

再生可能エネルギーの普及に伴う  
デマンドレスポンスを活用した電力需給調整に関する研究

長屋 太樹

## 目次

第 1 章 序論 .....	1
1.1 温室効果ガス排出量削減の国内外の動向 .....	1
1.2 日本の電源構成の変化 .....	1
1.3 地方公共団体における脱炭素化の動向 .....	2
1.3.1 CO <sub>2</sub> 排出実質ゼロの表明状況 .....	2
1.3.2 地域経済循環を踏まえた再生可能エネルギーの活用 .....	2
1.4 再エネの普及拡大に伴う需給バランスの確保における課題 .....	3
1.4.1 再エネの出力抑制 .....	3
1.4.2 再エネの出力変動による電力システムの需給逼迫の発生 .....	3
1.5 電力システムの需給調整方法の変化 .....	4
1.5.1 電力システムにおける柔軟性 .....	4
1.6 需要側負荷設備を活用した DR .....	7
1.6.1 DSM について .....	8
1.6.2 DR における需要側負荷設備の活用方法とアグリゲーター .....	8
1.6.3 需要家リソースの例示 .....	9
1.7 本研究の目的 .....	10
第 2 章 京都大学における負荷設備の消費電力量の定量化 .....	11
2.1 はじめに .....	11
2.1.1 再生可能エネルギー大量導入に伴う課題に対する取り組み .....	11
2.1.2 省エネ法の改正に伴う電気使用の最適化 .....	11
2.1.3 京都大学の温室効果ガス排出状況と削減の取り組み .....	11
2.1.4 本章の目的 .....	11
2.2 京都大学の電力消費状況 .....	12
2.3 桂キャンパスにおける消費電力の変動量の定量化 .....	12
2.4 居室における電力消費量の調査 .....	16
2.5 運用の見直しによって消費電力を変動できる機器や設備 .....	18
2.6 極低温物施設棟の電力消費パターンの変化 .....	18
2.7 本章のまとめ .....	20
第 3 章 蓄電池の充放電制御による DR の検討 .....	22

3.1	はじめに.....	22
3.1.1	電力系統の需給調整における DR の利用に関する取り組み .....	22
3.1.2	スマートメータを活用した電力量計測手法 .....	23
3.1.3	スマートメータの電力量を活用した DR の課題.....	23
3.1.4	本章の目的 .....	25
3.2	スマートメータから取得するパルス値の高分解能化に関する検討 ...	26
3.2.1	計器定数を活用した電力量測定手法.....	26
3.2.2	計器定数を活用した高分解能パルスの検出結果 .....	26
3.3	蓄電池を活用した DR の制御指示値に与える影響.....	28
3.3.1	蓄電池を活用したフィードバック制御方法 .....	28
3.3.2	計器定数を模擬した電力換算方法 .....	29
3.3.3	フィードバック制御における充放電制御指示値の定量化 .....	31
3.4	本章のまとめ .....	36
第 4 章	DR における Baseline に関する検討 .....	38
4.1	はじめに.....	38
4.1.1	DR の Baseline に用いる電力需要予測に関する取り組み.....	38
4.1.2	本章の目的 .....	38
4.2	使用する電力需要データの概要 .....	38
4.2.1	電力需要データの取得 .....	38
4.2.2	電力需要データの特徴 .....	40
4.2.3	電力需要予測値の評価対象期間 .....	42
4.3	BL の評価方法 .....	42
4.4	BL の設定に用いる電力需要予測手法 .....	43
4.4.1	平均化法を用いた電力需要予測方法.....	43
4.4.2	LSTM を活用した電力需要予測方法 .....	44
4.5	平均化法と Long Short-Term Memory を用いた各 BL の比較 .....	45
4.5.1	各 BL の ME 及び MAE の比較.....	45
4.5.2	BL の信頼区間の推定.....	48
4.5	本章のまとめ .....	50
第 5 章	自然変動電源のアグリゲーションによる発電予測誤差の低減に関する	

る検討	51
5.1 はじめに	51
5.1.1 再生可能エネルギーの導入量の増加	51
5.1.2 再エネ導入に伴う国民負担金額の軽減に向けた Feed-in Premium 制度の導入	52
5.1.3 太陽光発電予測に関する取組	52
5.1.4 本研究の目的	52
5.2 発電予測時刻の違いによる複数地点を束ねた発電予測誤差の定量化	52
5.2.1 太陽光発電設備の概要	53
5.2.2 太陽光発電量の実績値と予測値を活用した絶対誤差の算出方法	54
5.2.3 太陽光発電量の絶対誤差の比較	54
5.3 太陽光発電量の絶対誤差と風速の変化量の関係性	60
5.4 本章のまとめ	63
第 6 章 再エネ及び調整力を活用した需給運用における地域経済循環分析の域際収支	65
6.1 本章の目的	65
6.2 地域新電力の電力取引の概要	65
6.3 脱炭素化シナリオの設定	66
6.4 CO <sub>2</sub> 排出量の算出方法	70
6.5 初期値の設定及び CO <sub>2</sub> 排出削減目標値	72
6.6 非 FIT 非化石証書の調達量の算出方法	73
6.7 地域新電力を活用した再エネ・調整力利用による地域経済の活性化	73
6.8 計測値を用いたモデル別の域際収支の定量評価	76
6.9 本章のまとめ	79
第 7 章 総論	80
参考文献	83
謝 辞	91

## 第1章 序論

### 1.1 温室効果ガス排出量削減の国内外の動向

1988年、国連環境計画（UNEP；United Nations Environment Programme）と世界気象機関（WMO；World Meteorological Organization）により国連気候変動に関する政府間パネル（IPCC；Intergovernmental Panel on Climate Change）は、人為起源による気候変化、影響、適応及び緩和策に関し、科学的、技術的、社会経済学的見地から包括的評価を行う事を目的とし組織として設立された。

IPCCの気候システム及び気候変化の評価を行う第1作業部会は、観測事実として、1880年～2012年において世界平均地上気温は0.85℃上昇し、直近30年の各10年間の世界平均地上気温は1850年以降のどの10年間よりも高まったと報告している。また、二酸化炭素（CO<sub>2</sub>；Carbon dioxide）、メタン、一酸化二窒素の大気中濃度は、人間活動により1750年以降全て増加しており、人間による影響が20世紀半ば以降に観測された温暖化の支配的な原因であった可能性が極めて高いと報告している [1]。

上記報告を踏まえ、2015年にパリで開催された国連気候変動枠組条約第21回（COP21；The 21th Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change）では、2020年以降の温室効果ガス（GHG；Greenhouse Gas）排出削減等のための新たな国際的な枠組みとしてパリ協定が採択された。この協定は、1997年に京都で開催された気候変動枠組条約第3回締約国会議（COP3；The 3rd Session of the Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change）にて採択された京都議定書以来となる、法的拘束力を持つ合意であり、世界全体の平均気温の上昇を産業革命以前よりも、摂氏2℃高い水準を十分に下回るものに抑えることと、摂氏1.5℃高い水準までのものに制限するための努力を継続することを目的としている [2]。

この長期的目標を達成するために、各国が2025年または2030年までの温室効果ガス排出量削減目標を自主的に設定し、これまで削減目標の設定義務の無かった途上国においても同様な動きがあった。日本は、表1-1に示すように、2030年までに2013年比で温室効果ガス26%削減目標を掲げた。

表1-1 パリ協定における各国の温室効果ガス等の削減目標

国	目標年	削減目標
日本	2030年	2013年比で26%のGHG排出量削減
イギリス	2030年	1990年比で57%のGHG排出量削減
フランス	2030年	1990年比で40%のGHG排出量削減
ドイツ	2030年	1990年比で55%のGHG排出量削減
アメリカ	2025年	2005年比で26～28%のGHG排出量削減
中国	2030年	2005年比で60～65%のGDP当たりのGHG排出量削減
インド	2030年	2005年比で33～35%のGDP当たりのCO <sub>2</sub> 排出量削減

日本は2030年までに2013年度比で26%のGHG削減目標を設定している。主要国の削減目標は、2005年比や1990年比であるのに対し、日本の削減目標は2013年比になっているため、諸外国よりも高い目標を設定している。また、日本は2020年10月26日に2050年までにカーボンニュートラルを目指すことを宣言し、2030年までに2013年比でGHG排出量を46%削減する目標を設定した。

### 1.2 日本の電源構成の変化

日本のGHG排出量のうちCO<sub>2</sub>が91%を占め、そのCO<sub>2</sub>排出量のうち92%はエネルギー起源であり、GHG排出量のほとんどがエネルギー起源で占められている [3]。ま

た、電力需要は日本の最終エネルギー消費のおよそ 26 %を占めており、電力需要による CO<sub>2</sub> 排出量はエネルギー起源の CO<sub>2</sub> 排出量全体のおよそ 41 %を占めている [4]。

日本では 2030 年までに GHG 排出量を 46 %削減するために、第 6 次エネルギー基本計画が 2021 年 10 月に策定された [5]。この計画では、エネルギー需給構造に関する課題の克服に向け、電源構成について述べられている。電源構成とは、発電する際に利用される電源の構成割合のことである。表 1-2 に第 6 次エネルギー基本計画を基に作成した 2030 年度の電源構成を示す。

表 1-2 日本の 2019 年、2030 年（目標）の電源種別毎の電源構成比率

電源種別	2030 年（目標）の電源構成	2019 年の電源構成
太陽光発電	14.0～16.0 %	6.7 %
風力発電	5.0 %	0.7 %
地熱発電	1.0 %	0.3 %
水力発電	11.0 %	7.8 %
バイオマス発電	5.0 %	2.6 %
火力発電	41.0 %	60.0 %
原子力発電	20.0～22.0 %	6.0 %

2019 年には、電源構成の 66.0 %が火力発電と原子力発電で占められていたことが分かる。2030 年の電源構成は原子力発電の比率を 20～22 %、石炭、石油、天然ガスにおける化石燃料由来の火力発電の比率は 41 %、再生可能エネルギー（以下、再エネ）発電の比率は 36～38 %となっている。化石燃料由来の電源に頼らず、再エネ電源の割合を増やすことにより、GHG 排出量を削減することを目的としている。

### 1.3 地方公共団体における脱炭素化の動向

#### 1.3.1 CO<sub>2</sub> 排出実質ゼロの表明状況

日本では、1998 年、温室効果ガスの排出量を削減するために、国、地方自治体、企業等の責任と取組を定めた地球温暖化対策推進法が施行された。この法律では、都道府県及び市町村は、その区域の自然的社会的条件に応じて、温室効果ガスの排出の削減等のための総合的かつ計画的な施策を、策定及び実施するように努めるものとしてされている。また、2020 年 10 月 26 日に、日本は 2050 年までにカーボンニュートラルを目指すことを宣言した。このような脱炭素化の流れを受け、CO<sub>2</sub> 等の GHG の人為的な発生源による排出量と、森林等の吸収源による除去量との間の均衡を達成する、CO<sub>2</sub> 排出実質ゼロを掲げる地方公共団体が増加している。2050 年 CO<sub>2</sub> 排出実質ゼロに取り組むことを表明した地方公共団体は、2019 年では 4 自治体であったが、2023 年 12 月 28 日時点では、46 都道府県、570 市、22 特別区、327 町、48 村の 1,013 自治体になる [6]。

#### 1.3.2 地域経済循環を踏まえた再生可能エネルギーの活用

2018 年 4 月に閣議決定された第五次環境基本計画において「地域循環共生圏」が打ち出された。五味らは、地域循環共生圏の原則を整理しており、気候変動緩和・適応、資源循環、自然共生を達成し、社会・経済における他分野の持続可能性を実現することを原則の一つとして整理した。また、環境分野に焦点を当てたものであり、行政計画において低炭素社会の実現を包括した、圏域として整理した [7]。

このような地域循環共生圏の考え方は、様々な地方公共団体で利用されている。水俣市は、地域経済循環の分析を持続可能な地域づくりに活用しており、水俣市内、市外に流出入する域際収支の資金を定量化することで、電力・ガス等、石油・石炭製品（ガ

ソリン等)といった、流出するエネルギー代金に対して問題提起を行った。このような課題に対して、地域内で再生可能エネルギーを導入し、CO<sub>2</sub>排出量の低減とエネルギー代金の域外流出を低減する対策が提案された [8]。

#### 1.4 再エネの普及拡大に伴う需給バランスの確保における課題

##### 1.4.1 再エネの出力抑制

電力系統では、電気使用量である需要量と発電量である供給量のバランスが崩れた場合、周波数に乱れが生じ、最悪の場合は大規模停電が発生する。このため、需要と供給のバランスを確保することが重要となる。供給量が需要量を上回った際に、需給バランス制約による、発電量の出力制御が実施される。需要量は常に変化しており、再エネは天候によって発電量が頻繁に変動するため、優先給電ルールに基づいて、需給バランスの維持を行う [9]。

発電量が需要量を上回る場合は、まず火力発電の出力の抑制、揚水発電機のくみ上げ運転、蓄電池の充電運転による需要創出を行う。次に、地域間連系線を活用した他エリアへの送電を行う。これらの運用を経た場合においても、発電量が需要量を上回る場合には、バイオマス発電の出力の制御の後に、太陽光発電、風力発電の出力制御を行う。これは優先給電ルールと呼ばれ、需給バランスを維持するための手順として運用されている。水力、原子力、地熱は長期固定電源と呼ばれ、出力を短時間で小刻みに調整することが技術的に難しく、一度出力を低下させるとすぐに元に戻すことができないため、最後に抑制する対応が定められている。

また、一般社団法人太陽光発電協会は、再エネ導入量が多い九州エリアと中国エリアにおける、再エネの出力抑制量について言及している。九州エリアでは、2022年度の抑制量は合計で439 GWhであったが、2023年4月から12月末までの太陽光発電の抑制量は1,038 GWhとなった [10]。中国エリアでは、2022年度の抑制量は合計で39 GWhであったが、2023年4月から12月末までの太陽光発電の抑制量は276 GWhとなった [11]。再エネの出力抑制は、電氣的価値である電力量としての損失、非化石価値であるCO<sub>2</sub>排出量の低減にも影響を与える。また、再エネの出力抑制は地域経済循環における域際収支を悪化させている。

##### 1.4.2 再エネの出力変動による電力システムの需給逼迫の発生

再エネは季節や天候によって発電量が変動し、安定供給のためには火力発電等の出力調整が可能な電源や、揚水発電や蓄電池と組み合わせてエネルギーを蓄積する手段の確保が必要となる。

2021年1月13日の九州エリアにおいて、悪天候に起因する太陽光発電の出力の乱高下が電力需給逼迫の一要因となり、電力システムの需給運用に大きな影響を与えた。11時から14時の太陽光発電出力は最大4.33 GWであったが、午後から徐々に出力が減少し、15時から18時の平均発電出力は1.75 GWに低下した [10]。同日午前、九州送配電事業者は他エリアに電力融通していたが、午後からは需給バランスが悪化し、電力広域的運営推進機関 (OCCTO ; Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN) が同日15時から18時にかけて、東京エリア及び中部エリアの送配電事業者に対し、最大1.60 GWを九州に電力融通するように指示を行った [12]。このように、太陽光発電実績の低下が需給逼迫時の一要因となりうることを露呈した。

## 1.5 電力システムの需給調整方法の変化

### 1.5.1 電力システムにおける柔軟性

電気は、発電所で発電され、変電所を経由して送配電され、最終的に利用者に供給される。図 1-1 は、電気が生成されてから利用者に至るまでの、プロセスフローを示している。発電から利用者への一連の電力システムは一般に電力系統として知られ、電気を利用する個人や組織は需要家と呼ばれる。本論文では、電気を発電する事業者を発電側、電気を利用する集団を需要側と定義する。発電側から需要側に電気を供給する事業者は系統運用者（Transmission System Operator ; TSO）と呼ばれる。

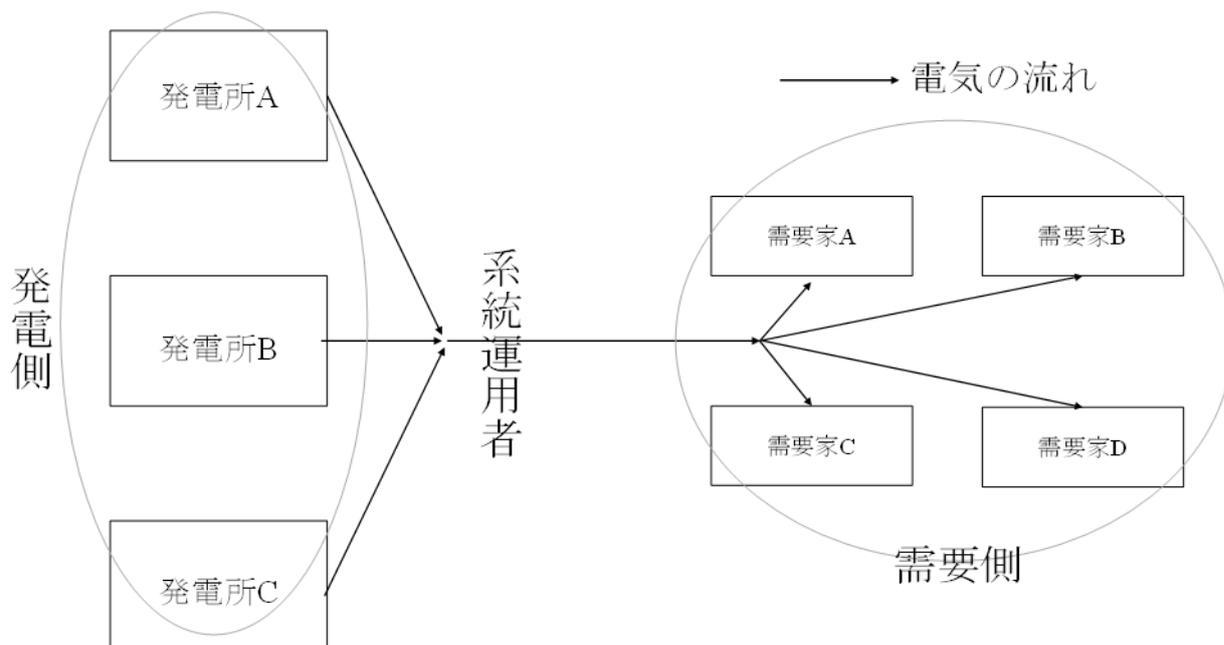


図 1-1 電気が発電されて需要家に届くまでのフロー

電力は大規模に貯蔵することが困難であり、基本的には電力の需要は同時刻に同量の電力供給によって支えられている。電力の需要と供給のバランスが崩れた場合、電力系統の周波数が乱れることにより産業機器等の品質低下や生産ラインの停止等が発生し、最悪の場合停電が発生する。TSO は、この需給バランスを常に保つ、需給調整と呼ばれる役割を担っている。一定の周波数で安定的に需給調整することが、TSO に求められている。需給調整には、電力系統における柔軟性が重要な役割を果たす。柔軟性とは、電力系統が予想される需要と供給の変化、及び予想外の変化の両方に対応する能力を指す [13]。

### 1.5.2 従来の需給調整方法

従来の需給調整方法では、限られた数の大規模発電所が送電網に電力を供給し、発電出力を制御することで需給バランスを保っていた。図 1-2 に、年間の 1 時間毎の電力需要を降順に並べた負荷持続曲線を示す。電力需要のデータには、関西電力の 2021 年 4 月 1 日 0 時から 2021 年 3 月 31 日 23 時までの 1 時間毎の 8,760 個のデータを使用した [14]。電力需要は、その特性から 3 つに分類される。年間を通じて一定の需要であるベースロード、季節や天候等によって需要が変動するミドルロード、そしてピークロードである [15]。ピークロードは、年間の約 15 % 発生する。従来の TSO は、このような需要の特性に合わせて技術的・経済的に合理性のある発電手法を組み合わせる

ことで需給調整を行っていた。

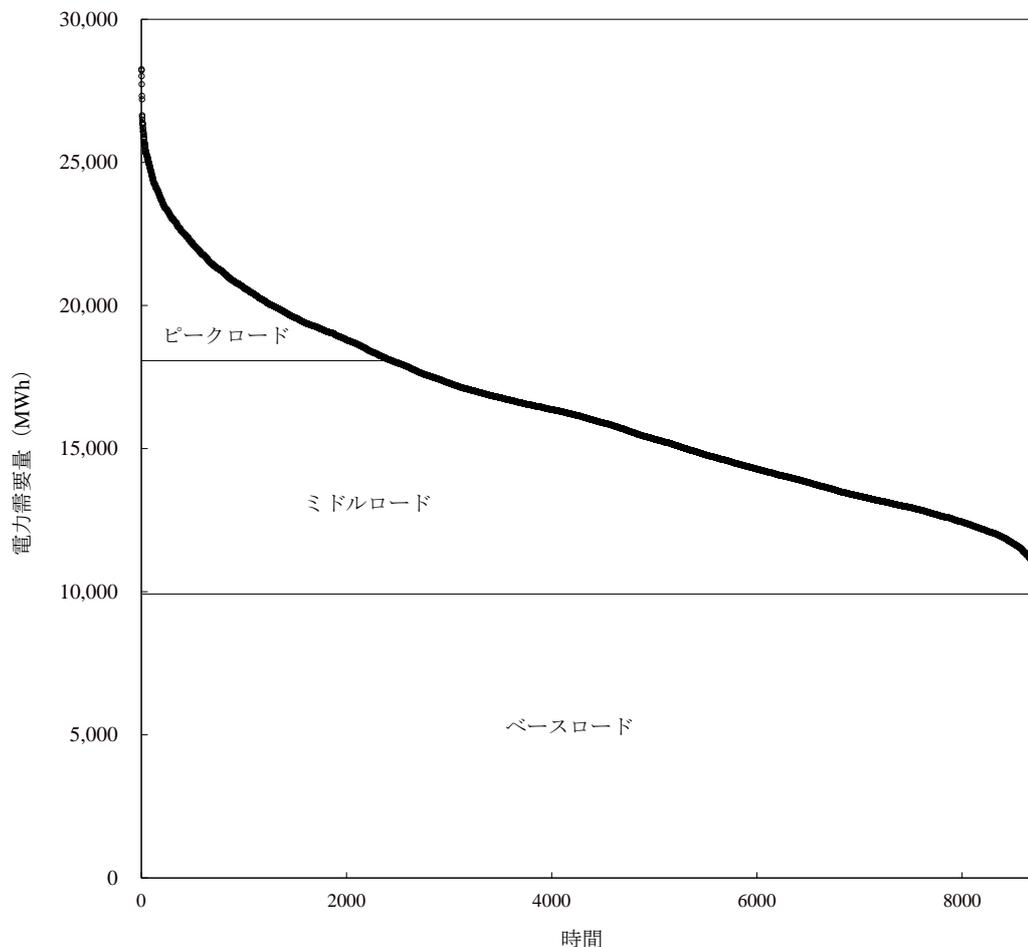


図 1-2 1 時間あたりの年間電力需要量 (MWh) の負荷持続曲線

ベースロード電源は、最低限の電力需要を満たすために継続的に稼働し、大量のエネルギーを発電可能である。典型的なベースロード電源には、石炭、原子力発電所等が含まれる。これらのほとんどは、蒸気タービンを使用して発電される。ピーク電源は、急速な出力調整能力を持ち、柔軟な運転を目指して設計されており、主に天然ガスを利用した火力発電や揚水発電が一般的である。石炭や天然ガスを利用した火力発電、そして貯水池式水力発電設備は、ベースロードとピークロードの両方に対応できるため、中間の役割を果たす発電機（ミドル電源）として運用されている。

再生可能エネルギーの導入量が少ない従来の電力系統における主な変動要因は、電力需要による日内変動と季節変動であった。従来の電力系統では、図 1-2 で示したピーク電源が柔軟性として機能し、主要な発電手法として利用されてきた。ベースロード電源、ミドル電源、ピーク電源を使用した場合の実際の電力需要の変化に対応した役割を図 1-3 に示す。これは、2022 年 4 月 1 日の関西電力エリアの需要と発電実績をもとに作成した。

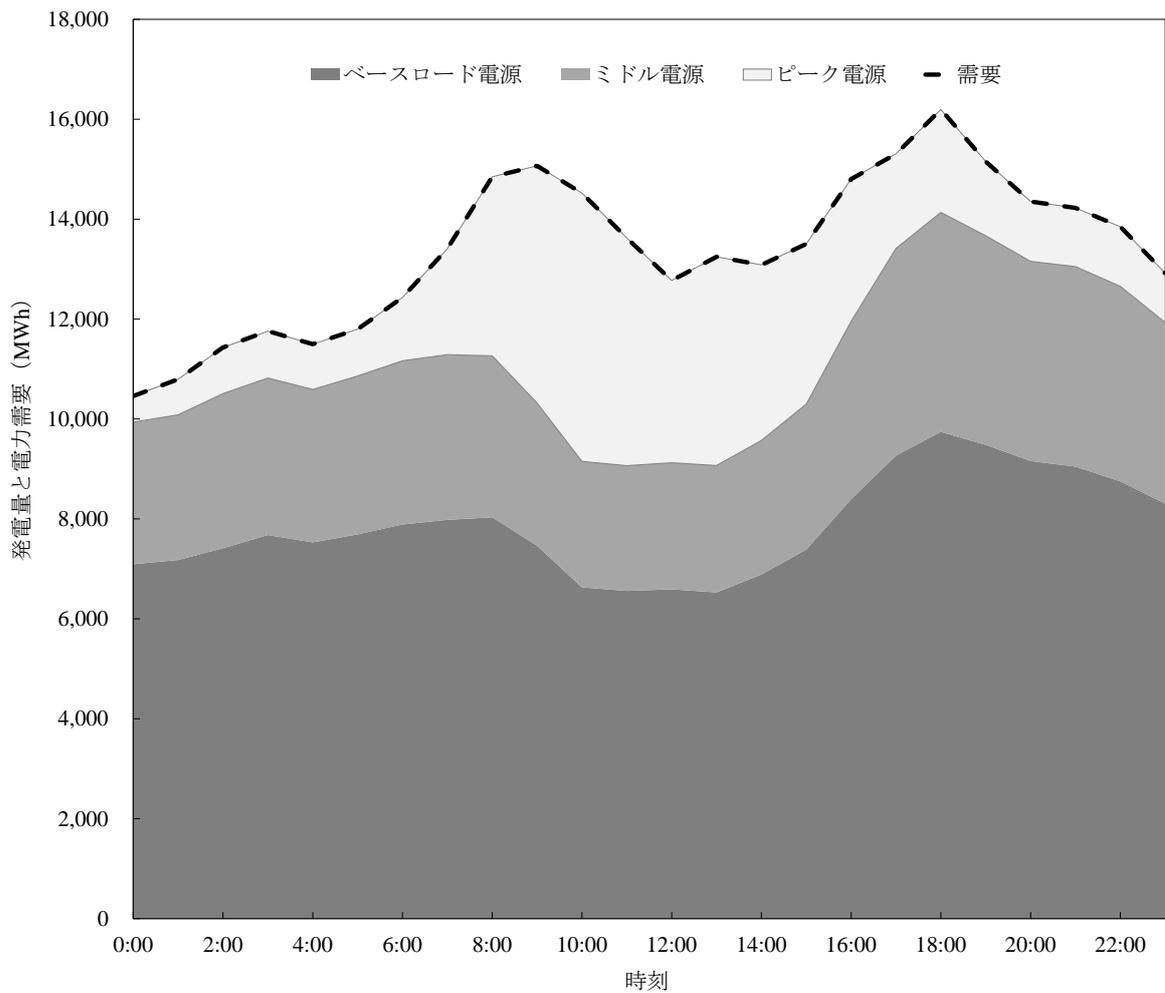


図 1-3 関西電力供給エリアにおける 1 日の電力需要と各種の電源の役割

一般に、電力需要は日周期で変化し、日中の生産活動が活発化する時間帯に最大となり、深夜から早朝にかけて最小となるが、ある一定の電力需要を下回ることはない。その電力需要の合計値に従ってベースロード電源を当てはめる。TSO は、需給調整を行う前日までに需要予測を行い、その予測をもとにしてベースロード電源やミドル電源の使用量を決める。そして、需給調整を行う当日に柔軟性としての役割を果たすピーク電源を用いて、秒単位、分単位で需給バランスをとり周波数を安定させている。図 1-4 に TSO の運用プロセスを示す。

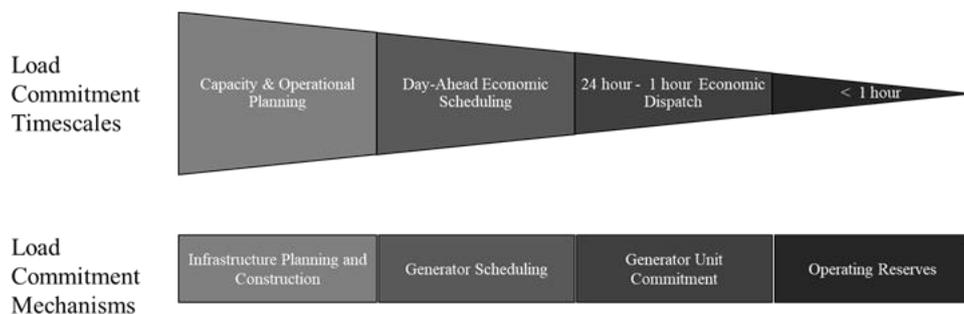


図 1-4 日本の電力系統計画・スケジューリング（上図）及び TSO のタイムスケールと意思決定メカニズム（下図）

TSO は、需給調整を行う日の前日までに発電所の使用計画を立て、1 時間前までに稼働発電機とその稼働タイミングを確定させている。実需給の 1 時間前における需要調整は、柔軟性の役割を果たすピーク電源を利用することで需給バランスを確保している。

太陽光発電や風力発電のような天候によって発電が左右される電源のことを、自然変動電源（Variable Renewable Energy Sources）という。自然変動電源は、燃料が必要ないため運転コストが安いことも特徴である。日本においても、東日本大震災や脱炭素化の流れを受け、電力システムにおける自然変動性電源の割合の高まりに伴い、需給調整に用いられる手法は変化している。

### 1.5.3 自然変動電源の増加に伴う柔軟性の役割の再定義

過去 10 年間で、電源構成に占める再生可能エネルギーの割合が増加し、従来の電力システムの構造が変化している。電力システムは、天候によって出力が変化する自然変動電源が電力システムに占める割合が増加すると、電力システムの運用が複雑になる。これらの電源が導入されることにより、需要による変動に加え自然変動電源による変動性と不確実性が生じるからである。需要自体にも変動はあるものの需要全体に占める変動割合は低い、自然変動電源の変動割合は大きい。TSO は、システム全体で需給をバランスさせているため、全ての需要と自然変動電源を含めた発電所からの分単位の変動や不確実性を調整している。

自然変動電源の導入率が高い電力システムに焦点を当て、IRENA（International Renewable Energy Agency）は柔軟性を、自然変動電源発電がシステムにもたらす変動性や不確実性に、超短期から長期までさまざまな時間スケールで対処し、自然変動電源の抑制を避け、需要家に要求されるすべてのエネルギーを確実に供給する電力システムの能力、と再定義している [16]。従来は、このような柔軟性の役割を、主に火力発電や揚水発電等の電源が果たしていた。一方、脱炭素社会への実現へ向け、火力発電の割合を減らすことが求められるため、出力応答に優れエネルギー貯蔵が可能な、大型の蓄電池を需給調整に使用することが検討されてきた [17][18]。しかし、大型の蓄電池は導入費用が高いという問題点があるため、最小限の蓄電池容量で需給バランスを保持することができるような制御方式や手法について検討されている [19][20]。自然変動電源の更なる導入を促進するためには、制御方式や制御対象となる蓄電池等のエネルギーストレージシステム（Energy Storage System ; ESS）のコストを可能な限り低減することが求められる。

以上の背景から、TSO が所有しているピーク発電や大型蓄電池に加えて、需要家が所有している制御可能な機器（以下、需要家リソース）を活用することが検討されている [21][22][23]。需要家リソースを活用する方法として検討されているのが、デマンドレスポンス（Demand Response ; DR）である [24][25]。今後、従来の火力発電等を用いた周波数制御から、従来手法に DR も加えた周波数調整の方策が求められる。このため、DR に関する様々な研究が報告されている。次節では、需要家リソースについての概要とそれらの活用方法について述べる。

### 1.6 需要側負荷設備を活用した DR

前節では自然変動電源の割合が増加することによる需給調整への影響と、今後の柔軟性確保のための対策について述べた。本節でははじめに、需要家で実施されるエネルギーマネジメント（Demand Side Management ; DSM）と DR の関係性について述べる。次に、電気料金型 DR とインセンティブ型 DR の 2 種類に分かれる DR の中でも、特に柔軟性としての役割を果たすことが期待されているインセンティブ型 DR につい

て説明する。最後に、インセンティブ型 DR で使用される需要家リソースについて紹介し、その活用方法について述べる。

### 1.6.1 DSM について

一般に DSM とは、古い白熱電球の LED 等の高効率照明への交換から、高度な動的負荷管理システムの導入まで、エネルギーシステムの需要側で行われるあらゆるエネルギーマネジメントが含まれる。DSM は (i) エネルギー効率化、(ii) DR の 2 種類に分類できる [26]。エネルギー効率化は、非効率的な換気装置をより良いものに交換するといった設備の変更や、断熱材を導入するといったシステムの物理的な特性を改善することで、エネルギー使用量の低減を実現するものである。加えて、エネルギー機器をより効率的に使用するための需要家の意識や行動の変化(省エネルギー)も、このカテゴリーに含まれる。省エネルギー施策は、本論文ではエネルギー効率の一部と見なし、柔軟性とは区別して整理することとする。

### 1.6.2 DR における需要側負荷設備の活用方法とアグリゲーター

Junqiao Han らは、DR とは電力消費パターンを短期的に変更し、電力負荷を削減またはシフトすることと定義している [27]。電力市場価格シグナルや電力調達者が提示するインセンティブに応じて、電力使用量を変更することであり、電気料金型 DR とインセンティブ型 DR の 2 種類に大別される。

電気料金型 DR は、電力の需給が逼迫する時に電気料金を高く設定することにより需要のピークを抑え、電力の使用条件に応じて電気料金を変化させる仕組みのことである。インセンティブ型 DR は、事前の契約に基づいて TSO からの指令に応じ、DR を実施した需要家に対してインセンティブを支払う仕組みである。この DR の考え方は、電気自動車や蓄電池のようなエネルギー貯蔵が出来るリソースを活用する際に採用されている。

これらの DR を、刻々と変化する自然変動電源の出力を効率的かつ柔軟に制御するために、電気事業法に特定卸供給事業者を位置づけ、アグリゲーターライセンスの導入が実施された [28]。アグリゲーターとは、需要家設備を統括制御することで電力の需給調整を行う事業者のことである。インセンティブ型 DR の下でアグリゲーターが需要家リソースを活用することで、需要家も柔軟性に貢献することができる。アグリゲーターは、需要家リソースと関連するエネルギーリソースを管理・制御することで、あたかも 1 つの発電所のように機能する。これを VPP (Virtual Power Plant) と呼ぶ。我が国における VPP のイメージを図 1-5 に示す。

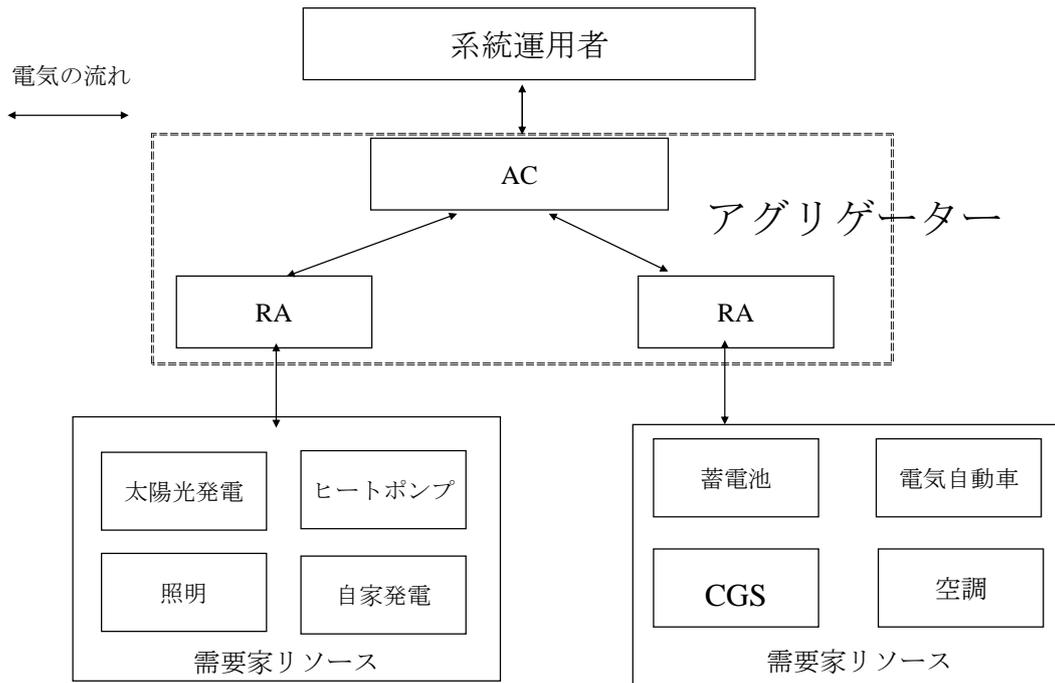


図 1-5 我が国における VPP のイメージ（ [29]をもとに作成）

我が国では、需要家リソース制御を行う事業者を RA（Resource Aggregator）、RA が制御した電力量を束ねる事業者を AC（Aggregation Coordinator）と呼ばれている。本研究では、AC と RA を合わせてアグリゲーターと定義する。TSO は、従来から用いられてきた火力発電や揚水発電を使用することに加えて、需要家のリソースを統括するアグリゲーターとも連携することで、系統運用に必要な柔軟性を確保する。その際、TSO が需給調整に必要な柔軟性の量をアグリゲーターから調達できない場合、需給バランスの不安定を招くことにつながる。したがって、アグリゲーターには TSO の指令に基づき、需要側リソースを統括制御することで、制御精度の高い柔軟性を供出することが求められる。我が国においては需給調整の手段の一つとして、TSO が需給調整市場を通じた柔軟性確保の仕組みが推進されている。需給調整市場における柔軟性の取引では、安定的な需給バランスの観点より、TSO の指令値の±10 %以内に供出する柔軟性を制御する必要があり、アグリゲーターは需要家リソースを活用して、精度の高い柔軟性を供出することが求められる。

### 1.6.3 需要家リソースの例示

#### (1) 定置用蓄電池

様々な時間軸で電力を吸収・放出できる ESS の中でも、電池を搭載したエネルギー貯蔵システムのことを蓄電池という [30]。蓄電池は今後コスト低下が見込まれ、普及が拡大する見込みである。交直変換器（インバータ）を有する蓄電池の場合、有効電力だけでなく無効電力も制御できるため、インバータ容量以内であれば正負にかかわらずあらゆる電氣的物理量を制御できる。蓄電池の種類としては、リチウムイオン電池、鉛蓄電池、NAS 電池等があり、貯蔵するエネルギーの量や用途、設置場所に合わせてその種類が選定される。

#### (2) 電気自動車

電気自動車は、電池を搭載したエネルギー貯蔵システムの一つで蓄電池の一種と考えることができるが、常に電力系統に接続されていないという点を考慮し、本論文では定置用蓄電池とは分けて考える。電気自動車は、運輸部門からの GHG 排出を削減で

きるだけでなく、自然変動電源や需要の変動に対応することの出来る柔軟性としても利用できるため、世界中で従来の内燃機関車の代替手段として有望視されている [31]。特に柔軟性として活用するための方策として、最適な電気自動車の充電スケジュール計画が広く研究されている [32]。Sekyung は、アグリゲーターが電気自動車を最適に運用することで、電力系統の安定化をもたらすとしている [31]。

### (3) 制御可能なその他の需要家リソース

ここまでのリソースは蓄電を目的としたものであったが、上記以外にも制御が可能な需要家リソースを活用することが検討されている。その主なものとして、ヒートポンプ、空調設備、熱電併給のコジェネレーションシステム等が挙げられる。奥谷らは、ヒートポンプ給湯器の実機特性を基にした DR 利用時の制御負荷のモデル化を行い、ヒートポンプ給湯器を DR 利用することで、系統に必要な柔軟性を増加させ、それにより系統に必要な蓄電池出力や容量を削減できることを確認し、系統安定化への貢献能力を示している [33]。また、高木らは、業務用空調機を DR に利用することで、関東エリアの電力供給コストに与える影響を評価しており、外気温度や使用環境により変化する業務空調機の 1 時間単位の DR ポテンシャルの評価方法を提案している [34]。

## 1.7 本研究の目的

再生可能エネルギーが大量導入される時代において、持続可能な脱炭素社会を実現するために、従来の需給調整手法に DR を組み込んだ合理的な需給調整手法を検討する。合理的な需給調整手法を検討するに辺り、需給調整に必要となる電力需要データの取得システムの構築及び、DR を有効活用するために必要な需要電力データの計測方法について検討を行う。また、DR を運用するアグリゲーターは、DR を最大限活用し需給バランスを保つために電力需要予測を実施する必要があり、電力需要予測における当日補正方法について、需要予測誤差の低減に関する検証を行う。さらに、電力需要だけでなく、自然変動電源の予測を担うアグリゲーターにおいては、発電量の予測誤差の解消に必要となる柔軟性の運用方法を定めるために、発電量の予測誤差の定量化が必要となる。本研究では、太陽光発電の発電量予測タイミングを実需給に近づけ、発電拠点間の距離の違いによる予測誤差を定量化し、予測タイミング及び地点間距離と予測誤差量の関係性を検討する。またゼロカーボンシティ等を想定し、脱炭素化シナリオを設定した場合の電力需給運用に係る費用を定量化し、地域経済循環性についても検討を行う。これらの研究を通じて、地域等の持続可能な脱炭素化における需給調整方法の提言し、安定安価な脱炭素化社会に貢献する。

## 第 2 章 京都大学における負荷設備の消費電力量の定量化

### 2.1 はじめに

#### 2.1.1 再生可能エネルギー大量導入に伴う課題に対する取り組み

再エネの変動要因の影響を受けやすい課題や、電力を系統に流せない課題に対し、需要家が電力の消費パターンを変化させる DR の活用が期待されている。DR によりピーク時間帯の電力需要を減らすことで、火力発電等の焚き増しを抑制できる可能性がある。他にも太陽光発電の出力ピーク時に、電力需要を増やし、発電した電力を出力制御せず有効に使用することが期待できる。

#### 2.1.2 省エネ法の改正に伴う電気使用の最適化

エネルギーの使用の合理化及び非化石エネルギーへの転換等に関する法律（省エネ法）は、石油危機を契機に、1979 年に制定された。省エネ法は、内外におけるエネルギーを巡る経済的社会的環境に応じた、燃料資源の有効な利用の確保に資するため、工場等、輸送、建築物及び機械器具等について、エネルギーの使用の合理化に関する所要の措置、電気の需要の平準化に関する所要の措置、その他エネルギーの使用の合理化等を総合的に進めるために必要な措置を講ずることとし、もって国民経済の健全な発展に寄与することを目的とされた。2021 年 10 月に閣議決定された第 6 次エネルギー基本計画を踏まえ、2050 年カーボンニュートラルや 2030 年の野心的な温室効果ガス削減目標の実現に向け、日本のエネルギー需給構造の転換の後押しと同時に、安定的なエネルギー供給を確保するため、2022 年に省エネ法が改正（改正省エネ法）され、2023 年 4 月より施行されている。

改正省エネ法では、化石エネルギーに加え、非化石エネルギーも報告対象となり、すべてのエネルギーの使用の合理化が求められることとなった。また、再エネ出力制御時への需要シフトや、需給逼迫時の需要減少を促すため、電気需要平準化を電気需要最適化に見直しを図られ、DR の活用による電気需要最適化を促進するような変更が実施された。

#### 2.1.3 京都大学の温室効果ガス排出状況と削減の取り組み

京都府が公表しているデータによると、本学は事業活動に伴う温室効果ガスの排出量が、京都府の中の事業者の中で第 3 位であった [35]。京都大学環境報告書 2020 によると、2019 年度のエネルギー使用量は 2,573,479 GJ (1,000 kWh = 3.6 GJ) であった [36]。二酸化炭素排出量は 141,615 t-CO<sub>2</sub>（電気使用による二酸化炭素排出量は 0.555 kg-CO<sub>2</sub>/kWh として計算）であった。単位面積あたりの二酸化炭素排出量は、103.1 kg-CO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup>年であり 2018 年度から 0.8 %減少している。

本学は、二酸化炭素排出量の 2019 年度比 2 %削減の目標を達成するための 2020 年度の計画を策定している。具体的な方策として、高効率空調設備への改修、LED 照明の導入、省エネの動機付けとなるエネルギーの見える化の継続と充実を掲げている。また、将来的に再生可能エネルギーを導入するために、2019 年度から VPP 構築実証事業（経済産業省）も進めている。この VPP 事業には、京都大学のエネルギーリソースの運用と特性を、はじめに定量化しておくことが求められる。

#### 2.1.4 本章の目的

再生可能エネルギーによって生まれた電力を最大限活用するためには、施設間の電力の融通や、電力需要ピーク時間帯のシフトが必要となる。本学では、温室効果ガスの削減に向けエネルギー使用の合理化を進めてきているものの、改正省エネ法で求められる電気の需要の最適化に利用される DR の定量化が進んでいない。本章では、本学に

における施設毎の設備の稼働状況を把握し、設備の稼働による消費電力量を把握する。また、使用状況の把握を通じて、需給逼迫時等の緊急時に求められる消費電力量の抑制や設備の使用時間帯の変更等の DR ポテンシャルの定量化を図る。

## 2.2 京都大学の電力消費状況

京都大学における 2019 年度の総電力消費量は、222,364 MWh であった。また、キャンパス毎では、吉田キャンパスの中央団地が 69,209 MWh、南部団地が 90,965 MWh、桂キャンパスが 24,255 MWh、宇治キャンパスが 22,385 MWh であった [37]。吉田キャンパスは受電エリアで 2 つの団地に分かれており、中央団地には北部構内、本部構内、西部構内、吉田南構内を含み、南部団地には、医学部構内、病院東構内、病院西構内、薬学部構内を含んでいる。京都大学が公開している電力使用状況によると、2021 年 1 月 28 日時点の京都大学全体の契約電力は、45,586 kW となっていた [38]。キャンパス毎の契約電力は、吉田キャンパスの中央団地は 14,570 kW、南部団地は 16,600 kW、桂キャンパスは 5,150 kW、宇治キャンパスは 6,500 kW であった。契約電力は電力会社との協議またはデマンド料金制によって決まる。デマンド料金制では契約電力は、基本的に当月を含む過去 12 ヶ月における、30 分毎の平均消費電力の最大値（最大デマンド値）によって決まる。ある期間の平均消費電力を、契約電力で割ることで負荷率を求められる。負荷率から、契約して用意された電力が、ある期間においてどれほど消費されているかが分かる。1 年間の負荷率は表 2-1 の通りに、京都大学全体が 55 %、吉田キャンパスの中央団地が 54 %、吉田キャンパスの南部団地が 62 %、桂キャンパスが 55 %、宇治キャンパスが 40 % であり、負荷率が最も高いのは吉田キャンパスの南部団地であった。

表 2-1 キャンパス毎の電力消費状況

分類	年間電力消費量 (MWh)	契約電力 (kW)	年間負荷率 (%)
京都大学全体	222,364	45,586	55
吉田キャンパス中央団地	69,209	14,570	54
吉田キャンパス南部団地	90,965	16,600	62
桂キャンパス	24,255	5,150	55
宇治キャンパス	22,385	6,500	40

## 2.3 桂キャンパスにおける消費電力の変動量の定量化

はじめに桂キャンパスにおける電力消費状況を調査した。桂キャンパスでは配電盤毎の消費電力量を計測しており、本研究では、2018 年 4 月 1 日から 2019 年 3 月 31 日における 1 時間毎の消費電力量を用いる。また、計測対象となる桂キャンパスの構内図は図 2-1 に示す通りである。



図 2-1 桂キャンパスの構内図（引用：京都大学桂キャンパス構内マップ）

計測する建物における1時間毎の、消費電力量の日変動についてクラスタリングした結果を、図 2-2 に示す。建物は A1 棟、A2～A4 棟、EM センター棟、イノベーションプラザ棟、ローム記念館、船井哲良記念講堂、事務管理等及び桂インテックセンター棟、福利・保健管理棟、C1 棟、C2 棟、C3 棟にとりまとめた。

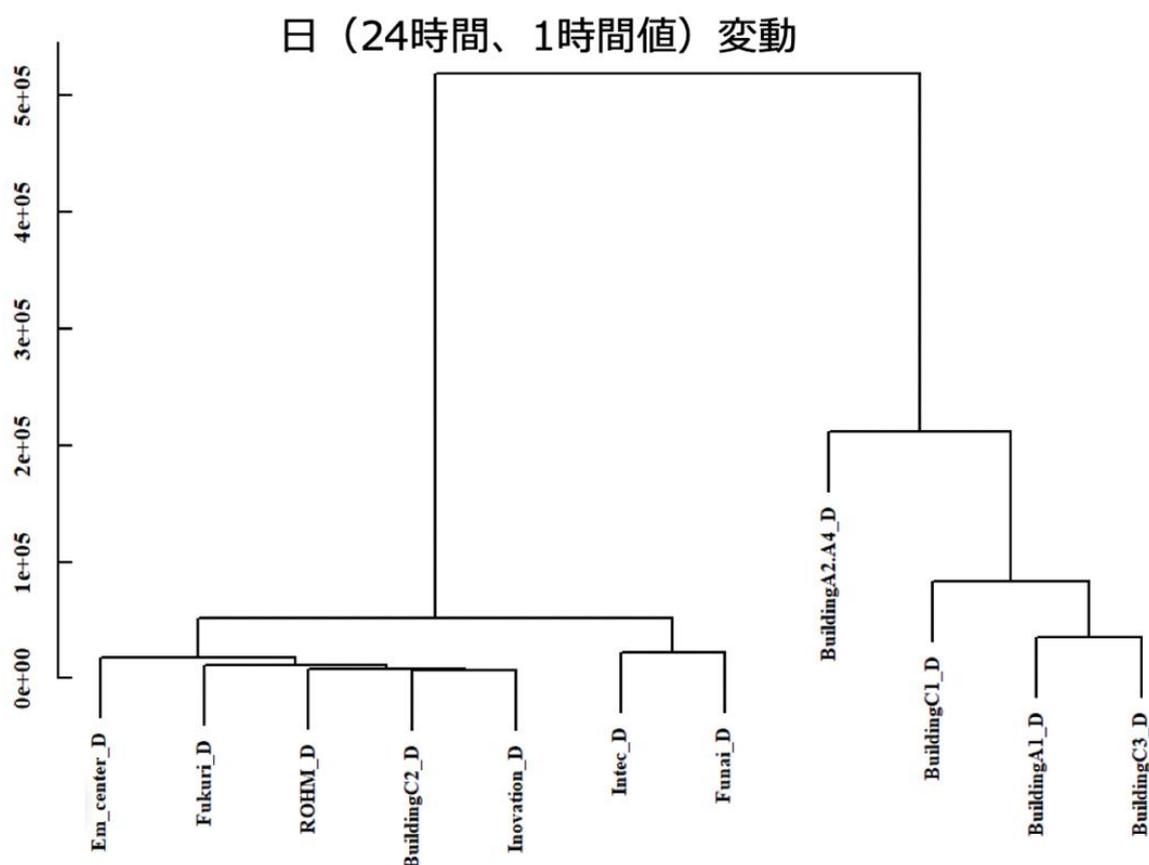


図 2-2 桂キャンパスにおける主要建物毎の消費電力量のクラスタリング結果

次に、2018年度における桂キャンパスにおける、消費電力量の積算値が大きい値を示した施設及び機器リストを表 2-2 に示す。

表 2-2 桂キャンパスにおける消費電力量の高い施設・機器リスト

名称	2018年度使用電力量 (MWh)
桂全体	24,881
A1	4,351
講座 特殊空調 (恒温、クリーンルーム)	335
講座 特殊空調 (恒温、クリーンルーム)	193
講座 特殊空調 (恒温、クリーンルーム)	135
共通部分 廊下、設備等 (冷却水循環装置、各種ポンプ装置)	235
共通実験室 特殊空調 (クリーンルーム)、冷却水循環装置	344
共通実験室 X線装置、空調	321
共通実験室 特殊空調 (恒温、クリーンルーム)	247
共通実験室 電子顕微鏡、空調	245
A2、A3、A4	7,498
講座 (A2) X線装置、ドラフト他	190
講座 (A2) 電気炉、ドラフト	159
講座 (A2) ドラフト	148
共通部分 (A2) 廊下、設備等 (コンプレッサー、各種ポンプ)	149
共通実験室 (A2) NMR、液化機、特殊空調 (恒温)	362
講座 (A3) NMR、液化機、空調、ドラフト	227
講座 (A3) NMR、液化機、空調、ドラフト	202
講座 (A4) 計算機	170
講座 (A4) NMR、液化機、空調、ドラフト	150
講座 (A4) X線装置	152
C1	3,389
講座 特殊空調 (恒温恒湿)、空調、ドラフト	670
講座 大型油圧機	369
講座 水槽攪拌ポンプ	259
講座 特殊空調 (恒温)	157
講座 特殊空調 (恒温恒湿)、X線装置	131
C2	543
共通部分 冷却水循環設備	468
C3	4,941
共通実験室 特殊空調 (恒温恒湿)、ドラフト	728
共通実験室 計算機、空調	415
事務・インテック	1,264
イノベーションプラザ	486
ローム記念館	596
船井記念館	928
福利棟	641
EMセンター	317

表 2-2 のリストに基づき、電力消費量が高く、DR のポテンシャルが高い施設及び機器を抽出し、施設、機器毎の典型的な消費電力量であるロードカーブを作成した。その結果を図 2-3 に示す。

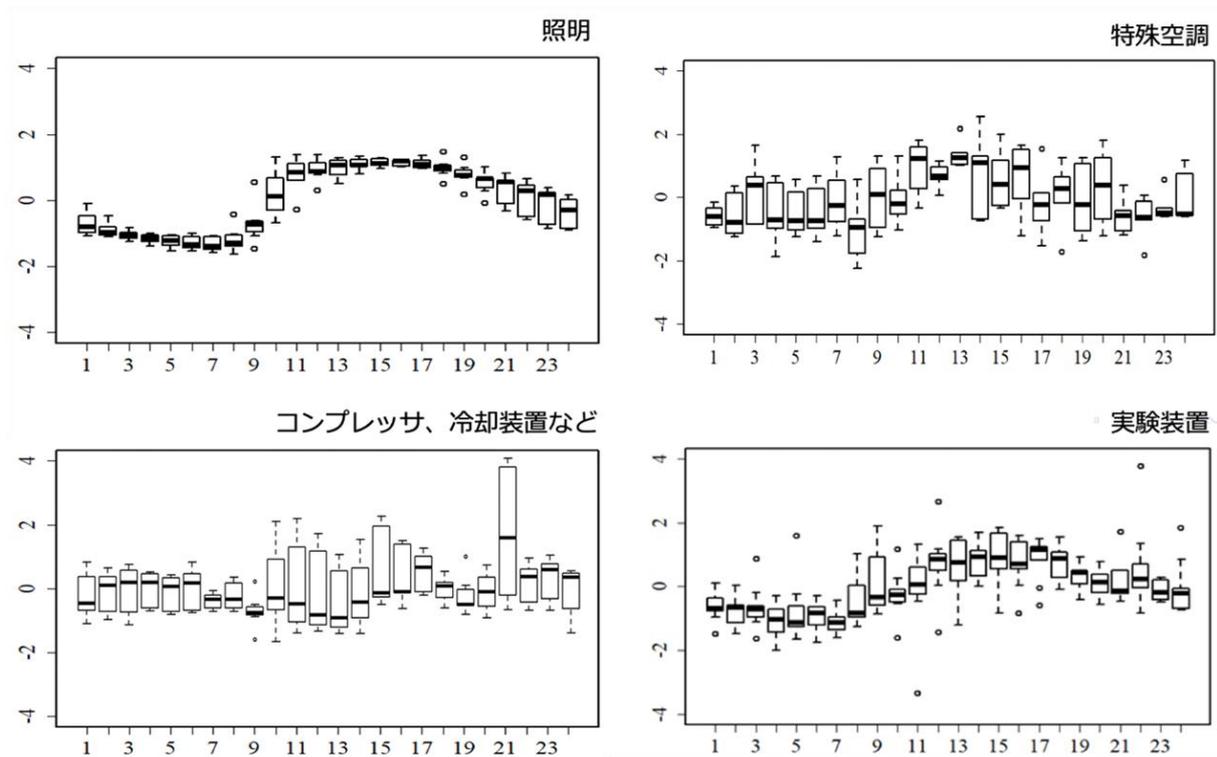


図 2-3 施設・機器毎の日間ロードカーブ

実験機器等の使い方がパターン化されていないロードカーブについては、稼働時間の変更が可能なポテンシャルが高く、稼働時間を変更するピークシフトができる可能性がある。一方、照明のようなパターン化されたロードカーブの場合、ピークシフトしにくい電力消費のため DR としてのポテンシャルは低く、電力需給逼迫時等の緊急時に消費電力量を抑えるような運用が考えられる。

これらを踏まえ、どれだけ減らせる電力量があり、電力消費のピーク時間帯から別の時間帯に消費を移せる量があるかを試算した。ピーク時間帯を 10 時から 18 時と定義した。桂キャンパスにおける電力を消費する設備を、消費量は減らせるが使用するタイミング（時刻、時間帯）は動かさない「需要制御グループ」と、使用するタイミングは変えられるが消費量は減らせない「ピークシフトグループ」に分類した。

需要制御グループの消費電力の変動可能量は、設備類毎の年間電力使用量に、運用方法で電力使用量を削減できる割合を乗ずることで推定した。この運用方法による電気使用量を削減できる割合の例を表 2-3 に示す。照明を 4 つのうち 1 つを消灯させ 25 % の削減、冷房を 26 度設定から 28 度設定に変更することで 15 % の削減、特殊空調を恒温恒湿の設定から恒温のみの設定にすることで 43 % の削減 [39]、等の削減割合を使用し、変動可能量を試算した。その結果、需要制御が可能な設備の年間電力使用量の 10,000 MWh のうちの 28 % である、2,850 MWh が変動可能な電力量であると試算できた。

表 2-3 設備毎の需要制御の効果

設備	需要制御方法	削減効果
照明	4 つのうち 1 つを消灯	25 %削減
空調	26 度設定から 28 度設定へ	15 %削減
特殊空調	恒温恒湿から恒温のみへ	43 %削減

ピークシフト要員の変動可能量は、設備類毎の年間電力使用量と、各設備類型においてピークシフト可能な設備の割合と、このうちのピーク時間帯に使用される割合を乗じて推定した。ピークシフト可能な設備の割合は、設定したベース値を超えている出力と、ベース値の差を1年間の総出力で除して求めた。ピーク時間帯に使用される割合は、ピーク時間帯でベース値を上回る回数を、1年間のベース値を上回る回数で除して求めた。その結果、利用時間を変更することができる設備の年間電気使用量 4,900 MWh のうちの 14 % である 710 MWh がピークシフト可能な電力量であると試算できた。

しかし、この分析は設備の大まかな分類から求めた数値であるため、個々の設備、機器の運用状況の詳細な調査を行う必要がある。運用状況を見て、消費電力を変動させるための方法、運用見直しによって消費電力を変動できる機器や設備の調査、消費電力を変動させることでどれ程の利益が生じるかの調査を行った。

## 2.4 居室における電力消費量の調査

桂キャンパスの一つの研究室に協力を依頼し、居室（教授室、准教授室、助教室、院生室）の1年間の消費電力のデータから、時間毎の消費電力の区間推定を行った。区間推定の結果の95%信頼区間の値を図2-4に示す。

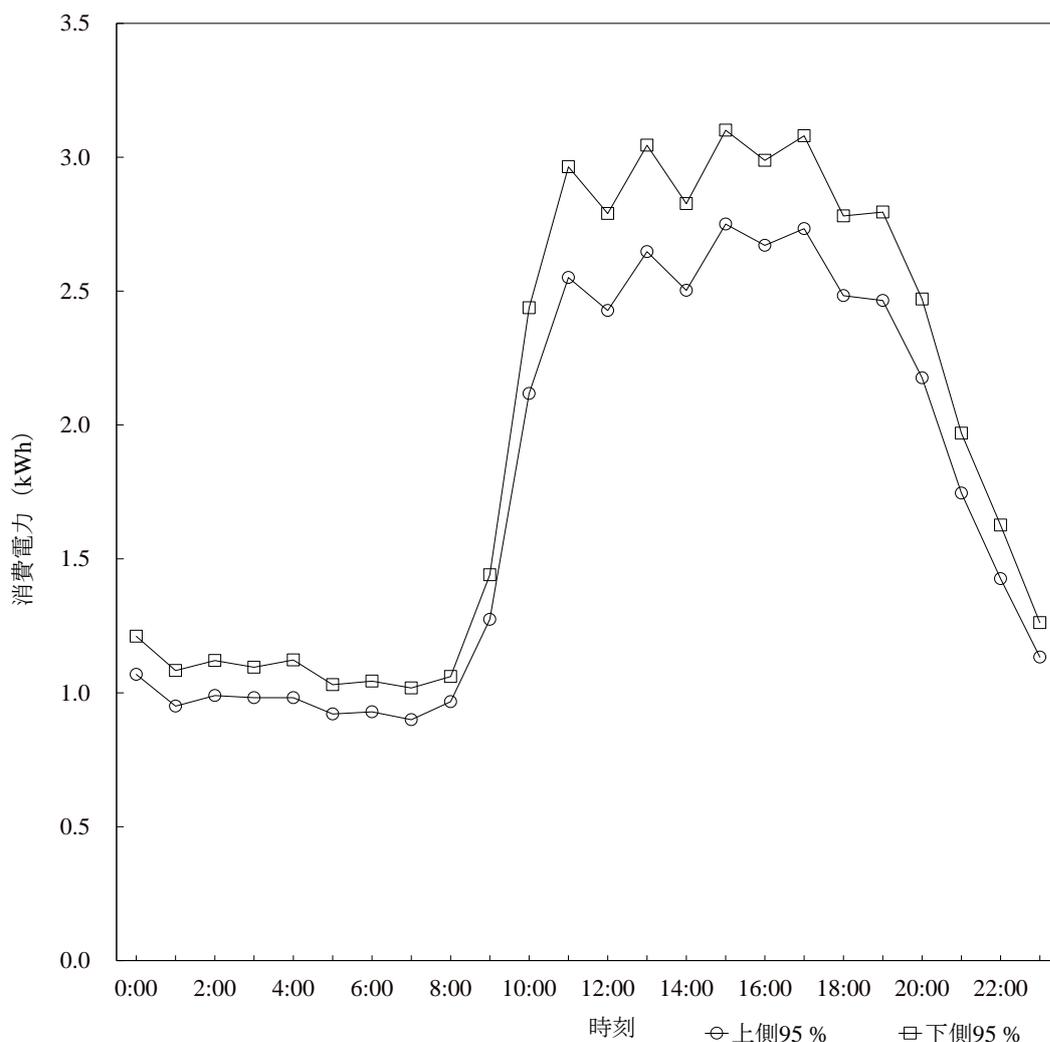


図 2-4 時刻毎の研究室の消費電力量の区間推定

図 2-4 は横軸が時刻を示し、縦軸が時刻毎の 1 時間の消費電力を示しており、11 時から 19 時までの間で消費電力が高くなっていることが分かる。朝は 8 時から 11 時までに急激に消費電力が増え、19 時から翌日の 1 時ごろに減っている。人が居室を訪れる時間に消費電力が増え、人が帰る 19 時から翌日の 1 時ごろに消費電力が減っている傾向が見て取れる。また 95 %信頼区間の幅は、最大で 0.41 kW であった。

1 日の平均消費電力量は 1 月と 2 月が大きく、どちらも 60 kWh 以上であった。2021 年 1 月 1 日から 2021 年 2 月 28 日までの、時間毎の消費電力の区間推定も行った。区間推定の結果の 95 %信頼区間の値を図 2-5 に示す。図 2-5 は横軸が時刻を示し、縦軸が時刻毎の一時間の消費電力を示している。また、95 %信頼区間の幅は最大で 1.50 kW でピーク時間帯（11 時から 19 時まで）の信頼区間の幅が大きくなった。つまり、1 年間を対象にしたときと比べて、日毎でピーク時間帯における消費電力量が大きく異なる。1 月と 2 月の気温が低くなる季節であるため、日毎にピーク時間帯における消費電力量の差がでるのは空調が原因であると推察した。そのため、空調と部屋全体の消費電力の関係を調査した。

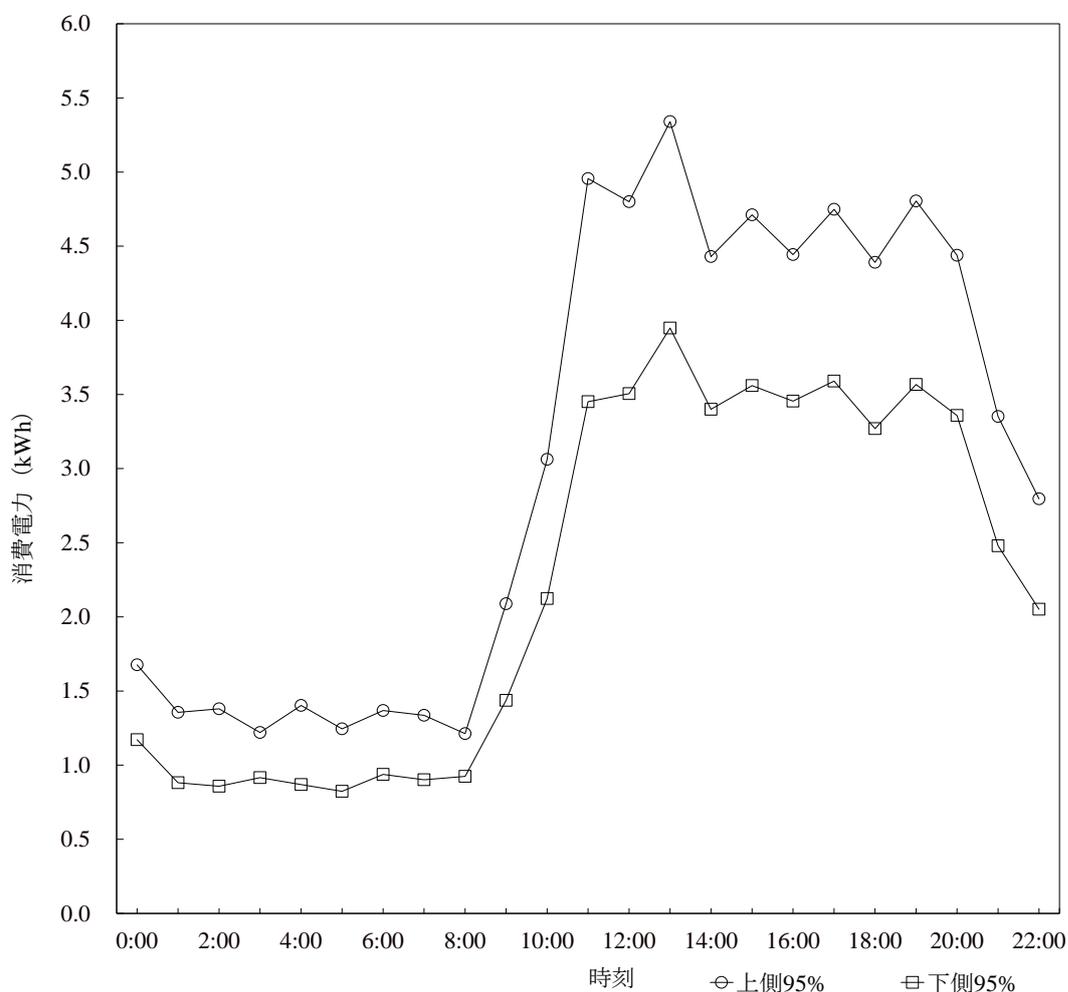


図 2-5 1 月と 2 月の時刻毎の研究室の消費電力量の区間推移

1 月の空調の消費電力と、研究室全体の消費電力の相関関係を調べたところ、相関係数が 0.91 となり高い相関性が認められた。そのため、空調の消費電力を制御すれば、部屋全体の消費電力も制御できると考えられた。日毎に空調の使用状況に差が出ない

よう空調を集中制御し、稼働の管理を徹底すれば、日毎の部屋全体の消費電力の差を小さくできる。また、空調の稼働を抑えるような管理をすれば、部屋全体の消費電力を小さくできる可能性が考えられた。

## 2.5 運用の見直しによって消費電力を変動できる機器や設備

大阪大学では、人の活動に関係せず定常的に発生する消費電力が全体の消費電力の約 80%あった [40]。京都大学でも人の活動に関係せず定常的に発生する消費電力の割合が多いと予想される。桂キャンパス C1 クラスターの地下 1 階にある実験室の、機器や設備の時間毎の消費電力から、運用を変えれそうな設備があるか、またその運用を変えることでどれだけ消費電力が変化するかについて検討した。

はじめに、常に電力を消費しながら稼働しているものと、使用するときだけ稼働するものに機器や設備を分けた。使用するときだけ稼働する機器や設備は、節電要請時に使用を控え、使用時間を変更することで電力消費パターンを変えることができる。一部のドラフトチャンバー、定温乾燥機、蒸留水製造装置等がこれに該当する。一方、超低温フリーザー、一部のドラフトチャンバーや排気ファン、純水製造装置等は常に稼働していた。

冷蔵保管室の超低温フリーザーの 30 分間の消費電力の平均は 1.79 kW で、平均の標準誤差が 0.009 kW と、一定の消費電力で稼働していた。超低温フリーザーの中の温度は普段は -80 °C 以下であるが、-75 °C まで温度が上がっても、超低温フリーザーの中の試薬等に対する影響小さいと考えられる。そこで、そのフリーザーの管理者に協力を得て、-80 °C の状態で超低温フリーザーの電源を切り、-76 °C まで温度が上がるまでの時間を測定した。なお、温度は超低温フリーザーの中央付近で計測した。測定結果より、庫内温度が -76 °C に到達するまでに要した時間は 43 分であったことから、43 分間にわたって 1.79 kW の消費電力削減が可能となることが確認できた。

## 2.6 極低温物施設棟の電力消費パターンの変化

桂キャンパス極低温施設棟にあるヘリウム液化機と、これに付随する圧縮機の、2011 年からの時間毎の消費電力を調査した。ヘリウム液化機の電力消費状況は 2011 年と 2019 年を比較しても大きく変化はしていなかった。一方、圧縮機は電力需要が大きくなる日中に稼働していたのが、年間の最大デマンドを抑えるために 2015 年から夜間運転に切り替えていたことが分かった。図 2-6、2-7 は 2011 年と 2019 年の圧縮機の時間毎の消費電力の平均値を示している。図 2-6、2-7 は横軸が時刻を示し、縦軸が消費電力の値を示している。

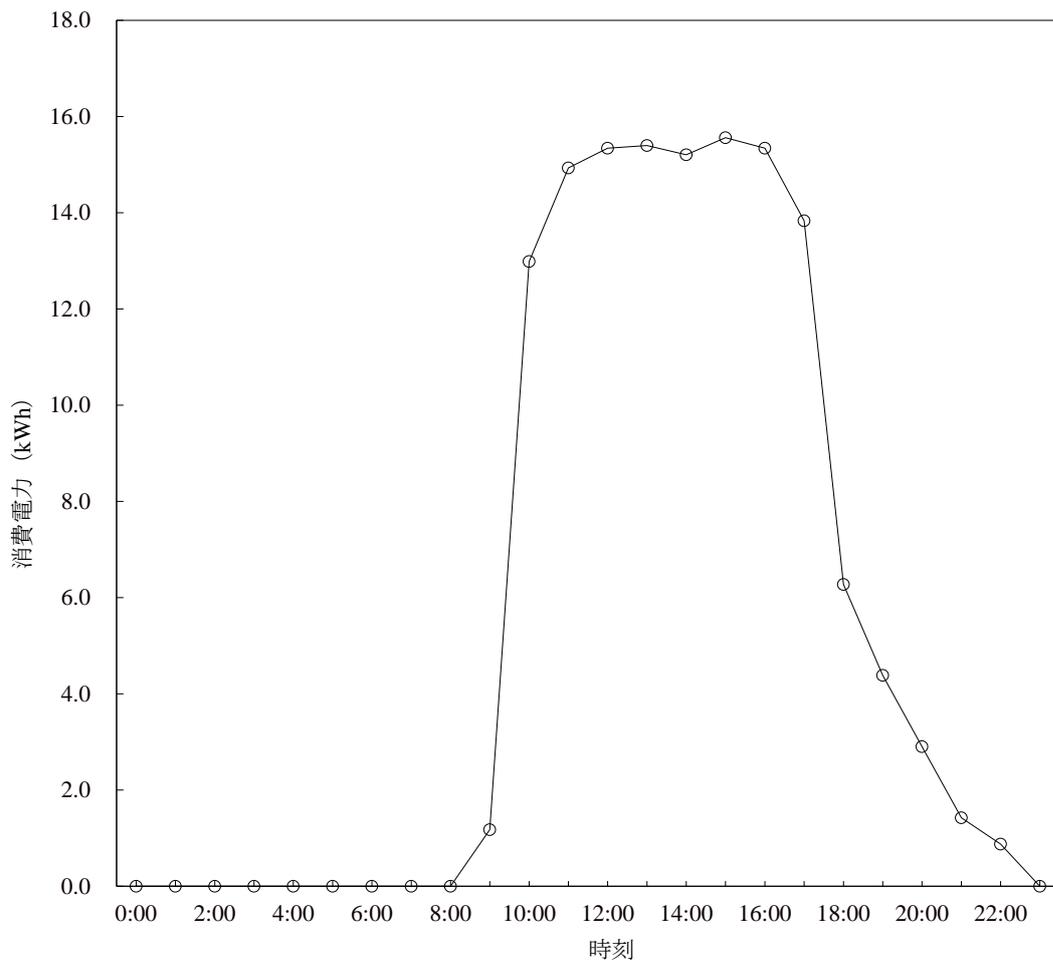


図 2-6 2011 年の時刻毎圧縮機の消費電力量の平均値

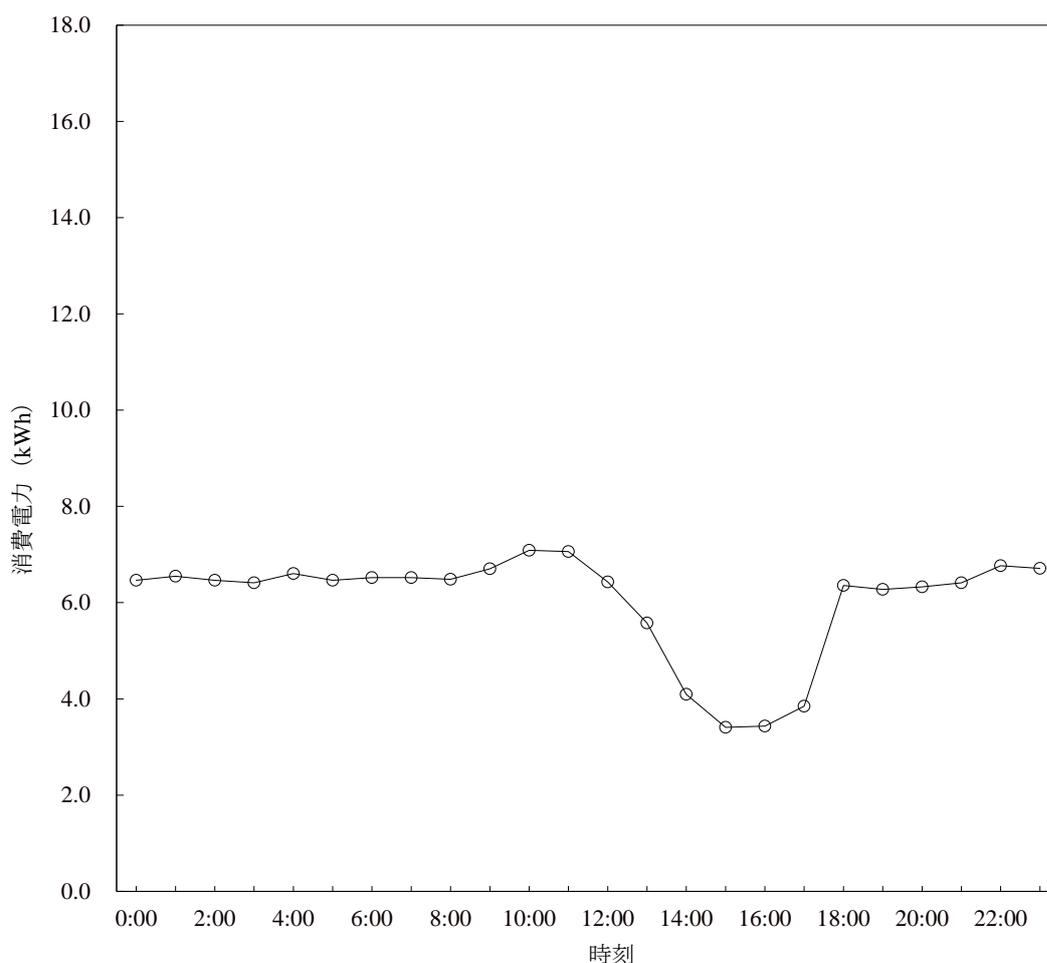


図 2-7 2019 年の時刻毎圧縮機の消費電力量の平均値

圧縮機は稼働開始時と稼働終了時を除くと、110 kW または 120 kW で運転している。桂キャンパスの消費電力のピーク時間帯は 10 時から 17 時であり、ピーク時間帯から、それ以外の時間帯に圧縮機の稼働タイミングを移すことで、年間の最大デマンド値が 120 kW 下がると想定した。また基本料金を 1,800 円/kW/月とすると、年間で 259 万円の基本料金が下がることになる。さらに、10 時から 18 時の電力需要が上がる時間帯の電力量料金を 17 円/kWh、それ以外の時間帯を 10 円/kWh で計算すると、2019 年の電力量料金は 2011 年と比べて、年間 16 万円安くなった。圧縮機の夜間運転により、合計で京都大学に 276 万円相当の削減効果があると試算できた。

## 2.7 本章のまとめ

本研究では、京都大学における再生可能エネルギー導入に向けた、VPP 構築に必要なエネルギーリソースの運用と特性を定量化することを試みた。まず、京都大学の電力使用状況を詳細に把握している桂キャンパスを中心に検討した。

桂キャンパスでは、キャンパス全体で消費電力をどれほど変動させることができるか試算し、2,850 MWh の消費電力が需要制御可能で、710 MWh の消費電力がピーク時間帯からシフト可能なことが分かった。次に、個々の施設や設備の運用や特性に着目した調査を行った。これにより、常に稼働している超低温フリーザーの節電可能性を確認した。また、ヘリウム液化機に付随する圧縮機の夜間運転を行うことにより年間 276 万円相当の電気料金の削減効果が生まれることが分かった。

今後は、今回定量化した DR のポテンシャルを活用し、実際に需給逼迫時を想定したダイナミックプライシングによる消費電力量の変化量を定量する。また、DR は構成員による設備の使用状況によっても日々異なることから、日毎の DR のポテンシャルについて不確実性を考慮した定量化を図る必要がある。再エネの余剰電力量の吸収等、DR の使い方自体にも様々なケースが想定されることから、用途別に定量化を図る。

## 第3章 蓄電池の充放電制御による DR の検討

### 3.1 はじめに

#### 3.1.1 電力系統の需給調整における DR の利用に関する取り組み

電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法が、2012年に施行されて以降、再エネの固定価格制度（feed in tariff；FIT）の再生可能エネルギー発電促進賦課金（再エネ賦課金）を通じ、日本でも再エネ発電設備の導入が加速している。一方、出力変動が大きい再エネが電力系統への連携が増加するにつれ、電力需給バランスの確保の方法が変化してきた。今後、従来の火力発電等を用いた周波数制御から、需要家施設及び設備を利用した DR も加えた、周波数調整の方策が求められる [41][42]。このため、DR に関する様々な研究が報告されている。

電力系統の需給調整に DR を活用するためには、変動量の把握、運用計画の策定、制御の基準となるベースライン（Baseline；BL）の作成及び制御を行う必要がある。Wang らは、需要家が保有する電力系統に接続された蓄電池を活用し、再エネと需要負荷の変動を伴う不確実性を含む中で、蓄電池の残容量管理を考慮した二段階 DR の運用方法を提案した [43]。また、需要家には負荷需要及び制御対象設備だけでなく、自家消費利用を目的に太陽光発電設備（Photovoltaic power generation；PV）が連系されている。特に、住宅における BL の作成するために、スマートメータ（Smart Meter；SM）等の電力量から、PV と需要負荷を分離する研究も進んでいる。しかし、PV とその他の負荷設備の利用状況を分離して把握するために別途メータを設置することは、住宅の数を考慮した場合、設置点数が莫大になることから、現実性に乏しく、正味の負荷データから分解する機械学習アプローチが提案されている [44][45][46]。住宅用の DR において、個別機器すべての電力量データを把握することは、顧客データのプライバシーに関する懸念もあるため、SM から取得できる電力量データに基づき BL を推定している [47]。Charalampos らは、SM から 5 分値データを活用し、負荷が高周波に変動することから、移動平均処理による DR 制御を行った [47]。これらの DR は SM の計量値を用いて評価されるが、DR 用途は電力卸市場への提供を念頭に置いており、DR 制御量の評価に制御精度の観点は盛り込まれていない。

一方、DR の用途が電力系統の周波数制御に用いる調整力利用であった場合、より高精度な制御が求められる。我が国では 2021 年に需給調整市場が開設され、既に 2 種類の調整力の取引が開始されている。取引されている調整力は、FIT インバランス特例制度①及び③の再エネ予測誤差に対応する三次調整力②、ゲートクローズ（Gate Close；GC）以降に生じる長周期成分の予測誤差や電源脱落に対応する三次調整力①である。

三次調整力①は、経済負荷配分制御（Economic load Dispatching Control；EDC）と呼ばれており、電力系統における需給変動の調整費用の最小化を目的としている。今後、定常時における電力系統の周波数及び連系線の電力潮流を、規定値に維持するために地域要求量を検出し、電源等の出力を自動制御する負荷周波数制御（Load Frequency Control；LFC）も取り扱う方針となっている。

また、調整力用途の DR では高精度な制御を要することから、制御精度を確保するために、SM の伝送時間の短縮化、計測機能の向上等について言及されている [47]。また DR による調整力は、アグリゲーターを介して取引されており、アグリゲーターが制御精度の確保等のために、別途計測設備を導入する必要があることも指摘されている [47]。

LFC 制御等に関する研究は多数あり、周波数計測器を用いて周波数偏差から DR 制御を検証している。Andrew らは、温度制御が行われる給湯器と蒸気発生器、蓄電池等を活用し、電力価格に基づいて運用されるフィードバック（Feed back；FB）制御を実現するために、トランザクティブ制御器を開発した [48]。併せて、TSO が提供するフィードフォワード価格信号を制御ループに組み込むことにより、周波数偏差をゼロに

近づける検討も行った。Kimらは、周波数計測器を活用し、BTMに連系された蓄電池を制御することで、急激な負荷需要の変動を吸収し、LFC制御方法を提案した[49]。このように、DRを調整力利用するためには、周波数偏差を把握し、FB制御をアグリゲーターが実施していく必要がある。DRの用途によりその評価方法は異なるが、基本的にはSMから取得される消費電力量の値を用いる。このため、BLの策定、変動量の推定、制御、金銭的な精算等に用いられるSMは、DRを普及拡大させ、再エネ大量導入における電力系統を運用する上で要の機器と言える[50]。

### 3.1.2 スマートメータを活用した電力量計測手法

一般に電気使用量の計量に使用される電力量計は精密電力量計及び普通電力量計の精度をもつ電力量計であり、交流回路において使用する電子式電力量計及び電流合成方式の多回路を総合計量する電子式電力量計（以下、計器）は、JIS C1271-1により規定されている[51]。

発信装置を備えたこれらの計器は、電力量または無効電力用に比例した一定数の電氣的信号を発生させることができる。発信装置等が発生させる1kWhまたは1kvars当たりのパルス数は、パルス定数と呼ばれる。発信パルス出力装置を備える計器（三相三線式、定格電圧：100V、定格電流：5A）の場合、パルス定数は50,000 pulse/kWhと定められている。計器から発信されるパルス値は、送配電事業者に対し利用申し込みを行うことで取得することができ、様々な事業者が電力需要のモニタリングや負荷平準化、DR制御等のために利用している。パルス値を計測するためのパルスカウンタや、リアルタイム計測及び通信をするためには、図3-1に示すような通信機能を有した中継器（Gateway；GW）等を用意する必要がある。

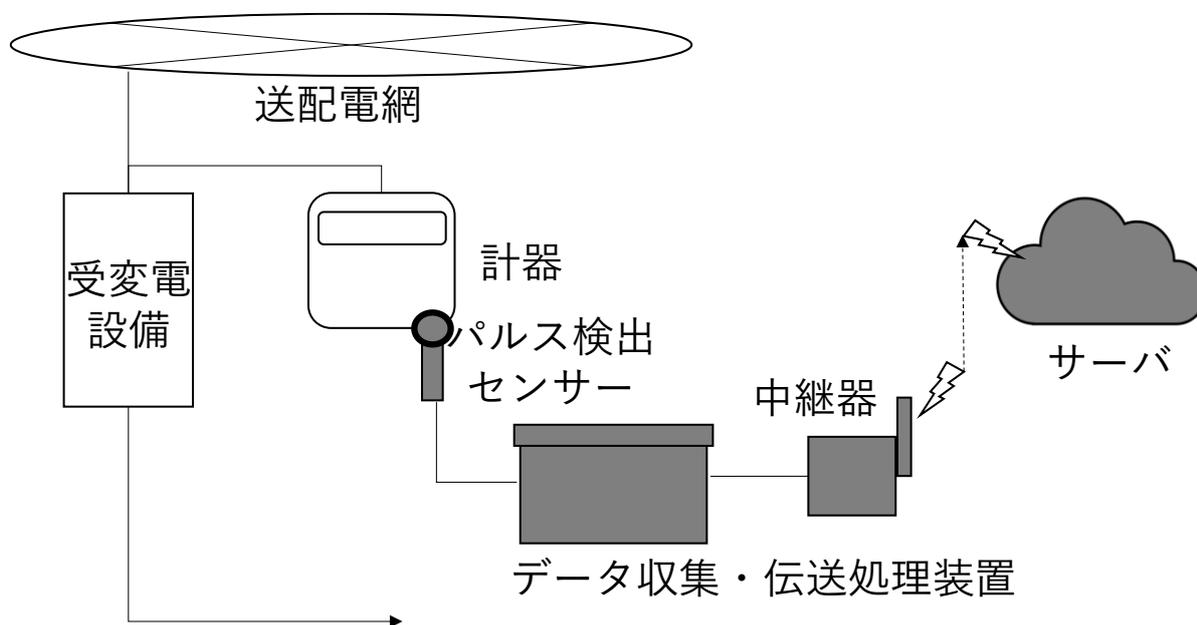


図3-1 中継器を介した受電点電力量の計測方法

### 3.1.3 スマートメータの電力量を活用したDRの課題

計器から取得したパルス値を、電力量に換算する場合、合成変成比を考慮する必要がある。合成変成比は変流器の公称変流比（Current Transformer；CT）と計器用変圧器の公称変圧比（Voltage Transformer；VT）との積を言う。また、変流器のCT比は、定

格一次電流を定格二次電流で除した値であり、計器用変圧器の VT 比は、定格一次電圧を定格二次電圧で除した値である。本研究では、CT 比が 20 (100/5 A)、VT 比が 60 (6,600/110 V) の計器から、パルス値を取得した。電力需要が 300~500 kW 程度で推移する需要家を対象に、図 3-1 の構成の下、計器のパルス値を測定した。LFC 制御で必要となる高速な FB 制御を想定し、1 秒間隔でパルス値を得た。2022 年 2 月 7 日 (月) 12 時 00 分 00 秒~13 時 00 分 00 秒における、パルス値を用いた電力換算値の 1 秒間隔の時系列データを図 3-2 に示す。

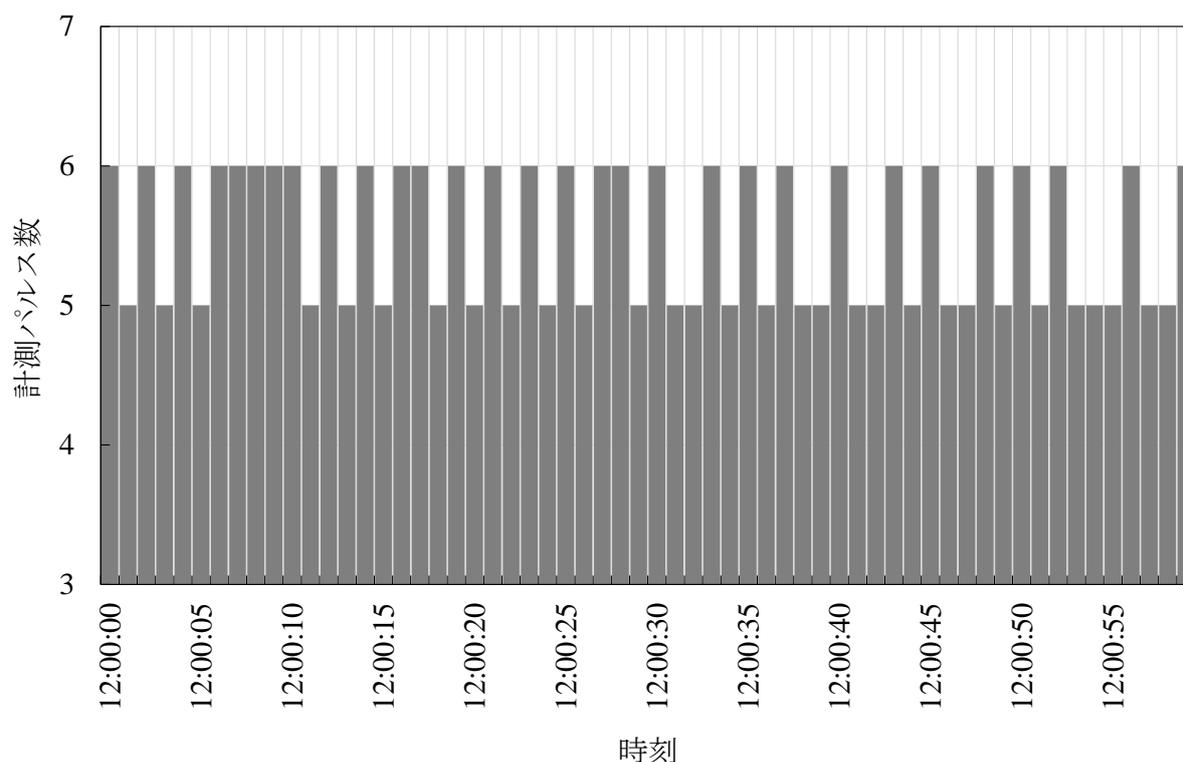


図 3-2 1 秒間隔パルス値の時系列データ

パルス定数 50,000 pulse/kWh、CT 比 20、VT 比 60 であることから、計器から 1 秒間に 1 パルスを取得した場合、電力換算値 (kW/pulse) は 86.4 kW/pulse であった。これにより、同期間における電力換算値の時系列データを図 3-3 に示す。

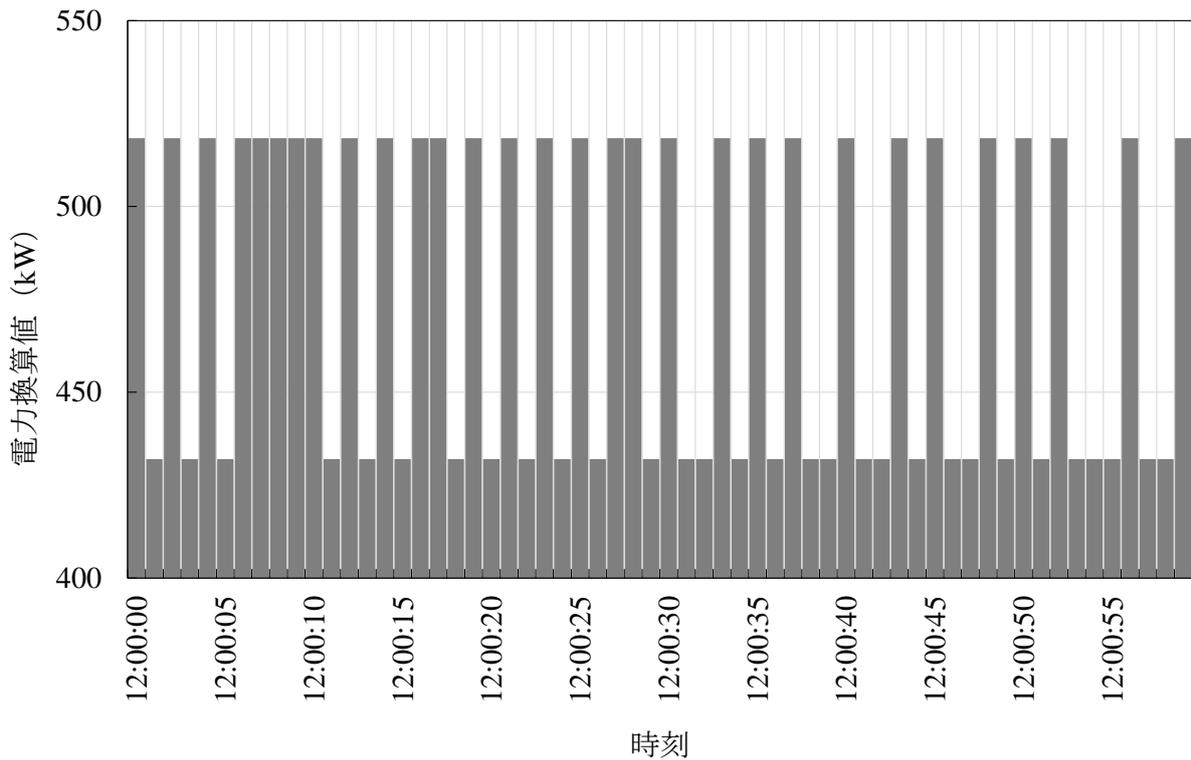


図 3-3 1 秒間隔電力換算値の時系列データ

図 3-3 に示す電力換算値の平均値は 475.2 kW であるのに対し、パルス値による電力換算値は 432 kW と 518.4 kW となった。パルス定数の制約上、実際の電力値が 432～518.4 kW を示したとしても、パルス値はこれ以上細分化できない。また、電力量計の種類によっては、需要電力に応じて合成変成比が大きくなり、VT 比 77,000/110 V、CT 比 100/5 A の場合、換算電力値は 1,008 kW/pulse となる。しかし、DR の評価が SM の電力量を基に評価されており、アグリゲーターは FB 制御指示量の算出に当たり、合成変成比及び 1 kWh 当たりの出力パルス数に基づき換算された電力値を使わざるを得ない。

### 3.1.4 本章の目的

日本では既に SM は多数設置されており、取得可能な電力量の値を用いて、デマンド監視装置による電力需要のモニタリングやデマンドコントローラーによるピークカット等が提供されている。また、電力量に応じて SM から発信されるパルス値を利用し、アグリゲーターが DR を実施している。DR を LFC 制御や EDC 制御等の調整力として利用する場合、SM の値を用いて評価されることから、制御精度確保するために、電力需要のリアルタイム計測と、1 秒周期等の高速な FB 制御を行う必要がある。

しかし、FB 周期の短周期化に伴い、FB 制御量の算出に利用できる SM の消費電力量データの時間間隔は短くなる。アグリゲーターは FB 制御指示の算出に当たり、合成変成比及び 1 kWh 当たりの出力パルス数に基づき換算された電力値を使わざるを得ない。このような状況では、需要家の蓄電池の出力及び容量を大規模化することにより、制御精度の確保が可能になるが、蓄電池は導入費及び運転維持費等が比較的高価であることから、出力及び容量が過大な蓄電池の導入を避け、需給調整費用の増加を避けることは重要とされている [48]。

本章では、アグリゲーターが高速な FB 制御時に利用する SM のパルス値について、パルス値をより詳細に取得する方法について検討する。また、電力量当たりの発信パ

ルス数を変化させることにより、蓄電池へのFB制御指示値である充放電出力値及び充放電量が、どのように変化するかを確認する。併せて、蓄電池を活用した高速なFB制御を通じて、三次調整力①に求められる制御精度を確保できるかについても検証する。

### 3.2 スマートメータから取得するパルス値の高分解能化に関する検討

#### 3.2.1 計器定数を活用した電力量測定手法

計器には、3.2.1 で利用したパルス定数の他に、計器定数と呼ばれるパルス値がある。JIS C1271-1 では、計器定数は計器を試験するとき用いるパルスの 1 kW<sub>s</sub> または 1 kvar<sub>s</sub> 当たりのパルス数と規定されている。また計器は、適切な試験装置を用いてモニタできる、計量パルス出力装置を備えなければならないと定められている。計量パルス出力装置は、計量精度等を確認するために使用され、規定される電氣的計量パルス出力と工学的計量パルス出力の要件を満たす装置を具備しておく必要がある。

本章では、計量パルス出力装置の電氣的計量パルス出力を、無電圧接点信号で抽出する装置を活用し、1 kW<sub>s</sub> 当たりのパルス数が通常取得できるパルス定数の値より大きな値として検出できるかを確認する。実際に電力利用されている計器から、計量パルス出力装置の計器定数のパルス値を取得することはできないことから、試験用計器に三相電力発生器を用いて疑似的な電力負荷を与え、計量パルス出力装置から発信されるパルス信号を取得した。試験には、三相三線式、定格電圧 100 V、定格電流 5 A、計器定数 1,000 pulse/kW<sub>s</sub> の精密電力量計及び普通電力量計を用いた。

#### 3.2.2 計器定数を活用した高分解能パルスの検出結果

計器にデンソクテクノ製の三相電力発生器 (PWS-307CN) 定格電力を 2 種類の計器に印加し、計器から電氣的計量パルスを出力した。また、KENWOOD 製の直流安定化電源 (PW36-1.5AD) を介し、電源供給されたデンソクテクノ製のパルス抽出装置 (SN2110039)、YOKOGAWA 製のスコープコーダ (DL850) 及び ADVANTEST 製のユニバーサルカウンタ (TR-5822) を用いて確認した。印加した電力を基に、電力量計のパルス信号の理論値を算出し、高分解能パルス出力装置を介してユニバーサルカウンタで計測した周波数を比較し、誤差率を求めた。その結果を表 3-1 に示す。

表 3-1 周波数の計測値及び理論値との比較結果

品名	測定周波数 (Hz)	周波数 (理論値) (Hz)	誤差率 (%)
精密電力量計	952.05	952.63	0.06
普通電力量計	951.50	952.63	0.12

誤差率は、周波数 (理論値) と測定周波数の差分を周波数 (理論値) で除算することで求められる。また、スコープコーダで各電力量計のパルス出力を確認した結果を、図 3-4、図 3-5 に示す。

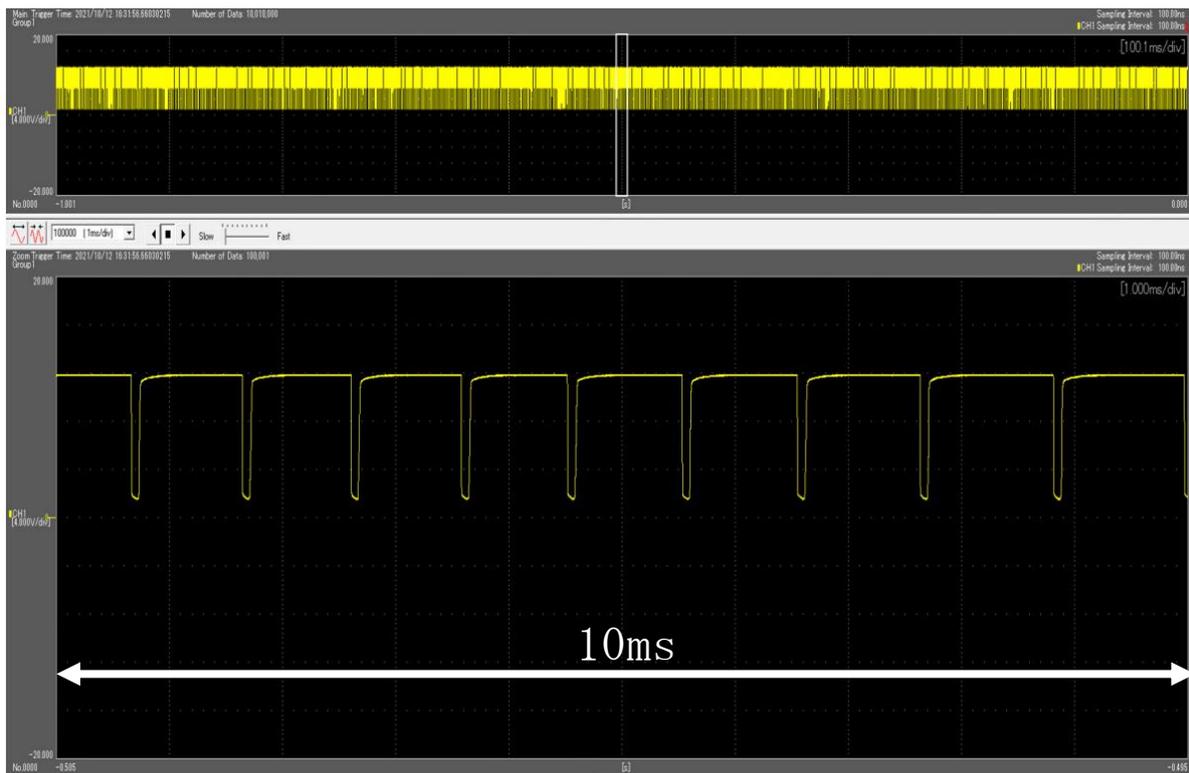


図 3-4 精密電力量計における計器定数のパルス出力

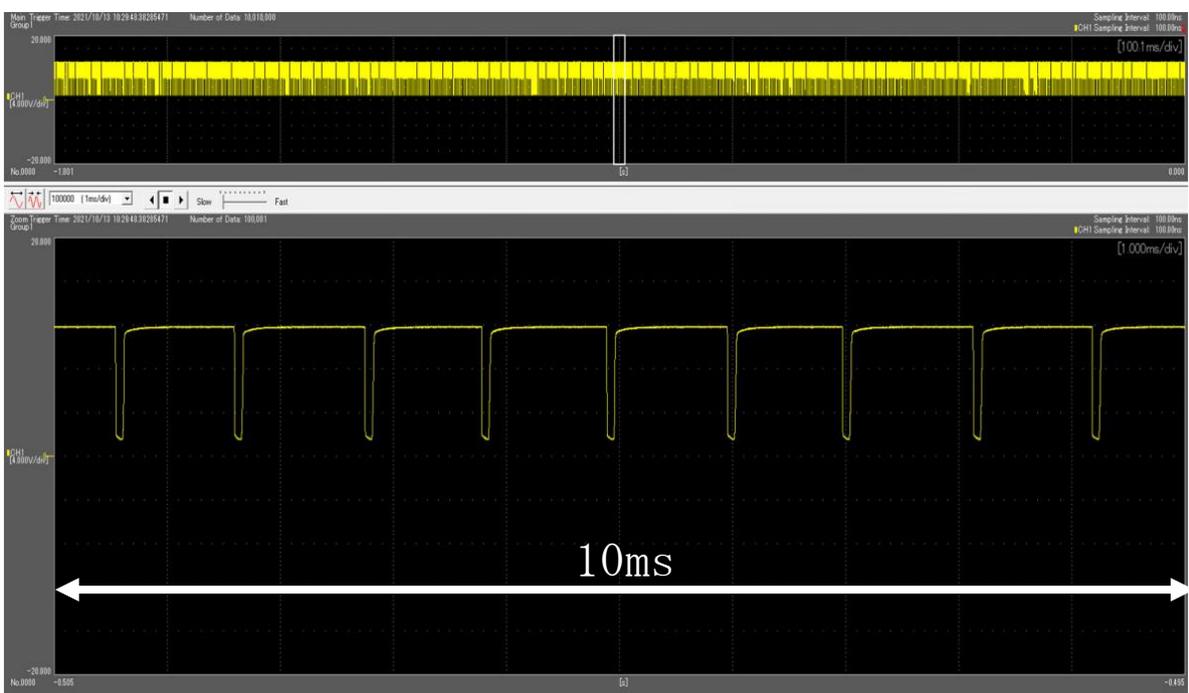


図 3-5 普通電力量計における計器定数のパルス出力

これらの結果から計量パルス出力装置を介して、1 kW<sub>s</sub> 当たりのパルス数が多いパルス値を取得できることを認めた。使用したパルス出力装置は無電圧接点信号を出力できる仕様としているため、図 3-1 に示すパルス検出センサーとして活用することもできる。計器のパルス値に関して、パルス定数から計器定数に切り替えた場合、1 kW<sub>s</sub>

当たりのパルス数を比較して、1,000 plus/kWs となるため (50,000 pulse/kWh = 13.89 pulse/kWs)、1 kWs 当たりの出力パルス数は 72 倍となる。次章では、1 kWs 当たりの出力パルス数の増加が、EDC 制御に必要な蓄電池への FB 制御指示値の出力及び制御量に与える影響について検討する。

### 3.3 蓄電池を活用した DR の制御指示値に与える影響

#### 3.3.1 蓄電池を活用したフィードバック制御方法

本章では、需給調整市場の取引規定にて定義されている三次調整力①を要件とし、三次調整力①の供出に際し、1 kWs 当たりの出力パルス数の増加が FB 制御時における蓄電池への制御指示値に与える変化量を得る。

三次調整力①は制御時間が 3 時間であり、評価対象である 1 分毎の電力需要と基準値の差は、3 時間分の 180 点存在する。評価は 3 時間の制御時間について 30 分単位毎に行われるため、30 点毎に区切り、評価対象が許容範囲内に 90 %以上滞在する制御を行う必要がある [52]。許容範囲は、TSO から指令された値 (以下、指令値) から、約定された  $\Delta kW$  の  $\pm 10\%$ 以内と定められている。本研究では、FB 制御結果を踏まえた電力換算値を用いて、1 分毎の電力需要と基準値の差を算出し、許容範囲内に滞在した回数を制御時間である 360 分で除した値を滞在率とした。

また基準値は、送配電網協議会が定める取引規定 (需給調整市場) に則り、1 分基準値電力計画 (事前予約型) とした。1 分基準値電力は、資源エネルギー庁が公表するエネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドラインに定められた High 4 of 5 (当日調整あり) を応用して算出した [53]。本ガイドラインの High 4 of 5 は、DR 実施日が平日の場合と土日祝日の場合とで分類されている。本研究では、平日のデータを用いることから、平日の場合における High 4 of 5 の作成方法について述べる。まずは、制御対象の需要電力に対し、DR 実施日の直近 5 日間のうち、DR 実施時間帯の平均需要量の多い 4 日間 (High 4 of 5) の需要データについて、30 分単位の需要電力の平均値を算出する。ただし、直近 5 日間には DR 実施日当日を除く [47]。当日調整を行うために、DR 実施時間の 5 時間前から 2 時間前までの時刻における、30 分単位の 3 時間の需要電力について「DR 実施日の当日の電力需要 - 前述の High 4 of 5 により算出された電力需要」の平均値を算出する。これを当日調整の補正量として定める。最後に、DR 実施時間帯の 30 分単位の需要電力に当日調整の補正量を加算し、High 4 of 5 の基準値を作成した。ただし、1 分基準値電力計画は 1 分単位で作成することから、30 分単位ではなく 1 分単位とし、当日調整の補正量を加えることとした。

三次調整力①の制御を模擬するに当たり、蓄電池を活用した FB 制御の概要図を、図 3-6 に示す。計器で計測される電力換算値と目標値の乖離量を、次コマの制御指示値へ反映させることで、FB 制御を行うこととした。ここでの目標値とは、基準値から指令値を差し引いた値を言う。

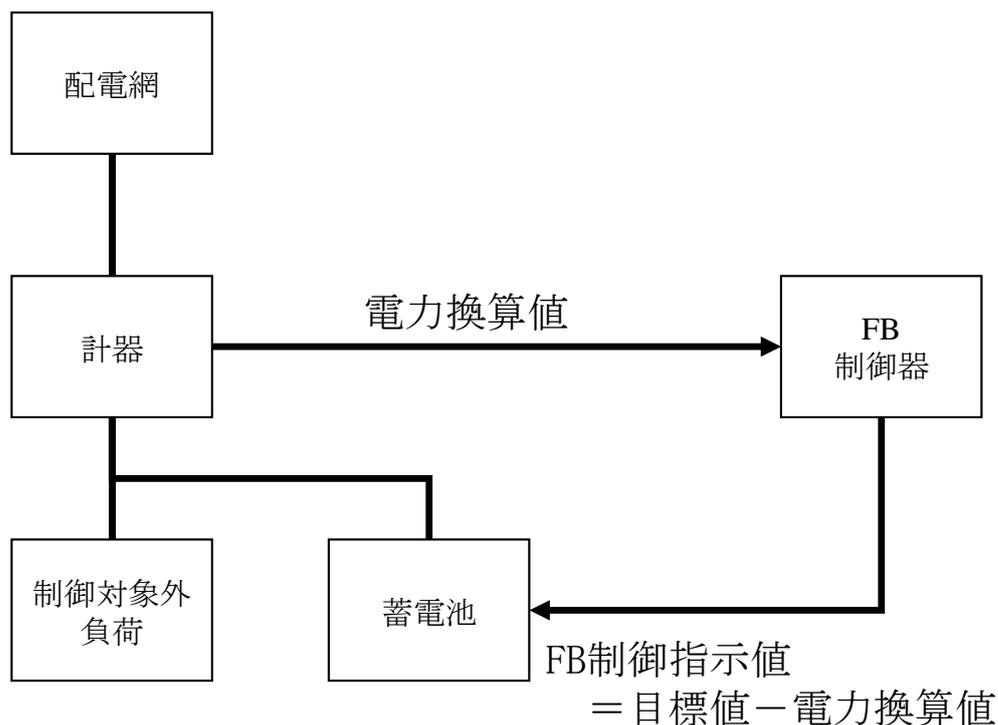


図 3-6 蓄電池を活用した FB 制御の概要図

FB 制御をするためには、計器からのパルス値の取得、中継器を介したサーバへの電力量換算値の送信、フィードバック制御量への演算、蓄電池への制御指令値の送信、蓄電池の充放電制御のサイクルを繰り返し実施する必要がある。このため、本研究では時刻  $t$  における FB 制御量を時刻  $t+5$  コマの蓄電池への制御指示値とし、5 秒間の遅延を想定の上、FB 制御周期を 1 秒単位として検証した。

### 3.3.2 計器定数を模擬した電力換算方法

計器定数のパルス値は、実負荷を用いて計測することができないことから、パルス定数のパルス値を用いた。土日祝日を除く 2022 年 2 月 7 日（月）～2022 年 2 月 16 日（水）の 1 秒単位で計測したパルス値を活用し、時刻  $t$  における電力換算値と時刻  $t \pm 5$  秒以内の電力換算値の移動平均値を用いた。対象時間を 12 時 00 分 00 秒～18 時 00 分 00 秒とした際、パルス値が 1 回変動するのに要する平均時間が 4.53 秒であったことから、移動平均の時間間隔を前後 5 秒とした。なお、日毎におけるパルス値が 1 回変動するのに要する日平均時間を、表 3-2 に示す。

表 3-2 1 秒単位のパルス値が 1 回変化するのに要する日毎の平均時間

月日	2/7	2/8	2/9	2/10	2/14	2/15	2/16
平均時間 (秒)	4.78	4.39	4.35	5.08	4.17	4.20	4.76

移動平均による計器定数を模擬した電力換算値と、パルス定数による電力換算値を図 3-7 に示す。対象時間は 6 時間のうち、2022 年 2 月 14 日（月）の～2022 年 2 月 16 日（水）13 時 00 分 00 秒～13 時 03 分 00 秒までの 3 分間を抽出した。

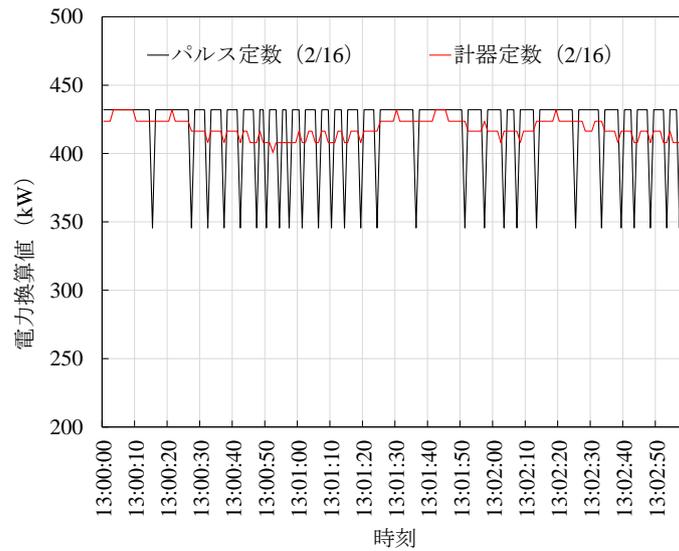
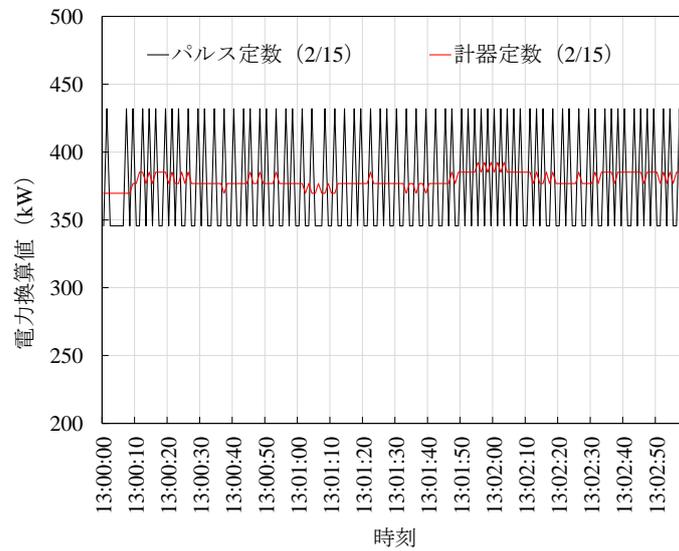
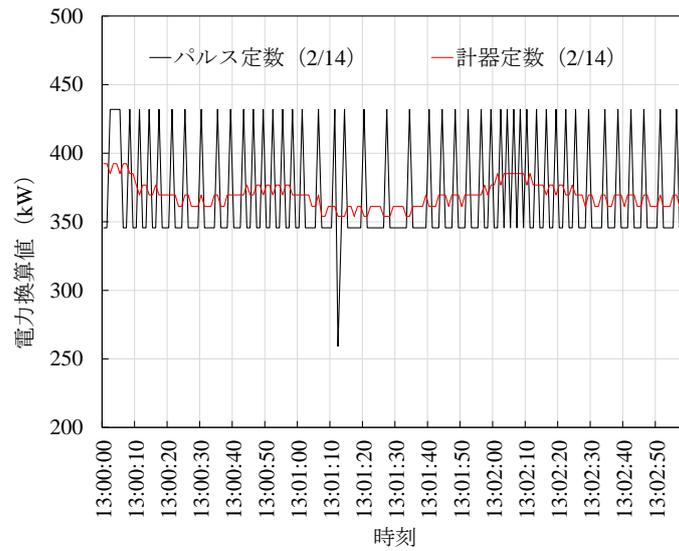


図 3-7 13 時 00 分 00 秒～13 時 03 分 00 秒におけるパルス定数による電力換算値及び計器定数を模擬した電力換算値（上：2022 年 2 月 14 日（月）、中：2022 年 2 月 15 日（火）、下：2022 年 2 月 16 日（水））

### 3.3.3 フィードバック制御における充放電制御指示値の定量化

2022年2月14日（月）～2022年2月16日（水）の3日間における基準値を作成するに当たり、各日のDR実施時間（12時00分～15時00分及び15時00分～18時00分）における平均電力を作成したものを表3-3に示す。

表 3-3 DR 実施時間における日別の平均電力

月日	12時00分～15時00分	15時00分～18時00分
2月7日	432.9	402.8
2月8日	399.5	368.1
2月9日	392.4	366.5
2月10日	467.8	420.3
2月14日	380.2	349.5
2月15日	382.8	352.3
2月16日	424.3	401.5

2022年2月14日（月）の12時00分～2022年15時00分及び15時00分～18時00分の基準値については、2022年2月7日（月）～2022年2月10日（木）の4日間の値を用いて作成した。2022年2月15日（火）の両時間帯の基準値は、表3-3の値から、High 4 of 5に従い、2022年2月7日（月）～2022年2月10日（木）の4日間の値を用いて作成した。2022年2月16日（水）の基準値は、2022年2月8日（火）～2022年2月10日（木）及び2022年2月15日（火）の値を用いて作成した。また、当日調整の補正量は、DR実施時間の5時間前から2時間前までの30分単位の6コマについて「DR実施日当日の需要量 - High 4 of 5の算出方法により算出された値」の平均値を算出することで求められる。表3-4には、DR実施時間の5時間前から2時間前までの30分単位の6コマにおける平均電力を示す。表3-5には、2022年2月14日（月）～2022年2月16日（水）における当日調整の補正量を示す。

表 3-4 DR 実施時間帯の5時間前から2時間前までにおける日毎の平均電力（kW）

月日	7時00分～10時00分	10時00分～13時00分
2月7日	435.0	464.6
2月8日	403.7	427.2
2月9日	391.3	414.7
2月10日	365.9	451.4
2月14日	365.6	397.0
2月15日	350.6	394.3
2月16日	376.9	423.0

表 3-5 DR 実施時間帯別の基準値における当日調整の補正電力 (kW)

日時	12時00分～15時00分	15時00分～18時00分
2月14日	-33.4	-45.2
2月15日	-33.4	-45.2
2月16日	-4.7	0.4

これらの値から1分基準値電力計画を作成し、3.3.2で作成したパルス定数と計器定数の電力換算値を活用することで、それぞれのFB制御指示値の出力、充放電制御量、滞在率について比較した。電力需要を計測した需要負荷に連系されている蓄電池から、3時間容量を確保できる値から、調整実施指令信号を20kWと仮定し、蓄電池の放電出力上限値を40kW、蓄電池の充電出力下限値を-40kWと設定した。放電を正、充電を負の値とし、基準値、電力換算値を用いたFB制御指示値(充放電出力)の、2022年2月14日(月)～2022年2月16日(水)における12時00分～15時00分の分布を図3-8に、15時00分～18時00分の分布を図3-9に示す。

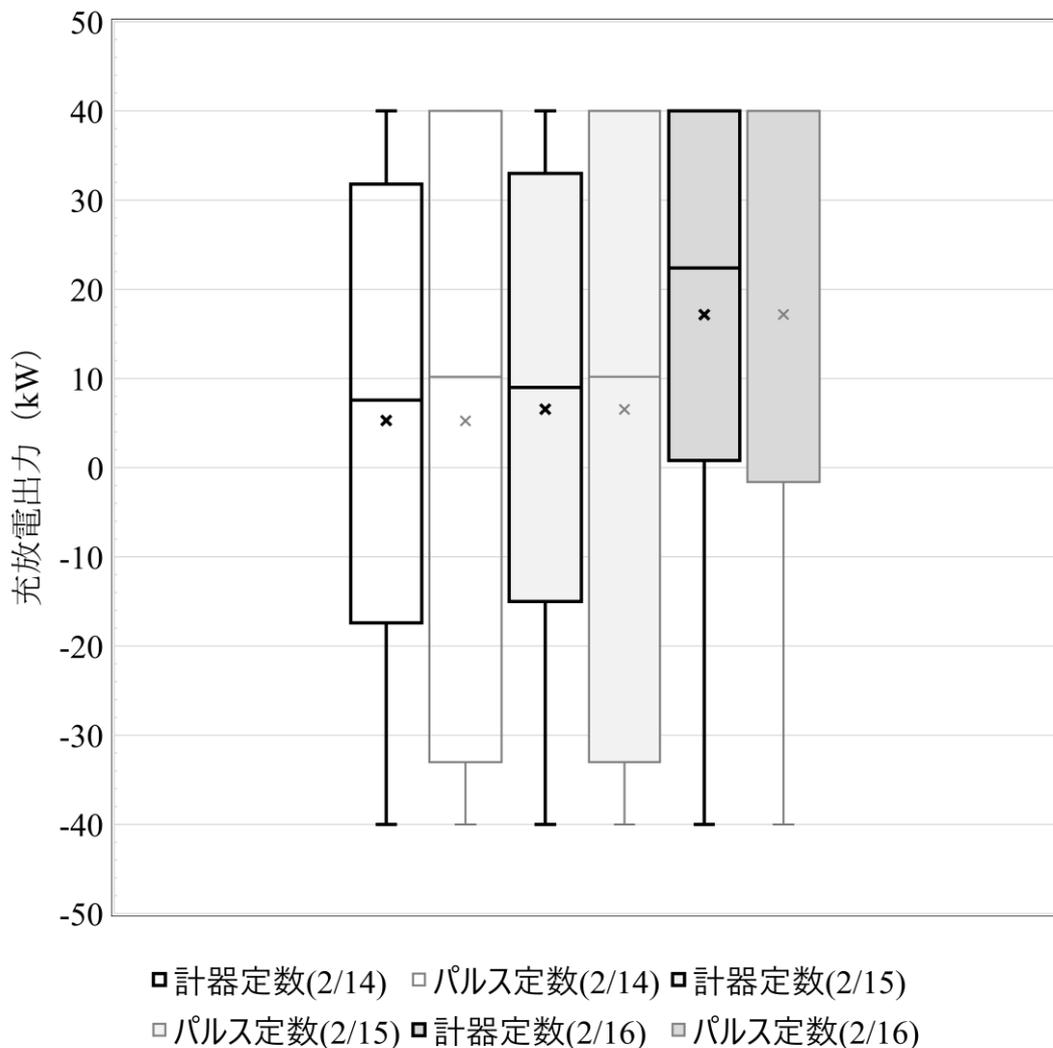
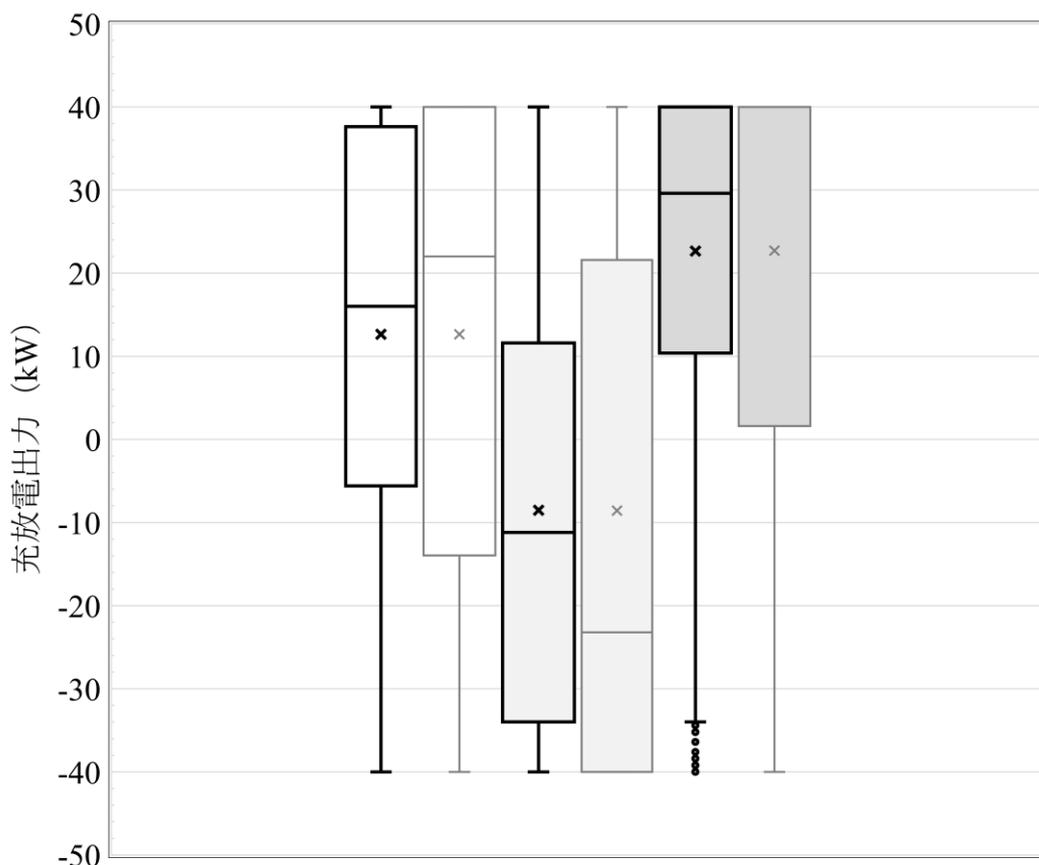


図 3-8 日別の12時00分～15時00分におけるFB制御指示値である充放電出力の箱ひげ図



□計器定数(2/14) □パルス定数(2/14) □計器定数(2/15)  
 □パルス定数(2/15) □計器定数(2/16) □パルス定数(2/16)

図 3-9 日別の 15 時 00 分～18 時 00 分における FB 制御指示値である充放電出力の箱ひげ図

なお、箱ひげ図における箱は四分位範囲を示す。上ひげは、四分位範囲に 1.5 を乗算した値を第 3 四分位数に加算した値を示し、この値より大きな値は外れ値とする。但し、この値より最大値が小さい場合は、最大値を上ひげとする。下ひげは、四分位範囲に 1.5 を乗算した値を第 1 四分位数に減算した値を示し、この値より小さい値は外れ値とする。但し、この値より最小値が大きい場合は、最小値を下ひげとする。また、×印は平均値を表す。

いずれの日程、時間においても FB 制御指示値の最大値は 40 kW 放電であり、最小値は -40 kW 充電の値を示した。パルス定数と計器定数のパルス粒度の違いにより、FB 制御指示値の最大値と最小値に変化が生じることは確認できなかった。FB 制御指示値における最大値及び最小値の値は変化しなかったものの、最大値と最小値の制御指示値の出力帯別の発生回数には差が生じていると考えられた。FB 制御指示値について、放電出力の上限値である 40 kW、40 kW 未満から 30 kW 以上、30 kW 未満から 20 kW 以上、20 kW 未満から 10 kW 以上、10 kW 未満から 0 kW 以上、0 kW 未満から -10 kW 以上、-10 kW 未満から -20 kW 以上、-20 kW 未満から -30 kW 以上、-30 kW 未満から -40 kW 未満、充電出力の上限値である -40 kW に出力帯を分類し、出力帯別の発生回数を図 3-10 及び図 3-11 に示す。図 3-10 では、12:00～15:00 における 2/14、2/15、2/16 の 3 日間について出力帯別の 3 日間平均発生回数を示し、図 3-11 では、15:00～18:00 における 2/14、2/15、2/16 の 3 日間について出力帯別の 3 日間平均発生回数を示す。

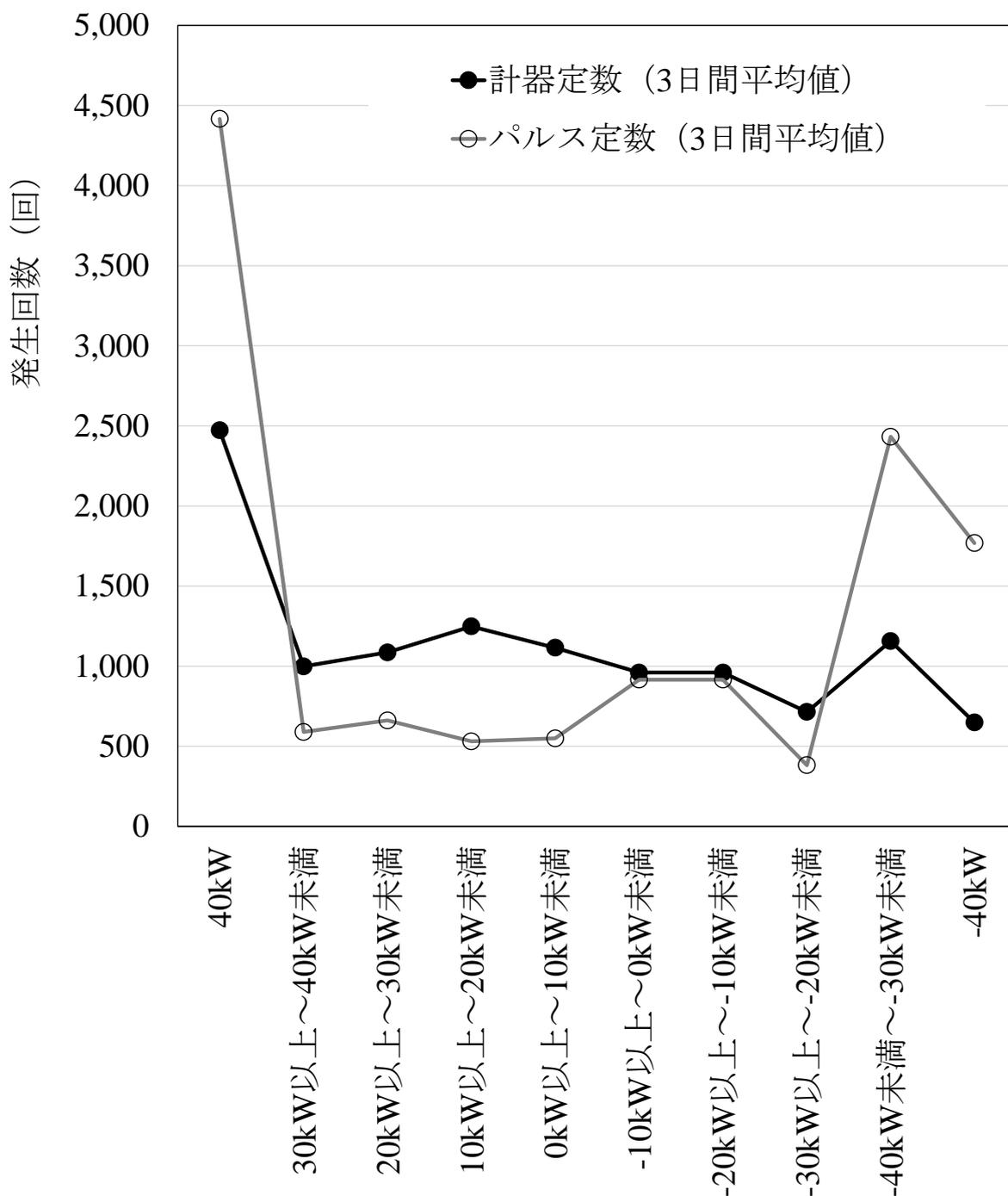


図 3-10 12 時 00 分～15 時 00 分における FB 制御指示値の出力帯別の 3 日間平均発生回数

12 時 00 分～15 時 00 分について、FB 制御指示値の最大値である 40 kW 放電の発生回数は、パルス定数と比較して、計器定数の場合、3 日間平均値で 1,944 回減少した。また、FB 制御指示値の最小値である -40 kW 充電の発生回数は、3 日間平均値で 1,120 回減少した。

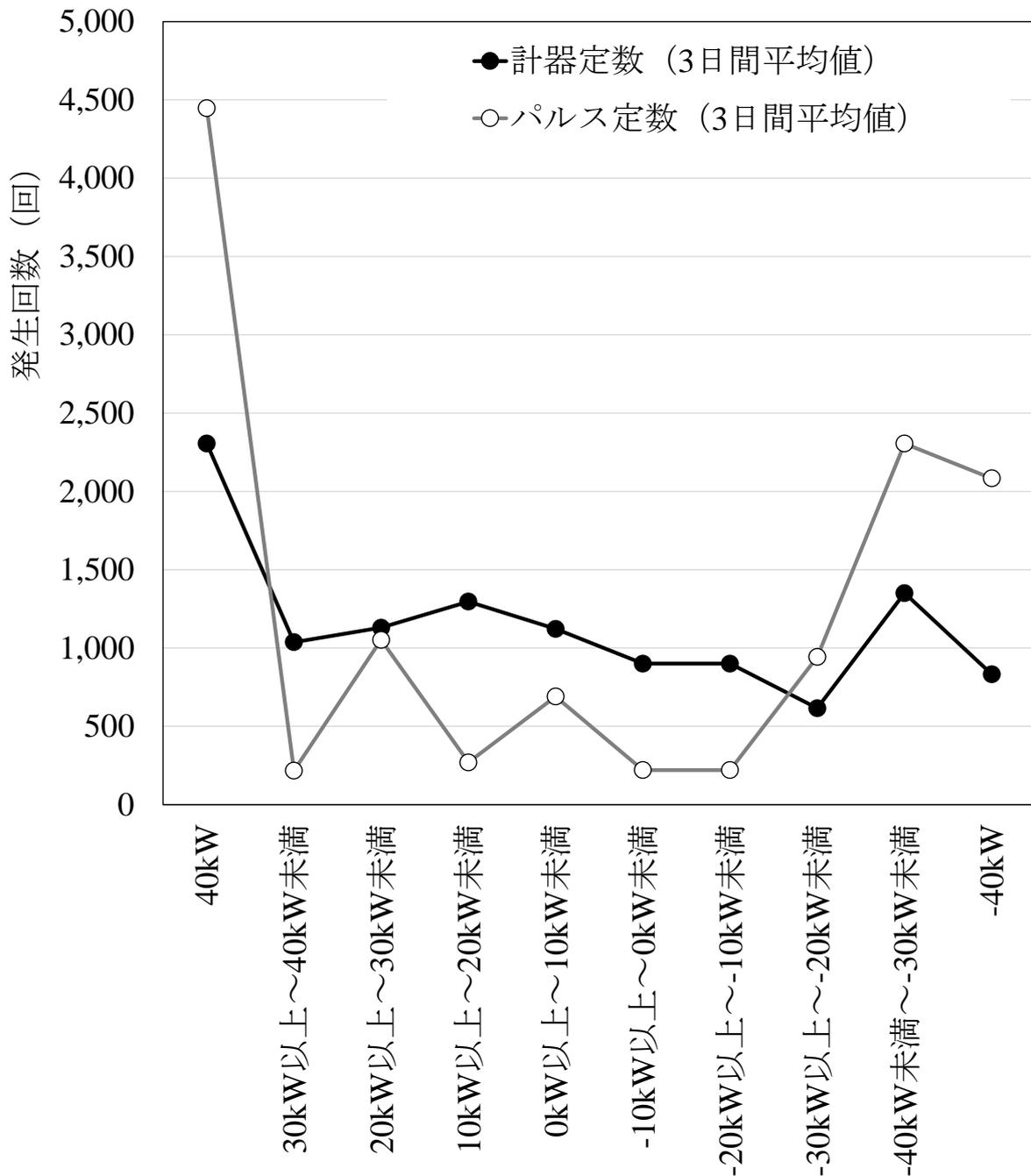


図 3-11 15 時 00 分～18 時 00 分における FB 制御指示値の出力帯別の 3 日間平均発生回数

15 時 00 分～18 時 00 分について、FB 制御指示値の最大値である 40 kW 放電の発生回数は、パルス定数と比較して、計器定数の場合、3 日間平均値で 2,141 回減少した。また、FB 制御指示値の最小値である -40 kW 充電の発生回数は、3 日間平均値で 1,251 回減少した。図 3-10 及び図 3-11 より、パルス定数を計器定数に変更することで、いずれの時間帯においても FB 制御指示値の最大値である 40 kW 放電と最小値である -40 kW 充電の発生回数が減少することが確認できた。次に、制御指示量の変化量を表 3-6

に示す。制御指示量は各充放電指示値の絶対値の積算値であり、放電指示量は放電指示値のみを積算した値である。充電指示量については充電指示のみを積算した値であり、いずれも 12 時 00 分～18 時 00 分の 6 時間積算値となっている。

表 3-6 計器定数及びパルス定数を用いた FB 制御における制御指示量、放電指示量、充電指示量の 6 時間積算値の比較 (kWh)

分類		2 月 14 日	2 月 15 日	2 月 16 日	3 日間平均値
制御指示量	計器定数	143.3	143.3	161.1	149.2
	パルス定数	181.7	173.5	197.4	184.2
放電指示量	計器定数	98.5	86.8	146.3	110.5
	パルス定数	117.7	101.8	164.6	128.0
充電指示量	計器定数	-44.8	-56.5	-14.8	-38.7
	パルス定数	-64.1	-71.7	-32.8	-56.2

パルス定数から計器定数に変更することにより、制御指示量は 3 日間平均値で比較した場合、35.0 kWh 減少し 19 % の低減であった。放電指示量については、3 日間平均で比較した場合、17.5 kWh 減少し 13.6 % の低減であった。また、充電指示量については 3 日間平均で 17.5 kWh 減少し 31.1 % の低減を確認した。

次に、充放電制御結果を踏まえた電力換算値を用いて、三次調整力①の要件を基準に、各制御結果の滞在率について確認する。滞在率を確認するにあたり、制御時間の 180 分について 1 分毎の電力換算値と目標値の差分値を算出し、180 点の差分値を用意する。各差分値が許容誤差内に収まる場合、成功と判定し、許容誤差を逸脱する場合は失敗と判定する。なお、許容誤差は最大供出量の ±10 % であり、今回は 40 kW の ±10 % のため許容誤差は ±4 kW とした。3 時間の制御時間における成功判定の数を 180 で除した値を算出することにより、滞在率を算定することができる。表 3-7 にパルス定数及び計器定数を用いた場合の、日毎時間帯別の滞在率を示す。

表 3-7 計器定数及びパルス定数別の三次調整力①要件における滞在率の比較 (%)

分類		2 月 14 日	2 月 15 日	2 月 16 日	3 日間平均値
12 時 00 分～	パルス定数	81.7	81.7	87.8	83.7
15 時 00 分	計器定数	99.4	99.4	100.0	99.6
15 時 00 分～	パルス定数	85.0	87.8	82.2	85.0
18 時 00 分	計器定数	100.0	81.7	97.8	93.2

パルス定数から計器定数に変更することにより、三次調整力①の滞在率は、3 日間平均値で比較した場合、12 時 00 分～15 時 00 分において 15.9 % 改善し、15 時 00 分～18 時 00 分において 8.2 % 向上した。

### 3.4 本章のまとめ

本章では、計器から取得できるパルス定数及び計器定数を用いてパルス値を高分解能化することにより、三次調整力①の供出における蓄電池への FB 制御指示値である充

放電制御出力及び制御量が変化するかを確認した。FB 制御を実施するにあたり、50,000 pulse/kWh のパルス定数から、72 倍の高分解能性を有する 1,000 pulse/kWh の計器定数に変更することで、FB 制御における出力と充放電制御量を低減できる可能性を見出した。

計器定数から取得できるパルス値については、パルス定数から取得したパルス値を基に、模擬的なパルス値を仮定したため、実負荷での検証を行う必要がある。実負荷の場合は、計器定数を活用して計測されるパルス値は、値が大きく変動する可能性もあることから、ローパスフィルター等を加えたデータの前処理についても検討していく必要がある。今後は、通年を通じた電力計測を実施しサンプル数を増加させるとともに、実機の蓄電池を用いて制御指示値の伝送遅延も踏まえた検証を行う。併せて、High 4of 5 以外の電力需要予測手法における高分解能化された受電点電力量のパルス値を用いた基準値の策定を検討する。

## 第4章 DRにおけるBaselineに関する検討

### 4.1 はじめに

#### 4.1.1 DRのBaselineに用いる電力需要予測に関する取り組み

近年、蓄電池や電気自動車、ヒートポンプ等需要側の遠隔制御設備の増加に伴い、電力の需給バランスを確保する機能としてDRが注目されている。Han JとPiette M. A.によると、DRとは電力消費パターンを短期的に変化させ、電力負荷を削減またはシフトさせることと定義している[27]。DRは、料金ベースのDRとインセンティブベースのDRに大別される。インセンティブ型DRでは、BLから実際の電力需要を差し引いた電力需要の削減量に応じて、消費者に対価が支払われる。BLは、電力需要抑制を行わない場合の家庭の電力需要推計値である。一方、電力需要にはDRに使う以外の負荷設備も含まれる。DRを行う場合、BLを予測して需要設備を制御する必要があるが、制御対象外の電力需要の変動によって需要抑制量が左右される[54]。DRを積極的に活用するためには、調整力としての制御要件を満たすことができるような需要変動を考慮した精度の高いBL予測が必要となる。三次調整力①や三次調整力②についての制御精度要件では、DR実施後の電力需要と目標電力の乖離量は、DRによる可変可能な電力の±10%に収める必要がある。このため、BLの予測精度としては、少なくともDRによる可変可能な電力の±10%以内に収めることが一つの指標と考えられる。また、BLは需要家に配分されるインセンティブに寄与し、需要家資源の確保に影響を与えるため、精度の高い予測・設定が求められる[55]。

BLの設定では、平均化法と呼ばれる手法が一般的には用いられる[56]。平均化法の中でも、ある時間間隔において、過去Y日間の電力需要のうち需要が大きい(あるいは小さい)日をX日選んで平均する平均間隔需要として計算される方法が一般的であり、これは、High (時に、Low) X of Yと呼ばれる[55]。これは、計算の隣接する数日間の需要家の電力需要が類似しているとの仮定に基づくものである。日本では、平均化法であるHigh 4 of 5を当日の電力需要実績値を用いて補正する方法等も提案されている[53]。また、電力需要は時間的に変動するため、短期的な電力需要予測と結びつけられることが多い。これまで、電力需要の短期予測には、線形回帰、自己回帰・自己回帰移動平均モデル、リカレントニューラルネットワーク(Recurrent Neural Network; RNN)やLSTM(Long Short-Term Memory)等の人工ニューラルネットワーク等、時系列分析を用いた手法が提案されている[56][57][58][59]。電力需要予測を検討した研究は散見されるものの、補正方法に着目した研究は少ない。

#### 4.1.2 本章の目的

本章の目的は、BLと電力需要の予測誤差をLSTMの学習データとし、LSTMで予測した直前補正値をBLの直前補正値に適用することで、BLと電力需要の予測誤差の分散を小さくすることである。そのために、通常のBL(High 4 of 5(当日調整あり))とLSTMを利用したBLの2種類を用意し、予測誤差を電力需要実績値と比較した。

### 4.2 使用する電力需要データの概要

#### 4.2.1 電力需要データの取得

本章では、京都大学ヒト行動進化研究センター(旧霊長類研究所、以下、犬山研究所)の電力メータのサービスパルスを計測することで電力需要データを取得する。本研究で構築した受電データ収集システムを図4-1に示す。データ収集及び伝送処理装置を使用して、犬山研究所の電力データを収集した。収集されたデータはGWを介してサーバに送信され、需要データを取得することができる。データの取得期間は2020

年 12 月 14 日 0 時 00 分から 2021 年 12 月 24 日 23 時 59 分までの 1 分間値であり、単位は kW である。

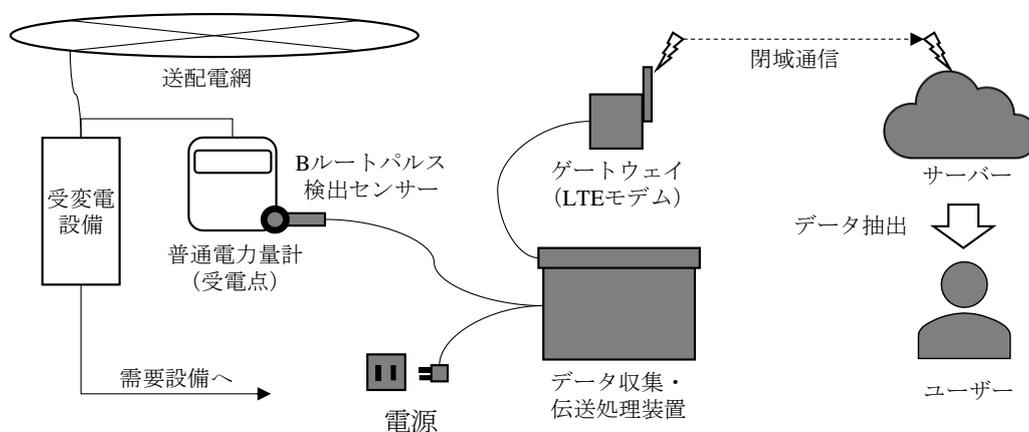


図 4-1 電力需要データの取得イメージ

データ収集及び伝送処理装置を使用して、犬山研究所の電力データを収集した。収集されたデータは GW を介してサーバに送信され、需要データを取得することができる。データの取得期間は 2020 年 12 月 14 日 0 時 00 分から 2021 年 12 月 24 日 23 時 59 分までの 1 分間値であり、単位は kW である。以下の表 4-1 にデータの取得期間をまとめた。

表 4-1 取得した電力需要データの詳細

項目	内容
計測データ	電力需要 (kW)
計測間隔	1 分間隔
計測期間	2020 年 12 月 14 日 0 時 00 分から 2021 年 12 月 24 日 23 時 59 分まで

表 4-1 で表された期間の 2020 年 12 月 14 日 1 時 00 分から 2020 年 12 月 14 日 1 時 59 分までの需要データを図 4-2 に示す。

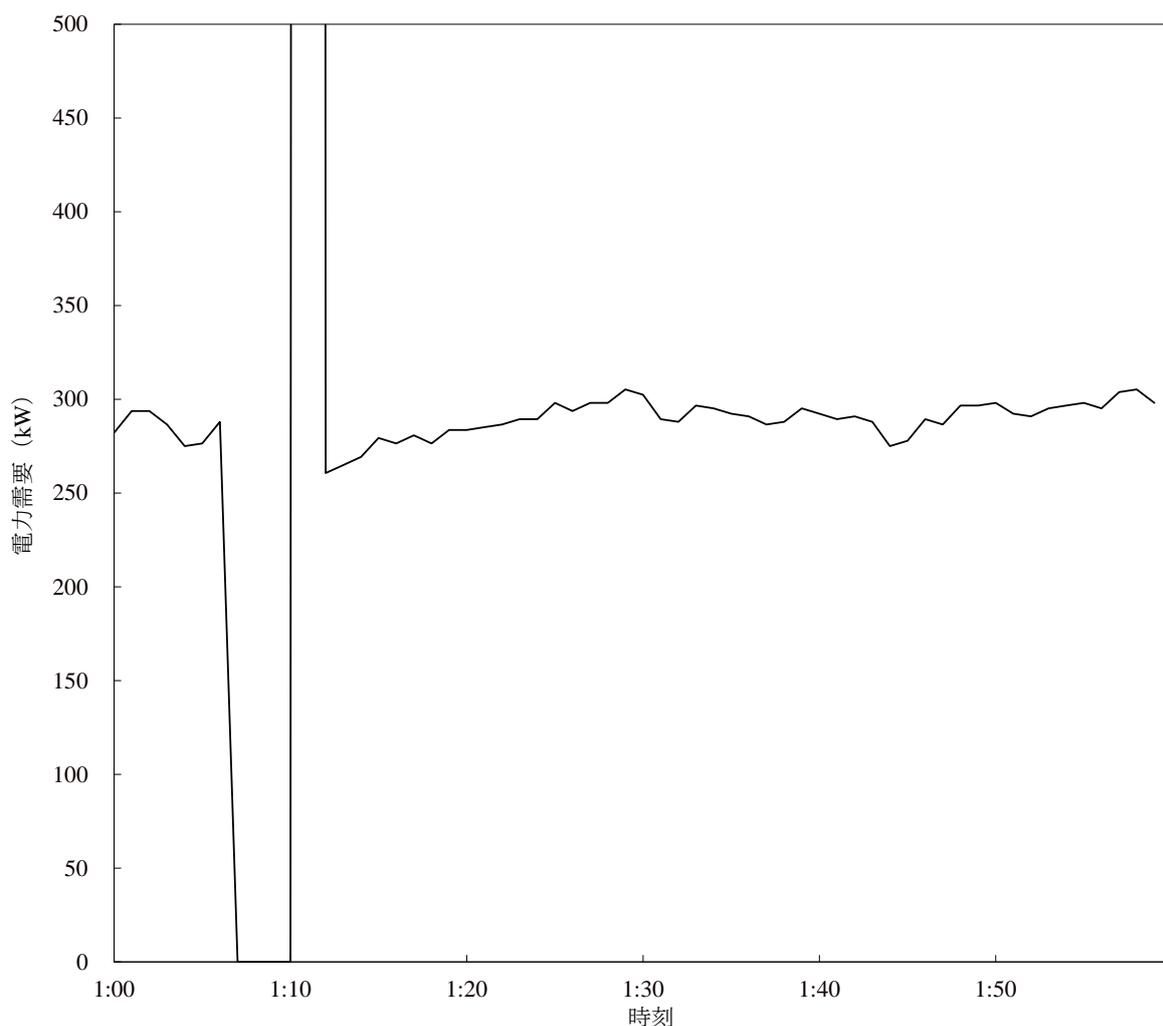


図 4-2 2020 年 12 月 14 日の 1 時 00 分から 1 時 59 分の電力需要

2020 年 12 月 14 日の 1 時 00 分から 1 時 59 分までの需要データについて、1 時 6 分から 10 分までが 0 kW となり、1 時 11 分の需要が 10,000 kW を超えている。データ取得期間において、1 時 6 分から 11 分の間でこの事象が散見された。これらの値は、1 時 5 分と 12 分の値を線形補間することとした。また、データの取得期間で欠損データがあったため、それらについても同様に欠損値の前後の値で線形補間した。

#### 4.2.2 電力需要データの特徴

対象とした犬山研究所の 1 年間の消費電力量のデータを活用し、1 日単位の消費電力量について月別の需要変動を図 4-3 に示す。また、30 分単位の 1 日の需要変動を図 4-4 に示す。なお、箱ひげ図における箱は四分位範囲を示す。上ひげは、四分位範囲に 1.5 を乗算した値を第 3 四分位数に加算した値を示し、この値より大きな値は外れ値とする。但し、この値より最大値が小さい場合は、最大値を上ひげとする。下ひげは、四分位範囲に 1.5 を乗算した値を第 1 四分位数に減算した値を示し、この値より小さい値は外れ値とする。但し、この値より最小値が大きい場合は、最小値を下ひげとする。また、×印は平均値を表す。

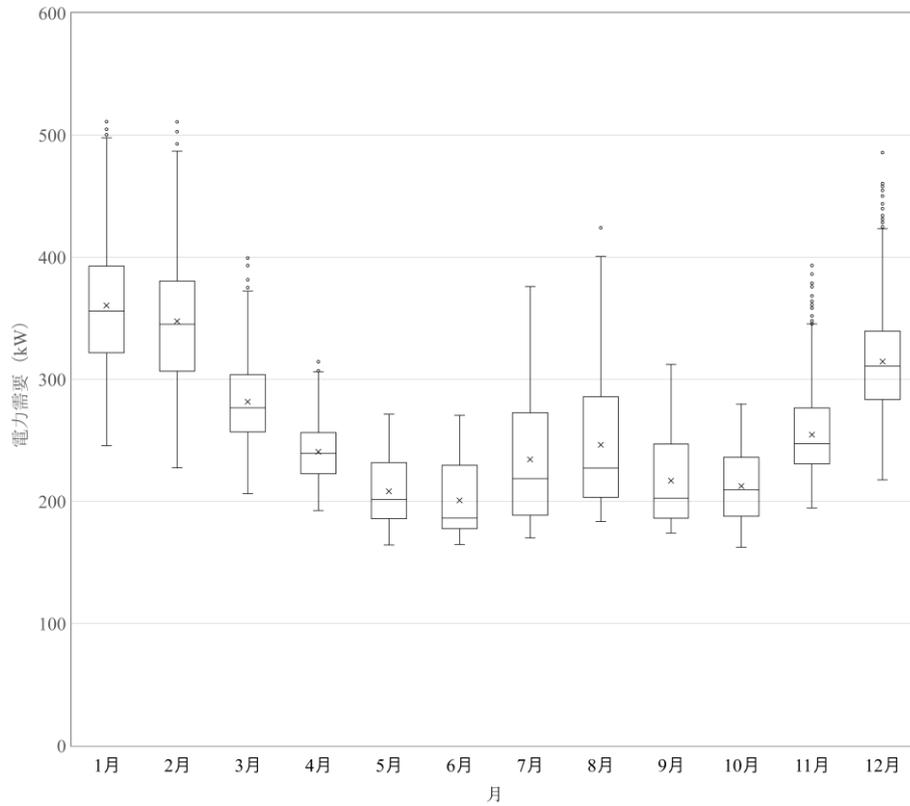


図 4-3 データ取得期間の月別電力需要

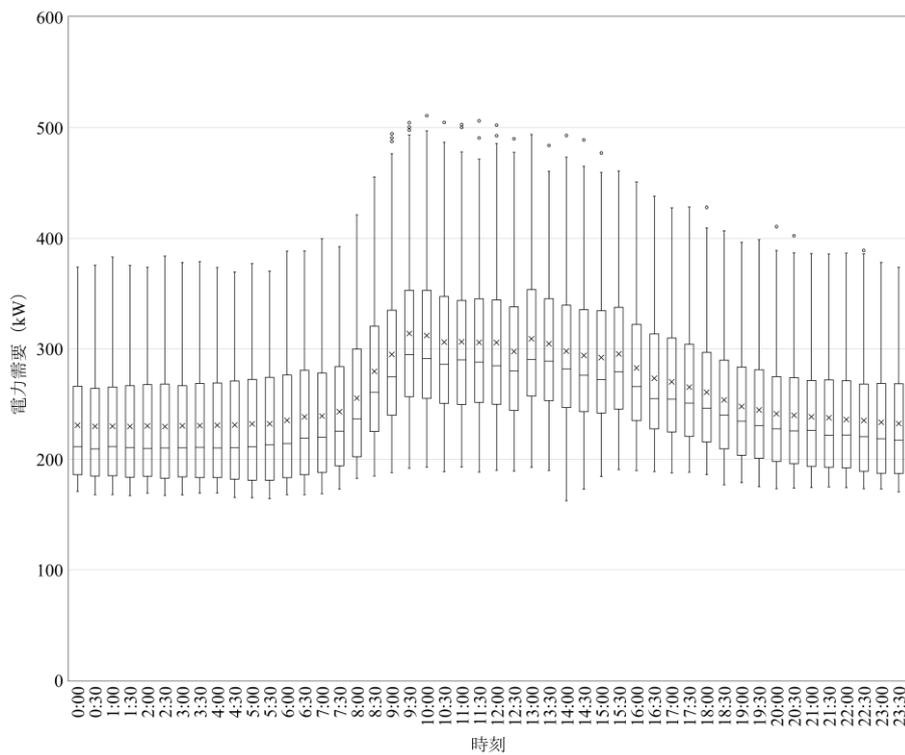


図 4-4 データ取得期間の 30 分単位別電力需要

月毎の電力需要を表した図 4-3 より、冬の電力需要が高いことが分かる。これは、冬に暖房需要が高まることに起因している。この特徴は一般的な需要と同じ特徴である。

また、図 4-4 より、午前中にかけて需要が大きくなり、午後 6 時以降で需要が低くなる  
ことが分かる。これは、入居者の活動のおおよその開始時刻、終了時刻に対応してい  
る。

#### 4.2.3 電力需要予測値の評価対象期間

1 分毎に取得された電力需要データについて、30 分毎の平均電力需要の値（30 分間  
値）を計算する。本章では、例えば午前 0 時の 30 分値とは、午前 0 時 00 分から午前  
0 時 29 分までの 1 分間隔の電力需要量の平均値（kW）を意味する。30 分間値のデー  
タの概要を表 4-1 に示す。

表 4-2 検証に用いる 30 分間値の電力需要データの概要

項目	内容
データ	30 分間の電力需要（kW）
対象期間	2020 年 12 月 15 日 0 時 00 分から 2021 年 12 月 24 日 23 時 30 分
データ数	18,000

また、全データの 8 割を訓練データとして 2 割をテストデータとして使用した。な  
お、予測精度の検証はテストデータを用いて行った。すなわち 2021 年 10 月 15 日 0 時  
00 分から 2021 年 12 月 24 日 23 時 30 分が評価期間である。

#### 4.3 BL の評価方法

京都大学の研究施設の需要データを使用して、これらの手法を使用した BL の推定  
を行い、どの程度の精度を有するかを評価した。先行研究では、BL の精度を評価する  
際に、平均絶対誤差（Mean Absolute Error ; MAE）と平均誤差（Mean Error ; ME）を算  
出している [55][60][61]。

MAE とは、各データについて BL の値と実際の需要データとの差（kW）の絶対値を  
計算し、その和をデータ数で割った値を算出したものである。ME は、各データについ  
て誤差を算出し、その和をデータ数で割った値を算出したものであり、正負双方の値  
を取りうる。MAE が低いほど、BL の推定精度が高いと言える。また、ME が正の値を  
持つ BL は、需要家の実際の電力需要を過大評価する傾向があることになり、負の値を  
取る場合は過小評価していることになる。本論文でも先行研究を参考に、MAE と ME  
により BL の精度を評価することとした。式(1)と(2)に MAE とバイアスの式をまとめ  
た。

$$MAE = \sum_{i=1}^n |Y_i - \hat{Y}_i| \quad (1)$$

$$ME = \sum_{i=1}^n Y_i - \hat{Y}_i \quad (2)$$

本章では、土日祝日を除く平日の需要を対象とした。また、現在我が国における BL  
は 30 分毎の平均の値で算出されていることから、本研究でも現行制度と同じ 30 分  
の値で評価を行うこととした [53]。また、日本では実際に需給調整がされる時刻（以  
下、実需給断面）の 1 時間前に、すべての市場取引が終了する時刻として GC が設定さ  
れている。DR を実施するために用いられる BL は GC までに広域機関に設定するので、  
本章でも予測対象期間の 1 時間前までのデータから予測を行うこととした。

#### 4.4 BL の設定に用いる電力需要予測手法

##### 4.4.1 平均化法を用いた電力需要予測方法

日本では、High 4 of 5 に当日の需要電力値を踏まえた補正を行った、High 4 of 5（当日調整あり）が標準ベースラインとして利用されている。High 4 of 5 で使用する値は、平日のみのデータである。したがって、30 分間値のうち、土日祝を除いたデータを使用した [53]。対象期間の直近 5 日間の日を選ぶ。High 4 of 5 であれば選ばれた 5 日から平均需要量の多い 4 日間の平均を計算した値を①とする。

対象期間の 5 時間前から 2 時間前までの 30 分単位の 6 コマについて、「対象期間当日の需要量 - High 4 of 5 で求めた①の値」の平均値を算出し、この値を②とする。上記で算出された値①における対象期間の 30 分間値に、上記②を加算したものを、BL とする。この手法のことを以降では High 4 of 5 と定義し、BL1 とする。①のみの値を区別するために①のことを High 4 of 5（調整なし）と定義する。ただし、算出された BL がマイナスになる場合は、マイナスとなる時間帯の BL を 0 に補正することとする。12 時 00 分の 30 分間値を対象期間としたときの BL2 のイメージを図 4-5 に示す。DR 実施時間帯である 12 時 00 分から 12 時 30 分のコマにおける黒上矢印は当日調整量を表しており、補正量算出区間における当日電力需要の平均値から同区間における BL1 の平均値を減算した値を意味する。BL2 は DR 実施時間帯の BL1 にこの当日調整量を加えた値となる。

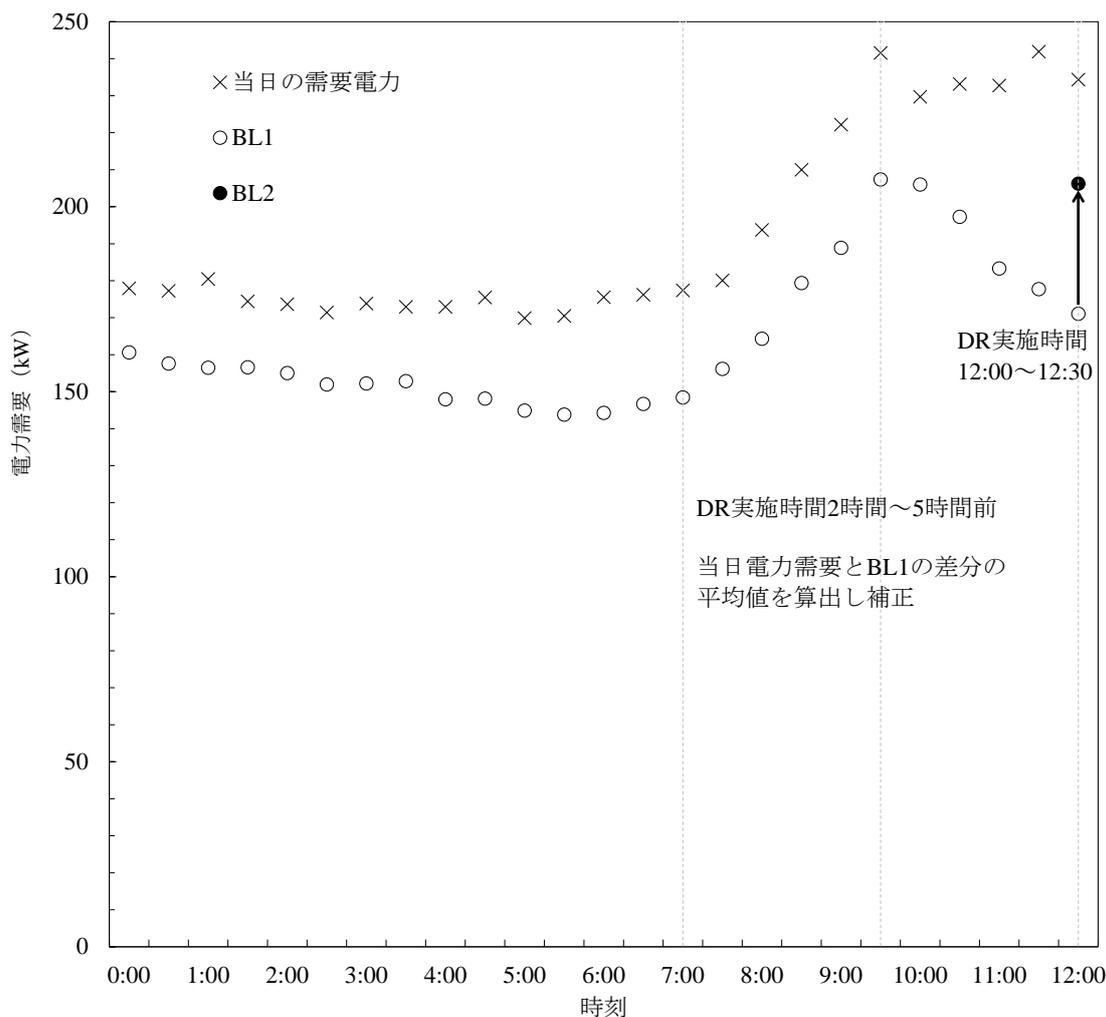


図 4-5 BL2 である High 4 of 5（当日調整あり）のイメージ

#### 4.4.2 LSTM を活用した電力需要予測方法

本研究では、BL1に LSTMを用いて予測した当日調整値を加えたものを BL3とする。LSTM で当日調整値を予測するために、30 分毎の電力需要データと BL1 との偏差データを用意し、この偏差を入力データとし、1 時間後の差を予測した。その 80 %を学習データ、20 %をテストデータとして、BL3 に適用する補正値の予測モデルを開発した。図 4-6 の円は値を含むノードを表し、ノードの集まりがレイヤーとなる。隠れ層には LSTM、バッチ正規化、全結合を用いた。レイヤーはノードの集まりであり、バッチ正規化はレイヤー内のノードを正規化することで学習効率を上げる手法であり、全結合は前後のレイヤーの全ノードの結合である [62][63]。LSTM とバッチ正規化層の出力数は 64 であり、全結合層の出力は 1 層である。

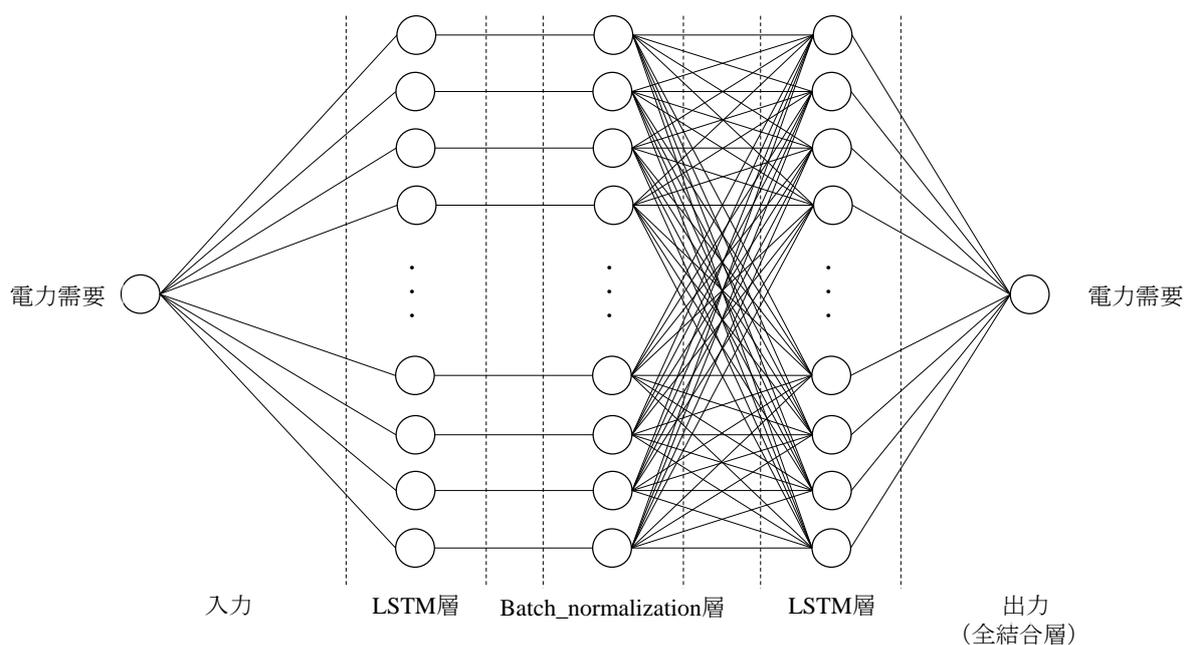


図 4-6 BL3 の当日補正値予測に用いた LSTM モデル

次に、入力データに用いる時間の長さ、1 時間前補正値を用いた BL3 の予測精度の関係を調べた。1 ステップは 30 分であり、タイムステップの入力データに使用した時間の長さは表 4-3 の通りである。テストデータである 2021 年 10 月 15 日から 2021 年 12 月 24 日までの電力需要実績データを用いて、入力データに用いた時間の長さ毎の ME と MAE の予測値と実績値の関係を求めた。入力データに用いた時間の長さは 8 ステップとした。

表 4-3 入力データに用いるタイムステップ毎の ME と MAE の比較

タイムステップ	1	2	4	6	8	10
ME (kW)	4.30	3.56	-0.33	0.83	0.09	-3.37
MAE (kW)	7.46	6.99	6.30	6.36	6.30	6.98

## 4.5 平均化法と Long Short-Term Memory を用いた各 BL の比較

### 4.5.1 各 BL の ME 及び MAE の比較

取得した期間すべてを対象に BL2 の評価を行った。図 4-7 に 30 分間隔毎の MAE と ME を示す。

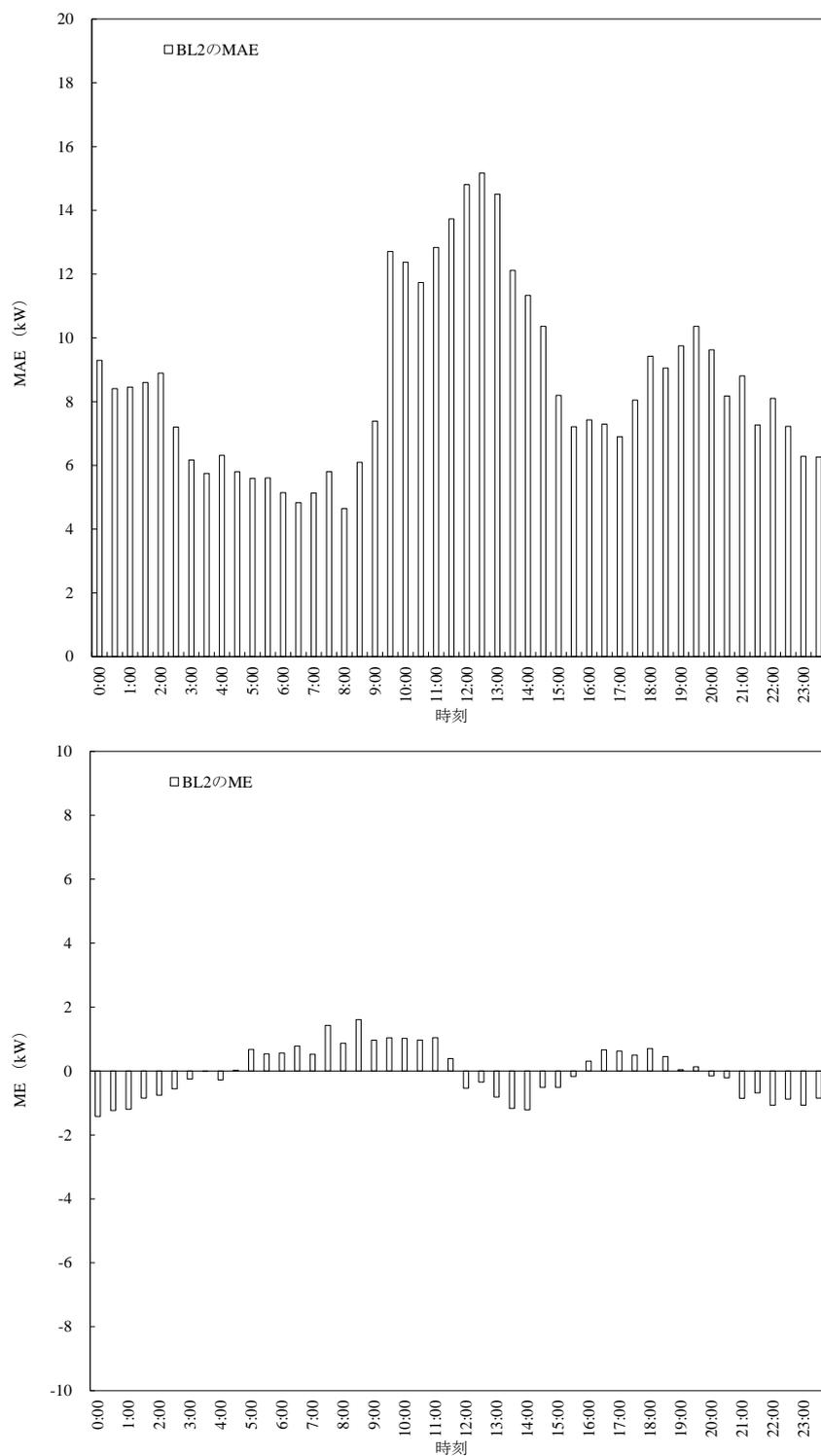


図 4-7 BL2 の MAE (上図) と ME (下図)

図 4-7 より、High 4 of 5 による BL の MAE は、需要が大きくなる日中に大きくなり、夜間は小さいことが分かる。つまり 0 時から 6 時頃の活動が落ち着く時間帯における誤差が小さくなるのに対して、活動が活発になる 9 時から 17 時は需要の変動が大きくなるため、誤差が大きくなると考えられる。また、大半の時間帯で ME は 0 に近い値となり、BL に大きな偏りがないことが分かる。また、誤差の絶対値が最大値を取る時刻を 1 日毎に算出した。それを表したヒストグラムを図 4-8 に示す。縦軸は取得した期間において、1 日毎に誤差の絶対値が最大値を取るときの時間の個数を表している。8 時頃から 19 時頃にかけて誤差の絶対値の取る値が大きいのが分かる。

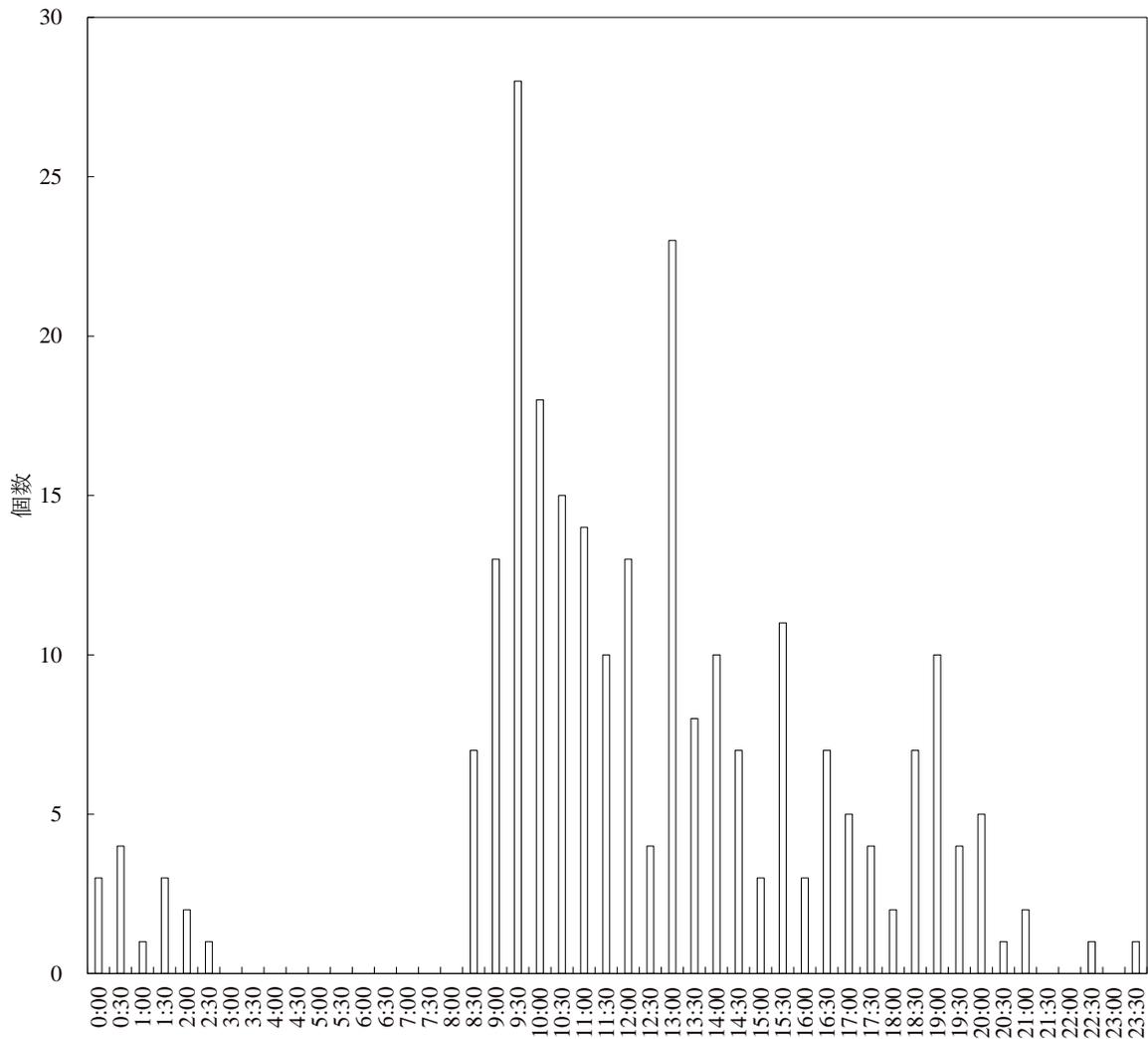


図 4-8 誤差の最大値を取るときと時刻との関係

次に、BL3 の BL の 30 分毎の ME と MAE の評価の結果を図 4-9 に示す。

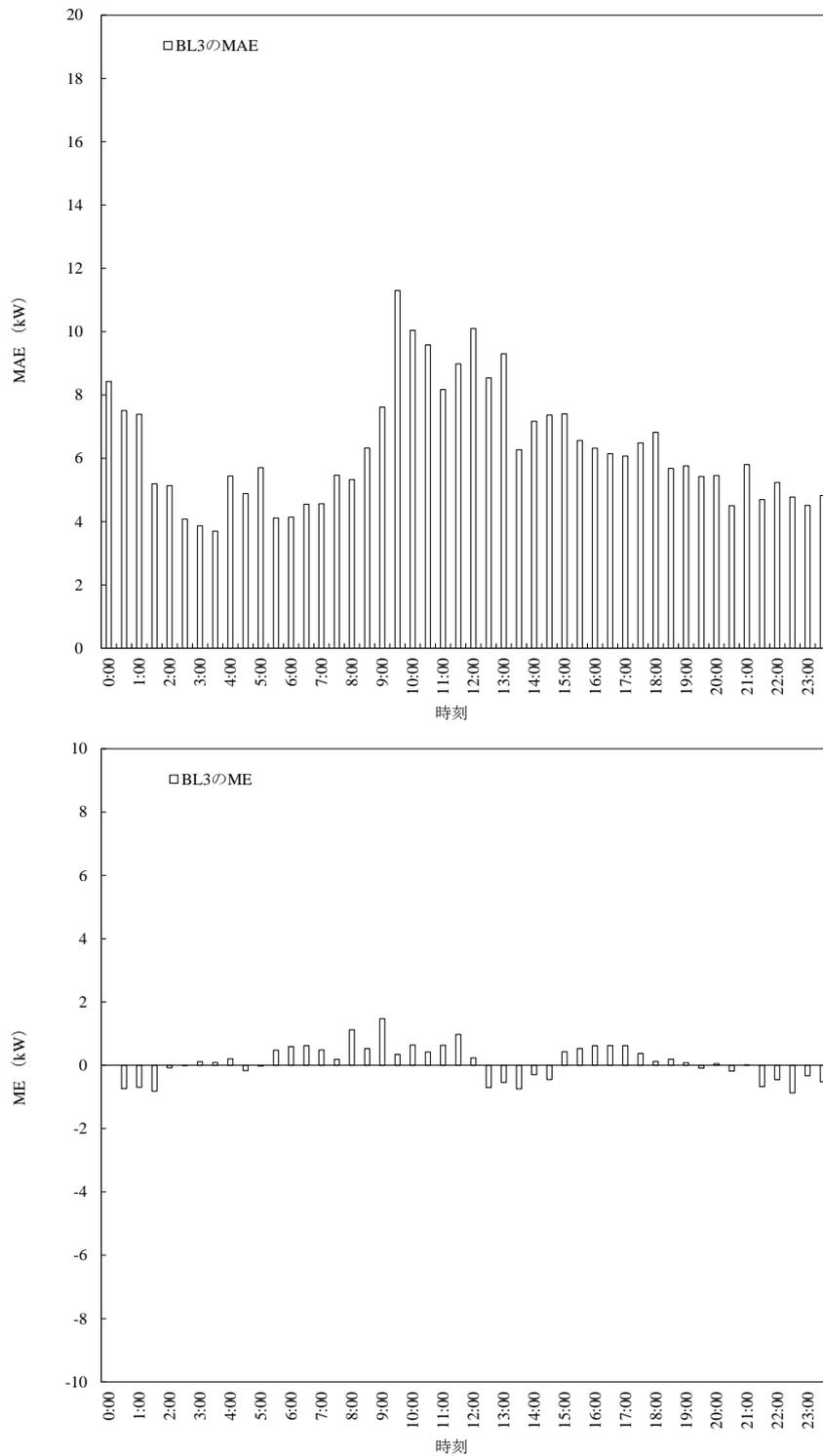


図 4-9 BL3 の ME (上図) と MAE (下図)

ME については、ほとんど 0 に近い値を取ることが分かり、BL として偏りがないと言える。MAE についても時間帯でのばらつきはなく、どの時間帯においても同じ程度の値を取ることが分かる。

また、30 分毎の BL2 と BL3 の MAE の結果を一つにまとめた棒グラフを、図 4-10 に示す。両 BL の比較に際し、テストデータ期間において、BL2 と BL3 を用いて実際の

電力需要との誤差を算出し、30分間毎のMAEを比較した。計算時間帯は、太陽光発電のような変動電源の予測誤差を補償する調整力としてDRが使用される時期と一致するように選定した。

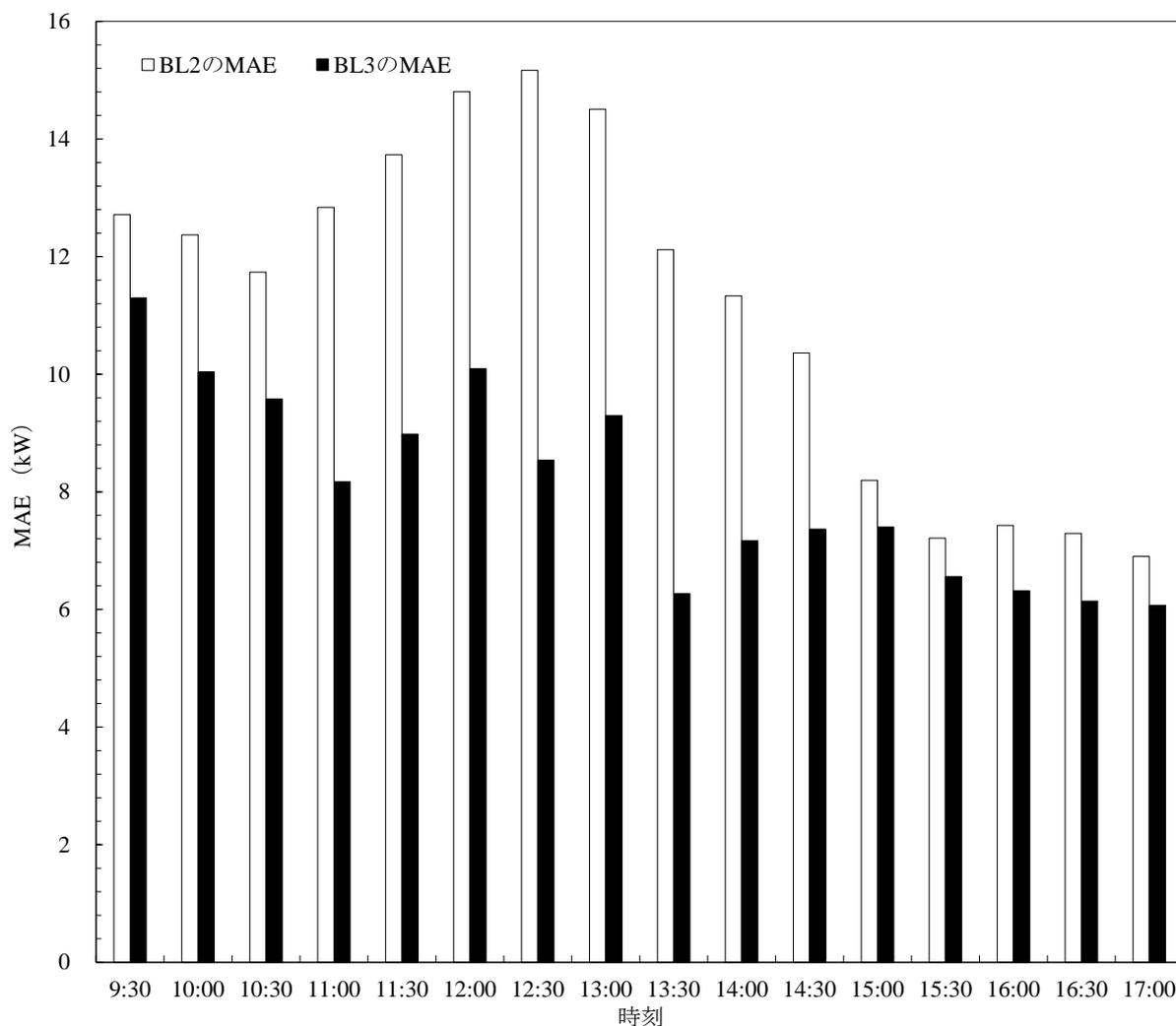


図 4-10 検証期間における 30 分毎の BL2 と BL3 の MAE の比較

BL2 と BL3 の 30 分間毎の MAE 値は、それぞれ 11.2 kW と 8.1 kW であり、BL3 の方が BL2 より 3.1 kW 小さい値となった。図 4-10 より、テストデータ期間において、BL3 を用いた MAE は常に BL2 を用いた MAE よりも小さく、BL1 と 1 時間前までの電力需要データの差を学習することで、当日調整の補正值の精度が向上することが示唆された。これは、時系列データとしての記憶を維持することで、誤差値を時系列データとして特徴付けることができるためと考えられた。

#### 4.5.2 BL の信頼区間の推定

従来の BL 策定手法である BL2、及び High 4 of 5 をベースとして LSTM により当日補正值を推定する手法である BL3 について、実績値からの誤差を求めることで、BL の信頼区間を推定した。評価期間として設定した 10 月 15 日から 12 月 24 日の 30 分毎の実績値から求められた誤差の分布に対し、 $3\sigma$  相当値を算出することで推定を実施している。評価期間における誤差の分布と、 $3\sigma$  相当の信頼区間の上下限値を図 4-11 に示

す。なお、図 4-11 における誤差は、30 分毎の実績値から BL を差し引くことによって算出しており、誤差が正の値を取る場合は BL が過小評価され、負の値を取る場合は BL が過大評価されている。

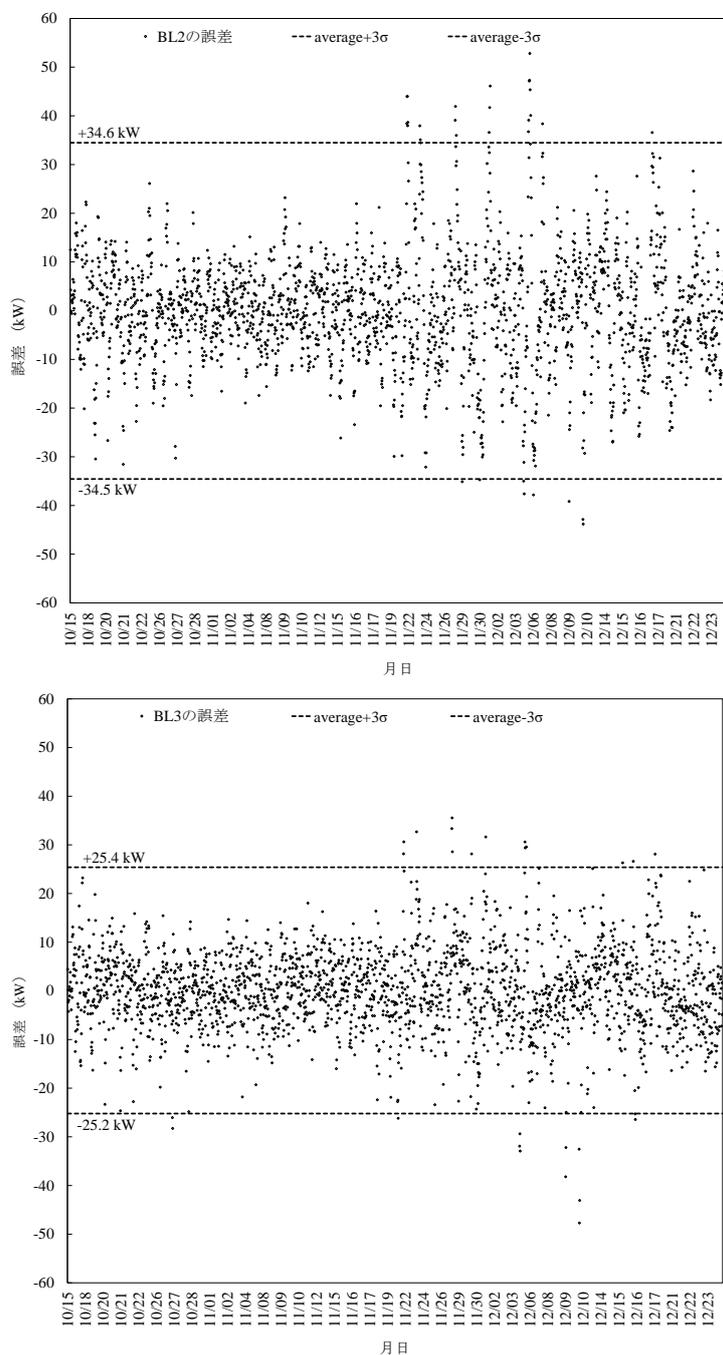


図 4-11 実績値と比較した BL2 の誤差（上図）と BL3 の誤差（下図）

BL2 の評価期間における誤差の平均値 (ME) は  $-0.04 \text{ kW}$  であり、信頼区間は  $-0.04 \pm 34.52 \text{ kW}$ 、BL3 の ME は  $0.08 \text{ kW}$  であり、信頼区間は  $0.08 \pm 25.30 \text{ kW}$  である。BL2 に比べ、BL3 で計算された BL は信頼区間が  $\pm 9.2 \text{ kW}$  低減していることが分かった。

#### 4.5 本章のまとめ

従来の BL 作成手法である BL1 と、実需電力に基づく BL1 の当日調整補正手法である BL2 との誤差から、LSTM を用いて学習する BL3 の手法を提案したところ、BL3 は評価期間中、BL2 よりも 30 分刻みで ME との差があまりないことが分かった。BL2 と BL3 の信頼区間を推定するために、各 BL を実測値から差し引くことで誤差を算出し、その誤差分布の  $\pm 3\sigma$  相当を算出した。BL3 の信頼区間は BL2 の信頼区間より  $\pm 9.2$  kW 低いことが確認された。BL2 と BL3 の誤差分布の F 検定の結果、 $p$  値は  $4.05 \times 10^{-50}$  と極めて小さな値となり、2 つの分布の分散が等しく分布していないことが確認できた。このことは、予測誤差に LSTM を適用した当日補正值と平均化法を組み合わせた BL3 法が、DR に用いる BL の予測精度を向上させる可能性を示唆している。本研究で使用したデータは、1 事業所の電力需要データであるため、DR の運用を考慮すると、複数の需要家をまとめて調査するケースを検討する必要がある。また、年間を通して検証を行うことで、季節変動等が電力需要に与える影響を検証する必要がある。

## 第5章 自然変動電源のアグリゲーションによる発電予測誤差の低減に関する検討

### 5.1 はじめに

#### 5.1.1 再生可能エネルギーの導入量の増加

日本では、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法が2012年に施行されて以降、再エネの固定価格制度（FIT）の再生可能エネルギー発電促進賦課金（再エネ賦課金）を通じ、再エネ発電設備の導入量が増加しており、日本では特に太陽光発電が多く導入されている [64]。図 5-1 に FIT 制度による太陽光発電の買取電力量及び金額を年度別に示す。太陽光発電量の増加する一方で、再エネ賦課金として国民負担となる買取金額も増大した。

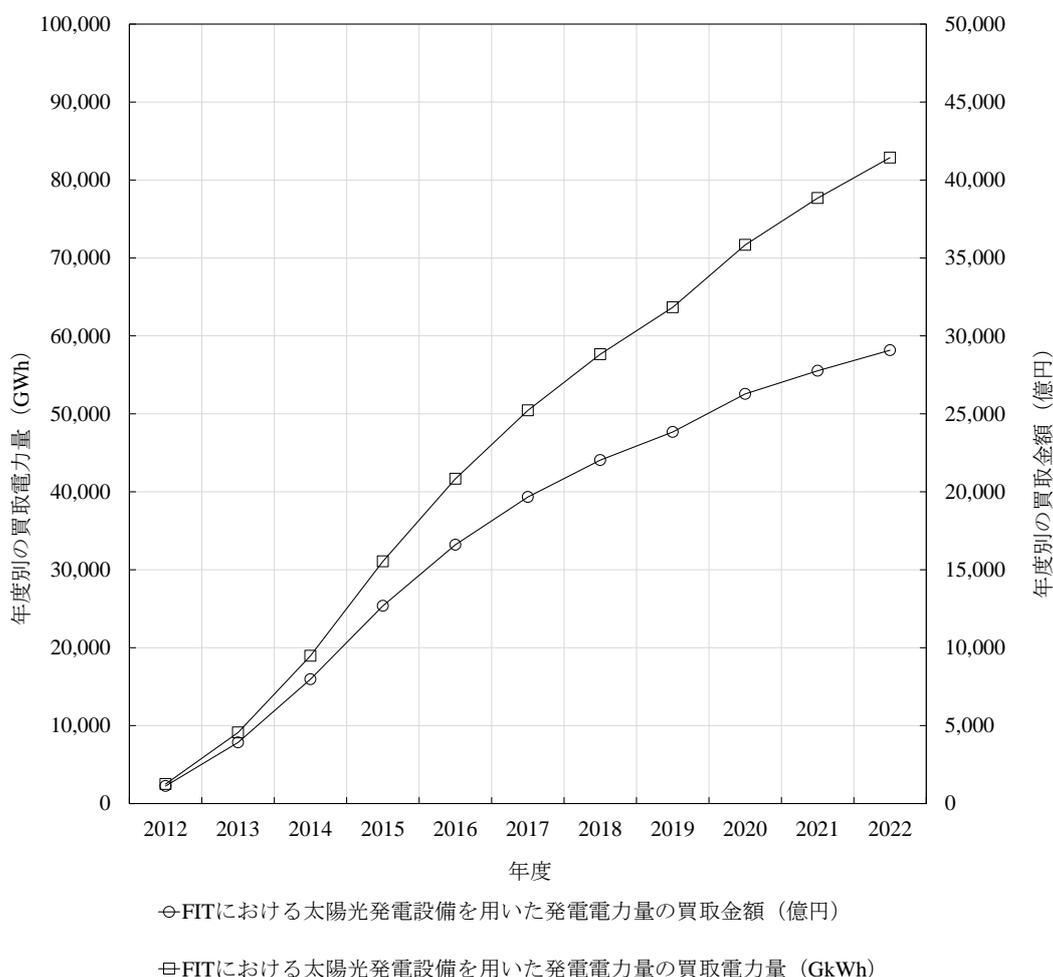


図 5-1 FIT における太陽光発電設備の発電電力量の買取量及び金額の推移

また、FIT 制度における太陽光発電設備の発電予測は、各地域の TSO が実施しており、発電予測値と発電実績値の乖離であるインバランスの解消を TSO 自身が担っている。なお、インバランスとは予測値と実績値の乖離量を意味しており、通常、その差分をペナルティ料金として需給バランスを確保する TSO に支払う必要がある。しかし、FIT 制度においては太陽光発電設備を保有する事業者に対し、ペナルティが免除されている。このため、FIT における太陽光発電設備の発電予測は TSO が利用することが前提となり、基本的には各エリア単位の広大な領域を対象とした予測が求められてい

る。

### 5.1.2 再エネ導入に伴う国民負担金額の軽減に向けた Feed-in Premium 制度の導入

FIT 制度では、発電電力量を固定価格にて買取を行うため、電力市場の価格から切り離されており、インバランスのペナルティについても免除されていた。しかし、再エネの最大限の導入と国民負担の抑制の両立を実現するために、2022 年 4 月 1 日より、改正法となる再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法が開始され、FIP (Feed-in Premium) 制度が開始された [65]。これにより、太陽光発電の発電電力量の買取に関し、電力市場の価格に一定の補助額 (プレミアム) を交付する価格制度に変更となった。また、FIT 制度では免除されていたインバランスについても、発電事業者がインバランスのペナルティを負担する制度に変更された [66]。

FIT 制度においては、各エリアの TSO が発電予測を行うため、空間的に広い範囲に点在した太陽光発電の発電量予測が求められている。一方、FIP 制度においては、発電事業者が発電量予測を行う必要があり、地方公共団体等の再エネ導入が図られる中、空間的に狭い範囲において点在した太陽光発電の発電量予測が求められている。

### 5.1.3 太陽光発電予測に関する取組

太陽光発電の発電量を決定する主要因は日射量、気温データであるため、日射量、気温データを予測し太陽光発電量を推定する間接予測という手法がある [67]。主な日射量予測手法として、気象衛星データを使用した日射量予測が存在する [68][69]。また、数値予報モデルを使用した予測が存在する [70]。気象衛星データを使用した日射量予測は数分から数時間先を対象とした予測に適しており、数値予報モデルを使用した予測は数時間から数日先を対象とした予測に適している。他にも統計的手法を用いた予測手法があり、数日先等を対象とした予測よりも数分から数時間先の予測に適している [71]。

### 5.1.4 本研究の目的

再エネの大量導入に向け、太陽光発電も関する予測方法については様々な研究が実施されてきた。また、再エネ電源の変動に対応するための周波数調整を効率的に実施するために、均し効果による出力変動の低減に関する研究は実施されてきた。これらは、再エネが連系された電力システムにおいて、TSO が効率的に需給運用する上で重要な意味を持つ。一方、地方公共団体等が保有する再エネと、TSO が電力システムで取り扱う再エネ電源の空間的な範囲は異なる。TSO は空間的に点在する多くの再エネを保有した需給運用を行うが、地方公共団体は空間的に偏在した再エネを取り扱う運用が求められる。また、蓄電池等の DR は瞬時に出力を変化させることができるため、太陽光等の再エネの予測値を実需給のリアルタイムに近い予測に近づけ、発電実績値との乖離を解消する運用等が可能となる。

本研究では、太陽光発電予測タイミングを実需給に近づけることにより、発電実績値と発電予測値の誤差量が低減することを確認する。さらに、空間的な偏在を想定し、複数の太陽光発電設備を活用し、予測タイミングを実需給に近づける上で、発電所間距離が誤差量の低減にどのような変化を与えるかを確認する。

## 5.2 発電予測時刻の違いによる複数地点を束ねた発電予測誤差の定量化

空間的差異を持つ複数の PV 地点における、PV 発電量実績と発電量予測を活用し、予測誤差の低減を検証する。また、地点間距離が予測誤差の低減に与える変化を確認する。

### 5.2.1 太陽光発電設備の概要

表 5-1 に本検討で活用する A～F（6 拠点）の太陽光発電設備情報を示す。各発電設備の太陽光発電量の予測値については、気象衛星データを使用した日本気象協会が提供する SOLASAT 8-Nowcast から得られる発電量予測を使用する [72]。取得する PV 発電予測のデータ概要については表 5-2 に示す。

表 5-1 複数地点の太陽光発電設備

拠点名称	太陽光パネル容量 (kW)	PCS 出力 (kW)	過積載率 (%)
A	1,000	1,000	100
B	1,000	1,000	100
C	1,036	1,000	104
D	1,082	1,000	108
E	7,755	7,500	103
F	10,449	8,000	131

表 5-2 SOLASAT 8-Nowcast から取得したデータ概要

データ概要	SOLASAT 8-Nowcast
空間解像度	0.5 km メッシュ
データ間隔	5 分毎
対象期間	2022 年 10 月 5 日から 2023 年 1 月 24 日
予測時間	3 時間 30 分先まで
対象要素	太陽光発電出力 (kW)

表 5-1 に示す過積載率については、太陽光パネル容量をパワーコンディショナー (Power Conditioning System ; PCS) の出力で除して算出する。なお、過積載とは、PCS 容量よりも、多くの容量のパネルを設置することであり、発電量を増加させることができる。過積載の場合、季節・天候等の発電条件が良好で日中の時間帯は、ソーラーパネルの出力が PCS 容量を上回るため、発電量が抑制される。しかし、発電条件が望ましくない日や、朝と夕方の時間帯は発電量が高まるため、全体を通じた発電量は増加する。

予測誤差の検証期間としては 2022 年 10 月 5 日～2023 年 1 月 24 日とする。ただし、計測した発電実績値の欠測及び設備故障等で発電設備を停止した日は除外する。除外日は 2022 年 10 月 12 日、2022 年 10 月 17 日～2022 年 10 月 22 日、2022 年 11 月 1 日、2022 年 11 月 15 日、2022 年 11 月 16 日、2022 年 11 月 25 日～2022 年 12 月 8 日、2022 年 12 月 19 日、2022 年 12 月 20 日、2022 年 12 月 31 日～2023 年 1 月 2 日、2023 年 1 月 7 日、2023 年 1 月 13 日、2023 年 1 月 16 日～2023 年 1 月 19 日であり、検証期間の対象日数は 77 日となる。

また、表 5-1 に示す太陽光発電設備の設置場所及び拠点間距離を、図 5-2 に示す。



図 5-2 太陽光発電設備の設置場所及び拠点間距離

本検討における太陽光発電量の予測値としては Solasat-8 nowcast を活用し、実需給の一定時間前の予測を 4 種類用意する。発電予測タイミングとしては、実需給の 5、30、60、120 分前とする。

### 5.2.2 太陽光発電量の実績値と予測値を活用した絶対誤差の算出方法

太陽光の発電量は、発電所の設備や気象条件等に左右される。表 5-1 に示す通り、拠点毎の太陽光パネル容量や PCS 出力は異なるため、本研究では、各太陽光の発電実績値及び発電予測値を検証期間の最大発電実績値を除することで規格化する。規格化した発電予測値と発電実績値を活用することで絶対誤差を算出する。但し、複数拠点の絶対誤差を算出する場合は、各拠点の絶対誤差量の和ではなく、複数拠点の発電予測値の和と発電実績値の和を算出し、その両者の絶対誤差を利用するものとする。

### 5.2.3 太陽光発電量の絶対誤差の比較

はじめに、各拠点について発電量実績値と予測値の絶対誤差を算出し、検証期間における積算値を比較した。なお、各予測タイミングにおける拠点 A~F の積算絶対誤差を図 5-3 に示す。各発電予測タイミングは実需給の 5、30、60、120 分前とする。

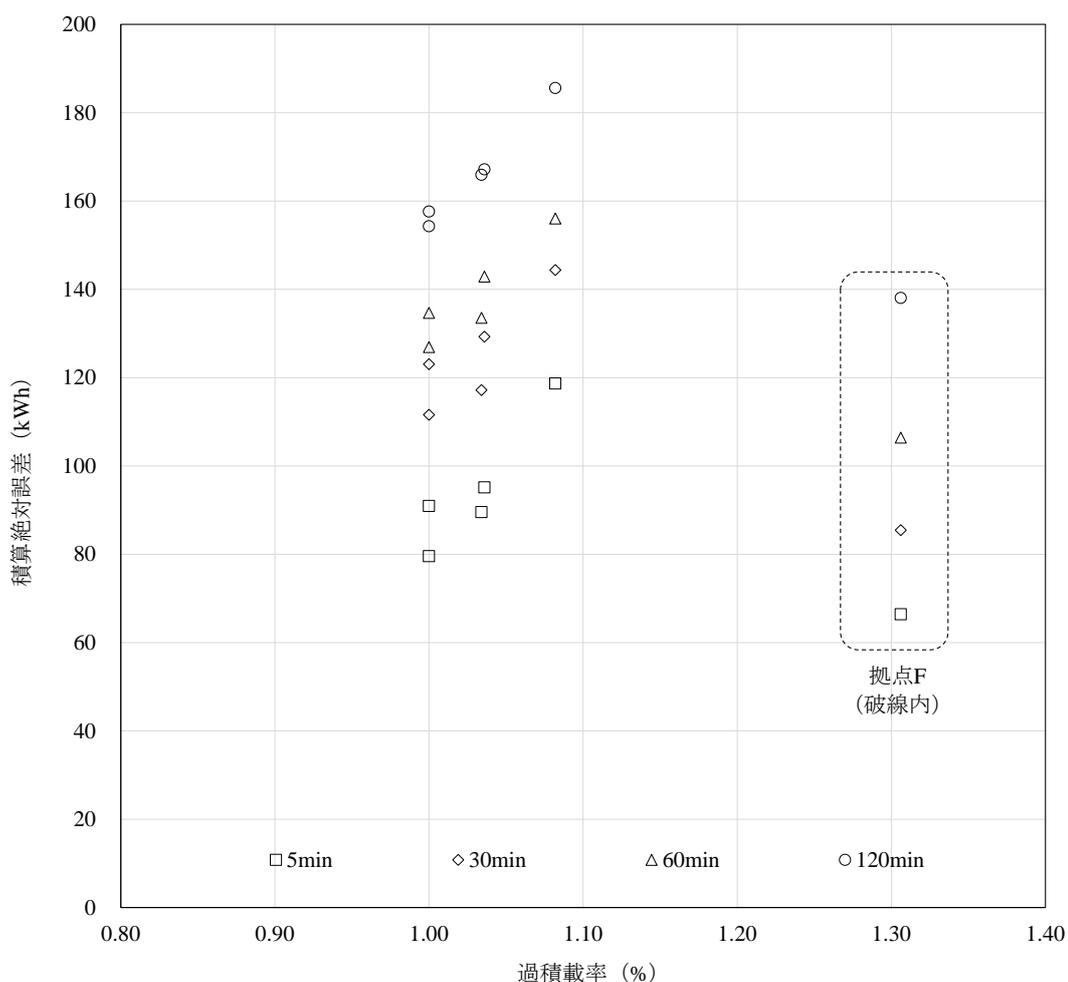


図 5-3 横軸を過積載率とした検証期間における発電予測タイミング別の拠点 A～F の積算絶対誤差 (kWh)

過積載率が一番高い拠点 F は、他の拠点よりも積算絶対誤差が小さい値を示した。F は過積載率が大きく異なるため、以降の検証では F を除いた A～E の拠点をを用いて検証を行った。拠点間が近い A-B、A-C、B-C と拠点間距離が離れた D-E における 1 拠点あたりの日平均積算絶対誤差を、予測タイミング別に算出した。その結果を表 5-3 及び図 5-4 に示す。なお、A-B、A-C、B-C、D-E 間の地点間距離 (km) については、図 5-2 より、順に 5.8、2.8、6.0、50.0km となる。

表 5-3 予測タイミング別の A-B、A-C、B-C、D-E 拠点における 1 拠点あたりの日平均積算絶対誤差 (kWh)

発電予測タイミング	A-B	A-C	B-C	D-E
5 分前	0.92	0.91	1.08	1.00
30 分前	1.37	1.37	1.52	1.23
60 分前	1.55	1.56	1.68	1.38
120 分前	1.90	1.92	1.98	1.69

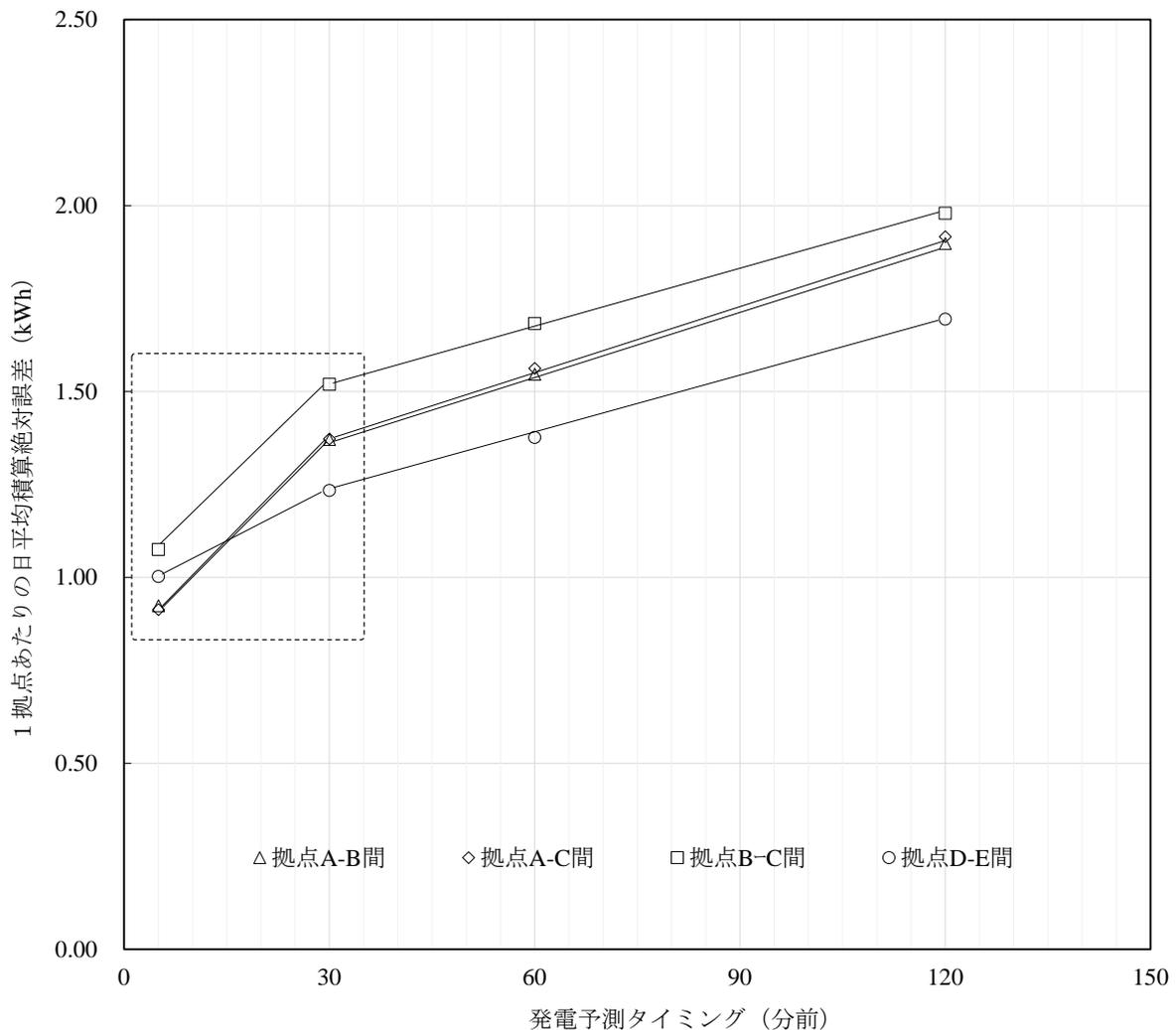


図 5-4 横軸を発電予測タイミングとした発電予測タイミング別の A-B, A-C, B-C, D-E 拠点における 1 拠点あたりの日平均積算絶対誤差

表 5-3 及び図 5-4 より、A-B、A-C、B-C、D-E 間の 1 拠点あたりの日平均積算絶対誤差について、予測タイミングが実需給の 30、60、120 分前においては、地点間距離が離れた D-E の 1 拠点あたりの日平均積算絶対誤差は A-B、A-C、B-C より小さい値となった。一方で、5 分前のタイミングにおいては、A-B、A-C の 1 拠点あたりの日平均積算絶対誤差が D-E よりも小さい値となった。図 5-4 の破線内について、発電予測タイミングが 30 分前から 5 分前になった場合の 1 拠点あたりの日平均積算絶対誤差の低減量は、A-B 間:0.45 kWh、A-C 間: 0.46 kWh、B-C 間: 0.44 kWh、D-E 間:0.23 kWh の値となった。

次に、拠点間距離が短い A, B, C の発電所に対し、3 拠点の発電所を集約して扱った場合の 30 分毎の絶対誤差の分布を確認する。各予測タイミングにおける 30 分単位の絶対誤差の分布を図 5-5 に示す。但し、検証期間において 6 時 00 分以前の時間帯と 18 時 00 分以降の時間帯については、発電量が 0kWh であったことから除外する。なお、箱ひげ図における箱は四分位範囲を示す。上ひげは、四分位範囲に 1.5 を乗算した値を第 3 四分位数に加算した値を示し、この値より大きな値は外れ値とする。但し、この値より最大値が小さい場合は、最大値を上ひげとする。下ひげは、四分位範囲に 1.5 を

乗算した値を第1四分位数に減算した値を示し、この値より小さい値は外れ値とする。但し、この値より最小値が大きい場合は、最小値を下ひげとする。また、×印は平均値を表す。

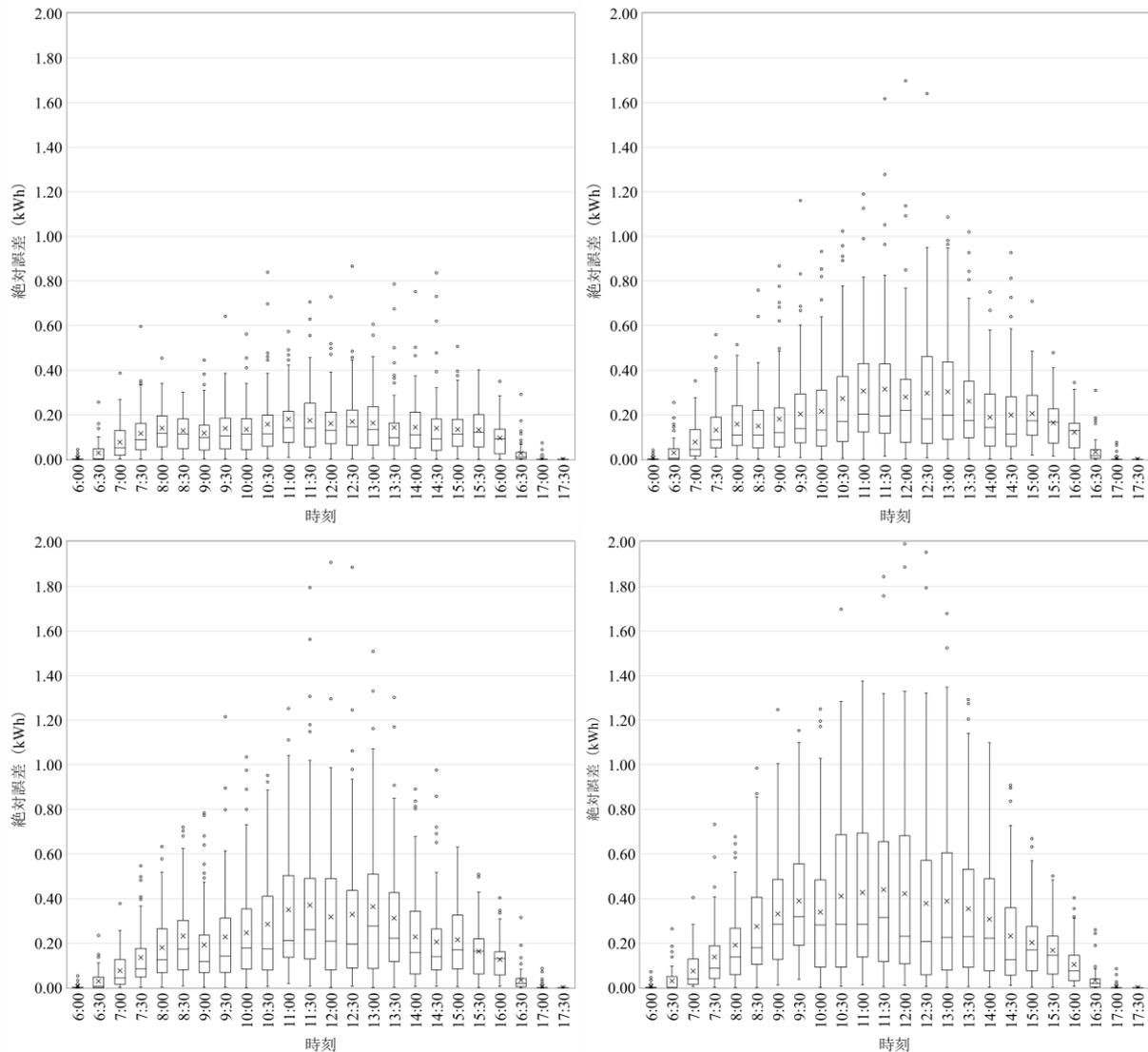


図 5-5 A,B,C の 3 拠点における 6 時 00 分～18 時 00 分の 30 分単位の絶対誤差の分布  
 左上：5 分前の予測タイミングの 30 分単位の絶対誤差の分布  
 右上：30 分前の予測タイミングの 30 分単位の絶対誤差の分布  
 左下：60 分前の予測タイミングの 30 分単位の絶対誤差の分布  
 右下：120 分前の予測タイミングの 30 分単位の絶対誤差の分布

図 5-5 より、5 分前の予測タイミングの 30 分単位の絶対誤差の分布は、その他の予測タイミングの場合と比較して誤差が小さくなる傾向を確認した。また、A、B、C の 3 拠点における検証期間の積算絶対誤差を、発電予測タイミング別に表 5-4 に示す。

表 5-4 予測タイミング別の積算絶対誤差 (kWh)

発電予測タイミング	A, B, C の積算絶対誤差
5min	265.65
30min	363.91
60min	404.45
120min	479.04

表 5-4 より、発電予測タイミングが 5 分前における A、B、C の積算絶対誤差が 4 パターンの中では最小の値を示した。次に、発電予測タイミング別における 30 分単位の積算絶対誤差を図 5-6 に示す。

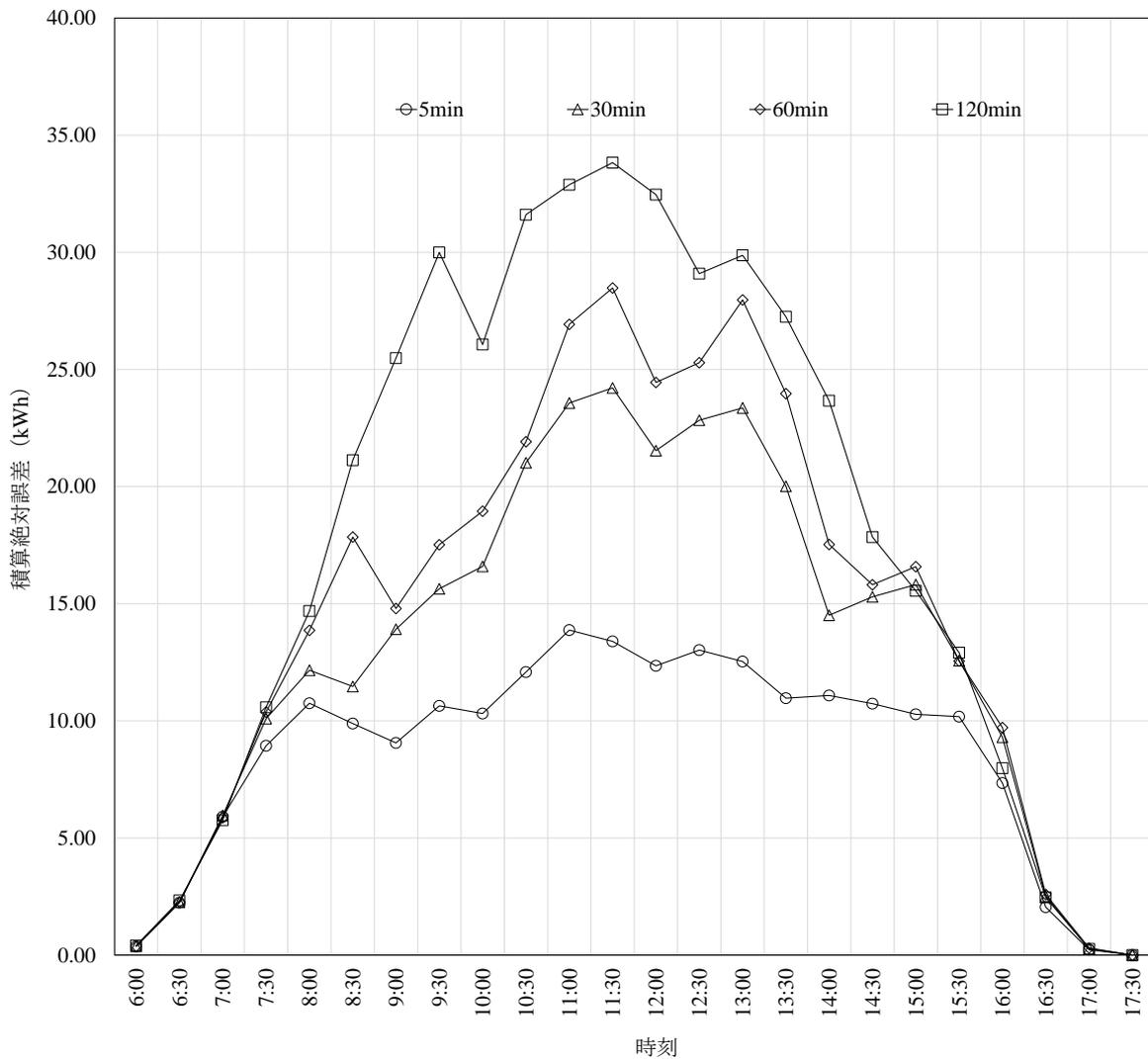


図 5-6 発電予測タイミング別における 30 分単位の積算絶対誤差

図 5-6 より、朝方や夕方の発電出力が小さい場合は、発電予測タイミング別の積算絶

対誤差にあまり差が生じていない。一方で、発電量が増加する日中の時間帯においては積算絶対誤差に差が生じている。

また、A、B、Cの3拠点における30分単位の絶対誤差の平均値と標準偏差( $\sigma$ )を算出し、30分毎の平均値+ $3\sigma$ の値を図5-7に示す。図5-7における棒グラフは30分単位の絶対誤差の平均値を表し、誤算範囲は $3\sigma$ で表現する。

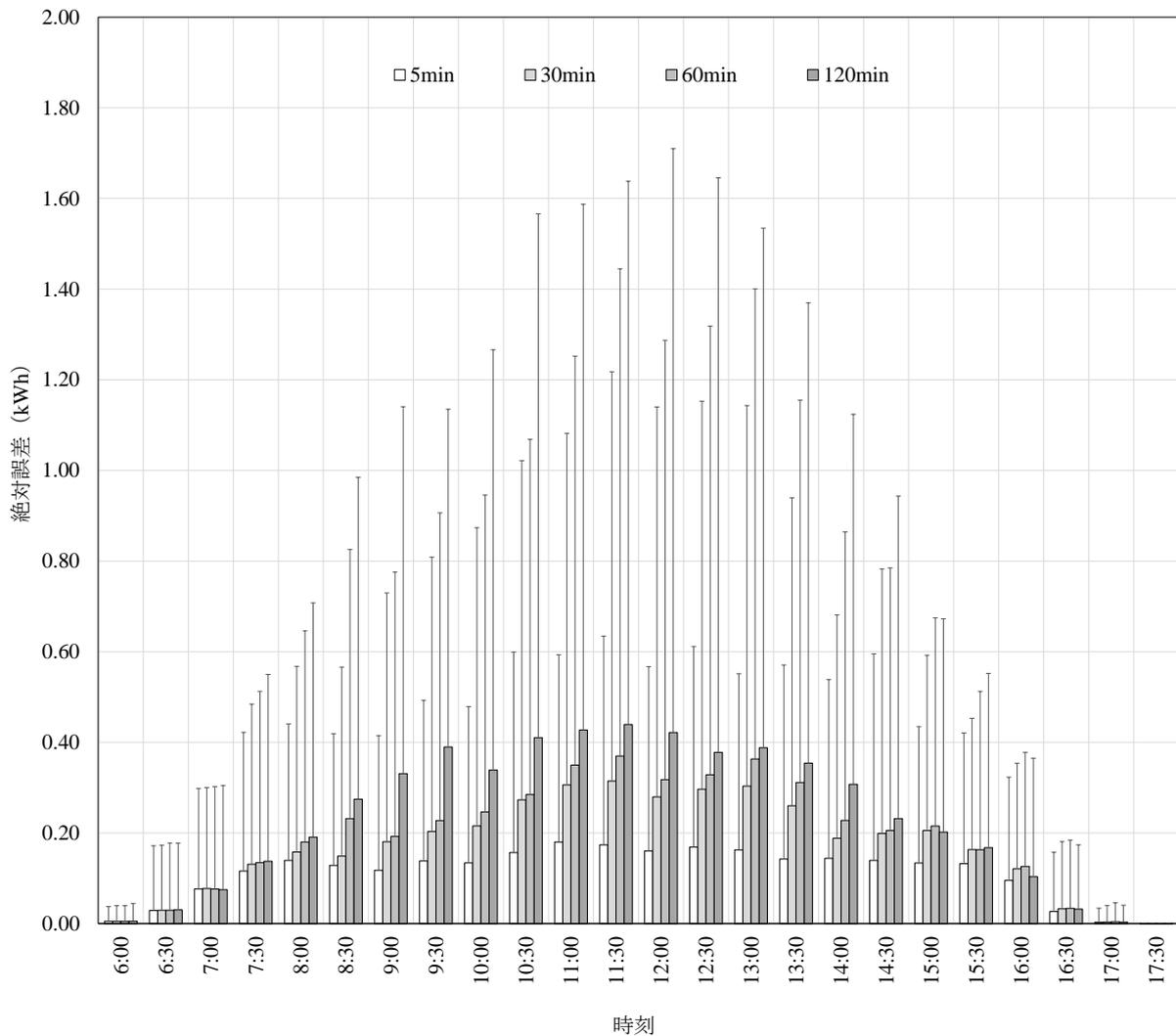


図 5-7 発電予測タイミング別における 30 分単位の平均絶対誤差及びその誤差範囲

検証期間の 77 日間において、発電予測タイミングが 5 分前の場合と 30 分前及び 120 分の絶対誤差に対し、30 分毎に T 検定を実施し有意差を確認することとした。表 5-5 では、9:00~15:30 までの  $p$  値を示す。

表 5-5 発電予測タイミングが 5 分前における 30 分毎の絶対誤差と 30 分前、60 分前及び 120 分前の絶対誤差に対し T 検定を実施した場合の 30 分毎の  $p$  値

対象時間	5 分前と 30 分前の T 検定における $p$ 値	30 分前と 60 分前の T 検定における $p$ 値	60 分前と 120 分前の T 検定における $p$ 値
9:00~9:29	$9.34 \times 10^{-3}$	$3.56 \times 10^{-3}$	$4.12 \times 10^{-9}$
9:30~9:59	$1.71 \times 10^{-2}$	$2.84 \times 10^{-3}$	$1.74 \times 10^{-12}$
10:00~10:29	$4.87 \times 10^{-3}$	$2.70 \times 10^{-4}$	$4.58 \times 10^{-7}$
10:30~10:59	$6.68 \times 10^{-4}$	$3.15 \times 10^{-4}$	$5.57 \times 10^{-7}$
11:00~11:29	$2.81 \times 10^{-4}$	$1.98 \times 10^{-5}$	$9.58 \times 10^{-7}$
11:30~11:59	$4.33 \times 10^{-4}$	$2.84 \times 10^{-5}$	$4.56 \times 10^{-7}$
12:00~12:29	$1.40 \times 10^{-3}$	$1.68 \times 10^{-4}$	$2.20 \times 10^{-6}$
12:30~12:59	$7.65 \times 10^{-4}$	$2.07 \times 10^{-4}$	$9.96 \times 10^{-5}$
13:00~13:29	$1.29 \times 10^{-4}$	$7.49 \times 10^{-6}$	$4.66 \times 10^{-6}$
13:30~13:59	$2.01 \times 10^{-4}$	$8.41 \times 10^{-6}$	$2.23 \times 10^{-6}$
14:00~14:29	$6.79 \times 10^{-2}$	$4.12 \times 10^{-3}$	$7.22 \times 10^{-6}$
14:30~14:59	$3.83 \times 10^{-2}$	$2.08 \times 10^{-2}$	$4.96 \times 10^{-3}$
15:00~15:29	$1.86 \times 10^{-4}$	$1.56 \times 10^{-4}$	$1.73 \times 10^{-3}$

9:00~15:30 までの値については概ね有意差を確認できた。但し、発電予測タイミングが 5 分前と 30 分前の 14:00~14:30 の絶対誤差については、 $p$  値が 0.05 を超えた。

### 5.3 太陽光発電量の絶対誤差と風速の変化量の関係性

実需給に近い時間帯での発電予測には、ひまわり 8 号の衛星から補足した雲の画像データ等を用いて予測を実施している。発電予測タイミングが 5 分前や 30 分前において、発電所がある程度の近い距離に分布した方が、雲の影響による日射量の誤差すなわち発電量の誤差が生じにくくなると想定した。雲が発生している状態を想定するため、気象庁が公開する全国の気象台やアメダスの内、A、B、C の拠点と近い京都地方気象台にて取得された天気の詳細データを活用し、検証期間において天気情報として晴れを除く 61 日間について抽出する。抽出した 61 日間の内、概ね有意差が認められた 9:00~15:30 について、A、B、C の 3 拠点合計における 30 分単位の絶対誤差の分布を図 5-8 に示す。なお、箱ひげ図における箱は四分位範囲を示す。上ひげは、四分位範囲に 1.5 を乗算した値を第 3 四分位数に加算した値を示し、この値より大きな値は外れ値とする。但し、この値より最大値が小さい場合は、最大値を上ひげとする。下ひげは、四分位範囲に 1.5 を乗算した値を第 1 四分位数に減算した値を示し、この値より小さい値は外れ値とする。但し、この値より最小値が大きい場合は、最小値を下ひげとする。また、×印は平均値を表す。

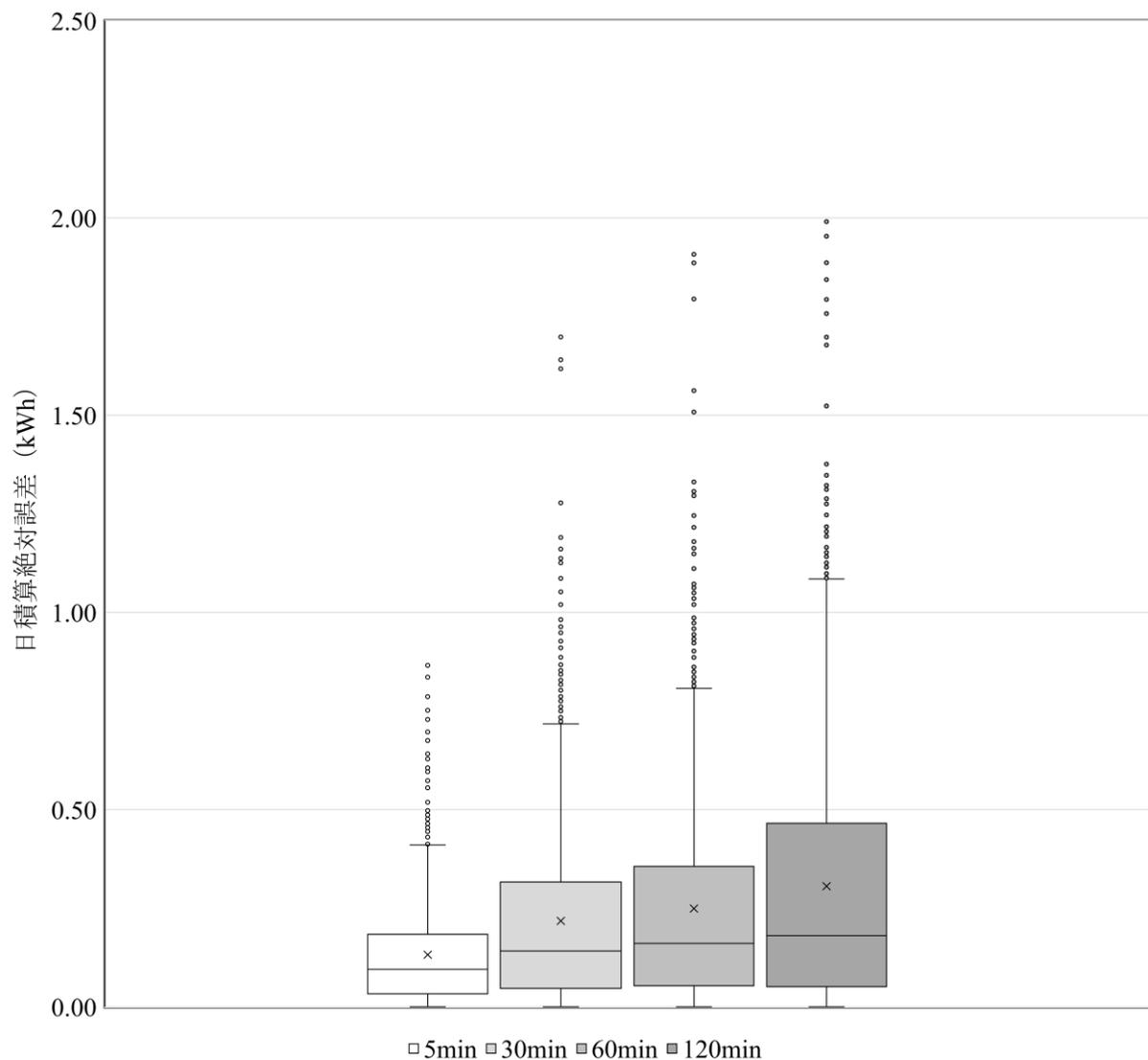


図 5-8 発電予測タイミング別の絶対誤差の分布 (kWh)

図 5-8 において、発電予測タイミングが 5 分前の分布と 30、60、120 分前の分布について、それぞれ T 検定を行い  $p$  値は  $4.47 \times 10^{-26}$ 、 $2.25 \times 10^{-37}$ 、 $1.64 \times 10^{-55}$  となった。

図 5-8 の各予測タイミングの絶対誤差の点数について、対象となる期間は 61 日間であり、9:00~15:30 の絶対誤差を対象としたため、30 分間隔で 1,159 点となった。図 5-8 において、発電予測タイミングが 5 分前の平均絶対誤差は 0.132 kWh、標準偏差 ( $\sigma$ ) は 0.133 kWh であり、平均絶対誤差+ $3\sigma$  は 0.531 kWh と算出された。絶対誤差について、発電予測タイミングが 5 分前における平均絶対誤差+ $3\sigma$  より大きな値と、それ以下の値となった場合に分類し、それぞれを分類 1、分類 2 と呼ぶこととする。発電予測タイミングが 30、60、120 分前の絶対誤差について分類 1 と 2 に分け、各発電予測タイミングにおける、分類別のサンプル数の内訳を表 5-6 に示し、分類別の積算絶対誤差を表 5-7 に示す。

表 5-6 発電予測タイミング別における絶対誤差の分類別のサンプル数（点）

発電予測タイミング（分前）	分類 1 のサンプル数	分類 2 のサンプル数
30	115	1,044
60	162	997
120	241	918

表 5-7 発電予測タイミング別における分類別の積算絶対誤差（kWh）

発電予測タイミング（分前）	分類 1 の積算絶対誤差	分類 2 の積算絶対誤差
30	89.34	274.57
60	128.75	275.70
120	205.50	273.54

表 5-6 及び表 5-7 より、発電予測タイミングが 5 分前の絶対誤差の平均値+3 $\sigma$  より大きな値を示す点数の割合は、30、60、120 分前において 9.92、14.0、20.8 %であった。一方、それらの点数における積算絶対誤差が全体の積算絶対誤差に対して占める割合は、それぞれ 24.6、31.8、42.9 %となった。

これらの予測誤差について、風速の変化量との関係性を検討する。風速の変化量については、上述の京都地方気象台から取得した 10 分単位の平均風速及び風向のデータを利用する。今回、風向（北）を 0 度とし、北、北北東、北東、東北東、東、東南東、南東、南南東、南、南南西、南西、西南西、西、西北西、北西、北北西の 22.5 度毎に 16 分割したデータを用いる。時刻  $t$  における風のベクトルについて、風速を  $v_t$ 、風向  $\theta$  を用いて、水平成分の風速を  $v_t \sin \theta$ 、垂直成分の風速を  $v_t \cos \theta$  とした。風速の変化量は、時刻  $t$  及び  $t+1$  の風のベクトルを用いて、水平成分及び垂直成分の差分 2 乗和の平方根を算出する。また、太陽光発電量の予測誤差量を 30 分単位で扱っていることから、風速の変化量についても 30 分平均値を算出して比較する。表 5-8 に発電予測タイミング毎の分類 1、2 における風速変化量の平均値及びその標準偏差を示す。

表 5-8 発電予測タイミング別における分類別の風速変化量の平均値及び標準偏差

発電予測タイミング （分前）	分類 1		分類 2	
	平均値（m/s）	標準偏差	平均値（m/s）	標準偏差
30	1.01	0.50	0.84	0.51
60	1.06	0.51	0.83	0.46
120	1.03	0.51	0.82	0.45

いずれの発電予測タイミングにおいても、分類 1 と分類 2 における風速変化量を比較した場合、風速変化量の平均値に違いが確認され、T 検定の  $p$  値はそれぞれ  $5.65 \times 10^{-4}$ 、 $1.75 \times 10^{-7}$ 、 $1.55 \times 10^{-7}$  となった。また、各発電予測タイミング別の分類 1 と分類 2 の平均風速変化量を比較した場合、表 5-8 より、分類 1 における発電予測タイミングが 30、60、120 分前の平均風速変化量が 0.17、0.23、0.21 m/s 高いことが確認された。

分類 1 は、発電予測タイミングが 5 分前における平均絶対誤差+3 $\sigma$  より大きな値を示す絶対誤差のサンプルであり、実需給の 5 分前のように発電予測タイミングをリア

ルタイムに近づけることにより、平均風速変化量が大きな場合の発電予測誤差を低減できる可能性を見出すことができた。発電拠点間距離が近い場合、発電予測タイミングを近づけることで拠点間距離が遠い場合よりも、積算絶対誤差が低減する傾向が確認された。平均風速変化量が比較的大きい場合についても、積算絶対誤差が低減する傾向が確認できた。

#### 5.4 本章のまとめ

本章では、太陽光発電予測タイミングを実需給に近づけることにより、発電実績値と発電予測値の誤差量が低減することを確認した。さらに、空間的な偏在を想定し、複数の太陽光発電設備を活用し、予測タイミングを実需給に近づける上で、発電所間距離が誤差量の低減にどのような変化を与えるかを確認した。

A、B、C、D、E、Fの6拠点の太陽光発電所について、太陽光発電量の予測値と計測値を活用し、各拠点の絶対誤差を確認した。拠点Fの過積載率は、他のA～Eの5拠点の過積載率と大きく異なり、本章ではA～Eの5拠点を中心に絶対誤差の定量化を行った。はじめに、発電予測タイミングを実需給の120分前、60分前、30分前、5分前と発電予測タイミングを近づけることで絶対誤差の変化を確認した。いずれの場合も発電予測タイミングを実需給に近づけることにより、絶対誤差の積算値は減少した。

次に、発電予測タイミングを実需給に近づける上で、発電所間距離の違いによる絶対誤差の変化を確認した。なお、本章で用いた発電所について、A、B、Cは発電所間の距離が近く、各地点間距離はA-B間では5.8 km、A-C間では2.8 km、B-Cでは6.0 kmであった。D、Eは発電所間の距離が離れており、D-Eの地点間距離は50.0kmであった。発電予測タイミングが30分前から5分前になった場合の1拠点あたりの日平均積算絶対誤差の低減量は、A-B間:0.45 kWh、A-C間: 0.46 kWh、B-C間: 0.44 kWh、D-E間:0.23 kWhの値となった。また、地点間距離が近いA、B、Cについて、発電予測タイミング別における3拠点合計の絶対誤差の積算値は、77日間の計測データを用いて、5分前の場合が265.65 kWh、30分前の場合が363.91 kWh、60分前の場合が404.45 kWh、120分前の場合が479.04kWhとなった。発電予測タイミングが5分前の場合と30分前、60分前及び120分の30分単位の絶対誤差に対し、30分毎の各時間帯においてそれぞれT検定を実施し有意差を確認し、9時00分から15時30分までの値については概ね有意差を確認できた。

発電予測タイミングが5分前や30分前において、発電所がある程度の近い距離に分布した方が、雲の影響による日射量の誤差すなわち発電量の誤差が生じにくくなると想定し、気象庁が公開する全国の气象台やアメダスの内、A、B、Cの拠点と近い京都地方气象台にて取得された天気の情報に基づき、晴れを除いた61日間について絶対誤差と風速変化量の関係性を検討した。発電予測タイミングが5分前における絶対誤差と30分前、60分前、120分前の絶対誤差を比較し、それぞれT検定を行いp値は $4.47 \times 10^{-26}$ 、 $2.25 \times 10^{-37}$ 、 $1.64 \times 10^{-55}$ となった。

また、発電予測タイミングが5分前である30分単位の絶対誤差の平均値は0.132 kWh、標準偏差( $\sigma$ )は0.133 kWhであり、平均値+3 $\sigma$ は0.531 kWhとなった。この値よりも、各発電予測タイミングにおける絶対誤差が大きな値を示す分類1のサンプル数は、30分前の場合は115点、60分前は162点、120分前の場合は241点となった。反対に平均値+3 $\sigma$ である0.531 kWhを下回る分類2のサンプル数は、それぞれ1,044点、997点、918点となった。いずれの発電予測タイミングにおいても、分類1、2の風速変化量を比較した場合、風速変化量の平均値に違いが確認され、T検定のp値はそれぞれ $5.65 \times 10^{-4}$ 、 $1.75 \times 10^{-7}$ 、 $1.55 \times 10^{-7}$ となった。発電予測タイミングが30分前、60分前、120分前の平均風速変化量を比較した場合、分類1における発電予測タイミングが30分前、60分前、120分前の平均風速変化量が0.17 m/s、0.23 m/s、0.21 m/s高いことが確認された。但し、平均風速変化量はあくまで京都地方气象台にて計測され

た値であり、今後は気象衛星画像の雲の移動ベクトル等、異なるデータを用いた場合についても検証を行う必要がある。加えて、発電拠点間距離の異なる太陽光発電量の予測値及び実績値を継続した取得と衛星画像を用いて雲の分布を分析して大気状態の分類を行い、大気状態毎に推移確率行列が変化するマルコフ連鎖モデルを構築の上、地点間距離の遠近が発電量の予測誤差量に影響を与えるかを評価する。

## 第6章 再エネ及び調整力を活用した需給運用における地域経済循環分析の域際収支

### 6.1 本章の目的

脱炭素化に向け再エネの導入量は拡大するものの、前述の通り再エネの発電の出力を抑制される量が増加している。また、再エネの出力変動に伴う調整力の必要性が高まっている。このような変化が生じている中、これまで地域経済循環分析による再エネを活用した域際収支の定量化は実施されてきたが、地域内資源の調整力を活用した域際収支についての研究は進んでいない。

このため、本章では地域経済循環分析における域際収支について、再エネ普及に伴い必要となる調整力を活用した域際収支の数式化を行う。数式化に際し、地域内での再エネの融通を想定し、再エネを取り扱う地域新電力を前提とする。再エネである太陽光発電設備と調整力である蓄電池の有無により4つのモデルに分類の上、地域の脱炭素化目標を達成するためのシナリオを用意する。域際収支を定量的に分析するために、脱炭素化目標の達成に必要な各シナリオの複雑な取引を図式化し、各取引を数式化することを目的とする。

また、複数の需要家の電力量及び複数の発電所の発電量の計測データ及び蓄電池の充放電制御による需給調整を実施したデータを活用し、脱炭素化目標の達成時のモデル別の域際収支の定量分析を行う。

### 6.2 地域新電力の電力取引の概要

本章では、地域新電力を前提とした、脱炭素化シナリオを設定する。各シナリオにおける地域新電力の運用条件を決定するのに際し、既存の電力取引に係る運用の概要を図6-1に示す。地域新電力の業務としては年間計画、月間計画、週間計画等も必要となるが、ここでは翌日計画及び当日計画の運用を示す。なお、実際に電力を発電し、電力を消費している実需給時点をN日として記載する。

#### 翌日計画の運用



#### 当日計画の運用



図 6-1 地域新電力の需給運用の概要図

図 6-1 において、需要計画及び発電計画作成後、スポット市場や時間前市場で必要な電気を購入することで、再エネ等併せて需要家に電気を供給する。また、GCは小売事業者や発電事業者が提出した計画値に対して、後から過不足調整を行うために実需給

日前日 17 時から開かれる、「当日計画」の提出期限を意味する。この計画提出期限から実需給までには 1 時間あるため、地域新電力が作成する需要及び発電計画値と各実績値に乖離が発生する。この差分をインバランス（Imbalance ; IB）と呼び、一般送配電事業者である TSO が、同時同量達成するために調達した調整力を活用して需給バランスを確保している。

FIP 制度も始まり、地域新電力が再エネの IB リスクにもさらされる可能性を有する事から、本研究での地域新電力は発電 BG（Balancing Group ; BG）及び需要 BG の両方を取り扱うものとする [73][74]。BG は、複数の発電事業者や需要家を発電グループ、需要グループとして捉え、OCCTO への通告するグループ内の計画値及び実績値を合算した上で IB を精算する。BG を組成する事により、複数の再エネの発電出力誤差を打ち消し合う、出力予測誤差の均し効果が期待され、IB が低減する [75]。今回、複数の再エネ発電所及び複数の需要家を活用する事から、地域新電力の各シナリオの運用条件として、発電 BG 及び需要 BG の組成を設定する。また、図 6-1 に示すように、翌日計画及び当日計画についても発電予測値、需要予測が必要になることから、予測条件等についてもシナリオの運用条件として定義する。

### 6.3 脱炭素化シナリオの設定

本章では、地域新電力を活用した脱炭素化シナリオを 4 つ用意し、上述の運用条件等を設定する。はじめに、地域新電力の発電 BG、需要 BG の構成を図 6-2 に示す。

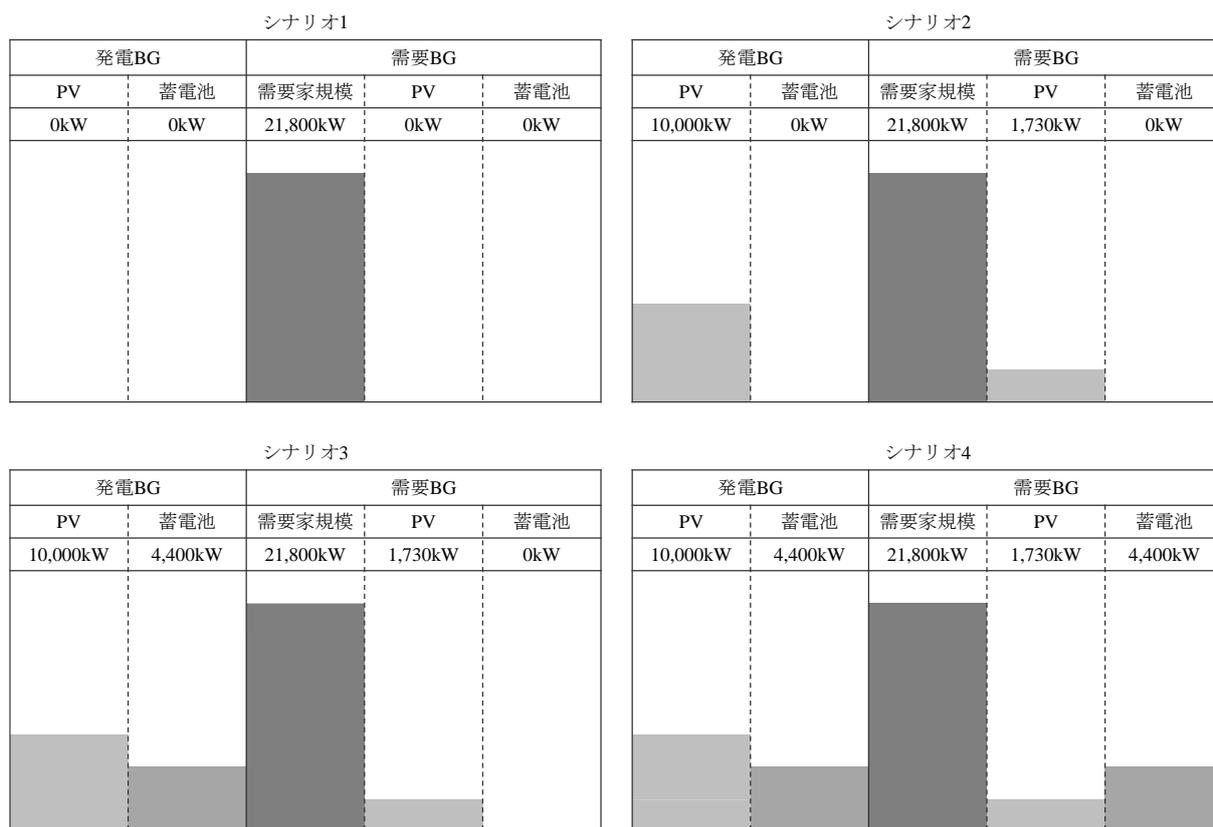


図 6-2 シナリオ別の発電及び需要 BG の構成

いずれのシナリオにおいても、必要な電力は日本卸電力取引所（以下、JEPX）から調達する。また、太陽光等を活用の上、必要となる CO<sub>2</sub> 排出量の削減は、非化石価値取引市場を介して、非化石証書を調達する。

(シナリオ 1)

シナリオ 1 は、太陽光及び調整力を地域内に保有しないモデルである。このため、CO<sub>2</sub> 排出量の削減は、全て非化石証書を活用する。また、需要変動のインバランスに対応する調整力を保有しないため、TSO へのインバランス精算の低減が期待されない。さらに、地域新電力は、TSO へ支払う託送料金の基本料金や容量市場へ支払う容量抛出金を低減できない。シナリオ 1 について、域際収支の定量化に向け、地域内と地域外の資金の流出入に関わる各取引を図式化し、図 6-3 に示す。

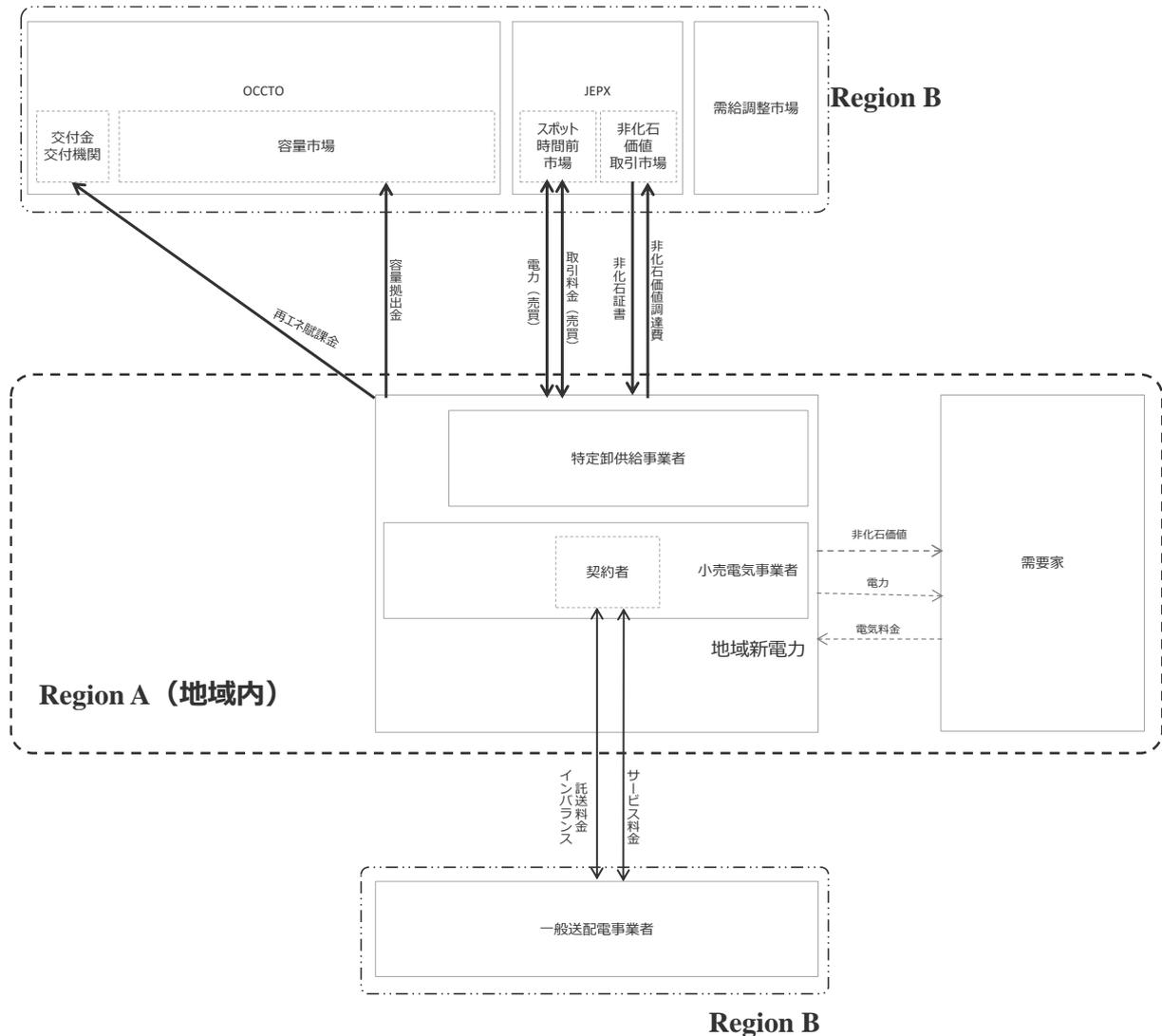


図 6-3 シナリオ 1 における各取引の概要図

Region A を地域内とし、Region A 以外の領域である Region B を地域外として定義する。なお以降のシナリオにおける Region についても、同様とする。シナリオ 1 の需給運用において、需要 BG の需要予測を前週の需要実績値を需要予測値として利用する。これは、本研究が需要予測精度の向上を目的としていないことから、定量的な分析を容易化するためである。したがって、当日計画更新を行わずスポット市場取引のみを行い、IB 精算を行う。

(シナリオ 2)

シナリオ 2 は、太陽光を地域内に保有し、調整力を地域内に保有しないモデルである。CO<sub>2</sub> 排出量の削減手段は再エネと非化石証書の活用とする。シナリオ 1 と異なり、再エネを保有する形になるため、再エネの発電予測誤差の IB が発生する。託送料金や容量拠出金についても調整力を保有しないため、シナリオ 1 と同様に低減は期待できない。これらを踏まえ、本シナリオにおける各取引を図式化し、図 6-4 に示す。

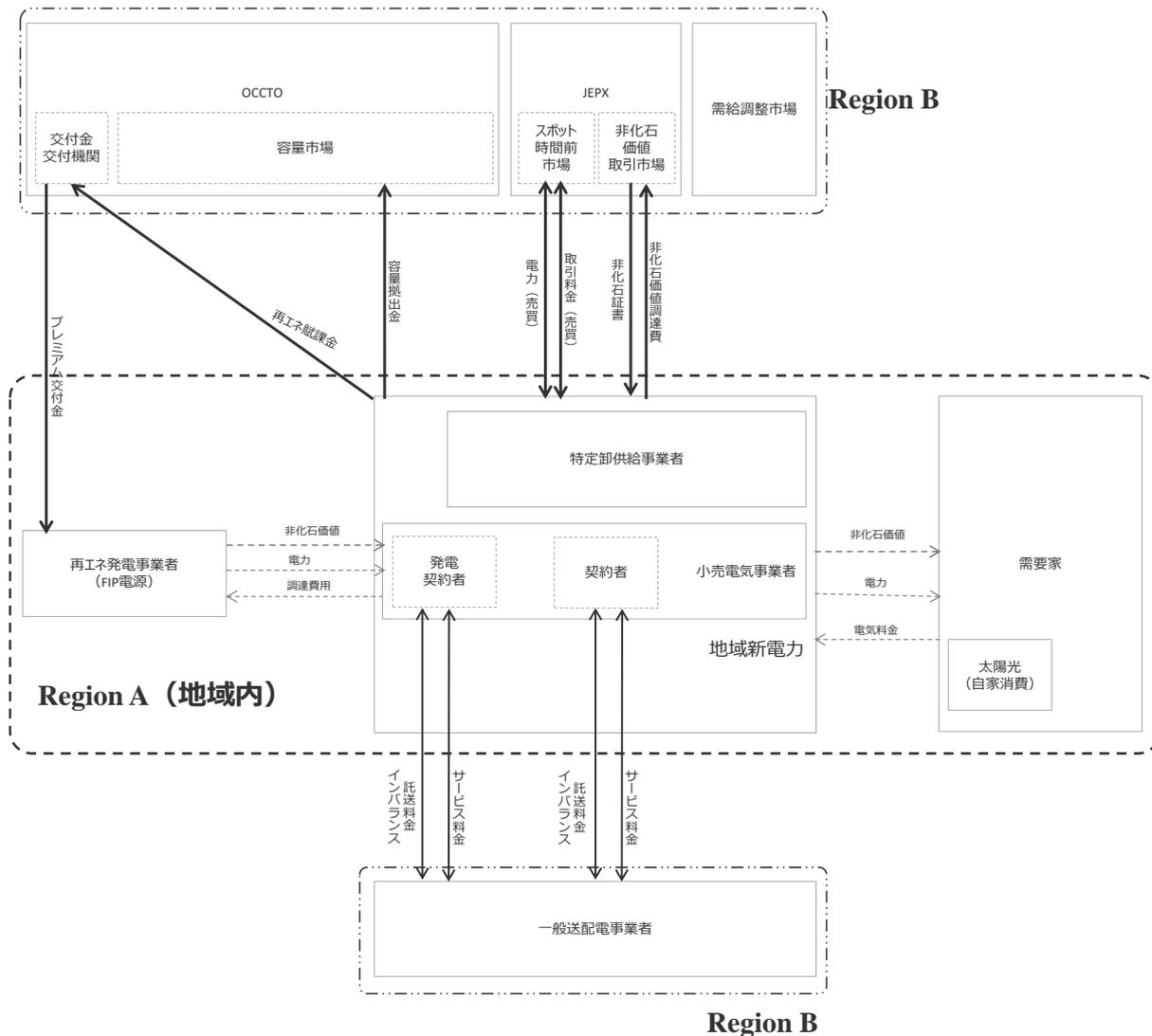


図 6-4 シナリオ 2 における各取引の概要図

シナリオ 2 における需給運用について、需要 BG 及び発電 BG に太陽光がある事から、発電量予測を活用し翌日計画及び当日計画利用し、需要計画及び発電計画を作成する。翌日計画に用いる発電予測は、N-1 日の 8 時 00 分に発表される翌日の発電量予測値を活用する。予測時間のタイミングについては、発電予測値を基に、発電計画及び需要計画を作成し、スポット市場で過不足分の電力量を取引することを想定し設定する。また、当日予測については、時間前市場での取引を想定し、実需給の 1 時間 30 分前に発表され、30 分毎に更新される予測値を活用する。



(シナリオ 4)

シナリオ 4 は、地域内の発電及び需要 BG において、太陽光と調整力を保有するモデルである。これまで同様に、CO<sub>2</sub> 排出量の削減手段は再エネと非化石証書の活用とする。シナリオ 3 と異なり、需要 BG の調整力を活用して需要変動及び需要地設置の太陽光のインバランスを低減する事ができる。また、調整力を活用して、地域内に容量市場及び需給調整市場からの資金を流入させ、TSO へ流出する託送料金を低減させる。これらを踏まえ、本シナリオにおける各取引を図式化し、図 6-6 に示す。

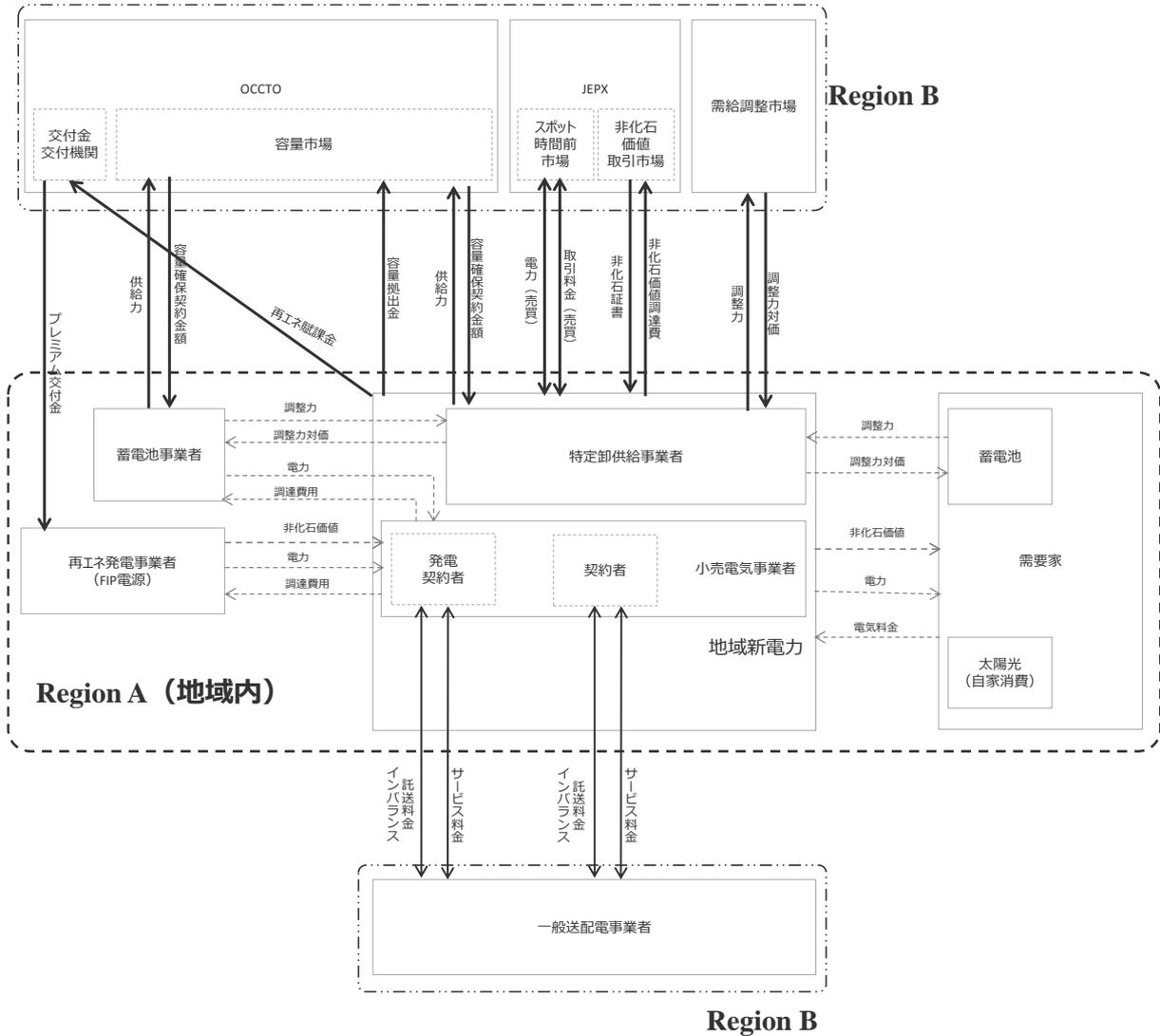


図 6-6 シナリオ 4 における各取引の概要図

#### 6.4 CO<sub>2</sub> 排出量の算出方法

シナリオ別の CO<sub>2</sub> 排出量は、「地球温暖化対策の推進に関する法律（以下、温対法）」に基づき、温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル（ver4.8）（令和 4 年 1 月）を用いて、温室効果ガス排出量を算定する。但し、排出量算定の対象は CO<sub>2</sub> のみとし、CH<sub>4</sub>、N<sub>2</sub>O は算定対象外とする。また、今回の算定においては、「他人から供給された電気の使用」についてのみを対象とし、電気使用量と単位電力量当たりの排出量から温室効果ガスの排出量を算定する。以下の式（1）に CO<sub>2</sub> 排出量の算出式を示す。

$$E_{CO_2}^i = C_r^i \times CF^i \quad (1)$$

$i = 1 \sim 4$  : 脱炭素化シナリオ番号

$E_{CO_2}^i$  : シナリオ別の CO<sub>2</sub> 排出量 (t-CO<sub>2</sub>)

$C_r^i$  : シナリオ別の電気使用量の実績値 (kWh)

$CF^i$  : シナリオ別の CO<sub>2</sub> 排出係数 (t-CO<sub>2</sub>/kWh)

シナリオ別の電気使用量は、複数の需要家のスマートメータの電力量を 2022 年 10 月 1 日から 2023 年 1 月 31 日の期間に計測した値を活用する。但し、計測値の欠測や PV 発電所の故障等が発生した日を除いて利用する。また、CO<sub>2</sub> 排出係数の算定は、温対法に従うものとする。

CO<sub>2</sub> 排出係数について、自社及び他社から燃料を活用した電源は調達せず、再エネ及び JEPX から調達した電気を前提に算定する。なお、再エネ及び需要変動に伴うインバランス精算に係る電力量、JEPX を介した他事業者への販売電力量、固定価格買取・非 FIT 非化石電気の調達による調整 CO<sub>2</sub> 排出量、非化石電源 CO<sub>2</sub> 削減相当量について考慮した調整後 CO<sub>2</sub> 排出量を基に、CO<sub>2</sub> 排出係数を算定する。式 (2) に CO<sub>2</sub> 排出係数の算出式を示す。

$$CF^i = \left\{ \begin{array}{l} (Q_s^i + Q_{da}^i) \times CF_m^i + (I_c^i + I_g^i) \times CF_a \\ + \{ (Q_s^i + Q_{da}^i) \times R_{ft} - C_r^i \times Q_{enf} \div Q_t \times \alpha_{ft} + Q_{g,nft}^i \} \times CF_a \\ - Q_{g,nft}^i \times CF_a \times \alpha_{nft} \end{array} \right\} \div C_r^i \quad (2)$$

$$I_c^i < 0, I_g^i < 0$$

$Q_s^i$  : スポット市場調達電力量 (kWh)、 $Q_s^i$  の正の符号は購入、負は販売を意味する。

$Q_{da}^i$  : 時間前市場調達電力量 (kWh)、 $Q_{da}^i$  の正の符号は購入、負は販売を意味する。

$CF_m^i$  : 卸電力取引所を通じて購入した電気の CO<sub>2</sub> 排出係数 (2021 年度 0.000478 t-CO<sub>2</sub>/kWh)

$I_c^i$  : 需要 BG の IB 量 (kWh)

$I_g^i$  : 発電 BG の IB 量 (kWh)

$I_c^i$ 、 $I_g^i$  の正の符号が余剰 IB、負が不足 IB を意味する。不足 IB 時は TSO が不足する電力量を供給し、余剰 IB 時は、TSO が余剰電力量を調整する。

$R_{ft}$  : 市場調達 FIT 電力量の割合 (2021 年度 : 23.03 %)

$Q_{enf}$  : 余剰非化石電気相当量 (2021 年度 : 106,036,222 MWh)

$Q_t$  : 販売電力量 (全国総量) (2021 年度 : 836,732,397 MWh)

$\alpha_{ft}$  : FIT 非化石証書補正率 (2021 年度 : 1.02)

$\alpha_{nft}$  : 非 FIT 補正率 (2021 年度 : 1.04)

$CF_a$  : 全国平均係数 (2021 年度 : 0.000433 t-CO<sub>2</sub>/kWh)

$Q_{c,nft}^i$  : 非 FIT 非化石証書の調達量 (kWh)

これらの調整電力量の算出に用いる固定価格買取制度による買取電力量等については、毎年度環境省及び経産省が公表している。また、シナリオ 2、3、4 については、非 FIT の再エネ発電量を地域新電力を介して需要家に供給するため、以下の通りとする。

$Q_{g,nft}^i$  : 非 FIT 非化石電気の調達電力量 (kWh)

式 (2) で用いる  $Q_s^i$  及び  $Q_{da}^i$  の算出について、式 (3)、(4) に示す。

$$Q_s^i = C_{p,N-1}^i - G_{p,N-1,d}^i - G_{p,N-1,g}^i \quad (3)$$

$$Q_{da}^i = C_{p,N}^i - G_{p,N,d}^i - G_{p,N,g}^i - Q_s^i \quad (4)$$

$C_{p,N-1}^i$  : 需要 BG の使用電力量の翌日予測値 (kWh)

$C_{p,N}^i$  : 需要 BG の使用電力量の当日予測値 (kWh)、但し、 $C_{p,N-1}^i = C_{p,N}^i$  とする。

$G_{p,N-1,d}^i$  : 需要 BG の PV 発電量の翌日予測値 (kWh)

$G_{p,N,d}^i$  : 需要 BG の PV 発電量の当日予測値 (kWh)

$G_{p,N-1,g}^i$  : 発電 BG の PV 発電量の翌日予測値 (kWh)

$G_{p,N,g}^i$  : 発電 BG の PV 発電量の当日予測値 (kWh)

また、 $I_c^i$  及び  $I_g^i$  の算出式は式 (5)、(6) に示す。

$$I_c^i = C_p^i - (C_r^i - G_{r,d}^i) \quad (5)$$

$$I_g^i = G_p^i - G_{r,g}^i = G_p^i - Q_{g,nft}^i \quad (6)$$

$C_p^i$  : 30 分毎の需要計画 (kWh)

$C_r^i$  : 需要 BG の使用電力量の実績値 (kWh)

$G_{r,d}^i$  : 需要 BG の PV 発電量の実績値 (kWh)

$G_p^i$  : 30 分毎の発電計画 (kWh)

$G_{r,g}^i$  : 発電 BG の PV 発電量の実績値 (kWh)

野立ての PV を活用し、需要家が PV を自家消費利用することを模擬する。本来、需要家の使用電力量の計量値には、自家消費利用の PV 発電量は反映される。しかし、本研究では野立ての PV を活用するため、 $C_r^i - G_{r,d}^i$  を自家消費の PV を保有した需要家の使用電力量の実績値とする。

次に、式 (5)、(6) に利用される  $C_p^i$  と  $G_p^i$  を式 (7)、(8) に示す。

$$C_p^i = C_{p,N}^i - G_{p,N,d}^i \quad (7)$$

$$G_p^i = G_{p,N,d}^i \quad (8)$$

式 (1) ~ 式 (8) を用いることで、シナリオ別の CO<sub>2</sub> 排出量を算定することが可能となる。

## 6.5 初期値の設定及び CO<sub>2</sub> 排出削減目標値

CO<sub>2</sub> 排出量の初期状態を、シナリオ 1 における非化石証書を利用していない状態と定義し、初期の CO<sub>2</sub> 排出量は  $E_{CO_2}^0$  とする。CO<sub>2</sub> 排出量については式 (1)、(2) を用いる。地方公共団体等が 2050 年 CO<sub>2</sub> 排出実質ゼロを掲げる中、CO<sub>2</sub> 排出削減目標値については、脱炭素ロードマップ等に 2013 年度比で 2030 年の削減目標が設定されている。本章では、削減目標率  $R_{red}$  を初期の CO<sub>2</sub> 排出量に対し、40 %削減と設定する。

## 6.6 非 FIT 非化石証書の調達量の算出方法

各シナリオにおいて、CO<sub>2</sub> 排出削減目標値を達成するためには、非 FIT 非化石証書を調達する必要がある、式 (3) に算定式を示す。なお、本研究では、FIT 非化石証書の調達の選択肢もあるが、再エネの普及拡大を想定し、非 FIT 非化石証書を対象とした。

$$Q_{c,nft}^i = (E_{CO_2}^i - E_{CO_2}^0 \times R_{red}) \div CF_a \div \alpha_{nft} \quad (9)$$

$Q_{c,nft}^i$  : 非 FIT 非化石証書の調達量 (kWh)

$R_{red}$  : CO<sub>2</sub> 排出量削減目標率 (%)、本研究では 40 % と設定する。

## 6.7 地域新電力を活用した再エネ・調整力利用による地域経済の活性化

再エネと調整力を保有する地域新電力を活用した地域経済の活性化において、域際収支の定量化に関わる各取引概要を表 6-1 に示す。再エネは FIP 電源とし、調整力は蓄電池を活用する。

表 6-1 域際収支に関わる取引概要

分類	項目	資金
JEPX	電力調達費用 (スポット市場)	流出
	電力取引金額 (時間前市場)	流出入
	非化石証書調達費用	流出
TSO	託送料金費用	流出
	IB 精算金額	流出入
容量市場	容量抛出金の費用	流出
	容量確保契約金額の対価	流入
需給調整市場	三次調整力②の対価	流入
交付機関	プレミアム交付金の獲得	流入
	再エネ賦課金	流出
その他設備	PV の設備導入費	流出入
	蓄電池の設備導入費	流出入

また、JEPX に係る 3 項目について算出式を示す。

$$C_s^i = Q_s^i \times P_s^i \quad (10)$$

$$C_{da}^i = Q_{da}^i \times P_{da}^i \quad (11)$$

$$C_{Qc}^i = Q_{c,nft}^i \times P_{Qc}^i \quad (12)$$

再エネは FIP 電源とし、調整力は蓄電池を活用する。

- $C_s^i$  : 電力調達費用 (スポット市場) (円)
- $P_s^i$  : スポット市場単価 (円/kWh)
- $C_{da}^i$  : 電力取引金額 (時間前市場) (円)
- $P_{da}^i$  : 時間前市場単価 (円/kWh)
- $C_{Qc}^i$  : 非化石証書調達費用 (円)
- $P_{Qc}^i$  : 非 FIT 非化石証書 (円/kWh)

域際収支について、符号が正の場合は地域内に資金が流入し、負の場合は資金が流出することを指す。なお、スポット市場単価及び時間前市場単価については、JEPX が公開する単価を活用し、関西エリアプライスを活用し、時間前市場単価は平均単価を活用する。また、現行価格を参照し、非 FIT 非化石証書は 0.6 円/kWh とする。

次に、TSO に対する域際収支の数式化を式 (13)、(14) を基に示す。式 (13) は接続送電サービスを対象とし、式 (14) はインバランス精算を対象とする。

$$C_{TSO} = P_{DC} \times (D_{bef} - \Delta kW_d \times P_{dm}) \times P_{pf} + P_{EC} \times C_r^i \quad (13)$$

$$C_{IB} = (I_c^i + I_g^i) \times P_{IB} \quad (14)$$

- $C_{TSO}$  : 接続送電サービス費用 (円/月)
- $P_{DC}$  : 接続送電サービス契約単価 (円/kW・月)
- $D_{bef}$  : 需要 BG における需要家の契約電力合計値 (kW)
- $\Delta kW_d$  : 需要 BG の蓄電池出力 (kW)
- $P_{dm}$  : 蓄電池出力のデマンド低減率、0.9
- $P_{pf}$  : 力率割引、0.85
- $P_{EC}$  : 電力量料金単価 (円/kWh)
- $C_{IB}^i$  : IB 精算金額 (円)
- $P_{IB}$  : IB 料金単価 (円/kWh)

IB 料金単価については、IB 料金情報公表ウェブサイトの値を用いた [76]。本研究では、地域内の調整力を活用して、三次調整力②の供出とインバランス低減を同時に実現することにより、 $C_r^i$ 、 $Q_{da}^i$ 、 $I_c^i$ 、 $I_g^i$ の値が変化する。したがって、運用条件を設定の上、各項目の補正量を数式化した。

はじめに、蓄電池の一日の運用方法を設定する。0 時 00 分から 6 時 00 分までは、蓄電池の充電状態 (State of Charge ; SOC) を調整する時間とし、日々 6:00 までに SOC 値を 50 % の状態とする。6 時 00 分から 24 時 00 分までは、三次調整力②として利用しながら、インバランス回避も実施するものとする。但し、蓄電池には充放電出力の最大値、SOC 値の上限値、下限値が存在する。これらの各種制約条件を考慮した補正量の定量化を行う。また、蓄電池には充放電効率が存在し、本章では 80 % とした。

- $C_{bss}$  : 蓄電池容量 : 31,680 kWh
- $P_{ch,max}^i$  : 蓄電池出力の上限値 (4,400 kW)
- $P_{dch,min}^i$  : 蓄電池出力の下限値 (-4,400 kW)
- $S_{max}^i$  : SOC の上限値 (100 %)
- $S_{min}^i$  : SOC の下限値 (0 %)

$S_{12}^i$  : SOC の初期値 (50%)

$S_t^i$  : コマ  $t$  における 30 分コマ毎の SOC 値 ( $1 \leq t \leq 48$ )

$R_{IB}^i$  : 調整力を活用した IB 削減率 (98%)

$$\Delta I_c^i = I_c^i \times R_{IB}^i \quad (15)$$

$$\Delta I_g^i = I_g^i \times R_{IB}^i \quad (16)$$

$\Delta I_c^i$  : 需要 BG における 30 分毎の IB 低減量

$\Delta I_g^i$  : 発電 BG における 30 分毎の IB 低減量

6:00 から 24:00 までの IB 量低減時の蓄電池の出力の制約条件を考慮したコマ  $t$  ( $13 \leq t \leq 48$ ) における 30 分コマ毎の充放電出力を式 (17)、(18) に示す。

$$P_{c,t}^i = \begin{cases} P_{dch,min}^i, & \Delta I_c^i \times 2 < P_{dch,min}^i \\ \Delta I_c^i \times 2, & P_{dch,min}^i \leq \Delta I_c^i \times 2 < P_{ch,max}^i \\ P_{ch,max}^i, & P_{ch,max}^i \leq \Delta I_c^i \times 2 \end{cases} \quad (17)$$

$$P_{g,t}^i = \begin{cases} P_{dch,min}^i, & \Delta I_g^i \times 2 < P_{dch,min}^i \\ \Delta I_g^i \times 2, & P_{dch,min}^i \leq \Delta I_g^i \times 2 < P_{ch,max}^i \\ P_{ch,max}^i, & P_{ch,max}^i \leq \Delta I_g^i \times 2 \end{cases} \quad (18)$$

$P_{c,t}^i$  : 蓄電池出力を考慮した需要側 IB の低減に向けた充放電出力 (kW)

$P_{g,t}^i$  : 蓄電池出力を考慮した発電側 IB の低減に向けた充放電出力 (kW)

次に、SOC 調整に必要な蓄電池の充放電量を式 (19)、(20) に示す。

$$\Delta S_c^i = (S_{c,12}^i - S_{c,48}^i) \div R_{IB}^i \quad (19)$$

$$\Delta S_g^i = (S_{g,12}^i - S_{g,48}^i) \div R_{IB}^i \quad (20)$$

$\Delta S_c^i$  : 需要 BG の蓄電池の SOC 調整量(kWh)

$\Delta S_g^i$  : 発電 BG の蓄電池の SOC 調整量(kWh)

式 (19)、(20) の符号について、正は充電量を表し、負は放電量を表す。SOC 調整に必要な電力量の調整は、時間前市場での取引を通じて実施し、 $Q_{da}$  に  $\Delta S_c^i$  と  $\Delta S_g^i$  を加算し補正する。 $C_r^i$  については、IB 低減量及び SOC 調整に要する電力量を加算し補正する。また、容量市場における容量確保契約金額と容量抛入金については、式 (21)、(22) に示す。

$$C_{cp,in} = P_{cp,in} \times \Delta kW \quad (21)$$

$$C_{cp,out} = P_{cp,out} \times (D_{bef} - \Delta kW_d \times P_{dm}) \quad (22)$$

$C_{cp,in}$  : 容量確保契約金額 (円/年)  
 $P_{cp,in}$  : 契約単価 (円/kW・年)、3,500 円/kW・年  
 $C_{cp,out}$  : 容量供出金 (円/年)  
 $P_{cp,out}$  : 容量拠出金単価 (円/kW・年)、2,644 円/kW・年

契約単価は 2022 年度実績、容量供出金単価は関西エリアの値を参考に設定した。需給調整市場に関しては、式 (23) に示す。

$$C_{R,in} = P_R \times \Delta kW \times 8 \times N \quad (23)$$

$C_{R,in}$  : 約定料金 (円/年)  
 $P_R$  : 約定単価 (円/ $\Delta$  kW・30min)、本研究では 30 円/ $\Delta$  kW・30min とする [77]。  
 $N$  : 180 回/年

TSO 指令については、簡易化のため全て 0% 指令を仮定し、8 コマ運用する想定とする。FIP 単価については、関西エリアにおける単価を作成し、FIP 電源の発電量に伴うプレミアムは式 (24) に示す。

$$C_{fip} = P_{fip} \times Q_{g,nft}^i \quad (23)$$

$C_{fip}$  : FIP 電源のプレミアム交付金 (円/月)  
 $P_{fip}$  : 約定単価 (円/kWh)

$P_{fip}$  は、月毎に単価が変動するため、試算月の単価を参照する。再エネ賦課金については、式 (24) に示す。

$$C_{sc} = P_{sc} \times (C_r^i + P_{c,t}^i + P_{g,t}^i + \Delta S_c^i + \Delta S_g^i) \quad (24)$$

$C_{sc}$  : 再エネ賦課金にて流出する費用 (円/月)  
 $P_{sc}$  : 再エネ賦課金単価 (円/kWh)、3.5 円/kWh

需給調整市場の三次調整力②等の調整力調達費用は再エネ賦課金に反映されるため、本章で用いた再エネ賦課金単価は 2022 年度の再エネ賦課金単価が 3.45 円/kWh に需給調整市場の三次調整力②等の調整力調達費用の増加分を考慮した値とした。最後に、太陽光発電総合資源エネルギー調査会にて公表されている値を参照する [78]。設備費、工事費、運転維持費等を含む費用とし、設備稼働年数の想定を 20 年とする。PV 出力は 1,830 kW であり、700,341 千円と試算された。また、蓄電池システムの設備導入費は国立研究開発法人科学技術振興機構が公開する値を参照し、50 MW、300 MWh の NAS 電池の総工費約 210 億円を参考に算定し、4.4 MW の出力比率で総工費約 18.5 億円と想定した [79]。

## 6.8 計測値を用いたモデル別の域際収支の定量評価

6.2.~6.7 を通じて、再エネと調整力を保有する地域新電力を活用した、地域経済循環分析における域際収支を定量化するための図式化と数式化を行った。地域新電力の発電及び需要 BG を PV と蓄電池の有無により 4 つのシナリオに分類し、脱炭素化目標の達成時における域際収支の定量化に必要な表 6-1 に示した各取引を図式化し、数式化した。

本節では、整理した数式と計測データを用いて、各シナリオ別の CO<sub>2</sub> 排出目標を達

成した際の域際収支について比較を行う。2022年10月1日から2023年1月31日まで計測した電力量や発電量を活用し、欠測・故障等を除いた合計77日を検証対象とした。はじめに、4つの脱炭素化シナリオに基づき、検証対象の77日間において、CO<sub>2</sub>排出減目標率 $R_{red}$ （40%削減）を達成した際の各モデルの域際収支を定量化した結果を図6-7に示す。また、シナリオ別の移入額、移出額、域際収支を表6-2に示す。

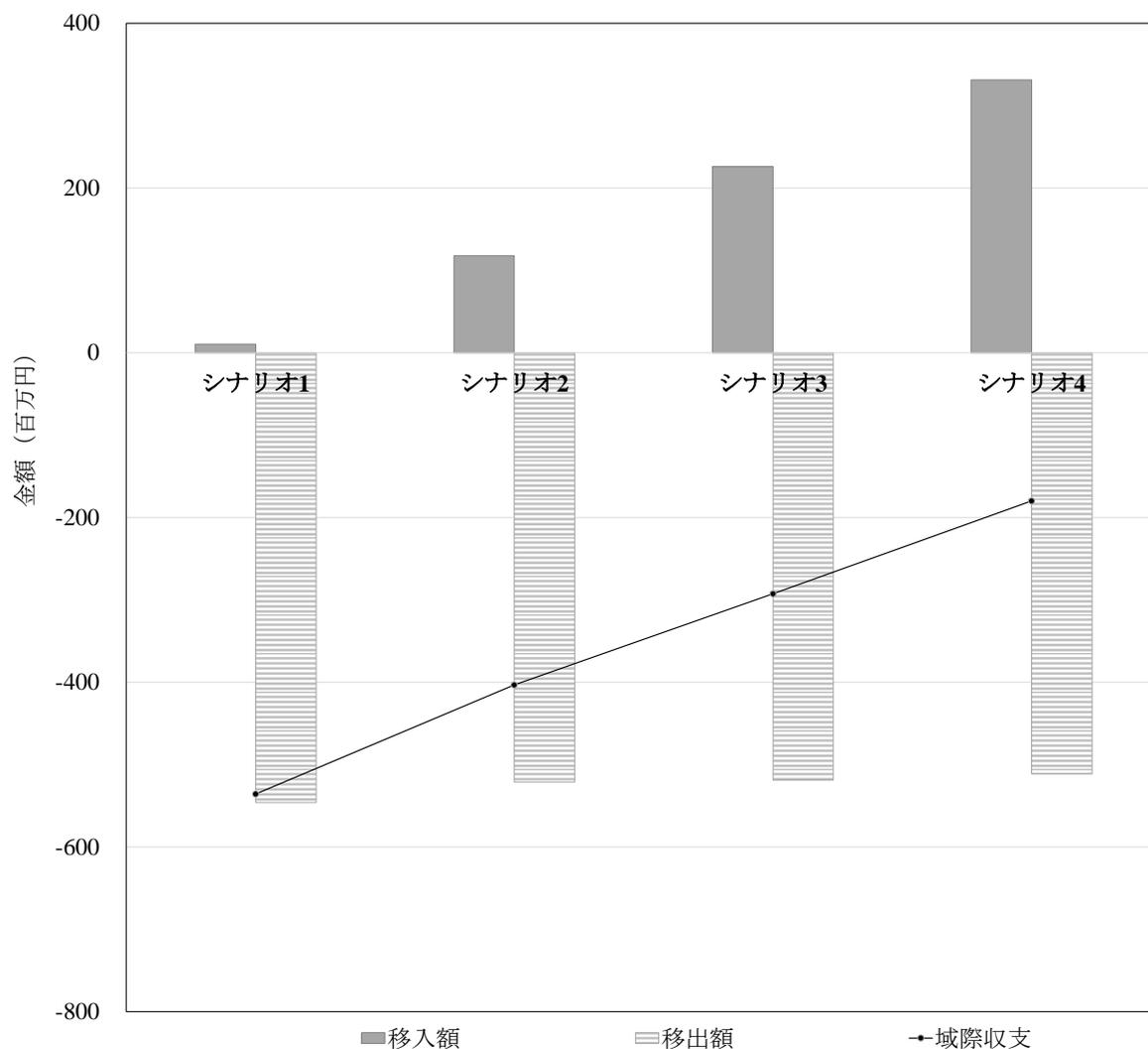


図 6-7 シナリオ別の域際収支のグラフ

表 6-2 シナリオ別の域際収支 単位（百万円）

シナリオ	1	2	3	4
移入額	10	118	226	331
移出額	-546	-521	-519	-511
域際収支	-536	-403	-293	-180

図 6-7 及び表 6-2 より、各シナリオ別の域際収支を定量化する事ができた。また、太陽光発電システム及び蓄電池システムの導入費用が地域で完結する場合、域際収支が大幅に改善される可能性を確認できた。また、シナリオ 4 の再エネと調整力を発電 BG、需要 BG それぞれに保有する地域新電力の運用が、本研究の前提条件下の場合、4 つのシナリオの比較においては優れていることが確認できた。一方、今回のデータ取得できた期間は限られており、通年でのデータ取得と分析を実施する必要がある。

次に、各取引の詳細を表 6-1 の分類に従い、各詳細な域際収支を図 6-8 及び表 6-3 に示す。但し、JEPX の電量調達量のスポット市場、時間前市場は合算する。

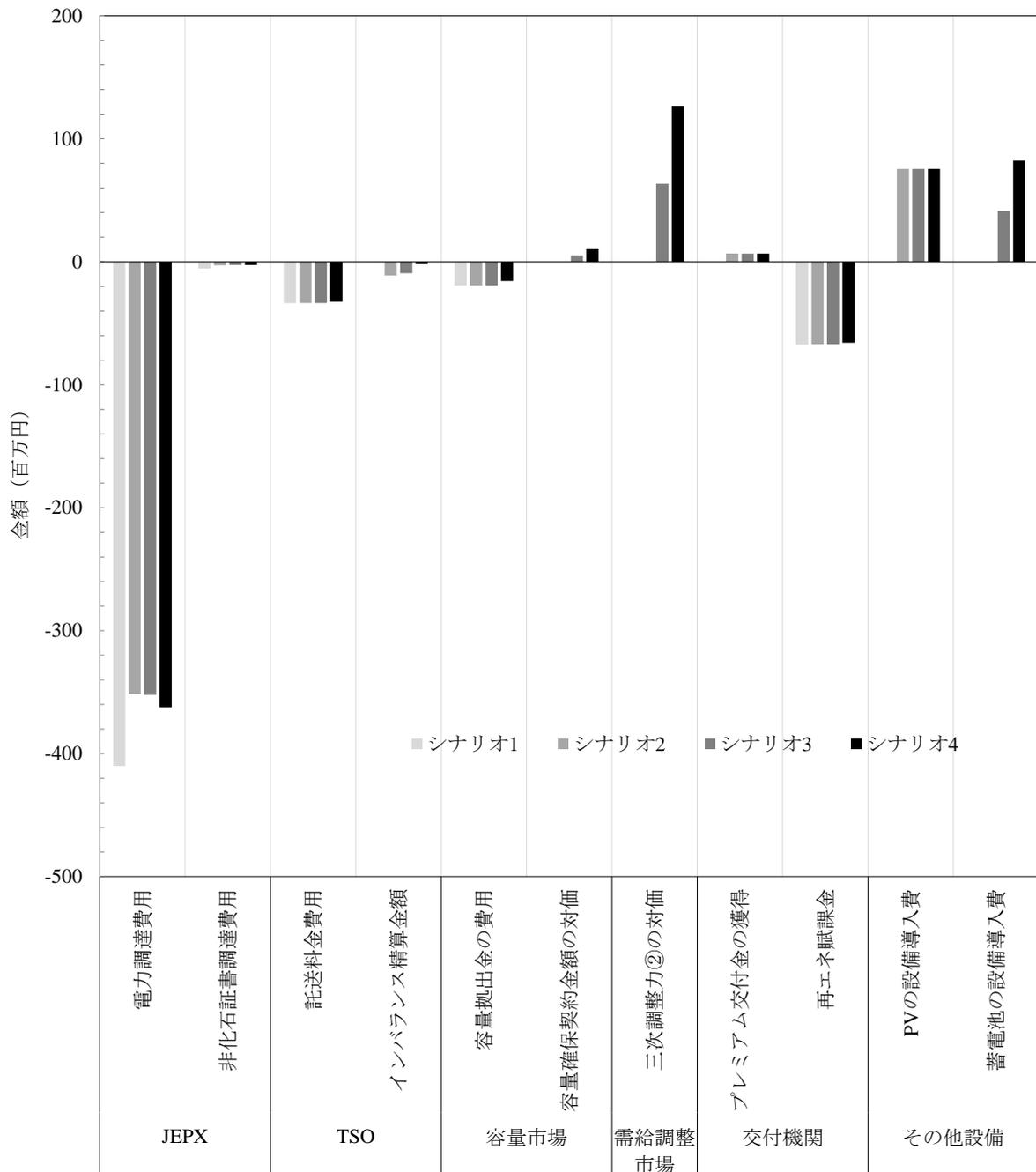


図 6-8 シナリオ別の域際収支の詳細比較

表 6-3 シナリオ別の域際収支の詳細 単位（百万円）

項目	シナリオ 1	シナリオ 2	シナリオ 3	シナリオ 4
電力調達費用	-410	-351	-352	-362
非化石証書調達費用	-6	-3	-3	-3
託送料金費用	-34	-34	-34	-33
IB 精算金額	0	-11	-9	-2
容量拠出金の費用	-19	-19	-19	-16
容量確保契約金額対価	0	0	5	10
三次調整力②の対価	0	0	63	127
プレミアム交付金の獲得	0	7	7	7
再エネ賦課金	-67	-67	-67	-66
PV の設備導入費	0	75	75	75
蓄電池の設備導入費	0	0	41	82
域際収支	-536	-403	-293	-180

シナリオ 1～4 を比較した場合、地域内で調整力を保有し市場へ供出することが、地域外から三次調整力②の対価を獲得につながり、域際収支の改善に貢献することを確認した。また、太陽光を地域内で保有することにより、JEPX を通じた電力調達費用や非化石証書の調達費用の域外流出を低減できることを確認した。地域内で太陽光を保有することによりインバランスが発生し、インバランス精算金額の域外流出量は増加したが、蓄電池を活用しインバランス低減することで流出費用を低減できた。

## 6.9 本章のまとめ

再エネを取り扱う地域新電力を想定し、太陽光及び蓄電池の有無により 4 つのシナリオに分類した。この 4 シナリオに対し、CO<sub>2</sub> 排出削減目標を定め、脱炭素化目標達成時の域際収支を算定するための、各取引の図式化、数式化を行った。また、整理した域際収支の定量化方法を用いて、実際の計測データに基づく定量的な分析を行った。再エネに加え、調整力を地域内で保有し活用していくことで、域際収支の向上につながる可能性を見出した。2024 年度以降においても、エネルギーに関わる制度変更も多く、実際に発電した量である電力量としての kWh 価値だけ無く、発電する能力やである kW 価値や、調整する能力である ΔkW 価値等、様々な価値を統合的に取り扱っていく必要がある。今回、地域経済循環分析における域際収支の域外、域内に流出入する資金に着目し、定量評価を行った。今後、調整力に係る地域内の産業間取引を把握し、所得の流出入を図る等、エネルギーに関する取り扱う価値を拡張した地域経済循環分析を目指す。

## 第7章 総論

本研究は、自然変動に供給量が左右される再エネが大量に導入された際の、需要側における DR を活用した新しい電力需給調整方法を提案し、ベースライン設定をはじめとする当該方法の課題を定量的に評価することで、新たな需給調整手法を検討した。また、再エネの出力抑制が増加する中、再エネだけでなく、DR 等の調整力を組み込んだ地域経済循環分析における域際収支の定量化方法を検討した。

第2章では、京都大学における再生可能エネルギー導入に向けた大学の負荷設備の運用と消費電力量を定量化することを試みた。まず、京都大学の電力使用状況を確認し、桂キャンパスと宇治キャンパスを中心に検討した。桂キャンパスでは、キャンパス全体で消費電力をどれほど変動させることができるかを試算した。DR のポテンシャルとして、使用時間帯は変更できないものの、使用電力量を減らすことができる需要抑制グループと使用電力量は減らすことができないものの、使用時間帯をずらすことができるピークシフトグループに分類し定量化を行った。桂キャンパスにおける需要抑制可能な消費電力量は年間 2,850 MWh と推定した。また、ピークシフトできる消費電力量は 710 MWh と推定することができた。さらに、個々の施設や設備の運用や特性に着目した調査を実施し、常に稼働している超低温フリーザーの節電可能性やヘリウム液化機に付随する圧縮機の運転時間を、夜間時間帯にピークシフトすることによる電気量の削減効果を定量化した。その結果、年間 276 万円程度削減につながることを確認した。今後は、今回定量化した DR のポテンシャルを活用し、実際に需給逼迫時を想定したダイナミックプライシングによる消費電力量の変化量を定量化する。また DR は、大学構成員の設備の使用状況によっても日々異なることから、日毎の DR のポテンシャルについて不確実性を考慮した定量化を図る必要がある。再エネの余剰電力量の吸収等、DR の使い方自体にも様々なケースが想定されることから、用途別に定量化を図る。また、第6章における地域経済循環分析に活用した DR は、蓄電池を前提に検討したが、大学キャンパス等の既存の DR 等も含めた地域経済循環分析の域際収支の定量化に応用していく。

第3章では、第2章における DR とは異なり、三次調整力①等の周波数調整等に用いられる高精度な DR を実施するためには、高速な FB 制御を実施する必要がある。第3章では、蓄電池を活用した高精度な DR に必要となる高速な FB 制御を実施するに際し、スマートメータから取得できる消費電力量のパルス値の分解能が、蓄電池への FB 制御指示値及び制御指示量に対してどのような変化を与えるかを確認した。FB 制御を実施するにあたり、50,000 pulse/kWh のパルス定数から、72 倍の高分解能性を有する 1,000 pulse/kWh の計器定数に変更することで、FB 制御における最大充放電出力に与える変化は確認できなかった。一方、制御指示量は、各充放電指示値の絶対値の積算値と、放電指示量及び放電指示値の 12:00 から 18:00 の 6 時間積算値はいずれも値が小さくなることを確認した。充放電指示量の絶対値の積算値は、3 日間平均で 19.0 % 低減した。放電指示量の積算値は、3 日間平均で 13.6 % 低減し、充電指示量の場合は 3 日間平均で 31.1 % 低減した。この結果から、蓄電池への最大充放電出力は変化しないものの、充放電量は減少することが確認でき、蓄電池容量を減少させることで DR に必要となる蓄電池システム費用の低減に寄与できる可能性を見出すことができた。

また、充放電制御結果を踏まえた電力換算値を用いて、周波数調整に用いられるような制御精度を確保できるか確認した。パルス数の分解能を向上させることにより、制御精度の指標となる滞在率が 12:00 から 15:00 において 83.7 % から 99.6 % に向上し、15:00 から 18:00 においても 85.0 % から 93.2 % に向上した。実際に TSO が周波数調整に利用するためには、滞在率が 90 % を超える必要があり、パルス数の分解能を向上させることで要件を満たす可能性を見出すことができた。但し、計器定数から取得できるパルス値については、パルス定数から取得したパルス値を基に、模擬的なパルス値を仮定したため、実負荷での検証を行う必要がある。実負荷の場合は、計器定数を活用し

て計測されるパルス値は、値が大きく変動する可能性もあることから、ローパスフィルター等を加えたデータの前処理についても検討していく必要がある。今後は、通年を通じた検証によりサンプル数を増加させるとともに、実機の蓄電池を用い、制御指示値の伝送遅延も踏まえた検証を行っていく。併せて、基準値の策定方法についても、様々な手法が検討されており、高分解能化された受電点電力量のパルス値を用いた基準値の策定を検討していく。

第4章では、BLについての当日調整方法について新たな補正方法を提案した。従来のBL作成手法である High 4 of 5 の当日調整なしの BL1 と、実際の需要電力との誤差を算出し、実際の電力需要と誤差量に LSTM を適用し、当日調整の補正量を学習させた BL3 の手法を提案した。1年間の電力量データの内、8割を学習データ、2割をテストデータとして利用した。日本において、一般的に利用される High 4 of 5 (当日調整あり) を BL2 とし、BL2 と BL3 の予測精度を比較するために、各 BL の ME 及び MAE を比較した。テストデータを用いた評価期間において、BL2 と BL3 の 30 分毎の ME にはあまり差が見られなかった。一方で、BL2 と BL3 の 30 分間毎の MAE 値は、それぞれ 11.2 kW と 8.1 kW であり、BL3 の方が BL2 より 3.1 kW 小さい値を示した。さらに、BL2 と BL3 の信頼区間を推定するために、各 BL を実測値から差し引くことで誤差を算出し、その誤差分布の  $\pm 3\sigma$  相当を算出した。BL3 の信頼区間は BL2 の信頼区間より  $\pm 9.2$  kW 低いことが確認できた。BL2 と BL3 の誤差分布の F 検定の結果、 $p$  値は  $4.05 \times 10^{-50}$  となり、2つの分布の分散が等しく分布していないことが確認された。これらの結果を踏まえ、LSTM を適用した当日補正值と平均化法を組み合わせた BL3 の手法は、現状 DR を実施する際に利用される BL2 よりも、予測精度を向上させる可能性があることを確認した。但し、本研究で使用したデータは、1事業所の電力需要データであるため、DR の運用を考慮すると、複数の需要家をまとめて調査するケースを検討する必要がある。また、年間を通して検証を行うことで、季節変動等が電力需要に与える影響を検証する必要がある。

第5章では、太陽光発電予測タイミングを実需給に近づけることにより、発電実績値と発電予測値の誤差量が低減量を定量化した。なお、発電予測タイミングは実需給の 120 分前、60 分前、30 分前、5 分前とした。また、空間的な偏在を想定し、複数の太陽光発電設備を活用し、予測タイミングを実需給に近づける上で、発電所間距離が誤差量の低減にどのような変化を与えるかを確認することを目的とした。

過積載率が高い発電拠点 F を除く A、B、C、D、E の 5 拠点を中心に、発電予測値と実績値の絶対誤差の定量化を行った。はじめに、発電予測タイミングを実需給の 120 分前、60 分前、30 分前、5 分前と発電予測タイミングを近づけることで絶対誤差の変化を確認した。いずれの場合も発電予測タイミングを実需給に近づけることにより、絶対誤差の積算値は減少した。A、B、C は発電所間の距離が近く、各地点間距離は A-B 間では 5.8 km、A-C 間では 2.8 km、B-C では 6.0 km であった。D、E は発電所間の距離が離れており、D-E の地点間距離は 50.0 km であった。発電予測タイミングが 30 分前から 5 分前になった場合の 1 拠点あたりの日平均積算絶対誤差の低減量は、A-B 間: 0.45 kWh、A-C 間: 0.46 kWh、B-C 間: 0.44 kWh、D-E 間: 0.23 kWh の値となった。また、地点間距離が近い A、B、C について、発電予測タイミング別における 3 拠点合計の絶対誤差の積算値は、77 日間の計測データを用いて、5 分前の場合が 265.65 kWh、30 分前の場合が 363.91 kWh、60 分前の場合が 404.45 kWh、120 分前の値が 479.04 kWh となった。A、B、C の拠点と近い京都地方気象台にて取得された天気の情報に基づき、晴れを除いた 61 日間を抽出し、発電予測タイミングが 5 分前における絶対誤差と 30 分前、60 分前、120 分前の絶対誤差を比較し、それぞれ T 検定を行い  $p$  値は  $4.47 \times 10^{-26}$ 、 $2.25 \times 10^{-37}$ 、 $1.64 \times 10^{-55}$  となった。

次に、発電所間距離が近い A、B、C の発電所において 3 拠点を束ねた絶対誤差と風速変化量の関係性を検討した。発電予測タイミングが 5 分前である 30 分単位の絶対誤差の平均値は 0.132 kWh、標準偏差 ( $\sigma$ ) は 0.133 kWh であり、平均値  $+3\sigma$  は 0.531 kWh

となった。この値よりも、各発電予測タイミングにおける絶対誤差が大きな値を示す分類 1 のサンプル数は、30 分前の場合は 115 点、60 分前は 162 点、120 分前の場合は 241 点となった。反対に平均値+3 $\sigma$  である 0.531 kWh を下回る分類 2 のサンプル数は、それぞれ 1,044 点、997 点、918 点となった。いずれの発電予測タイミングにおいても、分類 1、2 の風速変化量を比較した場合、風速変化量の平均値に違いが確認され、T 検定の  $p$  値はそれぞれ  $5.65 \times 10^{-4}$ 、 $1.75 \times 10^{-7}$ 、 $1.55 \times 10^{-7}$  となった。発電予測タイミングが 30 分前、60 分前、120 分前の平均風速変化量を比較した場合、分類 1 における発電予測タイミングが 30 分前、60 分前、120 分前の平均風速変化量が 0.17 m/s、0.23 m/s、0.21 m/s 高いことが確認された。但し、平均風速変化量はあくまで京都地方気象台にて計測された値であり、今後は、気象衛星画像の雲の移動ベクトル等、異なるデータを用いた場合についても検証を行う必要がある。また、発電拠点間距離の異なる太陽光発電量の予測値及び実績値を継続した取得と、衛星画像を用いて雲の分布を分析して大気状態の分類を行い、大気状態毎に推移確率行列が変化するマルコフ連鎖モデルを構築の上、地点間距離の遠近が発電量の予測誤差量に影響を与えるかを評価する。

第 6 章では、これまで研究が実施されていた再エネを活用した地域経済循環分析における域際収支の定量評価方法を、DR による調整力を加えた域際収支の定量的評価方法に拡張することを目的とした。地域経済循環分析における域際収支について、再エネ普及に伴い必要となる調整力を活用した、域際収支の数式化を行った。再エネである PV と調整力である蓄電池の有無により 4 つのモデルに分類の上、域際収支を定量的に分析するために、脱炭素化目標の達成に必要な各シナリオの複雑な取引を図式化し、各取引を数式化した。また、複数の需要家の電力量及び、複数の発電所の発電量の計測データ及び蓄電池の充放電制御による需給調整を実施したデータを活用し、脱炭素化目標の達成時のモデル別の域際収支の定量分析を行った。

域際収支の定量化に際し、電力調達費用、非化石証書調達費用、託送料金費用、IB 精算金額、容量拋出金の費用、容量確保契約金額対価、三次調整力②の対価、プレミアム交付金の獲得、再エネ賦課金、PV の設備導入費、蓄電池の設備導入費を考慮した、域際収支の定量化モデルを作成した。欠測や設備の故障日等を除く 77 日の計測データを用いて、シナリオ別の域際収支は順に、-536 百万円、-403 百万円、-293 百万円、-180 百万円と定量化することができた。再エネ及び蓄電池を保有しないシナリオ 1 と比較し、シナリオ 4 では再エネと蓄電池を保有し運用することで、356 百万円の域際収支の改善を見込める想定となった。したがって、再エネに加え、調整力を地域内で保有し活用していくことで、域際収支の向上につながる可能性を見出した。2024 年度以降においても、エネルギーに関わる制度変更も多く、実際に発電した量である電力量としての kWh 価値だけでなく、発電する能力やである kW 価値や、調整する能力である  $\Delta$  kW 価値等、様々な価値を統合的に取り扱っていく事が必要である。今回、地域経済循環分析における域際収支の域外、域内に流出入する資金に着目し、定量評価を行った。今後、調整力に係る地域内の産業間取引を把握し、所得の流出入を図る等、エネルギーに関する取り扱う価値を拡張した地域経済循環分析を目指す。また、地域経済循環分析に活用した DR は、蓄電池を前提に検討したが、大学キャンパス等の既存の DR 等も含めた地域経済循環分析の域際収支の定量化に応用していく。

これらの研究を通じて、地域等の持続可能な脱炭素化及び地域経済の活性化につながる、再エネと調整力を活用した需給調整方法を構築し、安定安価な脱炭素化社会に貢献する。

指導教員：橋本訓教授、松井康人教授、佐野恭佑特定研究員

## 参考文献

- [1] 環境省, “IPCC 第5次評価報告書の概要 -第1作業部会(自然科学的根拠) -”, 2014. [オンライン]. Available: [https://www.env.go.jp/earth/ipcc/5th/pdf/ar5\\_wg1\\_overview\\_presentation.pdf](https://www.env.go.jp/earth/ipcc/5th/pdf/ar5_wg1_overview_presentation.pdf).
- [2] United Nations Framework Convention on Climate Change, “Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session, held in Paris from 30 November to 13 December 2015. Addendum. Part two: Action taken by the Conference of the Parties at its twenty-first session”, 2016. [オンライン]. Available: <https://unfccc.int/documents/9097>.
- [3] 環境省, “2020年度(令和2年度)温室効果ガス排出量”, 2020. [オンライン]. Available: <https://www.env.go.jp/earth/ondanka/ghg-mrv/emissions/>.
- [4] 経済産業省 資源エネルギー庁, “集計結果又は推計結果(総合エネルギー統計) 2021年度簡易表”, 2021. [オンライン]. Available: [https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total\\_energy/results.html](https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/results.html).
- [5] 経済産業省 資源エネルギー庁, “第6次エネルギー計画”, 2021. [オンライン]. Available: <https://www.meti.go.jp/press/2021/10/20211022005/20211022005-1.pdf>.
- [6] 環境省, “2050年二酸化炭素排出実質ゼロ表明自治体 2023年12月28日時点”, 2023. [オンライン]. Available: <https://www.env.go.jp/content/000187031.pdf>.
- [7] 五味馨, 藤田 壮, 越智 雄輝, 小川 祐貴, 大場 真, 戸川 卓哉, “地域循環共生圏による持続可能な発展の研究と基礎的な分析枠組みの提案”, 土木学会論文集 G(環境), Vol.76, No.6, II\_249-II\_260, 2020.
- [8] 環境省, “平成27年度版 環境・循環型社会・生物多様性白書”, 2015. [オンライン]. Available: <https://www.env.go.jp/policy/hakusyo/h27/pdf/full.pdf>.
- [9] 経済産業省 資源エネルギー庁, “出力制御について”, 2022. [オンライン]. Available: [https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/grid/08\\_syuturyokuseigy.html](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/grid/08_syuturyokuseigy.html).
- [10] 九州電力送配電株式会社, “系統情報の公開 需給関連情報 エリア需給実績”, [オンライン]. Available: [https://www.kyuden.co.jp/td\\_service\\_wheeling\\_rule-](https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-)

document\_disclosure.

- [11] 中国電力ネットワーク株式会社, “供給区域の需給実績”, [オンライン]. Available: <https://www.energia.co.jp/nw/service/retailer/data/area/>.
- [12] 電力広域的運営推進機関, “需給状況改善のための指示の実施について<九州電力送配電> (1月13日14時10分実施)”, 2021. [オンライン]. Available: [https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/2021\\_0113\\_jukyushiji11.html](https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/2021_0113_jukyushiji11.html).
- [13] National Renewable Energy Laboratory, “Flexibility in 21st Century Power Systems”, 2014. [オンライン]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61721.pdf>.
- [14] 関西電力送配電株式会社, “関西エリアの需給実績の公表”, [オンライン]. Available: <https://www.kansai-td.co.jp/denkiyoho/area-performance.html>.
- [15] Study Electrical and Electronics Engineering Online, “Load Duration Curve in Power Station”, 2022. [オンライン]. Available: <https://studyelectrical.com/2022/09/load-duration-curve-in-power-station.html>.
- [16] International Renewable Energy Agency, “POWER SYSTEM FLEXIBILITY FOR THE ENERGY TRANSITION”, 2018. [オンライン]. Available: <https://www.irena.org/publications/2018/Nov/Power-system-flexibility-for-the-energy-transition>.
- [17] 小野 貴之, 荒井 純一, “電力系統に大量の風力発電が導入された場合の電力貯蔵装置の不感帯型周波数制御”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌) IEEJ Transactions on Power and Energy, Vol.132, No.8, 709-717, 2012.
- [18] 福島敏, “電力系統における蓄電池利用・制御技術の最新動向”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌) IEEJ Transactions on Power and Energy, Vol.137, No.10, 644-647, 2017.
- [19] M. Ahmadi, O. Bode, Adewuyia, M. S. S. Danisha, P. Mandalb, A. Yonaa, T. Senjyu, “Optimum coordination of centralized and distributed renewable power generation incorporating battery storage system into the electric distribution network”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol.125, No.106458, 1-16, 2021.
- [20] J. P. Fossati, A. Galarza, A. Martín-Vill, L. Fontan, “A method for optimal sizing

- energy storage systems for microgrids” , Renewable Energy, Volume 77, 539-549, 2015.
- [21] R. G. Junker, A. G. Azar, R. A. Lopes, K. B. Lindberg, G. Reynders , R. Relan, “Characterizing the energy flexibility of buildings and districts,” Applied Energy, Vol.225, 175-182, 2018.
- [22] D. Karl Critza, S. Buscheb, S. Connors, “ Power systems balancing with high penetration renewables: The potential of demand response in Hawaii ” , Energy Conversion and Management Vol.76, 609-619, 2013.
- [23] S. P. Meyn, P. Barooah, A. Bušić, Y. Chen , J. Ehren, “Ancillary Service to the Grid Using Intelligent Deferrable Loads” , IEEE Transactions on Automatic Control, vol.60, No.11, 2847-2862, 2015.
- [24] T. Müller, D. Möst, “Demand Response Potential: Available when Needed?” , Energy Policy, Vol.115, 181-198, 2018.
- [25] P. Palensky, D. Dietrich, “Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads” , IEEE Transactions on Industrial Informatics, Vol.7, No.3, 381-388, 2011.
- [26] J. Leitão, P. Gil, B. Ribeiro , A. Cardoso, “ A Survey on Home Energy Management” , IEEE Access, Vol.8, 5699-5722, 2020.
- [27] J. Han, M. A. Piette, “ Solutions for Summer Electric Power Shortages: Demand Response and its Applications in Air Conditioning and Refrigerating Systems ” , Refrigeration, Air Conditioning, & Electric Power Machinery, Vol.29, No.1, 1-4, 2007.
- [28] E. Yao, V. W. S. Wong, R.Schober, “Optimization of Aggregate Capacity of PEVs for Frequency Regulation Service in Day-Ahead Market” , IEEE Transactions on Smart Grid, Vol.9, No.4, 3519-3529, 2018.
- [29] 経済産業省資源エネルギー庁, “エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス・ハンドブック” , 2023. [オンライン]. Available: [https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/advanced\\_systems/vpp\\_dr/files/erab\\_handbook.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/advanced_systems/vpp_dr/files/erab_handbook.pdf).
- [30] B. Dunn, H. Kamath, J.-M. Tarascon, “Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices” , Science, Vol.334, No.6058, 928-935, 2011.

- [31] Z. Liu, Q. Wu, K. Ma, M. Shahidehpour, Y. Xue, S. Huang, “Two-Stage Optimal Scheduling of Electric Vehicle Charging Based on Transactive Control”, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol.10, No.3, 2948-2958, 2019.
- [32] J. C. Mukherjee, A. Gupta,, “A Review of Charge Scheduling of Electric Vehicles in Smart Grid”, IEEE Systems Journal, Vol.9, No.4, 1541-1553, 2015.
- [33] 奥谷 和也, 馬場 旬平, 太田 豊, “家庭用ヒートポンプ給湯機の可制御負荷利用時における需要側・系統側影響の検討”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol.136, No.1, 72-78, 2016.
- [34] 高木 健太郎, 浅野 浩志, 坂東 茂, “太陽光発電の大量連系を考慮した業務用空調機制御による系統調整力の経済性評価”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol.137, No.10, 678-686, 2017.
- [35] 京都府, “事業者排出量削減計画書・報告書の公表 計画期間:平成 29~31 年度”, [オンライン]. Available: <http://www.pref.kyoto.jp/tikyu/enterprise/press/index.html>.
- [36] 京都大学 環境安全保健機構 京都大学環境報告書ワーキンググループ, “京都大学環境報告書 2020”, 2020 年. [オンライン]. Available: [http://www.esho.kyoto-u.ac.jp/wp2/wp-content/uploads/2020/10/2020web\\_0930.pdf](http://www.esho.kyoto-u.ac.jp/wp2/wp-content/uploads/2020/10/2020web_0930.pdf).
- [37] 京都大学, “京都大学 Web 検針情報”, [オンライン]. Available: <http://server-web.sisetu.kyoto-u.ac.jp/csv/>.
- [38] 京都大学, “京都大学 web 検針システム大学全体 (主要キャンパスの合計) 吉田(本部) 吉田(南部) 桂 宇治 熊取 その他(木津農場)”, [オンライン]. Available: <http://electricity.sisetu.kyoto-u.ac.jp/>.
- [39] 日本サステナブル建築協会 DECC データに基づく業務用建築の夏季電力消費量節減検討委員会, “DECC に基づく業務用建築物の夏季節電方策に関わる緊急提言 ”, 2011. [オンライン]. Available: [http://www.jsbc.or.jp/decc/saveelec/pdf/110520teigen\\_summer.pdf](http://www.jsbc.or.jp/decc/saveelec/pdf/110520teigen_summer.pdf).
- [40] 宅 康平, 大橋 巧, 下田 吉之, “機器データベースと実測データを用いた大学施設における用途別電力消費推計に関する研究”, 空気調和・衛生工学会学術講演会講演論文集, Vol.8, 性能検証・実態調査編, 473-476, 2013.
- [41] H. Chen, B. Zhang, H. Geng and M.-M. Wang, H. Gao, “Demand response during the

- peak load period in China Potentials, benefits and implementation mechanism designs” , Computers & Industrial Engineering, Vol.168, 108-117, 2022.
- [42] F. Jin, X. Huang, C. Shao, “Efficient utilization of demand side resources behind the meter Assessment, profiling and scheduling” , The Electricity Journal, Vol.35, No.5, 107-123, 2022.
- [43] B. Wang, C. Zhang and Z. Y. Dong, “Interval Optimization Based Coordination of Demand Response and Battery Energy Storage System Considering SOC Management in a Microgrid IEEE transactions on sustainable energy, Vol.11, No.4, 2922-2931, 2020.
- [44] K. Li, F. Wang, Z. Mi, M. F.-Firuzabad, N. Duić and T. Wang, “Capacity and output power estimation approach of individual behind-the-meter distributed photovoltaic system for demand response baseline estimation” , Applied energy, Vol.253, No.113595, 1-12, 2019.
- [45] K. Li, J. Yan, L. Hu, F. Wang and N. Zhang, “Two Stage Decoupled Estimation Approach of Aggregated Baseline Load Under High Penetration of Behind-the-Meter PV System” , IEEE transactions on smart grid, Vol.12, No.6, 4876-4885, 2021.
- [46] K. Pan, C. Xie, C. S. Lai, D. Wang and L. L. Lai, “Photovoltaic Output Power Estimation and Baseline Prediction Approach for a Residential Distribution Network with Behind-the-Meter Systems” , Forecasting, Vol.2, No.4, 470-487. 2020.
- [47] C. Ziras, C. Heinrich, M. Pertl, H. W. Bindner, “Experimental flexibility identification of aggregated residential thermal loads using behind-the-meter data” , Applied energy, Vol.242, 1407-1421, 2019.
- [48] A. Ly and S. Bashash, “Fast Transactive Control for Frequency Regulation in Smart Grids with Demand Response and Energy Storage” , Energies, Vol.13, No.18, 1-23,2020.
- [49] Y.-J. Kim, G. D.-R.-Calaf and L. K. Norford, “ Analysis and Experimental Implementation of Grid Frequency Regulation Using Behind-the-Meter Batteries Compensating for Fast Load Demand Variations” , IEEE transactions on power systems, Vol.32, No.1, 484-498, 2017.
- [50] K. Sharma and L. M. Saini, “Performance analysis of smart metering for smart grid” , Renewable & sustainable energy reviews, Vol.49, 720-735, 2015.

- [51] 日本産業規格, JIS C1271-1, “交流電子式電力量計-精密電力量計及び普通電力量計-第1部：一般仕様”, 2011.
- [52] 送配電網協議会取引規程, “取引規定（需給調整市場）2023年12月1日実施,” 2023. [オンライン]. Available: [https://www.tdgc.jp/jukyuchoseishijo/outline/docs/kitei\\_231201.pdf](https://www.tdgc.jp/jukyuchoseishijo/outline/docs/kitei_231201.pdf).
- [53] 経済産業省資源エネルギー庁, “エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン令和2年6月1日改訂,” 2020. [オンライン]. Available: <https://www.meti.go.jp/press/2020/06/20200601001/20200601001-1.pdf>.
- [54] 長屋 太樹, 羽根 佑歩, 畑井 良文, 竹村 康一郎, 松井 康人, “蓄電池の充放電制御によるデマンドレスポンスの検討”, 65回自動制御連合講演会, 42-48, 2022
- [55] T. K. Wijaya, M. Vasirani and K. Aberer, “When bias matters: An economic assessment of demand response baselines for residential customers”, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol.5, No.4, 1755–1763, 2014.
- [56] J. Priolkar, E. S. Sreeraj, A. Thakur, “Analysis of Consumer Baseline for Demand Response Implementation: A Case Study”, 2020 7th International Conference on Signal Processing and Integrated Networks (SPIN), IEEE, 89-94, 2020.
- [57] E. E. Elattar, J. Goulermas and Q. H. Wu, “Electric load forecasting based on locally weighted support vector regression”, IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C, Vol.40, No.4, 438–447, 2010.
- [58] S. Humeau, T. K. Wijaya, M. Vasirani and K. Aberer, “Electricity load forecasting for residential customers: Exploiting aggregation and correlation between households”, Sustainable Internet and ICT for Sustainability. IEEE, 1–6, 2013.
- [59] K. Ijaz, Z. Hussain, J Ahmad, S. F. Ali, M. Adnan and I. Khosa, “A Novel Temporal Feature Selection Based LSTM Model for Electrical Short-Term Load Forecasting”, IEEE Access, Vol.10, 82596–82613, 2022.
- [60] K. Coughlin, M. A. Piette, C. Goldman and S. Kiliccote, “Statistical analysis of baseline load models for non-residential buildings”, Energy and Buildings, Vol.41, No. 4, 374–381, 2009.
- [61] S. Mohajeryami, M. Doostan, A. Asadinejad and P. Schwarz, “Error analysis of

- customer baseline load (CBL) calculation methods for residential customers” , IEEE Transactions on Industry Applications, Vol.53, No.1, 5–14, 2017.
- [62] S. Ioffe, C. Szegedy, “Batch Normalization: Accelerating Deep Network Training by Reducing Internal Covariate Shift” , Proc. of the 32nd International Conference on Machine Learning (2015, Lille, France), Vol.37, 448-456, 2015.
- [63] J. L. Ba, J. R. Kiros and G. E. Hinton, “Layer Normalization” , arXiv:1607.06450v1, 1-14, 2016.
- [64] FIT 制度・FIP 制度再生可能エネルギー電子申請, “再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法 情報公表用ウェブサイト,” [オンライン]. Available: <https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>.
- [65] 経済産業省 資源エネルギー庁, “FIP 制度の開始に向けて,” 2022. [オンライン]. Available:[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/saisei\\_kano/pdf/039\\_01\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/039_01_00.pdf)
- [66] e-GOV 法令検索, “平成二十四年経済産業省令第四十六号 再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則,” [オンライン]. Available : [https://elaws.e-gov.go.jp/document?lawid=424M60000400046\\_20231113\\_505M60000400048](https://elaws.e-gov.go.jp/document?lawid=424M60000400046_20231113_505M60000400048)
- [67] 大関 崇, 加藤 丈佳, 荻本 和彦, “太陽光発電の発電量予測の現状と課題” , 電気学会研究会資料メタボリズム社会・環境 システム研究会, 19-24, 2011.
- [68] 橋本 篤, 小林 隆久, 田村 英寿, 平口 博丸, “太陽光発電出力予測のための衛星画像データを用いた日射量推定・予測モデルの開発” , 電力中央研究所報告, N13003, 2013.
- [69] 橋本 篤, 宇佐美 章, “ひまわり 8 号を用いた日射量推定・予測システムの開発” , 電力中央研究所報告, N16001, 2017.
- [70] E.Lorenz, D.Heinemann, “1.13 - Prediction of Solar Irradiance and Photovoltaic Power” , Comprehensive Renewable Energy, Vol.1, 239-292, 2012.
- [71] M. Diagne, M. David, P. Lauret, J. Boland, N. Schmutz, “Review of solar irradiance forecasting methods and a proposition for small-scale insular grids” , Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.27, 65-76, 2013.

- [72] 日本気象協会, “ひまわり 8・9 号による日射量予測サービス SOLASAT 8-Nowcast,” [オンライン]. Available: <https://www.jwa.or.jp/service/energy-management/solar-power-12/>.
- [73] 沖 駿吾, 原 亮一, 北 裕幸, 赤塚 元軌, “太陽光発電とオンサイト蓄電池で構成されるバランシンググループの運用に関する研究”, 電気学会論文 B, Vol.143, No.5, 260-269, 2022.
- [74] 金子 曜久, 稲垣 舞子, 藤本 悠, 林 泰弘, 野中 俊介, “風力発電の安定利用を目的としたバランシンググループにおける揚水発電機の運転計画決定手法”, 電気学会論文誌 B, Vol.141, No.2, 79-87, 2020.
- [75] 名古屋 洋之, 駒見 慎太郎, 荻本 和彦, “相互平滑化効果を考慮した太陽光発電大量導入時の出力変動想定の一手法”, 電気学会論文誌 C, Vol.131, No.10, 1688-1696, 2013.
- [76] インバランス料金情報公表ウェブサイト, “公表ファイルダウンロード インバランス料金単価,” [オンライン]. Available: <https://www.imbalanceprices-cs.jp/disclaimer-agree?access=>.
- [77] 電力・ガス取引監視等委員会, “第 89 回制度設計部門会合 2023 年 9 月 29 日 需給調整市場の運用について,” 2023. [オンライン]. Available: [https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc\\_system/pdf/089\\_07\\_00.pdf](https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/089_07_00.pdf)
- [78] 資源エネルギー庁 総合資源エネルギー調査会, “発電コスト検証ワーキンググループ (第 6 回会合) 各電源の諸元一覧 (案),” 2021. [オンライン]. Available: [https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/cost\\_wg/2021/data/06\\_09.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/2021/data/06_09.pdf).
- [79] 国立研究開発法人科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, “蓄電池システム (Vol.7) -蓄電システムの経済性の考察 (現状の効率、コストと 今後の課題)-,” 2020 年.

## 謝 辞

本研究を進めるにあたり、京都大学大学院工学研究科都市環境工学専攻物質環境工学講座安全衛生工学分野の橋本訓教授、松井康人教授から多くのご指導ご鞭撻を賜りました。社会人としての博士課程において、会社の業務と研究の狭間の中、数多くの場面で支えていただき心より感謝申し上げます。また、学生の皆様におかれましても、研究室で同じ釜の飯を食べ、楽しい時間を過ごすことができたのも皆様のおかげです。深く感謝申し上げます。

学位論文審査において、貴重なご指導とご助言を頂いた京都大学大学院工学研究科都市環境工学専攻環境システム工学講座環境リスク工学分野の米田教授、京都大学大学院工学研究科都市環境工学専攻環境衛生学講座の山本浩平講師に、心より感謝申し上げます。

中部電力ミライズ株式会社の従業員の皆様には、業務と研究の両立において業務分担に多大なるご配慮を賜れましたこと、深く感謝いたします。皆様に一つでもお返しできるよう努めて参ります。

最後に、これまで温かく見守ってくれた家族に心から感謝いたします。