

医療施設内電力グリッドの単独運転時における
エネルギーマネジメントに関する研究

Study on Energy Management for Islanded
Operation Mode of Medical Facility Power Grid

2019 年 3 月

長崎総合科学大学

水 野 裕 志

目次

第1章 緒論	1
第2章 院内電力グリッドの特性とモデル化	21
2.1 まえがき	21
2.2 院内実負荷とグリッド特性	23
2.2.1 実負荷の特性	23
2.2.2 エミュレータを用いた単独運転時の系統特性	26
2.2.3 日射量特性	31
2.3 院内の非常電源設備	33
2.3.1 単独運転のための非常電源	33
2.4 モデル化	42
2.4.1 モデルの構成	42
2.4.2 AC・DC 系統の電圧モデル	44
2.4.3 系統連系双方向 DC-AC インバータモデル	47
2.4.4 双方向 DC-DC コンバータモデル	49
2.4.5 バッテリ SOC モデル	50
2.4.6 バッテリによる平滑化モデル	51
2.4.7 制御モデル	53
2.4.8 燃料モデル	54
2.4.9 ガスタービン発電機モデル	54
2.4.10 系統周波数モデル	55
2.5 単独運転時の初期検討	58
2.5.1 現状設備の課題	59
2.5.2 バッテリ導入の初期検討	61
2.5.3 太陽光発電システム導入の初期検討	63
2.6 あとがき	67
第3章 数理計画法を用いた院内電力グリッドの最適運用	68
3.1 まえがき	68
3.2 分散電源	70
3.2.1 発電容量に対する燃料特性	70
3.2.2 回帰モデルによる近似	72
3.3 数理計画法における最適化条件	75

3.3.1	目的関数と制約条件	75
3.3.2	計算条件.....	77
3.4	数理計画法による最適化	80
3.4.1	線形計画法	80
3.4.2	二次計画法	86
3.5	線形計画法と二次計画の比較	92
3.6	あとがき	94
第4章	ディープラーニングによる院内負荷の予測.....	95
4.1	まえがき	95
4.2	学習に用いる入出力情報	96
4.3	気象情報を用いた負荷予測モデル.....	98
4.3.1	学習条件.....	98
4.3.2	負荷予測モデルの精度評価	100
4.4	負荷予測モデルの改善	109
4.4.1	学習条件の改善	109
4.4.2	改善後の精度評価	111
4.5	院内負荷予測モデルの適応方法	115
4.6	あとがき	117
第5章	動特性シミュレーション	118
5.1	まえがき	118
5.2	系統周波数を考慮した院内電力グリッドモデル.....	120
5.2.1	プラントモデルと制御モデルの構成.....	120
5.2.2	太陽光発電量の予測補償モデル	122
5.3	動特性シミュレーション解析	123
5.3.1	シミュレーション条件.....	123
5.3.2	シミュレーション結果.....	124
5.4	評価	130
5.5	バッテリー容量の最適化	132
5.5.1	推算手法と一例.....	132
5.5.2	最適なバッテリー容量の統計的評価	135
5.6	あとがき	139
第6章	エミュレータを用いた評価試験	140
6.1	まえがき	140

6.2 エミュレーションシステムの概要	142
6.3 エミュレーションによる評価	145
6.3.1 モデルの構成	145
6.3.2 エミュレーション条件	150
6.3.3 エミュレーション結果	152
6.4 院内電力グリッドにおける分散電源容量の設備設計手法	160
6.4.1 エミュレーションとシミュレーションの比較	160
6.4.2 PV 比率と燃料消費率のモデル計算	164
6.4.3 設備設計モデルの提案	168
6.4.4 予測精度によるモデル評価	172
6.5 あとがき	179
第7章 結論	180
謝辞	183
付録 A	185
付録 B	190
付録 C	220
参考文献	223
参考論文	236






第1章 緒論








産業、運輸および生活に必要な電気・ガス・水道のエネルギーやインフラは、自然界に存在する一次エネルギーである石油、石炭、天然ガスなどに代表される化石由来の燃料であり、有限な地球の資源である。一次エネルギーの消費に関する世界情勢では、燃焼に伴う二酸化炭素 CO_2 の排出が、地球温暖化の原因の一つとして問題提起されている。

温室効果ガスの排出については、気候変動抑制に関する多国間の国際的合意のもと、第21回気候変動枠組条約締約国会議 COP21(Conférence de Paris de 2015 sur le climat)で採択された「パリ協定」が2016年11月4日に発効されている⁽¹⁾。協定では、産業革命前と比して世界の平均気温上昇を 2°C 未満、努力目標を 1.5°C に抑え、21世紀後半には温室効果ガスの排出を実質ゼロにすることを目標とし、日本政府もこれに批准している。

日本は資源が乏しく、一次エネルギーの94%を海外からの輸入に頼っており、一次エネルギーを得るために、高額な対価を余儀なくされている。さらに、一次エネルギーの輸出国は、情勢が不安定な国々が多いため、一次エネルギーを安定的に確保していくことは、産業活動、経済の循環および国民の生活にとって喫緊の課題となっている。

従来からの問題である低い一次エネルギーの自給率と電力構成比の遷り変わりの観点から整理すると、まず、自給率を改善したい国や燃料コストの低減をはかりたい電力事業者は、原子力発電所の稼働を望んでいる。使用燃料のウラニウムは、単位発熱量が非常に高く、再処理によってリサイクルできる準国産エネルギーとして取り扱われるため、電力需給の運用上、ベース電源供給として欠かすことはできない。日本の自給率は経済協力開発機構 OECD(Organization for Economic Co-operation and Development)諸国で34カ国中2番目に低く、日本と同じ非資源産出国のスペインが26.7%、イタリア20.1%、韓国の17.5%と比較しても極めて低い水準であると報告されている⁽²⁾。

図 1-1 は、日本の 2010 年度から 2015 年度の温室効果ガスの排出量およびエネルギー自給率の推移を示した図である。図中の棒グラフは、CO₂ を印、メタン CH₄ を印、一酸化二窒素 N₂O を印および代替フロン等 4 ガスを印で表している。図において、2011 年度以降の状況に着目すると、2011 年度から 2014 年度は温室効果ガスの排出量が増加しているが、2015 年度になると、原子力発電所の再稼働に加えて再生可能エネルギーの普及促進によって温室効果ガスの排出量が減少している。図中の実線印は、エネルギー自給率の推移を示しており、2014 年度に過去最低の 6.0 %を示したことがわかる⁽³⁾⁽⁴⁾。

次に、図 1-2 に、2010 年度から 2015 年度の日本の電源構成比の推移と海外からの化石燃料に対する依存度を示す。図中の棒グラフは、石炭を印、石油を印、液化天然ガス LNG(Liquefied Natural Gas)を印、液化プロパンガス LPG(Liquefied Petroleum Gas)他を印、原子力を印、水力を印および再生可能エネルギーを印で示している。石炭、石油および LNG や LPG を一次エネルギーとして使用する電源の比率は、原子力発電所が各地で稼働している 2010 年度には 61.8 %、2012 年度以降になると、2011 年 3 月 11 日に発生した東北地方太平洋沖地震(東日本大震災)と東京電力福島第一原子力発電所の事故によって、定期点検で停止した原子力発電の再稼働の基準が厳しくなったため、LNG 焚きおよび石炭焚きの火力発電の使用率が増えた結果、石炭、石油および LNG や LPG を一次エネルギーとして使用する電源の比率が 80 %以上に上昇している⁽⁵⁾。しかし、東京電力福島第一原子力発電所の事故を経験した日本では、原子力発電所がある自治体や住民との間で議論を行っているものの、未だ震災前の原子力発電所の再稼働には至っておらず、自給率の低下に追い打ちをかけている。

地球温暖化に伴う環境の変化や一次エネルギーの自給率と電源構成比の変化に対する課題解決への取組みとして、2014 年 4 月 11 日に「エネルギー基本計画」が閣議で決定された⁽⁶⁾。第四次計画では、徹底した省エネルギー社会の実現、再生可能エネルギーの導入加速化、バッテリー BT(Battery)や燃料電池技術等による分散型エネルギーシステムの普及拡大、石炭火力や天然ガス火力の発電効率の向上など、原子力発電の依存度を低減させるあらゆる課題に向けた政策であると同時に地球温暖化問題の解決に向けたエ

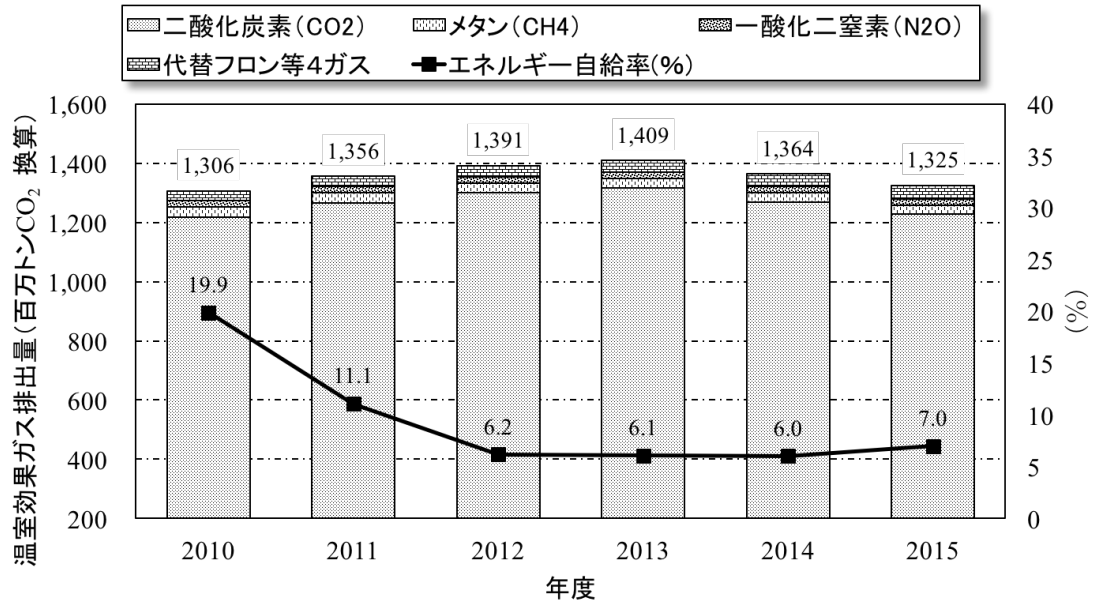


図 1-1 温室効果ガスの排出量およびエネルギー自給率の推移

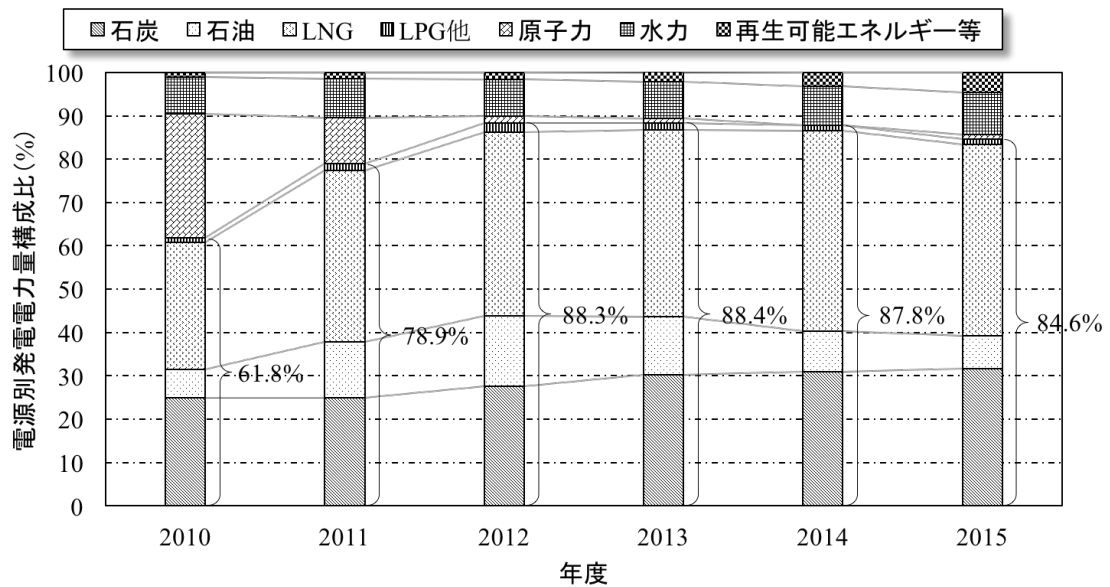


図 1-2 日本の電源構成比および海外からの化石燃料に対する依存度の推移

エネルギー政策である。第四次計画の方針を実現するには、原子力の安全性、自給率向上、CO₂排出量の抑制および電力コストの削減を同時達成することが必要である。この第四次計画を受けて 2015 年 7 月に「長期エネルギー需給見通し」が策定された⁽⁷⁾。

図 1-3 は、第四次計画に基づき、長期エネルギー需給見通しの政策目標を達成するべく施策を講じた時に実現される 2030 年度の電源構成比およびその発電電力量である⁽⁷⁾。図中の丸括弧()内の発電電力量は年間の経済成長率を 1.7 %と想定し算定された結果を示している。円グラフは、石炭を▣印、石油を□印、LNG を▢印、原子力を■印および再生可能エネルギーを◻印で表している。達成目標の最終年度である 2030 年度の最終エネルギー消費は、2013 年度の 361 百万 kl と同程度の 326 百万 kl に設定している。経済成長率を考慮した経済産業省資源エネルギー庁の試算によると、徹底した省エネルギー対策によって、約 50 百万 kl を抑制する必要がある⁽⁸⁾。一方、電力供給に関しては、2013 年度はエネルギー需要全量の 25 %の 9,666 億 kWh が電力需要を占めており、2030 年度では経済成長を織り込んだ 1 兆 1,769 億 kWh 程度に増加すると算定している。2030 年度の目標は、2013 年度のエネルギー需要全量の 28 %である 9,808 億 kWh に保持させる必要があり、算定値とは 1,961 億 kWh 程度の差がある。この差を埋めるためには、17 %の徹底した省エネルギーを実現させる必要がある。また、算定値の電力量を賄うには 19 %から 20 %程度の再生可能エネルギーを必要としている⁽⁸⁾。また、2030 年度の再生可能エネルギーの最大導入を 22 %から 24 %として、省エネルギーが実現できない場合は 1 兆 650 億 kWh 程度の需要電力量を見込んでいる。

図 1-3 の右円は、左円の再生可能エネルギーの 22 %から 24 %を細分化したものである。太陽光発電 PV(Photovoltaic)を▤印、風力発電を▥印、バイオマス発電を▦印、地熱発電を▧印および水力発電を▨印で示す。自然条件の影響を受けにくく、安定な運用が見込める地熱発電、バイオマス発電および水力発電はそれぞれ 1.0 %から 1.1 %、3.7 %から 4.6 %および 8.8 %から 9.2 %であり、原子力に代わるベース電源として期待されている⁽⁷⁾。しかし、地熱発電の熱源は温泉地が殆どであり、これらは国立公園内や国定公園中にあるため認可を取ることが難しい。バイオマス発電の主燃料として期待されている間伐材は、里山の荒廃、人手不足や輸送の問題により大きな拡がりが期待できない。

水力発電に関しては、ダム建設コストや候補地の選定が困難であることから大きく伸びることが期待されない。

そこで、住宅やビルなどの建物の屋根に設置しやすい PV の自然エネルギーの利用が大きく進められている。PV は、設置導入に必要な条件が少なく、設置可能な面積・場所が多いため設置する場所の広さに応じて自由に規模を決めることができるため、一般家庭から大規模な商業施設まで、それぞれの施設に合ったシステムを設置することができる。屋根や屋上などへの設置のほか、近年ではビルの壁に設置するケースも増えている。2013 年度の再生可能エネルギーの電源構成比と 2030 年度の電源構成比の比較では、PV が最も増率が高く 6.0 %を示している。この背景には、2012 年度から開始された固定価格買い取り制度の影響や国や地方自治体からの補助金制度が拡大普及している実情がある。しかし、太陽光などの自然エネルギーを利用した際の総発電出力には、地域差による平滑化は期待できず、気候変動や気象条件に大きく左右され易いため不安定性を補完するための BT や燃料電池、また、バックアップ電源の活用、さらには系統連系も欠かすことはできない。

設置場所、コストおよび自然条件が課題となっている各電源を最大限に活用するため、再生可能エネルギー由来の電源を分散化した分散電源による運用が着目されている。従来の電力事業者による集中型電源と送電系統との一体運用と分離して、家庭や産業で消費される電力の負荷と組み合わせた小規模な地域電力系統であるマイクログリッドシステム MGS(Micro Grid System)の構築が推進されている。

図 1-4 は、一般的な MGS の模式図である。このシステムは PV、バイオマス発電などの分散型電源と負荷を接続した、大規模な電力系統に影響を与えない地産地消型システムである。地域内の様々な再生可能エネルギー源を用いた分散型電源の最適統合が重要な課題となっており、交流系統と直流系統の両方で MGS としての標準化、シミュレーション解析を活用したエネルギーの分散手法に関する研究などが盛んに行われてきた⁽⁹⁾⁻⁽¹⁶⁾。現在ではコミュニティのように比較的小規模な地域内で活用できる MGS についての調査研究が進められており、世界中で構築されている MGS の現状についての技術報告が 2017 年 9 月に GSGF(Global Smart Grid Federation)から発行された⁽¹⁷⁾。

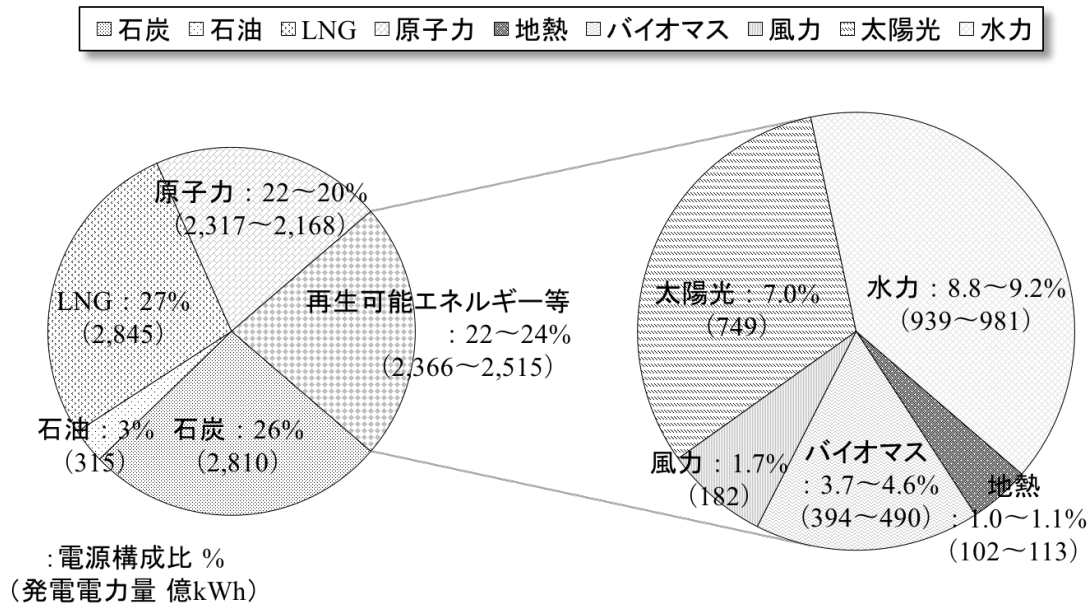


図 1-3 2030 年度の電源構成比およびその発電電力量

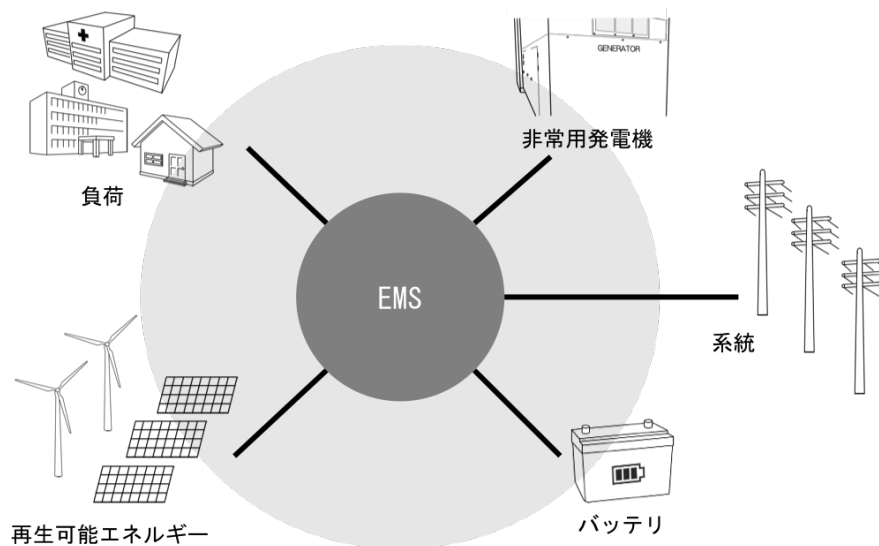


図 1-4 一般的なマイクログリッドシステムの構成図

国内では、資源エネルギー庁の「離島独立型系統新エネルギー導入実証事業」の一環として、沖縄県・宮古島や鹿児島県では、離島向け MGS の実証実験が行われ、系統安定化対策についての検証が行われてきた⁽¹⁸⁾。しかし、自然エネルギーを利用した MGS では、大規模な電力系統への連携時に比べて電力の安定性は環境条件に大きく作用される。このため、電力供給の確保が格段に難しいため、系統が平常な状態だけでなく、災害時などの予期せぬ非常事態による単独運転時でのリスク対策としても需要に対する必要最低限の電力量を保証しなければならない。再生可能エネルギー源は気候変動の影響を受けるため、安定したエネルギー源と BT を使用してシステムをバックアップする必要がある^{(19)~(21)}。東北地方にある仙台市において構築された MGS に関するケーススタディでは、東日本大震災時の稼働状況を分析しており、電力供給エリア内での停電を防ぐことができた。また、エリア内にある医療施設では、医療機器の継続した稼働で人命に関わる事故は発生しなかった点にも注目している。このように MGS の運用経験から重要性が立証された。その中で、バックアップ電源設備の重要性について、BT が災害時においても安定的な供給を行う上で非常に重要であると述べているが、一方では、BT は非常に高価であり、コストを考慮すると必要な場合以外は使用すべきではない。従って、最悪な状況下で最優先されるべき負荷の特定が重要になると報告されている⁽²²⁾。

グリッド内の効率的な発電および負荷管理制御を担う技術として、エネルギーマネジメントシステム EMS(Energy Management System)が注目されている。EMS は、建造物に設置された空調や給湯、照明などの機器のエネルギー使用状況を、インターネットやクラウドなどの情報通信技術 ICT(Information and Communication Technology)およびセンシング技術を活用し、CO₂ の削減となる節電の為に設備や機器を自動的に監視・制御を行うシステムである。監視対象となる設備や機器の稼働を一元管理することで、エネルギー使用量の最適化が実現できるため、供給側および需要側のエネルギー施策への取組みとして重要な技術である。

表 1-1 に EMS の区分とその特徴を示す。EMS は管理するシステムの対象で区分されており、産業部門では工場向け FEMS(Factory EMS)、業務および家庭部門では商用ビル

表 1-1 主な EMS の区分と特徴

区分	特徴	導入対象例
(産業部門) FEMS	工場向けエネルギーマネジメント □ 電力／生産管理の統合運用による合理化・省力化から生産性向上を実現させ、工場内の安定した操業やコスト削減を図るシステム。	・ 製造工場 ・ 食品工場 ・ 中央倉庫
(業務部門) BEMS	商業施設、ビル向けエネルギーマネジメント □ ビル等の建物内で使用する電力等のエネルギー使用量を計測し、導入拠点や遠隔での「見える化」を図り、空調・照明機器等の制御を効率よく行うシステム。	・ 小中学校 ・ 体育館 ・ 図書館 ・ 病院
(家庭部門) HEMS MEMS Mansion-EMS	家庭向けエネルギーマネジメント □ 住宅のエアコンや照明等のエネルギー消費機器および PV システム等と、BT や電気自動車等を HAN(Home Area Network)と連動させ、居住者の快適やエネルギー使用量の削減を目的にエネルギー管理を行うシステム。 〔HEMS や BT 設備が標準搭載されている住宅は“スマートハウス(Smart House)”と呼ばれ、エネルギーの自給自足が可能である。〕	・ 一戸建て ・ 公営集合住宅 ・ 公営戸建住宅
CEMS	地域向けエネルギーマネジメント □ 地域の中に含まれる HEMS, BEMS などと包括的に運用し連携することによって、地域内での発電電力量を最適配分することができるシステム。	・ xEMS 導入施設を一括管理したエネルギー施設

向け BEMS(Building EMS), 住宅向け HEMS(Home EMS), 集合住宅向けなど管理対象によって様々な EMS の標記が存在することから, 総称して xEMS と標記し使用されることもある。また, 地域全体向け CEMS(Cluster/Community EMS)は, 地域の中に含まれる HEMS, BEMS, FEMS と包括的に運用し連携することによって, 地域内での発電電力を最適配分することができる。HEMS は, 家庭内に設置している PV システムや住宅用 BT を導入することで, 家庭内の消費電力を監視「見える化(visualization)」し, 使用状況を把握「分かる化(easy understanding)」することで効率化を図り, エコロジーな居住空間を実現「出来る化(implementation)」させている。HEMS や BT が標準搭載されている施設では, エネルギーの自給自足も可能となり, 大規模な系統の遮断時対策として期待されている。FEMS は, 電力管理と生産管理の統合運用による合理化・省力化から生産性向上を実現させ, 工場内の安定した操業やコスト削減を図っている。これらを背景として, グリーン購入法の基本方針に掲げられている重点的に調達を推進すべき環境物品等において, 2017 年 4 月 3 日に発効された“環境物品等の調達の推進に関する基本方針”の中で特定調達品目の設備分野の品目の一つに EMS が含まれた⁽²³⁾。

これまでの日本のエネルギー情勢の改善, かつ政策目標の達成には, まず, 需要側として家庭や産業での省エネルギー施策への取組みが挙げられる。この取組みは, 産業部門, 業務部門, 家庭部門, 運輸部門の 4 部門に大別される。

図 1-5 および図 1-6 は, 4 部門の 2010 年度から 2013 年度までの電力需要, 最終エネルギー消費, CO₂ の排出量の推移および 2030 年度の各目標値を表している⁽⁸⁾。

図 1-5 中の棒グラフは, 産業部門を■印, 業務部門を■印, 家庭部門を■印および運輸部門を■印で表している。2030 年度に目標としている電力需要は, 2013 年度と比較して経済成長の上昇に伴い産業部門では 22 %程度, 運輸部門では 30 %程度の増加が見込まれるため, 業務部門および家庭部門の各部門で 1.9 %程度の削減が必要であることがわかる。さらに, 最終エネルギー消費では, 産業部門を除き, 他の 3 部門で 67 %程度の削減をしなければ目標値の 1,961 億 kWh 程度の省エネルギーを達成することができない。部門別の施策を講じることでエネルギー起源の CO₂ 排出量を 25 %程度削減でき, この内電力由来エネルギー起源を 34 %程度抑制できると考えられている。

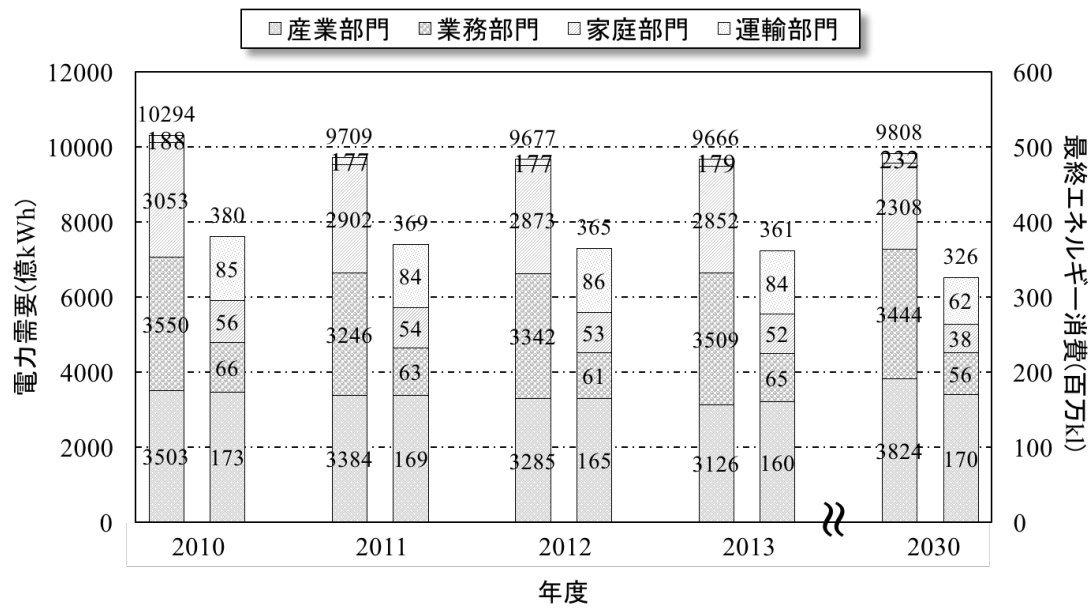


図 1-5 部門別電力需給と最終エネルギー消費量の推移

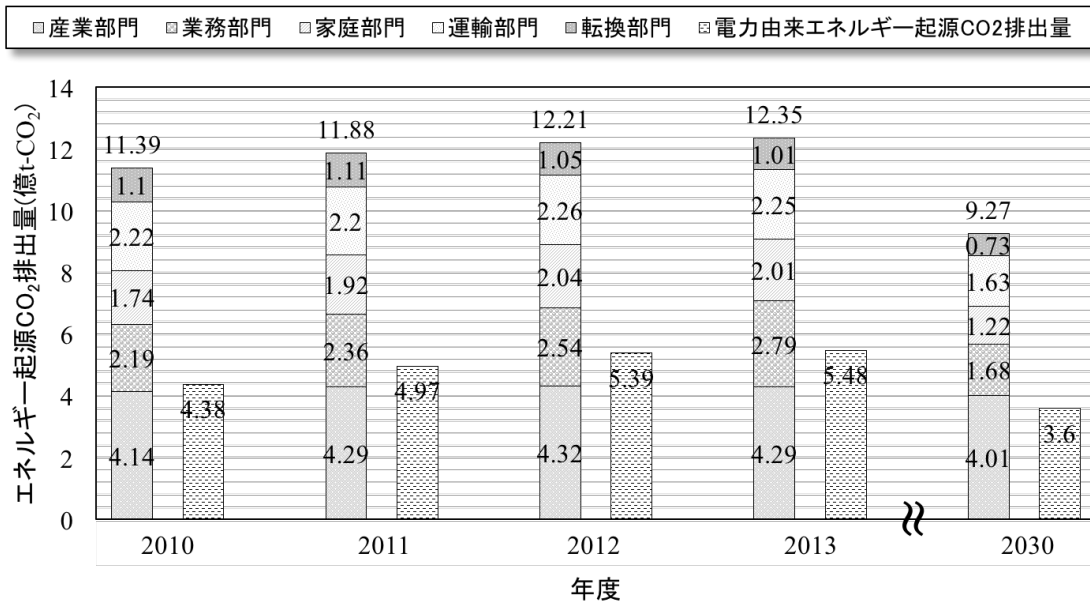
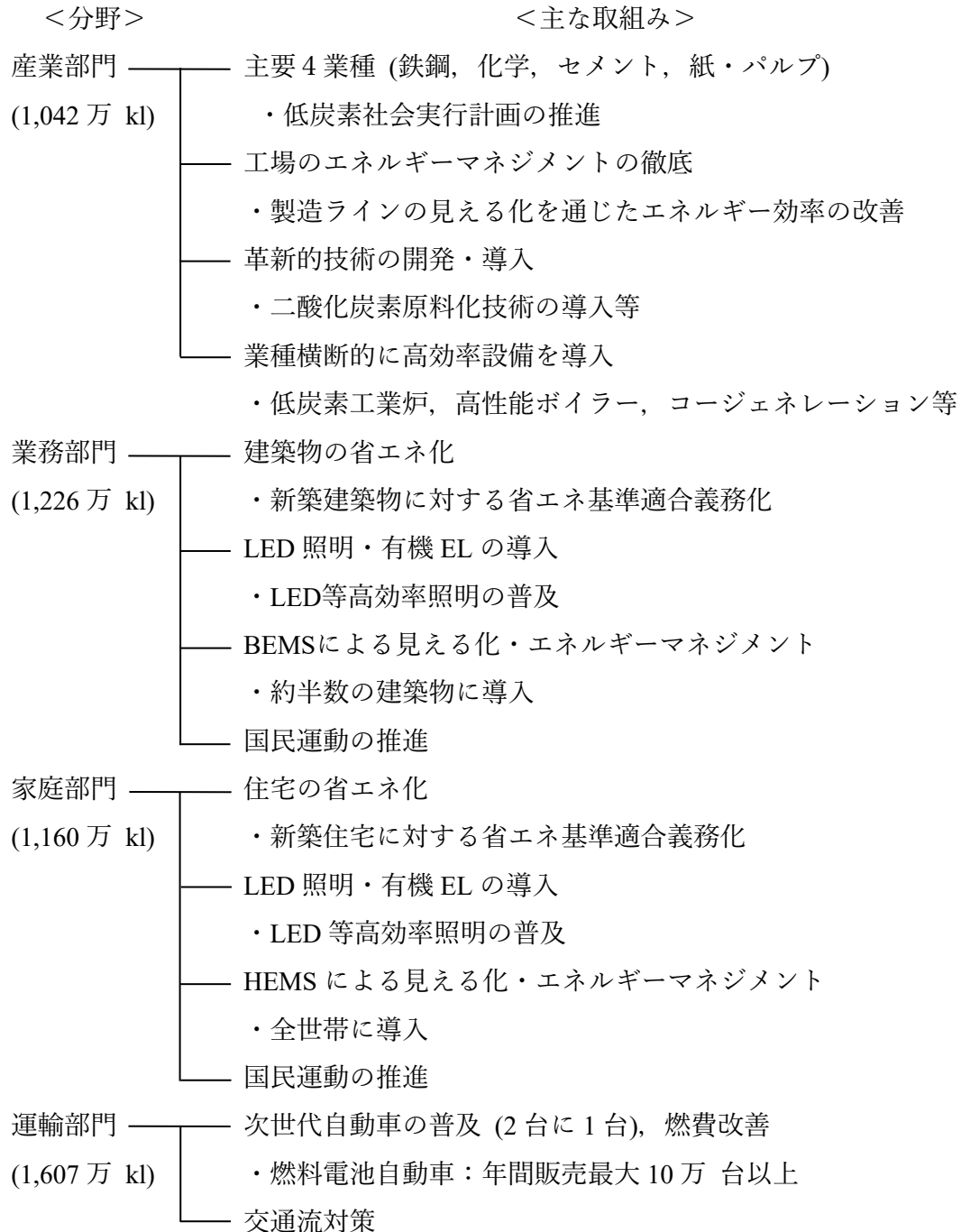
図 1-6 部門別エネルギー起源および電力由来エネルギー起源 CO₂ 排出量の推移

図 1-6 中の棒グラフに示したエネルギー起源 CO₂ 排出量の算定結果には、電気事業者、ガス事業者、熱供給事業者が対象とされる■印で示した転換部門も含まれる。また、□印は電力由来エネルギー起源の CO₂ 排出量を表す。

図 1-7 は、具体的な 4 部門の主な省エネルギー施策の取組み内容である。この中で共通の取組みとして、設備・機器の高効率化、詳細な消費エネルギーの見える化、エネルギーマネジメントを通じたエネルギーの最適利用等の実現に向けた EMS の技術導入および拡大が挙げられる。業務部門および家庭部門での電力需要を 1.9 %程度削減するためにも再生可能エネルギーと EMS の導入の加速が必要である⁽⁸⁾。業務部門は、事務所・ビル、デパート、卸小売業、飲食店、学校、ホテル・旅館、病院、劇場・娯楽場、その他サービス(福祉施設を含む)の 9 業種に大きく分類されている。図 1-8 に、2010 年度から 2015 年度の 9 業種別エネルギー消費量を示す。図中の数値は、各業種に対する 5 年間の合計エネルギー消費量であり、棒グラフの■印は 2010 年度、□印は 2011 年度、▣印は 2012 年度、▤印は 2013 年度、▥印は 2014 年度および▦印は 2015 年度のエネルギー消費量を表している。

業務部門の中の病院に着目すると、事務所・ビル、卸小売業およびその他サービスを除き、多用途の建物の中ではエネルギー消費量が最も高いことがわかる。一般家庭と比較しても大きな電力を消費する病院のエネルギーマネジメントは、コストパフォーマンスを最小限にできると考えられているため、施設の規模に限らずエネルギー消費量を削減するために再生可能エネルギーや BT の設置に伴う BEMS の導入を含め、省エネルギー活動を推進し、その評価を実施する病院が増加している^{(24)~(29)}。例えば、PV や環境を配慮した天然ガスコジェネレーションシステムなどの設備を導入してエネルギー消費を最適化してコストを削減し、省エネルギー化を積極的に図っている病院が挙げられる^{(30)~(36)}。このような基本的なエネルギー需給構造の本来あるべき姿は、長期エネルギー需給見通し策定の基本方針とその政策目標の中に伺える。

表 1-2 に、長期エネルギー需給見通し策定の基本方針とその政策目標をまとめた表を示す⁽⁷⁾。最も重要な視点は、安全性 Safety である。次に、エネルギーの安定供給 Energy Security、さらに経済効率性 Economic Efficiency による低コストでのエネルギー供給を



()内は 203 年度の最終エネルギー消費の目標値

図 1-7 2030 年度のエネルギー需給構造に向けた各分野の省エネルギー対策

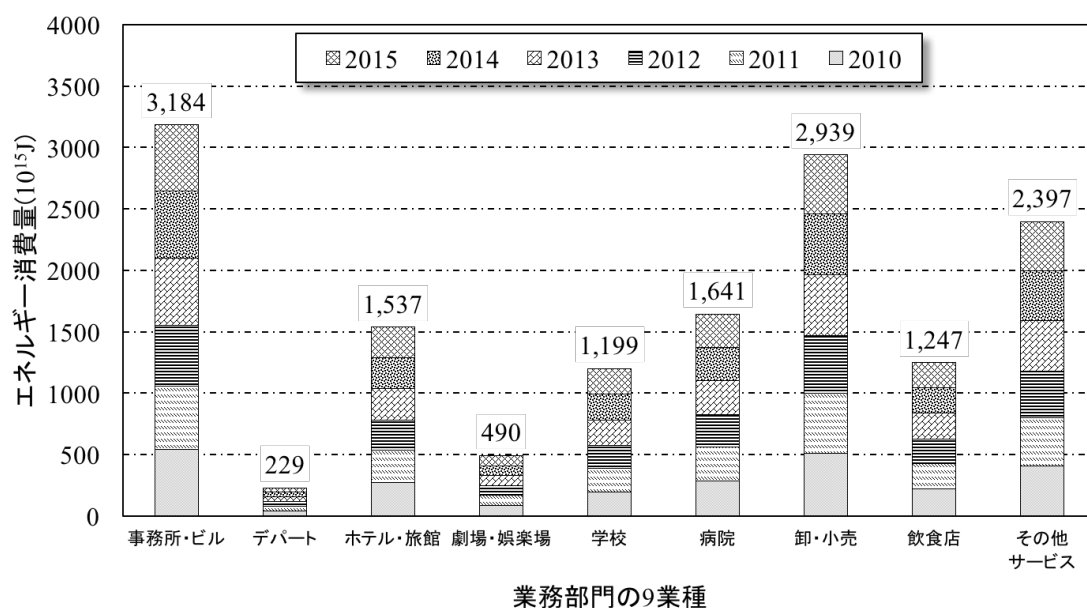


図 1-8 業務部門業種別エネルギー消費 (2010 年度～2015 年度)

表 1-2 長期エネルギー需給見通し策定の基本方針

基本的視点 (S+3E)	具体化されている政策目標
安全性 (Safety)	エネルギー供給設備の耐性
	・ 世界最高水準の規制基準
	・ 自主的安全性の向上
	・ 安全性確保に必要な技術・人材の維持・発展
安定供給 (Energy Security)	エネルギー自給率の改善 (概ね 25 %程度)
	・ エネルギー調達先国の多角化や国産資源の開発
	・ 調達リスクの低減
経済効率性 (Economic Efficiency)	中長期的な電力コストの引き下げ
	・ エネルギー調達価格の可能な限りの低減
	・ エネルギーシステム改革の促進
環境適合 (Environment Suitability)	温室効果ガス排出量の削減(欧米に遜色ない削減目標)
	・ 地球温暖化対策への積極的な取り組み

実現し、同時に、環境への適合 Environment Suitability を図ることを政策目標としている。エネルギー基本計画を踏まえ、こうしたエネルギー政策の基本的視点 S+3E は、電力事業者との系統連系時を前提に、日本の自給率の回復を実現させるための政策である。

一方で、系統遮断の発生に伴う単独運転時においてもエネルギー供給の実現についても同じことがいえる。系統の異常に備えたバックアップ電源が設備された院内の電力グリッドでは、一つの MGS と捉えることができるため、単独運転時における S+3E の達成は、長期にわたる医療機能の継続を保証する重要な政策とも言える。多発する自然災害の影響による系統の遮断が原因で長期の停電が発生する病院が多いため、系統の異常時を想定し、継続した医療機能を提供できる設備規模の導入も同時に検討しなければならない。そのため、病院では電力エネルギーの供給設備の安全性や安定した供給など複合的な解決策が必要とされている⁽³⁷⁾。

病院の災害医療体制については、1995 年 1 月 17 日の阪神・淡路大震災を契機に災害拠点病院の整備が行われてきた。災害拠点病院とは、災害発生時に災害医療を行う医療機関を支援する病院のことである。重篤救急患者の救命医療を行なうための高度の診療機能を有し、被災地からのとりあえずの重症傷病者の受入れ機能を有するとともに、傷病者等の受入れおよび搬出を行なう広域搬送への対応機能等を有する病院である。

その後、東日本大震災を期に、これまで整備してきた体制等の課題が明らかとなったため、2012 年「医政発 0321 第 2 号」として厚生労働省医政局より災害時における医療体制の充実強化について通知された⁽³⁸⁾。現在、災害拠点病院は各都道府県の二次医療圏ごとに原則 1 か所以上整備されている⁽³⁹⁾。望ましいとされている機能は、病棟(病室、ICU 等)、診療棟(診察室、検査室、レントゲン室、手術室、人工透析室等)等救急診療に必要な部門を設けるとともに、災害時における患者の多数発生時(入院患者については通常時の約 2 倍、外来患者については通常時の約 5 倍を想定)に対応可能なスペース、さらに、患者搬送用ヘリコプターの離着陸場の保有である⁽³⁸⁾。

このように、多くの被災者を受け入れる体制を整え、避難場所の一つとなり得ることを想定しなければならない。そのため、系統の遮断や異常に伴い単独運転時に至った場合でも、安全、且つ安定した電力エネルギーの供給を継続させるために、設備の安全基

準として非常事態に備えた非常電源設備の条件が日本の国家標準の一つである日本産業規格 JIS(Japan Industrial Standards)で規格化されている。

表 1-3 は、病院に設置しなければならない各種電源について「病院電気設備の安全基準(JIS T 1022: 2018)」を参照しまとめた表である⁽⁴⁰⁾。電源は、商用電源と非常電源に分けられる。商用電源は電力事業者から系統を介して供給される電源である。非常電源は、電源電圧の立ち上がり(確立)時間と連続運転時間により、一般非常電源、特別非常電源、無停電非常電源の 3 種類に分類されている。非常電源の構成は、自家用発電設備または自家用発電設備と無停電電源装置 UPS(Uninterruptible Power Supply)との組合せである。非常電源の種別は、商用電源の停止から負荷側の電力回復時間によって分けられており、一般非常電源は 40 秒以内、特別非常電源は 10 秒以内、そして無停電非常電源は無停電(交流電力の連続性が確実な電源)で電力を供給できる非常電源として定義されている。

図 1-9 は、病院の電源供給系統と非常電源の模式図である。系統が遮断され商用電源が停止した場合、まず、UPS によって負荷電力の連続性を保ち、自動的に負荷回路を切り換えて接続し、次いで電圧が確立した自家用発電設備に自動的に切り換えて接続し、商用電源が復旧したときに、自動的に切り換えて復帰できなければならない。UPS の BT は充電を行うことなく、10 分間以上継続して負荷に電力を供給できるもの、そして、自家用発電設備の連続運転時間は 10 時間以上必要とされている。災害時における初期救急医療体制の充実強化を図るための医療機関である災害拠点病院では、国土交通省の規程により 72 時間の連続運転が求められる。

平成 28 年 11 月 18 日に日本ガス協会が公開したデータによると、一般病院 1,081 施設に対して、自家発電用として院内に備えている非常用発電機 EG(Emergency Generator)運用のための燃料備蓄量についてアンケートをとった結果、7 割の病院が 3 日間以内の連続運転を想定した備蓄量であると回答している⁽⁴¹⁾。このように、災害拠点病院だけでなく一般病院も、長くとも 3 日間程度の停電を想定した電力供給の設備容量を計画していることがわかる。

災害対策として医療業務継続計画の策定や見直しを行い、電気、ガス、給水システムを対象としたライフライン系統の維持のため危機管理体制を強化している。その中で、

表 1-3 病院の主な電源

	供給元	電源種別	電力供給回復までの時間	最小連続運転時間
商用電源	電力事業者	商用電源	商用電源の停電復旧まで	—
非常電源	自家用発電設備	一般非常電源	40 秒以内	10 時間以上
		特別非常電源	10 秒以内	10 時間以上
	UPS 設備	無停電非常電源	無停電 (連続性が確実な電源)	10 分以上 (バッテリー)

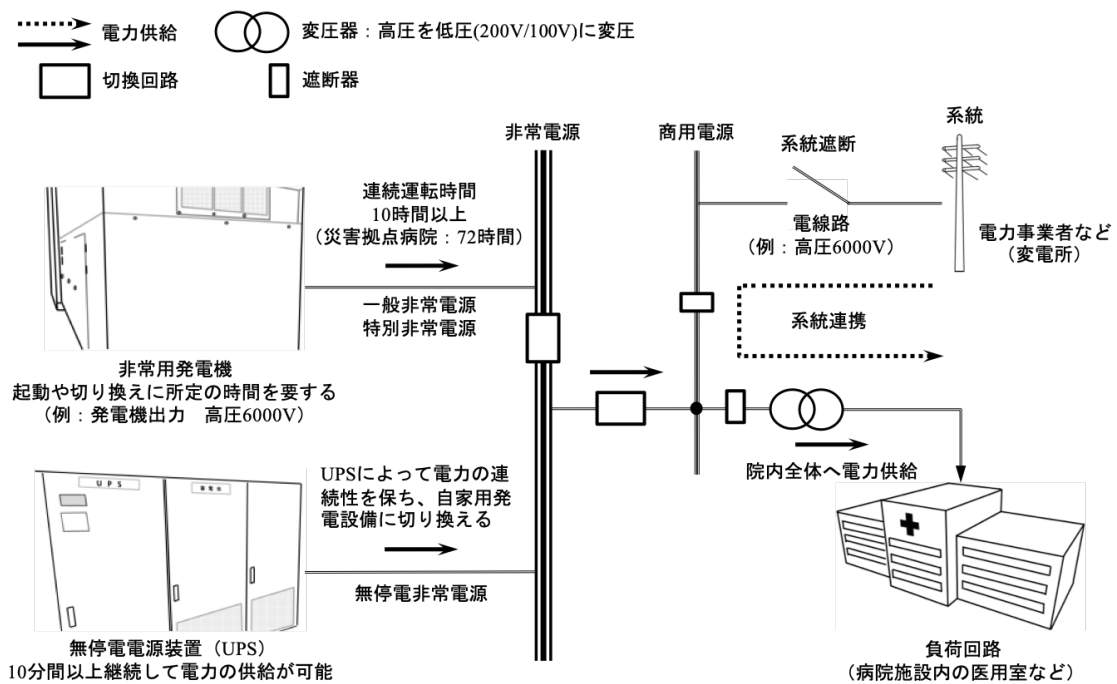


図 1-9 病院の電源供給系統と非常電源の模式図

整備された被災後の業務継続計画に基づき、被災した状況を想定した研修および訓練をしなければならないことが災害拠点病院の指定要件の一つとなっている。特に、非常電源のメンテナンスに関する教育研修は、病院においても安全管理業務の一つとして標準に行われている⁽⁴²⁾。多くの病院では、系統の遮断を想定し、定期的に院内を停電させて非常電源の運転や機器の作動確認を行っている⁽⁴³⁾。この作業は、延命機器の緊急停止による人命被害や電子カルテシステムのトラブルによる保存データの消失など、多数のリスクが挙げられ、患者、医療スタッフだけでなく病院全体のシステムにも影響を及ぼし危険を伴うことから休日に行われるケースが多く、高負荷となる平時での対策や状況把握は難しい。しかし、病院の予期せぬ障害のリスク低減や回避には、ライフライン系統の状況を把握し、非常電源の設備運用とその対応の想定・予測をしておくことが重要である^{(44)~(46)}。

しかし、近年多発する大地震では、想定外の長期の大規模停電が発生しており、その一つに2016年4月14日の熊本地震が挙げられる。この地震では長期間頻繁に発生した余震のために、県内の広範囲で大規模停電となり電力の復帰まで1週間費やしたと報告された⁽⁴⁷⁾。このため、3日間程度の停電を想定した電力供給の設備容量では、通常の医療機能は持続できない。燃料備蓄量に依存するEGを出来るだけ長く運転させるためには、燃料消費の最少化を目的関数とした最適な電源構成と運用が要求される。その対応として、大容量のPVとBT設備を追設し、系統連系時のピークシフト対応や省エネだけでなく、予期せぬ事態のための電力確保を検討している施設が増えている。近年、PVとナトリウム硫黄電池NASとの併用による設備が注目され、電力エネルギーに関する防災対策の策定や整備の一環として病院へ導入されている。例えば、瞬時電圧低下対策や非常用電源兼用システムとしてNASを導入し、EMSによって制御することによって夜間に充電し、昼間のピークが大きい時に放電することでピークシフトを実現させて震災直後の計画停電等に対応し、医療機能を継続させる⁽⁴⁸⁾。NASは、鉛蓄電池と比較しても約3倍の高エネルギー密度であり、狭いスペースにコンパクトに設置できる。また、充放電効率が高く、且つ自己放電がないため効率的に電気が貯蔵でき、長期耐久性もある。完全密閉構造の単電池を使用したクリーンな電池であることから商業部門では

盛んに活用されている。しかしながら、PV は、天候の影響によって出力変動が大きくなり、施設内の電力収支に与える影響は無視できない。BT を導入することによって電力収支の変動を抑制できることは、一般的に検討されているが、系統の異常時における単独運転時に最適な BT 容量が十分に把握されていない。

単独運転時における EMS に関して、BT のエネルギーマネジメントに着目した先行研究では、異種の BT を併用し、容量、パワーハンドリング能力および耐久性に関して互いに補完することで寄生的損失や劣化をトレードオフし、エネルギーマネジメントの最適化問題を提示されている⁽⁴⁹⁾。また、発電機が始動するまで、電力補完する BT の制御手法が提案されている⁽⁵⁰⁾。負荷に着目した研究では、発電機の燃料消費を抑える目的で、消費者の優先度に基づいた使用負荷を分類することで負荷を最適に削減する方法が提案され、また、BT に蓄えられたエネルギーを管理するために、さまざまな負荷遮断や抑制について検討されている^{(51)~(53)}。グリッド構成に関する研究も盛んであり、PV だけでなく風力発電も併用したシステムが検討されており、分散型電源の組み合わせについて議論されている⁽⁵⁴⁾⁽⁵⁵⁾。さらに、ニューラルネットワークを用いた電力需要予測から最適な運用効率に関する研究がなされている⁽⁵⁶⁾。このように、単独運転時における EMS に関する研究は活発ではあるが、長期間安定した電力供給を実現させるエネルギーマネジメントに着目した研究ではないため、病院における S+3E 達成は困難であり、長期にわたる医療機能の継続は保証できない。

このように、燃料に制限のある EG の燃料消費を抑えるために、PV を活用し、最小容量の BT を把握しながら単独運転に対応できる EMS は、災害時においても医療機能の持続を課せられる病院にとって望まれている。EG の燃料消費の削減、天候に左右される PV の活用および最適な BT 容量を把握しながら単独運転時に対応した院内の電力グリッドの EMS は、災害時においても長期にわたる医療機能の継続を実現させるための課題である。

院内が単独運転に至った場合の非常電源システムとして、燃料備蓄量に依存している EG を出来るだけ長期間運転するためには、燃料消費の低減と最適な電源構成とその運用が求められる。この実現一環として PV と BT を追設する検討が進められているが、

最適な電源設計の指針や PV, BT, 非常用ディーゼル発電機の最適なマネジメント方法は、医療スタッフにはほとんど理解されておらず、設置後の実運用にゆだねられている。このため、最悪の場合は、非常事態時の医療機能の継続が困難となる可能性さえある。燃料に制限のある EG の燃料消費を抑えるために、PV を活用し、最小容量の BT を把握しながら単独運転に対応できる EMS は、災害時においても医療機能の持続を課せられる医療施設にとって望まれている。しかしながら、病院建築計画において、最適な非常電源容量の決定には、施主の条件や指定病院などの目的に応じて変わり、その選択選定に苦慮しているのが現状であるため最適な設備設計手法の確立が課題である⁽⁵⁷⁾。

これらを背景として、本論文では、近年の自然災害時に発生する停電期間を参考⁽⁵⁸⁾⁽⁵⁹⁾に、電力系統の異常を想定した単独運転時において、医療施設内の EG に PV と BT を併用し、安定した電力を 1 週間供給するための EMS について提案する。

まず、医療施設内の電力グリッドの特性とモデル化によって、異常時を想定した電力収支を試算し、需要と供給のそれぞれの問題点を抽出する。次に、PV の併用に起因した EG の低容量化と分散化に対応するために、数理計画法を用いた最適運用を提案する。加えて、医療施設の電力の安定性を把握するために、院内電力グリッドの系統周波数に着目する。安定化のために気象データを用いたディープラーニングによる学習を行い、院内の負荷予測モデルを提案する。さらに、PV の出力変動を吸収する BT に関して経済効率性を考慮した最適容量の試算方法を検討する。最後に、エミュレーションシステムを用いて提案する EMS について実験的に評価し、院内グリッドモデルを用いて設備容量に関係なく燃料消費量を予測できる設備設計モデルを提案し、検証する。

本論文は、第 1 章から第 7 章で構成され、以下に各章の概要を示す。

第 1 章「緒論」では、本研究に至った背景を述べた。

第 2 章「院内電力グリッドの特性とモデル化」では、EG を備えた医療施設の電力グリッドの特性およびモデル化を行い、単独運転時の電力収支を試算し、現状設備の問題点を抽出する。

第 3 章「数理計画法を用いた院内電力グリッドの最適運用」では、PV の併用に起因した EG の低容量化と分散化に対応するために、数理計画法を用いた最適運用の方法に

ついて述べる。

第4章「ディープラーニングによる院内負荷の予測」では、院内グリッドの安定化の指標として系統周波数に着目し、需給精度向上のために気象データを用いたディープラーニングで、負荷予測の手法を明らかにする。

第5章「動特性シミュレーション」では、まず、3章の最適化と4章の負荷予測を用いて、EGにPVおよびBTを併設したモデルを構築し、系統周波数の特性を動特性シミュレーションで把握し、安定化のための制御方式を示す。さらに、経済性効率を考慮したBT容量の最適な試算方法を検討する。

第6章「エミュレータを用いた評価試験」では、5章の結果を、エミュレーションシステムを用いて実験的に評価し、設備容量に関係なく燃料消費量を予測できる設備設計モデルを提案する。

最後の第7章「結論」では、以上の成果を総括し、提案するエネルギーマネジメントシステムの実用化に向けた今後の課題にふれて結論とする。

第2章 院内電力グリッドの特性とモデル化

2.1 まえがき

非常用発電機 EG(Emergency Generator)の運転時間は燃料備蓄量に依存するため、商用電源が復旧する前に燃料が底をつき、発電機が停止するケースが多い。そのため、病院は太陽光発電 PV(Photovoltaic)やバッテリー BT(Battery)を導入することで、出来る限り長期にわたる医療機能継続の対策を講じている。このように、災害に強い院内電力グリッドの構築として、EGの燃料消費の削減、天候に左右されるPVの活用および最適なBT容量の把握といった単独運転時における院内電力グリッドのエネルギーマネジメントは、長期にわたる医療機能の継続を実現させるための課題である。災害時を想定した単独運転時における院内電力の収支試算のもとに計画するエネルギーマネジメントは医療体制の充実強化として重要な項目である。

本章では、院内電力グリッドの特性を検証し、グリッドを構成する系統と機器をモデル化することで、災害時を想定した単独運転時の電力収支を試算し、初期検討として需要と供給のそれぞれの問題点を抽出する。本論文では、災害拠点病院である長崎県島原病院を対象とする。

まず、対象の院内電力グリッドの特性について、既存の全実負荷および非常電源について述べる。災害時を想定した全負荷では、入院患者や外来患者の増加が想定されるが、非常事態には使用しない負荷回路の遮断によって、平常時の全負荷とは大きな変化はない。そこで、単独運転時の電力収支の試算には、実測した院内の全負荷データを用いることにする。また、院内電力グリッドの特性を模擬するために、構築するエミュレーションシステムを用いて単独運転時における系統の電圧電流特性を示す。系統は、負荷接続されたAC系統および電源模擬装置とBTが接続されているDC系統で構成されている。非常電源については、対象に設備されているEGの特性について述べる。さらに、

非常電源設備に併用される PV に大きく起因する日射量データについても実測データを準備しておく。

次に、対象の非常電源を基本とし、単独運転時における院内電力グリッドをモデル化する。モデルは、対象に PV および BT を導入した場合の院内電力グリッドを想定し、構成する機器として AC および DC 系統の電圧モデル、系統連系双方向 AC-DC インバータモデル、双方向 DC-DC コンバータモデル、BT 充電率 SOC(State of Charge)モデル、BT による平滑化モデルおよび EG モデルを準備する。EG モデルは、ガスタービン発電機モデル、燃料モデル、系統周波数モデル、制御モデルで構成される。

最後に、初期検討として、単独運転時における院内の電力収支を試算することで非常電源の運用計画や要求される非常電源の設備容量について実負荷を用いて検討する。収支試算には、AC および DC 系統の電圧モデル、系統連系双方向 AC-DC インバータモデル、双方向 DC-DC コンバータモデルおよびバッテリー SOC モデルを用いる。これらのモデルを用いることで対象に設置されている非常電源や BT の規模に合わせた配置や構成を条件とした電力需給バランスの解析から電力収支の試算が可能である。備蓄燃料に依存する EG の稼働時間、院内電力グリッドを構成する機器の変換効率および BT 容量など、異なる設備条件での電力の収支運用計画や要求される非常電源の設備容量を計画できる。

2.2 院内実負荷とグリッド特性

2.2.1 実負荷の特性

図 2-1 は、対象の 2012 年と 2013 年の 1 年間の最大需要電力と電力量を表したグラフである。上図および下図の横軸は 1 月から 12 月までの 1 年間、上図の縦軸に月毎の最大需要電力(kW)、下図の縦軸は月毎の電力量(kWh)をそれぞれ表している。調査結果から 2 年間とも 7 月に最大の需要電力を示していることがわかる。

図 2-2 は、2 年間の内、最大需要電力量が最小であった 2013 年 4 月および最大であった 7 月の 5 日間の全実負荷データである。データは、2013 年 4 月に最大使用電力量 758 kW を示した 4 月 16 日を含む 15 日から 17 日および 7 月に最大使用電力量 929 kW を示した 7 月 23 日を含む 22 日から 24 日までの 5 日間の全実負荷である。各グラフの横軸は時間(hour)、縦軸は 30 分毎に計測した全実負荷(kW)を示す。5 日間の実負荷データは相似であり、4 月および 7 月の比率も 1.2 ± 0.1 倍である。

4 月の全実負荷は、入院患者用の朝食を準備が始まる午前 6 時頃から負荷が上昇し始め、医療サービスが始まる午前 9 時頃から昼間のピーク時には 700 kW 程度までに増加する。その後、一般外来受付が終了する午後 5 時頃から負荷が減少し始め、消灯時間である 22 時に 1 度大きく負荷が下がり、350 kW から 400 kW 程度の負荷となり夜間業務で消費されている。月曜日から金曜日の負荷のパターンは、ほぼ同様の傾向である。土曜日、日曜日および祝日は、通常の外来受付が休業であるため、ピーク時の消費電力が 600 kW から 700 kW 程度となっている。7 月の負荷でも同じく、午前 6 時頃から負荷が上昇するが、ピーク時は 900 kW 程度の負荷になっている。また、4 月の夜間中での負荷と比較しても、400 kW から 450 kW の負荷で変動している。

図 2-3 および図 2-4 は、2013 年 4 月と 7 月の 1 ヶ月間の全実負荷データをカレンダーで表した図である。各グラフの横軸は時間(hour)、縦軸は 30 分毎に計測した全実負荷(kW)を示す。4 月の電力使用は最大が 758 kW で EG の有効電力 800 kW 以内であるため、単独運転に到った場合でも医療機能は継続できると予想される。しかし、7 月の全実負荷データでは、休日以外の日は全て 825 kW を超えているため不足電力が発生することがわかり、単独運転に到った場合でも医療機能を継続できるための追加設備を検討する必要がある。

Chapter 2

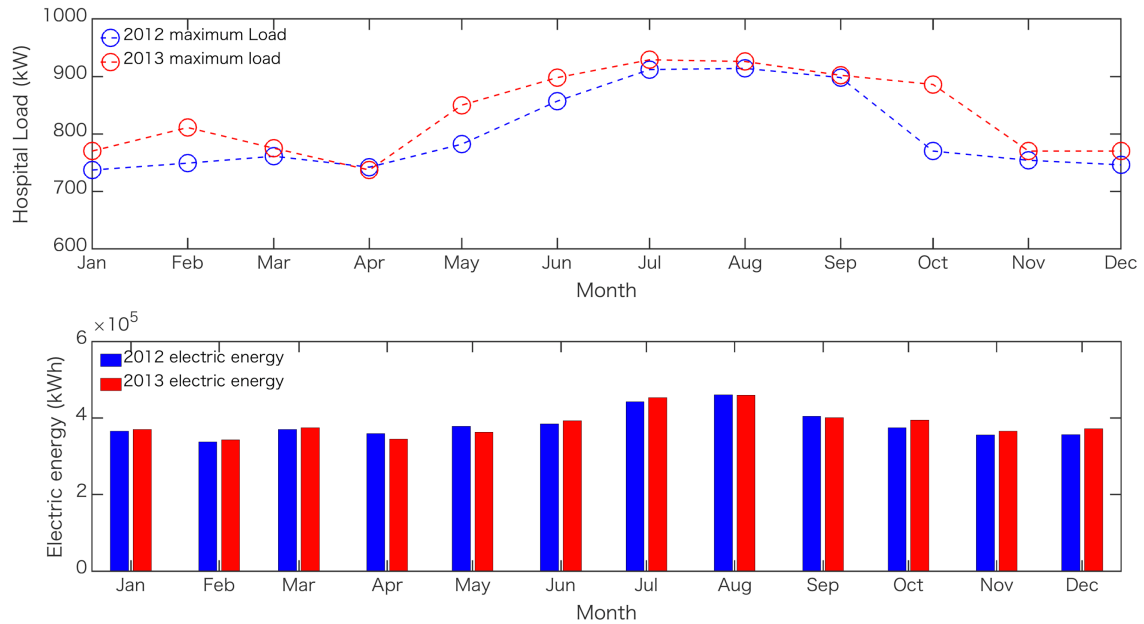


図 2-1 2012 年から 2013 年における最大需要電力と電力量

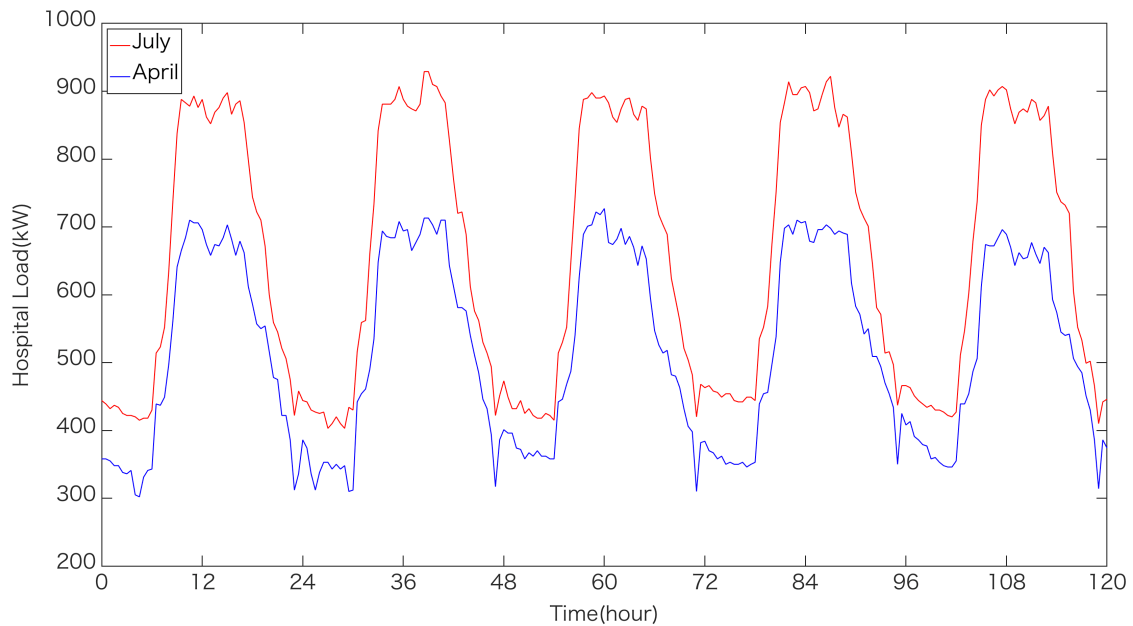


図 2-2 2013 年 4 月 15-19 日および 7 月 22-26 日における院内の全実負荷

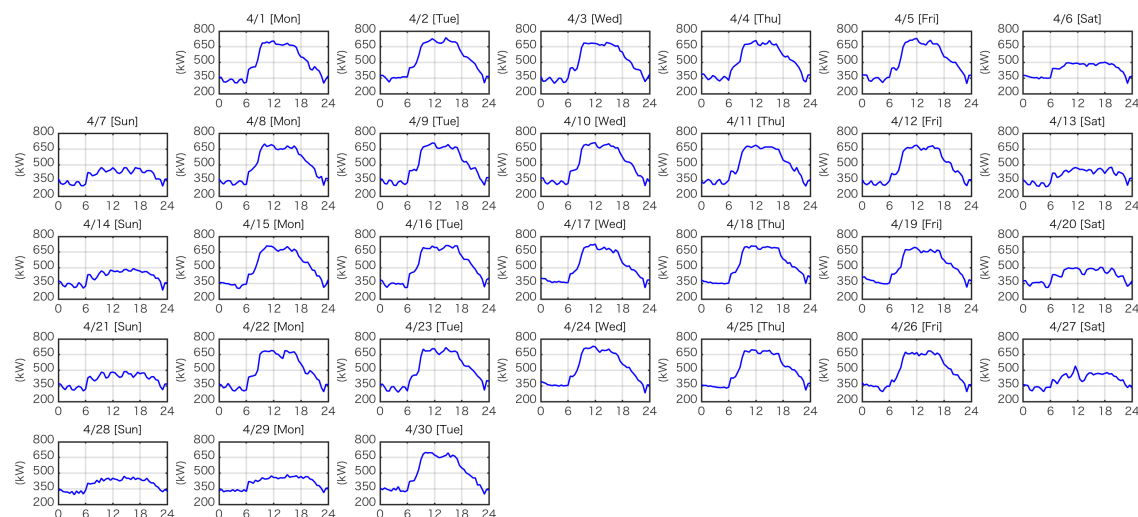


図 2-3 2013 年 4 月の院内全負荷

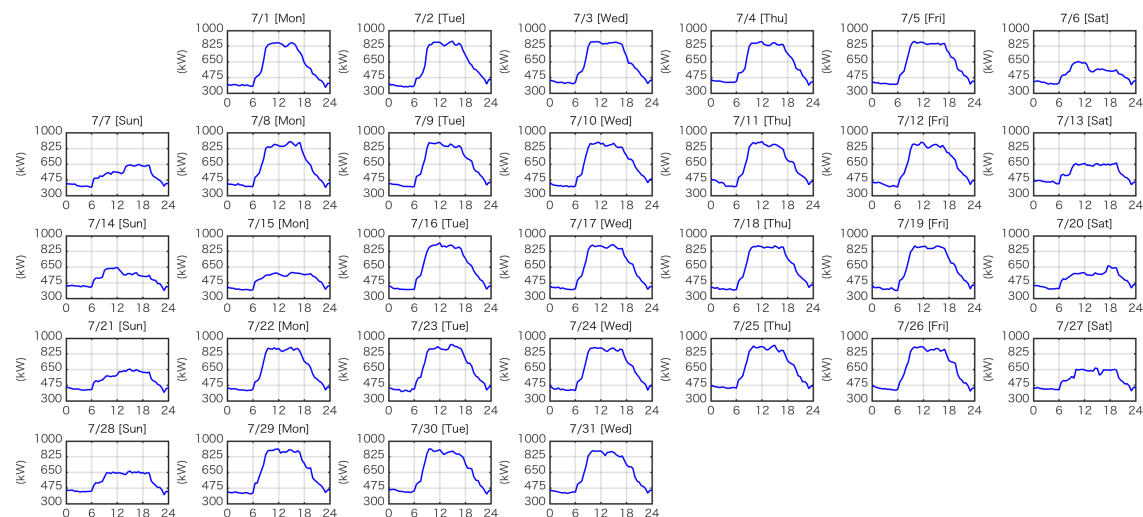


図 2-4 2013 年 7 月の院内全負荷

2.2.2 エミュレータを用いた単独運転時の系統特性

単独運転時の AC および DC 系統特性を測定し、負荷に応じた電圧変動を把握することで、PV の併用を想定した非常電源も含め、制御性を向上させる手法を検討することは重要である⁽⁶⁰⁾⁽⁶¹⁾。そこで、エミュレーションシステムの一部を活用し、単独運転時の電圧・電流の系統特性について検証する。

図 2-5 はエミュレータの一部を表した構成図であり、構成機器の詳細は表 2-1 の通りである。AC および DC 系統特性を把握するために用いたシステムは系統と接続しており、負荷、AC バス、系統連系双方向 DC-AC インバータ、高電圧直流バス HVDC(High Voltage DC)、双方向 DC-DC コンバータ、APL-II および鉛蓄電池で構成している。

エミュレータは、HVDC バスを軸に構成しており、380 V 程度の高電圧で保たれるように制御している。送電電流が大きいと送電ロスが発生するため、電流を下げる必要があることから電圧を高くすることでロスを軽減している。HVDC バスに接続された系統連系双方向 DC-AC インバータは、3 相 200 V の AC バスと接続しており、交流電子負荷装置および商用系統と接続している。AC 系統電圧から HVDC 電圧への潮流動作、HVDC 電圧から AC 系統電圧への逆潮流動作を制御する。AC バスに接続している交流電子負荷装置は、実負荷として電力を消費するほか、負荷パターンデータに基づいて消費電力を変化させる事ができる。APL-II は、双方向 DC-DC コンバータを介して HVDC バスに接続しており、実装の鉛蓄電池と切り替えることができる。APL-II は、DC 電源と電子負荷の両機能を備えており、模擬 BT としても使用できる。このシステムは商用系統から切り離し、単独運転することが可能である。

なお、エミュレーションシステムの詳細については 6 章で述べる。

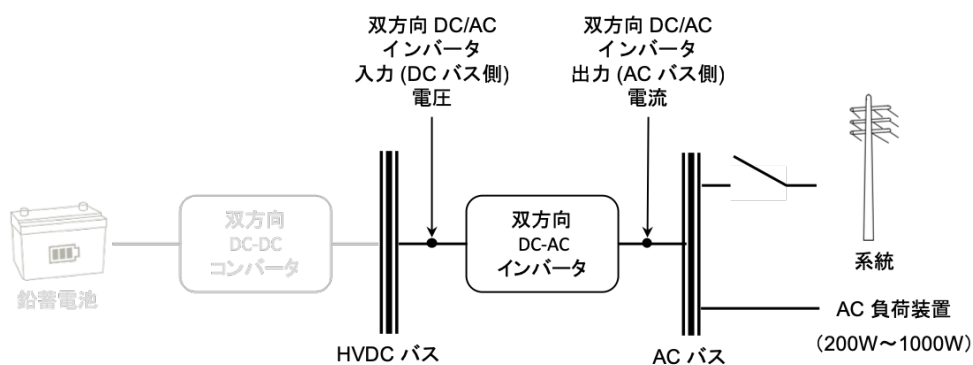


図 2-5 エミュレータの構成図(一部)

表 2-1 エミュレータの構成機器(一部)

名 称	交流電子負荷装置 (AC 負荷装置)
モ デ ル	32611A / 計測技術研究所社製
主な仕様	定格負荷入力: 電力 3,600 VA, 電流 36 A, 電圧 50~300 V 電圧: 100/200 V \pm 10 % (115V/230 V \pm 10 %) 周波数: 50/60 Hz 最大消費電力: 200 VA
名 称	系統連系双方向 DC-AC インバータ
モ デ ル	SPM-ADD2200BN / アバール長崎社製
主な仕様	電圧: 100/200 V \pm 10 % (115V/230 V \pm 10 %) 最大出力電力容量: 2.5kW 定格電圧・電流(HVDC 側): DC380V/6.6A 定格電圧・電流(AC 系統側): 単相 2 線 202V(50/60 Hz)/12.4A

図 2-6 は、単独運転時におけるエミュレータの負荷変動に対する AC および DC 系統特性の検証スケジュールである。エミュレーション開始後、負荷 600 W を初期値とし、約 15 秒間隔で 100 W 毎に変動させた場合の系統連系双方向 DC-AC インバータの HVDC バス側電圧および AC バス側電流を測定する。図 2-6 内の黒塗り部分が測定時間に対する負荷の値を表しており、対象施設の全負荷データを参考に変動範囲は 300 W から 1000 W とする。

図 2-7 に検証結果を示す。測定は、日置電機社製メモリハイコーダ MR8870 を用いてサンプリング間隔 1 ms で測定した。グラフの横軸は時間(second)、縦軸は、上図が系統連系双方向 DC-AC インバータの HVDC バス側電圧(V)を表し、下図は AC バス側電流を示す。青色実線は、系統連系双方向 DC-AC インバータの HVDC 側の電圧を示し、1 周期の平均を赤色 * 印で表している。系統連系双方向 DC-AC インバータの HVDC 側の電圧は、サンプリング間隔毎の最大値と最小値から得た平均値である。1 周期(8 ms)の電圧値を平均して表したのが赤色 * 印である。

図 2-8 および図 2-9 は、負荷 600 W から 700 W へ変動させた場合と負荷 700 W から 600 W へ変動させた場合の特性である。両図とも、グラフの横軸は時間(second)、縦軸は、上図が系統連系双方向 DC-AC インバータの HVDC バス側電圧(V)を表し、下図は AC バス側電流を示す。図 2-7 同様に、青色実線は、系統連系双方向 DC-AC インバータの HVDC 側の電圧を示し、1 周期の平均を赤色 * 印で表している。系統連系双方向 DC-AC インバータの HVDC 側の電圧は、サンプリング間隔毎の最大値と最小値から得た平均値である。1 周期(8 ms)の電圧値を平均して表したのが赤色 * 印である。

エミュレーションシステムを用いて単独運転時における負荷変動に対する AC および DC 系統特性を検証した結果、100 W の負荷変動では 0.5 A の変化がみられた。連続運転の場合は負荷の容量が大きいほど、また瞬時負荷変動の場合は負荷変動率が大きいほど、AC バスの電流が上昇していることから電圧降下が大きくなっている。よって、非常電源の制御性向上には、負荷に応じた電圧変動を BT 等で吸収し、安定した電力を供給する手法を検討する。

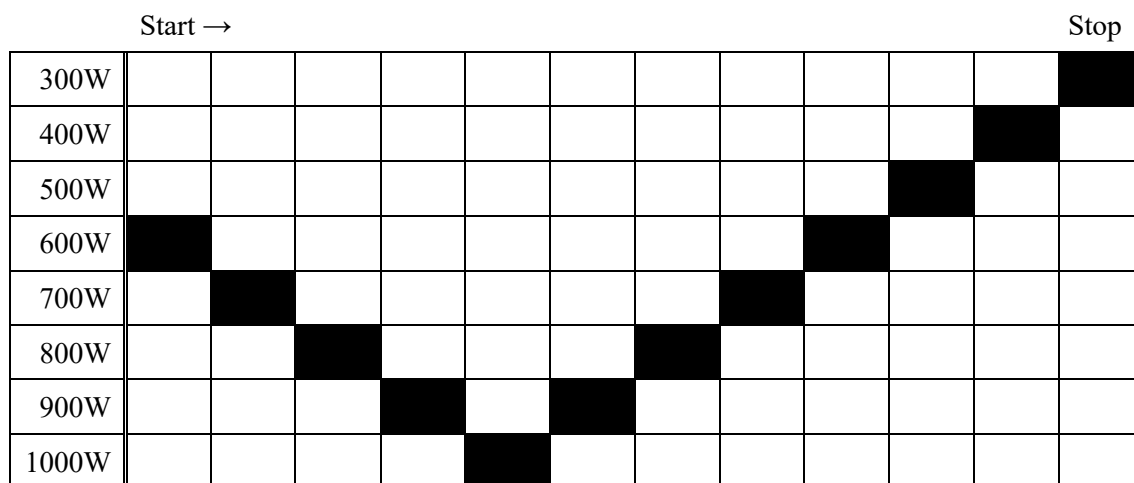


図 2-6 負荷ステップ応答による計測スケジュール

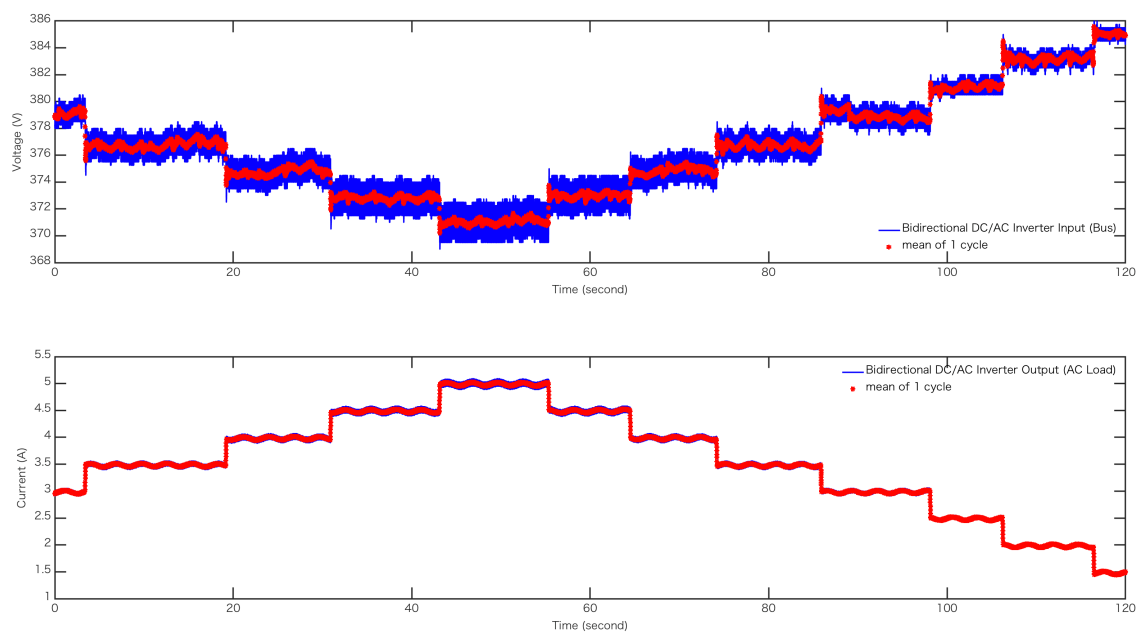


図 2-7 エミュレータを用いた単独運転時の AC および DC バス特性

Chapter 2

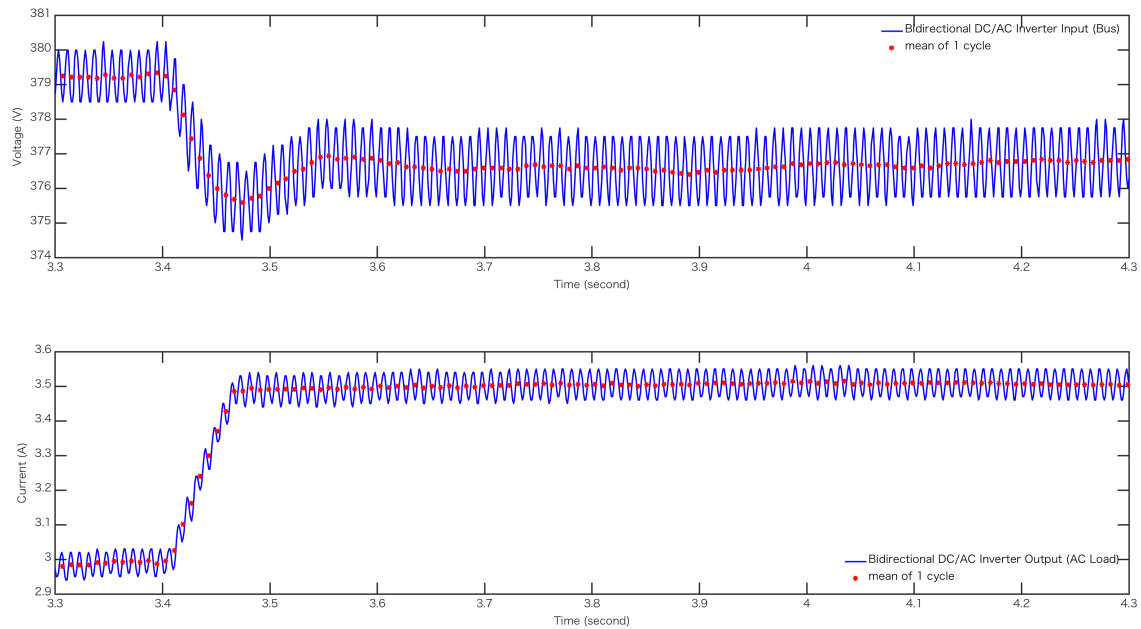


図 2-8 600 W から 700 W への負荷ステップ応答による計測結果

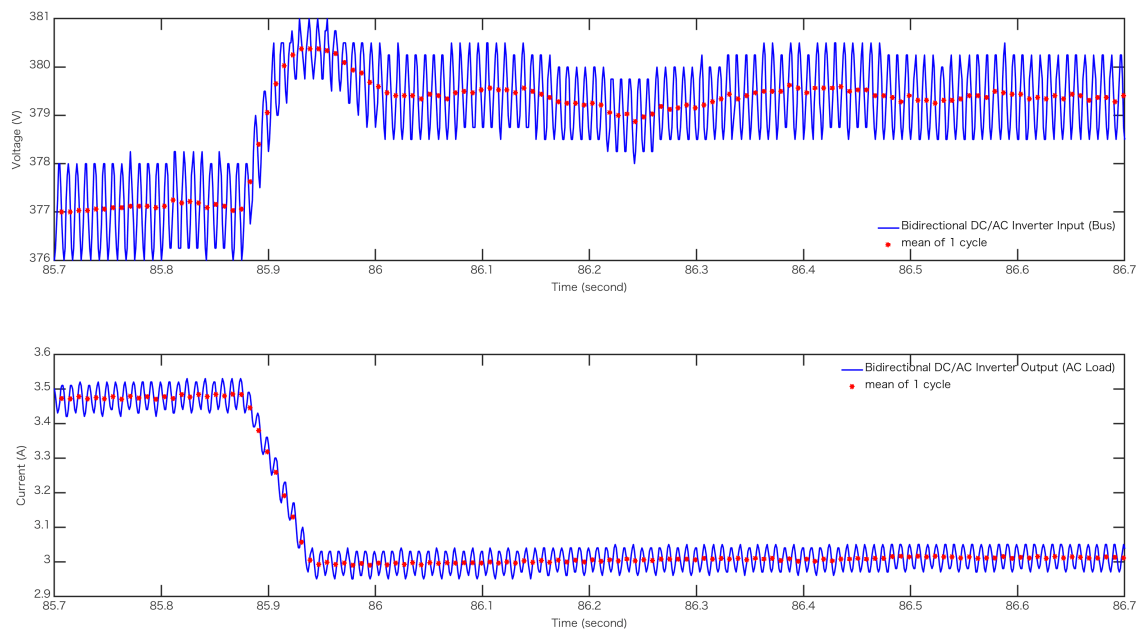


図 2-9 700 W から 600 W への負荷ステップ応答による計測結果

2.2.3 日射量特性

院内の電力グリッドに PV を導入する病院が増加している。PV は、特に曇りや雨の天気には出力変動が大きくなり、単独運転時における EG との併用では、院内の電力収支に与える影響は無視できない。そこで、非常電源の制御性向上のために、負荷に応じた電圧変動を BT 等で吸収し、安定した電力を供給する手法を検討するために、季節に応じた日射量の実測データからその特性を観察する⁽⁶²⁾。

図 2-10 および図 2-11 は、2013 年 7 月と 2017 年 7 月の 1 ヶ月間の日射量データをカレンダーで表した図である。各グラフの横軸は時間(hour)、縦軸は 1 分毎に計測した日射量(W/m^2)を示す。データは、観測地点(緯度: 北緯 32°45', 経度: 東経 129°56')に位置する学舎の屋上に設置したエーオーアール社製、ウェザーステーション Vantage Pro2 を使用し計測した結果である。

結果として、太陽が雲にかかり、日射量が一時的に低下することで瞬間的に出力が落ちている時間帯が発生することが観察された。特に、梅雨時は PV の出力変動が大きくなるため、院内に EG と PV を併用した場合、EG の出力とのバランスが重要となる。PV は日射量の変動に大きく起因するため、適切な容量の BT で変動を吸収し、平滑化することでバランスを図る。

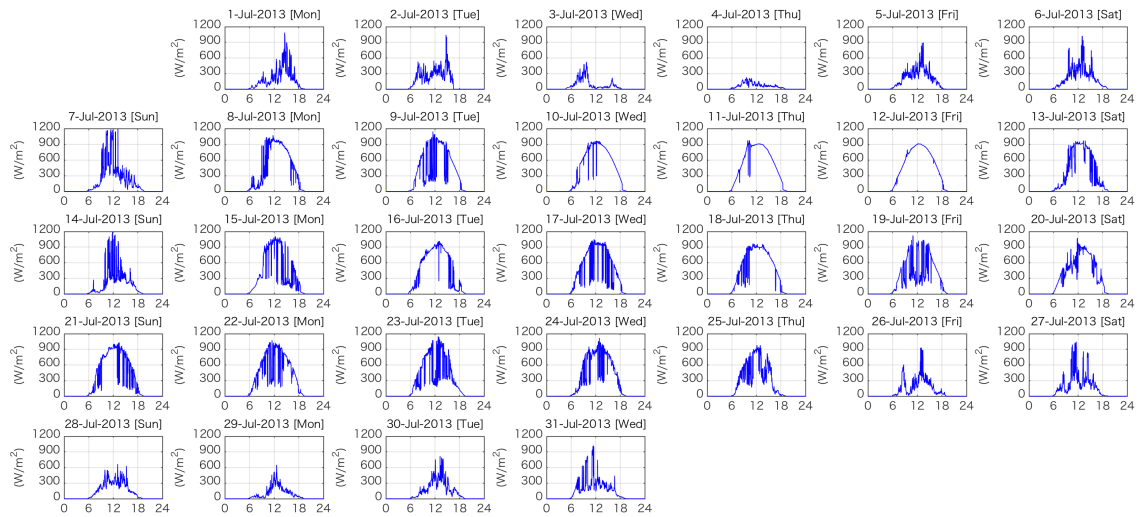


図 2-10 日射量の実測結果 (2013 年 7 月)

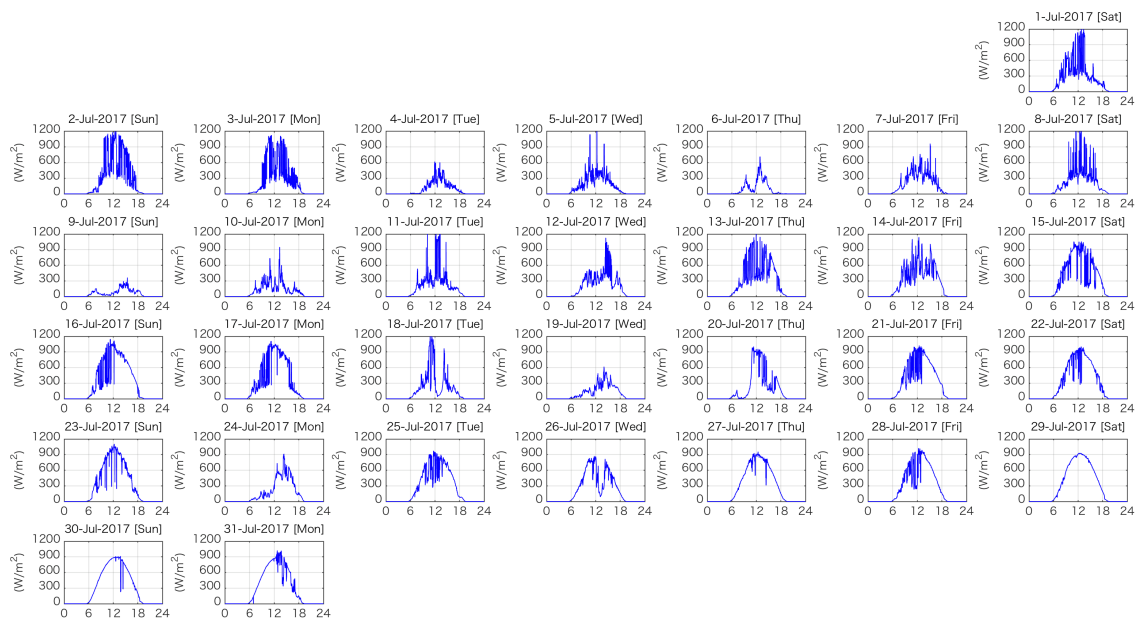


図 2-11 日射量の実測結果 (2017 年 7 月)

2.3 院内の非常電源設備

2.3.1 単独運転のための非常電源

対象の院内および非常電源設備の概要は次のとおりである。この施設は、地下1階／地上5階・塔屋2階の階数を持ち、病床数は一般250床(内ICU8床)と感染症4床を有する病院であり、契約電力は980kWである。日頃から災害時に対する訓練、設備整理や強化を推進する全国でも有数の災害拠点病院であり、全国からの施設見学者が後を絶たない医療施設の一つである。尚、院内負荷と非常電源設備の詳細については次節で述べる。

図2-12は、対象施設の非常用電源設備の運用システムを表した院内電力グリッドの概略図である。院内負荷に対し、商用系統、EG、UPSおよび直流電源装置を接続している。EGは、冷却水が不要なガスタービン非常用発電システムが採用されている。その定格出力は1000kVA、電圧6,600Vである。UPSは、定格出力が75kVAで、EGが確立するまでのバックアップ電源である。UPSに内蔵しているBTは、公称電圧2V／定格容量200Ah(10時間率)の制御弁式据置鉛蓄電池が120セル確保されており48kWh容量が貯蓄されている。直流電源装置は、公称電圧2V／定格容量300Ah(10時間率)の制御弁式据置鉛蓄電池が54セル確保されており、32.4kWh容量である。

系統が遮断され単独運転に到ると、EGが40秒以内に確立し、院内全体へ電力が供給され始める。EGが確立するまでの40秒間で深刻な問題が発生する可能性があるため、UPSが、最重要負荷に電力を供給する。負荷には、ICU、手術室内の医療機器や医療用ネットワークおよび情報システムがある。直流電源装置からは、電灯、スプリンクラ、非常用エレベータなどの非常負荷へ電力が供給される。

対象施設では、EGの燃料にA重油が使用され、危険物地下タンク貯蔵所に30,000ℓの燃料が確保されており、燃料小出槽には1,950ℓが予備として備蓄されていることから合計31,950ℓが有効容量である。ここで、系統が遮断され単独運転に到った場合の理論上の発電機連続運転時間を試算する。

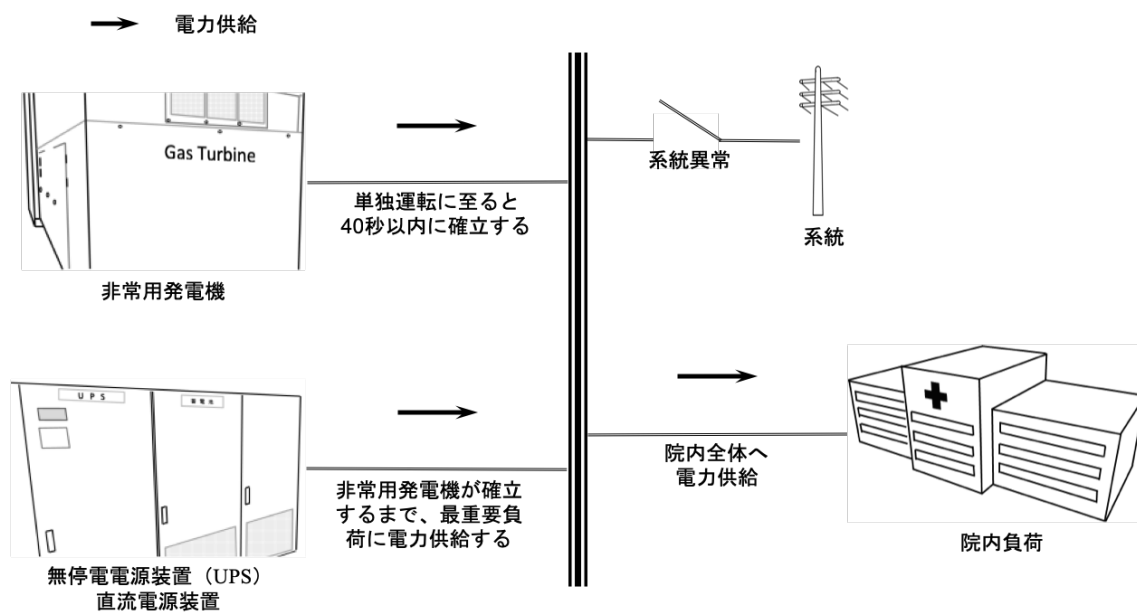


図 2-12 対象施設の非常用電源設備の運用システムの概要図

式(2.2.1)は、燃料油消費量 B (ℓ/h)を表し、発電機連続運転時間 H (h)を式(2.2.2)で示す。表 2-2 に対象施設の燃料油消費量および発電機連続運転時間を計算するためのパラメータを示す。一般的な燃料油(A 重油)の比重 γ は 0.85 である。対象施設の EG の定格出力は 1000 kVA であることから、負荷の力率を 0.8 とすると有効電力は 800 kW となる。燃料消費率 b (g/kWh)は EG の出力によって変動するため、ここでは、EG の出力 EG_{output} (kW)および燃料消費率の関係を表した実機の性能データを参考に、800 kW の出力に対し 411 g/kWh を燃料消費率としている。

結果、燃料油消費量 B は、386.8 ℓ/h と計算でき、燃料タンク容量が 31,950 ℓ であることから、発電機連続運転時間 H は、82.6 h と算出できる。よって、対象施設では、系統が遮断され単独運転に到った場合、3.4 日間程度は継続的な EG の運転が可能であると推測できる。しかしながら、燃料消費率や A 重油密度は変動するため、安全係数を考慮した予防保全は必要となる。このように、施設の非常電源設備の構成や EG の連続運転時間など、単独運転を想定した院内電力グリッドの運用システムについて把握しておくことは重要である⁽⁶³⁾⁽⁶⁴⁾。

$$B = \frac{b \cdot EG_{\text{output}}}{\gamma} \quad (2.2.1)$$

$$H = \frac{V}{B} \quad (2.2.2)$$

表 2-2 対象施設の燃料油消費量算出パラメータ

b	411 g/kWh
EG_{output}	800 kW
γ	0.85
V	31,950 ℓ

2.3.1.1 系統

図 2-13 は、対象に設備されている EG の単線結線図(高圧発電システム)である⁽⁶⁵⁾。発電システムを構成する主な機器類は、ガスタービン(GT)、同期発電機(Ge)、ガスタービン制御装置(TAC2)、交流遮断器又は接触器(52G)、電圧継電器(84G)、交流不足電圧継電器(27G)、交流過電圧継電器(59G)および地絡過電圧継電器(64G)である。

系統の遮断が発生すると、GT で Ge を駆動し、40 秒以内に回転数が定格の 90 %以上に達すると初期励磁として界磁(31)で投入し励磁をかけると Ge の起電力が発生し 2 秒程度で定格電圧が確立する。系統が復帰すると、52G が交流回路を遮断・開閉する。負荷への線路には、電力系統や電気機器に事故が発生した場合、すばやく検出して大電流を防止するために故障区間だけを選択し、遮断する継電器が接続されている。84G は、直流又は交流回路の電圧変動に応じて、あらかじめ設定した電圧に達した場合、これを検出して動作する継電器である。27G は、停電や電源電圧の低下により整定電圧以下になると、動作して遮断器を動作させる。Ge などの故障による系統電圧の上昇を検出し、負荷側の系統や機器を保護する継電器が 59G である。64G は、地絡を電圧によって検出する継電器である。発電システムの状態は、内蔵されている電圧計、電流計、周波数計、電力計および力率計で監視できる。

ガスタービン発電機の制御系には、自動電圧調整装置 AVR(Automatic Voltage Regulator)制御とガバナ(Governor)制御がある。AVR 制御は、Ge の出力電圧を検出し、電圧が低下すると励磁電流を増加させ、超過すると減少させて出力電圧を一定電圧に調整する。励磁電流は、励磁装置から交流を発生させる Ge の界磁コイルに流す直流電流である。ガバナ制御は、Ge の回転速度および出力が負荷変動の際にも持続的に動揺することを防止するため GT に流入する燃料を自動的に調整する。

AVR 制御とガバナ制御は、制御対象で異なり、系統連系の場合、電圧と周波数は電力事業者が制御するため、AVR 制御は無効電力、ガバナ制御は有効電力を制御する。単独運転に到った場合、負荷に応じて電圧と周波数が変化するため AVR 制御は電圧、ガバナ制御は周波数を制御する⁽⁶⁶⁾。

図 2-14 は、周波数と発電機出力の関係を線形に表したガバナ特性である。横軸に発電機出力(kW)、縦軸に周波数(Hz)を表す。 f (Hz)は理想の周波数 50/60Hz を指し、 f_0 (Hz)

は、無負荷時の周波数である。ガバナ特性では、発電機が高出力 P_n (kW) になると、低周波数 f_n (Hz) となり、低出力では高周波数となることがわかる。

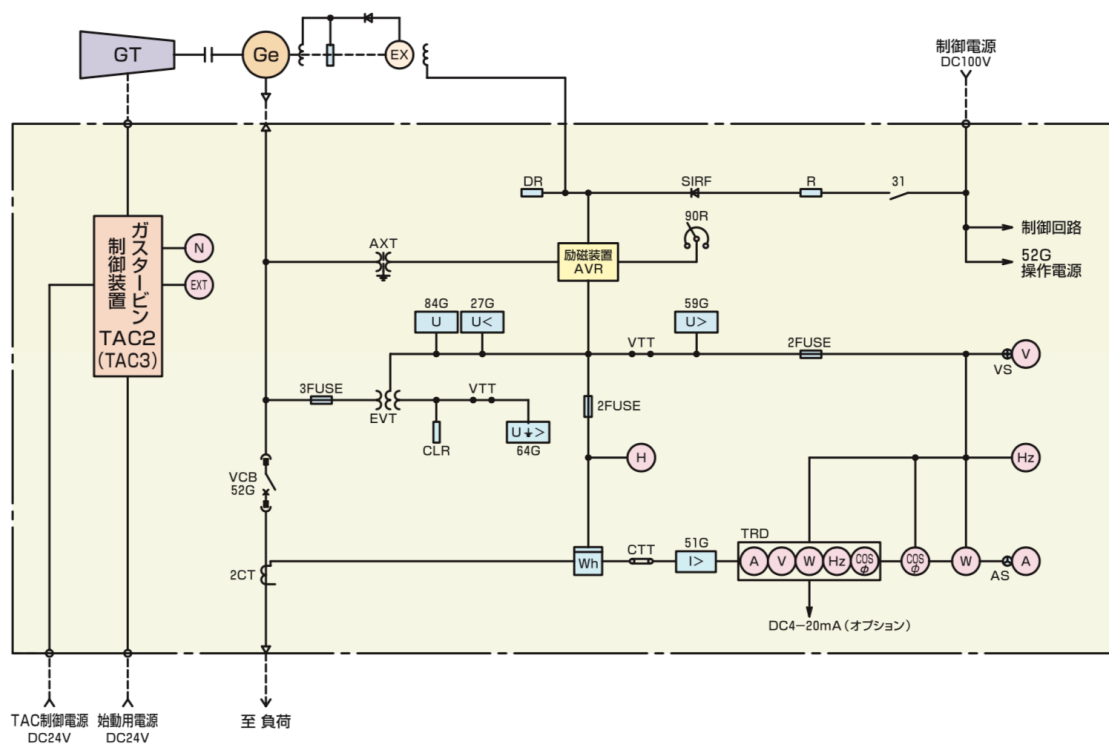


図 2-13 EG の単線結線図(高圧発電システム)⁽⁶⁵⁾

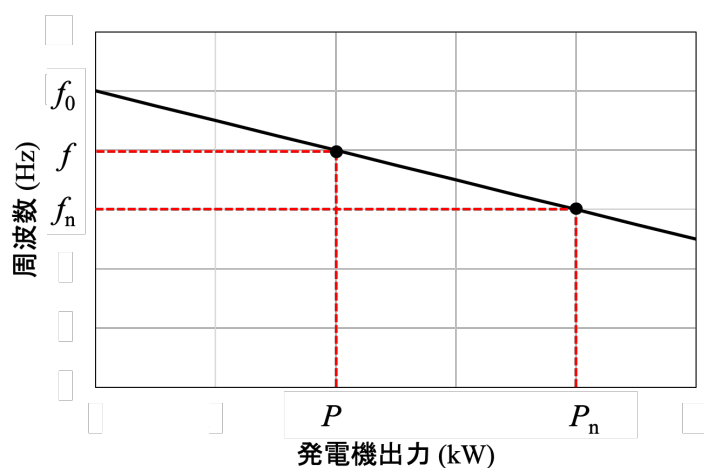


図 2-14 周波数と発電機出力の関係を表したガバナ特性

2.3.1.2 運用

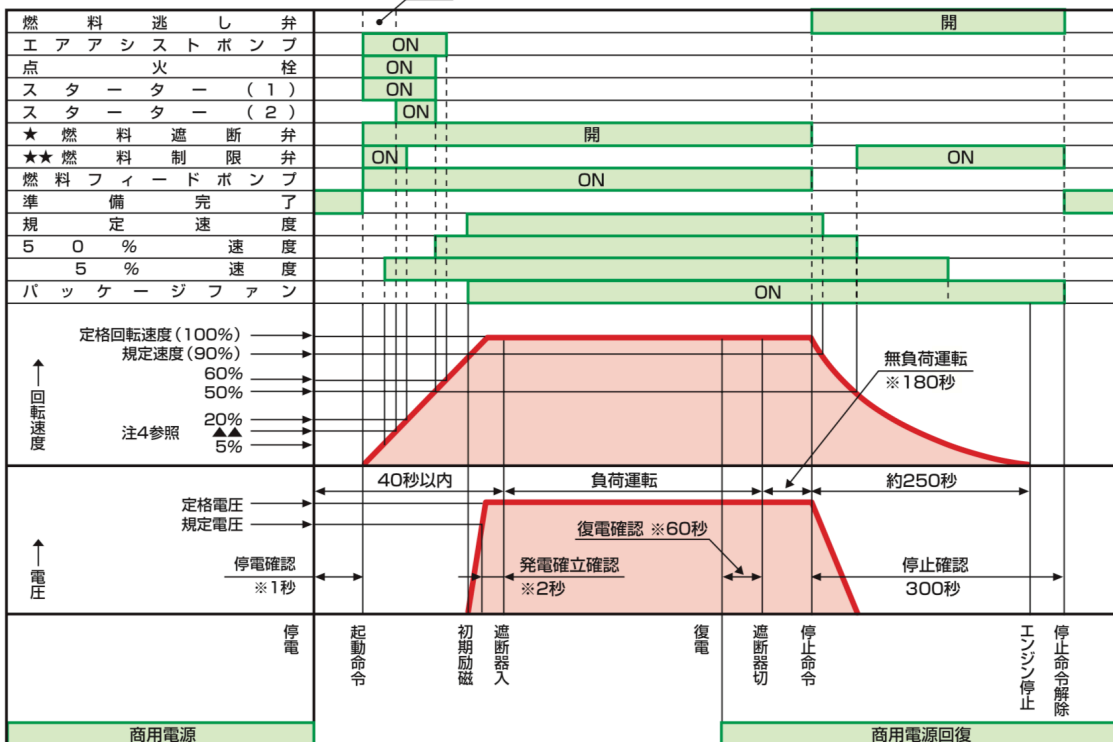
図 2-15 は、EG の制御操作を示した概要図(自動起動—停止タイミングチャート)を表し、発電機の始動時間と回転速度を詳細に示したタイミングチャートを図 2-16 に示す⁽⁶⁵⁾。図 2-15 は、系統連系時から遮断の発生、復電後を時系列に表した制御操作の図である。系統連系時の場合、発電機始動用 BT の自動充電、制御電源は商用電源から供給を受ける。系統が遮断された場合、商用電源の遮断後、盤内のタイマー設定時間経過後も復帰しない場合は発電機を自動的に起動し、発電機電圧の確立後、外部負荷及び発電機始動用蓄電池の自動充電、制御電源に電源を供給する。商用電源が復帰した場合、復電確認後、発電機電路を外部負荷から遮断し、自動的に始動待機態勢に入り、その後、発電機の停止動作を開始する。

図 2-16 では、警報監視タイミングチャートにそった発電機の起動後の回転速度特性を表す。発電機の回転速度について、系統遮断から 40 秒以内で回転速度が規定の 90 % に達し、その後、定格回転速度の 100 % で負荷運転となる。その間、回転速度が低下し 90 % 未満となると制御系異常である。復電確認後は、回転停止命令後、約 250 秒で発電機が停止し、停止命令が解除される。停止命令後の 300 秒で回転速度が 5 % 以上である場合は制御系異常であり、不停止となる。

2.3.1.3 燃料特性

図 2-17 は、EG の出力に対する燃料消費率を表した特性である。発電機出力が上昇すると燃料消費率が低下し、長期間の運転が見込めることがわかる。しかし、GT の排ガス温度の上昇によるガバナ特性の影響で上下限運転に制約がある。50/60 Hz の周波数は、発電機の回転数に直接関係している。即ち、系統だけでなく医療機器などの負荷に耐えながら一定の回転数を保持し続ける必要があり、変動の大きい発電機の回転運動では、周波数変動が大きくなるため電力を使用する機器に対して致命的な障害を与える可能性がある⁽⁶⁷⁾⁽⁶⁸⁾。

自動起動—停止タイミングチャート

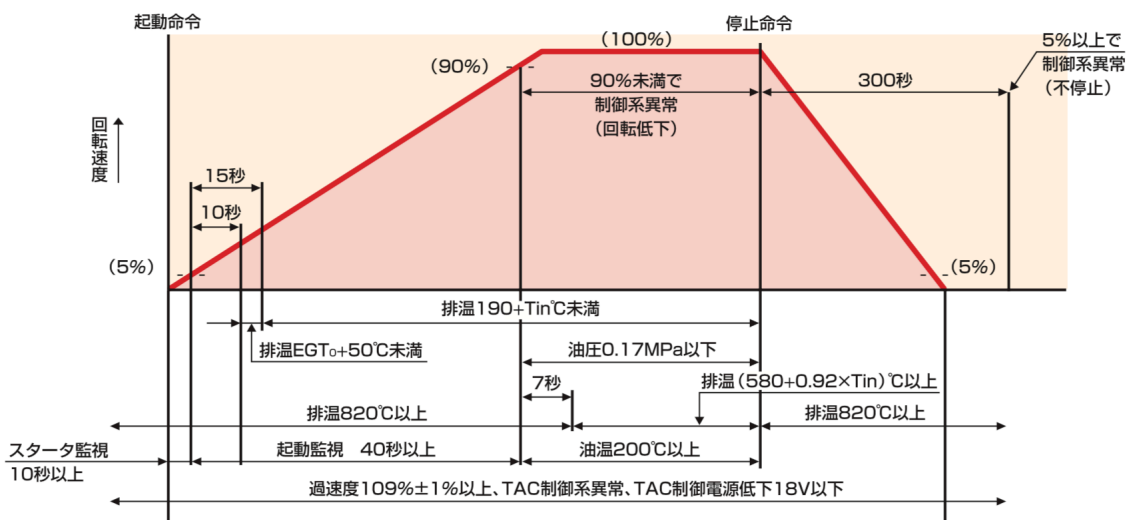


注1) ※印時は、盤内のタイマー設定による

注2) ★印燃料遮断弁は温態起動時 (起動前EGT $\geq 150^{\circ}\text{C}$) 0~8%速度の間、開。それに伴い、燃料逃し弁は温態起動時 (起動前EGT $\geq 150^{\circ}\text{C}$) 0~8%速度の間、開。

注3) ★★印燃料制限弁は温態起動時 (起動前EGT $\geq 150^{\circ}\text{C}$)、0~20%速度間の動作。結露防止のため待機中、吸気温度5℃未満でON。

注4) ▲▲部スタータ (2) のONタイミング ATG875・1000・1750・2000・3000:10%

図 2-15 EG の制御操作概要図(自動起動—停止タイミングチャート)⁽⁶⁵⁾図 2-16 EG の回転速度特性(警報監視タイミングチャート)⁽⁶⁵⁾

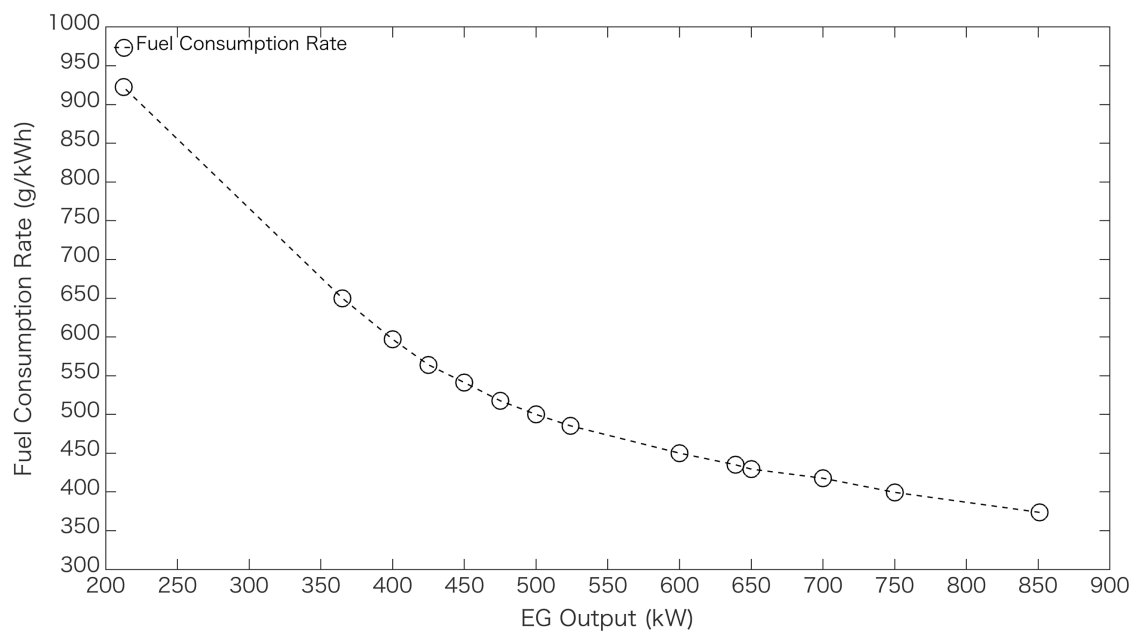


図 2-17 EG の燃料消費特性(定格出力 1000 kVA)

2.4 モデル化

2.4.1 モデルの構成

本節では、まず、対象の非常電源設備を基本とし、単独運転時における院内電力収支の試算に用いるモデルについて述べる⁽⁶⁹⁾⁻⁽⁷³⁾。次に、院内電力グリッドの周波数変動を解析するためのプラントモデルおよび制御モデルを準備する。

図 2-18 に、対象の非常電源設備に再生可能エネルギーとして PV および BT を導入した概要図を示す。院内の電力網を示しており、DC 系統と AC 系統に区別される。DC 系統には、DC-DC コンバータを介して接続されている PV および双方向 DC-DC コンバータを介して接続されている BT で構成されている。ここでは、UPS および直流電源装置は省略する。

AC 系統は、電力事業者からの系統、EG および病院負荷で構成され、商用電力に相当し、系統連系双方向 DC-AC インバータを介して DC 系統に接続されている。系統遮断が発生し、単独運転に到った場合、設置されている EG が病院全体に電力を供給し、BT はコンバータによって DC 系統電圧を一定値に制御する。このような非常電源設備は、再生可能エネルギーの普及率が高まる中、日本の病院でも導入が検討されている。

院内電力収支の試算には、AC および DC 系統の電圧モデル、非常電源が配電される AC バスのモデルの構築で実行する。非常電源の運用システムを構成している要素の定常動作の機能を定式化し、院内電力グリッドのエネルギーマネジメントに用いる事に重点を置く。院内電力グリッドの周波数変動を解析するために準備するプラントモデルおよび制御モデルの構成は、燃料モデル、ガスタービン発電機モデル、系統周波数モデルおよび EG の制御モデルである。

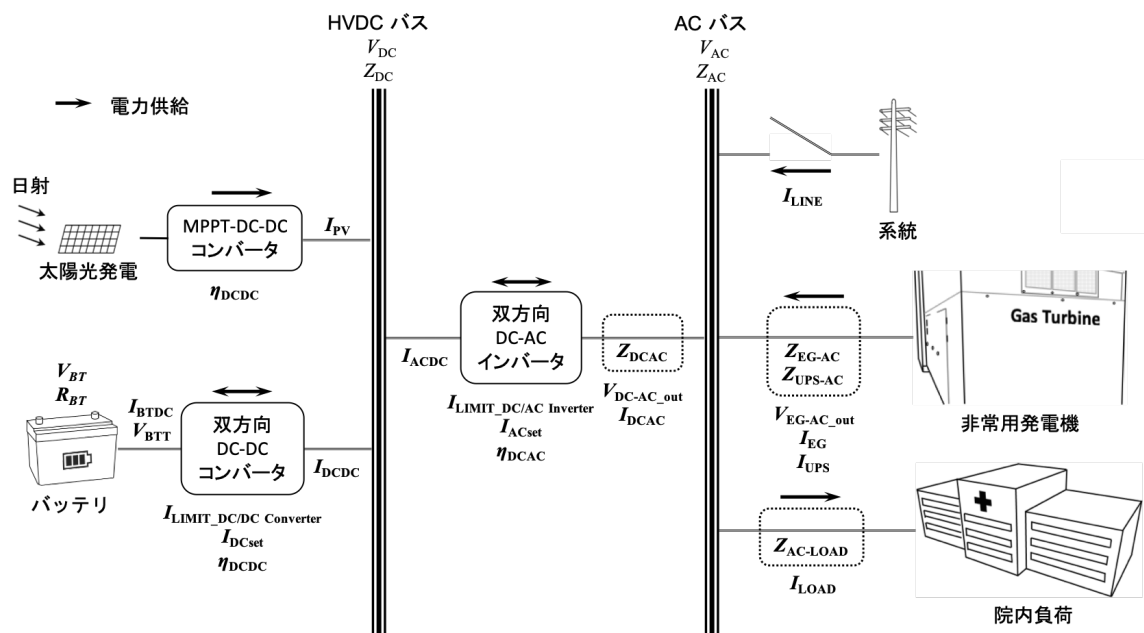


図 2-18 非常電源設備に PV および BT を導入した概要図

2.4.2 AC・DC 系統の電圧モデル

図 2-18 において、院内の負荷は、電灯や回転機といった力率の異なる負荷の消費電力と力率を与え、AC 系統の電圧を使用し、電流と力率を出力する。院内負荷の消費電力は $P(W)$ 、電流を $I_{LOAD}(A)$ 、AC バスの電圧を $V_{AC}(V)$ および位相を θ で示す。力率を $\cos\theta=PF$ とし、 $I_{LOAD}(A)$ について解くと、以下の式(2.4.1)が導かれる。

院内の実負荷データを用いて計算する場合、式(2.4.1)において、力率を定数として与えることで $I_{LOAD}(A)$ が計算される。

$$I_{LOAD} = \frac{P}{V_{AC} \cdot \cos\theta} \quad (2.4.1)$$

$V_{AC}(V)$ は AC 系統(AC バス)の電圧、 $I_{LINE}(A)$ は商用系統からの供給電流、 $I_{LOAD}(A)$ は院内負荷で消費される電流、 $I_{EG}(A)$ は EG からの電流、 $I_{UPS}(A)$ は UPS からの電流をそれぞれ表している。病院負荷への電流 $I_{LOAD}(A)$ は、電流則より以下の式(2.4.2)のように $I_{EG}(A)$ 、 $I_{UPS}(A)$ と商用系統からの電流 $I_{LINE}(A)$ の和で表現される。ここで、商用系統と AC バスの電力は同位相と仮定する。

$$I_{LOAD} = I_{EG} + I_{UPS} + I_{LINE} \quad (2.4.2)$$

ここで、AC バスにおける電流と電圧の関係を整理する為、AC バスが商用系統から切り離され、院内電力グリッドが単独運転時の状態として述べる。 $I_{EG}(A)$ 、 $I_{UPS}(A)$ および $I_{LOAD}(A)$ はオームの法則より、それぞれ式(2.4.3)、式(2.4.4)および式(2.4.5)が成り立つ。

$$I_{EG} = \frac{V_{EG-AC_out} + V_{AC}}{Z_{EG-AC}} \quad (2.4.3)$$

$$I_{UPS} = \frac{V_{UPS-AC_out} + V_{AC}}{Z_{UPS-AC}} \quad (2.4.4)$$

$$I_{LOAD} = \frac{V_{AC} - V_{LOAD_in}}{Z_{AC-LOAD}} \quad (2.4.5)$$

この時 $Z_{EG-AC} (\Omega)$, $Z_{UPS-AC} (\Omega)$ および $Z_{AC-LOAD} (\Omega)$ は一定で, AC バスの抵抗 Z_{AC} を 0Ω とする。AC バスに流れ込む電流は, 式(2.4.6)の関係で表すことができる。

$$I_{EG} + I_{UPS} - I_{LOAD} = 0 \quad (2.4.6)$$

$V_{AC} (V)$ に電位変動が生じた場合, 変化に比例した電流の流入・流出が発生する。これより, 式(2.4.6)と $V_{AC} (V)$ の微分結果を整理すると, AC バスの電圧と電流には式(2.4.7)の関係で表すことができる。

ここで T_{AC} は積分定数である。デジタル計算機では, 分岐合流点に容量性を持たせた動特性モデル(数値積分: $T > 0$), または容量が無いとして静特性モデル(収束計算: $T \approx 0$)を選択する。AC バスの容量が静電容量ではなく, 構成要素の性能を積分定数 T_{AC} としたパラメータとすると, 電荷保存則から式(2.4.8)で表すことができ, dV_{AC}/dt について解くと, 式(2.4.9)が導かれる。

$$T_{AC} \cdot \frac{dV_{AC}}{dt} = I_{EG} + I_{UPS} - I_{LOAD} \quad (2.4.7)$$

$$\frac{dV_{AC}}{dt} = \frac{1}{T_{AC}} \cdot (I_{EG} + I_{UPS} - I_{LOAD}) \quad (2.4.8)$$

系統連系時は, 式(2.4.7)を用いて dV_{AC}/dt について導くと, 式(2.4.9)が得られる。

$$\frac{dV_{AC}}{dt} = \frac{1}{T_{AC}} \cdot (I_{EG} + I_{UPS} + I_{LINE} - I_{LOAD}) \quad (2.4.9)$$

AC 系統の電圧モデルは, 単独運転時において上述の式(2.4.6)および(2.4.8)を使用する。

系統連系時の商用系統からの電力は AC バスと同位相のベクトル電力とする。商用系統は、系統電力(W)および系統電圧(V)から電流を計算する。電流は AC バスの系統供給電力となる。尚、系統から供給した電力量(Wh)を初期値から積算する。院内電力グリッドモデルは、負荷が数百 kW から数千 kW 規模の電力グリッドに対応できる定式化を行っている。

DC 系統(DC バス)には、PV と双方向 DC-DC コンバータを備えた BT が接続され、AC バスへ安定的な電力供給を行う。系統連系双方向 DC-AC インバータへの電流 I_{ACDC} (A) は、式(2.4.10)のように PV を接続した DC-DC コンバータからの電流 I_{PV} (A) と BT が接続された双方向 DC-DC コンバータからの電流 I_{DCDC} (A) に等しい。

$$I_{ACDC} = I_{DCDC} + I_{PV} \quad (2.4.10)$$

DC バスに流れる電流は、キルヒホッフの電流則より式(2.4.11)が導かれる。

$$I_{DCDC} + I_{PV} - I_{ACDC} = 0 \quad (2.4.11)$$

DC バス電圧 V_{DC} (V) に電位変動が生じた時、変化に比例した電流の流入・流出が発生する。これより、式(2.4.11)と V_{DC} (V) の微分結果を整理すると、AC バスモデル同様に、電荷保存則から DC バスの電圧と電流は式(2.4.12)の関係で表すことができる。ここで T_{DC} は積分定数である。

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{1}{T_{DC}} \cdot (I_{DCDC} + I_{PV} - I_{ACDC}) \quad (2.4.12)$$

DC 系統の電圧モデルは、上述の式(2.4.11), (2.4.12)を使用している。

2.4.3 系統連系双方向 DC-AC インバータモデル

系統連系双方向 DC-AC インバータは、直流 DC を交流 AC への電力変換と交流を直流に電力変換し、過電流を防止する機能を持つものとしている。AC バスに系統連系双方向 DC-AC インバータを接続することで、AC 負荷への電流 I_{LOAD} (A)は電流則より、式(2.4.13)に系統連系双方向 DC-AC インバータの電流 I_{DCAC} (A)が加算され、式(2.4.14)となる。また、 I_{DCAC} (A)はオームの法則より式(2.4.15)が成り立つ。

$$I_{LOAD} = I_{EG} + I_{UPS} + I_{LINE} + I_{DCAC} \quad (2.4.13)$$

$$I_{DCAC} = \frac{V_{DC-AC_out} + V_{AC}}{Z_{DCAC}} \quad (2.4.14)$$

AC バスの抵抗 Z_{AC} を 0Ω とすると $Z_{EG-AC}(\Omega)$, $Z_{UPS-AC}(\Omega)$, $Z_{AC-LOAD}(\Omega)$ および $Z_{DCAC}(\Omega)$ は一定で、AC バスに流れ込む電流は、式(2.4.15)の関係で表すことができる。

$$I_{EG} + I_{UPS} + I_{DCAC} - I_{LOAD} = 0 \quad (2.4.15)$$

AC 系統の電圧モデルで述べた通り、AC バスの電圧と電流は式(2.4.16)の関係で表すことができる。ここで T_{AC} は積分定数である。

$$\frac{dV_{AC}}{dt} = \frac{1}{T_{AC}} \cdot (I_{EG} + I_{UPS} + I_{DCAC} - I_{LOAD}) \quad (2.4.16)$$

系統連系時は、式(2.4.16)を用いて dV_{AC}/dt について導くと、式(2.4.17)が得られる。

$$\frac{dV_{AC}}{dt} = \frac{1}{T_{AC}} \cdot (I_{EG} + I_{UPS} + I_{DCAC} + I_{LINE} - I_{LOAD}) \quad (2.4.17)$$

AC 系統の電圧モデルは, 系統連系双方向 DC-AC インバータを接続することにより, 上述の式(2.4.15), (2.4.16)および(2.4.17)に拡張される。ここで, 系統連系双方向 DC-AC インバータから AC バスへの電流 I_{DCAC} (A)は, 式(2.4.18)のように電流の方向 I_{ACSET} により決定される。ここでは, DC バスから AC バスへ流れる電流を順方向としてモデル化する。

$$I_{DCAC} = I_{ACset} \cdot |I_{DCAC}| \quad (2.4.18)$$

直流 DC から交流 AC への変換効率を η_{DCAC} とすると, DC バス側の電力と AC バス側の電力は等式が成り立ち, I_{ACDC} (A)について解くと式(2.4.19)が導かれる。

$$I_{ACDC} = \frac{V_{AC}}{V_{DC}} \cdot I_{DCAC} \times \frac{PF}{\eta_{DCAC}} \quad (2.4.19)$$

上述の式(2.4.19)で与えられる I_{ACDC} (A)が系統連系双方向 DC-AC インバータの上限設定値 $I_{LIMIT_DC/AC\ Inverter}$ (A)を超え過電流状態になると, 代わりに式(2.4.20), (2.4.21)が適用される。

$$I_{ACDC} = I_{LIMIT_DC/AC\ Inverter} \quad (2.4.20)$$

$$I_{DCAC} = \frac{V_{DC}}{V_{AC}} \cdot I_{ACDC} \times \frac{\eta_{DCAC}}{PF} \quad (2.4.21)$$

系統連系双方向 DC-AC インバータモデルは, 式(2.4.18)から式(2.4.21)を使用している。

2.4.4 双方向 DC-DC コンバータモデル

系統連系双方向 DC-AC インバータ同様に，双方向 DC-DC コンバータモデルも過電流を防止する機能を持つものとしている。双方向 DC-DC コンバータから DC バスへの電流 I_{DCDC} (A)は，式(2.4.22)のように電流の方向 I_{DCset} により決定される。

$$I_{DCDC} = I_{DCset} \cdot |I_{DCDC}| \quad (2.4.22)$$

双方向 DC-DC コンバータの変換効率を η_{DCDC} とすると，BT 側の電力と DC バス側の電力は等式が成り立ち，BT の電流 I_{BTDC} (A)について解くと式(2.4.23)が導かれる。

$$I_{BTDC} = \frac{V_{DC}}{V_{BTT}} \cdot I_{DCDC} \times \frac{1}{\eta_{DCDC}} \quad (2.4.23)$$

ここで， V_{BTT} (V)は BT の端子電圧である。上述の式(2.4.23)で計算した I_{BTDC} (A)が，式(2.4.24)のように双方向 DC-DC コンバータの過電流の設定値 $I_{LIMIT_DC/DC \text{ Converter}}$ (A)になると，以下の式(2.4.25)が適用される。

$$I_{BTDC} = I_{LIMIT_DC/DC \text{ Converter}} \quad (2.4.24)$$

$$I_{DCDC} = \frac{V_{BTT}}{V_{DC}} \cdot I_{BTDC} \times \eta_{DCDC} \quad (2.4.25)$$

以上から，双方向 DC-DC コンバータモデルは，上述の各式を使用している。

2.4.5 バッテリ SOC モデル

BT の指標の一つに C レート (Capacity rate) 特性が挙げられる。C レートとは、BT 容量に対する放電(充電)電流値の比(電流(A)/容量(Ah))であり、BT の放電(充電)特性を表わすときに用いられる。例えば、100 Ah の容量の BT を 1 C の C レートで放電するとは、100 A の放電電流で放電することを意味する。このように BT の充放電状態 SOC(State-of-Charge)を表すモデルを用いる。SOC は、式(2.4.26)のように BT の蓄電量 Wh を BT 容量 Who で除し、100 を乗じた式で表される。

$$SOC = \frac{Wh}{Who} \times 100 \quad (2.4.26)$$

BT の開放電圧 V_{BT} (V) は、式(2.4.27)のように SOC の関数となる。この関係は、SOC のある区間において一次関数となることが知られている。

$$V_{BT} = f(SOC) \quad (2.4.27)$$

ここで、電力量 Wh は電力を時間積分して求める。つまり、電力は電力量 Wh の微分で表すことができる。BT への電流は双方向 DC-DC コンバータへの電流 I_{BTDC} (A) の負方向の電流であるから、電力は双方向 DC-DC コンバータから BT への電流 $-I_{BTDC}$ (A) とセル電圧 V_{BT} (V) の積で表すことができ式(2.4.28)が導かれる。BT の端子電圧 V_{BT} (V) は、BT の内部抵抗 R_{BT} (Ω) での電圧降下をセル電圧 V_{BT} (V) から減算した値と等しくなる。よって、式(2.4.29)が成り立つ。

$$\frac{dWh}{dt} = V_{BT} \times (-I_{BTDC}) \quad (2.4.28)$$

$$V_{BT} = V_{BT} - R_{BT} \times I_{BTDC} \quad (2.4.29)$$

以上からバッテリ SOC モデルは、上述の各式を使用している。

2.4.6 バッテリによる平滑化モデル

日射量は、特に曇天時では、太陽が雲にかかり一時的もしくは瞬間的に低下する時間帯が多いことがわかる。このような日射量の急激な変動は、非常電源設備に PV を併用した場合、EG の出力に影響を及ぼし、供給電力が不安定になってしまう。そこで、仮想的に院内電力グリッドに BT を導入することで、PV の出力値を移動平均によって平滑化し、実測値との差を BT で吸収することで、日射量の急激な変動による PV の出力を安定させる。

図 2-19 は、エミュレーションシステムに設置した PV システムの構成図である。定格出力 800 W の太陽光パネルを、最大電力点追従制御 MPPT-DC-DC コンバータを介して HVDC バスに接続している。PV 発電量は、MPPT-DC-DC コンバータから HVDC バスへ出力される 1 秒毎の電圧 $V(V)$ 、電流 $I(A)$ から発電電力量 $P(W)$ を算出する。観測地点は、学内の日射計測と同様に緯度: 北緯 $32^{\circ}45'$ 、経度: 東経 $129^{\circ}56'$ である。

式(2.4.30)は、実測の PV 出力を移動平均した値を表し、変形すると式(2.4.31)となる。ここで、 $P(W)$ は PV の実測値、 P_{MA} は P の移動平均した値、 n はデータ数で、30 分同時同量の概念を適応させ 30 分毎の移動平均で、 $n=1800$ とする。

$$P_{MA}(m) = \frac{1}{n} \{P(m) + P(m-1) + \dots + P(m-n+1)\} \quad (2.4.30)$$

$$P_{MA}(m) = P_{MA}(m-1) + \frac{1}{n} \{P(m) - P(m-n+1)\} \quad (2.4.31)$$

図 2-20 に、PV の実測データと平滑化した結果を示す。上下図とも、横軸に時間(hour)、縦軸に PV 出力(W)を示す。上図の青色実線は、2017 年 7 月 21 日の 1 秒毎に計測した PV の実測値であり、30 分毎の移動平均を用いて平滑化したデータを下図の青色実線で表している。計測結果では、午前 6 時頃から午後 7 時までの間で発電できており、昼間の日射量の高い時間帯では、最大で 800 W の発電となっている。

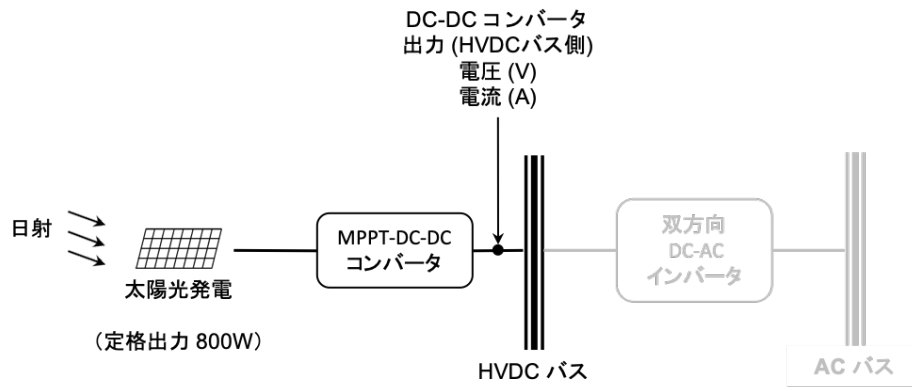


図 2-19 エミュレーションシステムによる PV 出力の計測

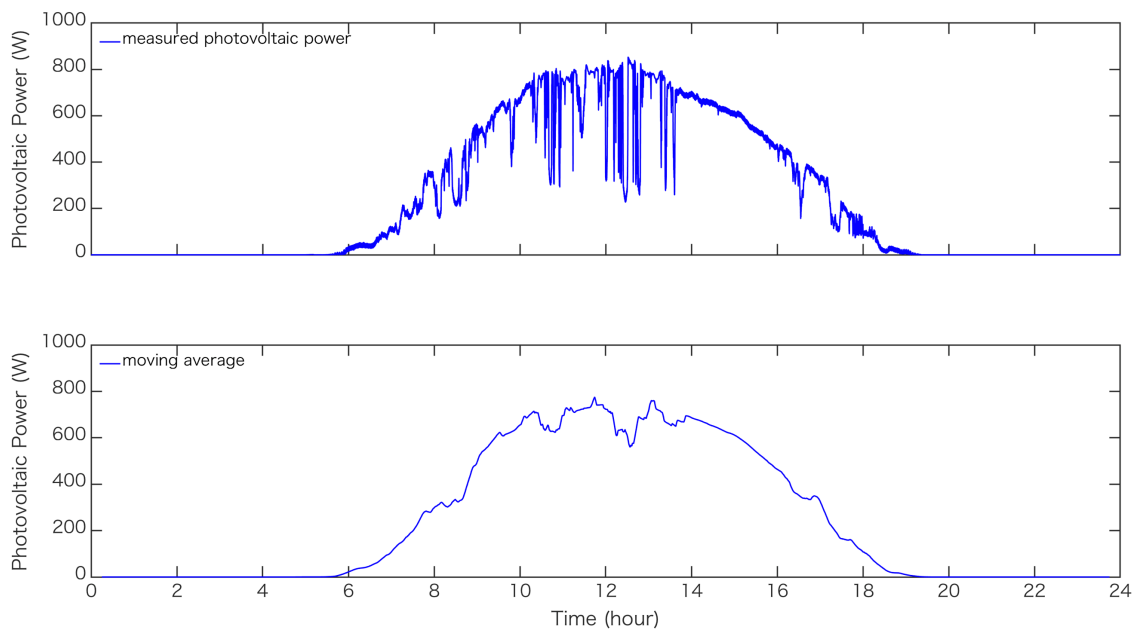


図 2-20 PV 出力の実測結果と移動平均処理 (2017 年 7 月 21 日)

2.4.7 制御モデル

図 2-21 は、EG の制御モデルである。モデルを式(2.4.32)に示す。制御モデルは、比例積分制御に周波数の速度調停率を加味したものである。ここで、 e_i は、EG の運用のための最適化から与えたデマンドと EG の出力との偏差、 K_p は比例ゲインおよび T_I は積分時定数である。 $\Delta\omega$ は系統周波数偏差、 K_f は速度調停率 (Droop)を示し、ここでは、図 2-22 に示した周波数偏差と調停率の関係のように $\pm 4\%$ とする。

$$u_i(t) = K_{p_i} \left(e_i(t) + \frac{1}{T_I} \int_0^t e_i(\tau) d\tau \right) + K_{f_i} \Delta\omega(t) \quad (2.4.32)$$

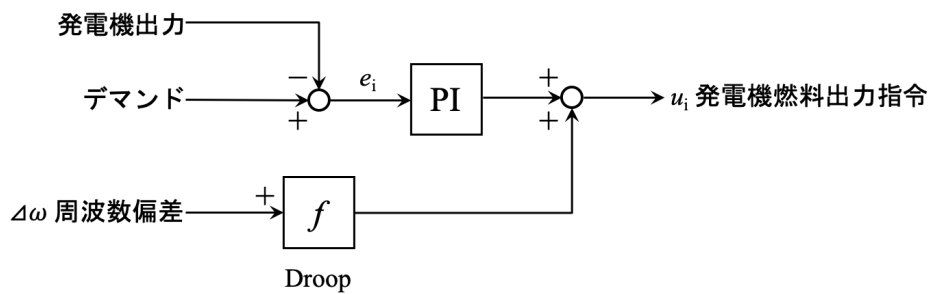


図 2-21 EG の制御モデル

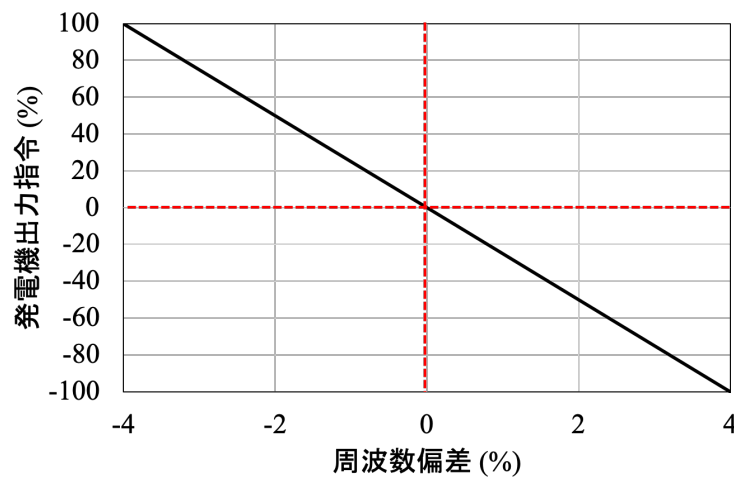


図 2-22 周波数偏差と調停率の関係

2.4.8 燃料モデル

図 2-23 は、EG の燃料モデルのブロック図であり、モデルを式(2.4.33)に示す。モデルは、単純な 1 次遅れ要素(系)である。ここで、 W_i は燃料流量であり、 i は EG の台数、 u_i は操作量として EG の燃料出力指令を表す。 T_1 は時定数である。

このモデルは、詳細な原理原則は除き、プラントの時間応答によく現れる波形であり、動特性を簡単且つ最小限に表し、実用性を重視したモデリングとしている。

$$W_i(s) = \frac{1}{1 + T_1 s} u_i(s) \quad (2.4.33)$$

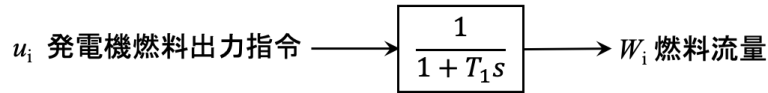


図 2-23 EG の燃料モデル

2.4.9 ガスタービン発電機モデル

図 2-24 は、ガスタービン発電機モデルのブロック図であり、モデルを式(2.4.34)に示す。モデルは、燃料モデル同様に単純な 1 次遅れ要素(系)である。ここで、 P_i は EG の出力であり、 i は EG の台数、 W_i は燃料流量を表す。 T_2 は時定数である。

$$P_i(s) = \frac{1}{1 + T_2 s} W_i(s) \quad (2.4.34)$$

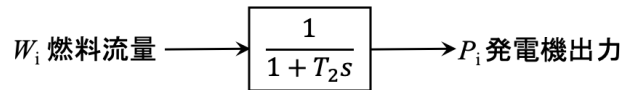


図 2-24 ガスタービン発電機モデル

2.4.10 系統周波数モデル

図 2-25 は、系統の周波数偏差を解析する系統周波数の変動特性モデルである⁽⁷⁴⁾。ここで、 $M(s)$ は系統の単位慣性定数、 ω (Hz)は系統周波数($\omega = 1.0 + \Delta\omega$)、 $P_i(W)$ は式(2.4.34)の EG 出力、 $P_{PV}(W)$ は PV の出力および $P_L(W)$ は院内の全負荷を表す。 $\Delta\omega$ は系統周波数偏差であり、負荷周波数特性係数を K_L で示す。単位慣性定数とは、発電機の回転子部分に蓄えられたエネルギーが定格負荷を供給できる時間のことであり、大型機械の場合は約 3 秒から 5 秒が定数とされている。

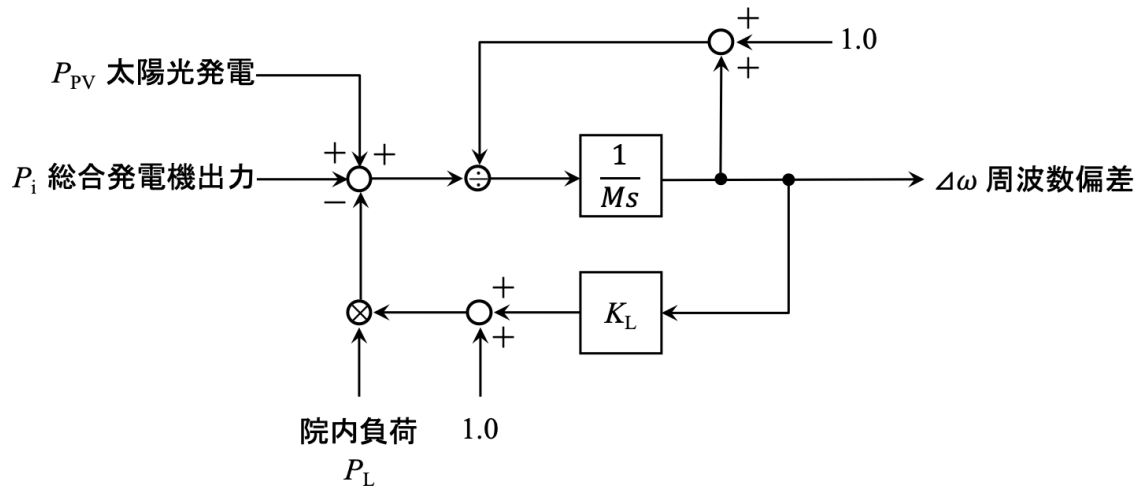


図 2-25 系統周波数の変動特性モデル

以下にモデル式を導く。まず、発電機のトルク τ を回転にかかる力 F (N) および回転体の半径 r (m) から $\tau = Fr$ (N・m) となり、動力 P (J/s) は回転体の円周の長さ (m)、 F (N) および回転数 n (s^{-1}) から $P = 2\pi r \cdot F n$ (N・m/s = J/s = W) で表すことができる。ここで、発電機のトルク τ 、動力 P および角速度 $\omega = 2\pi n$ (rad/s²) から $\omega\tau = P$ (J/s) と表すことができる。

次に、発電機の回転運動の運動方程式を慣性モーメント J (kg・m²) を用いて表すと、式(2.4.35)となる。

$$J \frac{d\omega}{dt} = \tau \quad (2.4.35)$$

両辺に ω をかけると式(2.4.36)となり, $0 \sim t_1$, すなわち静止状態から加速力 P を与えて定格角速度 ω_0 まで加速した場合の運動エネルギーを表した式が式(2.4.37)である。

$$J\omega \frac{d\omega}{dt} = \omega\tau = P \quad (2.4.36)$$

$$E = \int_0^{t_1} P dt = \int_0^{t_1} \left(J\omega \frac{d\omega}{dt} dt \right) = \int_0^{\omega_0} J\omega d\omega = \frac{1}{2} J\omega_0^2 \quad (2.4.37)$$

ω_0 で回転しているときの運動エネルギーを 2 倍したものを系統の単位慣性定数 M ($\text{W} \cdot \text{s}$)とすると式(2.4.38)で表すことができる。定格状態で表すと式(2.4.39)となる。

$$M = J\omega_0^2 \quad (2.4.38)$$

$$\frac{J\omega_0^2}{\omega_0} \cdot \frac{d\omega}{dt} = P \quad (2.4.39)$$

最後に, グリッド内としての電力を P とすると, 式(2.4.40)で表すことができ, 整理すると系統周波数モデルとして, 時間 t で微分すると周波数偏差を表す式(2.4.41)となる。

$$\frac{M}{\omega_0} \cdot \frac{d\omega}{dt} = P = \sum_i^n P_i(t) + P_{PV}(t) - P_L(t) \quad (2.4.40)$$

$$\Delta\omega(t) = \frac{1}{M} \cdot \omega \left(\sum_i^n P_i(t) + P_{PV}(t) - P_L(t) \right) \quad (2.4.41)$$

ここで, 負荷の電力変動を ΔP_L とすると, $\Delta\omega$ との関係は式(2.4.42)で表すことができ, 負荷周波数特性係数 K_L となる。院内の全負荷 P_L に対する基準負荷を L とすると, P_L は式(2.4.43)で表すことができる。

$$\frac{\Delta P_L}{\Delta\omega} = K_L \quad (2.4.42)$$

$$P_L = (1 + \Delta\omega K_L)L \quad (2.4.43)$$

系統のモデルは, 対象系統内のすべての回転機が同一の回転数で回転していることを仮定し, ここでの M は一般に系統に並列しているすべての発電機の単位慣性定数を系統容量(総需要)ベースに変換して合計した数値を用いる。

2.5 単独運転時の初期検討

病院が単独運転に到った場合、非常電源で平常時と同様の医療機能を継続しなければならない。しかし、現状の設備容量が不足している、長期の系統遮断では医療機能を維持できない病院が多い。そこで、院内電力グリッドの電力収支を試算し、現状設備の課題を抽出することで、災害に強い院内電力グリッドの構築に向けた最適な非常電源設備の見直しや検討ができるため医療スタッフは事前の対応が可能となる。

収支の試算には、準備した AC・DC 系統の電圧モデル、系統連系双方向 DC-AC インバータモデル、双方向 DC-DC コンバータモデルおよびバッテリー SOC モデルでグリッドを構築し実行する。院内の電力収支は、実負荷と非常電源設備がわかれば様々な規模の病院の電力収支を試算できる^{(75)~(79)}。

院内電力グリッドは、図 2-18 に示した非常電源に PV および BT の併用を想定する。対象には定格出力 1000 kVA の EG が備えられているが、有効電力を 800 kW とすると、最大負荷が 825 kW を超える 7 月に単独運転に到った場合は電力の供給不足が発生する。発電機の駆動期間は、燃焼の備蓄量から 3.4 日間程度である。そこで、対象において、系統の遮断から単独運転に到った場合の院内電力グリッド内の電力エネルギー収支を試算し、現状設備の課題を抽出する。

まず、対象の現状設備において単独運転時における不足電力量を計算する。次に、算出した不足電力量を補完できる BT 容量を備えた場合の単独運転時における院内電力エネルギー収支の試算から SOC の推移を計算し、最後に、PV を併用した場合の電力収支の試算について検討し、現状設備の課題を抽出する。

2.5.1 現状設備の課題

非常電源の運用は、発電機燃料の備蓄量から計算した 3.4 日間程度駆動することを想定し、2013 年 7 月 22 日 12 時から 26 日 22 時 36 分までの約 82.6 時間を単独運転期間とする。ここでは、BT を含む UPS および直流電源装置は正常稼働して最大出力状態であることを条件とし、EG の運用に絞り、院内全体への電力供給に着目する。

図 2-26 は、対象において、系統の遮断から単独運転に到った場合の院内電力グリッド内の非常電源の運用を表している。両図とも横軸は時間(hour)、縦軸は電力(kW)を表している。グラフ内の実線は図 2-2 に示した 2013 年 7 月 22 から 26 日の全実負荷データを表し、発電機からの電力供給を点線で示している。下図は、22 日の 12 時から 26 日の 22 時 36 分の期間での電力不足量を拡大した図である。

ここで、電力不足量を台形面積として計算する。実負荷のデータ点から EG 出力 800 kW を差し引いた値を上底および下底とし、時間(10 分)を高さとして解くと、合計 2,531 kWh の補完が必要であることがわかる。つまり、2,531 kWh 容量以上の非常電源設備を追加しなければ、現有機だけでは院内全体の電力を賄うことができない期間が発生し、災害拠点病院としての平常時の医療機能の継続が困難となる。

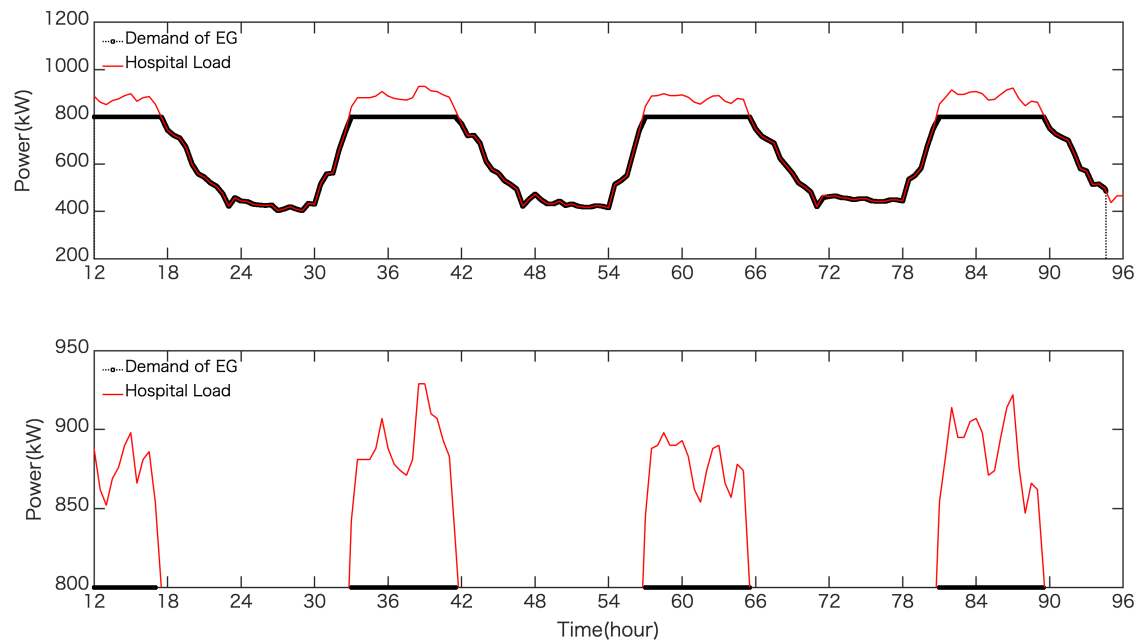


図 2-26 単独運転時における負荷電力不足量(2013 年 7 月 22 から 26 日)

2.5.2 バッテリ導入の初期検討

対象が単独運転に至った場合における電力不足を補完するために BT を設備したと想定した場合の、院内の電力収支を試算する。

電力不足を補完するために 2,531 kWh の BT を設置した場合の、単独運転時において院内の電力収支を試算し、SOC を予想推移する。なお、系統連系双方向 DC-AC インバータの変換効率 η_{DCAC} および双方向 DC-DC コンバータの変換効率 η_{DCDC} は 1.0 とし、BT の初期充電状態は 100 % とする。

図 2-27 は、試算結果である。上図は、電力不足の時間帯を表しており、横軸に時間(hour)、縦軸に電力(kW)を示す。下図は、BT の放電状態を表した 2,531 kWh 容量 BT の SOC の予想推移であり、横軸に時間(hour)、縦軸に SOC(%)を示す。12 時に系統遮断が発生したと同時に、EG では補完できない電力を BT から放電していることがわかる。SOC は、系統の単独運転 1 日目で 84.5 % まで低下しており、2 日目から 3 日目にかけては 84.5 % から 54.6 % となり、4 日目には 29.0 % の充電量で補完しなければならなくなり、系統が復旧した時には 0.39 % を示した。

このように、計算した不足電力を補完できる BT を追加することで平常時と同様の医療機能を継続できる。しかし、4 日目以降も系統遮断が続くと BT からの補完ができない。EG から BT への充電システムの設備も検討できるが、燃料消費量が増加する。また、単独運転中の EG のトラブルによる停止の可能性もある。次項では、不足電力量の補完および BT への充電システムとして PV の導入を想定した場合の、院内の電力収支を試算する。

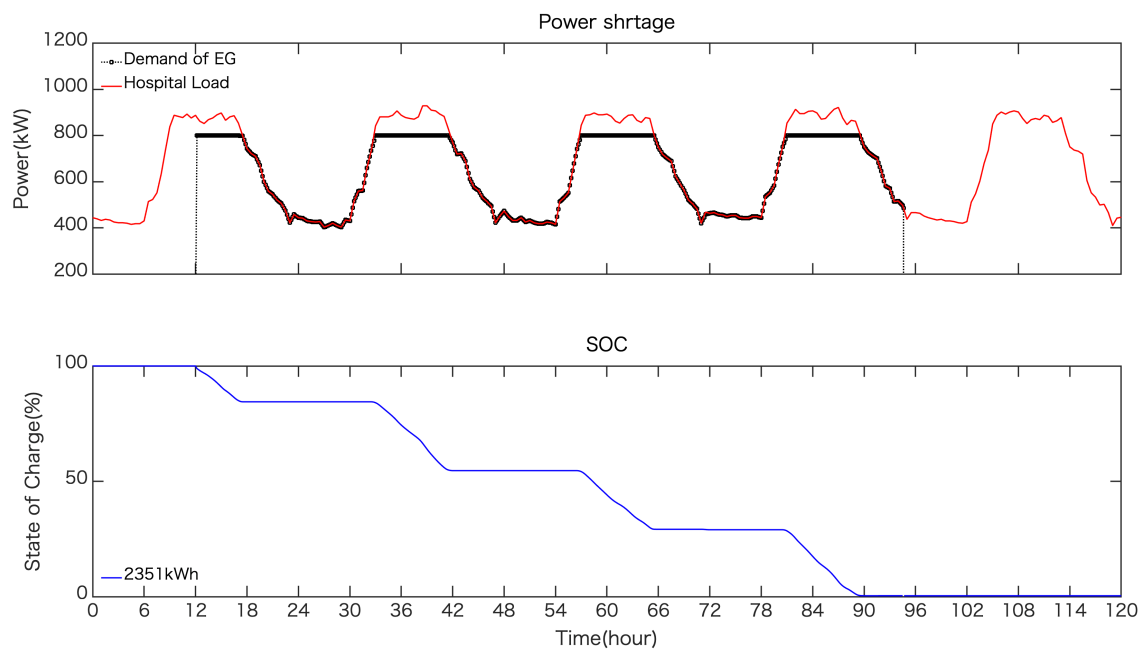


図 2-27 2,531 kWh 容量 BT の追加を想定した SOC の予想推移

2.5.3 太陽光発電システム導入の初期検討

対象の単独運転時における電力不足を補完するために BT を設備したと想定した場合の、院内の電力収支を試算し、SOC の上昇回復が可能な非常電源設備の追加を検討した。そこで、非常電源設備に PV および BT を導入した場合の、院内の電力収支を試算する。PV は、設置導入に必要な条件が少なく、設置可能な面積・場所が多いため設置する場所の広さに応じて自由に規模を決めることができる。病院では屋上や駐車場の屋根に設置している建物が多い⁽³³⁾。PV 発電量は日射量に起因するため、ここでは、曇りの日に得られた日射量の実測データを用いて SOC を予想推移する。

図 2-28 は、実測した日射量および日射量から換算した PV 発電量である。最段図は日射量の実測であり、横軸に時間(hour)、縦軸に日射量(W/m^2)を示す。2013 年 7 月 22 日から 26 日のデータ(a)を赤色の実線で、2013 年 7 月 27 日から 31 日のデータ(b)を青色の実線で示している。データ(a)は、曇りが続いた日の日射量であり、データ(b)は、曇りや雨の天気が続いた日の日射量である。

中段図および最下段図は、日射量の実測データ(a)および(b)を PV 発電量に換算したデータであり、横軸に時間(hour)、縦軸に発電量(kW)を示す。PV 発電量は、最段図に示した日射量の実測データを対象の契約電力 980 kW の 10 %および 20 %に換算した数値である。10 %および 20 %への換算は、対象に設置可能な太陽パネルの面積・場所を考慮している。中段図は、2013 年 7 月 22 日から 26 日の日射量の実測データ(a)を発電量に換算したデータであり、2013 年 7 月 27 日から 31 日の日射量のデータ(b)を換算したデータを最下図に示す。

図 2-29 に示した発電量を供給できる PV 発電システムおよび 2,531 kWh 容量 BT を対象に導入した場合の、院内の電力収支を試算し、SOC を予想推移する。なお、系統連系双方向 DC-AC インバータの変換効率 η_{DCAC} および双方向 DC-DC コンバータの変換効率 η_{DCDC} は 1.0 とし、BT の初期充電状態は 100 %とする。

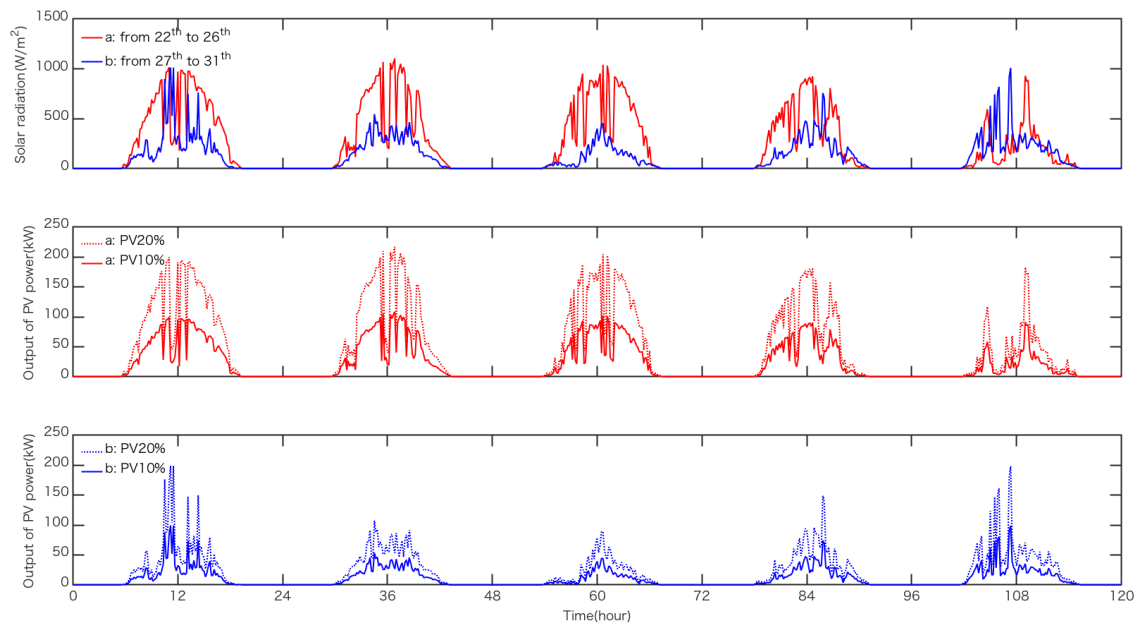


図 2-28 2013 年 7 月 22 日～26 日／27 日～31 日の日射量および換算した PV 出力変動

図 2-29 は、試算結果としての BT の放電状態を表した 2,531 kWh 容量 BT の SOC の予想推移である。横軸に時間(hour), 縦軸に SOC(%)を示す。グラフ内の青色実線は、データ(a)を 20%への PV 発電量に換算した値が供給発電量の場合の SOC の予想推移である。同様に、10%に換算した場合の SOC を青色破線、また、データ(b)については、20%に換算した場合の SOC を青色点線で示し、一点鎖線は 10%に換算した場合の SOC を表す。

結果、12 時に系統が単独運転に至ったと同時に、SOC が低下しているが、データ(a)の 20%換算の発電量では 100%まで上昇している。その後は 88.4%までの低下を示しながらも系統復旧後は 100%に回復している。一方、データ(b)の 20%換算の発電量では、単独運転 1 日目の 80.7%から 4 日目の 51.6%まで低下しているが、系統復旧後の PV からの充電で 77.6%まで上昇している。データ(a)の 10%換算の発電量も PV からの充電で 77.4%まで回復していることがわかる。データ(b)の 10%換算の発電量では、単独運転 1 日目の 74.9%から 4 日目の 18.3%まで低下しているが、系統復旧後は 31.3%まで回復している。

このように、既存の非常電源設備に PV と BT を併用することで、4 日目以降も系統の単独運転が続いても EG で賄えない電力は PV と BT で電力供給できる。しかし、日射量に大きく左右される PV だけでは、気象条件が不安定なため、平常時と同様の医療機能を継続することが難しいため、出来る限り EG の燃料消費量を削減して長期間運用できる最適な方法を検討しなければならない。また、BT の設置にはコストもかかるため、必要負荷に対して活用する最低限の容量を見出す必要がある。

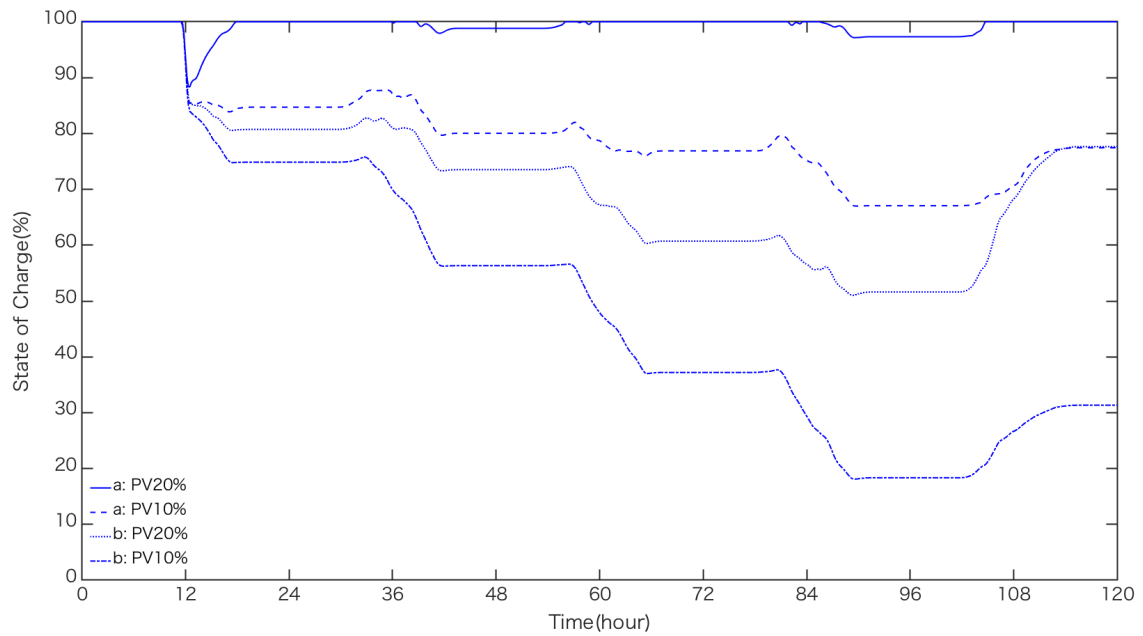


図 2-29 EG および PV システムの併用を想定した場合の SOC の予想推移

2.6 あとがき

本章では、災害拠点病院である長崎県島原病院を対象に、院内電力グリッドの特性を示し、グリッドを構成する系統と機器のモデル化を図った。また、院内電力グリッドの周波数変動を解析するためのプラントモデルおよび制御モデルを準備した。以下に、本章のまとめを示す。

- (1) 対象の院内電力グリッドについて、実負荷の特性および単独運転時における非常電源の運用を明らかにした。また、院内電力グリッドの特性を模擬するために、構築したエミュレーションシステムを用いて単独運転時における系統の電圧電流特性を示した。
- (2) 院内電力グリッドにおいて非常電源を構成する系統と機器の要素の定常動作の機能を定式化し、単独運転時における院内電力グリッドのエネルギーマネジメントに用いる事に重点を置いたモデルを準備した。
- (3) 院内電力グリッドの周波数変動を解析するためのプラントモデルおよび制御モデルとして、動特性を簡単且つ最小限に表した実用性を重視したモデルを準備した。
- (4) 院内電力グリッドのエネルギーマネジメントの最適化のための改善に活用するBTによる平滑化モデルを準備した。
- (5) 対象の非常電源設備にPVおよびBTを導入した場合の院内電力グリッドを想定し、初期検討として、単独運転時における院内の電力収支を試算することで備蓄燃料に依存する非常電源の運用計画や要求される設備規模について全実負荷を用いて検討した。

第3章 数理計画法を用いた院内電力グリッドの最適運用

3.1 まえがき

2016年4月14日に発生した最大マグニチュード7.3の九州南西部の大地震では、前震により大規模な停止が発生し、多くの病院では医療機能の継続が困難となった。内閣府による被害状況の発表では、系統の復旧まで7日間程度費やした地域があると報告している⁽⁴⁶⁾。そのため、長期にわたる系統の異常時に備え、石油事業者と72時間以内の優先的な非常用発電機 EG(Emergency Generator)の燃料補給を契約している病院もあるが、物流の断絶により燃料の補給を受けることができず事業継続そのもののできない施設がほとんどであった⁽⁸⁰⁾。

これを基に、厚生労働省が全国の病院に向けて策定・実施した防災業務計画には、EGおよび燃料の確保等に努めること、と言及している⁽⁸¹⁾。このような背景のもと、病院は系統の復旧までEGの運転を継続させて出来る限り長く電力供給するための最適な運用による燃料消費の最少化を切望している⁽⁸²⁾⁽⁸³⁾。EGを用いて出来る限り長期間の電力供給を実現させるためには、燃料消費の最少化を含んだ最適な院内電力グリッドの構築とその最適運用が要求される。既存の非常電源に太陽光発電 PV(Photovoltaic)およびバッテリー BT(Battery)を併用した分散型電源にすることで、単独運転時に発生する不足電力量を補完でき、平常時と同様の医療機能が継続できる。しかし同時に、EGの発電によって燃料貯蓄量が減量されることは明らかであり、運用制限が必然的に発生する。

近年、マイクログリッドにおける分散型電源の最適運用について、数理計画法を用いたEMSに関する研究が活発に行われている⁽⁸⁴⁾⁻⁽⁸⁷⁾。このように、単独運転時の電力グリッドにおける分散型電源の最適化が行われているが、EGの継続運転に関する燃料問題については、まだまだ議論の余地が残されている。

本章では、非常電源設備に PV の導入を想定し、EG と PV の組み合わせにおいて、燃料消費量を最少化するための線形計画法および二次計画法を用いた分散電源の最適な運用方法を提案し、計算速度と精度を比較することで適用範囲を検討する。

まず、天候に左右される PV から電力供給を得られない場合を考慮して、EG を小容量化し、複数台で電源を分散し、安定した電力を供給するための EG の組み合わせについて述べる。

次に、市販されている定格出力の異なる EG の発電出力に対する燃料消費率の性能を参考に、燃料特性を回帰モデルで近似し、モデルパラメータを抽出することで、数理計画法で燃料消費の最少化問題を解くために用いる目的関数および制約条件を示す。

最後に、最適化の計算条件として解析対象とする院内の実負荷および PV データを示し、線形計画法および二次計画法を用いて燃料消費の最少化に向けた運用を解析し、燃料消費量から運用の改善率について述べる。

3.2 分散電源

3.2.1 発電容量に対する燃料特性

対象の非常電源は、定格出力 1000 kVA の EG 1 台のみで運用している。従来の EG には運転の下制限があるため、負荷が低い場合、EG と PV の出力バランスが成立しない可能性がある。そのため、EG を小容量化し、複数台で電源を分散し、安定した電力を供給する必要がある。また、分散した EG の出力の合計値は、曇りや雨の天気が続くことによって PV から電力供給を得られない場合を考慮して、従来の 1000 kVA を保障できるようにする。

そこで、市販されている EGの中から複数台を選定し、燃料消費量を最少化するための分散電源による最適な運用方法をシミュレーション解析する。選定する EG は、250 kVA、300 kVA、400 kVA、500 kVA、625 kVA および 750 kVA の定格出力をもつ 6 台である。対象の全負荷を保障するためにも合算した定格出力が 1000 kVA になるように EG を組み合わせる。

表 3-1 に、EG の組み合わせを示す。組み合わせは EG の導入台数で Case 1 から Case 4 に区分する。Case 1 は、対象の現運用設備である 1000kVA 1 台のみである。Case 2 では導入台数を 2 台とし、組み合わせを 500 kVA 2 台および 250 kVA 1 台と 750 kVA 1 台による運用とする。Case 3 では、500 kVA 1 台と 250 kVA 2 台および 400 kVA 1 台と 300 kVA 2 台の組み合わせで合計 3 台の EG を導入する。Case 4 は、250 kVA のみの機種を 4 台導入することで最適な運用を検討する。

図 3-1 は、選定した EG の性能曲線である。横軸は EG 出力(kW)を表し、縦軸に燃料消費率(g/kW・h)を示す。グラフ内の実線は、定格出力で分けた各 EG の性能曲線を表しており、シアンは 250 kVA、マゼンタは 300 kVA、黄色は 400 kVA、緑色は 500 kVA、青色は 625 kVA および赤色は 750 kVA である。対象の現有機を示した黒色の 1000 kVA は、図 2-15 の性能曲線と同じである。EG の燃料特性として、低燃料での高発電出力が可能であることがわかる。一方では、低発電出力の場合は燃料消費が高くなる。このことから、院内の負荷に対して、複数台での高発電出力とすることで燃料消費が削減できる。

表 3-1 EG の組み合わせ

	導入 台数	250kVA	300kVA	400kVA	500kVA	625kVA	750kVA	1000kVA
Case 1	1							1
Case 2	2				2			
		1					1	
Case 3	3	2			1			
			2	1				
Case 4	4	4						

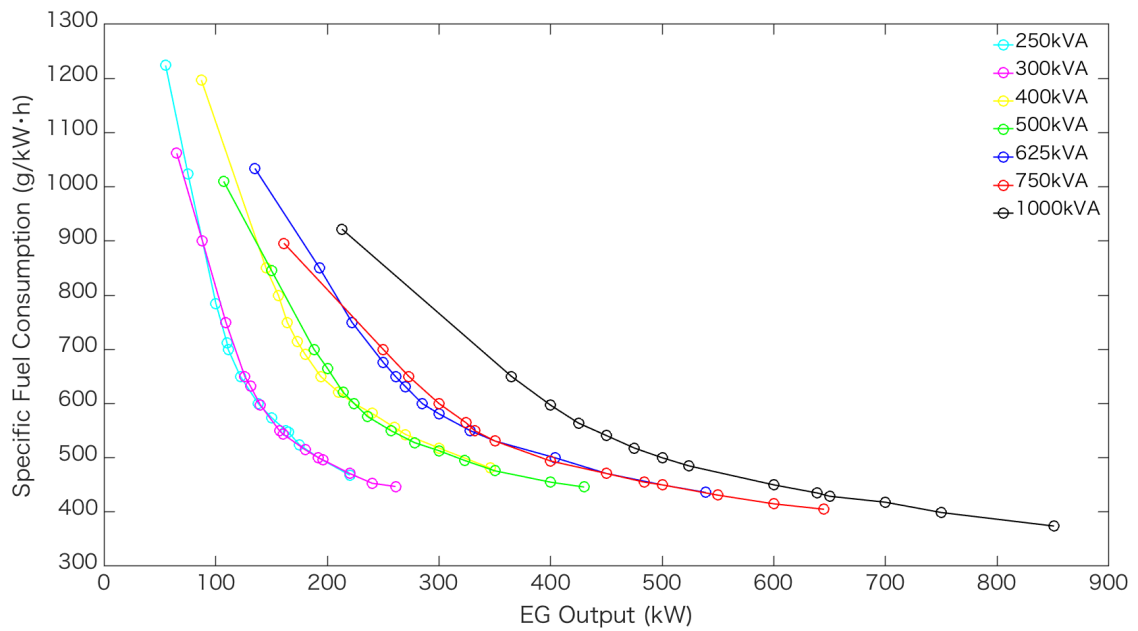


図 3-1 EG の出力に対する燃料消費率を表した性能曲線

3.2.2 回帰モデルによる近似

図 3-1 に示した定格出力の異なる EG の燃料特性をもとに，発電出力に対する燃料流量特性を表し，回帰分析による線形および二次回帰モデルで近似する。

式(3.2.1)は，燃料流量 $Fuel\ Flow$ (kg/h)の計算式である。 EG_{output} (kW)は EG の発電出力量を表し， SFC (Specific Fuel Consumption)は燃料消費率(g/kW・h)である。

図 3-2 および図 3-3 は，図 3-1 のデータを用いて式(3.2.1)から計算した定格出力の異なる各 EG の燃料流量特性である。横軸は EG 出力(kW)を表し，縦軸は燃料流量(kg/h)を示す。赤色*印が，計算した EG 出力に対する燃料流量の設計値である。この設計値を基に，最小二乗法を用いて線形近似および二次近似し，線形計画法および二次計画法に用いる EG の燃料特性を示す回帰モデルとする。

$$Fuel\ Flow = EG_{output} \cdot \frac{SFC}{1000} \quad (3.2.1)$$

式(3.2.1)は，線形回帰モデル式を表し，二次回帰モデル式を式(3.2.2)に示す。 W_{Li} は，線形計画法に用いる燃料特性を表す関数であり，二次計画法には W_{Qi} を使用する。ここで， P_{Gi} は EG 出力(kW)である。

図 3-2 の青色実線は，最小二乗法を用いて式(3.2.1)で線形近似した結果である。同様に，図 3-3 の青色実線は式(3.2.2)で二次近似した結果である。各回帰モデルに用いたパラメータ a_i ， b_i および c_i を表 3-2 に示す。

$$W_{Li} = a_{Li} P_{Gi} + b_{Li} \quad (3.2.2)$$

$$W_{Qi} = a_{Qi} P_{Gi}^2 + b_{Qi} P_{Gi} + c_{Qi} \quad (3.2.3)$$

線形計画法および二次計画法による燃料消費量の最少化は，各 EG の燃料流量特性として回帰モデルにパラメータを与えて計算する。

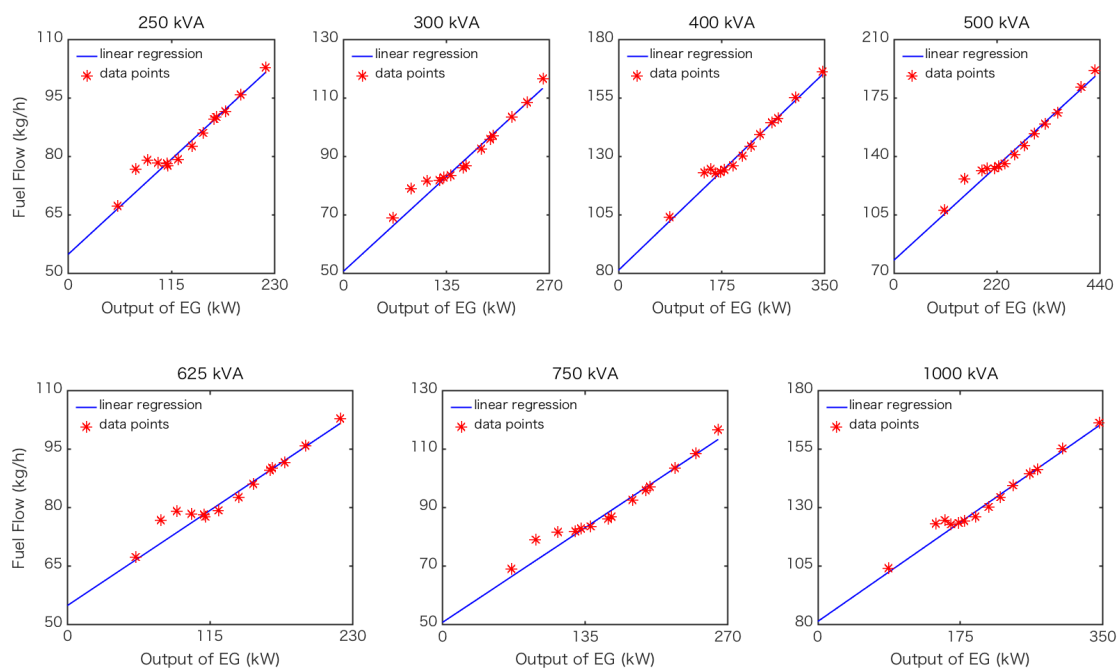


図 3-2 EG の燃料流量特性を表した線形回帰モデルによる近似

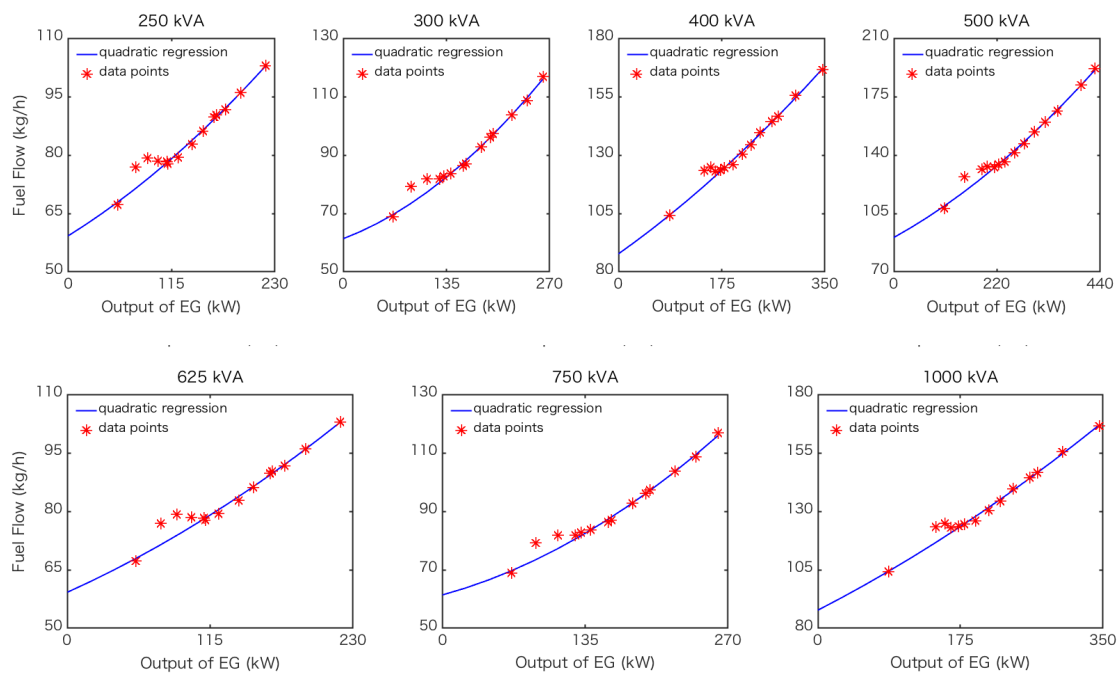


図 3-3 EG の燃料流量特性を表した二次回帰モデルによる近似

表 3-2 回帰モデルのパラメータ

EG の定格出力	数理計画法	a_i	b_i	c_i
250 kVA	線形 W_{Li}	0.213	54.898	—
	二次 W_{Qi}	0.000251	0.143	59.260
300 kVA	線形 W_{Li}	0.240	50.735	—
	二次 W_{Qi}	0.000421	0.0991	61.409
400 kVA	線形 W_{Li}	0.243	81.344	—
	二次 W_{Qi}	0.000145	0.179	87.727
500 kVA	線形 W_{Li}	0.257	77.845	—
	二次 W_{Qi}	0.000183	0.155	90.617
625 kVA	線形 W_{Li}	0.235	106.453	—
	二次 W_{Qi}	0.0000813	0.178	115.462
750 kVA	線形 W_{Li}	0.241	104.202	—
	二次 W_{Qi}	0.0000439	0.204	111.001
1000 kVA	線形 W_{Li}	0.191	156.032	—
	二次 W_{Qi}	0.00000204	0.189	156.574

3.3 数理計画法における最適化条件

3.3.1 目的関数と制約条件

数理計画法を用いてEGの燃料消費量を最少化するために、EGの最適なエネルギーバランスをMathWorks社が開発している数値解析ソフトウェアMATLAB®の*linprog*関数を用いてシミュレーション解析する。ここでは、線形計画法および二次計画法の目的関数と制約条件について述べる。

式(3.2.4)は、線形計画法の目的関数 f_L であり、最少化するEGの燃料消費量(kg)を示す。 W_{Li} (kg/h)は、式(3.2.2)に示した燃料流量を表し、 n はEGの台数である。

$$\min_P f_L = \sum_{i=1}^n W_{Li} \quad (3.2.4)$$

同様に、式(3.2.5)に二次計画法の目的関数 f_Q を示す。 W_{Qi} (kg/h)は、式(3.2.3)に示した燃料流量を表す。

$$\min_P f_Q = \sum_{i=1}^n W_{Qi} \quad (3.2.5)$$

ここで、式(3.2.6)は、 n 台のEGの合計発電量 P (kW)である。 $pf(\%)$ は力率である。ここでは、対象の力率 $pf=0.8$ を定数とする。

$$P = \sum_{i=1}^n P_{Gi} \cdot pf \quad (3.2.6)$$

式(3.2.7)および式(3.2.8)は制約関数である。最大EG出力 P_{\max} は、定格出力、最小EG出力 P_{\min} は下限運転の制約により P_{\max} の30%とする。

$$W_i > 0 \quad (3.2.7)$$

$$P_{min} \leq P_{Gi} \cdot pf \leq P_{max} \quad , \quad i = 1 \sim n \quad (3.2.8)$$

EGには、下限運転の制約があるため、数理計画法で燃料消費量の最少化問題を解く際には、この下限運転の制約を考慮しなければならない。通常、EGの下限出力は、定格出力の30 %となっている。

式(3.2.9)は、EGの出力 P_{Gi} (kW)の運用範囲である。EGが停止状態から運用を開始すると、定常運転に到達するまでに時間がかかる。そのため、EGが停止状態から運転を開始した場合、30 分後の出力の上限を、定格出力の30 %に達するような制約条件とする。式(3.2.10)に始動時から30 分後までのEG出力の運用範囲を示す。

$$0.3 \cdot Rated \leq P_{Gi} \cdot pf \leq Rated \quad (3.2.9)$$

$$P_{Gi} \cdot pf = 0.3 \cdot Rated \quad (3.2.10)$$

力率 $pf=0.8$ より、合計発電量 1000 kVA に対して 800 kW が最大となる。従って、院内負荷に対して EG 出力の不足が発生するため、BT で補完する。

3.3.2 計算条件

表 3-1 に示した EG の組み合わせに PV の導入を想定し、燃料消費量を最少化するための数理計画法を用いた分散電源の最適な運用方法をシミュレーション解析する。ここでは、自然災害が原因で 1 週間の系統遮断が発生した事例を参考に、7 日間の院内負荷に対しての燃料消費量の最少化について検証し、評価する。

曇りや雨の日の天候では、太陽からの日射を雲が遮るため、一時的に日射量が低下することで瞬間的に PV 出力が落ちる時間帯がある。このような PV 出力の急激な変動が EG 出力に影響を及ぼし、供給電力が不安定になる。そこで、PV の出力値を式(2.4.31)に示した BT による平滑化モデルを用いて平滑化し、実測値との差を BT で吸収することで、日射量の急激な変動による PV 出力を安定させる。

図 3-4 は、解析条件となる対象の全実負荷、PV データおよび全実負荷から PV データを差し引いた負荷である。上段図は、対象の全実負荷であり、横軸は時間(Day)、縦軸は使用電力(kW)を示す。データは、図 2-4 に示した 2013 年 7 月に最大使用電力量 929 kW を示した 7 月 23 日を含む 22 日から 28 日までの 7 日間の全実負荷である。○印は 30 分毎に計測した負荷であり、黒色実線は 30 分毎データを 1 秒毎に線形補間したデータである。

中段図は、PV データであり、横軸は時間(Day)、縦軸は発電量(kW)を示す。グラフ内データは、2017 年 7 月 2 日から 8 日までの 7 日間の PV 出力の実測データを移動平均した値である。梅雨時である 7 月初旬の曇りや雨の日の天候が続いた 1 週間のデータを用いることにする。グラフ内の青色実線は、1 秒毎に記録した PV 出力を 30 分毎に移動平均したデータである。このデータを、対象の契約電力 980 kW の 20%である定格出力 196 kW の PV に換算した値が青色点線である。20 %換算は、対象に設置可能な太陽パネルの面積・場所を考慮している。

下段図は、全実負荷から中段図の青色点線で示した PV 出力を差し引いたデータである。データは、PV 導入後の院内負荷を意味し、式(3.2.11)で表すことができる。

$$Demand = Hospital\ Load - P_{MA} \quad (3.2.11)$$

ここで、 $Demand$ (kW)はPV 導入後の負荷、 $Hospital Load$ (kW)は対象の全実負荷、 P_{MA} は、式(2.4.31)に示した PV 出力の移動平均値である。

このように、EG の需要は、全実負荷から PV 出力を差し引いた値であることを示しているため、数理計画法によるシミュレーション解析では、式(3.2.11)で示す $Demand$ を EG へのデマンド出力として計算する。

PV 導入後の負荷は、日の出始める 6 時頃から PV からの電力供給が始まり、10 時から 17 時までの間、PV 導入前と比べ、最大 100 kW ほどの差があることがわかる。18 時頃からは日が沈み、PV による電力供給が行えないため、夜間の負荷は PV 導入前と変わらない。

院内負荷が 800 kW を超え、且つ雨や曇りの天気で PV 発電量が確保できない場合は、BT 容量を表す BT で補完する。式(3.2.12)は、 BT で補完する出力 (kW)を表している。

$$BT = Demand - 800 \quad (3.2.12)$$

等式制約として、式(3.2.13)に示したように、PV 出力 P_{MA} 、各 EG の出力 P_{Gi} および BT 出力 (kW)の和は、院内負荷 $Hospital Load$ に等しい。

$$Hospital Load - P_{MA} - \sum_{i=1}^n P_{Gi} - BT = 0 \quad (3.2.13)$$

ここで、EG から BT への充電は、燃料消費の原因となるため行わない。

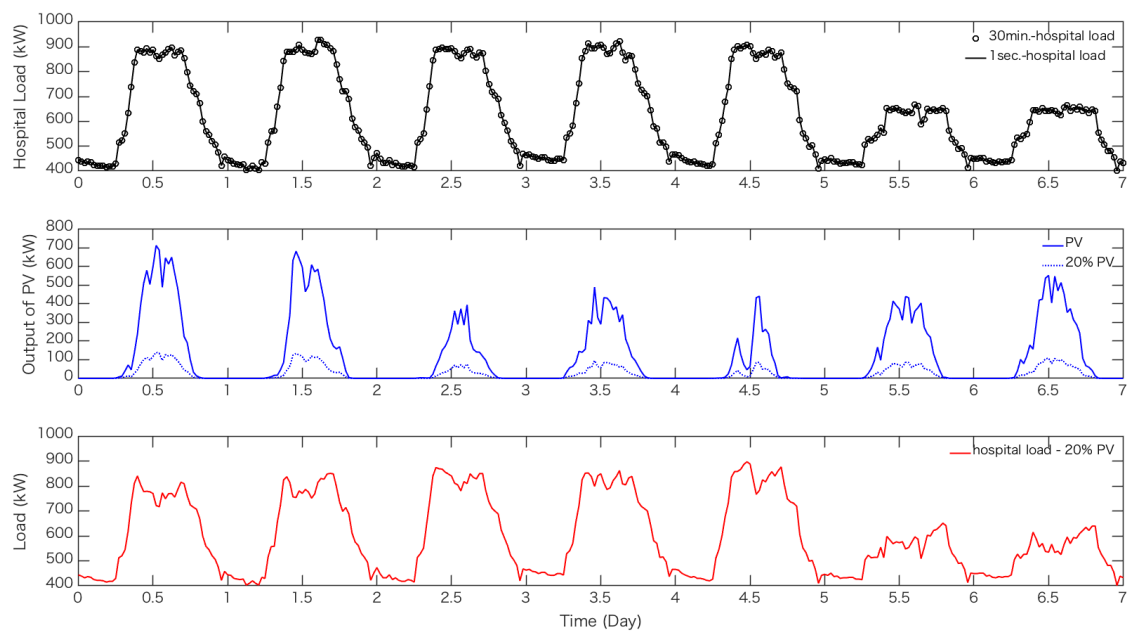


図 3-4 計算条件とした 7 日間の院内実負荷および PV データ

3.4 数理計画法による最適化

3.4.1 線形計画法

図 3-5 から図 3-10 に、線形計画法を用いた単独運転時における EG の燃料消費量の最少化に向けた最適運用のシミュレーション解析の結果を示す^{(88)~(90)}。対象の非常電源設備に契約電力 960 kW の 20 %を定格とした PV の導入を想定している。

Case 1 の結果を図 3-5、Case 2 の結果を図 3-6 および図 3-7、Case 3 の結果を図 3-8 および図 3-9 に示し、図 3-10 には Case 4 の結果をそれぞれ表す。

図 3-5 は、対象の現有機である定格出力 1000 kVA の EG 1 台のみでの運用解析の結果である。横軸を時間(Day)、縦軸は最上段から負荷(kW)、EG の出力(kW)、燃料流量(kg/h)および BT の出力(kW)を示す。グラフの最上段は、図 3-4 に示した、解析条件となる対象の全実負荷である。図中の○印は 30 分毎に計測した負荷であり、黒色実線は 30 分毎データを 1 秒毎に線形補間したデータを表す。2 段目は、定格出力 1000 kVA の EG 1 台からの発電出力(kW)である。3 段目は、発電に使用した燃料流量(kg/h)である。最下段には、BT で補完した放電電力(kW)を示す。デマンドに対して EG が不足している電力を BT が補完している。結果として、総消費燃料は 45602.0 kg であった。

図 3-6 は、定格出力 500 kVA の EG 2 台と PV との組み合わせによる運用解析の結果である。横軸を時間(Day)、縦軸は最上段から負荷(kW)、EG の出力(kW)および燃料流量(kg/h)を示す。グラフの最上段は、図 3-4 に示した、解析条件となる対象の全実負荷、PV データおよび全実負荷から PV データを差し引いた負荷である。図中の○印は 30 分毎に計測した負荷であり、黒色実線は 30 分毎データを 1 秒毎に線形補間したデータを表し、全実負荷から PV データを差し引いた負荷を赤色実線で示している。2 段目は、定格出力 500 kVA の EG 2 台からの各発電出力(kW)であり、発電に使用した燃料流量(kg/h)を最下段に示す。1 台の EG は、夜間に 300 kW 程度を出力し、昼間のピークには常に最大出力 400 kW 出力運用している。他方の EG 1 台については、夜間は下限出力に近い 100 kW で運用しており、昼間は最大出力 400 kW に達している時間帯がある。低負荷となる最後の 2 日間は、100 kW から 200 kW の範囲で出力が変動している。結果、燃料消費量は 51752.0 kg であった。

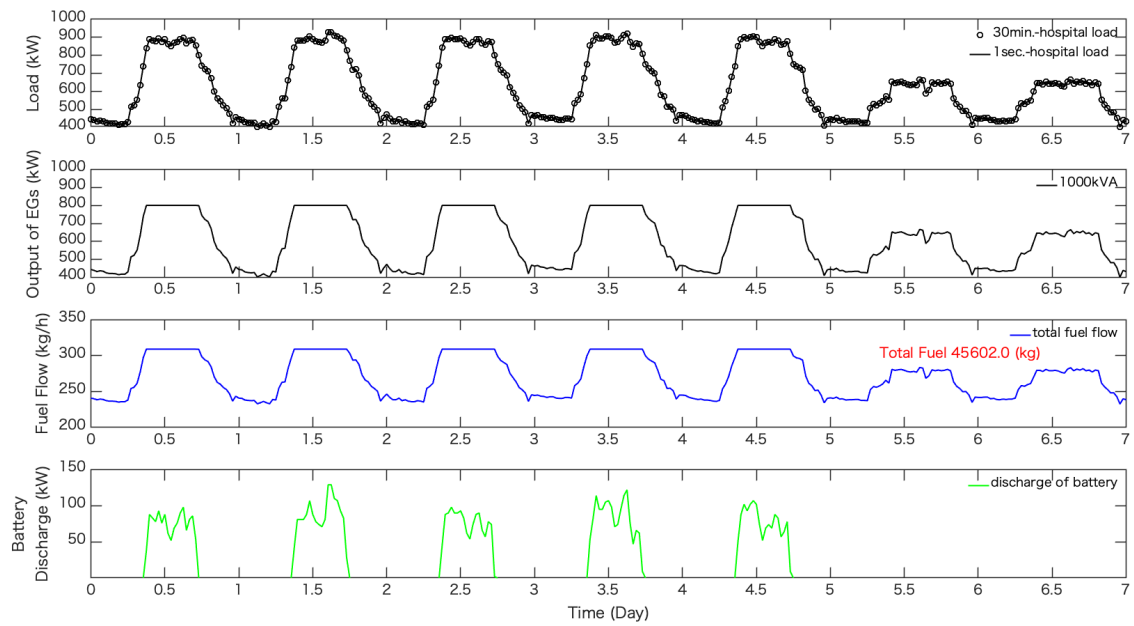


図 3-5 Case 1 におけるシミュレーション解析の結果
(現有機 1000 kVA 1 台)

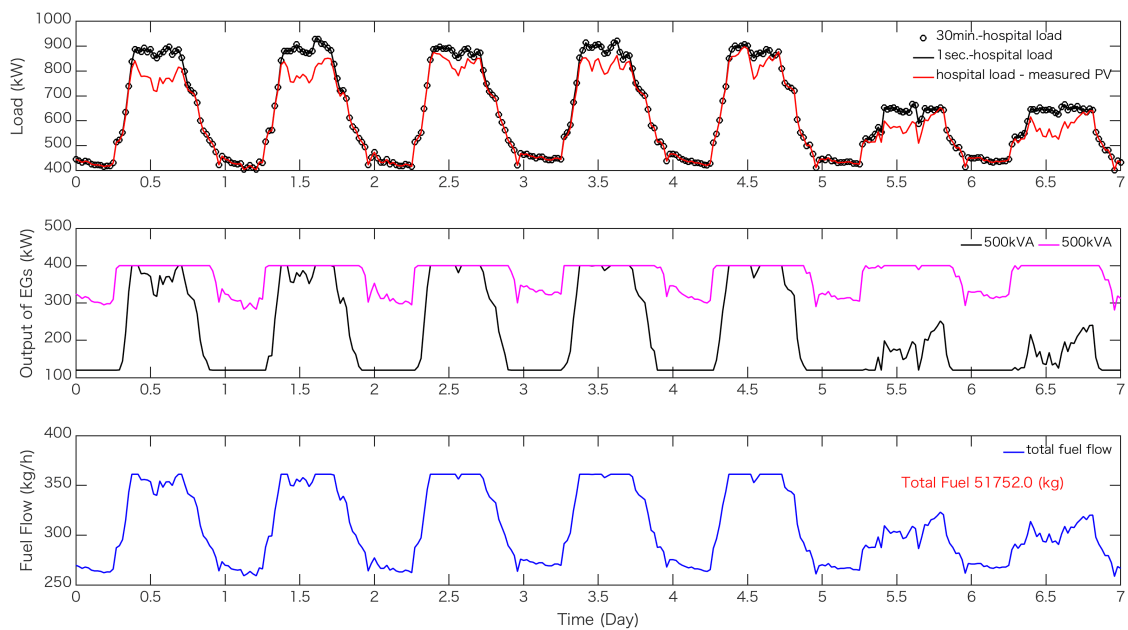


図 3-6 Case 2 におけるシミュレーション解析の結果
(500 kVA 2 台および PV システムの導入)

図 3-7 は、定格出力 750 kVA の EG 1 台および定格出力 250 kVA の EG 1 台と PV との組み合わせによる運用解析の結果である。横軸を時間(Day), 縦軸は最上段から負荷(kW), EG の出力(kW)および燃料流量(kg/h)を示す。グラフの最上段は、図 3-6 と同様である。2 段目は、定格出力 750 kVA の EG および定格出力 250 kVA からの各発電出力(kW)であり、発電に使用した燃料流量(kg/h)を最下段に示す。

定格出力 750 kVA の EG は、夜間に 400 kW 程度出力し、昼間のピークには 500 kW から最大出力 600 kW の範囲を 7 日間出力している。一方、定格出力 250 kVA の EG については、夜間は停止しており、昼間のピーク時に最大出力 200 kW を維持運用していることがわかる。結果、燃料消費量は 44908.2 kg であった。

図 3-8 は、定格出力 500 kVA の EG 1 台および定格出力 250 kVA の EG 2 台と PV との組み合わせによる運用解析の結果である。横軸を時間(Day), 縦軸は最上段から負荷(kW), EG の出力(kW)および燃料流量(kg/h)を示す。グラフの最上段は、図 3-6 と同様である。2 段目は、定格出力 500 kVA の EG および定格出力 250 kVA の EG 2 台からの各発電出力(kW)であり、発電に使用した燃料流量(kg/h)を最下段に示す。

定格出力 500 kVA の EG は、夜間に 200 kW 程度出力し、昼間のピークには最大出力の 400 kW に達している。一方、定格出力 250 kVA 2 台については、一方の EG は最大出力 200 kW を 7 日間の連続運用しており、他方の EG は昼間のピーク時に最大出力 200 kW を出力し夜間は停止している。結果、燃料消費量は 49593.3 kg であった。

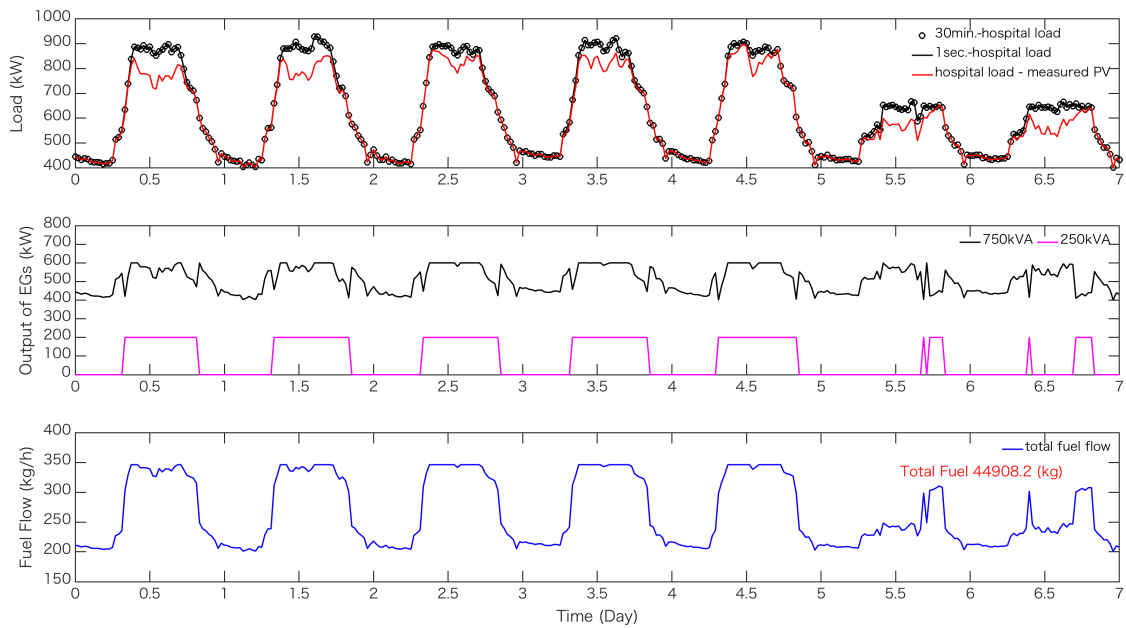


図 3-7 Case 2 におけるシミュレーション解析の結果
(750 kVA 1 台, 250 kVA 1 台および PV システムの導入)

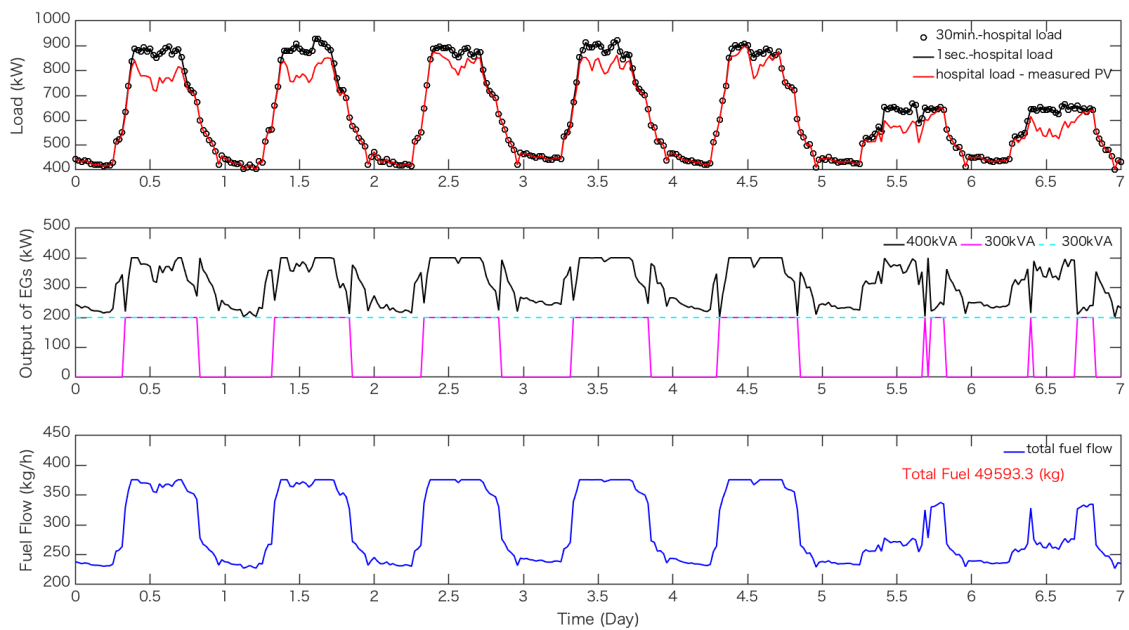


図 3-8 Case 3 におけるシミュレーション解析の結果
(500 kVA 1 台, 250 kVA 2 台および PV システムの導入)

図 3-9 は、定格出力 400 kVA の EG 1 台および定格出力 300 kVA の EG 2 台と PV との組み合わせによる運用解析の結果である。横軸を時間(Day), 縦軸は最上段から負荷(kW), EG の出力(kW)および燃料流量(kg/h)を示す。グラフの最上段は、図 3-6 と同様である。2 段目は、EG 3 台の総発電出力(kW)であり、発電に使用した燃料流量(kg/h)を最下段に示す。

定格出力 400 kVA の EG は、夜間は停止し、昼間のピークに最大出力の 320 kW に達している。一方、定格出力 300 kVA 2 台については、一方の EG は最大出力 240 kW を 7 日間連続運用しており、他方の EG は夜間に 180 kW から 200 kW の範囲を出力し、朝と夕方に一旦停止する。昼間のピーク時には再度運用し始め、最大出力 200 kW を出力する。結果、燃料消費量は 48741.8 kg であった。

図 3-10 は、定格出力 250 kVA の EG 4 台と PV との組み合わせによる運用解析の結果である。横軸を時間(Day), 縦軸は最上段から負荷(kW), EG の出力(kW)および燃料流量(kg/h)を示す。グラフの最上段は、図 3-6 と同様である。2 段目は、EG 4 台の総発電出力(kW)であり、発電に使用した燃料流量(kg/h)を最下段に示す。

黒色実線で示した 1 台目の EG は、夜間は停止し、昼間のピークに最大出力の 200 kW に達している。マゼンタ実線で表した 2 台目の EG は、夜間に 60 kW から最大出力 200 kW の範囲を出力する運用である。シアン実線の 3 台目の EG は、夜間に 150 kW から最大出力 200 kW の範囲を出力する運用であり、最大出力 200 kW を 7 日間連続運用している 4 台目の EG が赤色実線である。結果、燃料消費量は 52655.1 kg であった。

線形計画法を用いた単独運転時における EG の燃料消費量の最少化に向けた最適運用のシミュレーション解析の結果として、PV を全負荷の 20 %で導入した場合、Case 2 の定格出力 750 kW の EG 1 台、定格出力 250 kW の EG 1 台と PV との組み合わせによる運用が最も燃料消費量を最少化できることがわかった。結果、対象の現有機である定格出力 1000 kVA による運用での燃料消費量 45602.0 kg に対し、分散型電源による運用では燃料消費量は 44908.2 kg となり、693.8 kg の削減値を得た。

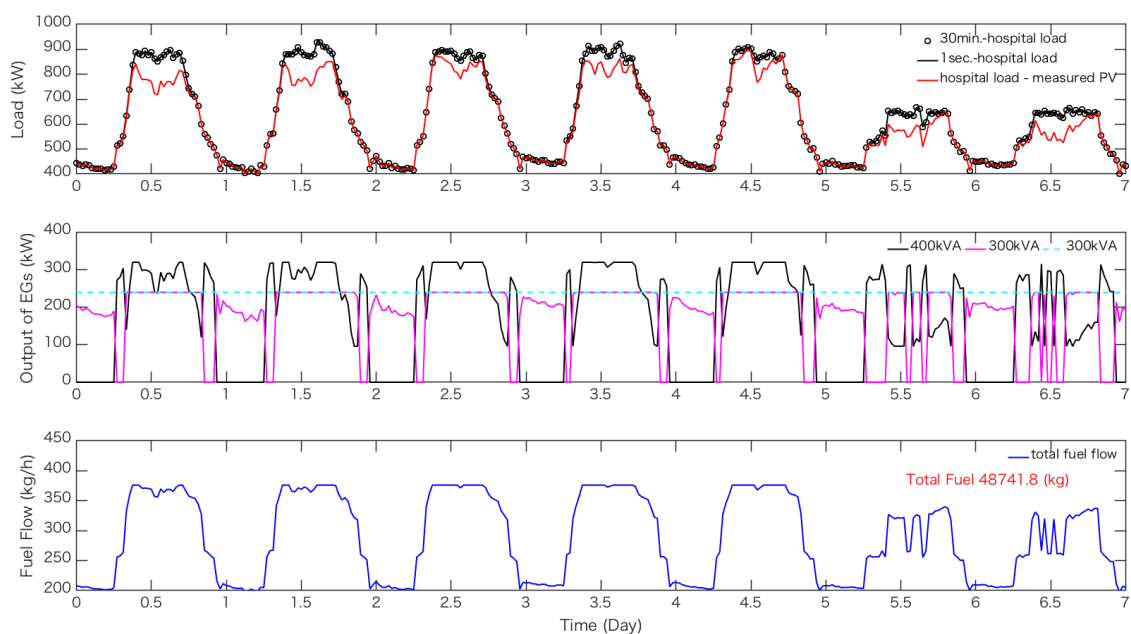


図 3-9 Case 3 におけるシミュレーション解析の結果
(400 kVA 1 台, 300 kVA 2 台および PV システムの導入)

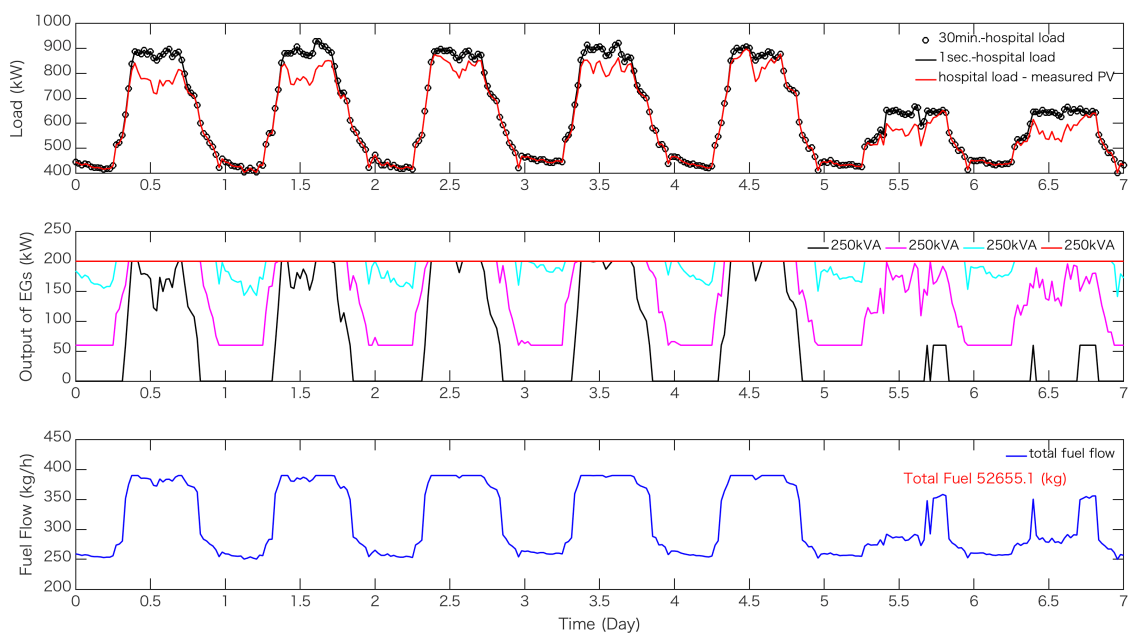


図 3-10 Case 4 におけるシミュレーション解析の結果
(250 kVA 4 台および PV システムの導入)

3.4.2 二次計画法

図 3-11 から図 3-16 に、二次計画法を用いた単独運転時における EG の燃料消費量の最少化に向けた最適運用のシミュレーション解析の結果を示す^{(91)~(93)}。線形計画法を用いた解析と同様に、対象の非常電源設備に契約電力 960 kW の 20%を定格とした PV の導入を想定している。

Case 1 の結果を図 3-11、Case 2 の結果を図 3-12 および図 3-13、Case 3 の結果を図 3-14 および図 3-15 に示し、図 3-16 には Case 4 の結果をそれぞれ表す。

図 3-11 は、対象の現有機である定格出力 1000 kVA の EG 1 台のみでの運用解析の結果である。横軸を時間(Day)、縦軸は最上段から負荷(kW)、EG の出力(kW)、燃料流量(kg/h)および BT の出力(kW)を示す。グラフの最上段は、図 3-4 に示した、解析条件となる対象の全実負荷である。図中の○印は 30 分毎に計測した負荷であり、黒色実線は 30 分毎データを 1 秒毎に線形補間したデータを表す。○印は 30 分毎に計測した負荷であり、黒色実線は 30 分毎データを 1 秒毎に線形補間したデータを表す。2 段目は、定格出力 1000 kVA の EG 1 台からの発電出力(kW)である。3 段目は、発電に使用した燃料流量(kg/h)である。最下段には、BT で補完した放電電力(kW)を示す。線形計画法を用いた解析と同様に、デマンドに対して EG が不足している電力を BT が補完している。結果として、総消費燃料は 45601.6 kg であった。

図 3-12 は、定格出力 500 kVA の EG 2 台と PV との組み合わせによる運用解析の結果である。横軸を時間(Day)、縦軸は最上段から負荷(kW)、EG の出力(kW)および燃料流量(kg/h)を示す。グラフの最上段は、図 3-4 に示した、解析条件となる対象の全実負荷、PV データおよび全実負荷から PV データを差し引いた負荷である。図中の○印は 30 分毎に計測した負荷であり、黒色実線は 30 分毎データを 1 秒毎に線形補間したデータを表し、全実負荷から PV データを差し引いた負荷を赤色実線で示している。2 段目は、定格出力 500 kVA の EG 2 台からの各発電出力(kW)であり、発電に使用した燃料流量(kg/h)を最下段に示す。2 台の EG は同様の運用を示した。夜間に 200 kW 程度を出力し、昼間のピークには最大出力 400 kW 出力している。結果、燃料消費量は 51632.0 kg であった。

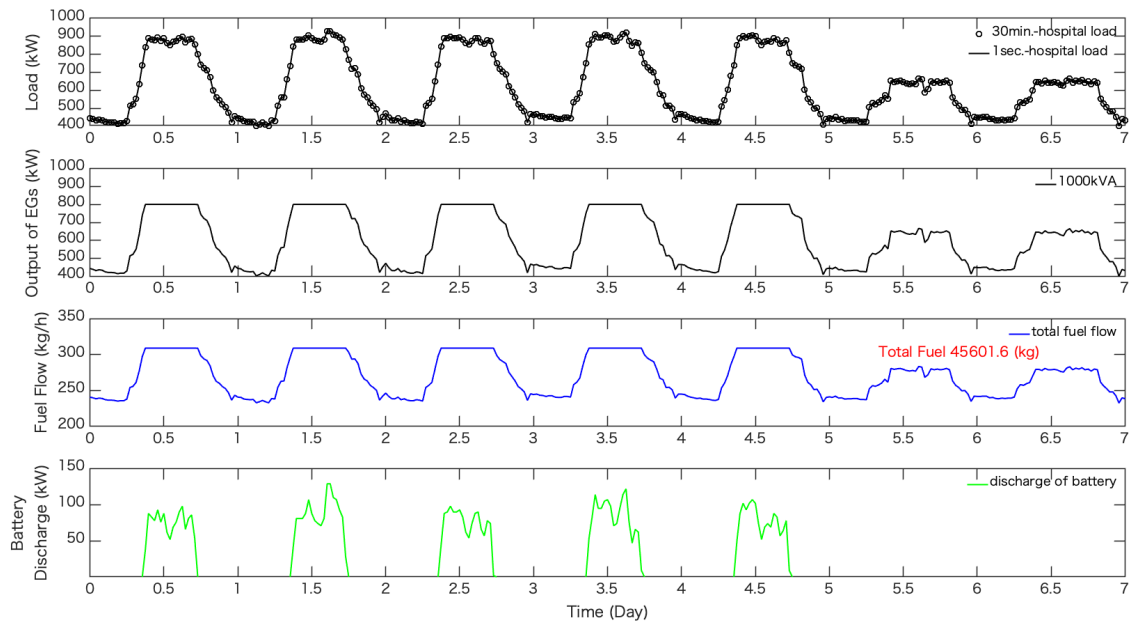


図 3-11 Case 1 におけるシミュレーション解析の結果
(現有機 1000 kVA 1 台)

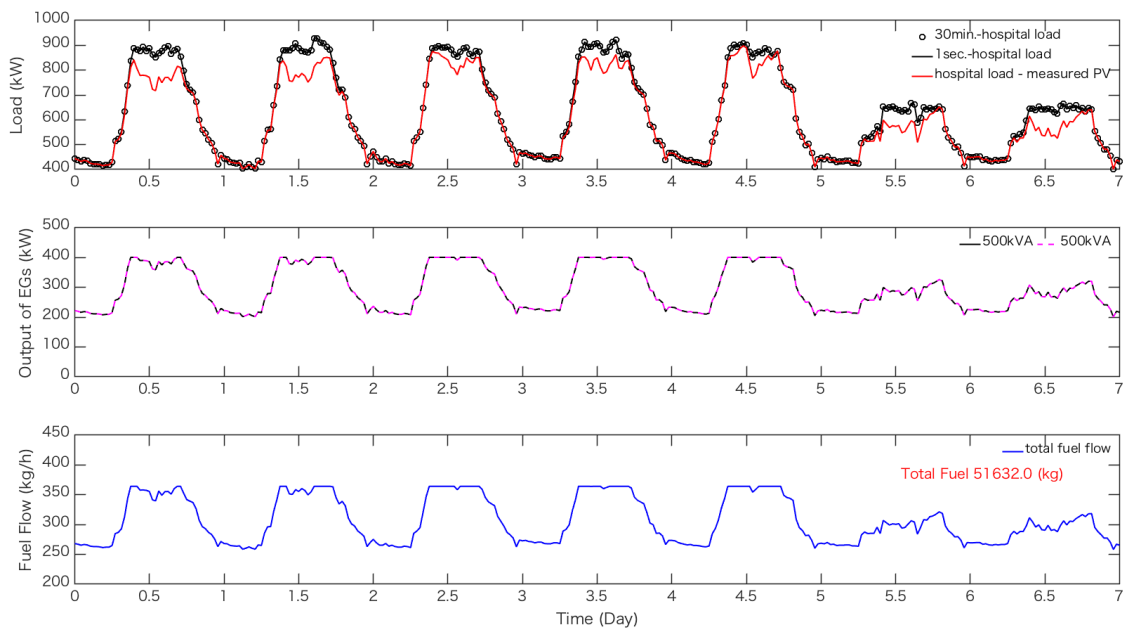


図 3-12 Case 2 におけるシミュレーション解析の結果
(500 kVA 2 台および PV システムの導入)

図 3-13 は、定格出力 750 kVA の EG 1 台および定格出力 250 kVA の EG 1 台と PV との組み合わせによる運用解析の結果である。横軸を時間(Day), 縦軸は最上段から負荷(kW), EG の出力(kW)および燃料流量(kg/h)を示す。グラフの最上段は, 図 3-12 と同様である。2 段目は, 定格出力 750 kVA の EG 1 台および定格出力 250 kVA の EG 1 台の各発電出力(kW)であり, 発電に使用した燃料流量(kg/h)を最下段に示す。

結果, 線形計画法による最適化運用と同様の結果を示し, 燃料消費量は 44909.0 kg であった。

図 3-14 は, 定格出力 500 kVA の EG 1 台および定格出力 250 kVA の EG 2 台と PV との組み合わせによる運用解析の結果である。横軸を時間(Day), 縦軸は最上段から負荷(kW), EG の出力(kW)および燃料流量(kg/h)を示す。グラフの最上段は, 図 3-12 と同様である。2 段目は, 定格出力 500 kVA の EG 1 台および定格出力 250 kVA の EG 2 台の各発電出力(kW)であり, 発電に使用した燃料流量(kg/h)を最下段に示す。

結果, 線形計画法による最適化結果と同等な運用を示したが, 定格出力 500 kVA の EG による夜間の運用が 10 kW 程度高く出力される時間帯がある。その代替えとして昼間に最大出力 200 kW で連続運用している EG 出力に夜間の低下がみられる。結果, 燃料消費量は 49648.4 kg であった。

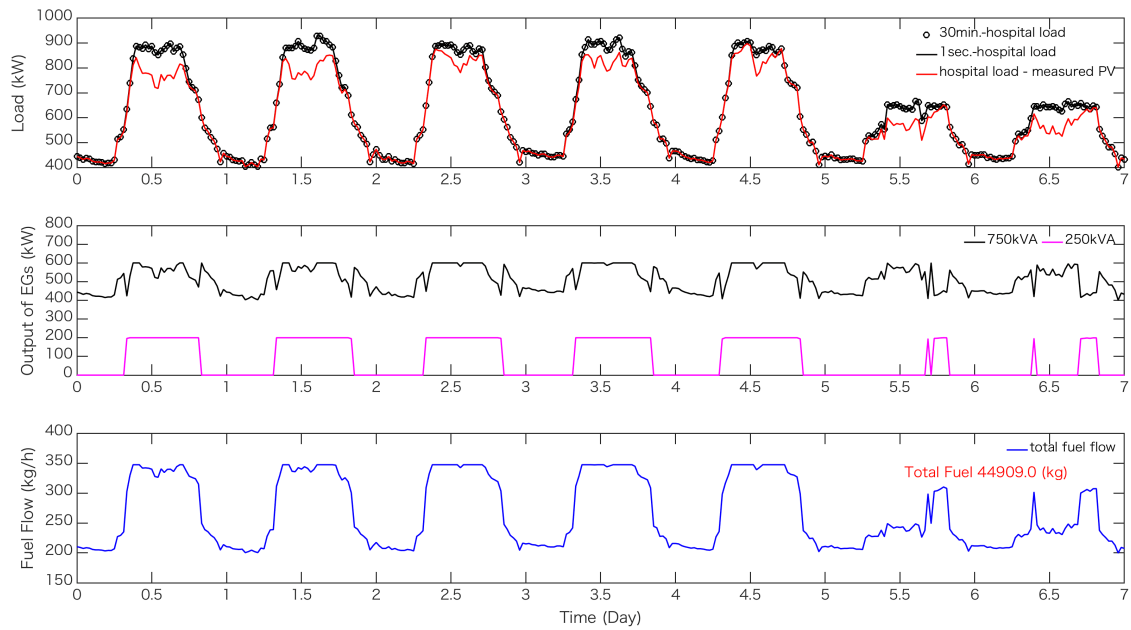


図 3-13 Case 2 におけるシミュレーション解析の結果
(750 kVA 1 台, 250 kVA 1 台および PV システムの導入)

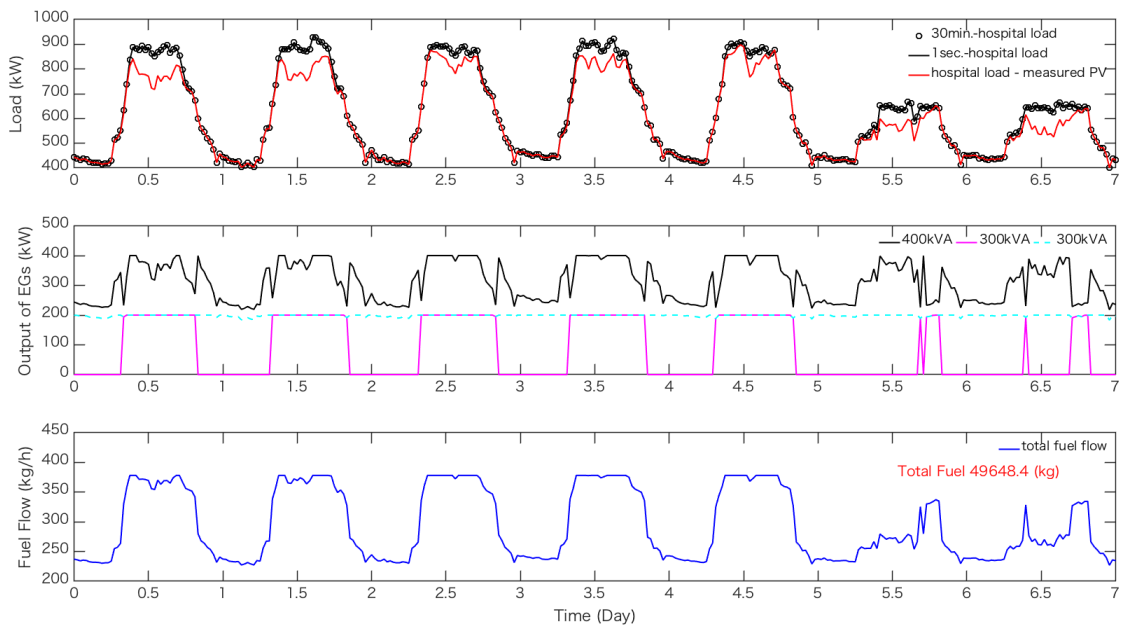


図 3-14 Case 3 におけるシミュレーション解析の結果
(500 kVA 1 台, 250 kVA 2 台および PV システムの導入)

図 3-15 は、定格出力 400 kVA の EG 1 台および定格出力 300 kVA の EG 2 台と PV との組み合わせによる運用解析の結果である。横軸を時間(Day), 縦軸は最上段から負荷(kW), EG の出力(kW)および燃料流量(kg/h)を示す。グラフの最上段は、図 3-12 と同様である。2 段目は、EG 3 台の総発電出力(kW)であり、発電に使用した燃料流量(kg/h)を最下段に示す。

定格出力 400 kVA の EG は、夜間は停止し、昼間のピークに最大出力 320 kW を維持運用している時間帯がある。一方、定格出力 300 kVA 2 台については、一方の EG は 180 kW から最大出力 240 kW の範囲で 7 日間連続運用しており、他方の EG は夜間に 220 kW 程度で運用し、朝と夕方に一旦停止する。昼間のピーク時には再度運用し始め、一方の EG と同様に 180 kW から最大出力 240 kW の範囲で 7 日間連続運用する。結果、燃料消費量は 50229.4 kg であった。

図 3-16 は、定格出力 250 kVA の EG 4 台と PV との組み合わせによる運用解析の結果である。横軸を時間(Day), 縦軸は最上段から負荷(kW), EG の出力(kW)および燃料流量(kg/h)を示す。グラフの最上段は、図 3-12 と同様である。2 段目は、定格出力 250 kVA の EG 4 台の各発電出力(kW)であり、発電に使用した燃料流量(kg/h)を最下段に示す。

3 台の EG は、夜間に 150 kW から最大出力 200 kW の範囲を出力する同様の運用である。1 台の EG は、夜間は停止し、昼間のピークに最大出力の 200 kW に達している。低負荷の 2 日間については、夕方まで停止している。結果、燃料消費量は 52631.4 kg であった。

二次計画法を用いた単独運転時における EG の燃料消費量の最少化に向けた最適運用のシミュレーション解析の結果として、PV を全負荷の 20 %で導入した場合、Case 2 の定格出力 750 kW の EG 1 台および定格出力 250 kW の EG 1 台と PV との組み合わせによる運用が最も燃料消費量を最少化できることがわかった。結果、対象の現有機である定格出力 1000 kVA による運用での燃料消費量 45601.6 kg に対し、分散型電源による運用では燃料消費量は 44909.0 kg となり、692.6 kg の削減値を得た。

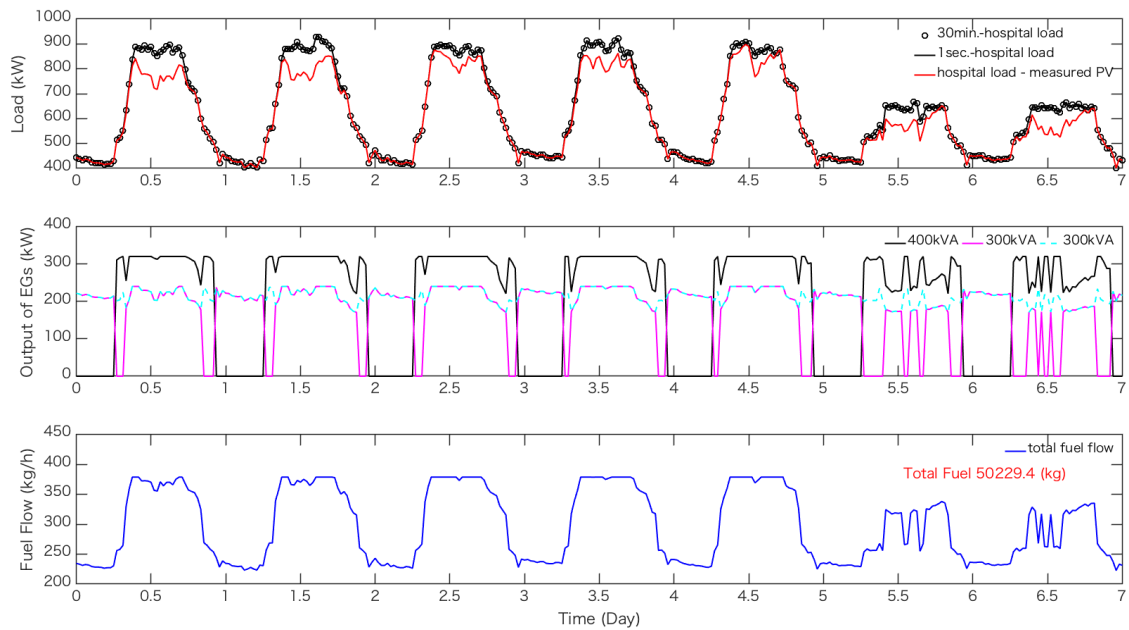


図 3-15 Case 3 におけるシミュレーション解析の結果
(400 kVA 1 台, 300 kVA 2 台および PV システムの導入)

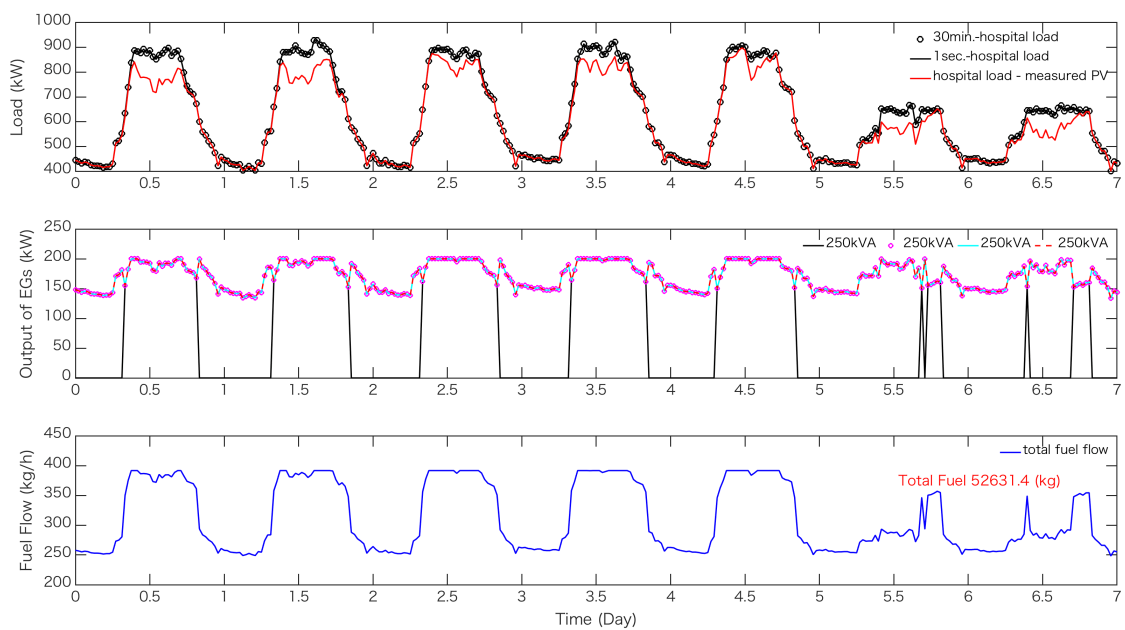


図 3-16 Case 4 におけるシミュレーション解析の結果
(250 kVA 4 台および PV システムの導入)

3.5 線形計画法と二次計画の比較

表 3-3 は、線形計画法および二次計画法による EG の燃料消費量の最少化に向けた解析結果をまとめた表である。

結果より、PV を全負荷の 20 %で導入した場合、定格出力 750 kW の EG 1 台および定格出力 250 kW の EG 1 台の組み合わせによる分散型電源の運用が最も燃料消費量を最少化でき、線形計画法、二次計画法のどちらでも燃料消費量の削減を実現できることがわかった。また、2 つの手法において、対象の現有機である定格出力 1000 kVA による運用での燃料消費量と比較すると 690 kg 程度を削減でき、1.5 %の改善率を得ることがわかった。よって、不安定な天気が続く場合でも、分散型電源として小容量の EG 複数台と PV を組み合わせた需要の最適な運用に有用である。また、遺伝的機械学習 GA(Genetic Algorithm)を活用した EG の最適運用解析も有用であることを確認している (94)~(97)。

解析結果より、線形計画法および二次計画法での燃料消費量に大きな差はなく、アルゴリズムの計算速度も同程度であった。なお、シミュレーション解析は、クアッドコアプロセッサ: 2.9 GHz Intel Core i7, メモリ: 16 GB の性能をもつ macOS High Sierra Ver. 10.13.6 に MATLAB® R2018a をインストールした環境で実行した。

表 3-3 線形計画法と二次計画法による燃料消費量の比較

Case	EG の定格出力 ／導入台数	線形計画法 燃料消費量 (kg)	二次計画法 燃料消費量 (kg)
1	1000 kVA／1 台	45602.0	45601.6
2	500 kVA／2 台	51752.0	51632.0
	750 kVA／1 台	44908.2	44909.0
	250 kVA／1 台		
3	500 kVA／1 台	49593.3	49648.4
	250 kVA／2 台		
	400 kVA／1 台	48741.8	50229.4
	300 kVA／2 台		
4	250 kVA／4 台	52655.1	52631.4

3.6 あとがき

本章では、対象の非常電源設備に PV の導入を想定し、EG と PV の組み合わせにおいて、燃料消費量を最少化するための線形計画法および二次計画法を用いた分散電源の最適な運用方法を提案し、精度を比較することで適用範囲を検討した。結果を以下にまとめると。

- (1) 市販されている定格出力の異なる EG の発電出力に対する燃料消費率の性能を参考に、燃料特性を回帰モデルで近似し、モデルパラメータを示した。
- (2) 燃料特性の回帰モデルを用いて、数理計画法で燃料消費の最少化問題を解くための目的関数および制約条件を示した。
- (3) PV を全負荷の 20 %で導入した場合、定格出力 750 kW の EG 1 台および定格出力 250 kW の EG 1 台の組み合わせによる運用が燃料消費量を最少化できることがわかった。
- (4) PV を導入することによって、対象の現有機である定格出力 1000 kVA による運用での燃料消費量と比較して 690 kg 程度を削減でき、1.5 %の改善率を得た。
- (5) 解析結果より、線形計画法と二次計画法での燃料消費量に大きな差はなく、アルゴリズムの計算速度も同程度であった。
- (6) 不安定な天気が続く場合、分散型電源として、小容量の EG 複数台と PV を組み合わせた需要の最適な運用に有用である。

第4章 ディープラーニングによる院内負荷の予測

4.1 まえがき

院内電力グリッドの非常電源に太陽光発電 PV(Photovoltaic)と非常用発電機 EG(Emergency Generator)を併用した場合、院内の電力収支に与える影響は無視できず、曇りや雨の天気による PV の大きな出力変動に合わせた EG のガバナ機構による周波数制御の過剰動作が懸念される。PV の出力変動を予測し、需給運用により周波数変動を抑制する方法では、天候の変動も大きいため高い予測率を上げることは難しく、稀頻度の大きな出力変動の予測はさらに難易度が上がる。

一方で、院内の実負荷特性には、入院患者の需要から1日の負荷の最適水準であるベースロードが継続的に発生している。平日の日中は外来患者が増えるため負荷が上昇する。日中の負荷の上昇には、その日の気象変化による人の行動パターンが起因しているため、気象情報から病院のような一定の負荷パターンを解析することで負荷予測でき、安定した出力制御が可能である。

近年、ディープラーニングを活用した負荷予測に関する研究が盛んに行われているが、予測精度の向上や計算時間などに課題が残っており、解決には入力条件の改善が必要である^{(98)~(100)}。本章では、気象庁が発表する気象データを用いてディープラーニングによる学習を行い、院内負荷を予測するモデルを提案する。まず、対象の所在地域の気象データおよび院内実負荷を入出力情報としたディープラーニングの構造での学習による予測精度を評価する⁽¹⁰¹⁾⁽¹⁰²⁾。次に、予測精度の向上を図るべく、10分前(前回値)の気象データおよび院内実負荷データを入出力情報としたディープラーニングの構造での学習による予測精度を評価する。最後に、EG へのデマンド制御への負荷予測モデルの適応方法について述べる。

4.2 学習に用いる入出力情報

図 4-1 および図 4-2 は、対象の所在地域の気象情報である。データは、気象庁で 10 分毎に収録されている 2013 年 4 月 1 日から 30 日までの 1 ヶ月間および 2013 年 7 月 1 日から 31 日までの 1 ヶ月間における降水量(mm)、気温($^{\circ}\text{C}$)、平均風速(m/s)および日照時間(分)の推移である⁽¹⁰³⁾。観測地点は、緯度: 北緯 $32^{\circ}45.6'$ 、経度: 東経 $130^{\circ}21.7'$ 、標高 14m である。

両図とも最上段は、時刻(分)の推移を示し、1 日を 10 分から 1440 分、10 分刻みで表している。最上段から 2 段目は、曜日を示し、日曜日祝日を 1、月曜日を 2、火曜日を 3 と続き、土曜日を 7 として表している。3 段目は降水量(mm)を示し、気温($^{\circ}\text{C}$)を 4 段目に表し、5 段目は平均風速(m/s)である。そして、最下図は日照時間(分)を表している。日照時間は、10 分間にどれだけの時間日が出ていたか分単位で表している。

図 2-3 および図 2-4 で示した院内全負荷の調査結果から、季節によって負荷の差はあるが、ある程度の法則に従って消費電力は推移することがわかった。そこで、院内の全実負荷を目標データとし、気象情報を入力データとすることで院内の負荷予測のためのディープラーニングによる学習を行う。

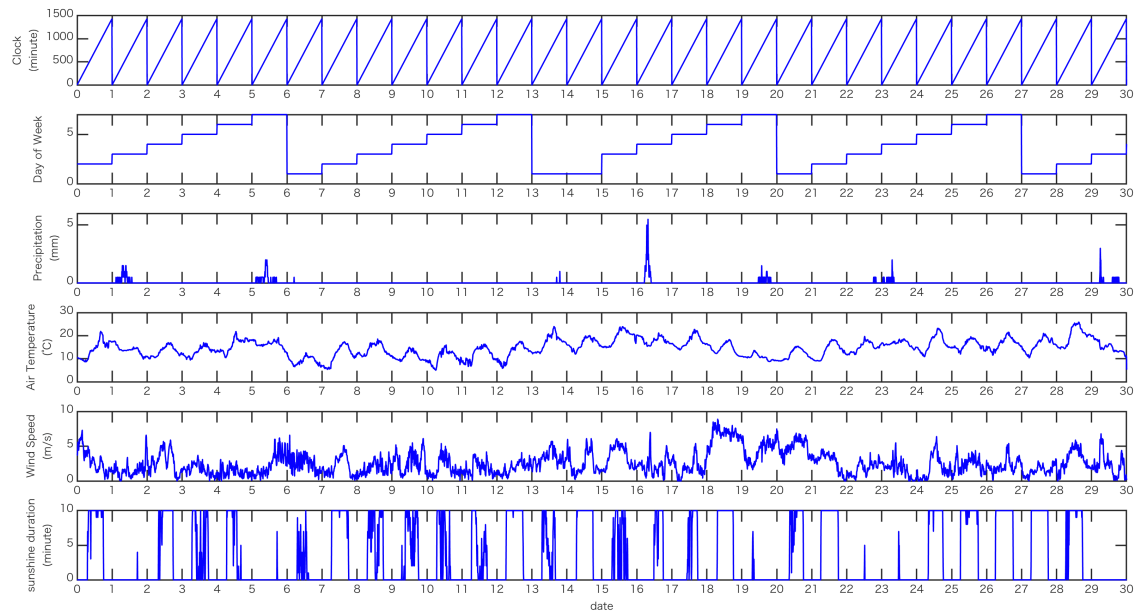


図 4-1 気象庁が収録している気象情報 (2013 年 4 月)

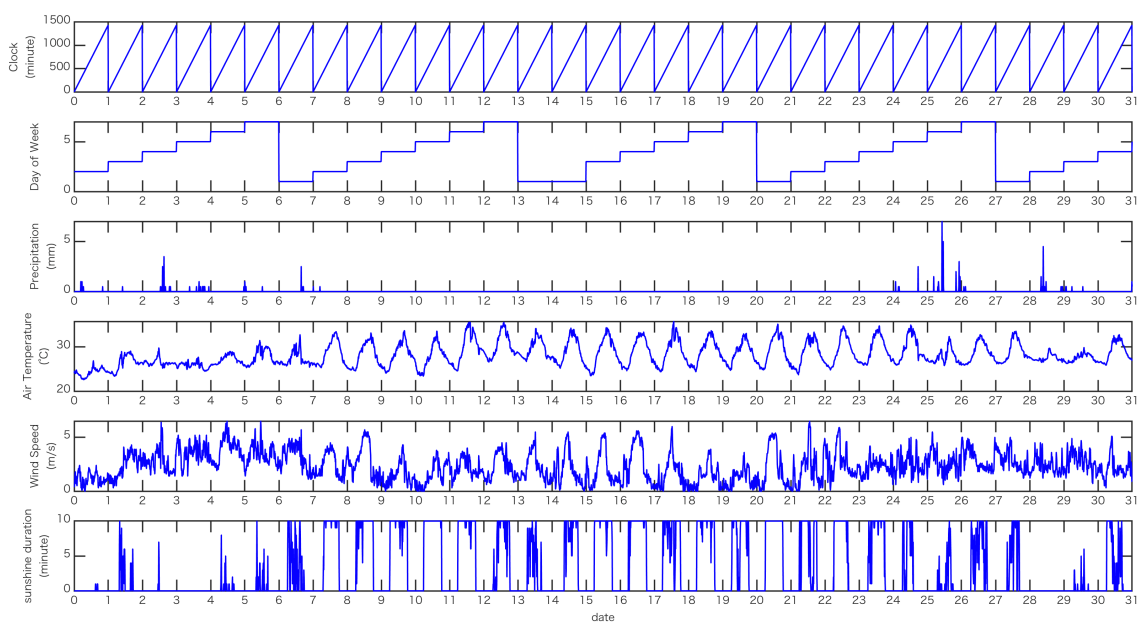


図 4-2 気象庁が収録している気象情報 (2013 年 7 月)

4.3 気象情報を用いた負荷予測モデル

4.3.1 学習条件

1ヶ月間の気象情報を入力データとし、出力データが院内全実負荷である場合のニューラルネットワーク NN(Neural Network)を使用したディープラーニングによる学習を行い、院内負荷の予測モデルを構築する。なお、本節で述べるディープラーニングによる学習にはすべて MATLAB[®]の Neural Network Toolbox を用いる。

図 4-3 に NN を使用したディープラーニングの構造を示す。NN は、入力層から入力された気象情報データがさまざまな隠れ層のノードを伝搬して院内実負荷データが出力層に伝わる仕組みである。これは、神経細胞のニューロンを通じて信号が伝搬する仕組みと同じで、隠れ層の●がニューロンに相当する。隠れ層が何層にも重なっているものがディープラーニング(深層学習)である。ノードとノードを結ぶ線の接続部分がシナプスに相当し、接続部が重み(weight)となり情報伝搬のしやすさの違いを意味する。ここでは、院内の実負荷のパターン判定に影響を及ぼすファクターとして気象情報として

入力の気象情報は、対象の所在地域で気象庁が観測した降水量、気温、平均風速および日照時間に時刻と曜日を加えたデータとし、出力に院内全実負荷を学習させる。ここでのディープラーニングは、隠れ層にシグモイド伝達関数、出力層に線形伝達関数を使用した2層フィードフォワードネットワークである。

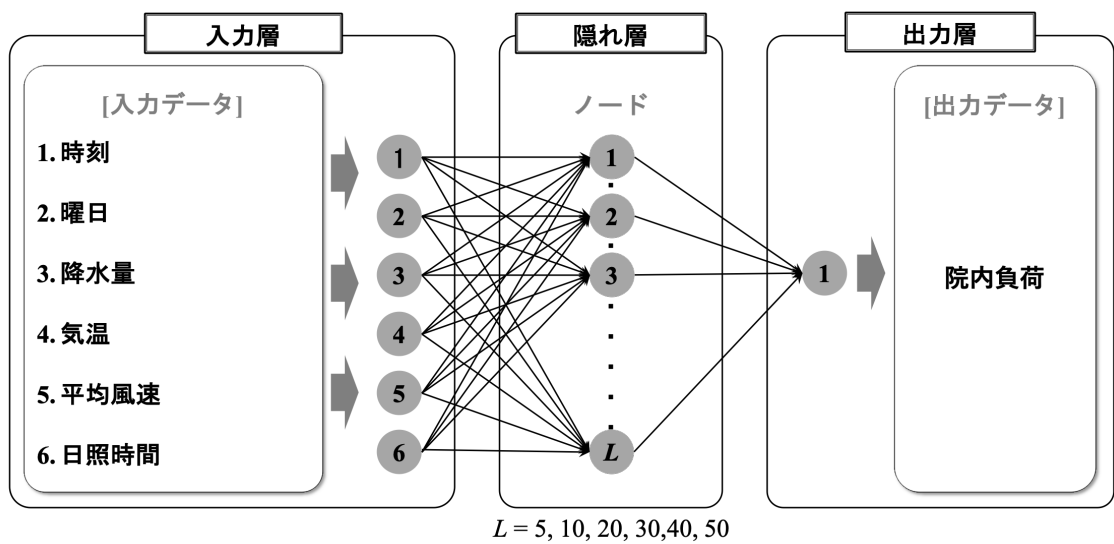


図 4-3 ディープラーニングの構造

4.3.2 負荷予測モデルの精度評価

図 4-1 および図 4-2 で示した対象の所在地域の 1 ヶ月間の気象データを入力とし、出力に図 2-3 および図 2-4 で示した院内の全実負荷データを用いて、NN を使用したディープラーニングによる学習を行う。

はじめに、ディープラーニングの構造において 6 つの入力データのうち、それぞれの要素 1 つを入力条件として学習させ、目標となる院内実負荷との相関を検証する。次に、6 つの入力データに対して類似性によるデータのグループ化を行い、自己組織化マップ SOM(Self-Organization Mapping)を確認する。最後に、6 つの気象データを入力データとして、出力データを院内全実負荷である場合の NN を使用したディープラーニングによる学習を行い、院内負荷の予測モデルを構築する。学習結果と実負荷データを比較することで、提案する院内負荷の予測モデルを評価する。学習に用いるデータは 1 ヶ月間の 60 %とし、検証に 20 %、テストに 20 %の配分で重みを決定する。

図 4-3 に 6 つの入力データのうち、それぞれの要素 1 つを入力条件とした学習をさせ、目標である院内実負荷との相関を検証する。隠れ層は、 $L=40$ とする。図 4-4 から図 4-9 に回帰分析の R 値を算出した結果を示す。図 4-4 に示したように、入力データが時刻の場合が実負荷との相関係数は 0.89627 となり最も相関が強いことがわかる。気象情報データの中では、気温が最も相関が強く 0.66866 であることが図 4-7 からわかる。

次に、図 4-10 に、6 つの気象データの各要素(6 個)に対する重み平面を示す。これらは、各入力データを各ニューロンに結合する重みを可視化したものである。色が濃いほど、重みが大きいことを表している。6 つの入力の結合パターンが非常に似ている場合、入力データに高い相関があると想定できる。結果として、時効である入力 1 の結合は、気温である入力 4 の結合と平均風速である入力 5 とは非常に似ていることから相関は高いと想定できる。

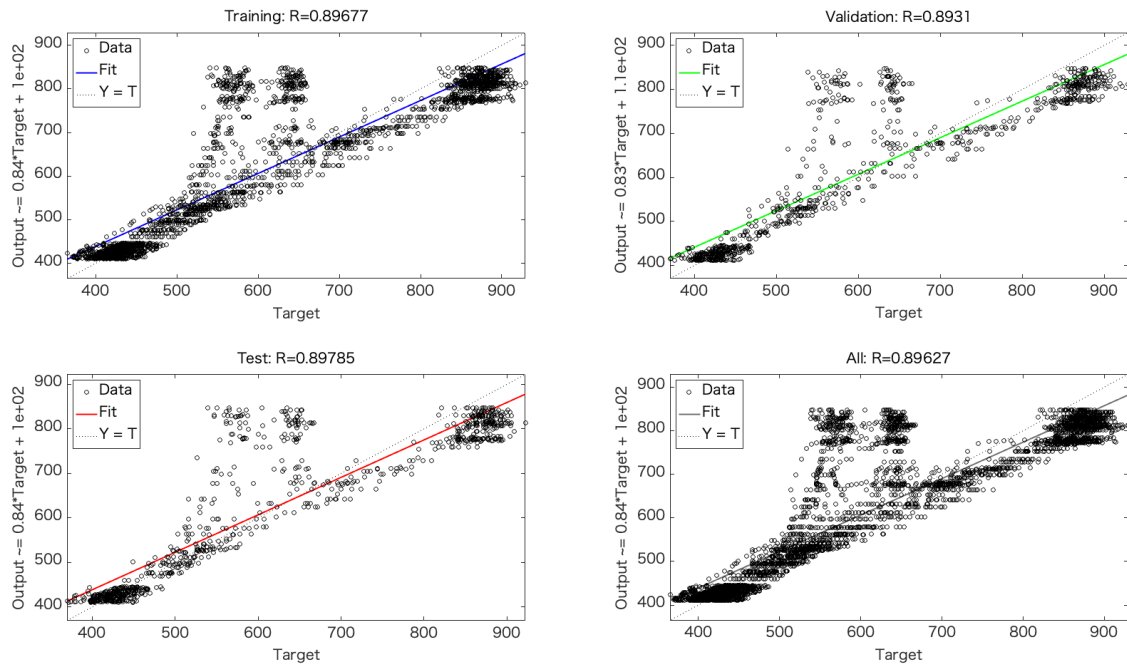


図 4-4 入力データ 1. 時刻との相関 ($R = 0.89627$)

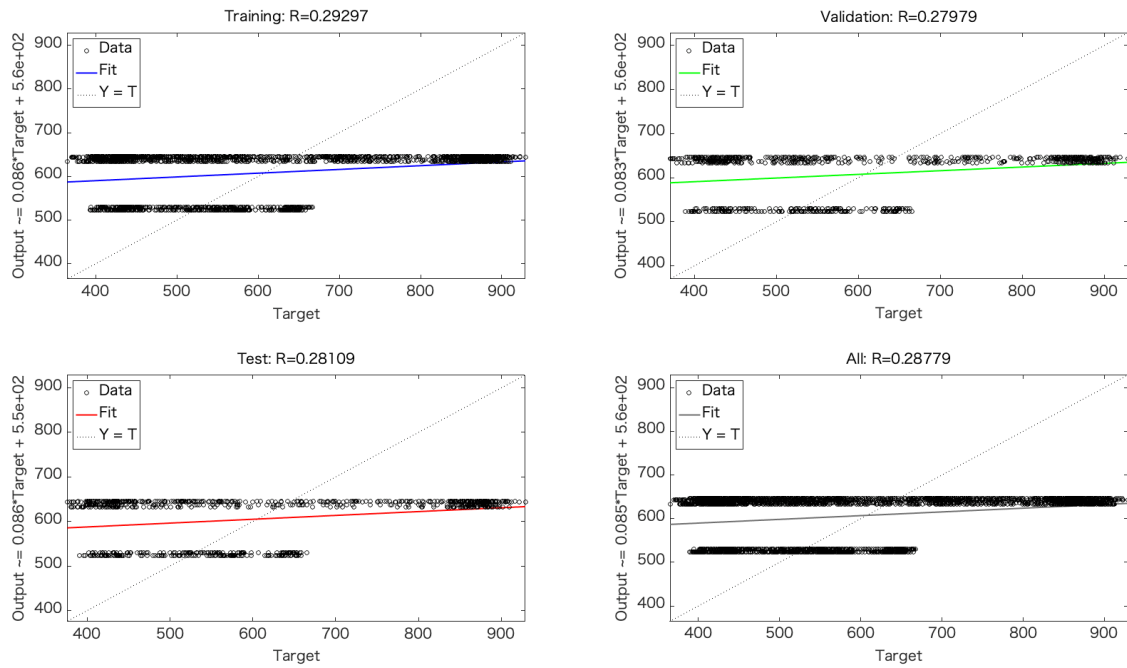


図 4-5 入力データ 2. 曜日との相関 ($R = 0.28779$)

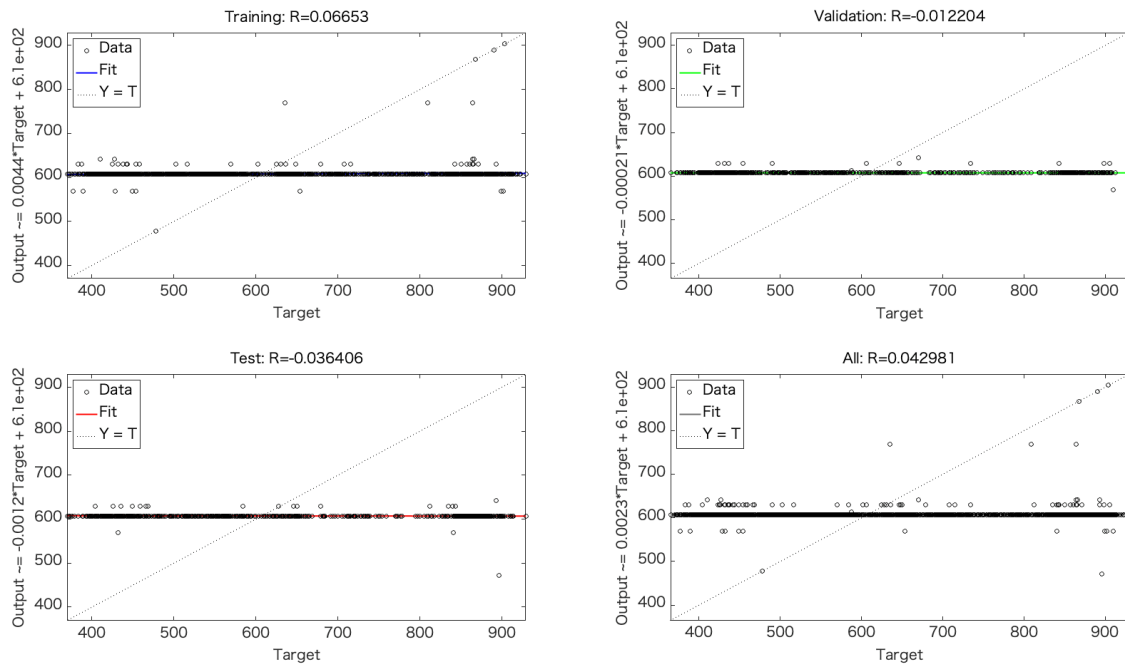


図 4-6 入力データ 3. 降水量との相関 ($R = 0.042981$)

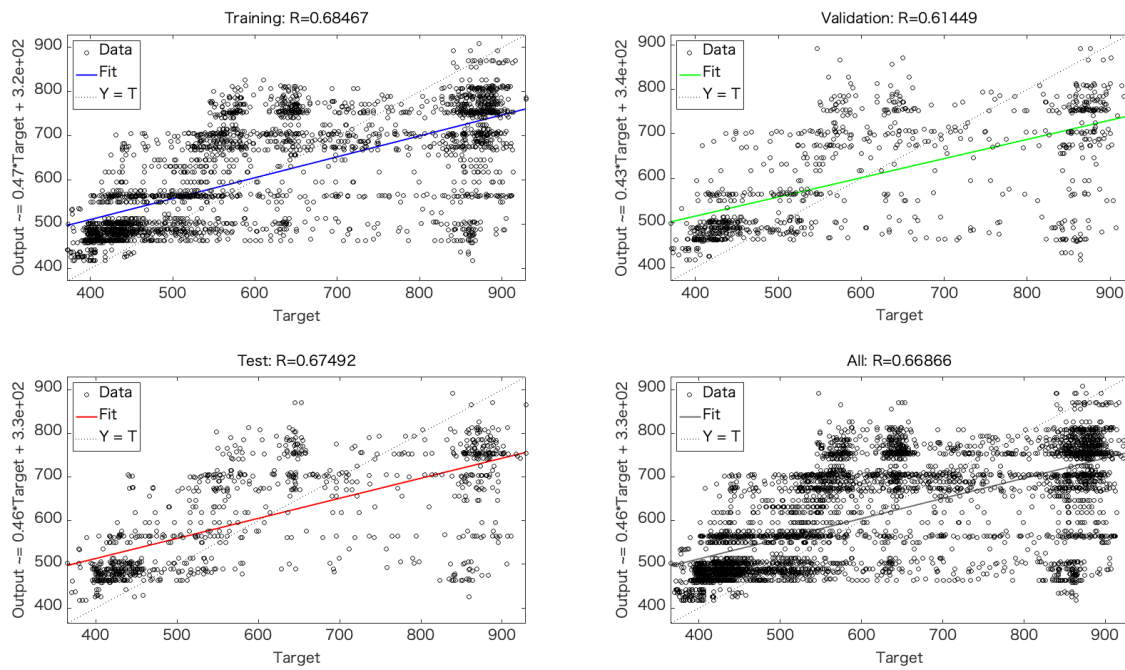


図 4-7 入力データ 4. 気温との相関 ($R = 0.66866$)

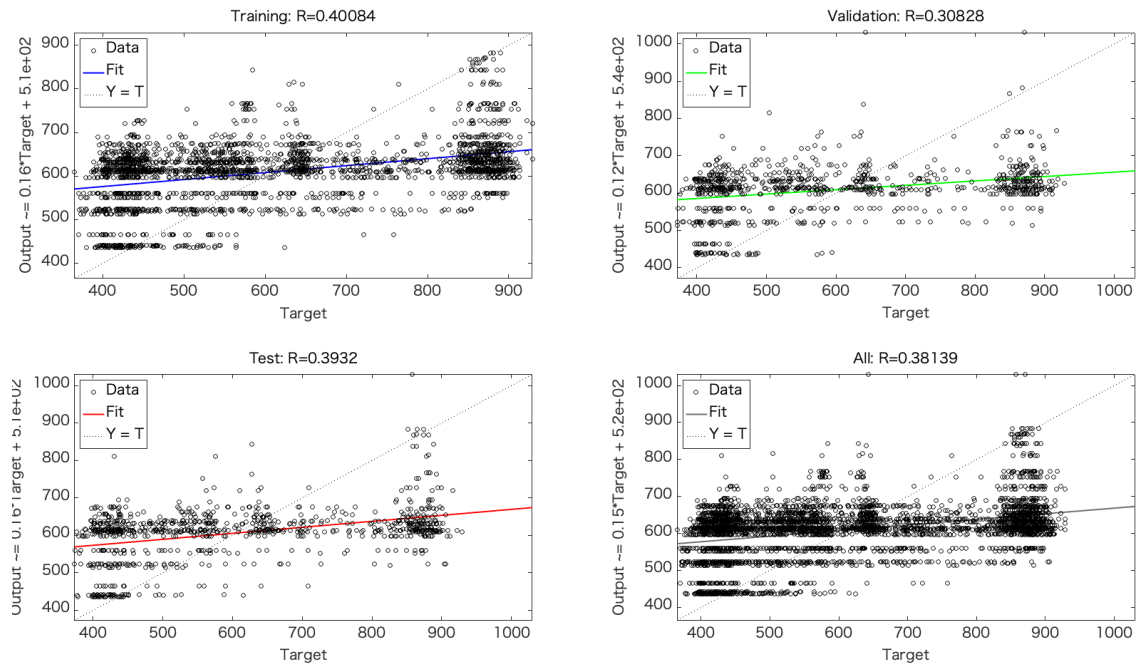


図 4-8 入力データ 5. 平均風速との相関 ($R = 0.38139$)

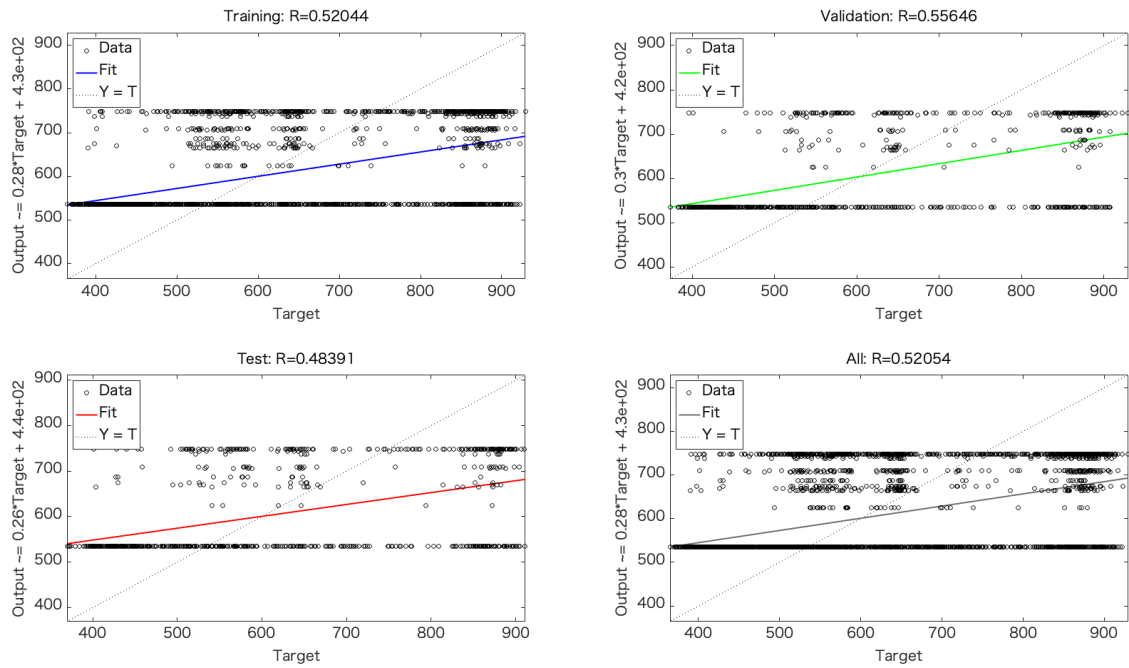


図 4-9 入力データ 6. 日照時間との相関 ($R = 0.52054$)

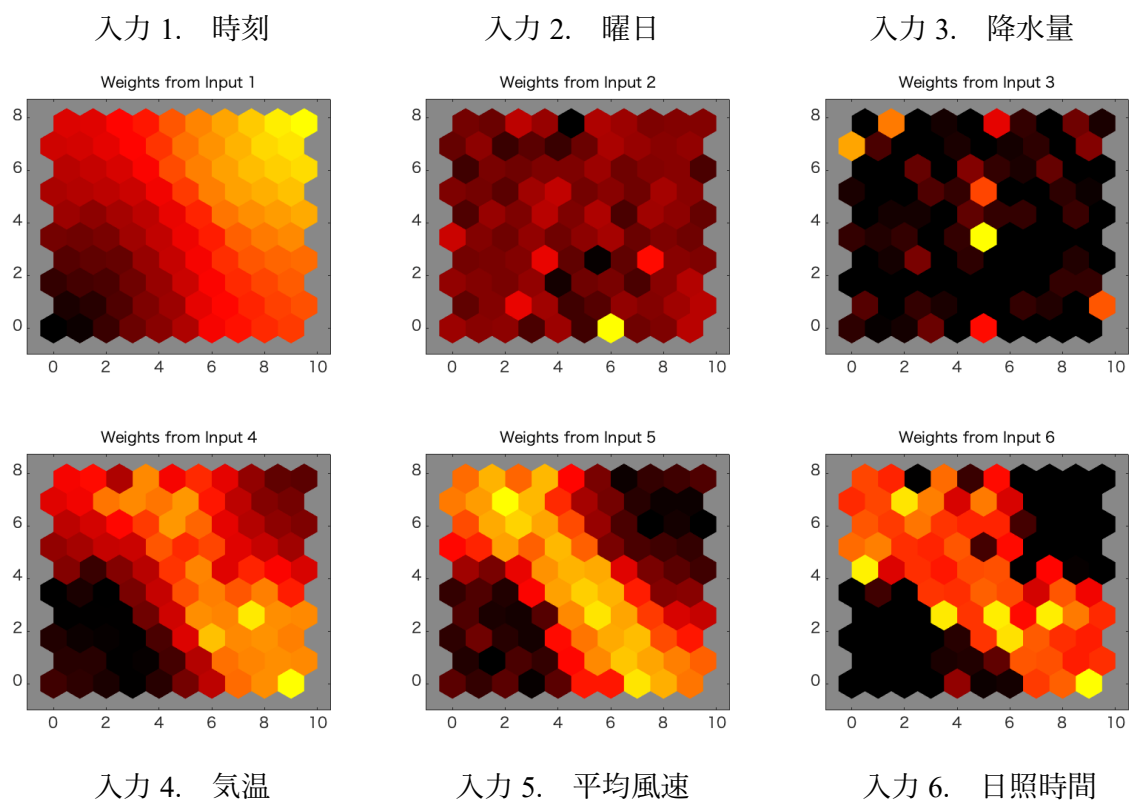


図 4-10 自己組織化マップによるデータのクラスタリング

最後に、院内負荷の予測モデルの評価は、隠れ層のレイヤー数を $L=5, 10, 20, 30, 40$ および 50 で変化させて学習する場合の実負荷と予測負荷とのフィッティング率への影響を検証する。式(4.3.1)は、評価に用いる院内全実負荷に対する予測負荷のフィッティング率(%)を算出するモデルである。ここで、 $y_{measured}$ は院内の全実負荷データであり、 y_{model} は予測負荷を示し、 y_{mean} は実負荷の平均値で表す。式内の二重縦棒は、ベクトルの 2 次ノルムを表し、残差の 2 乗の総和の平方根を示す。

$$Fit\ Percent = 100 \cdot \left(1 - \frac{\|y_{measured} - y_{model}\|}{\|y_{measured} - y_{mean}\|} \right) \quad (4.3.1)$$

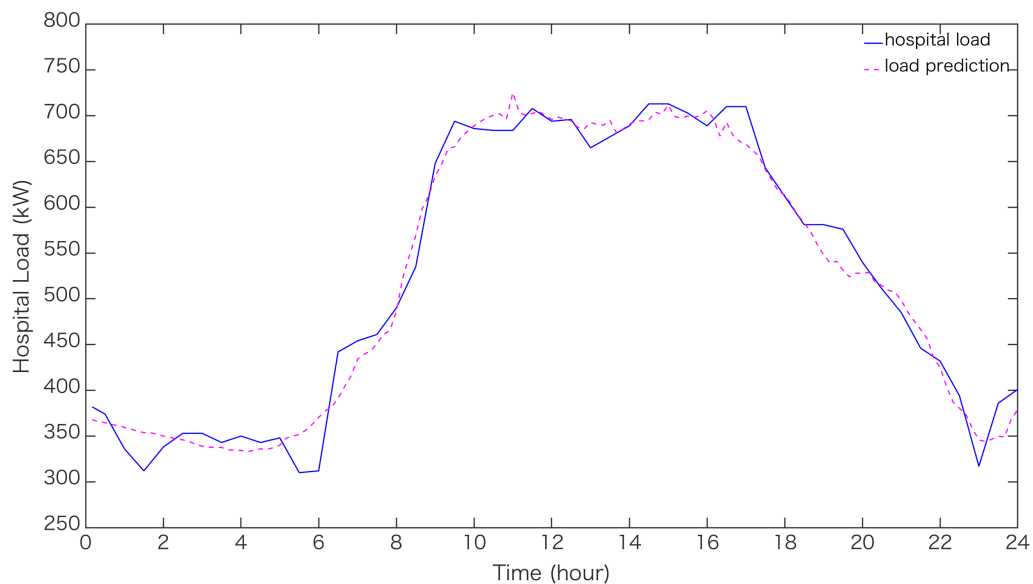
表 4-1 は、図 4-3 の構造図で学習した場合の評価結果である。各レイヤー数での 1 年間のフィッティング率を示す。レイヤー数が 30 まではフィッティング率が増加しているが、30 を超えるとフィッティング率の増加が緩やかになっている。

図 4-11 は、2013 年 4 月 16 日(火)および 2013 年 4 月の 1 か月間の院内実負荷とレイヤー数 30 のディープラーニングによる学習で出力した負荷予測との比較である。横軸は時間を示し、縦軸は電力を表す。グラフ内の青色実線が実負荷データであり、負荷予測データはマゼンタ色点線で示す。図 4-12 は、2013 年 7 月 23 日(火)および 2013 年 7 月の 1 か月間の院内実負荷とレイヤー数 30 のディープラーニングによる学習で出力した負荷予測との比較である。図 4-11 と同様にプロットしたグラフである。

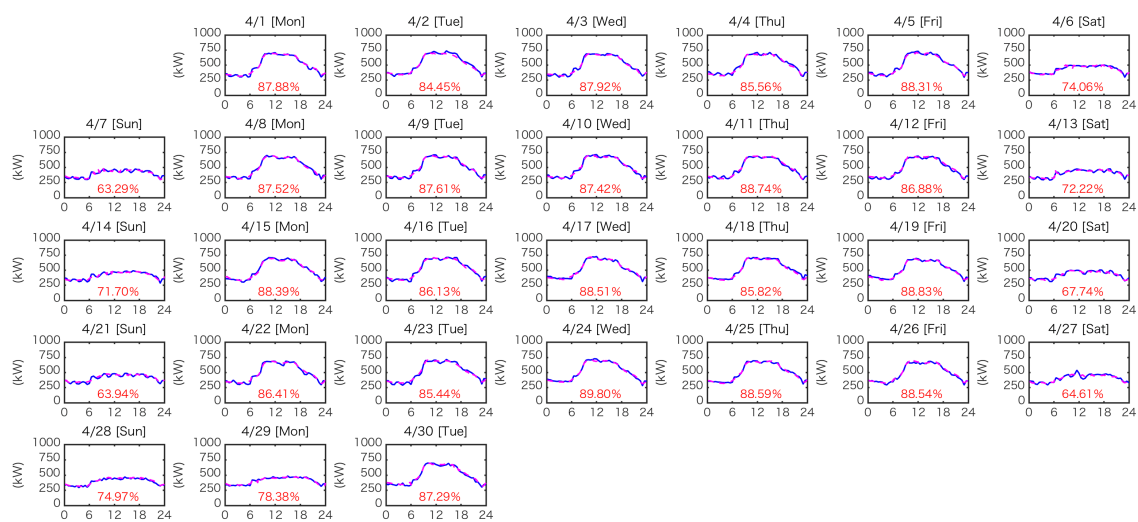
結果として、実負荷に対して同等の負荷変化を示しているが、実負荷と予測負荷の間に 60kW の誤差が発生していることがわかり、フィッティング率は約 63 %から 90 %の範囲を示した。

表 4-1 院内全実負荷に対する予測負荷の 1 年間におけるフィッティング率

L 年	5	10	20	30	40	50
<i>fitting (%)</i>	77.33	80.54	81.95	82.87	82.74	83.01
(1σ)	(13.13)	(10.72)	(10.44)	(8.57)	(9.17)	(9.30)

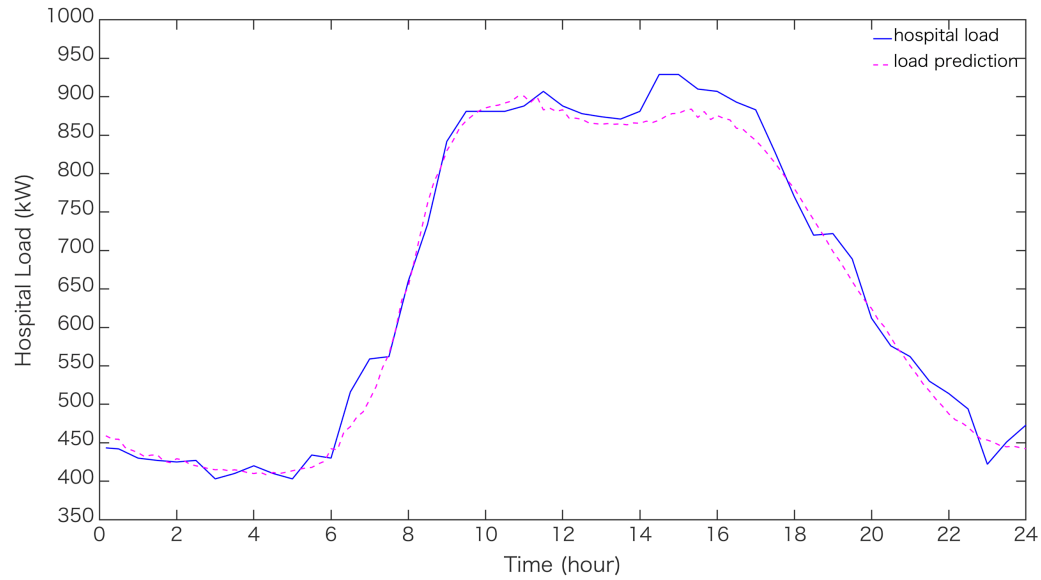


(a) 2013 年 4 月 16 日の実負荷と予測負荷($L = 30$, フィッティング率 86.13%)

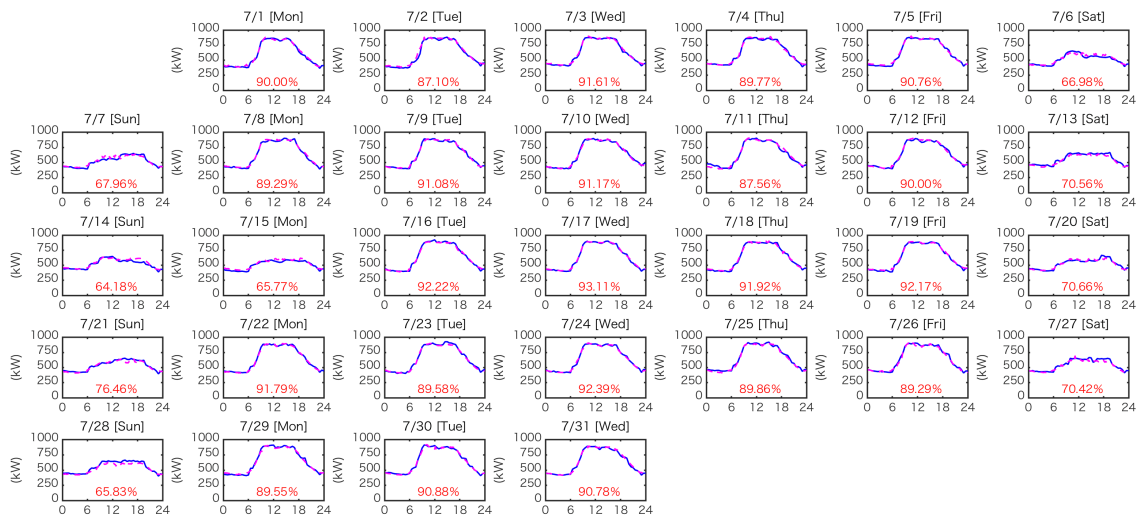


(b) 2013 年 4 月の負荷と予測負荷($L = 30$)

図 4-11 現時刻の気象データを用いた負荷予測



(a) 2013 年 7 月 23 日の実負荷と予測負荷($L = 30$, フィッティング率 89.58%)



(b) 2013 年 7 月の負荷と予測負荷($L = 30$)

図 4-12 現時刻の気象データを用いた負荷予測

4.4 負荷予測モデルの改善

4.4.1 学習条件の改善

モデルの精度向上を図るべく、時刻(n)の予測負荷に対してここでは 10 分前の時刻($n-1$)と定義する前回の気象データおよび院内実負荷を用いた学習条件に改善する。

図 4-13 は、NN を使用した前回の気象データと院内実負荷を使用したディープラーニングの構造である。この構造では、入力データに現在の時刻(n)の時間と曜日、前回の時刻($n-1$)の気象データおよび院内実負荷を使用し、出力データとして時刻(n)の予測負荷を算出する。これまでのモデルと同様に、院内実負荷のパターン判定に影響を及ぼすファクターとして気象情報を扱う。気象情報は、対象の所在地域で気象庁が観測した降水量、気温、平均風速および日照時間に時刻と曜日を加えたデータとし、出力に院内全実負荷を学習させる。ディープラーニングは、隠れ層 hidden layer にシグモイド伝達関数、出力層に線形伝達関数を使用した 2 層フィードフォワードネットワークである。

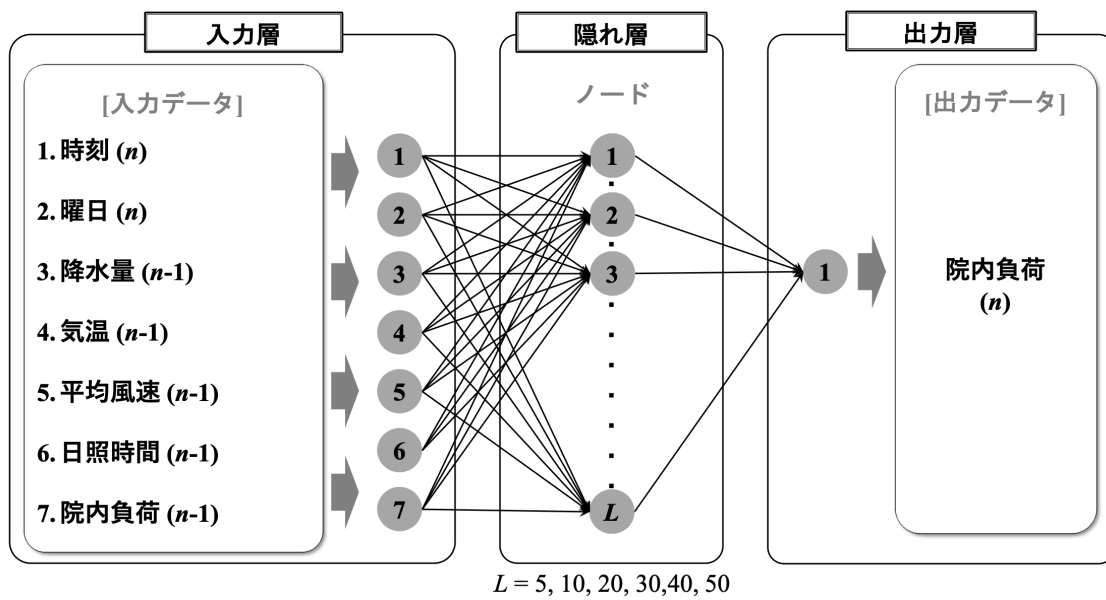


図 4-13 前回の気象データと実負荷を使用したディープラーニングの構造

4.4.2 改善後の精度評価

図 4-1 および図 4-2 で示した対象の所在地域の 1 ヶ月間の気象情報および院内全実負荷を入力とし、出力に図 2-3 および図 2-4 で示した院内全実負荷データを用いて、NN を使用したディープラーニングによる学習を行う。ここで、気象情報は、前回のデータである。学習に用いたデータは 1 ヶ月間の 60 %とし、検証に 20 %，テストに 20 %の配分で重みを決定している。学習結果と実負荷データを比較することで、新たに提案する院内負荷の予測モデルを評価する。

評価は、隠れ層のレイヤー数を $L=5, 10, 20, 30, 40$ および 50 で変化させた場合の実負荷と予測負荷とのフィッティング率への影響を評価する。評価には、式(4.3.1)を用いて院内全実負荷に対する予測負荷のフィッティング率(%)を算出する。

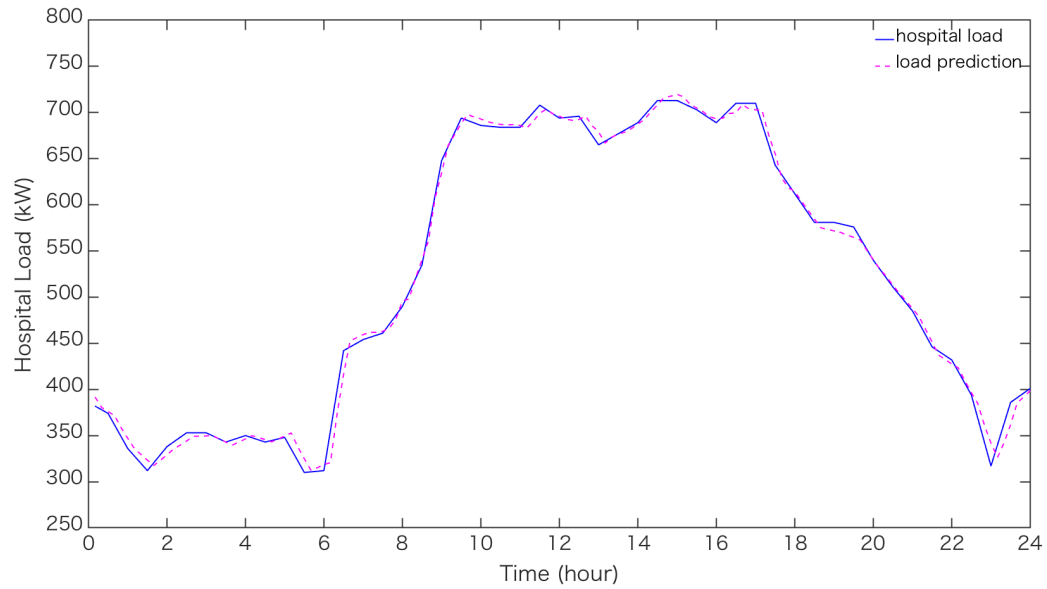
表 4-2 は、各レイヤー数での 1 年間のフィッティング率の平均値(1 σ)を示す。レイヤー数が 10 を超えるとフィッティング率の増加が緩やかになっている。

図 4-14 は、2013 年 4 月 16 日(火)および 2013 年 4 月の 1 か月間の院内実負荷とレイヤー数 30 のディープラーニングによる学習で出力した負荷予測との比較である。横軸は時間を示し、縦軸は電力を表す。グラフ内の青色実線が実負荷データであり、負荷予測データはマゼンタ色点線で示す。図 4-15 は、2013 年 7 月 23 日(火)および 2013 年 7 月の 1 か月間の院内実負荷とレイヤー数 30 のディープラーニングによる学習で出力した負荷予測との比較である。図 4-14 と同様にプロットしたグラフである。

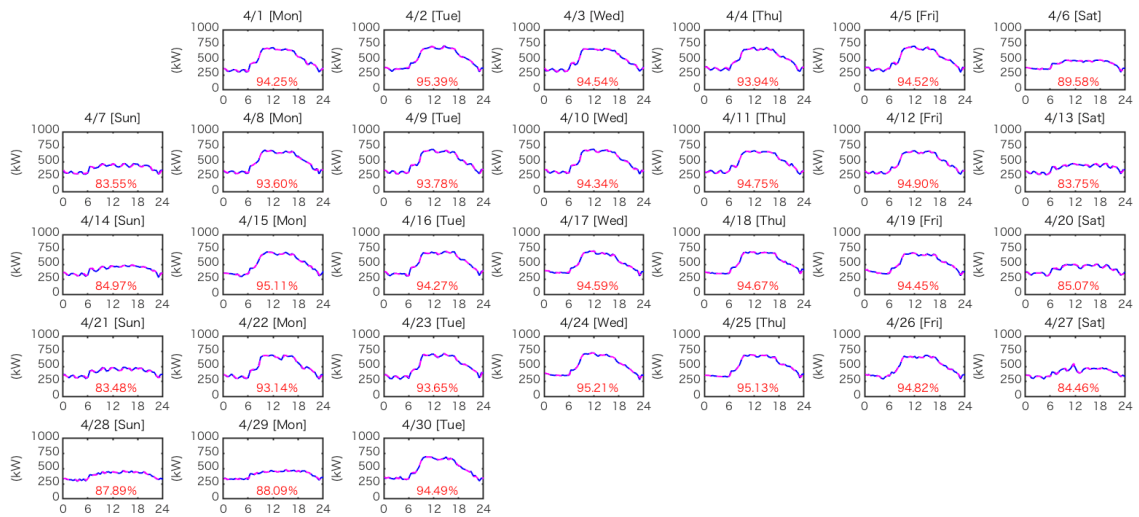
結果として、気象情報および院内実負荷の前回値を用いたことでフィッティング率は約 83 %から 97 %の範囲を示し、最大 19.81 %改善され、実負荷と予測負荷の差は最大約 28 kW まで抑えることができた。

表 4-2 院内全実負荷に対する予測負荷の 1 年間におけるフィッティング率

L 年	5	10	20	30	40	50
<i>fitting</i> (%)	92.65	93.03	93.31	93.28	93.62	93.58
(1 σ)	(3.66)	(3.61)	(3.49)	(3.51)	(3.42)	(3.46)
改善率(%)	19.81	15.51	13.86	12.56	13.15	12.73

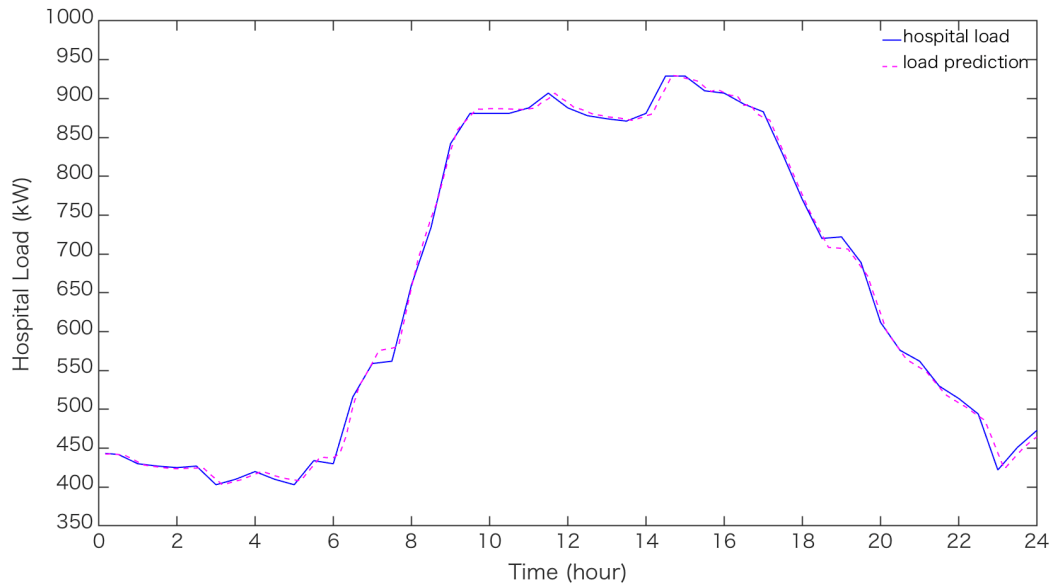


(a) 2013 年 4 月 16 日の実負荷と予測負荷($L = 30$, フィッティング率 94.27 %)

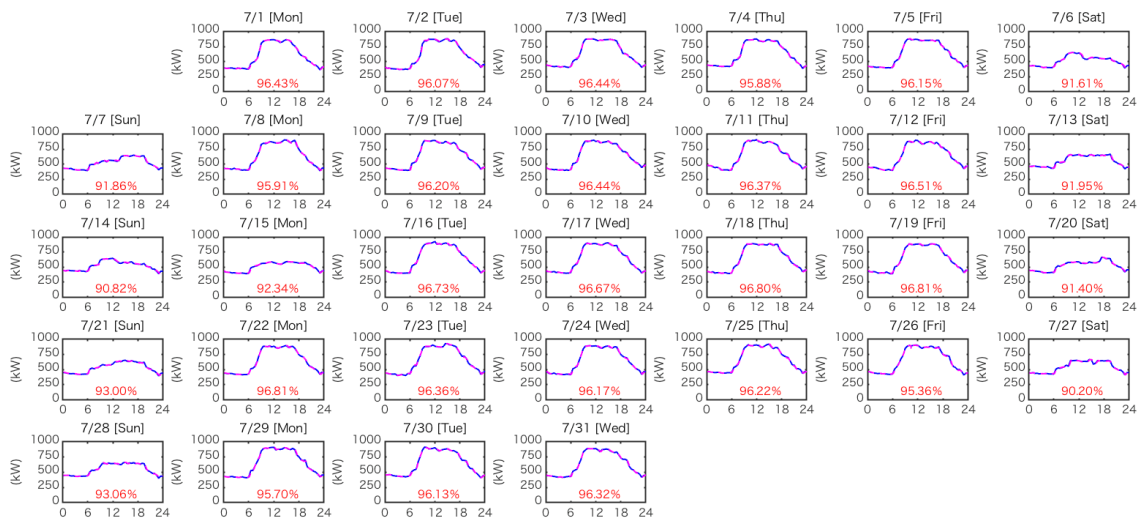


(b) 2013 年 4 月の負荷と予測負荷($L = 30$)

図 4-14 現時刻の気象データを用いた負荷予測



(a) 2013 年 7 月 23 日の実負荷と予測負荷($L=30$, フィッティング率 96.36 %)



(b) 2013 年 7 月の負荷と予測負荷($L=30$)

図 4-15 ディープラーニングを用いた 2013 年 7 月の負荷と予測負荷($L=40$)

4.5 院内負荷予測モデルの適応方法

曇りや雨の天候の影響で出力変動が大きくなる PV との併用によって、EG のガバナ機構による周波数制御が過剰動作となり、周波数変動を伴うオーバーシュートやアンダーシュートに起因する燃料消費量が増加する可能性がある。

単独運転時における院内電力グリッドは、PV の出力変動だけでなく、速度調停率 (droop) を伴うガバナ制御への EG の影響も無視できない。速度調定率とは、負荷変動に対する発電機の世界変化を表す性能もしくは特性であり、EG の出力周波数を一定にする方式がガバナ制御である。発電機に使用されるタービンは、負荷が高くなれば回転数が低下し、負荷が低くなれば回転数が上昇する性質があるため、出力周波数を一定にする様々な方式によって制御される。この時のタービン事態の負荷／速度比率を速度調停率で表す。しかし、その調整力は起動時間、出力変化率の制約があり、PV の出力変動の吸収にも限界がある。

図 4-16 は、実負荷に対して最適化された EG 出力へのデマンドの出力変化を表した図である。黒色実線が最適化された EG 出力を表し、デマンドに対する EG の出力変化が赤色点線である。負荷を予測せずにデマンドに対して EG 出力を制御すると、周波数制御が過剰動作する。

一方、図 4-17 は、予測負荷に対して最適化された EG 出力へのデマンドの出力変化を表した図である。黒色実線が最適化された EG 出力を表し、デマンドに対する EG の出力変化が青色点線である。ディープラーニングによる学習を行い構築した院内負荷の予測モデルで数分先の負荷を予測することで、先のデマンドに対して出力変化率を与えることが可能となり EG が安定して出力制御できる。単独運転はガバナフリー運転であり、分散電源の安定化には出力設定の機能を備えたシステムが必要である。刻一刻と変動する負荷に追随して、短時間で周波数調整できる制御となるため、高精度の院内負荷予測モデルは、系統周波数の安定を図ることが出来る。

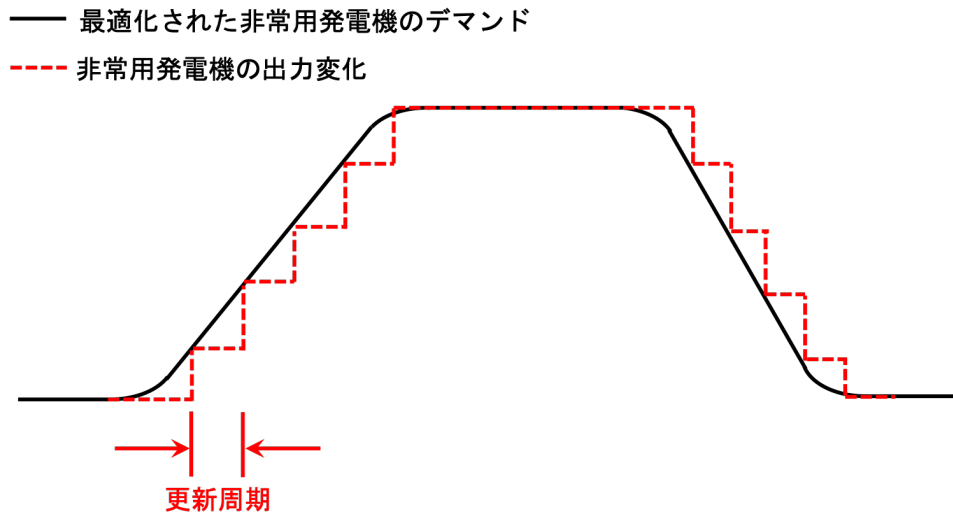


図 4-16 最適化された EG のデマンドに対する実デマンドの変化
 (1 ステップ前を用いない学習方法)

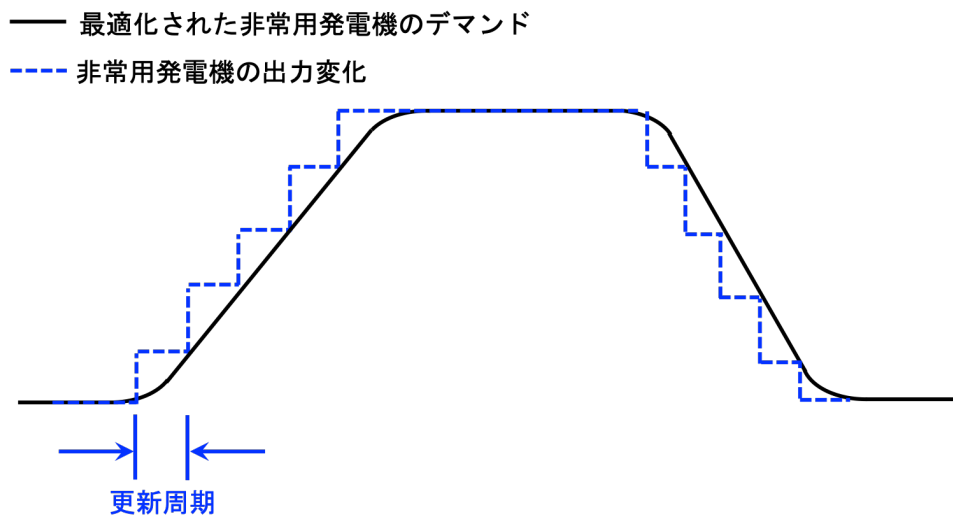


図 4-17 最適化された EG のデマンドに対する予測機能を含んだ実デマンドの変化
 (1 ステップ前を用いる学習方法)

4.6 あとがき

本章では、気象庁が発表する気象データを用いてディープラーニングによる学習を行い、院内負荷を予測するモデルを提案した。まず、対象の所在地域の気象データおよび院内実負荷を入出力情報としたディープラーニングの構造での学習による予測精度を評価した。次に、予測精度の向上を図るべく、10 分前(前回値)の気象データおよび院内実負荷データを入出力情報としたディープラーニングの構造での学習による予測精度を評価し、最後に、EG へのデマンド制御への負荷予測モデルの適応方法について述べた。結果を以下にまとめる。

- (1) 2013 年の院内全負荷および気象庁発表のデータからディープラーニングの学習による負荷予測モデルを提案した。
- (2) 現時刻の気象データを用いて構成したディープラーニングの学習では、院内実負荷に対する予測負荷のフィッティング率は 90 %以下であった。
- (3) 前回値の気象データおよび院内実負荷を用いて構成したディープラーニングの学習では、院内実負荷に対する予測負荷のフィッティング率は 93 %以上であった。
- (4) 負荷予測に対して前回値(10 分前)の時刻($n-1$)の気象データおよび院内実負荷を用いてディープラーニングによる学習で負荷予測の精度向上を図ることができ、最大でも 19.81 %改善できた。
- (5) 高精度の負荷予測モデルは、先のデマンドに対し出力変化率を与えることで EG が安定して出力制御できることから、系統周波数の安定を図ることが出来る要素となることがわかった。

第5章 動特性シミュレーション

5.1 まえがき

電力グリッドの安定を図るために系統周波数を考慮した大規模太陽光発電所における太陽光発電 PV(Photovoltaic)およびバッテリー BT(Battery)の適切な容量の最適手法に関する多くの研究が行われている^{(104)~(108)}。また、PV や風力発電といった再生可能エネルギーが全国の電力系統に大量に接続したと想定した場合の SNSP(System Non-Synchronous Penetration)比を考慮した研究が行われている⁽¹⁰⁹⁾⁽¹¹⁰⁾。SNSP は PV, WD, BT, そして DC 系統の慣性モーメントのない総発電電力の総出力の比であり、同期トルクと慣性の監視, 評価から SNSP が 50 %未満であれば電力系統が安定であると判断する⁽¹¹¹⁾。

再生可能エネルギーを含む分散型電源による単独運転では、系統電力の品質維持のため、電圧または周波数が一定の値から逸脱すると危険であると判断され、パワーコンディショナーPCS(Power Conditioning System)に具備している単独運転防止機能が働き、系統から切り離される。しかし、分散型電源が大量に脱落することで、系統の電圧や周波数の運用範囲の大きな逸脱が原因で、系統全体が崩壊する可能性が懸念されている。このような問題を解決する機能に FRT(Fault Ride Through)が挙げられる。この機能は、系統の電圧や周波数の運用範囲が大きく逸脱しても速やかに発電出力を回復させることで電力系統の安定運用に寄与する⁽¹¹¹⁾。PV の FRT 要件は、系統連系規定 JEAC 9701-2012 の中で以下の通り記載されている⁽¹¹²⁾。

- ・ ステップ状に+0.8 Hz (50 Hz 系統連系), +1.0 Hz (60 Hz 系統連系), 3 サイクル間継続する周波数変動に対しては運転を継続する。
- ・ ランプ状に ± 2 Hz/s の周波数変動に対しては運転を継続する。ただし、周波数の上限は 51.5 Hz (50 Hz 系統連系), 61.8 Hz (60 Hz 系統連携), 周波数の下限は 47.5 Hz (50 Hz 系統連系), 57.0 Hz (60 Hz 系統連系)とする。

単独運転に到った場合、機器保護の観点からみると、院内の医療機器は可搬式が多く、内部 BT を有している。内部 BT の充電は、非常時であっても院内電力グリッドから行いたいという要求がある。これらの機器は、電力変換装置を通して充電し、また、常時接続では無いため周波数の変動に対して寛容である。一方、常設の機器では、定格周波数の 4% 以上の変動は許容し難いため、BT の導入が必要とされる。しかし、BT は非常に高価であるため、出来る限り導入する容量を削減したい。

このような背景からも、大きな電力グリッドだけでなく、商業施設のような小規模グリッドにおいても安定な電力系統が重要である。最近では、病院の実負荷を使用して分散型電力網のエネルギー制御を含めた研究が盛んである⁽¹¹³⁾⁻⁽¹¹⁷⁾。しかし、BT 容量の最小化に向けた試算については未だ検討の余地がある。BT メーカーによると、BT 容量は、再生可能エネルギー電源の約 50 % を推奨している。

本章では、第 2 章で述べた燃料モデル、ガスタービン発電機モデル、系統周波数モデルおよび制御モデルを用いて、単独運転時における院内電力グリッドの系統周波数変動を解析できるプラントおよび制御モデルを提案し、系統周波数をシミュレーション解析する。また、出力の変動が大きい PV データを用いて、バッテリー平滑化モデルを用いた BT 容量の最適な推算手法を提案し、わが国における雨季に限定し、院内に PV システムを導入する場合の BT 容量を統計的に評価する。

まず、提案する院内電力グリッドの周波数変動を解析するためのモデルについて、PV 出力による補償回路として新たに付加した制御方式を含んで述べる。次に、第 4 章で提案した高精度な負荷予測モデルを用いて、系統周波数変動をシミュレーション解析し、負荷予測を用いた制御方式での解析結果と比較し、評価する。最後に、雨季における院内への最適な BT 容量の試算手法とその統計的評価について述べる。

5.2 系統周波数を考慮した院内電力グリッドモデル

5.2.1 プラントモデルと制御モデルの構成

図 5-1 に、院内電力グリッドの周波数変動を解析するためのプラントモデルおよび制御モデルの構成図を示す⁽¹⁰¹⁾⁽¹¹⁸⁾⁽¹¹⁹⁾。

非常用発電機 EG(Emergency Generator)の出力デマンドは、燃料消費量を最少化するために、線形計画法を用いて最適化する。EG モデルは、燃料モデル、ガスタービン発電機モデルからなる⁽¹²⁰⁾。周波数系統モデルは、EG 2 台の総出力、PV 出力および院内全負荷データを与え、系統の周波数偏差を解析する。制御モデルには、ドループによる負荷制御と周波数制御の 2 つの役割がある。

図において、院内実負荷データおよび PV 出力データは実測データを用いる。なお、PV 出力データは、対象の契約電力 980 kW の 20 %に換算した 192 kW のスケールアップした定格出力である。 P_{MA} は、BT による平滑化のモデル化として、1 秒当たりの PV 出力データを 30 分の移動平均として与える。EG の出力デマンドは、燃料消費量を最小とするために、線形計画法を用いて最適化する。EG の出力制御のための出力変化率を与える。周波数調整のためには、刻一刻と変動する負荷に追従して、短時間で出力調整できる制御を確保しなければならない。しかし、その調整力は起動時間、出力変化率の制約があり、PV の出力変動の吸収にも限界がある。ここでは、出力変化率を与えるモデルとして上下限 5 %/分で EG 出力を調整し、シミュレーション解析する。

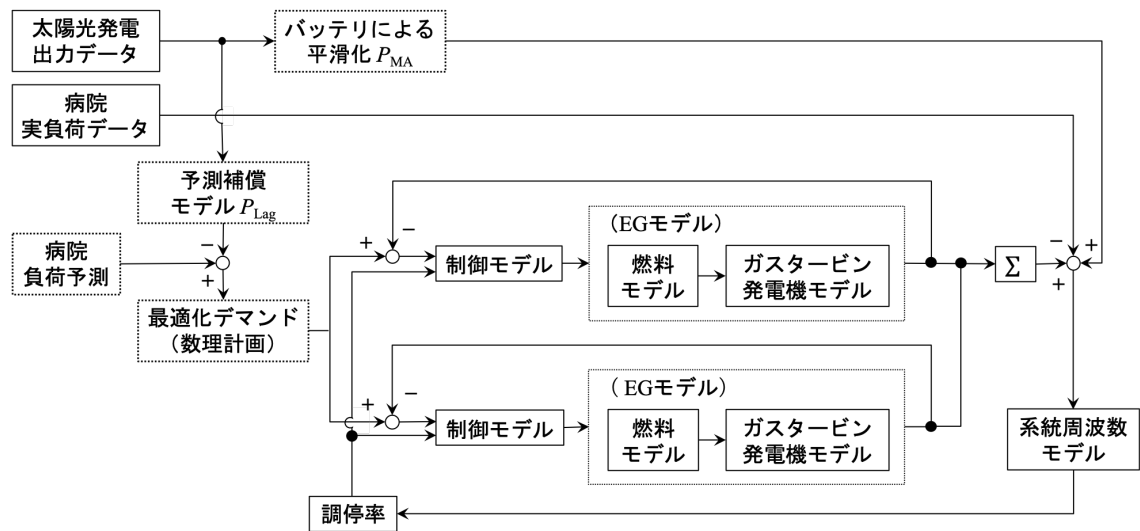


図 5-1 単独運転時における院内電力グリッドの周波数変動解析モデルの構成図

5.2.2 太陽光発電量の予測補償モデル

図 5-2 は、出力デマンドに PV 出力の状態量を考慮した PV 出力量の予測補償モデルのブロック図であり、モデルを式(5.2.1)に示す。図 5-1 の PV 出力による補償回路として新たに付加した制御方式である。モデルは、単純な 1 次遅れ要素(系)である。ここで、 P_{PV} は PV の出力であり、 P_{Lag} は PV 出力量の遅れ信号を表す。 T_3 は時定数である。

$$P_{Lag}(t) = \frac{1}{1 + T_3 s} P_{PV}(t) \quad (5.2.1)$$

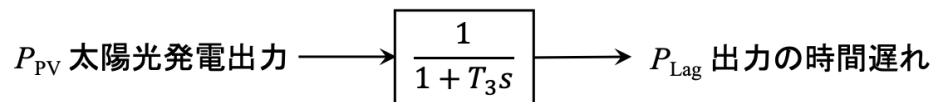


図 5-2 PV 出力量の予測補償モデル

5.3 動特性シミュレーション解析

5.3.1 シミュレーション条件

図 5-1 に示した系統周波数の解析モデルを用いて、非常電源に EG と PV の併用を想定した院内電力グリッドの構成について、4 章で述べた院内負荷予測モデルを適用しない場合と適用させる場合の周波数変動について比較評価する。予測モデルを適用する場合においては、提案する PV 出力量の予測補償モデルおよび BT の平滑化モデルを導入し、シミュレーション解析する。

院内の全実負荷および学内計測による PV 出力は、2 章で示した実測データを用いる。ここでは、2013 年 7 月 1 日(月)の全実負荷 1 日に対する予測負荷および PV 出力データを使用する。なお、PV 出力データは、対象の契約電力 980 kW の 20 %に換算した 192 kW のスケールアップした定格出力である。EG は 3 章で述べた燃料消費量の最少化を図ることができる分散型電源の組み合わせとして、院内の全実負荷に対して定格出力 750 kVA の EG 1 台および定格出力 250kVA の EG 1 台を模擬する。力率は対象を参考に 0.8 とする。2 台の EG をそれぞれ EG 1、EG 2 と表す。

EG 1 および EG 2 の燃料流量特性は、3 章 2 節で述べた定格出力 750 kVA および 250 kVA の実機データをもとに解いた線形回帰モデルを用いる。燃料消費量の最少化は、線形計画法による各 EG の燃料流量特性として回帰モデルにパラメータを与えて計算する。

図 5-1 のモデルにおいて、院内負荷予測には、4 章で述べたディープラーニングによる改善の学習方法を活用した予測モデルを用いる。PV 出力量の予測補償モデル P_{Lag} を用いた解析では、発電機の 1 サイクル時間を 300 秒として $T_3 = 60$ s の時定数で計算する。これは、計算時間にたいして、 $1/5 T_s$ で出力が安定する時間である。BT による平滑化のモデル P_{MA} を用いた解析では、1 秒当たりの PV 出力データを 30 分の移動平均として与える。これらの条件のもと、周波数変動をシミュレーション解析し、対象施設のある西日本の電源周波数 60 Hz からの偏差で評価する。

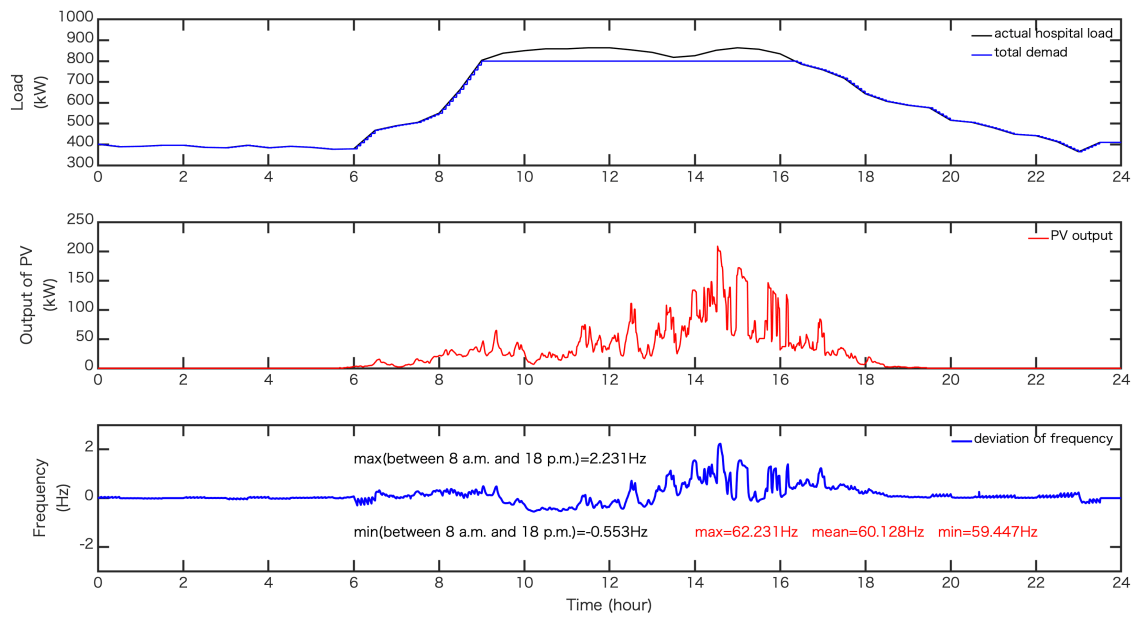
5.3.2 シミュレーション結果

まず、院内負荷予測モデルを適応しない条件のもと院内電力グリッドの系統周波数変動の動特性シミュレーション解析の結果を図 5-3 に示す。ここでは、EG 出力の変化率を与えるモデルとして上下限 5 %/分で調整し、シミュレーションする。

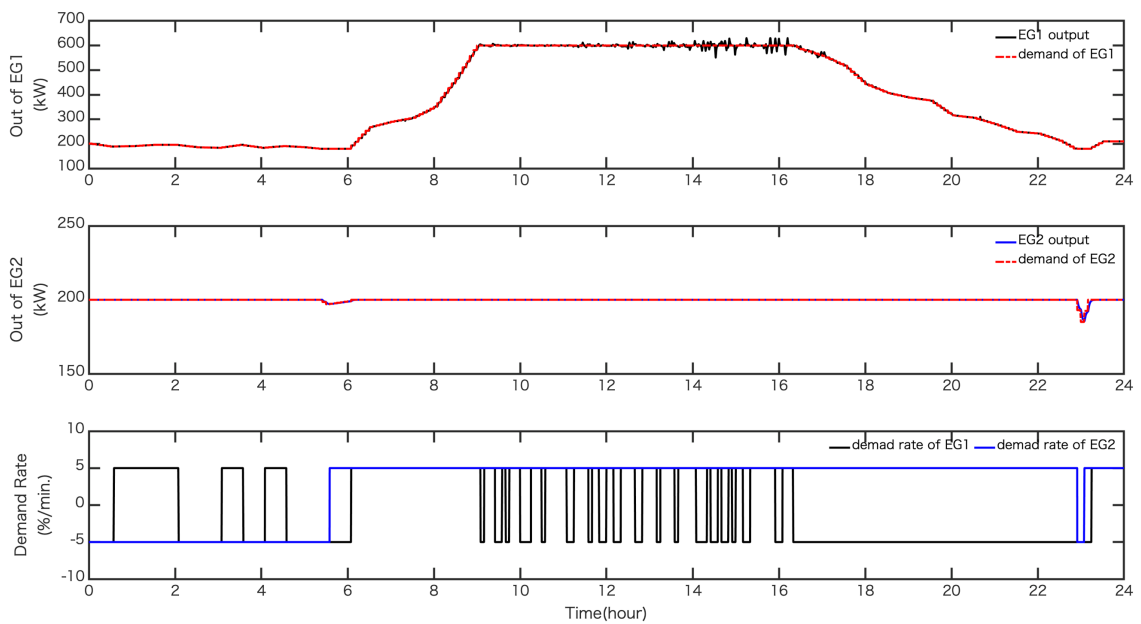
図 5-3 (a)は、横軸に経過時間(hour)、縦軸は最上段から負荷(kW)、PV 出力(kW)および系統周波数(Hz)を示し、図 5-3 (b)は、横軸を経過時間(hour)、縦軸は各 EG の出力(kW)、デマンドに対する出力(kW)および出力変化率(%/分)を示す。図 5-3 (a)の最上段は、院内の全実負荷および EG の合計出力デマンドを表す。黒色実線は、30 分毎に計測した院内の総実負荷であり、EG 2 台の合計デマンド量を青色実線で示す。2 段目は、定格出力 192 kW とした PV 出力である。最下段は、60 Hz からの系統周波数偏差(Hz)を表す。図 5-3 (b)の最上段は、EG 1 の出力(kW)およびデマンドに対する出力(kW)を示し、EG 2 の出力(kW)およびデマンドに対する出力(kW)を 2 段目に表す。最下段は、各 EG の出力変化率(%/分)であり、黒色実線は EG 1 を表し、EG 2 を青色実線とする。

図 5-3 (a)では、6 時から 12 時までは PV 出力が日射量不足の影響で低いため、EG の調停率制御によって系統周波数が制御できているが、PV 出力が上昇し始める 12 時から 17 時にかけて PV 出力の変動が大きくなると系統周波数の維持が難しくなっていることがわかる。図 5-4 (b)では、EG 1 は 6 時までは 200 kW の出力を維持しており、負荷が急上昇する 6 時以降は、600 kW を 16 時前まで継続している。16 時以降は負荷の低下と同時に 200 kW 程度で夜間を運用している。また、12 時から 17 時の間は PV の出力変動に影響され不安定な運転をしていることがわかる。EG 2 は、院内電力グリッドにおける一日の需要の最低水準であるベースロード電源(基礎負荷)として継続的に出力 200 kW を連続運用していることがわかる。

結果、1 日の系統周波数変動の平均値は 60.128 Hz で、最大値は 62.231 Hz (+2.103)であり、59.447 Hz (-0.681)の最小値を示したため変動幅は 2.784 Hz であった。PV 出力が上昇し始める 8 時から低下し始める 18 時の間は、平均値に対して、最大+2.231 Hz、最小-0.553 Hz の偏差がみられた。1 日の燃料消費量は、9095.8 kg であった。



(a) 院内実負荷, PV 出力および系統周波数



(b) 各 EG の出力, デマンド出力および出力変化率

図 5-3 院内負荷予測モデルを適応しない場合の系統周波数変動

(Cycle = 300 s)

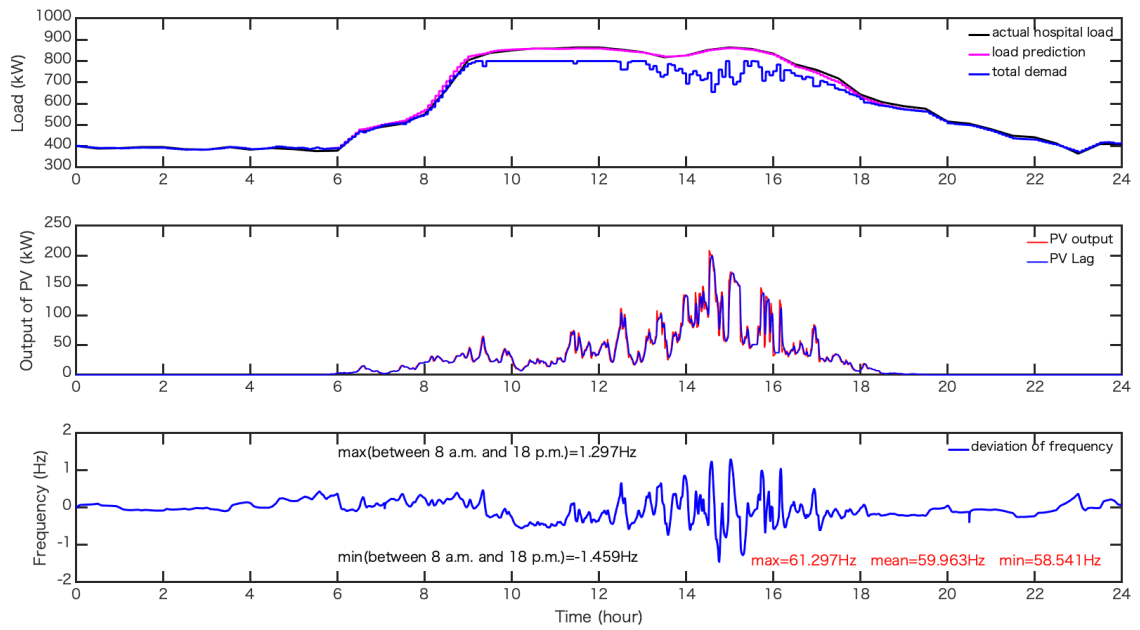
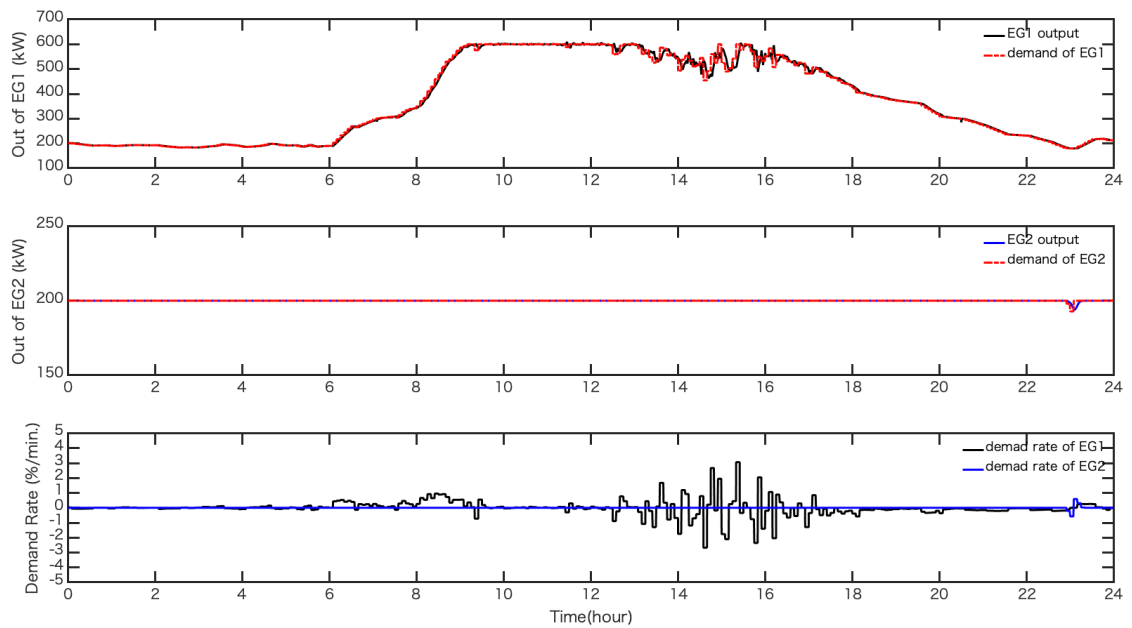
次に、院内負荷予測モデルを適応する条件のもと院内電力グリッドの系統周波数変動を動特性シミュレーション解析する。負荷予測に伴う EG 出力の変化率を与えるモデルとして上下限 5%/分で調整し、シミュレーション解析する。まず、図 5-2 の提案する PV 出力量の予測補償モデル P_{Lag} を導入することで PV の急激な出力変動の影響による系統周波数の安定性を図る。

図 5-4 は、負荷予測する条件のもと PV の補償回路を導入した院内電力グリッドの系統周波数変動の動特性シミュレーション解析の結果である。図 5-4 は、図 5-3 と同様に作成したプロットである。ただし、図 5-4 (a) の最上段には、負荷予測データ(kW)をマゼンタ色実線で示し、2 段目には、PV 出力量の予測補償モデルで処理した計算結果 P_{Lag} を青色実線で表している。

図 5-4 (a) では、6 時から 9 時の間は、負荷が急上昇しているのに対して、系統周波数を維持している。12 時前から 18 時については、PV の出力変動で系統周波数が影響している。

図 5-4 (b) では、EG 1 は 6 時までは 200 kW の出力を維持しており、負荷が急上昇する 6 時以降は、600 kW を 12 時前まで継続している。12 時以降は PV 出力の影響によるデマンドに対して 5%/分以内の出力変化率によって EG が運用していることがわかり、その後は負荷の低下と同時に 200 kW 程度で夜間を運用している。EG 2 は、図 5-3 と同様に院内電力グリッドのベースロード電源として継続的に出力 200 kW を連続運用している。

結果、1 日の系統周波数変動の平均値は 59.963 Hz で、最大値は 61.297 Hz (+1.334 Hz) であり、58.541 Hz (-1.422 Hz) の最小値を示したため変動幅は 3.088 Hz であった。また、PV 出力が上昇し始める 8 時から、下降し始める 18 時の間は、最大 +1.297 Hz, 最小 -1.459 Hz の偏差がみられた。また、1 日の燃料消費量は、9026.8 kg であった。

(a) 院内実負荷, PV 出力, P_{Lag} および系統周波数

(b) 各 EG の出力, デマンド出力および出力変化率

図 5-4 院内負荷予測モデルを適応する場合の系統周波数変動

(補償回路を導入した場合; Cycle = 300 s, $T_3 = 60$ s)

最後に、周波数変動を改善するために、PV 出力量の予測補償モデル P_{Lag} に BT による平滑化のモデル P_{MA} を導入した場合の院内電力グリッドの系統周波数変動を動特性シミュレーション解析する。

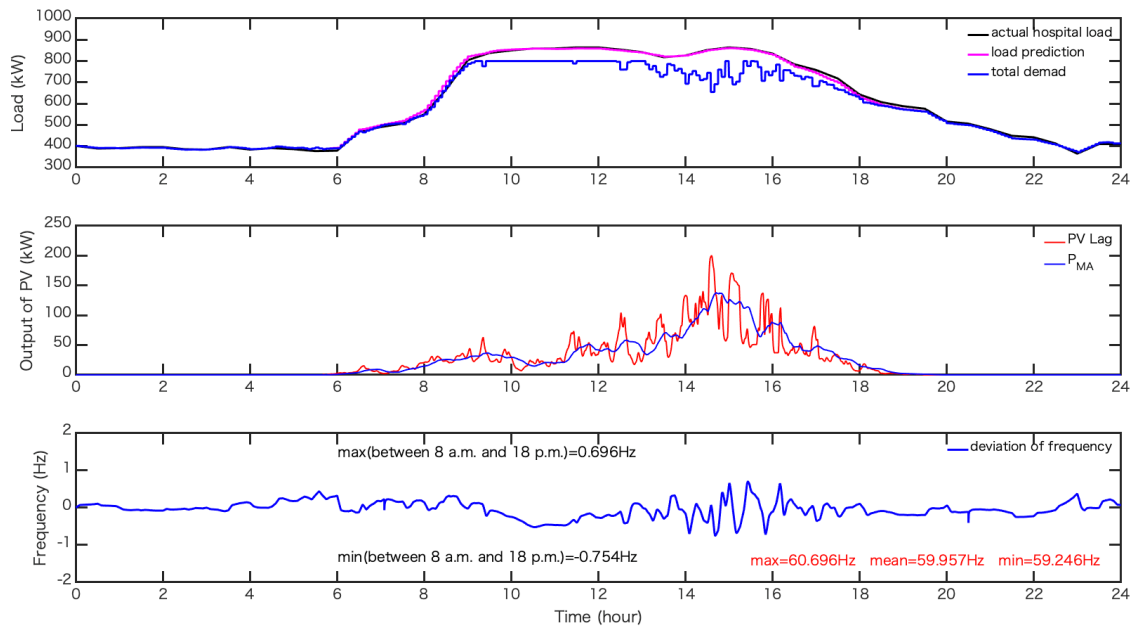
図 5-5 は、負荷を予測する条件のもと BT を導入した院内電力グリッドの系統周波数変動の動特性シミュレーション解析結果である。

結果を示した図 5-5 のグラフは、図 5-4 と同様に作成したプロットである。ただし、図 (a)の 2 段目には、補償回路で処理した計算結果 P_{Lag} を赤色実線で示し、BT による平滑化モデルで処理した計算結果 P_{MA} を青色実線で表している。

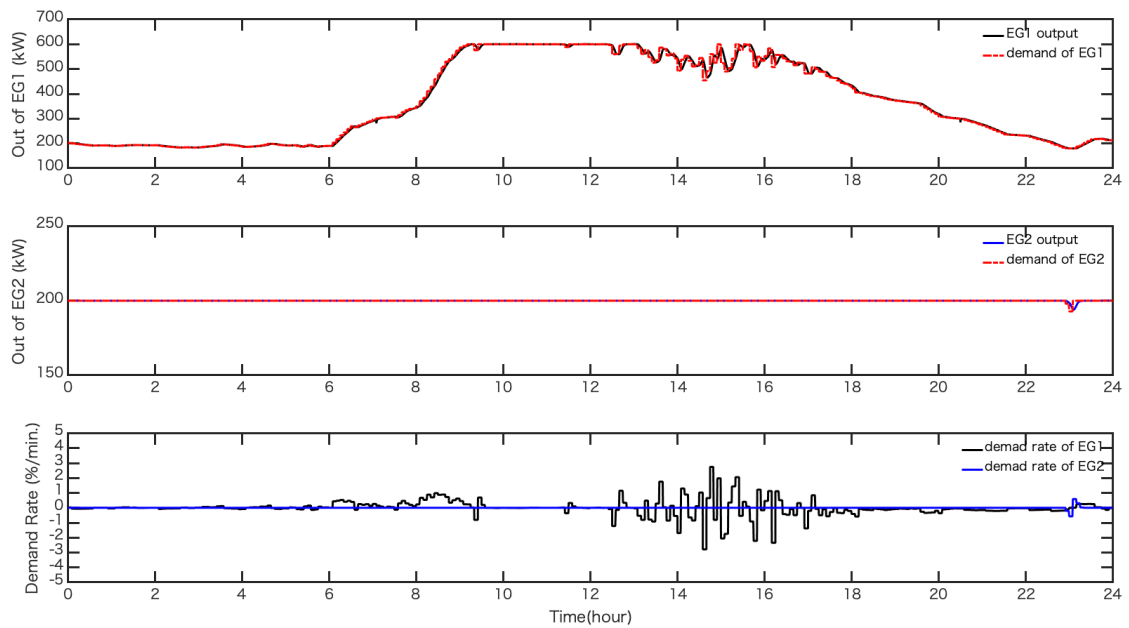
図 (a)では、図 5-4 と同様に 6 時から 9 時の間は、負荷が急上昇しているのに対して、系統周波数は安定している。PV 出力の変動が大きくなる 12 時前から 18 時の間、系統周波数の変動は BT を導入することでと緩やかになり改善している。

図 (b)について、各 EG の出力は、BT を導入する前の結果と同様の変化を示している。PV の出力変動に影響される 14 時から 16 時の間、BT の効果で出力が安定している。

結果、1 日の系統周波数変動の平均値は 59.957 Hz で、最大値は 60.696 Hz (+0.739 Hz) であり、59.246 Hz (-0.711 Hz)の最小値を示したため変動幅は 1.449 Hz であった。また、PV 出力が上昇し始める 8 時から低下し始める 18 時の間は、最大+0.696 Hz、最小-0.754 Hz の偏差がみられた。また、1 日の燃料消費量は、9026.3 kg であった。



(a) 院内実負荷, P_{Lag} , P_{MA} および系統周波数



(b) 各 EG の出力, デマンド出力および出力変化率

図 5-5 院内負荷予測モデルを適応する場合の系統周波数変動

(補償回路に BT を導入した場合; Cycle = 300 s, $T_3 = 60$ s)

5.4 評価

表 5-1 は、図 5-3 から図 5-5 で得られた動特性シミュレーション結果をまとめた表である。表は、各シミュレーション条件による系統周波数の 1 日の最大値、平均値、最小および 8 時から 18 時までの最大偏差と最小偏差を表しており、さらに、各 EG が使用する合計燃料消費量の計算結果を示している。

図 5-3 で示した院内負荷予測モデルを適応しない条件での解析結果と比較する。1 日の周波数変動に着目すると、まず、図 5-4 に示した PV 出力量の予測補償モデル P_{Lag} の効果による解析では、周波数の変動幅を 2.784 Hz から 2.756 Hz へ抑制している。

さらに、系統の安定制御および燃料消費量の削減を図るために、図 5-5 に示した PV 出力量の予測補償モデル P_{Lag} に BT による平滑化モデル P_{MA} を導入した場合の解析では、周波数の変動幅を 2.756 Hz から 1.449 Hz への抑制を表しており、院内負荷予測モデルを適応しない条件との比較では、変動幅を 1.335 Hz への抑制を示した。

PV 出力の変動が大きい時間帯の系統周波数変動では、BT の導入後では、導入前の最大偏差+3.445 Hz と比べると導入後は+0.696 となり、2.749 Hz 改善している。

燃料消費量の計算結果では、院内負荷予測モデルを適応する条件のもと、補償回路の効果、また、BT の導入による PV 出力の変動の吸収で、EG とのバランスを図ることができ、69 kg 削減できている。結果として、非常電源に PV と BT を導入した院内電力グリッドに、出力デマンドに PV 出力の状態量を考慮した新たな制御方式を用いることで周波数制御の制御性を向上できることがわかった。

表 5-1 院内電力グリッドの動特性シミュレーションによる系統周波数と燃料消費

図	負荷 予測	補償回路 $H(t)$	BT P_{MA}	系統周波数 (Hz)		1 日 燃料消費 (kg)
				1 日 最大／平均／最小 (最大変動幅)	8 時-18 時 最大偏差 最小偏差	
5-3	—	—	—	62.231／60.128／59.447 (2.784)	+2.231 -0.553	9095.8
5-4	○	○	—	61.297／59.963／58.541 (2.756)	+1.297 -1.459	9026.8
5-5	○	○	○	60.696／59.957／59.246 (1.449)	+0.696 -0.754	9026.3

5.5 バッテリ容量の最適化

5.5.1 推算手法と一例

BT が災害時においても安定的な供給を行う上で非常に重要であるが、非常に高価であり、コストを考慮すると必要な場合以外は使用すべきではない。そこで、コストを抑え、且つ劣化を防止する方法として、PV 出力変動の吸収に着目した場合の BT 容量の最適化について述べる。2 章で述べた PV の実測データを用いて BT による平滑化モデル P_{MA} で最適な BT 容量を推定する^{(121)~(123)}。

まず、PV の実測データと移動平均値の差 $\Delta P(W)$ を式(5.6.1)に示す。ここで、 $P(m)$ は PV の実測データ、 $P_{MA}(m)$ は移動平均値を表し式(2.4.31)で算出する。

$$\Delta P = P(m) - P_{MA}(m) \quad (5.6.1)$$

次に、式(5.6.2)および式(5.6.3)に、30 分あたりの PV 発電量の実測値と移動平均値を示す。 $Ph(k) (Wh)$ は PV 出力の発電量、 $Ph_{MA}(k) (Wh)$ は P_{MA} の発電量である。

$$Ph(k) = \sum_i^n P(i) \Delta t \quad (5.6.2)$$

$$Ph_{MA}(k) = \sum_i^n P_{MA}(i) \Delta t \quad (5.6.3)$$

式(5.6.4)は、30 分当たりの発電量の実測値と移動平均値との差 $dPh (Wh)$ である。

$$dPh(k) = Ph(k) - Ph_{MA}(k) \quad (5.6.4)$$

最後に、BT 容量 $C_b(Wh)$ は式(5.6.5)で計算できる。ここで、 $k=1 \sim 48$, $i=1800(k-1)+1$, $n=1800$ および $\Delta t=1/3600 (h)$ である。

$$C_b = \sqrt{\sum dPh(k)^2} \quad (5.6.5)$$

図 5-6 は, 2017 年 5 月 2 日の 5 時から 20 時までの PV の実測データを用いて式(2.4.31) および式(5.6.1)から式(5.6.5)に基づき計算した結果である。図 5-6 の左上図は, PV の実測データ, 左中央図は移動平均値, 左下図は式(5.6.1)で計算した PV の実測データと移動平均値との差である。右上図は, 30 分当たりの測定した PV の発電量を示す。右中央図は, 30 分当たりの移動平均値の発電量である。右下図は式(5.6.4)で計算した発電量の実測値と移動平均値との差であり, BT の充放電をプラスとマイナス側での変動で表している。

結果, 2017 年 5 月 2 日では, BT の充電最大電力は約 300 W 程度であり, 放電最大電力は約 350 W 程度であり, 充電量は 30.84 Wh, 放電量は 23.63 Wh であった。同様に, 図 5-7 に示した 2017 年 5 月 23 日の 5 時から 20 時までの実測データを用いた推算した結果では, 充電量は 31.04 Wh, 放電量は 27.24 Wh であった。

図 5-8 に BT の充放電と SOC の変動範囲の概要を示す。2 章で述べたとおり, SOC は BT の充放電による電流の積分値を BT 容量で割り百分率で表したものであり, BT の劣化を抑制するために制御対象とされている指標である。充電量および放電量の値が SOC の変動範囲に相当する。

例えば, SOC の変動範囲を 30 %として 2017 年 5 月 2 日の 54.47 Wh を用いると BT 容量は, およそ 182 Wh が得られ, 800 W の PV 出力の 23 %となる。単独運転時における EG と PV との併用では, 必要な院内負荷 1000 kW の 20 %となる 200 kW を PV の定格出力と想定すると, その 23 %の 46 kW の BT 設備が必要であると検討できる。

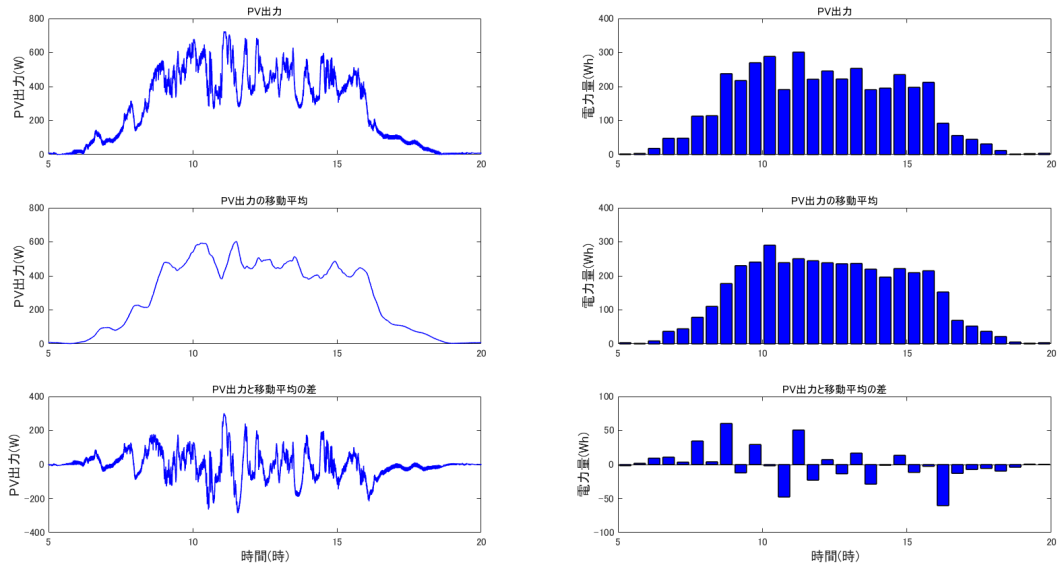


図 5-6 2017 年 5 月 2 日における PV 出力の実測および BT 容量の推算結果

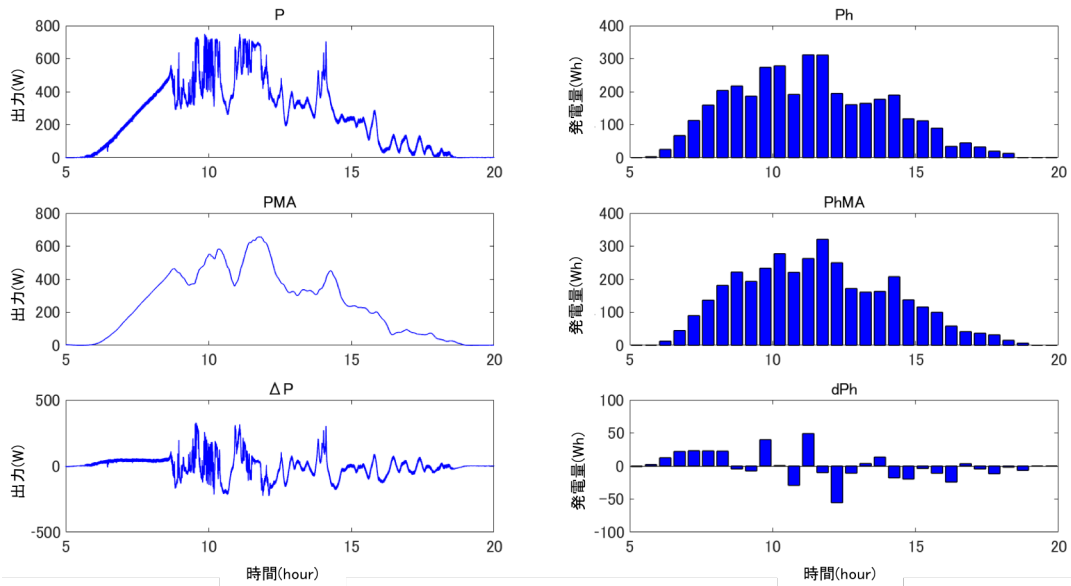


図 5-7 2017 年 5 月 23 日における PV 出力の実測および BT 容量の推算結果

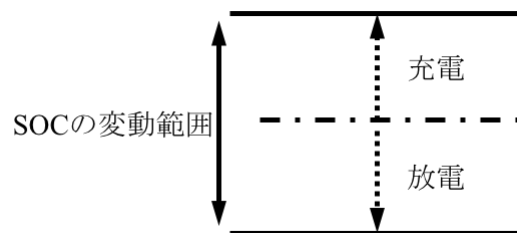


図 5-8 放電と SOC の変動範囲の概要

5.5.2 最適なバッテリー容量の統計的評価

日本の雨季期間である5月、6月および7月の中でも特に曇りや雨の日の天候が連続し、PV出力の変動が大きい期間を対象として、BTの充放電電力量を計算し統計的に評価する。

図5-9は、2017年6月28日から7月4日の5時から20時までのPVの実測データから計算した30分当たりの充電電力量値および放電電力量値である。結果として、1週間におけるBTの最適容量は、充放電電力量が最大である6月29日から式(5.6.5)を用いると81.24 Whと推算できる。BT設備の導入における検討では、SOCの変動範囲を30%として2017年6月29日の81.24 Whを用いるとBT容量は、およそ271 Whが得られ、800 WのPV出力の29.5%となる。単独運転時におけるEGとPVとの組み合わせでは、必要な負荷1000 kWの20%となる200 kWを想定し、その29.5%の59 kWのBT設備が雨季には必要であると推定できる。5月1日から6月7日を加えた5時から20時の電力量の差が正の場合は充電、負の場合は放電を示し、それらの総和を1時間あたりに換算した結果を表5-2にまとめた。

図5-10および表5-3は、雨季期間である5月、6月および7月の中でも特に曇りや雨の日のBTの充放電電力量を計算し統計的に評価した結果である。グラフは、各月毎の最適なBT容量を正規分布で表している。青色実線は5月、赤色破線を6月および7月の結果を黒色一点鎖線で示しており、正規分布における統計的な計算結果を表5-4に示している。ここで、 E (Wh)は期待値としての平均値、 σ は標準偏差である。

結果、5月の C_b (Wh)は77.29 Wh、6月の C_b (Wh)は61.45 Whおよび7月の C_b (Wh)は88.01 Whであった。各月の $E+2\sigma$ は、5月が81.38 Wh、6月が63.53 Whおよび7月が93.32 Whを示しているため、約95%程度が $E+2\sigma$ の範囲に含まれていることがわかった。SOCの変動範囲を30%として93 Wh以上のBT容量を用いると、およそ310 Whが得られ、800 WのPV出力の26%となる。200 kWをPVの定格出力と想定すると、その23%の52 kW以上のBT設備が必要であると推算できる。

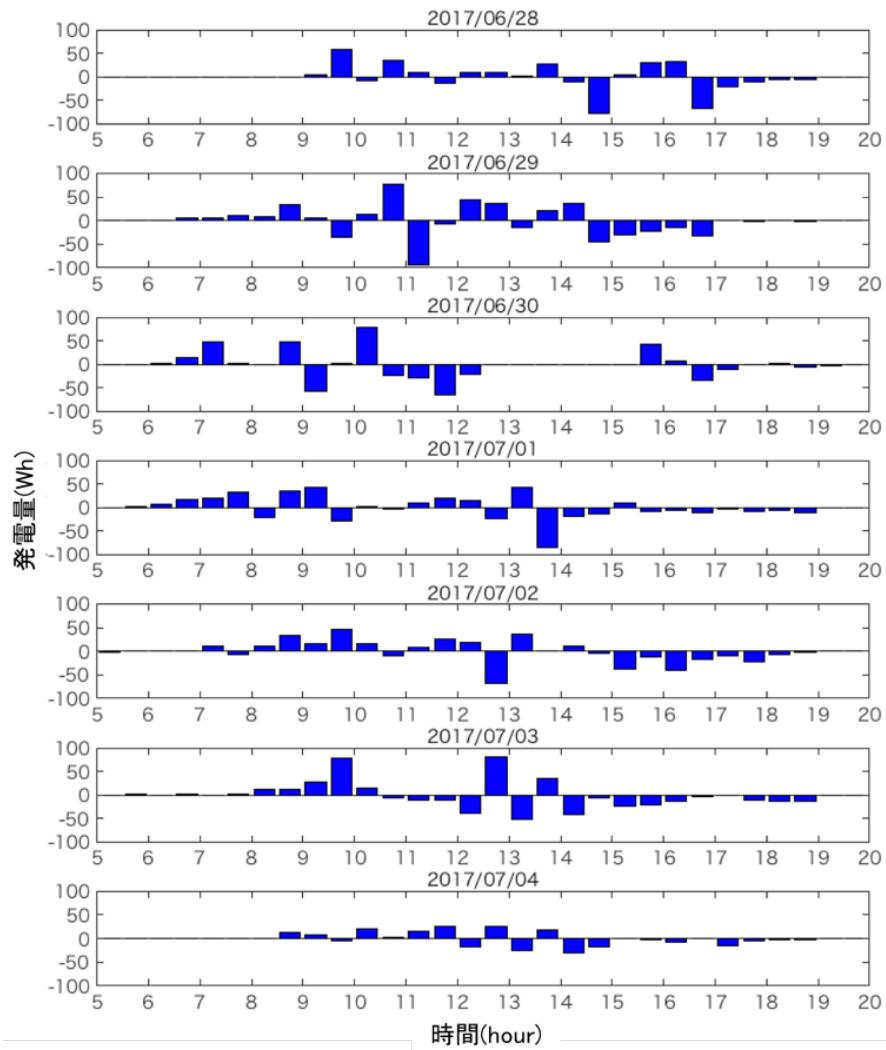


図 5-9 2017 年 6 月 28 日から 7 月 4 日における BT の充放電電力量

表 5-2 PV の実測データから求めた BT の充放電力量

日付	充電電力量 (Wh)	放電電力量 (Wh)	充電-放電 (Wh)
5 月 1 日	30.84	-23.63	54.47
5 月 2 日	34.84	-30.53	65.37
5 月 3 日	31.15	-40.76	71.91
5 月 4 日	30.34	-34.32	65.16
5 月 5 日	41.12	-34.17	77.29
5 月 6 日	36.64	-32.11	68.75
5 月 7 日	26.62	-26.75	53.37
6 月 1 日	26.75	-15.58	42.33
6 月 2 日	28.93	-22.17	51.10
6 月 3 日	30.70	-30.75	61.45
6 月 4 日	28.65	-22.00	50.65
6 月 5 日	32.04	-21.43	53.47
6 月 6 日	27.35	-23.93	51.28
6 月 7 日	22.07	-17.00	39.07
6 月 28 日	25.72	-33.66	59.38
6 月 29 日	35.20	-46.04	81.24
6 月 30 日	31.18	-35.59	66.77
7 月 1 日	35.66	-31.27	66.94
7 月 2 日	31.05	-31.20	62.26
7 月 3 日	48.22	-28.03	76.25
7 月 4 日	19.11	-16.79	35.90

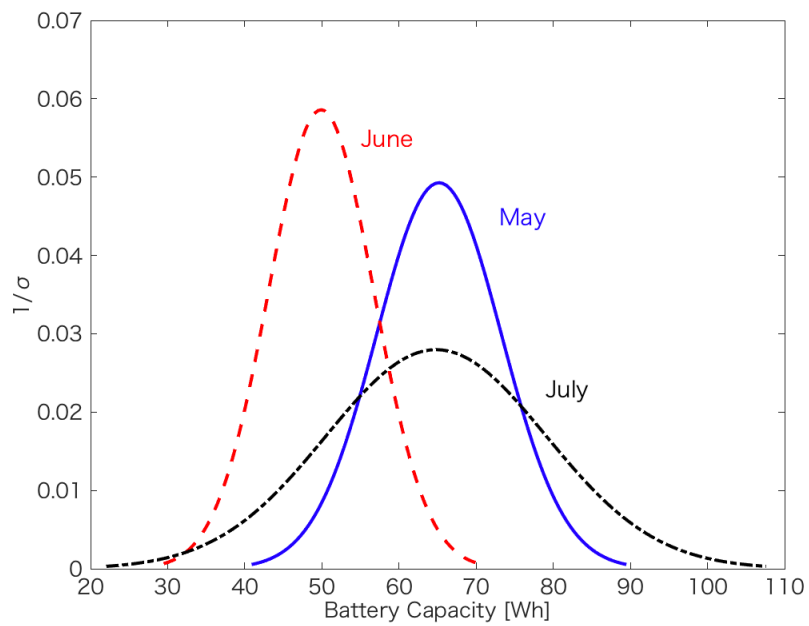


図 5-10 雨季における最適な BT 容量の統計的評価

表 5-3 統計的評価の結果

月	E (Wh)	1σ	2σ	3σ
5	65.19	8.10	16.19	24.29
6	49.91	6.81	13.62	20.43
7	64.80	14.26	28.52	42.79

5.6 あとがき

本章では、単独運転時における非常電源として EG と PV の併用による運用とした院内電力グリッドでの系統周波数変動を解析できるプラントおよび制御モデルを提案し、気象条件によって PV が系統周波数に及ぼす擾乱や外乱を把握するために、シミュレーション解析し評価した。また、出力の変動が大きい PV データを用いて、バッテリー平滑化モデルを用いた BT 容量の最適な推算手法を提案し、日本における雨季に限定し、院内に PV システムを導入する場合の BT 容量を統計的に評価した。ここでは、BT の容量を減らすために、BT を用いずに非常電源の周波数制御の制御性の向上を図るべく、新たに出力デマンドに PV 出力の状態量を考慮した制御方式を提案した。結果を以下にまとめる。

- (1) MATLAB[®]/Simulink を用いて、新たに院内電力グリッドの周波数変動を解析するためのプラントモデルと制御モデルを構築した。
- (2) 院内負荷予測モデルの出力は、線形計画法によって消費燃料を最少に最適化し、定格出力 750 kVA の EG 1 台および定格出力 250kVA の EG 1 台の発電機にデマンドを与えるアルゴリズムが確立した。
- (3) 系統の安定制御および燃料消費量の削減を図るために、新たに提案する制御方式である PV 出力量の予測補償モデル P_{Lag} に BT による平滑化のモデル P_{MA} を導入した場合の解析では、変動幅を ± 1.449 Hz の抑制を達成できたことから院内負荷予測モデルを適応しない条件での周波数変動と比較して抑制でき、燃料消費量削減を達成でき、周波数制御の制御性の向上を図ることができた。
- (4) PV 出力の実測値から 30 分の移動平均値を求め、その差分から充放電電力量を算出し、その総和を SOC の変動範囲として最適な BT 容量を推算した。
- (5) 2017 年の 5 月から 7 月の雨季における PV 出力の実測値から最適な BT 容量を推算した結果、93 Wh 以上必要であると計算でき、最適な BT 容量の条件は、約 95 % 程度が雨季の 3 ヶ月間の $E+2\sigma$ の範囲に含まれていることがわかった。

第 6 章 エミュレータを用いた評価試験

6.1 まえがき

自然災害や系統異常による単独運転時における S+3E の達成は、長期にわたる医療機能の継続を保証する重要な政策である。本研究では、定格出力 1000 kVA の非常用発電機 EG(Emergency Generator) 1 台を有する対象施設において、太陽光発電 PV(Photovoltaic) の導入を見据えて、出力過剰となる現在の EG を小型化・分散化させ、EG 2 台の運用で燃料消費量が最少となる最適化の手法を提案し、過去の院内の総実負荷の実績を用いて、単独運転時の電力収支を評価してきた。さらに、院内の総実負荷と気象庁の気象データからディープラーニングで学習させた負荷予測の手法をエネルギーマネジメントシステム EMS(Energy Management System)に組み込むことで、長期にわたって安定した電力供給が可能であることを確認した。

しかし、院内電力グリッドの実運用において、単独運転に到った場合、院内電力グリッド全体に及ぼす影響は十分に把握できないことが現状であり、非常電源の容量不足や過剰がコストの上昇につながっている。病院の設備設計において適正な非常電源の容量を導くことは難しく、単独運転時に要求される設備を設置したグリッドを構築し、系統異常に強い最適なエネルギーマネジメントの実証実験を行うには莫大な費用、時間、労力を要する。また、実際のシステムを用いた検証では、システムの入力である院内負荷や気象条件が検証中の瞬時のものであり、同じ条件を再現することは極めて困難である。

そこで、提案するエネルギーマネジメントの実験的評価として、文部科学省大学発グリーンイノベーション創出事業「緑の知の拠点事業」で構築したエミュレータを使用する⁽¹²⁴⁾。院内電力グリッドモデルをエミュレーションシステムに構築することにより、気象条件をエミュレータに入力し、電力収支の解析やパラメータを変えた検証を繰り返し行うことで、院内電力グリッドの挙動を把握することができ、課題を解決する時間の

短縮やコスト削減が期待できる。

本章では、エミュレータに、EG に PV およびバッテリー BT(Battery)を併用した非常電源をもつ院内電力グリッドを模擬したエミュレーションモデルを構築し、実際の PV 設備を接続しているエミュレータで、小型化・分散化した、複数の EG の運用で燃料消費量が最少となる最適化アルゴリズムに負荷予測の手法を組み込んだ EMS を実験的に評価する。エミュレータでは、対象の契約電力の院内負荷 980 kW を参照値としスケールダウンして構成機器に与える。ここでは、近年の自然災害時に発生する停電期間を参考に 7 日間程度の安定した電力供給を目標とし、提案する EMS について実験的に評価する。また、最適な非常電源容量の決定には、施主の条件や指定病院などの目的に応じて変わり、その選択選定に苦慮しているのが現状であるため最適な設備設計手法として、設備容量に関係なく燃料消費量を予測できる設備設計モデルを提案し、検証する。

まず、エミュレーションシステムの概要について述べる。次に、システムに構築する院内電力グリッドを模擬したエミュレーションモデルについて説明し、エミュレーション条件のもと結果を示す。そして、エミュレータで実験的に検証した院内電力グリッドの EMS について評価する。最後に、提案する設備設計モデルについて述べ、予測精度を見積もる。

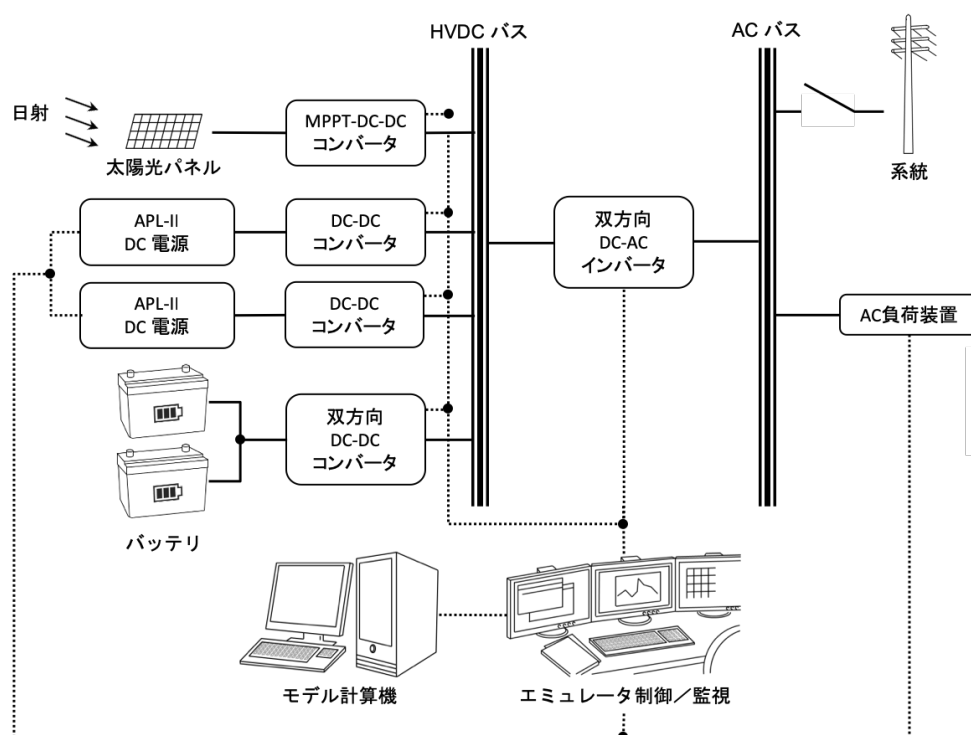
6.2 エミュレーションシステムの概要

図 6-1 は、エミュレーションシステムの概要図とシステムの実装写真であり、構成機器の主なスペックは表 6-1 にまとめる。なお、表 2-1 に記載している機器は除く。

エミュレーションシステムの構成には、AC 系統および DC 系統を混在させたハイブリッド型システムを採用している。ハイブリッド型では、DC-DC コンバータの効率が全波整流器効率よりも高く DC 系統の電力損失が AC 系統よりも低い点に着目して、グリッド内の高効率化の実現を目指している^{(125)~(129)}。DC 系統と AC 系統は、HVDC バスおよび AC バスで 2 系統を系統連系双方向 DC-AC インバータを介して接続している。DC 系統は、HVDC バスに電力変換装置として DC-DC コンバータを 3 台および双方向 DC-DC コンバータが 1 台接続している。3 台の DC-DC コンバータのうち、1 台は実設備の太陽光パネルから電力を得るために最大電力点追従 MPPT(Maximum Power Point Tracking)する。他の 2 台は APL-II を経由して EG モデルから電力を与える。双方向 DC-DC コンバータには、36 Ah (5HR)容量の鉛蓄電池を 4 台、並列に 2 系統(合計 8 台)接続している。AC 系統は、交流電子負荷装置および商用系統と接続している。

エミュレーションにおいてモデル入力に用いる気象情報の実測データは、日射量、外気温/湿度、気圧、風向、風速などであり、エミュレータ制御・監視でデータ受信・管理を行う。MATLAB® / Simulink で構築できるエミュレーションモデルは、モデル計算機上で実行され、エミュレータ制御・監視との需要と応答信号を送受信する。モデル計算機に院内電力グリッドモデルを構築することで、条件を変えたグリッド内の挙動が把握できる。エミュレーション結果を用いた実測データによるグリッド解析は、シミュレーションモデル上で何度も繰り返すことができる。エミュレーションにより需要と供給を模擬することで電力グリッドを最適制御し、グリッド内の電力収支を解析することが可能である^{(130)~(135)}。

エミュレーションシステムで使用しているコンバータおよびインバータを総じてスマートパワーマネージャー SPM(Smart Power Manager)モジュールと呼ぶ。SPM モジュールは、エネルギーシステムの状態を監視、制御し効率よく動作させる装置である。SPM モジュールおよび SPM-1000 は、専用の Web アプリケーションで管理・制御できる。



(a) 構成図



エミュレーションシステム全体
(系統連系および単独切換器を含む)



エミュレータ

(b) システム環境

図 6-1 エミュレーションシステムの概略図と実装写真

表 6-1 エミュレーションシステムの構成機器

名 称	DC-DC コンバータ	
モ デ ル	SPM-ADD1250BN / アバール長崎社製	
主 な 仕 様	最大出力電力容量: 1.2 kW 定格電圧・電流(HVDC 側): DC 380 V/3.2 A 定格電圧・電流(PV 側): DC 0 V~320 V/4.8 A(250 V) 最大入力電圧: 400 V 変換効率: 95 %	
名 称	双方向 DC-DC コンバータ	
モ デ ル	SPM-ADD1048BN / アバール長崎社製	
主 な 仕 様	最大出力電力容量: 1.2 kW 定格電圧・電流(HVDC 側): DC 380 V/3.2 A 定格電圧・電流(BT 側): DC 36 V~66 V/25.0 A(DC 48 V) 変換効率(充電/放電): 95 %/95 %	
名 称	太陽電池モジュール	
モ デ ル	CS-223813 / 長州産業社製 ×4 台	
主 な 仕 様	公称最大出力: 223 W 公称最大出力動作電圧: 27.6 V 公称開放電圧: 33.9 V 公称最大出力動作電流: 8.08 A 公称開放電流: 8.61 A	
名 称	鉛蓄電池	
モ デ ル	N-60B19L/C6 / パナソニック社製 ×4 台が 2 系統(合計 8 台)	
主 な 仕 様	公称電圧: 12 V 5 時間率容量: 36 Ah 普通充電電流: 4.5A	
名 称	モデル計算機	
モ デ ル	iMac (21.5-inch, Late 2015) / Apple 社製	
主 な 仕 様	OS: Mojave (64 bit) メモリ: 8.0 GB 1867 MHz DDR3 CPU: Intel Core i5 (2.8 GHz)	
名 称	エミュレータ制御・監視	
モ デ ル	Dell Precision T5500 / Dell 社製	
主 な 仕 様	OS: Windows 7 (64 bit) メモリ: 12.0 GB CPU: Intel Xeon X5467 (2.93GHz)	

6.3 エミュレーションによる評価

6.3.1 モデルの構成

図 6-2 は、モデル計算機に構築する院内電力グリッドのモデル構成図である。エミュレータシステムからの入力データは、気象データ、院内実負荷データ、BT 電流および PV 出力データであり、気象データおよび院内実負荷データは、あらかじめ準備した実測データを入力し、負荷予測の計算条件に使用する。負荷予測データおよび補償回路モデルを介した PV 出力データの差に対して、EG のデマンドを線計画法で最適化し、出力変化率を与え EG モデルに指令を出す。

エミュレーションによる検証では、対象の契約電力量の 980 kW を参照値としたスケールダウンとする。院内実負荷データは、スケールダウン後、AC バス電圧・電流から電力計算し、UDP(User Datagram Protocol)を介して AC 負荷装置に入力され動作する。

実設備の PV 出力データは、MPPT-DC-DC コンバータからの HVDC バス側出力電圧・電流から電力計算し、スケールダウン後、電流電圧に再度変換し、UDP を介して入力する。ここで、晴天日で観測される PV の最大出力時に、上空を雲が通過する際に出力がゼロになる場合、出力変化率の制限がある EG にとって、電力バランスが保持できることを把握する必要がある。また、EG の燃料消費量を目的関数とした場合、BT への充電のために消費する燃料は、解として導出されないため、数理計画法の制約条件を考慮する必要がある。

制約条件として、BT の SOC の状態を取り込み、SOC の目標値 $SOC_s(\%)$ と現在値 $SOC_p(\%)$ の差が正の時には放電させ、逆に差が負の場合には充電を許容する。

式(6.3.1a)に、3 章の述べた数理計画法として用いる線形計画法の目的関数を示す。ここで、 f_L は、EG の総燃料消費量を定義し、 W_{Li} は燃料流量(kg/h)を表し、 m は EG の台数である。また、式(6.3.1b)に P_{Gi} を用いた定式化を示しておく。

P_{Gi} は、 f_L を最少化するための EG の出力である。係数 a_{Li} および b_{Li} は、3 章、表 3-2 で示した定格出力 750 kVA および定格出力 250 kVA の各 EG の出力と燃料流量の特性から得られる回帰モデルのパラメータである。

$$\min_P f_L = \sum_{i=1}^m W_{L_i} \quad (6.3.1a)$$

$$\min_P f_L = \sum_{i=1}^m a_{L_i} P_{G_i} + b_{L_i} \quad (6.3.1b)$$

式(6.3.2)の ΔSOC は、現状の SOC の値 SOC_p から SOC の目標値の SOC_s を引いたものである。BT の充放電量 P_{BT} は、式(6.3.2)の ΔSOC に係数 k を掛けて式(6.3.3)で表す。また、式(6.3.4)に示したように、BT の充放電量を定格値 P_{BT_R} で制限する。

$$\Delta SOC = SOC_p - SOC_s \quad (6.3.2)$$

$$P_{BT} = k \cdot \Delta SOC \quad (6.3.3)$$

$$-P_{BT_R} \leq P_{BT} \leq P_{BT_R} \quad (6.3.4)$$

BT の充放電量 P_{BT} を考慮する場合、式(6.3.5)に示すように、式(6.3.1b)の EG 出力 P_{G_i} から EG の運転台数 $m = 2$ で割った BT の充放電量を差し引く。また、式(6.3.6)は、EG の総出力と BT の充放電量の和を院内全負荷 L としたものである。

$$W_{L_i} - a_{L_i} \left(P_{G_i} - \frac{P_{BT}}{m} \right) = b_{L_i} \quad (6.3.5)$$

$$\sum_{i=1}^m P_{G_i} + P_{BT} = L \quad (6.3.6)$$

式(6.3.7)は、EG 出力の不等式条件である。ここで、 P_{R_i} は EG の定格出力を示す。EG の出力 P_{G_i} (kW)は、定格出力である P_{R_i} (kW)と、下限運転である定格出力 30 %の範囲で運用されることを示す。ここで、力率 $pf = 0.8$ を考慮する。

$$0.3 \cdot P_{R_i} \leq P_{G_i} \cdot pf \leq P_{R_i} \quad (6.3.7)$$

EG を運用する際には、出力の変化率に留意する必要がある。運用する EG に、急激な変化を加えた出力デマンドを与えると、オーバーシュートやアンダーシュートによる燃料消費量の増加や系統周波数への影響が考えられる。そのため、一般的な EG は、1 分間で定格出力の $\pm 5\%$ の出力変化率の制限が存在する。

式(6.3.8)に、EG の出力変化率の制約を表す不等式条件を示す。ここで、 Δt は、最適化によって導く出力デマンド間隔(分)を示し、 $P_{G_i}(t-1)$ は前回値(例えば、10 分前)の EG 出力を表す。

$$P_{G_i}(t-1) - 0.05 \cdot P_{R_i} \cdot \Delta t \leq P_{G_i}(t) \leq P_{G_i}(t-1) + 0.05 \cdot P_{R_i} \cdot \Delta t \quad (6.3.8)$$

BT の放電条件は、式(6.3.2)の ΔSOC がゼロ以上のとき、式(6.3.9)および式(6.3.10)のとおり、院内全負荷 L に対して、前回値の全 EG 出力の $+5\%$ で不足する電力を BT で補完する。

$$\Delta SOC \geq 0 \quad (6.3.9)$$

$$P_{BT} \leq L - (P_{G_i}(t-1) + 0.05 \cdot P_{R_i}) \quad (6.3.10)$$

また、充電条件は、式(6.3.11)および式(6.3.12)のとおり、 ΔSOC が負のとき、院内全負荷 L に対して前回値の全 EG 出力の -5% に対して余裕がある場合とする。

$$\Delta SOC < 0 \quad (6.3.11)$$

$$P_{BT} > (P_{G_i}(t-1) - 0.05 \cdot P_{R_i}) - L \quad (6.3.12)$$

具体的に PV 出力量を含めると, BT の放電条件は式(6.3.13)に示すように, 院内負荷 L に対し, 式(5.2.15)に示した 1 次遅れ系 PV 出力 P_{Lag} と前回値の全 EG 出力の+5 %/分で不足する場合とする。

$$L - P_{Lag} - \sum_{i=1}^m (P_{G_i}(t-1) + 0.05 \cdot P_{R_i}) > 0 \quad (6.3.13)$$

また, BT の充電条件は式(6.3.14)に示すように, 院内負荷 L に対し, P_{Lag} と前回値の全 EG 出力の-5 %/分で余裕がある場合とする。

$$P_{Lag} + \sum_{i=1}^m (P_{G_i}(t-1) - 0.05 \cdot P_{R_i}) - L > 0 \quad (6.3.14)$$

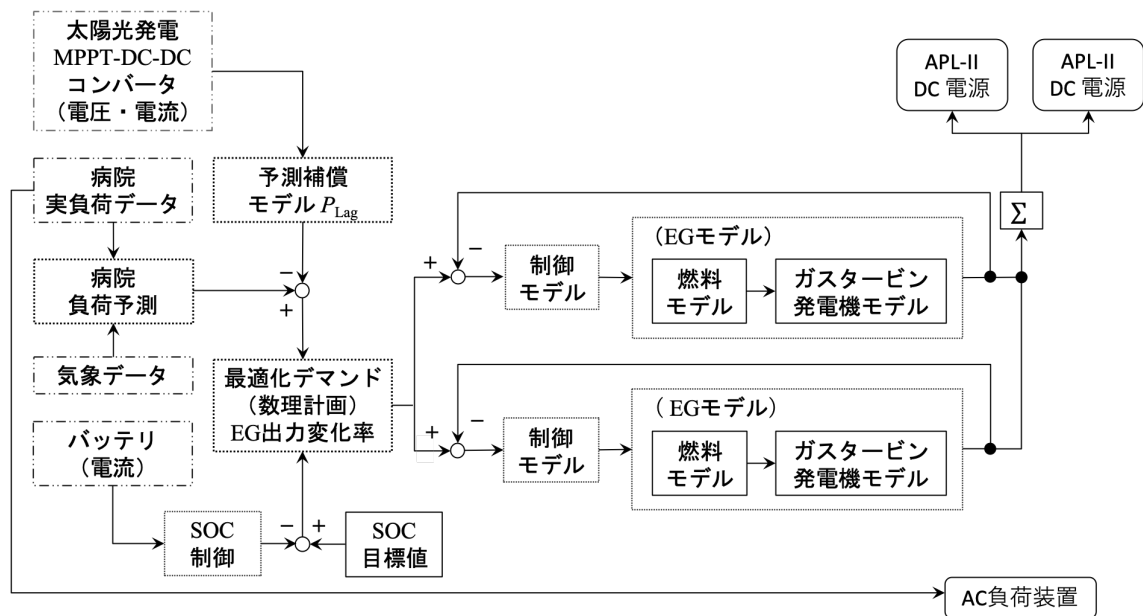


図 6-2 エミュレーション試験に用いるモデル構成図

6.3.2 エミュレーション条件

エミュレーションシステムを用いて、提案する EMS のアルゴリズムの実験的評価および検証として、院内電力グリッドにおいて 1 週間程度の単独運転を想定し実行する。院内実負荷は、エミュレーション検証を開始する実日時に合わせ、2013 年の計測データの中で 1 月 15 日(火)以降の負荷を用いることにする。2013 年 1 月の気象データを用いた負荷予測モデルによる負荷予測は 300 秒ごとに更新する。図 6-2 のエミュレーションモデルにおいて、PV 出力量の予測補償モデル P_{Lag} は、 $T_3 = 600s$ の時定数とし、SOC の初期値を 92 %および 90 %を目標値とする。

表 6-2 は、エミュレーション条件とした院内電力グリッドのスケール率および EG, PV, BT の構成比率である。院内電力グリッドのスケール率は、対象の契約電力 980 kW およびエミュレータを構成する機器の定格容量を参照し、0.002 倍とする。院内の全実負荷に対して定格出力 750 kVA 力率 0.8 および定格出力 250 kVA 力率 0.8 の EG を 2 台模擬する。2 台の EG をそれぞれ EG 1 および EG 2 と表す。EG 1 では、定格出力 600 kW に対して 1200 W, EG 2 では、定格出力 200 kW に対して 400 W にそれぞれスケールダウンする。エミュレータの構成機器においては、AC 負荷装置 1960 W, 太陽電池モジュール 800 W もしくは 400 W および DC 電源模擬装置 400 W が定格となる。

エミュレーションの実験的検証では、院内電力グリッドにおける分散電源の構成比率を EG 80 %と設定し、Case Study I では、PV および BT の構成比率を 40 %および 20%, Case Study II では、構成比率を PV 40 %および BT 20 %とし、PV 20 %および BT 10 %を Case Study III の条件とし、実行する。

表 6-2 院内電力グリッドのスケールおよび電源構成比率

	Case Study I	Case Study II	Case Study III
院内負荷	スケール率： $\frac{2 \times 980}{980 \times 10^3}$		
非常用発電機 EG	EG 1: 750 kVA (力率 80%) 600 kW \Rightarrow 1200 W EG 2: 250 kVA (力率 80%) 200 kW \Rightarrow 400 W		
実機 太陽光発電 PV	定格出力 800W $\frac{800}{2 \times 980} \approx 40.8\%$	定格出力 400W $\frac{400}{2 \times 980} \approx 20.4\%$	定格出力 800W $\frac{800}{2 \times 980} \approx 40.8\%$
実機 バッテリー BT	5 時間率容量 36Ah $\frac{4.5 \times 50}{2 \times 980} \approx 11.5\%$	5 時間率容量 36Ah $\frac{4.5 \times 50}{2 \times 980} \approx 11.5\%$	5 時間率容量 36Ah $\times 2$ $\frac{9 \times 50}{2 \times 980} \approx 23.0\%$

6.3.3 エミュレーション結果

図 6-3 に Case Study I のエミュレーション結果を示す⁽¹³⁶⁾⁽¹³⁷⁾。結果は、2019 年 1 月 26 日(土)から 2 月 5 日(火)までの実行結果であり、院内実負荷は 2013 年 1 月 20 日(日)から 1 月 31 日(木)までの 11 日間を用い、PV 出力は 2019 年 1 月 26 日(土)から 2 月 5 日(火)に計測した実測値を用いる。

図 6-3 は、グリッド上の分散電源の構成比率を EG 80 %、PV 40 %および BT 20 %とした場合のエミュレーション結果である。グラフは、エミュレーション実行日の 21 日から 30 日までを表示している。図 6-3 (a)は、横軸に経過時間(hour)、縦軸は上図から負荷(kW)、PV 出力(kW)および SOC(%)を表したグラフである。最上段のグラフは、黒色実線を院内実負荷データ、マゼンタ色実線を予測負荷および予測負荷から 1 次の伝達関数でフィルターをかけた PV 出力を減算して求めた全 EG の出力デマンドを青色実線で示している。2 段目のグラフは、赤色実線を PV の実測データを表し、1 次の伝達関数でフィルターをかけた PV 出力が青色実線である。最下段のグラフは、赤色実線は BT の充放電状態を表す SOC 変動の推移を表す。次に、図 6-3 (b)は、横軸に経過時間(hour)、縦軸は上図から各 EG から出力(kW)および出力変化率(%/分)を表したグラフである。最上段のグラフは、赤色実線を EG 1 からの出力、青色実線を EG 2 からの出力、破線は各 EG の出力デマンドである。最下段のグラフは、赤色実線を EG 1 の出力変化率を表し、EG 2 の出力変化率が青色実線である。最後に、図 6-3 (c)は、横軸に経過時間(hour)、縦軸は上図から各種モジュールの電流(A)、BT、HVDC・AC バス電圧(V)および電流(A)を表したグラフである。最上段のグラフは、黒色実線を BT 側の双方向 DC-DC コンバータ電流、赤色実線を APL-II(EG 2)側の DC-DC コンバータ電流、青色実線を APL-II(EG 1)側の DC-DC コンバータ電流およびマゼンタ実線は PV 側の MTTP-DC-DC コンバータ電流である。2 段目のグラフは、黒色実線を BT 電圧、青色実線が HVDC バス電圧および AC バス電圧を赤色実線で表す。最下段のグラフは、黒色実線を BT 電流、青色実線が HVDC バス電流および AC バス電流を赤色実線で表している。

図 6-3 (a) において、院内実負荷データの推移をみると、21 日は午前 6 時までは 350 kW から 370 kW の範囲で負荷が発生し、午前 6 時から負荷が上昇し始め、午前 9 時には約 720 kW に到達している。その後、午後 5 時までのピーク帯では 700 kW から 740 kW の範囲で負荷が推移している。午後 5 時から一般外来受付が終了するため負荷が減少し始め、午後 11 時に一度大きく減少し、以降は 370 kW から 400 kW の範囲で負荷が推移する。22 日目、23 日目、24 日目および 25 日目は、21 日目と同じく平日であるため院内実負荷の推移パターンはほとんど変わらない。26 日目および 27 日目は土曜日および日曜日のため一般外来受付が停止しており、ピーク時の負荷は 450 kW から 525 kW の範囲で変動している。

PV 出力について、26 日の天候は晴れであったため、PV による電源供給は受けられているが、雲によって太陽が遮られることが多く、PV 出力が安定していない時間がある。27 日目の天候は晴天であり、PV 出力は安定している。また、シミュレーションおよびエミュレーションにおいて導入を想定している PV 容量は、全実負荷 980 kW の 40% であるが、測定日が冬季であったため日射が弱く、総発電量が定格容量より低くなっている。28 日は雲量が多かったため、PV 出力が安定せず、午後 1 時以降は大きく PV 出力が低下していることがわかる。29 日は、27 日と同様に晴天であったため、PV 出力は安定している。30 日の天候は曇りであったため PV 出力は低く、午前 11 時および午後 2 時に雲が途切れ日射が通ったことによって一時的に発電量が上昇している。31 日は雨天であったため PV 出力は低い。2 月 1 日は雲量が多く、PV 出力が安定していないことがわかる。

最下図は、院内電力グリッドに導入した BT の充電率 SOC の推移であり、エミュレーションでは、SOC の目標値 SOC_s を 90 %としている。21 日では、午前 0 時から午前 6 時 30 分までの間で、88.1% から 82.2% まで SOC が低下している。その後、午後 0 時 20 分に SOC はこの日の最低値である 80.9% を示し、午後 1 時 10 分に最高値である 84.5% を示した。22 日では、午前 6 時までは 81.95 % から 82.4 % の範囲で SOC が推移している。その後、PV からの電力供給を受け BT は充電を開始し、午前 10 時 50 分ごろに SOC は 84.3% を示している。午前 11 時以降は、BT は放電を行い、SOC は午後 4 時 30 分に

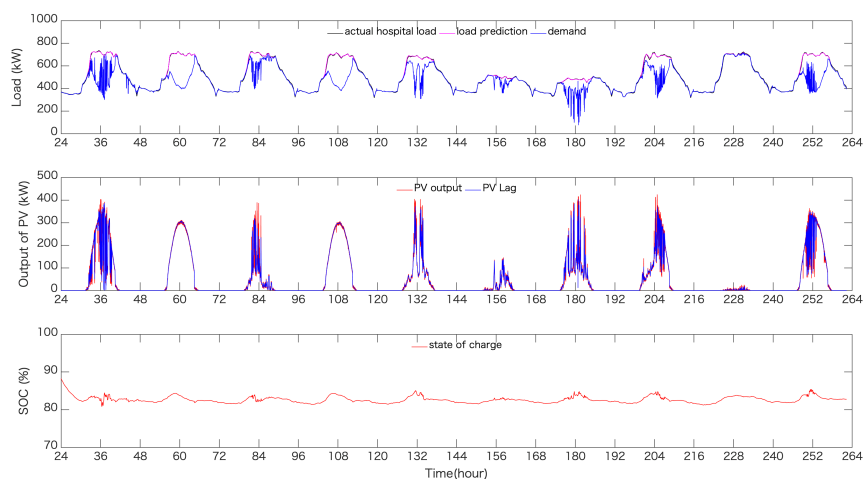
81.8%を示す。23 日では、午前 6 時 30 分までは SOC は 81.5%ほどで推移している。その後、BT は充電を開始し、午前 9 時 20 分に 83.5%に達している。午前 9 時 20 分から午後 1 時までの間では、PV 出力の変動に対して EG 出力の変化率が追いつかない負荷に対して、BT は充放電を行っていることが SOC の推移からわかった。24 日の推移は、22 日と院内実負荷および PV 出力がほぼ同様なため、SOC の変動も 22 日とほとんど変わらない推移を示している。24 日目の SOC の推移では、午前 6 時 30 分までは 81.5%から 82%の間で変動し、午前 11 時 30 分にこの日の最高値である 85%を示す。その後、午後 5 時に 82.6%を示している。26 日目は、平日に比べて BT の充放電はあまり行われず、1 日を通して 81.5%から 83.1%の範囲で充放電を行っている。27 日は日中の PV 出力の変動が大きいため、午前 8 時 30 分から午後 4 時までの間で充放電を繰り返していることを示している。

図 6-5 (b)の EG 出力の推移では、21 日では、午前 0 時から午前 6 時の間は下限運転である 180 kW の出力で維持している。その後、院内負荷の上昇に伴い、EG 出力は最大変化率 1.6%/分ほどで午前 9 時ごろまで上昇し続けている。午前 9 時以降は、PV からの電力供給を受け始めるため、EG 出力は約 1.1%/分の変化率で減少している。午後 0 時ごろになると天候の影響によって PV 出力が不安定になっているため、EG 出力は $\pm 5\%$ /分の変化率で PV 出力の変動に対応している。午後 3 時以降は PV 出力の変動が安定し始め、EG 出力は午後 5 時ごろに約 510 kW まで上昇している。その後、緩やかに出力は減少し続け、午後 8 時と午後 8 時 30 分ごろに瞬間的に -4% /分から -5% /分の出力変化率で低下している。22 日の推移では、午前 6 時までの間は約 200 kW 前後の出力で推移している。その後、院内負荷の上昇に伴い EG 出力も上昇しているが、22 日は晴天であり PV からの電力供給が良好なため、午前 6 時から午後 4 時までの間は約 200 kW から 400 kW の間で推移し、出力変化率も $\pm 0.5\%$ /分以内の範囲で収まっている。午後 4 時以降は、日射量の低下により PV からの電力供給を受けられなくなっているため EG 出力は上昇し、午後 4 時 30 分ごろに約 500 kW に達している。その後、緩やかに EG 出力は減少し続け、午後 11 時以降は約 200 kW 前後で推移している。23 日の推移では、午前 6 時までの間は約 200 kW 前後で推移したのち、午前 9 時 30 分ごろに約 500 kW ま

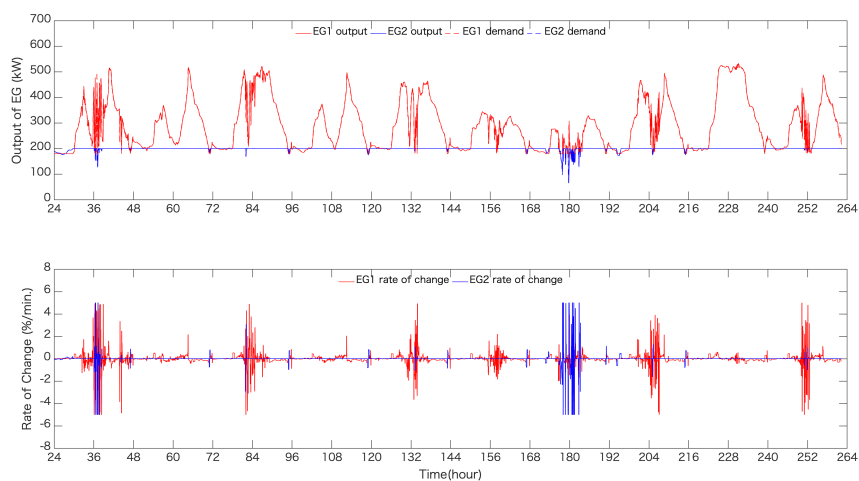
で上昇している。午前 10 時から午後 1 時までの間では、PV 出力が安定せず、EG 出力は約 200 kW から 500 kW の範囲を出力変化率 $\pm 5\%$ /分以内で推移している。その後、午後 5 時まで約 500 kW 前後で出力は維持しており、午後 11 時には下限出力である 180 kW まで低下している。24 日の推移は、22 日の院内実負荷と PV 出力の条件がほぼ同様であったため、EG 出力の推移に変化はみられない。25 日の推移では、これまでと同様に午前 6 時までの間は約 200 kW 前後で出力を維持し、院内負荷の上昇に伴い午前 6 時から午前 6 時 30 分までの間は出力変化率 0.45% /分で EG 出力を増加させ、午前 6 時 30 分から午前 9 時までは最大出力変化率 0.8% /分で推移している。午前 9 時から午前 10 時 40 分までの間は、EG 出力は 441 kW から 461 kW の範囲で変動している。その後、PV 出力が瞬間的に上昇する午前 11 時および午後 2 時に EG 出力は下限出力の 180 kW まで瞬間的に低下している。26 日および 27 日の推移では、院内実負荷が低いため、EG 出力は最大 350 kW ほどの発電量となっている。また、27 日の特に PV 出力の変動が大きい午前 11 時 50 分ごろおよび午後 0 時 50 分ごろでは、EG 出力は出力変化率 4% /分ほどの変動で対応している。定格出力 250 kVA の EG はほとんどの時間で最大出力である 200 kW を維持していることから、ベースロードとして運用することで燃料消費量を抑えられている。また、PV 出力の変動が特に大きい 21 日の午後 0 時から午後 2 時 30 分、7 日目の午前 9 時から午後 3 時 20 分までの間と、すべての日で院内負荷が瞬間的に減少する午後 11 時は、定格出力 750 kVA の出力変動だけでは補えず、定格出力 250 kVA の EG 出力も負荷の変動に対応して変化していることがわかった。

結果より、平日 5 日間および休日 2 日間の合計 7 日間の EG の総燃料消費量は 45265.4 kg となった。この燃料消費量を A 重油比重 0.85 で換算すると 53253.4 l となる。対象の既設燃料タンクは 31950.0 l の容量であるため、7 日間の単独運転時における医療機能の継続には、21303.4 l の燃料タンク容量の拡充が必要であることがわかった。

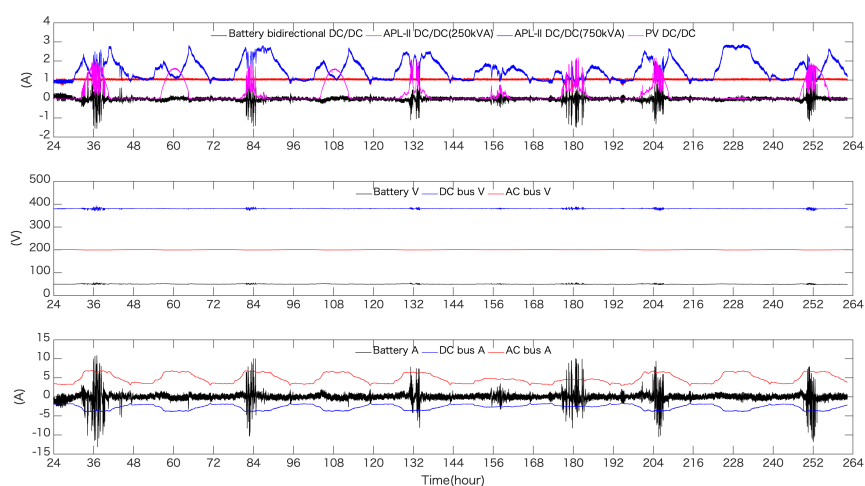
Chapter 6



(a) 院内実負荷，予測負荷，PV 出力および SOC データ



(b) EG の出力および出力変化



(c) モジュール，BT および HVDC・AC バス電圧電流特性

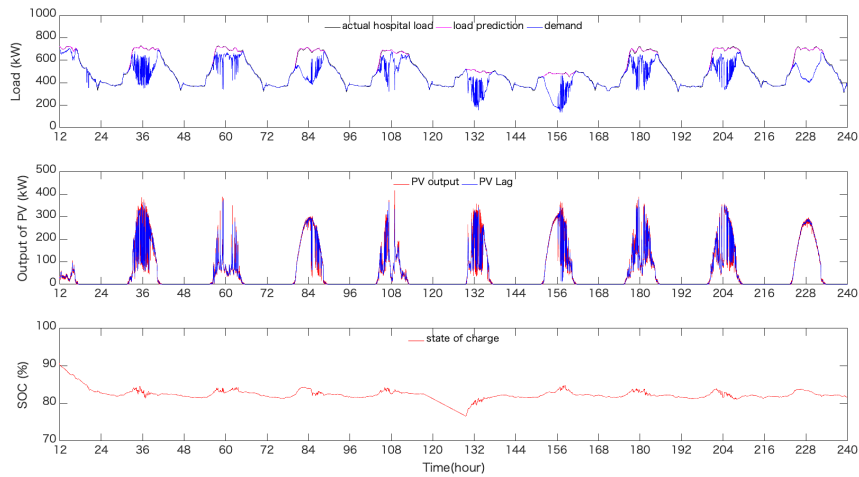
図 6-3 Case Study I: エミュレーション結果 (PV: 40 %, BT: 10 %)

図 6-4 および図 6-5 は Case Study II および Case Study III の結果である。Case Study II は、2019 年 1 月 14 日(月)の 20 時 05 分から 1 月 23 日(水)の 24 時 00 分までを表し、2019 年 1 月 7 日(月)の 14 時 15 分から 1 月 12 日(土)の 24 時 00 分までの実行結果を Case Study III とした。

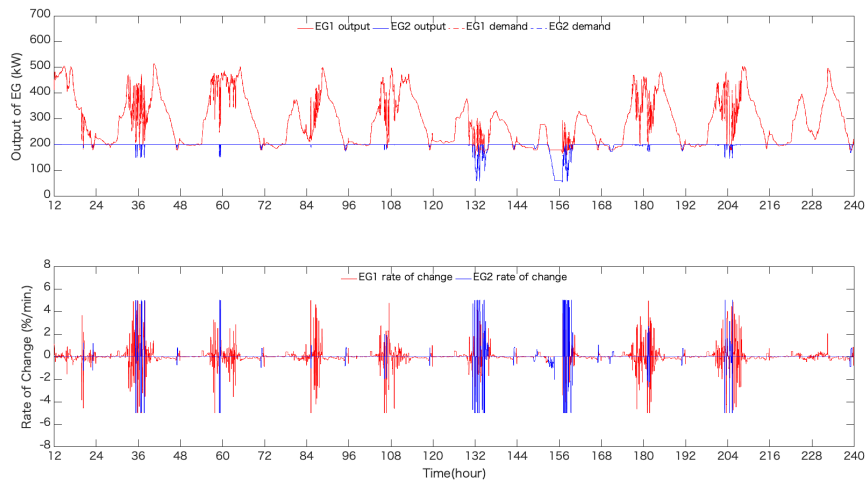
図 6-4 は、グリッド上の分散電源の構成比率を EG 80 %, PV 40 %および BT 20 %とした場合のエミュレーション結果であり、構成比率を EG 80 %, PV 20 %および BT 10 %とした結果を図 6-5 に示す。図 6-4 (a)~(c)は、図 6-3 と同様にプロットしたグラフである。結果として、図 6-3 と同様に、EG の出力は、変化率上限の 5 %/分以内で運用できている。また、SOC も目標値に対して良好な範囲で制御できることがわかった。図 6-5 (a)~(c)も、図 6-3 と同様にプロットしたグラフである。

図 6-4 および図 6-5 と同様に、EG へのデマンドは、数理計画法を用いた最適化の手法によって 300 秒毎に指令を更新している。EG の出力は、変化率上限の 5 %/分以内で運用できている。また、SOC も目標値に対して良好な範囲で制御できることがわかった。

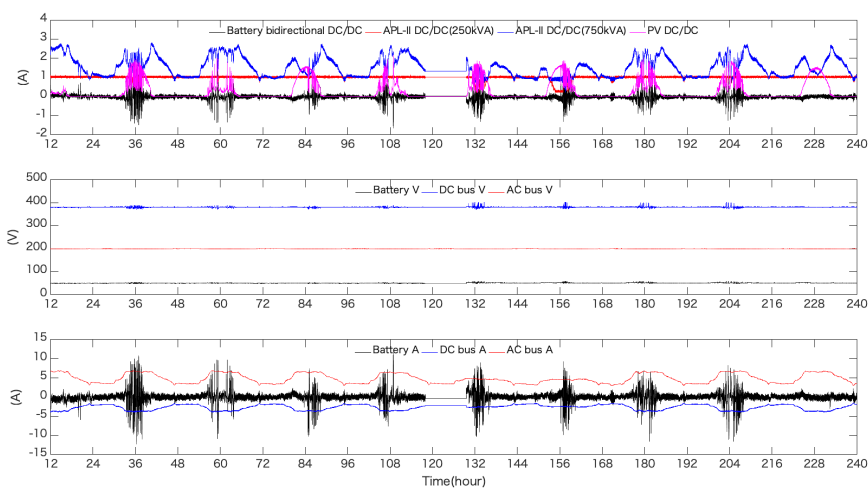
Chapter 6



(a) 院内実負荷，予測負荷，PV 出力および SOC データ

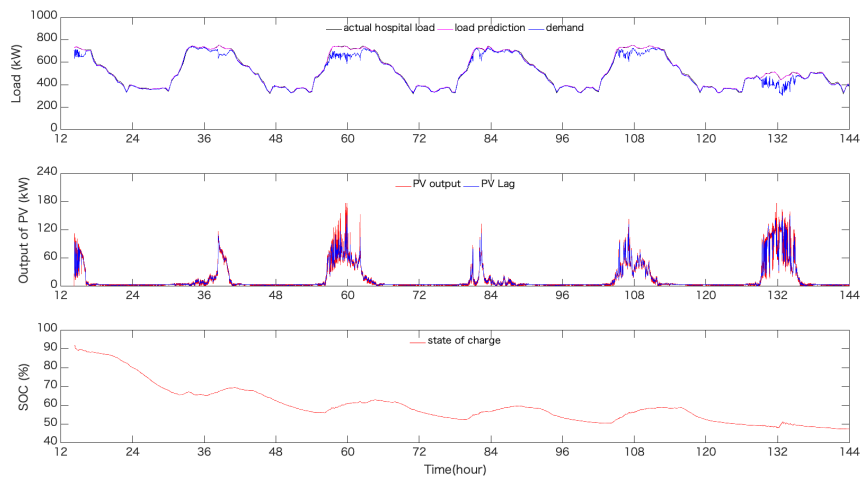


(b) EG の出力および出力変化

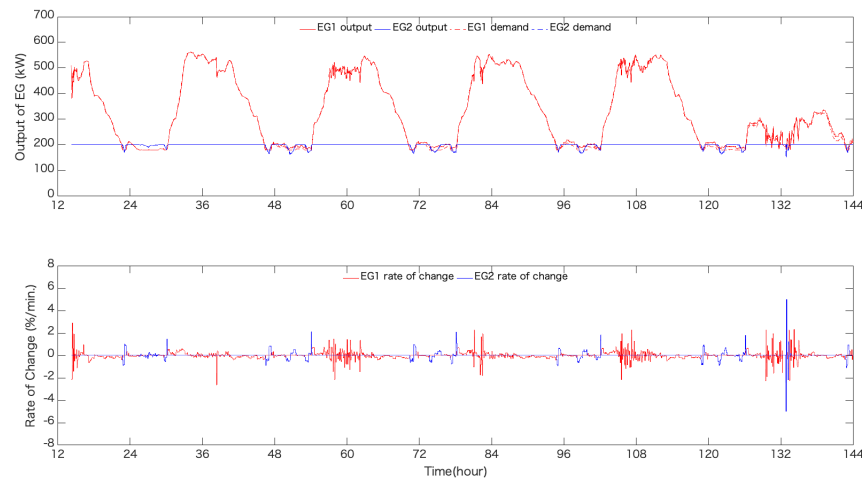


(c) モジュール，BT および HVDC・AC バス電圧電流特性

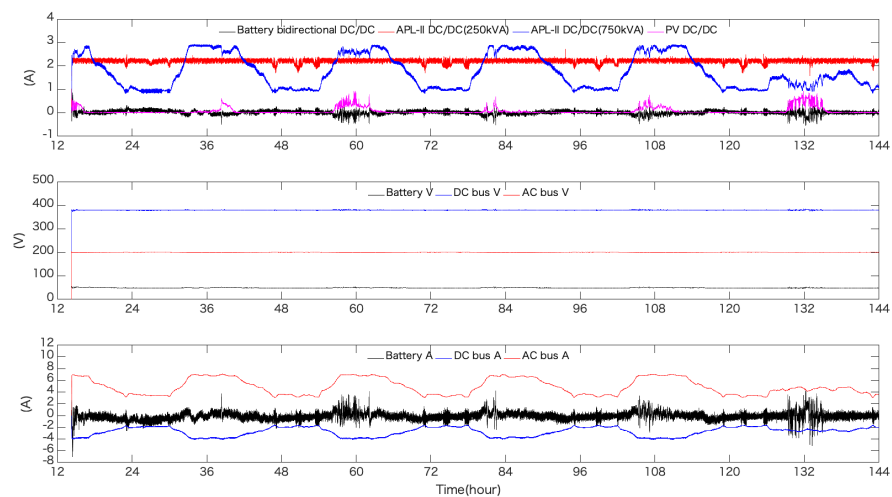
図 6-4 Case Study II: エミュレーション結果 (PV: 40 %, BT: 20 %)



(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



(b) EG の出力および出力変化



(c) モジュール, BT および HVDC・AC バス電圧電流特性

図 6-5 Case Study III: エミュレーション結果 (PV: 20 %, BT: 10 %)

6.4 院内電力グリッドにおける分散電源容量の設備設計手法

6.4.1 エミュレーションとシミュレーションの比較

図 6-6 は、図 6-3 に示した Case Study I のエミュレーション条件をシミュレーションモデルで実行した結果である。シミュレーションモデルは、図 6-2 に示したエミュレーションモデルの構成図において出力をエミュレータの構成機器に入力しない条件で、院内負荷、2 台の EG、PV 出力および BT 状態を解析できるモデルである。

図 6-6 (a)は、横軸に経過時間(hour)、縦軸は上図から負荷(kW)、PV 出力(kW)および SOC(%)を表したグラフである。最上段のグラフは、黒色実線を院内実負荷データ、マゼンタ色実線を予測負荷および予測負荷から 1 次の伝達関数でフィルターをかけた PV 出力を減算して求めた全 EG の出力デマンドを青色実線で示している。2 段目のグラフは、赤色実線を PV の実測データを表し、1 次の伝達関数でフィルターをかけた PV 出力が青色実線である。最下段のグラフは、赤色実線は BT の充放電状態を表す SOC 変動の推移を表す。

図 6-6 (a)の院内実負荷データ、予測負荷および PV 出力データは、図 6-3 に示した実測データである。最下図については、SOC の目標値 SOC_s を 90 %とした推移である。21 日では、午前 0 時から午後 0 時までの間では約 89 %から約 91 %の範囲で変動している。午後 0 時以降は PV 出力の変動が激しくなるため、EG の出力変化率以上の負荷の変化に対応しているため、約 81 %から約 90 %の範囲で充放電を繰り返している。午後 5 時以降は院内負荷が減少し始めるため、徐々に SOC が上昇している。22 日では、PV 出力が最大出力に到達する午後 0 時過ぎまでは充電を行い、SOC は 90 %まで回復している。その後、PV 出力が減少し始め、その分の電力を補償するため BT は放電を開始し、SOC は低下している。PV 出力がほぼ 0 になる午後 6 時以降になると BT の放電は停止し、SOC 目標値に向けて充電を開始している。23 日では、PV 出力が大きく減少する午前 11 時ごろに、SOC は約 1.5 %低下している。その後、午前 0 時までは約 86 %から 87 %の範囲で変動していることがわかる。24 日は、22 日と院内負荷および PV 出力が同程度のため、SOC の推移も 2 日目と同様となっている。25 日の SOC の推移では、午後 0 時目では目標値へ向けて充電を行っており、午後 0 時 30 分ごろに瞬間的に放電を行っていることがわかる。26 日では、PV 出力が 1 日を通して低く、SOC が増加して

いることから、EG の余剰電力によって BT の充電を行っていることがわかる。27 日は、午後 0 時前に瞬間的に SOC が 95 %まで増加し、その後は目標値である 90 %に向けて放電を行っている。

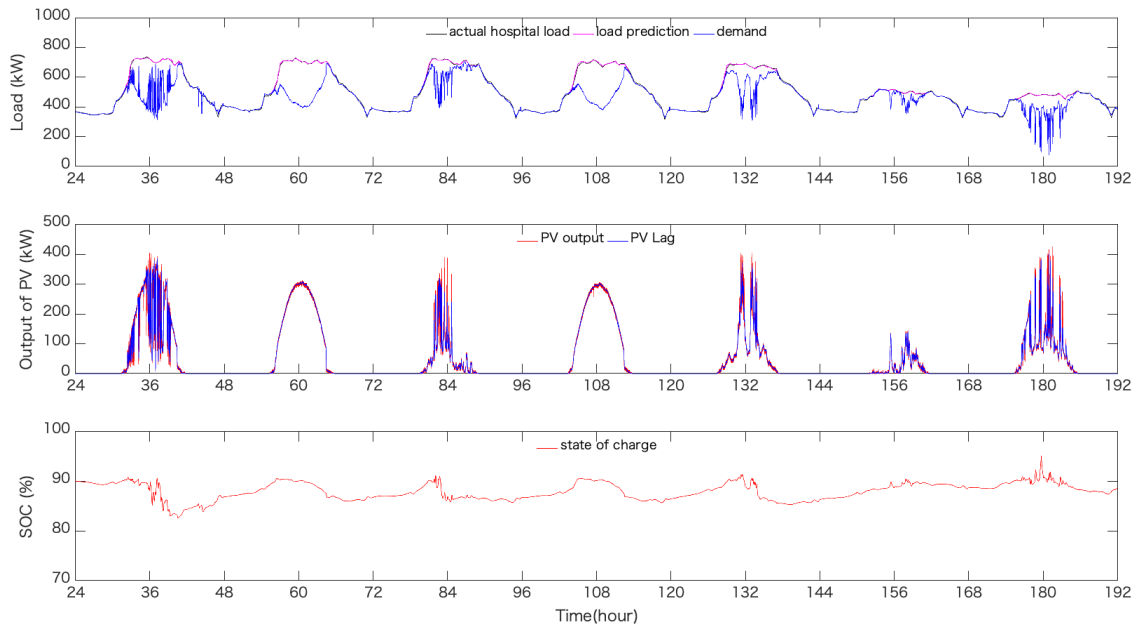
図 6-6 (b)は、最適化計算モデルによって算出された 300 秒毎の EG への出力デマンドである。21 日の EG 出力の推移では、午前 6 時までは下限運転時の出力である 180 kW で一定である。午前 6 時以降は、院内負荷の上昇に合わせて EG 出力が上昇し始め、午前 9 時に 400 kW に到達する。その後、PV からの電源供給を受け、EG 出力が低下し始めている。午後 12 時以降は PV 出力が天候の影響によって不安定になっており、EG 出力もそれに伴って 180 kW から 450 kW の範囲で激しく変動していることがわかる。日が落ちる午後 5 時以降になると EG 出力は 500 kW に到達する。その後、院内負荷の減少に伴い EG 出力も低下し、午後 8 時から午後 9 時の間で大きく変動したのち、午後 11 時に 180 kW まで減少する。22 日の午前 6 時までは 180 kW から 200 kW の範囲で出力している。また、22 日は晴天であったため、昼間のピーク時には 200 kW まで EG 出力が低下している。23 日では、PV 出力の変動が大きい午前 9 時から午後 1 時まで時間帯で、EG 出力が 180 kW から 490 kW まで変動していることがわかる。24 日は 22 日と同じく晴天であったため、昼間のピーク時は EG 出力が 180 kW まで低下している。25 日は、PV 出力が瞬間的に上昇する午前 11 時および午後 2 時に EG 出力が約 400 kW から 180 kW まで減少と上昇を繰り返していることがわかる。26 日および 27 日はピーク時の院内実負荷が低いため、EG 出力は最高で 310 kW 程度であった。

21 日の EG 出力の推移では、午前 6 時までは 165 kW から 185 kW の範囲で変動し、午前 6 時以降は最大出力である 200 kW で運用されていることがわかる。PV 出力の変動が大きくなる午後 0 時から、定格出力 750 kVA の EG と合わせて出力を変化させ、院内電力グリッドの安定化を図っている。その後、午後 3 時から 200 kW 出力を維持し、午後 8 時 30 分ごろおよび午後 11 時に院内負荷が瞬間的に減少する時間では、EG 出力が約 20 kW から 30 kW ほど低下している。22 日は晴天であり PV 出力が安定していたので、定格出力 250 kVA の EG はほとんどの時間でベースロードとして最大出力である 200 kW で運用されており、午後 11 時の院内負荷が瞬間的に減少する時間に合

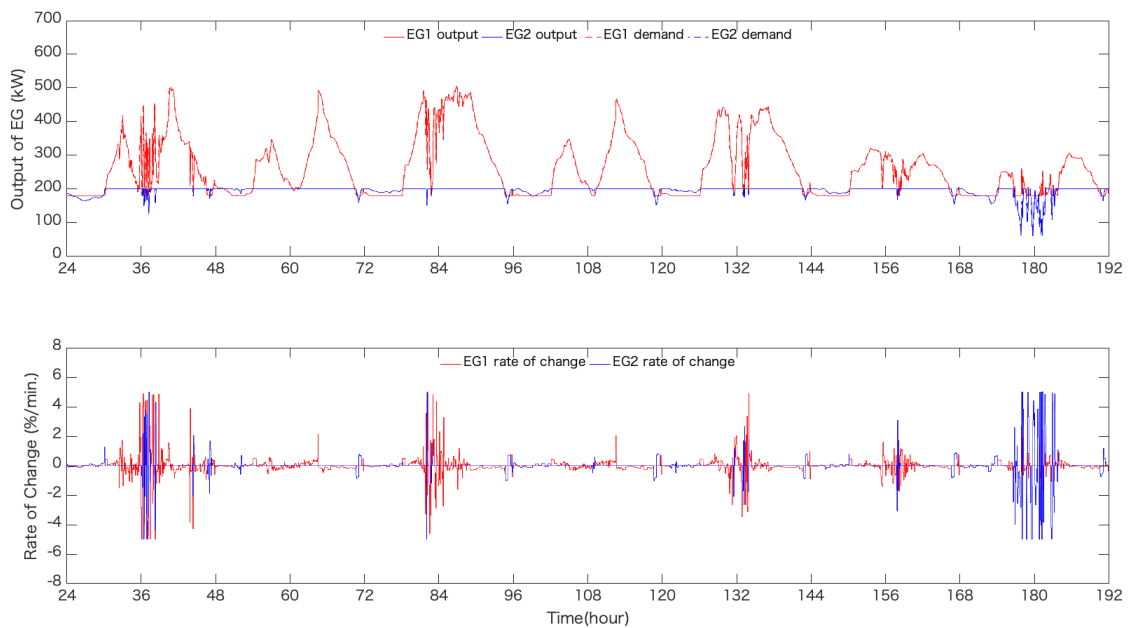
わせて一時的に約 40kW ほど出力が低下している。23 日から 26 日の EG 出力の推移では、午前 0 時から午前 6 時までの間は、約 180kW から 200kW の範囲で変動している。その後、PV 出力の変動に合わせ、瞬間的に最大 50 kW ほど EG 出力が低下している時間があるが、基本的にほとんどの時間で 200kW の出力を維持している。27 日の推移では、午前 9 時から午後 5 時までの間では PV 出力が安定していないため、200 kW から下限運転である 60kW の範囲で EG 出力が変動していることがわかる。また、定格出力 250 kVA の EG の出力変化率を示している。出力変化率は、PV 出力の変動が特に大きかった 21 日、23 日および 24 日においても定格出力の 5 %/分以内で変動していることがわかる。定格出力 750 kVA の出力変化率と比較して、昼間のピーク時に出力の変動が少なく、ほとんどの時間で最大出力が維持されていることからベースロードとして運用されるのが燃料消費量を抑制できていることがわかる。

Case Study I におけるシミュレーションの結果より、平日 5 日間休日 2 日間の計 7 日間の EG の総燃料消費量は 44351.8 kg となった。この燃料消費量を A 重油比重 0.85 で換算すると 52178.6 ℓ となる。大規模病院の既存の燃料タンクは 31950.0 ℓ の容量なので、単独運転の運用を平日 5 日休日 2 日の 7 日間続けるためには、20228.6 ℓ の燃料タンク容量の拡充が必要であることがわかった。

消費燃料量についてエミュレーションとシミュレーションとの結果を比較すると 7 日間の単独運転では、913.6 kg であり誤差率 2 %程度であったため、エミュレーション試験での検証は、シミュレーションモデルで再現できることがわかった。



(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



(b) EG の出力および出力変化

図 6-6 Case Study I を条件としたシミュレーション結果 (PV: 40 %, BT: 10 %)

6.4.2 PV 比率と燃料消費率のモデル計算

対象施設とは異なる規模の病院に、提案した EMS の適応を想定し、1 週間の単独運転において、全燃料消費量(kg)と全発電出力量(kW)から算出できる燃料消費率(kg/kWh)をまとめ、最適な院内電力グリッドの分散電源の構成比率を設備容量として見積もる。

本節では、院内電力グリッドにおける 1 週間の単独運転において、提案した EMS による導入する PV 容量と EG の燃料消費率についてシミュレーション解析することで、分散電源の最適な設備設計手法を見出す。シミュレーション解析には、エミュレーション結果を再現できるシミュレーションモデルを用いる。解析条件とする院内全負荷は、小規模病院、中規模病院および大規模病院が示す規模に区分し、院内負荷 500 kVA, 1000 kVA, 1500 kVA および 2000 kVA 級の一般医療施設を想定する。シミュレーションの入力条件の一つである院内負荷曲線は対象負荷をスケール変換で模擬し、提案した EMS を適用することで得られる燃料消費率について検証する。

表 6-3 は、シミュレーション解析する条件とした各電源の出力である。EG は、力率 0.8 を考慮して定格容量の 80 %を出力とした EG 2 台の組合せとする。台数は、対象施設の燃料消費量の最少化を実現した数値計画法による最適化台数の結果である。PV 出力は、医療施設に設備可能な太陽パネル面積を考慮し、契約電力の 10 %, 20 %, 30 % および 40 %で各容量の導入を想定し、院内全負荷の 10 %を BT 容量として固定する。これらの組合せによる院内電力グリッドの分散電源において、1 週間の単独運転時を想定した最適化運用をシミュレーション解析し、燃料消費率を算出する。

表 6-4 は、シミュレーション解析の対象とした院内電力の規模に対する分散電源の構成比率である。EG の構成比率が 1:1 では、500 kVA 級の医療施設において同じ容量をもつ 250 kVA の EG を 2 台設備すると仮定する。同様に、1000 kVA 級の施設では 500 kVA の EG 2 台であり、1500 kVA 級では 750 kVA の EG 2 台とし、1000 kVA の EG が 2 台では、2000 kVA 級の施設に設備されると仮定する。また、3:1 および 2:1 の構成比率については、1000 kVA 級の施設に 750 kVA および 250 kVA の EG 2 台の導入で構成比率を 3:1 とし、構成比率が 2:1 となる 1000 kVA および 500 kVA の EG 2 台の組合せで 1500 kVA 級の施設へ設備する。

表 6-3 シミュレーション解析の条件とした各電源の出力

電源	出力の条件
非常用発電機 EG	定格容量の 80 %, 2 台の組合せ (力率 0.8 を考慮)
太陽光発電 PV	契約電力の 10 %, 20 %, 30 %, 40 % (太陽パネル面積を考慮)
バッテリー BT	院内全負荷の 10 % に固定 (最小化容量を考慮)

表 6-4 院内電力の規模に対する分散電源の構成比率

EG の構成比率=1 : 1

	EG 1	EG 2	PV	BT
500 kVA(対象施設×0.5)	200 kW	200 kW	200 kW 以下	100 kWh
EG 1 : EG 2 250 : 250	0.4	0.4	0.1, 0.2, 0.3, 0.4	0.2
1000 kVA (対象施設×1)	400 kW	400 kW	400 kW 以下	100 kWh
EG 1 : EG 2 500 : 500	0.4	0.4	0.1, 0.2, 0.3, 0.4	0.4
1500 kVA (対象施設×1.5)	600 kW	600 kW	600 kW 以下	100 kWh
EG 1 : EG 2 750 : 750	0.4	0.4	0.1, 0.2, 0.3, 0.4	0.067
2000 kVA(対象施設×2)	800 kW	800 kW	800 kW 以下	100 kWh
EG 1 : EG 2 1000 : 1000	0.4	0.4	0.1, 0.2, 0.3, 0.4	0.05

EG の構成比率=3 : 1, 2 : 1

	EG 1	EG 2	PV	BT
1000 kVA(対象施設×1)	600 kW	200 kW	400 kW 以下	100 kWh
EG 1 : EG 2 750 : 250	0.6	0.2	0.1, 0.2, 0.3, 0.4	0.2
1500 kVA(対象施設×1.5)	800 kW	400 kW	600 kW 以下	100 kWh
EG 1 : EG 2 1000 : 500	0.53	0.26	0.1, 0.2, 0.3, 0.4	0.4

図 6-7 は、表 6-4 に示した分散電源の構成比率条件を変えた場合のシミュレーション解析結果をまとめた図である。グラフは、横軸に EG 比率 80 % に対する PV 比率(%), 縦軸は燃料消費率(kg/kWh)である。

グラフ内のデータは、EG 2 台の定格出力の構成比率を 1:1, 3:1 および 2:1 とした場合の燃料消費率である。マゼンタ○印は、定格出力 250 kVA 2 台を導入した場合の各 PV 比率との組合せによる燃料消費率を表し、シアン△印は、定格出力 500 kVA 2 台を導入した場合の各 PV 比率との組合せを示し、青□印は、定格出力 750 kVA 2 台を導入した場合の各 PV 容量との組合せであり、定格出力 1000 kVA 2 台を導入した場合の各 PV 比率との組合せは赤◇印である。また、定格出力の構成比率を 3:1 とした場合では、シアン▲印は、定格出力 750 kVA および 250 kVA を導入した場合の各 PV 比率との組合せであり、構成比率を 2:1 とした場合では、定格出力 1000 kVA および 500 kVA を導入した場合の各 PV 比率との組合せを青■印とする。黒○印は、全てのデータを平均した結果である。

結果として、PV の設備容量が 2 倍になると、燃料消費率は約 20 % 上昇し、効率が悪い運用になることがわかった。また、院内負荷 1000 kVA および 1500 kVA 規模に着目すると、定格出力の構成比率を 3:1 および 2:1 とした場合の方が構成比率 1:1 よりも、燃料消費率は下がり、効率良い運用に改善できることがわかった。総評として、分散電源容量と EG の燃料消費率から、その施設に最適な分散電源の設備設計指針を見出すことができる。

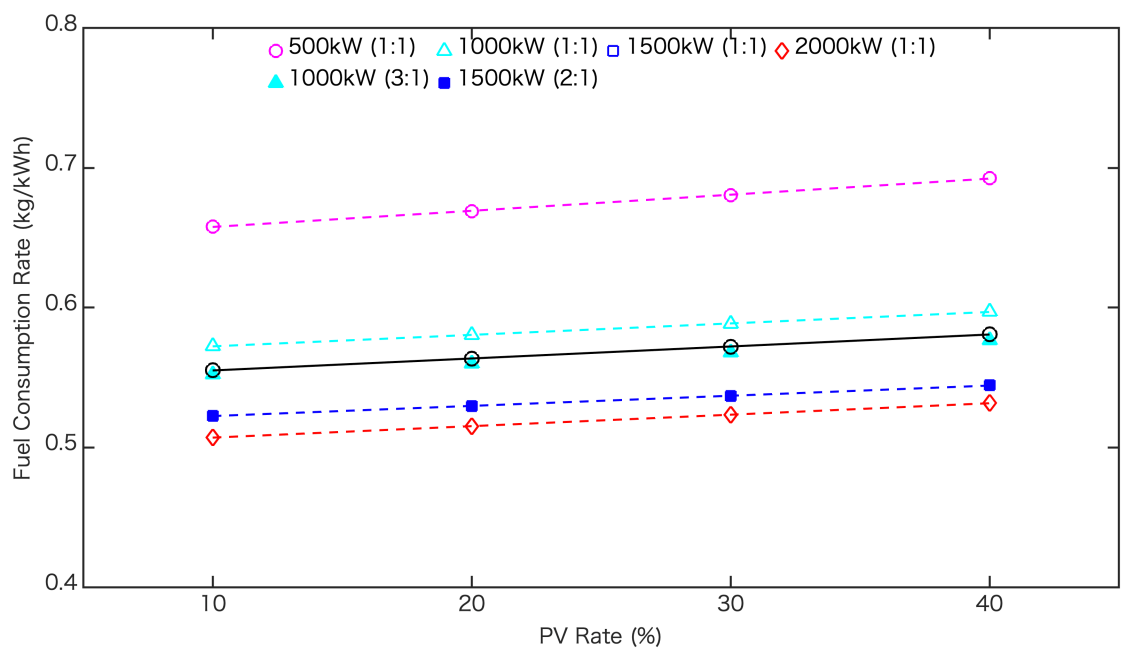


図 6-7 PV 容量と燃料消費率の関係

6.4.3 設備設計モデルの提案

単独運転時でも 1 週間の安定した電力を院内に供給できるエネルギーマネジメントを実現させるために、院内電力グリッドに導入する分散電源の容量が計画できる設備設計モデルを提案する。

式(6.3.15)は、提案する設備設計モデル計算式である。 b は 1 週間の EG の燃料消費率 (kg/kWh) を示す。 \hat{b} は設備する各 EG の設計規格から得られる EG の燃料消費率 (kg/kWh) を表し、 \hat{L} は院内の平均負荷 (kW) を示し、 \widehat{PV} は PV の平均出力 (kW) である。 k は、燃料消費率の補正関数として用いる最適化係数としたパラメータであり、 L は病院規模のクラス別全負荷 (kW) を表し、 EG は、EG 出力の容量比率を示し、PV 出力の容量比率を PV とする。

$$b = \frac{\hat{b}}{\hat{L}} \times (\hat{L} + \widehat{PV}) \times k(L, EG, PV) \quad (6.3.15)$$

計算に必要なパラメータは、1 週間の施設の平均負荷の実測データ、平均負荷での EG の燃料消費率および PV の平均出力データである。EG の燃料消費率 \hat{b} は、EG の設計規格から計算可能であり、PV の平均出力は NEDO や気象庁の日射量データ等から得られることができる。ここで、燃料消費率 b (kg/kWh) の計算手法を示す。

まず、設備設計の対象となる施設の平均負荷 \hat{L} を測定する。測定データ \hat{L} は、式(6.3.16)のように対象施設の契約電力(contract demand) L_{cd} との比 a で表す。

$$a = \frac{\hat{L}}{L_{cd}} \quad (6.3.16)$$

次に、平均負荷における EG i 台の合計による燃料消費率 \hat{b} (kg/kWh)を計算する。この計算は、各容量をもつ EG の設計規格による燃料消費率特性から得られる。式(6.3.17)および図 6-8 は EG i 台の合計による燃料消費率および特性を表した図である。

P_1 (kW)は EG 1 の定格出力であり、 P_2 (kW)は EG 2 の定格出力および EG i の定格出力を P_i (kW)で示している。 b_1 (kg/kWh)は EG 1 の P_1 における燃料消費率であり、 b_2 (kg/kWh)は EG 2 の P_2 における燃料消費率および EG i の P_i における燃料消費率が b_i (kg/kWh)である。図内の $a P_i$ 、 $b_i(1)$ および $b_i(a)$ は、院内の負荷変動を考慮するために、EG 出力の運用幅を平均化する。

$$\hat{b} = \frac{b_1(a) \cdot P_1 + b_2(a) \cdot P_2 + b_3(a) \cdot P_3 \cdots b_i(a) \cdot P_i}{P_1 + P_2 + P_3 \cdots P_i} = \frac{\sum b_i(a) \cdot P_i}{\sum P_i} \quad (6.3.17)$$

発電機の燃料消費率 \hat{b} の特性

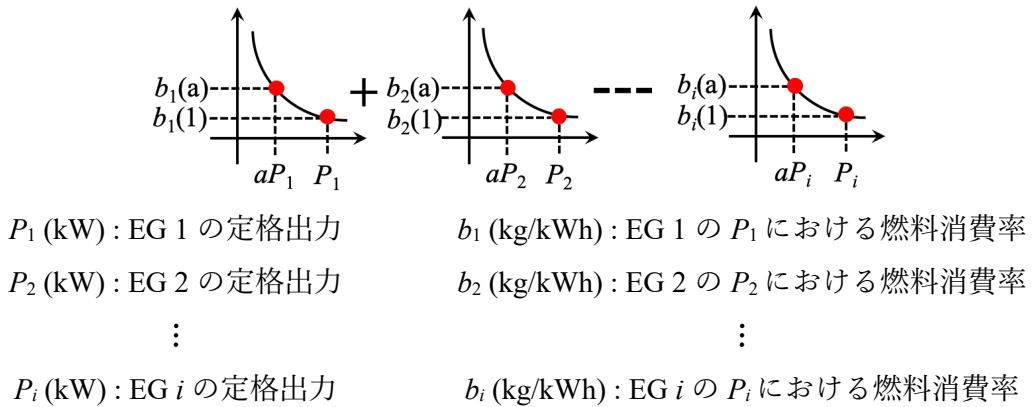


図 6-8 平均負荷における EG i 台の合計による燃料消費率 \hat{b}

そして、PV の平均出力 \widehat{PV} を試算する。試算には、NEDO や気象庁の日射量データから発電出力に換算する手法などが考えられる。ここでは、エミュレーションによる評価から得た PV 出力値を用いる。例えば、 $\widehat{PV}/980$ kW のように、1 週間の PV の平均出力と対象施設の契約電力との比で表す。最後に、設計対象となる施設が示す燃料消費率 b (kg/kWh)を計算することができ、さらに、シミュレーション解析から得られる EG の総発電量(kWh)を用いることで燃料消費量(kg)が予測できる。

ここで、最適化係数 k について述べる。 L 、 EG および PV の 3 つの係数は、病院規模のクラス別級負荷 L に対して EG 2 台の合計定格容量の 80 % となる組合せおよび施設の契約電力の 10 % から 40 %、10 % 毎の PV 出力として係数化する。

表 6-5 に、最適化係数 k を設定するための要素を示す。500 kVA 級の施設では係数 $L = 0.5$ とする。同様に 1000 kVA 級の施設では $L = 1$ とし、1500 kVA 級の施設では $L = 1.5$ で表すことができ、 $L = 2.0$ では 2000 kVA 級の施設を意味する。 EG の係数化は、表 6-4 に示した EG 2 台の構成比率を係数化する。 EG 2 台の出力の構成比率が 1 : 1 の場合は、係数 $EG = 0.5$ とする。同様に 1 : 2 では $EG = 0.33$ とし、1 : 3 では $EG = 0.25$ で表す。そして、 PV の係数化については、施設の契約電力の 10 % から 40 %、10 % 毎の PV 出力から、それぞれ係数は $PV = 0.1$ 、0.2、0.3 および 0.4 と表している。

式(6.3.18)は、最適化係数 k を表す。実測値としてエミュレーション評価で得られた燃料消費率 b から式(6.3.15)を用いると最適化係数 k が計算できる。得られた k を補正するために、係数化した L 、 EG および PV の 3 つの係数との重回帰分析から、回帰直線 $k(L, EG, PV)$ の係数と定数項を求めることができる。

$$k = 0.843 + 0.00244 \cdot L + 0.0354 \cdot EG - 0.0605 \cdot PV \quad (6.3.18)$$

表 6-5 最適化係数 k を設定するための要素

L	病院規模のクラス別級負荷	500 kVA	1000 kVA	1500 kVA	2000 kVA
	係数化	0.5	1	1.5	2
EG	EG 2 台の定格容量比組合せ	1:1	1:2	1:3	—
	係数化	0.5	0.33	0.25	—
PV	PV の構成比率	10	20	30	40
	係数化	0.1	0.2	0.3	0.4

最後に、式(6.3.15)および式(6.3.18)が提案する燃料消費率および燃料消費量に着目した設備設計モデル計算式となる。このモデルを用いることにより、単独運転時に至った場合でも、1週間安定した電力が供給できる院内電力グリッドの設備設計が可能となる。

ただし、表 6-3 に示したとおり、提案する設備設計モデルは、境界条件として、院内電力グリッド内の分散型電源の構成比率は、全負荷に対して EG 出力を 80%，BT 容量が 10 %であり、PV を施設の契約電力の 10 %，20 %，30 %および 40 %の容量で導入した場合である。

6.4.4 予測精度によるモデル評価

提案した設備設計モデル計算式の予測精度を評価するために、モデルから得られる予測曲線とエミュレータによる実測値を比較する。図 6-9 から図 6-14 に、式(6.3.15)および式(6.3.18)を用いて図示した、院内電力グリッドにおける分散型電源の設備設計の予測曲線を示す。横軸は院内の平均負荷(kW)を表し、縦軸は燃料消費率(kg/kWh)である。グラフ内データのマークは、エミュレーションシステムでの実験的評価から得られた燃料消費率の実測値を予測曲線にフィッティングした結果である。

図 6-9 から図 6-12 は、500 kVA、1000 kVA、1500 kVA および 2000 kVA 級の医療施設に EG 2 台の定格出力の構成比率を 1:1 とした場合の設備設計モデルによる予測結果と実測値の比較である。図 6-9 は、500 kVA 級の医療施設に定格出力 250 kVA 2 台を導入した場合の EG 出力 80%と PV 比率との組合せによる燃料消費率を表し、マゼンタ○印は PV 比率を 10%，シアン△印は PV 比率を 20%，青□印は PV 比率を 30%および PV 比率が 40%との組合せが赤◇印が、各分散電源の構成比率による実測値である。同様に、図 6-10 は、1000 kVA 級の医療施設に定格出力 500 kVA 2 台を導入した場合であり、図 6-11 は、1500 kVA 級の医療施設に定格出力 750 kVA 2 台を導入した場合を表し、2000 kVA 級の医療施設に定格出力 1000 kVA 2 台を導入した場合の設備設計モデルによる予測結果と実測値の比較を図 6-12 に示す。

図 6-13 および図 6-14 には、院内負荷 1000 kVA および 1500 kVA 級において、EG の構成比率を 3:1 および 2:1 とした場合であり、図 6-13 には、定格出力 750 kVA および 250 kVA の EG 2 台を導入した場合を示し、定格容量 1000 kVA および 500 kVA の EG 2 台を導入した場合を図 6-14 に表す。

精度評価として、EG の構成比率を 1:1 とした場合、設備設計モデルによる予測と実測値の誤差は 0.003~0.009 kg/kWh であり、モデルは非常によく実測値を再現しているといえる。また、EG の構成比率を 3:1 とした場合は、0.003~0.005 kg/kWh の誤差であり、2:1 とした場合は 0.003~0.007 kg/kWh であったため、1:1 同様に実測値を再現できていることがわかった。

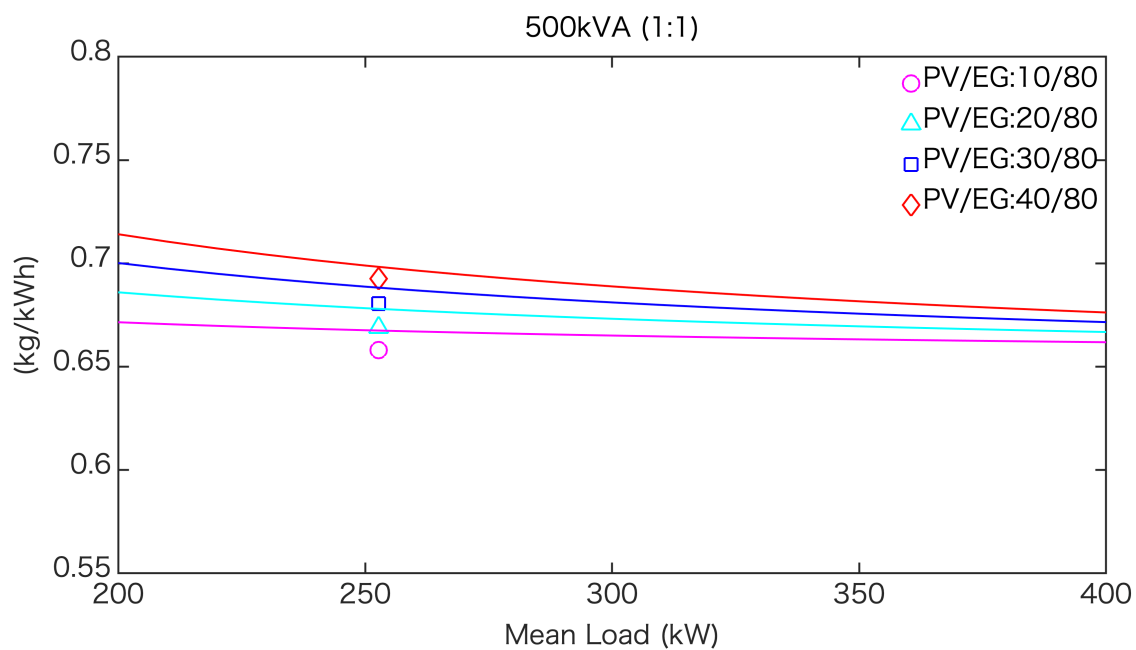


図 6-9 設備設計モデルの予測曲線とエミュレータによる実測値との比較

(500 kVA 級の医療施設, 定格出力 250 kVA の EG 2 台を導入)

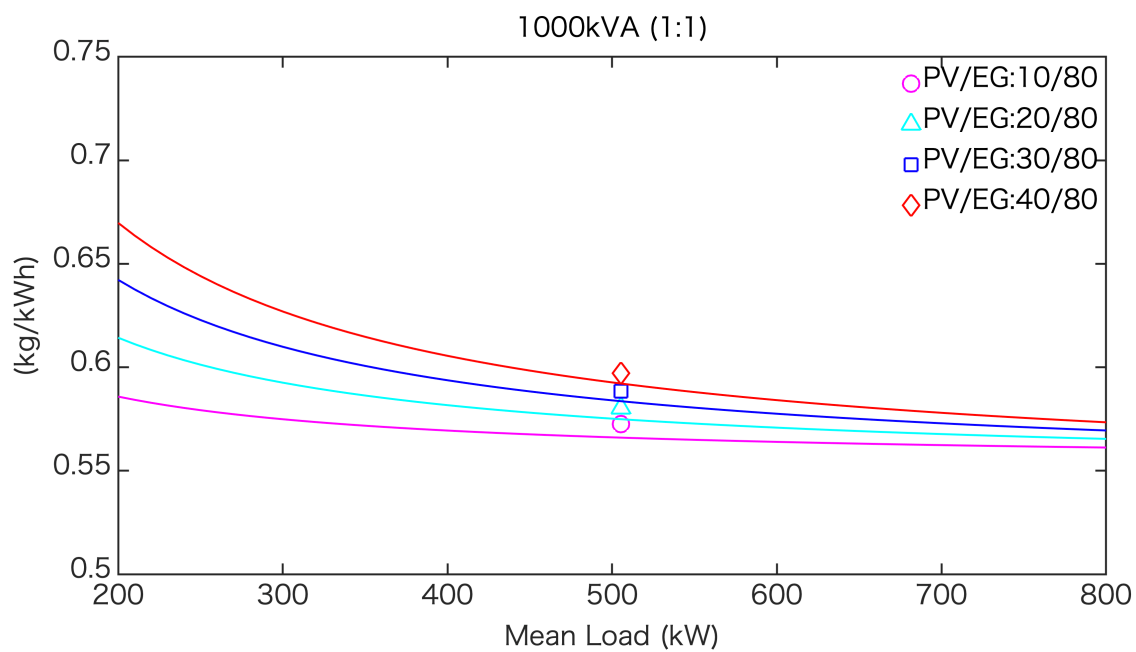


図 6-10 設備設計モデルの予測曲線とエミュレータによる実測値との比較

(1000 kVA 級の医療施設, 定格出力 500 kVA の EG 2 台を導入)

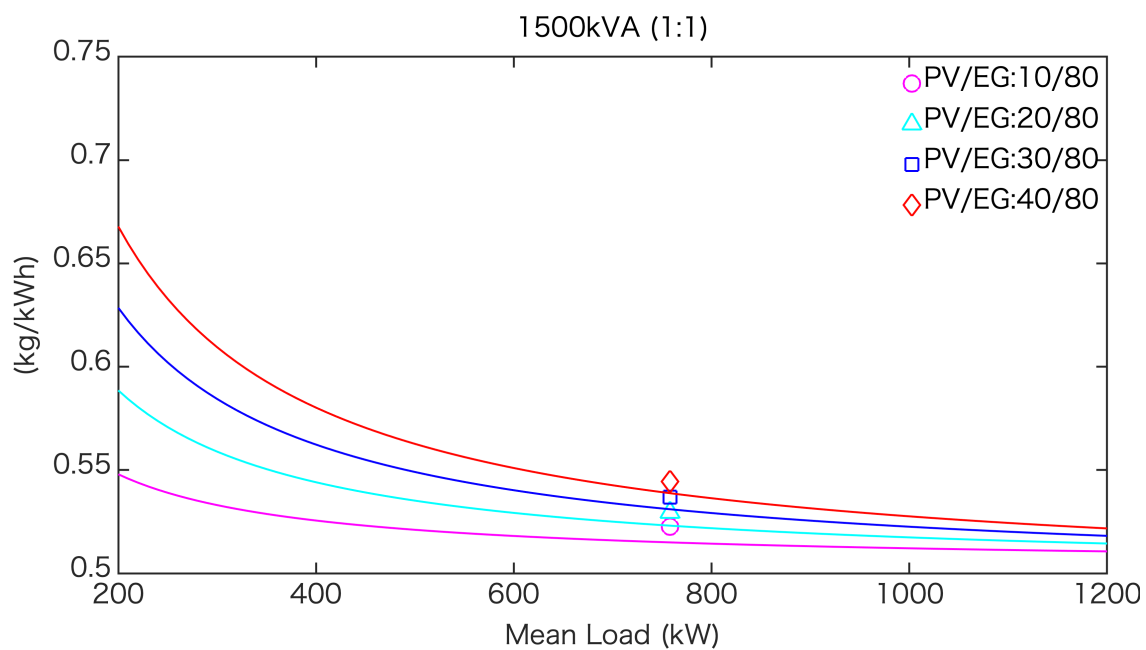


図 6-11 設備設計モデルの予測曲線とエミュレータによる実測値との比較

(1500 kVA 級の医療施設, 定格出力 750 kVA の EG 2 台を導入)

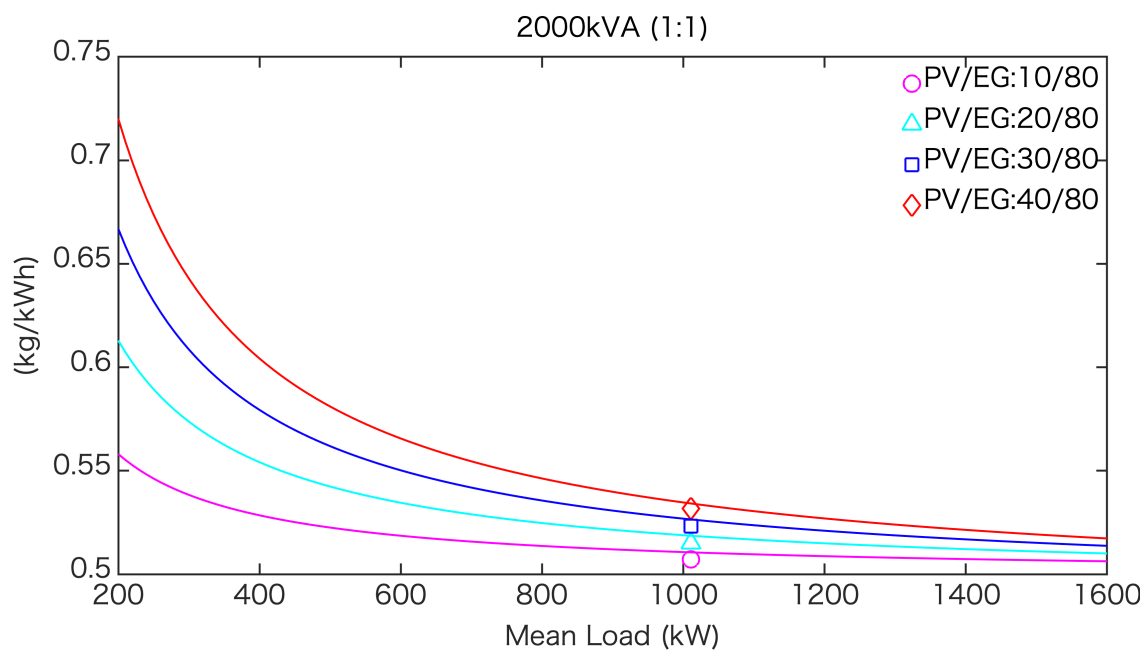


図 6-12 設備設計モデルの予測曲線とエミュレータによる実測値との比較

(2000 kVA 級の医療施設, 定格出力 1000 kVA の EG 2 台を導入)

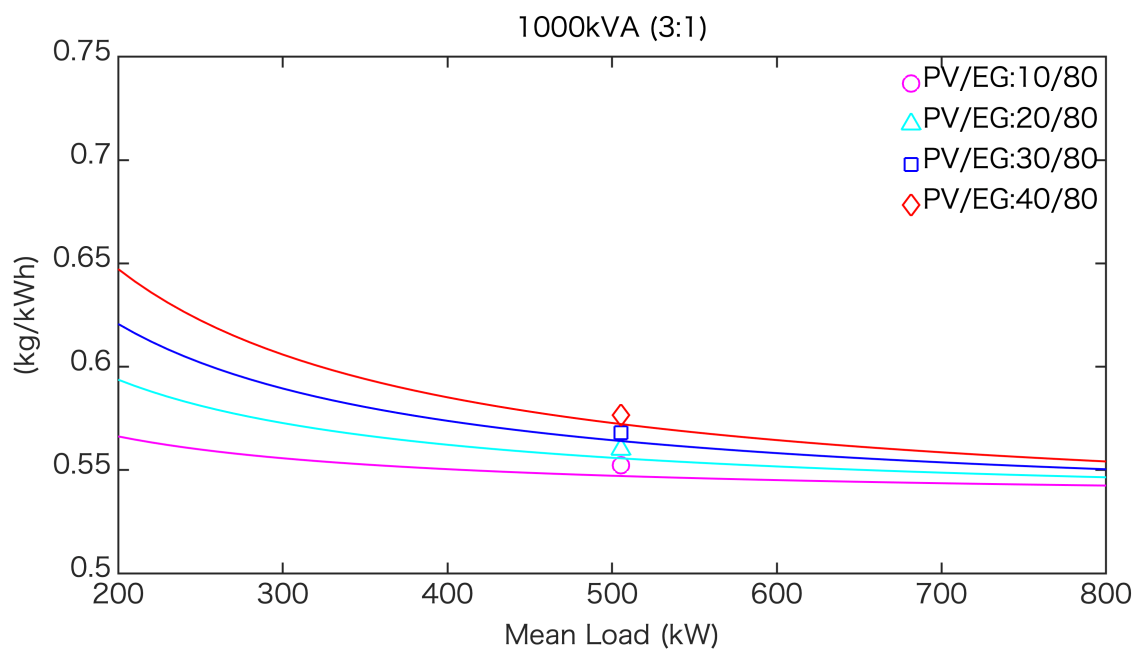


図 6-13 設備設計モデルの予測曲線とエミュレータによる実測値との比較
(1000 kVA 級の医療施設, 定格出力 750 kVA および 250 kVA の EG 2 台を導入)

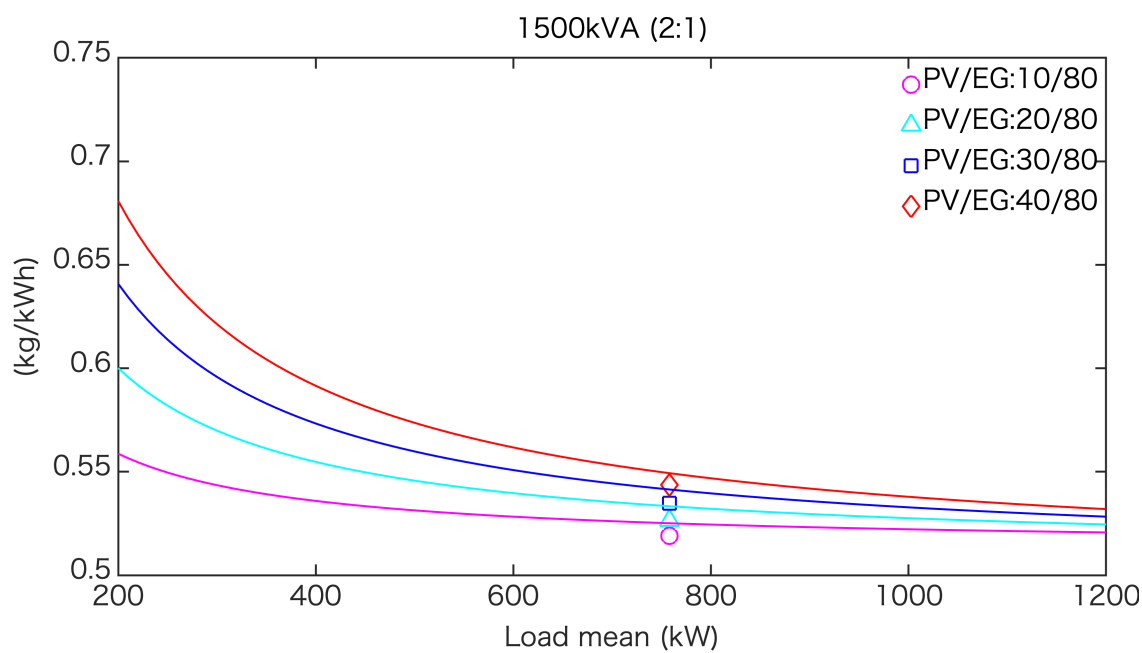


図 6-14 設備設計モデルの予測曲線とエミュレータによる実測値との比較
(1500 kVA 級の医療施設, 定格出力 1000 kVA および 500 kVA の EG 2 台を導入)

図 6-15 は、設備設計モデルによる燃料消費率の予測値とエミュレータによる実測値との誤差である。グラフは、図 6-9 から図 6-14 に示した予測値と実測値との誤差率をまとめたデータ点である。横軸は 500 kVA, 1000 kVA, 1500 kVA および 2000 kVA 級の負荷をもつ医療施設の平均負荷(kW)を表し、縦軸は燃料消費率の予測値と実測値との誤差率(%)である。

グラフ内のマゼンタ○印は、500 kVA, 1000 kVA, 1500 kVA および 2000 kVA 級の負荷を示す医療施設に、定格出力の構成比率を 1 : 1 とした EG 2 台、契約電力の 10 % を出力とした PV および 10 % 容量を BT とした非常電源システムの導入を想定した燃料消費率の予測値と実測値の誤差率である。同様に、シアン△印は契約電力の 20 % を出力とした PV であり、青□印は契約電力の 30 % を出力とした PV を表し、契約電力の 40 % を出力とした PV の導入を想定した結果が赤◇印である。

また、マゼンタ●印は、1000 kVA 級の負荷をもつ医療施設に、定格出力の構成比率を 3 : 1 とした EG 2 台、契約電力の 10 % を出力とした PV および 10 % 容量を BT とした非常電源システムの導入を想定した燃料消費率の予測値と実測値の誤差率である。同様に、シアン▲印は契約電力の 20 % を出力とした PV であり、青■印は契約電力の 30 % を出力とした PV を表し、契約電力の 40 % を出力とした PV の導入を想定した結果が赤◆印である。さらに、マゼンタ*印は、1500 kVA 級の負荷をもつ医療施設に、定格出力の構成比率を 2 : 1 とした EG 2 台、契約電力の 10 % を出力とした PV および 10 % 容量を BT とした非常電源システムの導入を想定した燃料消費率の予測値と実測値の誤差率である。同様に、シアン*印は契約電力の 20 % を出力とした PV であり、青*印は契約電力の 30 % を出力とした PV を表し、契約電力の 40 % を出力とした PV の導入を想定した結果が赤*印である。

結果、提案した設備設計モデルによる燃料消費率の予測値と実測値の誤差は、設備容量に関係なく 2 % 以下であることがわかった。

次に、表 6-4 に示した院内電力の規模に対する分散電源の構成比率を条件として、提案してきたエネルギーマネジメントによるエミュレータでの 1 週間の単独運転運用で得られた燃料消費量(kg)の実測値と設備設計モデルによる予測値を比較する。予測値は、図 6-9 から図 6-14 に示した予測モデル曲線を用いて、シミュレーション解析から得られる EG の総発電量(kWh)から燃料消費量(kg)を予測する。

図 6-16 は、提案する設備設計モデルによる燃料消費量の予測精度である。グラフは、予測値と実測値との誤差率をまとめたデータ点である。横軸は 500 kVA, 1000 kVA, 1500 kVA および 2000 kVA 級の負荷を示す医療施設の平均負荷(kW)を表し、縦軸は燃料消費量の予測値と実測値との誤差率(%)である。グラフ内のデータ点は、図 6-15 と同様である。

結果、燃料消費率の予測と実測の残差は、設備容量に関係なく 2%以下である。また、提案した設備設計モデルは、10%の統計・系統誤差を想定しても、設備容量に関係なく燃料消費量を約 10%以下の誤差で予測可能であることがわかった。

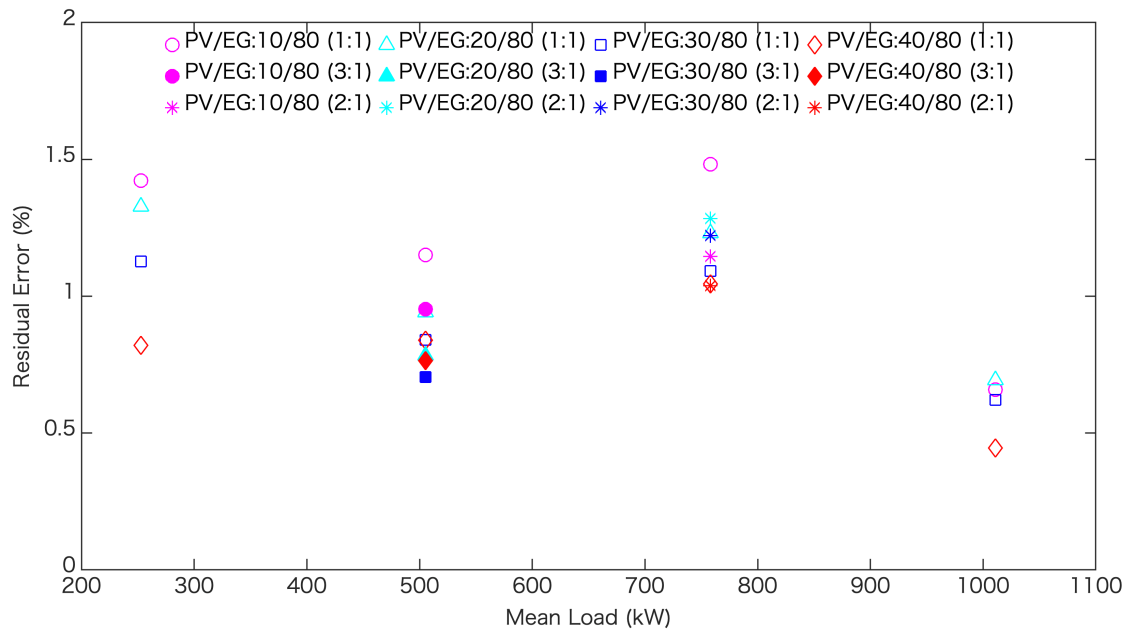


図 6-15 予測モデルとエミュレータによる実測値との燃料消費率の誤差率

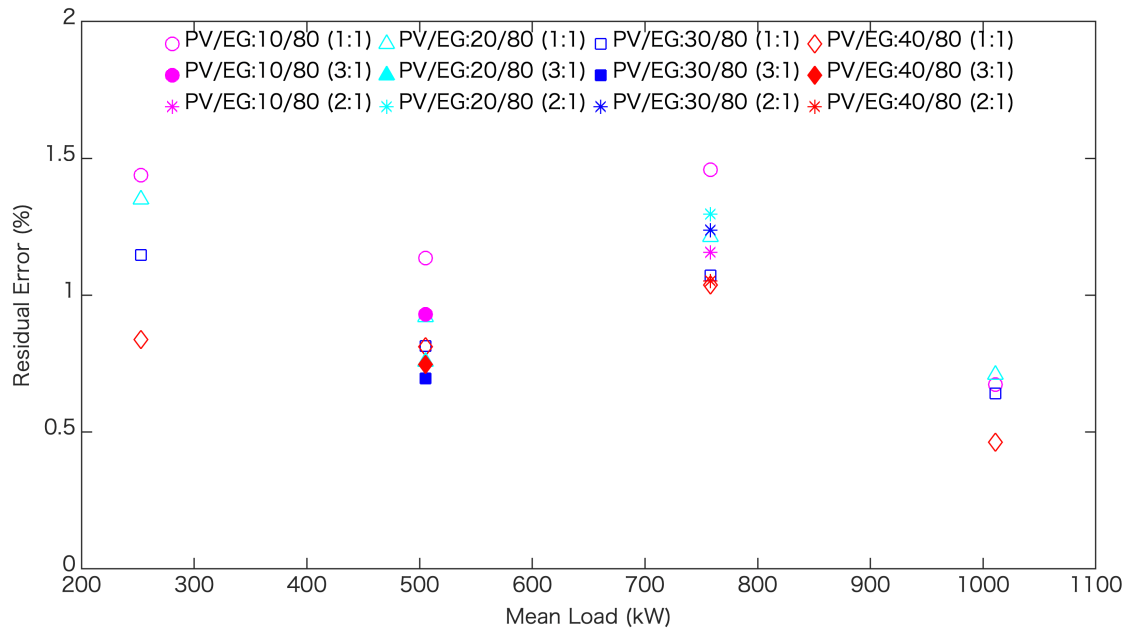


図 6-16 提案する設備設計モデルによる燃料消費量の予測精度

6.5 あとがき

本章では、提案するエネルギーマネジメントの実験的評価として、文部科学省大学発グリーンイノベーション創出事業「緑の知の拠点事業」で構築したエミュレータに、EG に PV および BT を併用した非常電源をもつ院内電力グリッドを模擬したエミュレーションモデルを構築し、実際の PV を接続しているエミュレータで、小型化・分散化した、複数の EG の運用で燃料消費量が最小となる最適化アルゴリズムに負荷予測の手法を組み込んだ EMS を実験的に評価した。エミュレータでは、対象の契約電力の院内負荷 980 kW を参照値としスケールダウンして構成機器に与える。ここでは、近年の自然災害時に発生する停電期間を参考に 7 日間程度の安定した電力供給を目標とし、単独運転時における S+3E を達成するための分散型電源における構成比率について実験的評価から分散型非常電源の設備設計モデルを提案した。結果を以下にまとめる。

- (1) MATLAB[®]/Simulink を用いて、院内電力グリッドの安定性を評価できるエミュレーションモデルを作成し、エミュレーションシステムを用いた院内電力グリッドの安定性を評価できる環境を準備できた。
- (2) 単独運転時における院内電力グリッドのエネルギーマネジメントについてエミュレーションシステムで評価した結果、安定な挙動が得られ、提案した EMS アルゴリズムは、1 週間以上の単独運転が可能であることを確認した。
- (3) エミュレーション結果を再現できるシミュレーションモデルを用いて、平均負荷、EG の設計データおよび平均 PV 出力が解れば、EG と PV の組合せによる燃料消費率および燃料消費量を予測できる設備設計モデルを提案し、以下がわかった。
 - ① PV の設備容量が 2 倍になると燃料消費率は約 20 % 上昇することがわかった。
 - ② 燃料消費率の予測と実測の誤差は、設備容量に関係なく 2 % 以下であることがわかった。
 - ③ 10 % の統計・系統誤差を想定しても、設備容量に関係なく燃料消費量を約 10 % 以下の誤差で予測可能であることがわかった。

第 7 章 結論

本論文では、近年の自然災害時に発生する停電期間を参考に、電力系統の異常を想定した単独運転時において、院内電力グリッドに非常用発電機 EG(Emergency Generator) と太陽光発電 PV(Photovoltaic)を併用しながら、安定電力を 1 週間供給するためのエネルギーマネジメントシステム EMS(Energy Management System)を提案した。さらに、設備容量に関係なく EG の燃料消費量を予測する設備設計モデルを提案し、その予測精度を見積もった。

具体的には、まず、病院の電力グリッドの特性とモデル化によって、異常時を想定した電力収支を試算し、需要と供給のそれぞれの問題点を抽出する。次に、PV の併用に起因した EG の低容量化と分散化に対応するために、数理計画法を用いた最適運用を提案する。加えて、医療施設の電力の安定性を把握するために、院内電力グリッドの系統周波数に着目する。安定化のために気象データを用いたディープラーニングによる学習を行い、院内の負荷予測モデルを提案した。さらに、PV の出力変動を吸収するバッテリー BT(Battery)に関して経済効率性を考慮した最適容量の試算方法を検討する。最後に、エミュレーションシステムを用いて提案する EMS について実験的に評価し、院内グリッドモデルを用いて設備容量に関係なく燃料消費量を予測できる設備設計モデルを提案し、検証した。以下に、本研究で得た結果をまとめる。

- (1) 院内電力グリッドにおいて非常電源を構成する系統と機器の要素の定常動作の機能を定式化し、単独運転時における院内電力グリッドのエネルギーマネジメントに用いる事に重点を置いたモデルおよび院内電力グリッドの周波数変動を解析するためのプラントモデルおよび制御モデルとして、動特性を簡単且つ最小限に表した実用性を重視したモデルを準備できた。
- (2) 対象の非常電源設備に PV および BT を導入した場合の院内電力グリッドを想定

し、初期検討として、単独運転時における院内電力エネルギー収支を試算することで備蓄燃料に依存する非常電源の運用計画や要求される設備規模について全実負荷を用いて検討した。

- (3) 市販されている定格出力の異なる EG の発電出力に対する燃料消費率の性能を参考に、燃料特性を回帰モデルで近似し、数理計画法で燃料消費の最少化問題を解くための目的関数および制約条件を示し、PV を全負荷の 20 % で導入した場合、定格出力 750 kW の EG 1 台および定格出力 250 kW の EG 1 台の組み合わせによる運用が燃料消費量を最少化できることがわかった。また、不安定な天気が続く場合、分散型電源として、小容量の EG 複数台と PV を組み合わせた需要の最適な運用に有用であることがわかった。
- (4) 2013 年の院内全負荷および気象庁発表のデータからディープラーニングの学習による負荷予測モデルを提案した。現時刻の気象データを用いて構成したディープラーニングの学習では、院内実負荷に対する予測負荷のフィッティング率は約 83 % であった。前回の気象データおよび院内実負荷を用いて構成したディープラーニングの学習では、院内実負荷に対する予測負荷のフィッティング率は 93 % 以上であったため、負荷予測の精度向上を図ることができ、最大でも 19.81 % 改善できた。高精度の負荷予測モデルは、先のデマンドに対し出力変化率を与えることで EG が安定して出力制御できることから、系統周波数の安定を図ることが出来る要素となることがわかった。
- (5) MATLAB[®] / Simulink を用いて、新たに院内電力グリッドの周波数変動を解析するためのプラントモデルと制御モデルを構築し、系統の安定制御および燃料消費量の削減を図るために、新たに提案する制御方式である PV 出力量の補償回路を導入することで周波数の変動が 42 % 程度改善できることがわかった。
- (6) PV 出力の実測値から 30 分の移動平均値を求め、その差分から充放電電力量を算出し、その総和を SOC の変動範囲として最適な BT 容量を推算し、雨季においては 93 Wh 以上必要であると計算でき、最適な BT 容量の条件は、約 95 % 程度が雨季の 3 ヶ月間の $E+2\sigma$ の範囲に含まれていることがわかった。

- (7) MATLAB® / Simulink を用いて、院内電力グリッドの安定性を評価できるエミュレーションモデルを開発し、単独運転時における院内電力グリッドの EMS についてエミュレーションシステムで評価した結果、安定な挙動が得られた。
- (8) 提案した EMS アルゴリズムは、1 週間以上の単独運転が可能であることを確認し、エミュレーション結果を再現できるシミュレーションモデルを用いて、EG と PV の組合せによる非常電源システムにおいて、平均負荷、EG の設計データおよび平均 PV 出力が解れば、設備容量に関係なく非常用ディーゼル発電機の燃料消費量を予測できる設備設計モデルを提案し、その予測精度を見積もった。

ただし、院内電力グリッド内の分散型電源の構成比率は、全負荷に対して EG 出力を 80 %、BT 容量が 10 %であり、PV を施設の契約電力の 10 %、20 %、30 % および 40 %の容量で導入した場合を条件とする。

- ① PV の設備容量が 2 倍になると燃料消費率は約 20 %上昇することがわかった。
- ② 燃料消費率の予測と実測の誤差は、設備容量に関係なく 2 %以下であることがわかった。
- ③ 10 %の統計・系統誤差を想定しても、設備容量に関係なく燃料消費量を約 10 %以下の誤差で予測可能であることがわかった。

今後の研究は、本研究で提案した EMS は、急激な PV の変化にも対応できる。EG の出力変化率の制限を超える場合は、負荷遮断を検討し安定した電力供給を実現することが可能であることを確認している⁽¹³⁸⁾。しかしながら、病院での実運用としての負荷遮断できる領域の調査検討がなされていない。引き続き災害に強い病院を目指す。また、本研究で提案した革新的な設備設計の指針のさらなる検証として、小規模、中規模および大規模の実負荷データの計測および平均 PV 出力のデータ収集に伴う日射データの活用方法などを検討する。さらに、提案したエネルギーマネジメントおよび分散型電源の拡張として災害医療への応用を展望に、電源の一つに電気自動車 EV を活用した被災者の搬送ルートを電力エネルギーマネジメントで最適化し、必要な時に必要な分だけ必要な人材で災害活動ができるシステムを構築していきたい。

謝辞

本論文は、筆者が長崎総合科学大学大学院工学研究科 総合システム工学専攻(2013 年 9 月単位修得満期退学)、並びに、2010 年 4 月より奉職させて頂いている同大学工学部 工学科医療工学コースにおいて行った研究成果をまとめたものである。同大学大学院工学研究科教授 兼 新技術創成研究所所長 田中 義人先生には指導教官として本研究の実施の機会を与えて戴き、ご指導を戴いた。ここに深謝の意を表する。本研究にあたり直接のご指導を戴いた副査でもある同大学工学研究科教授 兼 新技術創成研究所 電気電子情報部門長 松井 信正先生には研究遂行にあたり、常に適切な方向付けをして戴くとともに、挑戦的な目標設定や研究動機づけを与えて戴き、熱心なご指導を戴いた。ここに深謝の意を表する。また、同研究所電気電子情報部門特命教授 黒川 不二雄先生、並びに、大阪電気通信大学福祉工学科福祉工学研究科教授 松村 雅史先生には副査としてご助言を戴くとともに本論文の細部にわたりご指導戴いた。ここに深謝の意を表する。第 2 章のモデル化では同大学同研究所客員研究員 岸川 忠弘氏に研究遂行にあたり日頃より有益なご討論ご助言を戴いた。ここに感謝の意を表する。第 3 章の数値計画法を用いた最適化運用では、長崎大学工学研究科教授 江藤 春日先生、同大学工学研究科准教授 田中 雅晴先生に非常用発電機の運用のための最適化手法について有益なご討論ご助言を戴いた。ここに感謝の意を表する。研究遂行にあたり長崎県島原病院臨床工学技士 高森 良知主任技士に必要不可欠であった資料を提供して戴くとともに有益なご助言を戴いた。ここに同氏に対して感謝の意を表する。

本研究の一部は、文部科学省が推進する大学発グリーンイノベーション創出事業の一つである【緑の知の拠点】“次世代グリーンエネルギーデバイスのシミュレーションモデル化と学内マイクログリッドを用いた評価・検証試験”の一環として行われてきたものである。共同研究者として、特に同大学教授 下島 真先生、日當 明男先生、同大学准教授 清山 浩司先生には日頃より教育および研究における多大なご協力とご支援を戴き深く感謝致します。

Acknowledgement

最後に、これまで私をあたたく応援してくれた両親と親戚一同、私を明るく励まし続けてくれた、愛息子達 湊士、瑛士、敬士、そして最愛の妻 彩子に心から感謝します。

2019 年 3 月

水野 裕志

付録 A

6 章 3 節「エミュレーションによる評価」において、得られたエミュレーション結果から太陽光発電 PV(Photovoltaic)変動と非常用発電機 EG(Emergency Generator)の出力変化率およびバッテリー BT(Battery)電流との相関関係について考察する。

まず、変動と EG の出力変化率との相関分析について述べる。図 A-1 は、PV 出力変動と EG 出力変化率との相関関係を分析するための説明図である。横軸に経過時間(hour), 左縦軸に PV 出力(kW), 右縦軸に EG の出力変化率(%/分)を表したグラフである。グラフは、赤色実線を PV 出力, EG 出力変化率を黒色実線で示している。PV 出力変動と EG 出力変化率との相関関係は、前回区間である更新周期の始点と終点の PV 出力値の差分と現区間の EG 出力変化率を分析する。

次に、PV 変動と BT 電流との相関分析について考察する。図 A-2 は、PV 出力変動と BT 電流との相関関係を分析するための説明図である。横軸に経過時間(hour), 左縦軸に PV 出力(kW), 右縦軸に BT 電流(A)を表したグラフである。グラフは、赤色実線を PV 出力, BT 電流を青色実線で示している。PV 出力変動と BT 電流との相関関係は、更新周期の同区間内の PV 出力値の最大値と最小値の差分と BT 電流の最大値と最小値の差分を分析する。

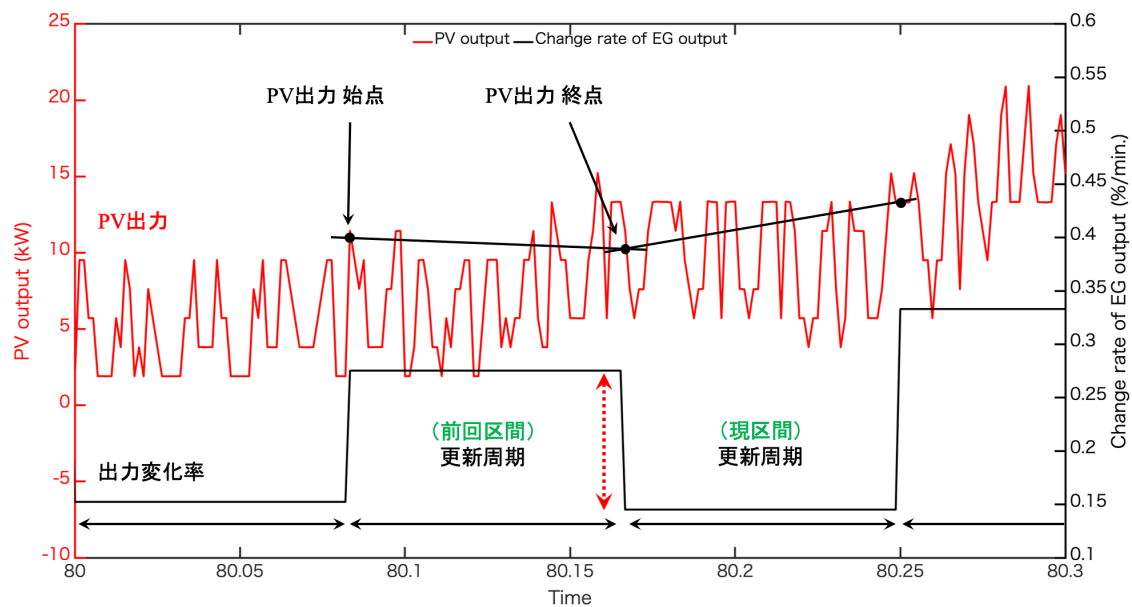


図 A-1 PV 出力変動と EG 出力変化率との相関分析

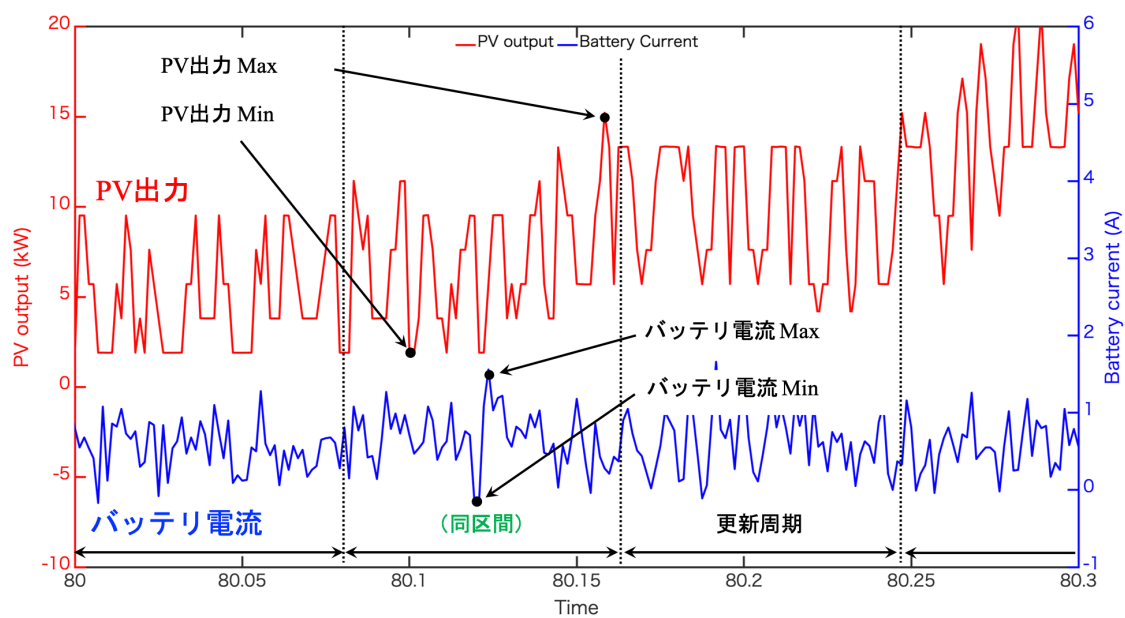


図 A-2 PV 出力変動と BT 電流との相関分析

図 A-3 から図 A-5 は、Case Study I, Case Study II および Case Study III のエミュレーション結果から分析した相関関係である。左図が PV 変動と EG の出力変化率との相関分析の結果であり、PV 変動と EG の BT 電流との相関分析の結果が右図である。左図は、横軸に前回区間である更新周期の始点と終点の PV 出力値の差分(kW)、縦軸に EG の出力変化率(%/分)を表したグラフである。グラフは、青色データ点に直線近似している。右図は、横軸に同区間の PV 出力値の最大値と最小値の差分(kW)、縦軸に BT 電流の最大値と最小値の差分(A)を表したグラフである。グラフは、左図同様に、赤色データ点に直線近似している。

表 A-1 に各 Case Study のエミュレーション結果の相関分析から得られた相関関数と係数をまとめる。結果として、PV 変動と、EG の出力変化および BT 電流には相関があるため、PV 変動から出力変化や SOC の状態量を予測したアルゴリズムによる最適運用が可能であることが示唆された。

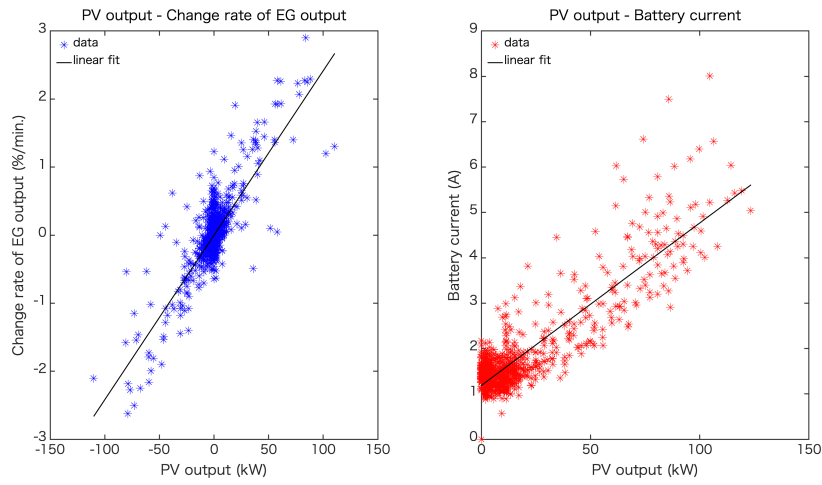


図 A-3 Case Study I における相関分析の結果 (PV: 20 %, BT: 10 %)

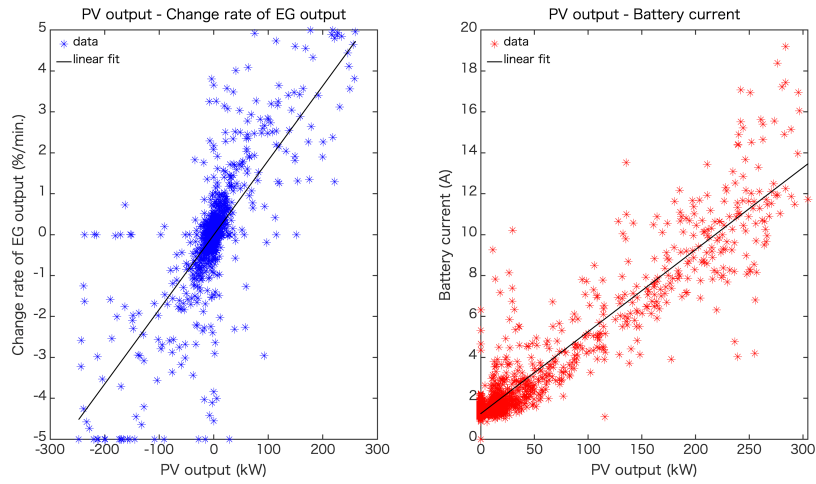


図 A-4 Case Study II における相関分析の結果 (PV: 40 %, BT: 20 %)

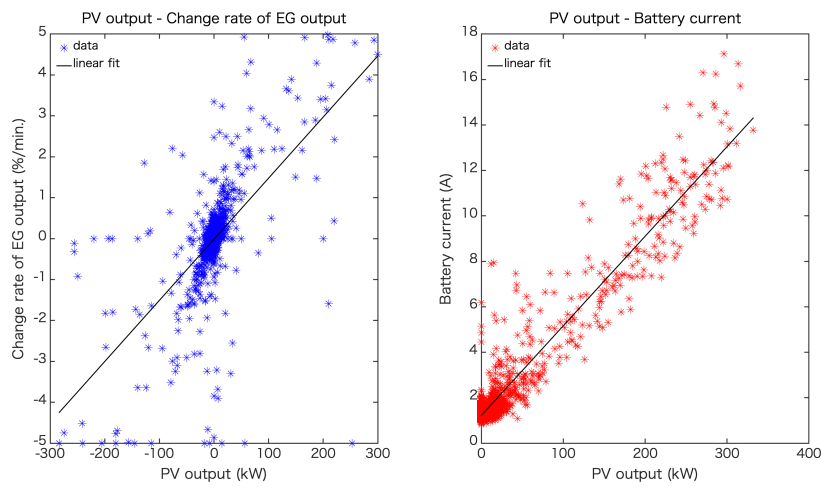


図 A-5 Case Study III における相関分析の結果 (PV: 40 %, BT: 10 %)

表 A-1 相関分析から得られた相関関数と係数

	PV 出力変動と EG 出力変化率 相関分析	PV 出力変動と BT 電流 相関分析
Case Study I		
PV 20 %	$y = 0.0242x - 0.0017$	$y = 0.0358x + 1.1856$
BT 10 %	$r = 0.8130$	$r = 0.8641$
Case Study II		
PV 40 %	$y = 0.0182x - 0.00760$	$y = 0.0401x + 1.247$
BT 20 %	$r = 0.7591$	$r = 0.9355$
Case Study III		
PV 40 %	$y = 0.0149x - 0.0157$	$y = 0.0394x + 1.2199$
BT 10 %	$r = 0.6387$	$r = 0.9569$

付録 B

6 章 4 節「院内電力グリッドにおける分散電源容量の設備設計手法」において，研究対象の電力規模 1000 kVA，契約電力 980 kW を参照値とし，スケール変換することで一般的な医療施設の電力規模を模擬する。提案したエネルギーマネジメントシステム EMS(Energy Management System)において 1 週間の単独運転を想定した場合の電力収支についてシミュレーション解析した結果をまとめる。

シミュレーション条件については，スケール変換した院内電力の規模に対する分散電源の構成比率は，表 6-3 および表 6-4 にまとめている。

表 B-1，表 B-2 および表 B-3 は，シミュレーション解析の条件および得られた各種データをまとめた表である。表 B-1 は，表 6-3 および表 6-4 同様に，一般的な医療施設の電力規模を模擬したシミュレーション解析の条件をまとめた表である。表 B-2 のデータは，各図番号に示した結果の平均負荷 \hat{L} (kW)，平均太陽光発電 PV(Photovoltaic)出力 \hat{PV} (kW)であり，院内全負荷から 1 次遅れ系 PV 出力 P_{Lag} を差し引いたデマンド De (kWh)，燃料消費率 b (kg/kWh)，燃料消費量 B (kg)および提案する設備設計モデル計算による燃料消費率 m_b (kg/kWh)と燃料消費量 m_B (kg)を表 A-3 にまとめる。

なお，表 B-3 の結果については，エミュレータによる実験的検証で得られた De (kWh)，燃料消費率 b (kg/kWh)および燃料消費量 B (kg)を実測データとして，提案する設備設計モデルの予測精度の評価をまとめた表である。予測計算による m_B (kg)は， De (kWh)と b (kg/kWh)との積によって得られた計算結果である。設備設計モデルの最適化係数 k については，付録 C で詳細に述べる。

表 B-4 は，図 6-15 に示した燃料消費率 b (kg/kWh)と燃料消費率 m_b (kg/kWh)との誤差率 B_{mB} (%)，および燃料消費量 B (kg)と燃料消費量 m_B (kg)との誤差率 b_{m_b} (%)を表した図 6-15 のデータをまとめた表である。予測精度は，絶対誤差の真の値に対する比率である相対誤差を百分率で示し，式(B.1)は，燃料消費率の誤差率 B_{mB} (%)をおよび式(B.2)に燃料消費量 m_B (kg)との誤差率 b_{m_b} (%)のように百分率誤差(誤差率)で表している。

$$b_m_b(\%) = \frac{b - m_b}{m_b} \times 100 \quad (\text{B.1})$$

$$B_m_B(\%) = \frac{B - m_B}{m_B} \times 100 \quad (\text{B.2})$$

図 B-1 から図 B-24 は、図 6-3 に示した Case Study I のエミュレーション結果となる入力条件、すなわち PV データ、院内負荷データおよび気象データを用いてシミュレーションモデルで実行した結果である。表 B-1 に図番号に対するシミュレーション条件をまとめる。各グラフは、横軸に経過時間(hour)、縦軸は上図から負荷(kW)、PV 出力(kW)および SOC(%)を表したグラフを(a)に表し、(b)には上図から EG 2 台の出力および出力変化を示している。結果、提案した EMS は、500 kVA、1000 kVA、1500 kVA および 2000 kVA 級の負荷を示す医療施設で、1 週間の単独運転において安定した電力供給が実現できていることがわかる。

表 B-1 から表 B-4 に示した条件および得られたデータは、エミュレーション・シミュレーション結果を示す図 B-1 から図 B-24 に対応している。

表 B-1 一般的な医療施設の電力規模を模擬したシミュレーション解析の条件

図番号	院内負荷級 (kVA)	EG 1 (kVA)	EG 2 (kVA)	PV 容量比 (%)	BT 容量比 (%)
図 B-1	500	250	250	10	10
図 B-2				20	
図 B-3				30	
図 B-4				40	
図 B-5	1000	500	500	10	10
図 B-6				20	
図 B-7				30	
図 B-8				40	
図 B-9	1500	750	750	10	10
図 B-10				20	
図 B-11				30	
図 B-12				40	
図 B-13	2000	1000	1000	10	10
図 B-14				20	
図 B-15				30	
図 B-16				40	
図 B-17	1000	750	250	10	10
図 B-18				20	
図 B-19				30	
図 B-20				40	
図 B-21	1500	1000	500	10	10
図 B-22				20	
図 B-23				30	
図 B-24				40	

表 B-2 シミュレーション解析から得られた平均負荷および平均 PV 出力

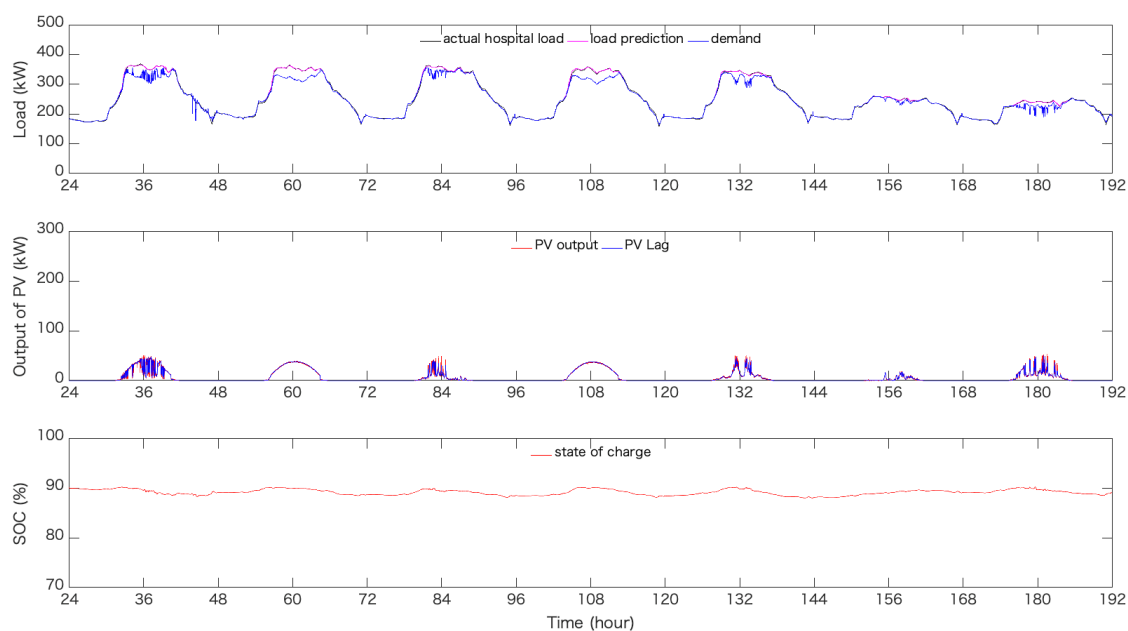
図番号	院内負荷級 (kVA)	PV 容量比 (%)	平均負荷 \hat{L} (kW)	平均 PV 出力 \hat{P}_V (kW)
図 B-1	500	10	252.7	5.93
図 B-2		20		11.87
図 B-3		30		17.8
図 B-4		40		23.74
図 B-5	1000	10	505.4	11.87
図 B-6		20		23.74
図 B-7		30		35.6
図 B-8		40		47.47
図 B-9	1500	10	758.11	17.8
図 B-10		20		35.6
図 B-11		30		53.41
図 B-12		40		71.21
図 B-13	2000	10	1010.81	23.74
図 B-14		20		47.47
図 B-15		30		71.21
図 B-16		40		94.94
図 B-17	1000	10	505.4	11.87
図 B-18		20		23.74
図 B-19		30		35.6
図 B-20		40		47.47
図 B-21	1500	10	758.11	17.8
図 B-22		20		35.6
図 B-23		30		53.41
図 B-24		40		71.21

表 B-3 提案する設備設計モデル計算による予測精度の評価(実測値と予測値の比較)

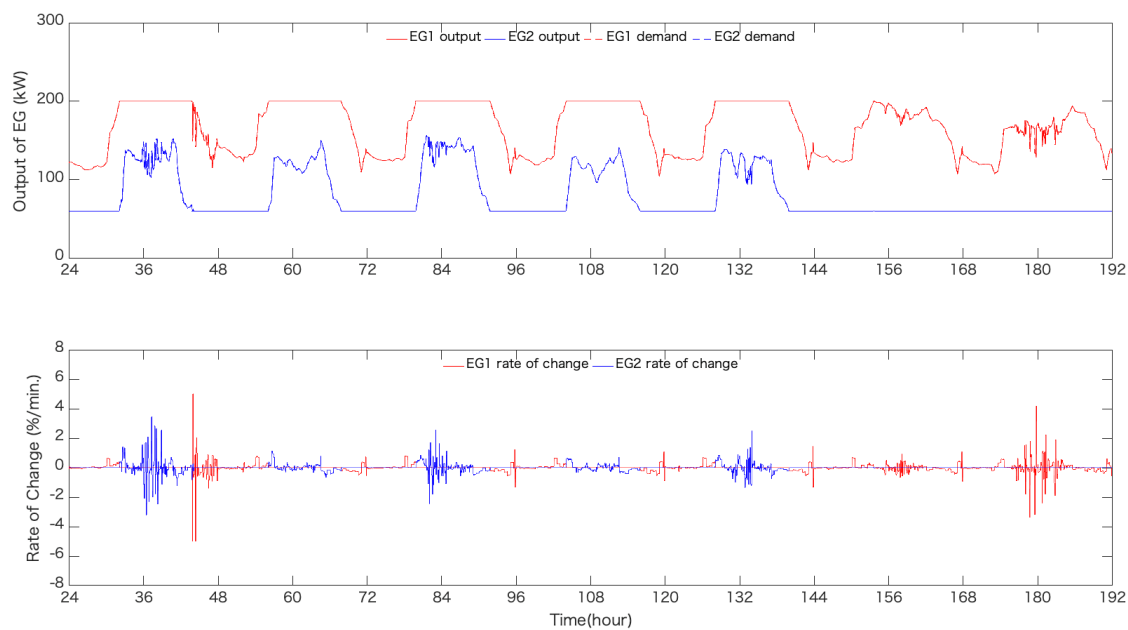
図番号	院内負荷 級(kVA)	PV 容量 比 (%)	De (kWh)	b (kg/kWh)	m_b (kg/kWh)	B (kg)	m_B (kg)
図 B-1	500	10	41457.3	0.658	0.6675	27274.5	27672.5
図 B-2		20	40460.4	0.669	0.6780	27061.8	27432.0
図 B-3		30	39463.5	0.6805	0.6883	26849.7	27161.0
図 B-4		40	38466.6	0.6926	0.6983	26637.3	26862.2
図 B-5	1000	10	82914.7	0.5725	0.5660	47461.7	46929.1
図 B-6		20	80920.9	0.5803	0.5749	46948.7	46520.8
図 B-7		30	78927.0	0.5885	0.5836	46436.7	46061.7
図 B-8		40	76933.2	0.5971	0.5921	45924.2	45554.6
図 B-9	1500	10	124372	0.5226	0.5150	64981.7	64047.4
図 B-10		20	121381	0.5295	0.5231	64260.3	63490.4
図 B-11		30	118390	0.5368	0.5310	63539.9	62866.0
図 B-12		40	115400	0.5444	0.5388	62819.0	62174.2
図 B-13	2000	10	165829	0.5072	0.5106	84096.8	84665.9
図 B-14		20	161842	0.515	0.5186	83334.8	83930.2
図 B-15		30	157854	0.5232	0.5265	82573.4	83105.1
図 B-16		40	153866	0.5318	0.5341	81811.6	82191.1
図 B-17	1000	10	82914.7	0.5523	0.5471	45783.7	45362.0
図 B-18		20	80920.9	0.56	0.5557	45303.8	44964.0
図 B-19		30	78927.0	0.568	0.5640	44826.5	44516.9
図 B-20		40	76933.2	0.5766	0.5722	44351.8	44023.5
図 B-21	1500	10	124372	0.5191	0.5251	64554.2	65309.1
図 B-22		20	121381	0.5265	0.5333	63898.6	64737.9
図 B-23		30	118390	0.5348	0.5414	63304.5	64098.0
図 B-24		40	115400	0.5436	0.5493	62722.9	63389.3

表 B-4 エミュレータによる実測値とモデル計算との誤差率 (b_{m_b} および B_{m_B})

図番号	院内負荷級 (kVA)	PV 容量比 (%)	b_{m_b} 誤差率 (%)	B_{m_B} 誤差率 (%)
図 B-1	500	10	1.4224	1.4384
図 B-2		20	1.3270	1.3496
図 B-3		30	1.1271	1.1461
図 B-4		40	0.8200	0.8371
図 B-5	1000	10	1.1497	1.1348
図 B-6		20	0.9405	0.9197
図 B-7		30	0.8398	0.8140
図 B-8		40	0.8389	0.8112
図 B-9	1500	10	1.4823	1.4586
図 B-10		20	1.2300	1.2126
図 B-11		30	1.0912	1.0719
図 B-12		40	1.0446	1.0372
図 B-13	2000	10	0.6582	0.6722
図 B-14		20	0.6931	0.7095
図 B-15		30	0.6208	0.6399
図 B-16		40	0.4441	0.4617
図 B-17	1000	10	0.9518	0.9296
図 B-18		20	0.7820	0.7557
図 B-19		30	0.7044	0.6953
図 B-20		40	0.7636	0.7459
図 B-21	1500	10	1.1447	1.1559
図 B-22		20	1.2831	1.2966
図 B-23		30	1.2212	1.2379
図 B-24		40	1.0380	1.0513



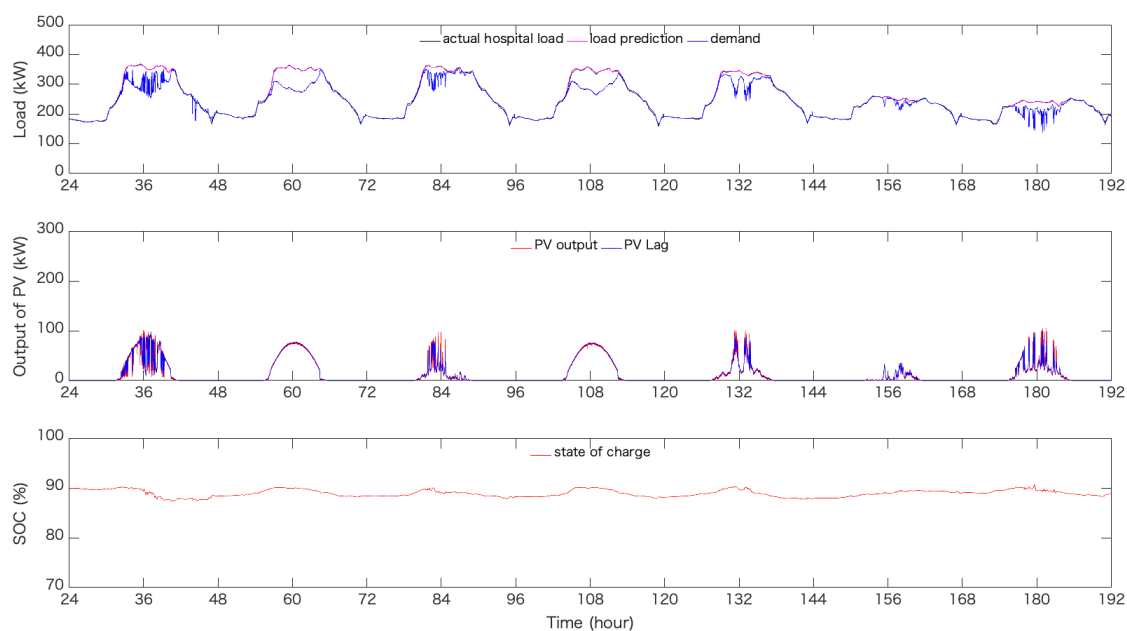
(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



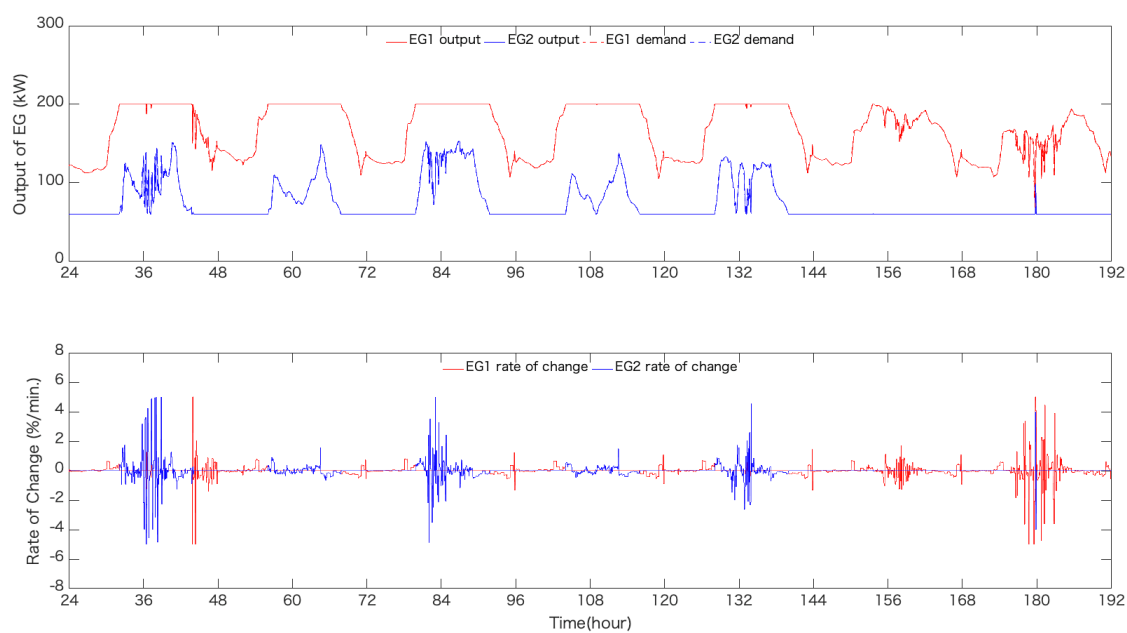
(b) 発電機出力および出力変化

図 B-1 シミュレーション結果 (PV: 10 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(500 kVA 級の医療施設, 定格出力 250 kVA の EG 2 台を導入)



(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ

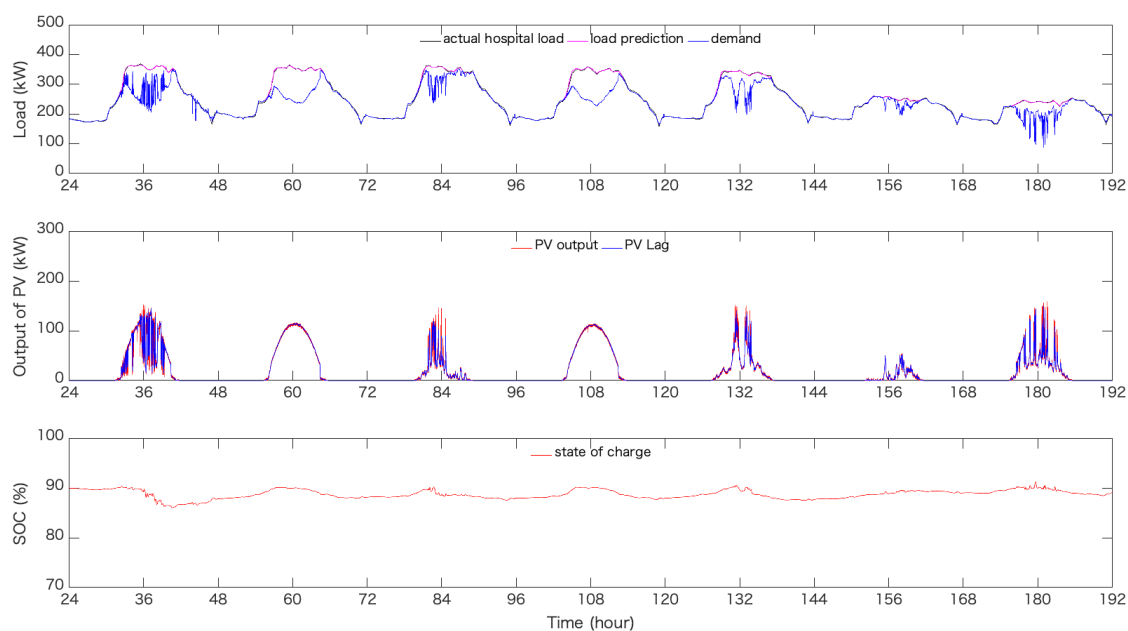


(b) 発電機の出力および出力変化

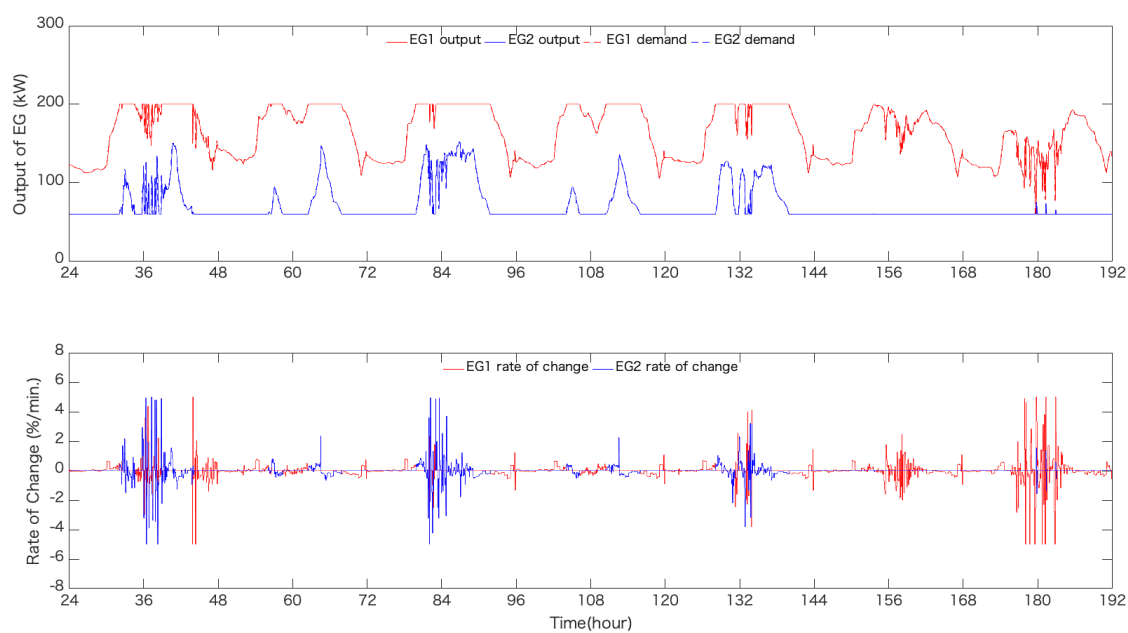
図 B-2 シミュレーション結果 (PV: 20 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(500 kVA 級の医療施設, 定格出力 250 kVA の EG 2 台を導入)

Appendix B



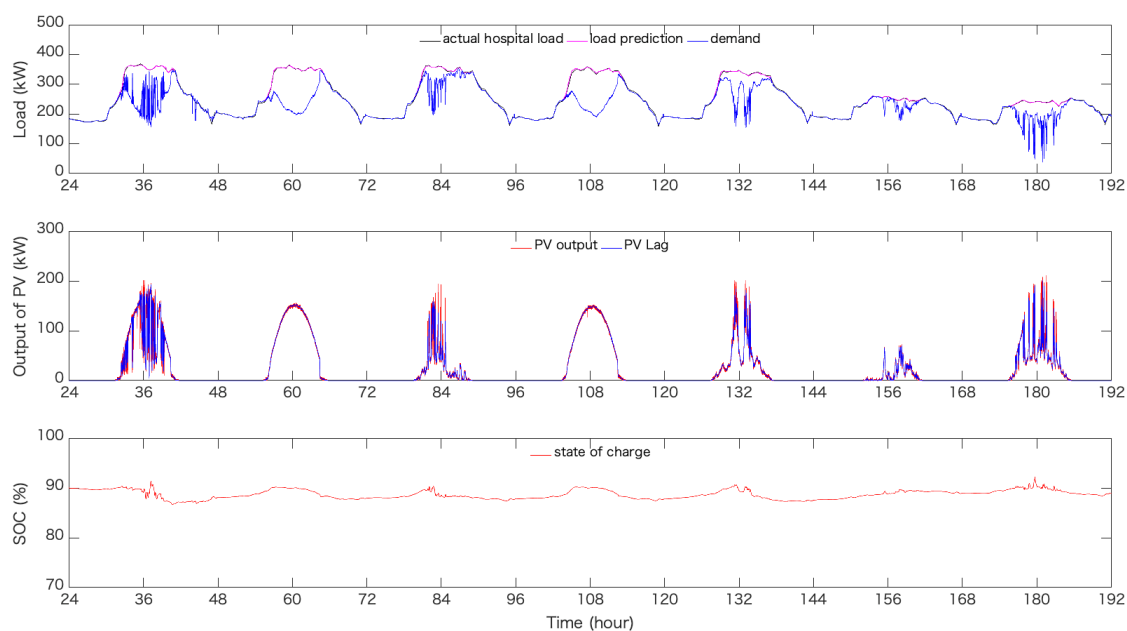
(a) 院内実負荷，予測負荷，PV 出力および SOC データ



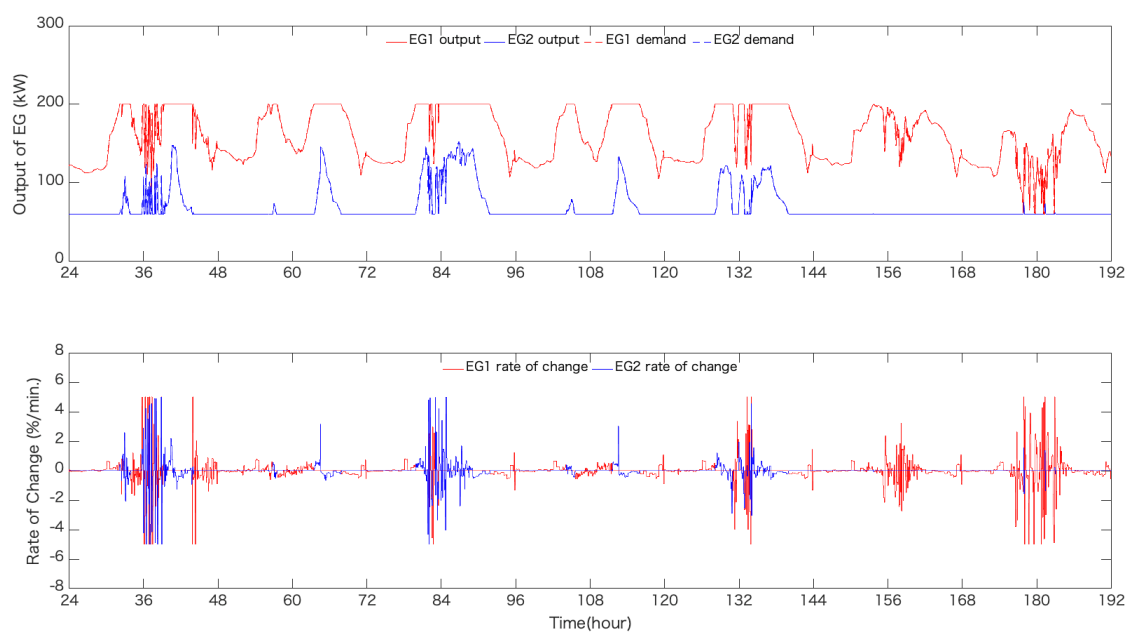
(b) 発電機出力および出力変化

図 B-3 のシミュレーション結果 (PV: 30 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(500 kVA 級の医療施設，定格出力 250 kVA の EG 2 台を導入)



(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ

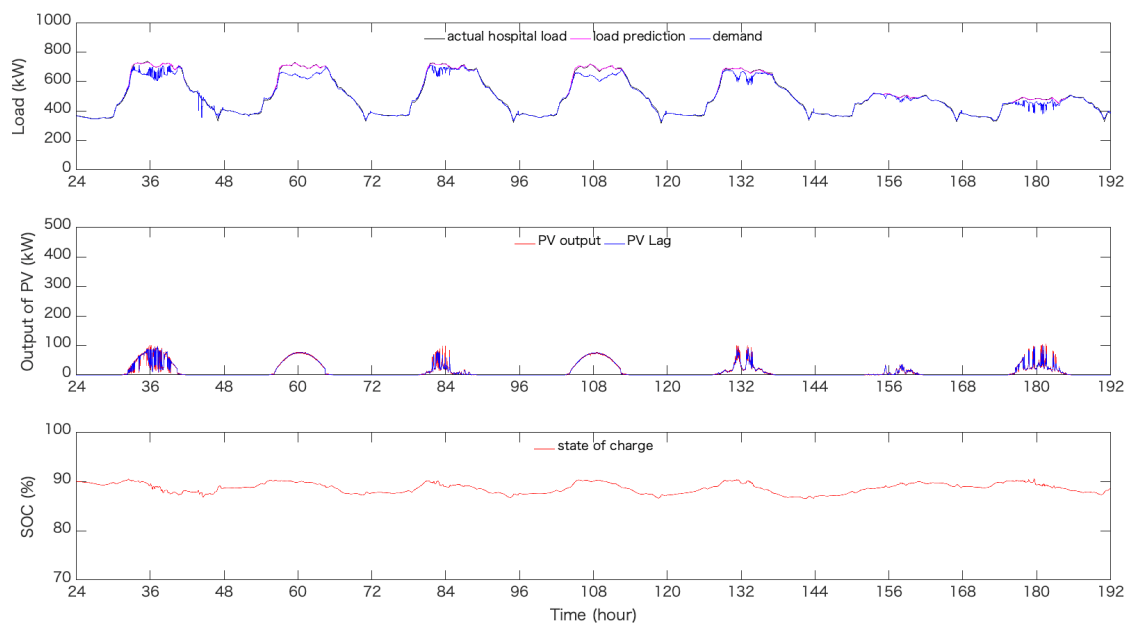


(b) 発電機の出力および出力変化

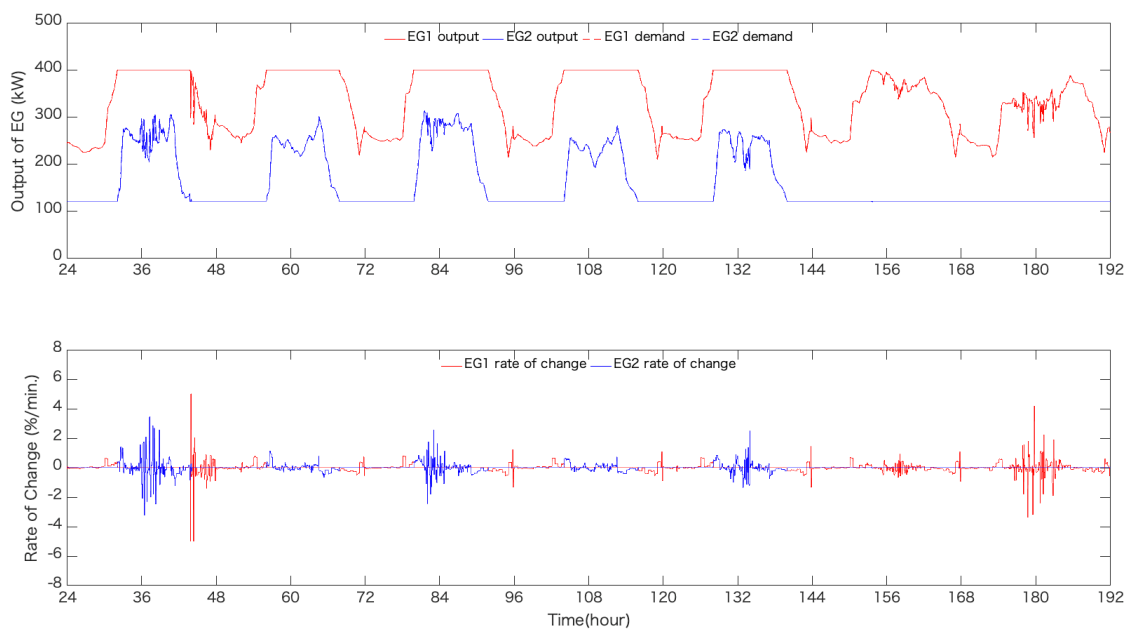
図 B-4 シミュレーション結果 (PV: 40 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(500 kVA 級の医療施設, 定格出力 250 kVA の EG 2 台を導入)

Appendix B



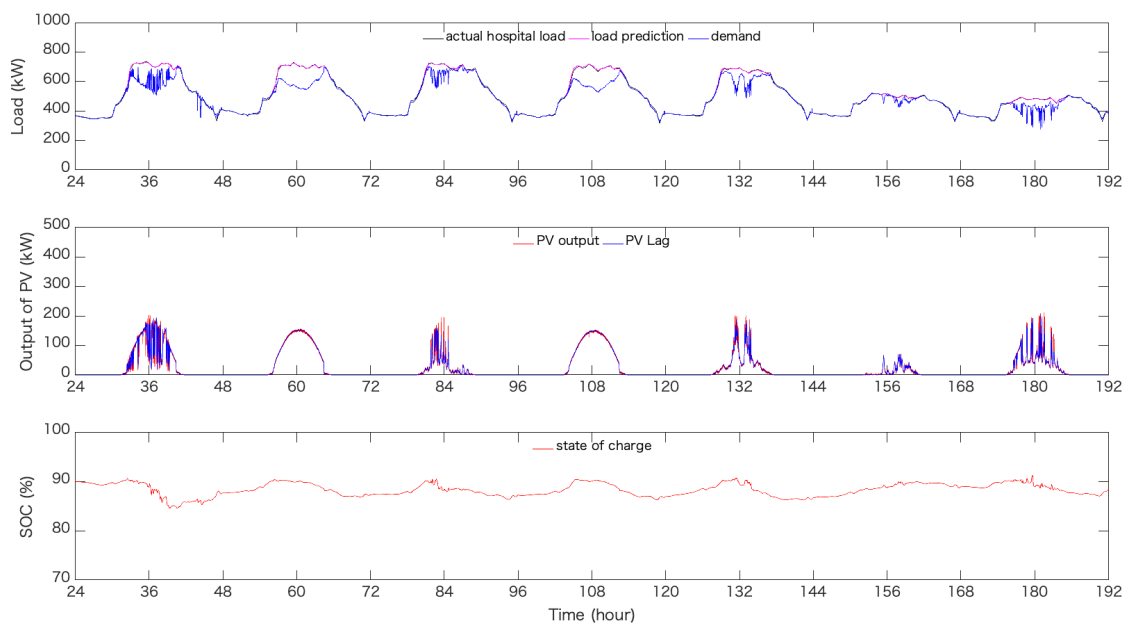
(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



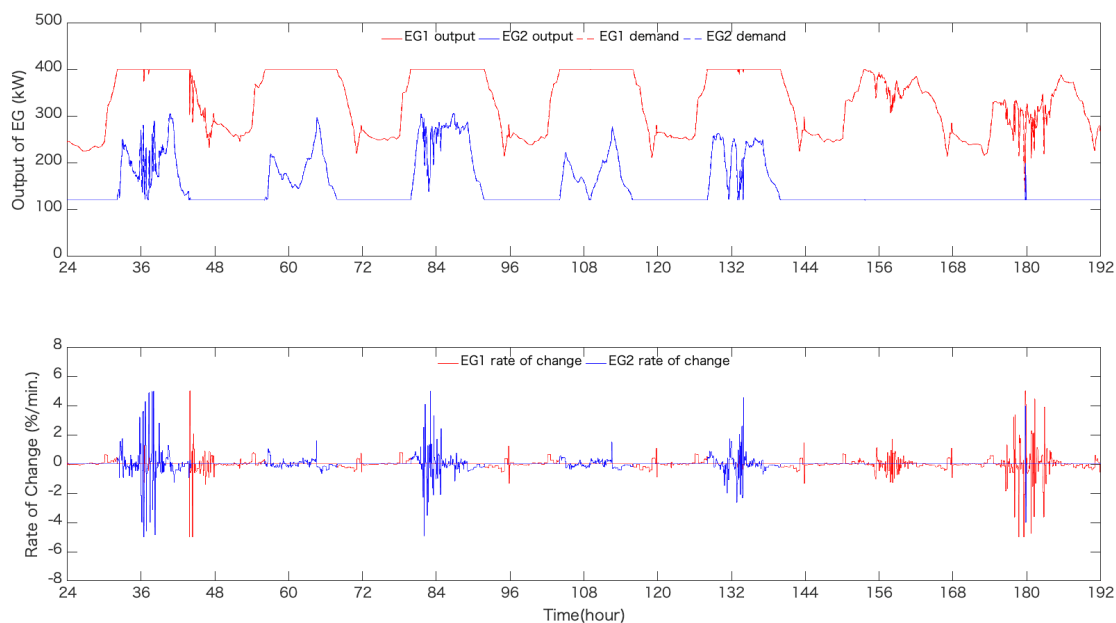
(b) 発電機出力および出力変化

図 B-5 シミュレーション結果 (PV: 10 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(1000 kVA 級の医療施設, 定格出力 500 kVA の EG 2 台を導入)



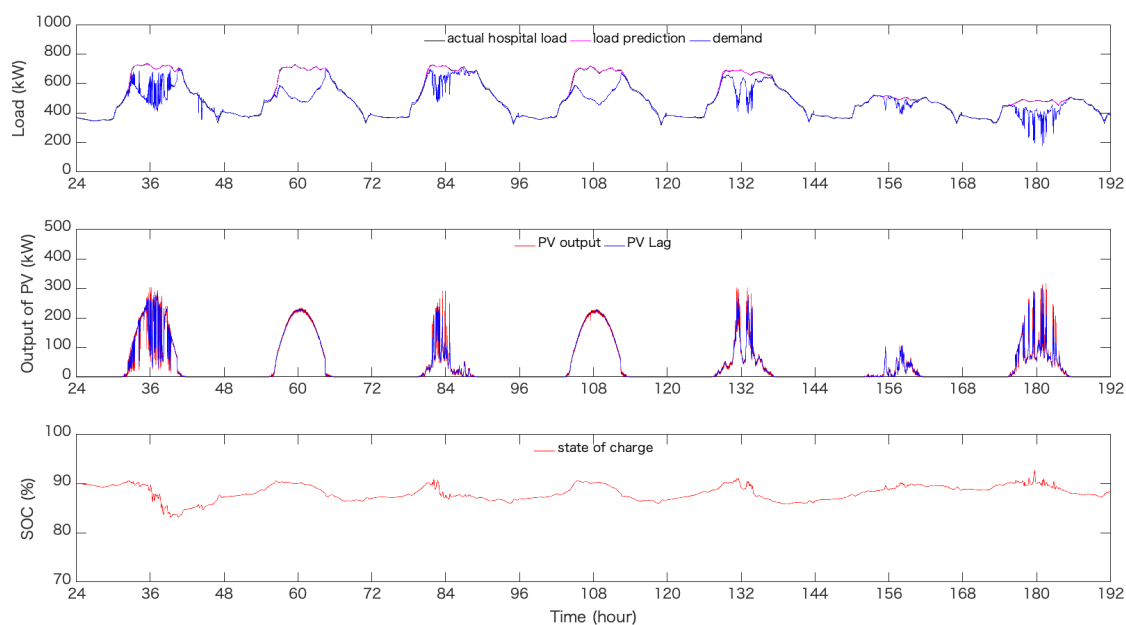
(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



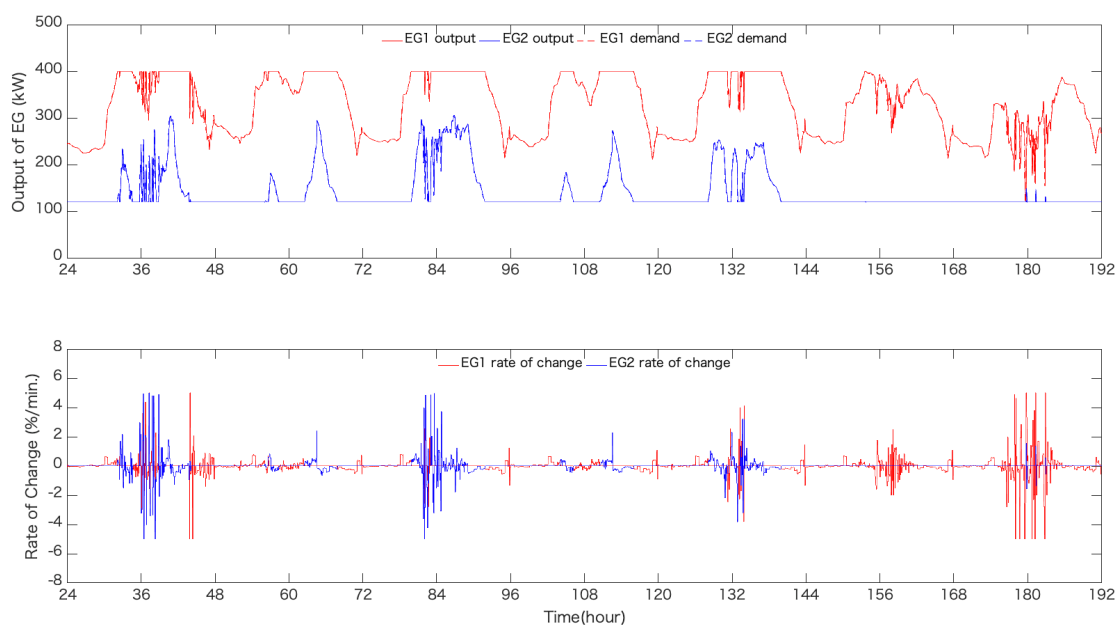
(b) 発電機の出力および出力変化

図 B-6 シミュレーション結果 (PV: 20 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(1000 kVA 級の医療施設, 定格出力 500 kVA の EG 2 台を導入)



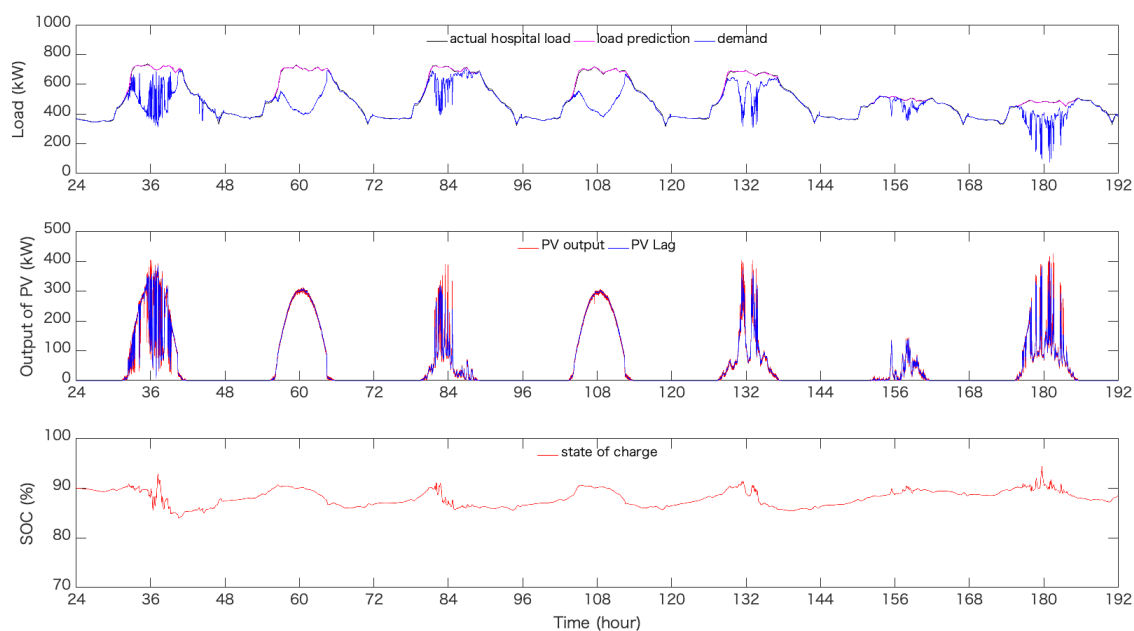
(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



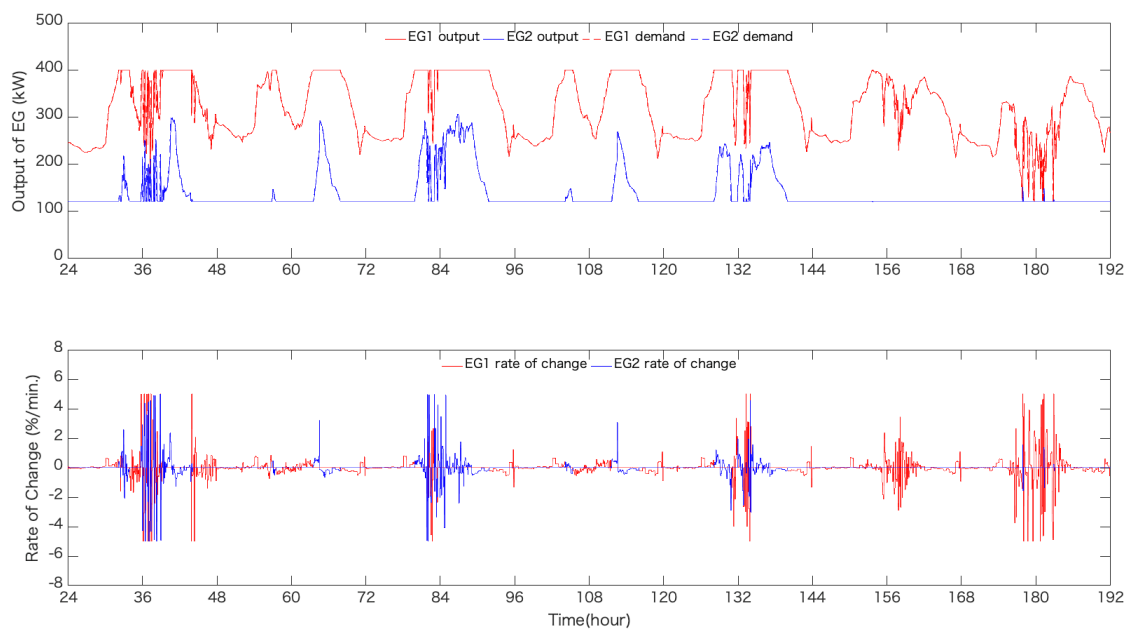
(b) 発電機出力および出力変化

図 B-7 シミュレーション結果 (PV: 30 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(1000 kVA 級の医療施設, 定格出力 500 kVA の EG 2 台を導入)



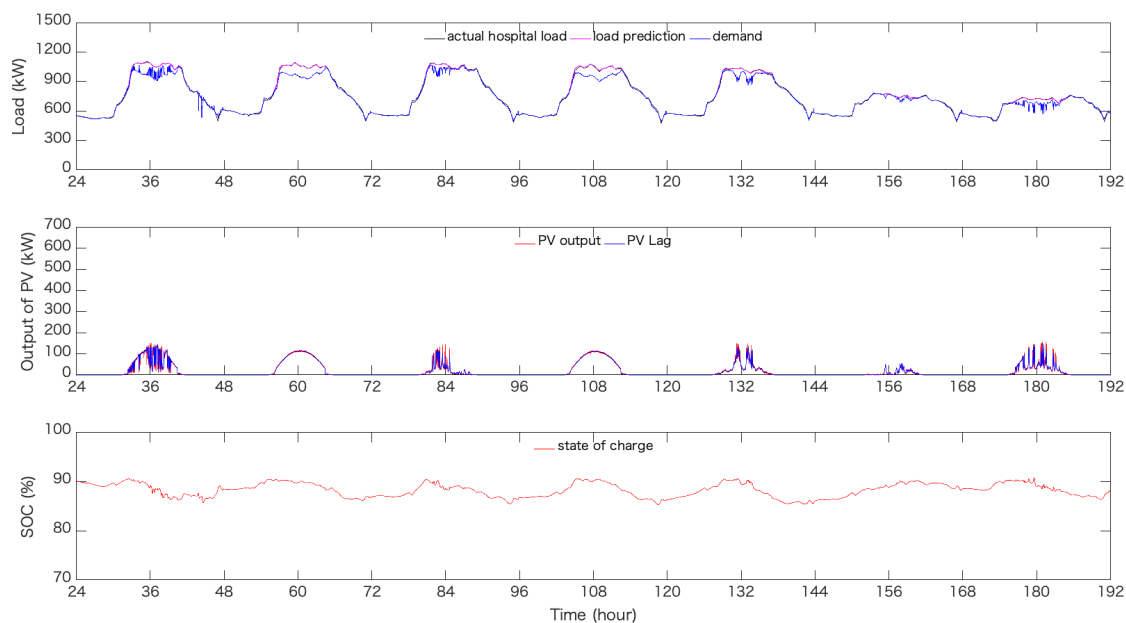
(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



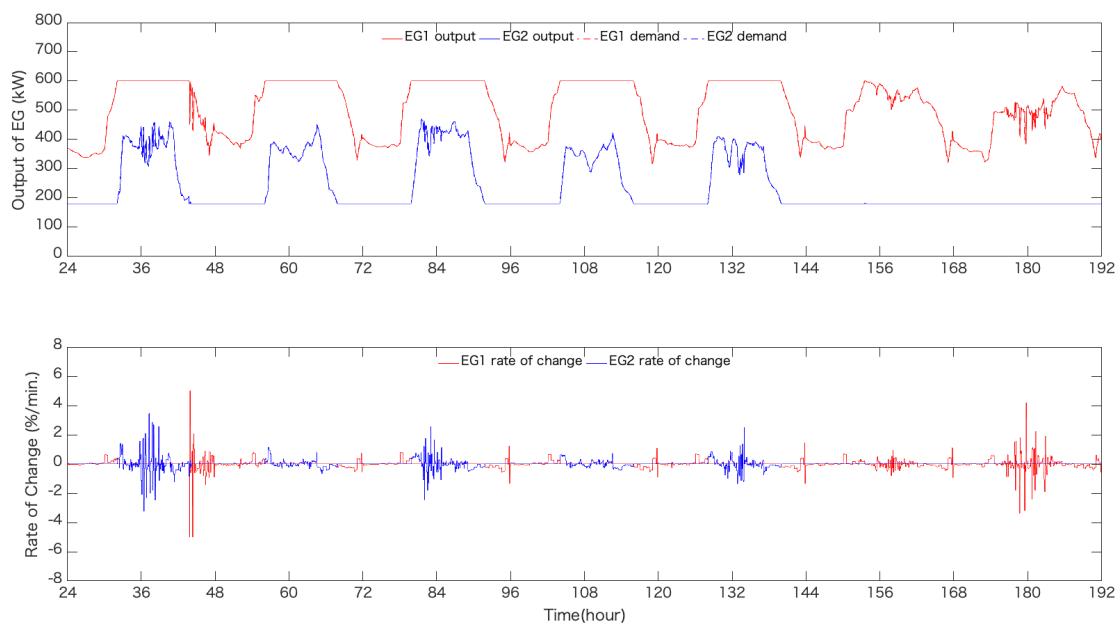
(b) 発電機の出力および出力変化

図 B-8 シミュレーション結果 (PV: 40 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(1000 kVA 級の医療施設, 定格出力 500 kVA の EG 2 台を導入)

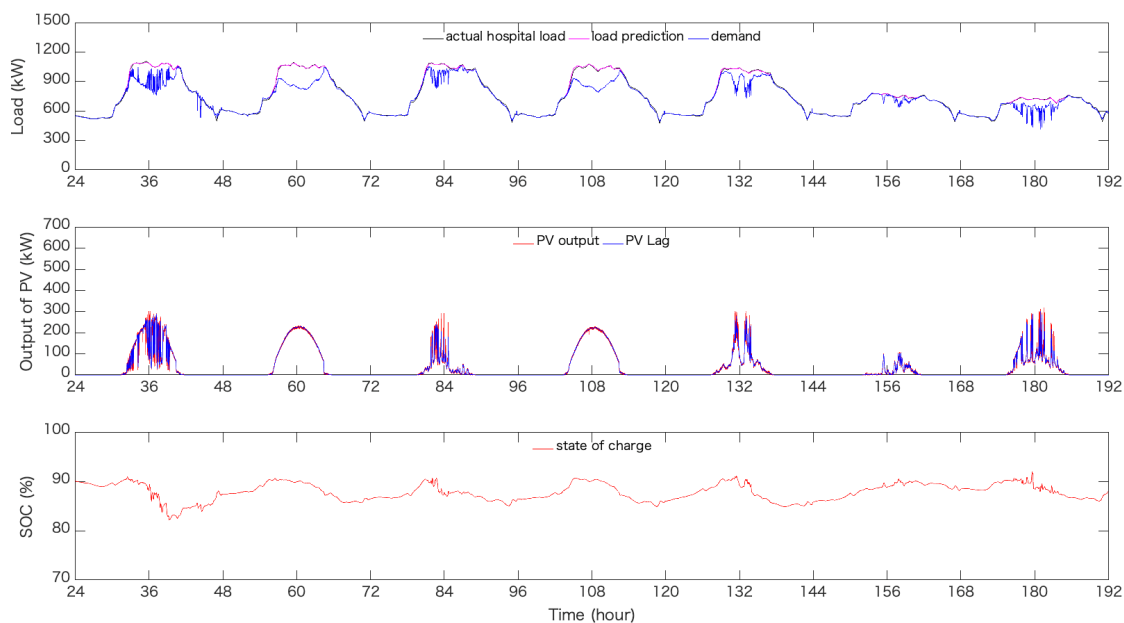


(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ

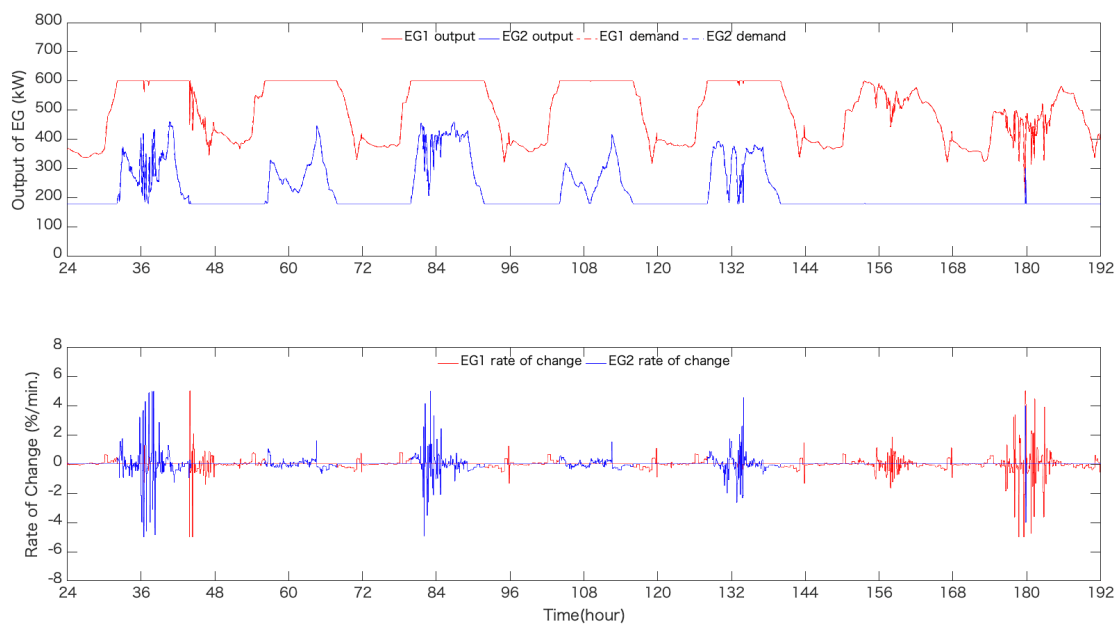


(b) 発電機出力および出力変化

図 B-9 シミュレーション結果 (PV: 10 %, EG: 80 %, BT: 10 %)
(1500 kVA 級の医療施設, 定格出力 750 kVA の EG 2 台を導入)



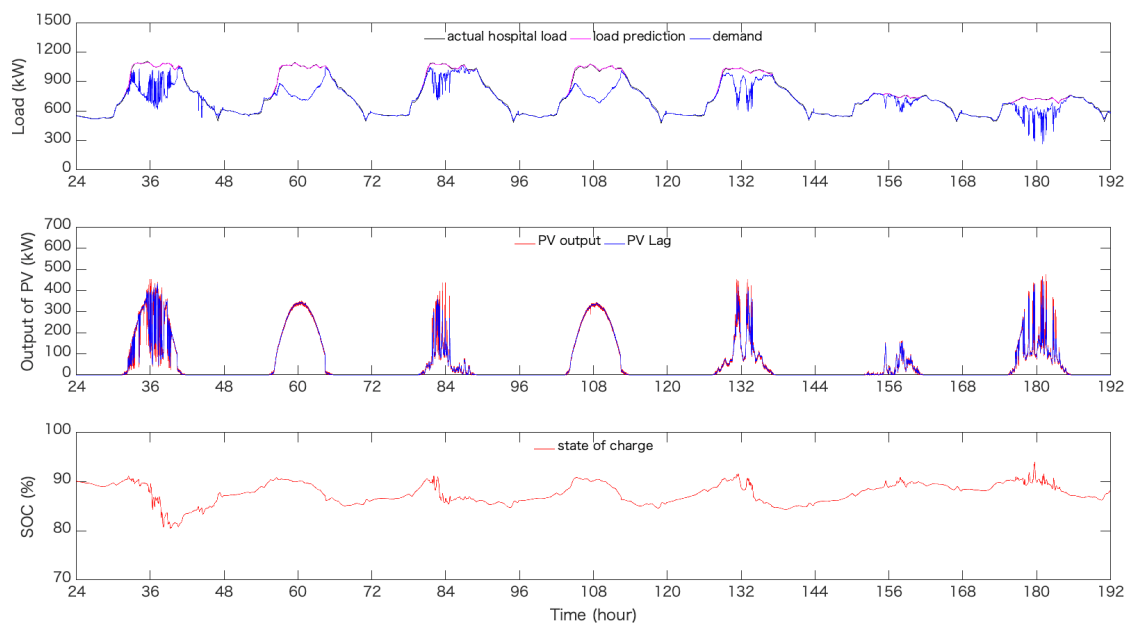
(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



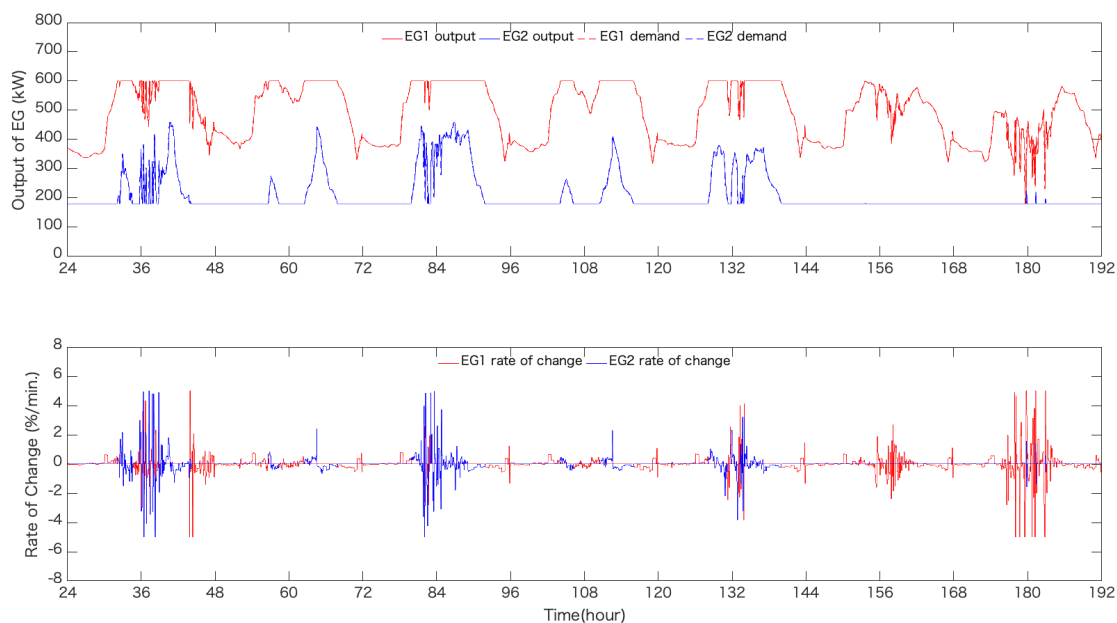
(b) 発電機の出力および出力変化

図 B-10 シミュレーション結果 (PV: 20 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(1500 kVA 級の医療施設, 定格出力 750 kVA の EG 2 台を導入)



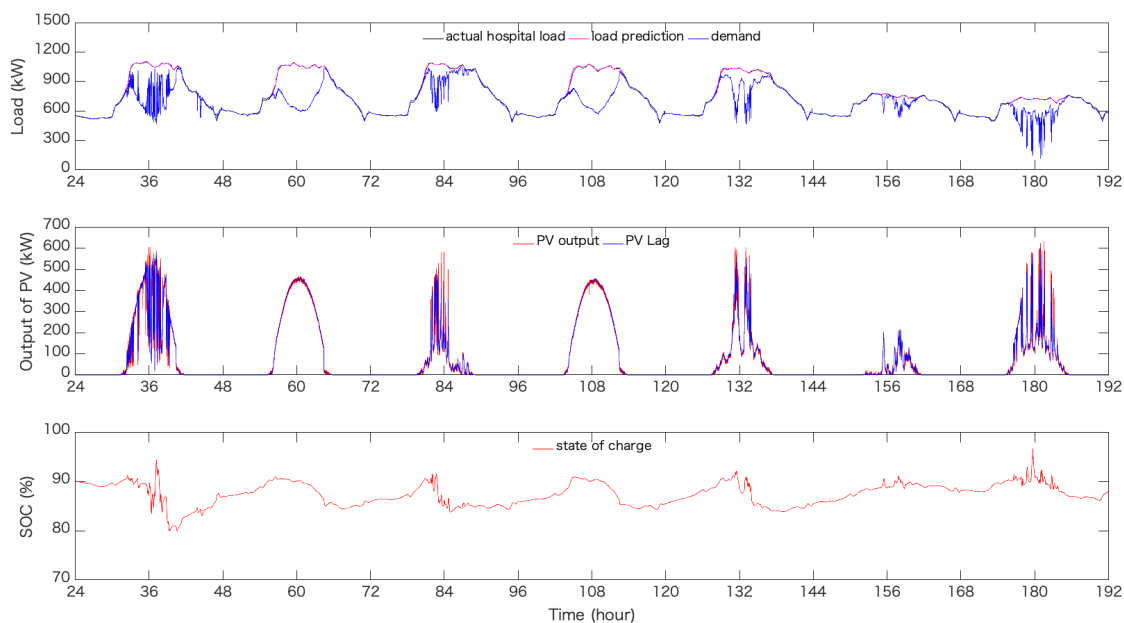
(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



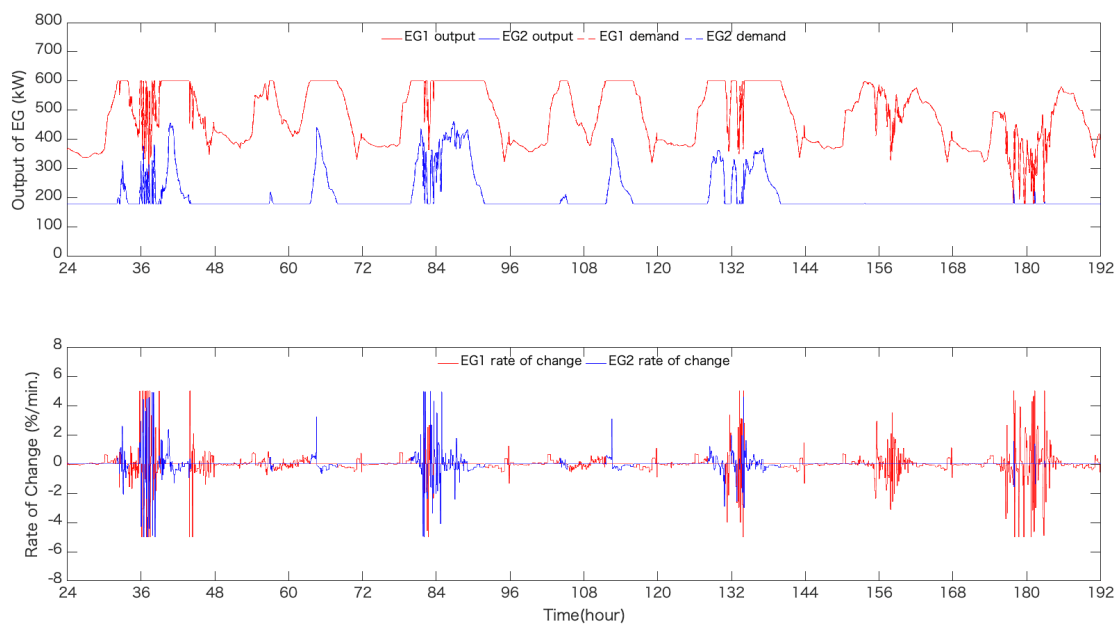
(b) 発電機出力および出力変化

図 B-11 シミュレーション結果 (PV: 30 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(1500 kVA 級の医療施設, 定格出力 750 kVA の EG 2 台を導入)



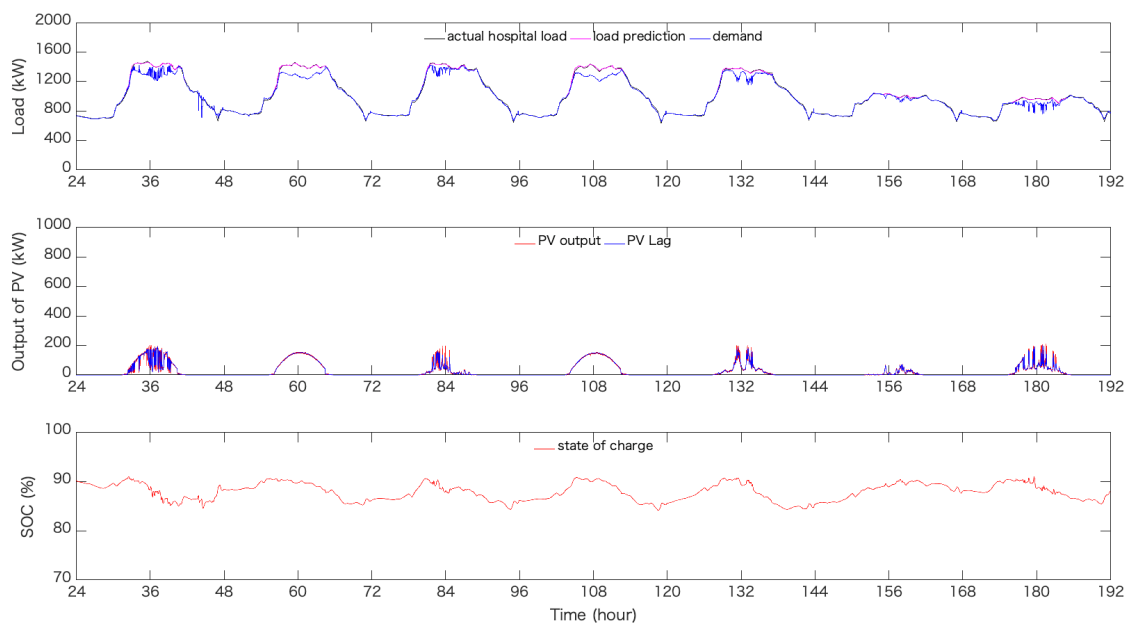
(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



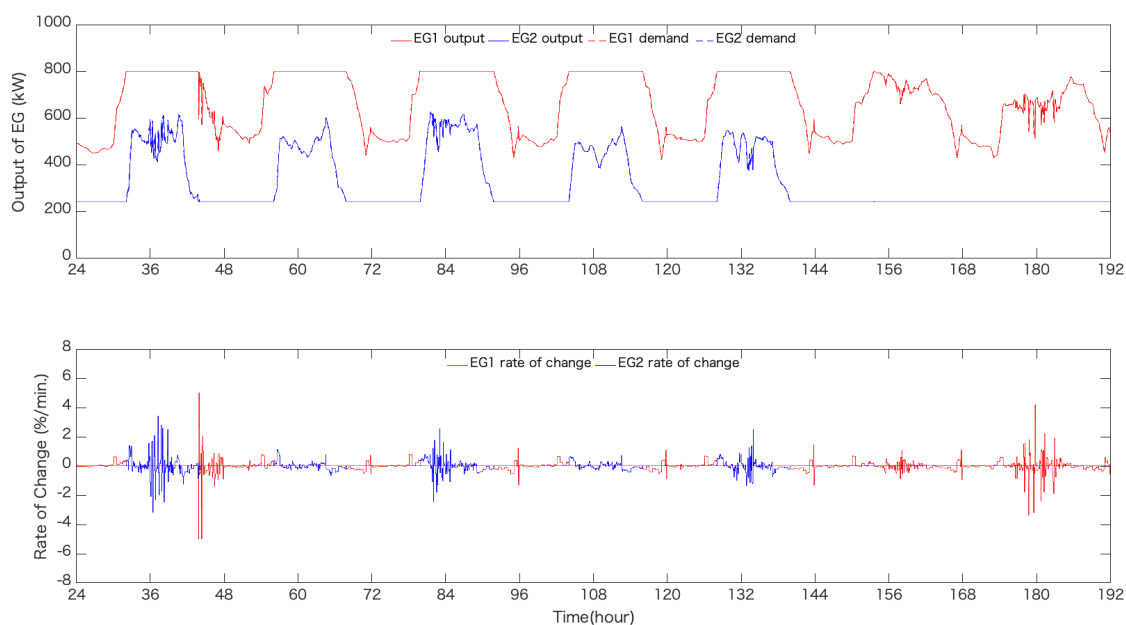
(b) 発電機の出力および出力変化

図 B-12 シミュレーション結果 (PV: 40 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(1500 kVA 級の医療施設, 定格出力 750 kVA の EG 2 台を導入)



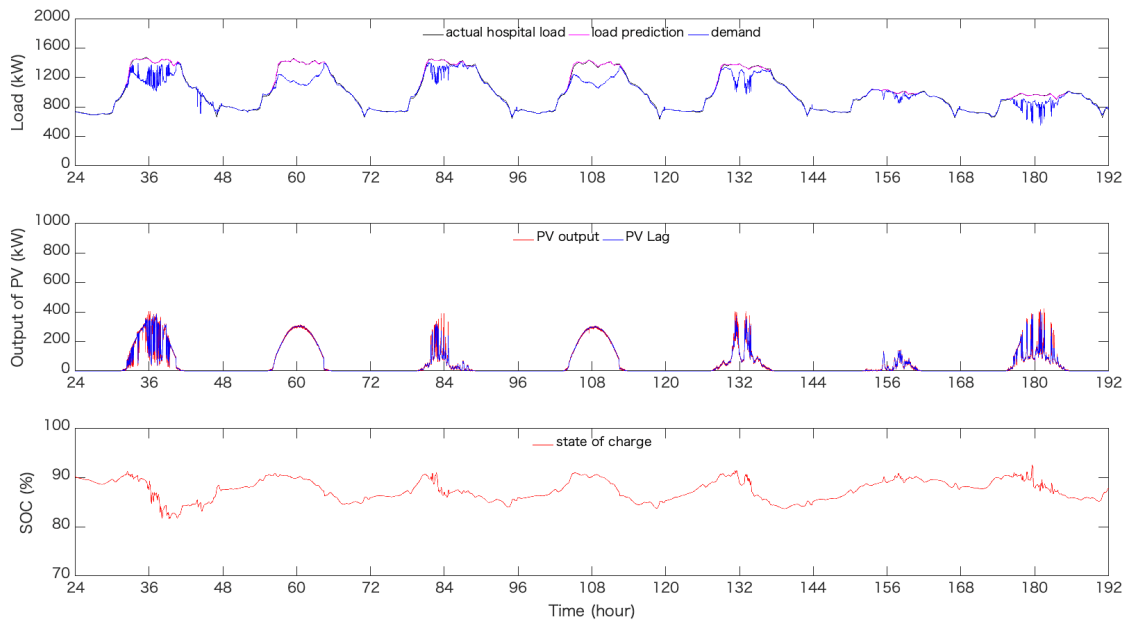
(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



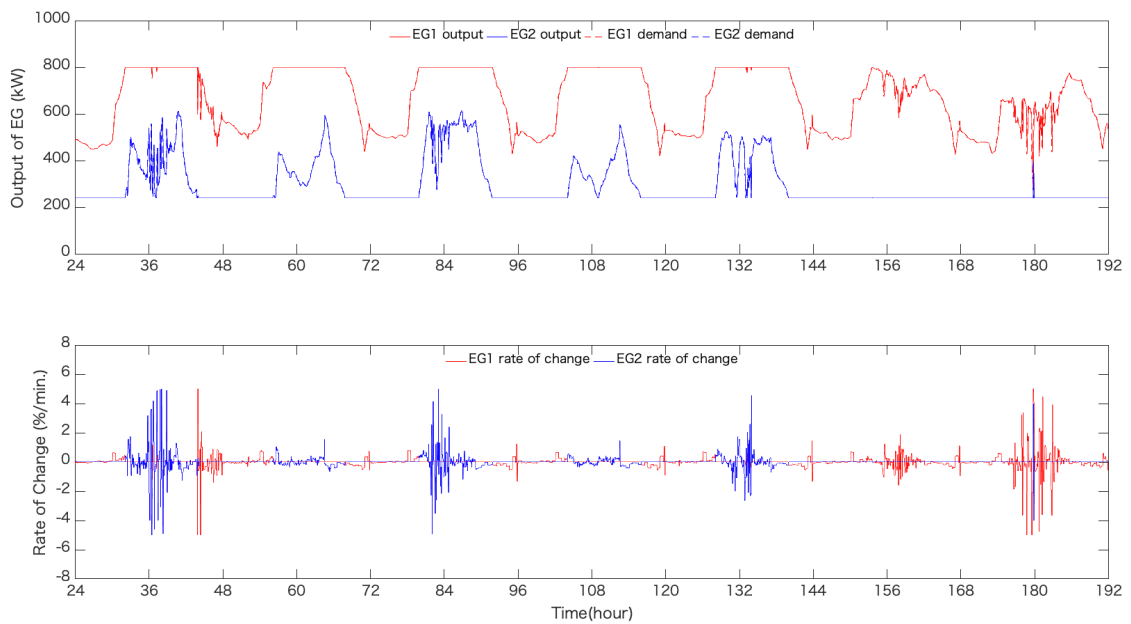
(b) 発電機出力および出力変化

図 B-13 シミュレーション結果 (PV: 10 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(2000 kVA 級の医療施設, 定格出力 1000 kVA の EG 2 台を導入)



(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ

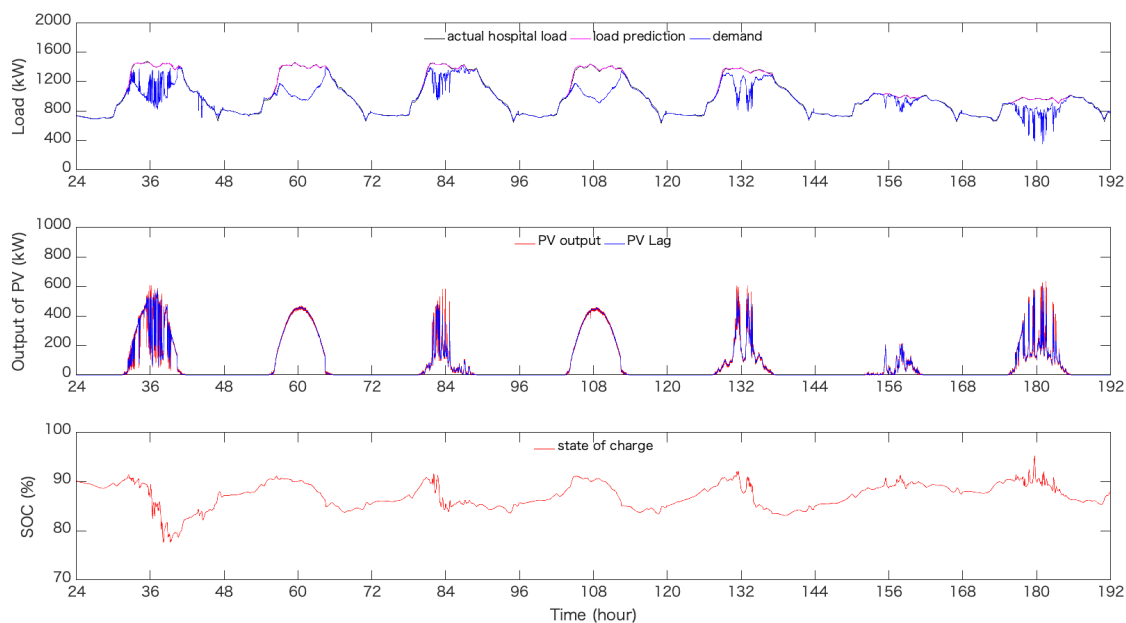


(b) 発電機の出力および出力変化

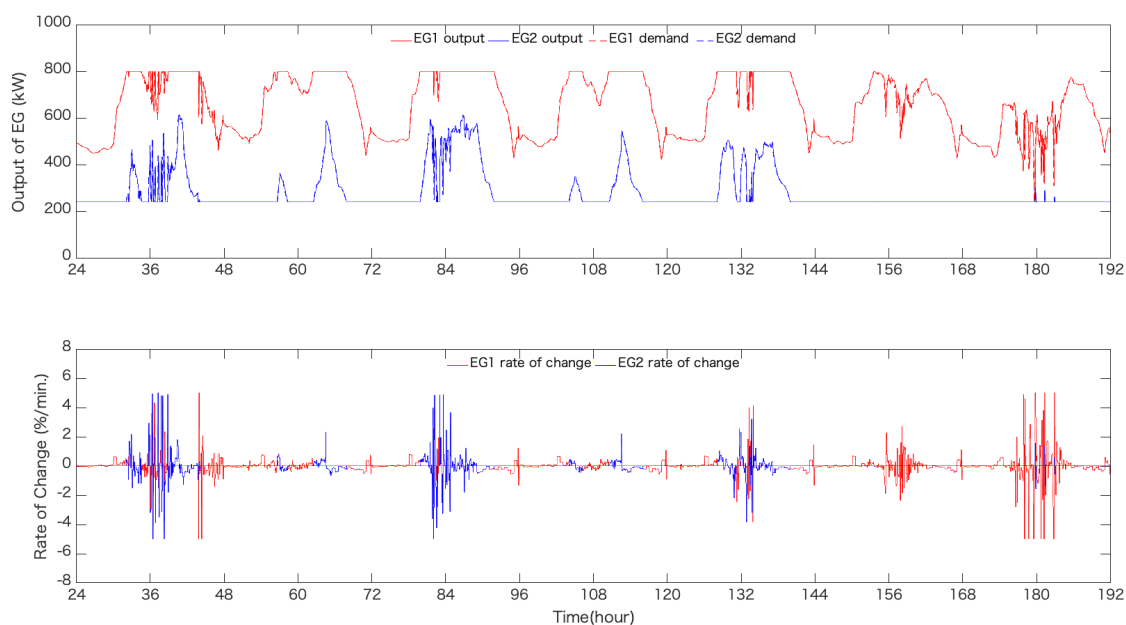
図 B-14 シミュレーション結果 (PV: 20 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(2000 kVA 級の医療施設, 定格出力 1000 kVA の EG 2 台を導入)

Appendix B



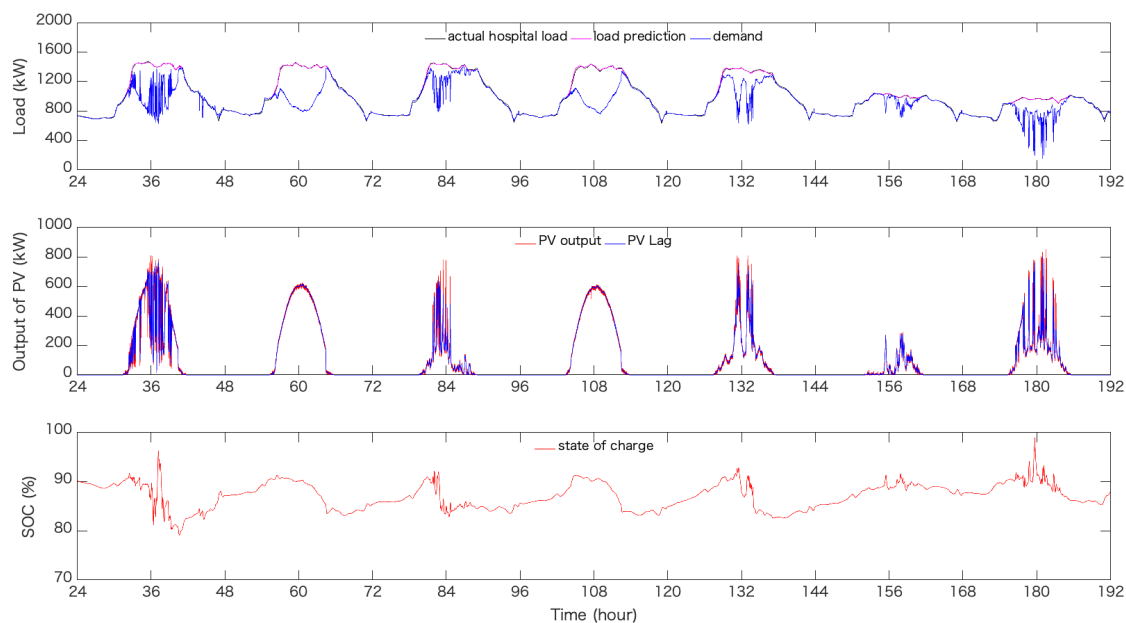
(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



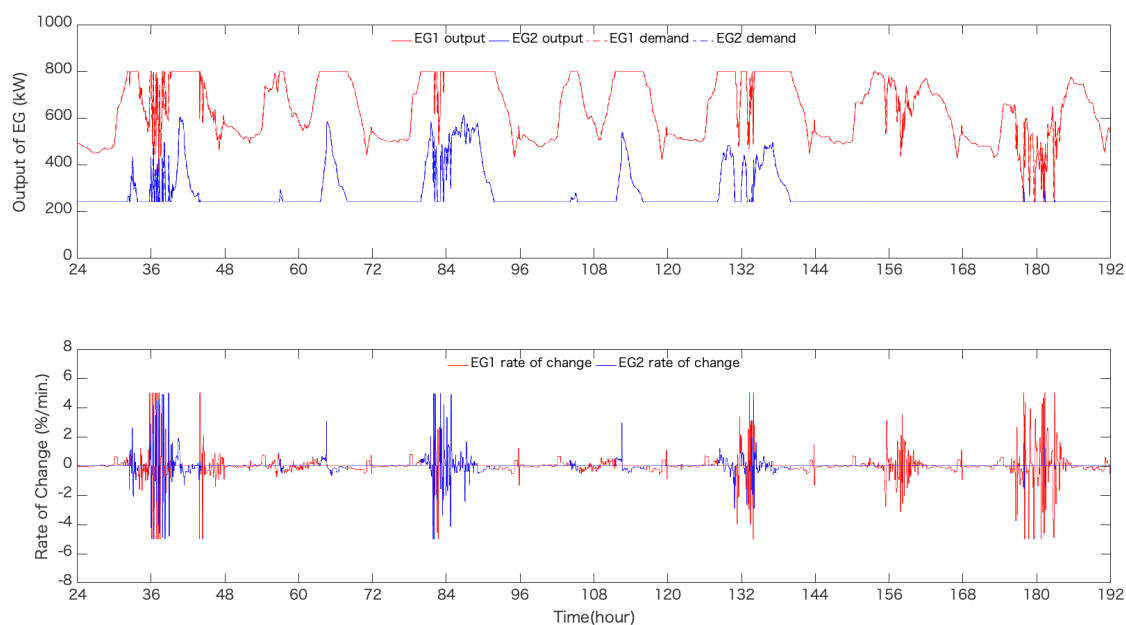
(b) 発電機出力および出力変化

図 B-15 シミュレーション結果 (PV: 30 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(2000 kVA 級の医療施設, 定格出力 1000 kVA の EG 2 台を導入)



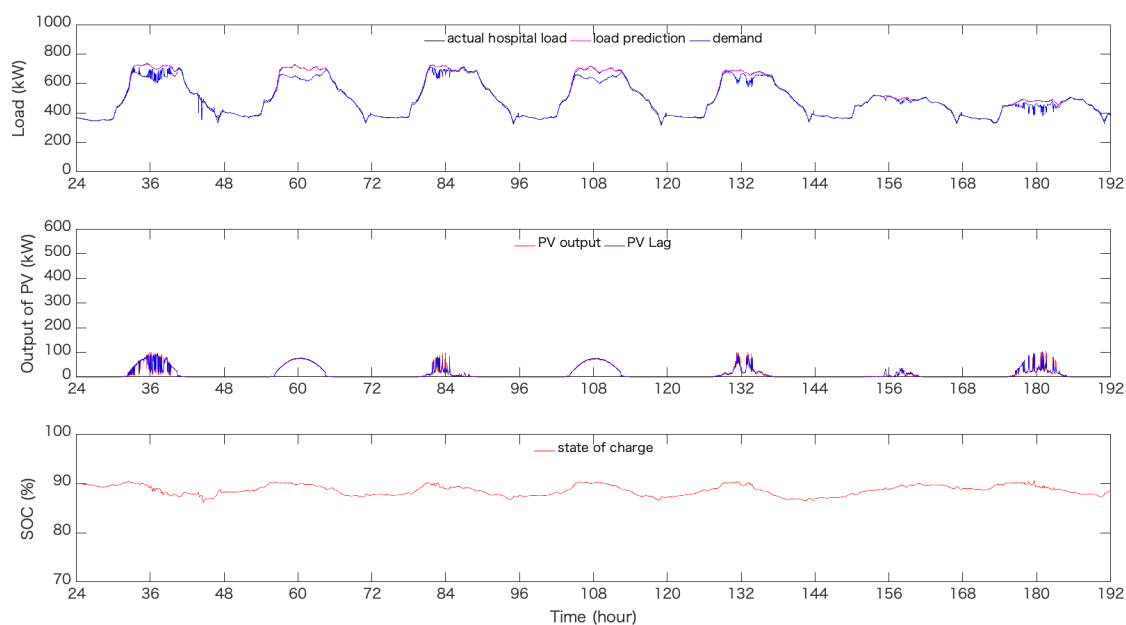
(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



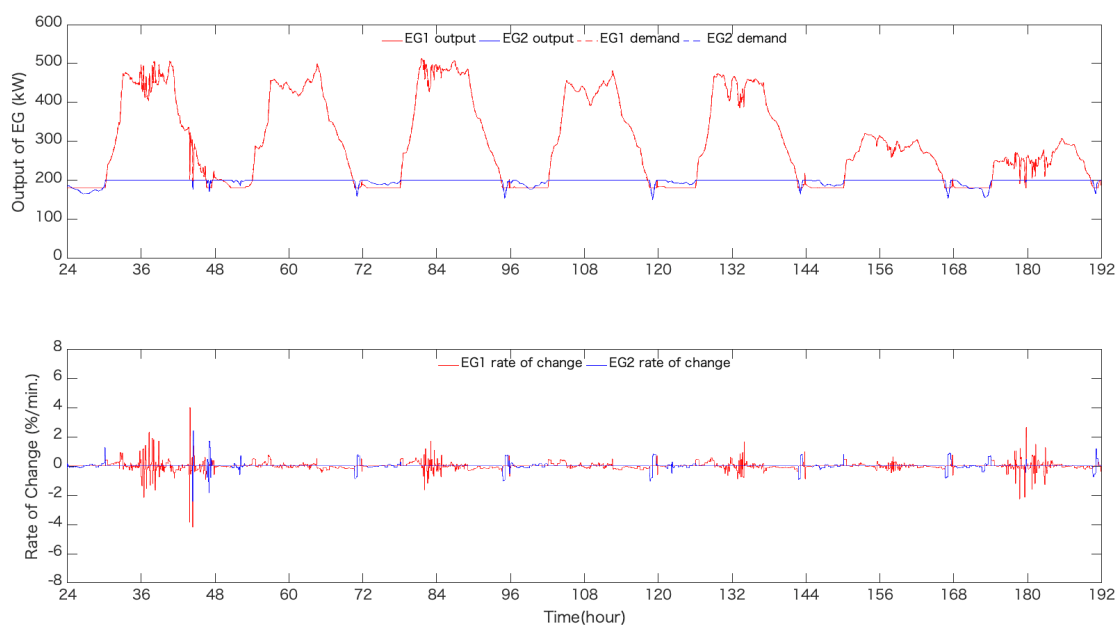
(b) 発電機の出力および出力変化

図 B-16 シミュレーション結果 (PV: 40 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(2000 kVA 級の医療施設, 定格出力 1000 kVA の EG 2 台を導入)



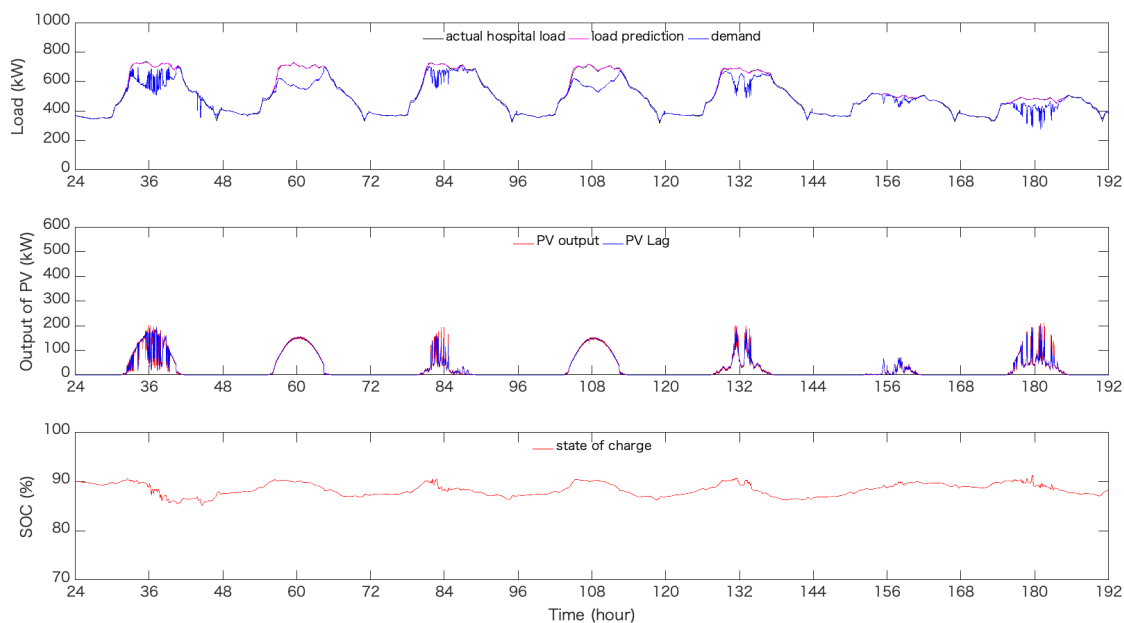
(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



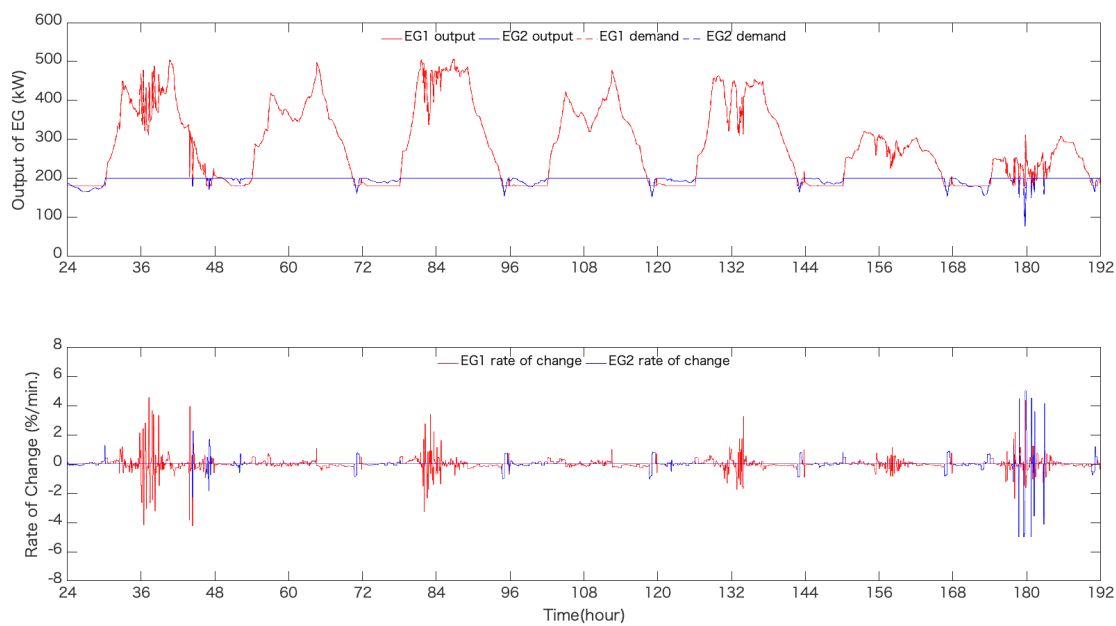
(b) 発電機出力および出力変化

図 B-17 シミュレーション結果 (PV: 10 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(1000 kVA 級の医療施設, 定格出力 750 kVA および 250 kVA の EG 2 台を導入)



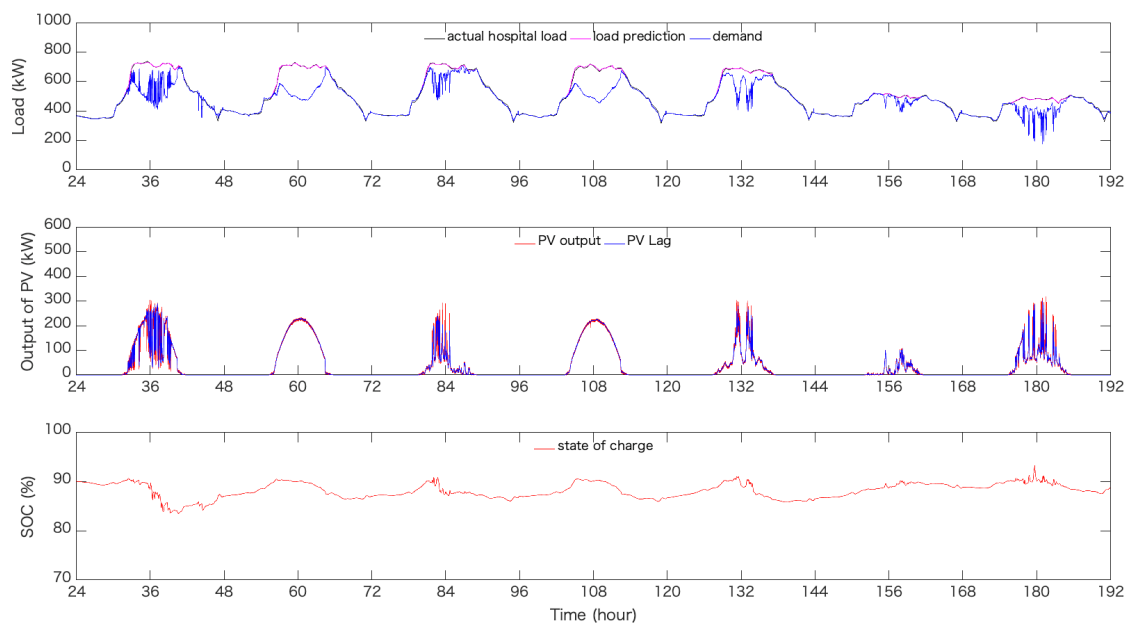
(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



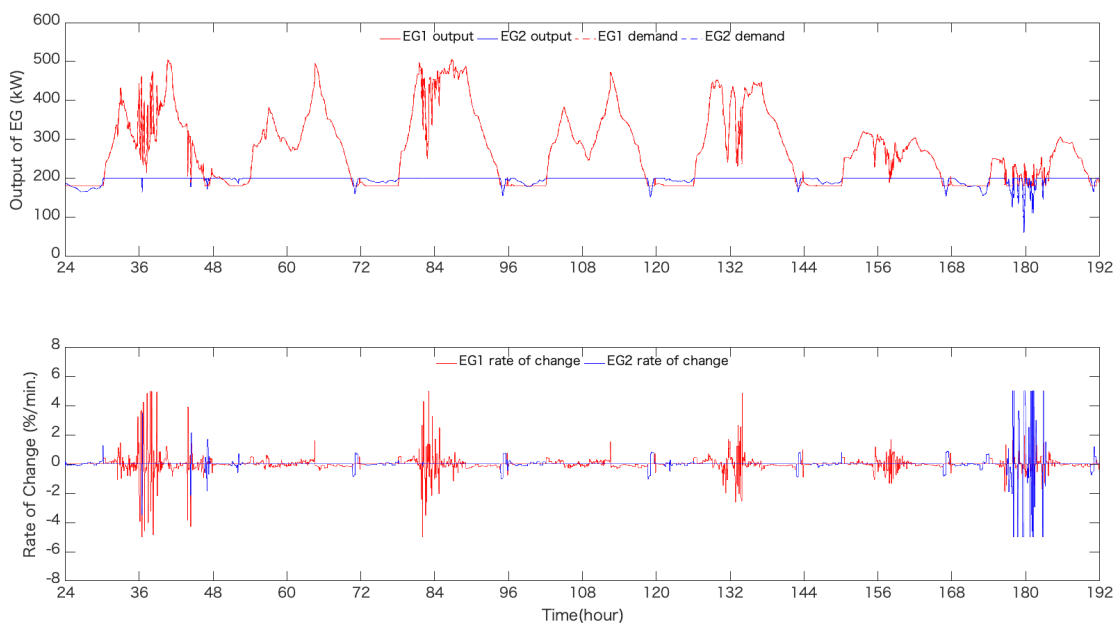
(b) 発電機の出力および出力変化

図 B-18 シミュレーション結果 (PV: 20 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(1000 kVA 級の医療施設, 定格出力 750 kVA および 250 kVA の EG 2 台を導入)



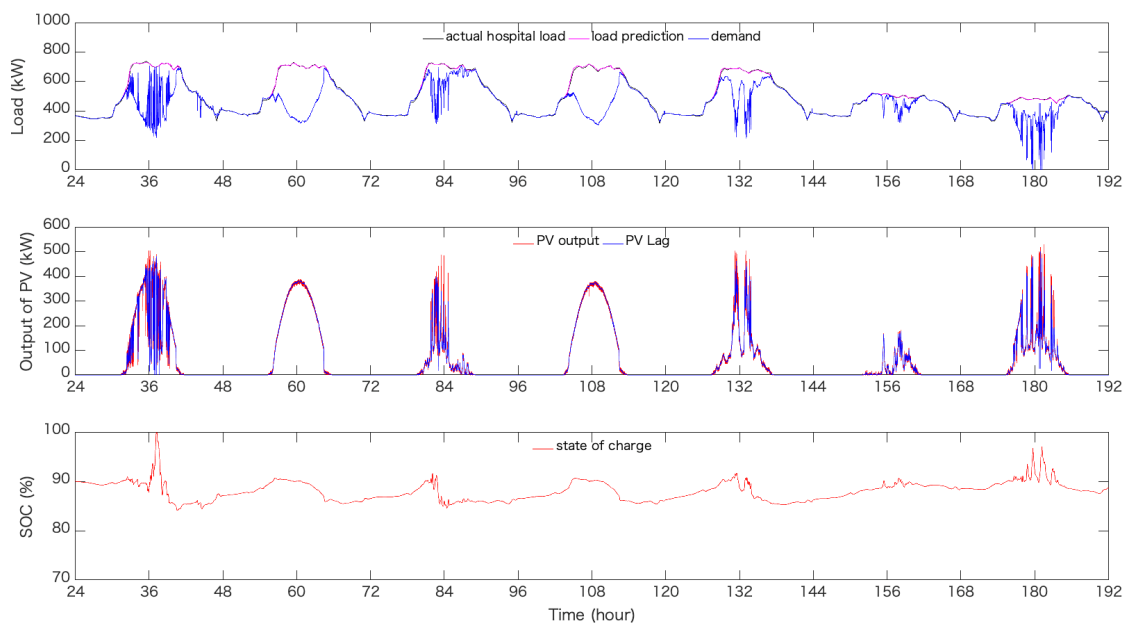
(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



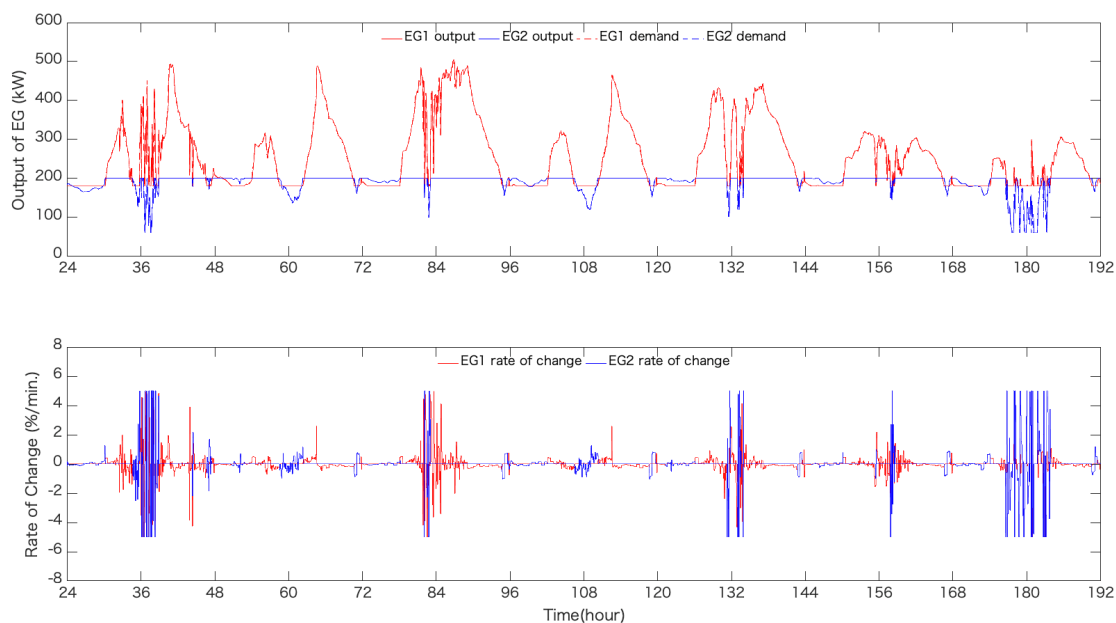
(b) 発電機出力および出力変化

図 B-19 シミュレーション結果 (PV: 30 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(1000 kVA 級の医療施設, 定格出力 750 kVA および 250 kVA の EG 2 台を導入)



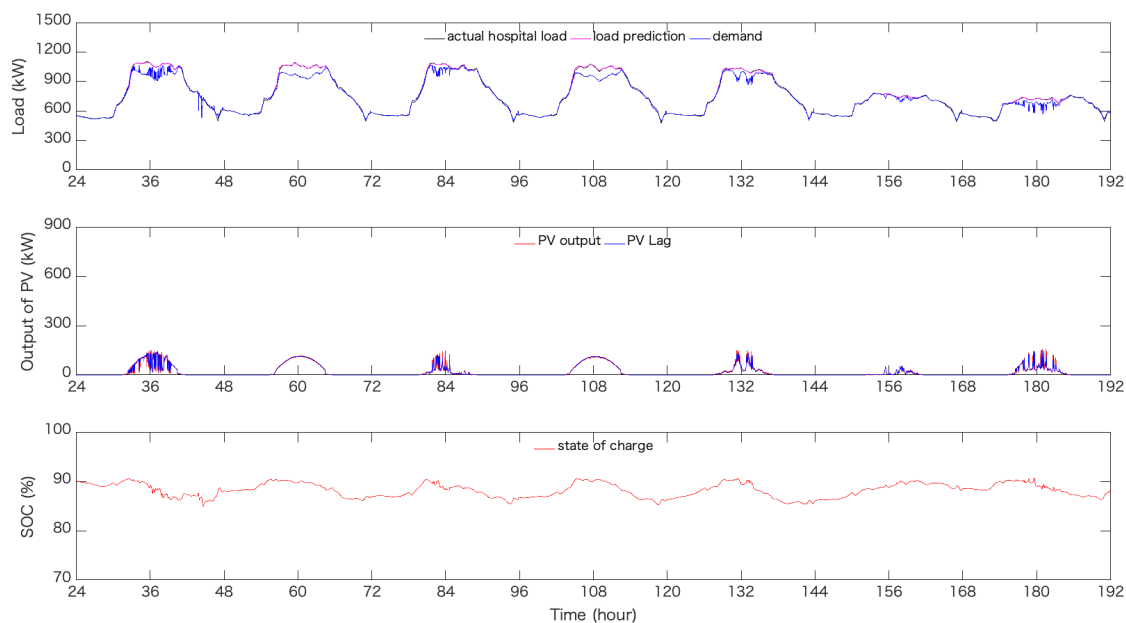
(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



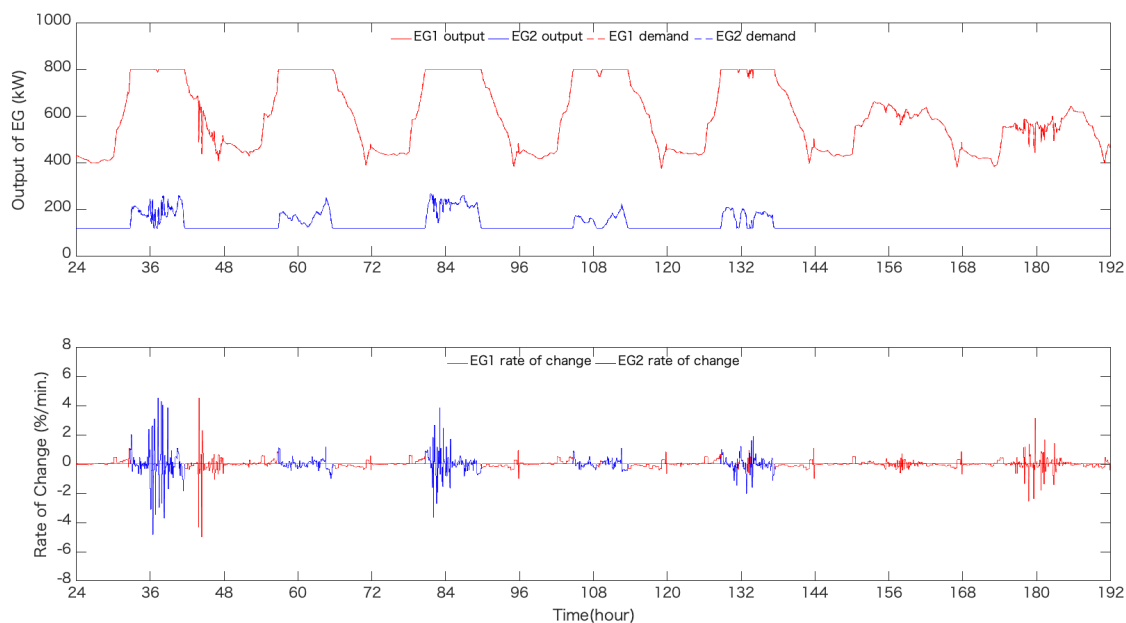
(b) 発電機の出力および出力変化

図 B-20 シミュレーション結果 (PV: 40 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(1000 kVA 級の医療施設, 定格出力 750 kVA および 250 kVA の EG 2 台を導入)



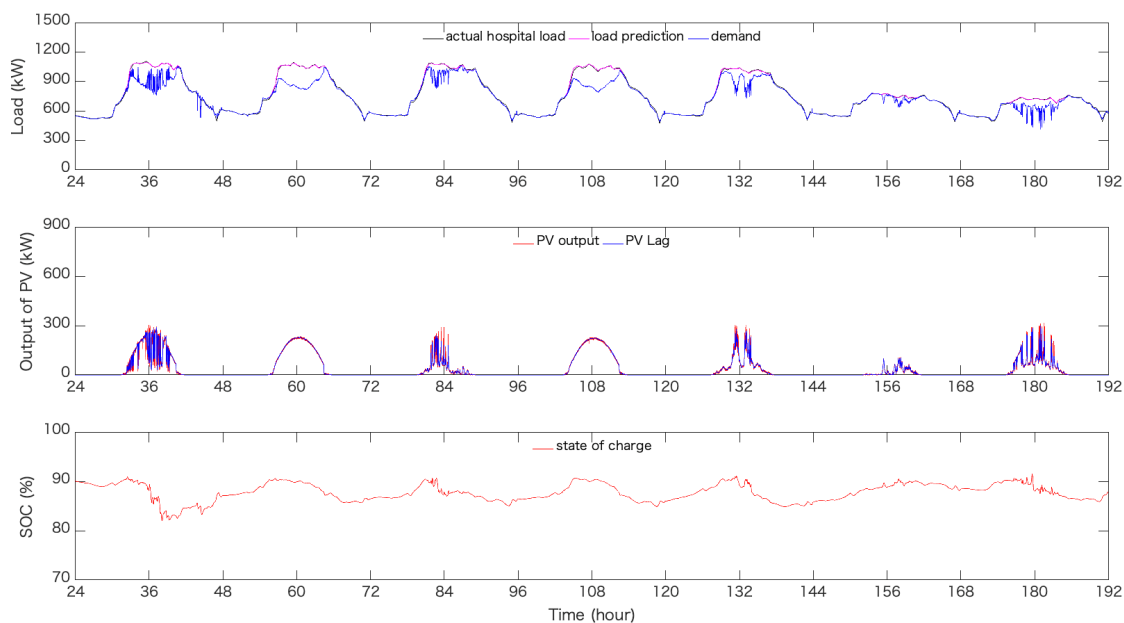
(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



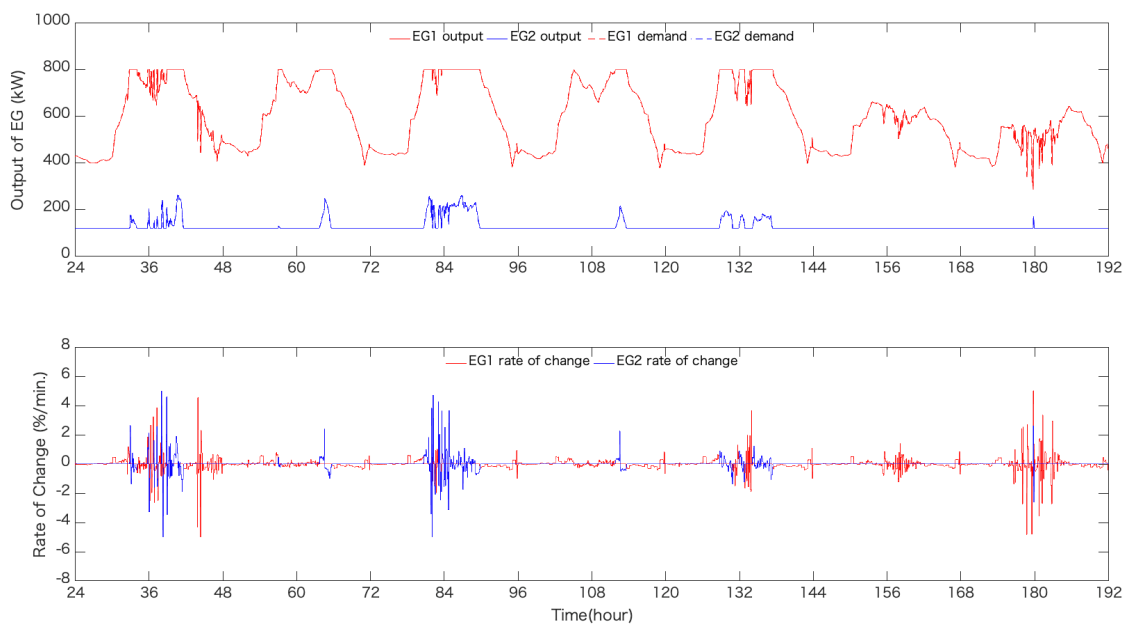
(b) 発電機出力および出力変化

図 B-21 シミュレーション結果 (PV: 10 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(1500 kVA 級の医療施設, 定格出力 1000 kVA および 500 kVA の EG 2 台を導入)



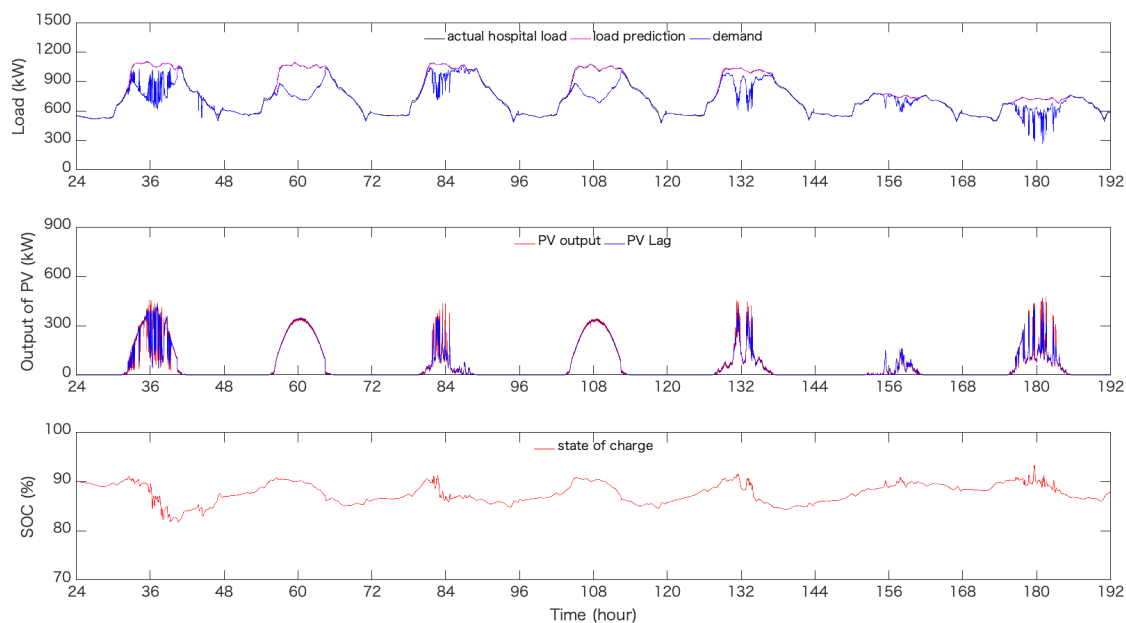
(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



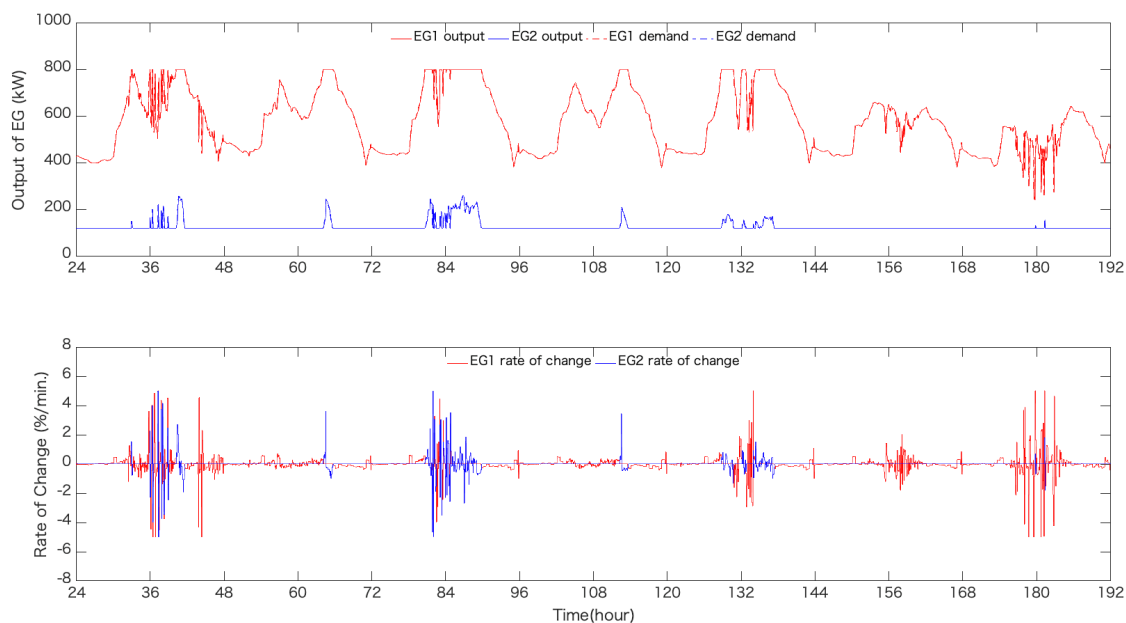
(b) 発電機の出力および出力変化

図 B-22 シミュレーション結果 (PV: 20 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(1500 kVA 級の医療施設, 定格出力 1000 kVA および 500 kVA の EG 2 台を導入)



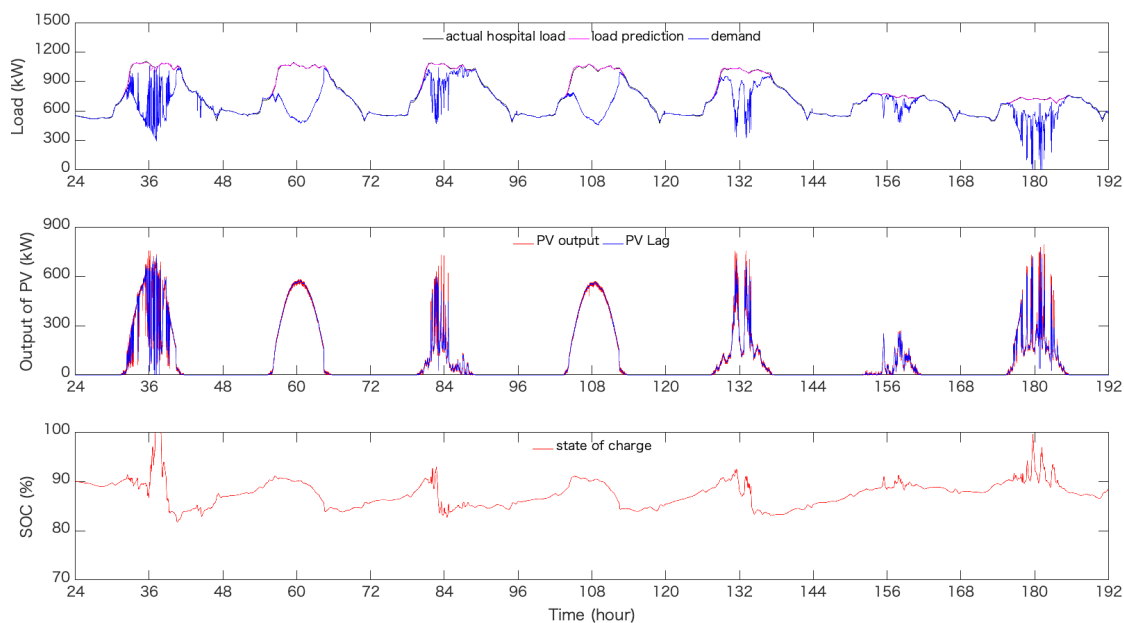
(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



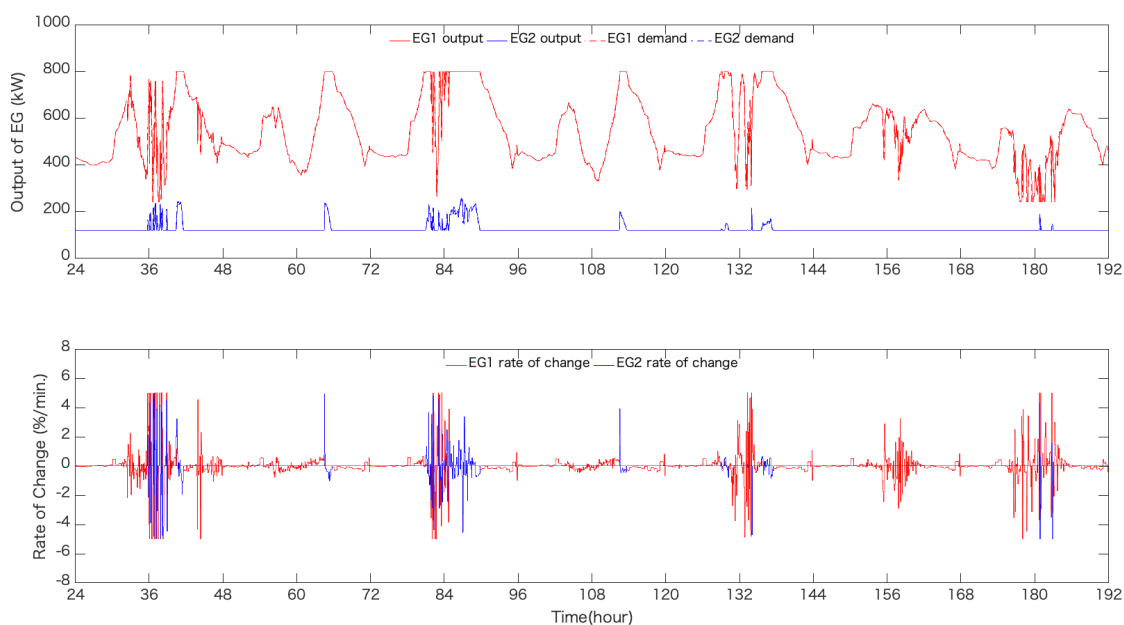
(b) 発電機出力および出力変化

図 B-23 シミュレーション結果 (PV: 30 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(1500 kVA 級の医療施設, 定格出力 1000 kVA および 500 kVA の EG 2 台を導入)



(a) 院内実負荷, 予測負荷, PV 出力および SOC データ



(b) 発電機の出力および出力変化

図 B-24 シミュレーション結果 (PV: 40 %, EG: 80 %, BT: 10 %)

(1500 kVA 級の医療施設, 定格出力 1000 kVA および 500 kVA の EG 2 台を導入)

付録 C

6 章 4 節 3 項「設備設計モデルの提案」において、式(6.3.18)に示した提案する設備設計モデルの最適化係数 k について述べる。

実測値としてエミュレーション評価で得られた燃料消費率 $b(\text{kg/kWh})$ から式(6.3.15)を式(C.1)として最適化係数 k を計算する。ここでは、最適化係数 k を補正前 k とする。

$$k = \frac{\hat{L}}{\hat{b}} \times \frac{b}{(\hat{L} + \hat{PV})} \quad (\text{C.1})$$

ここで、得られた補正前 k には、院内負荷級 L 、非常用発電機容量 EG および太陽光発電容量 PV の設備設計のための容量要素を考慮していない。そこで、式(6.3.15)に示した設備設計モデルには、各要素を含む補正関数 $k(L, EG, PV)$ を考慮している。 $k(L, EG, PV)$ は、表 6-5 に示したとおり L 、 EG および PV の要素を係数化し、補正前 k との重回帰分析から、補正関数 $k(L, EG, PV)$ の係数と定数項を求めている。

表 C-1 に補正関数 $k(L, EG, PV)$ のための係数、補正前 k および補正後 k の計算結果をまとめる。図 C-1 には、 L 、 EG および PV 要素の係数化に対する補正前 k との重回帰分析結果を示す。グラフ内の青色 * 印は補正前の係数 k を表し、重回帰分析によって導出した補正関数 $k(L, EG, PV)$ を考慮したモデル計算による補正後の係数 k を赤色 + 印で示した。結果、補正関数 $k(L, EG, PV)$ を考慮したモデル計算によって、燃料消費率を、設備容量に関係なく 2 % 以下で予測でき、また、10 % の統計・系統誤差を想定しても、設備容量に関係なく燃料消費量を約 10 % 以下の誤差での予測を可能としている。

表 C-1 補正関数 $k(L, EG, PV)$ のための係数, 補正前 k および補正後 k の計算結果

院内負荷級 (kVA)	PV 容量比 (%)	L 係数	EG 係数	PV 係数	補正前 k	補正後 k
500	10	0.5	0.5	0.1	0.8437	0.8558
	20	0.5	0.5	0.2	0.8385	0.8498
	30	0.5	0.5	0.3	0.8342	0.8437
	40	0.5	0.5	0.4	0.8309	0.8377
1000	10	1	0.5	0.1	0.8669	0.8570
	20	1	0.5	0.2	0.8590	0.8510
	30	1	0.5	0.3	0.8520	0.8449
	40	1	0.5	0.4	0.8459	0.8389
1500	10	1.5	0.5	0.1	0.8709	0.8583
	20	1.5	0.5	0.2	0.8627	0.8522
	30	1.5	0.5	0.3	0.8554	0.8462
	40	1.5	0.5	0.4	0.8490	0.8401
2000	10	2	0.5	0.1	0.8538	0.8595
	20	2	0.5	0.2	0.8475	0.8534
	30	2	0.5	0.3	0.8421	0.8474
	40	2	0.5	0.4	0.8376	0.8413
1000	10	1	0.25	0.1	0.8562	0.8482
	20	1	0.25	0.2	0.8487	0.8422
	30	1	0.25	0.3	0.8420	0.8361
	40	1	0.25	0.4	0.8363	0.8300
1500	10	1.5	0.33	0.1	0.8425	0.8523
	20	1.5	0.33	0.2	0.8354	0.8462
	30	1.5	0.33	0.3	0.8299	0.8401
	40	1.5	0.33	0.4	0.8255	0.8341

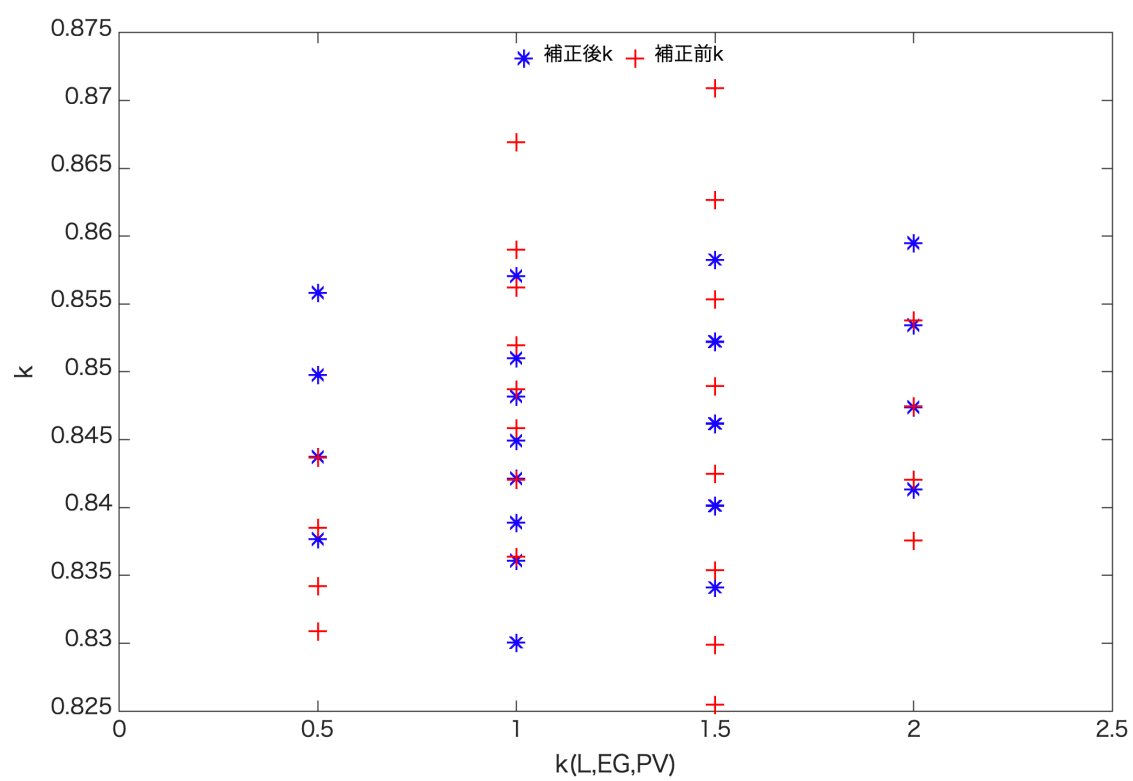


図 C-1 L , EG および PV 要素の係数化に対する補正前 k との重回帰分析結果

参考文献

- (1) “Adoption of the Paris Agreement,” FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1, UNFCCC, 12 December 2015.
- (2) 資料：IEA, “Energy Balance of OECD Countries 2016” からの抜粋
- (3) 資料：国立研究開発法人 国立環境研究所, “日本の温室効果ガス排出量データ (2017 年 4 月 14 日)” からの抜粋
- (4) 資料：経済産業省資源エネルギー庁, “エネルギー白書 2017” からの抜粋
- (5) 資料：電気事業連合会, “FEPC INFOBASE 2016” からの抜粋
- (6) 経済産業省資源エネルギー庁, “エネルギー基本計画,” 2014 年 4 月 11 日公表
- (7) 経済産業省資源エネルギー庁, “長期エネルギー需給見通し,” 2015 年 7 月 16 日公表
- (8) 資料：経済産業省資源エネルギー庁, “長期エネルギー需給見通し関連資料(2015 年 7 月)” からの抜粋
- (9) Antonis.G. Tsikalakis and Nikos D. Hatziaargyriou, “Centralized control for optimizing microgrids operation,” in *Proc. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 2011, pp. 1-8.
- (10) Lajos Gööz, “Optimized Integration of Renewable Energy”, in *Proc. IEEE 3rd International Symposium on Exploitation of Renewable Energy Sources*, Mar. 2011, pp. 71-73.
- (11) Josep M. Guerrero, Juan C. Vasquez, José Matas, Luis García de Vicua and Miguel Castilla, “Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids - A General Approach Toward Standardization,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 158-172, 2011.
- (12) Yun Wei Li and Ching-Nan Kao, “An Accurate Power Control Strategy for Power-Electronics-Interfaced Distributed Generation Units Operating in a Low-Voltage Multibus Microgrid,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 12, pp. 2977-2988, 2009.
- (13) Nikos Hatziaargyriou, Hiroshi Asano, Reza Iravani and Chris Marnay, “Microgrids,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 4, pp.78-94, 2007.
- (14) Enrique Rodriguez-Diaz, Emilio J. Palacios-Garcia, Amjad Anvari-Moghaddam, Juan C. Vasquez and Josep M. Guerrero, “Real-time Energy Management System for a hybrid AC/DC residential microgrid” in *Proc. 2017 IEEE Second International Conference on*

- DC Microgrids (ICDCM)*, June. 2017, pp. 256-261.
- (15) Petr Stluka, Datta Godbole and Tariq Samad, “Energy Management for Buildings and Microgrids,” in *Proc. 50th IEEE Conference on Decision and Control and European Control Conference (CDC-ECC)* Dec. 2006, pp. 5150–5157.
 - (16) BinWu, JiaLiu and Fang Zhuo, “The Micro-Grid fast simulation platform exploitation based on PSCAD,” in *Proc. 2011 Twenty-Sixth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, Apr. 2011, pp. 1737–1742.
 - (17) Jan Desmet, “Status and Insights on Microgrids: from Pilot to Commercial Deployment,” *Global Smart Grid Federation report*, 2017.
 - (18) 経済産業省資源エネルギー庁, “宮古島次世代エネルギーパーク”
 - (19) A. Tani, M. B. Camara and B. Dakyo, “Energy management in the decentralized generation systems based on renewable energy sources,” in *Proc. 2012 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Nov. 2012, pp. 1-6.
 - (20) Xiong Liu, Peng Wang and Poh Chiang Loh, “A Hybrid AC/DC Microgrid and Its Coordination Control,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 2, pp. 278-286, 2011.
 - (21) Sercan Teleke, Mesut E. Baran, Subhashish Bhattacharya and Alex 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.
 - (22) 廣瀬圭一, 島陰豊成, James T. Reilly, 入江寛, “ケーススタディ: 東日本大震災直後の仙台マイクログリッドの運用経験,” *NEDO Microgrid Case Study*, pp. 1-6, 2013.
 - (23) 環境省, “環境物品等の調達の推進に関する基本方針,” 2017 年 2 月公表.
 - (24) 関西電力株式会社, 株式会社関電エネルギーソリューション, 株式会社日建設計, 株式会社日建設計総合研究所, “マネジメント体制の構築による総合病院の継続的な省エネ推進(特集),” 省エネルギー = *The energy conservation*, 69(3), pp. 48-51, 2017.
 - (25) 東海林弘靖, “名古屋第二赤十字病院 新生児集中治療室(特集 照明計画と省エネ対策),” *IBEC*, 38(3), pp. 18-21, 2017.
 - (26) 千葉理恵, 田中英紀, 奥宮正哉, “シミュレーションを活用した運用段階のエネルギーマネジメント手法に関する研究(第 1 報)病院における水蓄熱を含む熱源システムの運用改善検討,” *空気調和・衛生工学会論文集* (242), May. 2017, pp. 11-20.
 - (27) 小倉三奈実, 奥宮正哉, “病院施設の運用時のエネルギーマネジメント 第 1 報-運用 1 年目のエネルギー消費量と熱源システムの性能分析-,” *空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集*, 2016.8(0), Sep. 2016, pp. 389-392.

- (28) 宇山孝士, “横浜市立大学附属市民総合医療センター／横浜市南区総合庁舎エネルギー連携(次世代エネルギーシステム特集; エネルギーマネジメントシステム),” 明電時報, 2015(3), pp. 13-16, 2015.
- (29) 高草木明, 吉野大輔, “大規模病院におけるエネルギーと水の消費量に関する調査研究,” 日本建築学会技術報告集, 17(35), Aug. 2011, pp. 233-238.
- (30) 東野陽介, “FIELD REPORT 設備更新によるエネルギーセキュリティ強化と熱融通を伴う排熱有効利用: 市立伊丹病院のコージェネ更新,” クリーンエネルギー, 26(6), pp. 50-53, 2017.
- (31) 福山健次郎, 小杉弘之, 有馬崇徳, 宮崎文子, 古川剛史, 竹内沙樹, “病院施設におけるエネルギーサービス事業(特集 これからの医療施設) -- (医療施設の設備技術),” 建築設備士 = *Building mechanical and electrical engineer*, 49(4), pp. 24-29, 2017.
- (32) Saleh Alhurayess and Mohamed K Darwish, “Analysis of energy management in hospitals,” in *Proc. 2012 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Sep. 2012, pp. 1-4.
- (33) 重井文博, “NEDO との共同開発による太陽光発電設置効果(病院での“新”電源を考える),” 月刊新医療, vol.38, no.10, pp. 112-116, 2011.
- (34) 吉田良二, “天然ガスコージェネレーションによる自家発電装置導入のねらいと効果(病院での“新”電源を考える),” 月刊新医療, vol.38, no.10, pp.117-120, 2011.
- (35) E. Gordo, A. Campos and D. Coelho, “Energy efficiency in a hospital building case study: Hospitais da universidade de Coimbra,” in *Proc. 2011 3rd International Youth Conference on Energetics (IYCE)*, July 2011, pp. 1-6.
- (36) F. Paulo, and A. Gomes, “Energy services as a tool to promote energy efficiency in the health sector,” in *Proc. 2009 IEEE Bucharest PowerTech*, July 2009, pp. 1-5.
- (37) A. Prudenzi, A. Fioravanti, V. Caracciolo, “Resilient power in hospitals: The S. Giovanni addolorata general hospital case study,” in *Proc. 2017 AEIT International Annual Conference*, Sep. 2017, pp. 1-6.
- (38) 医政発 0321 第 2 号, “災害時における医療体制の充実強化について,” 厚生労働省医政局長, 平成 24 年 3 月 21 日.
- (39) 独立行政法人 労働者健康安全機構, “災害拠点病院とは”
- (40) 日本工業標準調査会 審議, “病院電気設備の安全基準 JIS T 1022: 2018,” 平成 30 年 1 月 22 日改正.
- (41) 資料: 日本ガス協会, “災害時を想定した病院のエネルギー確保実態とコージェネの活用事例等について” からの抜粋, 平成 28 年 11 月 18 日.

- (42) Mohammed S. BenSaleh and Ali S. Hennache, “Planning, optimizing and analysis of safety and maintenance for the critical role of emergency power plant in saudi healthcare facilities,” in *Proc. 2010 IEEE Region 8 International Conference Computational Technologies in Electrical and Electronics Engineering (SIBIRCON)*, July 2010, pp. 499-506.
- (43) 白井康之, “停電シミュレーション~安全な停電訓練を実施するために~,” (社)東京都臨床工学技士会会誌, vol.22, no.1, pp. 39-42, 2011.
- (44) Giuseppe Parise, Luigi Parise, Luigi Martirano and Antonino Germole, “Service Continuity Safety by Design: The Relevance of Electrical Power-System Architectures in Hospitals,” *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 22, issue. 1, pp. 68-74, 2016.
- (45) Giuseppe Parise, Luigi Parise, Luigi Martirano and Antonino Germolé, “The relevance of the architecture of electrical power systems in hospitals: The service continuity safety by design,” in *Proc. 2015 IEEE/IAS 51st Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)*, Sep. 2015, pp. 1-6.
- (46) W. H. Veneziano and A. Z. D. Assis, “Analysis of the power infrastructure that supplies the intensive care unit of a hospital in Mato Grosso do Sul (Brazil),” in *Proc. 2014 Pan American Health Care Exchanges (PAHCE)*, Apr. 2014, p. 1.
- (47) 熊本県熊本地方を震源とする地震に係る被害状況等について-内閣府, 平成 28 年 5 月 6 日.
- (48) 杉浦陽一, “計画停電に伴う対策(オール電化施設の対応),” (社)東京都臨床工学技士会会誌, Vol.22, No.1, pp.32-38, 2011.
- (49) Leong Kit Gan, Jorn Reniers and David Howey, “A hybrid vanadium redox/lithium-ion energy storage system for off-grid renewable power,” in *Proc. 2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Oct. 2017, pp. 1-5.
- (50) Sana Charfi, Ahmad Atieh, Maher Chaabene and Mohammed Haj-Ahmad, “Exploiting DOD set value to manage the operation of a diesel generator in a hybrid renewable system” in *Proc. 2017 8th International Conference Renewable Energy Congress (IREC)*, Mar. 2017, pp. 1-4.
- (51) Shuang Zhao, Yuzhi Zhang, Joe Moquin, H. and Alan Mantooth, “The hierarchical energy management control for residential energy harvesting system,” in *Proc. 2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Sep. 2016 pp. 1-7.
- (52) Jeyakrishna Sridhar, Gautham Ram Chandra Mouli, Pavaol Bauer and Evert Raaijen, “Analysis of load shedding strategies for battery management in PV-based rural off-grids,”

- in *Proc. 2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, July 2015, pp. 1-5.
- (53) Anil Tuladhar, “Power management of an off-grid PV inverter system with generators and battery banks,” in *Proc. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 2011, pp. 1-5.
- (54) Mohammed Boussetta, Rachid Elbachtiri, Maha Khanfara and Karima Elhammoumi, “Performance analysis and power evaluation of hybrid off-grid system,” in *Proc. 2016 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, July 2016, pp. 1130-1134.
- (55) Ashish Laddha, Abhik Hazra and Mousumi Basu, “Power production strategies from renewable energy resources in a hospital campus considering economic aspect,” in *Proc. 2016 IEEE 7th Power India International Conference (PIICON)*, Nov. 2016, pp. 1-6.
- (56) Tolga Turai, Ian Ballard and Rafat Rob, “Short-term electrical load demand forecasting using artificial neural networks for off-grid distributed generation applications,” in *Proc. 2017 Saudi Arabia Smart Grid (SASG)*, Dec. 2017, pp. 1-7.
- (57) 舟津四郎, “病院電気設備のグレード選定,” 電気設備学会誌, 29(5), pp. 333-338, 2009.
- (58) 建設大臣官庁営繕部監修, “官庁施設の総合耐震計画基準及び同解説,” 社団法人公共建築協会, 平成 8 年版, 240 pp.
- (59) 商務流通保安グループ 電力安全課, “平成二十八年熊本地震における設備被害と停電復旧対応について,” 産業構造審議会 保安分科会 電力安全小委員会(第 13 回) 資料 4, 経済産業省, 平成 28 年 7 月 13 日.
- (60) 小西真人, 水野裕志, 池田雅博, “自立型 DC/AC マイクログリッドの負荷電圧特性,” 平成 26 年電気学会全国大会, EL43-B1(6-012), Mar. 2014.
- (61) 小西真人, 水野裕志, 池田雅博, “DC 電源・AC 負荷マイクログリッドの負荷変動特性,” 平成 25 年第 66 回電気関係学会九州支部連合大会, 08-1A-09, Sep. 2013.
- (62) Yuji Mizuno, Tadahiro Kishikawa, Haruo Hinata, Kouji Kiyoyama, Makoto Shimojima, Ken Oyama, Nobumasa Matsui and Yoshito Tanaka, “Improvement of Solar Radiation Model Based on Physical Parametrization,” *2015 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Nov. 2015, pp. 789-792.
- (63) 高森良知, 水野裕志, 東尚, “災害時における病院設備の容量シミュレーション,” 第 15 回日本医療マネジメント学会学術総会, 1-D-17, June 2013, p. 187.
- (64) 高森良知, 水野裕志, “地域医療病院が対応すべき病院設備 Isolation システム管理及び電源設備,” 第 33 回長崎県地域医療研究会, 臨床IV, Oct. 2011, p. 36.

- (65) “GAS TURBINE FOR EMERGENCY”, 041HO-JOO381 1707, ヤンマーエネルギーシステム株式会社, 2017. 7.
- (66) 浦野恭博, “過渡現象を考慮した産業用電力系統の設計上の留意事項と課題,” 出光技報, 49(3), pp. 244-253, 2006.
- (67) Pietro Antonio Scarpino and Francesco Grasso, “Analysis of complex hospital electrical systems,” in *Proc. 2017 AEIT International Annual Conference*, Sep. 2017, pp. 1-4.
- (68) Preethy V. Warriar and Preetha P. K., “Power factor correction circuit with one cycle controlled bridgeless zeta converter for display monitors in hospitals,” in *Proc. TENCON 2015-2015 IEEE Region 10 Conference*, Nov. 2015, pp. 1-6.
- (69) Yuji Mizuno, Masahiro Ikeda, Tadahiro Kishikawa, Kouji Kiyoyama, Ryo Tanaka, Haruo Hinata, Makoto Shimojima, Shinichi Kamohara, Takashi Hiyama, Kazuaki Tanimoto, and Yoshito Tanaka, “Evaluation and Verification of an Intelligent Control System with Modelling of Green Energy Devices by Constructing a Micro-Grid System in University Campus (report I),” in *Proc. 2012 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Nov. 2012, pp. 1-6. 「第2章 第4節」
- (70) 水野裕志, 永藤弘嵩, 清山浩司, 岸川忠弘, 池田雅博, 木田一真, 田中僚, 日當明男, 檜山隆, 田中義人, “自律型 μ -グリッドのモデル化に向けた新たな数値解析手法の提案,” 長崎総合科学大学 紀要 第53巻, pp. 33-40, 2013.
- (71) 水野裕志, 木田一真, 清山浩司, 岸川忠弘, 池田雅博, 田中僚, 日當明男, 田中義人, “自立型グリッドに向けた運用管理シミュレータの提案,” 長崎総合科学大学 大学院新技術創成研究所 所報(創見創新) 第8号, pp. 47-52, 2013.
- (72) 一瀬晃弘, 永松隼一, 清山浩司, 水野裕志, 岸川忠弘, 日當明男, 田中義人, “電力の需給予測・解析シミュレーションモデルの開発,” 平成25年第21回電子情報通信学会九州支部(学生講演会), C-20, Sep. 2013.
- (73) 永藤弘嵩, 水野裕志, 清山浩司, 岸川忠弘, 日當明男, 田中義人, “電力需給予測シミュレーションモデル構築の一検討,” 平成24年第20回電子情報通信学会九州支部(学生講演会), B-19, Sep. 2012.
- (74) 谷口治人, “電力システム解析-モデリングとシミュレーション-,” オーム社, 平成21年8月15日.
- (75) Yuji Mizuno, Kouji Kiyoyama, Tadahiro Kishikawa, Haruo Hinata, Makoto Shimojima and Yoshito Tanaka, “Power Risk Analysis and Management Simulator for Medical Facility,” in *Proc. 2013 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Oct. 2013, pp. 1032-1035. 「第2章 第5節」

- (76) 水野裕志, 岸川忠弘, 清山浩司, 松井信正, 田中義人, “病院における非常時の電気設備運用解析シミュレータの開発,” 平成 27 年電気学会電子・情報・システム部門大会, 大会委員会企画セッション(ディジタル予測制御による電源回路の高性能化), MC3-6, Aug. 2015.
- (77) 水野裕志, 高森良知, 岸川忠弘, 清山浩司, 田中義人, “医療施設における非常用電気設備の運用解析,” 平成 26 年第 1 回日本医療安全学会学術総会, 一般演題(口演), (医療機器の安全管理), MEO-01, Sep. 2014.
- (78) 高森良知, 水野裕志, “複素電力計算及び電圧バランスを用いての病院設備シミュレータ,” 平成 26 年第 36 回長崎県地域医療研究会, 一般演題(口演), (コメディカル部門(第 2 部)), 臨床III, Oct. 2014.
- (79) 水野裕志, 山野晃佑, 永藤弘嵩, 清山浩司, 岸川忠弘, 日當明男, 田中義人, “医療福祉施設における需給電力の運用シミュレーション,” 第 41 回医療福祉施設設備学会, 電源対策, 56, 病院設備, vol. 54, no. 6(309), Nov. 2012, p.119.
- (80) 副島秀久, “震災時の病院事業継続を考える-熊本地震を経験して-” 病院設備, vol. 60, no.2(340), pp. 7-11, 2011.
- (81) 厚生労働省, “厚生労働省防災業務計画,” 平成 29 年 7 月 6 日厚生労働省発科 0706 第 2 号修正.
- (82) 市川博則, “自然災害からの予備電源設備システムを守る最新の動向,” 電気設備学会誌, vol. 30, no. 7, pp. 195-198, 2013.
- (83) 引地順, 市川紀充, “防災設備に求められるもの,” 電気設備学会誌, vol. 34, no. 3, pp. 159-163, 2014.
- (84) Adriana C. Luna, Nelson L. Diaz, Moisès Graells, Juan C. Vasquez and Josep M. Guerrero, “Mixed-Integer-Linear-Programming based Energy Management System for Hybrid PV-wind-battery Microgrids: Modelling, Design, and Experimental Verification,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 4, pp. 2769-2783, 2017.
- (85) Zhe Wang, Kai Yang and Xiaodong Wang, “Privacy-Preserving Energy Scheduling in Microgrid Systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 4, pp. 1810-1820, 2013.
- (86) Xiaodao Chen, Tongquan Wei and Shiyan Hu, “Uncertainty-Aware Household Appliance Scheduling Considering Dynamic Electricity Pricing in Smart Home,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 932-941, 2013.
- (87) Yuichi Ikeda, Uwe Remme, David Elzinga, Steve Heinen, Peter Taylor and Kazuhiko Ogimoto, “Estimations of cost and CO2 emissions for smart grids using a linear programming approach,” in *Proc. IEEE Trondheim PowerTech*, June 2011, pp. 1-8.

- (88) Yuji Mizuno, Yoshito Tanaka, Fujio Kurokawa and Nobumasa Matsui, “A New Approach of Optimum Energy Scheduling of Emergency Generators Using Linear Programing in a Large Hospital,” in *Proc. 2016 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Nov. 2016, pp. 832-836. 「第 3 章 第 4 節 第 1 項」
- (89) 馬場哲平, 水野裕志, 内田康馬, 松井信正, “非常用発電機と太陽光発電による非常時の院内電力グリッドの運用方法,” 電子情報通信学会, 信学技報, vol. 116, no. 429, EE2016-58, Jan. 2017, pp. 55-58.
- (90) 馬場哲平, 水野裕志, 松井信正, “線形計画法による異常時の院内グリッドのエネルギーマネージメント,” 平成 28 年第 24 回電子情報通信学会九州支部(学生講演会), B-19, Sep. 2016.
- (91) Teppei Baba, Yuji Mizuno, Yoshito Tanaka, Masaharu Tanaka, Fujio Kurokawa, Ilhami Colak and Nobumasa Matsui, “Comparison of Optimum Energy Schedule of Emergency Generators of Large Hospital with Renewable Energy System Using Mathematical Programing Method,” in *Proc. 2017 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Nov. 2017, pp. 519-523. 「第 3 章 第 4 節 第 2 項」
- (92) 馬場哲平, 水野裕志, 松井信正, “太陽光発電設備を導入する大病院の非常時の電力グリッドの最適運用方法の改善,” 電子情報通信学会, 信学技報, vol. 117, no. 424, EE2017-51, pp. 53-58, Jan. 2018.
- (93) 馬場哲平, 水野裕志, 松井信正, “二次計画法を用いた非常用発電機と太陽光発電による異常時の院内グリッドの運用方法,” 平成 29 年第 25 回電子情報通信学会九州支部(学生講演会), D-29, Sep. 2017.
- (94) Yuta Tominaga, Masaharu Tanaka, Haruhi Eto, Yuji Mizuno, Nobumasa Matsui and Fujio Kurokawa, “Design Optimization of Renewable Energy System Using EMO,” in *Proc. 2018 International Conference on SmartGrid (icSmartGrid)*, Dec. 2018.
- (95) Masaharu Tanaka, Yusuke Shirakawa, Haruhi Eto, Yuji Mizuno, Nobumasa Matsui and Fujio Kurokawa, “Multi-objective Optimization Using Two-stage EMO for Renewable Energy Management in Medical Facility,” *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 8, no. 3, pp. 1563-1571, 2018. 「第 3 章 第 5 節」
- (96) Masaharu Tanaka, Haruhi Eto, Yuji Mizuno, Nobumasa Matsui and Fujio Kurokawa, “GA based Optimization for Configuration and Operation of Emergency Generators in a Medical Facility Using Renewable Energy,” *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 8, no. 1, pp. 200-207, 2018. 「第 3 章 第 5 節」
- (97) Masaharu Tanaka, Haruhi Eto, Yuji Mizuno, Nobumasa Matsui and Fujio Kurokawa,

- “Genetic algorithm based optimization for configuration and operation of emergency generators in a medical facility,” in *Proc. 2017 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Nov. 2017, pp. 919-924.
- (98) Kunjin Chen, Kunlong Chen, Qin Wang, Ziyu He, Jun Hu and Jinliang He, “Short-term Load Forecasting with Deep Neural Networks,” *IEEE Transactions on Smart Grid* (Early Access), pp. 1-10, 2018.
- (99) Daniel L. Marino, Kasun Amarasinghe and Milos Manic, “Building Energy Load Forecasting using Deep Neural Networks,” in *Proc. 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON2016)*, Oct. 2016, pp. 7046-7051.
- (100) Yubo Tao, Hongkun Chen and Chuang Qiu, “Wind power prediction and pattern feature based on deep learning method,” in *Proc. 2014 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Dec. 2014, pp. 1-4.
- (101) Yuji Mizuno, Teppei Baba, Yoshito Tanaka, Masaharu Tanaka Fujio Kurokawa, Ilhami Colak and Nobumasa Matsui, “A New Load Prediction Method and Management of Distributed Power System in Island Mode of a Large Hospital,” in *Proc. 2018 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Nov. 2018, pp. 1215-1220. 「第 4 章」
- (102) 馬場哲平, 水野裕志, 黒川不二雄, 松井信正, “ディープラーニングによる大病院の需要の予測,” 平成 30 年電気学会産業部門大会, Aug. 2018.
- (103) 国土交通省 気象庁, “過去の気象データ,” <http://www.jma.go.jp/jma/index.html> (参照 2018-8-4).
- (104) 中村祐喜, 木村和明, 竹野和彦, “グリーン基地局における電気予報連動リチウムイオン電池制御技術,” 電子情報通信学会技術研究報告, 電子通信エネルギー技術, no. 116(429), pp. 7-8, Jan. 2017.
- (105) 小岩健太, 田原秀哉, 田村淳二, 劉康志, “電力系統の周波数特性に基づく電力貯蓄装置容量の決定法と制御系設計法に関する検討,” 電気学会論文誌 B, *IEEE Transactions on Power and Energy*, vol. 136, no. 8, pp. 719-727, 2016.
- (106) 島陰豊成, 曾根昭仁, 角田二郎, 加藤丈佳, 鈴置保雄, “30 分同時同量を制約とするマイクログリッドにおける太陽光発電システム導入量に応じた NaS 電池 kW 容量,” 電気学会論文誌 B, *IEEE Transactions on Power and Energy*, vol. 130, no. 8, pp. 751-759, 2010.
- (107) 赤塚元軌, 原亮一, 北裕幸, 伊藤孝充, 植田喜延, 三輪修也, 松野直也, 滝谷克幸, 斎藤正美, “NAS 電池を用いた大規模太陽光発電所の出力変動抑制,” 電気学会論

- 文誌 B, *IEEJ Transactions on Power and Energy*, vol. 130, no. 2, pp. 223-231, 2010.
- (108) 島陰豊成, 角田二郎, 加藤丈佳, 鈴置保雄, “制御特性の相違によるマイクログリッドにおける同時同量への影響,” 電気学会論文誌 B, *IEEJ Transactions on Power and Energy*, vol. 129, no. 12, pp. 1469-1476, 2009.
- (109) 杉山達彦, 小宮山涼一, 藤井康正, “全国の電力基幹系統を考慮した最適電源構成モデルの開発と太陽光・風力発電大量導入に関する分析,” 電気学会論文誌 B, *IEEJ Transactions on Power and Energy*, vol. 136, no. 12, pp. 864-875, 2016.
- (110) Jon O'Sullivan, Alan Rogers, Damian Flynn, Paul Smith, Alan Mullane and Mark O'Malley, “Studying the Maximum Instantaneous Non-Synchronous Generation in an Island System—Frequency Stability Challenges in Ireland,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no 6, 2014.
- (111) “第9章 第2節 系統サポート技術”. NEDO 再生可能エネルギー技術白書(第2版), 平成26年版: 再生可能エネルギー普及拡大にむけて克服すべき課題と処方箋, 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構編, 2014, pp. 11-61, 2014.
- (112) “JEAC 9701-2012”. 系統連系規定, 平成25年版: 2013年 追補版(その1), 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構編, 2014, pp. 11-61, 2014.
- (113) Swaminathan Ganesan, Ramesh V and Umashankar S, “Hybrid Control of Microgrid with PV, Diesel Generator and BESS,” *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 7, no. 3, pp. 1317-1323, 2017.
- (114) Yousef Allahvirdizadeh, Mustafa Mohamadian and Mahmoud-Reza HaghiFam, “A Comparative Study of Energy Control Strategies for a Standalone PV/WT/FC Hybrid Renewable System,” *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 7, no. 3, pp. 1463-1475, 2017.
- (115) A K Pradhan, S K Kar and M K Mohanty, “Off-Grid Renewable Hybrid Power Generation System for a Public Health Centre in Rural Village,” *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 6, no. 1, pp. 282-288, 2017.
- (116) Mohammed Hijjo, Felix Felgner, Josef Meiers and Georg Frey, “Energy Management for Island Buildings Integrating Renewables and Diesel Generators,” in *Proc. 2016 IEEE PES Power Africa Conference*, July 2016, pp. 62-66.
- (117) Mohammed Hijjo, Felix Felgner and Georg Frey, “PV-Battery-Diesel microgrid layout design based on stochastic optimization” in *Proc. 2017 6th International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, pp. 30-35, 2017.
- (118) Yuji Mizuno, Teppei Baba, Fujio Kurokawa and Nobumasa Matsui, “Comparison of

- Optimized Demand of EGs for Minimizing Fuel Consumption and EGs Model with Power Grid Frequency Using a Hospital Load with PV,” in *Proc. 2018 International Power Electronics Conference (IPEC)*, May 2018, pp. 2283-2286. 「第 5 章 第 2 節」
- (119) 松井信正, 水野裕志, 馬場哲平, 梶原一宏, 黒川不二雄, “災害に強い大規模病院の再生可能エネルギーを使用した電力グリッド制御,” 電子情報通信学会 家電・民生技術委員会(IEE-HCA), 信学技報, vol. 14, no. 25, EE2018-52, May 2018, pp. 41-45.
- (120) 廣政勝利, 高林芳樹, 汐田耕治, 田能村顕一, 大崎聡志, 尾上幸浩, 下村公彦, “再生可能エネルギーを考慮した周波数解析用ダイナミック系統モデルの検討,” 電気学会論文誌 B, *IEEE Transactions on Power and Energy*, vol. 137, no. 2, pp. 93-101, 2017.
- (121) 水野裕志, 馬場哲平, 松井信正, “院内に太陽光発電システムを導入する場合のバッテリー容量の統計的評価,” 電子情報通信学会, 信学技報, vol. 117, no. 424, EE2017-52, Jan. 2018, pp. 59-62.
- (122) Yuji Mizuno, Teppei Baba, Yoshito Tanaka, Masaharu Tanaka, Fujio Kurokawa, Ilhami Colak and Nobumasa Matsui, “Estimation of optimum capacity of battery by combined use of a renewable energy system and emergency generators in a large hospital,” in *Proc. 2017 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Nov. 2017, pp. 515-518. 「第 5 章 第 6 節」
- (123) 水野裕志, 馬場哲平, 田中雅晴, 黒川不二雄, 松井信正, “再生可能エネルギーシステムと非常用発電機の併用による異常時の院内電力グリッドのバッテリー容量,” 電子情報通信学会, 信学技報, vol. 117, no. 158, EE2017-18, July. 2017, pp. 55-58.
- (124) 田中義人, “次世代グリーンエネルギーデバイスのシミュレーションモデル化と学内マイクログリッドを用いた評価・検証試験,” 文部科学省 大学発グリーンイノベーション創出事業「緑の知の拠点事業」, pp 1-544, 2014.
- (125) J. Lee, B. Han and N. Choi, “DC Micro-grid Operational analysis with detailed simulation model for distributed generation,” in *Proc. 2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Sept. 2010, pp. 3153-3160.
- (126) H. Kakigano, Y. Miura, T. Ise and R. Uchida, “DC Voltage Control of the DC Micro-grid for Super High-Quality Distribution,” in *Proc. 2007 Power Conversion Conference - Nagoya*, Apr. 2007, pp. 518-525.
- (127) Annabelle Pratt, Pavan Kumar and Tom V. Aldridge, “Evaluation of 400V DC Distribution in Telco and Data Centers to Improve Energy Efficiency,” in *Proc. INTELEC 07 29th IEEE Internal Telecommunications Energy Conference*, Sept. 2007, pp.32–39.
- (128) Kristof Engelen, Erik Leung Shun, Pieter Vermeyen, Ief Pardon, Reinhilde D'hulst, Johan

- Driesen and Ronnie Belmans, “The Feasibility of Small-Scale Residential DC Distribution Systems,” in *Proc. 32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics (IECON)*, Nov. 2006, pp.2618–2623.
- (129) D. Nilsson and A. Sannino, “Efficiency analysis of low- and medium- voltage DC distribution systems,” in *Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting*, June 2004, pp. 2315-2321.
- (130) Yuji Mizuno, Masahiro Ikeda, Tadahiro Kishikawa, Kouji Kiyoyama, Ryo Tanaka, Haruo Hinata, Makoto Shimojima, Shinichi Kamohara, Takashi Hiyama, Kazuaki Tanimoto and Yoshito Tanaka, “Evaluation and Verification of an Intelligent Control System with Modelling of Green Energy Devices by Constructing a Micro-Grid System in University Campus (report II),” in *Proc. 2013 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Oct. 2013, pp.321-325. 「第 6 章 第 2 節」
- (131) Nobumasa Matsui, Yuji Mizuno, Tadahiro Kishikawa and Yoshito Tanaka, “A Development of Evaluation and Verification System of Smart Grid with Modeling of Green Energy in University Campus,” in *Proc. 2016 International Smart Grid Workshop and Certificate Program (ISGWCP)*, Mar. 2016, pp. 1-7. 「第 6 章 第 2 節」
- (132) 木田一真, 水野裕志, 岸川忠弘, 清山浩司, 池田雅博, 日當明男, 田中義人, “MATLAB/Simulink を用いた高速マイクログリッドシミュレータの開発,” 平成 25 年第 66 回電気関係学会九州支部連合大会, 08-1A-08, Sep. 2013.
- (133) 水野裕志, 西諒也, 岸川忠弘, 菊次涼介, 清山浩司, 松井信正, 田中義人, “需給予測・解析に向けた太陽電池モデルの開発,” 平成 27 年電気学会電子・情報・システム部門大会, MC3-7, Aug. 2015.
- (134) 日當明男, 岸川忠弘, 池田雅博, 清山浩司, 水野裕志, 田中僚, 田中義人, “マイクログリッドシステムのモデル化,” 長崎総合科学大学大学院新技術創成研究所 所報(創見創新) 第 9 号, pp. 9-19, 2014.
- (135) 清山浩司, 山口堯史, 西川悠貴, 水野裕志, 田中義人, “太陽光発電のエミュレーションモデルの開発,” 平成 26 年第 67 回電気・情報関係学会九州支部連合大会, 04-2A-07, Sep. 2014.
- (136) Teppei Baba, Yuji Mizuno, Yoshito Tanaka, Fujio Kurokawa and Nobumasa Matsui, “Evaluation of An Island Operation Method of Smart Hospital Grid Using A Power Emulation System,” in *Proc. 2018 International Conference on SmartGrid (icSmartGrid)*, Dec. 2018, pp. 98-101. 「第 6 章 第 2 節」
- (137) 馬場哲平, 水野裕志, 田中義人, 黒川不二雄, 松井信正, “電源エミュレータを用い

- た院内の単独運用方法の評価,” 電子情報通信学会, 信学技報, vol. 118, no. 226, EE2018-24, Oct. 2018, pp. 35-39.
- (138) Yuji Mizuno, Teppei Baba, Yoshito Tanaka, Fujio Kurokawa and Nobumasa Matsui, “A New Approach of Load Rejection in Fault of PV Output in Smart Grid,” in *Proc. 2018 International Conference on SmartGrid (icSmartGrid)*, Dec. 2018, pp. 246-253.

参考論文

◎ 原著論文(Full Paper)

1. Masaharu Tanaka, Yusuke Shirakawa, Haruhi Eto, Yuji Mizuno, Nobumasa Matsui and Fujio Kurokawa, “Multi-objective Optimization Using Two-stage EMO for Renewable Energy Management in Medical Facility,” *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 8, no. 3, pp. 1563-1571, 2018.
2. Masaharu Tanaka, Haruhi Eto, Yuji Mizuno, Nobumasa Matsui and Fujio Kurokawa, “GA based Optimization for Configuration and Operation of Emergency Generators in a Medical Facility Using Renewable Energy,” *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 8, no. 1, pp. 200-207, 2018.

◎ 国際会議 Proceedings 収録論文(*は登壇)

1. * Yuji Mizuno, Teppei Baba, Yoshito Tanaka, Fujio Kurokawa and Nobumasa Matsui, “A New Approach of Load Rejection in Fault of PV Output in Smart Grid,” in *Proc. 2018 International Conference on SmartGrid (icSmartGrid)*, Dec. 2018, pp. 246-253.
2. Teppei Baba, Yuji Mizuno, Yoshito Tanaka, Fujio Kurokawa and Nobumasa Matsui, “Evaluation of An Island Operation Method of Smart Hospital Grid Using A Power Emulation System,” in *Proc. 2018 International Conference on SmartGrid (icSmartGrid)*, Dec. 2018, pp. 98-101.
3. Yuta Tominaga, Masaharu Tanaka, Haruhi Eto, Yuji Mizuno, Nobumasa Matsui and Fujio Kurokawa, “Design Optimization of Renewable Energy System Using EMO,” in *Proc. 2018 International Conference on SmartGrid (icSmartGrid)*, Dec. 2018, pp. 258-263.
4. * Yuji Mizuno, Teppei Baba, Yoshito Tanaka, Masaharu Tanaka Fujio Kurokawa, Ilhami Colak and Nobumasa Matsui, “A New Load Prediction Method and Management of Distributed Power System in Island Mode of a Large Hospital,” in *Proc. 2018 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Nov. 2018, pp. 1215-1220.
5. * Yuji Mizuno, Teppei Baba, Fujio Kurokawa and Nobumasa Matsui, “Comparison of Optimized Demand of EGs for Minimizing Fuel Consumption and EGs Model with Power Grid Frequency Using a Hospital Load with PV,” in *Proc. 2018 International Power Electronics Conference (IPEC)*, May 2018, pp. 2283-2286.

6. * Yuji Mizuno, Teppei Baba, Yoshito Tanaka, Masaharu Tanaka, Fujio Kurokawa, Ilhami Colak and Nobumasa Matsui, “Estimation of optimum capacity of battery by combined use of a renewable energy system and emergency generators in a large hospital,” in *Proc. 2017 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Nov. 2017, pp. 515-518.
7. Teppei Baba, Yuji Mizuno, Yoshito Tanaka, Masaharu Tanaka, Fujio Kurokawa, Ilhami Colak and Nobumasa Matsui, “Comparison of Optimum Energy Schedule of Emergency Generators of Large Hospital with Renewable Energy System Using Mathematical Programming Method,” in *Proc. 2017 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Nov. 2017, pp. 519-523.
8. Masaharu Tanaka, Haruhi Eto, Yuji Mizuno, Nobumasa Matsui and Fujio Kurokawa, “Genetic algorithm based optimization for configuration and operation of emergency generators in a medical facility,” in *Proc. 2017 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Nov. 2017, pp. 919-924.
9. * Yuji Mizuno, Yoshito Tanaka, Fujio Kurokawa and Nobumasa Matsui, “A New Approach of Optimum Energy Scheduling of Emergency Generators Using Linear Programming in a Large Hospital,” in *Proc. 2016 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Nov. 2016, pp. 832-836.
10. Nobumasa Matsui, Yuji Mizuno, Tadahiro Kishikawa and Yoshito Tanaka, “A Development of Evaluation and Verification System of Smart Grid with Modeling of Green Energy in University Campus,” in *Proc. 2016 International Smart Grid Workshop and Certificate Program (ISGWCP)*, Mar. 2016, pp. 1-7.
11. * Yuji Mizuno, Tadahiro Kishikawa, Haruo Hinata, Kouji Kiyoyama, Makoto Shimojima, Ken Oyama, Nobumasa Matsui and Yoshito Tanaka, “Improvement of Solar Radiation Model Based on Physical Parametrization,” *2015 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Nov. 2015, pp. 789-792.
12. * Yuji Mizuno, Kouji Kiyoyama, Tadahiro Kishikawa, Haruo Hinata, Makoto Shimojima and Yoshito Tanaka, “Power Risk Analysis and Management Simulator for Medical Facility,” in *Proc. 2013 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Oct. 2013, pp. 1032-1035.
13. * Yuji Mizuno, Masahiro Ikeda, Tadahiro Kishikawa, Kouji Kiyoyama, Ryo Tanaka, Haruo Hinata, Makoto Shimojima, Shinichi Kamohara, Takashi Hiyama, Kazuaki Tanimoto and Yoshito Tanaka, “Evaluation and Verification of an Intelligent Control System with Modelling

- of Green Energy Devices by Constructing a Micro-Grid System in University Campus (report II),” in *Proc. 2013 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Oct. 2013, pp.321-325.
14. * Yuji Mizuno, Masahiro Ikeda, Tadahiro Kishikawa, Kouji Kiyoyama, Ryo Tanaka, Haruo Hinata, Makoto Shimojima, Shinichi Kamohara, Takashi Hiyama, Kazuaki Tanimoto, and Yoshito Tanaka, “Evaluation and Verification of an Intelligent Control System with Modelling of Green Energy Devices by Constructing a Micro-Grid System in University Campus (report I),” in *Proc. 2012 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Nov. 2012, pp. 1-6.

● 紀要や研究会報告等の収録論文

1. 馬場哲平, 水野裕志, 田中義人, 黒川不二雄, 松井信正, “電源エミュレータを用いた院内の単独運用方法の評価,” 電子情報通信学会, 信学技報, vol. 118, no. 226, EE2018-24, Oct. 2018, pp. 35-39.
2. 松井信正, 水野裕志, 馬場哲平, 梶原一宏, 黒川不二雄, “災害に強い大規模病院の再生可能エネルギーを使用した電力グリッド制御,” 電子情報通信学会 家電・民生技術委員会(IEE-HCA), 信学技報, vol. 14, no. 25, EE2018-52, May 2018, pp. 41-45.
3. 水野裕志, 馬場哲平, 松井信正, “院内に太陽光発電システムを導入する場合のバッテリー容量の統計的評価,” 電子情報通信学会, 信学技報, vol. 117, no. 424, EE2017-52, Jan. 2018, pp. 59-62.
4. 馬場哲平, 水野裕志, 松井信正, “太陽光発電設備を導入する大病院の非常時の電力グリッドの最適運用方法の改善,” 電子情報通信学会, 信学技報, vol. 117, no. 424, EE2017-51, pp. 53-58, Jan. 2018.
5. 水野裕志, 馬場哲平, 田中雅晴, 黒川不二雄, 松井信正, “再生可能エネルギーシステムと非常用発電機の併用による異常時の院内電力グリッドのバッテリー容量,” 電子情報通信学会, 信学技報, vol. 117, no. 158, EE2017-18, July. 2017, pp. 55-58.
6. 馬場哲平, 水野裕志, 内田康馬, 松井信正, “非常用発電機と太陽光発電による非常時の院内電力グリッドの運用方法,” 電子情報通信学会, 信学技報, vol. 116, no. 429, EE2016-58, Jan. 2017, pp. 55-58.
7. 日當明男, 岸川忠弘, 池田雅博, 清山浩司, 水野裕志, 田中僚, 田中義人, “マイクログリッドシステムのモデル化,” 長崎総合科学大学大学院新技術創成研究所 所報(創見創新) 第9号, pp. 9-19, 2014.

8. 水野裕志, 永藤弘嵩, 清山浩司, 岸川忠弘, 池田雅博, 木田一真, 田中僚, 日當明男, 檜山隆, 田中義人, “自律型 μ -グリッドのモデル化に向けた新たな数値解析手法の提案,” 長崎総合科学大学 紀要 第 53 巻, pp. 33-40, 2013.
9. 水野裕志, 木田一真, 清山浩司, 岸川忠弘, 池田雅博, 田中僚, 日當明男, 田中義人, “自立型グリッドに向けた運用管理シミュレータの提案,” 長崎総合科学大学大学院 新技術創成研究所 所報(創見創新) 第 8 号, pp. 47-52, 2013.

◎ 口頭発表

1. 馬場哲平, 水野裕志, 黒川不二雄, 松井信正, “ディープラーニングによる大病院の需要の予測,” 平成 30 年電気学会産業部門大会, Aug. 2018.
2. 馬場哲平, 水野裕志, 松井信正, “二次計画法を用いた非常用発電機と太陽光発電による異常時の院内グリッドの運用方法,” 平成 29 年第 25 回電子情報通信学会九州支部(学生講演会), D-29, Sep. 2017.
3. 馬場哲平, 水野裕志, 松井信正, “線形計画法による異常時の院内グリッドのエネルギーマネージメント,” 平成 28 年第 24 回電子情報通信学会九州支部(学生講演会), B-19, Sep. 2016.
4. 水野裕志, 岸川忠弘, 清山浩司, 松井信正, 田中義人, “病院における非常時の電気設備運用解析シミュレータの開発,” 平成 27 年電気学会電子・情報・システム部門大会, 大会委員会企画セッション(デジタル予測制御による電源回路の高性能化), MC3-6, Aug. 2015.
5. 水野裕志, 西諒也, 岸川忠弘, 菊次涼介, 清山浩司, 松井信正, 田中義人, “需給予測・解析に向けた太陽電池モデルの開発,” 平成 27 年電気学会電子・情報・システム部門大会, MC3-7, Aug. 2015.
6. 高森良知, 水野裕志, “複素電力計算及び電圧バランスを用いての病院設備シミュレータ,” 平成 26 年第 36 回長崎県地域医療研究会, 一般演題(口演), (コメディカル部門(第 2 部)), 臨床III, Oct. 2014.
7. 水野裕志, 高森良知, 岸川忠弘, 清山浩司, 田中義人, “医療施設における非常用電気設備の運用解析,” 平成 26 年第 1 回日本医療安全学会学術総会, 一般演題(口演), (医療機器の安全管理), MEO-01, Sep. 2014.
8. 清山浩司, 山口堯史, 西川悠貴, 水野裕志, 田中義人, “太陽光発電のエミュレーションモデルの開発,” 平成 26 年第 67 回電気・情報関係学会九州支部連合大会, 04-2A-07, Sep. 2014.
9. 小西真人, 水野裕志, 池田雅博, “自立型 DC/AC マイクログリッドの負荷電圧特性,” 平成 26 年電気学会全国大会, EL43-B1(6-012), Mar. 2014.

- 10.木田一真, 水野裕志, 岸川忠弘, 清山浩司, 池田雅博, 日當明男, 田中義人, “MATLAB/Simulink を用いた高速マイクログリッドシミュレータの開発,” 平成 25 年第 66 回電気関係学会九州支部連合大会, 08-1A-08, Sep. 2013.
- 11.小西真人, 水野裕志, 池田雅博, “DC 電源・AC 負荷マイクログリッドの負荷変動特性,” 平成 25 年第 66 回電気関係学会九州支部連合大会, 08-1A-09, Sep. 2013.
- 12.一瀬晃弘, 永松隼一, 清山浩司, 水野裕志, 岸川忠弘, 日當明男, 田中義人, “電力の需給予測・解析シミュレーションモデルの開発,” 平成 25 年第 21 回電子情報通信学会九州支部(学生講演会), C-20, Sep. 2013.
- 13.高森良知, 水野裕志, 東尚, “災害時における病院設備の容量シミュレーション,” 第 15 回日本医療マネジメント学会学術総会, 1-D-17, June 2013, p. 187.
- 14.水野裕志, 山野晃佑, 永藤弘嵩, 清山浩司, 岸川忠弘, 日當明男, 田中義人, “医療福祉施設における需給電力の運用シミュレーション,” 第 41 回医療福祉施設設備学会, 電源対策, 56, 病院設備, vol. 54, no. 6(309), Nov. 2012, p.119.
- 15.永藤弘嵩, 水野裕志, 清山浩司, 岸川忠弘, 日當明男, 田中義人, “電力需給予測シミュレーションモデル構築の一検討,” 平成 24 年第 20 回電子情報通信学会九州支部(学生講演会), B-19, Sep. 2012.
- 16.高森良知, 水野裕志, “地域医療病院が対応すべき病院設備 Isolation システム管理及び電源設備,” 第 33 回長崎県地域医療研究会, 臨床IV, Oct. 2011, p. 36.