース 1 やケース 2 より周波数変動を抑制できている。

以上の結果から、給湯需要や機器の状態が異なり、HP 給湯機群の制御容量と制御時間が異なる場合においても、第 4 章および第 6 章で提案した手法に基づいて HP 給湯機群を制

御することが可能であることが明らかになった。

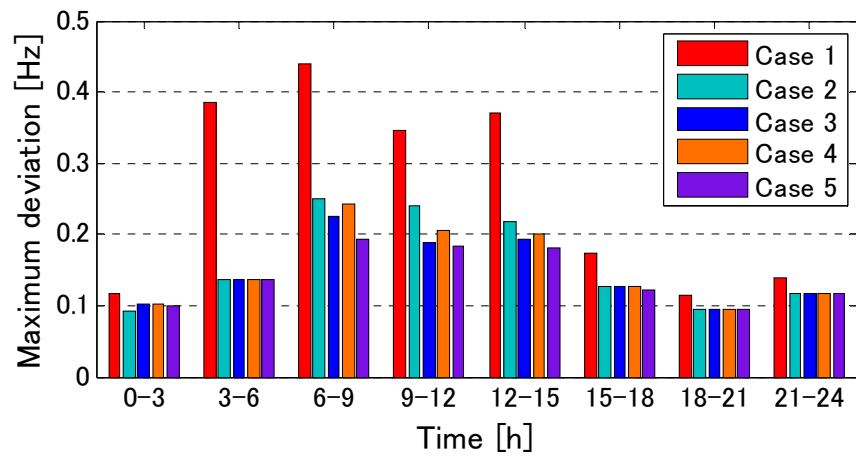


図 D.1 3時間ごとの周波数偏差の最大値

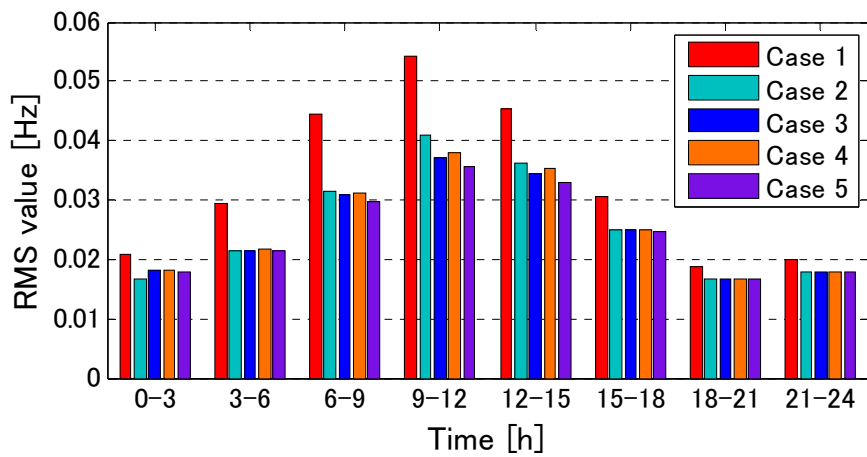


図 D.2 3時間ごとの周波数偏差の RMS 値

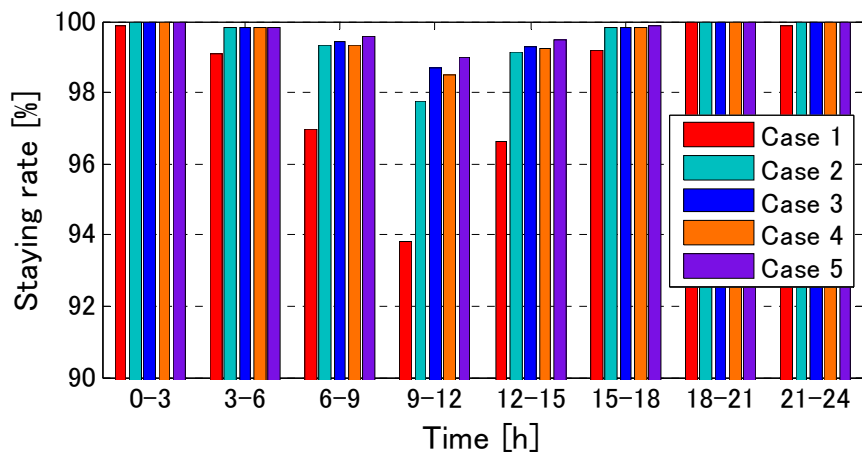


図 D.3 3時間ごとの周波数時間滞在率 (50 ± 0.1 [Hz])

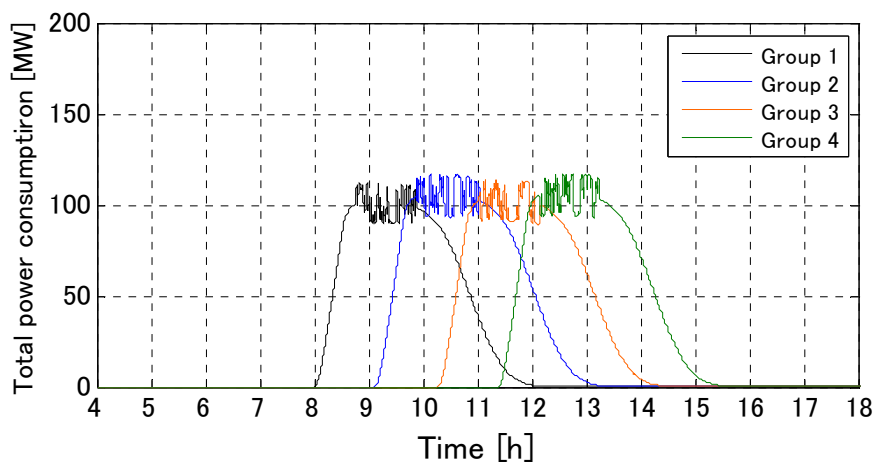


図 D.4 各グループの HP 給湯機群の合計消費電力（ケース 3）

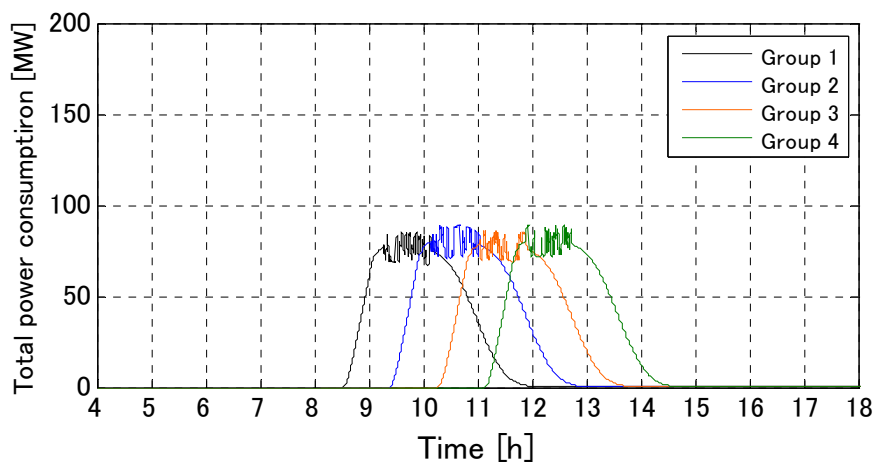


図 D.5 各グループの HP 給湯機群の合計消費電力（ケース 4）

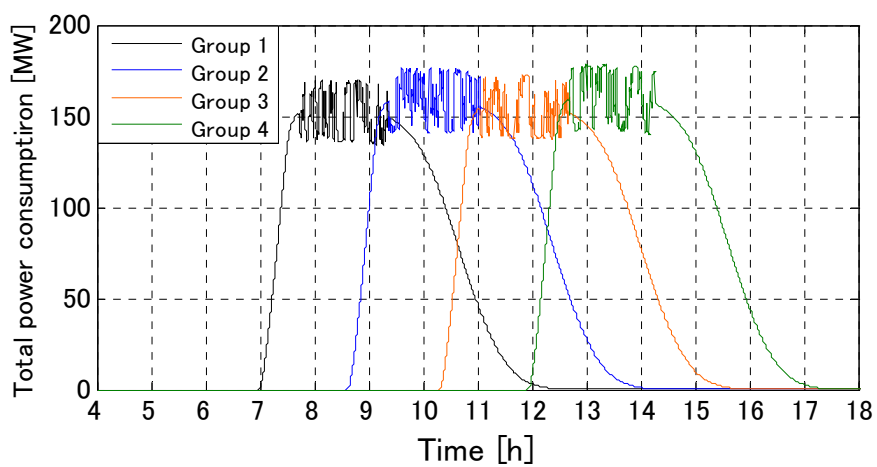


図 D.6 各グループの HP 給湯機群の合計消費電力（ケース 5）