

博士論文

エネルギーフレキシブルな建築システムの
最適制御手法の開発と機器容量選定への適用

松浪 佑宜

博士論文

エネルギーフレキシブルな建築システムの
最適制御手法の開発と機器容量選定への適用

令和5年9月

東京大学大学院工学系研究科建築学専攻

松浪 佑宜

Dissertation

Development of Optimal Control and Application for
Equipment Capacity Selection for Energy Flexible
Building systems

September 2023

The University of Tokyo

School of Engineering, Department of Architecture

Yuki Matsunami

要旨

本論文は、エネルギーフレキシブルな建築システムの最適制御手法の開発と、その機器容量選定に関する検討についてまとめたものである。

日本における再生可能エネルギー（再エネ）の導入量増加に伴い、日中の電力系統の容量が不足して再エネの出力抑制や新規接続が制限される事態が発生している。よって再エネのさらなる普及を図るには、需要家も再エネに加えエネルギー貯蔵を導入する重要性が高まっている。さらに日本では自然災害の増加と燃料価格の高騰が重なっていることから、需要家はエネルギー貯蔵によりエネルギー自給率を向上することも求められている。

太陽光発電(PV)を代表とする再エネは変動する電力で供給されるため、エネルギー貯蔵として蓄電池システム(BESS: Battery Energy Storage System)の活用が今後ますます重要になる。しかし、様々な機器仕様や電気料金プランのもとで、BESSで電力コストの最適化或いはエネルギー自給率の向上を図ることは容易ではない。このようにあらゆる目的や制約条件に対し、BESS等を総合的に制御することは従来のPID制御のみでは難しいが、近年注目されているモデル予測制御(MPC)を適用することで、昨今の発展がめざましい機械学習や最適化アルゴリズムを活用して建物内のエネルギー需給量を予測し、BESSを最適に制御できる可能性がある。建物のエネルギー貯蔵にMPCを適用した先行研究では、再エネを含まないシステムを対象とした検討や、メタヒューリスティクスや動的計画法(DP)等の計算コストが比較的高い最適化手法を用いた検討が多い。また、建物のエネルギー貯蔵として従来研究されてきた蓄熱システムでは、約1時間の間隔で最適化すれば十分であった一方、再エネやBESSを含む電力システムの場合、電気料金やDemand Responseが30分単位の電力平均値で判定されるため、数秒単位で変化するエネルギー需給量を踏まえた最適化が求められる。BESSによるエネルギー需給量の最適化に関する先行研究は、大規模な電力系統に接続されたBESSの制御や従来のPID制御を適用した検討が多く、特に業務用途の建築システムを対象にMPCを適用した研究は十分に行われていない。

また建物に対してBESSの導入検討を行う際は、イニシャルコストの低減或いは投資対効果が必ず求められる。しかし建物のエネルギー負荷や再エネの容量、さらには導入目的が多様であるため、エネルギー貯蔵における体系的な容量の選定指針が存在しないのが現状である。よってイニシャルコストや投資対効果を踏まえ、適切なBESS容量を定量的に選定することができれば再エネ及びBESSの導入が促進され、延いては電力系統の容量不足が軽減される可能性がある。

第1章では、以上のような背景を記述するとともに、再エネ及びBESSを有する建築システムに対し、逐次二次計画法(SQP: Sequential Quadratic Programming)でBESSの充放電を最適化するMPCの定式化手法の開発と、MPCを前提とした機器の適切な容量選定という本論文の目的を明確にした。またその手段として、実際にPVとBESSが設置された業務用施設の電力システムを対象としたシミュレーションプログラムを構築し、様々な制御手法や機器容量を踏まえたシミュレーションを実施する手法を用いた点について述べた。なお、本研究ではMPCの定式化手法を主な論点とするため、予測値は完全予測できる仮定で検討を進めた。ただし、予測の誤差に対して制御性能が著しく低下しないことを確認するために、MPCの入力に誤差を有する予測値を与えた検討も実施した。

第2章では、物理的な関係式と推定パラメータを組み合わせたBESS及びPVの計算モデルについて述べ、実システムを高精度に模倣できることを示した。またBESSの従来制御として、受電電力が閾値を超過しないように放電を行うピークカット制御と、受電電力を目標値に極力抑える受電電力抑制制御について述べ、それぞれを前提とした年間シミュレーションの結果を示した。

ピークカット制御は閾値を適切に設定しなければ受電電力が契約電力を超過する課題と、受電電力が閾値に達しない限りBESSが放電されないため満充電状態が続く、頻繁に逆潮流が発生する2つの課題を示した。

受電電力抑制制御も受電電力の目標値を適切に設定しなければ契約電力を超過する課題はあるものの、ピークカット制御に比べて大きな受電電力の平準化効果が示された。ただしこの場合、ピークカット制御同様に大量の逆潮流が発生する課題を示した。

以上を踏まえ、建物の電力需給を常に予測して適切にBESSを制御するためにMPCが有効であると述べた。

第3章では、まずMPCの概要と本研究で着目した数理計画法の一種であるSQPについて記述した。そのなかでは、SQPを用いれば非線形関数を二次関数に近似し、制約付きの最適化問題を効率的に解けるため、大規模で複雑な問題を探索的アプローチで解くメタヒューリスティクスやDPに比べ、実用に

適う速さでBESSの制御を最適化できる可能性が高いと述べた。また、一般的に予測の対象とする時間が予測を行う時間から遠いほど予測誤差が拡大するため、その影響を分析するために用いた仮想的な予測値についても述べた。続けて従来の固定料金制を前提として、建物の潮流電力を平準化することを目的としたMPCの定式化手法を示した。また、電力負荷及び日射量の予測期間を変化させたケーススタディを予測誤差の有無それぞれの場合で実施し、定式化したMPCによって期待通りにBESSが充放電され、潮流電力が平準化されることを示した。また予測誤差を考慮しても、予測期間が長いほどコストメリットが増加し、予測期間がおおよそ72時間で一定値に収束することを示した。なおこの場合、従来制御を適用した場合に比べて約27%のコスト削減効果が示された。

第4章では、卸電力市場(JEPX)の電力単価と連動した電力料金制を変動料金制と称し、その概要について述べた。また、時間帯毎の単価に応じて電力コストを最小限に抑えることを目的としたMPCの定式化手法を示した。また第3章同様、電力負荷及び日射量の予測期間を変化させたケーススタディを予測誤差の有無それぞれの場合で実施し、定式化したMPCによって期待通りにBESSが充放電され、電力コストが最小化されることが示された。また予測誤差を考慮しても、予測期間が長いほどコストメリットが増加し、予測期間がおおよそ72時間で一定値に収束することが確認された。なおこの場合、従来制御を適用した場合に比べて約30%のコスト削減効果が示された。

第5章では、固定料金制及び変動料金制それぞれの場合において、BESSの導入効果が最も得られる蓄電容量(BESS容量)の選定について記述した。まずシミュレーションプログラムを用いてBESS容量を変化させた年間シミュレーションを実施し、電力コストやエネルギー自給率の計算結果を示した。また、BESSを最適に制御することによって得られるコストメリットとイニシャルコストから投資回収年数を計算し、想定されるBESSの単価毎に整理した結果を示した。その結果、固定料金制及び変動料金いずれの場合もBESS容量が約800kWhで電力コストが一定に収束し、かつその場合に最も投資回収年数が低くなる試算結果が示された。また、BESSの単価が6万円/kWhと仮定した場合、固定料金制で約15年、変動料金制で約8年の投資回収年数が示されたことから、変動料金制の方がBESS導入におけるコストメリットが得られやすいことが示唆された。

最後に第6章では、本論の総括を示し、今後の課題について述べた。

目次

第1章 序論

1.1. 本論文の背景2
1.2. 諸制度4
1.3. 本論文の目的9
1.4. 研究手法と本論文の構成10

第2章 エネルギーシミュレーションと従来制御の評価

2.1. 対象施設16
2.2. シミュレーションプログラム19
2.3. システムシミュレーション30
2.4. 従来制御による年間シミュレーション34
2.5. 小括36

第3章 固定料金制における最適制御

3.1. 本章の背景と目的49
3.2. LLMPC53
3.3. LLMPCによるシミュレーション63
3.4. 小括96

第4章 変動料金制における最適制御

4.1. 本章の背景と目101
4.2. EFMPC103
4.3. EFMPCによるシミュレーション108
4.7. 小括134

第5章 MPCを前提とした蓄電池の容量選定

5.1. 本章の背景と目的139
5.2. 蓄電池容量の選定140
5.3. 小括153

第6章 総論

6.1. 本研究で得られた成果157
6.2. 本研究の課題と展望159

謝辞

.....

第1章

序論

1.1. 本論文の背景

1.1.1. 世界的な気候変動

世界的な温暖化による気候変動に対し、国連気候変動枠組条約締約国会議 (COP21: Conference of Parties) において、各国における温室効果ガスの排出量削減を主たる目的としてパリ協定（2015年）が採択された^[1]。COP21では京都議定書 (COP3)^[2]に代わり、2020年以降の温室効果ガス排出削減等を目的とした新たな国際的枠組みとして、地球温暖化を産業革命前の水準から2°C未満に抑える目標を設定し、1.5°Cに抑えるように努力することを世界共通の目標としている。その翌年、日本政府は2016年にパリ協定を発効し、地球温暖化対策計画^[3]を策定した。その中では、中期的目標として2030年度までに温室効果ガスの排出量を2013年度比で26%の削減、長期的目標として2050年までに80%の排出量削減が掲げられた。

さらに日本政府は、温室効果ガスの代表格である二酸化炭素 (CO₂) の排出量を、2050年までに実質0にするカーボンニュートラルを2020年に宣言し、2021年10月に策定したエネルギー基本計画^[4]において、再生可能エネルギー（再エネ）の電源構成比を2030年までに2019年の18%から36～38%まで増加させる目標を掲げた。

以上より日本国内における再エネの導入量促進は、今後2,30年に渡り継続的に取り組まなければならない喫緊の課題である。

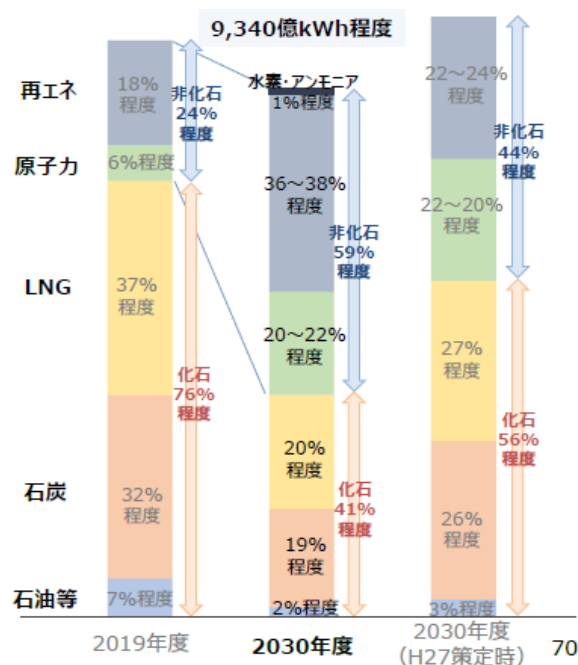


Fig. 1-1 日本における2030年度の電源構成比目標
(エネルギー基本計画^[4]より引用)

1.1.2. エネルギーセキュリティの重要性

日本のエネルギー自給率は2019年度で12.1 %とOECD諸国の内36ヶ国中35位^[5]と低水準が近年続いている。また2011年の東京電力福島第一原子力発電所事故以降、国内の原子力発電所の多くは廃炉または稼働停止となり、再稼働への見通しが立っていない。また、現状国内の電源供給の多くを火力発電により賄っているが^[6](Fig. 1-2), 前述したエネルギー基本計画において、日本政府は2030年度までに化石燃料由来の電源構成比を2019年度の76%から41%に削減することを目指しているため、今後は化石燃料由来の電源を削減していく必要がある。

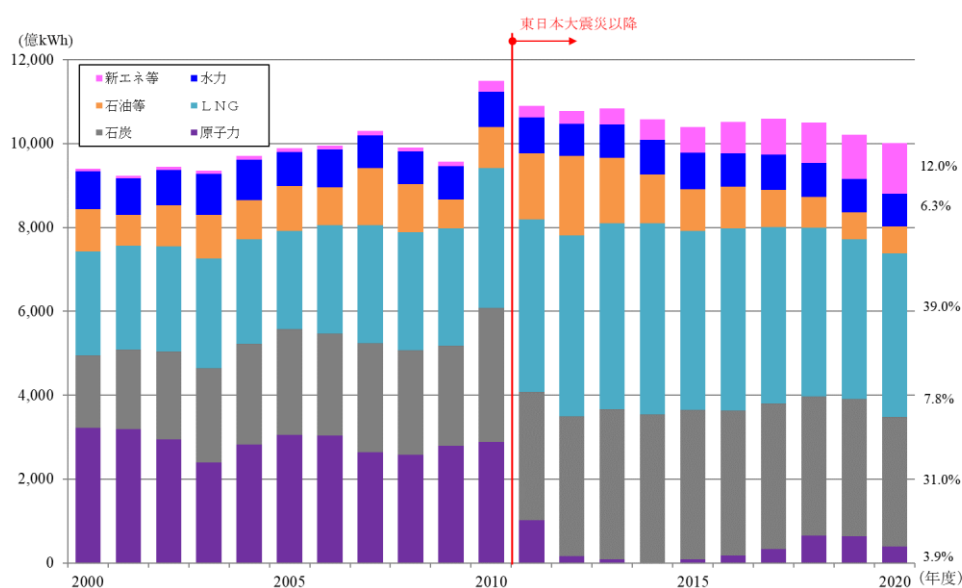


Fig. 1-2 日本における発電電力量の推移
(エネルギー白書2022^[6]より引用し一部改変)

一方、世界的な気候変動の影響により、日本国内でも異常気象が激甚化及び頻発化^[7]しており、大型台風による土砂災害が増加している^[8]。

日本政府の地震調査研究推進本部によると、今後30年以内の南海トラフ地震の発生確率は70～80%^[9]と予測されている。例えば2018年9月に北海道胆振で発生した地震による北海道全域の停電に代表されるように、日本は常に地震による大規模停電のリスクにさらされている。

さらに、昨今はウクライナ危機や為替変動等により燃料価格が高騰している^[6]ことを踏まえると、国内における再エネの電源構成比を向上するだけでなく、需要家自身も再エネを導入してエネルギー自給率を向上し、自然災害による大規模停電に備えることが求められている。

1.2. 諸制度

1.2.1. FIT制度の課題

FIT (Feed in Tariff) 制度とは、再エネの普及を目的として、発電事業者や需要家が再エネにより発電した電気を電力会社が買い取ることを政府が保証する制度である^[10]。日本では「電気事業者による再エネ電気の調達に関する特別措置法 (FIT法)」に基づき2012年に導入された。その結果、日本国内における再エネの導入量は、主に太陽光発電 (PV) が毎年一定の割合で増加し続けてきた^[11]。

日本における累積PV導入量の推移をFig. 1-3に示す。

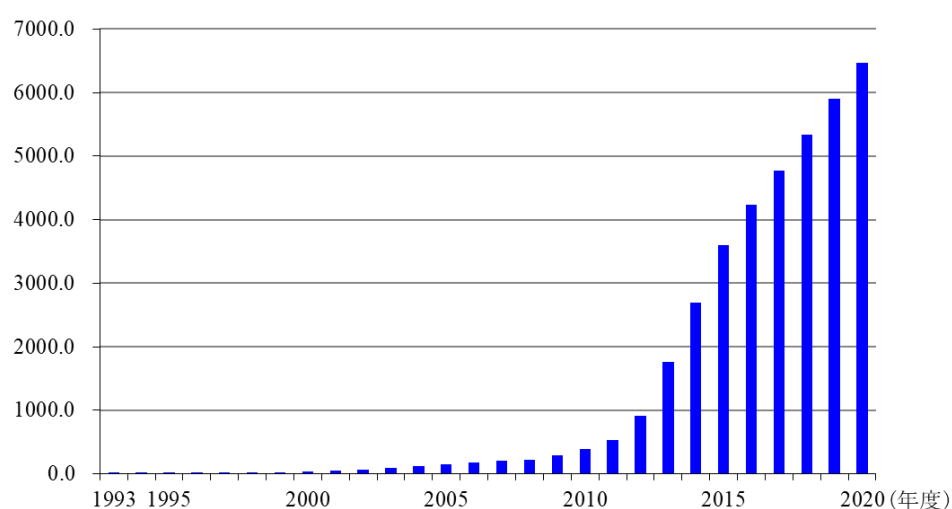


Fig. 1-3 日本における太陽光発電の累積導入量 (万kW)
(エネルギー白書2022^[6]より引用し一部改変)

一方、FIT制度において発電された電力の買取り費用は、再エネ発電促進賦課金 (再エネ賦課金) という形で毎月の電気利用料に対し一定の割合で国民が負担している。この再エネ賦課金はFIT制度が開始された2012年には0.22円/kWhであったのに対し、2022年には3.45円/kWhと大幅に増加した^[12]。これはPVの導入量の増加に伴い機器の導入コストが低減された^[13]一方で、PVによる発電電力の買取り費自体の負担が増加したためである。

1.2.2. FIP制度

従来の電力供給は発電量を適正に調整し、常に需要と供給のバランスをとる「同時同量」の考え方で制御されてきた^[14]。しかし再エネの普及に伴い、主にPVによる送配電網（電力系統）への送電（逆潮流）が日中に集中し、電力系統の安定運用に必要な電力系統の容量が不足する状況が生じている。例えば九州エリアでは、2022年に最大発電量の3.0%、約1,154万 kWの再エネの出力制御が一般送配電事業者により実施され、他エリアでもその準備が開始されている^[15]。また系統容量が不足していることを理由に、再エネ電源の新規接続が制限される事例が一部地域で発生し、問題となっている^{[16][17]}。

FIT制度による再エネ賦課金の増大や電力系統の容量不足を受け、日本政府は2022年度より「再エネ電気の利用の促進に関する特別措置法（改正再エネ特措法）」において、再エネ特措法改正 (FIP) 制度を開始した。FIP制度は「フィードインプレミアム (Feed in Premium)」の略称で、再エネによる発電を行う事業者が、発電した電力を卸電力取引市場 (JEPX) で自由に売電し、そこで得た収入にあらかじめ定められた補助額（プレミアム）が上乗せされて支払われる制度である^[18]。Fig. 1-4にFIT制度とFIP制度の概要を示す。

FIP制度におけるプレミアムの費用はFIT同様、電気使用者から徴収される賦課金で賄われるが、FIT制度に比べて少ない金額で済む。また、プレミアムは定期的に変更されるため、市場価格の変動に柔軟に対応できるとされている。

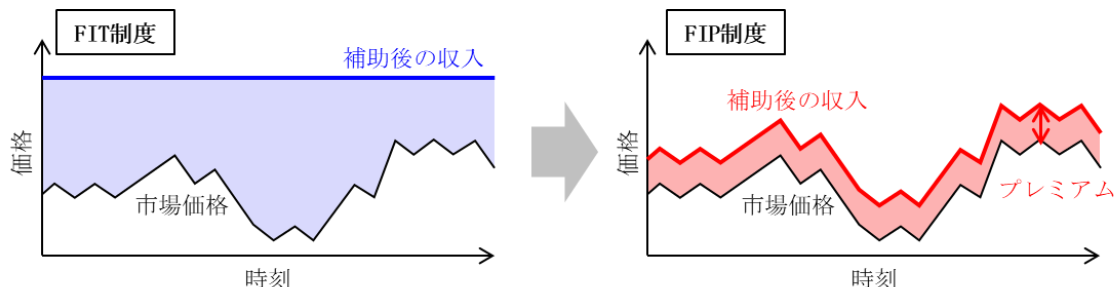


Fig. 1-4 FIP制度の概要
(資源エネルギー庁 HP^[18]より引用し作成)

このように、FIP制度では需要と供給のバランスから決定される卸電力市場の価格で電力が取引されるため、調整力を有する発電事業者が、電力価格の高い時間帯に系統への供給量を増やし、価格の低い時間帯に供給量を減らすことを促すことで、系統容量の平準化を図っている。一方、卸電力市場の価格と連動した電力の変動料金制の下では、需要家も電力価格の高い時間帯に電力系統からの供給量（受電電力）を減らし、価格の低い時間帯に受電電力を増やすことで経済的メリットが生じ、系統容量の平準化に寄与することができる。

1.2.3. VPP・DR

FIP 制度等における卸電力市場での電力取引では、市場リスク^[19]とインバランリスク^[20]が常に存在する。市場リスクとは、気候や経済活動の影響を大きく受ける電力需要に対し、例えば電力の供給量が大きく下回った場合に電力価格が高騰する危険性を示している。またインバラン料金とは、あらかじめ取引された電力の供給量及び需要量（電力需給）と実際の電力需給の差異に基づいて発生する料金である。供給量が下回った場合は発電事業者がインバラン料金を支払い、需要量が下回った場合にはそれを受け取る仕組みで、双方が極力インバランは支払わないように運用することで前述した「同時同量」が保たれる。

電力の市場取引におけるこれらのリスクを緩和するために、複数の需要家、再エネ及びエネルギー貯蔵装置等が電力系統に接続されている分散型エネルギー源 (DER: Distributed Energy Resources) を統合的に制御するバーチャルパワープラント (VPP: Virtual Power Plant)^[21]が近年注目されている。VPPの概要をFig. 1-5に示す。

VPPは、個人が所有するPVや風力発電といったDERを一元管理することで、個々で生じる需給量の細かい変動を吸収してインバランリスクを低減することができる。また電力価格が一時的に高騰した際は、DERに含まれるエネルギー貯蔵を活用することで安価なエネルギーを供給することができるため、市場リスクは低減できる。さらにリスク低減の他に大量の再エネを束ねて効率よく市場取引を行うことができるため、高い収益性も見込まれている。日本国内では実用化に至ってはいないものの、政府による実証事業が複数実施されている状況である^[22]。

デマンドレスポンス (DR: Demand Response) とは需要家が自発的にエネルギー消費量を調整する仕組みのことで、VPPにおける重要な概念である。DRは米国を発端として様々な形で行われてきたが、時間的に変化する電力価格 (TOU: Time of Use) や、市場価格或いは需給逼迫時にVPP事業者等からの通知に基づいて、需要家が一時的にエネルギー消費量を調整するイベント型が主に実施されている。

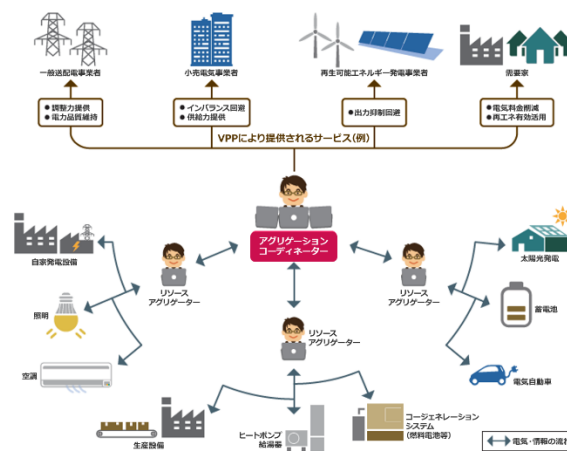


Fig. 1-5 VPPの概要
(資源エネルギー庁 HP^[21]より引用)

1.2.4. Net Zero Energy Buildings

日本国内における再エネの普及を目的として、日本政府はNet Zero Energy Building (ZEB) を2015年に定義^[24]し、普及に向けたロードマップを定めた^[25](Fig. 1-6)。ZEBの定義概要をFig. 1-7に示す。その中では、室内及び室外の環境を悪化させずにエネルギー負荷を抑制、自然エネルギーを活用し、設備システムの高効率化等により大幅な省エネルギーを実現したうえで、さらに再エネを導入することで、エネルギーの供給量が需要量を上回るか、収支がほぼゼロになるような建物がZEBと定義されている。

ZEBのエネルギー収支を計算する際、送配電網等の外部から供給されたエネルギーと外部へ送出したエネルギーの年間積算値で評価される。そのため、例えば建物にPVが設置されている場合、夜間等に電力系統から供給された電力の同等量を、日中にPVにより電力系統へ送電することで成立する。よってZEBが普及しても、前述した系統容量の課題は残ると考えられる。

1.2.5. Energy Flexible Buildings

国際エネルギー機関 (IEA) のEnergy in Buildings and Communities (EBC) プログラムの枠組みで行われたAnnex 67の成果として、2018年にエネルギーフレキシブルな建物の概念が発表された^[26]。[26]では、「エネルギーフレキシブルな建物とは、地域の気候条件、ユーザーのニーズ、電力系統の要求に応じて需要と発電を運用管理できる建物」と定義された。

エネルギーフレキシブルな建物を実現するには様々な手段が想定されるが、居住者の快適性を損なわずに電力系統の要求等に応えるためには、エネルギー貯蔵の導入が有効である。また、再エネは主に電力で供給され時間帯や気象条件に対し常に変動するため、今後はエネルギー貯蔵の手段として蓄電池システム (BESS: Battery Energy Storage System) の導入がますます重要になる。

ZEBは再エネによって建物のエネルギー自給率を最大化することに主眼が置かれているが、前述した電力系統の容量問題やVPPの実用化を踏まえると、建物が再エネに加えてBESSを導入して電力需給を柔軟に制御し、VPPやDRを通して収益を最大化することが今後求められる。

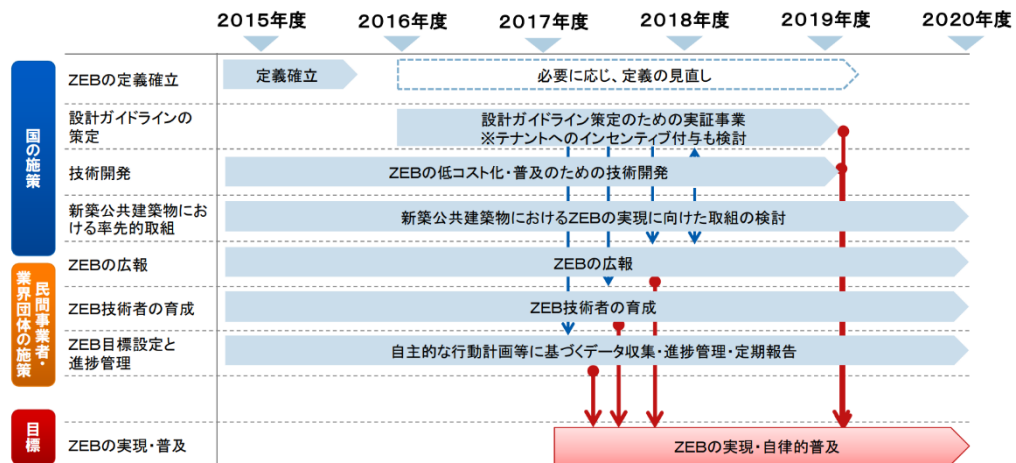


Fig. 1-6 ZEBのロードマップ

(経済産業省資源エネルギー庁のZEBロードマップ検討委員会とりまとめ^[24]より引用)

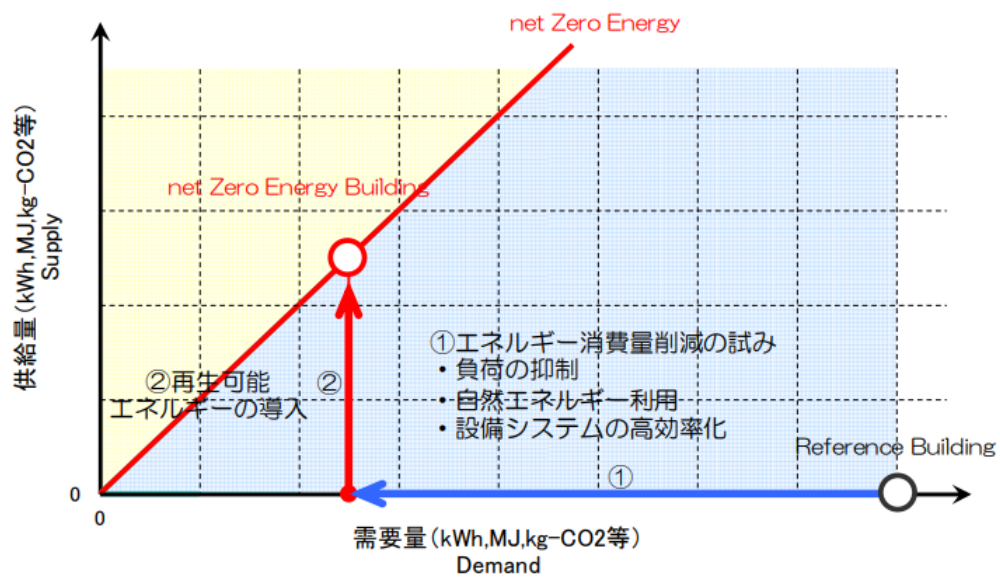


Fig. 1-7 ZEBの定義

(公益社団法人空気調和・衛生工学会のHP^[25]より引用)

1.3. 本論文の目的

日本国内における電力系統の容量不足を踏まえ再エネのさらなる普及を図るためには、需要家が再エネに加えてBESSを導入する重要性は前述したとおりである。BESSのコストメリットを最大限に高めるためには、建物と電力系統の間に流れる電力（潮流電力）を最適化し、あらゆる料金制や報酬制のもとでBESSを制御することが求められる。

このように、様々な評価関数や制約条件に対しPVやBESS等の複数機器を統合的に制御することは従来のPID制御のみでは実現が難しいが、近年注目されているモデル予測制御 (MPC: Model Predictive Control) を適用することで、非線形な機器特性を踏まえてエネルギー需給を予測し、BESSを最適に制御できる可能性がある。

建物のエネルギー貯蔵にMPCを適用した先行研究では、再エネを含まないシステムを対象とした検討や、メタヒューリスティクス或いは動的計画法 (DP) 等、計算コストが比較的高い最適化手法を用いた検討が多い。また、建物のエネルギー貯蔵として従来研究されてきた蓄熱システムでは、約1時間の間隔で最適化すれば十分であった一方、再エネやBESSを含む電力システムの場合、電気料金やDRが30分単位の電力平均値で判定されるため、数秒単位で変化するエネルギー需給量を踏まえた最適化が求められる。BESSによるエネルギー需要の最適化に関する先行研究は、大規模な電力系統に接続されたBESSの制御や従来のPID制御を適用した検討が多く、特に業務用途の建築システムにMPCを適用した研究は十分に行われていない。

一方、BESSが設置されていない建物に対して導入検討を行う際には、イニシャルコストの低減或いは投資対効果が必ず求められる。しかし建物のエネルギー負荷や再エネの容量、さらには導入目的が多様多様であるため、エネルギー貯蔵における体系的な容量の選定指針が存在しないのが現状である。MPCによる最適な制御を前提としたイニシャルコストや投資対効果を踏まえ、適切なBESS容量を定量的に選定することができればBESSの導入が促進され、前述したような電力系統の容量不足が軽減される可能性が高い。

以上の背景を踏まえ、本研究では再エネ及びBESSを有する業務用途の建物を対象とし、潮流電力を効率的に最適化するための逐次二次計画法 (SQP: Sequential Quadratic Programming) を用いたMPCの定式化手法の開発を目的とした。またMPCを前提として、様々なBESS容量におけるコスト及びエネルギー指標の関係性を整理し、BESSの適切な容量の選定を目的とした。

なお、本研究は決定論的な予測値が得られたという前提のもと、その予想値を入力として最適制御をおこなった結果を示し、これをMPCと称した。予測手法には確率論的な手法もあり、その予測結果を用いたMPCについては今後の課題とした。

また本論文におけるMPCの定式化手法とは、最適化問題における目的関数及び制約条件の計算式を構築することを示す。

1.4. 研究手法と本論文の構成

上記目的を達成する手段として、実際にPVとBESSが設置されている業務用施設の電力システムを対象としたシミュレーションプログラムを構築し、様々な制御手法や機器容量を前提としたシミュレーションを実施した。また、システムの評価指標を電力コストとエネルギー自給率としてMPCの効果を分析した。なお本研究では、MPCにおける最適化問題の目的関数及び制約式の定式化を主な論点とするため、予測値は完全予見できる仮定で検討を進めた。ただし、予測の誤差に対して制御性能が著しく低下しないことを確認するために、MPCの入力に誤差を有する予測値を与えた検討も実施した。具体的には、MPCの入力となる電力負荷及び日射量の予測結果を仮想的に与え、予測期間の長さや予測誤差の評価指標への影響を定量的に分析した。

本論文の構成を以下に示す (Fig. 1-8)。

第2章では、物理的な関係式と推定パラメータを組み合わせたBESS及びPVの計算式について述べ、実システムを高精度に模倣できることを示した。またBESSの従来制御として、受電電力が閾値を超過しないように放電を行うピークカット制御と、受電電力を目標値に極力抑える受電電力抑制制御について述べ、それぞれを前提とした年間シミュレーションを通し、それぞれの課題とMPCの必要性について述べた。

第3章では、まずMPCの概要と、本研究で着目したSQPについて述べた。SQPを用いれば非線形関数を二次関数に近似し、制約付きの最適化問題を効率的に解けるため、大規模で複雑な問題を探索的アプローチで解くDPやメタヒューリスティクス等と比べ、実用に適う速さでBESSの制御を最適化できる可能性が高い。また、一般的に予測の対象とする時間が遠いほど予測誤差が拡大するため、その影響を分析するために用いた仮想予測値について述べた。次に、従来の固定料金制を前提として、建物の潮流電力を平準化することを目的としたMPCの定式化手法を示した。続けて、電力負荷及び日射量の予測期間を変化させたケーススタディを、予測誤差の有無それぞれの場合で実施し、定式化の妥当性や効果について分析した。

第4章では、まずJEPXの単価と連動した電力料金制を変動料金制と称し、その概要について述べた。また、時間帯毎の単価に応じて電力コストを最小限に抑えることを目的としたMPCの定式化手法を示した。続けて第3章同様、電力負荷及び日射量の予測期間を変化させたケーススタディを予測誤差の有無それぞれの場合で実施し、定式化の妥当性や効果について分析した。

第5章では、固定料金制及び変動料金制それぞれの場合において、BESSのコストメリットが最も得られるBESS容量を分析した。第2章で述べたシミュレーションプログラムを用いてBESS容量を変化させた年間シミュレーションを実施し、電力コストやエネルギー自給率等の評価指標を示した。次に、BESSを最適に制御することによって得られるコストメリットとイニシャルコストの比から投資回収年数を計算し、BESSの単価に応じて整理した。

最後に第6章では、本論の総括を示した。

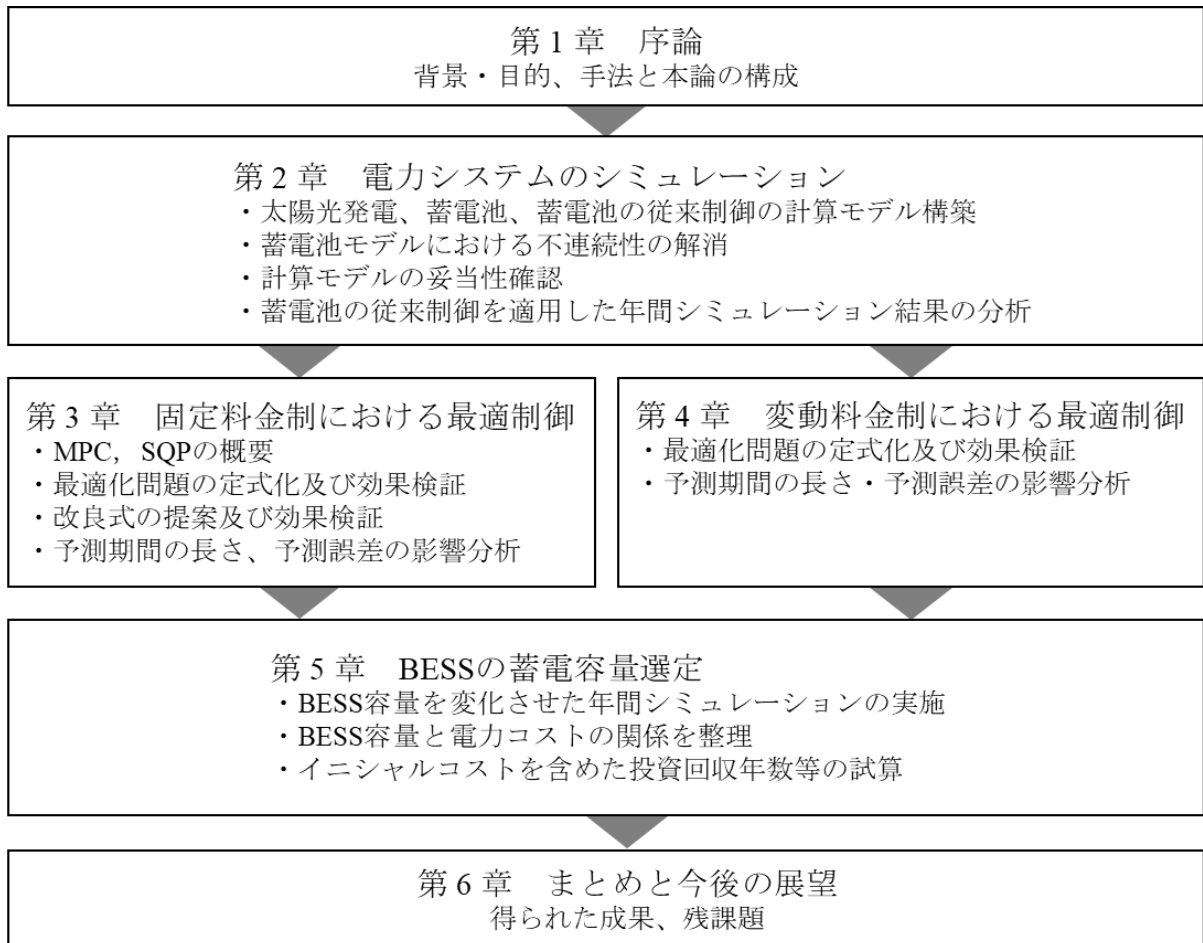


Fig. 1-8 本論文の構成

参考文献

- [1] 国連気候変動枠組条約（UNFCCC）HP：PARIS AGREEMENT,
https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf（2023年3月15日閲覧）
- [2] 外務省 HP：COP3, <https://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/kankyo/kiko/cop3/index.html>（2023年4月25日閲覧）
- [3] 環境省 HP：地球温暖化対策計画（令和3年10月22日閣議決定），
<https://www.env.go.jp/earth/ondanka/keikaku/211022.html>（2023年4月25日閲覧）
- [4] 経済産業省 HP：第6次エネルギー基本計画, 2021年10月22日,
<https://www.meti.go.jp/press/2021/10/20211022005/20211022005.html>（2023年3月15日閲覧）
- [5] 資源エネルギー庁 HP：日本のエネルギー 2021年度版,
<https://www.enecho.meti.go.jp/about/pamphlet/energy2021/001/>（2023年3月15日閲覧）
- [6] 経済産業省：エネルギー白書2022, 2022.
- [7] 国土交通省：国土交通白書 2022, 2022.
- [8] 総務省 HP：災害の頻発化・激甚化,
<https://www.soumu.go.jp/johotsusintokei/whitepaper/ja/r04/html/nd121130.html>,（2023年3月15日閲覧）
- [9] 地震調査研究推進本部：活断層及び海溝型地震の長期評価結果一覧（2023年1月1日での算定）, 2023年1月13日, <https://www.jishin.go.jp/main/choukihyoka/ichiran.pdf>,（2023年3月15日閲覧）
- [10] 経済産業省資源エネルギー庁：再エネ固定価格買取制度ガイドブック, 2014.
- [11] 特定非営利活動法人環境エネルギー政策研究所：2020年の自然エネルギー電力の割合（暦年速報）, 2021.
- [12] 経済産業省 HP：2022年度以降の買取価格,
<https://www.meti.go.jp/press/2021/03/20220325006/20220325006.html>（2023年3月15日閲覧）
- [13] 経済産業省 調達価格等算定委員会：平成31年度以降の調達価格等に関する意見, 2019.
- [14] 山口頼央：九州のエネルギーと電気の「同時同量」について, 電気設備学会誌, Vol. 39 (10), pp. 51-52, 2019.
- [15] 経済産業省 HP：2023年度出力制御見通しについて,
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene/shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/043_s01_01.pdf（2023年3月15日閲覧）
- [16] 衆議院 HP：いわゆる「送電線空き容量ゼロ」問題に関する質問主意書,
[https://www.shugiin.go.jp/internet/itdb_shitsumon_pdf_s.nsf/html/shitsumon/pdfS/a196099.pdf/\\$File/a196099.pdf](https://www.shugiin.go.jp/internet/itdb_shitsumon_pdf_s.nsf/html/shitsumon/pdfS/a196099.pdf/$File/a196099.pdf)（2023年4月25日閲覧）
- [17] 特定非営利活動法人環境エネルギー政策研究所：自然エネルギー白書, 2017.
- [18] 資源エネルギー庁 HP：市場連動型の導入支援（FIP制度）,
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/FIP_index.html#fip_more,（2023年3月15日閲覧）

- [19]電力中央研究所：電力中央研究所報告 電力市場取引における市場リスクの定量化に関する基礎検討, 2004.
- [20]経済産業省：インバランス料金制度等について, 電力・ガス取引監視等委員会事務局, <https://www.emsc.meti.go.jp/info/public/pdf/20220117001b.pdf> (2023 年 4 月 25 日閲覧)
- [21]資源エネルギー庁 HP : ZEBロードマップ検討委員会 とりまとめ, 2015.
- [22]空気調和・衛生工学会 HP : ZEB (ネット・ゼロ・エネルギー・ビル) の定義と評価方法, http://www.shasej.org/recommendation/6-1%20shase_zebteigi201506.pdf (2022 年 6 月 23 日閲覧)
- [23]周波数単位の変動吸収事例
- [24]杉本 貴之, 下田 英介, 山根 俊博, 沼田 茂生 : 蓄電池による建物負荷変動補償の最適制御パラメータ決定手法とその評価, 電気学会論文誌B (電力・エネルギー部門誌) , Vol. 135, No. 1, pp. 71-77, 2015.
- [25]B. Gundogdu, D. Gladwin, D. Stone : Battery energy management strategies for UK firm frequency response services and energy arbitrage. The Journal of Engineering, pp. 4152-4157, 2019.

第2章

エネルギーシミュレーションと 従来制御の評価

2.1. 対象施設

2.1.1. 建物概要

対象施設は、茨城県に位置する2020年竣工の、延べ床面積約11,610m²を有する業務用施設^[1]を対象とする (Table 2-1)。オフィス棟、ラボ棟、設備展示棟・プレゼンルーム、そして植栽・研究開発エリアに分けられており (Fig. 2-1)、BEST^[2]を用いた試算ではオフィス棟でZEBの達成、建物全体でNearly ZEBの達成が見込まれている。様々な先進的取り組みが評価され、2023年には空気調和・衛生工学会学会賞（技術賞）を受賞^[3]している。

Table 2-1 施設Aの建物概要

所在地	茨城県つくばみらい市
敷地面積	22,746 m ²
延床面積	11,610 m ²
建物高さ/構造	2階 15.455 m / S造（一部 RC造）
竣工	2020年1月

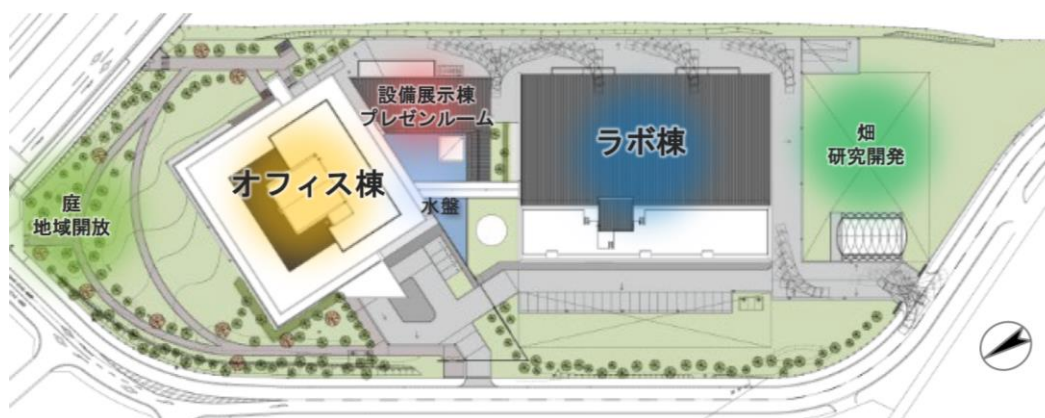


Fig. 2-1 対象施設の配棟図
(清水ら^[1]の論文中より引用)

2.1.2. 電力システム

対象施設のエネルギーシステムは、再エネとしてPVとバイオマス発電機、エネルギー貯蔵としてリチウムイオン電池とナトリウム・硫黄電池（NAS電池）のBESSが設置されている^[4] (Fig. 2-2)。

バイオマス発電機はベース電源として定格負荷で運用され、BESSは再エネによる出力が電力負荷に対して過多の場合は余剰電力を充電し、不足する場合は放電するように制御されている。

また、序論で述べたような電力系統の容量不足が周辺地域でも生じているため、送配電事業者との取り決めにより対象施設も逆潮流を発生させることができない。よって本施設ではBESSが満充電に達した時点で、PV出力を抑制或いは停止して運用されている。逆潮流を防ぐ方法としては、その他にも余剰電力を熱エネルギーに変換して貯蔵したり、ヒーター等で意図的に電力負荷を上げたりする手段が考えられるが、本研究の主旨ではないため検討対象から除外した。すなわち本研究において逆潮流の発生は許容する一方、発電した再エネは極力自家消費してエネルギー自給率を最大化することを目的として検討を進めた。

NAS電池はリチウムイオン電池の補助容量として運用され、双方の充放電効率に大きな差異が無いため、本研究では2種類のBESSを単体のBESSとみなして検討した。また、バイオマス発電機はPVと異なり一定の電力を安定的に供給できるメリットがある反面、タイムリーな発停ができないことや定期的なメンテナンスが必要である等、運用上様々な制約が存在するため本研究においては検討対象から除外した。

Table 2-2に関連機器の仕様を示す。

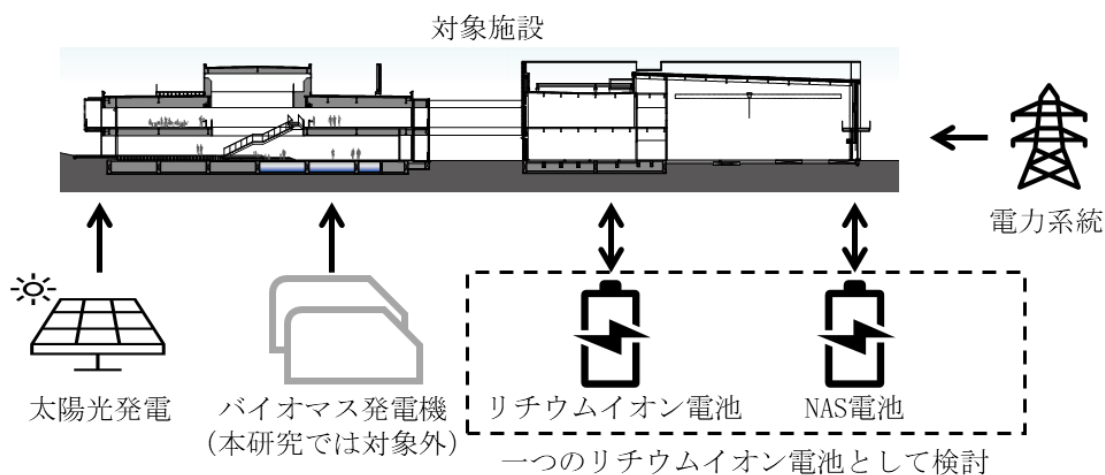


Fig. 2-2 対象施設の電力システム
(松浪ら^[4]の論文中より引用し一部改変)

Table 2-2 電力システムの諸元

機器名	項目	仕様
PV	最大出力	200.64 kW (285 W×704 パネル)
	傾斜角度, 方位	1.9° , 南東
CHP (検討対象外)	燃料	ペレット木質チップ
	出力 (電気)	40 kW×2
	出力 (熱)	100 kW×2
リチウムイオン電池	容量	3,395 kWh
	最大出力	±625 kW
	総合効率	89.5 %
	補機消費電力	3 kW
NAS 電池	容量	1,200 kWh
	最大出力	±200 kW
	総合効率	80 % (昇温用ヒーターは除外)
	ヒーター入力	6 kW
	補機消費電力	4 kW

2.2. シミュレーションプログラム

2.2.1. 目的と要件

様々な再エネの機器容量やBESSの制御方法を前提とした場合のシステムを評価するため、要素機器の挙動を高精度に再現できるシミュレーションプログラムを作成した。

シミュレーションプログラムを作成した具体的な目的とその要件を以下に示す。

1) 様々なBESSの制御方法を評価するための要件

- ・可能な限り機器仕様及び物理式をもとに構築され、電力負荷、日射量及び電力単価を与条件としてシステムの挙動を高い精度で再現できること
- ・制御方法を柔軟に変更することで、それぞれの場合におけるランニングコストを算出できること

2) 提案したMPCの効果を評価するための要件

- ・MPCから出力される制御値をもとに、BESSの蓄電量や潮流電力を制御ステップ毎に算出可能であること
- ・MPCの電力負荷等の予測結果における誤差を模倣し、ランニングコストへの影響を分析できること

3) 機器容量に応じた電力コストを評価するための要件

- ・PV及びBESSの機器容量を柔軟に変更可能であること
- ・システムのイニシャルコスト及びランニングコストを算出できること

以上の要件を満たすシミュレーションプログラムを、機器モデル及び制御モデルの観点でモデル化とコーディングを行った。なおモデルとは対象物の挙動や性質を模倣するための計算式を示す。

2.2.2. グレーボックスモデル

エネルギーシミュレーションは、一般的にホワイトボックスモデル、ブラックボックスモデル及びグレーボックスモデルに分類される。

ホワイトボックスモデルは、システムやプロセスの内部構造や物理的な特性等の情報を使用して作成されるため、実データが無い場合でもシステム挙動を予測できる利点がある一方、そもそも詳細情報の入手が困難である場合や、予測結果が実際の動作と合わない場合が多い。

反対にブラックボックスモデルは、システムやプロセスの詳細な情報を利用せず入出力の実データからその関係性を表現した計算式を示す。そのため作成が比較的容易である反面、モデルの解釈性が低いことや、学習データに依存するため未知の条件に対する予測精度が保証されないという欠点がある。

グレーボックスモデルはホワイトボックスモデルとブラックボックスモデルの中間に位置付けられ、制御及び最適化等において最も広く用いられているモデル化手法である。

海外における建物を対象としたエネルギーシミュレーションでは、EnergyPlusやTRNSYSが代表例として挙げられる。EnergyPlusは、米国エネルギー省 (DOE) によって開発されたシミュレーションプログラムであり、建物の形状、窓の配置、断熱材の種類、照明の種類、空調システムなど、建物に関する様々なパラメータを考慮して詳細なエネルギー消費量等が計算できる。TRNSYSも米国で1975年に一般公開されたシミュレーションプログラムで、機器や制御機能の入出力モデルをモジュールと称し、グラフィカルにモジュールを接続してシミュレーションを組み立てていく点が特徴的である。一方日本においても、建物の設計段階における機器容量の選定や制御手法の検討を目的として、The BEST Program (BEST: Building Energy Simulation Tool) やライフサイクルエネルギーマネジメント (LCEM) ツールといったプログラムが国土交通省を中心として開発されている。

前述した既往のシミュレーションプログラムは、特に設計段階の事前検討等において有効である一方、様々な制御手法を柔軟に変更することができない、或いは機器モデルの内部パラメータを実機に対して適切に設定しチューニングすることが困難であるといった問題がある。よって本研究ではユーザー数が多く、無償で様々なオープンソースライブラリが利用できるプログラミング言語Pythonを用いて、独自にシミュレーションプログラムを構築した。

2.2.3. 蓄電池システム (BESS)

① 計算モデル

本研究で用いたBESSの機器構成をFig. 2-3に示す。構成要素は①蓄電池本体，②パワーコンディショニングシステム (PCS)，③補機類（BESS内の温度調整機器，制御用機器等）の三要素とした^[5]。なお，蓄電池本体とPCSの間を流れる電力を蓄電池出力と称した。

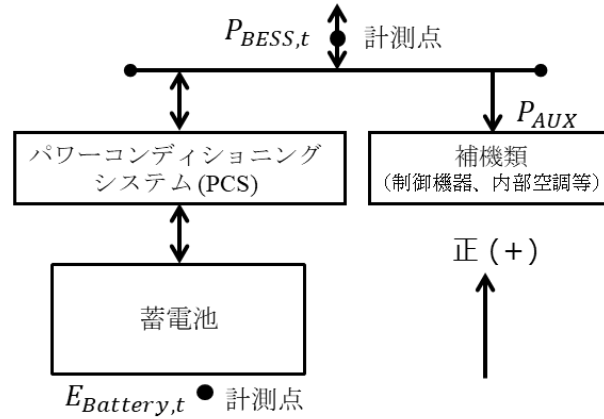


Fig. 2-3 BESSモデルの機器構成

また，前提条件として以下3点を仮定した。

- 1) BESSの電力損失はPCSでのみ発生し，かつPCSを出入りする電力の割合（ η_{PCS} ：有効係数）は一定。
- 2) 補機類の消費電力 P_{AUX} は一定。
- 3) 蓄電池を出入りする電力の積分値は，BESSにおける蓄電量の変化量に等しい。

これらの条件をもとにした，時刻 t における各変数の関係式を式 Eq. (2-1) ～Eq. (2-3) に示す。

$$P_{Battery,t} \geq 0 \text{ (放電時)}$$

$$P_{BESS,t} = \eta_{PCS} P_{Battery,t} - P_{AUX} \quad \dots \dots \dots \text{Eq. (2-1)}$$

$$P_{Battery,t} < 0 \text{ (充電時)}$$

$$P_{BESS,t} = \frac{1}{\eta_{PCS}} P_{Battery,t} - P_{AUX} \quad \dots \dots \dots \text{Eq. (2-2)}$$

$$E_{Battery,t+1} = E_{Battery,t} - \int_t^{t+1} P_{Battery,t} dt \quad \dots \dots \dots \text{Eq. (2-3)}$$

($P_{BESS,t}$: BESS出力 [kW], η_{PCS} : PCS有効係数 [-], $P_{Battery,t}$: 蓄電池出力 [kW], P_{AUX} : 補機電力 [kW], $E_{Battery,t}$: 蓄電量 [kWh])

ただしBESS出力は上限値及び下限値が存在するため、以下の制約条件が成り立つ。

$$-P_{BESS_rated} \leq P_{BESS,t} \leq P_{BESS_rated} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (2-4)}$$

(P_{BESS_rated} : BESSの定格出力 [kW])

また、BESSの定格容量による制約から、式Eq. (2-3)より蓄電池出力 $P_{battery,t}$ は以下の条件式で表される。なおLi-ion電池の場合、充放電効率の低下を防ぐため、通常は最大蓄電量を定格容量の約90%、最小蓄電量を約20%に設定されることが多いが、本研究ではそのような閾値は設けずに検討を進めた。

$$-P_{Battery_min} \leq P_{Battery,t} \leq P_{Battery_max} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (2-5)}$$

$$P_{battery_max} = \frac{d}{dt}(E_{Battery,t} - E_{Battery_min}) \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (2-6)}$$

$$P_{battery_min} = \frac{d}{dt}(E_{Battery,t} - E_{Battery_max}) \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (2-7)}$$

($P_{Battery_max}$: 蓄電池出力の最大値 [kW], $P_{Battery_min}$: 蓄電池出力の最小値 [kW], $E_{Battery_max}$: 最大蓄電量 [kW], $E_{Battery_min}$: 最小蓄電量 [kW])

以上、式Eq. (2-1) ~ Eq. (2-7) で示したBESS出力と蓄電池出力の関係及び制約条件をFig. 2-4に示す。

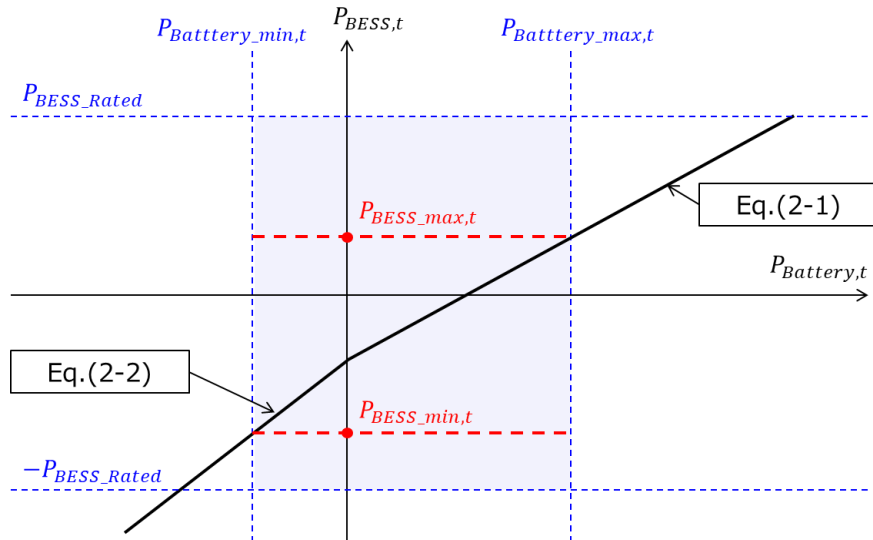


Fig. 2-4 BESS出力の制約条件

② 補機電力とPCS有効係数の推定

対象施設におけるBESSの計測値はBESS出力と蓄電量のみであるため、これらの計測値から補機電力とPCS有効係数を推定した。具体的には、各時刻における蓄電量の計測値の差分と、式Eq. (2-1)～Eq. (2-3)より推定した差分の残差が最小となる補機電力とPCS有効係数を算出した。

2022年1月1日～2022年12月31日の計測値(1 h間隔)を用いた補機電力とPCS有効係数の推定結果をTable 2-3に示す。また、これら推定値を用いて計算した時刻間における蓄電量の差分と、実際の差分の計測値の比較結果をFig. 2-5に示す。

計測値と計算値の寄与率が約0.98と高い精度で再現できていることから、補機電力とPCS有効係数が適切に推定されたことが確認された。なお、蓄電量の変化が少ない場合に誤差が増加し、ばらつく結果となった。これはPCSにおいて、本来は出力が小さいほど有効係数が0に近づく特性⁶⁾が影響していると考えられる。

Table 2-3 補機電力・PCS有効係数の推定結果

補機電力	4.51 [kW]
PCS 有効係数	0.98 [-]

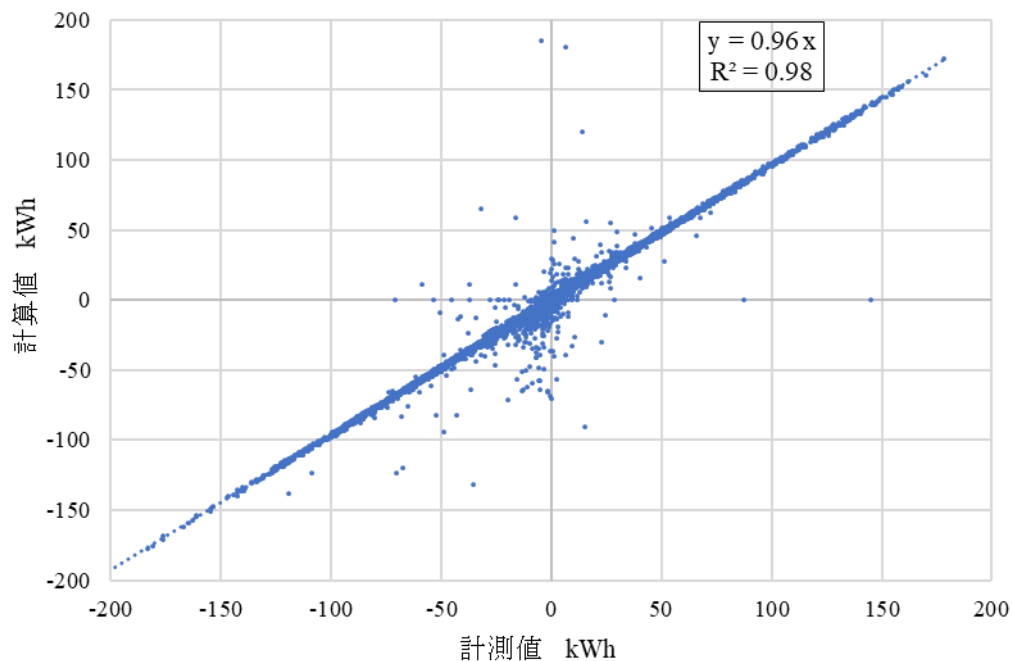


Fig. 2-5 計測値と計算値の比較結果（時刻間の蓄電量の差分）

③ 計算モデル妥当性

推定された補機電力とPCS有効係数を用い、2023年3月の3日間(72 h)における、BESS出力の計測値に基づき算出された蓄電量の推移をFig. 2-6に示す。また、各ステップの計算値と計測値の誤差及びパーセント誤差をFig. 2-7に示す。なお、BESSの蓄電量の初期値は計測値と同じ値を用いた。

計算モデルはBESSにおける蓄電量の変動を再現できており、かつ3日後の最終的な絶対誤差が約1.2 %と小さいことから、式Eq. (2-1)～Eq. (2-3)で示した数式モデルの妥当性が確認された。

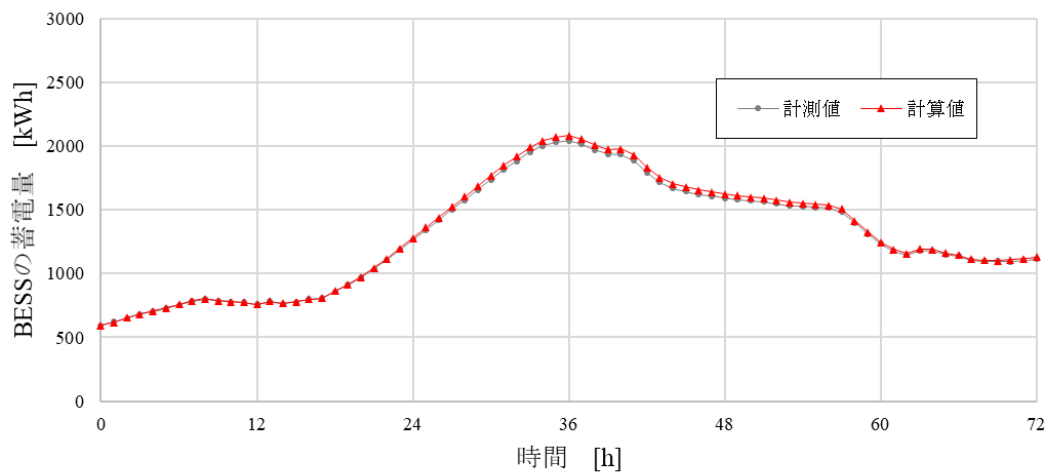


Fig. 2-6 蓄電量の予測結果 (72 h)

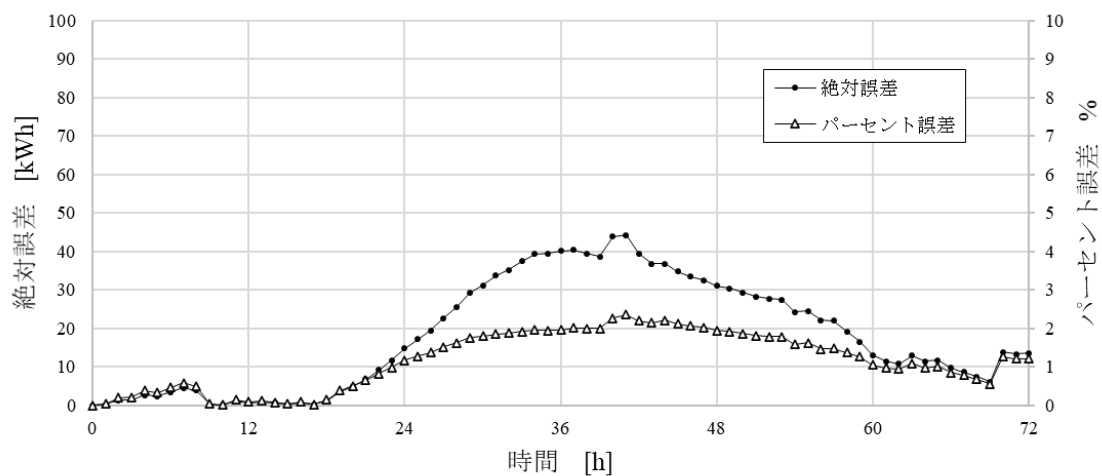


Fig. 2-7 蓄電量の予測誤差の推移 (72 h)

④ 最適化計算のための連続近似

Fig. 2-4で示したように、蓄電池出力が0 kWの点において計算式が不連続になっている。BESSの蓄電量は蓄電池出力より計算されるため、BESS出力と蓄電量の間にも不連続性が存在する。通常、不連続式を含むモデルの最適化では、メタヒューリスティクスやDP等の探索的アルゴリズム、或いは混合整数線形計画法 (MILP: Mixed Integer Linear Programming) が一般的に用いられる。前者は計算コストが比較的高く後者は定式化の際に工夫を要するため、本研究では数理最適化の効率性に加えてMILPに比べより直感的な定式化を可能にするためにSQPを用いた。MPCで複数ステップ先までの蓄電量を計算してBESS出力を最適化する場合、SQPを用いると二次関数に近似する際に目的関数を微分する必要があるため、シグモイド関数を用いて式 Eq. (2-1) ～ Eq. (2-3) を連続的な式に近似した。

近似式を式 Eq. (2-8), Eq. (2-9) に示す。

$$P_{BESS,t} = \left\{ \frac{1}{\eta_{PCS}} + \left(\eta_{PCS} - \frac{1}{\eta_{PCS}} \right) f_{sigmoid} \right\} P_{Battery,t} - P_{AUX} \quad \dots \dots \text{Eq. (2-8)}$$

$$f_{sigmoid} = \frac{1}{1 + e^{-aP_{Battery,t}}} \quad \dots \dots \text{Eq. (2-9)}$$

($f_{sigmoid}$: シグモイド関数の出力, a : シグモイド関数のゲイン)

シグモイド関数 (式 Eq. (2-9)) は蓄電池出力が負から正に変わる0 kW付近で急激に0 から1に変化するため、式 Eq. (2-8) より計算されたBESS出力は蓄電池出力が正、負それぞれの場合において式 Eq. (2-1), Eq. (2-2) による結果と概ね等しくなる。なお、蓄電池出力の絶対値が比較的小さい範囲を最適化計算の対象とする場合には、ゲインの値を調整する必要がある。ゲインが0.2, 1及び2の場合におけるシグモイド関数の計算結果をFig. 2-8に示す。

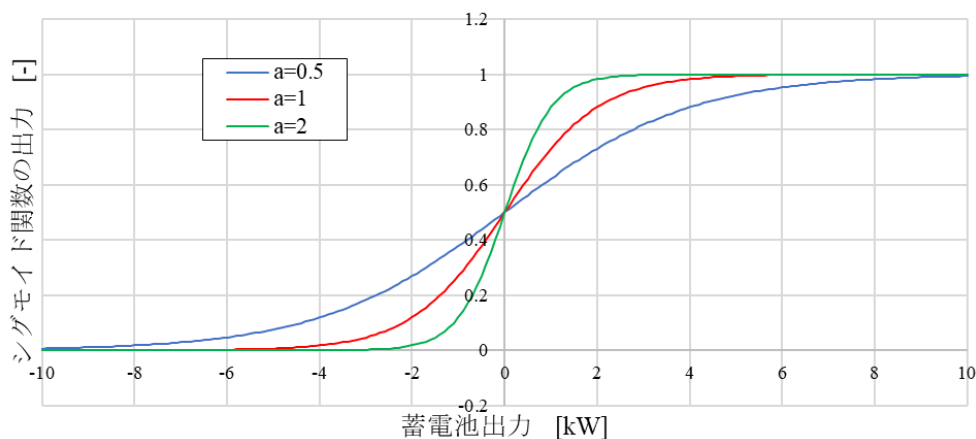


Fig. 2-8 シグモイド関数の出力

一方シグモイド関数のゲインを1と仮定し、前述した方法でPCS有効係数を0.98と推定した場合において、不連続式（式 Eq. (2-1), Eq. (2-2)）で計算したBESS出力の真値と、連続式（式 Eq. (2-8), Eq. (2-9)）で求めた推定値をFig. 2-9に示す。また、真値と推定値の寄与率をTable 2-4に示す。

その結果、蓄電池出力が-5 ～ 5 kWの範囲においてもほとんど差異が生じず (Fig. 2-9)，またゲインに対する真値と推定値の寄与率もほとんど差異がなく、1に限りなく近い結果となった (Table 2-4)。このようにゲインの値によらず連続近似に大きな影響がないため、ゲインは限りなく大きい値であるほど望ましい一方、SQPによって微分を行う際にゲインが大きいほど蓄電池出力が0 kW付近での微係数が増大するため、最適化計算が収束しなくなるリスクもある。本研究では、事前検討においてゲインが1の場合において問題が生じなかったことから、便宜的にゲインを1とした。

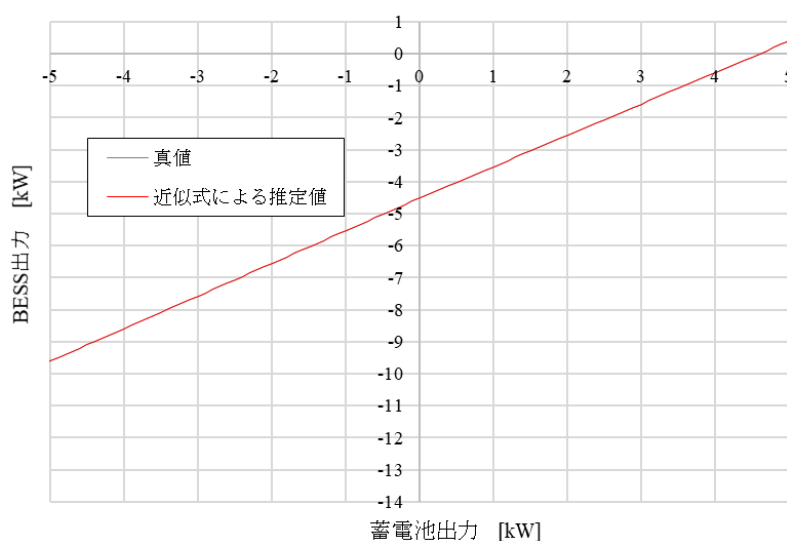


Fig. 2-9 連続近似の結果

Table 2-4 真値に対する推定値の寄与率

ゲイン	寄与率
0.1	0.9999512
0.5	0.9999999
1.0	0.9999999
2.0	0.9999999
10	0.9999999

なお、近似式を用いて③同様にBESS蓄電量を72時間分計算し、最終的な予測結果の誤差をTable 2-5に示す。BESS蓄電量の予測誤差がほぼ一致したことから、ゲインを1として検討を進めた。

Table 2-5 近似式によるBESS蓄電量の予測結果

	元の不連続式	近似式
BESS 蓄電量の予測誤差（開始 72 h 後）	1.216 [%]	1.217 [%]

2.2.4. 太陽光発電 (PV)

PVの出力を求める計算モデル^[7]を式Eq. (2-10)に示す。

$$P_{PV} = P_{AN} H_A K \quad \dots \dots \text{Eq. (2-10)}$$

(P_{PV} : PV出力 [kW], P_{AN} : 標準状態 (AM 1.5, 日射量 kW/m², セル温度 25°C) におけるPVアレイ出力 [kW], H_A : 全天日射量 [kW/m²], K : 総合設計係数 [-])

温度補正係数, 回路損失及び機器による損失等を表す総合設計係数は, 対象施設で計測された日射量とPV出力 (2022年1月1日～2022年12月31日) から推定し, 0.82 とした。なお実際のPV出力の値には, 上述したPV出力抑制による結果の値が含まれているため, それらを除いて計測値として用いた。

総合係数の推定値を用いて計算したPV出力と, 実際の計測値の比較結果をFig. 2-10に示す。計測値と計算値の寄与率が0.98と高いことから, 適切に総合設計係数が推定されたことを確認した。

なおPV出力が100 kW以上の場合, 計算値が計測値に対して大きくなる傾向がみられた。これは太陽高度が高くPV出力が増加する夏季では, 温度補正係数による損失の影響が高くなる^[8]ことが原因と考えられる。

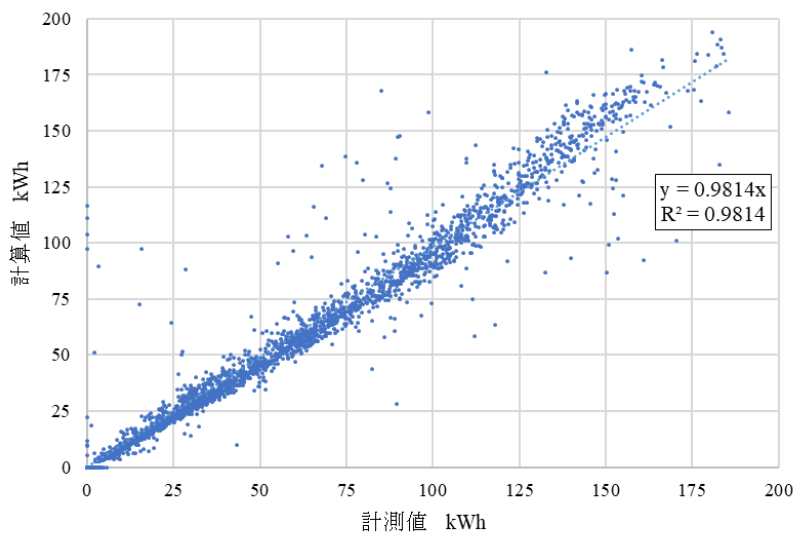


Fig. 2-10 PV出力における計測値と計算値の比較結果

2.2.5. BESSの従来制御モデル

第3章以降で記述するMPCは、予測結果をもとに指示値を決定するのに対し、現在の計測値のみを用いて一定のルールに基づきBESSの制御値を決定する方法を従来制御モデルと称し、その概要をFig. 2-11に示す。

BESSは導入目的が多様であるため、BESSの充放電制御も目的に応じて様々に存在する。その中でも、再エネ出力の細かい変動を吸収して電力系統への出力変動を抑制するための変動抑制制御^{[9][10][11]}や、受電電力を平準化してピークカット或いはピークシフトを図る平準化制御^{[12][13][14]}がその一例として挙げられる。また、近年ではFIT制度における固定価格買取期間の満了や電気料金の増加に伴い、再エネによる発電電力を最大限に自家消費するための制御^{[15][16]}も重要性を増している。

本章では再エネを最大限に自家消費するための制御（受電電力抑制制御）と、受電電力を閾値以下に抑える制御（ピークカット制御）の計算モデルを作成した。なお対象施設では、受電電力抑制制御において受電電力の目標値が設けられて運営されているため、当計算モデルでも目標値を設定できるようにモデル化を行った。

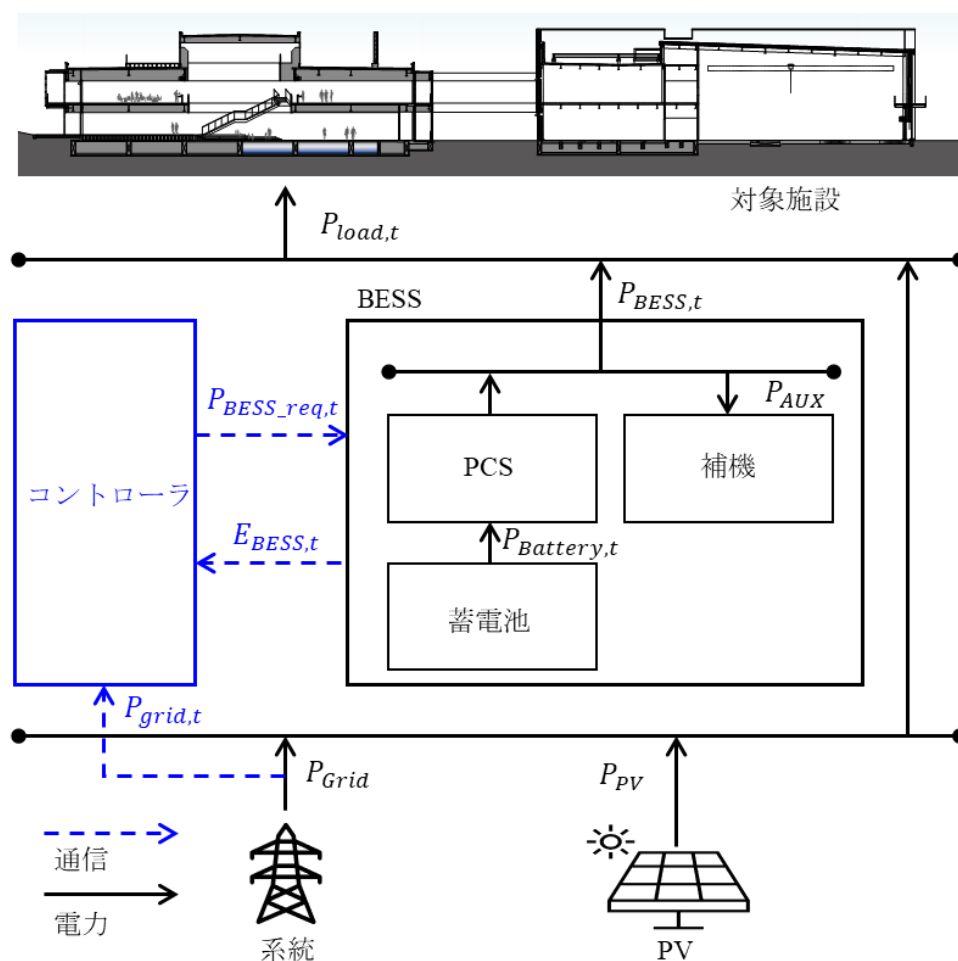


Fig. 2-11 BESS従来制御の概要

① 再エネの自家消費を最大化する制御（受電電力抑制制御）

建物内の電力バランスは、式 Eq. (2-11) で表される。

$$P_{load,t} = P_{PV,t} + P_{BESS,t} + P_{grid,t} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (2-11)}$$

($P_{load,t}$: 建物内の電力負荷 [kW], $P_{PV,t}$: PV出力 [kW], $P_{grid,t}$: 潮流電力 [kW])

受電電力を極力抑えてPVとBESSで優先的に電力負荷を賄うためには、余剰電力をBESSが充電し、不足電力を優先的にBESS出力で賄えばよい。BESSへの出力指示値は式 Eq. (2-12), Eq. (2-13) で表される。なお、不足電力から受電電力の下限目標値を減ずることで、少なくとも目標値以上の受電電力が生じるようにBESS出力の指示値が決定される計算式とした。

$$P_{BESS_req} = P_{shortage,t} - P_{REC_min} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (2-12)}$$

$$P_{shortage,t} = P_{load,t} - P_{PV,t} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (2-13)}$$

(P_{BESS_req} : BESSへの出力指示値 [kW], $P_{shortage,t}$: 不足電力 [kW], P_{REC_min} : 受電電力の下限目標値)

② 受電電力を閾値以下に抑える制御（ピークカット制御）

本制御は、与えられた閾値（契約電力）以下に受電電力を抑えることを目的とするため、受電電力が契約電力を超過した場合にのみ放電する。なお余剰電力が生じた場合は、BESSが充電される制御とした。BESSへの出力指示値は式 Eq. (2-14) ~ Eq. (2-16) で表される。

$$P_{shortage,t} > P_{demand}$$

$$P_{BESS_req} = P_{shortage,t} - P_{demand} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (2-14)}$$

$$0 \leq P_{shortage,t} \leq P_{demand}$$

$$P_{BESS_req} = 0 \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (2-15)}$$

$$P_{shortage,t} < 0$$

$$P_{BESS_req} = P_{shortage,t} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (2-16)}$$

(P_{demand} : 契約電力 [kW])

なお、2.2.2.で述べたようにBESSには蓄電容量や定格出力の制約があるため、出力指示値に対してBESSが必ずしも充放電できるとは限らないことに留意する必要がある。

2.3. システムシミュレーション

2.3.1. シミュレーションフロー

これまで述べた機器モデル及びBESSの従来制御モデルを組み合わせたシミュレーションフローをFig. 2-12に示す。シミュレーションの与条件は対象施設における電力負荷，日射量の計測値及びBESS蓄電量の初期値とし，これら与条件に基づきBESSの出力指示値が計算され，システム内の状態量（更新されたBESSの蓄電量と潮流電力）が計算される。最後に，更新されたBESS蓄電量が次ステップの初期値として入力され，上述した計算フローが繰り返される。計算フローは1時間単位とし，1年間（8,760時間）のシミュレーションが完了した時点で終了し，評価指標として年間の合計電力コスト等が出力される。

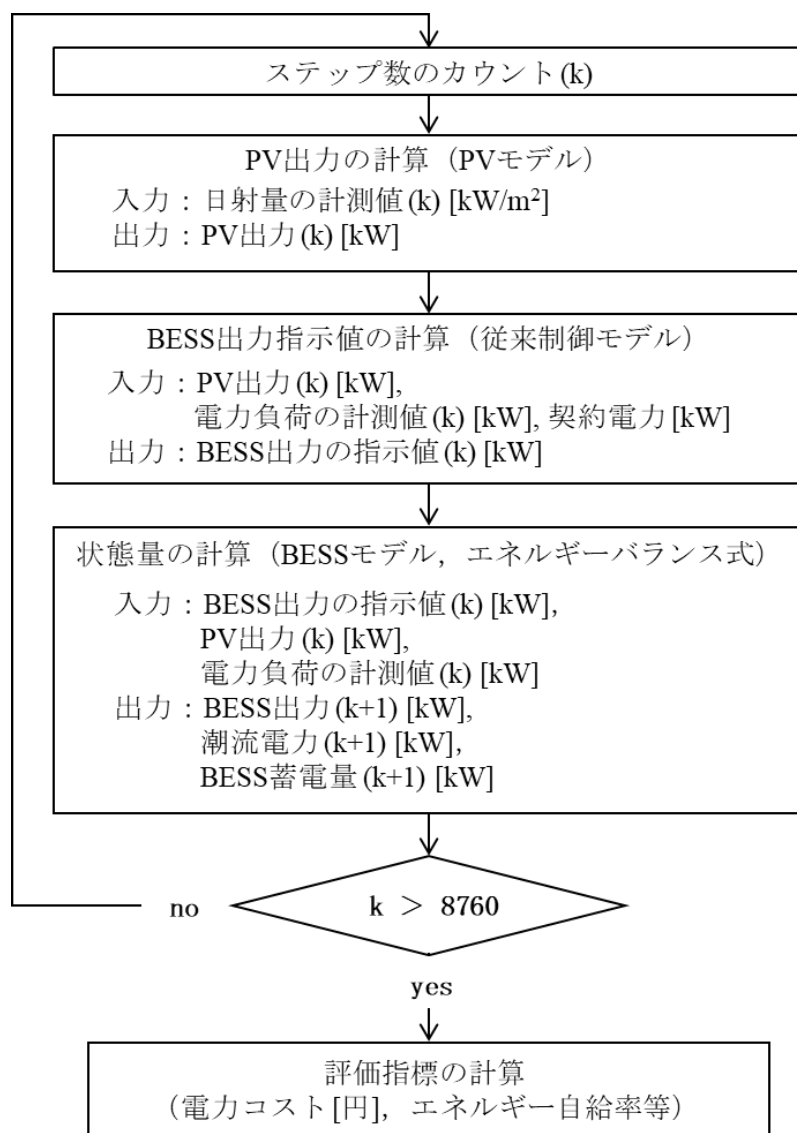


Fig. 2-12 従来制御によるシミュレーションフロー

2.3.2. シミュレーションの与条件

シミュレーションの与条件とした年間の電力負荷と日射量の計測値をそれぞれFig. 2-13, Fig. 2-14に示す。期間は2022年1月1日から同年12月31日までの1年間とし、対象施設で計測された値を用いた。なおバイオマス発電は検討対象外としたため、関連機器の消費電力は電力負荷から除いた。年末から急激に増加した特定の大容量実験設備の消費電力も同様に除いて検討した。また欠測に関しては、日射量は気象庁が公開している最も対象施設に近い観測点における値で補間し、電力負荷は営業日及び休日における各月の時刻平均で補間した。対象施設は業務用途の建物であり、夜間や土日、祝日等の休日は基本的に稼働していない。そのため、電力負荷は基本的に平日の日中に電力負荷が増加し、夜間及び休日は約20kWのベース負荷で推移している。一方、日中の電力負荷は夏期及び冬期に増加し、中間期には現象する季節性の周期が確認されたが、これは空調負荷の増減に応じて電力負荷が変化しているためである。なお、対象施設における暖房空調はバイオマス発電からの排熱を主に用いているため、夏期（Fig. 2-13, 6,000 h 付近）に比べて冬期（Fig. 2-13, 8,200 h 付近）の電力負荷が若干低くなっていると考えられる。一方、冬期の電力負荷が1月（Fig. 2-13, 0～600 h 付近）と12月（Fig. 2-13, 8,100～8,700 h 付近）では、12月の方が大きいことが確認された。これは対象施設のラボ棟で行われている実験設備の稼働率が徐々に上昇したためと考えられる。

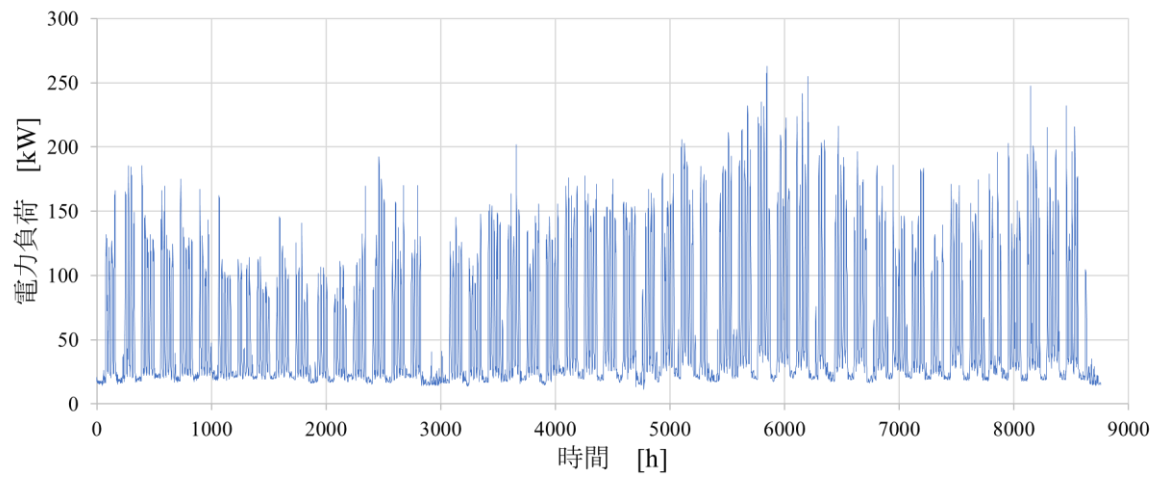


Fig. 2-13 電力負荷（年間推移）

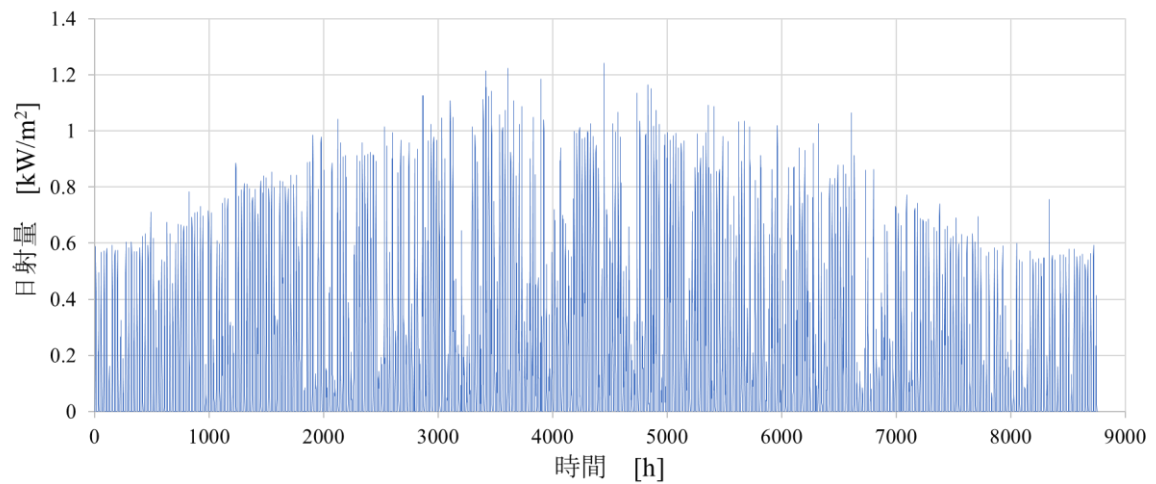


Fig. 2-14 日射量（年間推移）

2.3.3. 評価指標

様々なBESSの制御モデルを評価するため、評価指標はエネルギー自給率とランニングコスト（電力コスト）とした。

エネルギー自給率 (SSR: Self-sufficiency Ratio) は、自家消費されたPV出力と電力負荷の比率とし、式 Eq. (2-17) で表される。蓄電容量には限りがあるため、適切にBESSを制御して逆潮流を最小限に抑えることでエネルギー自給率を向上することが重要である。

$$SSR = \frac{\sum_{t=0}^{T-1} (P_{PV,t} - P_{REV,t})}{\sum_{t=0}^{T-1} P_{load,t}} \quad \dots \dots \text{Eq. (2-17)}$$

(SSR : 再エネの自家消費率 [-], T : 対象期間の長さ (8,760) [h], t : 対象期間内の任意時間 [h], $P_{REV,t}$: 逆潮流 [kW])

電力コストの計算方法を式 Eq. (2-18) ～ Eq. (2-20) に示す。電力コストは、大手発電事業者によって提供される一般的な法人顧客向け500 kW未満の料金形態^[18]を想定し、あらかじめ定められた単価に則り基本料金と従量料金が毎月請求される料金制を前提とした。なお、従量料金単価及び基本料金単価も大手発電事業者が設定している値^[18]を参考に用いた。

$$C_{all} = C_{used} + C_{base} \quad \dots \dots \text{Eq. (2-18)}$$

$$C_{used} = U_{used} \sum_{t=0}^{T-1} P_{REC,t} \quad \dots \dots \text{Eq. (2-19)}$$

$$C_{base} = \sum_{m=1}^{12} U_{base} P_{demand,m} \quad \dots \dots \text{Eq. (2-20)}$$

(C_{all} : 電力コスト [円], C_{used} : 従量料金 [円], C_{base} : 基本料金 [円], U_{used} : 従量料金単価 [円/kWh], $P_{REC,t}$: 受電電力 [kW], m : 任意月 [月], U_{base} : 基本料金単価 [円/kW], $P_{demand,m}$: 当該月の契約電力 [kW])

基本料金は当該月を含め、過去1年間における最大受電電力の中で最も大きい値から算出される契約電力 (Fig. 2-15) をもとに決定されるため、当該月の最大受電電力がそれまでの契約電力を超過した場合は契約電力が増加する。なお、12か月間連続で最大受電電力が契約電力を下回った場合は契約電力が減少する。

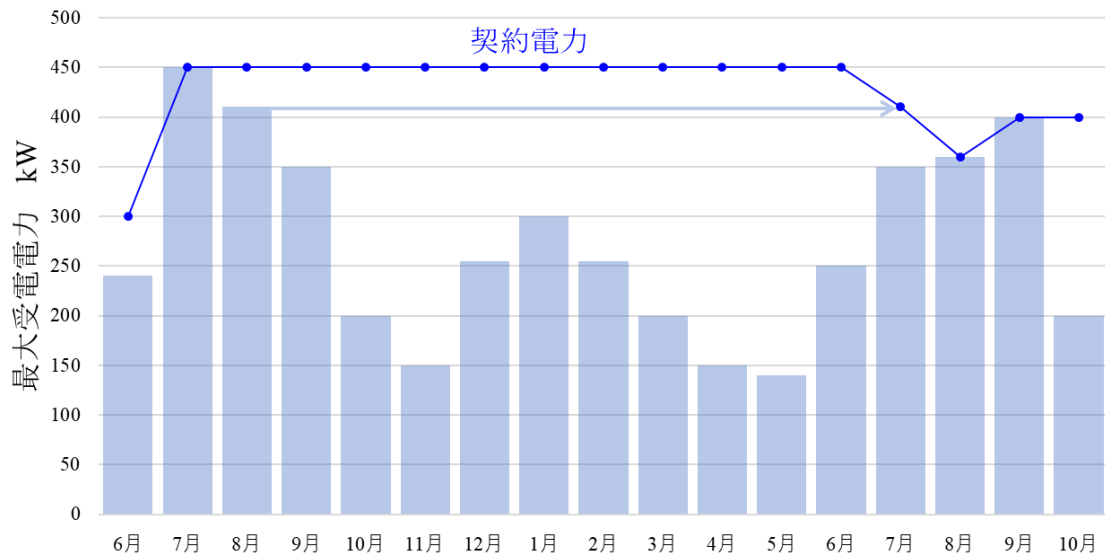


Fig. 2-15 各月の最大受電電力と契約電力の関係

2.4. 従来制御による年間シミュレーション

2.4.1. 受電電力抑制制御のシミュレーション結果と考察

年間シミュレーションの前提条件をTable 2-5に示す。なお、受電電力の下限目標値は最もエネルギー自給率が高くなる0 kWとした。

Table 2-5 前提条件

対象期間	2022/1/1～2022/12/31（1年間）
BESS 蓄電容量	4,590 kWh
BESS 定格出力	±625 kW
BESS 蓄電量の初期値	0.0 kWh
PV 定格出力	200.64 kW
受電電力の下限目標値	0 kW

シミュレーション結果として、PV出力をFig. 2-16に、潮流電力をFig. 2-17に、BESSの蓄電量及び出力をFig. 2-18, Fig. 2-19に示す。

PV出力は天候に大きく左右されるものの、夏季には最大約200 kWの出力が得られており、期待通りの結果となった (Fig. 2-16)。潮流電力は1年を通して概ね電力負荷に連動して受電電力が発生する結果となった (Fig. 2-17)。これは頻繁にBESS蓄電量が0 kWhまで低下し、電力負荷を賄うために受電電力がその都度生じたためである。

BESS蓄電量は、電力負荷が低い時間帯にPVによる余剰電力が発生し、5月の大型連休では約3,500 kWhまで増加する結果となった (Fig. 2-18, 3,000 h付近)。またBESS出力は最大で約150 kWの充放電が発生し、5月の大型連休（3,000 h付近）ではBESSが150 kW近く連続的に充電される結果となった (Fig. 2-19)。これは大型連休中の電力負荷は約25 kWと比較的低いため、PV出力による余剰電力が発生してBESSに充電された結果である。

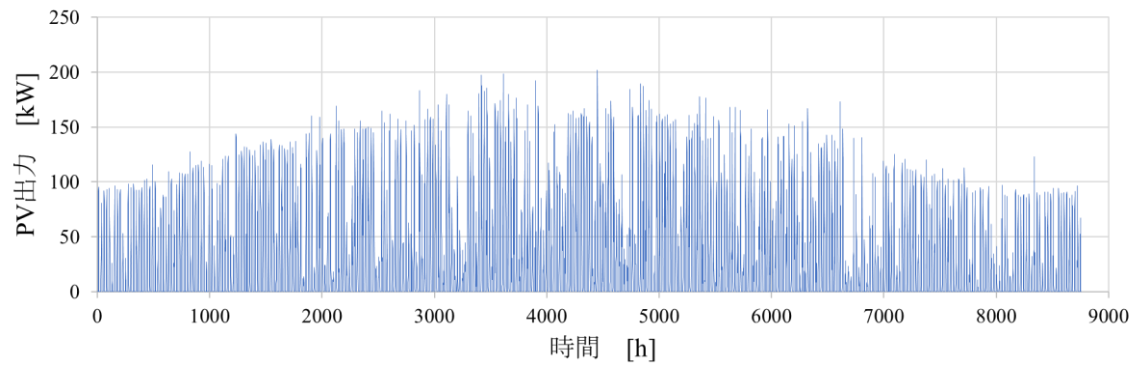


Fig. 2-16 PV出力 (年間シミュレーション)

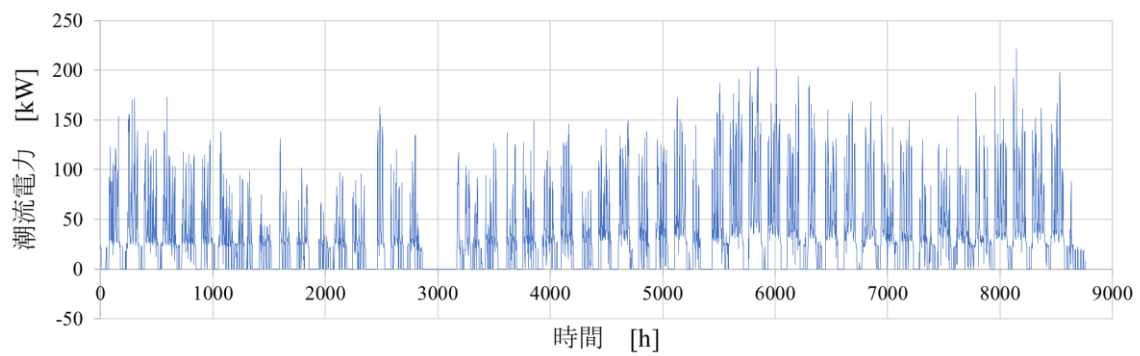


Fig. 2-17 潮流電力 (年間シミュレーション)

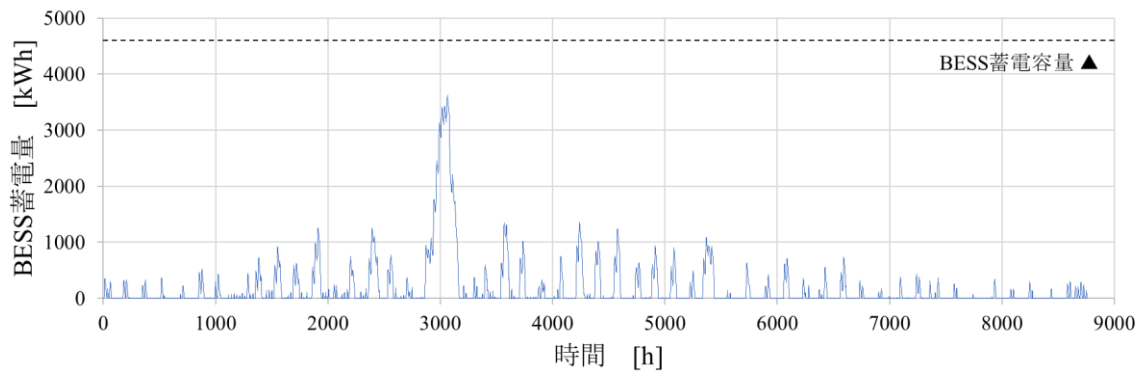


Fig. 2-18 BESS蓄電量 (年間シミュレーション)

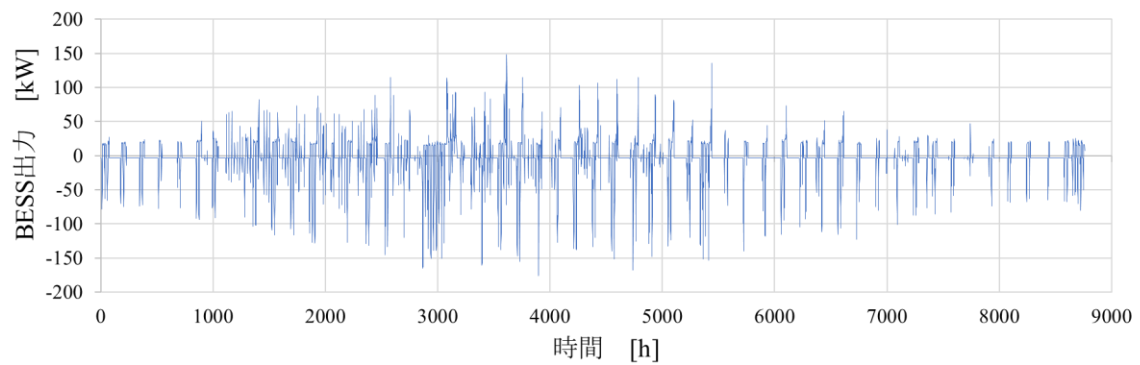


Fig. 2-19 BESS出力 (年間シミュレーション)

次に、4月の代表週（月曜から日曜）の電力負荷及びPV出力をFig. 2-20に、潮流電力をFig. 2-21に、BESSの蓄電量及び出力をFig. 2-22, Fig. 2-23に示す。

はじめの4日間はBESSがほとんど充放電されず、蓄電量も大きく増加しない結果となった (Fig. 2-22, Fig. 2-23, 0 ～ 120 h)。これは夜間を除き、電力負荷に対して概ね同量のPV出力が得られており、電力需給が等しい状態が連続したためである (Fig. 2-20, 0 ～ 120 h)。一方、週末はBESSが最大で約140 kW充電して蓄電量も1250 kWまで増加する結果となった (Fig. 2-22, Fig. 2-23, 120 ～ 168 h)。これは週末にPV出力が電力負荷を大きく上回り、余剰電力が発生したためである。

以上より、受電電力抑制制御はまったく逆潮流を発生させることなくBESSが制御されたため、建物のエネルギー自給率を向上するためには有効であることが示された。一方、1年間を通してBESSの蓄電量が頻繁に0 kWhまで低下し、その度に受電電力が電力負荷に応じて発生してしまうため、受電電力の平準化の観点における課題も示された。

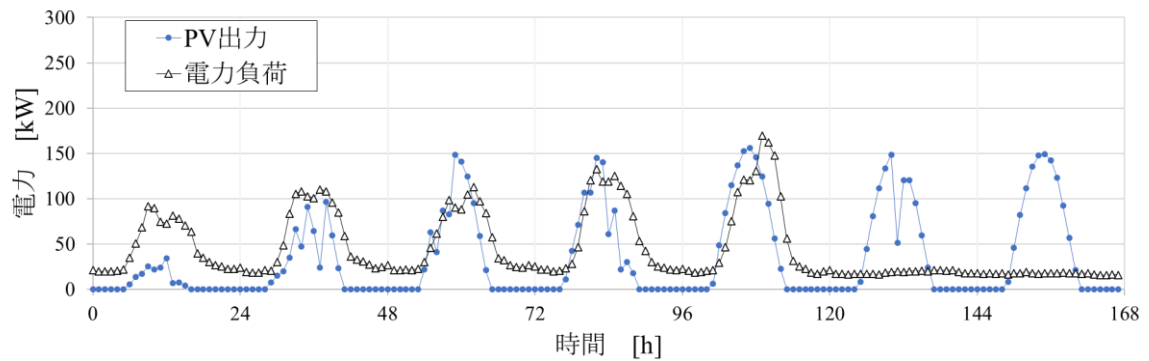


Fig. 2-20 電力負荷とPV出力（代表週：2022/4/4（月）～4/10（日））

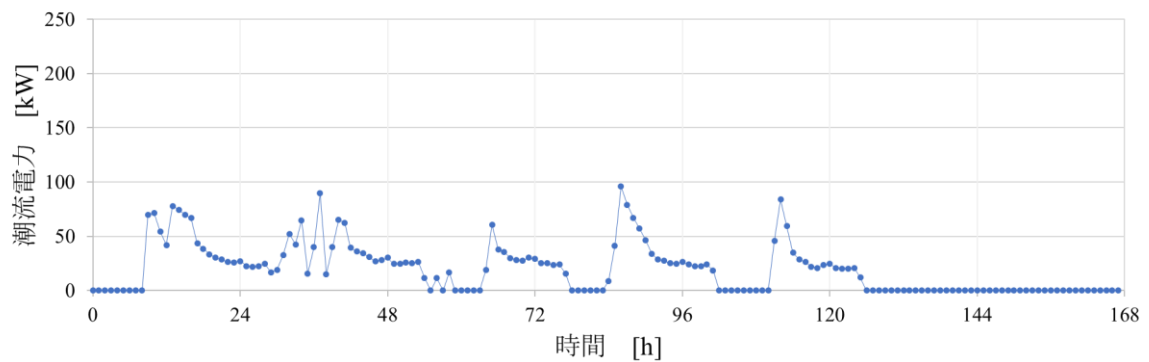


Fig. 2-21 潮流電力（代表週：2022/4/4（月）～4/10（日））

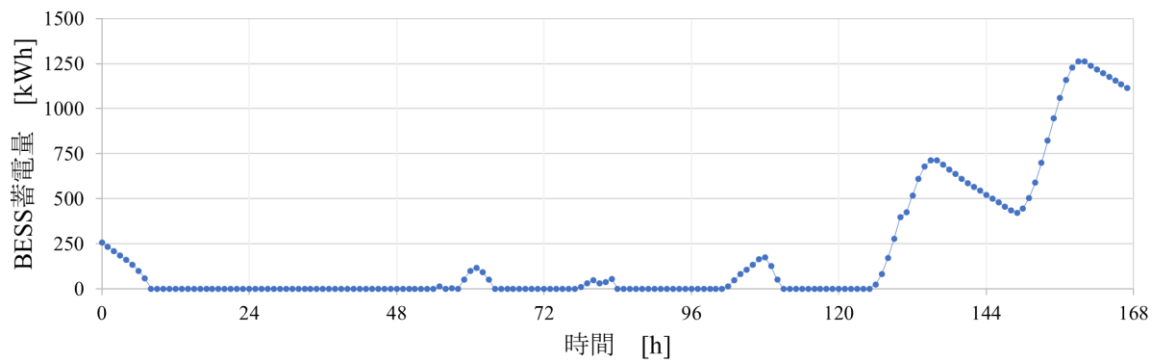


Fig. 2-22 BESS蓄電量（代表週：2022/4/4（月）～4/10（日））

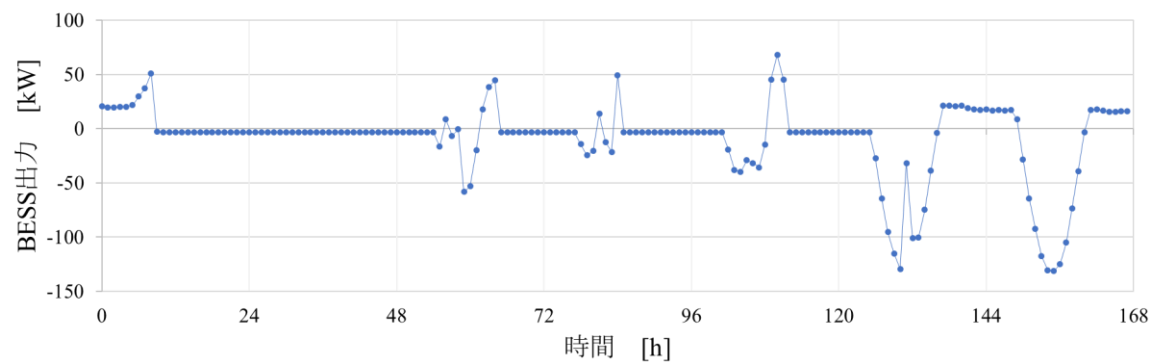


Fig. 2-23 BESS出力（代表週：2022/4/4（月）～4/10（日））

2.4.2. ピークカット制御のシミュレーション結果と考察

年間シミュレーションの前提条件は受電電力抑制制御と同様 (Table 2-5) とした。なお、ピークカットの閾値となる契約電力は100 kWとしてシミュレーションを行った。

シミュレーション結果として、PV出力をFig. 2-24に、潮流電力をFig. 2-25に、BESSの蓄電量及び出力をFig. 2-26, Fig. 2-27に示す。なお比較のため、受電電力抑制制御（下限目標値：0 kW）の結果を併記した。

潮流電力は、受電電力が契約電力 (100 kW) に達した際、基本的には契約電力以下に抑えられたが、一部の期間では受電電力が契約電力を超過する様子が確認された (Fig. 2-25, 250 h付近, 6,000～8,500 h付近)。これは蓄電量が十分な状態ではBESSが適切に放電してピークカットが実行されるが、蓄電量が0 kWhの状態では適切に放電されないためである。

BESS蓄電量は、2月から9月にかけて満充電に近い状態が続き (Fig. 2-26, 2,000 ～ 5,500 h付近)，その他の期間では蓄電量が0から1000 kWhの間で推移する結果となった。これは、ピークカット制御では受電電力が契約電力を超過した場合にのみBESSが放電される一方、余剰電力はBESSに空き容量がある場合必ず充電されるためである。

BESS出力は、1年間の大半において充電される結果となった (Fig. 2-27)。これは前述したとおり、ピークカット制御では受電電力が契約電力を超過した場合のみBESSが放電するため、余剰電力が生じやすい時期はBESSが連続的に充電されたためである。

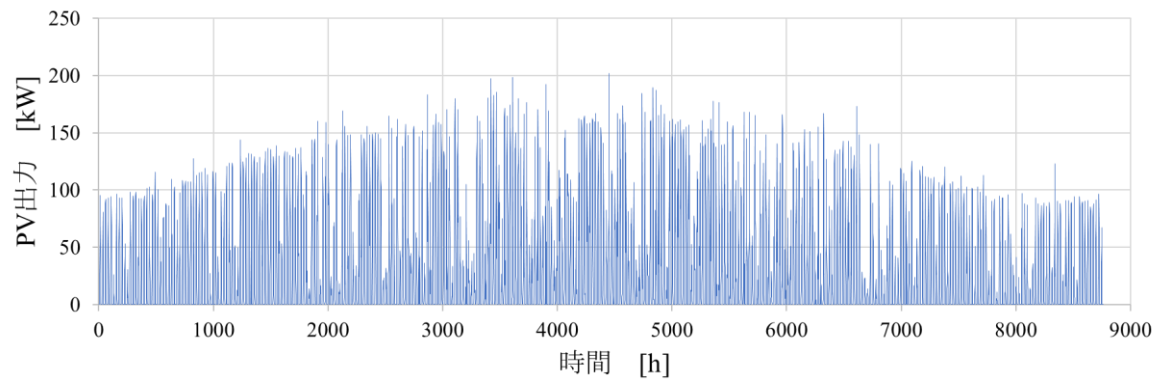


Fig. 2-24 PV出力 (年間シミュレーション)

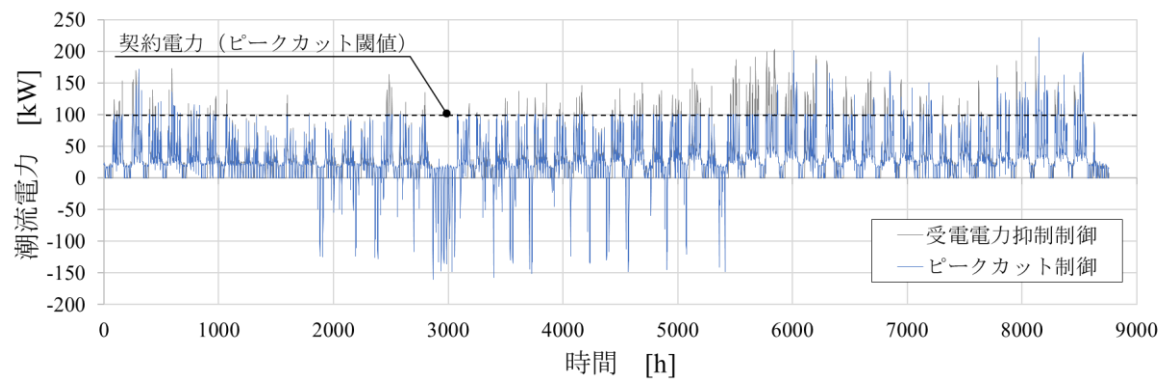


Fig. 2-25 潮流電力 (年間シミュレーション)

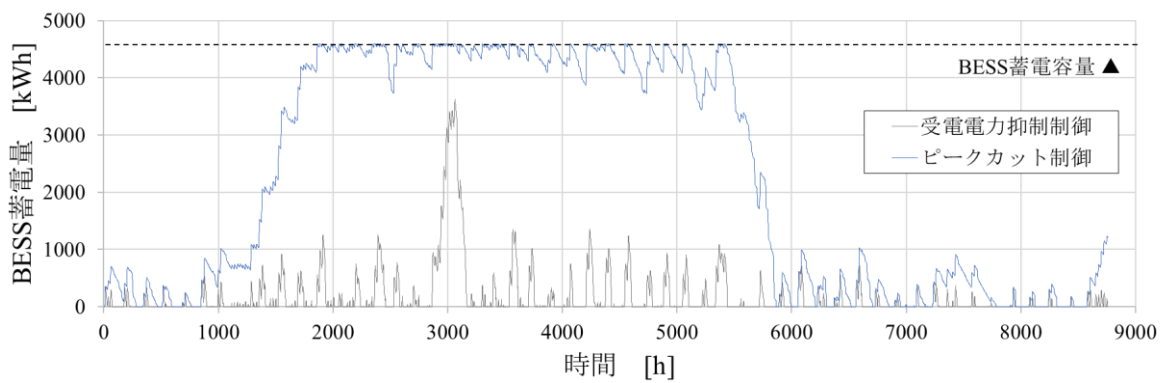


Fig. 2-26 BESS蓄電量 (年間シミュレーション)

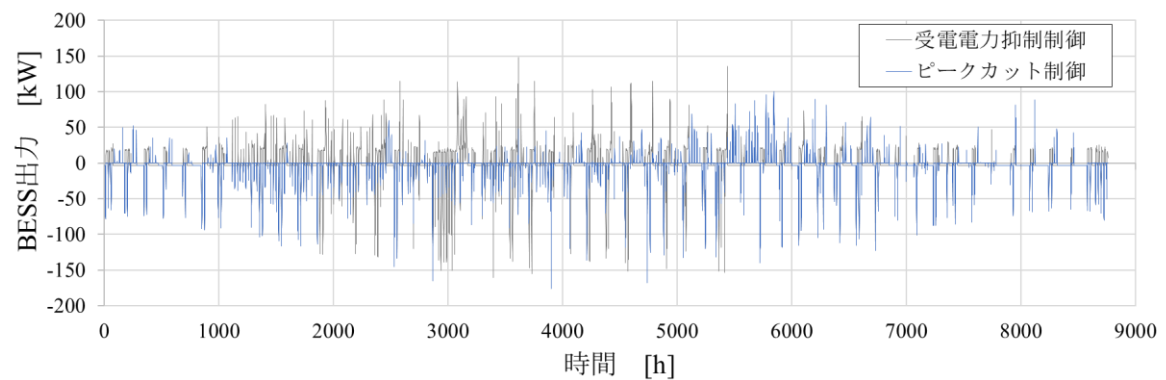


Fig. 2-27 BESS出力 (年間シミュレーション)

次に、8月の代表週（月曜から日曜）の電力負荷及びPV出力をFig. 2-28に、潮流電力をFig. 2-29に、BESSの蓄電量及び出力をFig. 2-30, Fig. 2-31に示す。

受電電力は、契約電力以下に適切に抑えられる結果となった (Fig. 2-29, 0 ~ 120 h)。これはピークカット制御によって受電電力が契約電力を超過しそうな場合に適切にBESSが放電したためである (Fig. 2-31)。BESSの蓄電量は、平日の5日間は減少傾向にあり、週末のみ増加する結果となった (Fig. 2-30)。これは平日の全時間帯において電力負荷がPV出力を上回り、週末のみPV出力による余剰電力が生じたためである (Fig. 2-28)。なお、夕方の時間帯にのみBESSが放電し、その他の時間では動作しない状況が確認された (Fig. 2-31, 0 ~ 120 h)。これは電力負荷が大きいにも関わらず太陽が沈みPV出力が低下する夕方の時間帯に、受電電力が急激に増加してピークカット制御が働いてBESSが放電したためである (Fig. 2-31の18 h, 42 h 付近等)。

なお契約電力を130 kWとすると、1年を通して受電電力が一度も契約電力を超過しない契約電力の内最も低い値となった。すなわちピークカット制御における契約電力の最適値は130 kWであることが示された。

以上より、ピークカット制御は受電電力を閾値以下に抑える効果はあるものの、契約電力を適切に設定しなければ受電電力が契約電力を超過してしまうことが示された。またピークカットが動作しない限り充電傾向にあるため、満充電の状態が続いて逆潮流が頻繁に発生することが示された。

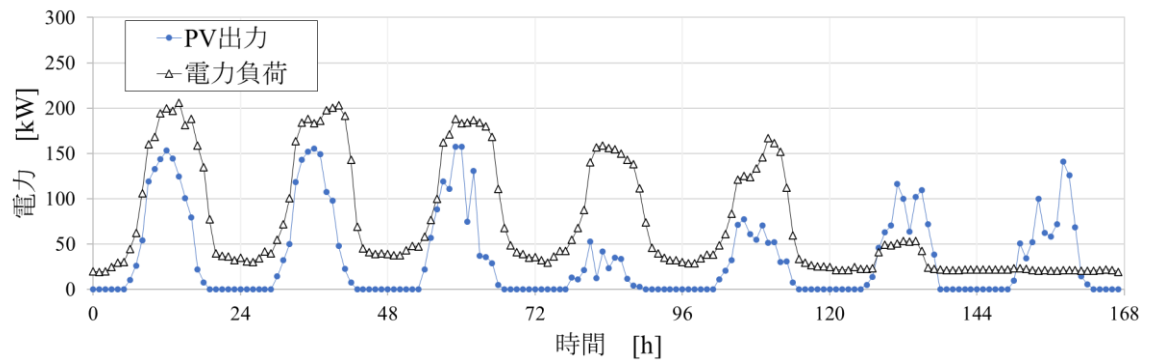


Fig. 2-28 電力負荷とPV出力（代表週：2022/8/1（月）～8/7（日））

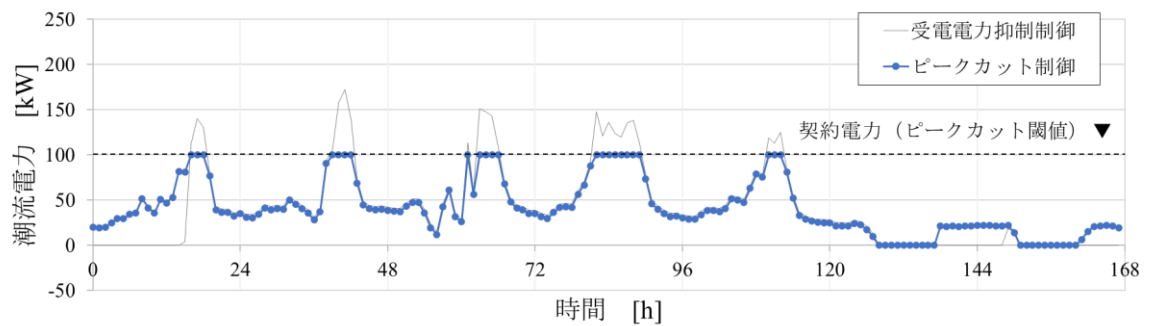


Fig. 2-29 潮流電力（代表週：2022/8/1（月）～8/7（日））

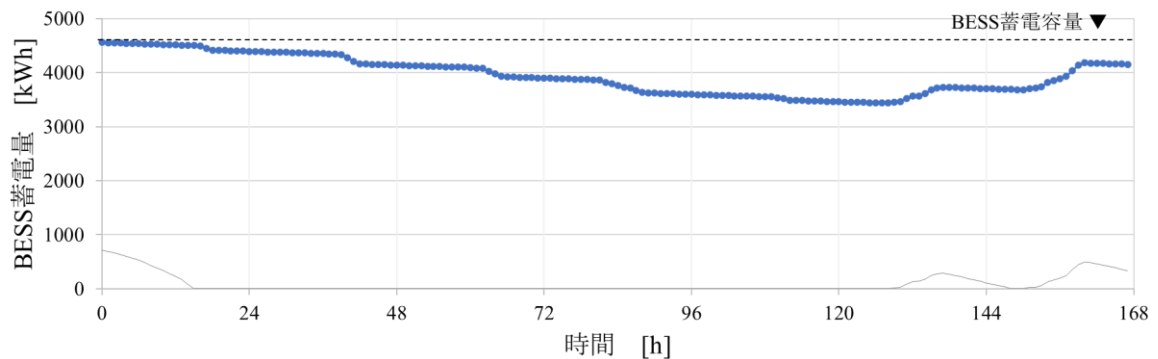


Fig. 2-30 BESS蓄電量（代表週：2022/8/1（月）～8/7（日））

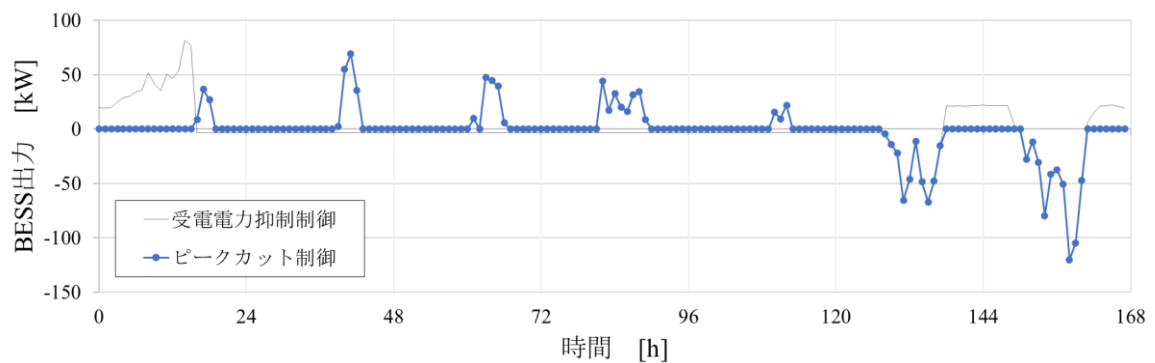


Fig. 2-31 BESS出力（代表週：2022/8/1（月）～8/7（日））

2.4.3. 受電電力抑制制御の最適化

受電電力抑制制御によるシミュレーション (2.4.1.) では受電電力の下限目標値を0 kWに設定したため、頻繁にBESSの蓄電量が0となり受電電力が増加する結果となった。一方で目標値を増加させると一定量の受電電力が常に生じ、BESSの蓄電量が十分に確保されて受電電力を平準化できる。下限目標値を0 kWから少しずつ増加させて年間シミュレーションを数回実施した結果、目標値が53 kWの場合に最も受電電力が平準化される結果となった。

受電目標値を30 kWと53 kWの2通りで実施した年間シミュレーションの結果として、潮流電力をFig. 2-32に、BESS蓄電量をFig. 2-33に示す。また、8月の代表週における潮流電力及びBESS蓄電量をそれぞれFig. 2-34, Fig. 2-35に示す。なお、シミュレーションの前提条件はこれまでと同様 (Table 2-5) とした。また比較のため、受電電力の下限目標値が0 kWの場合の結果も併記した。

下限目標値が53 kWの場合、受電電力は1年を通して一度も目標値を超過することがなかった (Fig. 2-32)。これはBESS蓄電量が6,000 h 付近で0 kWh近くまで減少したものの (Fig. 2-33, 6,000 h 付近)、一度も0 kWhに達しないように目標値が適切に設定されたためである。BESSの蓄電量は、下限目標値が増加すると満充電に達する期間が長くなり (Fig. 2-33)、逆潮流が多く発生する結果となった (Fig. 2-32, 1,000 ~ 5,500 h等)。これはベースで受電される電力量が増加したため、余剰電力が慢性的に発生したためである。

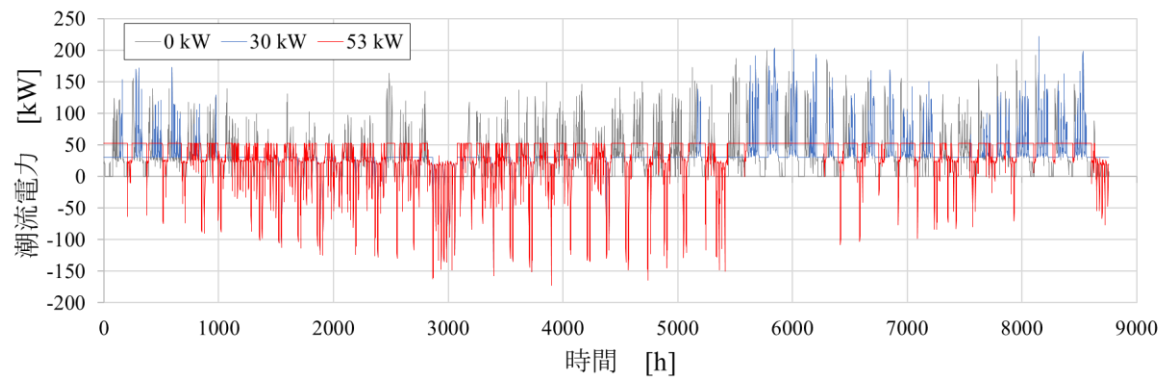


Fig. 2-32 潮流電力（年間シミュレーション）

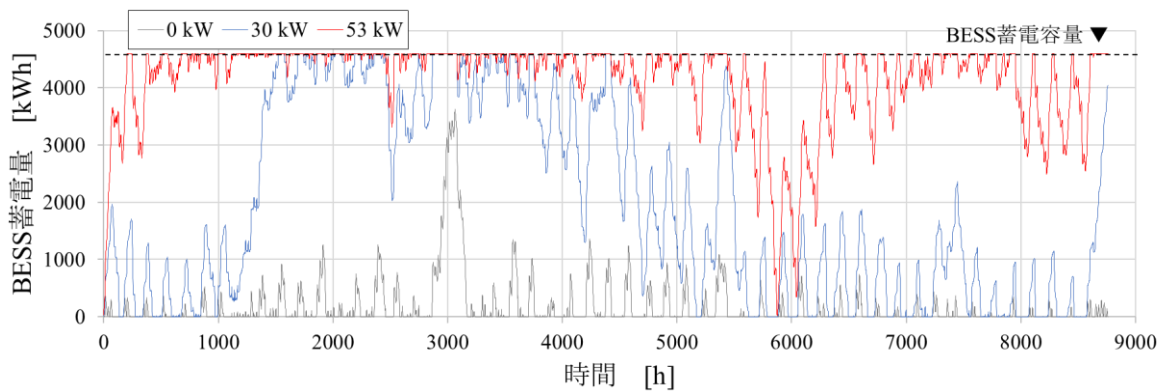


Fig. 2-33 BESS蓄電容量（年間シミュレーション）

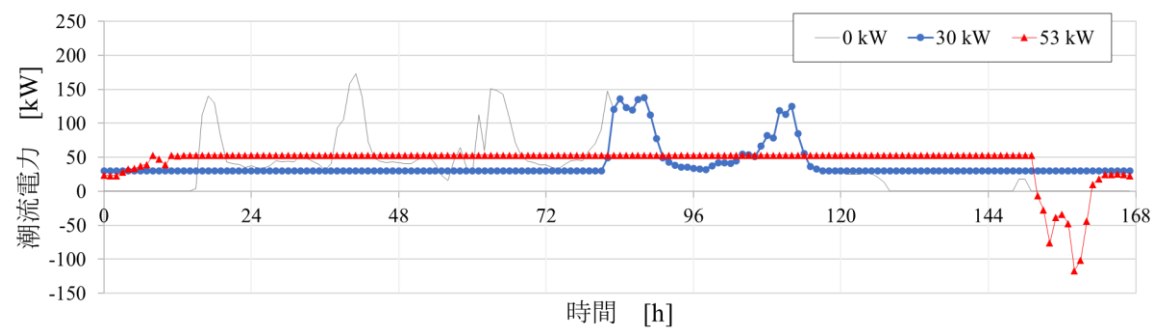


Fig. 2-34 潮流電力（代表週：2022/8/1（月）～8/7（日））

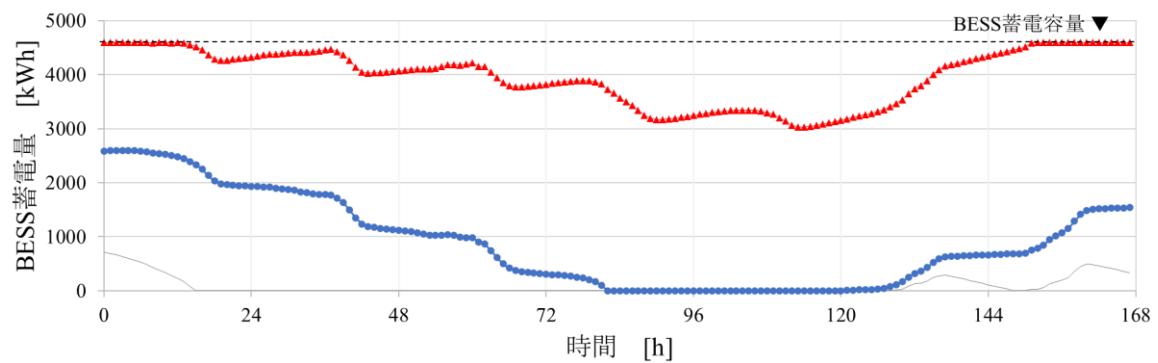


Fig. 2-35 BESS蓄電容量（代表週：2022/8/1（月）～8/7（日））

2.4.4. 従来制御の評価

BESSの従来制御を用いた年間シミュレーションにおける評価指標の計算条件をTable 2-6に、評価指標及び潮流電力をFig 2-36 ～ Fig. 2-38に示す。なお、基本料金の計算は年間の最大受電電力を契約電力として式 Eq. (2-20)を用いて計算した。また、最終的にBESSの蓄電量として利用されなかった電力量のコストは、従量料金の合計値からBESSの残蓄電量と従量料金単価を掛け合わせた値を減じて補正した。

電力コストは、受電電力抑制制御の目標値が53 kWの場合に最も低い結果となった (Fig. 2-36)。これは受電電力が一度も目標値を超過せず、1年を通して53 kW以下に平準化されたためである。一方、目標値が53 kWの場合が最も従量料金が高い結果となった (Fig. 2-36の上段)。これはBESS蓄電量が頻繁に満充電となり、PV出力が逆潮流として電力系統に流出して年間の受電電力量が増加したためである (Fig. 3-38)。

エネルギー自給率は、目標値が増加すると減少し、53 kWの場合に最も低い結果となった (Fig. 2-37)。これも前述したように、目標値が増加するとBESSが頻繁に満充電に達し、PV出力が逆潮流として電力系統に流出したためである (Fig. 2-38)。

以上の結果より受電電力抑制制御における一定の効果は示されたものの、目標値53 kWは今回の与条件（電力負荷、日射量）に対してのみ最適であり、実際は時々刻々と変動するPV出力或いは電力負荷を踏まえて目標値を決定する必要があると考えられる。すなわち、MPCを適用すれば電力需給を予測して逆潮流を最小限に抑えつつ、受電電力を平準化できる可能性が示唆された。

Table 2-6 評価指標の計算条件

電力コスト	基本料金の単価	1,800 円/kW
	従量料金の単価	17 円/kWh
	基本料金の力率割引率	-
	再生可能エネルギー発電促進賦課金	-
	燃料費等調整額	-
比較対象		ピークカット制御（閾値 130 kW） 受電電力抑制制御（目標値 0 kW）

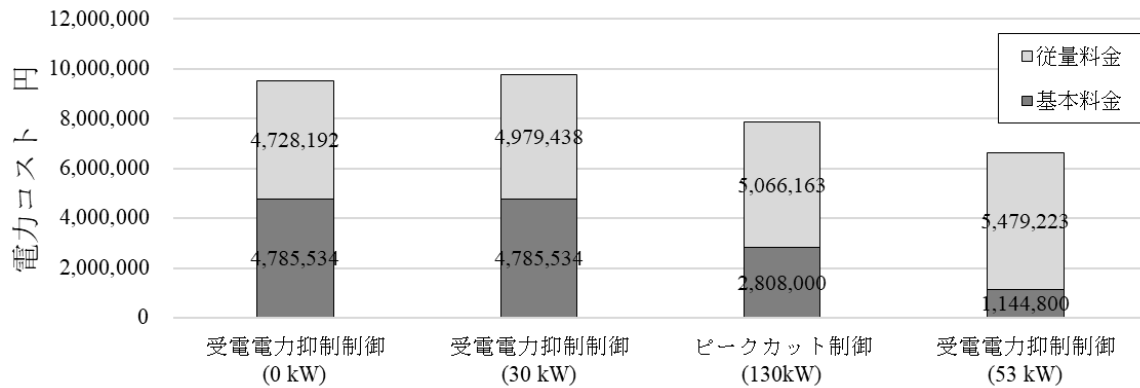


Fig. 2-36 年間の電力コスト

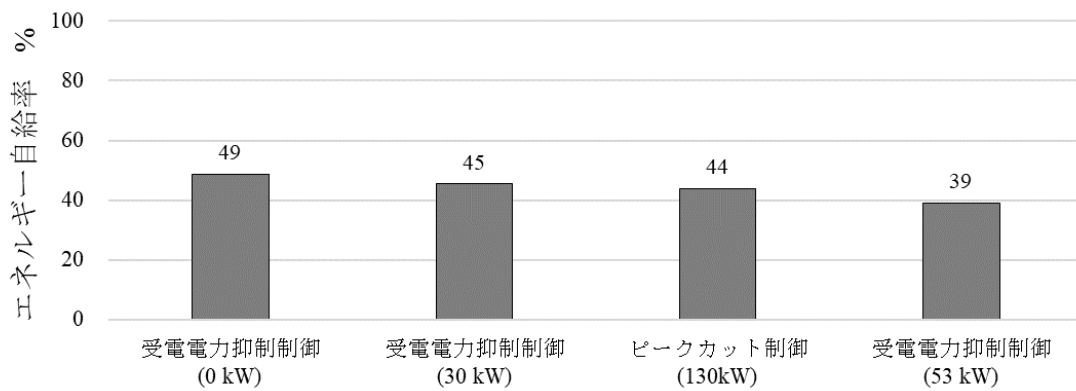


Fig. 2-37 年間のエネルギー自給率

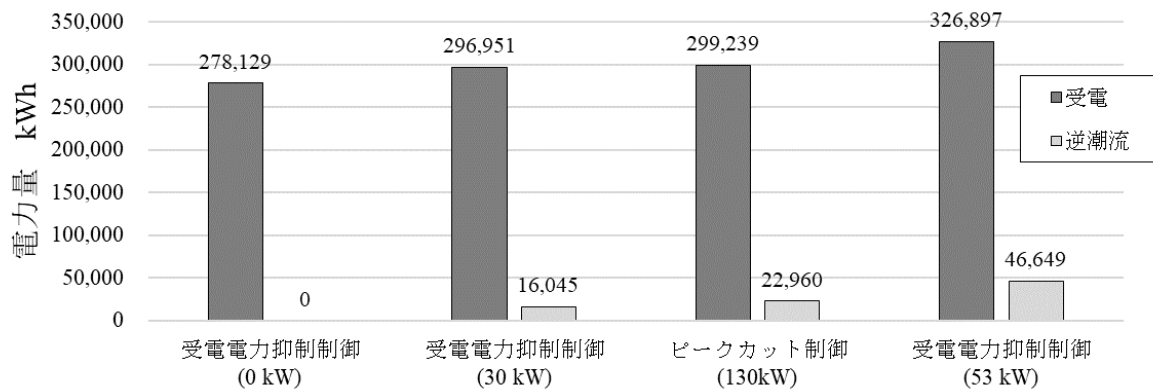


Fig. 2-38 年間の受電及び逆潮流の合計電力量

2.5. 小括

本章では、まず研究対象とした施設の概要と電力システムについて述べた。次に、対象施設のBESSとPVにおける機器モデルの計算式とその妥当性を示した。また従来のBESS充放電制御モデルを2種類（受電電力抑制制御、ピークカット制御）示し、それぞれを適用した年間シミュレーションの結果について考察した。

得られた主な知見を以下に示す。

- 1) BESSモデルを蓄電池本体、PCS及び補機類を構成要素として構築し、PCSの有効係数と補機類の消費電力をそれぞれ0.98、4.51 kWと推定することで、BESS出力に対して72時間後までの蓄電量を最終的な絶対誤差1.2 %の精度で予測できる。
- 2) PVの計算モデルは総合設計係数を0.82に推定することで、日射量を入力としたPV出力を寄与率0.98の精度で再現できる。
- 3) ピークカット制御は、受電電力を閾値以下に抑える効果はあるものの、閾値を適切に設定しなければ受電電力が契約電力を超過してしまう。
- 4) ピークカット制御は受電電力が閾値を超過しない限りBESSは放電されないため、BESSが満充電の状態が続いて逆潮流が発生しやすい。
- 5) 受電電力抑制制御は、受電目標値を53 kWに設定すると1年間の契約電力を最小限に抑えられ、目標値を0 kWとした場合に比べて電力コストを約30 %低減できる。一方、BESSが頻繁に満充電に達し、1年間で約46,000 kWhの逆潮流が発生する。

参考文献

- [1] 武藤友香, 羽鳥大輔, 高西茂彰, 平原美博, 清水昭浩, 木村健太郎, 牧野内絵理, 粕谷文: エネルギー自立型サステナブル研究施設の計画と実証評価 (第1報) 全体計画及びコンセプト. In 空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集 令和 元年度大会 (札幌) 学術講演論文集 第10巻 都市・環境 編, pp. 185-188, 2019.
- [2] 村上周三, 松尾陽, 坂本雄三, 石野久彌, 大塚雅之, 赤坂裕, 滝澤総, 野原文男: OS-18 外皮・躯体と設備・機器の総合エネルギーシミュレーションツール「BEST」の開発 (その1): BEST 開発の背景と趣旨, pp.1969-1972, 2007.
- [3] 建設通信新聞 (2面), 2023年3月22日.
- [4] Y. Matsunami, Y. Gao, S. Miyata, Y. Akashi, K. Shibata, K. Katayama, Y. Hirahara. In 空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集 令和3 年度大会 (福島) 学術講演論文集 第9巻, エネルギー管理 編, pp. 1-4, 2021.
- [5] 水谷麻実 et al, 蓄電池システムの充放電効率に関する考察, 電気学会論文誌B, Vol.136, No.11, pp.824-832, 2016年
- [6] G.A. Rampinelli, A. Krenzinger, F. Chenlo Romero : Mathematical models for efficiency of inverters used in grid connected photovoltaic systems , Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 34, pp. 578-587, 2014.
- [7] 一般社団法人日本電気工業会: 共用・産業用太陽光発電システム計画ガイドブック, 2001.
- [8] 岸田真一, 三浦尚志, 西澤繁毅, : 太陽光発電設備の年間発電量の推計方法に関する調査, 2018.
- [9] J. Zeng, B. Zhang, C. Mao, Y. Wang : Use of battery energy storage system to improve the power quality and stability of windfarms, Proc. Int. Conf. Power System Technology, pp.1-6, 2006.
- [10] H. T. Le, S. Santoso, W. M. Grady : Development and analysis of an ESS-based application for regulating wind farm power output variation, Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting, Calgary, Alberta, Canada, pp.26-30, 2009.
- [11] S. Teleke, M. E. Baran, S. Bhattacharya, A. Q. Huang, Rule-Based Control of Battery Energy Storage for Dispatching Intermittent Renewable Sources, IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 1, No. 3, pp. 117-124, 2010.
- [12] 西原 英, 谷口 一徹, 加藤 晋也, 福井 正博: 電力需要のピークカットに貢献する蓄電池マネジメント手法, 研究報告システムLSI設計技術 (SLDM), 2013-SLDM-160, Vol. 24, pp. 1-6, 2013.
- [13] T. H. Mehr, M. A. S. Masoum, N. Jabalameli : Grid-connected Lithium-ion battery energy storage system for load leveling and peak shaving, 2013 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Hobart, TAS, Australia, pp. 1-6, 2013.
- [14] B. Bereczki, B. Hartmann, S. Kertész : Industrial Application of Battery Energy Storage Systems -Peak shaving-, 2019 7th International Youth Conference on Energy (IYCE), Bled, Slovenia, pp. 1-5, 2019.
- [15] G. Oliveira e Silva, P. Hendrick : Photovoltaic self-sufficiency of Belgian households using lithium-ion batteries, and its impact on the grid, Applied Energy, Vol. 195, pp. 786-799, 2017.

- [16] P. Ollas, J. Persson, C. Markusson, U. Alfadel, : Impact of Battery Sizing on Self-Consumption, Self-Sufficiency and Peak Power Demand for a Low Energy Single-Family House With PV Production in Sweden, 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC), Waikoloa, HI, USA, pp. 0618-0623, 2018.
- [17] 東京電力エナジーパートナー (株) HP : 業務用電力（契約電力500 kW未満）, https://www.tepco.co.jp/ep/corporate/plan_h/plan06.html (2023 年 5 月 2 日閲覧)

第3章

固定料金制における最適制御

3.1. 本章の背景と目的

3.1.1. 建築システムにおけるBESSの適用

国内の電力システムの容量不足や、エネルギーセキュリティにおける重要性の高まりを背景として、今後は需要家も再エネに加えてBESSを導入し、そのコストメリットを最大限に発揮できる制御が重要になることは序論で述べたとおりである。

一方、日本政府が系統容量の平準化を目的として推進しているFIP制度やVPP等で前提となっている電力取引には、電力価格の高騰やインバランス料金といったリスクが存在すること、また多くの地域では逆潮流の規制が依然として残っていることを踏まえると、当面は従来の固定料金制を採用する需要家が多いと想定される。しかし、固定料金制においても、需要家は受電電力を契約電力以下に極力抑え、電力システムの容量平準化に寄与することが求められる。また、国内では自然災害の増加による大規模停電や大型地震が増加していることから、需要家は再エネとBESSによりエネルギー自給率を向上することも今後重要になる。

これまでもエネルギー自給率の向上を目的として建築物に再エネ及びBESSを導入した既往研究は、住宅を中心として多く取り組まれてきた^{[1][2][3][4][5]}。業務用建物を対象とした事例では、一般的なZEBの取り組み^{[6][7][8][9]}や複数建物間で余剰電力を融通した研究^[10]等が報告されている。また業務用建物に対してもPV及びBESSを導入し、極力エネルギー自給率を向上するための検討も複数報告されているものの、その多くは電力負荷が100 kW未満の小規模物件が対象^{[11][12][13][14][15]}で、より大型なPV及びBESSが設置される可能性の高い中規模以上の業務用建物を対象とした検討は十分になされていない。

一方、建物の契約電力を抑えることを目的とした研究も複数報告されている。[16]は、建物内に設置されたコージェネレーションを適切に制御することで系統負荷の平準化と二酸化炭素排出量の削減を同時に図り、運用コストの低減効果を分析した。また[17]と[18]はBESSの充放電スケジュールによる潮流電力のピークカットを図り、[19]は第2章で示したようなBESSのピークカット制御について検討した。1日先の予測結果を用いてBESSの充放電計画を最適化する検討も報告されているが、線形計画法を適用するためにBESSの簡易モデルを用いている場合や、24時間に1回の最適化を前提としている場合が多い^{[20][21]}。

このように、特に中規模以上の業務用建物を対象とし、極力再エネを自家消費しながら変動するPV出力或いは電力負荷に応じて、潮流電力を平準化するためのBESSの制御に取り組んだ既往研究は少ない。

3.1.2. モデル予測制御

Fig. 3-1にモデル予測制御 (MPC) の概要図を示す。MPCは、プロセスの動的モデルに基づき一定期間における状態量の変化を予測し、状態量が設定値に一致するように入力量を決定する制御手法である^[22]。PID制御を代表とする古典制御では現在までの計測値のみを考慮して入力量が決定されるのに対し、MPCでは目的関数（例：設定値と状態予測値の誤差合計）を設定し、それがあある対象期間において最小または最大になるような入力量を最適化アルゴリズムによって計算する。このように、MPCではPID制御に比べて多くの計算コストを伴うため、適切な最適化アルゴリズムの選定と、その特性に応じて最適化問題を定式化することが非常に重要である。なお、実際の制御入力として用いられるのは1ステップ目の入力量のみであり、次ステップでは同じ処理が繰り返された後に制御入力決定される。

建築設備システムにおいては、MPCは多くの場合PID制御の代替ではなく、PID制御における設定値の最適化^{[23][24]}や、高度な運用計画の最適化として適用される場合が多い^[25]。また本研究の対象施設を含め、BESSは一般的に建物内の電圧及び周波数を制御して電力系統と連携しながら充放電を行っているため、ミリ秒単位のPID制御は必要不可欠である。よって本研究で示すMPCはPID制御を代替するのではなく、充放電電力或いは受電目標値の設定値等を最適化することを前提としている。

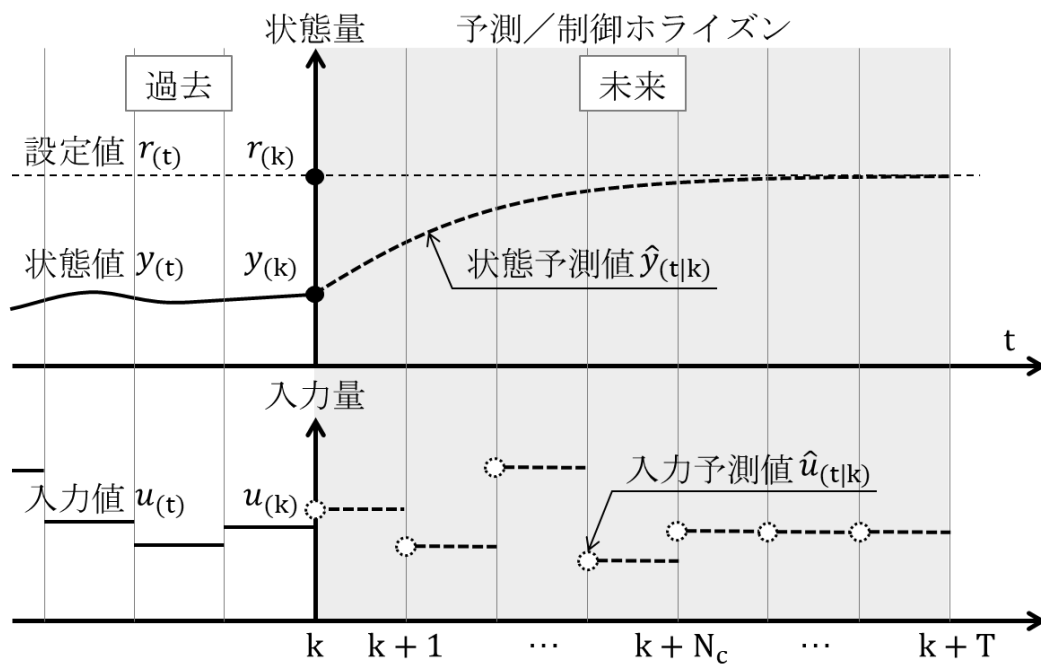


Fig. 3-1 モデル予測制御の概要

3.1.3. 最適化アルゴリズム

建物のエネルギー貯蔵として従来研究されてきた蓄熱システムでは、約1時間の間隔で最適化すれば十分であった一方、VPP等におけるDR判定や電気料金の計算では、一般的に潮流電力の30分平均値が用いられる。また逆潮流が規制された需要家は、逆潮流が発生した時点で数秒以内に逆潮流リレー (RPR: Reverse Power Relay) ^[26]を発動して系統連携を停止することが求められている。すなわち、建築物に再エネとBESSを設置しそのコストメリットを最大化するには、時々刻々と変動する再エネに対してMPCを適用し、柔軟かつ応答性高くBESSを制御することが求められる。

これまでの建物におけるエネルギー貯蔵の最適制御に関する先行研究は、再エネを含まないシステムを対象とした検討や、メタヒューリスティクス或いは動的計画法(DP)等の計算コストが比較的高い最適化手法を用いた検討が多い。機器モデルや目的関数に含まれる非線形式に対してMPCを効率的に解く手段として、制約条件を含む非線形の目的関数に対応できる逐次二次計画法^[27]が有効であると考えられる。ここでの逐次二次計画法は、LLMPCにおいて数十～数百の変数を持つ最適化問題を逐次的に計算するため、探索的に最適解を求めるメタヒューリスティクス^[28]等ではなく、非線形関数を二次計画問題として効率的に解くことができる^{[29][30]}手法として採用した。実際の計算には、汎用ライブラリScipyライブラリのSLSQP^[31]を用いた。

3.1.4. 目的と手法

以上の背景より，本章では予測結果を元にBESSで潮流電力を平準化し，年間の電力コストを最小化することを目的とした制御を負荷平準化モデル予測制御 (LLMPC : Load Leveling Model Predictive Control) と称し，その定式化手法と効果の分析結果について述べる。なお，LLMPCは電力負荷とPV出力を与条件として，BESSの充放電を制御し潮流電力を一定とすることを目標とし，定式化を行った (Fig. 3-2)。

定式化の妥当性及びその効果を検証する手段として，第2章で述べた電力システムのエネルギーシミュレーションにLLMPCを適用し，複数のケーススタディを実施した。また，対象施設は第2章で示した実際の業務用建物とし，そこで得られた電力負荷，日射量の計測値を与条件として用いた。

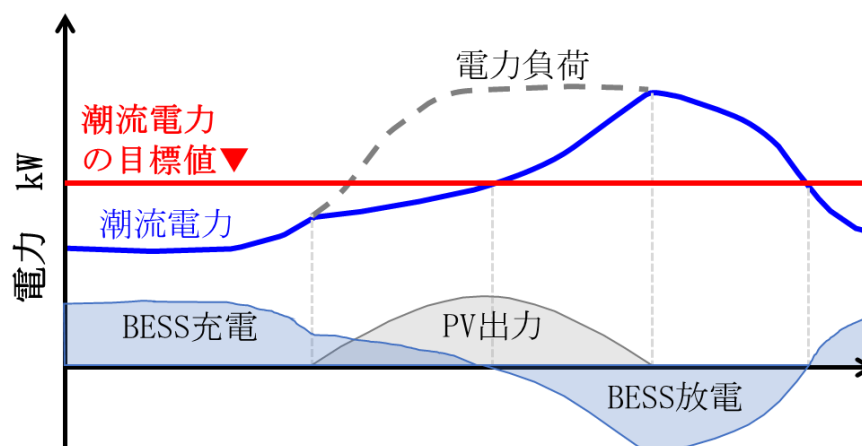


Fig. 3-2 LLMPCの概要

3.2. LL MPC

3.2.1. LL MPC-0の定式化

LL MPCの目的関数及び制約条件の概要をFig. 3-3に示す。なお図中の囲まれた部分は、予測期間における潮流電力及びBESS蓄電量の予測推移を示す。

一般的な業務用建物にBESSを導入してMPCを適用することを想定した場合、既に契約電力が定められており、それを超過しないように制御することが求められる。よってLL MPC-0では契約電力を超過しないように受電電力を最小限に抑えることを目的として定式化を行った。

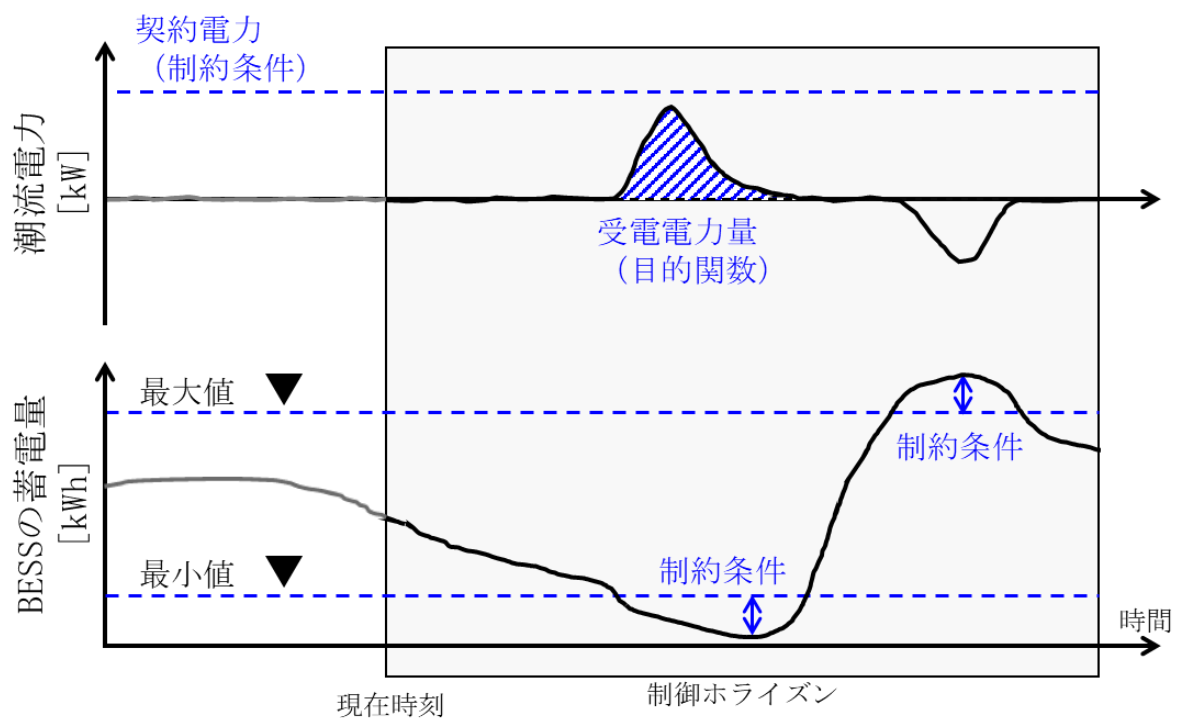


Fig. 3-3 LL MPC-0の目的関数と制約条件

① 目的関数

LLMPC-0の目的は受電電力量を最小に抑えることであるため、予測期間の受電電力量を目的関数に用いて定式化を行った。目的関数に関する数式を式 Eq. (3-2)～Eq. (3-5)に示す。なお、最適化計算を効率的に実行するため、目的関数に用いる電力はMin-Max法により正規化した。

$$\text{minimize } \sum_{k=0}^{T_h-1} P'_{REC,k} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (3-1)}$$

$$P'_{REC,k} = \max(P'_{grid,k}, 0) \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (3-2)}$$

(T_h : 予測期間 [h], $P'_{REC,k}$: 正規化された受電電力 [-], $P'_{grid,k}$: 正規化された潮流電力 [-])

正規化の計算式を式 Eq. (3-3) に示す。また

$$P'_{power} = \frac{P_{power} - P_{min}}{P_{max} - P_{min}} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (3-3)}$$

(P'_{power} : 正規化された電力 [-], P_{power} : 任意の電力値 [kW], P_{max} : 最大値 (契約電力), P_{min} : 最小値 (0 kW))

一方、建物内のエネルギーバランスが一定 (式 Eq. (2-11)) とすると次式が成り立つ。

$$P_{BESS,k} = P_{load,k} - (P_{PV,k} + P_{grid,k}) \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (3-4)}$$

また、BESS出力 $P_{BESS,k}$ に対し、BESSの蓄電量は式 Eq. (3-5) ～ Eq. (3-7) より計算できる。

$$P_{Battery,t} \geq 0 \quad (\text{放電時})$$

$$P_{BESS,t} = \eta_{PCS} P_{Battery,t} - P_{AUX} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (3-5)}$$

$$P_{Battery,t} < 0 \quad (\text{充電時})$$

$$P_{BESS,t} = \frac{1}{\eta_{PCS}} P_{Battery,t} - P_{AUX} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (3-6)}$$

$$E_{Battery,t+1} = E_{Battery,t} - \int_t^{t+1} P_{Battery,t} dt \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (3-7)}$$

(η_{PCS} : PCS有効係数 [-], $P_{Battery,t}$: 蓄電池出力 [kW], P_{AUX} : 補機電力 [kW], $E_{Battery,t}$: 蓄電量 [kWh])

以上より、変数として予測期間の潮流電力 $P_{grid,k}$ が与えられると、式 Eq. (3-4), Eq. (3-5) を用いてBESSの出力及び蓄電量が求まり、制約条件式が計算できる。

しかし、式 Eq. (3-1) で示した受電電力は潮流電力の正数のみを抽出するため、目的関数 が不連続になり、逐次二次計画法で必要な微分計算が実行できなくなる。よってLLMPC-0 ではシグモイド関数を用いることで、潮流電力から近似的に受電電力を計算して不連続性 を解消した。受電電力の近似式を式 Eq. (3-6) に示す。なお、ゲイン a はシグモイド関数の滑 らかさを変化させるために設けているが、2.2.3.同様に本研究では1とした。

$$P'_{REC,k} \approx \frac{1}{1 + e^{-aP'_{grid,t}}} P'_{grid,t} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (3-6)}$$

② 制約条件

制約条件は下記3点とした（式 Eq. (3-7)～Eq. (3-9)）。

- 1) 潮流電力は契約電力以下に収まる
- 2) BESSの蓄電量は定格容量の範囲内に収まる
- 3) BESS出力は定格出力の範囲内に収まる

$$P_{grid,k} \leq P_{Demand} \quad \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (3-7)}$$

$$E_{BESS_min} \leq E_{BESS,k} \leq E_{BESS_max} \quad \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (3-8)}$$

$$P_{BESS_min} \leq P_{BESS,k} \leq P_{BESS_max} \quad \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (3-9)}$$

(P_{Demand} : 契約電力 [kW], E_{BESS_min} : BESSの最小蓄電量 [kWh], E_{BESS_max} : BESSの最 大蓄電量 [kWh], P_{BESS_min} : BESS出力の最小値 [kW], P_{BESS_max} : BESS出力の最大値 [kW])

3.2.2 LLMPC-1の定式化

LLMPC-0では、予測期間の長さに合わせて契約電力を設定する必要があるが、必ずしも毎年同じ契約電力が適切とは限らない。一般的な固定料金制では、毎月の最大受電電力が契約電力を12か月連続で下回った場合に契約電力が下がることから、常に受電電力を最小化することが望ましい。

以上より、本章では目的関数の改良式 (LLMPC-1) を提案した。

電力コスト (式 Eq. (2-18) ~ Eq. (2-20)) を最小化することは、従量料金と基本料金をそれぞれ最小化することと同義である。また基本料金は本来、受電電力を平準化して電力系統を安定的に運用することが目的であった。そのため、予測期間における潮流電力のばらつき (分散) を最小化することでも同じ効果が期待できる。さらに、分散では潮流電力の二乗和を計算するために受電電力を用いる必要がなく、式 Eq. (3-3) で生じていた不連続性が解消される。この場合、潮流電力の負数 (逆潮流) も目的関数において考慮されてしまうが、従量料金 (式 Eq. 2-19)) には影響がないため問題が無いと判断した。

以上を踏まえ、予測期間の受電電力量の合計と潮流電力の分散を最小化する目的関数として、予測期間内における潮流電力の二乗和の平方根を用いた。式 Eq. (3-10) に計算式を示し、目的関数の概要をFig. 3-4に示す。

なお、最適化計算において目的関数と変数のオーダーを合わせると計算が正常に収束する可能性が高まることが知られているため^[32]、平方根を用いて変数と目的関数のオーダーを統一した。

$$\text{minimize } \sqrt{\sum_{k=0}^{T_h-1} P'_{Grid,k}{}^2} \quad \dots \dots \text{Eq. (3-10)}$$

($P'_{Grid,k}$: 正規化された潮流電力)

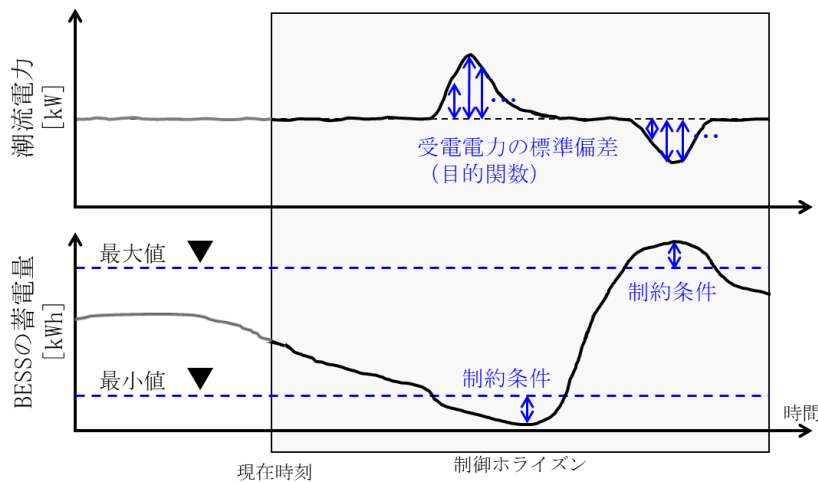


Fig. 3-4 LLMPC-1の目的関数と制約条件

3.2.3 仮想予測値の計算モデル

① 仮想ノイズ

電力コスト等に対する予測誤差の影響を分析するために、仮想予測値の計算モデルを作成した。具体的には、対象施設で得られた電力負荷及び日射量の計測値に対し、大きさの異なるノイズを付加することで予測誤差を模倣した。

ノイズ、計測値及び予測値の関係式を式 Eq. (3-11), Eq. (3-12) に示す。予測誤差の期待値（バイアス）は0とし、計測値に対して平均1、標準偏差 δ の正規乱数をノイズとして各計測値に乗じた^[33]。なお、予測値が負数となった場合は、0に置き換えて補正した。

$$y_{predicted,k} = \max(r_{noise,k} y_{measured,k}, 0) \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (3-11)}$$

$$r_{noise,k} \sim N(1, \delta) \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (3-12)}$$

($y_{prediction}$: 仮想予測値, $y_{measured}$: 計測値, r_{noise} : ノイズ, δ : 標準偏差)

電力負荷と日射量の計測値に対し、標準偏差 δ を0.1から0.3に変化させて誤差を与えた場合の結果の一例を、それぞれFig. 3-5, Fig. 3-6 に示す。

通常、予測誤差の大きさを評価する指標として平均絶対パーセント誤差 (MAPE: Mean Absolute Percentage Error) が多く用いられている^[34]。よって与えた仮想予測誤差の大きさを図るための参考値として、標準偏差 δ に対するMAPE（式 Eq. (3-13)）をTable 3-1に示す。

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} \left| \frac{y_{measured,k} - y_{predicted,k}}{y_{measured,k}} \right| \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (3-13)}$$

(N : サンプル数)

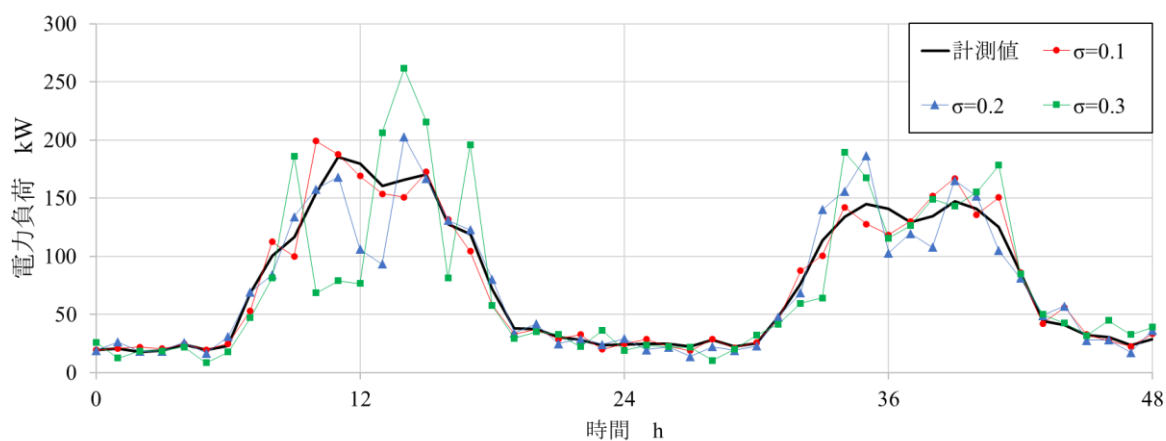


Fig. 3-5 電力負荷の仮想予測値

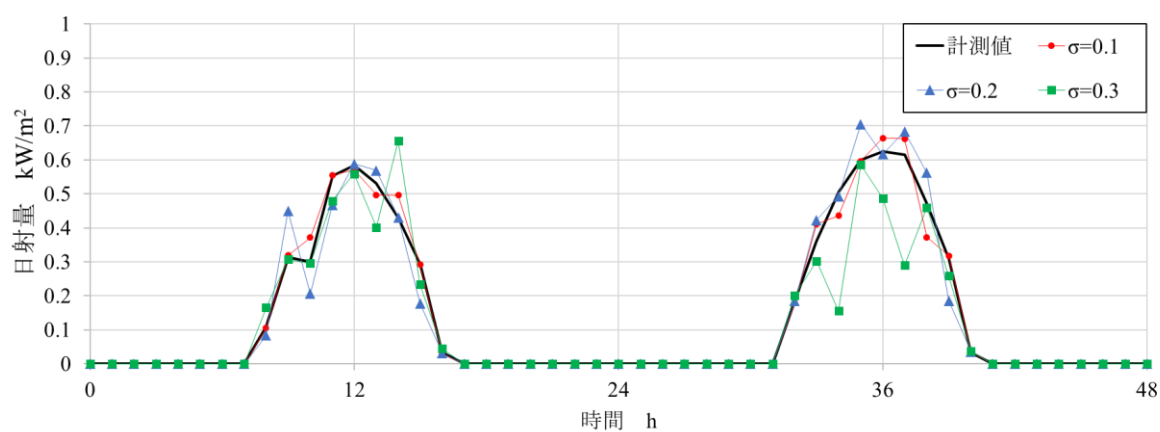


Fig. 3-6 日射量の仮想予測値

Table 3-1 標準偏差と平均絶対パーセント誤差の関係

標準偏差 δ	MAPE % (電力負荷)	MAPE % (日射量)
0.1	7.99	8.28
0.2	15.8	16.1
0.3	23.9	23.6

② 予測誤差の拡大

一般的に複数ステップの時系列予測では、予測の対象時間が現在から遠いほど誤差が拡大すると考えられている。しかし、本効果を定量的に示している既往研究は少ない。

建物のエネルギー負荷を対象とした研究では、熱エネルギー負荷に対してLong Short-term Memory (LSTM) ^[35]を改良して予測モデルを構築し、24時間先までの予測誤差をステップ毎に分析した結果が報告されている^[36]。その中では提案手法を用いると、はじめは予測誤差 (MAPE, 式 Eq. 3-13) が拡大するものの、概ね10時間以降は誤差がほぼ一定に収束することが示された。また10件の建物を対象に、Support Vector Machine (SVM) ^[37]でそれぞれの熱エネルギー負荷を予測した研究においても、概ね10時間以降は予測誤差が一定に収束する結果が示された^[38]。電力を対象にした例では、工場を対象に48時間先までの無効電力を予測するモデルをSVMで構築した結果が報告されている^[39]。ここでも、概ね12時間以降は予測誤差がほぼ一定に収束する結果が示されている。

一方、日射量をLSTM等で12時間先まで予測してステップ毎の誤差拡大を分析した研究^[40]においても、概ね12時間先は誤差が一定に収束した。

これらの報告を踏まえると、一般的に電力負荷及び日射量の予測においては、少なくとも10～12時間までは誤差が拡大するもののそれ以降は一定に収束すると考えられる。

また、短期的な予測誤差に関しては、年間平均が約 50 ～ 100 kWh の建物に対し一般的な予測手法を適用し、1時間先の電力負荷をMAPE約5 ～ 10 %の精度で予測できることが報告されている^[41]。また日射量に関しても、1時間先の値を同様の精度で予測できることが報告されている^{[42][43]}。

一方[44]では、週間気象予報から得られる外気温度の予測結果等をもとに24時間先の日射量を予測し、気象予報に含まれる誤差の影響を分析した。その結果、外気温の予測誤差が日ごとに拡大するため、日射量の予測誤差も拡大することが示された。さらに[44]では、1日前の最高／最低気温の予報値を用いた予測でMAPE約25 %、実際の外気温が既知と仮定した場合MAPE約22 %の精度で24時間先の日射量を予測できることが示された。すなわち日射量の予測値を模倣するうえでは、気象予報値等の誤差拡大を考慮する必要がある。一方、エネルギー負荷も外気温との相関関係が大きいことは多くの研究で示されているため^{[45][46]}、同様に気象予報値の誤差拡大を考慮する必要があると考えられる。

以上を踏まえ、ステップ毎の仮想ノイズとして用いた標準偏差の概要をFig. 3-7 に、計算モデルを式 Eq. 3-14, Eq. 3-15に示す。1時間先の短期的な誤差 σ_{short} と12時間以降の長期的な誤差 σ_{long} を設定し、長期的な誤差は外気温度の誤差拡大に比例して拡大する仮定した。なお、長期的な外気温予測の誤差拡大は、過去1年間分の50時間先までの外気温予報値^[47]を用い、予測ステップ毎の予実比の標準偏差の傾きを用いた (Fig. 3-8)。

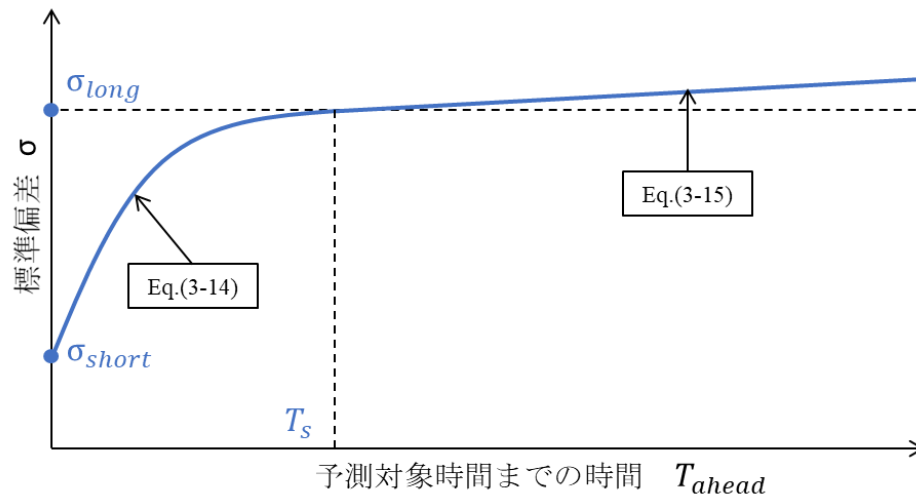


Fig. 3-7 標準偏差の拡大モデル

$$T_{ahead} < T_s$$

$$\sigma = a(1 - e^{-bT_{ahead}}) + \sigma_{short} \quad \dots \dots \dots \text{Eq. (3-14)}$$

$$T_{ahead} \geq T_s$$

$$\sigma = cT_{ahead} + \sigma_{long} - cT_s \quad \dots \dots \dots \text{Eq. (3-15)}$$

(T_{ahead} : 予測対象時間までの長さ [h], T_s : 整定時間, $a \sim c$: 調整用パラメータ, σ_{short} : 1ステップ目の標準偏差, σ_{long} : 整定時間の標準偏差)

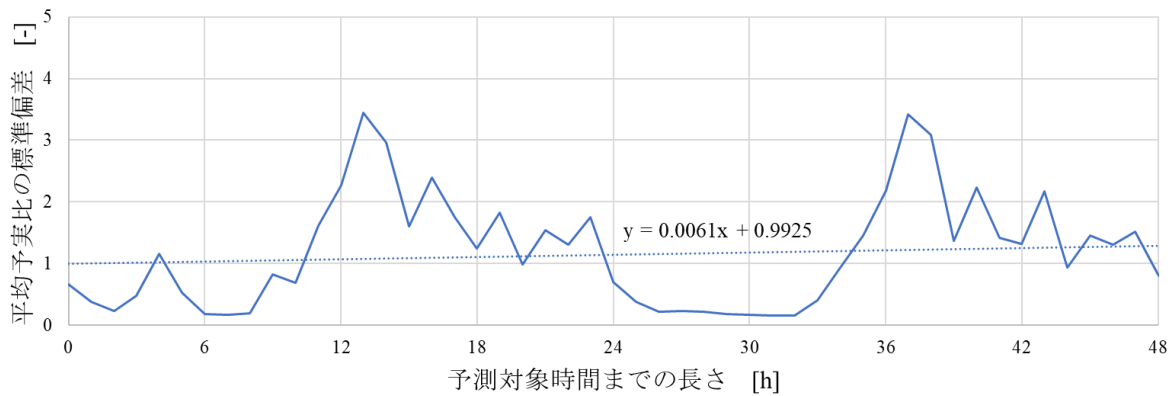


Fig. 3-8 過去1年間の外気温における予実比の標準偏差

3.2.4 年間シミュレーションのフロー

Fig. 3-9にLLMPCを用いた年間シミュレーションのフローを示す。LLMPC (Fig. 3-9の左列上部) ではステップ毎に電力負荷及び日射量の時系列予測結果が生成され、これらをもとに前述した最適化問題が計算される。最適値を求める際のエネルギーシステムモデルと、得られた最適値が適用される実際のエネルギーシステムには本来モデル化における不確かさによる乖離が存在するが、本研究ではシミュレーションによる検討を実施する都合上、両者とも同じモデルを用いた。対象システムの挙動を予測するためのモデルそのものの不確かさの検討は今後の課題である。

LLMPCより最適なBESS出力値を直接算出する方法が考えられるが、電力負荷及び日射量の予測誤差を考慮する場合、BESS出力が過大に計算されて受電電力の契約電力超過や不要な逆潮流に繋がる。そのためLLMPCからは最適な潮流電力の目標値を出力し、別途BESSのコントローラがその目標値に潮流電力を制御するフローとした。対象施設におけるBESSを含め、一般的に電力系統と連系したBESSのコントローラには潮流電力を制御できる機能が備わっており^[48]、実システムにLLMPCを実装することを見据えた場合に当フローは実現可能性が高いと考えられる。

次にBESS出力、PV出力及び電力負荷より潮流電力が計算される。なお、PV出力は対象施設における日射量の計測値を入力として計算される。

最後に、更新されたBESS蓄電量が次ステップの初期値として入力され、上記計算フローが繰り返される。シミュレーションは1時間単位で行われ、1年間(8,760時間)のシミュレーションが完了した時点で終了し、評価指標として年間の電力コスト等が出力される。前提条件は予測期間の長さ T_h 、仮想ノイズの標準偏差 σ 及びBES蓄電量の初期値とし、各時刻における電力負荷、日射量及び仮想予測値の生成には対象施設の1年間の計測データを用いた。



3.2.5 シミュレーションの評価方法

LLMPCの評価は、2.3.3.で示した評価指標（エネルギー自給率及び電力コスト）を用いて行った。なお、一般的に契約電力は12か月間下がることがないため年間を通して一定値とし、1年間の最大受電電力を契約電力として基本料金を計算した。

また、評価指標以外にも受電及び逆潮流の合計電力量，最大受電電力等を示し，合わせて分析を行った。

3.3. LLMPCによるシミュレーション

3.3.1. 実施内容

Table 3-2に本章で行ったシミュレーションの一覧を示す。

Table 3-2 シミュレーションの内容一覧

項目 No.	制御名	予測 期間	契約 電力	予測誤差	制御 ステップ	期間
Case 1	LLMPC-0	24 h	100 kW	無	1 時間	1 年
Case 2	LLMPC-1	24 h	-	無	1 時間	1 年
Case 3	LLMPC-1	12 ～ 72 h	-	無	1 時間	1 年
Case 4	LLMPC-1	12 ～ 72 h	-	$\sigma_{short} : 0.1,$ $\sigma_{long} : 0.2, 0.3$	1 時間	1 年

Case 1では、電力負荷及び日射量を100%の精度で24時間先まで予測できる仮定のもと、LLMPC-0による年間シミュレーションを実施し、その効果及び課題について考察した。

Case 2では、LLMPC-1を適用した年間シミュレーションをCase 2と同様に実施し、LLMPC-0を適用した場合の結果と比較した。

Case 3では、LLMPC-1における予測期間を12時間から72時間まで変化させたケーススタディを実施し、評価指標への影響等を分析した。

Case 4では、3.2.3.で述べた仮想予測値を考慮してLLMPC-1における年間シミュレーションを実施し、評価指標への影響を分析した。

なお、第2章で述べた受電電力抑制制御（受電目標値0 kW）をベースライン制御と称し、LLMPC-0及びLLMPC-1による結果の比較対象とした。

3.3.2. Case 1の結果と考察

① 年間シミュレーション

年間シミュレーションの前提条件をTable 3-1に示す。なお、ベースライン制御による年間シミュレーションの結果では最大受電電力が約200 kWであったため (Fig. 2-19)，契約電力はその50 %の100 kWと設定した。

Table 3-1 前提条件

対象期間	2022/1/1～2022/12/31 (1 年間)
BESS 蓄電容量	0 ～ 4,590 kWh
BESS 定格出力	± 625 kW
BESS 蓄電量の初期値	0.0 kWh
PV 定格出力	200.64 kW
契約電力	100 kW

年間シミュレーションの結果として潮流電力をFig. 3-10に，BESSの蓄電量及び充電率 (SOC: State of Charge) をFig. 3-11, Fig. 3-12に，BESSの出力及びその頻度分布図をFig. 3-13, Fig. 3-14に示す。

1年を通して，LLMPC-0は期待通り契約電力を100 kW以下に抑えられる結果となった (Fig. 3-10)。これは，BESS出力を計算する過程で，受電電力が契約電力を超過できない制約条件 (式 Eq. (3-7)) をもとに最適化計算が正常に実行されたためと考えられる。

一方BESSの蓄電量は，5月の大型連休 (3,000 h前後) では一時的に約3,500kWhまで増加したものの，それ以外の期間では概ね1,000 kWh以下を推移する結果となった (Fig. 3-11)。このことから，PV出力による余剰電力は主に休日に発生しており，大半の時間は電力負荷がPV出力を上回り，BESSの蓄電量が0 kWh近くまで低下していることが示された。また BESSの蓄電量は，ベースライン制御の結果と概ね同様の推移を示した (Fig. 3-11)。これは両制御とも受電電力の低減を目的としているため類似したと考えられるが，LLMPC-0の場合，予測期間の受電電力量を最小化するように定式化されている点に留意する必要がある。この違いについては，後述する代表週の結果に対する考察で述べる。一方，LLMPC-0はベースライン制御に比べBESSの蓄電量が頻繁に増減する結果となった (Fig. 3-12)。これはLLMPC-0が受電電力を契約電力以下に制御するため，予めBESSの充電量を増やしてピークカットを行ったためと考えられる。

BESS出力は，0 ～ 5 kWの間の出力が最も多かった (Fig. 3-14)。これは電力負荷がPV出力を上回った時点で，BESSの蓄電量が残っておらず放電できない状況が頻発したことを示している。

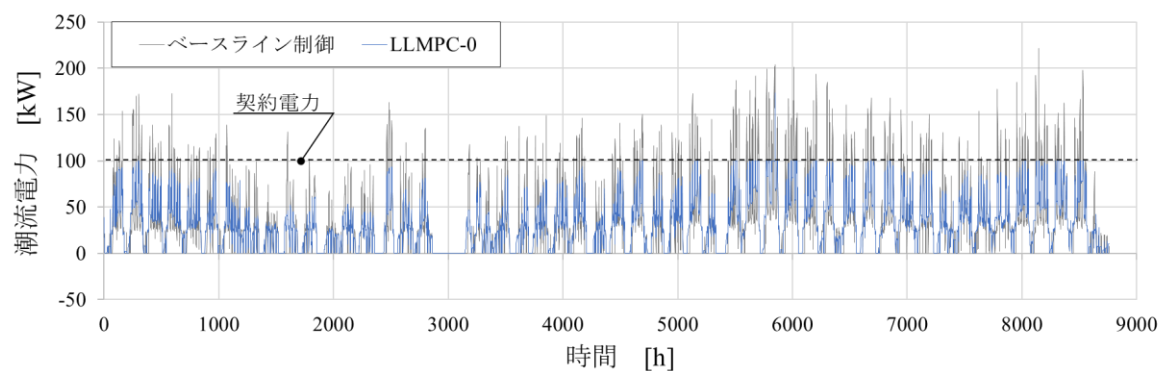


Fig. 3-10 潮流電力（年間シミュレーション）

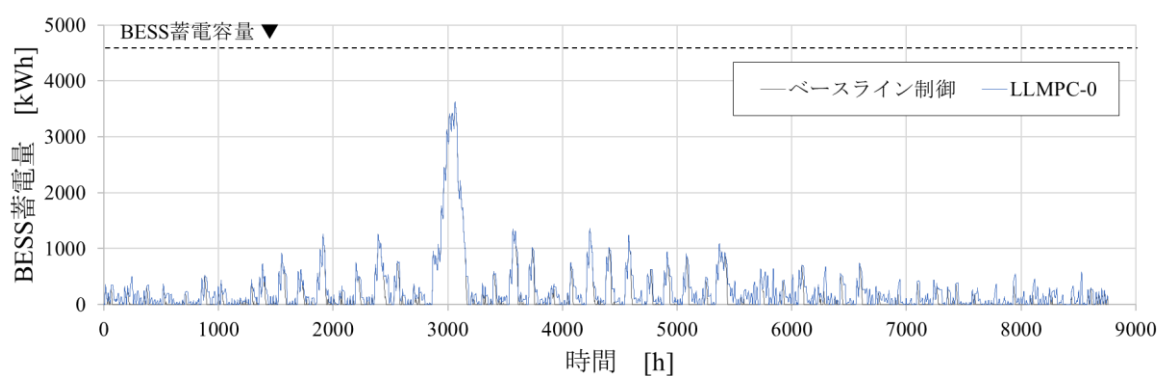


Fig. 3-11 BESS蓄電容量（年間シミュレーション）

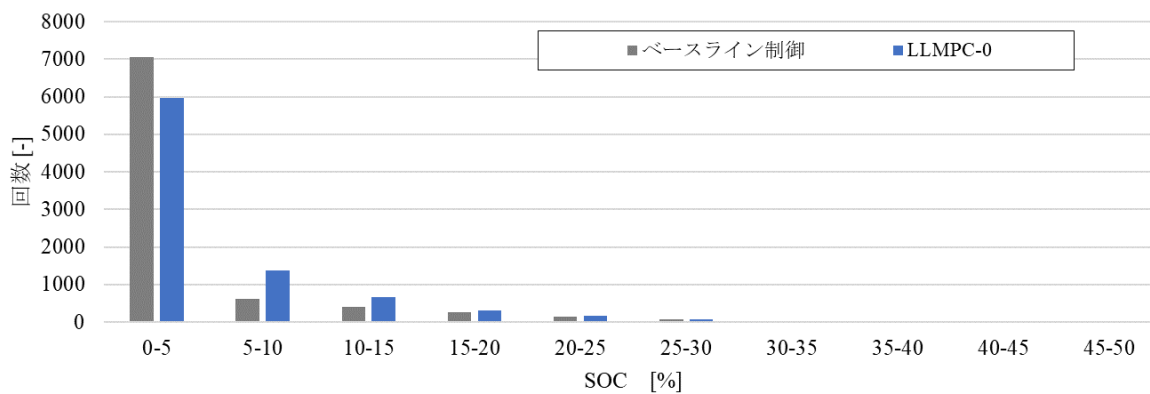


Fig. 3-12 SOCの頻度分布図（年間シミュレーション）

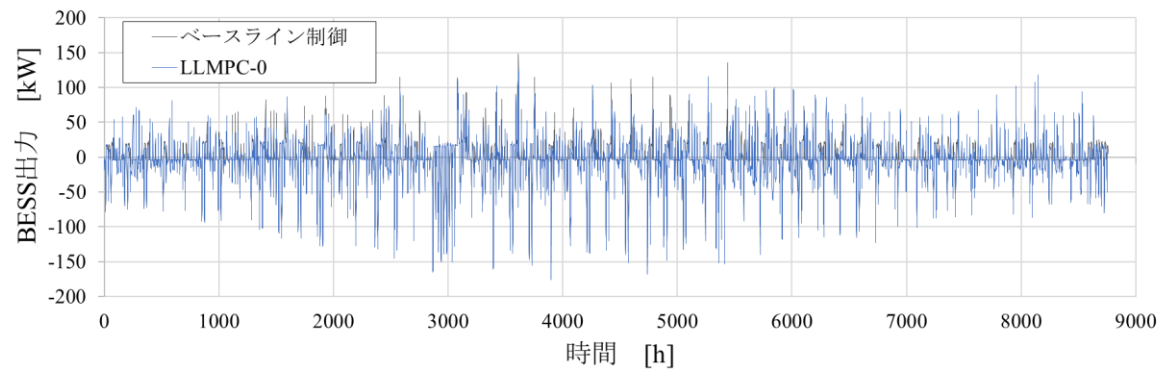


Fig. 3-13 BESS出力（年間シミュレーション）

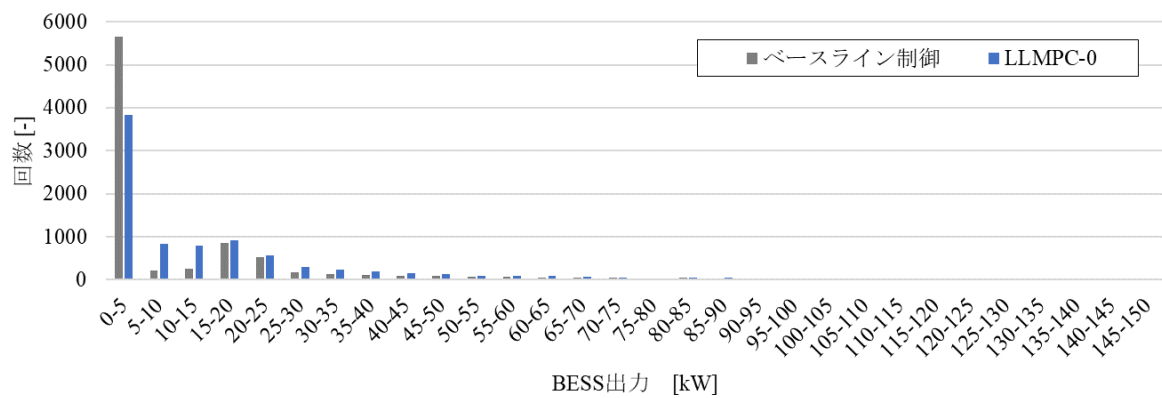


Fig. 3-14 BESS出力（絶対値）の頻度分布図（年間シミュレーション）

次に、4月の代表週（月曜から日曜）における電力負荷及びPV出力をFig. 3-15に、潮流電力をFig. 3-16に、BESSの蓄電量及び出力をFig. 3-17, Fig. 3-18に示す。なお、電力負荷は計算結果ではなく与条件であるが、建物内の電力バランスを示すために併記した。

この週は一度も受電電力が契約電力に達していない中で、潮流電力がベースライン制御に比べて多少平準化される結果となった (Fig. 3-16)。これは、前述したようにLLMPC-0は予測期間内の受電電力量を最小化するため、BESSの急激な充放電による電力損失の増加が避けられた結果と考えられる。潮流電力及びBESS出力は概ねベースライン制御と同様に推移したが、多少異なる期間もみられた (Fig. 3-17, Fig. 3-18の50～100 h付近)。これもLLMPC-0による電力損失を最小限に抑える効果が影響していると考えられる。

また、最も受電電力が増加した8月の代表週（月曜から日曜）のシミュレーション結果をFig. 3-19～Fig. 3-22に示す。

4日目の夕方にBESSの蓄電量が0 kWhまで下がり (Fig. 3-21, 80～90 h 付近)，受電電力が約170kW まで増加して契約電力を超過する結果となった (Fig. 3-20, 80 h 付近)。これは、当日の大幅な電力不足が予測され、24時間前からLLMPC-0による受電電力の平準化が動作したものの (Fig. 3-20, Fig. 3-21の60～80 h付近)，すでに受電電力が100kWに達していたため、BESSの充電電力を増加させられなかったことが原因と考えられる (Fig. 3-22, の60～80 h付近)。

なお、このように契約電力が100 kWの場合は最大受電電力が契約電力を超過したが、契約電力が110 kWでは受電電力の超過が確認されない結果となった。そのため、次節では契約電力110 kWを最適値とし、年間シミュレーションの評価指標等を分析した。

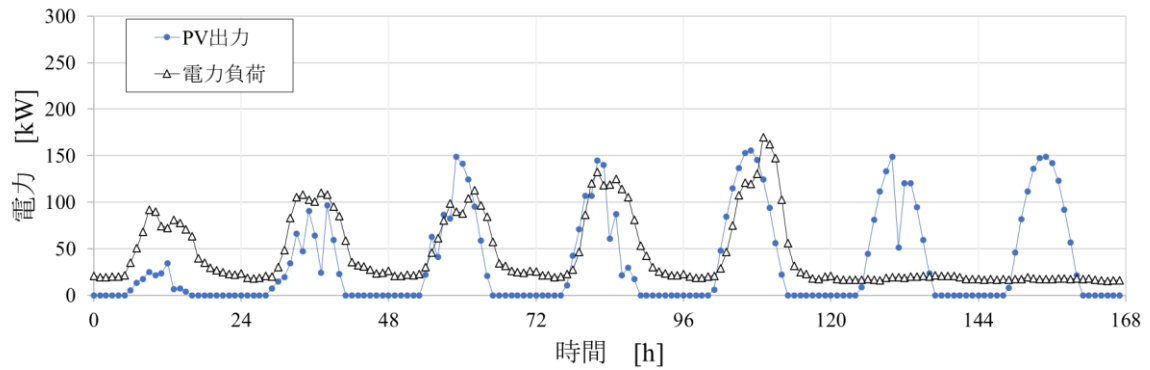


Fig. 3-15 電力負荷とPV出力（代表週：2022/4/4（月）～4/10（日））

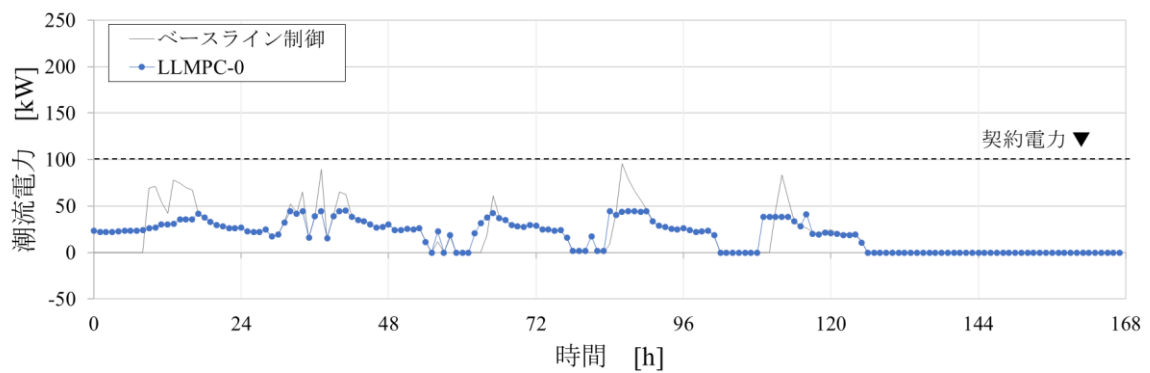


Fig. 3-16 潮流電力（代表週：2022/4/4（月）～4/10（日））

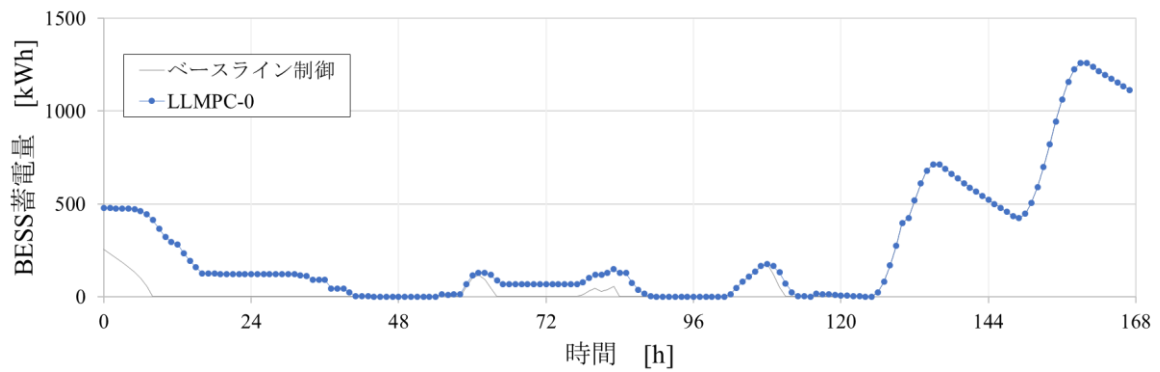


Fig. 3-17 BESS蓄電量（代表週：2022/4/4（月）～4/10（日））

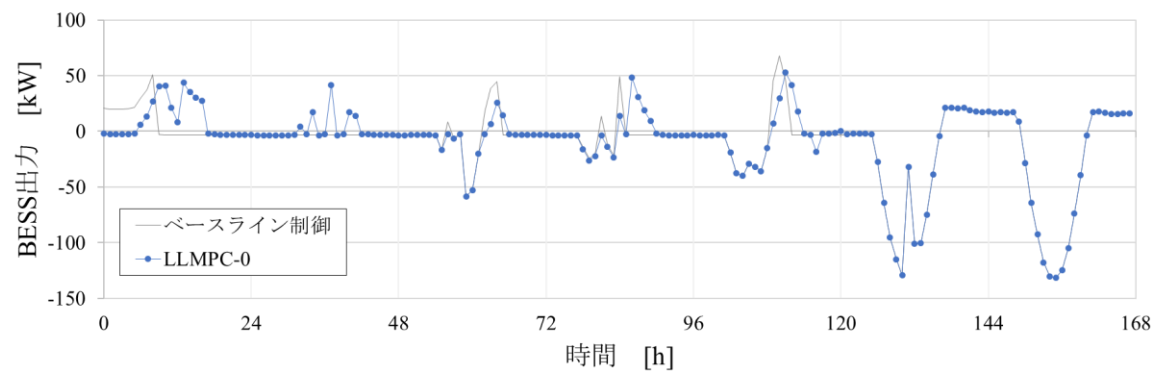


Fig. 3-18 BESS出力（代表週：2022/4/4（月）～4/10（日））

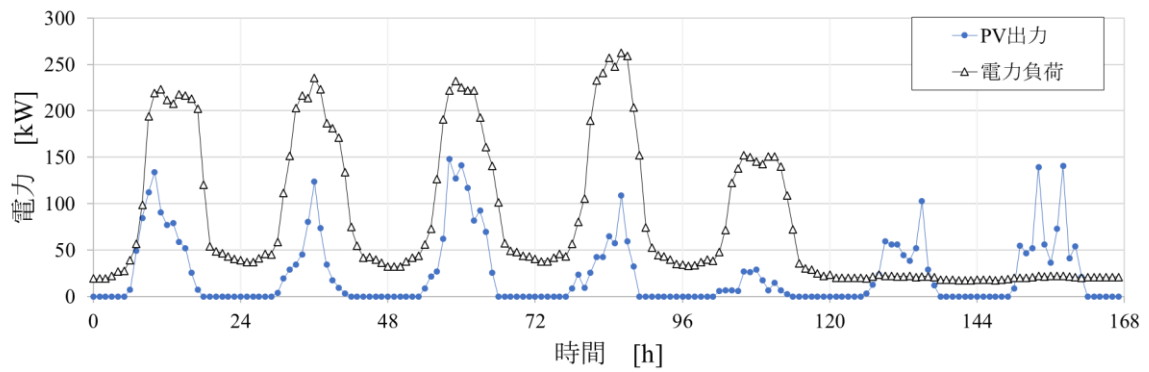


Fig. 3-19 電力負荷とPV出力（代表週：2022/8/29(月)～9/4(日)）

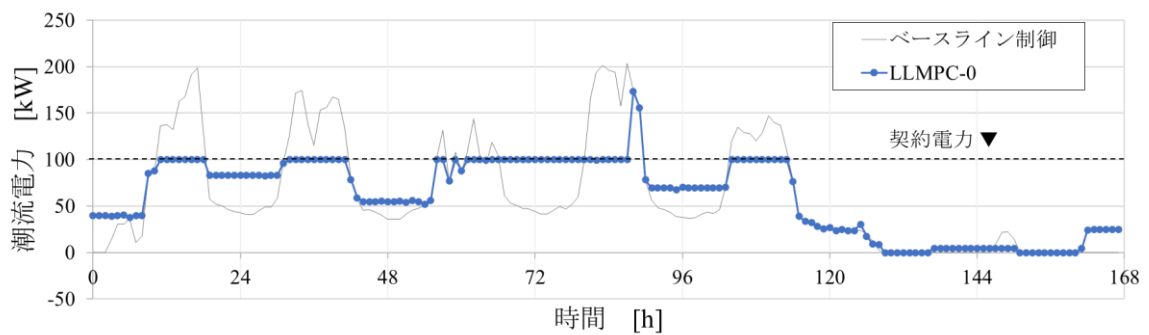


Fig. 3-20 潮流電力（代表週：2022/8/29(月)～9/4(日)）

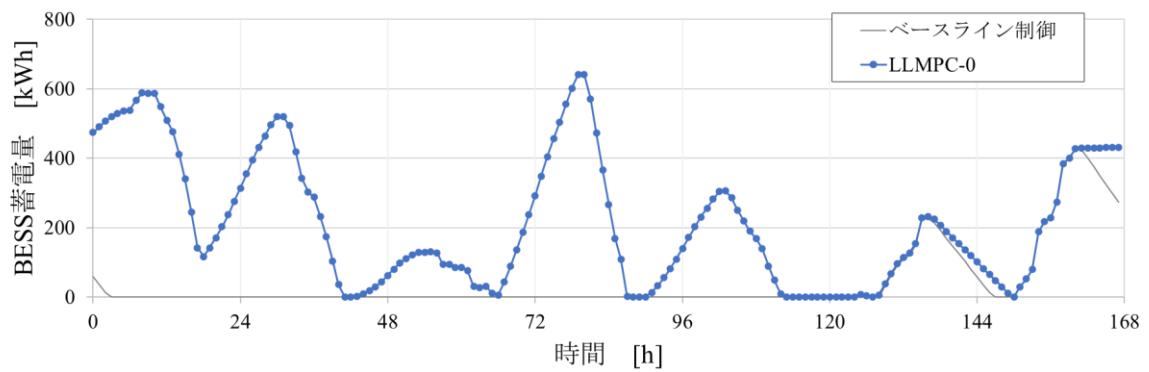


Fig. 3-21 BESS蓄電量（代表週：2022/8/29(月)～9/4(日)）

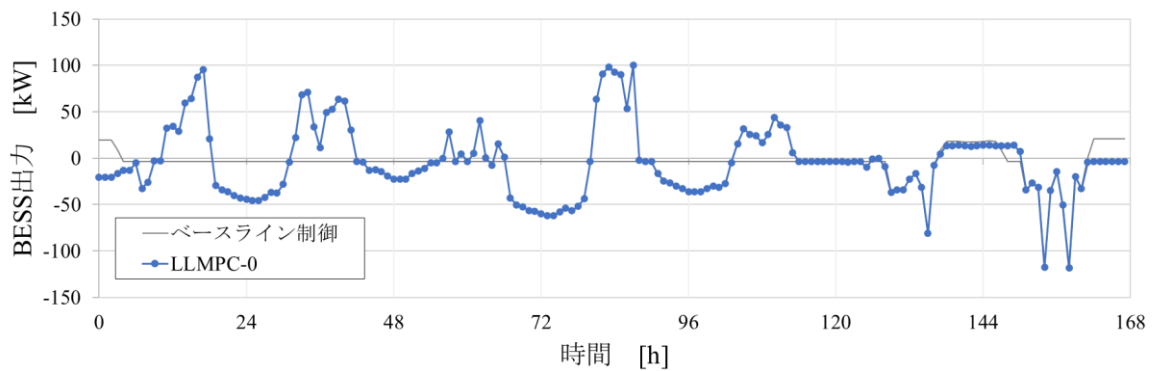


Fig. 3-22 BESS出力（代表週：2022/8/29(月)～9/4(日)）

② 評価指標

Case 1における年間シミュレーションの評価指標及び潮流電力関連の数値をFig 3-23～Fig. 3-26に示し、評価指標の計算条件等をTable 3-2に示す。なお、基本料金の計算は第2章と同様、年間の最大受電電力を契約電力として計算（式 Eq. (2-21)）し、BESSの蓄電量として最終的に利用されなかった電力量のコストは、従量料金の合計値からBESSの残蓄電量のコストを減じて補正した。

電力コストは、当然ながら契約電力が110 kWの場合に最も低い結果となった (Fig. 3-23)。これは前項で述べた通り最大受電電力が契約電力を超過せず110 kW以内に抑えられ、基本料金が大幅に削減されたためである。

エネルギー自給率はどのケースも差異がみられなかった (Fig. 3-24)。これは1年を通して逆潮流が全く発生していないためであり (Fig. 3-25)，LLMPC-0によって潮流電力を契約電力以下に制御しつつ、エネルギー自給率を最大化できることが示された。

潮流電力に関しては、受電電力量に1 %未満の微小な差異がみられた (Fig. 3-25)。受電電力量はLLMPC-0による結果のほうがベースライン制御と比べて低くなると期待されたが、LLMPC-0ではより頻繁に充放電が繰り返されたため (Fig. 3-14)，PCSでの電力損失における増加の影響が大きかったと考えられる。

このように契約電力を110 kWに設定すれば基本料金を大幅に削減できることが示された一方、100 kWの場合でも予測期間が24時間より長ければ、BESSの充電がより速い段階から開始されて契約電力の超過を防ぐことができた可能性が高い。すなわち、LLMPC-0は受電電力の最小化と契約電力の維持には一定の効果があるが、予測期間の長さや契約電力といった2つのパラメータを適切に設定する必要があることが示された。また契約電力は年間で一定に設定されるため、予測誤差を考慮した場合に急激なPV出力の変動によって、受電電力が契約電力を超過してしまう可能性が残される。

Table 3-2 評価指標の計算条件

電力コスト	基本料金の単価	1,800 円/kW
	従量料金の単価	17 円/kWh
	基本料金の力率割引率	-
	再生可能エネルギー発電促進賦課金	-
	燃料費等調整額	-
比較対象		受電電力抑制制御（目標値 0 kW）

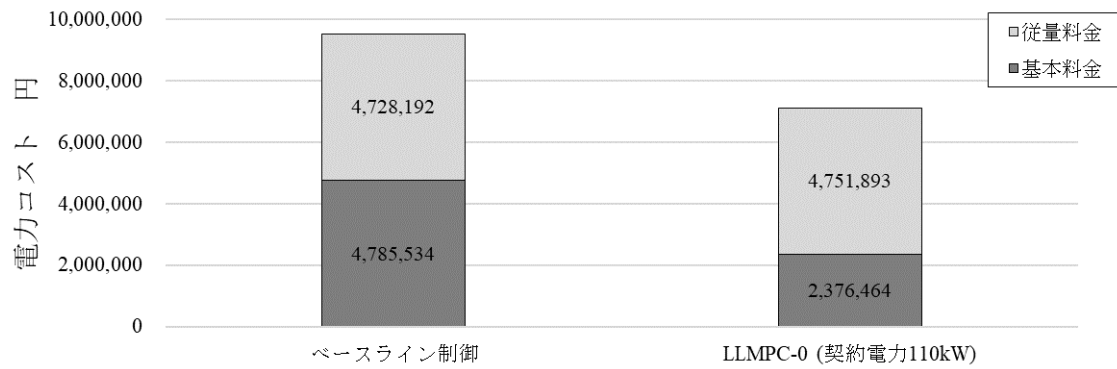


Fig. 3-23 年間の電力コスト

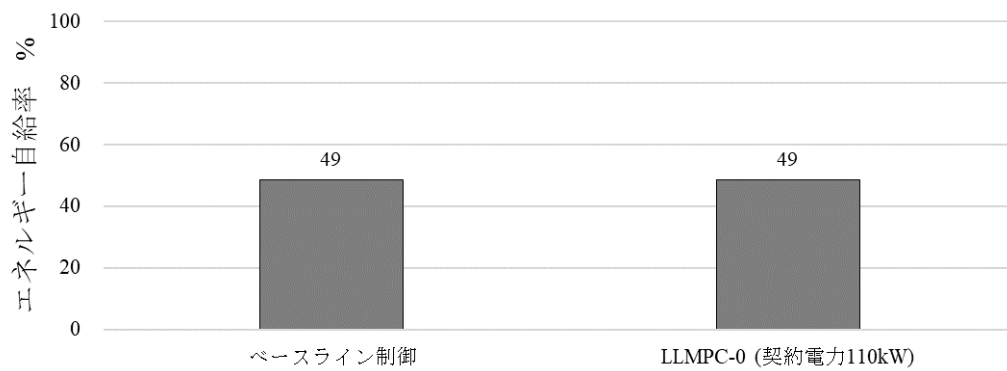


Fig. 3-24 年間のエネルギー自給率

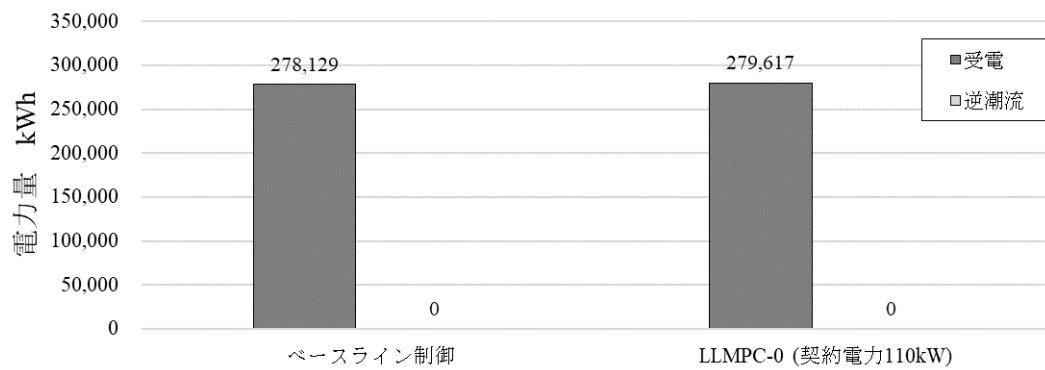


Fig. 3-25 年間の受電及び逆潮流の合計電力量

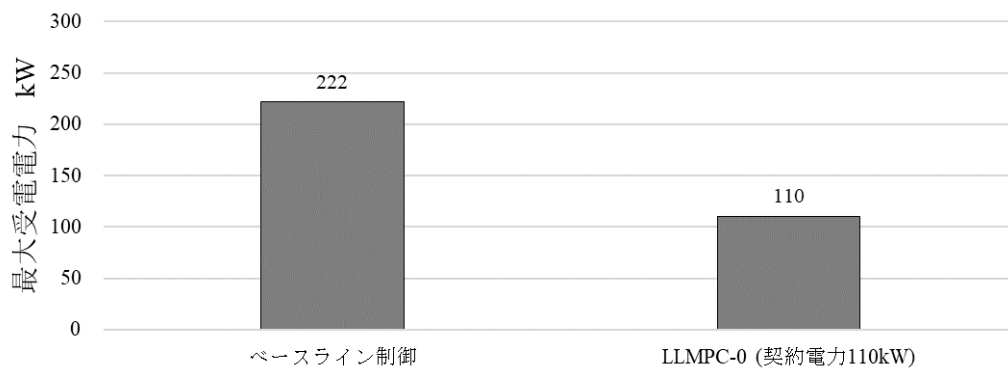


Fig. 3-26 年間の最大受電電力

3.3.3. Case 2の結果と考察

① 年間シミュレーション

年間シミュレーションの前提条件をTable 3-3に示す。なお、Case 2ではベースライン制御に加えて、LLMPC-0（契約電力110 kW）による結果も比較対象として用いた。

Table 3-3 前提条件

対象期間	2022/1/1～2023/12/31 (1 年間)
BESS 蓄電容量	0 ～ 4,590 kWh
BESS 定格出力	± 625 kW
BESS 蓄電量の初期値	0.0 kWh
PV 定格出力	200.64 kW

年間シミュレーションの結果として潮流電力をFig. 3-27に、BESSの蓄電量及び充電率(SOC: State of Charge)の頻度分布図をFig. 3-28, Fig. 3-29に、BESSの出力及びその頻度分布図をFig. 3-30, Fig. 3-31に示す。

1年を通して、LLMPC-1はベースライン制御及びLLMPC-0に比べ受電電力をさらに平準化できる結果となった(Fig. 3-27)。これは、LLMPC-1は契約電力を超過する場合にのみ潮流電力を平準化するのに対し、LLMPC-1は常に潮流電力の標準偏差を最小化するように動作したためである。一方、LLMPC-1による最大受電電力はLLMPC-0と同様に約100 kWとなった。これは1年の中で電力が不足する当期間において、24 時間前から最大限に潮流電力を平準化する能力が同じであったためと考えられる。

BESSの蓄電量は、変化の傾向としてはLLMPC-0と概ね同様に推移する結果となった(Fig. 3-28) 一方、LLMPC-0に比べてSOCの変動は大きくなった(Fig. 3-29)。また、BESSの出力もLLMPC-1による結果が最も平均及びばらつきが大きい結果となった(Fig. 3-30, Fig. 3-31)。これは上述したように、LLMPC-1は常に潮流電力の標準偏差を最小化するように定式化されているため、BESSによる充放電が頻繁に行われた結果である。

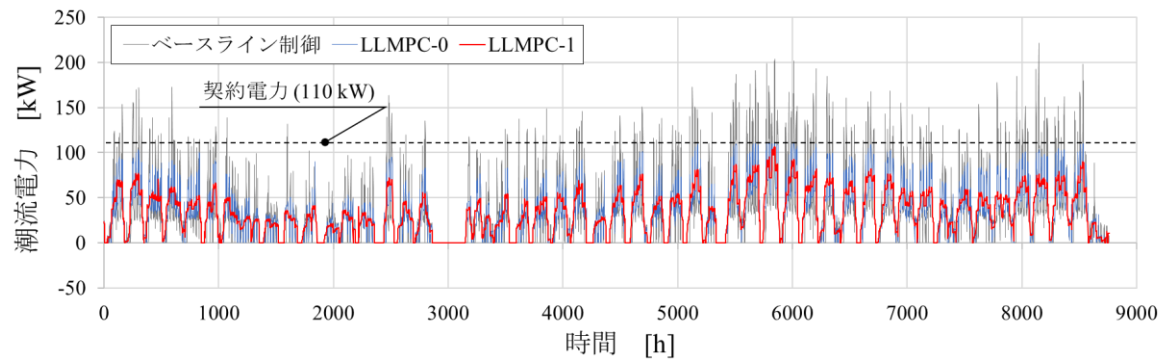


Fig. 3-27 潮流電力（年間シミュレーション）

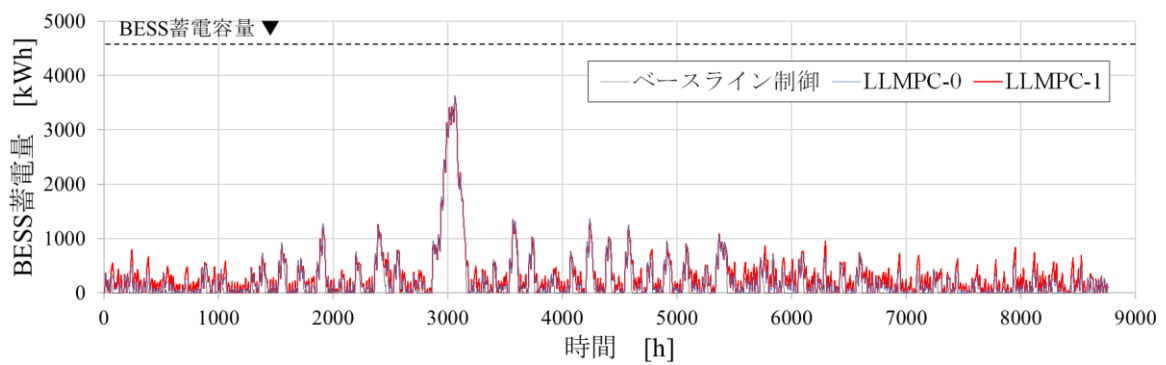


Fig. 3-28 BESS蓄電容量（年間シミュレーション）

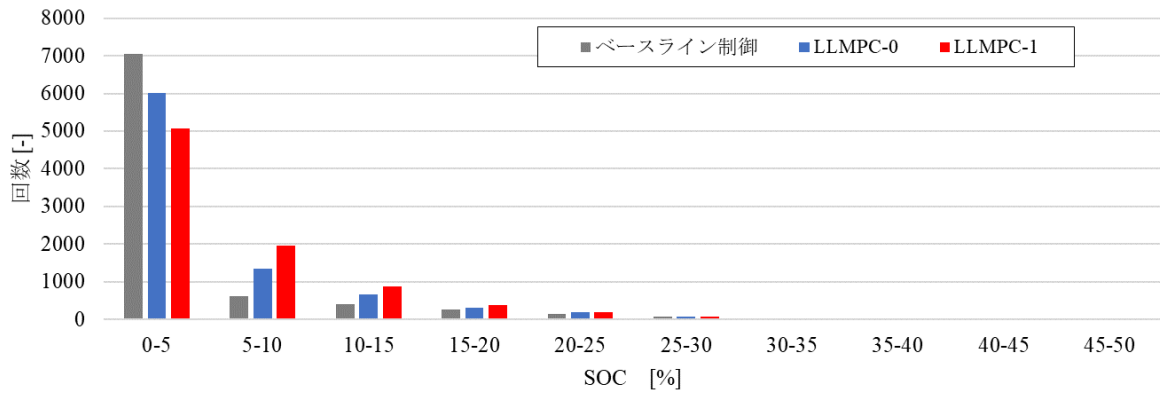


Fig. 3-29 SOCの頻度分布図

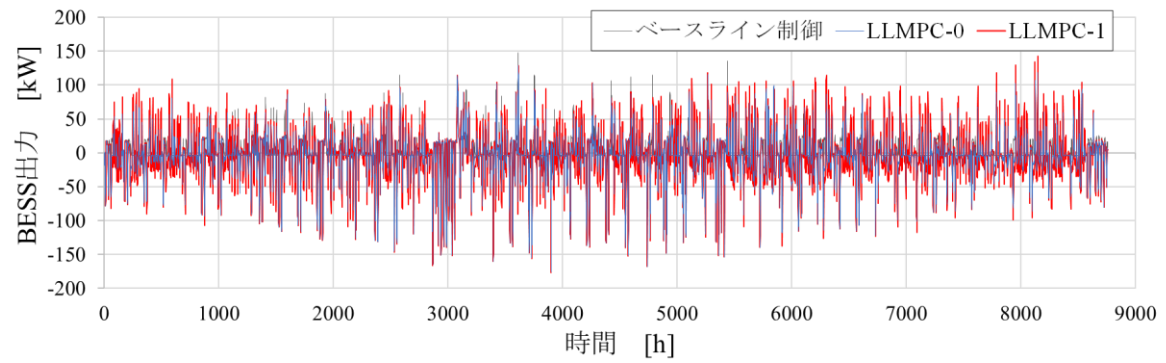


Fig. 3-30 BESS出力（年間シミュレーション）

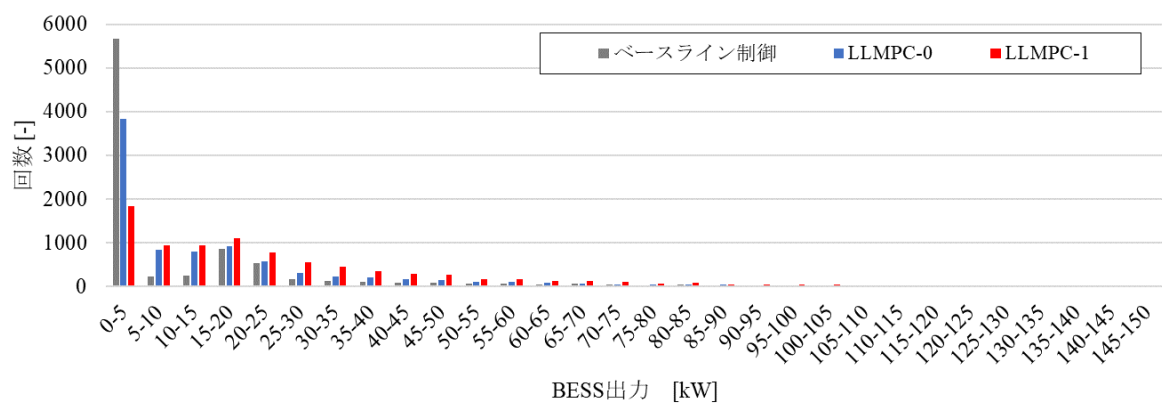


Fig. 3-31 BESS出力の頻度分布図（年間シミュレーション）

次に、最も受電電力が増加した8月の代表週（月曜から日曜）における電力負荷及びPV出力の計算結果をFig. 3-32に、潮流電力をFig. 3-33に、BESSの蓄電量及び出力をそれぞれFig. 3-34, Fig. 3-35に示す。

LLMPC-0の結果同様、週の4日目に受電電力が約100kWに達した（Fig. 3-33, 80～90 h付近）。これは年間シミュレーションの結果でも述べたように、どちらの場合も予測期間が24時間のためにBESSが充電を開始するタイミングが等しく、そのため潮流電力の平準化効果に差異がなかったと考えられる。なお、LLMPC-1ではBESSの充放電が切り替わる時間に、潮流電力が必ず微小に増減することが確認された（Fig. 3-33）。これはBESSモデルにおけるシグモイド関数の微係数（式 Eq. (2-8), Eq. (2-9)）が大きいため、充放電が切り替わる点（ $P_{battery} = 0$ ）において潮流電力の傾きが必ず生じてしまうためと考えられる。

その他の期間においては、LLMPC-1の場合、LLMPC-0に比べて頻繁に潮流電力が平準化される結果となった（Fig. 3-33の0～50 h, 90～100付近）。また合わせて、BESSの蓄電量及び出力が大きく変動する様子が確認された（Fig. 3-34の0～50 h, 90～100付近）。このことから、LLMPC-1の場合、常に予測期間の潮流電力を平準化するようにBESSが期待通りに動作したことが示された。

以上より、LLMPC-1では契約電力を設定せずとも受電電力を平準化し、最適な契約電力を設定した場合のLLMPC-0とほぼ同様の効果を発揮できることが示された。

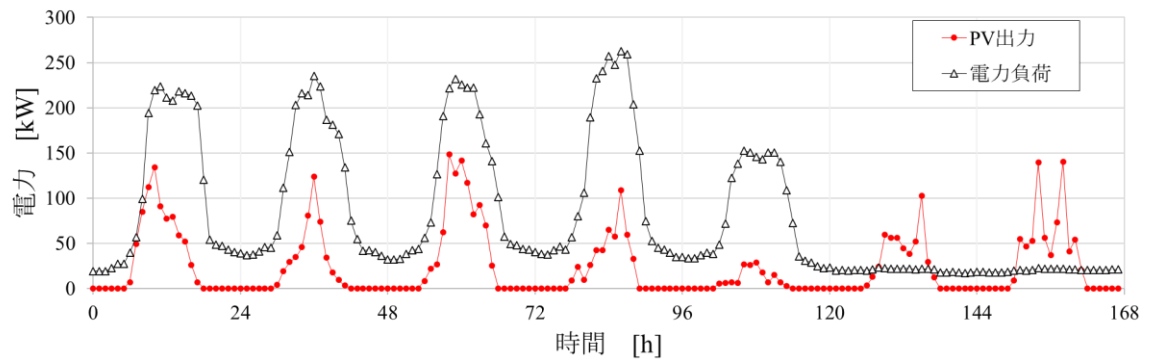


Fig. 3-32 電力負荷とPV出力（代表週：2022/8/29(月)～9/4(日)）

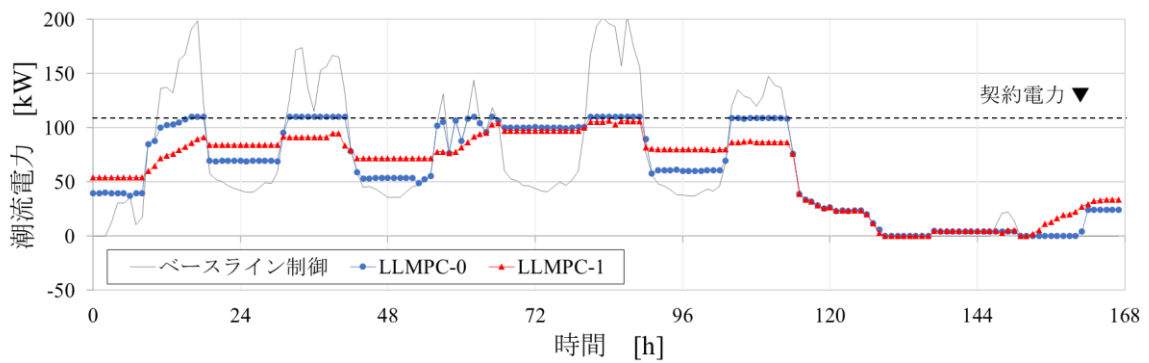


Fig. 3-33 潮流電力（代表週：2022/8/29(月)～9/4(日)）

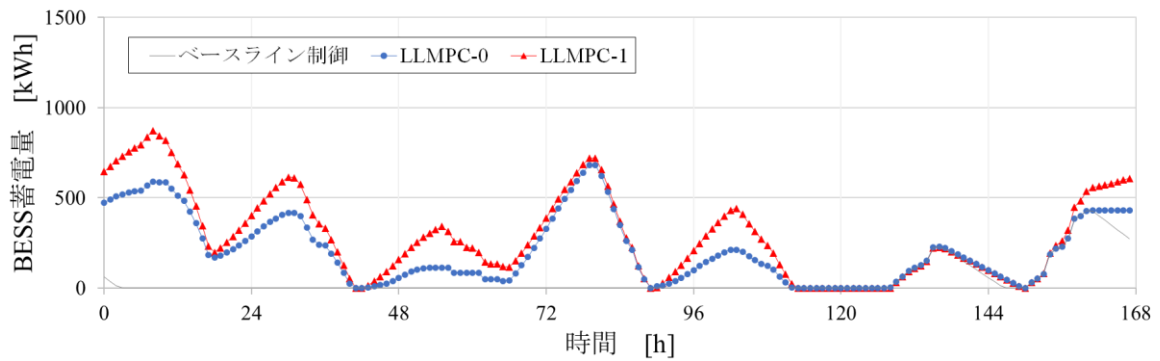


Fig. 3-34 BESS蓄電量（代表週：2022/8/29(月)～9/4(日)）

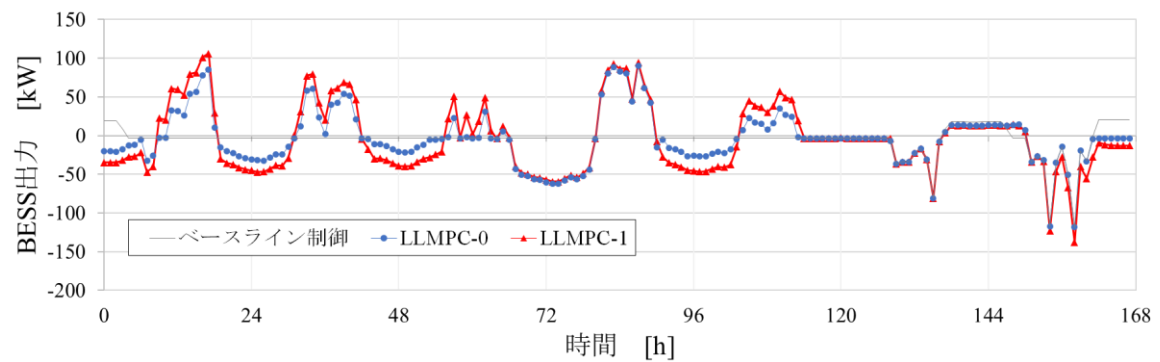


Fig. 3-35 BESS出力（代表週：2022/8/29(月)～9/4(日)）

② 評価指標

Case 2における年間シミュレーションの評価指標及び潮流電力関連の集計をFig 3-36～Fig. 3-39に示し、評価指標の計算条件をTable 3-4に示す。

電力コストは、ベースライン制御に比べて約20 %の削減効果が示されたものの、LLMPC-0とLLMPC-1の間に差異はみられなかった (Fig. 3-36)。これは年間の最大受電電力がどちらも約100 kWであったため、基本料金に変化がなかったためである (Fig. 3-39)。なお、従量料金はLLMPC-1の結果が1 %程LLMPC-0に比べて増加した (Fig. 3-36)。これはFig. 3-31で示したようにBESSによる充放電が頻繁に行われ、PCSでの電力損失及び受電電力量が増加したためである (Fig. 3-38)。

一方、エネルギー自給率はどの制御の結果も差異がみられなかった (Fig. 3-37)。これは1年を通して逆潮流が全く発生していないためであり (Fig. 3-27)、ここでもLLMPC-0と同様、潮流電力を平準化して基本料金を最小化しつつ、エネルギー自給率を最大化できる効果が示された。

潮流電力に関しては、受電電力量が約1 %増加した (Fig. 3-37)。これも前述したとおり、PCSでの電力損失が増加したためである。

Table 3-4 評価指標の計算条件

電力コスト	基本料金の単価	1,800 円/kW
	従量料金の単価	17 円/kWh
	基本料金の力率割引率	-
	再生可能エネルギー発電促進賦課金	-
	燃料費等調整額	-
比較対象		受電電力抑制制御（目標値 0 kW） LLMPC-0（契約電力 110 kW）

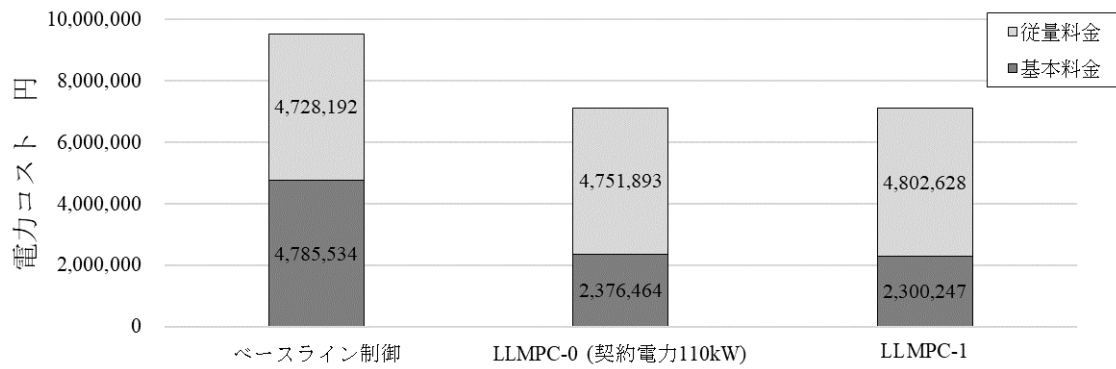


Fig. 3-36 年間の電力コスト

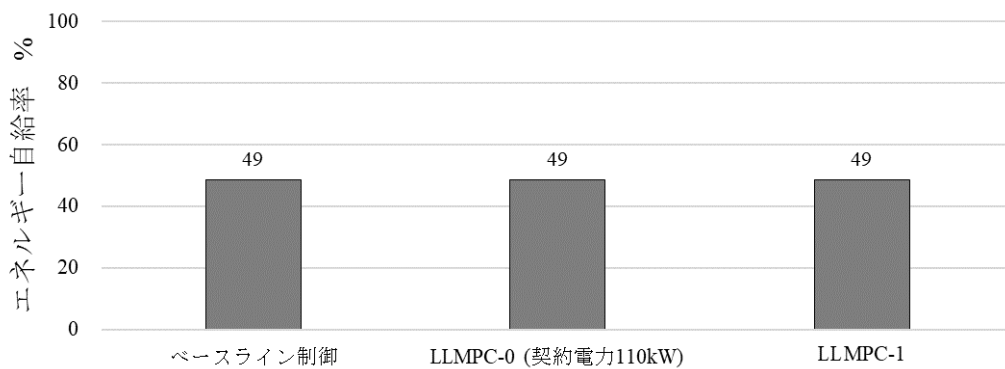


Fig. 3-37 年間のエネルギー自給率

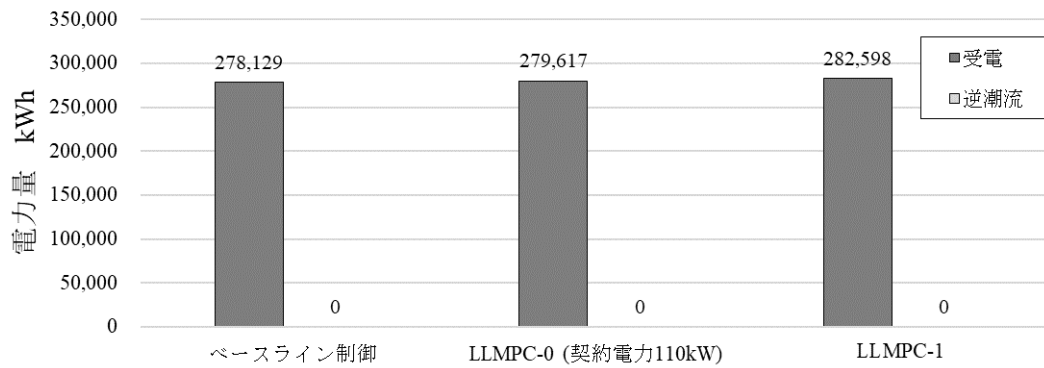


Fig. 3-38 年間の受電及び逆潮流の合計電力量

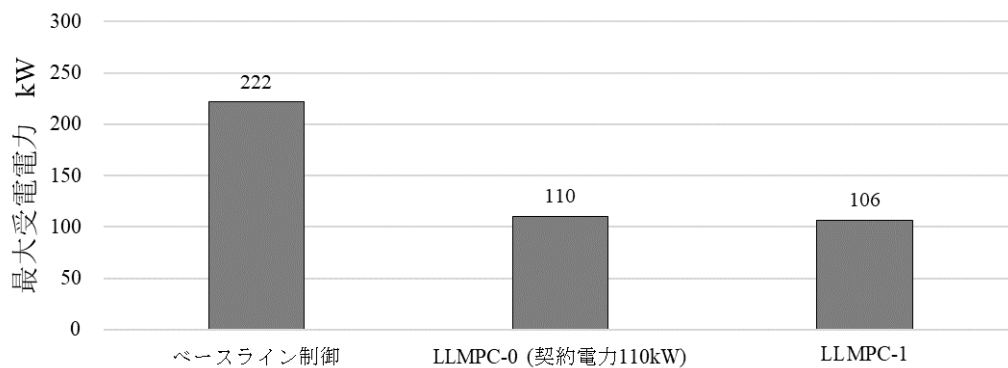


Fig. 3-39 年間の最大受電電力

3.3.4. Case 3の結果と考察

① 年間シミュレーション

年間シミュレーションの前提条件をTable 3-5に示す。なお、Case 3では予測期間の長さによる評価指標への影響を分析ため、ベースライン制御ではなくLLMPC-1との比較を行った。

Table 3-5 前提条件

対象期間	2022/1/1～2023/12/31 (1 年間)
BESS 蓄電容量	0 ～ 4,590 kWh
BESS 定格出力	± 625 kW
BESS 蓄電量の初期値	0.0 kWh
PV 定格出力	200.64 kW
予測期間の長さ	12 h, 24 h, 36 h, 48 h, 60 h, 72 h

年間シミュレーションの結果として潮流電力をFig. 3-40に、BESSの蓄電量及びSOCの頻度分布図をFig. 3-41, Fig. 3-42に、BESSの出力及びその頻度分布図をFig. 3-43, Fig. 3-44に示す。なお、Fig. 4-43のBESS出力の推移は視認性の観点において、予測期間を12及び60時間の場合のみを示した。

潮流電力は、予測期間が長くなるとより平準化される結果となった (Fig. 3-40)。これは予測期間が長いと、受電電力の増加が早い時点で検知され、BESSによる潮流電力の平準化が作動したためと考えられる。

BESSの蓄電量は予測期間が長くなると変動が増加し、大型連休以外の期間において最大値が高くなる傾向がみられた (Fig. 3-41, Fig. 3-42)。またBESSの出力も同様、予測期間に応じて変動が増加し、比較的大きな出力での充放電が行われる結果となった (Fig. 3-43, Fig. 3-44)。これも潮流電力を平準化するために、予測期間に応じてより早い時点からより多くBESSが充電を行ったためと考えられる。

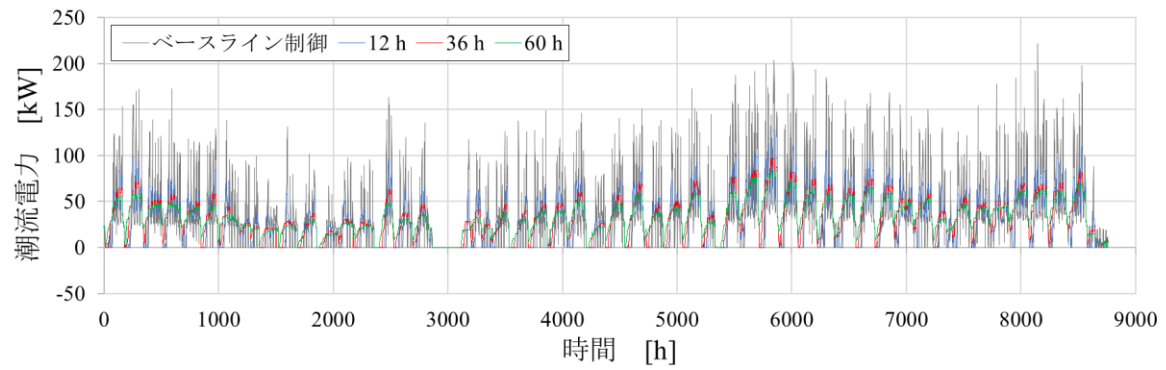


Fig. 3-40 潮流電力（年間シミュレーション）

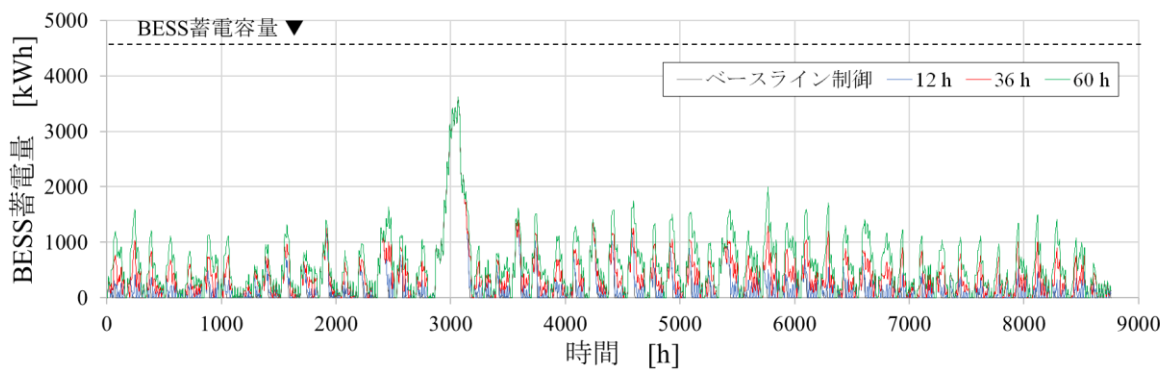


Fig. 3-41 BESS蓄電容量（年間シミュレーション）

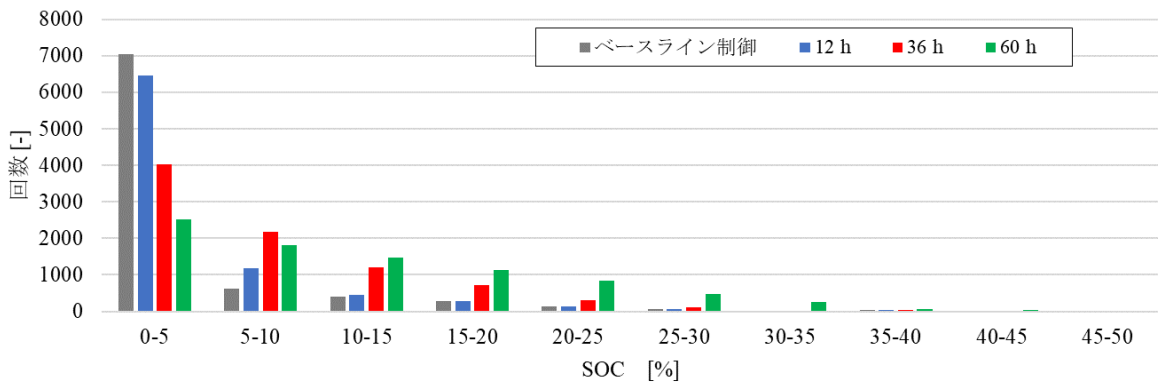


Fig. 3-42 SOCの頻度分布図

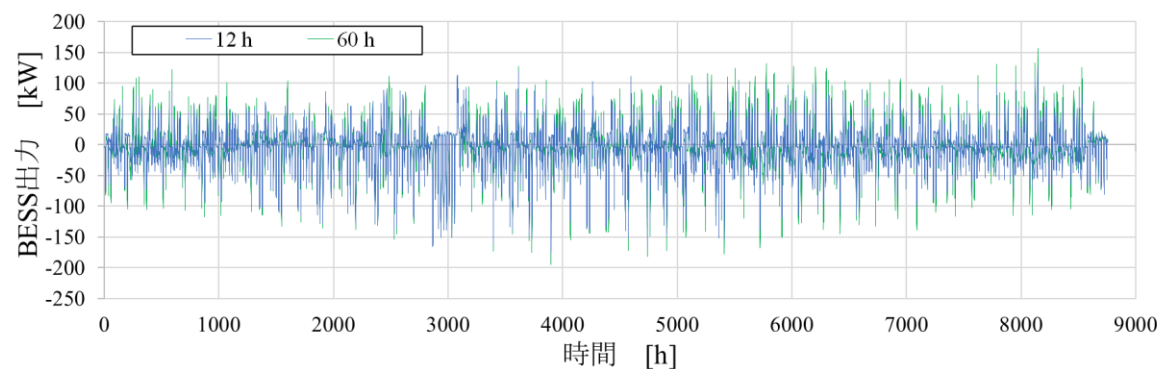


Fig. 3-43 BESS出力（年間シミュレーション）

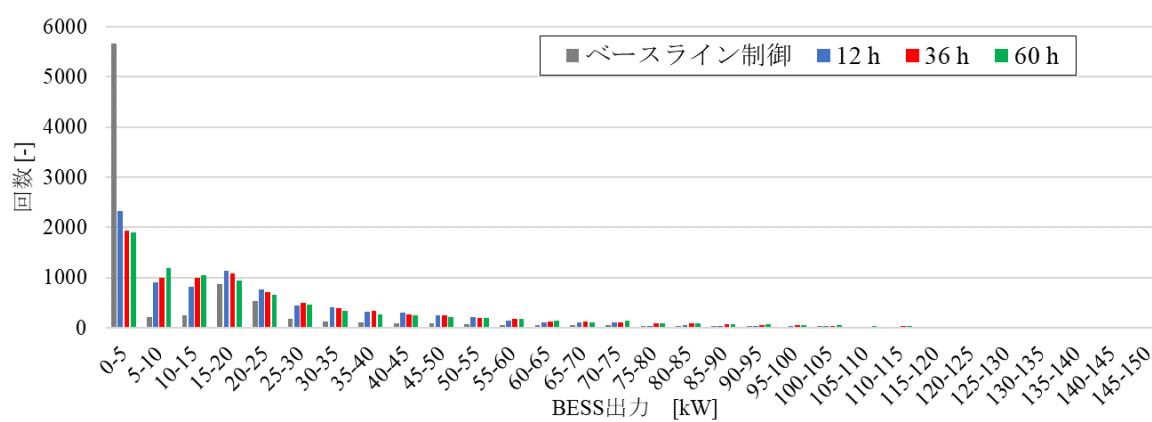


Fig. 3-44 BESS出力の頻度分布図

次に、4月の代表週（土曜から金曜）における電力負荷及びPV出力をFig. 3-45に、潮流電力をFig. 3-46に、BESSの蓄電量及び出力をFig. 3-47, Fig. 3-48に示す。また、8月の代表週における値も同様にFig. 3-49 ～ Fig. 3-53に示す。

予測期間が長いほど潮流電力の平準化効果が高まり (Fig. 3-45, Fig. 3-50), BESSの蓄電量が大きく変動する様子が確認された (Fig. 3-46, Fig. 3-51)。これは前述したように、より早い段階からBESSによる充電が実行されたためである。

また、8月の代表週は4月に比べて日中の電力負荷が大きいため、ベースライン制御よりも100 kW以上受電電力が抑制される結果となった (Fig. 3-50)。これは同じ期間において電力負荷の変動が大きい場合 (Fig. 3-49), その変動分をBESSが吸収することで平準化効果も増加するためである。

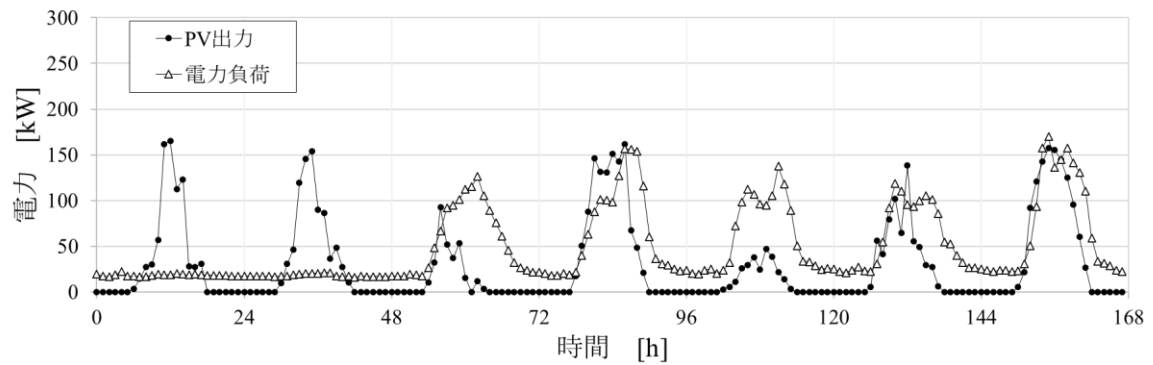


Fig. 3-45 電力負荷とPV出力 (代表週：2022/4/16 (土) ~ 4/22 (金))

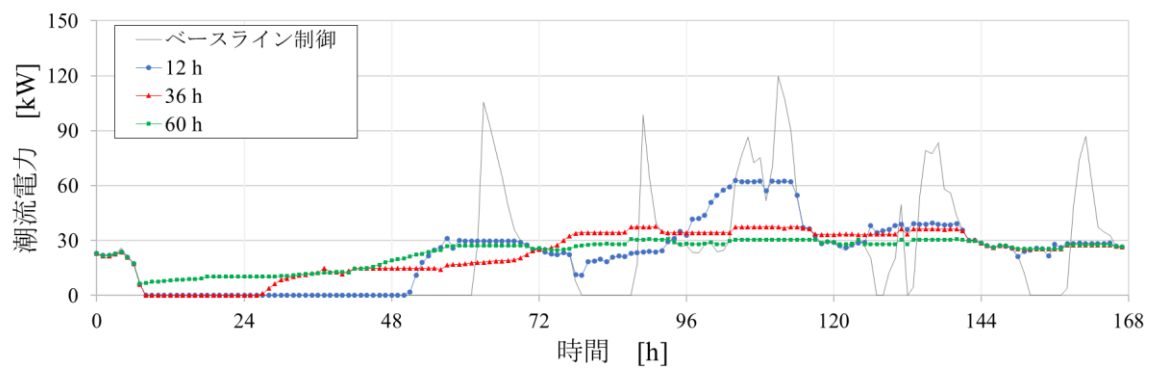


Fig. 3-46 潮流電力 (代表週：2022/4/16 (土) ~ 4/22 (金))

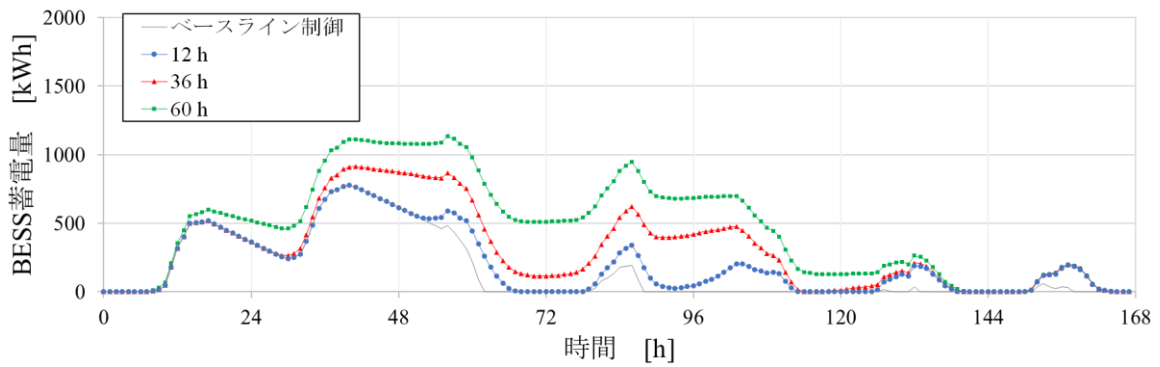


Fig. 3-47 BESS蓄電量 (代表週：2022/4/16 (土) ~ 4/22 (金))

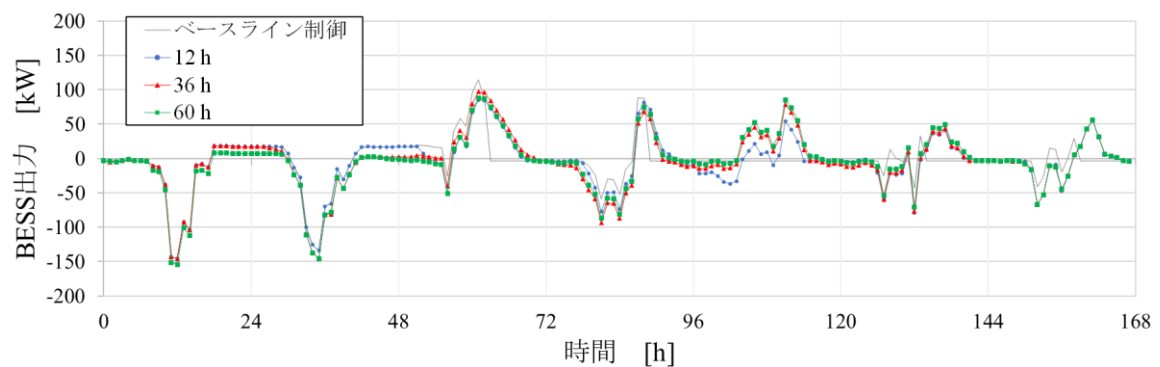


Fig. 3-48 BESS出力 (代表週：2022/4/16 (土) ~ 4/22 (金))

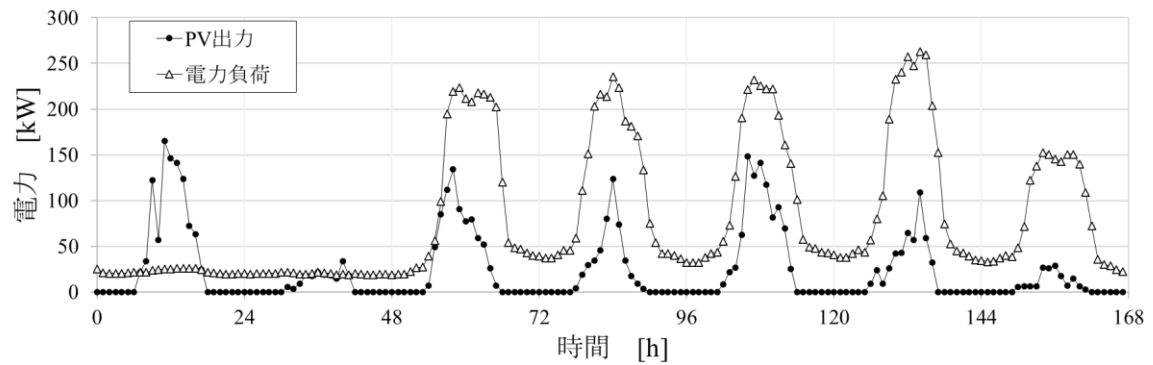


Fig. 3-49 電力負荷とPV出力（代表週：2022/8/27 (土) ～ 9/2 (金)）

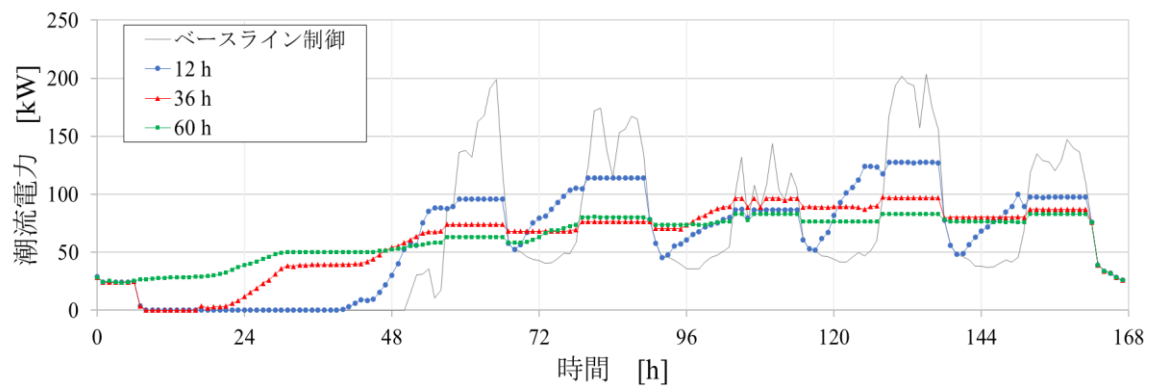


Fig. 3-50 潮流電力（代表週：2022/8/27 (土) ～ 9/2 (金)）

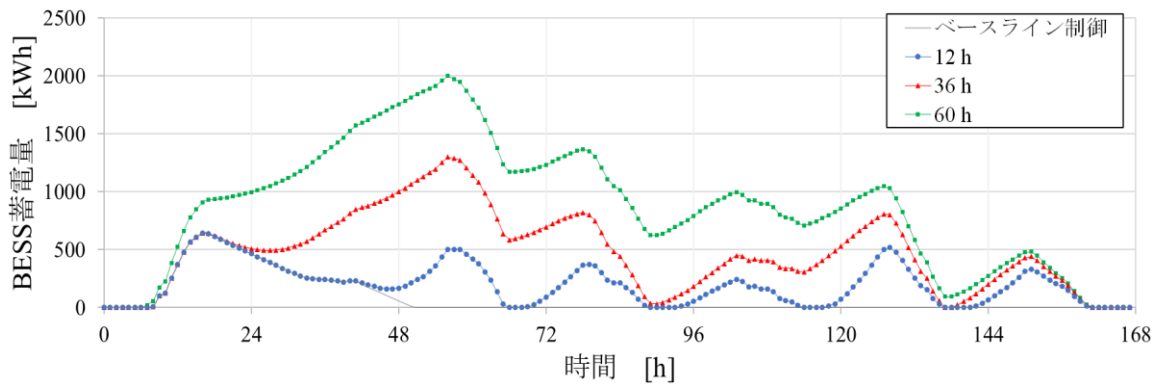


Fig. 3-51 BESS蓄電量（代表週：2022/8/27 (土) ～ 9/2 (金)）

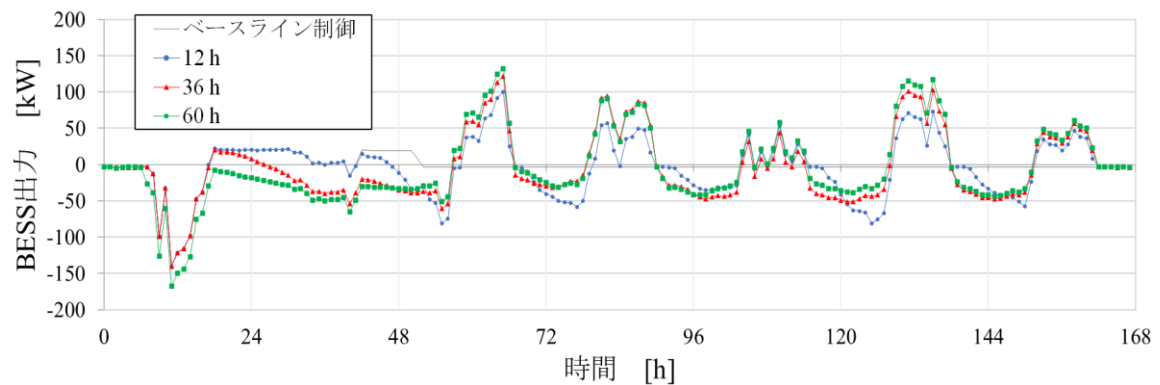


Fig. 3-52 BESS出力（代表週：2022/8/27 (土) ～ 9/2 (金)）

② 評価指標

Case 3における1年間の電力コスト及びコスト削減率をFig. 3-53, Fig. 3-54に、最大受電電力をFig. 3-55に、平均SOCをFig. 3-56に示す。また評価指標の計算条件をTable 3-6に示す。

電力コストは予測期間が長いほど減少し、72時間で概ね一定に収束する結果となった (Fig. 3-53)。また、ベースライン制御を比較対象としたコスト削減率は予測時間に応じて増加し、72時間の場合に約32 %を示した (Fig. 3-54)。これは、予測期間が長いほど1年の最大受電電力が低下し、基本料金が抑えられたためである (Fig. 3-55)。なお、これは1年で受電電力が最大になる8月の代表週において、予測期間が長いほど潮流電力が平準化される様子が確認されたFig. 3-50の結果と一致する。

一方、コスト削減率は一定値に収束したのに対し、平均SOCは予測期間の長さに比例して増加する結果となった (Fig. 3-56)。これは、前述したようにBESSがより早い段階から充電を開始することが影響しているが、むやみに予測期間を長くすると充電が過剰に行われ、BESSにおけるPCSの電力損失増加に繋がることが示唆された。実際、予測期間の増加に応じて従量料金も微小に増加しているため (Fig. 3-53上段)、LLMPC-1を実システムに導入する際には留意するべき点である。

Table 3-6 評価指標の計算条件

電力コスト	基本料金の単価	1,800 円/kW
	従量料金の単価	17 円/kWh
	基本料金の力率割引率	-
	再生可能エネルギー発電促進賦課金	-
	燃料費等調整額	-
比較対象		受電電力抑制制御（目標値 0 kW）

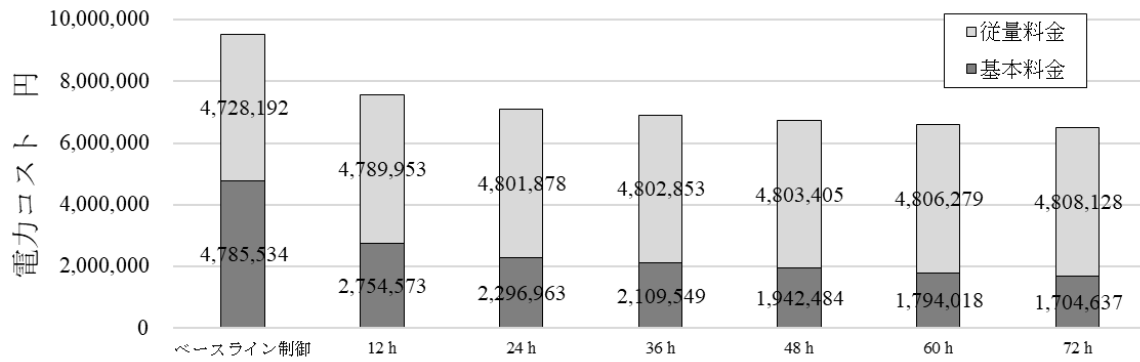


Fig. 3-53 年間の電力コスト

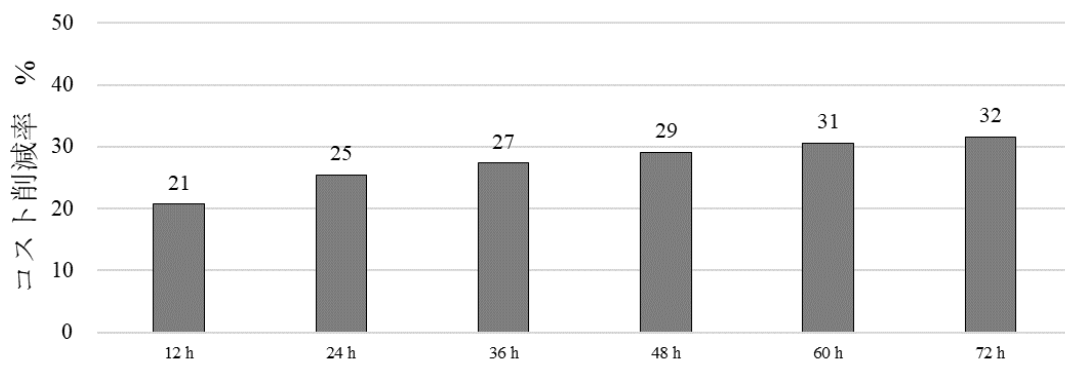


Fig. 3-54 電力コスト削減率

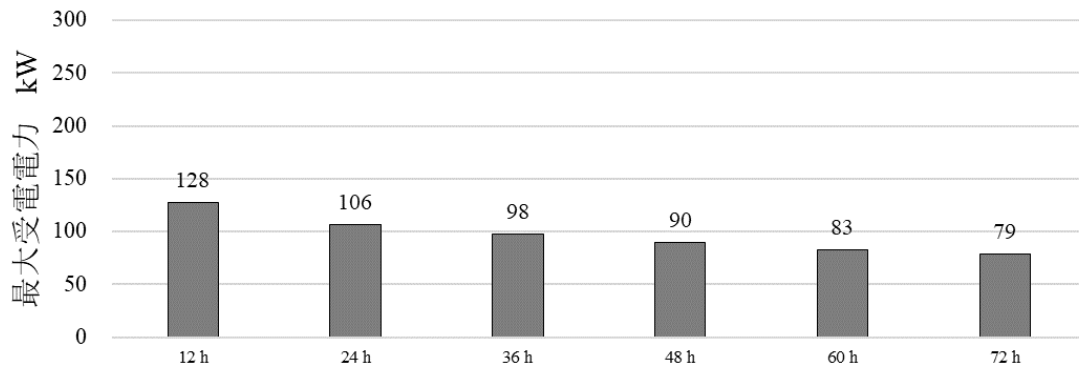


Fig. 3-55 最大受電電力

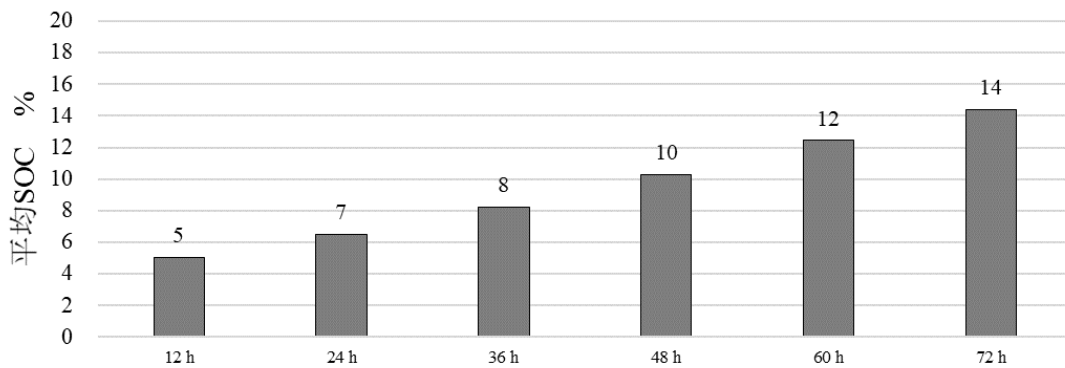


Fig. 3-56 平均SOC

3.3.5. Case 4の結果と考察

① 年間シミュレーション

Case 4では電力負荷及び日射量の予測結果における誤差を模倣し、評価指標への影響を分析した。年間シミュレーションの前提条件をTable 3-7に示す。なお、電力負荷の長期的な予測精度は建物の用途や規模、運用方法によって大きく異なることが想定されるため^[38]、仮想ノイズの標準偏差を2通り与えてシミュレーションを行った。

Table 3-7 前提条件

対象期間	2022/1/1～2023/12/31 (1 年間)
BESS 蓄電容量	0 ～ 4,590 kWh
BESS 定格出力	± 625 kW
BESS 蓄電量の初期値	0.0 kWh
PV 定格出力	200.64 kW
予測期間の長さ	12 h, 24 h, 36 h, 48 h, 60 h, 72 h
仮想ノイズの標準偏差	電力負荷 : $\sigma_{short}=0.1, \sigma_{long}=0.2, 0.3$
	日射量予測 : $\sigma_{short}=0.1, \sigma_{long}=0.3$

年間シミュレーションの結果を、一例として予測期間が12, 36, 60 hそれぞれの場合における潮流電力の推移をFig. 3-57 ～ Fig. 3-59に示す。また、最も受電電力が増加した8月の代表週における潮流電力の推移をFig. 3-60 ～ Fig. 3-62に示す。シミュレーションの結果、Case 3と同様に予測期間が増加すると潮流電力の平準化効果が高くなることが示された (Fig. 3-57 ～ Fig. 3-62)。これは、予測誤差の有無に関わらず潮流電力の平準化が開始されるタイミングがほぼ同時であるためと考えられる (Fig. 3-60の37 h 付近, Fig. 3-61の20 h 付近)。このことから、LLMPC-1では予測誤差を考慮した場合においても、予測期間を長く設定して早い段階から潮流電力の平準化を実行する方が有利に働くことが示された。一方予測誤差を考慮すると、潮流電力の細かい変動が受電電力の大きさに応じて増加する傾向が確認された (Fig. 60 ～ Fig. 62の48 ～ 168 h)。これは、最終的にLLMPC-1によりBESS出力の指示値が計算される時点において、電力負荷及び日射量の短期的な予測誤差が影響している。電力負荷及び日射量の計測値に対して仮想ノイズをその比率で与えているため、受電電力の大きさに対して誤差が増加していると考えられる。

なお、予測期間が36 h の場合、潮流電力が大きく増加する瞬間が確認された (Fig. 3-61の130 h 付近)。この時間帯は電力負荷とPV出力の差が非常に大きく、予測誤差が付加されたことでさらに差が開いた予測結果がMPCに入力されたためと考えられる。

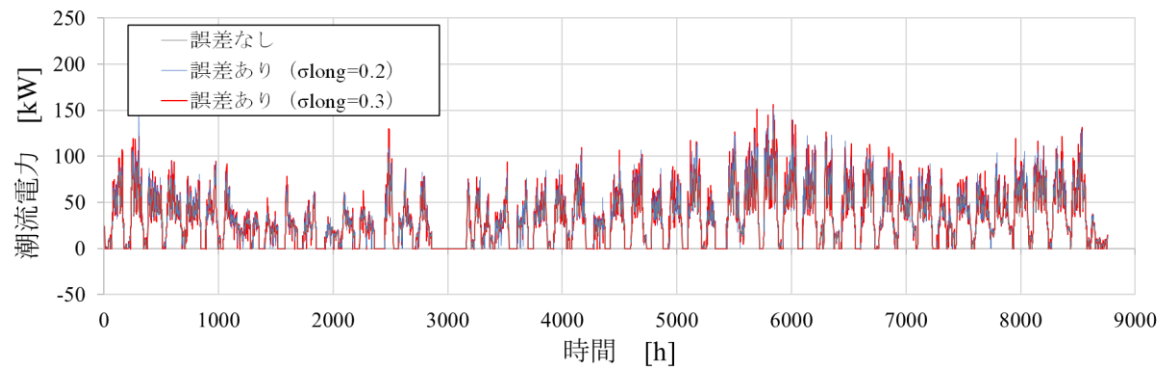


Fig. 3-57 1年間の潮流電力（予測期間12 h）

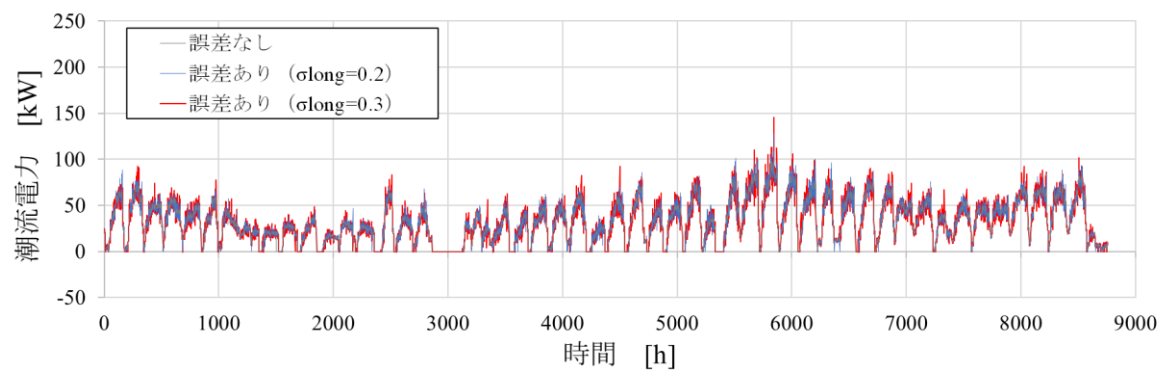


Fig. 3-58 1年間の潮流電力（予測期間36 h）

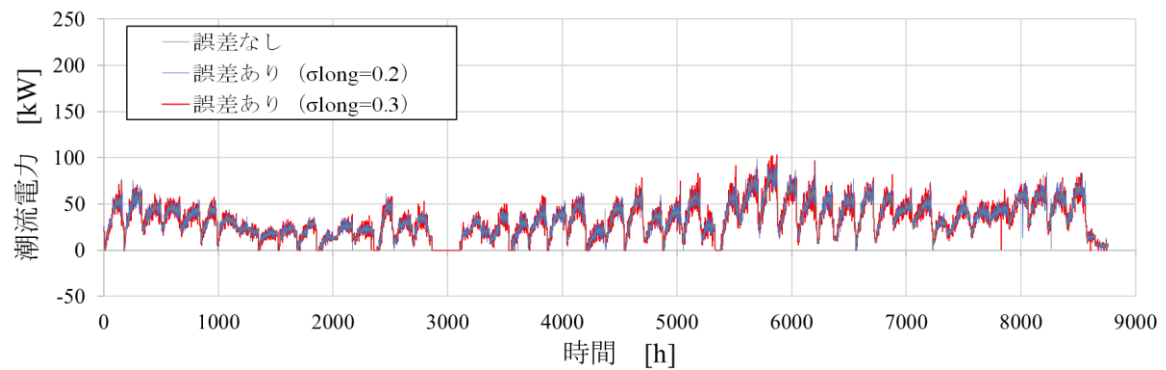


Fig. 3-59 1年間の潮流電力（予測期間60 h）

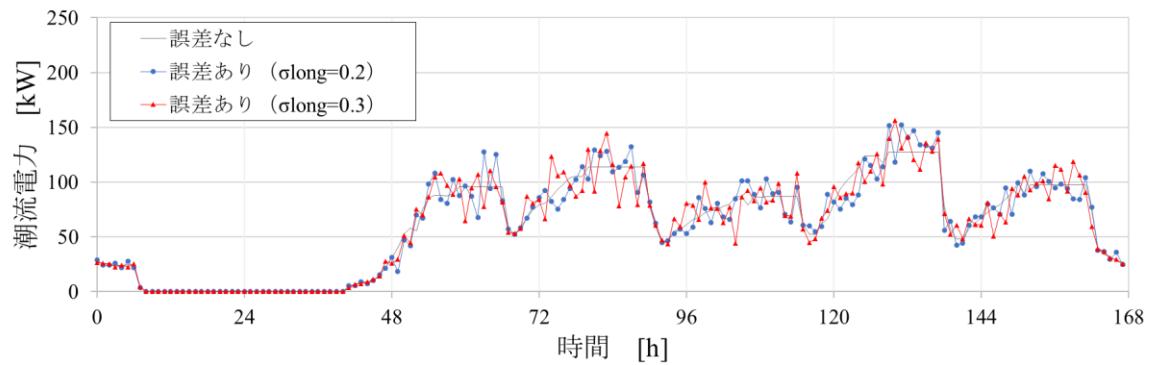


Fig. 3-60 8月代表週の潮流電力（予測期間12 h）

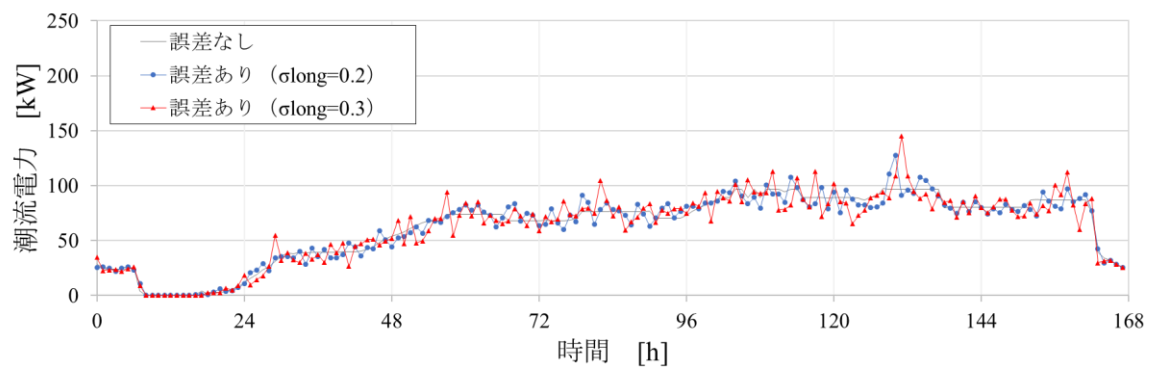


Fig. 3-61 8月代表週の潮流電力（予測期間36 h）

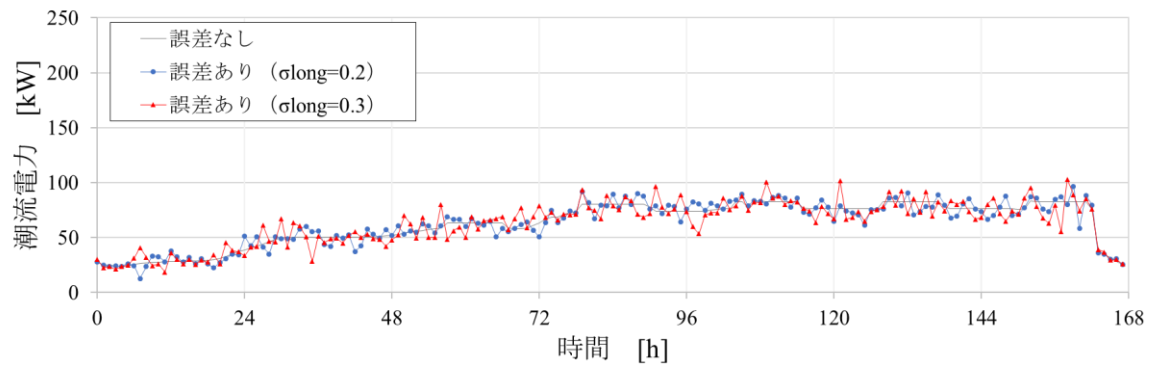


Fig. 3-62 8月代表週の潮流電力（予測期間60 h）

次に、予測期間が12, 36, 60 h それぞれの場合におけるBESS蓄電量の推移をFig. 3-63 ~ Fig. 3-65に、8月の代表週におけるBESS蓄電量の推移をFig. 3-66 ~ Fig. 3-68に示す。シミュレーションの結果、BESS蓄電量に対する予測誤差の影響はほとんど確認されなかった (Fig. 3-63 ~ Fig. 3-68)。

ただし一部の期間では、予測誤差の有無によってBESS蓄電量の差異が拡大する様子がみられた (Fig. 3-66の72 ~ 78 h , Fig. 3-67の90 ~ 96 h , Fig. 3-68の66 ~ 72 h)。これは電力負荷及び日射量に仮想ノイズを付加する際、元の計測値が小さく負数となった場合に0に置換していることが影響していると考えられる。同じ代表週における電力負荷及びPV出力をFig. 3-69に、BESSの出力をFig. 3-70 ~ Fig. 3-72に示す。例えばFig. 3-70の74 hでは、誤差を考慮した場合におけるBESS出力がより充電される結果となっている。この時間帯は日射が無いために多くの日射量が0に補正され、不足電力が過少に計算される傾向が続き充電側に差異が生じたと考えられる。

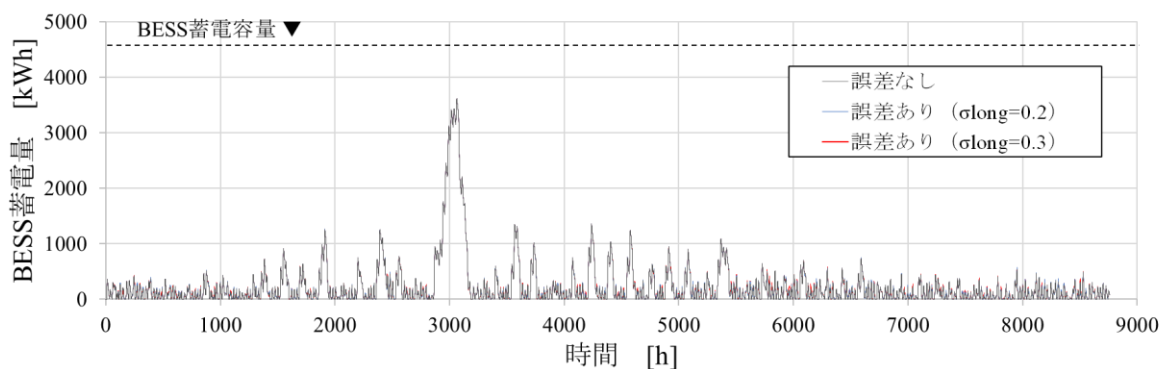


Fig. 3-63 1年間のBESS蓄電量（予測期間12 h）

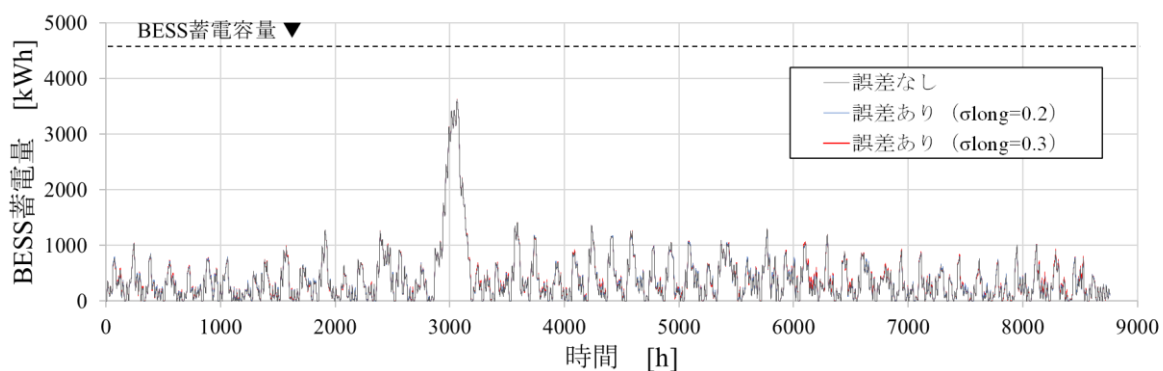


Fig. 3-64 1年間のBESS蓄電量（予測期間36 h）

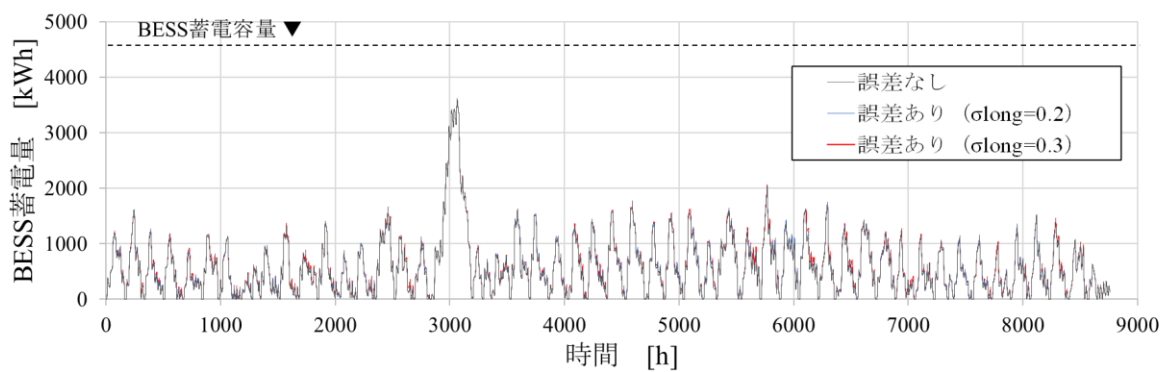


Fig. 3-65 1年間のBESS蓄電量（予測期間60 h）

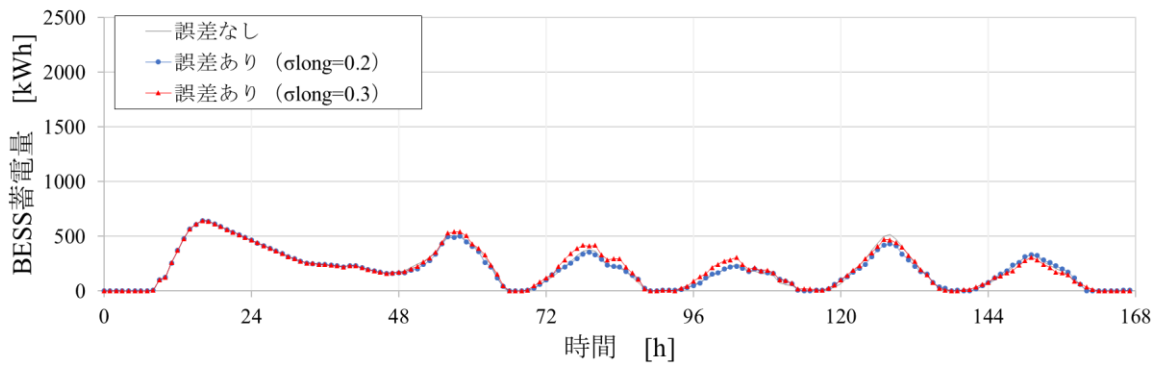


Fig. 3-66 8月代表週のBESS蓄電量（予測期間12 h）

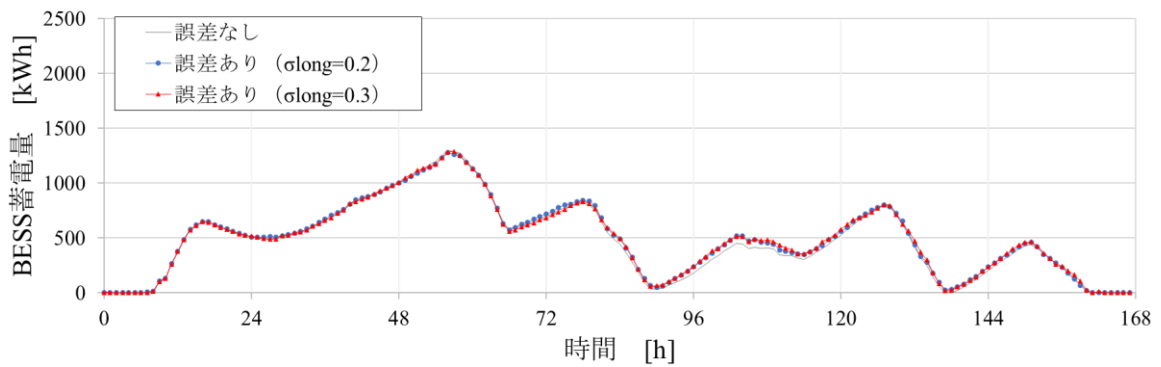


Fig. 3-67 8月代表週のBESS蓄電量（予測期間36 h）

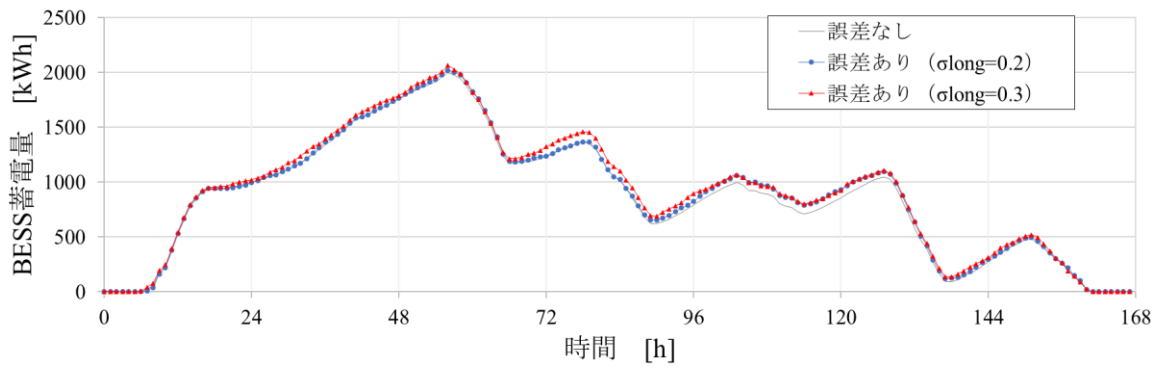


Fig. 3-68 8月代表週のBESS蓄電量（予測期間60 h）

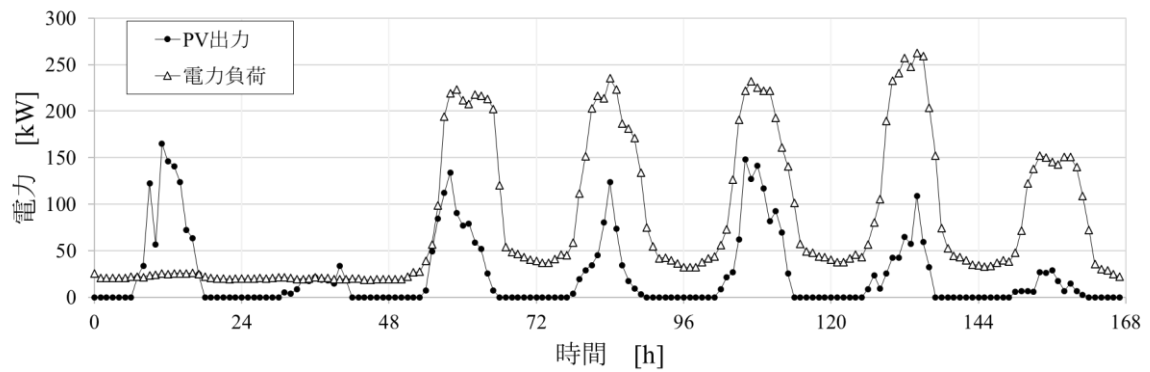


Fig. 3-69 8月代表週の電力負荷及びPV出力

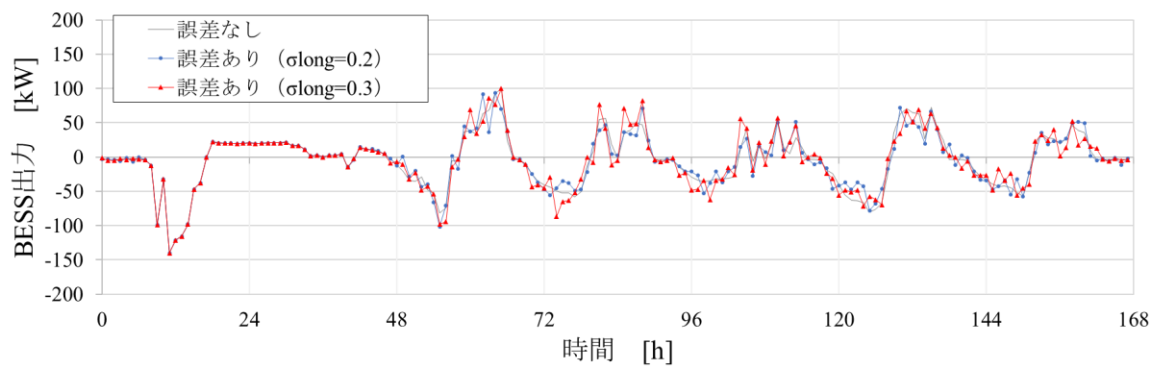


Fig. 3-70 8月代表週のBESS出力（予測期間12 h）

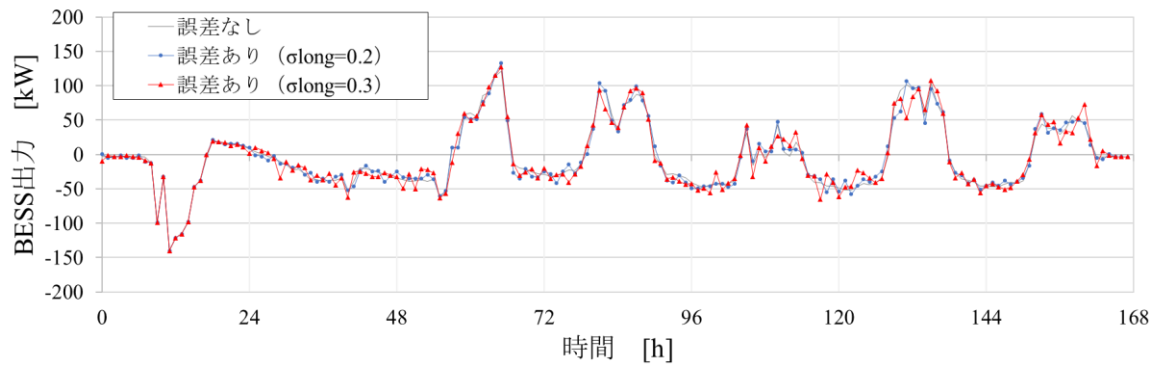


Fig. 3-71 8月代表週のBESS出力（予測期間36 h）

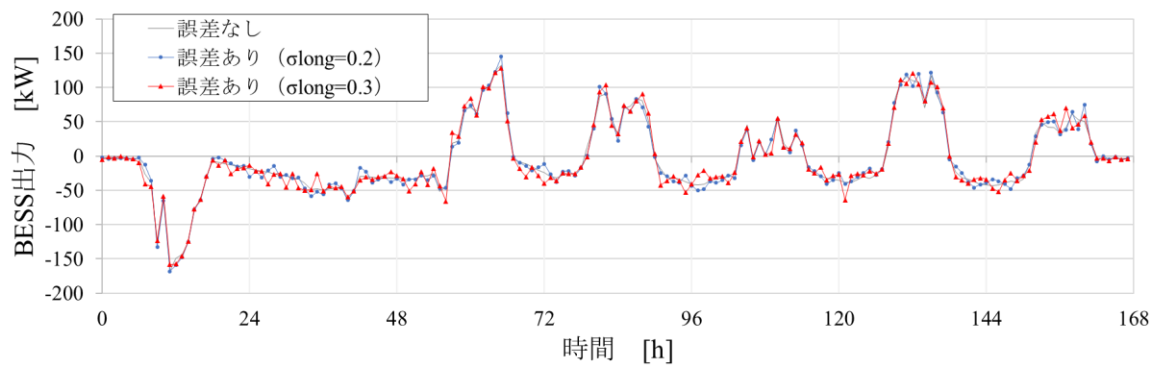


Fig. 3-72 8月代表週のBESS出力（予測期間60 h）

② 評価指標

Case 4における評価指標の計算条件をTable 3-8に、年間シミュレーションの評価指標及び潮流電力関連の数値をFig 3-73～ Fig. 3-76に示す。

年間の電力コストは予測誤差を考慮しない場合と同様、予測期間の長さに応じて概ね減少する結果となった (Fig. 3-73)。またベースライン制御と比べたコスト削減率も、予測期間に応じて徐々に増加する結果となった (Fig. 3-74)。これは予測誤差の有無に関わらず、潮流電力の平準化が作動するタイミングに大きな変化がなく、予測誤差が無い場合同様に受電電力を抑える効果が発揮されたためである (Fig. 3-60 ～ Fig. 3-62)。

なお、予測期間が48時間以上では、予測誤差を考慮するとコスト削減率が概ね2～3%低下したのに対し、予測期間が36時間までは最大10%程低下する結果となった (Fig. 3-74)。これは前述したように、電力負荷及び日射量の計測値に対して仮想ノイズを比率で与えているため、受電電力の大きさに応じて潮流電の変動が増加し、年間の契約電力増加に繋がったためと考えられる (Fig. 3-75)。なお、LLMPCでは予測期間のすべてに対してBESS出力を最適化するが、実際に指示値として用いられるのは1ステップ目のみである。1ステップ目の指示値を計算する際には、短期的な予測誤差（正規乱数の標準偏差： σ_{short} ）が大きく影響するため、上述した潮流電力の細かい変動も短期的な予測誤差によるものと考えられる。

年間の平均SOCは、予測期間に応じてCase 3と同様に増加したが、予測誤差を考慮した場合にさらに訳1%増加する結果となった (Fig. 7-76)。BESSが過大に充電した場合は蓄電量の増加に繋がる一方、過大な放電は受電電力の増加に繋がることから、予測誤差によりBESSが過大に充放電され、多少BESSの平均SOCが増加したと考えられる。

エネルギー自給率はどの結果も同一 (49%) となった。これはBESSの蓄電容量が十分大きいために逆潮流がまったく生じていないためである。適正な蓄電容量の分析結果については第5章で記述した。

Table 3-8 評価指標の計算条件

電力コスト	基本料金の単価	1,800 円/kW
	従量料金の単価	17 円/kWh
	基本料金の力率割引率	-
	再生可能エネルギー発電促進賦課金	-
	燃料費等調整額	-
比較対象		受電電力抑制制御（目標値 0 kW）

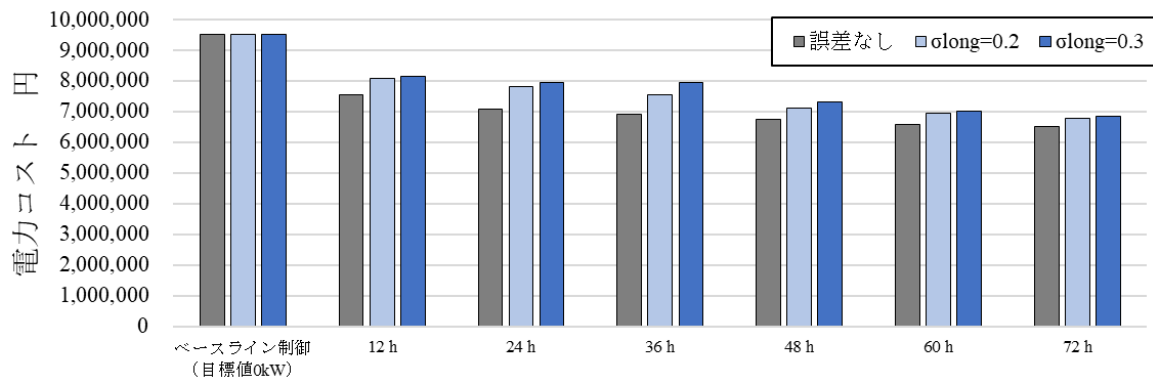


Fig. 3-73 年間の電力コスト

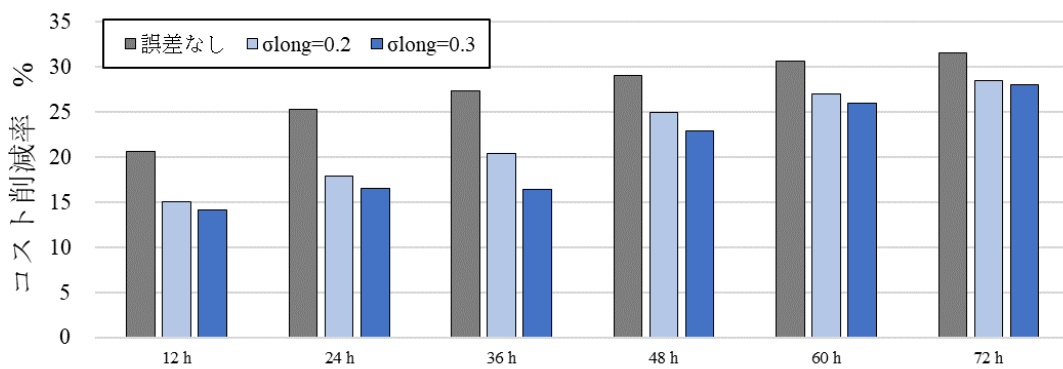


Fig. 3-74 コスト削減率 (ベースライン制御比)

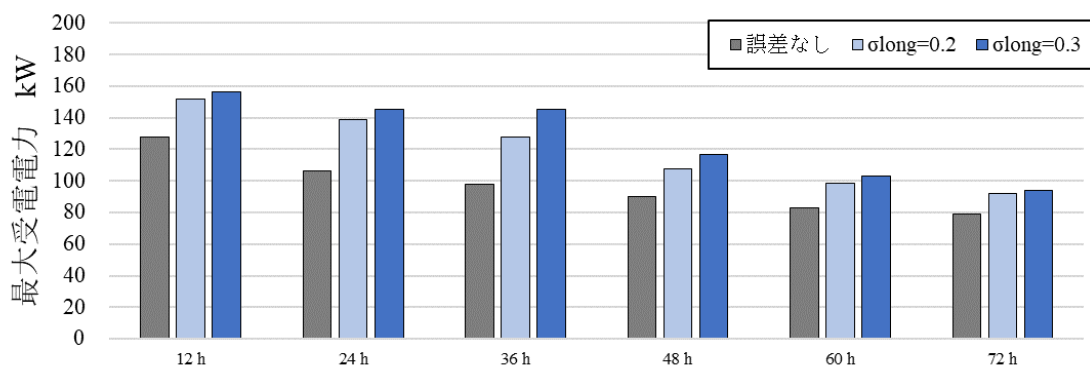


Fig. 3-75 最大受電電力

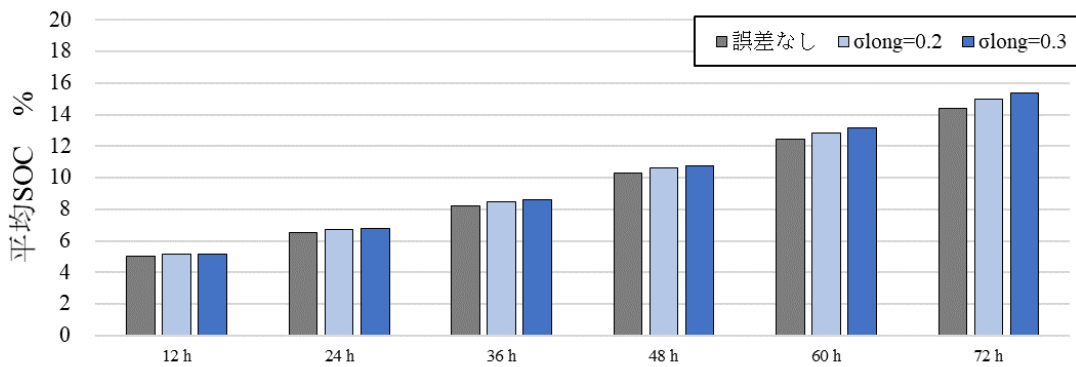


Fig. 3-76 平均SOC

3.4 小括

本章では、まずMPC及び逐次二次計画法について述べ、これらを組み合わせたLLMPCの提案を行った。次にLLMPC (LLMPC-0及びLLMPC-1)の定式化と、仮想的な予測結果を模倣するための誤差拡大モデルについて述べた。また、LLMPCを適用した年間のシミュレーションのケーススタディ (Case 1 ~ Case 4) を実施し、定式化の妥当性及び効果を示した。なお、Case 4ではLLPCにおける予測の誤差に対して制御性能が著しく低下しないことを確認するために、LLMPCの入力に誤差を有する予測値を与える検討を実施した。

その結果、以下の知見を得た。

- 1) 予測誤差を考慮せずに電力負荷及び日射量を24時間先まで予測できると仮定した場合、LLMPC-0 (契約電力110kW) は約25 %のコスト削減効果があり、従来のピークカット制御における課題であった逆潮流を防ぐことができる。
- 2) 予測誤差を考慮せずに電力負荷及び日射量を24時間先まで予測できると仮定した場合、LLMPC-1は、予測期間における潮流電力を常に平準化する効果が示され、LLMPC-0 (契約電力110kW) と同様 (約25 %) のコスト削減効果が示された。
- 3) 予測誤差を考慮しない場合、LLMPC-1では予測期間が長いほどコスト削減率が増加し、72 時間で概ね一定に収束する。予測期間が12 時間で25 %、72 時間で32 %のコスト削減効果が示された。
- 4) 予測誤差を考慮しない場合、LLMPC-1では予測期間に比例して1年間の平均SOCが増加することが示された。そのため、予測期間が長いほどコストメリットが増加する一方、必要となるBESSの蓄電容量も増加するため、予測期間によるコストメリットとBESS容量に応じたイニシャルコストの両面で検討する必要があることが示唆された。
- 5) 予測誤差拡大モデルを適用した場合、適用前と同様に予測期間が長いほどコスト削減率が増加し、72 時間で概ね一定に収束する。予測期間が12 時間で約15 %、72 時間で約27 %のコスト削減効果が示された。

参考文献

- [1] Ghafoor, A. et al.: Design and economics analysis of an off-grid PV system for household electrification, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 42, pp.496-502, 2015.
- [2] Okoye, C. O., & Solyal, O. : Optimal sizing of stand-alone photovoltaic systems in residential buildings, *Energy*, Vol. 126, pp.573-584, 2017.
- [3] Ogunjuyigbe, A. S. O. et al. : An intelligent load manager for PV powered off-grid residential houses, *Energy for sustainable development*, Vol. 26, pp.34-42, 2015.
- [4] 持田正憲 et al. : 太陽光・太陽熱利用による木造戸建て住宅のエネルギー自立性評価に関する研究. In 空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集 令和2年度大会 (オンライン) 学術講演論文集 第10巻 都市・環境 編 (pp. 265-268). 公益社団法人 空気調和・衛生工学会, 2020.
- [5] Hakimi, Seyed Mehdi, and Arezoo Hasankhani. : Intelligent energy management in off-grid smart buildings with energy interaction, *Journal of Cleaner Production*, Vol. 244, 2020,118906.
- [6] 丹羽英治 et al. : エネルギー自立型建築に関する研究 エネルギー自立型建築の概念とモデル建物における実現可能性試算. In 空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集 平成25年度大会 (長野) 学術講演論文集 第10巻 都市・環境 編, pp. 89-92, 2013.
- [7] 水出喜太郎 et al. : 自立型エネルギーシステムを持つ環境建築 Y ビルの性能検証 その1 自然エネルギー利用およびオンサイト発電と多段階排熱利用による CO2 排出削減の初期検証. In 空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集 平成27年度大会 (大阪) 学術講演論文集 第8巻 性能検証・実態調査 編, pp. 301-304, 2015.
- [8] 平岡 雅哉, 弘本 真一, 加藤 正宏, 鈴木 雄介 : ZEBを指向した建築物の改修実証試験における空調計画と検証, *日本建築学会技術報告集*, Vol. 21, No. 47, pp. 209-214, 2015. (普通のZEB)
- [9] 藤山 真美子, 石田 壽一 : 既存建物における新エネルギーシステム導入と情報の見える化, *日本建築学会技術報告集*, Vol. 22, No. 51, pp. 707-710, 2016.
- [10] 工月良太 et al. (2008). 分散型エネルギーシステムの面的な活用による街区のサステナビリティ向上に関する研究. *日本建築学会技術報告集*, 14(28), 497-502, 2015.
- [11] Ataei, A. et al. : Optimum design of an off-grid hybrid renewable energy system for an office building. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 7(5), 2015, 053123.
- [12] Mokhtara, C. et al. : Design optimization of off-grid Hybrid Renewable Energy Systems considering the effects of building energy performance and climate change: Case study of Algeria. *Energy*, 219, 2021, 119605.
- [13] Dabaieh, M. et al. : Building Performance and Post Occupancy Evaluation for an off-grid low carbon and solar PV plus-energy powered building. A case from the Western Desert in Egypt. *Journal of Building Engineering*, Vol. 18, pp. 418-428. 2018.
- [14] Conti, P. et al. : Multi-objective optimization of off-grid hybrid renewable energy systems in buildings with prior design-variable screening. *Energies*, 12(15), 2019, 3026.
- [15] S. Twaha, M. A.M. Ramli : A review of optimization approaches for hybrid distributed energy generation systems - Off-grid and grid-connected systems, *Sustainable Cities and Society*. Vol. 41, pp. 320-331, 2018.
- [16] 岩佐 能孝, 田部 豊, 近久 武美, 配電系統の電力制約を考慮した分散協調型コジェネレーションネットワークの炭酸ガス削減効果と系統負荷平準化効果, *空気調和・衛生工学会 論文集*, 30巻, 104号, pp.19-27, 2005.

- [17] 三原 邦彰, 荒井 良延, 上村 健, 平岡 雅哉, 電力負荷平準化のための効率的な運用方法と経済性に関する研究, 空気調和・衛生工学会 論文集, Vol. 41, No. 236, pp. 13-20, 2016.
- [18] 水野 敬介, 滑川 徹: 待ち行列を考慮したモデル予測制御に基づくEV充電最適スケジューリング算出と電力潮流最適化, 自動制御連合講演会講演論文集, Vol., 第61回自動制御連合講演会, セッションID 8B6, pp. 459-465, 2016.
- [19] 原田 純, 奥宮 正哉, 伊藤 剛, 島岡 宏秀, 福田 裕行, ZEB化建物のセルフデマンドレスポンスに関する研究 第1報 セルフデマンドレスポンスの概念と負荷平準化の検討, 空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集, 2014.10 巻, 平成26年度大会(秋田) 学術講演論文集 第10巻 都市・環境 編, セッションID D-41, pp. 217-220, 2014.
- [20] V. K. Teki, M. K. Maharana, C. K. Panigrahi : Study on home energy management system with battery storage for peak load shaving, Materials Today: Proceedings, Vol. 39, Part 5, pp. 1945-1949, 2021.
- [21] M. Ghafoori, M. Abdallah, S. Kim : Electricity peak shaving for commercial buildings using machine learning and vehicle to building (V2B) system, Applied Energy, Vol. 340, 2023, 121052.
- [22] 市川祐幸, 大岡龍三: モデル予測制御に基づくデマンドレスポンスに関する技術動向, 空気調和・衛生工学会 論文集, Vol. 47 (300), pp. 11-20, 2022.
- [23] 吉田 友紀子, 藤沼 康実: 数理計画型モデル予測制御技術による省エネルギーのためのVAV制御改良に関する研究, 日本建築学会環境系論文集, Vol. 75, No. 651, pp. 455-463, 2010.
- [24] 小川 陽平, 白石 靖幸, 大貝 晴俊: モデル予測制御を用いた空調システムの最適制御に関する研究, 空気調和・衛生工学会 論文集, Vol. 44, No. 272, pp. 17-23, 2019.
- [25] 宮田 翔平, 桑原 康浩, 林 鍾衍, 赤司 泰義, 吉本 尚起: 動的CO₂排出係数に基づいたモデル予測制御による熱源機器の低炭素制御, 日本建築学会環境系論文集, Vol. 85, 777, pp. 827-835, 2020.
- [26] 福田エレン秀美: 多目的最適化問題に対する降下法 - 単一目的最適化アルゴリズムの拡張, システム/制御/情報, Vol.62, No.9, pp.352-357, 2018.
- [27] 東京電力パワーグリッド株式会社: 系統アクセスルール [高圧・低圧版], 2021改定.
- [28] 梅谷俊治: しっかり学ぶ数理最適化, 講談社, 2020.
- [29] P. R. Bergamaschi, S. de F. P. Saramago, L. dos S. Coelho : Comparative study of SQP and metaheuristics for robotic manipulator design, Applied Numerical Mathematics, Vol. 58, Issue 9, pp. 1396-1412, 2008.
- [30] J. R. R. A. Martins, Perspectives on Aerodynamic Design Optimization, AIAA Conference paper, 2020-0043, 2020.
- [31] The Scipy community : scipy.optimize.minimize,
<https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.optimize.minimize.html#scipy.optimize.minimize> (2022年10月10日閲覧)
- [32] 杉本博之, 制約最適化問題のスケーリングについて 土木学会論文集, Vol. 356, pp.579-582, 1985.
- [33] 一言 正之, 澤谷 拓海, 植西 清: 深層強化学習を用いたダム操作モデルのダム流入量予測誤差に対する影響評価, AI・データサイエンス論文集, 第1巻, 第J1号, pp.459-464. 2020.

- [34] J. Tayman, A. D. Swanson : On the validity of MAPE as a measure of population forecast accuracy, Population Research and Policy Review , Vol. 18, pp299-322, 1999.
- [35] S. Hochreiter, J. Schmidhuber : Long Short-Term Memory, Neural Computation, Vol. 9, No. 8, pp. 1735-1780, 15 Nov., 1997.
- [36] Y. Lu, Z. Tian, R. Zhou, W. Liu : Multi-step-ahead prediction of thermal load in regional energy system using deep learning method, Energy and Buildings, Vol. 233, 110658, 2021.
- [37] M. A. Hearst, S. T. Dumais, E. Osuna, J. Platt, B. Scholkopf : Support vector machines, IEEE Intelligent Systems and their Applications, Vol. 13, No. 4, pp. 18-28, 1998.
- [38] S. Idowu, S. Saguna, C. Åhlund, O. Schelén : Applied machine learning - Forecasting heat load in district heating system, Energy and Buildings, Vol. 133, pp. 478-488, 2016.
- [39] A. Bracale, G. Carpinelli, P. De Falco, T. Hong, Short-term industrial reactive power forecasting, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 107, pp.177-185, 2019.
- [40] G. Guariso, G. Nunnari, M. Sangiorgio : Multi-Step Solar Irradiance Forecasting and Domain Adaptation of Deep Neural Networks, Energies, Vol. 13, No. 15, 3987, 2020.
- [41] R. A. Sevlian , R. Rajagopal : A model for the effect of aggregation on short term load forecasting, 2014 IEEE PES General Meeting, Conference & Exposition, National Harbor, pp. 1-5, 2014.
- [42] H. Jiang, Y. Dong, L. Xiao : A multi-stage intelligent approach based on an ensemble of two-way interaction model for forecasting the global horizontal radiation of India, Energy Conversion and Management, Vol. 137, pp 142-154, 2017.
- [43] M. Alrashidi, M. Alrashidi, S. Rahman : Global solar radiation prediction - Application of novel hybrid data-driven model, Applied Soft Computing, Vol. 112, 2021.
- [44] Y. Gao, S. Miyata, Y. Akashi : Multi-step solar irradiation prediction based on weather forecast and generative deep learning model, Renewable Energy, Vol. 188, pp. 637-650, 2022.
- [45] X. Ke, A. Jiang, N. Lu : Load profile analysis and short-term building load forecast for a university campus, 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, pp. 1-5, 2016.
- [46] K. Matsui, Y. Yamagata, S. Kawakubo : Real-time sensing in residential area using IoT technology for finding usage patterns to suggest action plan to conserve energy, Energy Procedia, Vol. 158, pp. 6438-6445, 2019.
- [47] ライフビジネスウェザー社HP, https://www.lbw.co.jp/business_ftp.html. (2023 年 6 月 18 日閲覧)
- [48] 遠藤 浩輝, 横山 昌央, 井上 馨, 加藤 利次 : 蓄電池併設型 PCS の受電電力可変制御を用いた DR 対応と EMS への適用, パワーエレクトロニクス学会誌, Vol. 45, pp. 146-153, 2019.

第4章

変動料金制における最適制御

4.1. 本章の背景と目的

4.1.1. 建築物における変動料金制

FIP制度等で前提となっている卸電力市場取引には、電力価格の高騰やインバランス料金といったリスクが存在すること、また多くの地域では逆潮流の規制といった課題が残ることとは第3章で述べた通りである。

一方、需要家が電力系統を直接売電せずとも、時間帯毎に電力単価が変動する電気料金の形態 (Fig. 4-1) が近年増えている。JEPXのスポット市場価格に連動して従量料金が算定される料金形態^{[1][2][3]}、がその代表例であり、通常の基本料金に加えて従量料金が市場価格に応じて決定され、電気料金はその合計値となる。また、小売電気事業者の中には基本料金を設けず、従量料金を時間帯毎の使用量と取引価格に応じて決定するサービス^[4]や、電力単価に上下限を設け、需要家に対する急激な電気料金の増加リスクを軽減しているサービス^[5]も提供されている。

このような変動料金制のもとで電力価格を最小限に抑えるには、建物に再エネ及び蓄電池を導入して潮流電力を最適に制御することが有効である。同様の研究は、建物の契約電力を抑えること（ピークカット）を目的とした事例^{[6]~[8]}や、デマンドレスポンスに対して潮流電力を最適化している事例^{[9]~[11]}が多数報告されているものの、従来の固定料金制を前提としている場合や、上位システムからの指令に対する応動を前提とした場合が多い。一方、変動料金制を前提とした事例では、一戸または複数の住宅群、あるいは一般的なオフィスビルを対象として電力コストを最小化することを目的とした事例^{[12],[13]}が報告されているが、前者は住宅が対象、後者は仮想的なオフィスビルが対象で、特に業務用建築物に対して十分に取り組まれていない。

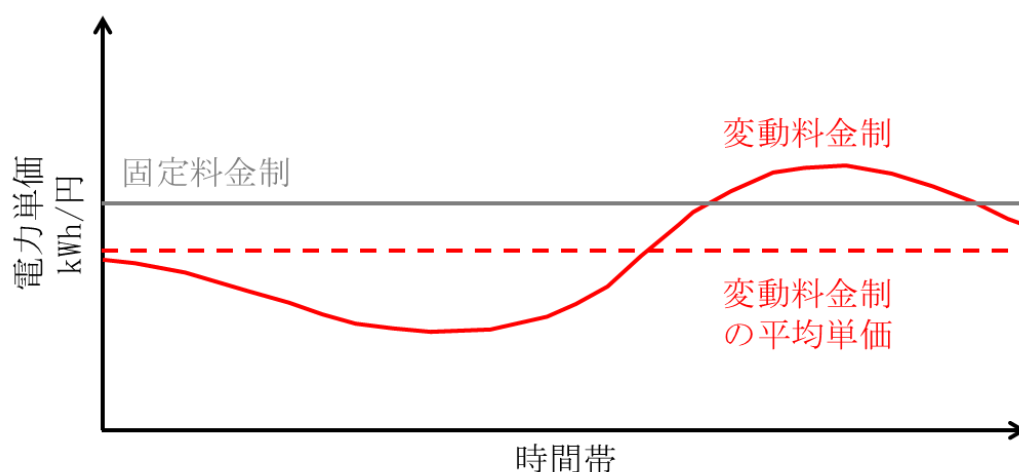


Fig. 4-1 変動料金制の概要

4.1.2. 目的と手法

以上の背景より，本章では時間帯毎の電力単価を元にBESSで潮流電力を最適化し，年間の電力コストを最小化することを目的とした制御をエネルギーフレキシブルモデル予測制御 (EFMPC : Energy Flexible Model Predictive Control) と称し，その定式化と効果検証の結果について述べる。EFMPCでは電力負荷と日射量の予測結果及び時間帯毎の電力単価を与条件として，BESSの充放電を制御して電力コストを最小化することを目標とする (Fig. 4-2)。

定式化の妥当性及びその効果を検証する手段として，第2章で述べた電力システムのエネルギーシミュレーションにEFMPCを適用し，複数のケーススタディを実施した。また，対象施設は第2章で示した実際の業務用建物とし，そこで得られた電力負荷，日射量の計測値を与条件として用いた。

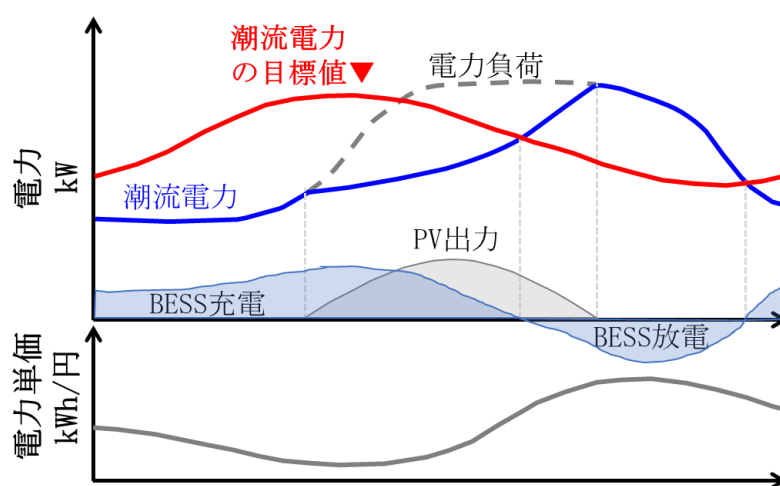


Fig. 4-2 EFMPCの概要

4.2. EFMPC

4.2.1. EFMPCの定式化

予測期間における電力コストを最小化するための、最適化問題の概要をFig. 4-3に示す。図中の囲まれた部分は、予測期間における潮流電力と電力単価の予測推移を示す。EFMPCが予測期間内の電力コストを最小化するため、電力単価が比較的低い前半に受電電力を増やし、電力単価の高い後半に受電電力を減らすことを期待して定式化した。

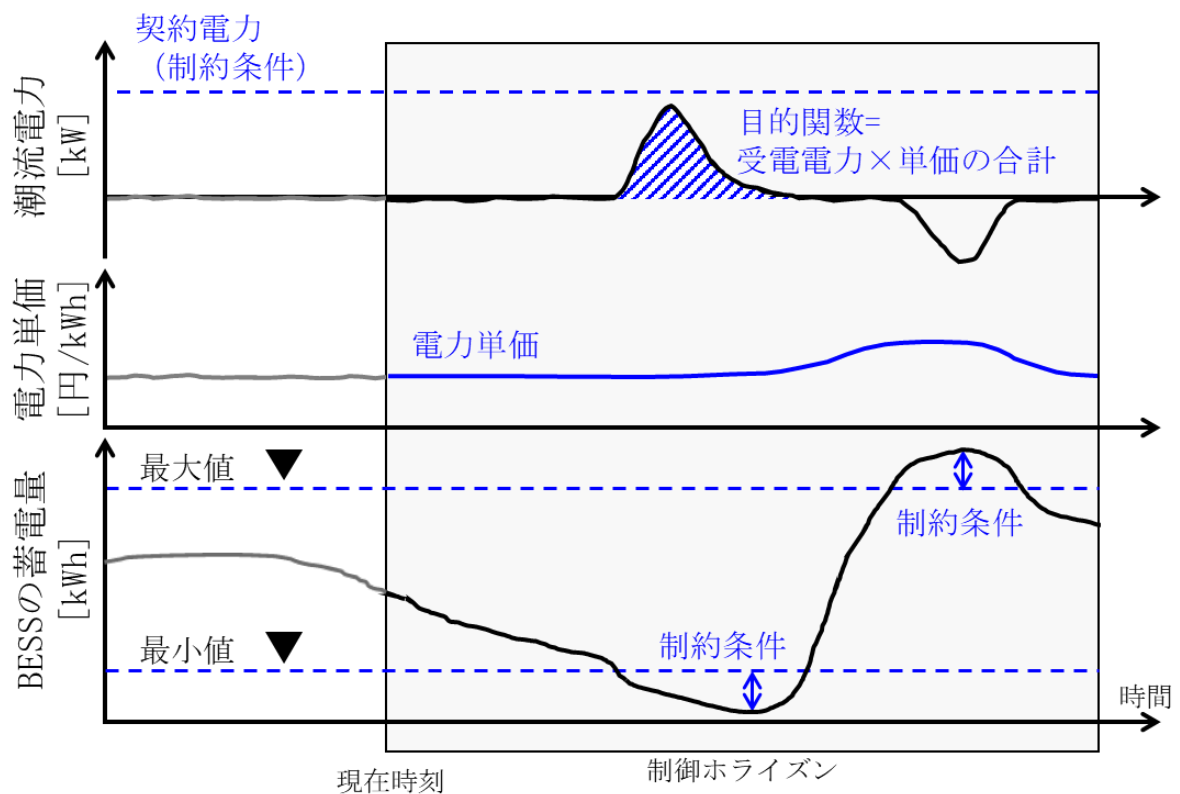


Fig. 4-3 EFMPCの目的関数と制約条件

① 目的関数

EFMPCの目的は時間帯毎の電力単価に応じて電力コストを最小化することであるため、予測期間の合計電力コストを目的関数に用いて定式化を行った。

目的関数に関する数式を式 Eq. (4-1), Eq. (4-2) に示す。なお、最適化計算を効率的に実行するため、受電電力に加えて電力単価もMin-Max法により正規化した。

また、受電電力の計算は式 Eq. (3-6) を用いて不連続性を解消した。

$$\text{minimize } \sum_{k=0}^{T_h-1} V'_{unit,k} P'_{REC,k} \quad \dots \dots \text{Eq. (4-1)}$$

($V'_{unit,k}$: 正規化された電力単価 [-])

なお、電力単価における正規化の計算式を式 Eq. (4-3) に示す。また

$$V'_{unit,k} = \frac{V_{unit,t} - V_{min}}{V_{max} - V_{min}} \quad \dots \dots \text{Eq. (4-2)}$$

($V_{unit,k}$: 電力単価 [円/kWh], V_{max} : 予測期間における最大単価 [円/kWh], V_{min} : 予測期間における最小単価 [円/kWh])

一方、建物内のエネルギーバランスが一定 (式 Eq. (2-11)) とすると次式が成り立つ。

$$P_{BESS,k} = P_{load,k} - (P_{PV,k} + P_{grid,k}) \quad \dots \dots \text{Eq. (4-3)}$$

またBESS出力 $P_{BESS,k}$ に対し、BESSの蓄電量は式 Eq. (2-1) ~ Eq. (2-3) より計算できる。

$$P_{Battery,t} \geq 0 \quad (\text{放電時})$$

$$P_{BESS,t} = \eta_{PCS} P_{Battery,t} - P_{AUX} \quad \dots \dots \text{Eq. (4-4)}$$

$$P_{Battery,t} < 0 \quad (\text{充電時})$$

$$P_{BESS,t} = \frac{1}{\eta_{PCS}} P_{Battery,t} - P_{AUX} \quad \dots \dots \text{Eq. (4-5)}$$

$$E_{Battery,t+1} = E_{Battery,t} - \int_t^{t+1} P_{Battery,t} dt \quad \dots \dots \text{Eq. (4-6)}$$

(η_{PCS} : PCS有効係数 [-], $P_{Battery,t}$: 蓄電池出力 [kW], P_{AUX} : 補機電力 [kW], $E_{Battery,t}$: 蓄電量 [kWh])

以上より、変数として予測期間の潮流電力 $P_{grid,k}$ が与えられると、式 Eq. (4-3), Eq. (4-4) を用いてBESSの蓄電量及び出力が求まり、後述する制約条件式が計算できる。なお、本研究では1時間の離散値を用いるため、潮流電力の1時間の積分値が潮流電力に等しいと近似した。

② 制約条件

制約条件は下記3点とした（式 Eq. (4-5)～Eq. (4-7)）。

- 1) 潮流電力は契約電力以下に収まる
- 2) BESSの蓄電量は定格容量の範囲内に収まる
- 3) BESS出力は定格出力の範囲内に収まる

$$P_{grid,k} \leq P_{Demand} \quad \dots \text{Eq. (4-5)}$$

$$E_{BESS_min} \leq E_{BESS,k} \leq E_{BESS_max} \quad \dots \text{Eq. (4-6)}$$

$$P_{BESS_min} \leq P_{BESS,k} \leq P_{BESS_max} \quad \dots \text{Eq. (4-7)}$$

(P_{Demand} : 契約電力 [kW], E_{BESS_min} : BESSの最小蓄電量 [kWh], E_{BESS_max} : BESSの最大蓄電量 [kWh], P_{BESS_min} : BESS出力の最小値 [kW], P_{BESS_max} : BESS出力の最大値 [kW])

4.2.2 シミュレーションフロー

Fig. 4-4にEFMPCを用いた年間シミュレーションのフローを示す。EFMPC (Fig. 4-4の左列上部) ではステップ毎に電力負荷及び日射量の時系列予測結果が生成され、これらに加えて時間帯毎の電力単価をもとに前述した最適化問題が計算される。なお、第3章で述べたLLMPC同様、予測誤差による受電電力の契約電力超過や逆潮流を防ぐためにEFMPCからは最適な潮流電力の目標値を出力し、別途BESSのコントローラがその目標値に潮流電力を制御するフローとした。

次に、BESS出力、PV出力及び電力負荷より潮流電力が計算される。なお、PV出力は対象施設における日射量の計測値を入力として計算される。

最後に、更新されたBESS蓄電量が次ステップの初期値として入力され、上記計算フローが繰り返される。シミュレーションは1時間単位で行われ、1年間(8,760時間)のシミュレーションが完了した時点で終了し、評価指標として年間の電力コスト等が出力される。前提条件は予測期間の長さ T_h 、仮想ノイズの標準偏差 σ 及びBES蓄電量の初期値とし、各時刻における電力負荷、日射量及び仮想予測値の生成には対象施設の1年間の計測データを用いた。



4.2.3 シミュレーションの評価方法

制御の評価方法は、卸電力市場における時間帯毎の電力単価と使用電力量に応じて電気料金が決定される変動料金制^[15]を想定した。

任意の期間 T_{period} における電力コストの計算式を式 Eq. (4-8) ～ Eq. (4-10) に示す。日本では需要家が直接電力の売買を行うことはなく、小売電気事業者がJEPX等を介して電力を売買い、需要家に電力供給を行う。よって、実際は需要家が小売電気事業者に支払う手数料や基本料金、送配電事業者の託送料金等も発生することが想定されるが、本章では省略した。

$$C_{all} = C_{used} + C_{base} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (4-8)}$$

$$C_{used} = \sum_{t=0}^{T-1} V_{unit,t} P_{REC,t} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (4-9)}$$

$$C_{base} = \sum_{m=1}^{12} U_{base} P_{demand,m} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (4-10)}$$

(C_{used} : 電力コスト [円], T : 対象期間の長さ [h], $V_{unit,t}$: 電力単価 [円/kWh], $P_{REC,t}$: 受電電力[kW], t : 期間内の任意時刻 [h])

シミュレーションの与条件として電力負荷及び日射量 (Fig. 2-11,2-12) は第2章及び第3章と同様とした。また時間帯毎の電力単価は、JEPXが公開しているスポット市場^[14]での2022年の取引結果を用いた。なお、30分毎の電力単価を平均し、1時間の単価として年間シミュレーションの与条件とした。

与条件として用いた2022年における時間帯毎の電力単価をFig. 4-5に、一例として4月、8月及び12月における1日の電力単価をFig. 4-6に示す。

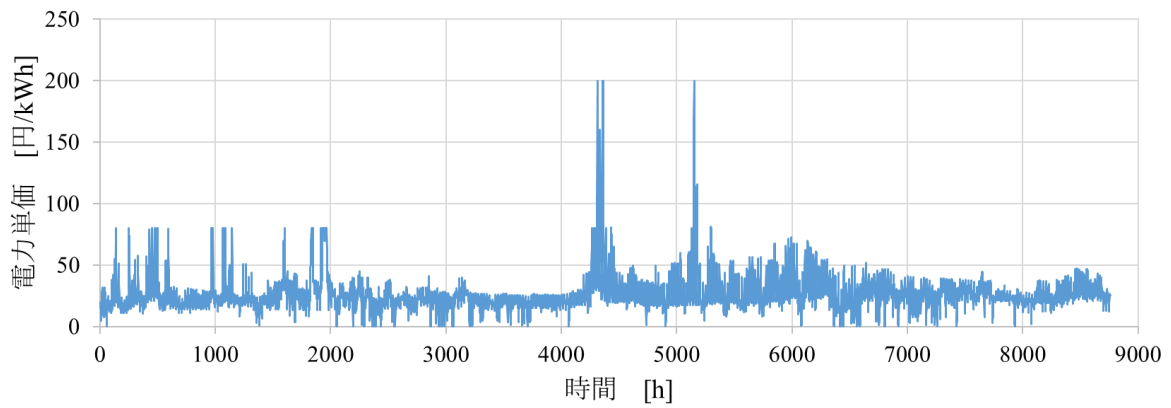


Fig. 4-5 年間の電力単価

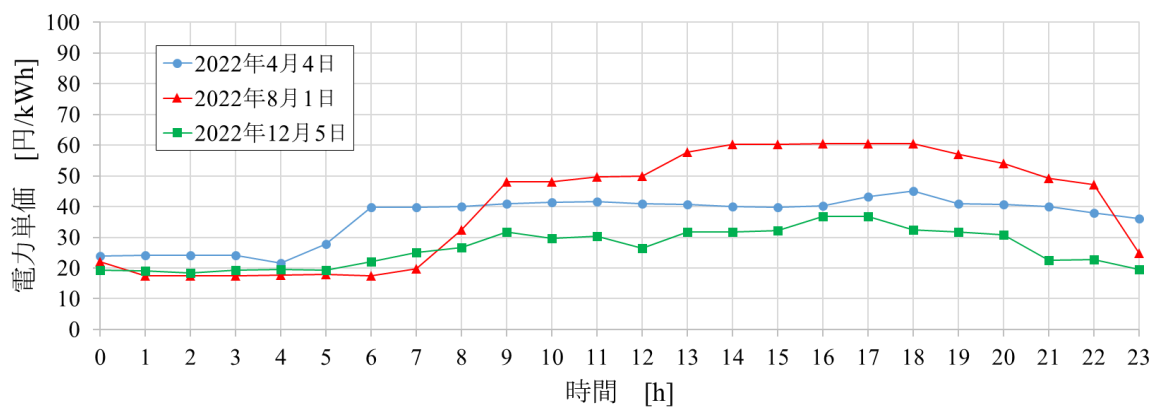


Fig. 4-6 時間帯毎の電力単価

4.3. EFMPCによるシミュレーション

4.3.1. 実施内容

Table 4-1に本章で行ったシミュレーションの内容一覧を示す。

Table 4-1 シミュレーション内容

項目 No.	制御名	予測期間	契約電力	予測誤差	期間
Case 1	EFMPC	24 h	222 kW	無	1 年
Case 2	EFMPC	12 ～ 72 h	200 kW	無	1 年
Case 3	EFMPC	24 h	50 ～ 200 kW	無	1 年
Case 4	EFMPC	12 ～ 72 h		$\sigma_{short} : 0.1,$ $\sigma_{long} : 0.2, 0.3$	1 年

Case 1では、電力負荷及び日射量を100%の精度で24時間先まで予測できる仮定のもと、EFMPCによる年間シミュレーションを実施し、その効果及び課題について考察した。

Case 2では、EFMPCにおける予測期間を12時間から72時間まで変化させたケーススタディを実施し、評価指標への影響等を分析した。

Case 3では、前提条件の契約電力を50 kWから200 kWまで変化させたケーススタディを実施し、評価指標への影響等を分析した。

Case 4では、3.2.3.で述べた仮想予測値を考慮して、Case 3と同様に予測期間を変化させたケーススタディを実施し、評価指標への影響等を分析した。

なお、本章においても第二章で述べた受電電力抑制制御（目標値0 kW）をベースライン制御として比較した。

4.3.2. Case 1の結果と考察

① 年間シミュレーション

年間シミュレーションの前提条件をTable 4-2に示す。なお、ベースライン制御による年間シミュレーションの結果では最大受電電力が約222 kWであったため (Fig. 2-19)，まずは契約電力を222 kWとしてシミュレーションを行った。

Table 4-2 前提条件

対象期間	2022/1/1～2022/12/31 (1 年間)
BESS 蓄電容量	0 ～ 4,590 kWh
BESS 定格出力	± 625 kW
BESS 蓄電量の初期値	0.0 kWh
PV 定格出力	200.64 kW
契約電力	222 kW

年間シミュレーションの結果として潮流電力をFig. 4-7に，BESSの蓄電量及び充電率 (SOC: State of Charge) の頻度分布図をFig. 4-9, Fig. 4-9に，BESSの出力及びその頻度分布図をFig. 4-10, Fig. 4-11に示す。

1年を通して，潮流電力が契約電力まで急激に増加する様子が確認された (Fig. 4-7)。これはEFMPCによって，予測期間内で電力単価が最も低い時間帯にBESSが最大限に充電するように作動した結果である。詳細な動作関する考察は，代表週の結果を用いて後述する。

BESSの蓄電量は，余剰電力が大量に発生した大型連休 (Fig. 4-8, 3,000 h 付近) 以外の期間において，ベースライン制御に比べて大幅に増減する様子が確認された (Fig. 4-8, Fig. 4-9)。これはEFMPCにより，電力単価の低い時間帯に多く充電され，単価が高い時間帯には受電を抑制するために多く放電された結果である。

BESSの出力も蓄電量同様，1年間を通してベースライン制御に比べて大きくばらつき (Fig. 4-10, Fig. 4-11)，特に190 kW前後の出力が増加する結果となった。このことからEFMPCによって，電力単価に応じてBESSが頻繁に充放電されたことが示された。

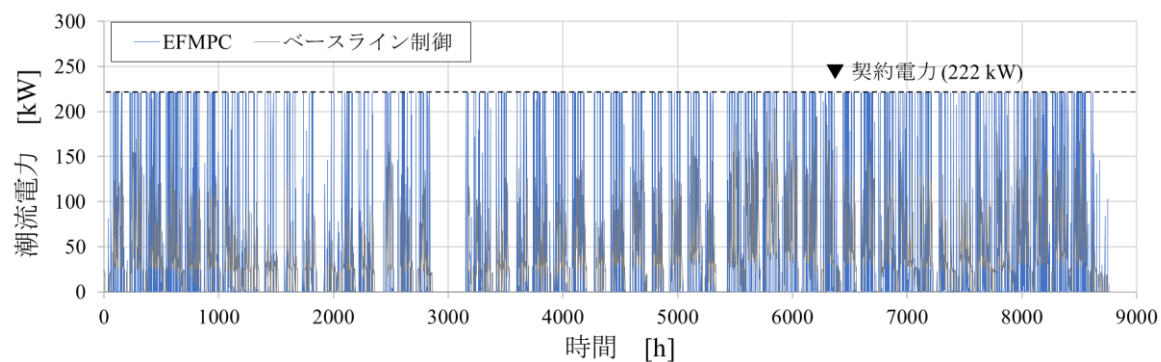


Fig. 4-7 潮流電力（年間シミュレーション）

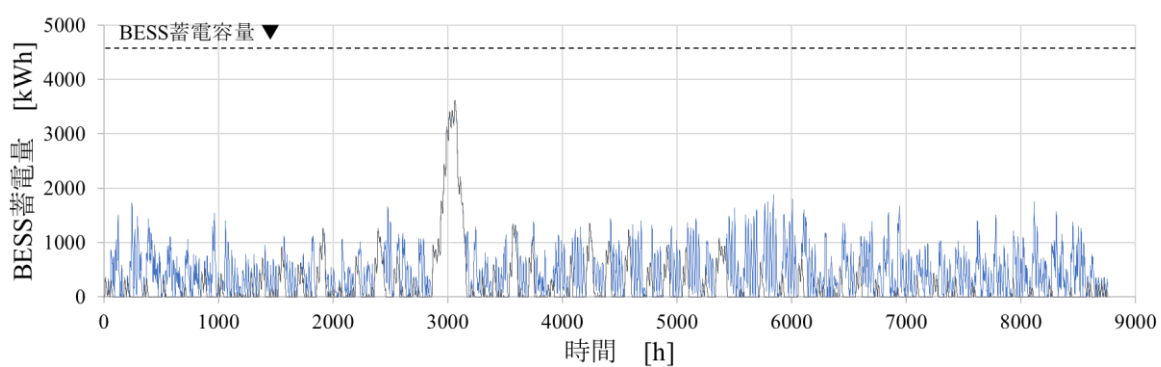


Fig. 4-8 BESS蓄電容量（年間シミュレーション）

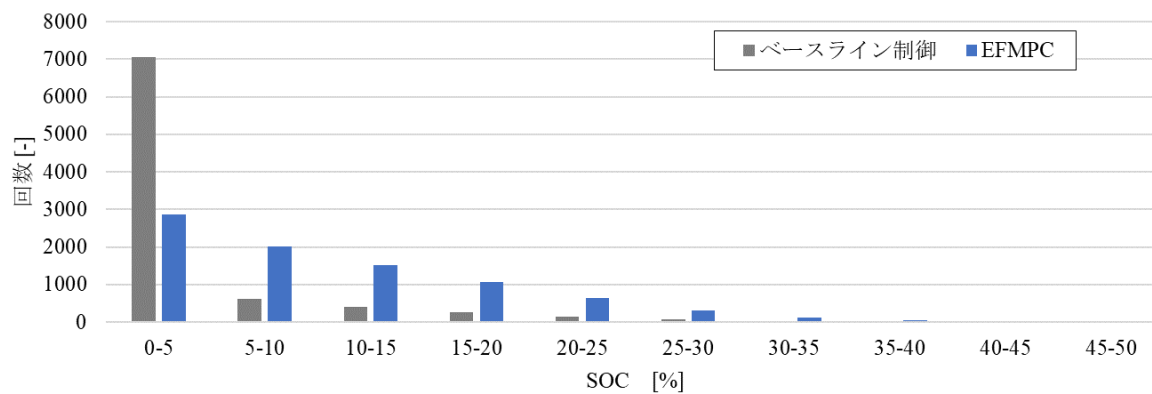


Fig. 4-9 SOCの頻度分布図（年間シミュレーション）

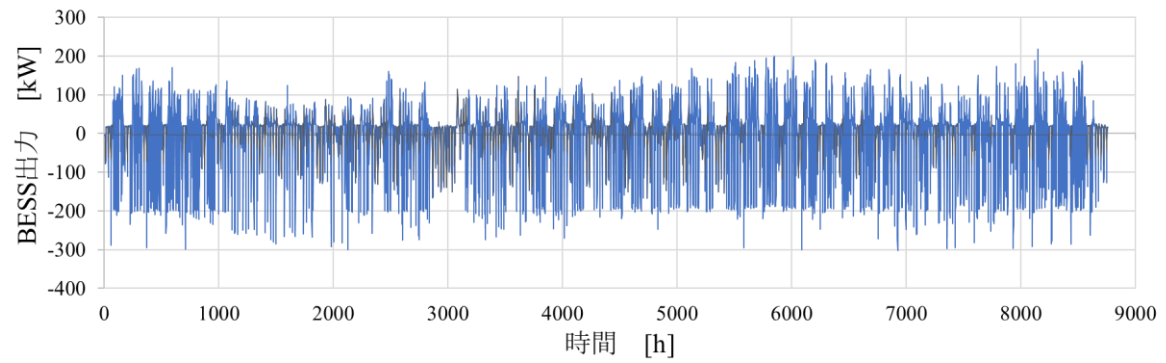


Fig. 4-10 BESS出力 (年間シミュレーション)

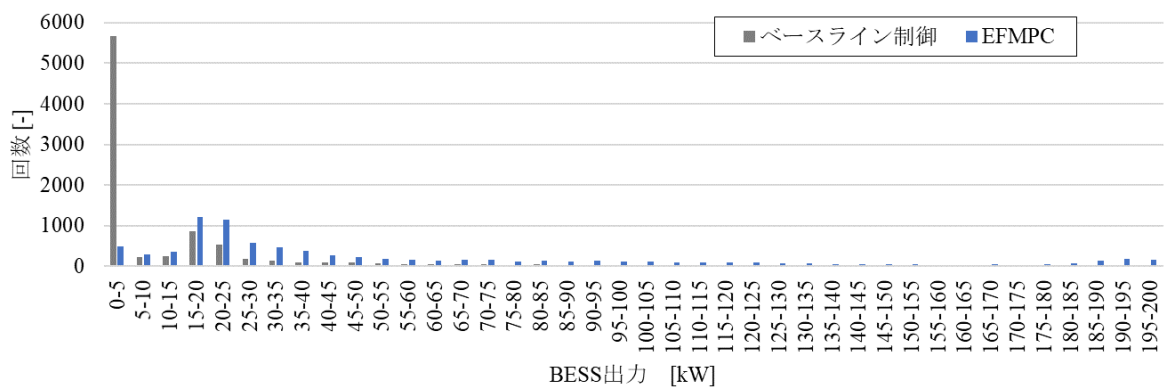


Fig. 4-11 BESS出力の頻度分布図 (年間シミュレーション)

次に、4月と8月の代表週（月曜から日曜）におけるシミュレーション結果をFig. 4-12, Fig. 4-13に示す。それぞれ上段から電力負荷及びPV出力、時間帯毎の電力単価、潮流電力、BESSの蓄電量及びBESS出力を示す。なお、電力負荷及び電力単価は与条件である一方、PV出力は与条件の日射量をもとに計算されたシミュレーション結果である。これらの値は、3段目以降の結果が計算される前提となるため併記した。

前述したとおり、ここでも受電電力とBESS充電が電力単価に応じて急激に増加する様子が示された (Fig. 4-12 : 3・5段目, 30 h・70 h・100 h 付近, Fig. 4-13 : 3・5段目, 100 h までの大半)。これもEFMPCにより電力単価に応じて適切にBESSの充放電がなされ、予測期間における電力コストを最小に抑える効果が働いた結果である。

一方、単価が低い時間帯でも受電電力が契約電力まで達しない、或いは受電電力がそもそも発生しない場合が確認された (Fig. 4-12 : 3段目60 h 付近, 130 ~ 160 h 付近)。これは予測期間において、電力負荷を賄うためのBESSの蓄電量が十分と判断され、必要最低限の電力のみ受電された結果と考えられる。しかし8月の代表週では、電力負荷がPV出力に対して概ね大きいため (Fig. 4-13, 1段目)、常にBESS蓄電量が不足したためにそのような事象は起きなかったと考えられる。

第3章で述べたLLMPCでは、受電電力を平準化するためにBESS蓄電量が0 kWhまで低下しないように動作していたのに対し、EFMPCでは頻繁に蓄電量が0 kWhまで低下する様子が確認された (Fig. 4-12 : 4段目30 h・55 h・100 h・125 h 付近, Fig. 4-13 : 4段目110 ~ 130 h 付近)。これらの時間帯では、BESSが充電するより受電で直接電力負荷を賄った方が電力コストが低く計算されたためと考えられる。

なお、4月に比べて8月の代表週における潮流電力、BESSの蓄電量及び出力の変動が大きい結果となった (Fig. 4-13 : 3・4・5段目)。これはそもそもPV出力に対して電力負荷が大きい状況 (Fig. 4-13, 1段目) に加え、1日における時間帯毎の電力単価が約20 ~ 40 円/kWh 程変動する状況が重なったため、電力コストを低減するためにBESSがより多く充放電された結果と考えられる。

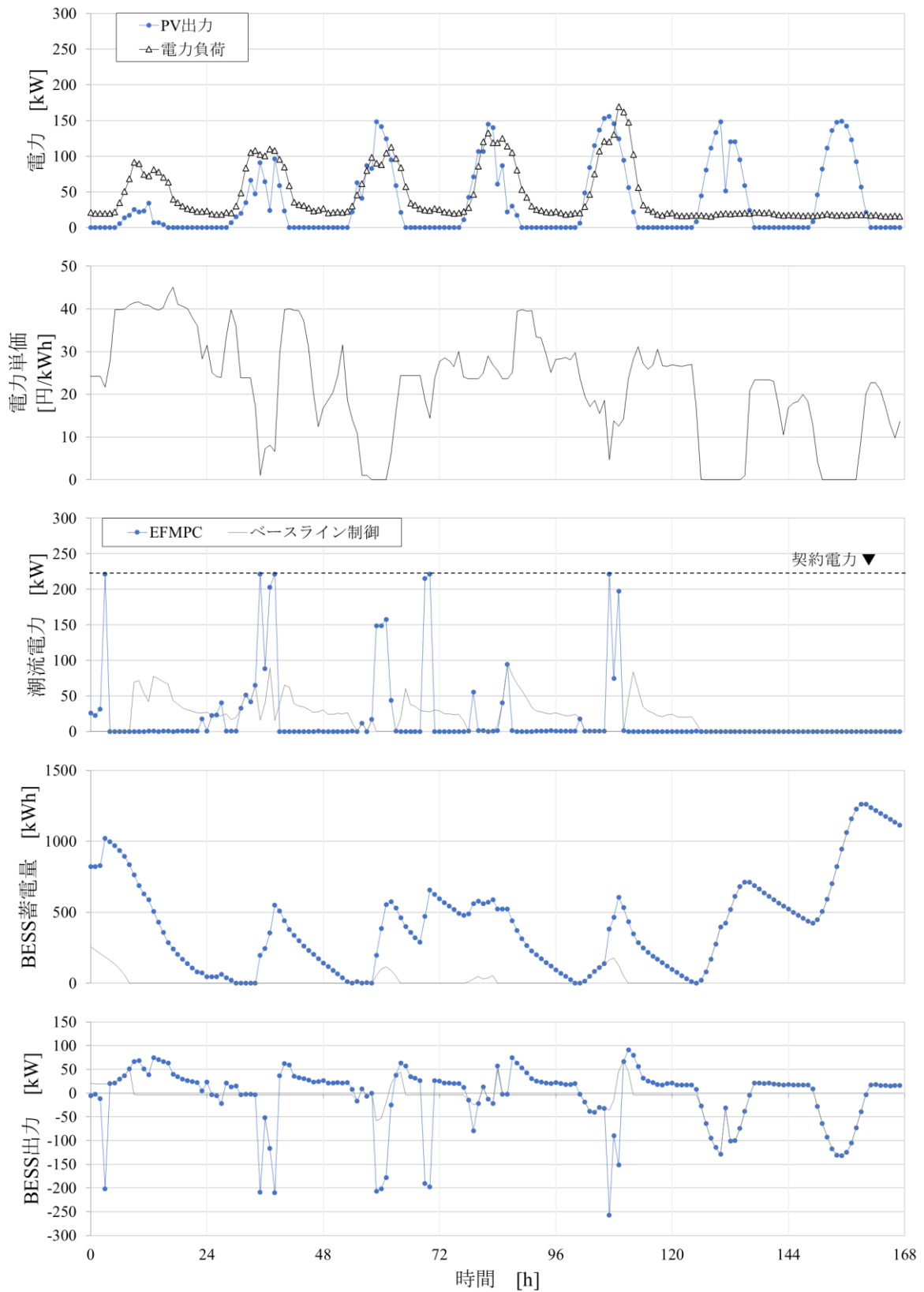


Fig. 4-12 シミュレーション結果 (代表週 : 2022/4/4 (月) ~ 4/10 (日))

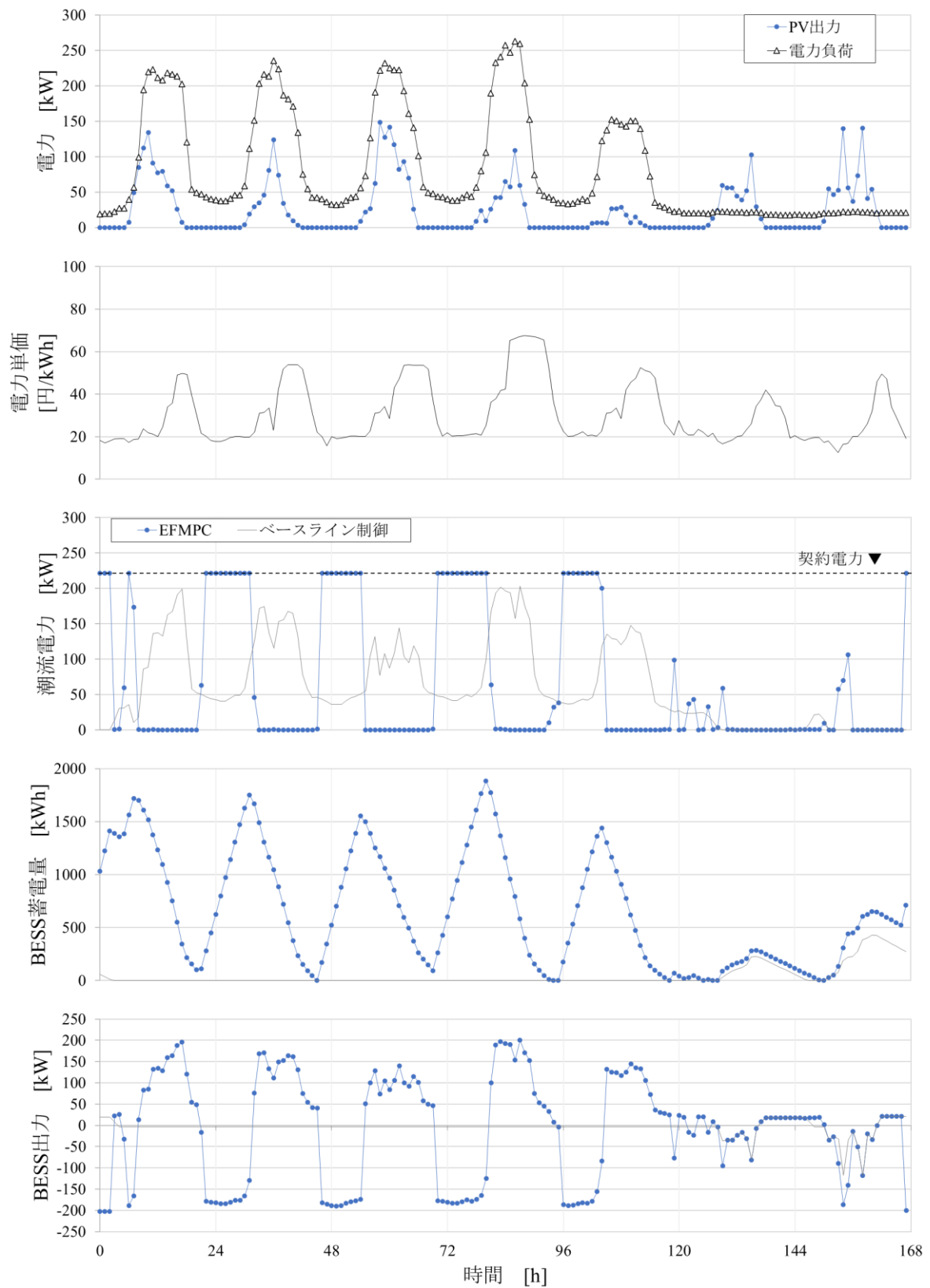


Fig. 4-12 シミュレーション結果 (代表週 : 2022/8/29 (月) ~ 9/4 (日))

② 評価指標

Case 1における評価指標の計算条件をTable 4-3に、年間シミュレーションの評価指標及び潮流電力等をFig 4-14～ Fig. 4-16に示す。なお、第2章と同様、BESSの蓄電量として最終的に利用されなかった電力量のコストは、電力単価の年間平均値とBESSの残蓄電量を乗じて求め、補正した。

電力コストは、ベースライン制御に比べて約35 %低い結果となった (Fig. 4-14)。これは電力単価に応じて適切にBESSが充放電された結果である。一方、基本料金に差異はみられなかった (Fig. 4-14 棒グラフ下段)。これは、ベースライン制御によるシミュレーション結果における年間の最大受電電力に合わせてEFMPCの契約電力を設定したため、最大受電電力に差異が生じなかったためである。

もう一つの評価指標であるエネルギー自給率は、ベースライン制御及びEFMPCともに同じ49 %であった (Fig. 4-15)。これはBESSの蓄電量が十分に大きいため、どちらの場合も逆潮流が発生せずにPV出力を最大限に活用できたためである。

逆潮流はどちらの場合も0 kWhであったが、受電電力量はEFMPCの場合が約6 %増加する結果となった (Fig. 4-16)。これは、前述したようにEFMPCの場合BESSによる充放電が大幅に増加したため、充放電の際に生じるPCSにおける電力損失が増加したためである。

以上より、多少の受電電力量の増加がみられたものの、EFMPCによるコストメリットが示された。

Table 4-3 評価指標の計算条件

電力コスト	基本料金の単価	2,175 円/kW
	基本料金の力率割引率	-
	従量料金の単価	スポット市場価格（東京）
	託送供給等約款の電力量料金単価	-
	再生可能エネルギー発電促進賦課金	-
	損失率	-
	燃料費等調整額	-
比較対象		受電電力抑制制御（目標値 0 kW）

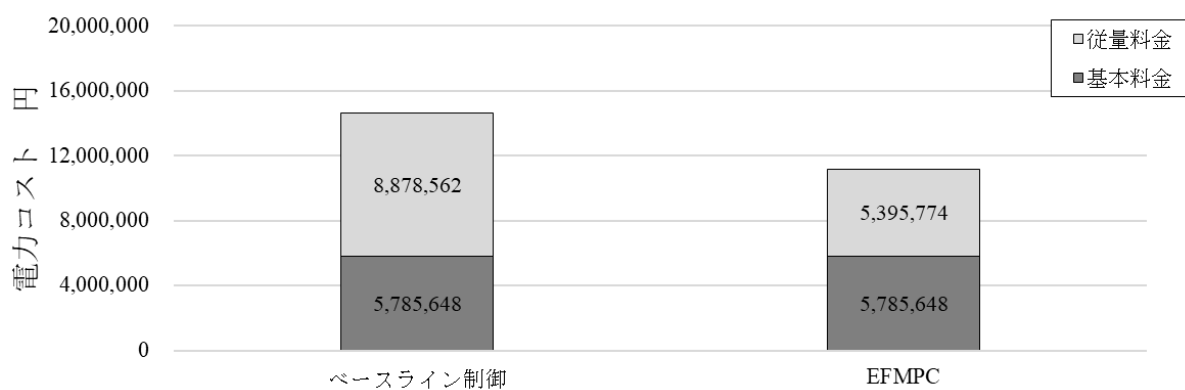


Fig. 4-14 年間の電力コスト

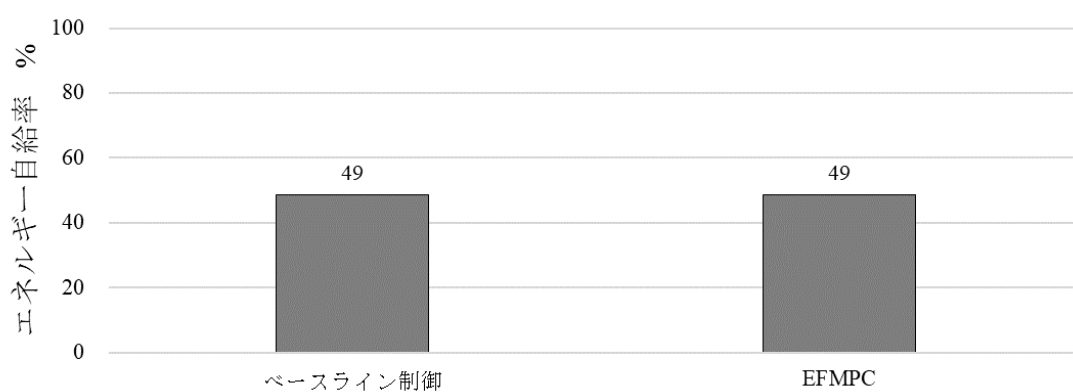


Fig. 4-15 年間のエネルギー自給率

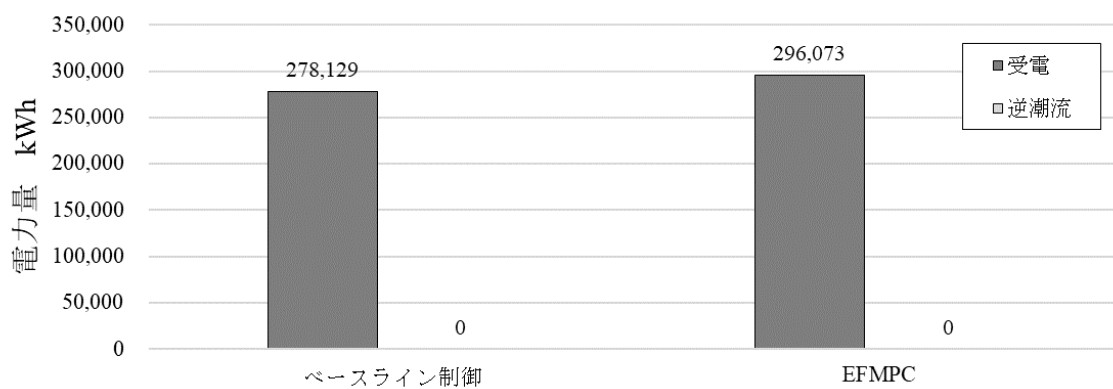


Fig. 4-16 年間の受電及び逆潮流の合計電力量

4.3.3. Case 2の結果と考察

① 年間シミュレーション

Case 2では、EFMPCにおける電力負荷及び日射量の予測期間の長さを変化させた場合の年間シミュレーションを実施した。前提条件をTable 4-6に示す。

Table 4-6 前提条件

対象期間	2022/1/1～2022/12/31（1年間）
BESS 蓄電容量	0 ～ 4,590 kWh
BESS 定格出力	± 625 kW
BESS 蓄電量の初期値	0.0 kWh
PV 定格出力	200.64 kW
契約電力	200 kW
予測期間の長さ	12 h, 24 h, 36 h, 48 h, 60 h, 72 h

年間シミュレーションの結果として潮流電力をFig. 4-17に、BESSの蓄電量及びSOCの頻度分布図をFig. 4-18, Fig. 4-19に、BESSの出力及びその頻度分布図をFig. 4-20, Fig. 4-21に示す。なお、潮流電力及びBESS出力の推移は視認性の観点から予測期間を60 hの場合のみを示した。

潮流電力に関する考察は、代表週の結果を用いて後述する。

BESSの蓄電量は予測期間が長くなると変動が増加する様子が確認された (Fig. 4-18)。またBESSの出力も同様に、予測期間に応じて変動が増加し、より大きな出力で充放電が行われ、高いSOCの領域で蓄電量が推移する結果となった (Fig. 4-21, Fig. 4-19)。これは予測期間が長いほど、電力単価が低い時間帯に集中的に最大受電電力 (200 kW) でBESSが充電したためである。

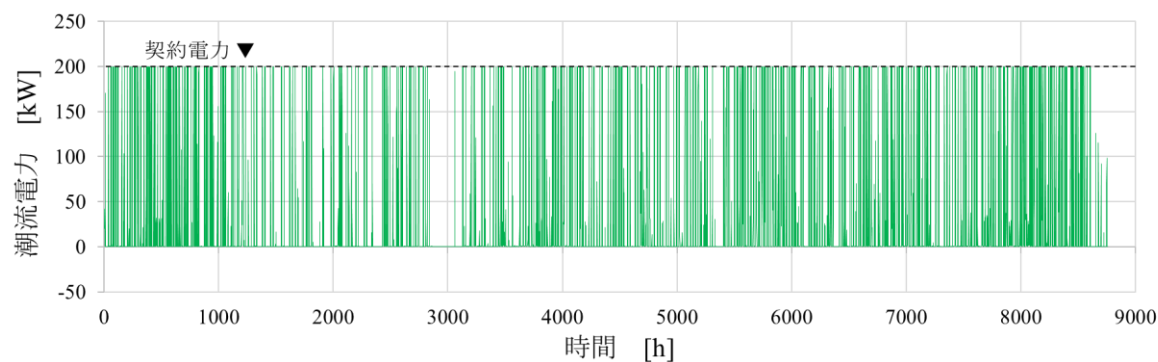


Fig. 4-17 潮流電力（予測期間：60 h）

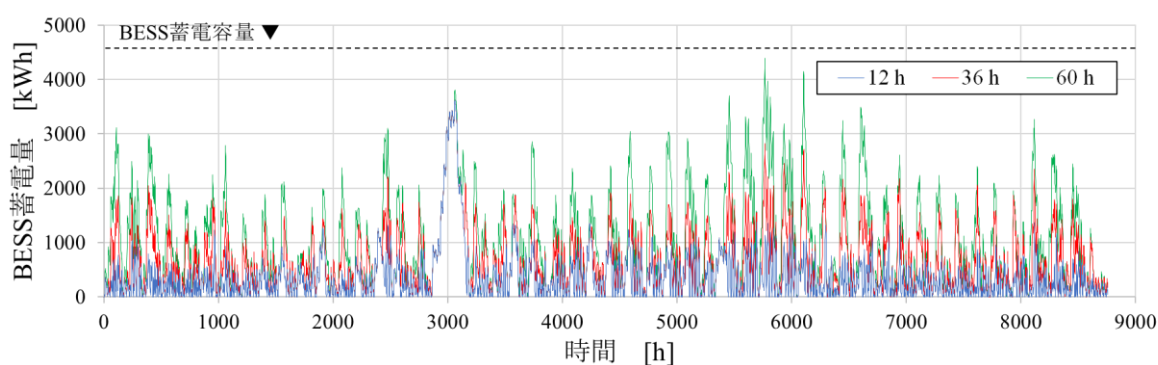


Fig. 4-18 BESS蓄電容量

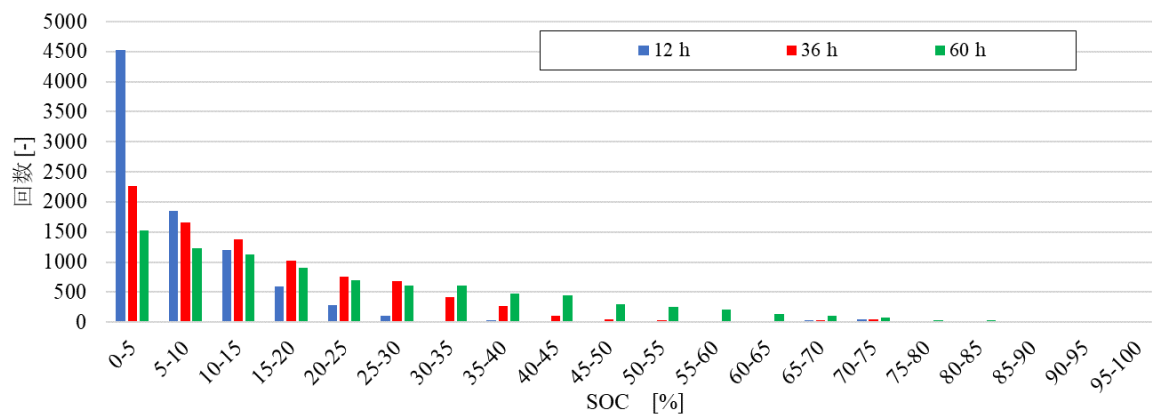


Fig. 4-19 SOCの頻度分布図

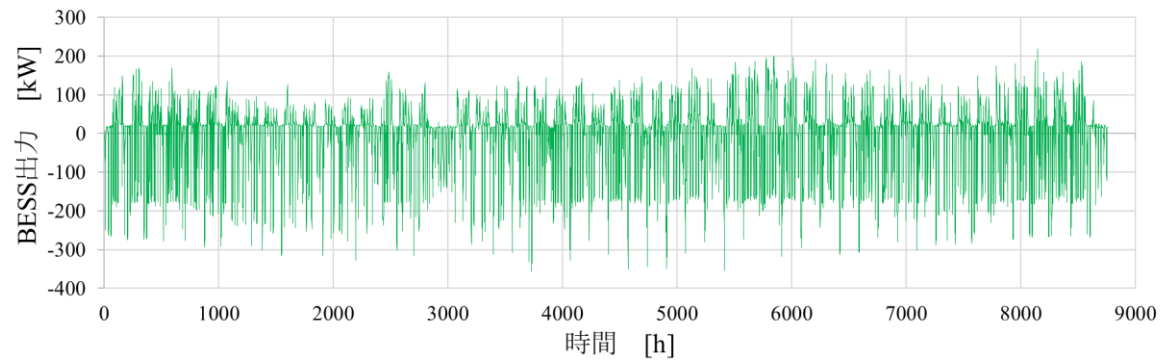


Fig. 4-20 BESS出力（予測期間：60 h）

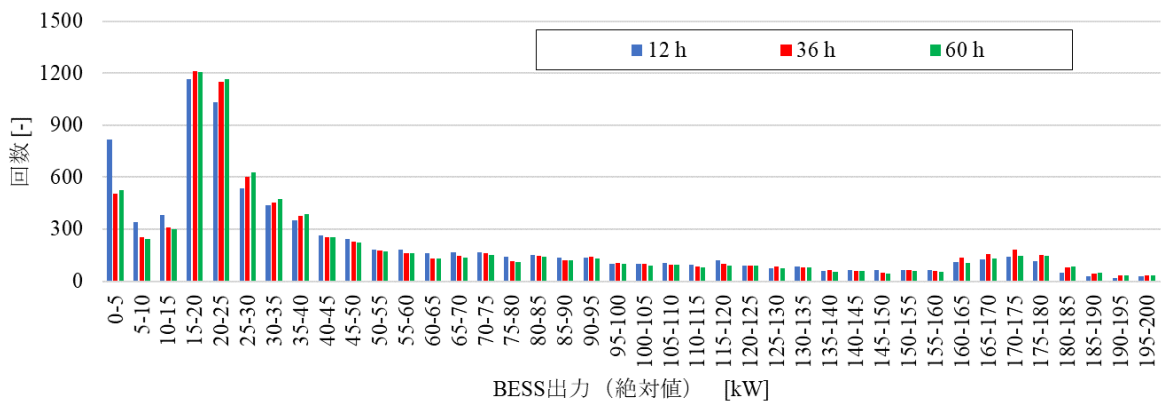


Fig. 4-21 BESS出力の頻度分布図

次に、4月と8月の代表週（月曜から日曜）におけるシミュレーション結果をCase 1と同様にFig. 4-22, Fig. 4-23 に示す。

潮流電力はいずれの場合も、予測期間が長いほど電力単価が低い時間帯において集中的に受電が増加する様子が確認された（Fig. 4-22の36 h , 60 h 付近, Fig. 4-23の30 h , 50 h , 75h , 100h 付近）。これは予測期間が長いほど、最も電力単価が低い時間帯を広範囲で検知し、適切なタイミングで受電を増加することができるためである。

BESS蓄電量は、一部の期間において変動が増加する様子が確認された（Fig. 4-22の4段目50 ～ 100 h付近, Fig. 4-23の4段目0 ～ 100 h付近, 144 h以降）。これは前述したように、予測期間が長いほど集中的に受電電力が増加し、BESSに多く受電されるためである。なお、特に4月の代表週の後半ではBESSの蓄電量及び出力において大きな差異がみられなかった（Fig. 4-22 の4, 5段目120 h以降）。この期間は電力負荷に対してPV出力が十分得られたため、EFMPCによる急激なBESSの充電が行われなかったためである。

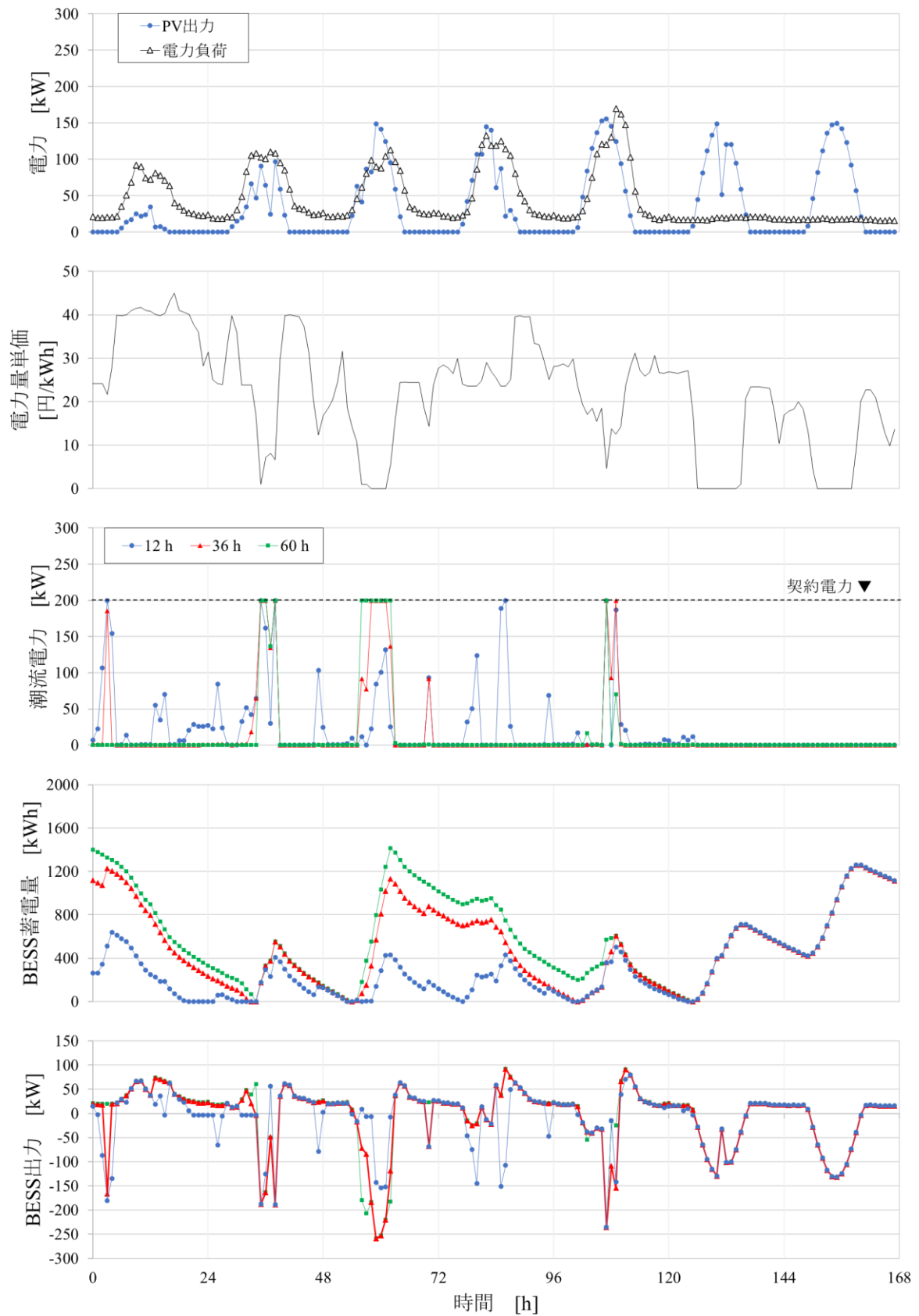


Fig. 4-22 シミュレーション結果 (代表週 : 2022/4/4 (月) ~ 4/10 (日))

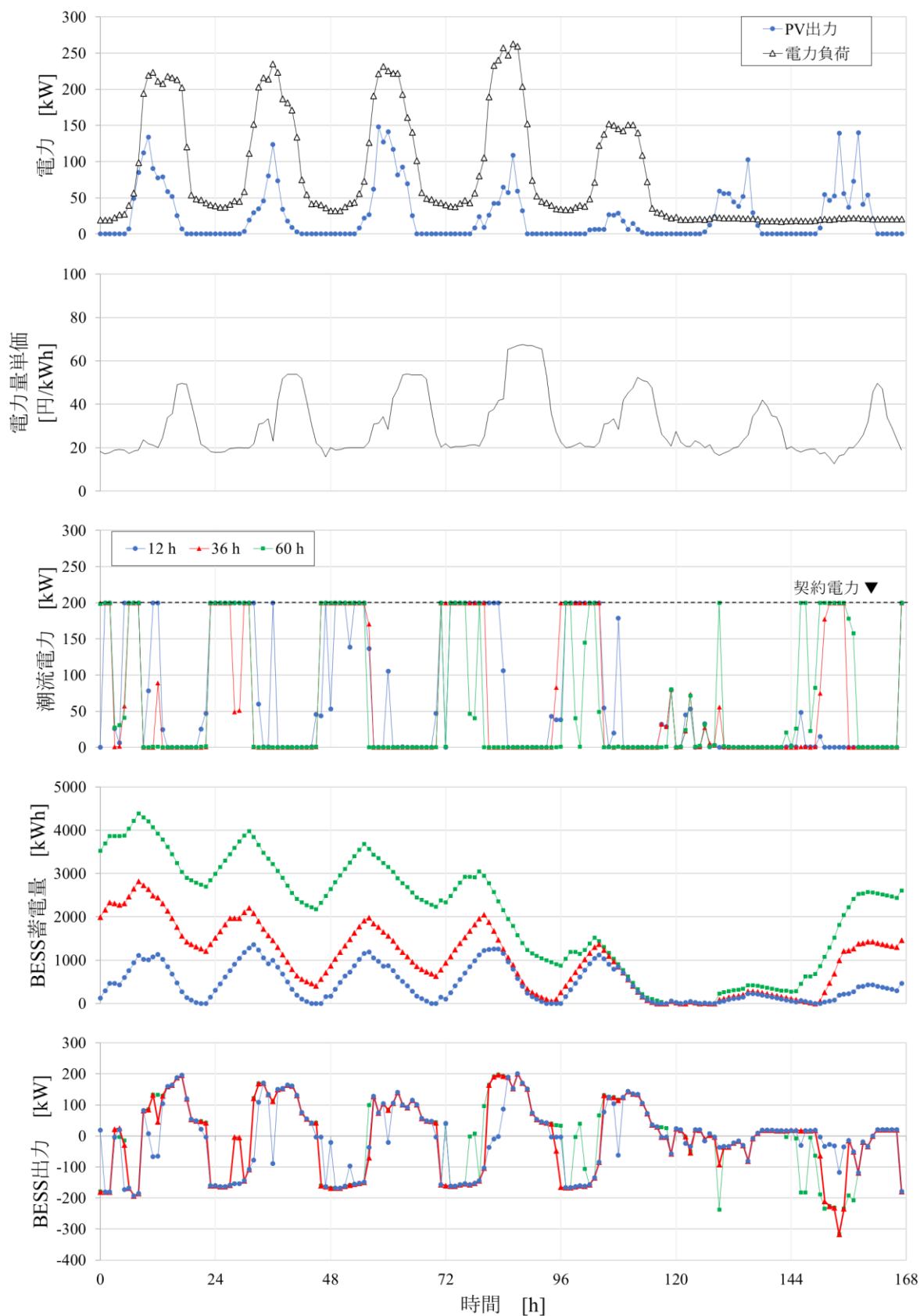


Fig. 4-23 シミュレーション結果 (代表週: 2022/8/29 (月) ~ 9/4 (日))

② 評価指標

Case 2における評価指標の計算条件をTable 4-7に、シミュレーション結果として1年間の電力コスト及びコスト削減率をFig. 4-24, Fig. 4-25に、最大受電電力をFig. 4-26に、平均SOCをFig. 4-27に示す。

電力コストは予測期間が長いほど減少し、72時間で概ね一定に収束する結果となった (Fig. 4-24)。また、ベースライン制御を比較対象としたコスト削減率は予測時間に応じて増加し、72時間の場合に約33 %となった (Fig. 4-25)。そのため、予測期間が増加するとはじめはより集中的に受電が発生する一方、予測期間が72時間以上ではその効果が十分に高くなり、それ以上増えないことが示された。

一方、コスト削減率は一定値に収束したのに対し、平均SOCは予測期間の長さに比例して増加する結果となった (Fig. 4-27)。これは前述したように、EFMPCがより広い範囲で電力単価を評価してBESSが集中的に充電されたためであるが、EFMPCを実システムに導入する際には留意すべき点である。

Table 4-7 評価指標の計算条件

電力コスト	基本料金の単価	2,175 円/kW
	基本料金の力率割引率	-
	従量料金の単価	スポット市場価格（東京）
	託送供給等約款の電力量料金単価	-
	再生可能エネルギー発電促進賦課金	-
	損失率	-
	燃料費等調整額	-
比較対象		受電電力抑制制御（目標値 0 kW）

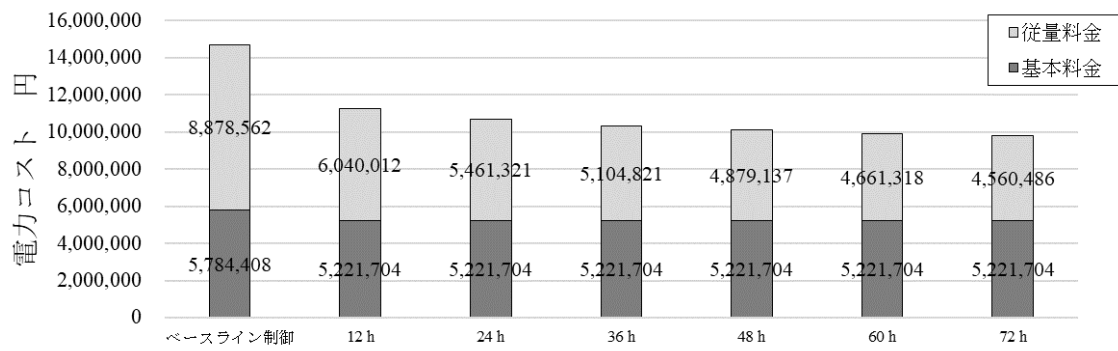


Fig. 4-24 年間の電力コスト

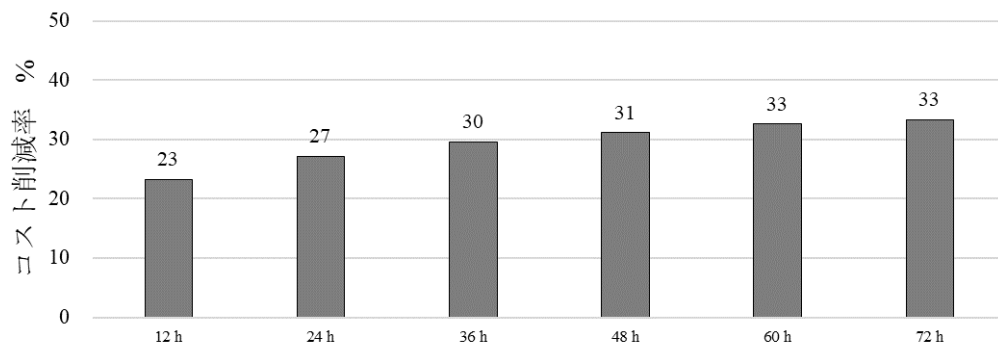


Fig. 4-25 電力コスト削減率

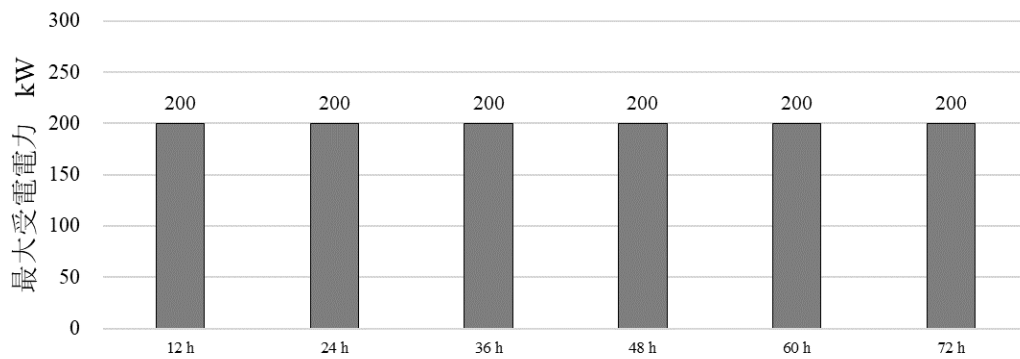


Fig. 4-26 最大受電電力

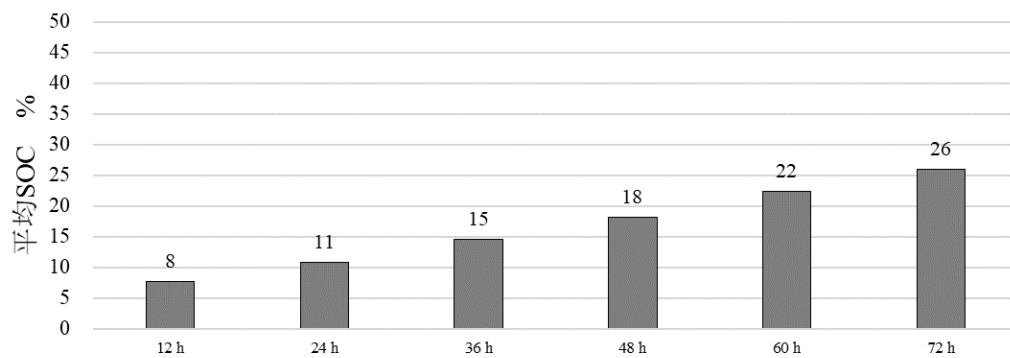


Fig. 4-27 平均SOC

4.3.4. Case 3の結果と考察

① 年間シミュレーション

Case 3では、EFMPCの制約条件の一つである契約電力を変化させた場合の年間シミュレーションを実施した。前提条件をTable 4-8に示す。なお、Case 3では契約電力による評価指標への影響を分析するため、Case 1で用いた契約電力222 kWの場合の結果を基準として比較評価を行った。

Table 4-8 前提条件

対象期間	2022/1/1～2022/12/31（1年間）
BESS 蓄電容量	0 ～ 4,590 kWh
BESS 定格出力	± 625 kW
BESS 蓄電量の初期値	0.0 kWh
PV 定格出力	200.64 kW
予測期間の長さ	24 h,
契約電力	222 kW, 150 kW, 100 kW, 90 kW, 80 kW

年間シミュレーションの結果として潮流電力をFig. 4-28に、BESSの蓄電量及びSOCの頻度分布図をFig. 4-29, Fig. 4-30に、BESSの出力及びその頻度分布図をFig. 4-31, Fig. 4-32に示す。

潮流電力は、各契約電力を上限として推移する様子が確認されたが、契約電力が80 kWの場合は受電電力がそれを超過する結果となった（Fig. 4-28の5900 h付近）。本事象については、代表週の結果に対する考察の部分で後述する。

BESSの蓄電量は契約電力が低いほど小さい値で推移する結果となった（Fig. 4-29, Fig. 4-30）。またBESS出力も同様、契約電力が低いほどばらつきが小さくなる結果となった（Fig. 4-31, Fig. 4-32）。これらの結果は、契約電力が低いとBESSの急激な充放電が制限され、蓄電量の増減も低減されたためである。なお、BESS出力は契約電力より約30 kW低い値に頻度が集中する様子が確認された（Fig. 4-32）。これはEFMPCの場合、電力単価が低い時間帯においてPV出力を除いた分のBESSの充電が最大限に作動するためである。

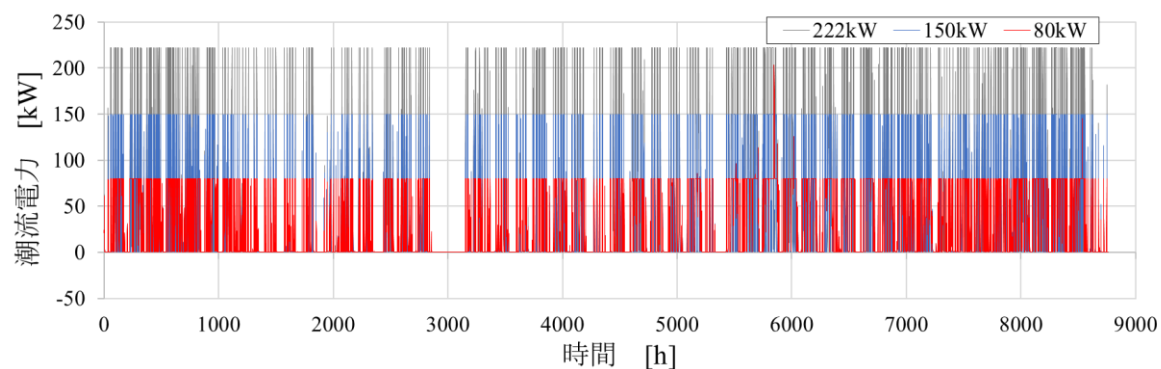


Fig. 4-28 潮流電力（予測期間：60 h）

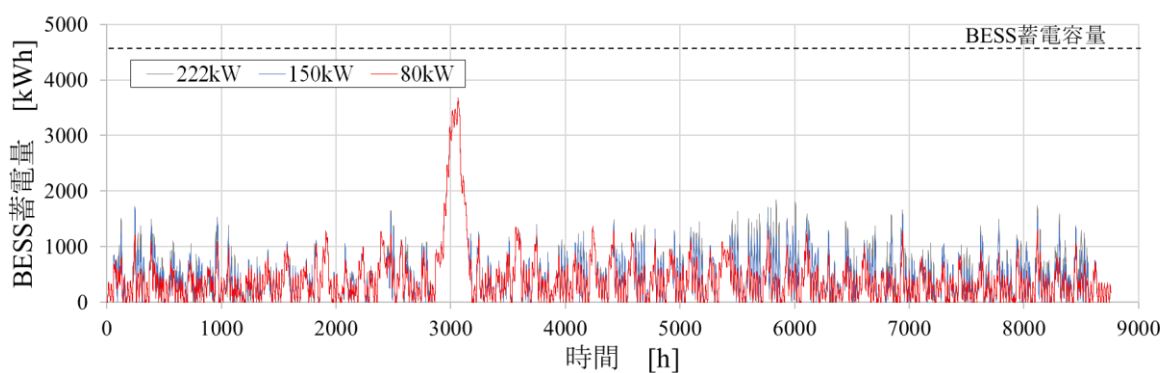


Fig. 4-29 BESS蓄電量

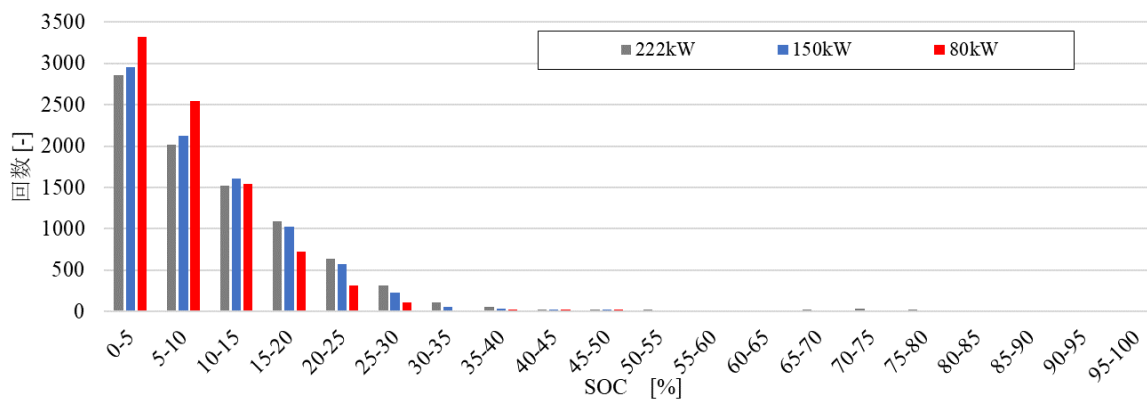


Fig. 4-30 SOCの頻度分布図

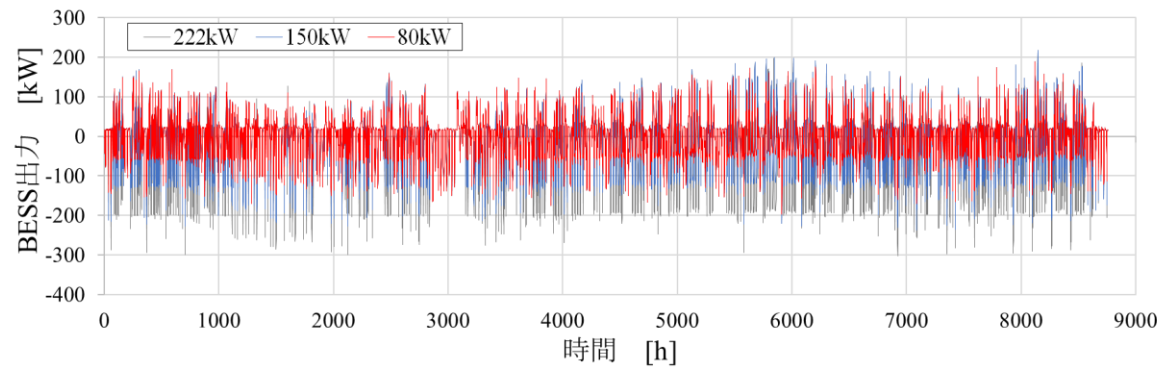


Fig. 4-31 BESS出力 (予測期間 : 60 h)

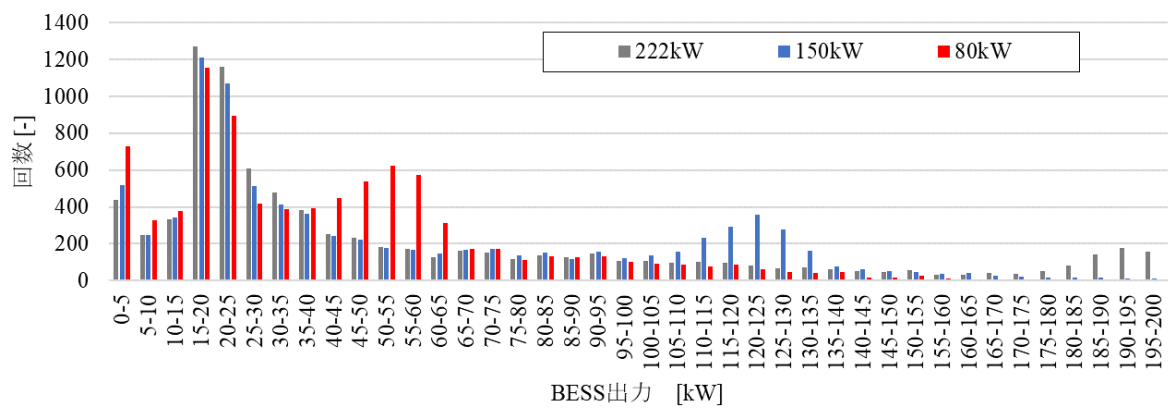


Fig. 4-32 BESS出力の頻度分布図

次に、4月と8月の代表週（月曜から日曜）におけるシミュレーション結果をCase 1と同様にFig. 4-33, Fig. 4-34 に示す。

潮流電力は概ね契約電力を上限として推移したが、80 kWの場合において一部受電電力が契約電力を超過する様子が確認された（Fig. 4-34：3段目, 85 h 付近, 110 h 付近）。これはBESSの蓄電量が0に達する前に受電電力が十分に増加しなかったためである。本事象は予測期間を長くして対処することが考えられるが、8月の代表週は受電電力が慢性的に契約電力に達していることから（Fig. 4-34: 3段目）、受電電力を80 kW以下に抑えることは難しい。

特に8月の代表週において、BESSの蓄電量及び出力は契約電力が低いほどばらつきが減少する結果となった（Fig. 4-34の4, 5段目）。これは前述したように、契約電力が低いとBESSの急激な充放電が制限され、蓄電量の増減が低減されたためである。なお、4月の代表週ではBESSの蓄電量及び出力において大きな差異がみられなかった（Fig. 4-33 の4, 5段目）。これは電力負荷に対してPV出力が十分得られたため、EFMPCによる急激なBESSの充電が頻繁に行われなかったためである。

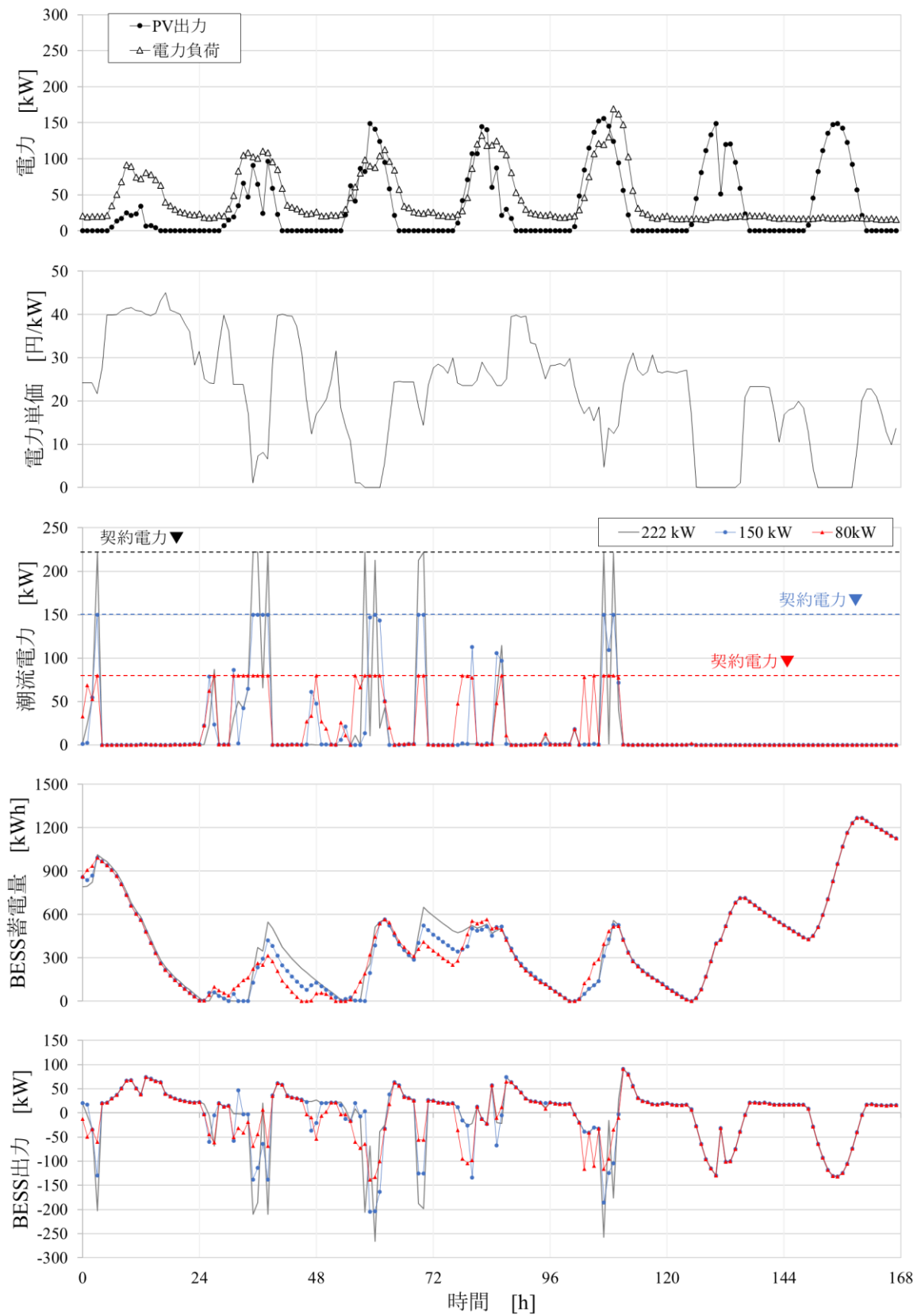


Fig. 4-33 シミュレーション結果 (代表週：2022/4/4 (月) ～ 4/10 (日))

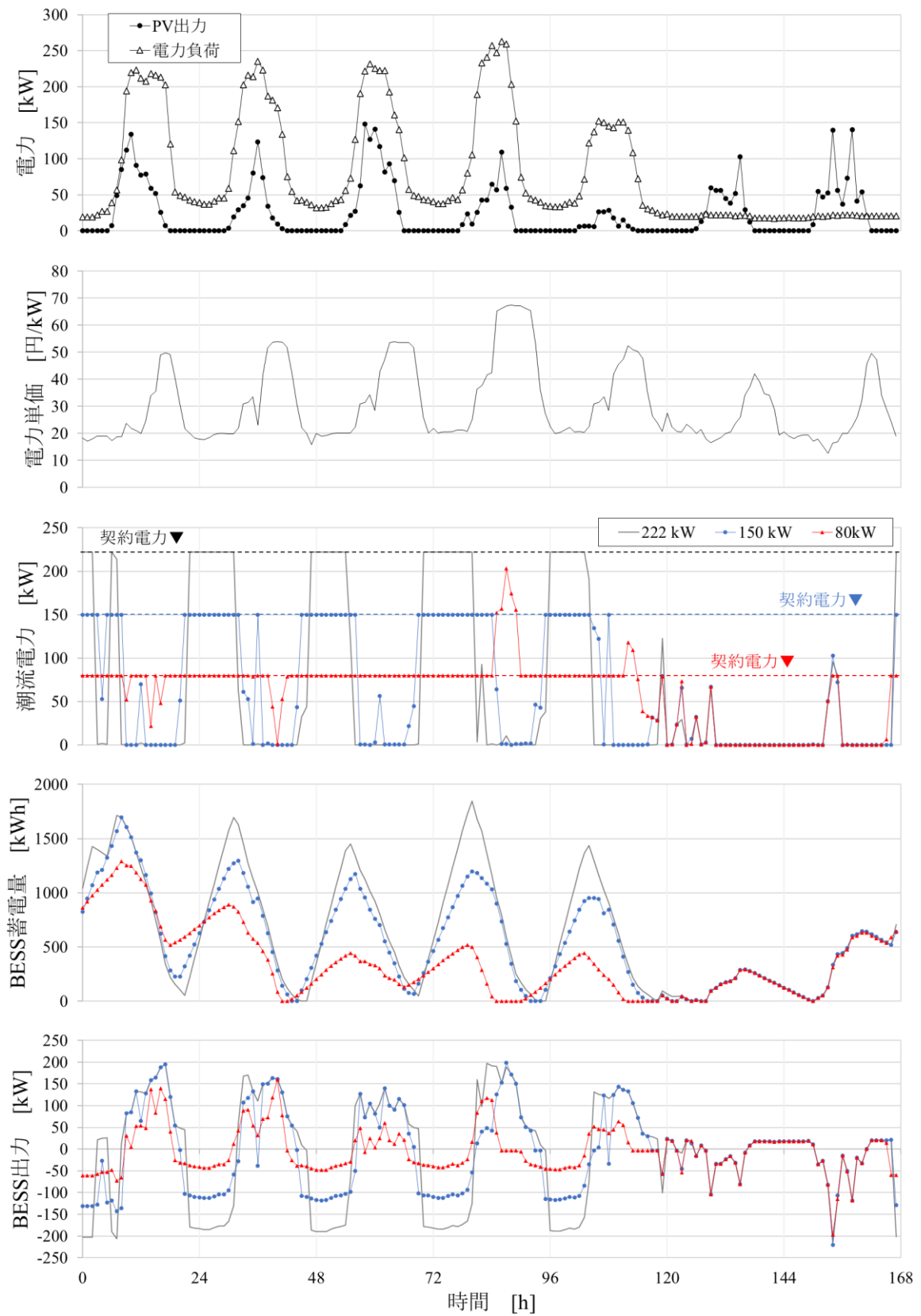


Fig. 4-34 シミュレーション結果 (代表週：2022/8/29 (月)～9/4 (日))

② 評価指標

Case 2における評価指標の計算条件をTable 4-9に示す。また電力コストに関する結果をFig. 4-35 ～ Fig. 4-38に、最大受電電力及び受電電力量をFig. 4-39, Fig. 4-40に、BESSの平均SOCをFig. 4-41に示す。なお電力コスト (Fig. 4-35) のみ、Case 1 で用いたベースライン制御の結果を比較のために併記した。

電力コストは契約電力が下がるとはじめ減少するが、契約電力が80kWでは一転して急激に増加する結果となった (Fig. 4-35)。また、コスト削減率は契約電力が90, 100 kWにおいて最大（約40 %）となり、80 kWでは急激に減少する結果となった (Fig. 4-36)。これは前述したように、契約電力が80 kWでは一部の期間で受電電力が契約電力を超過し (Fig. 4-39)、基本料金が増加したためである (Fig. 4-37)。

また、契約電力の減少に対して受電電力量は減少し (Fig. 4-40)、従量料金は増加する結果となった (Fig. 4-38)。受電電力量の減少は、契約電力が減るとBESSの充放電のばらつきが減少するため、PCSにおける電力損失も減少するためである。一方で従量料金が増加した理由は、契約電力が小さいと電力単価に応じてEFMPCがBESSの充電量を十分に増加することができず、受電電力量の減少による削減コストを上回るほど電力コストが増加したためと考えられる。

Table 4-9 評価指標の計算条件

電力コスト	基本料金の単価	2,175 円/kW
	基本料金の力率割引率	-
	従量料金の単価	スポット市場価格（東京）
	託送供給等約款の電力量料金単価	-
	再生可能エネルギー発電促進賦課金	-
	損失率	-
	燃料費等調整額	-
比較対象		受電電力抑制制御（目標値 0 kW）

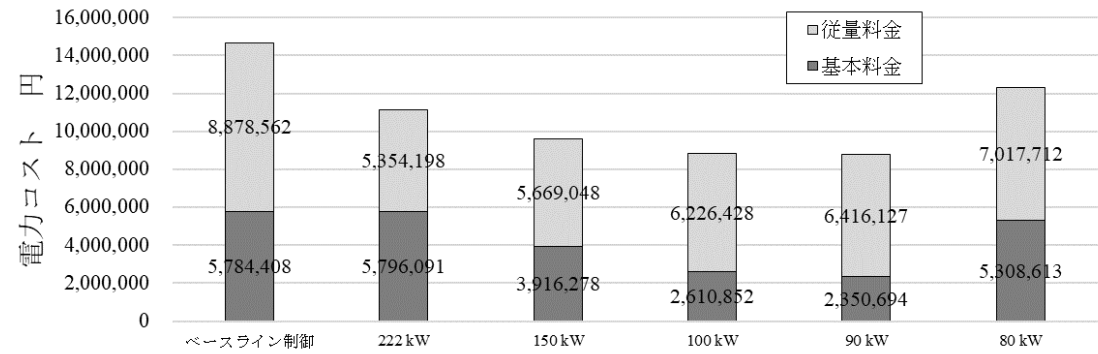


Fig. 4-35 年間の電力コスト

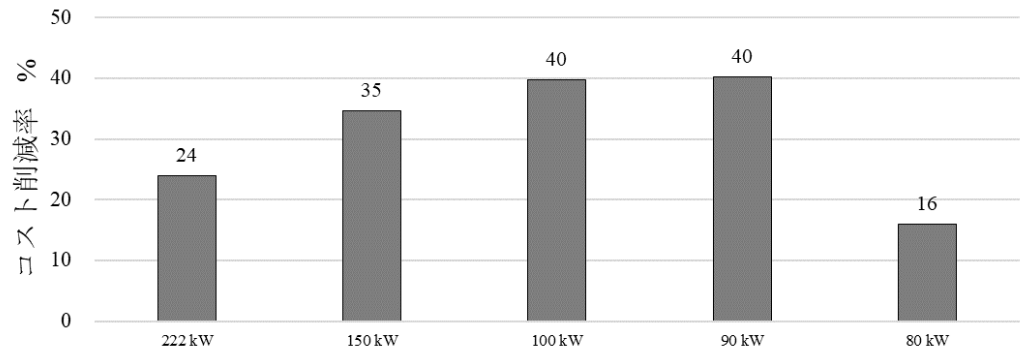


Fig. 4-36 電力コスト削減率

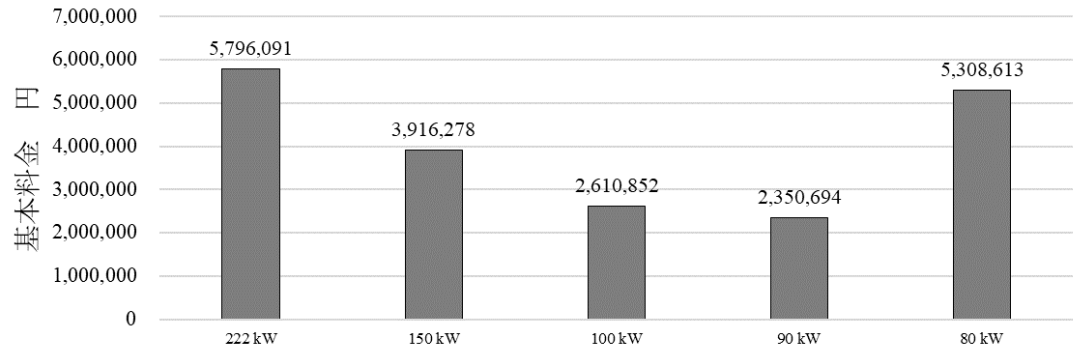


Fig. 4-37 基本料金

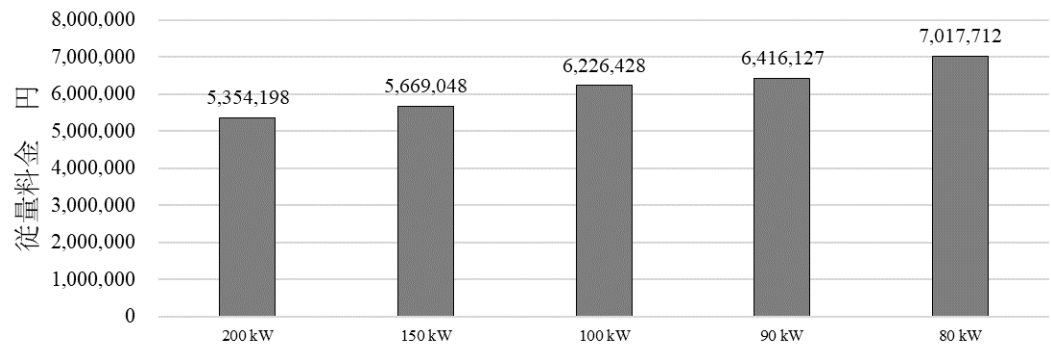


Fig. 4-38 従量料金

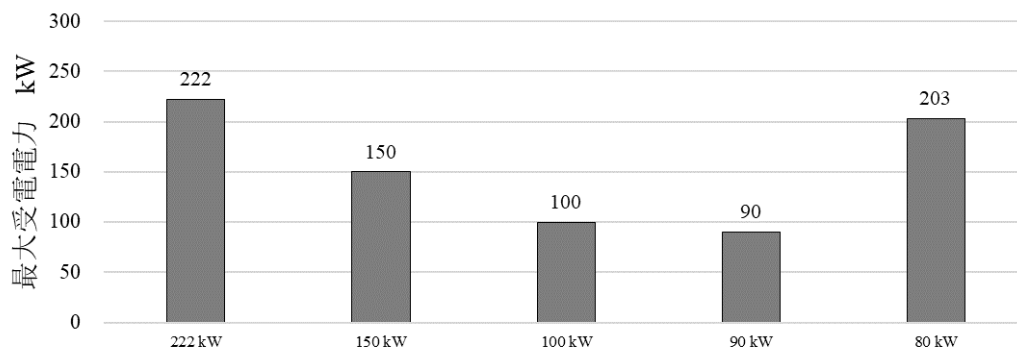


Fig. 4-39 最大受電電力

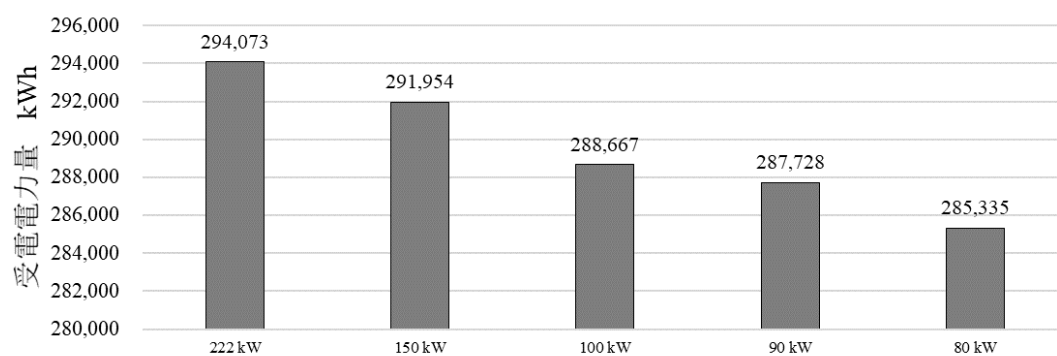


Fig. 4-40 受電電力量

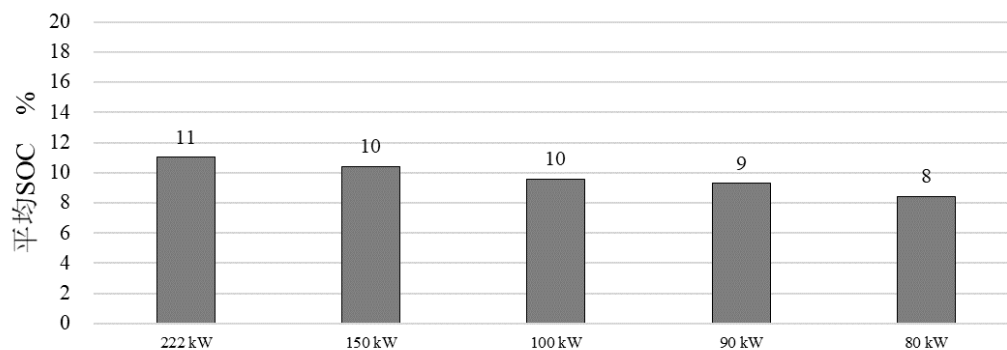


Fig. 4-41 平均SOC

4.3.5. Case 4の結果と考察

① 年間シミュレーション

Case 4ではEFMPCにおける電力負荷及び日射量の予測誤差を考慮し、評価指標への影響を分析した。年間シミュレーションの前提条件をTable 4-10に示す。なお、第3章同様、電力負荷の長期的な予測精度は建物の用途や規模、運用方法によって大きく異なることが想定されるため、仮想ノイズの標準偏差を2通り与えてシミュレーションを行った。

Table 4-10 前提条件

対象期間	2022/1/1～2022/12/31 (1 年間)
BESS 蓄電容量	0 ～ 4,590 kWh
BESS 定格出力	± 625 kW
BESS 蓄電量の初期値	0.0 kWh
PV 定格出力	200.64 kW
予測期間の長さ	12 h, 24 h, 36 h, 48 h, 60 h, 72 h
仮想ノイズの標準偏差	電力負荷 : $\sigma_{short}=0.1, \sigma_{long}=0.2, 0.3$
	日射量予測 : $\sigma_{short}=0.1, \sigma_{long}=0.3$

年間シミュレーションの結果として、予測期間が12, 36, 60 hそれぞれの場合における潮流電力の推移をFig. 4-42 ～ Fig. 4-44に、BESS蓄電量の推移をFig. 4-45 ～ Fig. 4-47に示す。

シミュレーションの結果、EFMPCは1年を通して予測誤差の有無に関わらず、受電電力を概ね契約電力以下に抑えられる結果となった。これはEFMPCより最適な潮流電力の目標値が出力され、別途BESSのコントローラがその目標値に潮流電力を制御しているため、予測誤差を考慮しても受電電力は契約電力を超過しないと考えられる。一方、予測期間が12時間の場合において、一部の期間で受電電力が契約電力を超過した (Fig. 4-42の5900 h 付近)。代表週における結果の考察でも述べるが、これは予測期間が短いために予めBESSが十分に充電されず、蓄電量が0まで減少したためである。

BESSの蓄電量は、予測誤差を考慮しない場合と同様に、予測期間の増加に伴って変動が増加し、予測誤差による差異はほぼ生じない結果となった (Fig. 4-45 ～ Fig. 4-47)。これも代表週における結果の考察でも述べるが、潮流電力が大半の時間帯において契約電力 (100 kW) 或いは0 kWで推移したことによって、予測誤差によるBESSの充放電量に差異がほぼ生じなかったためである。

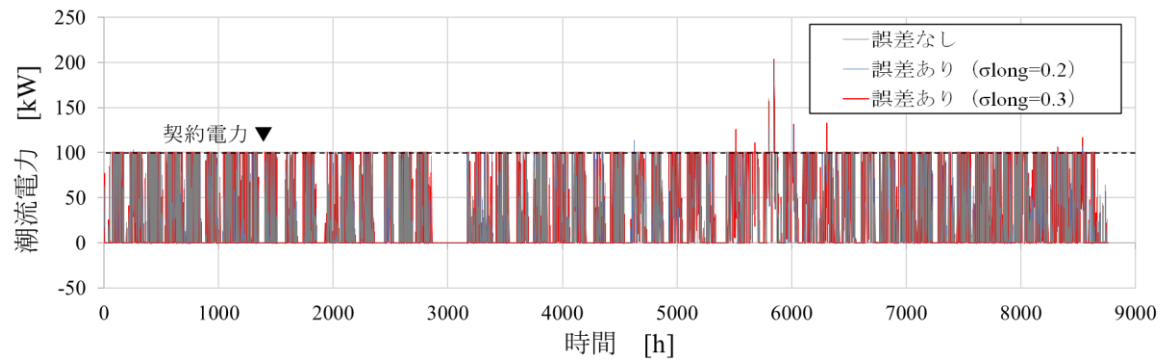


Fig. 4-42 1年間の潮流電力（予測期間12 h）

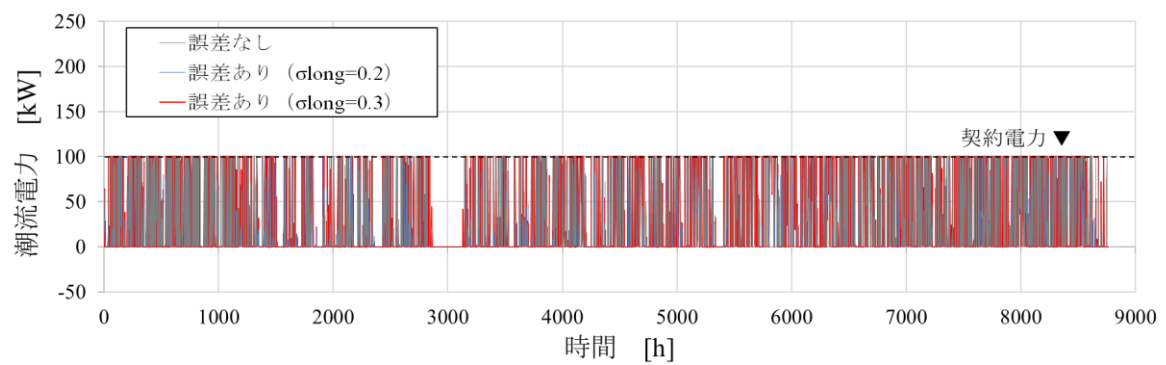


Fig. 4-43 1年間の潮流電力（予測期間36 h）

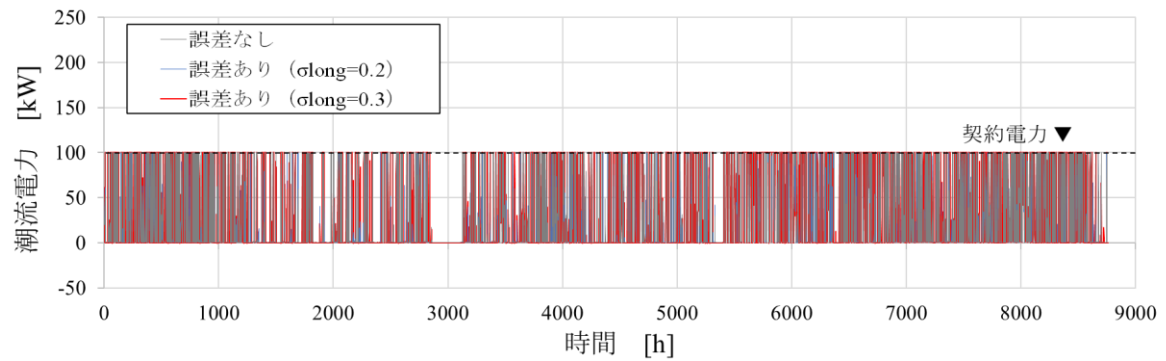


Fig. 4-44 1年間の潮流電力（予測期間60 h）

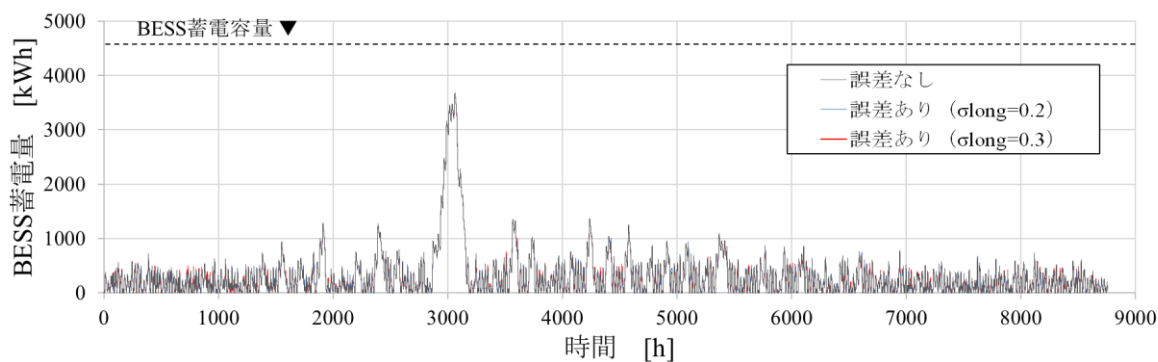


Fig. 4-45 1年間のBESS蓄電量（予測期間12 h）

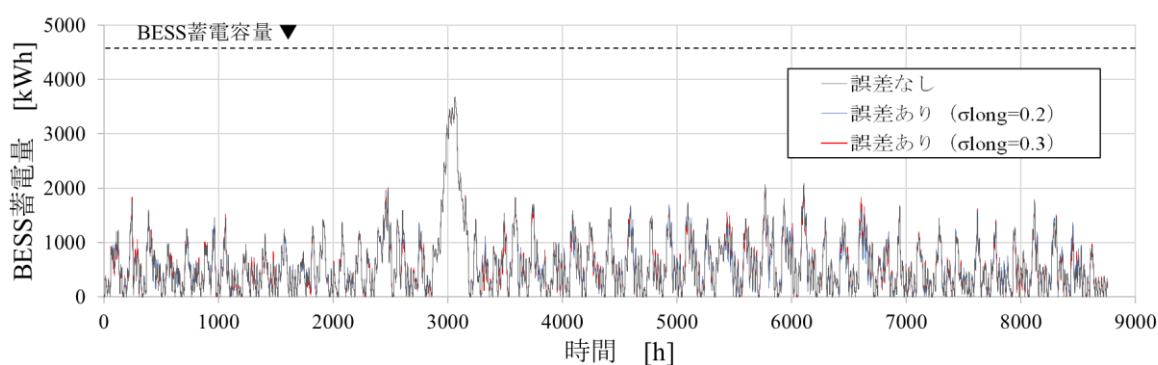


Fig. 4-46 1年間のBESS蓄電量（予測期間36 h）

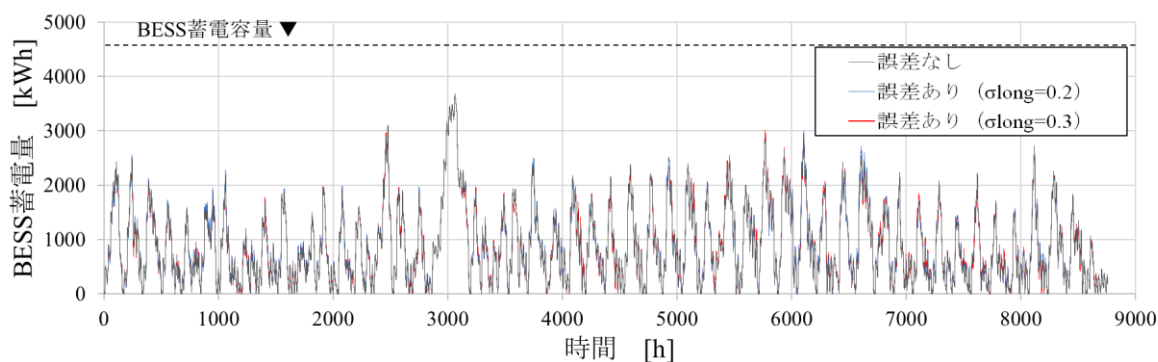


Fig. 4-47 1年間のBESS蓄電量（予測期間60 h）

次に、受電電力が契約電力を超過した8月の代表週（月曜から日曜）のシミュレーション結果を、予測期間12時間及び60時間それぞれの場合でFig. 4-48, Fig. 4-49 に示す。

いずれの場合も、電力単価が高い時間帯に受電電力が減少する様子が確認された。また、潮流電力は予測誤差の有無に関わらず、上限値を契約電力の100kW、下限値を0kWとして推移する結果となった（Fig. 4-48, Fig. 4-49の3段目）。これは前述したようにEFMPCからは最適な潮流電力の目標値が出力され、別途BESSのコントローラがその目標値に潮流電力を制御しているためである。

BESSの蓄電量及び出力は、大半の時間帯において予測誤差の有無に関わらず差異が生じない結果となった（Fig. 4-48, Fig. 4-49の4, 5段目）。これは多くの時間帯において潮流電力が契約電力または0 kWを推移し、予測誤差によるBESS出力に差異が生じなかったためである。

なお、予測期間の長さが12時間の場合において一部受電電力が契約電力を超過したが、これは予測誤差によるものではなく、前述したように予測期間が短いためにBESSに十分に充電が行われなかったためである。

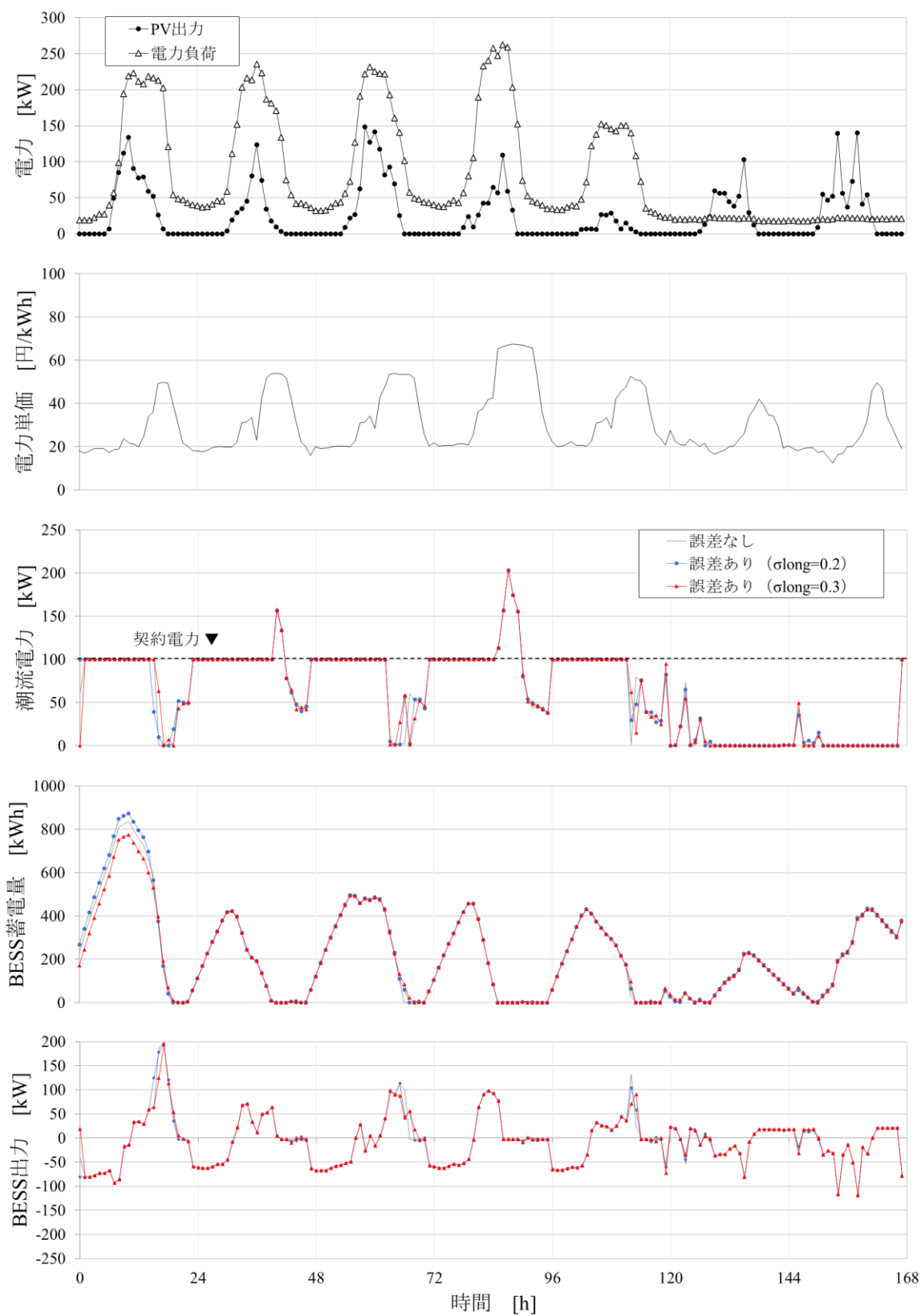


Fig. 4-48 8月の代表週におけるシミュレーション結果（予測期間：12 h）

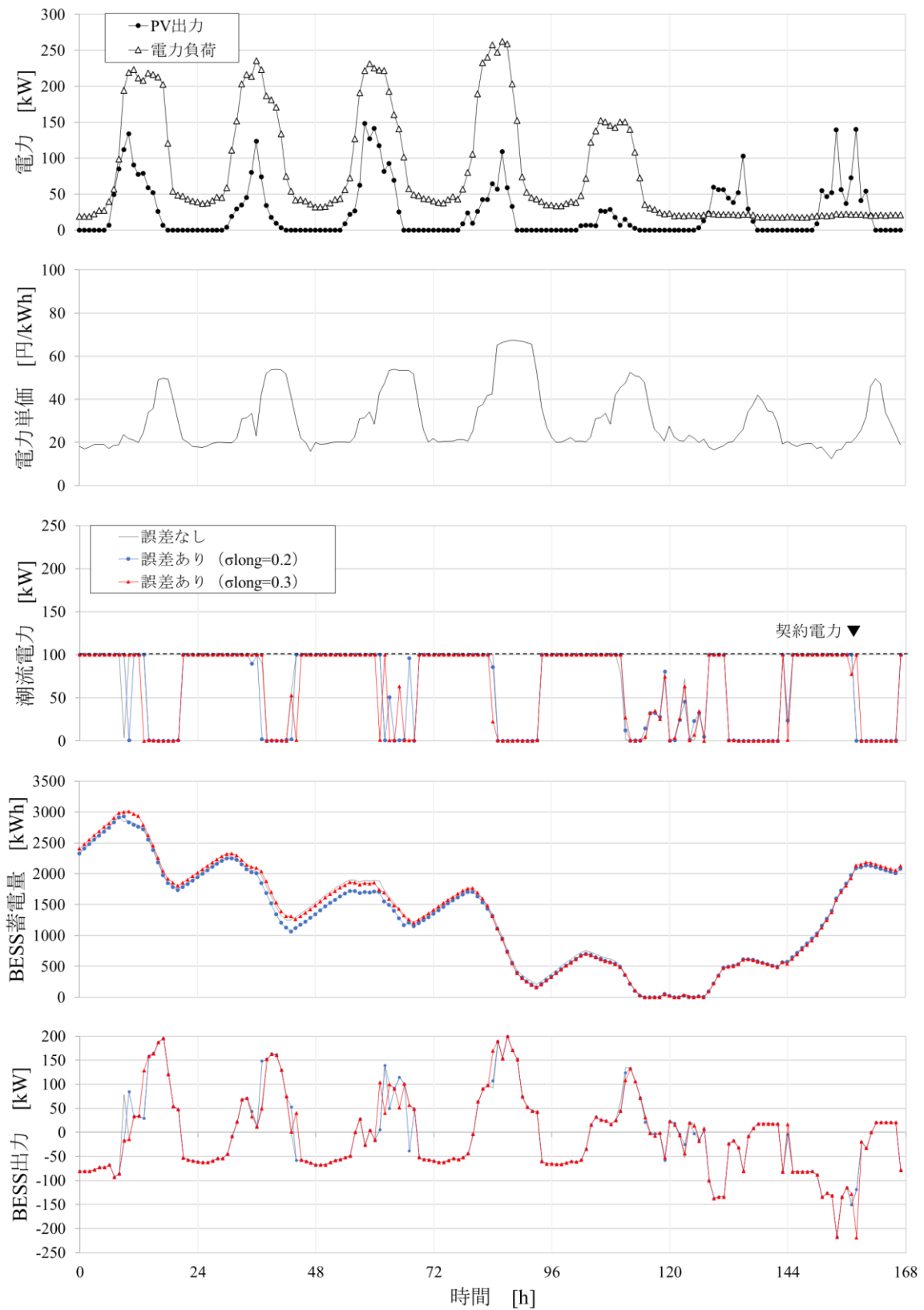


Fig. 4-49 8月の代表週におけるシミュレーション結果（予測期間：60 h）

② 評価指標

Case 4における評価指標の計算条件をTable 4-11に示す。また、結果として年間の電力コストをFig 4-50に、コスト削減率をFig. 4-51に、最大受電電力をFig. 4-52に、BESSの平均SOCをFig. 4-53に示す。

年間の電力コスト及びベースライン制御と比べたコスト削減率は、予測期間が24時間以上では概ね一定となり、コスト削減率は約28%となった(Fig. 4-50, Fig. 4-51)。これは予測期間が12時間の場合のみ、受電電力が契約電力を超過して基本料金が大幅に増加したものの、その他の場合は受電電力が予測誤差の有無にかかわらず契約電力(100 kW)以下に抑えられたためである(Fig. 4-52)。

年間の平均SOCも、予測誤差を考慮しない場合同様に予測期間の長さに比例して増加し、予測誤差の有無及びその大きさによる影響はみられなかった(Fig. 4-53)。

なお、エネルギー自給率はどの結果も同一(49%)となった。これはBESSの蓄電容量が十分大きいために逆潮流がまったく生じなかったためである。適正な蓄電容量の分析結果については第5章で記述した。

Table 4-11 評価指標の計算条件

電力コスト	基本料金の単価	2,175 円/kW
	基本料金の力率割引率	-
	従量料金の単価	スポット市場価格（東京）
	託送供給等約款の電力量料金単価	-
	再生可能エネルギー発電促進賦課金	-
	損失率	-
	燃料費等調整額	-
比較対象		受電電力抑制制御（目標値 0 kW）

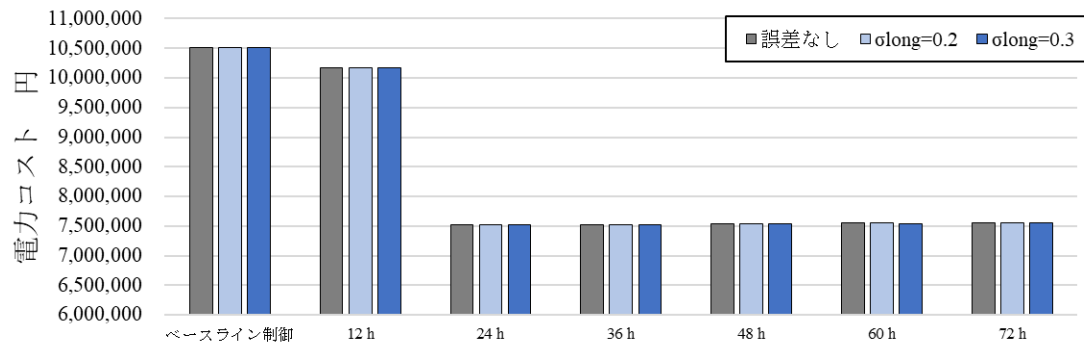


Fig. 4-50 年間の電力コスト

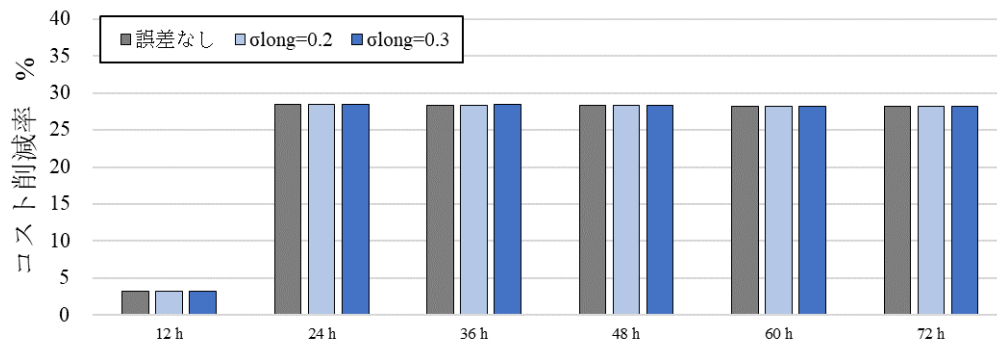


Fig. 4-51 コスト削減率（ベースライン制御比）

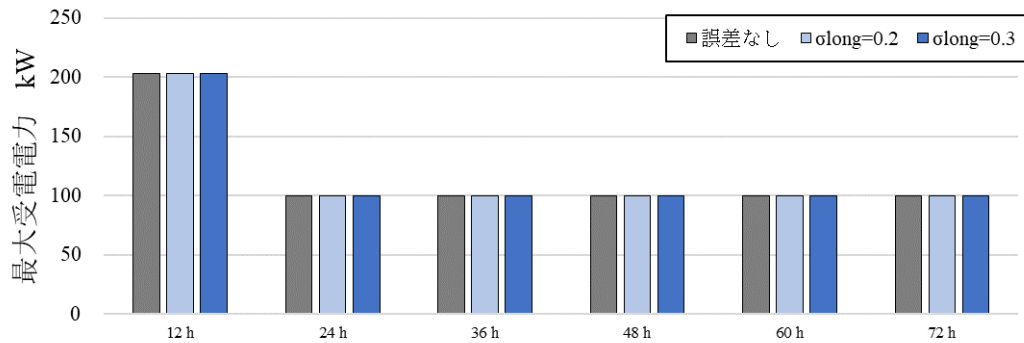


Fig. 4-52 最大受電電力

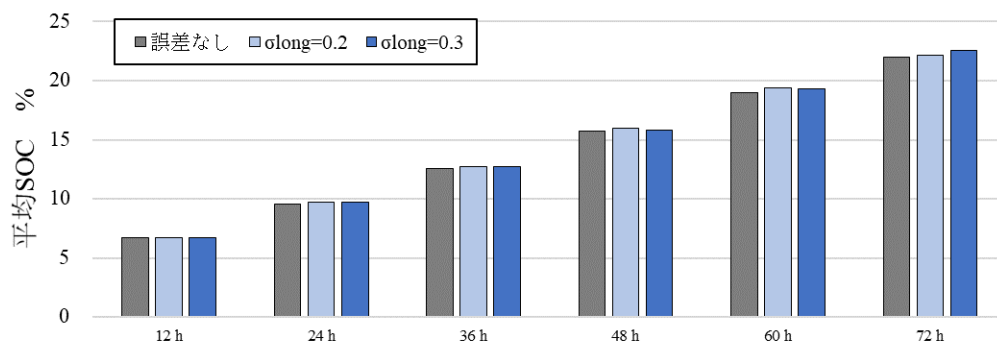


Fig. 4-53 平均SOC

4.4. 小括

本章では、まず従量料金がJEPXの電力単価と連動した変動料金制について述べ、これを前提としたEFMPCの提案を行った。次にEFMPCの定式化及びシミュレーションフローについて述べた。また時間帯毎の電力単価を既知として、EFMPCを適用した年間のシミュレーションのケーススタディ (Case 1 ~ Case 4) を実施し、定式化の妥当性及び効果を示した。なお、Case 4ではEFPCにおける予測の誤差に対して制御性能が著しく低下しないことを確認するために、EFMPCの入力に誤差を有する予測値を与える検討を実施した。

その結果、以下の知見を得た。

- 1) 予測誤差を考慮せずに電力負荷及び日射量を24時間先まで予測できると仮定した場合、EFMPC (契約電力222kW) は約35 %のコスト削減効果がある。
- 2) 予測誤差を考慮せず契約電力を222 kWとした場合、EFMPCは予測期間が長いほどコスト削減率が増加し、72 時間で概ね一定に収束する。予測期間が12 時間で23 %、72 時間で33 %のコスト削減効果が示された。
- 3) 予測誤差を考慮しない場合、EFMPCによる結果は予測期間に比例して1年間の平均SOCが増加することが示された。そのため、予測期間が長いほどコストメリットが増加する一方、必要となるBESSの蓄電容量も増加するため、予測期間によるコストメリットとBESS容量に応じたイニシャルコストの両面で検討する必要があることが示唆された。
- 4) EFMPCは最適な潮流電力の目標値を出力し、別途BESSのコントローラがその目標値に潮流電力を制御することで、予測誤差を考慮しても受電電力は契約電力を超過せず、かつ逆潮流も発生しない。
- 5) 予測誤差を考慮して契約電力を100 kWとした場合、予測期間が24時間以上ではコスト削減率はほぼ一定 (約28 %)となる。
- 6) EFMPCからは最適な潮流電力の目標値を出力し、別途BESSのコントローラがその目標値に潮流電力を制御することで、予測誤差を考慮しても受電電力は契約電力を超過せず、かつ逆潮流も発生しないことが示された。すなわち、EFMPCを実システムに適用した際、想定される実際の予測誤差を踏まえても潮流電力を適切に制御できるため、その実用性が高いことが示唆された。

Acknowledgements

本章の検討は、高砂熱学工業株式会社との共同研究の中で遂行された。

参考文献

- [1] 東京電力エナジーパートナー株式会社 HP：市場連動型の料金メニューについて，
https://www.tepco.co.jp/ep/corporate/support_h2/download2.html（2023 年5 月2日閲覧）
- [2] 関西電力株式会社 HP：卸市場価格連動メニュー，
https://biz.kepco.jp/elec/menu/market_link/（2023 年5 月2日閲覧）
- [3] 九州電力株式会社 HP：新料金プラン「市場連動型プラン」，
<https://www.kyuden.co.jp/var/rev0/0349/1634/u6khbicw.pdf>（2023 年5 月2日閲覧）
- [4] Looop でんき株式会社 HP：スマートタイム ONE，<https://looop-denki.com/pr/smarttimeone/>（2023 年5 月2日閲覧）
- [5] 自然電力株式会社 HP：「自然電力のでんき」3つの新しい電力プラン提供開始のお知らせ，
https://www.shizenenergy.net/2021/04/27/launch_of_new_power_plan/（2023 年5 月2日閲覧）
- [6] 池田 伸太郎, 大岡 龍三, メタヒューリスティクスを用いた蓄電池・蓄熱槽・熱源の統合的最適運用手法の開発，日本建築学会環境系論文集，Vol. 79, No. 705, pp. 957-966, 2014.（総合的，1時間で4 8時間のコストを最適化）
- [7] 河村貢, 吉川慧, 関泰三, 大野智之, 吉田正明, 岡澤岳, 小林勝広, 大野俊雄, 山羽基, 横江彩：多棟の既存建物の低炭素化に向けたエネルギーマネジメントに関する研究 第1報-総合大学の理工学部での電力ピーク平準化および節電実証研究，空気調和・衛生工学会 論文集，Vol. 42 (241), pp. 21-28, 2017.
- [8] 三原邦彰, 荒井良延, 上村健, 平岡雅哉：電力負荷平準化のための効率的な運用方法と経済性に関する研究 第2報－省エネルギーと電力負荷平準化を目指した太陽電池と蓄電池の効率的な運用方法に関する検討，空気調和・衛生工学会 論文集，Vol. 41 (236), pp. 13-20, 2016.
- [9] Lu Chen, Qingshan Xu, Yongbiao Yang, Jing Song：Optimal energy management of smart building for peak shaving considering multi-energy flexibility measures, Energy and Buildings, Vol. 241, 110932, 2021.
- [10] Jin, X.：Foresee: A user-centric home energy management system for energy efficiency and demand response, Applied Energy, Vol. 205, pp.1583-1595, 2017.
- [11] D. T. Vedullapalli, R. Hadidi, B. Schroeder：Optimal Demand Response in a building by Battery and HVAC scheduling using Model Predictive Control. 2019 IEEE/IAS 55th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS), pp. 1-6, 2019.
- [12] 蟻川忠三, 青木佳史, 森川純次, 稲葉隆, 近藤成治：リアルタイム電力料金に適應するビルマルチ空調機群の優先エリア複合制御，空気調和・衛生工学会 論文集，Vol. 43 (260), pp. 23-30, 2018.
- [13] Meinrenken, C. J.：Concurrent optimization of thermal and electric storage in commercial buildings to reduce operating cost and demand peaks under time-of-use tariffs. Applied Energy, Vol. 254, 113630, 2019.

- [14] Karthikeyan, N. : Predictive Control of Flexible Resources for Demand Response in Active Distribution Networks. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 34 (4), pp. 2957-2969, 2019.
- [15] U.G.K. Mulleriyawage, P. Wang, T. Rui, K. Zhang, C. Hu, W.X. Shen : Prosumer-centric demand side management for minimizing electricity bills in a DC residential PV-battery system - An Australian household case study, Renewable Energy, Vol. 205, pp. 800-812, 2023.
- [16] 一般財団法人日本卸電力取引所, 日本卸電力取引所取引ガイド, 2019年1月22日更新.
- [17] 電力中央研究所, 米国における家庭用デマンドレスポンス・プログラムの現状と展望ーパイロットプログラムの評価と本格導入における課題ー, 2011年
- [18] 杉本博之 : 制約最適化問題のスケーリングについて, 土木学会論文集, Vol. 356, I-3 (ノート), 1985.

第5章

モデル予測制御を前提とした 蓄電池の容量選定

5.1. 本章の背景と目的

需要家も再エネ及びエネルギー貯蔵を導入し、常に変動するエネルギー負荷と再エネの出力に加え、市場価格を代表とする電力系統側の状況に応じてそれらを柔軟に制御することが重要であることは、これまで述べてきた通りである。

第3章及び第4章では、BESSの蓄電容量（BESS容量）が十分に確保されている場合において、MPCを料金制に合わせて適用した場合の最適制御の定式化及びその効果について述べてきた。

一方、建物に対して実際に再エネやエネルギー貯蔵を設置する際にはインニシャルコスト、導入効果或いは設置空間等を考慮する必要がある。

しかし、本論文で対象とした再エネ及びエネルギー貯蔵の容量選定については、明確な設計指針が存在しない。

日本政府が作成したZEB設計ガイドライン^[1]では、PVの導入パターンとして以下の3パターンが示されている。

- ① 系統連携型：自家消費と電力の売買が目的。
- ② 防災型：①の系統連携型に加え、BESSを設置して災害時等に備えることが目的。
- ③ 独立型：電力系統との連携がなく、自家消費のみが目的。

①と②は電力の売買が前提であるため、建物内で生じる電力の余剰及び不足分は電力系統で調整できる一方、③の独立型は電力系統と連携しないため、建物の電力負荷の大きさや変動、BESSの設置有無等といった要素が設置可能なPVの発電容量（PV容量）に大きく影響することは明らかである。すなわち、電力系統と連携して建物コストメリットを最大化した上で、エネルギー自給率を極力上げることが目的とした場合においても、年間の電力負荷及び日射量、電力単価やPVの設置可能面積等を踏まえて複合的に機器容量を決定する必要がある。

PV及びBESS等のシステム設計に関する既往研究では、複数の住居が接続されている分散型エネルギーシステムを対象にした事例^{[2][3]}や、電力系統に接続されていない離島のオフグリッドシステムを対象にした事例^[4]が報告されている。また建物単体を対象にした事例^{[5]~[8]}も複数報告されているが、大半が一般住宅を対象としており、業務用建物を対象とした検討は十分になされていない。

よって本章では、第2章で述べた実システムを対象として、第3章及び第4章で述べたLLMPC及びEFMPCを前提としたBESSの容量選定を行うことを目的とする。

そのために、第2章で述べたシミュレーションプログラムを用いてBESS容量を変化させたシミュレーションを実施し、LLMPC-1及びEFMPCを適用した場合のBESS容量とコストメリットの関係等を分析した。

5.2. 蓄電池容量とコストメリットの関係

5.2.1. BESS容量の選定フロー

蓄電容量とコストメリットの関係を把握するために実施したステップ (Fig. 5-1) を以下に示す。

- ① PV容量, 予測期間の長さ, 予測誤差の大きさ, 契約電力 (EFMPCのみ) を決定。
- ② BESS容量を変化させた年間シミュレーションの実施し, 1年間の電力コストを計算。(与条件: 年間の電力負荷 [kW], 日射量 [kW/m²], 電力価格 [円/kWh])
- ③ BESSを設置しない場合に対して削減可能な電力コストとBESS容量の関係を整理。
- ④ BESSのイニシャルコストから投資回収年数を計算。

なお, 本論文では再エネの導入量促進を大前提としているためPV容量を与条件とし, BESSでコストメリットを得ることを目的に検討を行った。

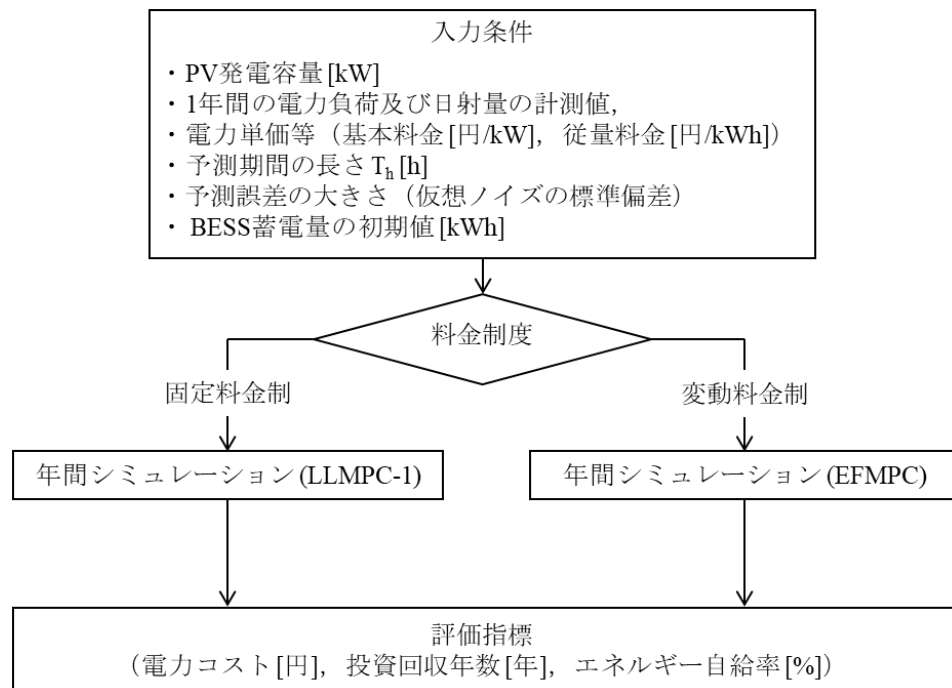


Fig. 5-1 BESS容量の選定フロー

5.2.2. システムの評価

本章ではBESSを導入して最適に運用するコストメリットを評価するため、評価指標は第2章～第4章と同様にランニングコスト（電力コスト）とエネルギー自給率とした。さらに、工事費を含めたBESSの総合単価に対して簡易的な投資回収年数を計算し、実際のシステムに導入する際の一指標とした。

① 電力コスト

電力コストの計算方法を式 Eq. (5-1) ～ Eq. (5-3) に示す。電力コストは、大手発電事業者によって提供される一般的な法人顧客向け料金形態を想定し、あらかじめ定められた単価に則り基本料金と従量料金が毎月請求される料金制を前提とした。

$$C_{all} = C_{used} + C_{base} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (5-1)}$$

$$C_{used} = U_{used} \sum_{t=0}^{T-1} P_{REC,t} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (5-2)}$$

$$C_{base} = \sum_{m=1}^{12} U_{base} P_{demand,m} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (5-3)}$$

(C_{all} : 電力コスト [円], C_{used} : 従量料金 [円], C_{base} : 基本料金 [円], U_{used} : 従量料金単価 [円/kWh], $P_{REC,t}$: 受電電力 [kW], m : 任意月 [月], U_{base} : 基本料金単価 [円/kW], $P_{demand,m}$: 当該月の契約電力 [kW])

固定料金制における基本料金は、当該月を含め過去1年間における最大受電電力の中で最も大きい値から算出される契約電力 (Fig. 3-1) をもとに決定される。なお、本章では1年の最大受電電力を年間共通の契約電力として評価を行った。

② エネルギー自給率

エネルギー自給率 (SSR: Self-sufficiency Ratio) は、自家消費されたPV出力と電力負荷の比率とし、式 Eq. (5-4) で表される。蓄電容量には限りがあるため、適切にBESSを制御して逆潮流を最小限に抑えることでSSRが増加する。

$$SSR = \frac{\sum_{t=0}^{T-1} (P_{PV,t} - P_{REV,t})}{\sum_{t=0}^{T-1} P_{load,t}} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (5-4)}$$

(SSR : 再エネの自家消費率 [-], T : 対象期間の長さ (8,760) [h], t : 対象期間内の任意時間 [h], $P_{PV,t}$: PV出力 [kW], $P_{REV,t}$: 逆潮流 [kW], $P_{load,t}$: 電力負荷 [kW])

③ 投資回収年数

本章では電力コストによる評価に加え，BESSを導入したコスト削減効果によってイニシャルコストが回収できる年数を投資回収年数として評価した。式 Eq.(5-5) に計算計算式を示す。なお，BESSのイニシャルコストを算出するための単価は，政府が2023年に公表した調査結果^[9]を参考に設定した。

$$N_{\text{payback}} = \frac{C_{\text{initial}}}{C_{\text{reduced}}} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (5-5)}$$

(N_{paybak} : 投資回収年数 [年], C_{initial} : BESSのイニシャルコスト [円], C_{reduced} : BESS導入前に対して削減されたコスト [円])

④ BESS定格値の補正

本章ではBESSの容量を変化させてシミュレーションを行うため，第2章～第4章で用いてきたBESSモデルの定格出力及び補機電力が蓄電容量に比例すると仮定して補正した。なお，BESSの定格出力は最小値を200 kWとした。

BESSの定格出力の補正式を式 Eq. (5-6) に，補機電力の補正式を式 Eq. (5-7) に示す。

$$P'_{\text{rated}} = \max\left(\frac{P_{\text{rated}}}{E_{\text{rated}}} E_{\text{BESS}}, 200\right) \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (5-6)}$$

(P'_{rated} : 補正された定格出力 [kW], P_{rated} : 定格出力 (625) [kW], E_{rated} : 定格容量 (4,950) [kWh])

$$P'_{\text{aux}} = \frac{P_{\text{aux}}}{E_{\text{rated}}} E_{\text{BESS}} \quad \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \text{Eq. (5-7)}$$

(P'_{aux} : 補正された補機電力 [kW], P_{aux} : 補機電力 (3.5) [kW])

5.2.3. 固定料金制におけるBESS容量の検討

LLMPCを前提とした年間シミュレーションの前提条件をTable 5-1に、評価指標の計算条件をTable 5-2に示す。BESS容量は、電力コストが一定値に収束する1000 kWhまでは100 kWh間隔で変化させてシミュレーションを行った。また予測期間は、長期予測の中では最も多く取り組まれており、高度かつ汎用的な予測手法が様々に示されている24時間を前提とした。なお、本検討では最もコストメリットが得られるBESS容量を分析することが目的のため予測誤差は考慮しなかった。

Table 5-1 前提条件

対象期間	2022/1/1～2022/12/31（1年間）
BESS 容量	500 ～ 1000 kWh (100 kWh 間隔), 1500kWh
BESS 蓄電量の初期値	0.0 kWh
PV 定格出力	200.64 kW
予測期間の長さ	24 h
予測誤差	無し

Table 5-2 評価指標の計算条件

電力コスト	基本料金の単価	1,814 円/kW
	基本料金の力率割引率	0.85
	従量料金の単価	22.3 円/kWh
	再生可能エネルギー発電促進賦課金	3.45 円/kWh
	燃料費等調整額	-
BESS 単価		3～15 万円/kWh
比較対象		BESS 未設置による評価指標の値

年間の評価指標をそれぞれFig. 5-2 ～ Fig. 5-4に、その他電力関連の指標及びBESSの平均SOCをFig. 5-5 ～ Fig. 5-8に示す。また年間及び8月の代表週における潮流電力とBESS蓄電量の推移をFig. 5-9 ～ Fig. 5-12に示す。

シミュレーションの結果、BESS容量に応じてはじめは年間の電力コストが減少したが、800 kWh以降は一定値に収束する結果となった (Fig. 5-2)。また従量料金は概ね一定であったのに対し、基本料金はBESS容量に応じて減少した。これは、BESS容量が800 kWhまではLLMPC-1による潮流電力の平準化効果に制限が生じ、受電電力が十分に削減されなかったためである (Fig. 5-5, Fig. 5-9の6,000 h 付近, Fig. 5-10の136 h 付近)。なお、契約電力が十分に削減されなかったのは、代表週における日中の電量負荷に対し、BESSが潮流電力を平準化するための十分な蓄電量を確保できなかったためである (Fig. 5-12の120～130 h 付近)。従量料金に大きな変化がみられなかったのは、BESS容量が500kWhの時点でPVからの余剰電力を十分に吸収できており、それ以上の容量では効果が表れなかったためと考えられる。なお、従量料金はBESS容量に応じてわずかに減少する様子が確認された (Fig. 5-2 下段)。これは、BESS容量に応じて年間の逆潮流が減少し (Fig. 5-7)、受電電力量がわずかに増加したためである (Fig. 5-6)。

一方、エネルギー自給率はBESS容量によらずほぼ一定となった (Fig. 5-3)。これは前述したようにPV出力による逆潮流がBESS容量に応じて減少したものの、電力負荷に対する割合はわずかであるためである。このことから、BESS容量が500 kWhでもLLMPC-1によってPVからの余剰電力を逆潮流させることなく効率的に蓄えられることが示された。

投資回収年数は、単価によらずBESS容量が800 kWhの場合に最も少ない結果となった (Fig. 5-4)。このことから、最も電力コストが削減されるBESS容量800 kWhを導入してLLMPC-1を適用することが、BESSのイニシャルコストを踏まえても、最もコストメリットが得られることが示唆された。なお、政府のレポート^[9]において示されている「系統用・再エネ併設蓄電システムの導入費」の導入単価6万円/kWhの場合、投資回収年数が14.8年となった。BESSの耐用年数を15年とすれば非現実的な結果ではない一方、投資回収年数を10年未満まで下げるにはBESSの導入単価が3万円/kWh程度まで減少する必要があることが示めされた。

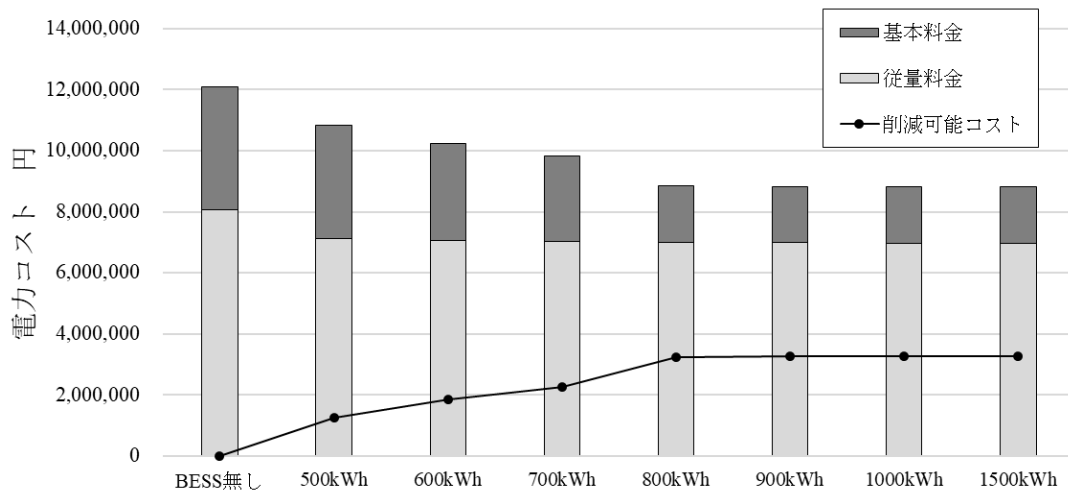


Fig. 5-2 年間の電力コスト

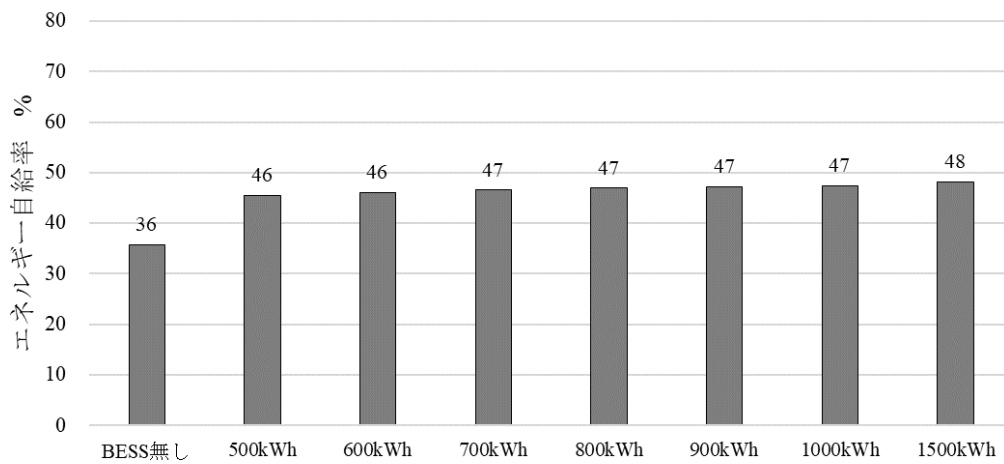


Fig. 5-3 エネルギー自給率

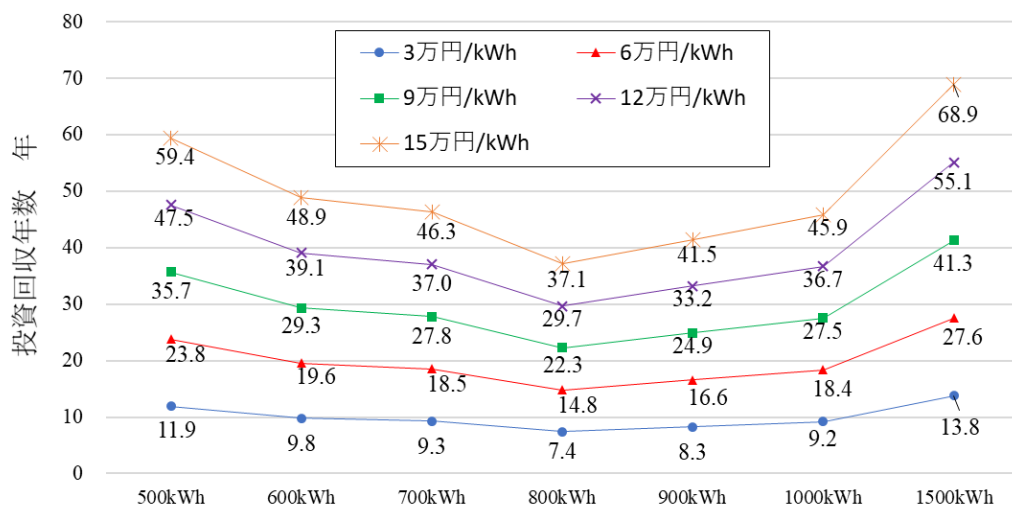


Fig. 5-4 BESSの投資回収年数

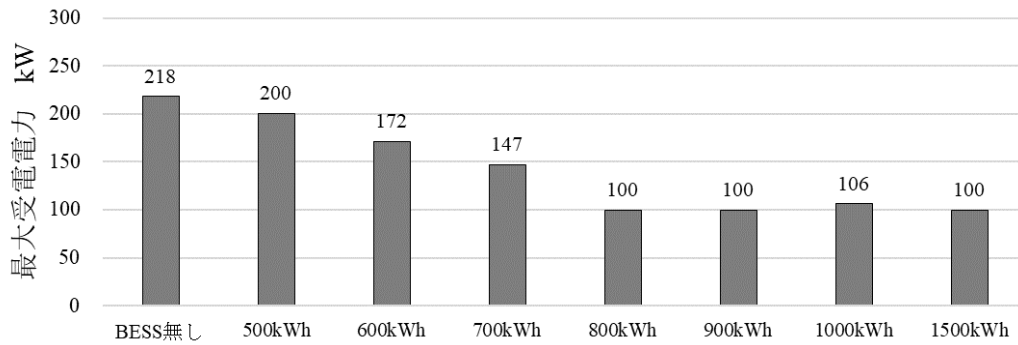


Fig. 5-5 最大受電電力

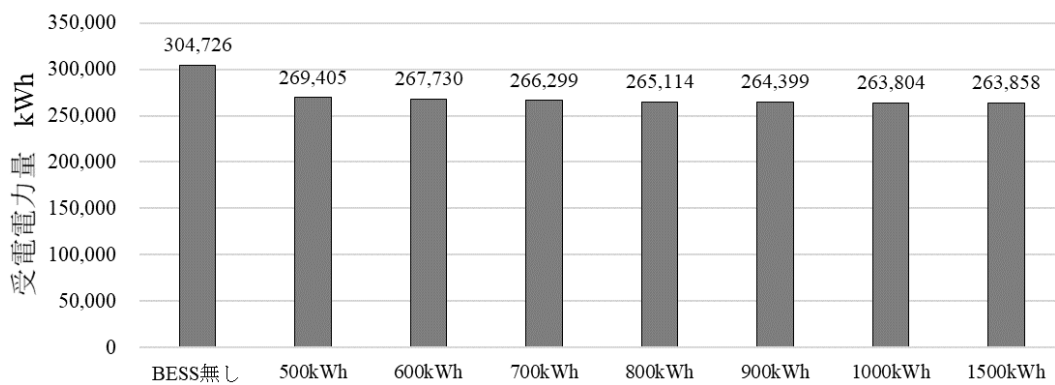


Fig. 5-6 受電電力量

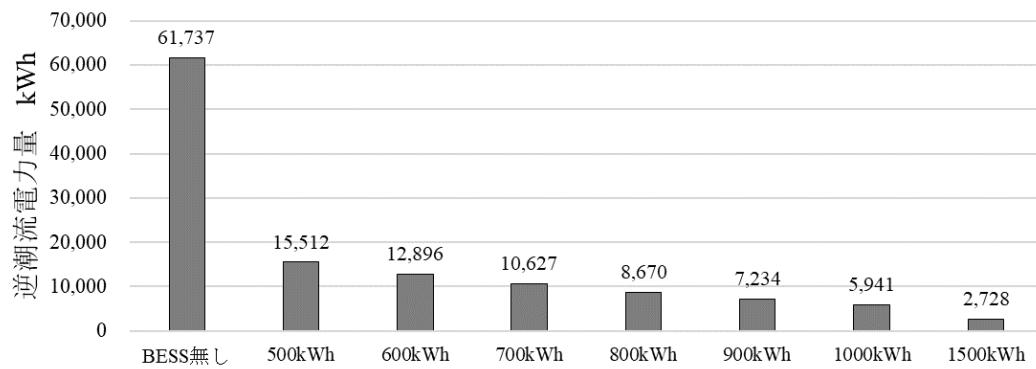


Fig. 5-7 逆潮流電力量

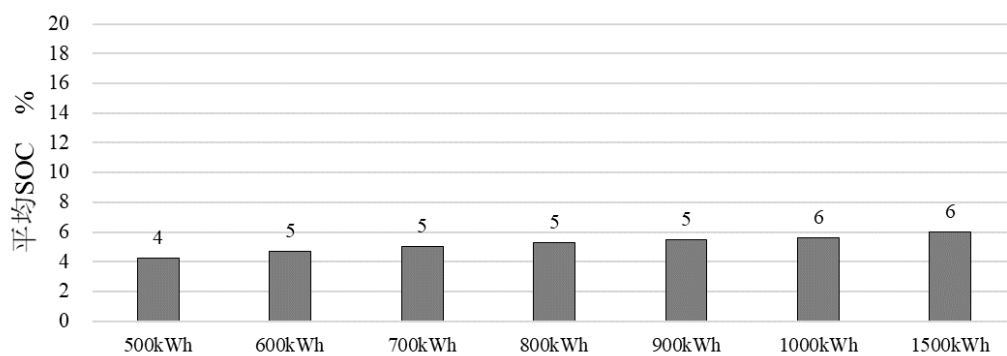


Fig. 5-8 平均SOC

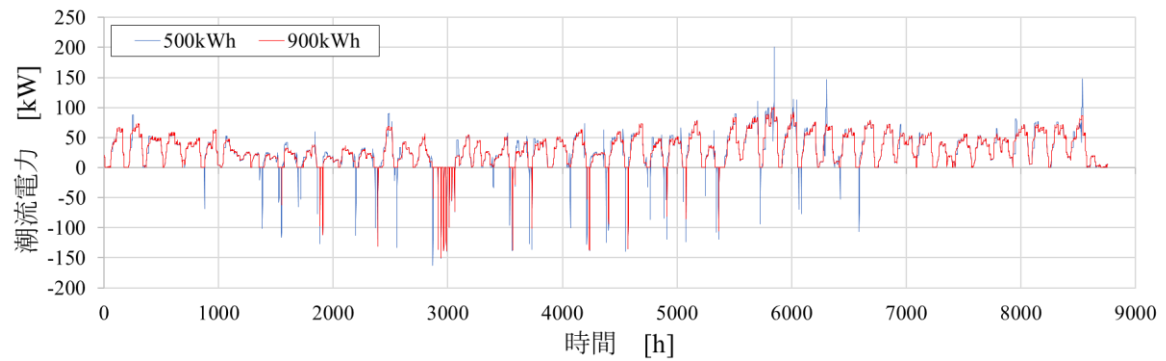


Fig. 5-9 潮流電力の推移 (1年間)

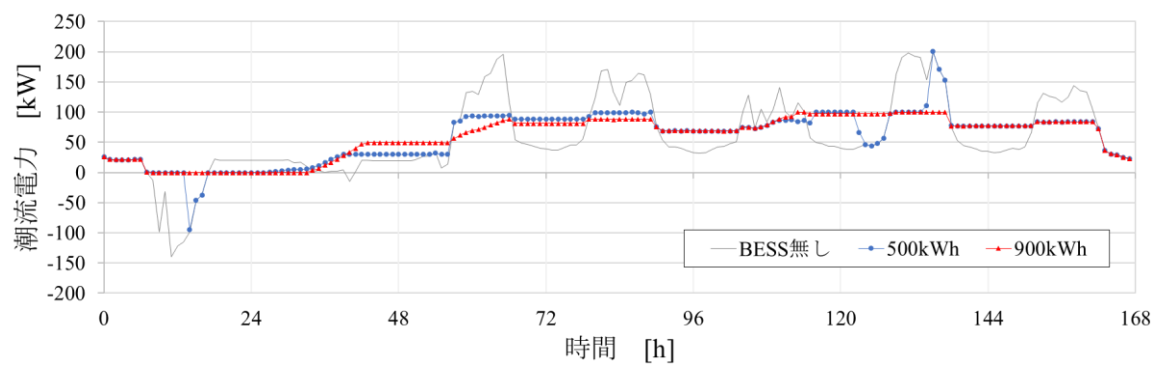


Fig. 5-10 潮流電力の推移 (8月の代表週)

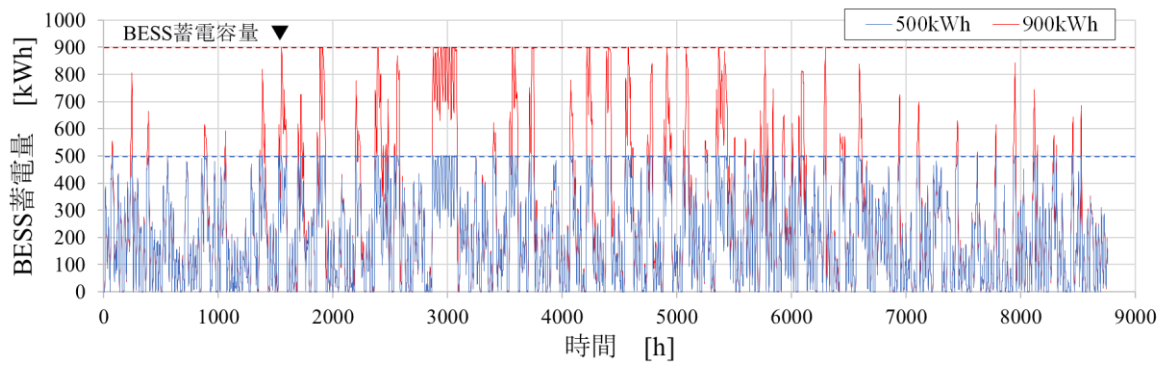


Fig. 5-11 BESS蓄電量の推移 (1年間)

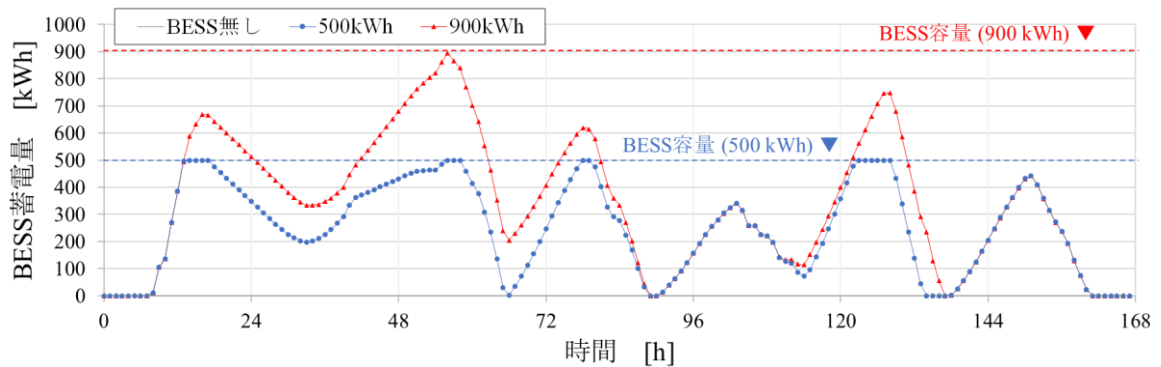


Fig. 5-12 BESS蓄電量の推移 (8月の代表週)

5.2.4. EFMPCを前提としたBESS容量の検討

EFMPCを前提とした年間シミュレーションの前提条件をTable 5-3に、評価指標の計算条件をTable 5-4に示す。BESS容量、予測期間及び予測誤差は前項と同様とした。

なお、本章ではBESSのイニシャルコストを含めた分析を行うため、電力コストにおける力率割引、託送供給等約款の電力量料金（託送料金）及び再生可能エネルギー発電促進賦課金（再エネ賦課金）を考慮して評価を行った。

Table 5-3 前提条件

対象期間	2022/1/1～2022/12/31（1年間）
BESS 容量	500 ～ 1000 kWh (100 kWh 間隔), 1500kWh
BESS 蓄電量の初期値	0.0 kWh
PV 定格出力	200.64 kW
予測期間の長さ	24 h
予測誤差	無し
契約電力	100 kW

Table 5-4 評価指標の計算条件

電力コスト	基本料金の単価	2,175 円/kW
	基本料金の力率割引率	0.85
	従量料金の単価	スポット市場価格（東京）
	託送供給等約款の電力量料金単価	2.37 円/kWh
	再生可能エネルギー発電促進賦課金	3.45 円/kWh
	燃料費等調整額	-
BESS 単価		3～15 万円/kWh
比較対象		BESS 未設置による評価指標の値

年間の評価指標をそれぞれFig. 5-13 ～ Fig. 15に、その他電力関連の指標及びBESSの平均SOCをFig 5-16 ～Fig. 5-19に示す。また年間及び8月の代表週における潮流電力とBESS蓄電量の推移をFig. 5-20 ～ Fig. 5-23に示す。

シミュレーションの結果、LLMPCの結果と同様、はじめはBESS容量に応じて年間の電力コストが減少したが、800 kWh以降は一定値に収束する結果となった (Fig. 5-13)。またEFMPCの場合、基本料金に加えて従量料金も緩やかに減少する結果となった (Fig. 5-13の下段)。従量料金が減少したのは、BESS容量に応じて電力単価の低い時間帯により多くの電力量を蓄えることが可能になったためと考えられる。基本料金が減少したのは、BESS容量が800 kWhまでは受電電力が契約電力の100 kWを超過し、契約電力が増加したためである (Fig. 5-16, Fig. 5-20の6,000 h 付近, Fig. 5-21の136 h 付近)。

エネルギー自給率もLLMPC同様、BESS容量によらずほぼ一定となった (Fig. 5-14)。これも前述したように、PV出力による逆潮流がBESS容量に応じて減少したものの、電力負荷に対する割合はわずかであるためである。このことから、BESS容量が500 kWhでもEFMPCによってPVからの余剰電力を逆潮流させることなく効率的に蓄えられることが示された。

投資回収年数は、単価によらずBESS容量が800 kWhの場合に最も少ない結果となった (Fig. 5-15)。このことから、最も電力コストが削減されるBESS容量800 kWhを導入してEFMPCを適用することが、BESSのイニシャルコストを踏まえても、最もコストメリットが得られることが示唆された。なお変動料金制の場合、政府のレポート^[9]において示されている「系統用・再エネ併設蓄電システムの導入費」の導入単価6万円/kWhを用いると投資回収年数が7.7年と計算された。このことから、BESSを導入するコストメリットを最大限に得るには、変動料金制のほうが固定料金制に比べて有利であることが示唆された。

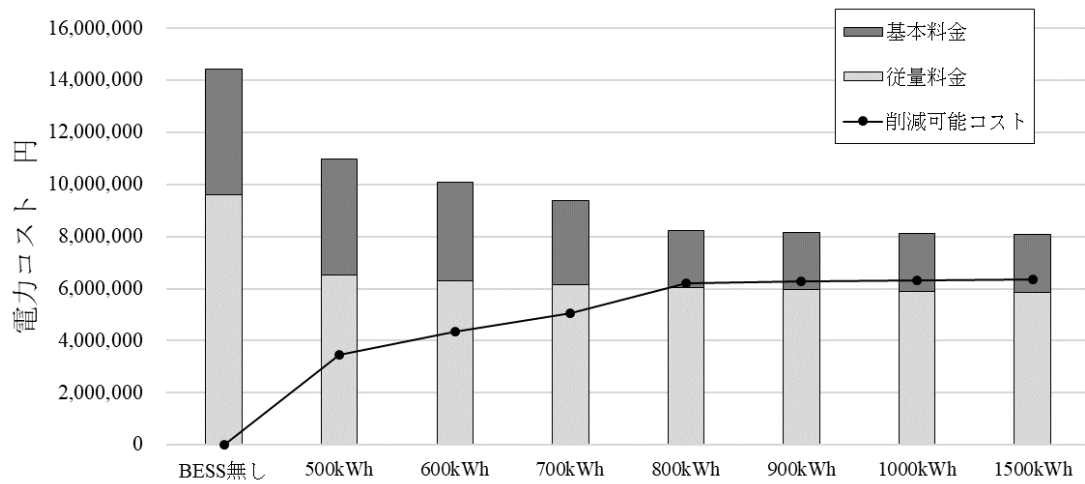


Fig. 5-13 年間の電力コスト

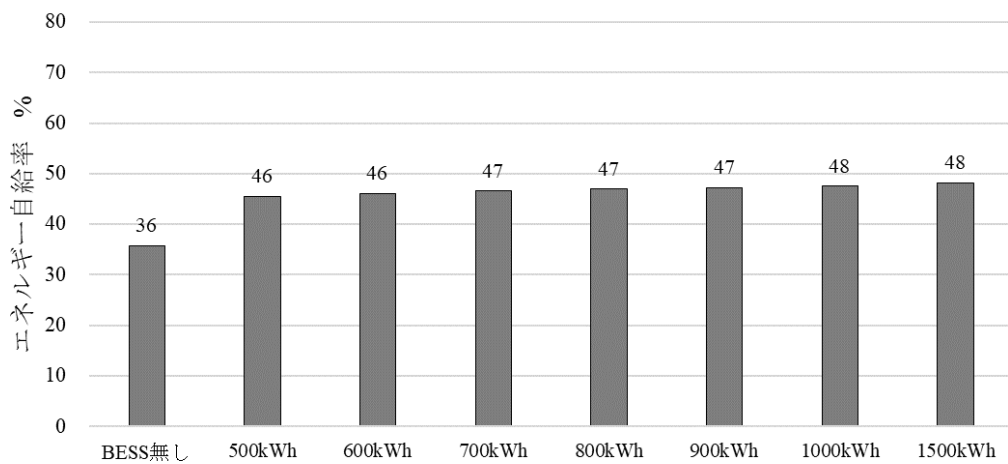


Fig. 5-14 エネルギー自給率

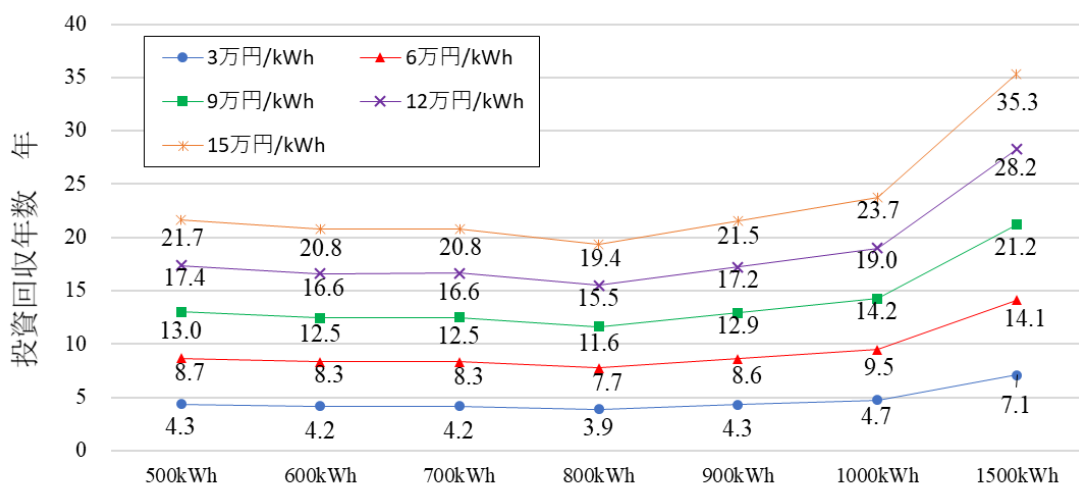


Fig. 5-15 投資回収年数

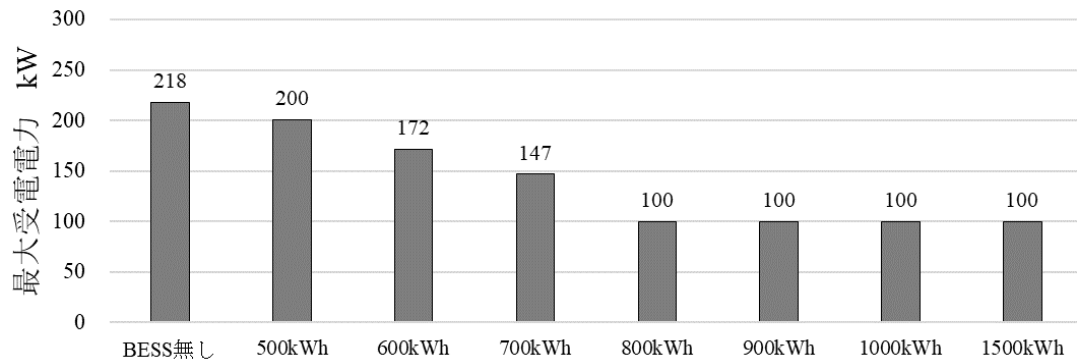


Fig. 5-16 最大受電電力

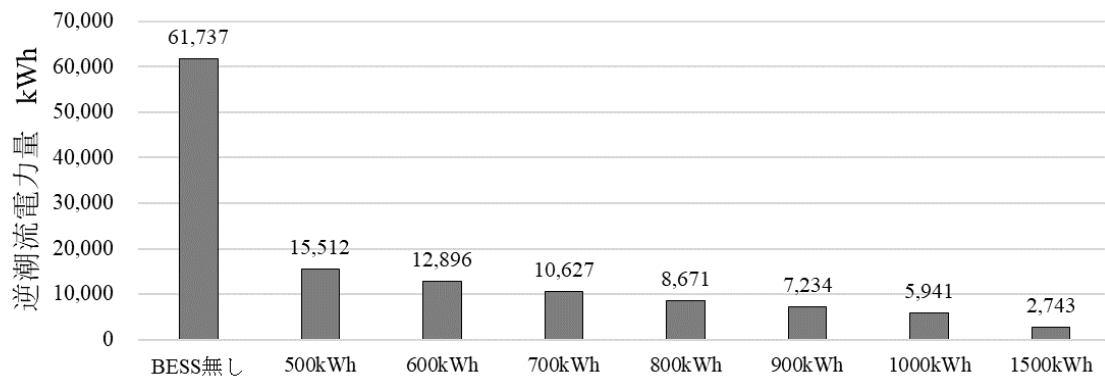


Fig. 5-17 受電電力量

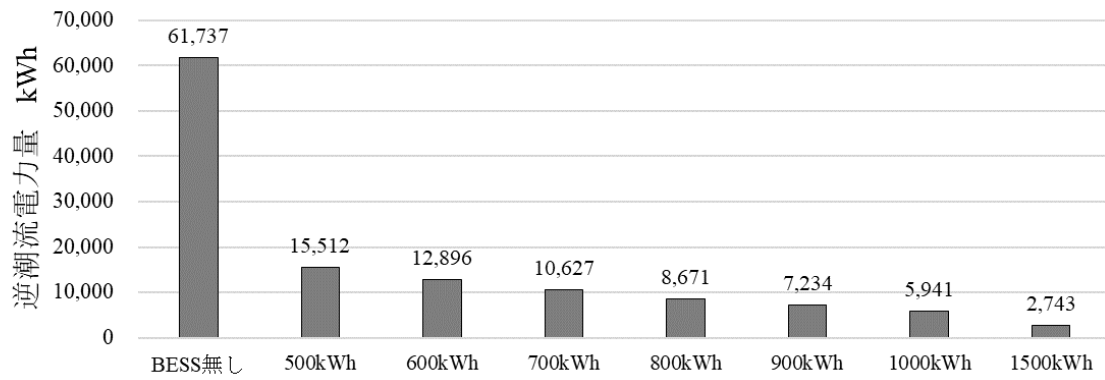


Fig. 5-18 逆潮流電力量

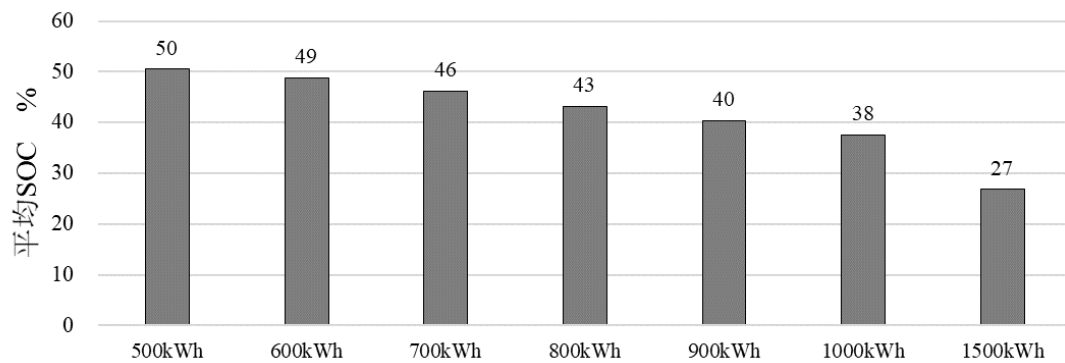


Fig. 5-19 平均SOC

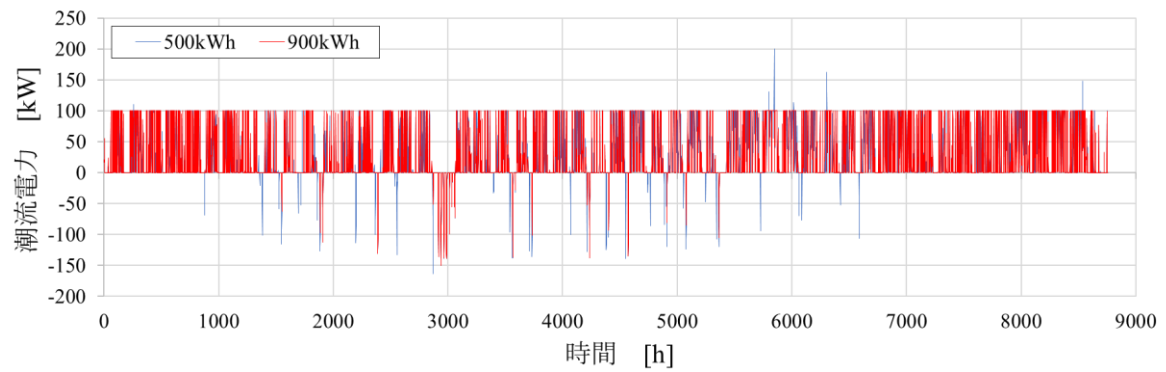


Fig. 5-20 潮流電力の推移 (1年間)

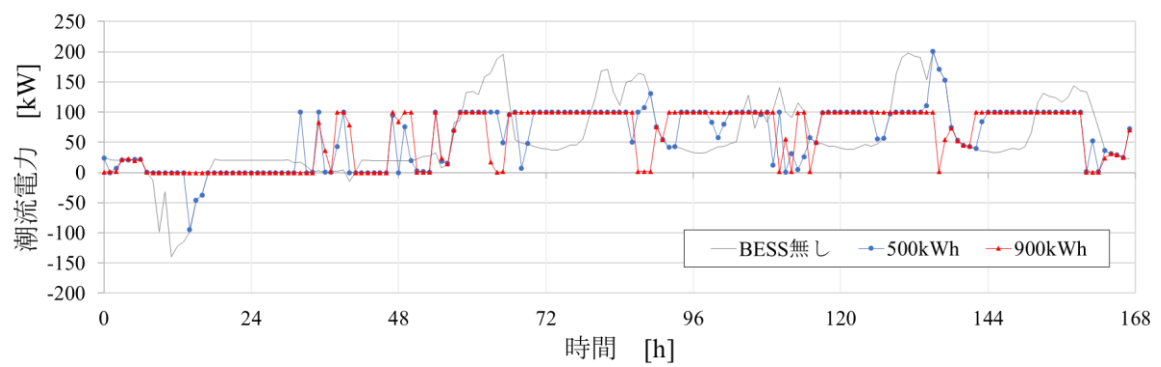


Fig. 5-21 潮流電力の推移 (8月の代表週)

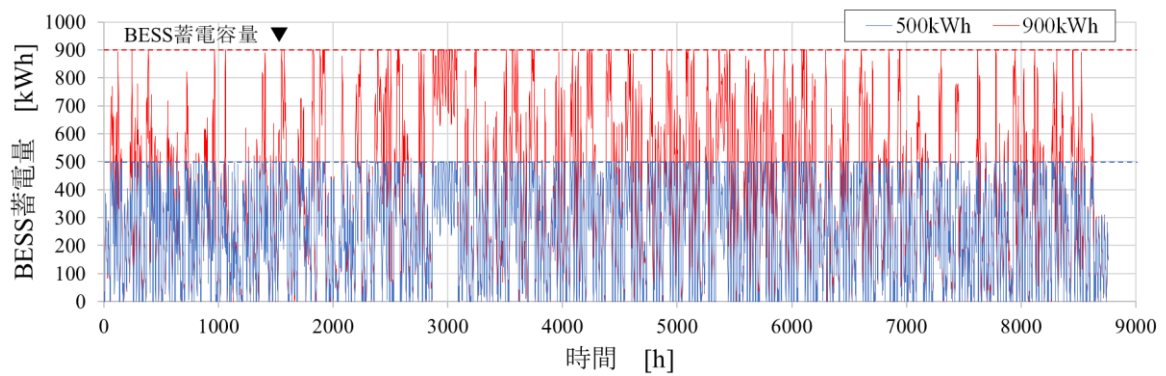


Fig. 5-22 BESS蓄電量の推移 (1年間)

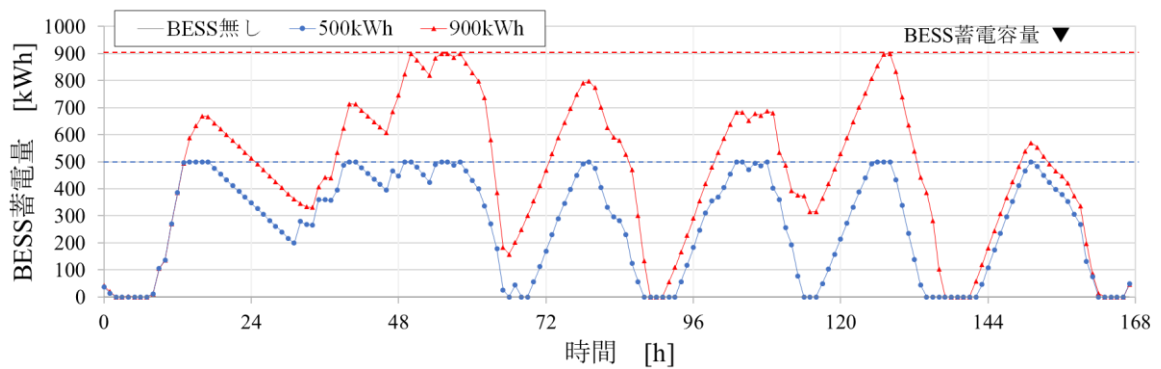


Fig. 5-23 BESS蓄電量の推移 (8月の代表週)

5.3. 小括

本章では、固定料金制と変動料金制それぞれの場合において、第3章及び4章で述べたモデル予測制御を前提とし、イニシャルコストを含めたBESSのコストメリットが最も得られる蓄電池容量の選定を行った。

その結果、以下の知見を得た。

- 1) 年間の電力コストは、料金制によらずBESS容量が約800 kWhで一定値に収束する。
BESSを導入しない場合における年間の電力コストに対し、固定料金制では約300万円、変動料金制では約600万円の削減効果がある。
- 2) エネルギー自給率は固定料金制及び変動料金制ともに約49 %となり、BESS容量800kWhの場合、PVの余剰電力による逆潮流は年間の総発電量に対して4 %未満となり、いずれの料金制においてもPV出力を最大限に活用できる。
- 3) 対象とする建物の1年間の電力負荷、日射量及び電力価格の単価をシミュレーションプログラムに入力すれば、PV及びBESSの容量選定における指標（電力コスト・投資回収年数等）が試算でき、システム導入検討における支援が可能になる。

なお、本研究では制御の効果をを得るための必要最低限のBESS容量について分析したが、BCP対応等の予備蓄電量を含めたBESS容量の選定については別途検討が必要である。

Acknowledgements

本章の検討は，高砂熱学工業株式会社との共同研究の中で遂行された。

参考文献

- [1] ZEBロードマップフォローアップ委員会，ZEB設計ガイドライン，2019.
- [2] Juan P. Fossati, Ainhoa Galarza, Ander Martín-Villate, Luis Fontán : A method for optimal sizing energy storage systems for microgrids, *Renewable Energy*, Vol. 77, pp. 539-549, 2015.
- [3] Malek Zaibi, Habib Cherif, Gérard Champenois, Bruno Sareni, Xavier Roboam, Jamel Belhadj : Sizing methodology based on design of experiments for freshwater and electricity production from multi-source renewable energy systems, *Desalination*, pp. 94-103, Vol. 446, 2018.
- [4] 長澤和輝, 宮崎輝, 林泰弘, 庄司智昭, 吉永淳 : 蓄電池を活用した再エネを主体とする離島オフグリッドシステムの運用手法および容量選定手法, *電気学会論文誌B (電力・エネルギー部門誌)*, Vol. 141(6), pp. 406-414, 2021.
- [5] Akbar Maleki, Fathollah Pourfayaz, Hamed Hafeznia, Marc A. Rosen : A novel framework for optimal photovoltaic size and location in remote areas using a hybrid method: A case study of eastern Iran, *Energy Conversion and Management*, Vol. 153, pp. 129-143, 2017.
- [6] Juha Koskela, Antti Rautiainen, Pertti Järventausta : Using electrical energy storage in residential buildings – Sizing of battery and photovoltaic panels based on electricity cost optimization, *Applied Energy*, Vol. 239, pp. 1175-1189, 2019.
- [7] Ayotunde A. Adeyemo, Olumuyiwa T. Amusan : Modelling and multi-objective optimization of hybrid energy storage solution for photovoltaic powered off-grid net zero energy building, *Journal of Energy Storage*, Vol. 55, Part A, 105273, 2022.
- [8] Ali Baniasadi, Daryoush Habibi, Waleed Al-Saedi, Mohammad A.S. Masoum, Choton K. Das, Navid Mousavi : Optimal sizing design and operation of electrical and thermal energy storage systems in smart buildings, *Journal of Energy Storage*, Vol. 28, 101186, 2020.
- [9] 資源エネルギー庁，定置用蓄電システムの普及拡大策の検討に向けた調査，2023.

第6章

総論

6.1. 本研究で得られた成果

本論文では実システムの挙動を高精度に模倣し、様々な機器容量及び制御手法を評価できるシミュレーションプログラムを構築した。また本プログラムと計測データを用いて、固定料金制及び変動料金制それぞれの場合においてMPCの定式化手法を開発し、その有効性を示した。最後に、MPCを前提として、対象施設において最もコストメリットが得られるBESS容量の試算を通し、同様の手順によって対象施設以外の物件における再エネ及びBESSの導入検討を支援できることが示唆された。

本研究において取り組んだ課題とその成果を以下に挙げる。

i. シミュレーションプログラムの構築

本論文では不連続式を含むBESSモデルを連続近似し、SQPによる最適化計算を可能にした。通常、不連続式を含むモデルの最適化では、メタヒューリスティクスやDP等の探索的アルゴリズム、或いはMILPが用いられる。前者は計算コストが比較的高く後者は定式化の際に工夫を要するため、SQPを用いることで数値最適化の効率性に加えてMILPに比べより直感的な定式化が可能となり、実用面において大きなメリットがあると考えられる。

ii. 固定料金制におけるBESSの最適制御

固定料金制を前提として、BESSで受電電力を平準化するためのMPC (LLMPC-0, LLMPC-1) の定式化手法を開発し、その有効性を示した。LLMPC-1は契約電力を常に最小限に抑えるように作動するため契約電力を設定する必要がなく、年単位の負荷特性の変化や機器の劣化に対して柔軟に対応できると考えられる。

iii. 変動料金制におけるBESSの最適制御

従量料金がJEPXでの電力単価と連動する変動料金制を前提として、BESSで電力コストを最小化するためのMPC (EFMPC) の定式化手法を開発し、その有効性を示した。FIP制度の普及やVPPの実用化に伴い変動料金制の電力プランも今後増加することが予想されるため、需要家がエネルギー貯蔵を導入してコストメリットを得るための制御手法として、EFMPCは今後ますます重要になると考えられる。

iv. MPCを前提としたBESSの容量選定

本研究で構築したシミュレーションプログラムを用い、第3章及び4章で提案したモデル予測制御を前提として、コストメリットが最も得られるBESS容量の選定を行った。およそ1年間の電力負荷、日射量及び電力単価をシミュレーションプログラムに入力すれば、機器容量に対する評価指標（電力コスト・投資回収年数等）が試算できることが示された。

6.2. 課題と展望

本研究における課題と展望について以下に示す。

i. 熱エネルギーを含めた最適化

本論文では、建物内の余剰電力は逆潮流によって電力系統に送出可能であることを前提とした。しかし日本の各地で逆潮流が規制されている現状を踏まえると、余剰電力を熱エネルギーに変換してより安価にエネルギー貯蔵を行う方法を検討することも考えられる。例えば、熱エネルギー負荷が十分ある需要家であれば蓄熱装置を設けることでBESSに充電されなかった余剰電力を貯めることができ、さらに蓄電量の一部を直接熱エネルギーとして貯めることでBESS容量を小さくし、イニシャルコストを低減できる可能性がある。また、バイオマス発電機等の電熱併給システムを導入した場合、電力に加えて熱エネルギーの制御が必要になる。この場合も、蓄熱装置を用いれば余剰電力を熱エネルギーとして貯蔵可能になり、より柔軟な制御が可能になると考えられる。

ii. 電力価格の予測

本論文では、電力価格を既知として検討した。しかし本来のJEPXの取引では、前日の午前中に翌日の時間毎の電力単価が通知される程度であり、本論文で仮定したように常に24時間以上先までの電力単価を知ることはできない。さらに電力取引において、特に猛暑や厳冬のピーク時における価格高騰のリスクを定量的に評価し、MPCでどのように備え対処すべきかについても検討が必要がある。

iii. 確率分布を含んだ予測値

本論文では、MPCにおいて予測値の確率分布を考慮しない決定論的な予測値が得られたという前提のもとに定式化を行った。これは確率分布を考慮した場合に比べて単純化された条件であり、本論文ではその前提でMPCの効果を整理した。一方、確率分布を含んだ予測結果を用いて様々なリスクや不確実性を考慮したMPCの検討も今後必要である。

iv. 仮想予測値における誤差の特徴

第3章及び第4章で用いた仮想的な予測値は、電力負荷と日射量も同様のノイズを付加して生成した。しかし本来の誤差の特徴は日射量と電力負荷の間で異なり、さらに時間帯によっても異なるため、より詳細な仮想予測値を用いた検討も今後必要である。

v. 経年による予測誤差の拡大

実際の予測では機器の劣化やエネルギー負荷特性の変化等によって誤差のバイアスやばらつきが徐々に増加することが想定される。機器の劣化に対しては、システムの状態量を推定できるカルマンフィルタ等の統計的手法の適用が考えられる。例えば第2章で述べたBESSのPCS有効係数や補機電力等は、経年による変化が予想されるため、その推定を定期的に行って機器モデルを更新する必要がある。またエネルギー負荷特性の変化に対しては、予測モデルを定期的に再学習或いはチューニングを実施する必要がある。

vi. MPCによる実運用の安全策

前述したように、本論文では決定論的な予測値が得られたという前提のもと、それを入力としたMPCの検討を実施した。一方、確率分布を含んだ予測値を用いれば、例えば予測期間の中で受電電力が契約電力を超過しそうな場面において、そのリスクを定量的に評価して制御することが可能になる。なお決定論的モデルを用いる場合においても、契約電力の超過や逆潮流の発生を防ぐためには、制約条件に安全率を設けることで対応が可能である。本論文で構築したシミュレーションプログラムに実際の予測モデルにおける予想値を入力として年間シミュレーションを実施すれば、妥当な安全率を求めることが可能である。

vii. さらなる再エネの導入促進に向けて

第5章では需要家として最もコストメリットが得られるBESSの容量について検討し、今後BESSの価格がさらに低下すれば、再エネとBESSでより大きなコストメリットが得られるようになることを示した。一方序論で述べたように、日本における再エネの導入促進は喫緊の課題であり、系統容量の不足に対してより即効性のある政府主導の施策も求められる。例えば、2050年までのカーボンニュートラル達成に必要な再エネの導入量（国内の電源構成比36～38%）より電力系統全体として求められるBESS等の調整力を算出し、より計画的に再エネ及びBESSの導入を促進する必要がある。

一方第5章で実施した、BESSが最適な容量におけるシミュレーション結果においても、年間の平均SOCが50%未満と低く蓄電容量を十分に活用できていないことが示された。そのためVPPの枠組み等の中で、それぞれの需要家がBESSを導入するのではなく、例えば地域単位で大容量のBESSを設置して複数の需要家はその調整力を共有することも考えられる。

