

博士論文

電力市場におけるマイクログリッドの経済性分析

馬 天虎

博士学位論文

電力市場におけるマイクログリッドの
経済性分析

馬 天虎

平成 28 年 06 月 10 日 提出
指導教員 : 馬場 旬平 准教授

先端エネルギー工学 専攻
新領域創成科学研究科
学籍番号 : 47-137032

目 次

| | | |
|-------|----------------------------------|----|
| 第 1 章 | 序論 | 1 |
| 1.1 | 研究背景 | 1 |
| 1.1.1 | PV 導入時の需給運用の研究現状 | 2 |
| 1.1.2 | 電力系統運用の柔軟性 | 3 |
| 1.1.3 | マイクログリッドの定義 | 4 |
| 1.1.4 | マイクログリッド運用の研究現状 | 5 |
| 1.1.5 | マイクログリッドの経済性研究現状 | 7 |
| 1.2 | 研究目的 | 8 |
| 1.3 | 論文構成 | 8 |
| 第 2 章 | 電力系統における需給バランス制御 | 10 |
| 2.1 | 電力系統の需給制御 | 10 |
| 2.1.1 | ガバナフリー運転 | 11 |
| 2.1.2 | 負荷周波数制御 | 12 |
| 2.1.3 | 経済負荷配分 | 12 |
| 2.3 | 電力市場運用 | 12 |
| 2.3.1 | エネルギー市場 | 12 |
| 2.3.2 | 予備力市場 | 14 |
| 2.3.3 | デマンドレスポンス | 15 |
| 第 3 章 | 系統及びマイクログリッドモデル | 17 |
| 3.1 | 計算フロー | 17 |
| 3.2 | 系統側モデルとパラメータ | 18 |
| 3.2.1 | 系統側発電機パラメータ | 19 |
| 3.2.2 | 系統側負荷 | 21 |
| 3.2.3 | 系統側 PV 出力 | 22 |
| 3.3 | マイクログリッドモデルとパラメータ | 25 |
| 第 4 章 | 電力市場モデルと系統側、マイクログリッド側の最適スケジューリング | 29 |
| 4.1 | 一日前市場における最適スケジューリング | 29 |
| 4.1.1 | 系統側とマイクログリッド側の定式化 | 29 |
| 4.1.2 | 系統側の最適なスケジューリング | 33 |
| 4.1.3 | マイクログリッド側の最適スケジューリング | 39 |
| 4.2 | 一時間前市場における最適スケジューリング | 42 |
| 4.2.1 | 系統側とマイクログリッド側の定式 | 43 |
| 4.2.2 | 系統側の一時間前の運用 | 47 |
| 4.2.3 | マイクログリッド側の一時間前の最適運用 | 51 |
| 4.3 | まとめ | 57 |
| 第 5 章 | マイクログリッドの自立運転とマイクログリッド導入量による感度分析 | 59 |
| 5.1 | マイクログリッドが自立運転する場合の定式 | 59 |
| 5.1.2 | 系統側の定式 | 59 |
| 5.1.1 | マイクログリッド側の定式 | 61 |

| | | |
|-------|--------------------------------|----|
| 5.2 | 系統側の運用..... | 63 |
| 5.2.1 | マイクログリッドが自立運転する場合の系統側の運用..... | 63 |
| 5.2.2 | マイクログリッドが系統と連系する場合の運用との比較..... | 65 |
| 5.3 | マイクログリッド側の運用..... | 67 |
| 5.3.1 | マイクログリッド自立運用の結果..... | 67 |
| 5.3.2 | 連系運用と自立運用の比較..... | 68 |
| 5.4 | マイクログリッドの導入量による感度分析..... | 70 |
| 5.5 | 最終コストの比較..... | 75 |
| 5.5.1 | 最終運用コスト計算モデル..... | 76 |
| 5.5.2 | 最終コストの変動解析..... | 77 |
| 第6章 | 結論..... | 84 |
| 謝辞 | | 86 |
| 参考文献 | | 88 |
| 発表文献 | | 93 |

第 1 章 序論

1.1 研究背景

太陽光発電（PV: Photovoltaic）の導入が注目されている。日本では、経済産業省長期エネルギー需給見通しにより、2030年に64GWのPV導入目標として掲げられている^[1]。国際エネルギー機関（IEA: International Energy Agency）により、米国では、2013年に12.5GWから2030年に246GWのPV導入目標として掲げられている。欧州では、2013年に78GWから2030年に192GWのPV導入目標として掲げられている。中国では、2013年に78GWから2030年に634GWのPV導入目標として掲げられている^[2]。PV大量導入すると、さまざまな技術課題が存在している。

1 余剰電力の発生：PVの大量導入により、低負荷時に電力需要を超えた余剰電力が発生する可能性がある。対策として、PV出力の抑制や貯蔵装置やなど考えられている。近年に需要側に多数の貯蔵機能がある電気自動車や可制御負荷などPVの余剰電力に対して、柔軟に対応することが期待されている。

2 配電系統電圧上昇：家庭用の小規模のPVシステムが大量導入すると、配電系統に逆潮流を発生し、配電線の末端の電圧上昇の問題が懸念されている。

3 調整力の減少：従来の電力系統運用は瞬動予備力や運転予備力など調整力は各火力発電機と水力発電機が持っている。PVが大量導入されると、火力発電機が少なくなるため、調整力容量も下がる、系統運用の信頼性が悪化する。

4 需給バランス維持の困難：太陽光出力が天候により短周期変動性と長周期不確実性があるため、系統運用者が需給平衡を維持するため、柔軟的に供給力と調整力を持たなければならない。

5 市場取引リスクの増大：大量再生エネルギーを保有する電気事業者に対して、PV出力変動の不確実性や予測誤差による市場約定された売買電力量から満たせない可能性がある。そのため、スポット市場で高価な電力の取引をしなければならない取引リスクが増大するようになる。

要するに、電力需給運用に対して、PVの出力は天候により変動するので、晴天日の昼間に出力が多く、夕方に向けて少なくなる。雨の日にはPVの出力は0となる。そのため、電力系統運用者は需給バランスを維持するため、柔軟な供給力を用意しなければならない。

PVの出力は天候状態に影響され、その長周期不確実性と短周期変動性のために、系統運用者に要求する各種類の予備力の要求も増大するようになる。さらに、運用コストと予備力のコストを最小化するため、前日のスケジューリング段階に、できるだ

け PV 出力を高精度に予測しなければならない。

電力市場が進むと、小売事業者や特定規模事業者などの各種の電力市場利益関係者が従来の一般電気事業者と同じように電力市場で直接に取引できるようになる。なお、近年では、負荷側においてもマイクログリッドやアグリゲータや可制御負荷などの負荷側機器と言った市場価格に積極的に応じて、自身の運用コストの削減と利益増大を目指した動きがあるため、系統運用に影響を与えると予想される。

1.1.1 PV 導入時の需給運用の研究現状

文献[3]では、再生可能エネルギー発電の導入が増加すると、時間や気象状況による出力変動に加え、残余需要の減少のため、需給調整可能な発電機も減ることによる需給調整の課題が示されている。柔軟性向上のため技術施策として、従来の集中電源の活用と再生可能エネルギー発電出力の抑制と需要の能動化と貯蔵装置の活用が取り上げられている。文献[4]では再生可能エネルギーの大量導入における出力予測誤差による需給調整へのリスクが評価されたが、揚水発電機を考慮していなかった。文献[5]では、市場価格と電力需要の不確実性を考慮した電力供給事業者の運用が研究された。不確実性に対して、揚水発電機の役割が高くなった結論が指摘されたが、PV 導入による影響を解析しなかった。文献[6]では、一週間間に 2 段階ロバスト最適手法を使って、風力出力変動と市場価格変動の不確実性を考慮した電気事業者最適スケジューリングが検討された。1 段階では、先渡し市場での取引を決め、2 段階では、プール卸電力での取引を決める手法である。火力発電と揚水発電の運用モードと価格との間にあるつぎのように明らかな関係が示された。高価格時期に火力発電が出力し、低価格時期に、揚水発電機が電力を消費して、エネルギー貯蔵するというものであった。文献[7]では負荷変動と再生可能エネルギー出力の不確実性を考慮したロバストユニットコミットメントモデルが示され、負荷変動と再生可能エネルギー出力の不確実性をセットで検討する方法が提案された。文献[8]では再生可能エネルギーの導入とデマンドレスポンスの不確実性に対して、2 段階の確率最適計画とロバスト最適計画を統合し、目的関数中に加重係数の調整及びベンダー分解のアルゴリズムを利用して、確率最適計画の計算負荷の低減とロバスト最適計画のロバスト性を同時に実現する手法が提案された。文献[9]では再生可能エネルギーの出力変動と負荷変動の不確実性に対して、2 段階の適応型ロバスト最適計画の手法を使って、セキュリティ制約ユニットコミットメントモデルを構築した。従来の確率最適計画の確率分布と比べ、提案したモデルは決定的な不確実セットだけが必要である。さらに、ベンダー分解アルゴリズムと外部近似法を組み合わせ、ISO New England の電力系統での計算事例が示されている。

1.1.2 電力系統運用の柔軟性

PV を最大限度で受け入れるためには、1.1.1 で述べたように、需給バランスを維持するために、PV 出力の長周期の不確実性と短周期の変動性を対応しなければならない。そのため、近年では電力系統柔軟性を向上させる技術が注目されている。電力系統の柔軟性は標準的な定義が無いが、再生可能エネルギー出力の不確実性と変動性に対応する能力と考えられている^[10]。図 1.1 のように、変動性と不確実性の要因としては需要と再生可能エネルギーの出力変動と突発的な事故からなる。このような変動性と不確実性に対して、従来のディスパッチ可能な発電所と需要側機器とエネルギー貯蔵装置と系統並列運用から対応できる。さらに、変動要因と柔軟性提供者と系統運用者や市場運用者などの平衡実体が互いに協調することが必要である。

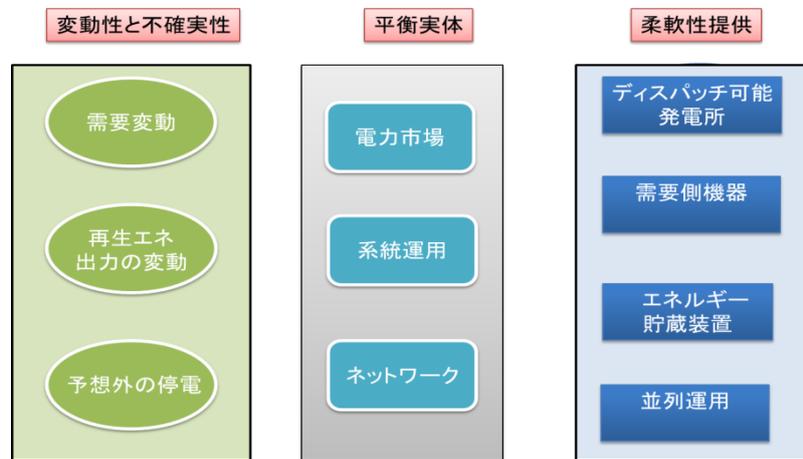


図 1.1 電力系統柔軟性の要因、平衡実体、提供者

そうすると、需要側機器としての分散電源や可制御負荷やエネルギー貯蔵装置など既存の手段としてのガバナフリーや負荷周波数制御と経済負荷配分に貢献できると予想される。効果的に柔軟性を提供する視点から見ると、平衡実体としての系統運用者と市場運用者なども従来の平衡モードと違う進化が必要だと予想される。市場運用者に対して、再生可能エネルギー出力の変動性と不確実性に対して、系統運用リスクを低減するため、先渡し市場や予備力市場やバランス市場やリアルタイム市場の構築が必要である。さらに、事故が発生する時や天気状況が急にずれる場合に供給力を保証するため、系統並列運用も必要である。

電力柔軟性の研究現状として、文献[11] では、運用柔軟性の概念が提案された。柔軟性が必要な原因としては、再生可能エネルギーの出力だけでなく、市場取引者の約定の取引量から実電力がずれる可能性がある。柔軟性を提供する側としては、従来の発電所とエネルギー貯蔵装置と負荷側と再生可能エネルギーが示される。さらに、電力容量、ランプ容量、エネルギー容量とランプを維持できる時間の四つの柔軟性の指標も提案された。再生エネルギーの出力の変動が電力系統運用の柔軟性の要求をも

たらずため、運用予備力が必要である。従来の予備力コストの配分は負荷側からの影響を考慮していなかったため、文献[12]では公平性かつ透明性をもつGBM(grid-balancing-metric)という予備力コストの配分モデルが提案された。提案された計算手法の特徴としては、直接に制御特性と周波数特性を接続し、個体資源からの配分ファクタを定義し、有利と有害の個体を区別できる特徴が挙げられる。

分散電源と需要家からも柔軟性を提供できる。文献[13]では、太陽光の導入に伴う、周波数変動と電圧上昇の問題に対し、分散型電源としてガスエンジンを用いて、電圧、周波数の協調制御が検討された。分散電源の進相運転による無効電力制御を用いて配電系統電圧上昇を解消しつつ、有効電力を用いて、周波数変動の改善を検討した。文献[14]では、2 地域連系系統モデルにおいて、特定規模電気事業者の負荷周波数制御への影響を評価した。マイクログリッドが可制御負荷として系統側の短周期電力変動補償（LFC 領域, Load Frequency Control）に貢献することが確認された[15]。FIT(Feed in Tariff)料金メカニズムで負荷側機器としての住宅用 PV と電気自動車のシステムの経済性評価が行われた[16]。

一方で、近年に需要側にマイクログリッドのような多くの可制御負荷機器の導入も進んでいる。PV 導入に伴う技術問題に、柔軟性をもつ負荷機器の制御により対応することが提案されているが、技術実現性と経済性分析の研究が必要である。

1.1.3 マイクログリッドの定義

マイクログリッドには、標準的な定義がないが、共通の特徴があると考えられる。文献[17]による米国電力信頼性技術対策協会（Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, CERTS）が提案したマイクログリッドとは、分散型電源と負荷を持つ小規模系統で複数電源および熱源を一括管理され、既存の系統側から自立運転可能な需要地型電力供給システムで、常に系統側と一点で連系運用されるものである。文献[18]で述べられているアメリカエネルギー省(DOE)が唱えるマイクログリッドは、相互接続された負荷と分散型エネルギー資源（DER）から構成され、明確な電氣的な境界により外部系統と区切られた系統側に対して、調整力を供給する電力供給システムである。文献[19]で定義されたマイクログリッドは、複数種類の再生可能エネルギー及び貯蔵装置から構成され、系統との連系運用と自立運用の両方が可能な小規模電力システムである。文献[20]ではマイクログリッドが系統と連系する運転することによる周波数変動の緩和、電圧上昇制御、送電線混雑管理、送電線損失削減、電力品質改善、系統ブラックスタートが挙げられている。

1.1.4 マイクログリッド運用の研究現状

文献[21]では PV、風力発電及び蓄電池が導入された小規模な電力系統モデルを対象とした需給マネージャが検討された。ニューラルネットワークで PV 出力を予測し、運用段階における不確実性に対応するため、動的実行可能領域の概念と確率潮流計算による線路潮流制約を用いた手法が提案され、シミュレーションが行われた。文献[22]ではマイクログリッド内部の再生可能エネルギー出力変動の不確実性に対して、確率最適化を使って、デマンドレスポンスを考慮したマイクログリッドの最適運用が検討されたが、確率最適化の計算量が多いことが示された。文献[23]では自立運用中のマイクログリッドの最適運用を確率最適化手法を用いてデマンドレスポンスを考慮した予備力を含めて検討された。結論としてはデマンドレスポンスから予備力を提供する場合にディーゼル発電にとってのコストが下がった。文献[24]では系統側と連系したマイクログリッドアグリゲータにとっての一日前市場における最適な入札戦略が検討された。確率最適化の手法でマイクログリッドアグリゲータの利益とリスクのトレードオフが評価された。文献 [25] 複数種類のデマンドレスポンスを考慮したマイクログリッドの確率最適スケジューリングが検討された。マイクログリッド中の再生可能エネルギー出力の不確実性に対して、マイクログリッド中の分散電源と負荷両方から提供される予備力を用いて対応するものである。文献[26]では自立運転のマイクログリッドのエネルギー管理システムにおける混合整数非線形計画の手法を使って、マイクログリッド中の分散電源間の情報の共有を通して、安いエネルギー価格を得るローカルエネルギー市場を提案し、自立運転のマイクログリッドの最適運用が検討された。文献[27]では、系統連系と自立運転の両方が可能なマイクログリッドのエネルギー管理システムに対して、二重層型協調制御手法を提案し、上層で予測したデータを基づいてスケジューリングして、下層でリアルタイムの実績データを利用して、可制御の分散電源と負荷をディスパッチする最適運用を検討した。文献[28]はシステムのシステム(SOS)という概念が提案された。提案された SOS では、マイクログリッドと配電系統運用者の両方が独立の利益相関者と定義されている。情報共有を通して、能動的な分散制御による配電系統運用者とマイクログリッド運用者の最適運用を検討した。文献[29] では混合整数線形計画の手法を使って、家電設備の消費電力と電気自動車の充放電の最適スケジューリングが検討された。文献[30] では、マイクログリッド中の再生可能エネルギー出力変動と負荷変動と外部市場価格変動の不確実性に対して、モンテカルロ法を使って、多数のシナリオを生成し、確率混合整数線形計画の手法を使って、運用コスト最小と信頼性向上ためのマイクログリッド最適運用を検討した。文献[31]では、マイクログリッド中の時間によって変化する運用制約に対して、モデル予測制御 (MPC) を提案し、最適マイクログリッド運用が提案された。文

文献[32]では、マイクログリッド中の負荷予測誤差と分散電源出力変動と市場価格変動の不確実性に対して、確率分布関数を利用し、ルーレット盤メカニズムで多数のシナリオを生産し、**adaptive Modified Firefly Algorithm (AMFA)**というアルゴリズムを通して、マイクログリッドの最適運用を検討した。文献[33]では、マイクログリッド中の分散電源の出力変動の不確実性への対応策として列挙法と **Tabu** 探索法を使って、マイクログリッドの運用燃料コストを最小化する最適運用が検討された。文献[34]では、一日前市場とリアルタイム市場を前提として市場向けの燃料コスト最小を目指すマイクログリッドの最適入札戦略が検討された。マイクログリッド中の負荷変動、再生可能エネルギー出力、一日前市場価格、リアルタイム市場価格の不確実性に対して、ハイブリッド型の確率最適計画とロバスト最適計画の手法が提案され、トータル期待正味コストが最小化された。一日前市場の段階での市場価格と再生可能エネルギー出力の不確実性には、シナリオに基づいた予測結果を利用し、リアルタイム市場の段階での価格変動の不確実性には、ロバスト最適計画の手法で、マイクログリッドの最適スケジューリングと最適運用が検討された。文献[35]では、一日前市場におけるマイクログリッドの最適スケジューリングが検討された。従来の決定論的な最適スケジューリング手法は不確実性のリスクが高いため、確率最適計画に基づくマイクログリッドの最適スケジューリングが提案された。リスク中立とリスク回避の両方が確率最適計画モデルで考慮された。リスクに基づくスケジューリングを通して、違うマイクログリッドのスケジューリング結果を得られた。文献[36]では、分散電源や貯蔵装置が多く直流である背景のもとに、**AC-DC** 混合型マイクログリッドに対する最適運用が検討された。マイクログリッド中の全ての直流設備がDCケーブルに連系されている。従来の交流マイクログリッドと比べ、一日のマイクログリッドの運用コストが **24%**削減された。文献[37]ではマイクログリッドのオンライン型エネルギー管理システムに対して、確率最適計画の手法でモデリングし、リアプノフ最適化アルゴリズムを提案された。貪欲法のアルゴリズムと比べ、提案した手法のパフォーマンスがより高いと述べられている。文献[38]ではマイクログリッドの運用コストと **CO₂** 排出低減のため、多目的最適計画の手法でマイクログリッドの最適スケジューリングを検討した。混合整数非線形計画でモデリングし、解析手法としての辞書式最適化と混合型重み付けされたイプシロン制約を使って、優れたパレート最適解が得られた。文献[39]ではキャンパス規模のマイクログリッドにおいて **CO₂** 排出低減と運用コスト最小化のため、動的計画法の手法を使って、集中制御の方式で、モデル予測制御に基づくマイクログリッドのエネルギー管理システムを提案された。文献[40]では、一日前市場で確率リコンフィグレーションとユニットコミットメントの手法を用いて、マイクログリッドの最適スケジューリングを提案された。マイクログリッド中の不確実性に対して、モンテカルロシミュレーションを用いて、シナリオを作成した。粒子群最適化アルゴリズム

で提案したモデルを解いている。

1.1.5 マイクログリッドの経済性の研究現状

文献[41]ではマイクログリッドの信頼性と経済性を評価する指標を提案している。提案された経済性指標は買電率、売電率、分散電源の平均発電コストと単位コストの信頼性利益である。文献[42]では、消費者の視点から、マイクログリッドは各消費者が持つ分散電源の場合と比べ、マイクログリッドの経済運用を通して、燃料コストが低いである。文献[43]では工業負荷向けの 500kW の小規模 PV と蓄電池からなるマイクログリッドの経済性について、評価の指標としての CO₂ 排出減少の利益、コストの削減量と回収期限を使って、マイクログリッドの経済性を評価した。系統との接続系がなく、貯蔵装置もない場合と比べ、系統連系と貯蔵装置がある場合、20%の運用コストと 4 年の回収期限の削減が可能であると示されている。文献[44] では、デマンドレスポンスのマイクログリッドへの経済性貢献を評価した。価格が違うデマンドレスポンスのプログラムを通して、33%~34%の運用コストを削減できると述べられている。

以上の先行研究では、マイクログリッドの最適運用の研究は不確実性を中心に単純なマイクログリッドの最適運用の研究が多く、マイクログリッドと系統側の相互影響の研究が少ない。また、マイクログリッドの経済性分析の研究は単純なマイクログリッドの損益評価の研究が多く、系統側に対するマイクログリッドの影響を考慮されていない。電力市場については、価格の予測や分析の研究が多く、PV 大量導入時の市場価格変化が考えられていない。マイクログリッドが電力市場に直接に入札する研究が多い、負荷機器としてデマンドレスポンスを通じた系統側の貢献の検討がなされていない。

そこで本研究では、PV 大量導入時の一日前電力市場と一時間前市場をモデル化し、市場価格を算出し、価格反応型デマンドレスポンスを通じたマイクログリッドの最適スケジューリングによる系統側の影響を分析する。さらに、系統側の最適スケジューリングとしてのユニットコミットメントによるマイクログリッドへの影響も分析する。最後に、マイクログリッドが自立運転する場合と比較する。

本研究では、PV 大量導入時における、マイクログリッドによる系統運用の需給バランス貢献の経済性について検討している。

マイクログリッドの定義は標準的な定義が無いが、共通の特徴があると考えられている。マイクログリッドの共通的特徴とは、複数の分散電源と負荷と貯蔵装置からなり、系統と一点で連系され、連系運転と自立運転両方できる小規模電力系統である。マイクログリッドが電力系統運用に貢献するには二つの方式があると考えられる。

一つ目は直接に系統運用側から指令値を受け取る方式である。二つ目はマイクログリッドが電気事業者と同じように電力市場に入札する方式である。

1.2 研究目的

本研究では、近年に注目されているデマンドレスポンスと同じように系統側の市場価格信号に応じることで系統側需給運用への経済性貢献を検討する。

理由としては、一つ目はマイクログリッドを系統側運用に改善させるため、系統側とマイクログリッド側二つの経済主体を想定した。系統運用状況の変化の模擬するため、一日前市場と一時間前市場を想定した。先行研究にマイクログリッドが電力市場に直接に入札する研究が多い。系統側とマイクログリッドが同じ時間帯に電力市場で入札する市場メカニズムの運用には、ただ経済の目的として低価から高価までのディスパッチ方式だと思う。一方で、系統側の需給運用の状態は系統運用の限界価格から判断できると思うので、マイクログリッドは系統側の運用状況変化のニーズに向けて、市場限界価格に瞬時的に柔軟的に反応するモードで、系統側の運用状況に貢献する解析はまだなされていない。二番目は、本研究で考慮したマイクログリッドの規模は5GWであり、系統側に反応分は2GW程度であるので、系統側の70GWより、小さい規模だと思うから、マイクログリッドには、price-makerではなくて、Price-takerを想定した。したがって、電力市場限界価格反応型デマンドレスポンスを通して、系統側需給運用への需給運用への貢献の経済性分析は本研究のポイントである。

1.3 論文構成

論文構成は以下の流れを示す。

第1章では、まず本研究の研究背景として、PV導入に伴う需給運用についての研究現状とマイクログリッドの研究現状を述べる。その後、本研究の研究目的と論文構成を述べた。

第2章では、電力需給運用と電力市場運用の背景を紹介する。

第3章では、本研究で用いている東日本10機系統側モデルとそのパラメータ、マイクログリッド側のモデルとパラメータについて紹介する。さらに、本研究で系統側とマイクログリッド側にて利用する負荷データ、予測負荷、予測太陽光出力をそれぞれで表す。

第4章では一日前市場における系統側とマイクログリッド側のスケジューリング定式をモデリングした。PV大量導入が揚水発電機の運用に与える影響を分析した。PV大量導入が火力発電機の運用に与える影響を分析する。PV大量導入が限界エネルギー市場価格に与える影響を分析した。限界エネルギー市場価格がマイクログリッド

の運用に与える影響を分析した。エネルギー貯蔵装置がマイクログリッドに及ぼす影響を分析した。その後、一時間前市場における系統側とマイクログリッド側の最終スケジューリング定式をモデリングした。負荷変動が系統側運用の影響を分析した。負荷変動の要因を分析した。市場価格変化がマイクログリッドの運用に与える影響を分析した。PV 出力変化がマイクログリッドの運用に与える影響を分析した。一日前市場約定した分がマイクログリッドの運用に与える影響を分析した。

第 5 章では、まずマイクログリッドが自律運転するケースと 5GW のマイクログリッドの導入量ケースと 10GW のマイクログリッドの導入量ケースによる感度分析である。その後、系統側とマイクログリッド側の最終コストを評価した。

第 6 章では、本研究の結論を述べた。

第2章 電力系統における需給バランス制御

電力は大容量の貯蔵が難しいため、電力系統全体で需要と供給を短周期でバランスさせることが必要である。図 2.1 に示す通り、電力需給インバランスの場合には、発電機の回転速度が変化し、電力系統の周波数が基準周波数からずれる。周波数の変動が正常範囲(50Hz/60Hz \pm 0.2Hz)から逸脱すると、電力系統全体の発電機の解列による大規模停電事故を引き起こす恐れがある。従って、電力系統運用に対して、系統基準周波数を持するため、電力の需要と供給を一致させなければならない。

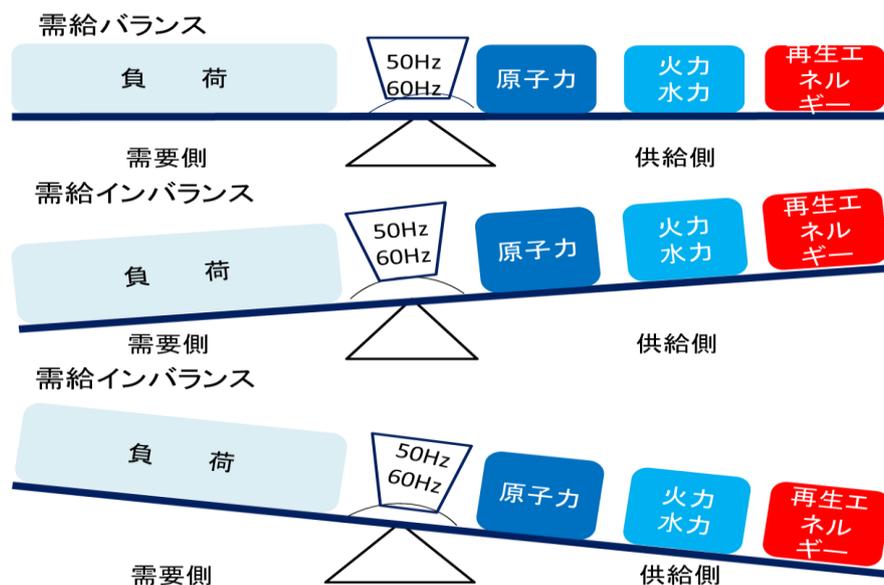


図 2.1 電力系統需給バランス

2.1 電力系統の需給制御

負荷変動は、図 2.2 に示す通り、様々な成分を持っている。変動成分は三つに分けられ、サステンド成分（長周期成分）、フリッジ成分（短周期成分）、サイクリック成分（小幅変動成分）と呼ばれる^[45, 46]。成分に分けられる各成分には、図 2.3 のように、ガバナフリー運転(GF)、負荷周波数制御(LFC)、経済負荷配分(EDC)が補償方法として対応している。

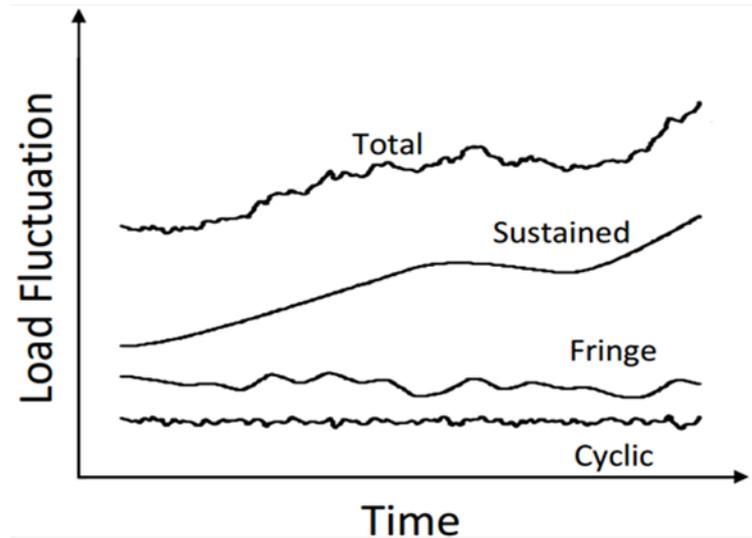


図 2.2 電力負荷の負荷変動^[46]

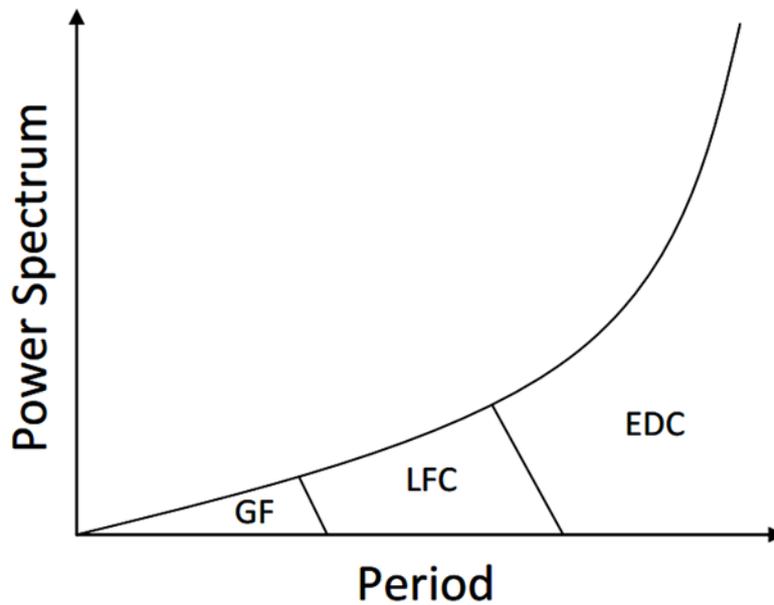


図 2.3 変動の成分と需給制御の分担^[46]

2.1.1 ガバナフリー運転

ガバナフリー (GF:Governor-Free) 運転とは、発電機に設けられる速度調定機による系統負荷変動が数分以下の小幅な変動に対し迅速に対応する運転である。発電機自端の周波数を検知し、周波数が下がると発電機の出力を上げる。逆に、周波数が上がると発電機の出力を減らす。ガバナフリー運転は負荷周波数制御(LFC)と経済配分(EDC)と比べ、ローカル自律制御のモードである。ガバナフリーは自律的な制御が行われるため、後述する LFC と EDC に比べ、発電機の応動速度が速い。そのため、負荷変動の小幅変動成分を補償する効果があると考えられる。

2.1.2 負荷周波数制御

負荷周波数制御 (Load Frequency Control, LFC) とは、系統負荷変動が数分から 20 分までの短周期負荷変動に対する制御方式である。これは自律制御であるガバナフリーと異なり、基準周波数からの系統周波数の偏差を小さくするように中央給電指令所により行われる集中的な制御である。通常、系統周波数が基準周波数からずれると、ガバナフリーがまず自律的に応動するが、系統周波数と基準周波数との間には偏差が残るため、中央給電指令所で、需給インバランスの大きさによる地域要求量 (Area Requirement: AR) を算出し、各発電機への制御信号を送る。各発電機がこの制御信号に反応して発電機の出力を制御する。

2.1.3 経済負荷配分

経済負荷配分 (Economic Dispatch Control, EDC) とは、系統負荷変動が 20 分以上の長周期負荷変動に対応する発電機を制御する方式である。この制御は LFC と同様に、中央給電指令所からの集中的な制御である。一方で経済負荷配分は、系統運用者があつた日の負荷曲線から予測可能な長周期負荷変動を予測して、各時間断面に各発電機の運用制約と燃料コスト、起動コストなどの経済性を考慮して、トータル燃料コストを最小にする発電機起動停止計画 (Unit Commitment, UC) を立てる制御を行う。本研究では、電力市場におけるマイクログリッドの経済性を分析するため、経済性を考慮する EDC 領域の負荷変動を扱う。

2.3 電力市場運用

経済性の視点から、電力も一つの商品であるので、供給者のコスト最小と消費者の効用最大が成り立つ点で、需給バランスを維持する必要がある。そのため、効率が高く柔軟性を持った市場化運用が必要である。

2.3.1 エネルギー市場

商品としての電力の特性から、電力はエネルギー市場と予備力市場の二つの市場で取引されると考えられる。再生可能エネルギー導入時、再生可能エネルギー出力変動への対応としては予備力市場がより重要になる。エネルギー市場は図 2.4 のように、普通の電力市場の取引の時間割は四段階がある。前日以前の先渡市場と前日の一日前市場と当日のバランス市場または当日一時間前市場とリアルタイム市場である。

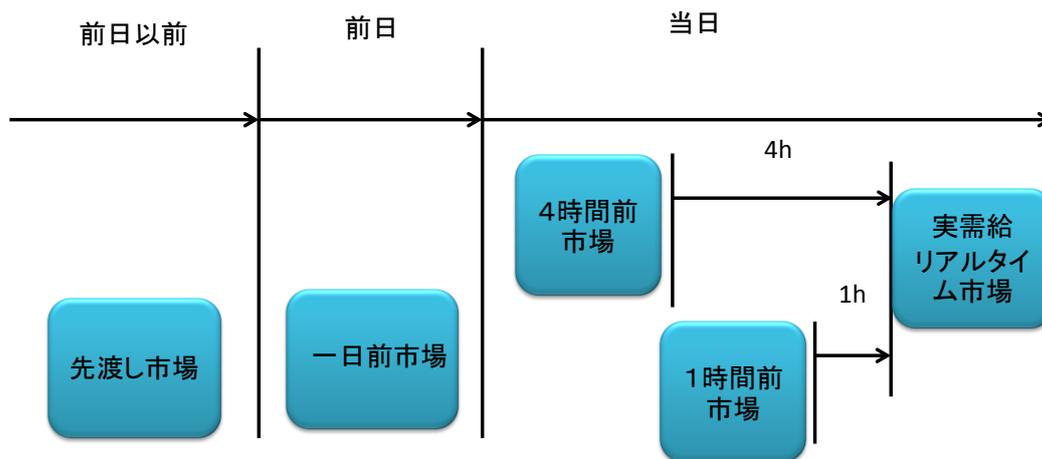


図 2.4 一般的な電力市場取引の時間割

先渡しの市場は電気事業者と需要家などの市場取引者にとって、将来の電力価格をあらかじめ確定し、変動リスクを回避するため、将来の一定期間に受け渡す電気を取引する市場である。一日前市場は実需給の前日に供給者と消費者が入札し、系統運用者または市場運用者がスケジュールリングを通して、市場均衡価格と発電機稼働状態と出力を決める。バランス市場としての4時間前市場と一時間前市場は一日前市場で翌日に受渡する取引がなされた後、実需給までの間に不測の発電不調や需要急増などによる需給ミスマッチに対応する市場である。リアルタイム市場は当日に、すでに策定した発電機と予備力から当日の需要に対して、発電機の出力をディスパッチする市場である。日本では、最終バランス調整を行う一時間前市場が2016年04月01日より開始されている^[47]。なお、実際に米国のISO（独立系統運用機関）であるPJM(Pennsylvania-New Jersey-Maryland)では、一日前市場が閉場してから、当日に5分毎のリアルタイム市場が存在している^[48]。米国のISO(ニューヨーク独立系統運用者)であるNYISO(New York Independent System Operator)は一日前市場が閉場してから、実需給75分前に最終調整バランス市場と五分毎のリアルタイム市場が存在している^[49]。

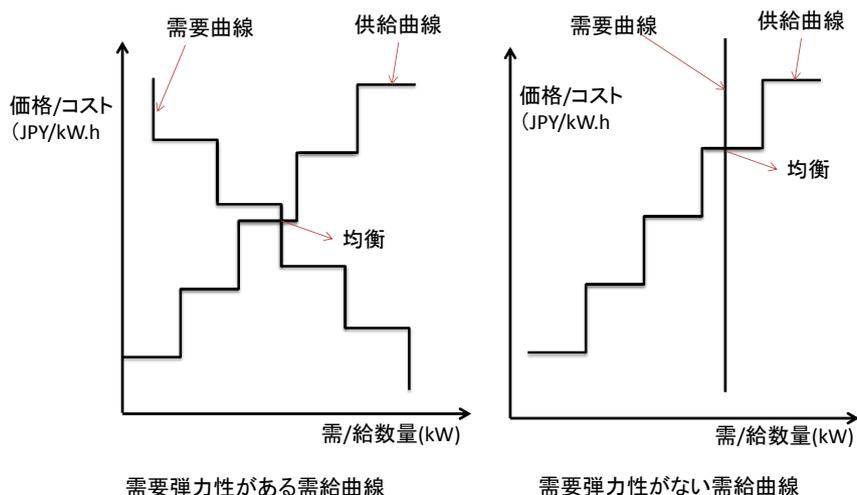


図 2.5 エネルギー市場価格の形成

入札と価格の形成は各電気事業者または需要家が発電機のコストと容量または需要量と価格情報を市場運用システムに入札し、系統運用者がユニットコミットメントをして、全体のコストが最小となるように各発電機の稼働状態と出力レベルを策定する。エネルギー市場の価格は図 2.5 のように、入札した発電機をコストが低いものから高いものまで順番に並べた供給曲線と需要曲線との交点である市場均衡点の値がある。市場均衡点の価格は市場均衡価格である。均衡点の需給数量は最後に取引された量である。図 2.7 のように、需要家の弾力性の有無により、需要量の市場価格に対する応答が異なる。本研究では、電力需要側の弾力性を考慮してない。

文献[50]では、PV 導入に伴う受電端電圧上昇の課題に対して、リアルタイム料金メカニズムを設計して、需要家消費を誘導するという手法が提案されたが、既存の電圧制御手法との技術的、経済的比較はされなかった。文献[51]では、再生可能エネルギー電源を考慮した卸前日市場入札戦略が検討されたが、シミュレーションで使用した市場価格は米国 PJM の価格カーブと日本 JEPX の価格数値を用いている。文献[52]では、JEPX 市場価格の回帰分析が行われた。燃料価格の変動を考慮した回帰式による価格構造が解析された。文献[53]では、JEPX の先渡市場の約定件数データを対象として、カウントモデルを用いて約定傾向が分析された。約定件数への影響要因や効果量及び感度分析の観点からそれぞれ検討された。

2.3.2 予備力市場

再生可能エネルギーの導入に伴う再生可能エネルギー出力の変動に対応するため、柔軟な予備力市場が重要になる。図 2.6 は欧州送電協調連盟 UCTE (Union for the co-ordination of transmission of electricity) と米国連邦エネルギー規制委員会 FERC

(Federal energy regulatory commission) が定義した予備力の種類である。各予備力の技術標準や調達メカニズムは国によって異なる[54, 55]。

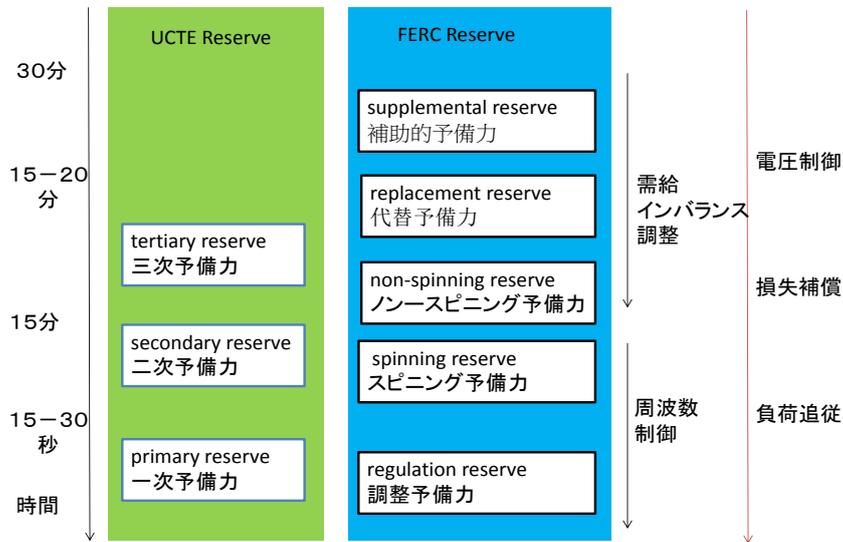


図 2.6 予備力市場の種類[56]

欧州送電協調連盟 UCTE の定義した予備力は以下の通りに分類される。

一次予備力：自動的に 15 秒まで反応できる予備力である。

二次予備力：数秒から 15 分まで、系統周波数の安定させるため、調整できる予備力。

三次予備力：15 分～20 分で立ち上がる予備力であり、一次予備力と二次予備力を補充する予備力である。

米国連邦エネルギー規制委員会の定義する予備力は以下の通りに分類される：

調整予備力：応答の速い周波数調整予備力である。

スピニング予備力：系統事故時に、数分で出力を立ち上げられる予備力である。

ノンスピニング予備力：事故時に、すぐに起動できる予備力。

代替予備力：コストが高い予備力と一次予備力を代替する予備力である。

補助予備力：30 分まで完全に利用可能の予備力。

2.3.3 デマンドレスポンス

負荷側機器の系統側に応答する方法について、価格型デマンドレスポンスとインセンティブ型デマンドレスポンスの二つの方式が注目されている^[57]。文献[58]では、デマンドレスポンスの潜在的な利点についてまとめられている。以下にその利点を示す。

送配電系統：送電線混雑の緩和、事故回避、インフラ投資の低減

発電所：ピーク時の発電コストの低減、需給調整、予備力要求の緩和

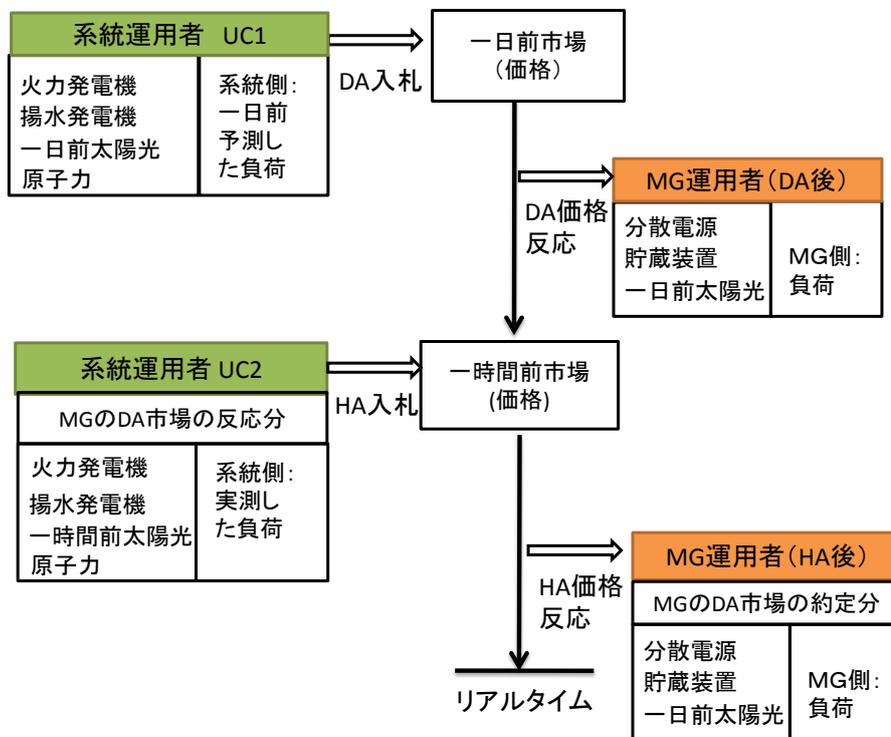
小売：インバランス料金の回避、消費者の増加

需要者：利益増加、コスト低減、需要弾力性の増加

文献[59]では配電系統において負荷側のデマンドレスポンスから供給力と予備力を提供できる確率最適運用が検討された。結論としては、デマンドレスポンスの方式で、最後の系統運用者に対して、運用燃料コストが下がった。文献[60]では、一日前市場で非協力市場メカニズムを構築し、系統運用者の最適スケジューリングとアグリゲーターの最適市場入札戦略と需要家の最適負荷利便性管理を通じた系統運用者とアグリゲーターと需要家間の相互関係が解析された。文献[61]では、非線形のインセンティブ型デマンドレスポンスと非線形の価格型デマンドレスポンスのモデルを構築し、実際の電力市場負荷需要のデータを使って、提案したモデルが検証された。適用される市場によって、負荷反応の行動が異なるから、市場によって、デマンドレスポンスのプログラムの設計が必要であると述べられる。

第3章 系統及びマイクログリッドモデル

本研究で想定した市場構造を図 3.1 に示す。一日前市場と一時間前市場を想定した。日本では現状において一日前エネルギー市場が存在しているが、PV の増大により実際の供給までの間に不測の発電量変動などの不確実性が発生しやすくなっている。その対策として、一日前市場の閉場から当日運用まで間に、最終調整としての一時間前市場が 2016 年 4 月より導入された[47]。本研究では、マイクログリッドが価格に反応した結果が系統側に与える影響を考察するため、一日前市場と一時間前市場の二つの市場を設定した。



3.1 本研究で想定した市場構造

3.1 計算フロー

市場構造 負荷機器の電力市場への参加について、第 2 章に示したように、直接市場で入札する先行研究が多かったが、価格に反応したデマンドレスポンスの方式の研究が少ない。また、マイクログリッドは負荷側設置されているため、近年注目されているデマンドレスポンスの方式で市場に参加すると想定した。デマンドレスポンスについては、価格型デマンドレスポンスとインセンティブ型デマンドレスポンスの二

つの方式が注目されている[57]。系統側とマイクログリッドが異なる利益関係者に所有されることを想定し、本研究では価格型デマンドレスポンス方式を想定する。

図 3.2 に計算フローを示す。一日前市場で系統側の系統運用者は予測した系統負荷と予測した太陽光出力に基づいて、最適スケジューリングして、一時間ごとの各発電機の出力量、稼働状態と限界エネルギー価格を決める。その後、マイクログリッドが系統運用者が決めた限界エネルギー価格に応じて、マイクログリッド中の負荷と PV 出力に基づき、最適スケジューリングする。一時間前市場では、系統運用者が一時間前に変化した負荷、変化した PV 出力及びマイクログリッドの反応分に基づいて、最終調整としての最終運用をし、各発電機の出力量と一時間前市場の限界エネルギー価格を決める。その後、マイクログリッドが一時間前市場の限界エネルギー市場価格に反応して、最終の運用を決める。

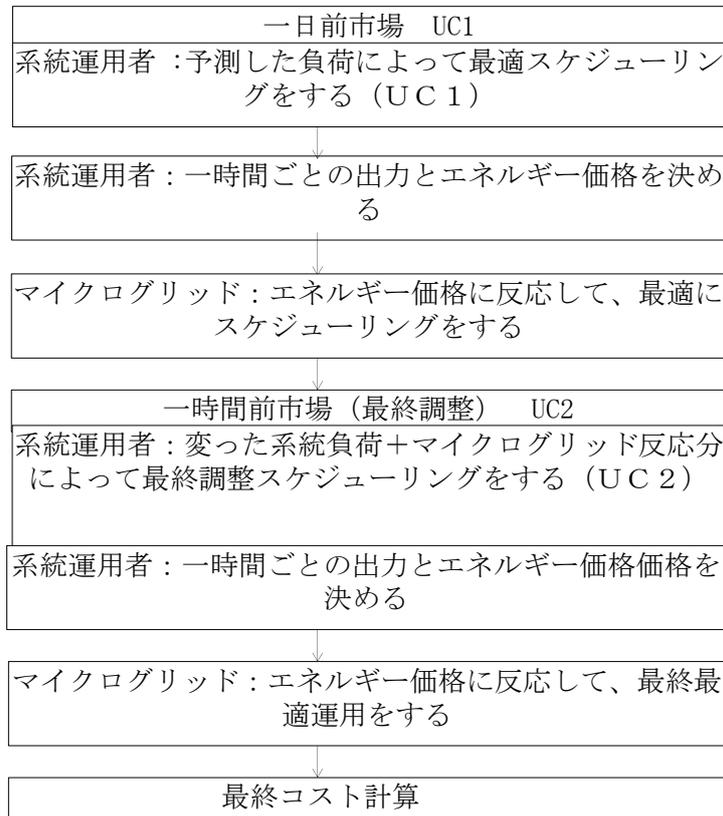


図 3.2 計算フロー

3.2 系統側モデルとパラメータ

本研究では、利用した系統側のモデルは電気学会東日本 EAST10 機標準系統モデルを基に修正を加えたモデルを用いた。東京電力と東北電力の管内を合わせた負荷の

東日本規模電力系統（40GW~70GW）を想定した。東日本の2008年から2014年までの負荷データを用いて、二次移動平均手法で予測した低負荷期としての五月第一週間と、高負荷期としての八月第一週間の系統正味負荷を使用する。一時間前の最終調整市場では、2015年における一時間ごとの実需要データを使用する。低負荷期は、総負荷が20GW~50GWである。高負荷期は40GW~75GWである。修正した東日本EAST10機系統モデルのパラメータをベースに、22GWの原子力発電を5GWに修正した。最大22GWのPVとほぼ5GWの分散型電源を含むマイクログリッドが導入された系統を想定したモデルである[62]。火力発電機の修正したパラメータは表3.1に示す。

3.2.1 系統側発電機パラメータ

本研究で用いた系統発電機のパラメータを表3.1に示す。容量が1000MWである石炭発電機が22機、容量が700MWのLNGの発電機が35機、容量が700MWである石油発電機が10機存在するとする。太陽光の発電容量には、2030年エネルギー計画を地域配分により、東京電力17.5GWの導入目標と東北管内の5GWの導入目標を参考して[63]、関東地方負荷規模の系統を想定したので、PVの最大出力が22GWを想定した。系統側のPVの出力波形は気象庁での日射量を利用し推定した。原子力発電が2011

表 3.1 系統発電機パラメータ

| Generators Type | Rated Output (MW) | Pmin Output (MW) | Pmax Output (MW) | Coefficients of fuel cost | | | Start-up Cost 1000 JPY | Number | Total Capacity (MW) |
|-----------------|-------------------|------------------|------------------|------------------------------|----------------|--------------|------------------------|--------|---------------------|
| | | | | a 1000 JPY/MW ² h | b 1000 JPY/MWh | c 1000 JPY/h | | | |
| Coal | 1000 | 300 | 1000 | 0.0007 | 5.5 | 610 | 2380 | 22 | 22 000 |
| LNG | 700 | 140 | 700 | 0.0004 | 10.8 | 778 | 736 | 35 | 24 500 |
| Oil | 700 | 140 | 700 | 0.00038 | 21.7 | 1500 | 1060 | 10 | 7 000 |
| Pump | 250 | 62.5 | 250 | - | - | - | - | 48 | 12 000 |
| Nuclear | 1000 | 1000 | 1000 | - | - | - | - | 5 | 5 000 |
| PV(system) | - | 0 | 22000 | - | - | - | - | 1 | 22000 |

年大震災の後、徐々に減少するシナリオを考え5GWにした。揚水発電機は東日本10機系統と同様に定格出力250MWの揚水発電機が48機とした。各火力発電機の燃料コスト関数の係数は最新のデータに更新した後、線形化を行った。その後、各発電機の

燃料コストが違う市場入札を模擬するため、線形化した各発電機の増分コスト（係数 b） 数値を更新した標準データを中心に、0.1 の刻みで両方向に補間した。更新した火力発電機燃料コスト関数の係数は表 3.1 に示す通り、増分コストとしての係数 b と無負荷運転コストの係数 c を更新した。更新のための燃料コスト関数における限界燃料コスト（係数 b）は発電コスト検証ワーキンググループの数値を使用する[64]。無負荷運転コスト（係数 c）は各火力発電機の満負荷時期のトータルコストの 10%分にする[65]。計算の便宜のため、各火力発電機燃料コスト関数を線形化した。

線形化した結果を図 3.3 に示す。横軸は 1000MW の石炭発電機と 700MW の LNG 発電機と 700MW の石油発電機の三つの種類の火力発電機の出力量である。縦軸は各火力発電機の燃料コストである。実線は更新した二次火力発電機燃料コストである。点線は線形化した火力発電機燃料コストである。更新した二次燃料コスト関数と線形化した燃料コスト関数を下記に示す。

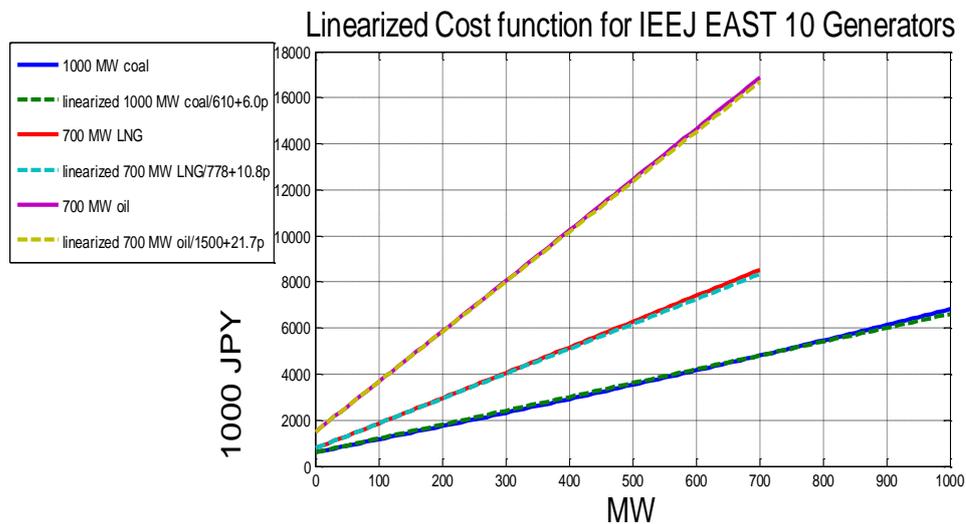


図 3.3 線形化した火力発電機燃料コスト

東日本 10 機標準系統の燃料コスト関数を下記に示す：

| | | |
|-----------------|-------------------------|---|
| 石炭発電機燃料コスト関数： | $610+5.5P+0.0007P^2$ | } |
| LNG 発電機燃料コスト関数： | $778+10.8P+0.0004P^2$ | |
| 石油発電機燃料コスト関数： | $1500+21.7P+0.00038P^2$ | |
| 線形化した燃料コスト関数： | | |
| 石炭発電機燃料コスト関数： | $610+6.0P$ | } |
| LNG 発電機燃料コスト関数： | $778+10.8P$ | |
| 石油発電機燃料コスト関数： | $1500+21.7P$ | |

P は各火力発電機の出力量である。

発電機の増分コストを線形化した後、各発電機の燃料コストが違う市場入札を模擬するため、図 3.4 のように線形化した各発電機の増分コスト（係数 b ）数値を更新した標準値を中心に、0.1 増減刻みで両方向で補間した。図 3.4 において、横軸は三種類の火力発電機の数である。縦軸は各火力発電機の増分コスト（係数 b ）である。赤線はある負荷時に必要な発電台数を示しており、この時の火力発電機の増分コストがその瞬間断面における系統側の限界燃料コストとなる。さらに、系統負荷と供給が一致する均衡の時期に、系統限界燃料コストが系統限界エネルギー価格と等しくなる。

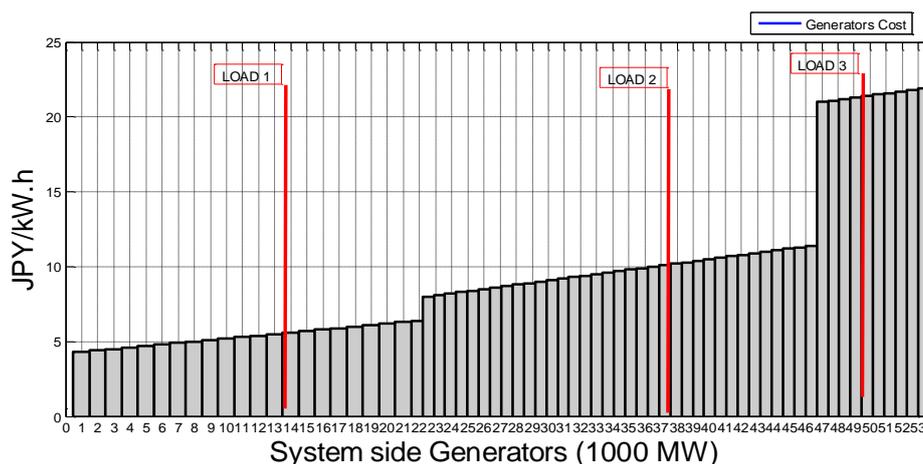


図 3.4 火力発電機燃料コスト

3.2.2 系統側負荷

東京電力と東北電力の管内を合わせた負荷の東日本規模電力系統（40GW~70GW）を想定した。低負荷時期に、東日本の 2008 年から 2014 年までの負荷データを用いて、二次移動平均手法で予測した。高負荷時期に、2014 年 8 月第一週間の気温と負荷の SVC 回帰学習をして、2015 年の気温データを使用して、2015 年 8 月第一週間の負荷を予測した。一時間前の最終調整市場では、2015 年における一時間ごとの実需要データを使用する。低負荷期の予測結果と実績結果を図 3.5 に示す。横軸は 2015 年五月の第一週間 168 時間であり、縦軸は負荷レベルである。この図に示す通り、五月の第一週間の低負荷期は休日であるので、最大予測と実績の負荷が 45GW 以下である。最小予測と実績負荷が 25GW 以上である。第一日と最終日に負荷が他の日より高い。予測誤差については、図 3.5 の下図に示す通りに、絶対誤差と相対誤差両方を考える。最大絶対誤差は 4GW 以下、最大相対誤差が 15% 以下であった。

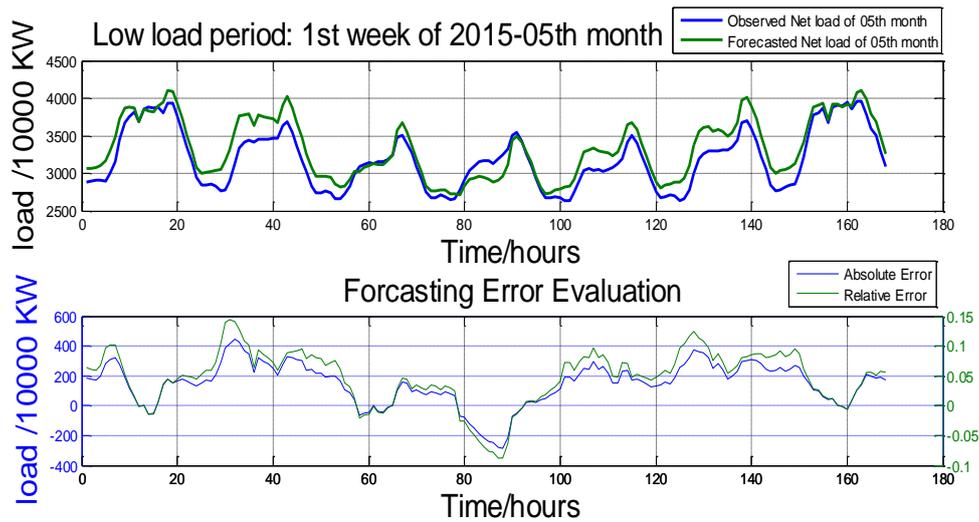


図 3.5 低負荷期の予測負荷と実績負荷

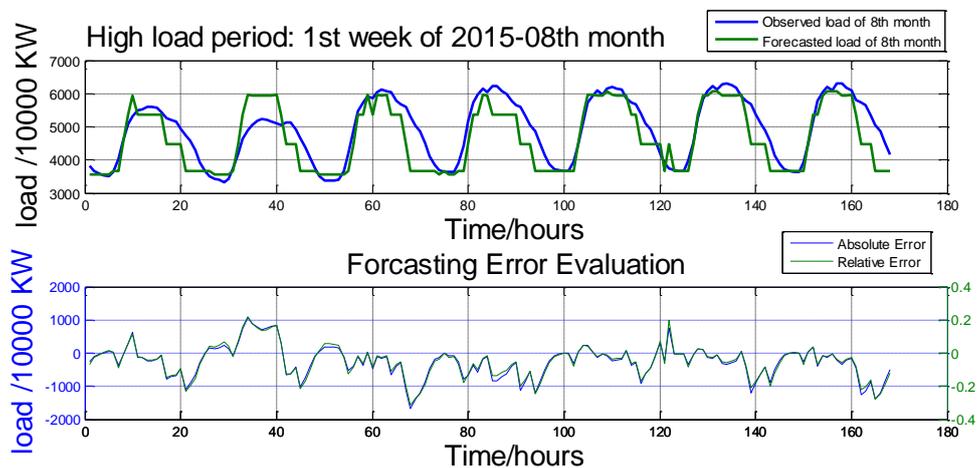


図 3.6 高負荷期の予測負荷と実績負荷

高負荷期の予測結果と実績結果を図 3.6 に示す。横軸は 2015 年八月の第一週間 168 時間であり、縦軸は負荷である。この図のように、八月の第一週間の高負荷期最大予測負荷と実績負荷が 65GW 以下のレベルである。最小予測と実績の負荷が 30GW 以上である。予測誤差については、図 3.6 の下図のように、最大絶対誤差の上限が 15GW 以下であり、最大相対誤差が 30%以下である。

3.2.3 系統側 PV 出力

系統側の PV 出力の波形は気象庁で公開している日射量を使用する。一日前市場における PV 出力の予測値は気象庁で公開している天候データをニューラル ネットワーク^[66] (Neural Network; NN) 機械学習の手法で予測する。一時間前市場の PV 出力は気象庁で公開してある日射量の実績値を利用する。日射量予測の構造は図 3.7 に示す

通りに入力層と中間層と出力層により構成している。本研究では、PV の出力は日射量の波形にある効率係数を乗じて PV の出力としている。

予測手順としてはまず、2008 年から 2014 年まで東京地域と仙台地域で五月第一週間と八月第一週間の一時間ごとの時系列天候データ（雲量、気温(°C)、相対湿度(%）、日照時間(時間)、日射量)を 0~1 範囲に正規化して、そのデータを用いて 5000 回 NN を学習させる。その後、2015 年五月第一週間と八月第一週間の実績された雲量、気温(°C)、相対湿度(%）、日照時間(時間)を入力層データとして、日射量を予測する。その後、予測した東京地方と仙台地方での日射量を平均して、効率係数 を乗じて、最大 22GW の一日間前市場の PV の出力予測値として用いる。一時間前市場の PV 出力は気象庁で公開している一時間ごとの実績日射量データを利用した。

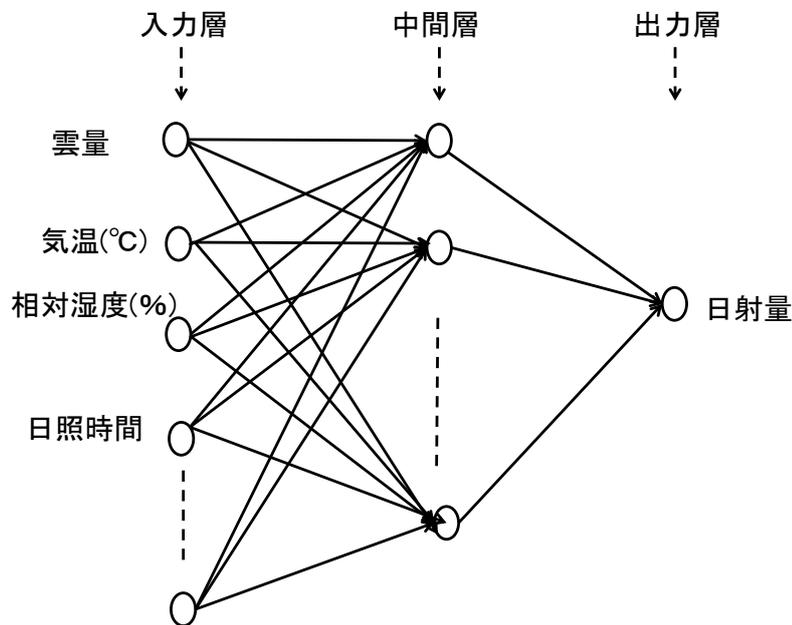


図 3.7 日射量予測ニューラル ネットワークの構造

低負荷期の PV 予測出力は図 3.8 の上図に示す。横軸は 2015 年五月第一週間の 168 時間、縦軸は PV 出力のレベルである。青線は予測した PV の出力、緑線は実績の PV の出力である。図 3.8 の下図は予測と実績間の絶対誤差である。

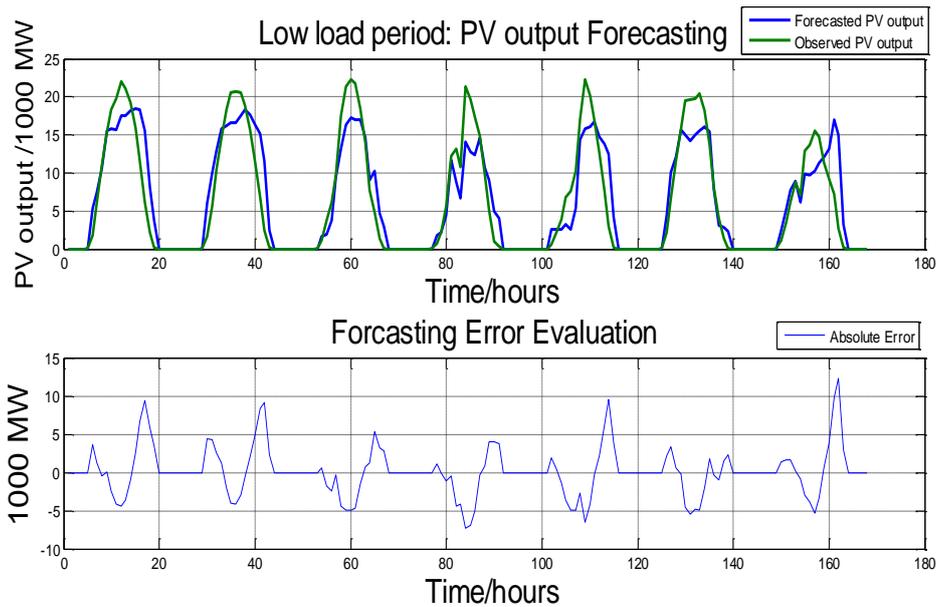


図 3.8 低負荷期に系統側の PV 出力予測値と実績値

高負荷期の PV 予測出力を図 3.9 の上図に示す。横軸は 2015 年八月第一週間の 168 時間、縦軸は PV 出力である。青線は予測した PV の出力で、緑線は実績の PV の出力である。図 3.9 の下図は予測と実績間の絶対誤差である。

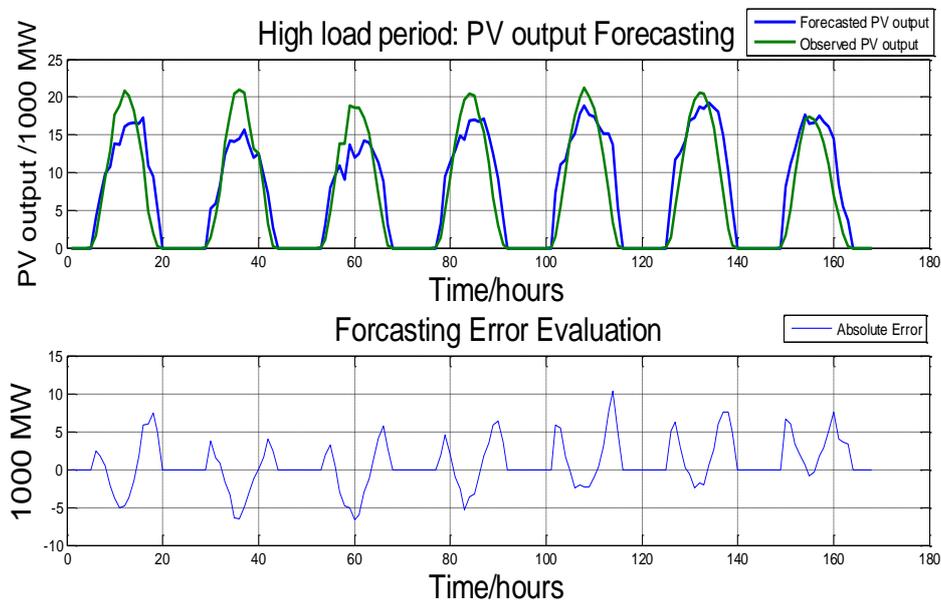


図 3.9 高負荷期に系統側の PV 出力予測値と実績値

3.3 マイクログリッドモデルとパラメータ

想定する系統内にマイクログリッドが 65 箇所導入することを想定し、一つのマイクログリッドは図 3.10 に示すように、20MW のガスタービン 2 機、12MW のガスエンジン 3 機、および 15MW、60MWh の電力貯蔵装置を保有するものとした^[67]。65 個のマイクログリッドの分散電源容量が合計 4940MW となる。ガスタービンの限界燃料価格が 15.6JPY/kW.h、ガスエンジンの限界燃料価格が 10.92JPY/kW. h^[68]と想定した。具体的な分散型電源のパラメータは表 3.2 に示す。

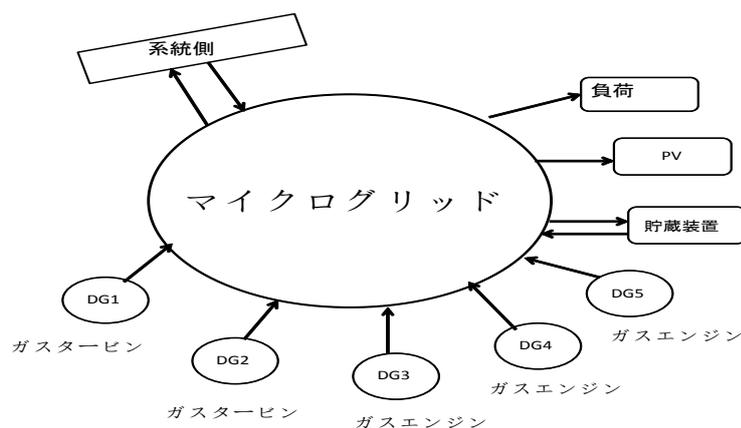


図 3.10 マイクログリッドの構造

ガスタービンの最大出力は 20MW、最小出力は 4MW である。ガスエンジンの最大出力は 12MW である。最小出力は 2.4MW である。エネルギー貯蔵装置の充放電の最大出力は 15MW、効率を 0.8 と想定した。

表 3.2 マイクログリッド側分散電源のパラメータ

| Generators Type | Rated Output (MW) | Pmin Output (MW) | Pmax Output (MW) | Coefficients of fuel cost | | | Start-up Cost 1000 JPY | Number | Total Capacity (MW) |
|--------------------|-----------------------|------------------|------------------|------------------------------|--------------------|--------------|------------------------|--------|---------------------|
| | | | | a 1000 JPY/MW ² h | b 1000 JPY/MWh | c 1000 JPY/h | | | |
| Gas Turbine (DG 1) | 20 | 4 | 20 | 0.0012 | 15.6 | 12 | 3 | 65 x 2 | 2600 |
| Gas Engine (DG 2) | 12 | 2.4 | 12 | 0.0025 | 10.92 | 2.4 | 0.5 | 65 x 3 | 2340 |
| Energy Storage | Charge/discharge 15MW | Efficient 0.8 | Max SOC 60 MWh | Min SOC 6 MWh | Initial SOC 30 MWh | - | - | 65 x 1 | - |
| PV(MG) | - | 0 | 40 | - | - | - | - | 65 x 1 | 2600 |

テイラー展開で線形化した結果を図 3.11 に示す。横軸は 20MW のガスタービンと 12MW のガスエンジンの二つの種類の分散電源の出力容量である。縦軸は各分散電源の燃料コストである。実線は更新した分散電源燃料コスト関数である。点線は線形化した火力発電機燃料コストである。二次燃料コスト関数と線形化した燃料コスト関数を下記に示す。

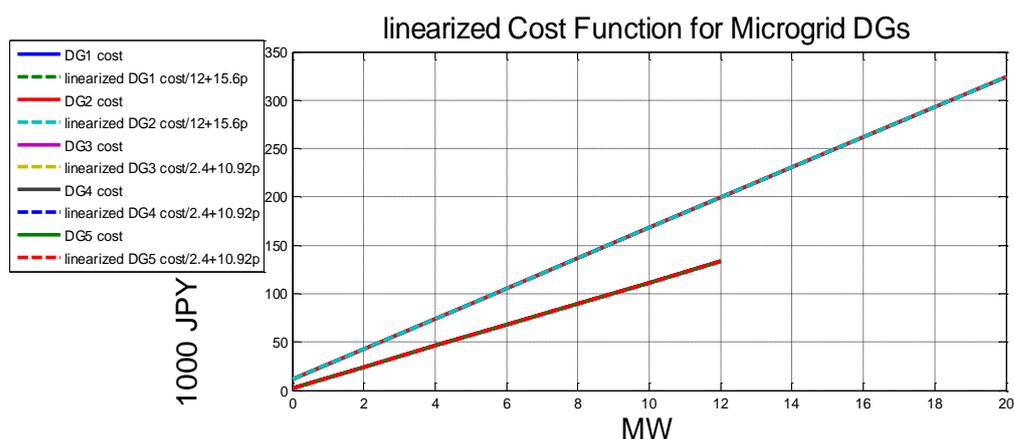


図 3.11 線形化した分散電源の燃料コスト

分散電源の二次燃料コスト関数：

DG1 ガスタービン燃料コスト関数： $12 + 15.6P + 0.00012P^2$

DG2 ガスタービン燃料コスト関数： $12 + 15.6P + 0.00014P^2$

DG3 ガスエンジン燃料コスト関数： $2.4 + 10.92P + 0.00025P^2$

DG4 ガスエンジン燃料コスト関数： $2.4 + 10.92P + 0.00028P^2$

DG5 ガスエンジン燃料コスト関数： $2.4 + 10.92P + 0.00026P^2$

線形化した分散電源燃料コスト関数：

DG1 ガスタービン燃料コスト関数： $12 + 15.6P$

DG2 ガスタービン燃料コスト関数： $12 + 15.6P$

DG3 ガスエンジン燃料コスト関数： $2.4 + 10.92P$

DG4 ガスエンジン燃料コスト関数： $2.4 + 10.92P$

DG5 ガスエンジン燃料コスト関数： $2.4 + 10.92P$

P は各分散電機の出力である。

マイクログリッド内の負荷を図 3.12 に示す。図 3.12 上図は低負荷期のマイクログリッドの負荷、下図は高負荷期のマイクログリッドの負荷である。横軸は一週間

168 時の時間帯である。縦軸は各種類の負荷である。

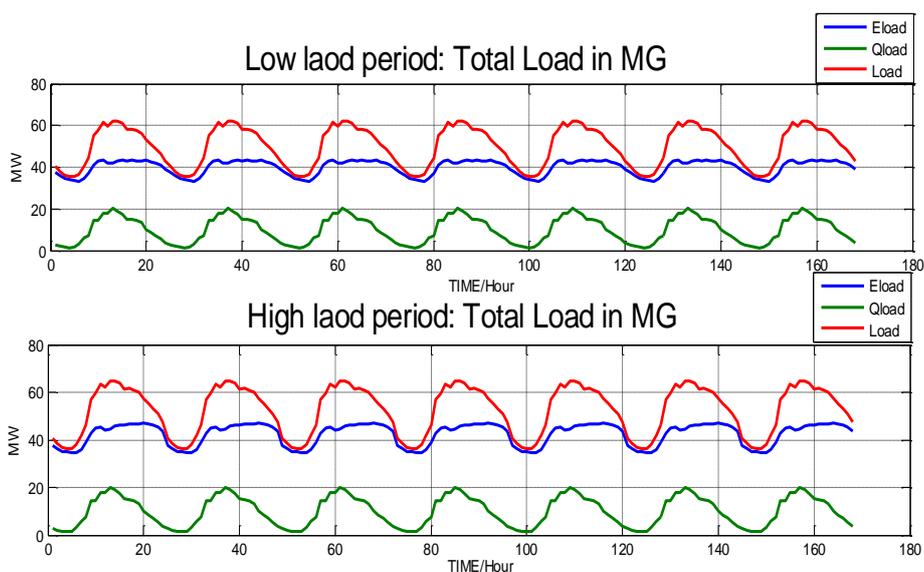


図 3.12 マイクログリッド負荷

マイクログリッド負荷 (load) は電気負荷と熱負荷を含めている。電気負荷 (Eload) は電気学会の商業・住宅・工業負荷モデルの平日及び休日を、それぞれ高負荷と低負荷として使用する^[69]。一日前市場の負荷予測値と一時間市場の負荷は同一と仮定する。熱負荷(Qload)はホテル、病院と事務所ビルで給湯、冷房と暖房の三つの需要から作成している^[70]。

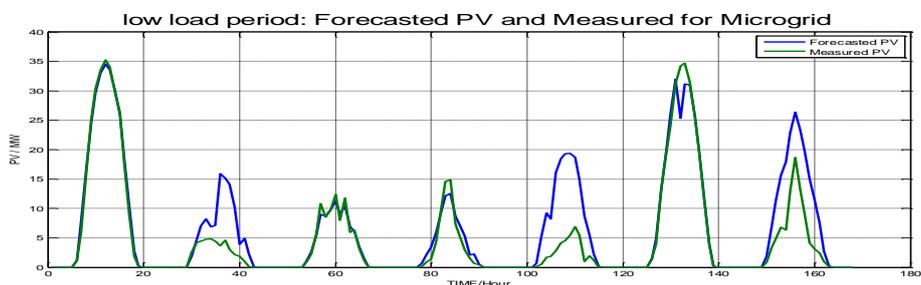


図 3.13 低負荷期のマイクログリッド PV 出力

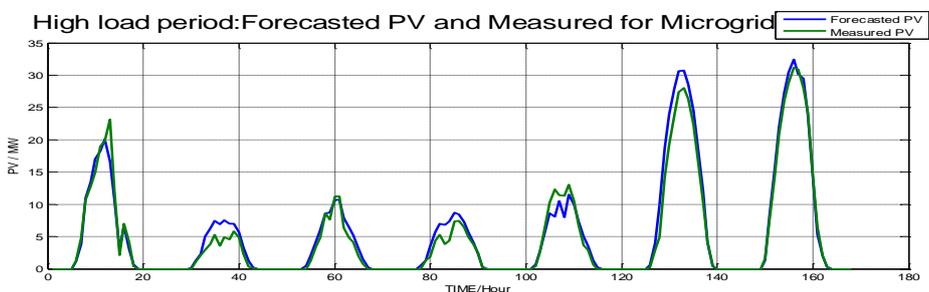


図 3.14 高負荷期のマイクログリッド PV 出力

マイクログリッドの内部の PV 出力を図 3.13 と 3.14 に示す。一日前市場における PV 出力は NEDO より公開している東京、府中における日射量の平均値を予測値として使用し、一時間前市場の PV 出力波形は東京地域の日射量実績値を使用する^[71]。図 3.13

は低負荷期における PV 出力の予測値と実績である。横軸は低負荷期の一週間の 168 時間、縦軸は PV の出力である。高負荷期のマイクログリッド内部の PV の出力を図 3.14 に示す。横軸は高負荷期八月第一週間の 168 時間、縦軸は PV の出力である。

第 4 章 電力市場モデルと系統側. マイクログリッド側の最適スケジューリング

第 4 章では、第 3 章に示した系統側とマイクログリッド側のモデルとパラメータに基づいて、系統側とマイクログリッド側の一日前市場における最適スケジューリング問題の定式モデルを示す。系統側が一日前市場でスケジューリング (Unit Commitment 1, UC1) した出力結果とマイクログリッドが一日前市場の限界エネルギー市場価格に応じて、スケジューリングした出力結果を示す。PV 大量導入が与える揚水発電への影響、火力発電機への影響とエネルギー市場限界価格への影響を分析する。最後に市場価格がマイクログリッドへ及ぼす影響を示す。一日前市場の運転予備力は総負荷の 8%にした。瞬動予備力は単機発電機の脱調に対応するための予備力である。参考として、PJM では一次予備力 (Primary Reserve) という予備力は 150% 最大単機容量である。一次予備力容量中の少なくとも半分は瞬動予備力として要求されている^[72]。本研究では瞬動予備力要求として単機容量が最大である石炭発電機の 1000MW にした。その後、太陽光急変に対応する 10% の瞬動予備力も想定した。

4.1 一日前市場における最適スケジューリング

4.1.1 系統側とマイクログリッド側の定式化

系統側の定式化は下に系統側の目的関数と制約条件を示す。式(1) は系統側の燃料コストを示す。式(2) は系統側の需給バランス制約を示す。式(3) 及び式(4) は火力発電機の最小と最大出力の制約を示す。式(5) は火力発電機の稼働変数と起動変数のロジック制約を示す。式(6) 火力発電機の起動変数の定義の制約を示す。式(7) は火力発電機起動変数と稼働変数の制約を示す。式(8) (9) (10) (11) は揚水発電機が発電機モードである時の出力の制限と揚水モード消費電力の制約を示す。式(12) (13) (14) (15) は揚水発電機の起動変数と稼働変数のロジック制約を示す。式(16) は揚水発電機の揚水モードと発電モードが同時に発生しない制約を示す。式(17) は揚水発電機の貯水量初期値を示す。式(18) は揚水発電機の貯水量の最小と最大の制限を示す。式(19) は揚水発電機の貯水量の状態を示す。式(20) は揚水発電機の最終貯水量を示す。式(21) は揚水発電機の揚水効率を示す。式(22) と式(23) は系統側 LFC 予備力要求の制約を示す。

(1) 目的関数

Min:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N [b_{th,n} p_{th,n}(t) + c_{th,n} U_{th,n}(t) + S_{th,n}(t) S_{th,cost}^{start}]$$

..... (1)

(2) 制約条件

需給バランス制約

$$\sum_{n=1}^N p_{th,n}(t) + \sum_{m=1}^M (p_{h,m}(t) - h_{h,m}(t)) + PVda(t) + Pbase(t) =$$

$$P_{Load_DA}(t) + \alpha \% P_{Load_DA}(t) + SynR(t) + Rpv(t)$$

..... (2)

火力発電機出力制約

$$(p_{th,n}^{Min} + p_{th,n}^{LFCReserve-}) U_{th,n}(t) \leq p_{th,n}(t) \quad \dots\dots\dots (3)$$

$$p_{th,n}(t) \leq (p_{th,n}^{Max} - p_{th,n}^{LFCReserve+}) U_{th,n}(t) \quad \dots\dots\dots (4)$$

$$U_{th,n}(t) \leq S_{th,n}(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots (5)$$

$$U_{th,n}(t) - U_{th,n}(t-1) \leq S_{th,n}(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots (6)$$

$$U_{th,n}(t) \in (0,1), \quad S_{th,n}(t) \in (0,1) \quad \dots\dots\dots (7)$$

揚水発電機出力制約

$$(p_{h,m}^{Min} + p_{h,m}^{LFCReserve-}) U_{h,m}^g(t) \leq p_{h,m}(t) \quad \dots\dots\dots (8)$$

$$p_{h,m}(t) \leq (p_{h,m}^{Max} - p_{h,m}^{LFCReserve+}) U_{h,m}^g(t) \quad \dots\dots\dots (9)$$

$$U_{h,m}^h(t) (h_{h,m}^{Min} + h_{h,m}^{LFCReserve+}) \leq h_{h,m}(t) \quad \dots\dots\dots (10)$$

$$h_{h,m}(t) \leq (h_{h,m}^{Max} - h_{h,m}^{LFCReserve-}) U_{h,m}^h(t) \quad \dots\dots\dots (11)$$

$$U_{h,m}^g(t) \leq S_{h,m}^g(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots (12)$$

$$U_{h,m}^g(t) - U_{h,m}^g(t-1) \leq S_{h,m}^g(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots (13)$$

$$U_{h,m}^h(t) \leq S_{h,m}^h(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots (14)$$

$$U_{h,m}^h(t) - U_{h,m}^h(t-1) \leq S_{h,m}^h(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots (15)$$

$$U_{h,m}^g(t) + U_{h,m}^h(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots (16)$$

$$E_{h,m}(initial) = 750 \text{ MW.h} \quad \dots\dots\dots (17)$$

$$0 \leq E_{h,m}(t) \leq 1750 \text{ MW.h} \quad \dots\dots\dots (18)$$

$$E_{h,m}(t) = E_{h,m}(t-1) + (h_{h,m}(t)\eta - p_{h,m}(t)) \quad \dots\dots (19)$$

$$E_{h,m}(final) = 750 \text{ MW.h} \quad \dots\dots\dots (20)$$

$$\eta = 0.7 \quad \dots\dots\dots (21)$$

LFC 予備力制約

$$\sum_{n=1}^N P_{th,n}^{LFCReserve+} + \sum_{m=1}^M p_{h,m}^{LFCReserve+} + \sum_{m=1}^M h_{h,m}^{LFCReserve+} \geq 0.02P_{Load_DA}(t) \quad \dots\dots\dots (22)$$

$$\sum_{n=1}^N P_{th,n}^{LFCReserve-} + \sum_{m=1}^M p_{h,m}^{LFCReserve-} + \sum_{m=1}^M h_{h,m}^{LFCReserve-} \geq 0.02P_{Load_DA}(t) \quad \dots\dots\dots (23)$$

N: 火力発電機集合、 $th.n \in N$ 。

M: 揚水発電機集合、 $h.m \in M$ 。

T=168 時、 $t \in T$ 、時間解像度：一時間。

$b_{th,n}$ 、 $c_{th,n}$ ：線形化した火力発電機の燃料コスト係数。

$S_{th.cost}^{start}$ ：火力発電機の起動コスト。

$p_{th,n}(t)$ ：時間 t における火力発電機の出力変数。

$U_{th,n}(t)$ ：時間 t の火力の稼働状態変数。

$S_{th,n}(t)$ ：時間 t の火力の起動状態変数。

$p_{h,m}(t)$ ：時間 t の揚水発電機発電モードの出力変数。

$h_{h,m}(t)$ ：時間 t の揚水発電機揚水モードの消費電力変数。

$P_{Load_DA}(t)$ ：時間 t の系統側の負荷。

$\alpha\%P_{Load_DA}(t)$ ：時間 t の系統側の一日前市場の予備力。

$\alpha\%=0.8$ ：一日前市場の予備力係数。

$p_{th,n}^{Min}/p_{th,n}^{Max}$ ：火力発電機出力の最小/最大制限。

$p_{th,n}^{LFCReserve-}/p_{th,n}^{LFCReserve+}$ ：火力発電機が持つ L F C 予備力。

$p_{h,m}^{Min}/p_{h,m}^{Max}$ ：揚水発電機発電出力の最小/最大制限。

$p_{h,m}^{LFCReserve+}/p_{h,m}^{LFCReserve-}$ ：揚水発電機発電時間帯に保有する LFC 予備力。

$h_{h,m}^{LFCReserve+}/h_{h,m}^{LFCReserve-}$ ：揚水発電機揚水時間帯に保有する LFC 予備力。

$h_{h,m}^{Max}/h_{h,m}^{Min}$ ：揚水発電機揚水時間帯出力の最小/最大制限。

$U_{h,m}^g(t)/U_{h,m}^h(t)$ ：時間 t の揚水発電機揚水/発電稼働変数。

$S_{h,m}^g(t)/S_{h,m}^h(t)$ ：時間 t の揚水発電機揚水/発電起動変数。

$E_{h,m}(initial)$ ：揚水発電機貯水電力の最初値。

η ：揚水発電機揚水効率。

$E_{h,m}(final)$ ：揚水発電機貯水電力の最終値。

PVda(t)：一日前市場系統側の太陽光出力

SynR(t)：一日前市場系統側の瞬動予備力

Rpv(t)=10% PVda(t)：太陽光急変に対応する瞬動予備力

以下にマイクログリッド側の目的関数と制約条件を示す。式(24) はマイクログリッドの燃料コストの目的関数を示す。式(25) はマイクログリッド内部の需給バランス制約を示す。式(26) は分散電源の出力最小と最大の制約を示す。式(27) は貯蔵装置の SOC 状態を示す。式(28) (29) は貯蔵装置充放電の最小と最大の制約を示す。式(30) は貯蔵装置の貯蔵量初期値を示す。式(31) は貯蔵装置 SOC 状態の最小と最大の制約を示す

(1) 目的関数

Min:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{mgd_n=1}^{mgd_n} (bP_{mgd}(t) + c) - \sum_{t=1}^T \lambda_{DA}(t) (P_{MG}^{DA_EDC.sell}(t) - P_{MG}^{DA_EDC.buy}(t)) \dots \dots \dots (24)$$

(2) 制約条件

需給バランス制約

$$P_{MG}^{DA_EDC.buy}(t) + \sum_{mgd_n=1}^{mgd_n} P_{mg_d}(t) + P_{PV}^f(t) + P_{ES}^d(t) = P_{MG}^{DA_EDC.sell}(t) + P_{MG,l}(t) + P_{ES}^c(t) \dots \dots \dots (25)$$

分散電源出力制約

$$P_{mg_d}^{min} \leq P_{mg_d}(t) \leq P_{mg_d}^{max} \dots \dots \dots (26)$$

貯蔵装置制約

$$E_{ES}(t) = E_{ES}(t-1) + \eta^c P_{ES}^c(t) - \frac{1}{\eta^d} P_{ES}^d(t) \dots \dots \dots (27)$$

$$P_{ES}^{Min.c} \leq P_{ES}^c(t) \leq P_{ES}^{Max.c} \dots \dots \dots (28)$$

$$P_{ES}^{Min.d} \leq P_{ES}^d(t) \leq P_{ES}^{Max.d} \dots \dots \dots (29)$$

$$E_{ES}(0) = E_0 \dots \dots \dots (30)$$

$$E_{ES}^{min} \leq E_{ES}(t) \leq E_{ES}^{max} \dots \dots \dots (31)$$

mgd_n : 分散電源の集合

b, c = 線形化した分散電源の燃料コスト係数。

$\lambda_{DA}(t)$: 時間 t の一日前市場の限界エネルギー市場価格。

$P_{mgd}(t)$: 時間 t の分散電源の出力。

$p_{MG}^{DA_EDC.sell}(t)/p_{MG}^{DA_EDC.buy}(t)$: 時間 t の一日前市場でマイクログリッドが系統から買電変数と売電変数。

$P_{PV}^f(t)$: 予測したマイクログリッド内部の PV 出力

$P_{ES}^c(t)/P_{ES}^d(t)$: 時間 t の貯蔵装置の充電電力/放電電力変数。

$P_{MG,l}(t)$: 時間 t のマイクログリッドの消費電力。

$p_{mg,d}^{min}/p_{mg,d}^{max}$: 分散電源の最大/最少出力。

$E_{ES}(t)$: 時間 t の貯蔵装置の SOC 容量状態。

η^c/η^d : 貯蔵装置充電/放電効率。

$P_{ES}^{Min.c}/P_{ES}^{Max.c}$: 貯蔵装置最小/最大充電電力制限。

$P_{ES}^{Min.d}/P_{ES}^{Max.d}$: 貯蔵装置最小/最大放電電力制限。

$E_{ES}^{min}/E_{ES}^{max}$: 貯蔵装置の最小/最大 SOC 状態制限。

4. 1. 2 系統側の最適なスケジューリング

4. 1. 2 節では、第 3 章に示したモデルパラメーターと 4. 1. 1 節で示した定式モデルに基づいて、系統側が一日前市場でスケジューリング (Unit Commitment 1, UC1) した出力結果を示す。限界エネルギー市場価格は系統側の需給バランス制約のシャドウプライスとして計算する。PV 大量導入が与える揚水発電機への影響、火力発電機への影響とエネルギー市場限界価格への影響を分析する。

1. PV 大量導入が揚水発電機運用に与える影響

図 4. 1 は低負荷期に一日前市場で系統運用者が予測した系統負荷と PV 出力に基づいて、各発電機の出力をスケジューリングした結果を示している。横軸は 2015 年 5 月第 1 週間の 168 時間、縦軸は各発電機の出力である。順番で、原子力発電機 (Nuclear)、石炭発電機の出力 (Coal)、LNG 発電機 (LNG)、石油発電機 (Oil)、太陽光発

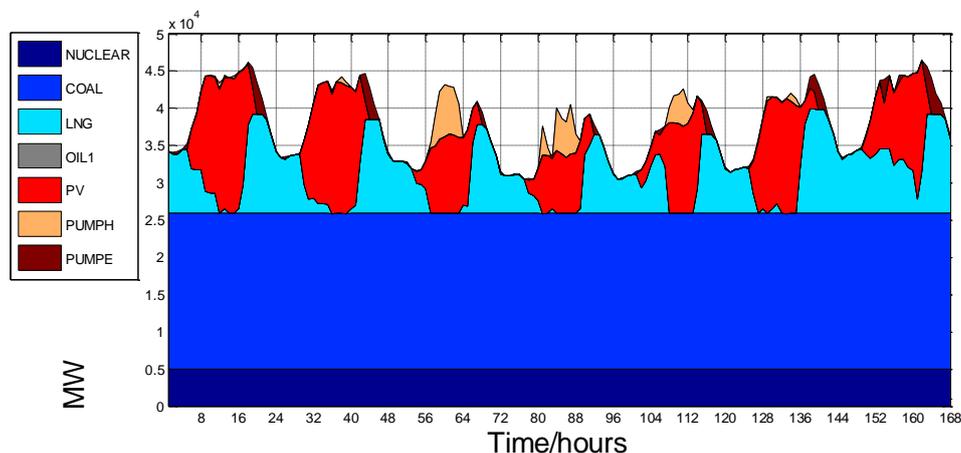


図 4.1 低負荷期の一日前市場における系統側スケジューリング結果

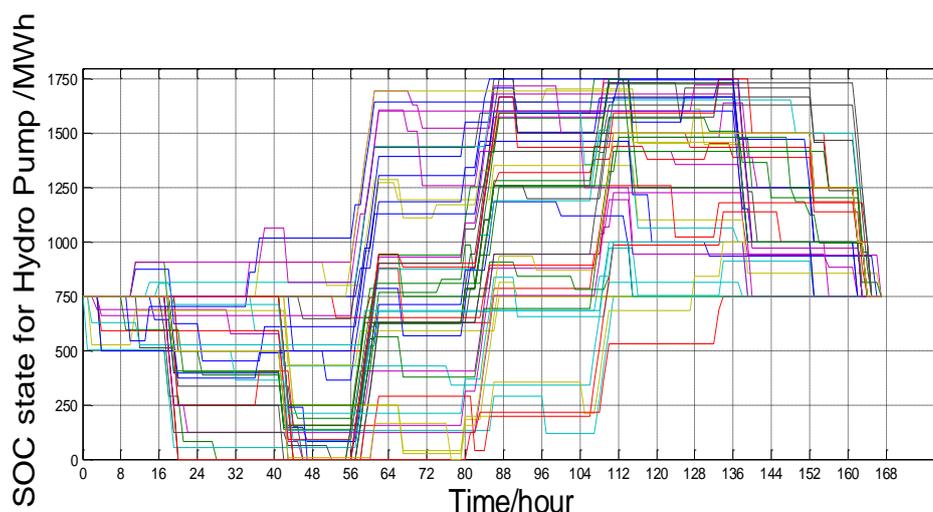


図 4.2 低負荷期の一日前市場における揚水発電機の貯水量

電機(PV)、揚水発電機(発電モード：Pump E；揚水モード：Pump H)で表す。図 4.2 は低負荷期に 1 日前市場でスケジューリングされた 48 台の揚水発電機の貯水量を示している。横軸は 2015 年 5 月第 1 週間の 168 時間、縦軸は各揚水発電機の貯水量である。

従来の揚水発電機は昼間の負荷ピーク時に発電モードで運用し、深夜低負荷期に揚水モードで電力を消費して、エネルギーを貯蔵する。PV が導入されると、低負荷期に図 4.1 に示す通りに、毎日の昼間ピーク時にも、揚水発電機が負荷として揚水モード(PUMP H)で系統の余剰電力を消費する。さらに、発電機モード(PUMP E)としての出力時間は、従来のピーク負荷波形の中央から、PV 出力波形のピーク値両側に移動した。昼過ぎに PV の出力が下がると、揚水発電機が発電モードで補償するようになる。PV の導入による揚水発電機の貯水量への影響としては、図 4.2 に示すように、PV の出力波形のピーク値の時期に揚水発電機が余剰 PV の出力を消費したため、貯水量が多くなる。昼過ぎに揚水発電機が発電機モードで不足する供給力として補償するため、貯水量が下がるようになる。1 週間の初日と最終日貯水量は 750MW.h に復帰している。

図 4.3 は高負荷期の一日前市場における系統運用者が予測した系統負荷と PV 出力に基づいて、各発電機の出力をスケジューリングした結果を示している。横軸は 2015 年 8 月第 1 週間の 168 時間である。縦軸は各発電機の出力である。図 4.4 は低負荷期に 1 日前市場でスケジューリングされた 48 台の揚水発電機の貯水量変化の結果を示している。横軸は 2015 年 8 月第 1 週間の 168 時間、縦軸は各揚水発電機の貯水量である。

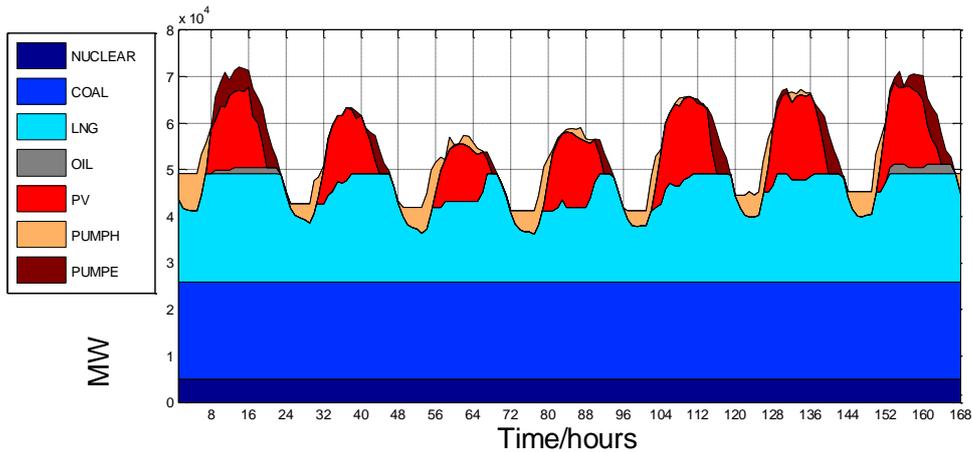


図 4.3 高負荷期の一日前市場におけるスケジューリング結果

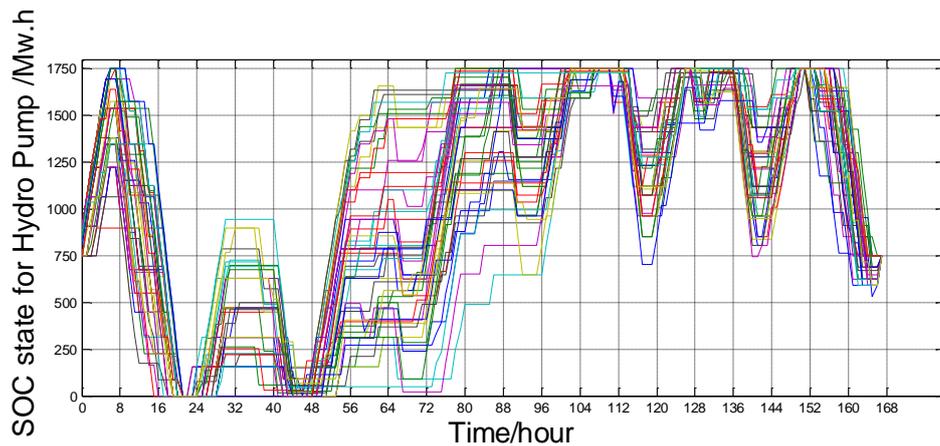


図 4.4 高負荷期に一日前市場の揚水発電機の貯水量

高負荷期では、揚水発電機がピーク負荷時における運用モードは発電モードと揚水モード両方のパターンがあり得る。負荷が高過ぎる場合、または天気による太陽光出力が少ない場合、コストが高い火力発電機の起動を低減するため、揚水発電機が昼間のピーク負荷時期に常に発電モードで運転して、不足する供給力を出力し、深夜に揚水モードで電力を消費して、エネルギーを貯蔵する。一方で、負荷が低い場合かつ太陽光の出力が多い場合、余剰電力が発生するため、揚水発電機が揚水モードに変わるようになる。高負荷期に PV の導入による揚水発電機の貯水量への影響としては、図 4.4 に示すように、PV の出力波形のピーク値の時期に揚水発電機が余剰 PV の出力を消費したため、貯水量が多くなる。昼過ぎに揚水発電機が発電機モードで不足する供給力として補償するため、貯水量が下がるようになる。

2 PV 大量導入が火力発電機運用に与える影響

図 4.5 は低負荷期における一日前 UC1 と発電機の稼働状態を示している。低負荷期にディスパッチされた火力発電機は図 4.5 上図のように、石炭火力発電機と LNG 火力発電機である。石炭火力発電機は常に 22 機でディスパッチされている状態を維持している。図 4.5 下図は発電機の稼働状態である。横軸は 2015 年 5 月第 1 週間の 168 時間である。縦軸は各発電機の稼働状態である。PV の導入のため、コストが相対的に高い LNG 火力発電機の起動時間は揚水発電機の発電モードと同じ時間帯となる。揚水発電機の発電モードで貯水量が 0 になる時期の負荷に対しては LNG 火力発電機が対応している。低負荷期の負荷増加に対応する限界火力発電機は石炭火力発電機と LNG 火力発電機となっている。

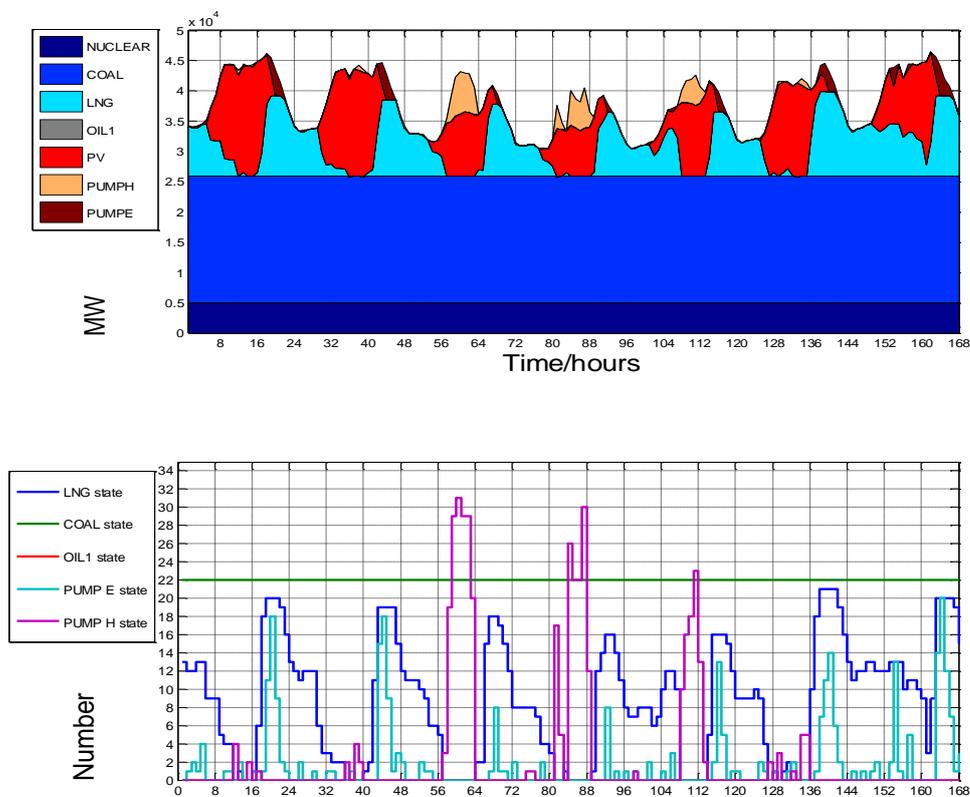


図 4.5 低負荷期における一日前 UC1 と発電機の稼働状態

図 4.6 は高負荷期における一日前 UC1 と発電機の稼働状態である。高負荷期にディスパッチされた火力発電機は図 4.6 上図に示すように、石炭火力発電機と LNG 火力発電機である。石炭火力発電機は常に 22 機でディスパッチされている状態を維持している。図 4.6 下図は発電機の稼働状態である。横軸は 2015 年 8 月第 1 週間の 168 時間である。縦軸は各発電機の稼働状態である。高負荷期のため、供給力を補償するため、コストが相対的に高い LNG 火力発電機も多い。ピーク負荷時期に揚水発電機と共に負荷需要を満たしている。ただ負荷が低い場合かつ太陽光の出力が多い余剰電力

が発生した場合 LNG 火力発電機は低負荷期の運用と同様に、昼過ぎに PV の出力が下がるに従い、揚水発電機の発電も減少しているので、LNG 火力発電機の出力が多くなる。

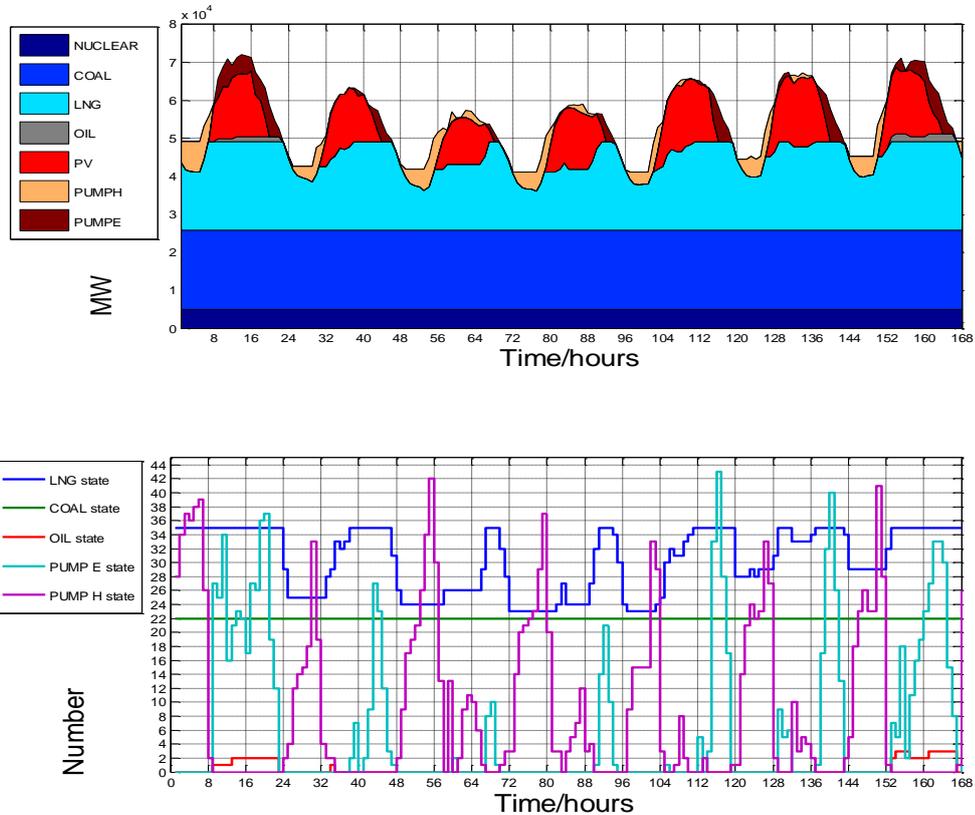


図 4.6 高負荷期に一日前 UC1 と発電機の稼働状態

3 PV 導入がエネルギー市場限界価格に与える影響

エネルギー限界価格の計算式は下に示す式 (32) ~式 (35) までの KKT (Karush-Kuhn-Tucker conditions) 条件から得られる。さらに、KKT スラック変数に関する条件により、火力発電機出力が最小 $p_{h,m}^{\text{Min}}$ と最大 $p_{h,m}^{\text{Max}}$ の範囲以内であれば、火力発電機出力の最小制約不等式(3)と最大制約不等式 (4) の双対変数が 0 になる。火力発電機の出力がちょうど最大レベル $p_{h,m}^{\text{Max}}$ または最小レベル $p_{h,m}^{\text{Min}}$ になる時、最小、最大不等式の双対変数の結果が 0 ではない。即ち、限界価格は限界火力発電機の限界火力発電機の限界燃料コストと等しくなる。ただ、限界火力発電機の出力が最小値または最大値になる時、火力発電機が LFC 予備力を提供することによる最小、最大制限の機会コストが発生した。

$$\frac{\partial L1(\vec{x}, \vec{\lambda}, \vec{\mu}) UC}{\partial [p_{th,n}(t)]} = 0 \quad \dots\dots\dots (32)$$

$$a_{th,n} - \lambda_{DA_Price} - \mu_{th,n,max} - \mu_{th,n,min} = 0 \quad \dots\dots\dots (33)$$

$$\lambda_{DA_Price} = \frac{\partial L1(\vec{x}, \vec{\lambda}, \vec{\mu}) UC}{\partial [(Net_{Load_{DA_System}, L}(t)]]} = a_{th,n} - \mu_{th,n,max} - \mu_{th,n,min} \quad \dots\dots (34)$$

$$\mu_{th,n,max} \leq 0 \quad 0 \leq \mu_{th,n,min} \quad \dots\dots\dots (35)$$

$L1(\vec{x}, \vec{\lambda}, \vec{\mu})$: 系統側の最適化問題定式のラグランジュ関数。

λ_{DA_Price} : 限界エネルギー価格

$\mu_{th,n,max}/\mu_{th,n,min}$: 火力発電機の最大/最小出力制約式の双対変数

図 4.7 は低負荷期の一日前市場における限界エネルギー価格の計算結果である。横軸は 2015 年 5 月第 1 週間の 168 時間、縦軸は限界エネルギー価格である。従来の限界エネルギー市場価格は一日のうち日中は高く、夜間は低い。また高負荷期に高く、低負荷期に低い。限界エネルギー価格は系統側の限界火力発電機の増分コストと等しいため、PV を導入すると、コストが高い火力発電機の運転する時間帯が変化したため、限界火力発電機も変化した。低負荷期に負荷増加するに対応する限界火力発電機は石炭火力発電機と LNG 火力発電機であるため、図 4.7 のように、低負荷期の限界エネルギー価格変動範囲は全部石炭火力発電機の中で増分燃料コストが一番低い物 (4.3 円/kW.h) と LNG 火力発電機中増分燃料コストが一番高い物(13.4 円/kW.h) の領域に落ち付く。PV を導入すると、従来の価格変動波形と相違点は、各日のピーク負荷時期にエネルギー価格が低い場合があり得ることである

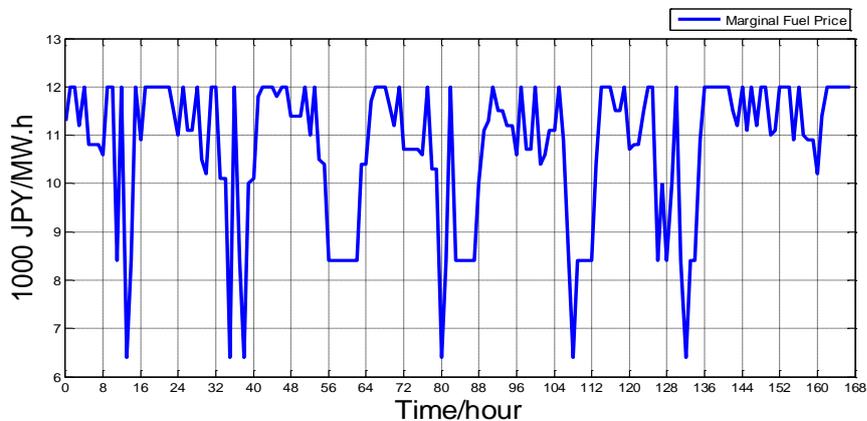


図 4.7 低負荷期における一日前市場における限界エネルギー価格

図 4.8 は高負荷期の一日前市場における限界エネルギー価格の計算結果である。

横軸は 2015 年 8 月第 1 週間の 168 時間、縦軸は限界エネルギー価格である。図 4.6 と図 4.8 に示すように、高負荷期は、石炭火力発電機の出力が常に 22GW の最大値を維持しているため、限界火力発電機は LNG 火力発電機と石油発電機となる。そのため、限界エネルギー価格変動範囲は全て LNG 火力発電機中の増分燃料コストの領域（10 円/kW.h～21.9 円/kW.h）に落ちつくはずである。

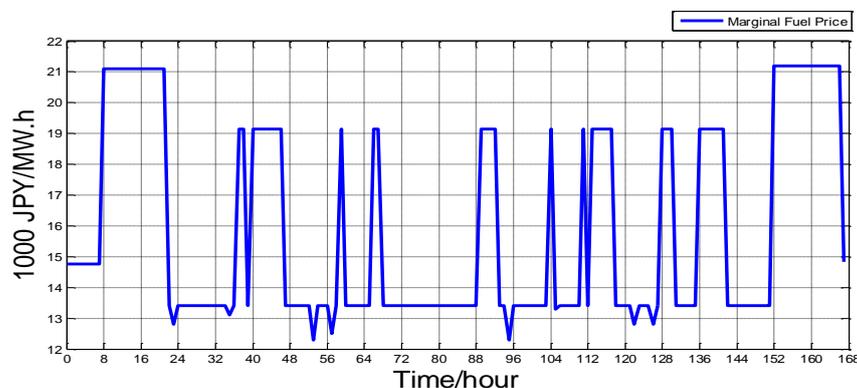


図 4.8 高負荷期の一日前市場における限界エネルギー価格

4.1.3 マイクログリッド側の最適スケジューリング

4.1.3 節では、第 3 章に示したマイクログリッドのモデルパラメーターと 4.1.1 節でマイクログリッド定式モデルに基づき、一日前市場の限界エネルギー市場価格に応じて、スケジューリングを行った結果を示す。市場価格とエネルギー貯蔵装置がマイクログリッドの運用に及ぼす影響を示す。

1 限界エネルギー市場価格がマイクログリッドに及ぼす影響

図 4.9 は低負荷期にマイクログリッドが一日前市場価格に反応したスケジューリング結果を示す。参考のため、図 4.9 の上図は図 4.7 に示した低負荷時の一日前市場の限界エネルギー価格である。図 4.9 の下図はマイクログリッドのスケジューリング結果である。横軸は低負荷期として 5 月第一週間の 168 時間、縦軸はマイクログリッド中の各分散電源の出力と負荷曲線である。PV はマイクログリッド内部の太陽光出力である。ESchar はマイクログリッド中の貯蔵装置の充電を示しており、ESdisc はマイクログリッド中の貯蔵装置の放電を示している。DGt はマイクログリッド中のガスタービンの出力である。DGe はマイクログリッド中のガスエンジンの分散電源の出力である。DAbuy はマイクログリッドの一日前市場での買電分である。DAsell はマイクログリッドの一日前市場での売電分である。LOAD はマイクログリッド中の負荷である。

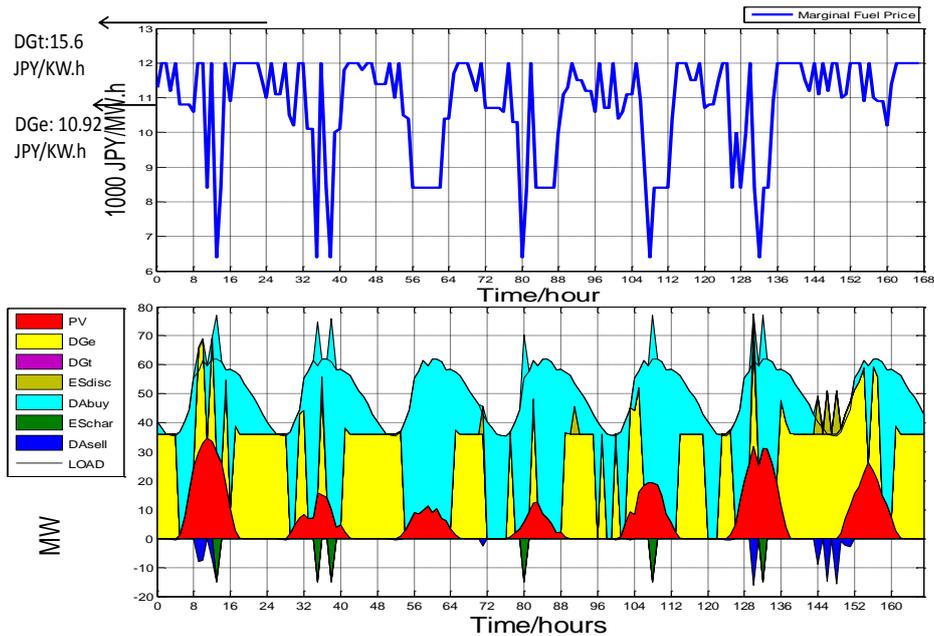


図 4.9 低負荷期のマイクログリッドが一日前市場価格に反応した結果

低負荷期のエネルギー市場価格は図 4.9 の上図に示すように最低価格が 6.5 円/kW.h 程度であり、最高価格が 12 円/kW.h 程度である。マイクログリッド中のガスタービン(DGt) 2 機の燃料コスト 15.6 円/kW.h は市場価格より高いため、全期間で出力が 0 になっている。不足する供給力は、系統から買電すると同時にコストが 10.92 円/kW.h のガスエンジン(DGe)と貯蔵装置からの放電(ESdisc)で対応する。限界エネルギー市場価格がマイクログリッドの分散電源に与える影響は、市場価格が分散電源の増分燃料コストより高い場合においては系統から高価での買電とコストが高い分散電源の起動を避けるため、価格よりコスト低い分散電源の出力が多くなる。不足する供給力は貯蔵装置と系統買電による対応する。市場価格が分散電源の増分燃料コストより低い場合には分散電源の出力が 0 になる。不足する供給力は買電分によって対応する。

限界エネルギー価格がマイクログリッドの取引の行動に与える影響として、図 4.9 に示すように、太陽光出力と負荷及び市場価格によって運用が決められている。市場価格が分散電源の増分コストより高い時かつ余剰電力が発生した時にマイクログリッドが系統側に売電するようになる。余剰電力の発生は太陽光出力が多い昼間の時期やマイクログリッド負荷が低い時期に多い。

図 4.10 は高負荷期にマイクログリッドが一日前市場価格に反応したスケジューリング結果を示す。参考のため、図 4.10 の上図は図 4.8 に示した高負荷時の一日前市場の限界エネルギー価格を示す。図 4.10 の下図はマイクログリッドのスケジューリング結果である。横軸は高負荷期の 168 時間、縦軸はマイクログリッド中の各分散電源の出力と負荷曲線である。PV はマイクログリッド内部の太陽光出力である。ESchar

はマイクログリッド中の貯蔵装置の充電である。ESdisc はマイクログリッド中の貯蔵装置の放電である。DGt はマイクログリッド中のガスタービンの分散電源の出力である。DGe はマイクログリッド中のガスエンジンの分散電源の出力である。DAbuy はマイクログリッドが一日前市場で買電分である。DAsell はマイクログリッドが一日前市場で売電分である。LOAD はマイクログリッド中の負荷である。

高負荷期のエネルギー市場価格は図 4.10 の上図に示すように最低価格が 12 円/kW.h 程度であり、最高価格が 21.2 円/kW.h 程度である。マイクログリッド中のガスエンジン(DGe)の燃料コストの 10.92 円/kW.h は最低市場価格 12 円/kW.h より低いため、フル出力で運転している。不足する供給力は、系統から買電すると同時にコストが 15.6 円/kW.h のガスタービン(DGt)と貯蔵装置からの放電(ESdisc)で対応する。

限界エネルギー市場価格がマイクログリッドの分散電源に与える影響としては高負荷期に増分燃料コストが 10.92 円/kW.h であるガスエンジンが常に最大容量で出力している。高負荷期に価格が高いため、マイクログリッドが売電での収入を取るため、ガスタービンの出力も多くなる

限界エネルギー価格がマイクログリッドの取引の行動に与える影響としては、図 4.10 に示すように、低負荷期と同様に太陽光出力と負荷と市場価格によって運用が決められる。市場価格が分散電源の増分コストより高い時かつ余剰電力が発生した時期にマイクログリッドが系統側に売電するようになる。余剰電力の発生は太陽光出力が多い昼間の時期やマイクログリッド負荷が低い時期に多い。

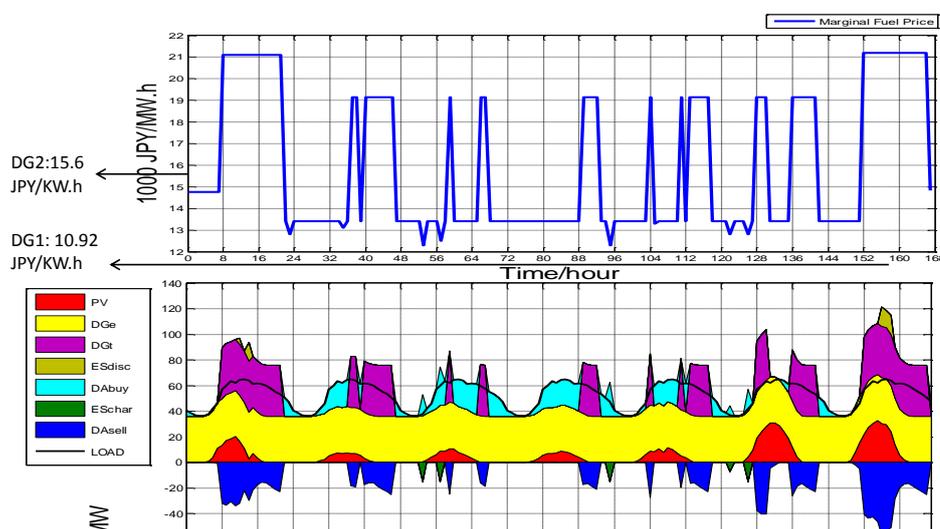


図 4.10 高負荷期にマイクログリッドが一日前市場価格に反応した結果

2 エネルギー貯蔵装置がマイクログリッドに及ぼす影響

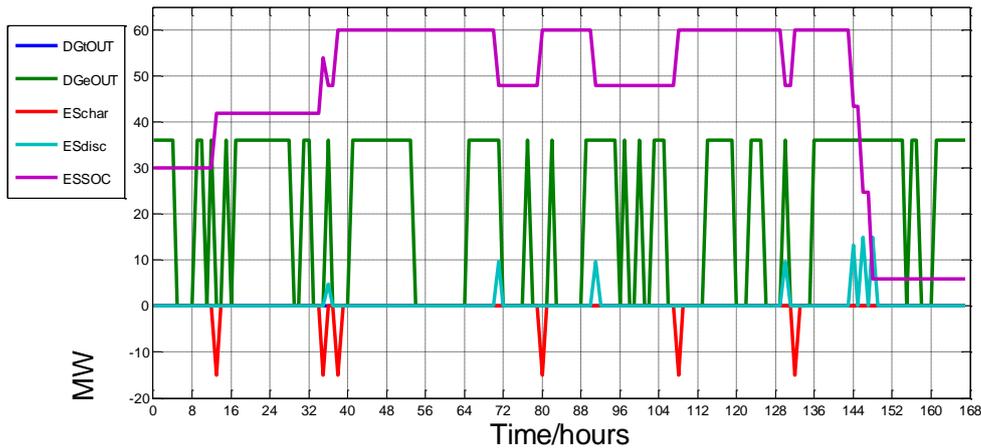


図 4.11 低負荷期にマイクログリッドの一日前市場価格に反応した結果

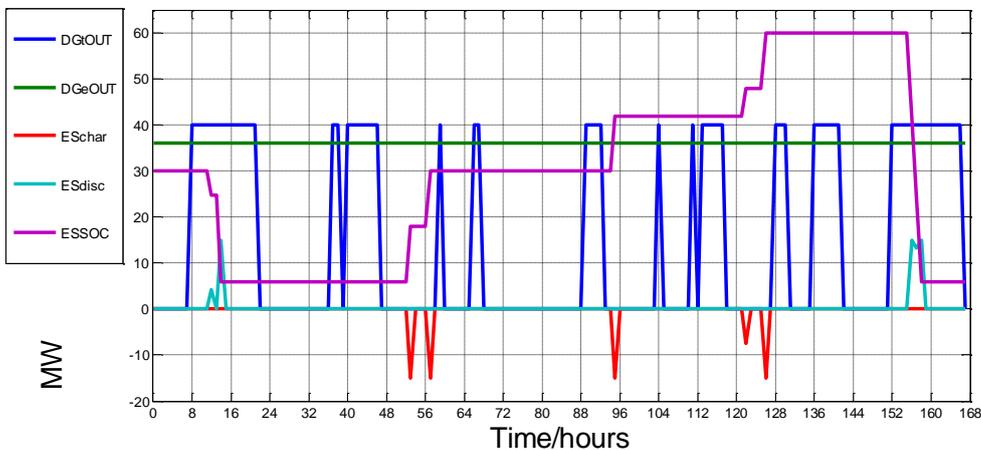


図 4.12 高負荷期にマイクログリッドの一日前市場価格に反応した結果

図 4.11 と図 4.12 はマイクログリッドの分散電源の出力と貯蔵装置の充放電と貯蔵装置の SOC の状態を示している。貯蔵装置 SOC の初期状態は 30 MWh であり、低負荷時に低価格時に充電して、毎日のピーク負荷時期に放電して、最終日に 6MWh となる。高負荷期にも貯蔵装置 SOC の初期状態 30 MWh から最後に最小 SOC の状態である 6MWh となる。貯蔵装置の充電は価格が低い時期に充電し、価格が高い時期に放電する。さらに、市場価格に反応可能なため、マイクログリッドの需給調整は系統に対する依存度が高くなるため、貯蔵装置の変化あまり激しくない。

4.2 一時間前市場における最適スケジューリング

一日前市場が閉場されてから、当日運用一時間前までの間に発生する系統負荷の変動とマイクログリッドが一日前市場に反応した分の変動に対応するため、最終調整としての一時間前市場 (UC2) が必要である。本研究では一時間前市場中にエネルギー市場と瞬動予備力市場を含む。

第4.2節では、第3章に示した系統側とマイクログリッド側のモデルとパラメータに基づいて、系統側とマイクログリッド側の一時間前市場における最終調整としてのスケジューリング問題の定式モデルを示す。そして、系統側が一時間前市場でスケジューリング (Unit Commitment 2, UC2) した出力結果とマイクログリッドが一時間前市場の限界エネルギー市場価格と瞬動予備力価格に応じて、最終的なスケジューリングした出力結果を示す。系統側負荷変動が系統側の運用に与える影響を分析する。価格変化がマイクログリッドに与える影響を分析する。PV 変化がマイクログリッドに与える影響を分析する。一日前市場約定分がマイクログリッドに与える影響を分析する。

4.2.1 系統側とマイクログリッド側の定式

下に系統側の目的関数と制約条件を示す。式(1) は系統側の燃料コストを示す。式(2) は系統側の需給バランス制約を示す。式(3) (4) は火力発電機の最小と最大出力の制約を示す。式(5) は火力発電機の稼働変数と起動変数のロジック制約を示す。式(6) 火力発電機の起動変数の定義の制約を示す。式(7) は火力発電機起動変数と稼働変数の制約を示す。式(8) (9) (10) (11) は揚水発電機が発電機モード出力の制限と揚水モード消費電力の制約を示す。式(12) (13) (14) (15) は揚水発電機の起動変数と稼働変数のロジック制約を示す。式(16) は揚水発電機の揚水モードと発電モードが同時に発生しない制約を示す。式(17) は揚水発電機の貯水量初期値を示す。式(18) は揚水発電機の貯水量の最小と最大の制限を示す。式(19) は揚水発電機の貯水量の状態を示す。式(20) は揚水発電機の最終貯水量を示す。式(21) は揚水発電機揚水の効率を示す。式(22) (23) は系統側 LFC 予備力要求の制約を示す。

(1) 目的関数

Min:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N [b_{th,n} p_{th,n}(t) + c_{th,n} U_{th,n}(t) + S_{th,n}(t) S_{th,cost}^{start}]$$

.....(1)

(2) 制約条件

需給バランス制約

$$\sum_{n=1}^N p_{th,n}(t) + \sum_{m=1}^M (p_{h,m}(t) - h_{h,m}(t)) + PVha(t) + Pbase(t) =$$

$$P_{Load_{HA}}(t) + p_{MG}^{DAEDC.buy}(t) - p_{MG}^{DAEDC.sell}(t) \quad \text{.....(2)}$$

火力發電機出力制約

$$(p_{th.n}^{Min} + p_{th.n}^{LFCReserve-})U_{th.n}(t) \leq p_{th.n}(t) \quad \dots\dots\dots(3)$$

$$p_{th.n}(t) \leq (p_{th.n}^{Max} - p_{th.n}^{LFCReserve+})U_{th.n}(t) \quad \dots\dots\dots(4)$$

$$U_{th.n}(t) \leq S_{th.n}(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots(5)$$

$$U_{th.n}(t) - U_{th.n}(t-1) \leq S_{th.n}(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots(6)$$

$$U_{th.n}(t) \in (0,1), \quad S_{th.n}(t) \in (0,1) \quad \dots\dots\dots(7)$$

揚水發電機出力制約

$$(p_{h.m}^{Min} + p_{h.m}^{LFCReserve-})U_{h.m}^g(t) \leq p_{h.m}(t) \quad \dots\dots\dots(8)$$

$$p_{h.m}(t) \leq (p_{h.m}^{Max} - p_{h.m}^{LFCReserve+})U_{h.m}^g(t) \quad \dots\dots\dots(9)$$

$$U_{h.m}^h(t)(h_{h.m}^{Min} + h_{h.m}^{LFCReserve+}) \leq h_{h.m}(t) \quad \dots\dots\dots(10)$$

$$h_{h.m}(t) \leq (h_{h.m}^{Max} - h_{h.m}^{LFCReserve-})U_{h.m}^h(t) \quad \dots\dots\dots(11)$$

$$U_{h.m}^g(t) \leq S_{h.m}^g(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots(12)$$

$$U_{h.m}^g(t) - U_{h.m}^g(t-1) \leq S_{h.m}^g(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots(13)$$

$$U_{h.m}^h(t) \leq S_{h.m}^h(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots(14)$$

$$U_{h.m}^h(t) - U_{h.m}^h(t-1) \leq S_{h.m}^h(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots(15)$$

$$U_{h.m}^g(t) + U_{h.m}^h(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots(16)$$

$$E_{h.m}(initial) = 750 \text{ MW.h} \quad \dots\dots\dots(17)$$

$$0 \leq E_{h.m}(t) \leq 1750 \text{ MW.h} \quad \dots\dots\dots(18)$$

$$E_{h.m}(t) = E_{h.m}(t-1) + (h_{h.m}(t)\eta - p_{h.m}(t)) \quad \dots\dots\dots(19)$$

$$E_{h.m}(final) = 750 \text{ MW.h} \quad \dots\dots\dots(20)$$

$$\eta = 0.7 \quad \dots\dots\dots(21)$$

LFC 予備力制約

$$\sum_{n=1}^N p_{th.n}^{LFCReserve+} + \sum_{m=1}^M p_{h.m}^{LFCReserve+} + \sum_{m=1}^M h_{h.m}^{LFCReserve+} \geq 0.02P_{Load_HA}(t) \quad \dots\dots\dots(22)$$

$$\sum_{n=1}^N p_{th.n}^{LFCReserve-} + \sum_{m=1}^M p_{h.m}^{LFCReserve-} + \sum_{m=1}^M h_{h.m}^{LFCReserve-} \geq 0.02P_{Load_HA}(t) \quad \dots\dots\dots(23)$$

N: 火力發電機集合、 $th.n \in N$ 。

M: 揚水發電機集合、 $h.m \in M$ 。

T=168 時、 $t \in T$ 、時間解像度: 一時間。

$b_{th,n}$ 、 $c_{th,n}$: 線形化した火力発電機の燃料コスト係数。
 $S_{th.cost}^{start}$: 火力発電機の起動コスト。
 $p_{th,n}(t)$: 時間 t における火力発電機の出力変数。
 $U_{th,n}(t)$: 時間 t の火力の稼働状態変数。
 $S_{th,n}(t)$: 時間 t の火力の起動状態変数。
 $p_{h,m}(t)$: 時間 t の揚水発電機発電モードの出力変数。
 $h_{h,m}(t)$: 時間 t の揚水発電機揚水モードの消費電力変数。
 $P_{Load_HA}(t)$: 時間 t の系統側の負荷。
 $PVha(t)$: 一時間前市場系統側の太陽光出力
 $p_{th,n}^{Min}/p_{th,n}^{Max}$: 火力発電機出力の最小/最大制限。
 $p_{th,n}^{LFCReserve-}/p_{th,n}^{LFCReserve+}$: 火力発電機が持つ L F C 予備力。
 $p_{h,m}^{Min}/p_{h,m}^{Max}$: 揚水発電機発電出力の最小/最大制限。
 $p_{h,m}^{LFCReserve+}/p_{h,m}^{LFCReserve-}$: 揚水発電機発電時間帯に保有する LFC 予備力。
 $h_{h,m}^{LFCReserve+}/h_{h,m}^{LFCReserve-}$: 揚水発電機揚水時間帯に保有する LFC 予備力。
 $h_{h,m}^{Max}/h_{h,m}^{Min}$: 揚水発電機揚水時間帯出力の最小/最大制限。
 $U_{h,m}^g(t)/U_{h,m}^h(t)$: 時間 t の揚水発電機揚水/発電稼働変数。
 $S_{h,m}^g(t)/S_{h,m}^h(t)$: 時間 t の揚水発電機揚水/発電起動変数。
 $E_{h,m}(initial)$: 揚水発電機貯水電力の初期値。
 η : 揚水発電機揚水効率。
 $E_{h,m}(final)$: 揚水発電機貯水電力の最終値。
 $p_{MG}^{DA_EDC.sell}(t)/p_{MG}^{DA_EDC.buy}(t)$: 時間 t の一日前市場でマイクログリッドが系統から売電分/買電分

以下にマイクログリッド側の目的関数と制約条件を示す。式(24) はマイクログリッドの燃料コストの目的関数を示す。式(25)はマイクログリッド内部の需給バランス制約を示す。式(26) は分散電源の出力最小と最大の制約を示す。式(27) は貯蔵装置のSOC状態を示す。式(28) と式(29) は貯蔵装置充放電の最小と最大の制約を示す。式(30) は貯蔵装置の貯蔵量初期値を示す。式(31) は貯蔵装置 SOC 状態の最小と最大の制約を示す。

(1) 目的関数

Min:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{mgd_n=1}^{mgd_n} (bP_{mgd}(t) + c) - \sum_{t=1}^T \lambda_{HA}(t) (p_{MG}^{HAEDC.sell}(t) - p_{MG}^{HAEDC.buy}(t))$$

.....(24)

(2) 制約条件

需給バランス制約

$$\begin{aligned}
 & p_{MG}^{DA_EDC.buy}(t) + p_{MG}^{HA_EDC.buy}(t) + \sum_{mgd_n=1}^{mgd_n} P_{mg_d}(t) + P_{pv}^{HA}(t) \\
 & + P_{ES}^d(t) = p_{MG}^{DA_EDC.sell}(t) + p_{MG}^{HA_EDC.sell}(t) + P_{MG.l}(t) + P_{ES}^c(t) \\
 & \dots\dots\dots(25)
 \end{aligned}$$

分散電源出力制約

$$P_{mg_d}^{min} \leq P_{mg_d}(t) \leq P_{mg_d}^{max} \quad \dots\dots\dots(26)$$

貯蔵装置制約

$$E_{ES}(t) = E_{ES}(t-1) + \eta^c P_{ES}^c(t) - \frac{1}{\eta^d} P_{ES}^d(t) \quad \dots\dots\dots(27)$$

$$P_{ES}^{Min.c} \leq P_{ES}^c(t) \leq P_{ES}^{Max.c} \quad \dots\dots\dots(28)$$

$$P_{ES}^{Min.d} \leq P_{ES}^d(t) \leq P_{ES}^{Max.d} \quad \dots\dots\dots(29)$$

$$E_{ES}(0) = E_0 \quad \dots\dots\dots(30)$$

$$E_{ES}^{min} \leq E_{ES}(t) \leq E_{ES}^{max} \quad \dots\dots\dots(31)$$

mgd_n : 分散電源の集合

b、c=線形化した分散電源の燃料コスト係数。

$\lambda_{DA}(t)$: 時間 t の一日前市場の限界エネルギー市場価格。

$P_{mgd}(t)$: 時間 t の分散電源の出力。

$p_{MG}^{DA_EDC.sell}(t)/p_{MG}^{DA_EDC.buy}(t)$: 時間 t の一日前市場でマイクログリッドの系統から約定した買電電力と売電電力。

$P_{PV}^{HA}(t)$: 一時間前のマイクログリッド内部の PV 出力

$P_{ES}^c(t)/P_{ES}^d(t)$: 時間 t の貯蔵装置の充電電力/放電電力変数。

$P_{MG.l}(t)$: 時間 t の分散電源の出力。

$P_{mg_d}^{min}/P_{mg_d}^{max}$: 分散電源の最大/最少出力。

$E_{ES}(t)$: 時間 t の貯蔵装置の SOC 容量状態。

η^c/η^d : 貯蔵装置充電/放電効率。

$P_{ES}^{Min.c}/P_{ES}^{Max.c}$: 貯蔵装置最小/最大充電電力制限。

$P_{ES}^{Min.d}/P_{ES}^{Max.d}$: 貯蔵装置最小/最大放電電力制限。

$E_{ES}^{min}/E_{ES}^{max}$: 貯蔵装置の最小/最大 SOC 状態制限。

$\lambda_{HA}(t)$: 時間 t における一時間前市場の限界エネルギー市場価格。

$p_{MG}^{HA_EDC.sell}(t)/p_{MG}^{HA_EDC.buy}(t)$: 時間 t に一時間前市場においてマイクログリッドが系統から買電した電力と売電した電力。

$P_{PV}(t)$: 時間 t における PV の出力。

4. 2. 2 系統側の一時間前の運用

4. 2. 2 節では、第 3 章に示したモデルパラメーターと 4. 2. 1 節での定式モデルに基づいて、系統側が一時間前市場で最終調整としてのスケジューリング (Unit Commitment 2, UC2) した出力結果を示す。系統側負荷変動が統側の運用に与える影響を分析する。市場価格変動の要因を分析する。

1 負荷変動が系統側運用に与える影響

図 4.10 は低負荷期に一時間前市場における系統運用者が実績負荷と実績 PV 出力とマイクログリッド反応した分に基づいて、最終調整としての各発電機の出力をスケジューリングした結果である。横軸は 2015 年 5 月第 1 週の 168 時間であり、縦軸は各発電機の出力である。原子力(Nuclear)、石炭発電機(Coal)、LNG 発電機(LNG)、石油発電機(OIL)、太陽光発電機(PV)、MGEDCSELL (一日前市場でマイクログリッドの系統に売電分)、MGEDCBUY (一日前市場でマイクログリッドの系統に買電分)、揚水発電機(発電モード : Pump E ; 揚水モード : Pump H)で表す。一日前市場での UC1 と一時間前市場での UC2 の比較のため、図 4.9 は一日前市場で系統側の UC1 の結果を示す。

負荷変動により市場価格が変化する原因となる負荷変動要素として次の三つがあると考えられる。一つ目は一日前市場での系統総負荷と一時間前市場系統総負荷との間の変動、または一日前市場での予測負荷と一時間前市場実績負荷との間の変動である。二番目は、一日前市場での予測 PV 出力と一時間前での予測 PV 出力との間の変動である。三番目はマイクログリッドが一日前市場の限界エネルギー価格に反応することによる取引分である。

従って、低負荷期に負荷変動が系統側運用に与える影響として以上の三つの要素から分析することができる。第 3 章の図 3.5 に示した五月の低負荷期にトータル負荷の予測値と実績値は絶対誤差があまり大きくないため、トータル負荷が系統運用者に与える影響もあまり大きくない。図 3.8 のように、PV 出力のピーク値の時期に PV の一日前市場での予測値と一時間前市場で予測値との予測誤差があり、一時間前市場での PV 予測値のピーク値がより高い。そのため、揚水発電機が揚水モードでその時期の過剰電力を消費する分が一日前市場より大きくなる。さらに、一時間前時点に系統側の火力発電機の稼働状態は一日前市場で決められているため、図 4.10 の時間帯

(H56~H64、H104~H112) PV ピーク値の時期に、石炭発電機の出力が少し下がることが見える。マイクログリッドの反応分が系統側に影響としては、図 4.9 と図 4.10 のように、系統側の太陽光出力が多いピーク値の時期に、第 4 章図 4.7 に分析した通り、その時期の限界エネルギー価格が低いので、マイクログリッドが買電分も多くなる。従って、PV 大量導入時、5GW のマイクログリッドを導入する場合、価格型デマンドレスポンスのように系統運用に参加するマイクログリッドの運用が低負荷期に系統側過剰電力を消費することができる。負荷運用者に対して、負荷平準化の利点をもたらされる

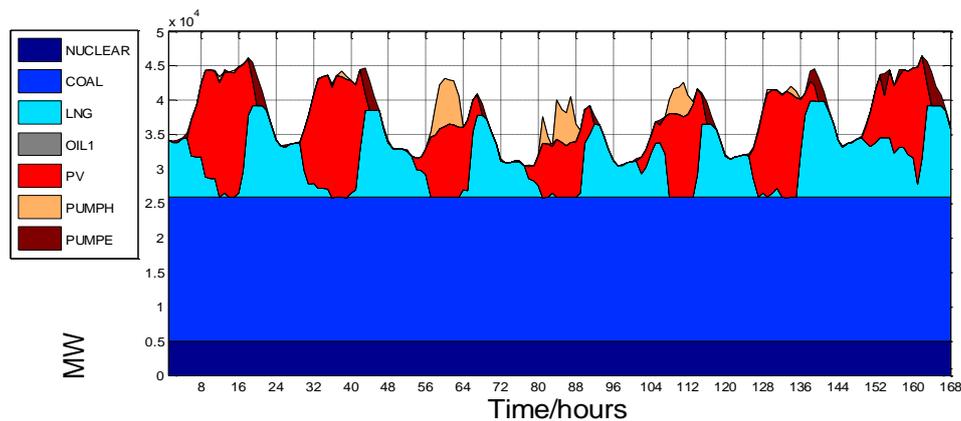


図 4.9 低負荷期における一日前市場の系統側の UC1

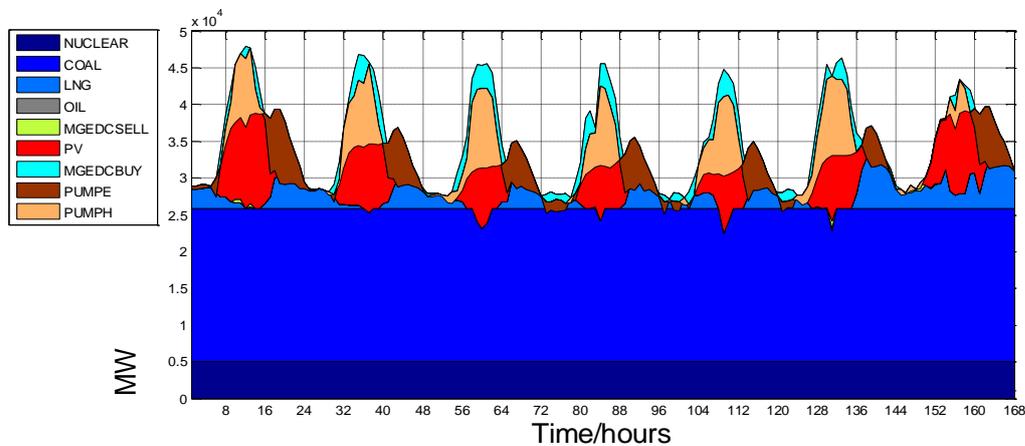


図 4.10 低負荷期における一時間前市場の系統側の UC2

図 4.12 は高負荷期に一時間前市場で系統運用者が実績負荷と実績 PV 出力とマイクログリッド反応した分に基づいて、最終調整としての各発電機の出力をスケジューリングした結果である。横軸は 2015 年 8 月第 1 週間の 168 時間である。縦軸は各発電機の出力量である。原子力(Nuclear)、石炭発電機の出力量(Coal)、LNG 発電機(LNG)、石油発電機(OIL)、太陽光発電機(PV)、MGEDCSELL (一日前市場でマイクログリッドの系統に売電分)、MGEDCBUY (一日前市場でマイクログリッドの系統に買電分)、揚水発電機(発電モード : Pump E ; 揚水モード : Pump H)で表す。一日前市場での UC1 と一時間前市場での UC2 の比較のため、図 5.3 は高負荷期における一日前市場の系統側

の UC1 の結果を示す。

高負荷期にも一時間前系統側の火力発電機の稼働状態は一日前市場で決められる。負荷変動が系統側運用に与える影響も低負荷時期と同様に三つの要素から分析することができる。第3章の図3.6の八月の高負荷期にトータル負荷の予測値と実績値は絶対誤差には、第一日では実績負荷が予測負荷より小さいので、LNG発電機の出力が下がることが見える。第三日と第四日では実績負荷より予測負荷が多いため、LNG発電機の出力が増大するようになる。PVの出力に対して、低負荷期と違うのは、高負荷期のPVは供給力として高負荷に対応しているため、余剰電力は低負荷期よりあまり大きくない。そのため、揚水発電機の運用も従来の同じよう、深夜低負荷時に電力貯蔵して、昼すぎにPV出力が下がると、揚水発電機が発電モードでの出力が多くなる。マイクログリッドの反応分が系統側に与える影響としては、図4.11と図4.12のように、低負荷時期と同じような負荷平準化の貢献のほかに、高負荷期に系統側の限界エネルギー市場価格が高いので、マイクログリッドが系統側に売電することによる系統側のコストが火力発電機の出力が下がることが見える。高負荷時の系統側運用にとっては、供給力が増加することになる。

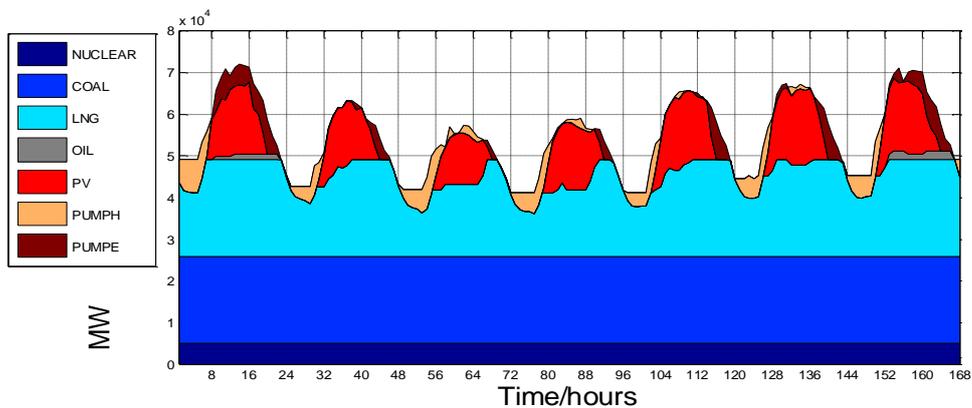


図 4.11 高負荷期における一日前市場の系統側の UC1

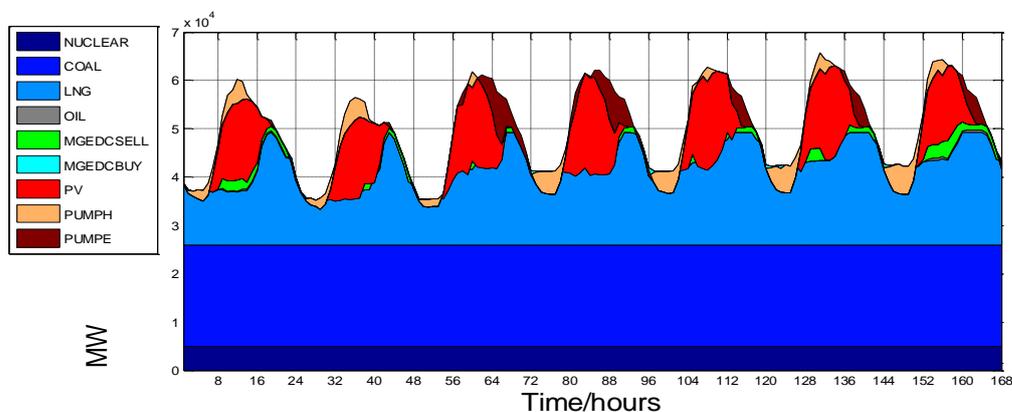


図 4.12 高負荷期における一時間前市場の系統側の UC2

2 市場価格変動の原因

図 4.14 は一時間前市場での限界エネルギー市場価格である。横軸は 2015 年 5 月第 1 週間の 168 時間である。縦軸は限界エネルギー価格である。限界エネルギー価格は限界火力発電機の運用状況による決められるので、一時間前市場での限界エネルギー価格変動範囲は価格変動範囲は全部の石炭火力発電機中で増分燃料コストが一番低い方 (6 円/kW.h) と全部の LNG 火力発電機中に増分燃料コストが一番高い方(11.4 円/kW.h) の領域に落ち付く。一日前市場と同じように、PV の出力がピーク値の場合、限界火力発電機は石炭火力発電機であるので、価格が下がる。

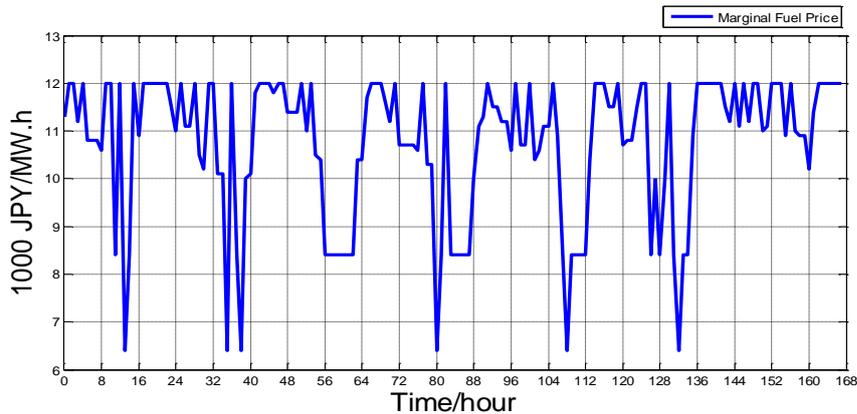


図 4.13 低負荷期における一日前市場の限界エネルギー価格

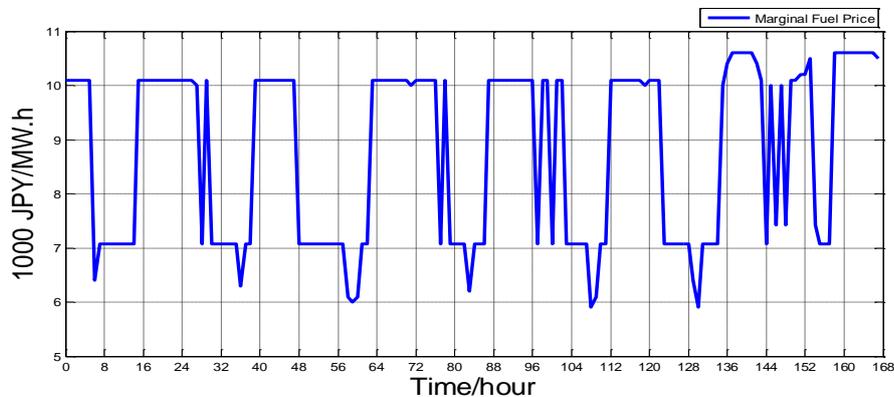


図 4.14 低負荷期における一時間前市場の限界エネルギー価格

図 4.15 と図 4.16 のように、高負荷期にディスパッチされた火力発電機中には、石炭火力発電機の出力が常に 22GW の最大値を維持しているため、限界火力発電機は LNG 火力発電機である。限界エネルギー価格は限界火力発電機の運用状況により決められるため、一時間前市場の高負荷期における限界エネルギー価格変動範囲は LNG 火力発電機の増分燃料コストの領域 (8 円/kW.h~11.4 円/kW.h) に落ちる。ただピーク負荷時期にの 17.571 円/kW.h の価格が出ている原因は式 4 のように、この時期に稼働している LNG 火力発電機の出力は全部定格負荷 (665MW) で運用しているため、限界 LNG 火力発電機の最大制限の制約式の双対変数 $\mu_{th.n,max}$ は 0 ではないので、最大制

限のコストが発生した。

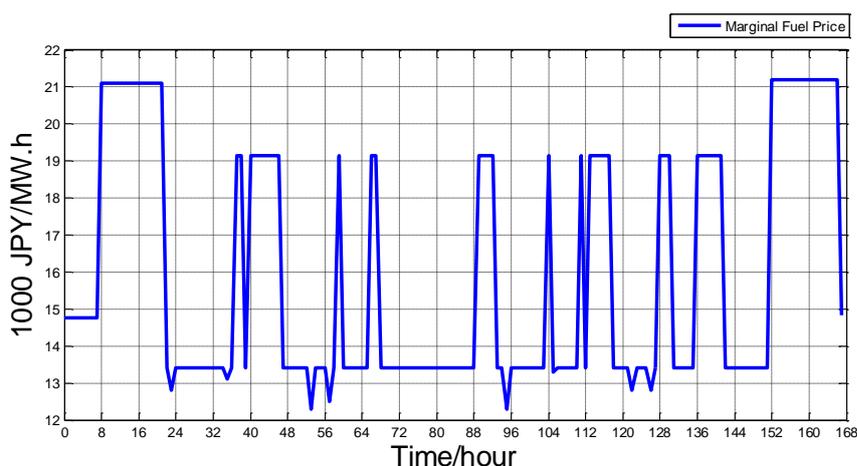


図 4.15 高負荷期における一日前市場の限界エネルギー価格

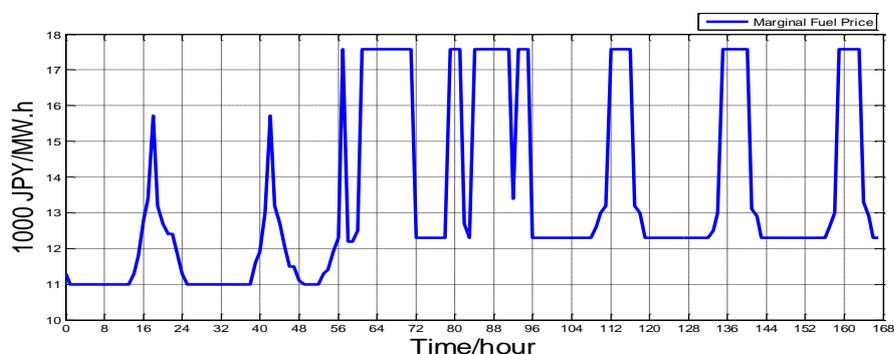


図 4.16 高負荷期における一時間前市場の限界エネルギー価格

4.2.3 マイクログリッド側の一時間前の最適運用

4.2.3 節では、第 3 章に示したマイクログリッドのモデルパラメーターと 4.2.1 節でのマイクログリッド定式モデルに基づいて、マイクログリッド側が一時間前市場でマイクログリッドが一時間前市場の限界エネルギー市場価格に応じて、最終的なスケジューリングした出力結果を示す。価格変化がマイクログリッドに与える影響を分析する。PV 変化がマイクログリッドに与える影響を分析する。一日前市場約定分がマイクログリッドに与える影響を分析する。

1 価格変化がマイクログリッドに与える影響

図 4.17 下図は低負荷期にマイクログリッドが一時間前市場限界エネルギー価格に反応した時のマイクログリッドの最終運用結果である。横軸は低負荷期における 168 時間である。縦軸はマイクログリッド中の各分散電源の出力と負荷曲線である。PV はマイクログリッド内部の太陽光出力である。Eschar はマイクログリッド中の貯蔵装置の充電である。ESdisc はマイクログリッド中の貯蔵装置の放電である。DGt は

マイクログリッド中のガスタービンの分散電源の出力である。DGe はマイクログリッド中のガスエンジンの分散電源の出力である。DAbuy はマイクログリッドが一日前市場で買電分である。DAsell はマイクログリッドが一日前市場で売電分である。HAbuy はマイクログリッドが一時間前市場で買電分である。HAsell はマイクログリッドが一時間前市場で売電分である。LOAD はマイクログリッド中の負荷である。

一時間前市場の市場価格がマイクログリッドに与える影響を考察するため、図 4.17 上図は一日前市場の価格、中図に一時間前市場の価格を示す。低負荷期の一時間前エネルギー市場価格は図 4.17 の中図に示すように最低価格が 5.9 円/kW.h 程度であり、最高価格が 10.1 円/kW.h 程度である。マイクログリッド中の分散電源の燃料コストより高いので、マイクログリッドの負荷に対して、系統からの調達により対応する。

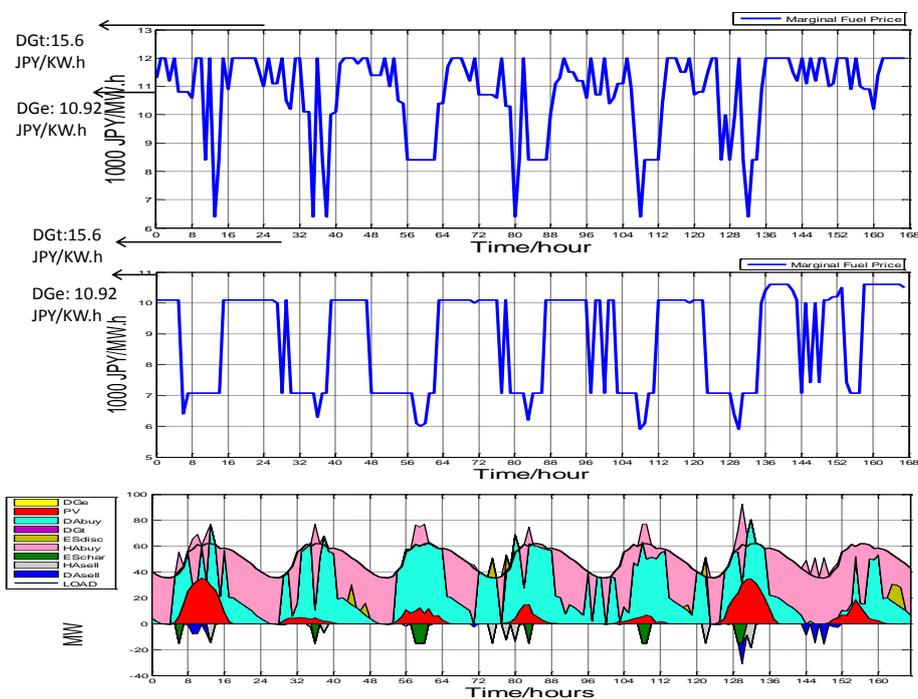


図 4.17 低負荷期における一時間前市場でのマイクログリッドの最終運用

図 4.18 下図は高負荷期にマイクログリッドの一日前市場限界エネルギー価格に反応したマイクログリッドの最終運用結果である。横軸は高負荷期にの 168 時間である。縦軸はマイクログリッド中の各分散電源の出力と負荷曲線である。PV はマイクログリッド内部の太陽光出力である。ESchar はマイクログリッド中の貯蔵装置の充電である。ESdisc はマイクログリッド中の貯蔵装置の放電である。DGt はマイクログリッド中のガスタービンの分散電源の出力である。DGe はマイクログリッド中のガスエンジンの分散電源の出力である。DAbuy はマイクログリッドが一日前市場で買電する電力である。DAsell はマイクログリッドが一日前市場で売電する電力である。HAbuy はマイクログリッドが一時間前市場で買電する電力である。HAsell はマ

マイクログリッドが一時間前市場で売電する電力である。LOAD はマイクログリッド中の負荷である。

図 4.18 の上図は一日前市場の価格である。中図は一時間前市場の価格である。高負荷期のエネルギー市場価格は図 4.18 の中図に示すように最低価格が 11.0 円/kW.h 程度であり、最高価格が 17.571 円/kW.h 程度である。マイクログリッド中のガスエンジン (DGe)の燃料コストの 10.92 円/kW.h は一番最低市場価格 11.0 円/kW.h より低いので、全部定格負荷で出力している。不足する供給力は、系統から買電すると同時にコストが 15.6 円/kW.h のガスタービン(DGt)と貯蔵装置からの放電(ESdisc)で対応する。貯蔵装置への影響としては、低負荷時と同じように一時間前市場価格が低い時、買電して、高価時期に放電した。一日前市場と同じように、マイクログリッドの需給調整が系統側に依存する場合、貯蔵装置の充放電の頻度が下がる。

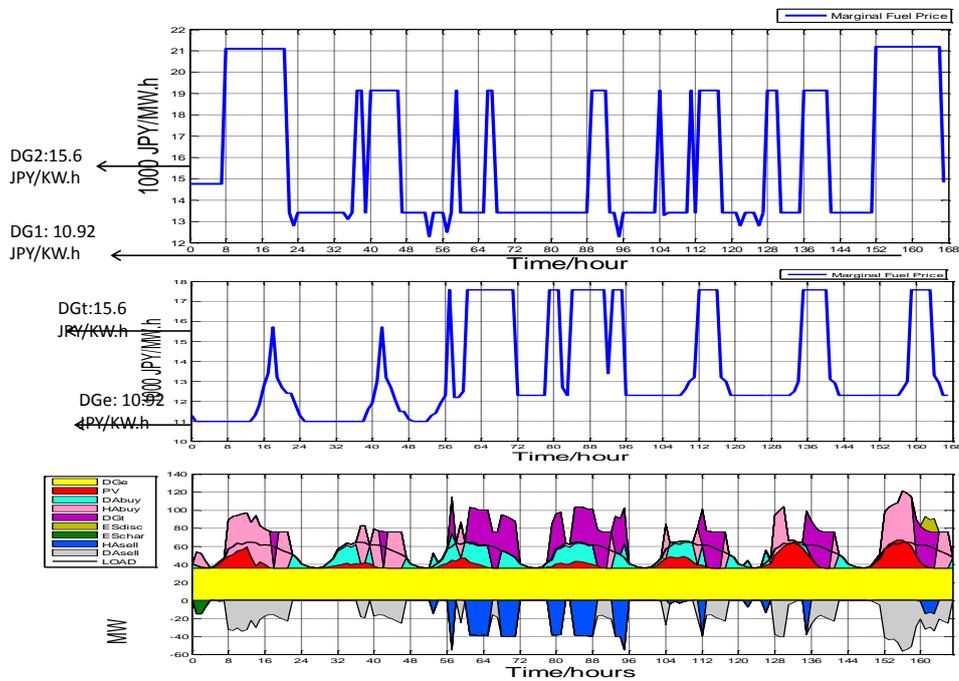


図 4.18 高負荷期における一時間前市場でのマイクログリッドの最終運用

2 PV 変化がマイクログリッドに与える影響

図 4.19 の上図は低負荷期に一日前市場におけるマイクログリッドのスケジュールリングの結果である。図 4.19 下図は一時間前市場におけるマイクログリッドの最終運用結果である。横軸は低負荷期の一週間 168 時間である。縦軸はマイクログリッド中の各分散電源の出力と負荷曲線である。PV はマイクログリッド内部の太陽光出力である。ESchar はマイクログリッド中の貯蔵装置の充電である。ESdisc はマイクログリッド中の貯蔵装置の放電である。DGt はマイクログリッド中のガスタービンの分散電源の出力である。DGe はマイクログリッド中のガスエンジンの分散電源の出力

である。DAbuy はマイクログリッドが一日前市場で買電する電力である。DAsell はマイクログリッドが一日前市場で売電する電力である。HAbuy はマイクログリッドが一時間前市場で買電する電力である。HAsell はマイクログリッドが一時間前市場で売電する電力である。LOAD はマイクログリッド中の負荷である。

PV 出力変動がマイクログリッドの運用に与える影響には、図 4.19 のように、一時間の PV 出力が一日前予測した出力より低くなる時間帯に、系統から HAbuy で買電して対応するのが必要である。したがって、マイクログリッドの PV 出力の変化がマイクログリッドの運用に与える影響として、余剰電力または不足電力の状況が存在しているため、系統と連系する運用の場合に、マイクログリッドの需給調整は系統側に依存度が高くなる。

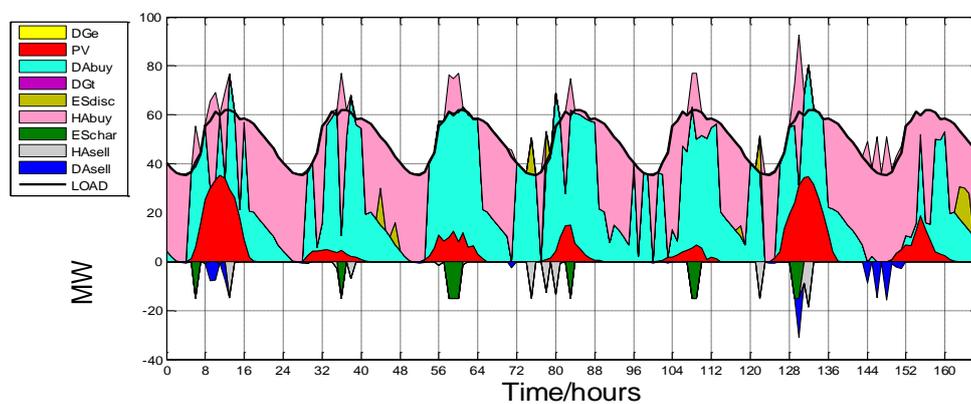
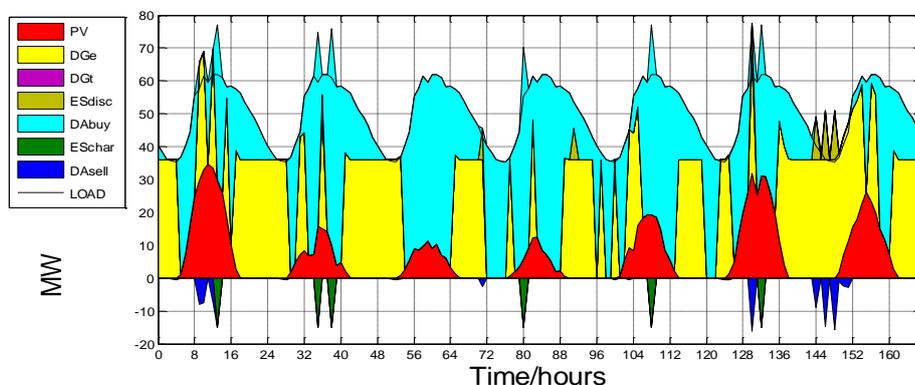


図 4.19 低負荷期に一日前市場と一時間前市場でマイクログリッドの運用

図 4.20 の上図は高負荷期に一日前市場におけるマイクログリッドのスケジューリングの結果である。図 4.20 下図は一時間前市場におけるマイクログリッドの最終運用結果である。横軸は高負荷期に一週間 168 時間である。縦軸はマイクログリッド中の各分散電源の出力と負荷曲線である。PV はマイクログリッド内部の太陽光出力である。ESchar はマイクログリッド中の貯蔵装置の充電である。ESdisc はマイクログリッド中の貯蔵装置の放電である。DGt はマイクログリッド中のガスタービンの分

分散電源の出力である。DGe はマイクログリッド中のガスエンジンの分散電源の出力である。DAbuy はマイクログリッドが一日前市場で買電する電力である。DAsell はマイクログリッドが一日前市場で売電する電力である。HAbuy はマイクログリッドが一時間前市場で買電する電力である。HAsell はマイクログリッドが一時間前市場で売電する電力である。LOAD はマイクログリッド中の負荷である。

高負荷期に PV 出力は図 3.14 のように一日前の予測値とほぼ同じのレベルである。分散電源が価格連動するため、マイクログリッド側の需給調整は系統側に依存度が高負荷期にも高くなる。

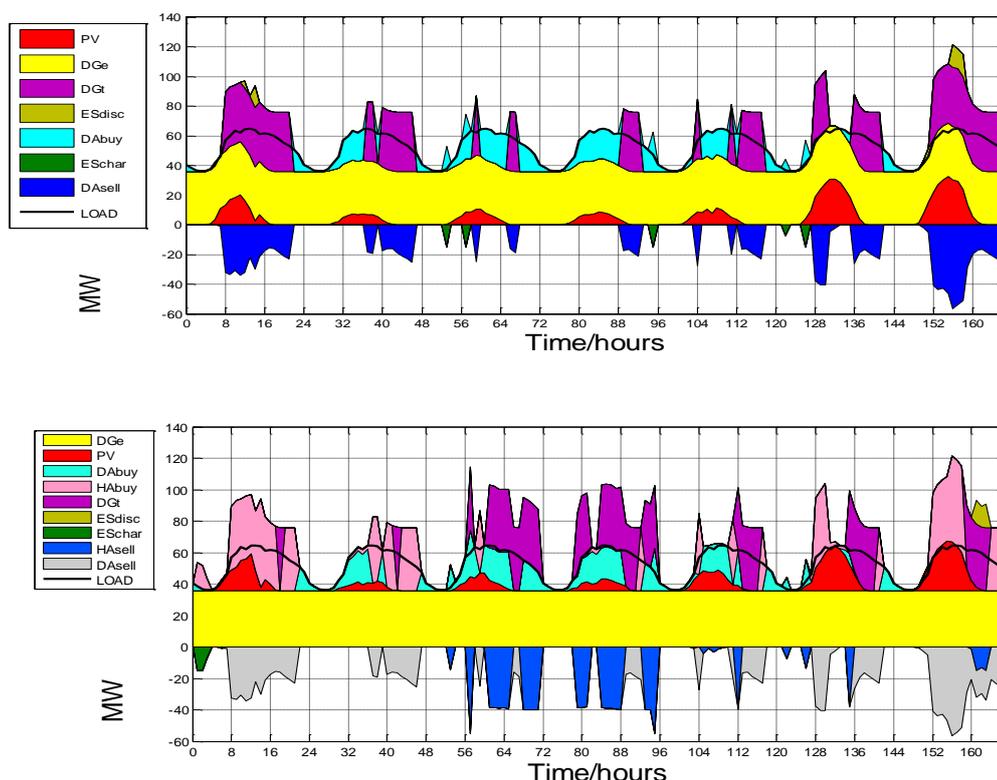


図 4.20 高負荷期における一日前市場と一時間前市場でのマイクログリッドの運用

3 一日前市場で約定分がマイクログリッドに与える影響

図 4.21 は低負荷期における一時間前市場でのマイクログリッド運用の結果である。横軸は低負荷期の一週間 168 時間である。縦軸はマイクログリッド中の各分散電源の出力と負荷曲線である。PV はマイクログリッド内部の太陽光出力である。ESchar はマイクログリッド中の貯蔵装置の充電である。ESdisc はマイクログリッド中の貯蔵装置の放電である。DGt はマイクログリッド中のガスタービンの分散電源の出力である。DGe はマイクログリッド中のガスエンジンの分散電源の出力である。DAbuy はマイクログリッドが一日前市場で買電する電力である。DAsell はマイクログリッ

ドが一日前市場で売電する電力である。HAbuy はマイクログリッドが一時間前市場で買電する電力である。 HAsell はマイクログリッドが一時間前市場で売電する電力である。 LOAD はマイクログリッド中の負荷である。

一日前市場で約定した分がマイクログリッドが一時間前市場運用に与える影響としては、図 4.21 のように、市場価格が変動するため、マイクログリッド中の分散電源の出力が 0 になり、一日前市場で約定された売電分を一時間前市場で買電して対応するようになる。逆に、価格変化と PV 出力変化のため、一時間前市場でのマイクログリッドは余剰電力が存在しているので、一日前市場で買電した分を一時間前市場で系統側に売電するようになる。したがって、一日前市場でのマイクログリッドが約定した取引分と一時間前市場でマイクログリッドの取引の方向が違う可能性がある。

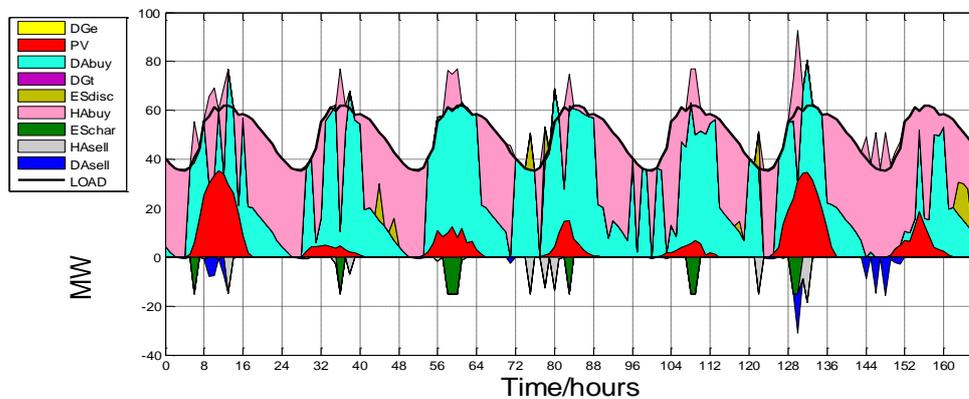


図 4.21 低負荷期における一時間前市場でのマイクログリッドの運用

図 4.22 は高負荷期に一時間前市場でマイクログリッド運用の結果である。横軸は低負荷期に一週間 168 時間である。縦軸はマイクログリッド中の各分散電源の出力と負荷曲線である。PV はマイクログリッド内部の太陽光出力である。ESchar はマイクログリッド中の貯蔵装置の充電である。 ESdisc はマイクログリッド中の貯蔵装置の放電である。DGt はマイクログリッド中のガスタービンの分散電源の出力である。DGe はマイクログリッド中のガスエンジンの分散電源の出力である。 DAbuy はマイクログリッドが一日前市場で買電分である。 DAsell はマイクログリッドが一日前市場で売電分である。 HAbuy はマイクログリッドが一時間前市場で買電分である。 HAsell はマイクログリッドが一時間前市場で売電分である。 LOAD はマイクログリッド中の負荷である。

高負荷期に一日前市場で約定した分がマイクログリッドの一時間前市場運用に与える影響としては、図 4.22 のように、市場価格の変動のため、分散電源の出力も変化するので、一日前市場で約定された売電分を一時間前市場で買電して対応するようになる。逆に、一時間前市場の価格が一日前市場の価格より高くなる時間帯では、マイクログリッドが大きな収入を取るため、ガスエンジンの出力も大きくなる。その

ため、一日前市場で低価買電した分を一時間前市場で高価で売電するようになる。したがって、高負荷期にも一日前市場でマイクログリッドが約定した取引分と一時間前市場でマイクログリッドの取引の方向が違う可能性もある。

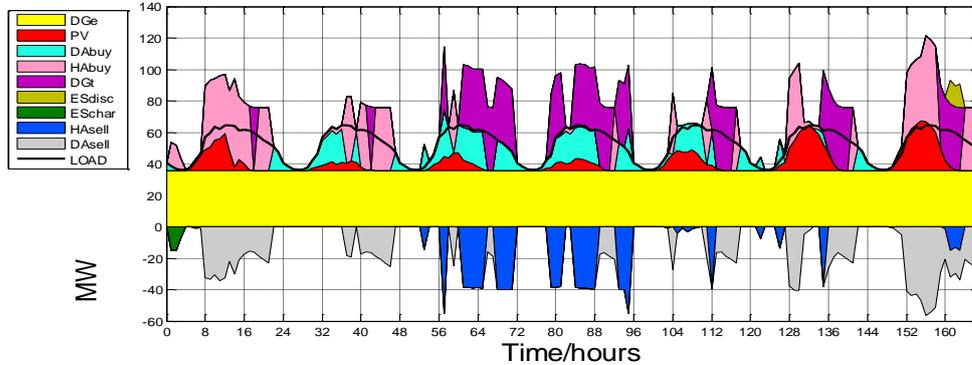


図 4.22 高負荷期における一時間前市場でのマイクログリッドの運用

4.3 まとめ

従来の揚水発電機は昼間の負荷ピーク期に発電モードで運用し、深夜低負荷期に揚水モードで電力を消費して、エネルギーを貯蔵する。PV が導入されると、低負荷時期の昼間ピーク時にも、揚水発電機が負荷として揚水モード(PUMP H)で系統の余剰電力を消費する。揚水発電機の発電機モードとしての出力時間は、従来のピーク負荷波形の中央から、PV 出力波形のピーク値両側に移動した。昼過ぎに PV の出力が下がると、揚水発電機が発電モードで補償するようになる。高負荷時期に太陽光発電機が供給力として電力を提供するため、余剰電力は低負荷時期に比べ、あまり多くないため、従来の運用モードに回帰した。

PV の導入のため、低負荷時期にコストが相対的に高い LNG 火力発電機の起動時間は揚水発電機の発電モードと同じ時間帯となる。高負荷期に、火力発電機が供給力を補償するため、ディスパッチされたコストが相対的に高い LNG 火力発電機も多い。ピーク負荷時期に揚水発電機と共に負荷需要を満たしている。しかし負荷が低下し、さらに太陽光の出力が多くなり、余剰電力が発生する場合がある。昼過ぎに PV の出力が下がると、LNG 火力発電機は低負荷期と同様に、出力が多くなる。

PV を導入すると、従来と比べ、各日ピーク負荷時にエネルギー価格が低くなる。高負荷時に、限界火力発電機として、LNG 火力発電機がフル出力で運用し、限界 LNG 火力発電機の最大制限の制約式の双対変数 $\mu_{th,max}$ が 0 ではないため、最大制限のコストが発生したためである。

限界エネルギー市場価格がマイクログリッドの分散電源に与える影響として、低負荷時期に、市場価格が分散電源の増分燃料コストより高い場合において系統から

高価での買電とコストが高い分散電源の起動を避けるため、価格よりコスト低い分散電源の出力が多くなることが考えられる。不足する供給力は貯蔵装置と系統買電によって対応する。市場価格が分散電源の増分燃料コストより低い場合に分散電源の出力が 0 になる。不足する供給力は買電分によって対応する。高負荷時期に、市場価格が分散電源の増分燃料コストより高い場合、系統からの収入を取るため、すべての分散電源が起動された。従って、マイクログリッドの分散電源は外部市場価格と連動する傾向が見える。限界エネルギー市場価格が貯蔵装置に与える影響として、マイクログリッドが市場価格に反応可能なため、マイクログリッドの需給調整は系統に対する依存度が高いため、貯蔵装置の変化はあまりない。

市場価格変化の原因となる負荷変動要素として次の三つがある。一つ目は一日前市場での系統総負荷と一時間前市場系統総負荷との間の変動、または一日前市場での予測 PV 出力と一時間前での予測 PV 出力との間の変動である。二番目は、一日前市場での予測 PV 出力と一時間前での予測 PV 出力との間の変動である。三番目はマイクログリッドが一日前市場の限界エネルギー価格に反応することによる取引分である。PV が大量導入する場合、本研究で提案した価格型デマンドレスポンスのように市場に参加するマイクログリッドの運で用いると、低負荷期に系統側過剰電力を消費することができる。負荷運用者に対して、負荷平準化の利点が見える。高負荷期に系統側の限界エネルギー市場価格が高いため、マイクログリッドが系統側に売電することによる系統側の石油火力発電機の出力が下がることが見える。限界エネルギー市場価格が変わると、マイクログリッドの分散電源の起動と出力時間も変わり、マイクログリッド中の PV の変化や一日前市場価格に反応した分による余剰電力や不足電力の消化もマイクログリッドの需給調整は系統側に依存度が高くなると考えられる。

第5章 マイクログリッドの自立運転と マイクログリッド導入量による感度分析

第5章では、第3章に示した系統側とマイクログリッド側のモデルとパラメータに基づいて、マイクログリッドが自立運転する場合に一時間前市場における系統側とマイクログリッド側の最終調整としてのスケジューリング問題の定式モデルを示す。系統側の最終スケジューリング (UC2) とマイクログリッドの最終スケジューリングに対して、マイクログリッドが自立運転する場合と系統側に連系する場合との比較を示す。その後、5GW と 10GW のマイクログリッドによる感度分析結果を示す。

5.1 マイクログリッドが自立運転する場合の定式

5.1節では、第3章に示した系統側とマイクログリッド側のパラメータに基づいて、マイクログリッド側が自立運転する場合の一時間前市場における系統側とマイクログリッド側最適スケジューリング問題の定式モデルを示す。

5.1.2 系統側の定式

下に系統側の目的関数と制約条件を示す。式(1) は系統側の燃料コストを示す。式(2) は系統側の需給バランス制約を示す。式(3) (4) は火力発電機の最小と最大出力の制約を示す。式(5) は火力発電機の稼働変数と起動変数のロジック制約を示す。式(6) 火力発電機の起動変数の定義の制約を示す。式(7) は火力発電機起動変数と稼働変数の制約を示す。式(8) (9) (10) (11) は揚水発電機が発電機モード時の出力の制限と揚水モード時の消費電力の制約を示す。式(12) (13) (14) (15) は揚水発電機の起動変数と稼働変数のロジック制約を示す。式(16) は揚水発電機の揚水モードと発電モードが同時に発生しない制約を示す。式(17) は揚水発電機の貯水量初期値を示す。式(18) は揚水発電機の貯水量の最小と最大の制限を示す。式(19) は揚水発電機の貯水量の状態を示す。式(20) は揚水発電機の最終貯水量を示す。式(21) は揚水発電機の揚水効率を示す。式(22) (23) は系統側 LFC 予備力要求の制約を示す。

(1) 目的関数

Min:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N [b_{th,n} p_{th,n}(t) + c_{th,n} U_{th,n}(t) + S_{th,n}(t) S_{th.cost}^{start}]$$

.....(1)

(2) 制約条件

需給バランス制約

$$\sum_{n=1}^N p_{th.n}(t) + \sum_{m=1}^M (p_{h.m}(t) - h_{h.m}(t)) + PV(t) + Pbase(t) = P_{Load_{HA}}(t) \quad \dots\dots\dots(2)$$

火力発電機出力制約

$$(p_{th.n}^{Min} + p_{th.n}^{LFCReserve-})U_{th.n}(t) \leq p_{th.n}(t) \quad \dots\dots\dots(3)$$

$$p_{th.n}(t) \leq (p_{th.n}^{Max} - p_{th.n}^{LFCReserve+})U_{th.n}(t) \quad \dots\dots\dots(4)$$

$$U_{th.n}(t) \leq S_{th.n}(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots(5)$$

$$U_{th.n}(t) - U_{th.n}(t-1) \leq S_{th.n}(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots(6)$$

$$U_{th.n}(t) \in (0,1), \quad S_{th.n}(t) \in (0,1) \quad \dots\dots\dots(7)$$

揚水発電機出力制約

$$(p_{h.m}^{Min} + p_{h.m}^{LFCReserve-})U_{h.m}^g(t) \leq p_{h.m}(t) \quad \dots\dots\dots(8)$$

$$p_{h.m}(t) \leq (p_{h.m}^{Max} - p_{h.m}^{LFCReserve+})U_{h.m}^g(t) \quad \dots\dots\dots(9)$$

$$U_{h.m}^h(t)(h_{h.m}^{Min} + h_{h.m}^{LFCReserve+}) \leq h_{h.m}(t) \quad \dots\dots\dots(10)$$

$$h_{h.m}(t) \leq (h_{h.m}^{Max} - h_{h.m}^{LFCReserve-})U_{h.m}^h(t) \quad \dots\dots\dots(11)$$

$$U_{h.m}^g(t) \leq S_{h.m}^g(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots(12)$$

$$U_{h.m}^g(t) - U_{h.m}^g(t-1) \leq S_{h.m}^g(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots(13)$$

$$U_{h.m}^h(t) \leq S_{h.m}^h(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots(14)$$

$$U_{h.m}^h(t) - U_{h.m}^h(t-1) \leq S_{h.m}^h(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots(15)$$

$$U_{h.m}^g(t) + U_{h.m}^h(t) \leq 1 \quad \dots\dots\dots(16)$$

$$E_{h.m}(initial) = 750 \text{ MW.h} \quad \dots\dots\dots(17)$$

$$0 \leq E_{h.m}(t) \leq 1750 \text{ MW.h} \quad \dots\dots\dots(18)$$

$$E_{h.m}(t) = E_{h.m}(t-1) + (h_{h.m}(t)\eta - p_{h.m}(t)) \quad \dots\dots\dots(19)$$

$$E_{h.m}(final) = 750 \text{ MW.h} \quad \dots\dots\dots(20)$$

$$\eta = 0.7 \quad \dots\dots\dots(21)$$

LFC 予備力制約

$$\sum_{n=1}^N p_{th.n}^{LFCReserve+} + \sum_{m=1}^M p_{h.m}^{LFCReserve+} + \sum_{m=1}^M h_{h.m}^{LFCReserve+} \geq 0.02P_{Load_{HA}}(t) \quad \dots\dots\dots(22)$$

$$\sum_{n=1}^N p_{th.n}^{LFCReserve-} + \sum_{m=1}^M p_{h.m}^{LFCReserve-} + \sum_{m=1}^M h_{h.m}^{LFCReserve-} \geq 0.02P_{Load_HA}(t) \quad \dots\dots\dots(23)$$

N: 火力発電機集合、 $th.n \in N$ 。

M: 揚水発電機集合、 $h.m \in M$ 。

T=168 時間、 $t \in T$ 、時間解像度：一時間。

$a_{th.n}$ 、 $b_{th.n}$ ：線形化した火力発電機の燃料コスト係数。

$S_{th.cost}^{start}$ ：火力発電機の起動コスト。

$p_{th.n}(t)$ ：時間 t における火力発電機の出力変数。

$U_{th.n}(t)$ ：時間 t の火力の稼働状態変数。

$S_{th.n}(t)$ ：時間 t の火力の起動状態変数。

$p_{h.m}(t)$ ：時間 t の揚水発電機発電モードの出力変数。

$h_{h.m}(t)$ ：時間 t の揚水発電機揚水モードの消費電力変数。

$P_{Load_DA}(t)$ ：時間 t の系統側の負荷。

Syn(t): 瞬動予備力の要求量

$p_{th.n}^{Min}/p_{th.n}^{Max}$: 火力発電機出力の最小/最大制限。

$p_{th.n}^{LFCReserve-}/p_{th.n}^{LFCReserve+}$ ：火力発電機が持つ L F C 予備力。

$p_{h.m}^{Min}/p_{h.m}^{Max}$ ：揚水発電機発電出力の最小/最大制限。

$p_{h.m}^{LFCReserve+}/p_{h.m}^{LFCReserve-}$ ：揚水発電機発電時間帯に保有する LFC 予備力。

$h_{h.m}^{LFCReserve+}/h_{h.m}^{LFCReserve-}$ ：揚水発電機揚水時間帯に保有する LFC 予備力。

$h_{h.m}^{Max}/h_{h.m}^{Min}$ ：揚水発電機揚水時間帯出力の最小/最大制限。

$U_{h.m}^g(t)/U_{h.m}^h(t)$ ：時間 t の揚水発電機揚水/発電稼働変数。

$S_{h.m}^g(t)/S_{h.m}^h(t)$ ：時間 t の揚水発電機揚水/発電起動変数。

$E_{h.m}(initial)$ ：揚水発電機貯水電力の初期値。

η ：揚水発電機揚水効率。

$E_{h.m}(final)$ ：揚水発電機貯水電力の最終値。

5.1.1 マイクログリッド側の定式

以下にマイクログリッド側の目的関数と制約条件を示す。式(24) はマイクログリッドの燃料コストの目的関数を示す。式(25) はマイクログリッド内部の需給バランス制約を示す。式(26) は分散電源の出力最小と最大の制約を示す。式(27) は貯蔵装置の SOC 状態を示す。式(28) と式(29) は貯蔵装置充放電の最小と最大の制約を示す。式(30)

は貯蔵装置の貯蔵量初期値を示す。式(31) は貯蔵装置 SOC 状態の最小と最大の制約を示す

(1) 目的関数

Min:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{mgd_n=1}^{mgd_n} (bP_{mg_d}(t) + c) \dots\dots\dots(24)$$

(2) 制約条件

需給バランス制約

$$\sum_{mgd_n=1}^{mgd_n} P_{mg_d}(t) + P_{pv}^f(t) + P_{ES}^d(t) = +P_{MG,l}(t) + P_{ES}^c(t) \dots\dots\dots(25)$$

分散電源出力制約

$$P_{mg_d}^{min} \leq P_{mg_d}(t) \leq P_{mg_d}^{max} \dots\dots\dots(26)$$

貯蔵装置制約

$$E_{ES}(t) = E_{ES}(t-1) + \eta^c P_{ES}^c(t) - \frac{1}{\eta^d} P_{ES}^d(t) \dots\dots\dots(27)$$

$$P_{ES}^{Min.c} \leq P_{ES}^c(t) \leq P_{ES}^{Max.c} \dots\dots\dots(28)$$

$$P_{ES}^{Min.d} \leq P_{ES}^d(t) \leq P_{ES}^{Max.d} \dots\dots\dots(29)$$

$$E_{ES}(0) = E_0 \dots\dots\dots(30)$$

$$E_{ES}^{min} \leq E_{ES}(t) \leq E_{ES}^{max} \dots\dots\dots(31)$$

mgd_n : 分散電源の集合

b、c=線形化した分散電源の燃料コスト係数。

P_{mg_d}(t) : 時間 t の分散電源の出力。

P_{PV}^f(t) : 予測したマイクログリッド内部の PV 出力

P_{ES}^c(t)/P_{ES}^d(t) : 時間 t の貯蔵装置の充電電力/放電電力変数。

P_{MG,l}(t) : 時間 t のマイクログリッドの消費電力。

P_{mg_d}^{min}/P_{mg_d}^{max} : 分散電源の最小/最大出力。

E_{ES}(t) : 時間 t の貯蔵装置の SOC 容量状態。

η^c/η^d:貯蔵装置充電/放電効率。

P_{ES}^{Min.c}/P_{ES}^{Max.c} : 貯蔵装置最小/最大充電電力制限。

P_{ES}^{Min.d}/P_{ES}^{Max.d} : 貯蔵装置最小/最大放電電力制限。

$E_{ES}^{min}/E_{ES}^{max}$: 貯蔵装置の最小/最大 SOC 状態制限。

5.2 系統側の運用

5.2 節では、第 3 章に示したモデルパラメーターと 5.1 節での定式モデルに基づいて、系統側が一時間前市場で最終調整としてのスケジューリング (Unit Commitment 2, UC2) した出力結果を示す。マイクログリッドが自立運転する場合と系統側に連系する場合との比較を示す。

5.2.1 マイクログリッドが自立運転する場合の系統側の運用

図 5.1 は低負荷期にマイクログリッドが自立運転する場合に、一時間前市場で系統運用者が実績負荷と実績 PV 出力とマイクログリッドが反応した分に基づいて、最終調整としての各発電機の出力をスケジューリングした結果である。横軸は 2015 年 5 月第 1 週の 168 時間である。縦軸は各発電機の出力である。原子力(Nuclear)、石炭発電機 (Coal)、LNG 発電機(LNG)、石油発電機(OIL)、太陽光発電機(PV)、MGEDCSELL (一日前市場でのマイクログリッドから系統への売電分)、MGEDCBUY (一日前市場でのマイクログリッドの系統からの買電分)、揚水発電機(発電モード : Pump E ; 揚水モード : Pump H)で表す。

図 5.1 のように、マイクログリッドの反応がない場合に、低負荷期に PV の出力が多いため、揚水発電機が揚水モードで余剰電力を消費した分が多くなる、さらに、石炭火力発電機の稼働状態は一日前市場で決められたので、PV 出力がピークの時期に石炭火力発電機の出力が減少し、部分負荷のモードで運用している。

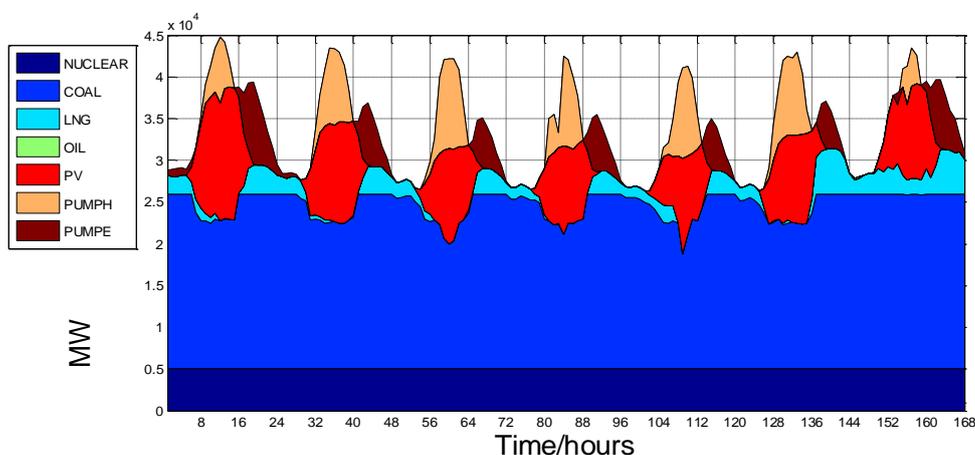


図 5.1 低負荷期にマイクログリッドが自立運転する場合の系統側の運用 (UC2)

図 5.2 は高負荷期にマイクログリッドが自立運転する場合に、一時間前市場で系統運用者が実績負荷と実績 PV 出力とマイクログリッドが反応した分に基づいて、最終調整としての各発電機の出力をスケジューリングした結果である。横軸は 2015 年 8 月第 1 週の 168 時間である。縦軸は各発電機の出力である。原子力(Nuclear)、石炭発電機(Coal)、LNG 発電機(LNG)、石油発電機(OIL)、太陽光発電機(PV)、MGEDCSELL (一日前市場でマイクログリッドの系統に売電分)、MGEDCBUY (一日前市場でマイクログリッドの系統に買電分)、揚水発電機(発電モード : Pump E ; 揚水モード : Pump H)で表す。

図 5.2 のように高負荷期では揚水発電機が PV 出力ピーク時と深夜に電力を消費して、昼過ぎに PV 出力が下がると揚水発電機による発電モードでの出力が多くなる。

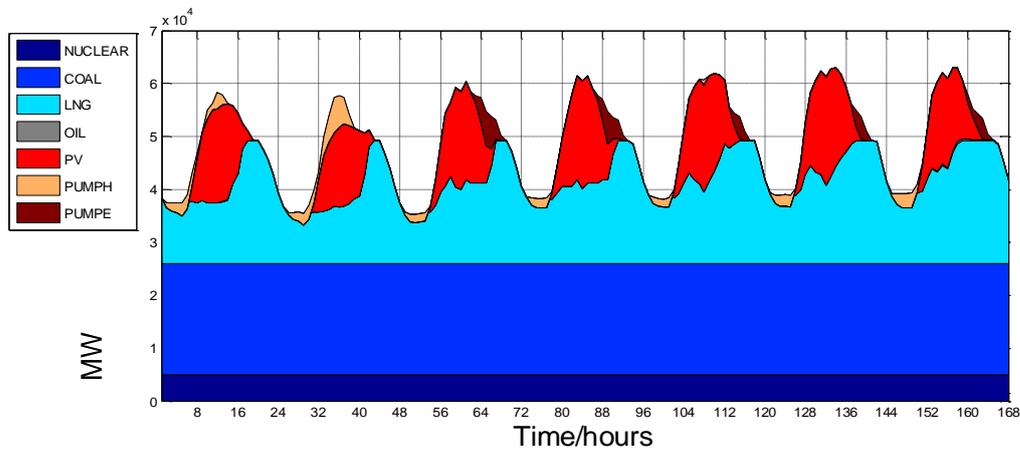


図 5.2 高負荷期にマイクログリッドが自立運転する場合の系統側の運用 (UC2)

5.2.2 マイクログリッドが系統と連系する場合の運用との比較

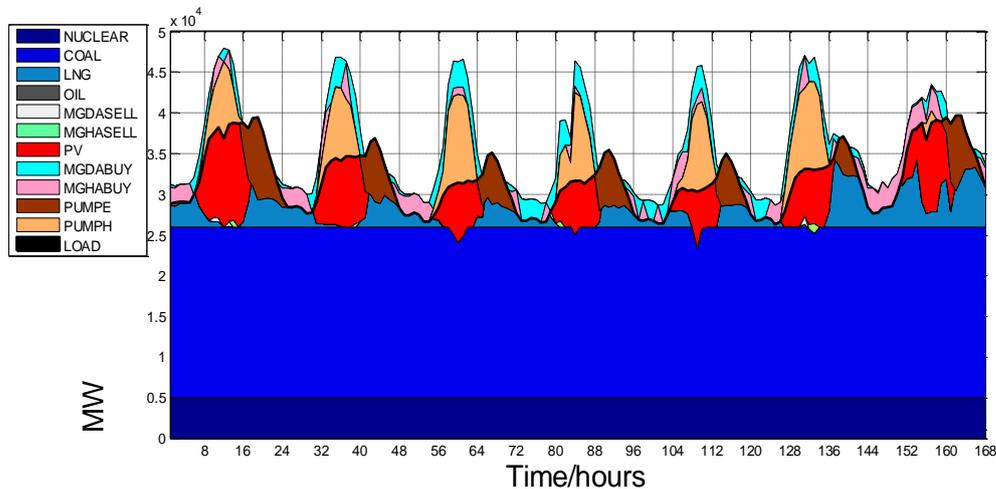


図 5.3 低負荷期にマイクログリッドが系統連系する場合の系統側の最終運用

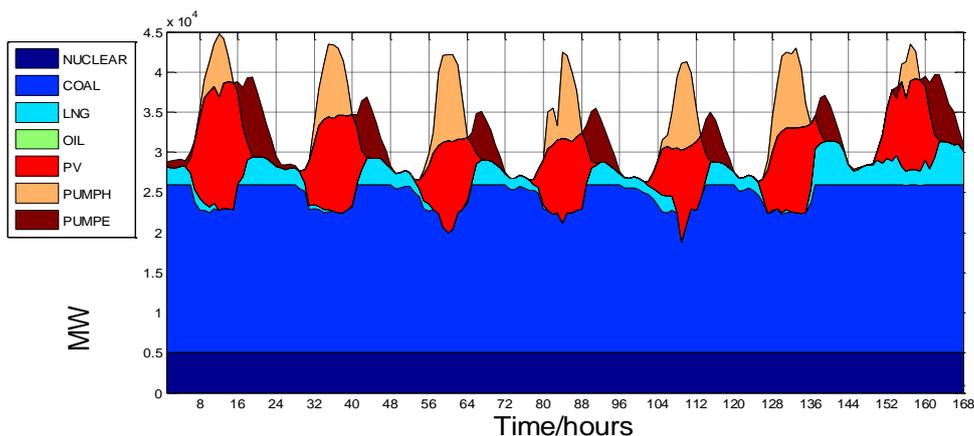


図 5.4 低負荷期にマイクログリッドが自立運転する場合の系統側の最終運用

マイクログリッドの系統側への貢献を分析し、比較するため、低負荷時期について図 5.3 にマイクログリッドの反応分を含めた一時間前市場における系統側の最終運用結果を示し、図 5.4 にマイクログリッドが自立運転する場合の一時間前市場における系統側の運用結果を示す。横軸は 2015 年 5 月第 1 週間の 168 時間である。縦軸は各発電機の出力である。原子力(Nuclear)、石炭発電機の出力(Coal)、LNG 発電機(LNG)、石油発電機(OIL)、太陽光発電機(PV)、MGEDCSELL (一日前市場でマイクログリッドの系統に売電分)、MGEDCBUY (一日前市場でマイクログリッドの系統に買電分)、揚水発電機(発電モード : Pump E ; 揚水モード : Pump H)で表す。図 5.3 と図 5.4 のように、低負荷期にマイクログリッドが自立運転する場合、マイクログリッドが系統側に与える負荷平準化の効果がなくなる。さらに、石炭発電機が部分負荷運転する時点が多い。

余剰電力は全部揚水発電機から吸収する。自立運転の場合と比べ、図 5.4 のように、マイクログリッドの一日前市場価格と一時間市場価格に反応することにより、石炭火力発電機が部分負荷運転する時点が減少され、LNG 発電機の出力も平準された。余剰太陽光出力もマイクログリッドの反応による吸収されるので、揚水発電機の運用レベルが緩和された。系統全体側の運用が柔軟性を向上した。

図 5.5 は高負荷期にマイクログリッドが反応した分がある一時間前市場後に系統側の最終運用の結果である。図 5.6 は高負荷期にマイクログリッドが自立運転する場合の系統側の運用 (UC2) の結果である。横軸は 2015 年 5 月第 1 週の 168 時間である。縦軸は各発電機の出力である。原子力(Nuclear)、石炭発電機の出力(Coal)、LNG 発電機 (LNG)、石油発電機(OIL)、太陽光発電機(PV)、MGEDCSELL (一日前市場でマイクログリッドの系統に売電分)、MGEDCBUY (一日前市場でマイクログリッドの系統に買電分)、揚水発電機(発電モード : Pump E ; 揚水モード : Pump H)で表す。図 5.5 と図 5.6 のように、高負荷期にマイクログリッドが自立運転する場合と比べ、マイクログリッドが一日前市場価格と一時間市場価格に反応することにより、コストが高い LNG 発電機起動と石油発電機の出力を減らした。系統側運用に対して、余裕の供給力が多くなる。一方で、高負荷時に系統側はマイクログリッドが高値に反応した分を受け取るため、系統側の運用に対して、運用コストが増加になる。

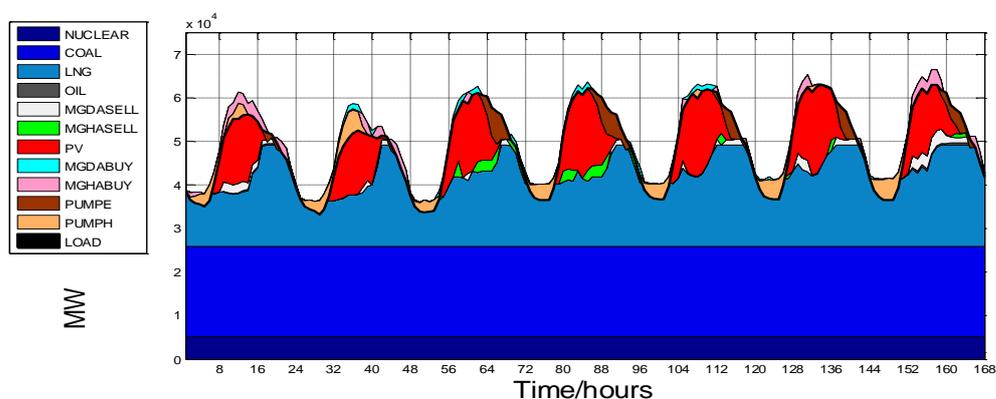


図 5.5 高負荷期にマイクログリッドが系統連系する場合の系統側の最終運用

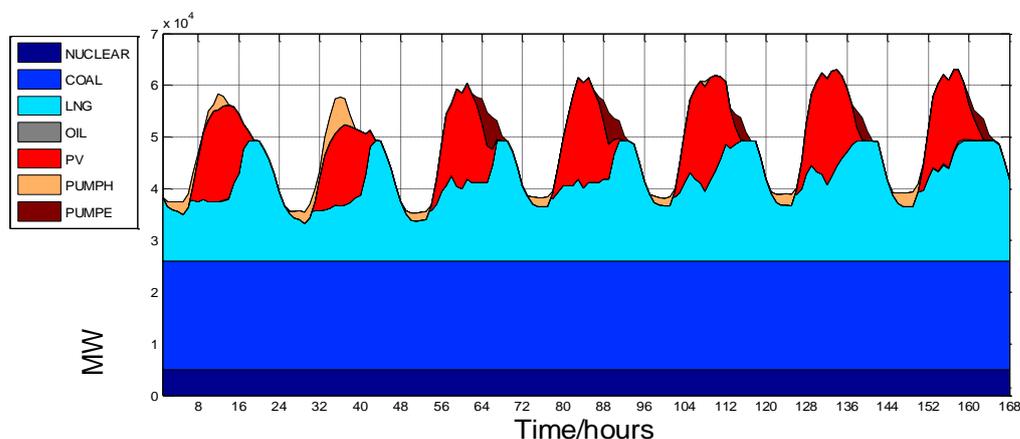


図 5.6 高負荷期にマイクログリッドが自立運転する場合に系統側の運用

5.3 マイクログリッド側の運用

6.3 節では、第 3 章に示したマイクログリッドのモデルとパラメータと 6.1 節で示したマイクログリッド定式モデルに基づいて、マイクログリッド側が自立運転する場合の一時間前市場で最終的なスケジューリング出力結果を示す。そして、マイクログリッドが自立運転する場合と系統側に連系する場合との比較を示す。

5.3.1 マイクログリッド自立運用の結果

図 5.7 と図 5.8 はマイクログリッドが自立運転する場合の結果である。横軸は一週間 168 時間である。縦軸はマイクログリッド中の各分散電源の出力と負荷曲線である。PV はマイクログリッド内部の太陽光出力である。ESchar はマイクログリッド中の貯蔵装置の充電である。ESdisc はマイクログリッド中の貯蔵装置の放電である。DGt はマイクログリッド中のガスタービンの分散電源の出力である。DGe はマイクログリッド中のガスエンジンの分散電源の出力である。LOAD はマイクログリッド中の負荷である。

図 5.7 と図 5.8 のように、マイクログリッドが自立運転する場合に、マイクログリッド内部負荷に対して、ガスタービンとガスエンジンだけで対応しているため、貯蔵装置の充放電の頻度が高くなる。コストが高いガスエンジンの起動と出力も大きくなる。

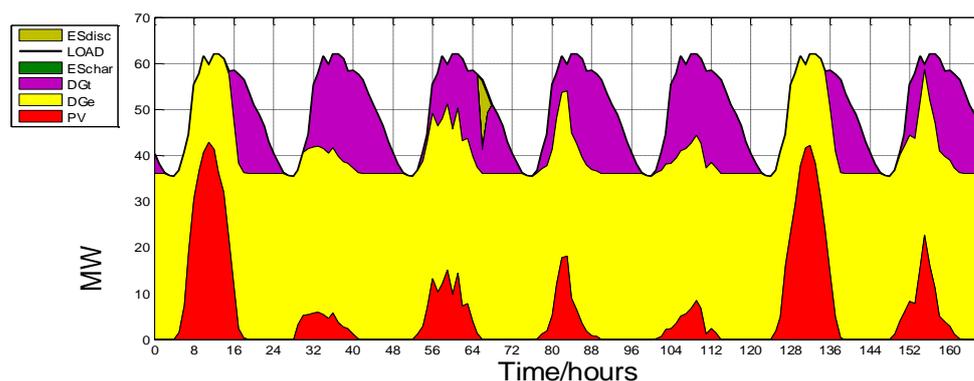


図 5.7 低負荷期にマイクログリッドが自立運転する場合のスケジューリング結果

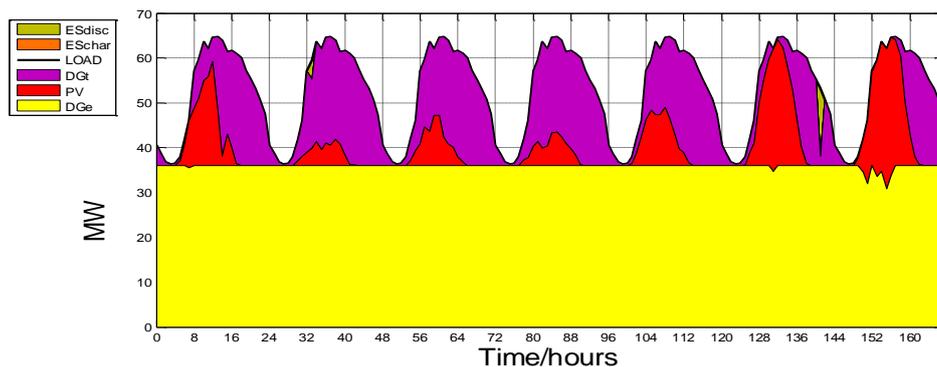


図 5.8 高負荷期にマイクログリッドが自立運転する場合のスケジューリング結果

5.3.2 連系運用と自立運用の比較

図 5.9 と図 5.10 は低負荷期に一時間前市場でマイクログリッドが系統と連系する場合とマイクログリッドが自立運転する場合の結果である。横軸は低負荷期にの 168 時間であり、縦軸はマイクログリッド中の各分散電源の出力と負荷曲線である。PV はマイクログリッド内部の太陽光出力である。ESchar はマイクログリッド中の貯蔵装置の充電である。ESdisc はマイクログリッド中の貯蔵装置の放電である。DGt はマイクログリッド中のガスタービンの分散電源の出力である。DGe はマイクログリッド中のガスエンジンの分散電源の出力である。DAbuy はマイクログリッドが一日前市場で買電する電力である。DAsell はマイクログリッドが一日前市場で売電分である。HAbuy はマイクログリッドが一時間前市場で買電する電力である。HAsell はマイクログリッドが一時間前市場で売電する電力である。LOAD はマイクログリッド中の負荷である。

図 5.9 と図 5.10 のように、マイクログリッドが自立運転する場合、系統から分散電源発電のコストを削減する機会がなくなる。低負荷期に系統から買電することでコストが高い分散電源の起動を避ける機会がなくなる。瞬動予備力を提供する機会もなくなる。系統の需給調整に貢献する機会もなくなる。マイクログリッド自立運転する場合、マイクログリッドの運用者にとって、運用経済性が悪くなる。

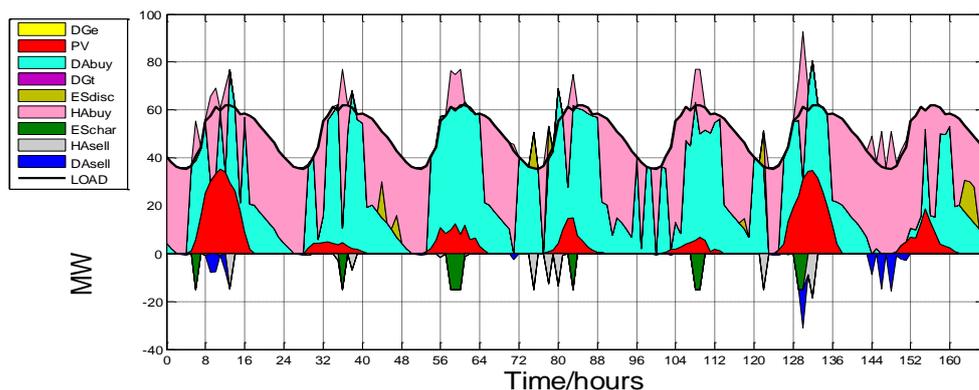


図 5.9 低負荷期にマイクログリッドが連系運転する場合の一時間前市場におけるマイクログリッドの運用結果

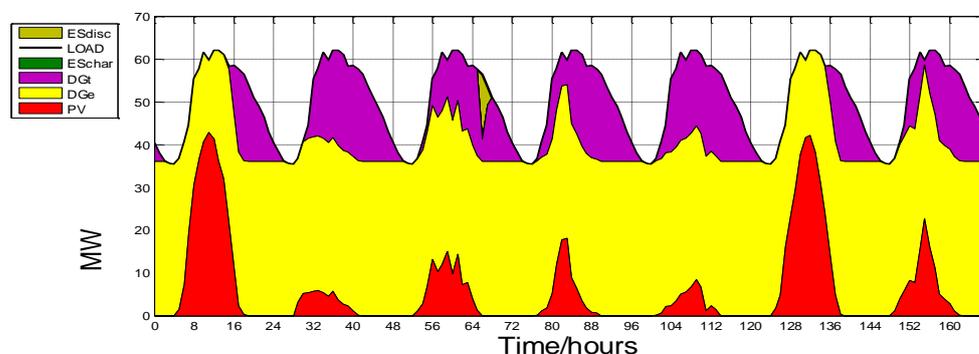


図 5.10 低負荷期にマイクログリッドが自立運転する場合の一時間前市場におけるマイクログリッドの運用結果

図 5.11 と図 5.12 は高負荷期に一時間前市場におけるマイクログリッドが系統と連系する場合とマイクログリッドが自立運転する場合の結果である。横軸は高負荷期の 168 時間である。縦軸はマイクログリッド中の各分散電源の出力と負荷曲線である。PV はマイクログリッド内部の太陽光出力である。ESchar はマイクログリッド中の貯蔵装置の充電である。ESdisc はマイクログリッド中の貯蔵装置の放電である。DGt はマイクログリッド中のガスタービンの分散電源の出力である。DGe はマイクログリッド中のガスエンジンの分散電源の出力である。DAbuy はマイクログリッドが一日前市場で買電分である。DAsell はマイクログリッドが一日前市場で売電分である。HAbuy はマイクログリッドが一時間前市場で買電分である。HAsell はマイクログリッドが一時間前市場で売電分である。LOAD はマイクログリッド中の負荷である。

図 5.11 と図 5.12 のように、マイクログリッドが自立運転する場合に系統からコストを削減する機会がなくなる。高負荷期にマイクログリッドが系統側に売電して大きな収入を取る機会がなくなる。瞬動予備力を提供する機会もなくなる。系統から需給調整を受ける機会もなくなる。マイクログリッドの運用者に対して、高負荷期にもマイクログリッドが自立運転する場合に運用経済性が悪くなる。

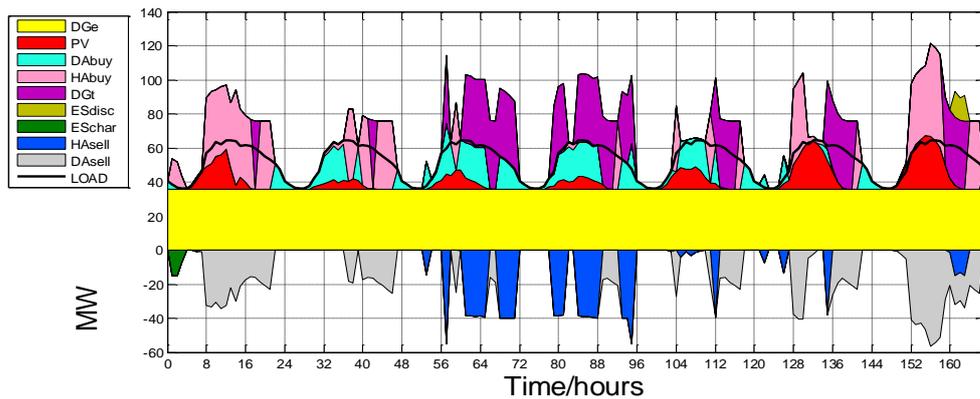


図 5.11 高負荷期にマイクログリッドが連系運転する場合の一時間前市場におけるマイクログリッドの運用結果

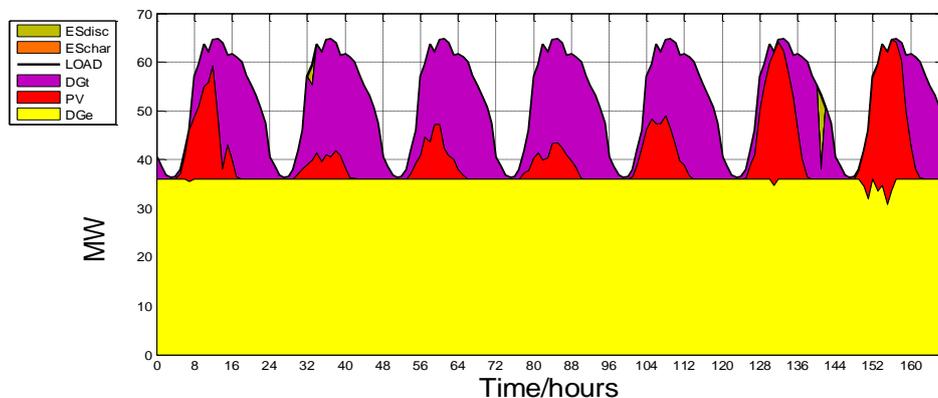


図 5.12 高負荷期にマイクログリッドが自立運転する場合の一時間前市場におけるマイクログリッドの運用結果

5.4 マイクログリッドの導入量による感度分析

本節では、マイクログリッドが自立運転するケース、5GW のマイクログリッドが反応するケースおよび 10GW のマイクログリッドが反応するケースの三つのケースの系統側に与える最終運用の影響とマイクログリッドの最終運用結果を比較考察した。

図 5.13、図 5.14 及び図 5.15 は低負荷時期に各マイクログリッドの導入量ケースにおける系統側の運用結果を示している。横軸は時間、縦軸は系統側の発電機出力とマイクログリッドの価格に反応した約定分を表している。図 5.13 のマイクログリッドが自立運転するケースでは、部分負荷運用している石炭火力発電機が多く見られる。余剰の太陽光出力は揚水発電により全て吸収されている。図 5.14 の 5 GWMG ケースでは、石炭火力発電機の部分負荷運用が緩和されている。余剰太陽光もマイクログリッドの一日前市場価格と一時間前市場価格に反応した約定分により吸収されている。

図 5.15 の 10 GW MG ケースでは、石炭火力発電機の部分負荷運用が 5GW MG ケースより改善されている。余剰の太陽光出力もマイクログリッドの反応により多く吸収されている。ただし、マイクログリッドの反応が多くなると、コストが高い系統側の LNG 発電機出力も多くなる傾向が見られる。

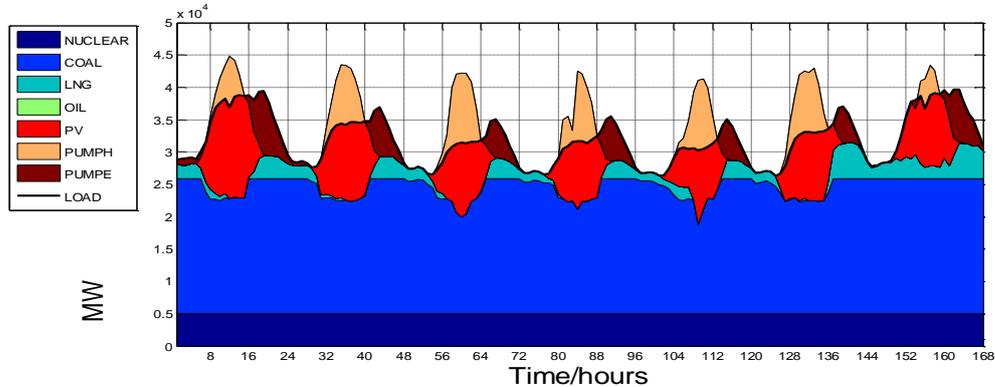


図 5.13 低負荷時期にマイクログリッドが自立運転する場合の系統側の最終運用

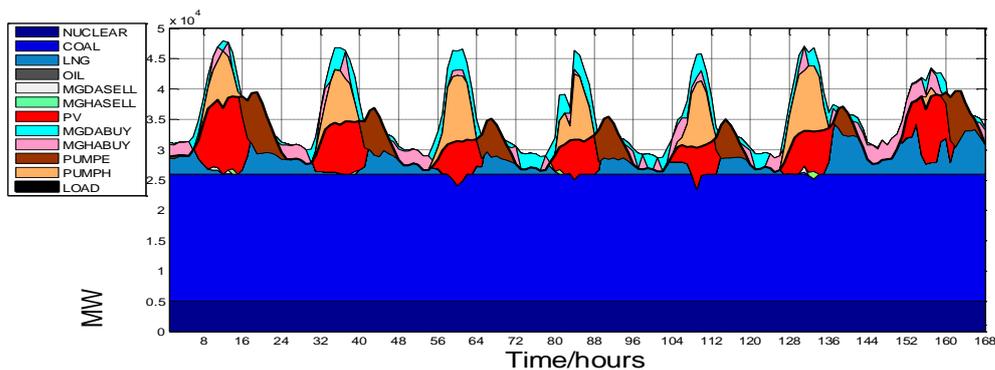


図 5.14 低負荷時期に 5GW のマイクログリッドが反応した場合の系統側の最終運用

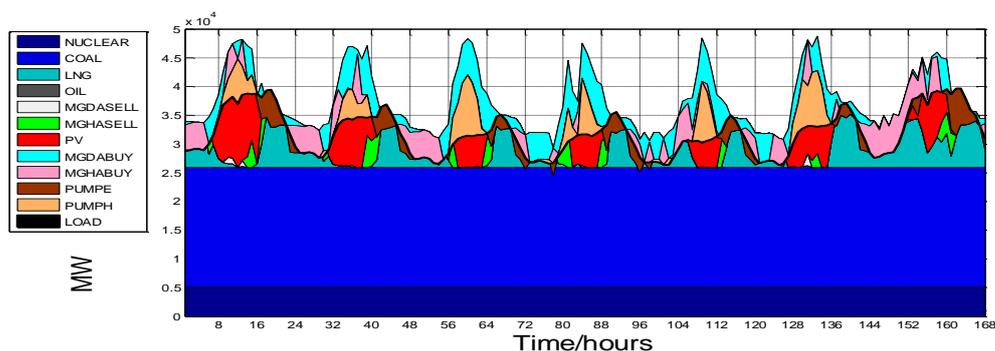


図 5.15 低負荷時期に 10GW のマイクログリッドが反応した場合の系統側の最終運用

図 5.16、図 5.17 及び図 5.18 は高負荷時期に各マイクログリッドの導入量ケースにおける系統側の運用結果を示している。横軸は時間、縦軸は系統側の発電機出力とマイクログリッドの価格に反応した約定分を表している。

図 5.16 のマイクログリッドが自立運転するケースでは、昼過ぎの時期に LNG 発

電機が定格運転する時期が多い。揚水発電機の運用も従来の運用モードと同じになる。図 5.17 の 5 GWMG ケースでは、マイクログリッドの売電の反応により、コストが高い LNG 発電機の出力が減少した。初期コストが高い揚水発電機の運用も緩和された。図 5.18 の 10 GW MG ケースでは、系統側の発電機の稼働状態は一日前市場できめられるので、一時間前の運用時点の負荷に対応できない結果が発生した。対策として、第 4 章に分散電源と市場価格連動する結果に基づいて、燃料コストが高い分散電源のガスタービンより 16 円/kW.h の仲介価格を設計し、10 GW MG ケースの系統側の一時間前市場価格を計算した。その後、マイクログリッドはその価格にの反応を通して、対応できない系統側の負荷を吸収した。最終運用結果として、図 5.18 のように、コストが高い LNG 発電機が満負荷運用する時期がもとより減少され、揚水発電機の運用も緩和された。系統運用者に対して、余裕の供給力が増加される。ただし、高負荷時期に、限界発電機がずっと LNG 発電機であるので、マイクログリッドの高値の反応による系統側の運用コストが増加される傾向がある。

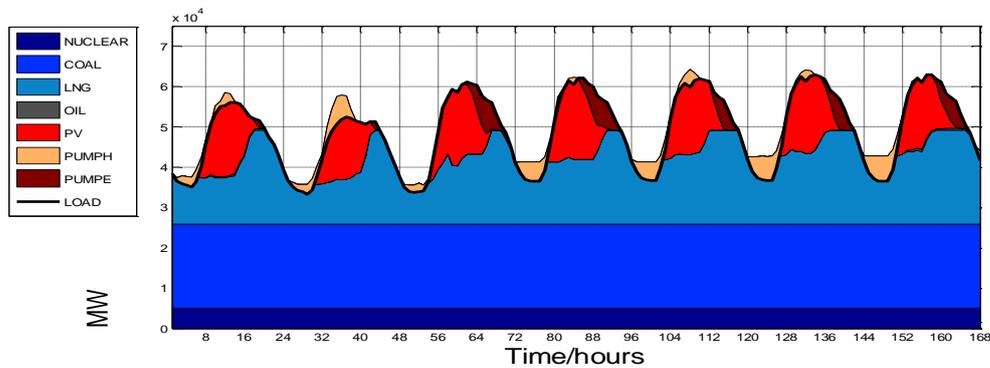


図 5.16 高負荷時期にマイクログリッドが自立運転する場合の系統側の最終運用

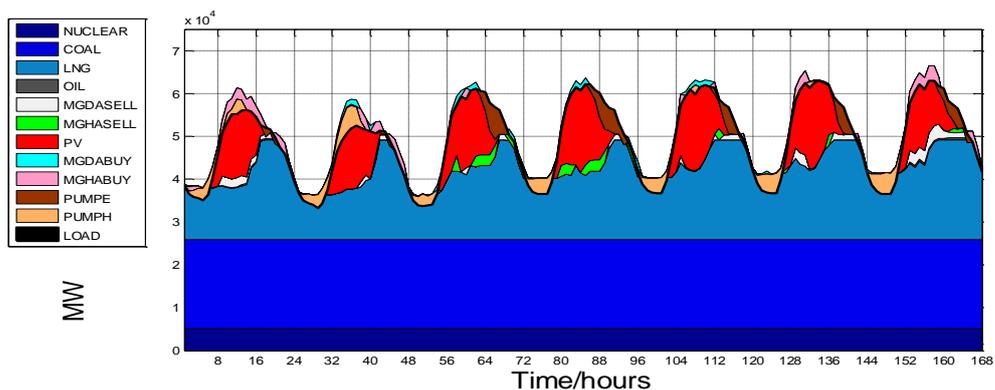


図 5.17 高負荷時期に 5GW のマイクログリッドが反応した場合の系統側の最終運用

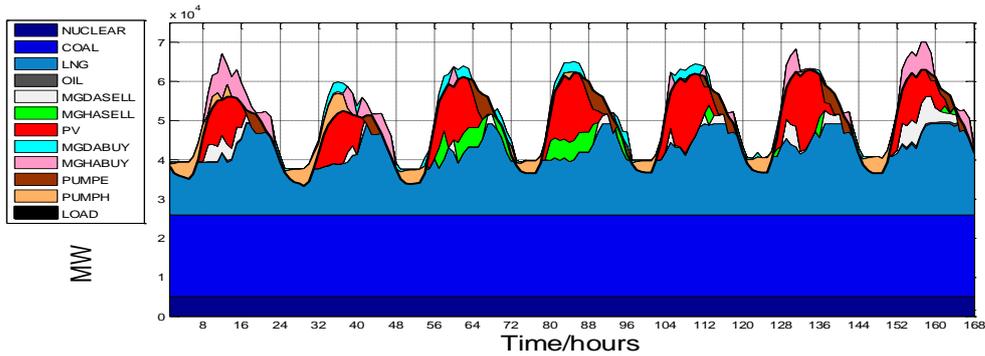


図 5.18 高負荷時期に 10GW のマイクログリッドが反応した場合の系統側の最終運用

図 5.19、図 5.20 及び図 5.21 は低負荷時期に各マイクログリッドの導入量ケースにおけるマイクログリッド側の最終運用結果を示している。横軸は時間、縦軸は系統側の分散出力と価格に反応した約定分を表している。

マイクログリッドが自立運転する場合は価格反応を通して、系統から発電コストを削減する機会がなくなる。負荷に対して、ガスエンジンとガスタービンの双方から供給が行われている。5GW MG ケースでは、系統側の価格が分散電源の燃料コストより低いため、分散電源出力が系統側価格と連動した結果として、マイクログリッドの負荷は全て系統から調達されている。10GW MG ケースでは、燃料コストが高いガスタービンが起動していない。分散電源出力が価格と連動した結果と需給調整のため、一日前市場価格に反応した約定分と一時間前市場価格に反応した約定分との間でマイクログリッド連系点における潮流方向が異なる可能性がある。

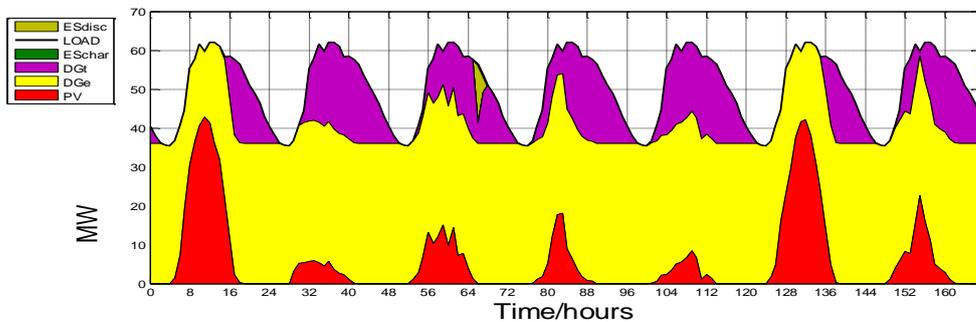


図 5.19 低負荷時期にマイクログリッドが自立運用した場合の最終運用

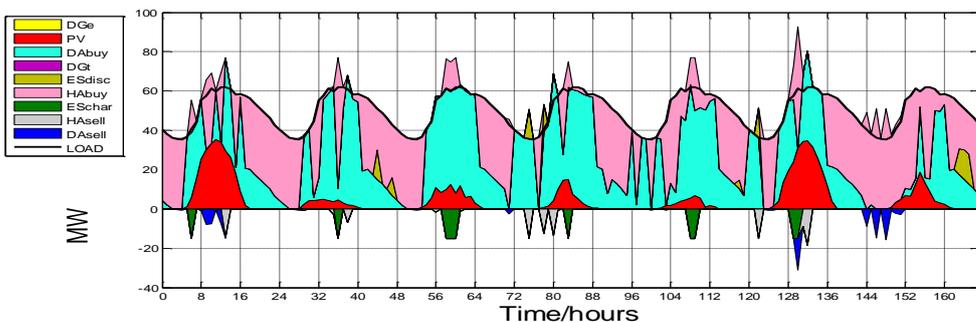


図 5.20 低負荷時期に 5GW のマイクログリッドが系統連系した場合の最終運用

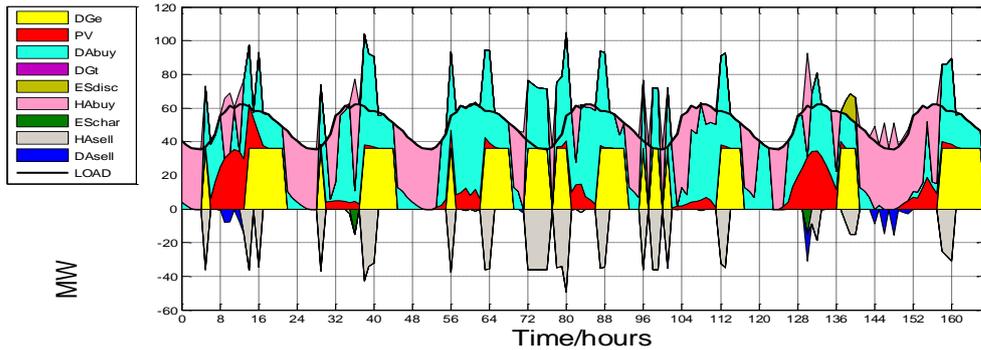


図 5.21 低負荷時期に 10GW のマイクログリッドが系統連系した場合の最終運用

図 5.22、図 5.23 及び図 5.24 は高負荷時期に各マイクログリッドの導入量ケースにおけるマイクログリッド側の最終運用結果を示している。横軸は時間、縦軸は系統側の分散出力と価格に反応した約定分を表している。

マイクログリッドが自立運転する場合は価格反応を通して、系統から発電コストを削減する機会がなくなる。負荷に対して、ガスエンジンとガスタービンの双方から供給が行われている。5GW MG ケースでは、一時間前市場の最低価格はガスエンジンの限界燃料コストより高いので、ガスエンジンが定格負荷で運用している。低負荷時期に同じように、一日前市場価格に反応した約定分と一時間前市場価格に反応した約定分との間でマイクログリッド連系点における潮流方向が異なる可能性がある。10GW MG ケースでは、一日前市場でマイクログリッドが大量買電することによる市場価格が下がるため、12 時点に 5GW MG ケースよりガスエンジンの出力が最小値になる。したがって、高負荷時期にマイクログリッドの導入量変化による系統側の一時間前市場価格も変わる。その後、マイクログリッドの分散電源出力も価格の変化に応じて、変化した。

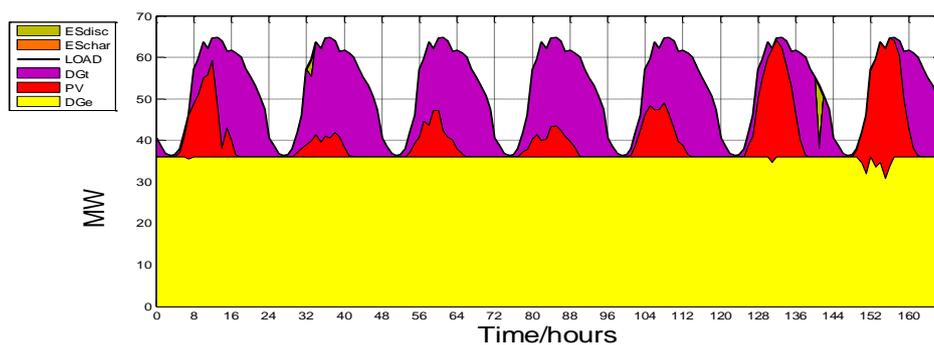


図 5.22 高負荷時期にマイクログリッドが自立運用した場合の最終運用

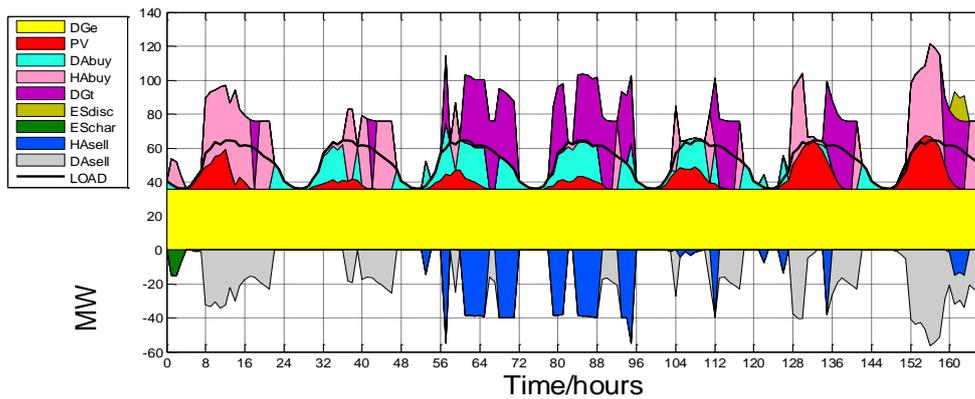


図 5.23 高負荷時期に 5GW のマイクログリッドが系統連系した場合の最終運用

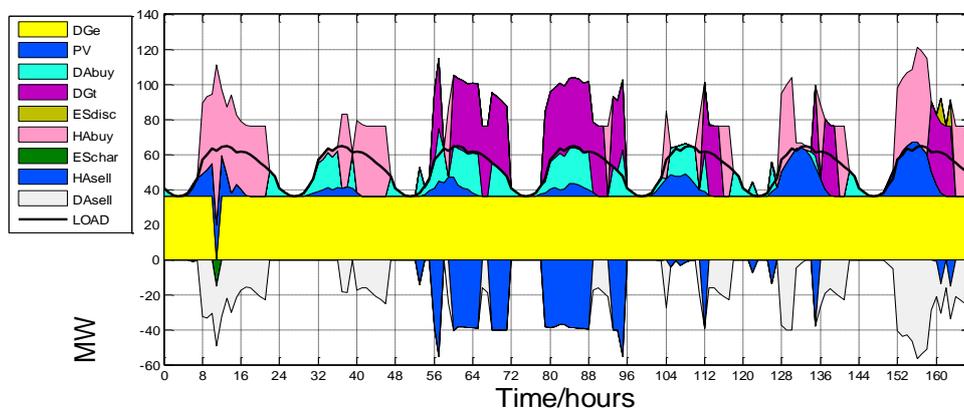


図 5.24 高負荷時期に 10GW のマイクログリッドが系統連系した場合の最終運用

5.5 最終コストの比較

本研究で提案した価格反応型マイクログリッドの経済性を定量的に評価するため、5.4 節の結果により、図 5.25 のように三つのケースを設定した。10 GW (130 個 x76MW) のマイクログリッドが全部自立運転するケース(0 GW MG)、5GW のマイクログリッドが系統価格に反応し、5GW のマイクログリッドが自立運転する場合ケース(5 GW MG)と 10GW のマイクログリッドが全部価格に反応するケース(10 GW MG)に対して、まず、それぞれの系統側とマイクログリッド側の最終運用コストを計算し、比較する。その後、マイクログリッドと系統側を合わせたトータルコストを計算し、比較する。

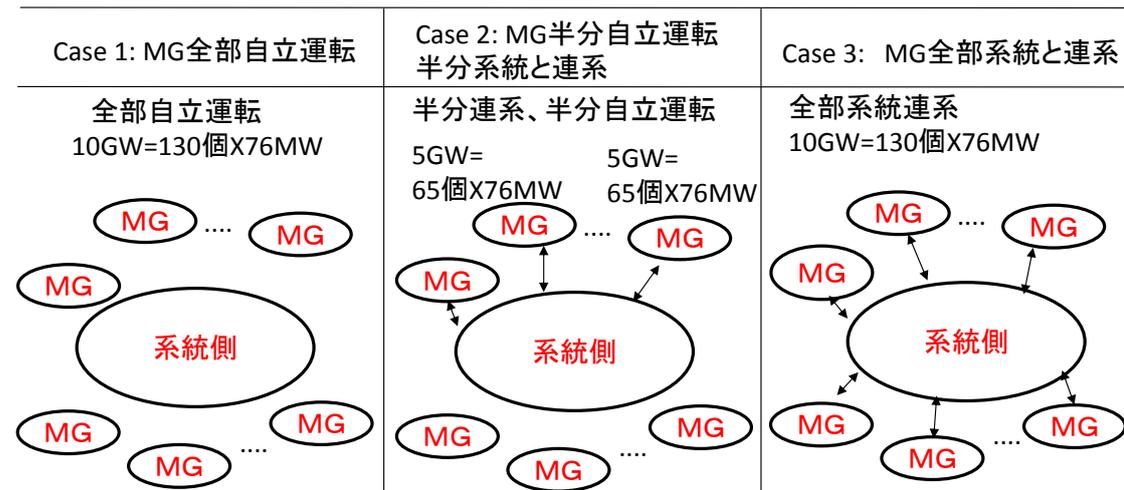


図 5.25 三つのケースにおける最終運用コストの比較設定

5.5.1 最終運用コスト計算モデル

マイクログリッドが系統側の市場価格に反応する場合、系統側最終コストとマイクログリッド側の最終コストの計算式は下の式 (32) と式 (33) となる。

$$MGCOST=HA_MgOp_COST+DA_MG\ TradeCOST+HA_MG\ TradeCOST \quad (32)$$

UtilityCOST=

$$HA_UtilityOp_COST-DA_MG\ TradeCOST-HA_MG\ TradeCOST \quad (33)$$

マイクログリッドが自立運転する場合の系統側最終コストとマイクログリッドの最終コストの計算式は下の式 (34) と式 (35) のようになる。

$$MGCOST=HA_MgOp_COST \quad (34)$$

$$UtilityCOST=HA_UtilityOp_COST \quad (35)$$

MGCOST：マイクログリッドの最終運用コスト。

UtilityCOST：系統側の最終運用コスト。

HA_MgOp_COST：一時間前市場におけるマイクログリッドの最終燃料コスト。

HA_UtilityOp_COST：一時間前市場における系統側最終燃料コスト。

DA_MG TradeCOST：一日前市場でマイクログリッドが系統から買電するコスト。(売電の場合、マイナス数値になる)

DA_MG TradeCOST：一日前市場でマイクログリッドが系統から買電するコスト。(売電の場合、マイナス数値になる)

HA_MG TradeCOST：一時間前市場でマイクログリッドが系統から買電するコスト。(売電の場合、マイナス数値になる)。

5.5.2 最終コストの変動解析

低負荷期の系統側と一つのマイクログリッド側の最終コストを計算した結果を図 5.26 に示す。マクログリッドが自立運転する場合（0GW MG ケース）系統側もマイクログリッド側も燃料費が最も高くなる。5GW MG ケースでは、系統側及びマイクログリッド側双方燃料コストが最も低くなる。10GW MG ケースでは、系統側とマイクログリッド側双方の燃料コストが 0GW MG ケースより削減され、5GW MG ケースより少し増加するようになる。高負荷期に図 5.27 のように、マイクログリッドの導入量が多くなると、マクログリッドが高値売電による系統側の損失が多くなるが、マイクログリッドの運用コストは下がる。

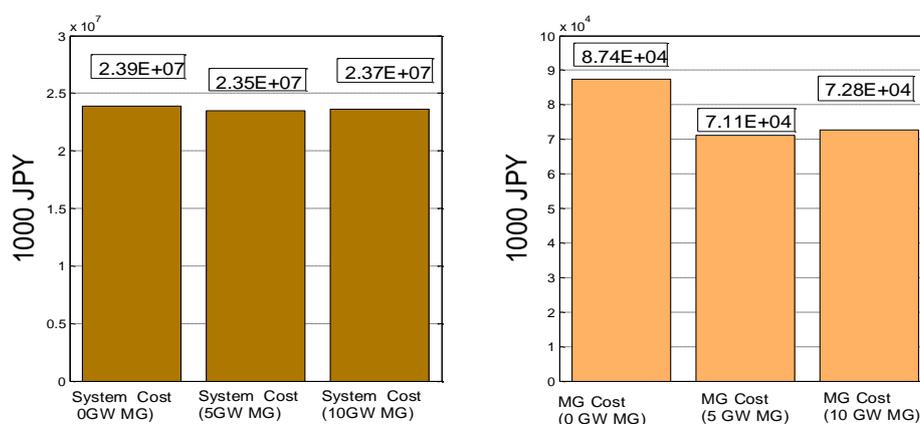


図 5.26 低負荷期における系統側と一つのマイクログリッド側の燃料コスト

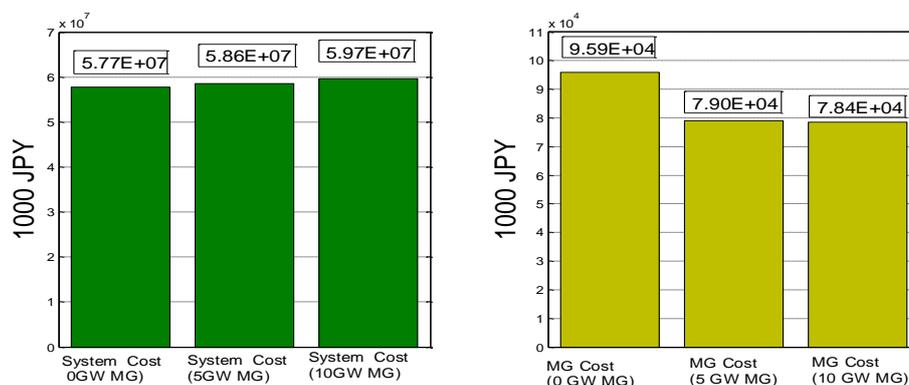


図 5.27 高負荷期における系統側と一つのマイクログリッド側の燃料コスト

(1) 低負荷時期に系統側の最終運用コストの変動解析

図 5.28 は低負荷時期に三つケースにおける系統側のトータル負荷である。マイクログリッドが系統と連系して、系統側限界価格に反応する量が多くなると、系統側の最終負荷も多くなる。

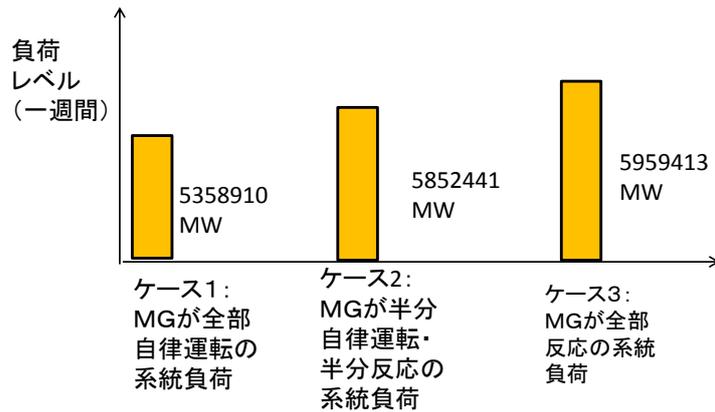


図 5.28 低負荷時期に三つケースにおける系統側のトータル負荷

図 5.29 は低負荷時期に三つのケースにおける系統側の最終燃料コスト、マイクログリッドが一日前市場価格に反応した約定コスト、マイクログリッドが一時間前市場価格に反応した約定コスト、トータルのマイクログリッドが二段階の市場価格に反応した約定コスト、系統側の最終運用コストの構造を示す。この図のように、マイクログリッドが自立運転する場合（ケース1）より、5GWのマイクログリッド反応・5GWのマイクログリッド自立運転する場合（ケース2）はマイクログリッドの買電による系統側の最終燃料コストが増加になったが、最終運用コストが下がった。10GWのマイクログリッドが全部反応する場合（ケース3）はケース2より、マイクログリッドの買電がより多くなるので、システム側最終燃料コストと最終運用コスト両方がケース2より増加になる。

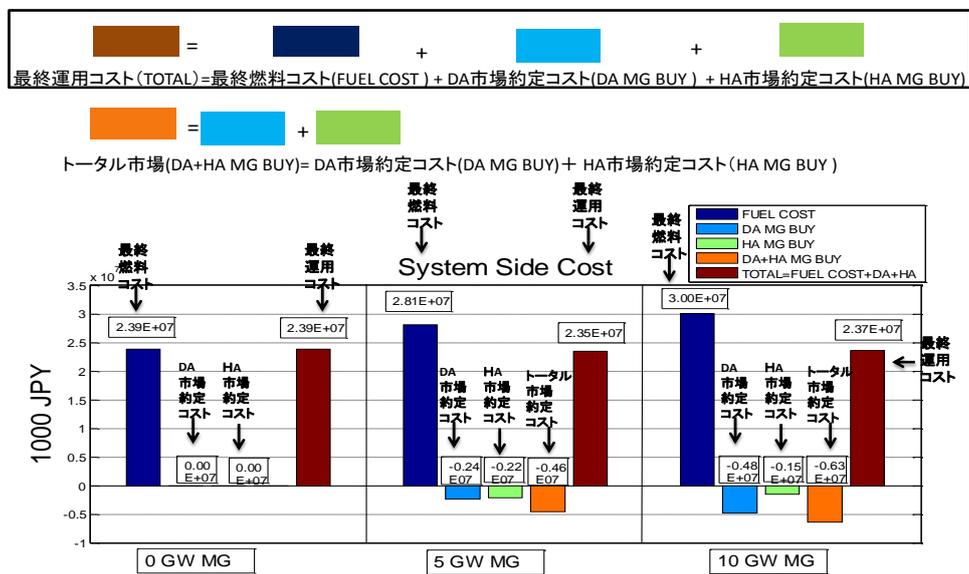


図 5.29 低負荷時期に系統側の最終運用コストの構造

したがって、低負荷時期にマイクログリッドが系統と連系する容量が多くなると、限界市場価格に反応する買電量も大きくなり、系統側に貢献する利益も大きくなり、系統側に対する最終運用の負荷も多くなるので、系統側の最終燃料コストも大きくなる。ただし、ケース1からケース2まで、利益の増加速度が燃料コスト増加の速

度より速いので、最終運用コストが $2.39E+07$ から $2.35E+07$ に下がった。ケース2からケース3まで、利益の増加速度が燃料コスト増加の速度より遅いので、最終運用コストが $2.35E+07$ から $2.37E+07$ に上がった。

図 5.30 は低負荷時期に三つのケースにおける系統側の第一日の運用結果を示す。

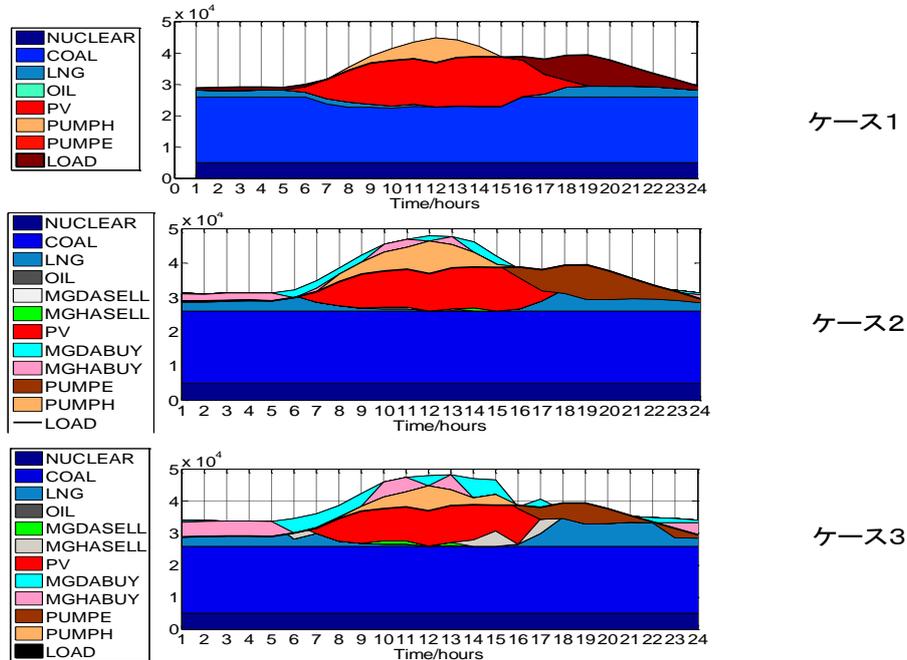


図 5.30 低負荷時期に三つのケースにおける系統側の第一日の運用結果

運用結果から見ると、低負荷時期に系統側の最終運用コストが $2.39E+07$ から $2.35E+07$ に下がる原因としては、図 5.30 のように、低負荷時期にマイクログリッドの買電反応による揚水発電機運用効率損失が減少され、利益が増加され、利益の増加量が燃料コスト増加量より大きいと考えられる。

低負荷時期に系統側の最終運用コストが $2.35E+07$ から $2.37E+07$ に上がる原因としては、図 5.30 のように、MG の買電がより多くなると、揚水発電機の運用の減少による LNG 発電機の出力が多くなり、燃料コストが上がり、利益の増加量が燃料コスト増加量より小さいと考えられる。

(2) 高負荷時期に系統側の最終運用コストの変動解析

図 5.31 は高負荷時期に三つケースにおける系統側のトータル負荷である。マイクログリッドが系統と連系して、系統側限界価格に反応する量が多くなると、系統側の最終負荷がまず多くなってから、下がった。

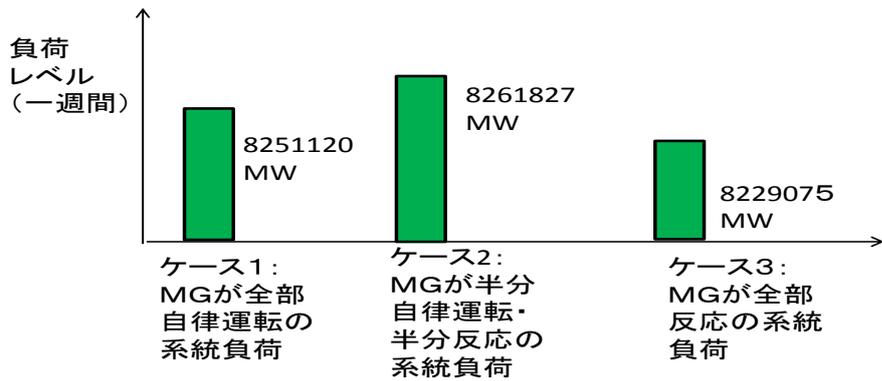


図 5.31 は高負荷時期に三つケースにおける系統側のトータル負荷

図 5.32 は高負荷時期に三つのケースにおける系統側の最終燃料コスト、マイクログリッドが一日前市場価格に反応するコスト、マイクログリッドが一時間前市場価格に反応するコスト、マイクログリッドが二段階の市場価格にトータル反応コスト、系統側の最終運用コストのコスト構造を示す。高負荷時期にマイクログリッドが系統側に売電する時期が多い。そのため、図 5.32 中のマイクログリッドが市場価格に反応する「買電」(マイナスの DA MG BUY/HA MG BUY) は「売電」という意味であり、系統側に対して、コストが増加になるという意味である。マイクログリッドが自立運転する場合(ケース1)より、5GWのマイクログリッド反応・5GWのマイクログリッド自立運転する場合(ケース2)は最終燃料コストが下がったが、マイクログリッドの高値反応による約定コストが多いので、最終運用コストが上がった。10GWのマイクログリッドが全部反応する場合(ケース3)はケース2より、系統側最終燃料コストと最終運用コスト両方増加になる。したがって、高負荷時期に系統側の最終運用コストが徐々に上がる原因は主にマイクログリッドの高値限界価格売電から形成した。

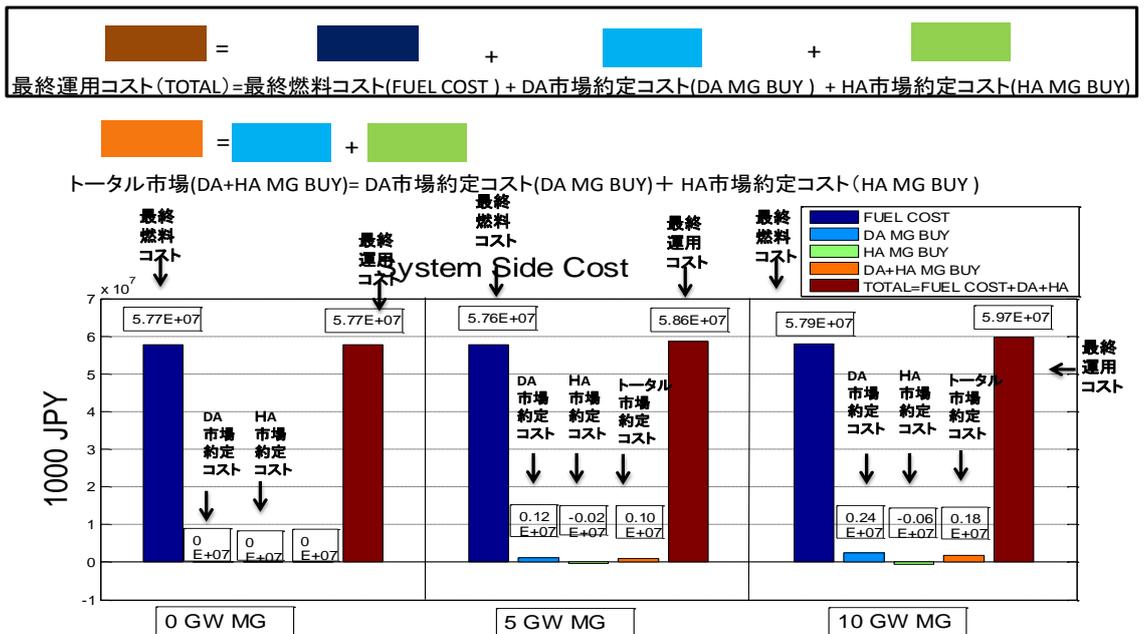


図 5.32 高負荷時期に系統側の最終運用コストの構造

図 5.16、図 5.17、図 5.18 のように、高負荷時期に系統側の最終運用は石炭発電機が満負荷運用している。系統側の燃料コストは LNG 発電機の出力量による決められている。

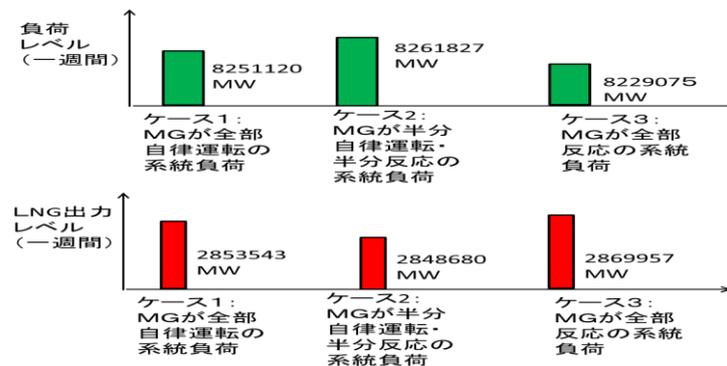


図 5.33 高負荷時に三つケースにおける系統側の負荷と LNG 発電機の出力量

図 5.33 のように、ケース 1 より、ケース 2 の負荷が増加になったが、LNG 発電機の出力量が下がった。ケース 2 より、ケース 3 の負荷が減少になったが、LNG 発電機の出力量が上がった。したがって、三つのケースにおける系統側の燃料コストは LNG 発電機の出力量と異なる方向で連動し、 $5.77E+07$ から $5.76E+07$ に下がり、 $5.79E+07$ に上がり、変化した。

図 5.33 は高負荷時期にケース 1 とケース 2 における系統側の LNG 発電機の出力量を示す。図 5.34 高負荷時期にケース 2 とケース 3 における系統側の LNG 発電機の出力量を示す。図 5.16・図 5.17・図 5.18 のように、マイクログリッドが自立運転するケースでは、高負荷時期に昼過ぎに太陽光の出力量が下がるとともに、揚水発電機が発電モードで負荷を対応する。ただし、ケース 2 とケース 3 では、マイクログリッドの高値売電により、昼過ぎに太陽光の出力量が下がる時期にケース 1 より、揚水発電機の出力量が下がる。また、下の図 5.33 と 5.34 の後半の時間帯のように、揚水発電機が昼過ぎに発電モードで出力量が減少されたので、深夜ポンプモードで充電する量も減少され、LNG 発電機の出力量も下がった。トータル LNG 発電機の出力量はケース 1 からケース 2 まで下がった。

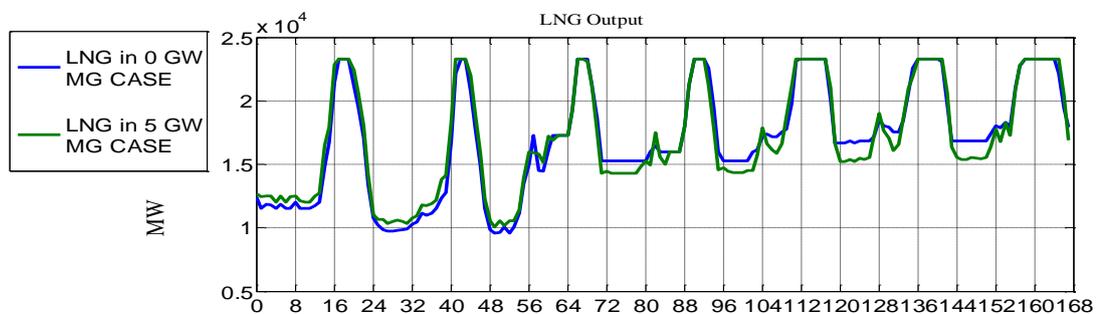


図 5.33 高負荷時期にケース 1 とケース 2 における系統側の LNG 発電機の出力量

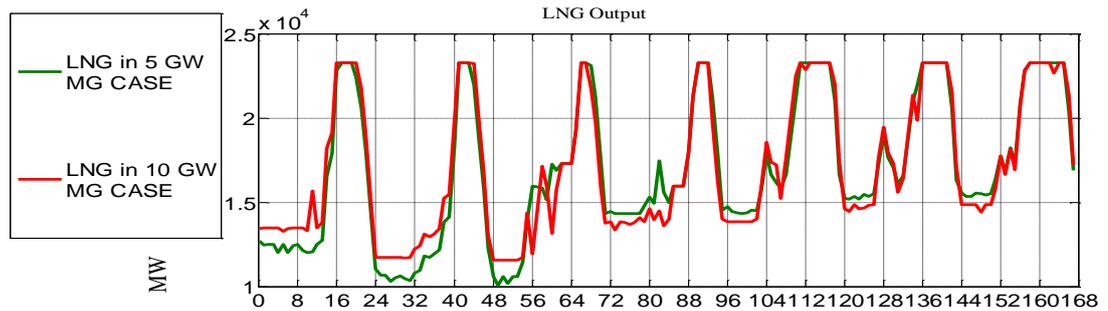


図 5.34 高負荷時期にケース 2 とケース 3 における系統側の LNG 発電機の出
 力
 ただし、ケース 2 からケース 3 に変ると、マイクログリッドの反応量が多
 くなると、図 5.33 と図 5.35 のように、マイクログリッドの反応による系統に買電
 量が売電量より大きくなるので、系統側に対して、ケース 3 の負荷もケース 2
 の負荷より大きくなる。そのため、図 5.34 のように、ケース 3 の LNG 発電機
 の出力が大きくなり、系統側の燃料コストも上がった。

図 5.35 と図 5.36 は三つのケースにおける系統側の最終運用コストとマイク
 ログリッドの最終運用コストを合わせたトータルコストである。

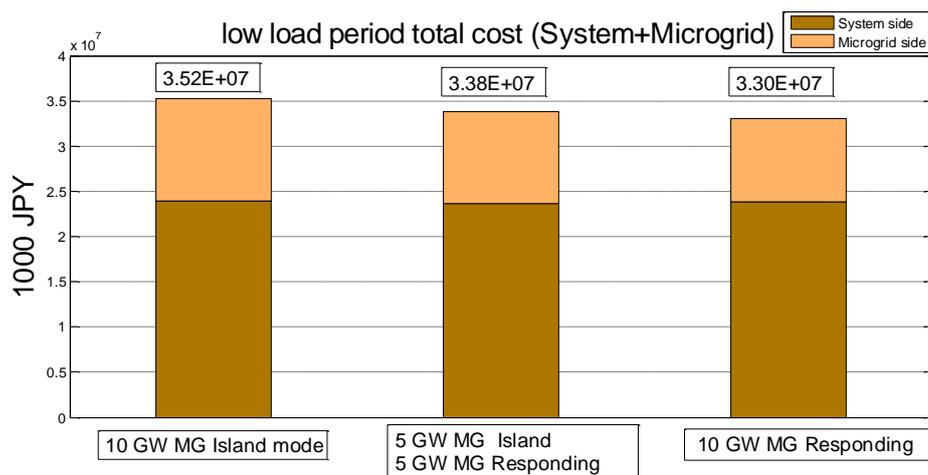


図 5.35 低負荷時期に三つのケースにおける系統側とマイクログリッド側を合
 わせたトータル最終運用コスト

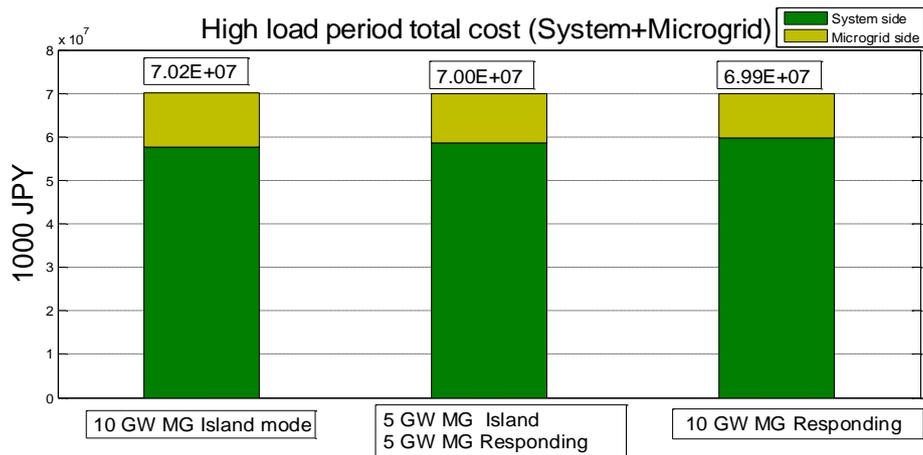


図 5.36 高負荷時期に三つのケースにおける系統側とマイクログリッド側を合わせたトータル最終運用コスト

図 5.35 のように、低負荷時にマイクログリッド系統と連系する導入量が多くなると、系統側とマイクログリッド側合わせた運用コスト上々に下がる。図 5.36 のように、高負荷時にもマイクログリッド系統と連系する導入量が多くなると、系統側とマイクログリッド側合わせた運用コスト上々に下がる。ただし、高負荷時期にマイクログリッドの反応分が低負荷時期より少ないので、系統側の貢献が低負荷時期より大きくない。

第6章 結論

本研究においては、PV を大量導入した電力市場における系統とマイクログリッド双方の最適化スケジューリングを通して、マイクログリッドの経済性を分析した。系統が保有する発電機のユニットコミットメントを決定することで、エネルギー市場価格を計算し、一日前市場と一時間前市場をモデル化した。PV の導入が系統側とマイクログリッド側の双方に与える影響、系統側とマイクログリッドの相互影響を定性的及び定量的に分析した。

PV 大量導入が揚水発電に与える影響、火力発電機に与える影響、エネルギー市場限界価格に与える影響を分析した。市場価格とエネルギー貯蔵装置がマイクログリッドの運用に及ぼす影響を示した。系統側負荷変動が系統側の運用に与える影響を分析した。市場価格変動の要因を分析した。価格変化がマイクログリッドに与える影響を分析した。PV 出力変化がマイクログリッドに与える影響を分析した。一日前市場約定分がマイクログリッドに与える影響を分析した。マイクログリッドが自立運転する場合と比べ、マイクログリッドが系統側の市場価格に反応する方式による経済的利点を示した。

PV の導入が、系統側に与える影響として、低負荷期に揚水発電機の揚水モードの運用時間が従来の深夜低負荷期だけでなく、昼間の PV 出力ピーク値の時期にも拡大することがあった。高負荷期に揚水発電機が昼間に太陽光出力を消費して、昼過ぎに PV の出力が下がると揚水発電機が発電モードとなり、出力が増加する。PV 導入が火力発電機に与える影響として、限界火力発電機も PV の出力ピークが過ぎる時間帯に起動することになり、限界火力発電機の起動と出力時間が変化することにより系統側の限界エネルギー市場価格が従来の価格と異なったものとなった。

一時間前市場では、負荷変動により市場価格が変化することとなる負荷変動要素として次の三つがある。一つ目は一日前市場での系統総負荷と一時間前市場系統総負荷との間の変動、または一日前市場での予測負荷と一時間前市場実績負荷との間の変動である。二番目は、一日前市場での予測 PV 出力と一時間前での予測 PV 出力との間の変動である。三番目はマイクログリッドが一日前市場の限界エネルギー価格に反応することによる取引分である。

限界エネルギー市場価格が変わると、マイクログリッドの分散電源の起動と出力時間も変わり、低負荷期には、コストが高い分散電源の運転を避けるため、不足電力への対応は貯蔵装置の放電と価格が低い系統電力の買電により行われる。高負荷期には、分散電源と貯蔵装置が系統限界エネルギー市場価格の変動と連動して運用されることで、大きな収入を得る。マイクログリッド内部での PV の導入と一日前市場での電力取引により需給バランスの調整における市場への依存度が高くなる。さらに、マ

マイクログリッドが系統と連系する場合、低負荷時にマイクログリッドは余剰太陽出力を吸収できる。揚水発電機の運用が緩和される。系統側の負荷平準化に貢献できる。高負荷時期に系統側の発電機の稼働状態は一日前市場できめられるので、マイクログリッド側の売電により火力発電機の出力がさがるので、高負荷時の系統側運用に対して、供給力が増加することができるようになる。さらに、高負荷時期に、マイクログリッドの導入量が増加すると、系統運用者は一時間前の運用時点の負荷に対応できない結果が発生した。対策として、本研究では **10 GW MG** ケースで分散電源と市場価格連動する結果を踏まえて、マイクログリッドが分散電源燃料コストより高い仲介価格に反応を通して、高負荷時期に系統運用者が対応できない系統側負荷を吸収した。

経済性指標としての最終運用コストに対して、系統側とマイクログリッド側の損益モデルを対案した。電力市場限界価格の反応を通じて、**22GW PV** 導入する **70GW** 負荷の電力系統規模において、マイクログリッドが価格市場に反応する場合は自律運転する場合より、系統側とマイクログリッド側を合わせたコストが下がる。マイクログリッドが系統に反応する量は **0GW**、**5GW**、**10GW** の増加により、系統側とマイクログリッド側を合わせたコストも徐々に削減される。さらに、低負荷時期にマイクログリッドの反応量は高負荷時の反応より大きいので、系統側とマイクログリッド側を合わせたコストもより多く削減される。将来的に、**PV** 導入量がより多くなると、高負荷時期にもより大きい貢献があると予想できる。

謝 辞

博士指導教員の恩師の馬場旬平先生には、私の人生における発展する時期の貴重な人として、私が留学生としての博士課程の受取と丁寧な研究指導と安定的な経済支援を頂くことにより、私の未来の人生に一層にチャレンジする基盤を築くことができ、心より感謝申し上げます。さらに、博士課程期間では研究室での自由な探索の研究雰囲気을いただくため、いろいろな知識勉強や先行調査に専心することができるようになったによる未知の領域に探究や新たな考えをしようとする意欲を生み出した。特に研究室のミーティングで博士研究に対して、いつもの馬場先生から頂いた丁寧な指導を通して、どのように研究を展開するプロセスや研究中の問題に直面する考え方や研究に関する創新の考え方などの貴重な経験を勉強になりました。そして、ミーティングの発表と学会発表の機会を通して、私の日本語や英語の応用能力も徐々に改善されるようになり、研究のフロンティアや海外旅行を通じた海外文化や学会の雰囲気が分かるようになりました。このほか、生活面にもお世話を頂いています。心より感謝申し上げます。

研究生時代の恩師の岩船由美子先生も私の人生における成長する時期の貴重な人として日本に上陸できて、駒場で桜を觀賞したり日本文化を感じたり留学生生活を頑張る機会を頂くことに心より感謝申し上げます。さらに、博士期間にもいつもお忙しいところに研究に対する長い時間の議論や休日に論文誌内容チェックなどのご指導を頂くことに心から感謝申し上げます。岩船先生と研究内容の議論を通して、研究者としてのスキルや考え方なども勉強になりました。このほか、生活面にもいつもお世話を頂いています。心より感謝申し上げます。

谷口治人先生には、研究室のミーティングや飲み会を参加して、深い電力分野の話を聞きまして、楽しい時間を過ごささせていただきました。横山明彦先生には、学部から大学院にかける複数の電力系統の講義で電力系統の知識に勉強になりました。また、研究に対する貴重なご意見も頂きまして、心から感謝申し上げます。荻本和彦先生には、本研究にの電力需給運用や電力市場や電力系統経済性など内容に対して、盛り沢山の貴重なご意見やご指導やご指摘などいただきまして、非常に収穫になり、勉強になり、心から感謝申し上げます。大崎博之先生には、貴重なご指摘をいただきまして、心から感謝申し上げます。東京都市大学の太田豊先生には、いつも研究に助言の電力の話を聞きまして、大変感謝しております。東京農工大学の池上貴志先生には、研究生時代にいつも岩船研のミーティングで研究に対して、いろいろな助言を頂きまして、大変感謝しております。

また、馬場研での研究生生活をと共にしたメンバには様々な面で支えて頂きました。玉岡徳子さんには、生活の話や学会出張の手続きなどを作業いただきまして、大

大変感謝しております。特別研究員の今中政輝氏には、豊富なエネルギーの知識のほか積極的に研究室の運営から多くの事を学ばせて頂きました。さらに、私の研究の進捗にの関心や論文の日本語のチェックなどに大変感謝しております。社会人博士生の小坂忠義氏には、一緒に大学の講義や輪講や学会に出席を通して、楽しい生活を過ごさせていただきました。留学生博士生ムファリス氏には、いつも研究の話を交流いただきまして、英語で喋る機会を頂きまして、大変感謝しております。また、博士1年生の近藤健一さん、修士2年生の内田健志さん、内山雄斗さん、竹内悠さん、町田舞さん、修士1年生の小倉湧さん、菊池翔太さん、深井威志さん、藤井則孝さん、堀立磨さん、学部生の斉藤巧さん、田村潤さんにも、大変楽しい時間をと共にすることができました。特に、近藤さんと竹内さんが私の論文の日本語のチェックに対して、大変感謝しております。馬場研で卒業生の河内駿介さん、下田英介さん、慶本裕史さん、佐々本英紀さん、林裕希さん、水野陽二郎さん、奥谷和也さん、小野航平さん、撰待彰久さん、中水優さん、渡辺宏之さん、島田夏樹さん、溝口隼人さん、山本有途さん、大変楽しい時間をと共に過ごしました。岩船研での研究生生活をと共にしたメンバには様々な面で支えて頂きました。前川晶子さんには、打ち合わせの時間調整や研究生時代のいろいろな世話を頂きまして、心から感謝しております。研究員の八木田克英さん、河合俊明さんには、研究生時代に私の研究の関心やいろいろな世話を頂きまして、大変感謝しております。また、その時期の博士生の渡辺由美子さん、修士2年生の山田雄吾さん、ムスタファさん、鄭叡韻さんから大変お世話を頂きまして、感謝しております。

最後に、留学させてくれた両親、兄さんに感謝を述べて謝辞とさせていただきたいと思います。皆様、本当にありがとうございました。

参考文献

- (1) 経済産業省: "長期エネルギー需給見通し",
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/pdf/report_02.pdf (2015)
- (2) T. I. E. A. (IEA): "Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy",
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf (2014)
- (3) 荻本和彦: "再生可能エネルギーの発電予測とシステム技術", *電気学会論文誌. B*, Vol.134, No.6, pp.473-476 (2014)
- (4) 松木良介, 七原俊也, 岡田, 健司: "再生可能エネルギー電源の大量導入時における出力予測誤差による需給調整への影響評価", [B] *電力・エネルギー部門 電力系統技術研究会* (2013)
- (5) 高橋健太, 原亮一, 北裕幸, 長谷川淳: "市場価格と電力需要の不確実性を考慮した電力供給事業者の運用計画に関する研究", *電気学会研究会資料. PE, 電力技術研究会*, Vol.2006, No.116, pp.13-18 (2006)
- (6) R. M. Lima, A. Q. Novais, A. J. Conejo: "Weekly self-scheduling, forward contracting, and pool involvement for an electricity producer. An adaptive robust optimization approach", *European Journal of Operational Research*, Vol.240, No.2, pp.457-475 (2015)
- (7) Y. Guan, J. Wang: "Uncertainty sets for robust unit commitment", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.3, No.29, pp.1439-1440 (2014)
- (8) C. Zhao, Y. Guan: "Unified stochastic and robust unit commitment", *Power Systems, IEEE Transactions on*, Vol.28, No.3, pp.3353-3361 (2013)
- (9) D. Bertsimas, E. Litvinov, X. A. Sun, J. Zhao, T. Zheng: "Adaptive robust optimization for the security constrained unit commitment problem", *Power Systems, IEEE Transactions on*, Vol.28, No.1, pp.52-63 (2013)
- (10) H. Holttinen, A. Tuohy, M. Milligan, E. Lannoye, V. Silva, S. Muller, L. Soder: "The flexibility workout: managing variable resources and assessing the need for power system modification", *Power and Energy Magazine, IEEE*, Vol.11, No.6, pp.53-62 (2013)
- (11) A. Ulbig, G. Andersson: "Analyzing operational flexibility of electric power systems", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol.72, pp.155-164 (2015)
- (12) Y. V. Makarov, P. Du, M. Pai, B. McManus: "Calculating individual resources variability and uncertainty factors based on their contributions to the overall system balancing needs", *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, Vol.5, No.1, pp.323-331 (2014)
- (13) 塩原勇介, 大山力, 辻隆男, 進士誉夫, 田所真之: "分散型電源を用いた電圧・周波数の協調制御手法の検討", [B] *電力・エネルギー部門 電力系統技術研究会* (2013)
- (14) 佐久間達也, 田中英一, 原亮一, 北裕幸, 遠山篤, 長谷川淳: "連系系統における特定規模電気事業者の負荷周波数制御への影響評価", [全国大会] *平成 19 年電気学会全国大会論文集*, pp.223-224 (2007)
- (15) 河内駿介, 馬場旬平, 木原寛之, 杉本貴之: "空調機器を可制御負荷として含むマイクログリッドにおける電力変動補償制御の制御パラメータ決定手法提案と実証試験", *電気学会論文誌B (電力・エネルギー部門誌)*, Vol.135, No.1, pp.42-49 (2015)
- (16) A. M. J. J. G. d. S. F. 大. 崇. 岩. 由美子: "電力系統の需給バランスのための住宅用 PV-EV

- システムの評価", *電気学会論文誌B (電力・エネルギー部門誌)*, Vol.135, No.1, pp.27-34 (2015)
- (17) R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromson, A. Meliopoulos, R. Yinger, J. Eto: "The CERTS microgrid concept", *White paper for Transmission Reliability Program, Office of Power Technologies, US Department of Energy*, Vol.2, No.3, pp.30 (2002)
- (18) D. Ton: "Smart grid program at the US DoE", *Santiago* (2013)
- (19) O. Palizban, K. Kauhaniemi, J. M. Guerrero: "Microgrids in active network management—Part I: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.36, pp.428-439 (2014)
- (20) C. Schwaegerl, L. Tao: "The Microgrids Concept", *Microgrids: Architectures and control*, pp.1-24 (2014)
- (21) 佐々木豊, 清木場大, 沖原潤, 金谷浩平, 餘利野直人, 造賀芳文: "再生可能エネルギー電源の不確定性に対してロバストな需給マネージャに関する研究", [B] *電力・エネルギー部門 電力系統技術研究会* (2013)
- (22) M. Mazidi, A. Zakariazadeh, S. Jadid, P. Siano: "Integrated scheduling of renewable generation and demand response programs in a microgrid", *Energy Conversion and Management*, Vol.86, pp.1118-1127 (2014)
- (23) A. Zakariazadeh, S. Jadid, P. Siano: "Smart microgrid energy and reserve scheduling with demand response using stochastic optimization", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol.63, pp.523-533 (2014)
- (24) D. T. Nguyen, L. B. Le: "Risk-constrained profit maximization for microgrid aggregators with demand response", *Smart Grid, IEEE Transactions on*, Vol.6, No.1, pp.135-146 (2015)
- (25) A. Zakariazadeh, S. Jadid, P. Siano: "Smart microgrid energy and reserve scheduling with demand response using stochastic optimization", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol.63, No.0, pp.523-533 (2014)
- (26) M. Marzband, A. Sumper, J. L. Dominguez-Garcia, R. Gumara-Ferret: "Experimental validation of a real time energy management system for microgrids in islanded mode using a local day-ahead electricity market and MINLP", *Energy Conversion and Management*, Vol.76, pp.314-322 (2013)
- (27) J. Quanyuan, X. Meidong, G. Guangchao: "Energy Management of Microgrid in Grid-Connected and Stand-Alone Modes", *Power Systems, IEEE Transactions on*, Vol.28, No.3, pp.3380-3389 (2013)
- (28) A. Kargarian Marvasti, F. Yong, S. DorMohammadi, M. Rais-Rohani: "Optimal Operation of Active Distribution Grids: A System of Systems Framework", *Smart Grid, IEEE Transactions on*, Vol.5, No.3, pp.1228-1237 (2014)
- (29) M. H. K. Tushar, C. Assi, M. Maier, M. F. Uddin: "Smart Microgrids: Optimal Joint Scheduling for Electric Vehicles and Home Appliances", *Smart Grid, IEEE Transactions on*, Vol.5, No.1, pp.239-250 (2014)
- (30) S. Pazouki, M.-R. Haghifam, A. Moser: "Uncertainty modeling in optimal operation of energy hub in presence of wind, storage and demand response", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol.61, No.0, pp.335-345 (2014)
- (31) A. Parisio, E. Rikos, G. Tzamalís, L. Glielmo: "Use of model predictive control for experimental microgrid optimization", *Applied Energy*, Vol.115, pp.37-46 (2014)
- (32) S. Mohammadi, S. Soleymani, B. Mozafari: "Scenario-based stochastic operation

- management of MicroGrid including Wind, Photovoltaic, Micro-Turbine, Fuel Cell and Energy Storage Devices", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol.54, No.0, pp.525-535 (2014)
- (33) H. Takano, P. Zhang, J. Murata, T. Hashiguchi, T. Goda, T. Iizaka, Y. Nakanishi: "A Determination Method for the Optimal Operation of Controllable Generators in Micro Grids that Copes with Unstable Outputs of Renewable Energy Generation", *IEEJ Transactions on Electronics, Information and Systems*, Vol.133, No.10, pp.1897-1904 (2013)
- (34) G. Liu, Y. Xu, K. Tomsovic: "Bidding Strategy for Microgrid in Day-Ahead Market Based on Hybrid Stochastic/Robust Optimization", *Smart Grid, IEEE Transactions on*, Vol.7, No.1, pp.227-237 (2016)
- (35) F. Farzan, M. A. Jafari, R. Masiello, Y. Lu: "Toward optimal day-ahead scheduling and operation control of microgrids under uncertainty", *Smart Grid, IEEE Transactions on*, Vol.6, No.2, pp.499-507 (2015)
- (36) P. T. Baboli, S. Bahramara, M. P. Moghaddam, M. R. Haghifam: A mixed-integer linear model for optimal operation of hybrid AC-DC microgrid considering Renewable Energy Resources and PHEVs, p.1-5 (2015)
- (37) W. Shi, N. Li, C. C. Chu, R. Gadh: "Real-Time Energy Management in Microgrids", *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, Vol.PP, No.99, pp.1-1 (2015)
- (38) A. Rezvani, M. Gandomkar, M. Izadbakhsh, A. Ahmadi: "Environmental/economic scheduling of a micro-grid with renewable energy resources", *Journal of cleaner production*, Vol.87, pp.216-226 (2015)
- (39) S. Bracco, F. Delfino, F. Pampararo, M. Robba, M. Rossi: "A dynamic optimization-based architecture for polygeneration microgrids with tri-generation, renewables, storage systems and electrical vehicles", *Energy Conversion and Management*, Vol.96, pp.511-520 (2015)
- (40) R. Jabbari-Sabet, S.-M. Moghaddas-Tafreshi, S.-S. Mirhoseini: "Microgrid operation and management using probabilistic reconfiguration and unit commitment", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol.75, pp.328-336 (2016)
- (41) S. Wang, Z. Li, L. Wu, M. Shahidehpour, Z. Li: "New metrics for assessing the reliability and economics of microgrids in distribution system", *Power Systems, IEEE Transactions on*, Vol.28, No.3, pp.2852-2861 (2013)
- (42) Y. Zoka, A. Sugimoto, N. Yorino, K. Kawahara, J. Kubokawa: "An economic evaluation for an autonomous independent network of distributed energy resources", *Electric Power Systems Research*, Vol.77, No.7, pp.831-838 (2007)
- (43) M. Mao, P. Jin, L. Chang, H. Xu: "Economic analysis and optimal design on microgrids with SS-PVs for industries", *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, Vol.5, No.4, pp.1328-1336 (2014)
- (44) L. Montuori, M. Alcázar-Ortega, C. Álvarez-Bel, A. Domijan: "Integration of renewable energy in microgrids coordinated with demand response resources: Economic evaluation of a biomass gasification plant by Homer Simulator", *Applied Energy*, Vol.132, pp.15-22 (2014)
- (45) 井上俊雄: "電力系統の周波数制御から見た火力機の出力応動特性", *電気学会論文誌 B*, Vol.124, No.3, pp.343-346 (2004)
- (46) 相原良太: 太陽光発電が大量導入された電力系統における電力貯蔵設備を考慮した最適電源運用計画に関する研究 (2014)
- (47) 経済産業省: "第3回 制度設計ワーキンググループ～改革後の需給調整の仕組みにつ

いて～",

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system/seido_sekkai_wq/pdf/03_04_03.pdf (平成 25 年 10 月 21 日)

- (48) PJM: "PJM Manual 11 : Energy & Ancillary Services Market Operation",
<http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11.ashx> (2015)
- (49) NYISO: "Market Participants User's Guide",
http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Guides/User_Guides/mpug.pdf (2015 December)
- (50) 丹野剛, 原亮一, 北裕幸, 田中英一: "リアルタイム電気料金を用いた需要家側制御による PV 導入時の配電系統電圧維持に関する検討", [B] 電力・エネルギー部門 電力技術研究会 (2013)
- (51) 小菅麻人, 岡田健司, 七原俊也, 古澤健: "再生可能エネルギー電源を考慮した卸前日市場入札戦略の検討", [B] 電力・エネルギー部門 電力系統技術研究会 (2013)
- (52) 西山信行, 宮内肇, 三澤哲也: "JEPX システムプライスに対する回帰分析", [B] 電力・エネルギー部門 電力技術研究会 (2009)
- (53) 大藤建太, 巽直樹: "カウントモデルを用いた JEPX 先渡約定の傾向分析", 電気学会論文誌 B, Vol.133, No.10, pp.770-776 (2013)
- (54) Y. G. Rebours, D. S. Kirschen, M. Trotignon, S. Rossignol: "A survey of frequency and voltage control ancillary services—Part I: Technical features", *Power Systems, IEEE Transactions on*, Vol.22, No.1, pp.350-357 (2007)
- (55) Y. G. Rebours, D. S. Kirschen, M. Trotignon, S. Rossignol: "A survey of frequency and voltage control ancillary services—part II: economic features", *Power Systems, IEEE Transactions on*, Vol.22, No.1, pp.358-366 (2007)
- (56) Q. Wang, C. Zhang, Y. Ding, G. Xydis, J. Wang, J. Østergaard: "Review of real-time electricity markets for integrating distributed energy resources and demand response", *Applied Energy*, Vol.138, pp.695-706 (2015)
- (57) R. D. Z. Y. M. Y. C. J. Chen: "A Survey on Demand Response in Smart Grids: Mathematical Models and Approaches", *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, Vol.11, No.3, pp.570-582 (2015)
- (58) P. Siano: "Demand response and smart grids-A survey", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.30, pp.461-478 (February 2014,)
- (59) A. Zakariazadeh, S. Jadid, P. Siano: "Stochastic operational scheduling of smart distribution system considering wind generation and demand response programs", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol.63, No.0, pp.218-225 (2014)
- (60) L. Gkatzikis, I. Koutsopoulos, T. Salonidis: "The role of aggregators in smart grid demand response markets", *Selected Areas in Communications, IEEE Journal on*, Vol.31, No.7, pp.1247-1257 (2013)
- (61) M. Rahmani-andebili: "Modeling nonlinear incentive-based and price-based demand response programs and implementing on real power markets", *Electric Power Systems Research*, Vol.132, pp.115-124 (2016)
- (62) 河内駿介: "「空調機器を可制御負荷として用いた短周期電力変動補償システムの設計手法および実証検討」", 博士論文、東京大学 (平成 25 年 12 月 2 日)
- (63) 環境省: "2030 年エネルギー基本計画",
<https://www.env.go.jp/earth/ccs/attach/mat09.pdf> (2010 年)

- (64) 発電コスト検証ワーキンググループ: "発電コストレビューシート" ,
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/xls/cost_wg_01.xls (平成 27 年 7 月 16 日)
- (65) B. Murray: "Power Markets and Economics: Energy Costs, Trading, Emissions", pp.page 192 (2009)
- (66) 楊徳平: 経済予測方法及び MATLAB 実現, 機械工業出版社 (2012)
- (67) 林泰弘, 宮元英樹, 松木純也, 飯塚俊夫, 東仁: "マイクログリッドにおけるオンライン電源運用最適化手法", *電気学会論文誌B (電力・エネルギー部門誌)*, Vol.128, No.2, pp.388-396 (2008)
- (68) 経済産業省: "長期エネルギー需給見通し小委員会に対する 発電コスト等の検証に関する報告" ,
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/006/pdf/006_05.pdf (平成 27 年)
- (69) 電気学会: "負荷曲線データ、地域供給系統モデル",
http://www.iee.jp/pes/?page_id=966#table3.5a
- (70) 独. 新エネルギー・産業技術総合開発機構: "業務用太陽熱利用システムの設計ガイドライン",
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/attaka_eco/reference/pdf/sekkei/sukkei.pdf (平成 21 年)
- (71) NEDO 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構: "NEDO 日射量データベース", <http://app0.infoc.nedo.go.jp/metpv/metpv.html>
- (72) V. P. H. Z. O. Malik: Frequency regulation services: A comparative study of select North American and European reserve markets, p.1-8 (2012)

発表文献

査読付論文誌：

価格型デマンドレスポンスを通じたマイクログリッドの経済性、2017年 電気学会B部門 論文誌

査読付国際会議論文

Matianhu, Baba Jumpei, Iwafune, Yumiko. Analysis of Microgrid Contributing to Hour-ahead Market Operation through Marginal Day-ahead Market Price-Based Demand Response、ICNEA、 Hong Kong、 2016-12-09

他の論文：

2016年、電気学会B部門大会 電力市場におけるマイクログリッドの経済性分析

2016年、電気学会国大会、日前電力市場におけるマイクログリッドの経済価値分析

2017 電気学会国大会、価格反応型マイクログリッドを通じた一時間前の電力需給運用に与える影響の検討