様　式　Ｃ－１９、Ｆ－１９－１、Ｚ－１９　（共通）

科学研究費助成事業　　研究成果報告書

平成　２９　年　　６　月　１６　日現在

機関番号：　１２１０２
研究種目：　若手研究(B)
研究期間：　2015～2016
課題番号：　１５Ｋ１６１５４

研究課題名（和文）再生可能エネルギーの出力変動対策と熱源低炭素化のための電力・熱統合システムの提案

研究課題名（英文）Proposal of integrated power-heat supply system for the leveling of renewables output fluctuation and decarbonation of heat sources

研究代表者

鈴木　研悟（SUZUKI, Kengo）

筑波大学・システム情報系・助教

研究者番号：５０６３４１６９

交付決定額（研究期間全体）：（直接経費）　　3,000,000円

研究成果の概要（和文）：本研究は北海道における風力・太陽光発電の大量導入を想定し、電力・熱システム統合によるコスト削減効果をモデル分析によって明らかにした。電力システムにおいて現在のコスト条件を想定すると、電力需要に占める風力発電の割合を大幅なコスト上昇を伴わずに40%まで増やすことができる。電力と熱の供給システムを統合した場合、風力・太陽光発電の割合が40%を超える条件でコスト低減効果が認められ、風力・太陽光発電の割合が高いほどコスト低減効果も大きかった。2030年までの技術進展を想定した場合、余剰電力の熱転換に加えて、燃料電池コジェネレーションも導入されるようになり、さらなるコスト低減が進むことが分かった。

研究成果の概要（英文）：This study clarifies the cost reduction effect of integrated power-heat supply system considering the large-scale provision of wind and solar power in Hokkaido. When considering the present level of cost for energy supply technology, the share of these renewables in electricity demand can be raised to 40% without large increase of supply cost. By integrating the power and heat supply system, the energy supply cost can be reduced when more than 40% of electricity demand is covered with wind and solar power. As the share of these renewables increase, the larger part of energy supply cost can be reduced. When considering the technological development by 2030, fuel cell based combined heat and power supply system can be utilized to reduce the cost in addition to the electric heating technology.

研究分野：　エネルギーシステム工学

キーワード：　再生可能エネルギー　二酸化炭素排出削減　電力・熱供給システム　電力系統安定化　低炭素熱源　風力発電　太陽光発電　コジェネレーション

１．研究開始当初の背景

風力発電や太陽光発電の出力は風況や日射量に左右されるため、これらの再生可能エネルギー（以下再エネ）の普及には出力変動への対策が不可欠である。バックアップ電源・蓄電池・系統広域化等の個々の変動対策の技術的な長所・短所については解明が進み、複数の対策の適切な組合せが重要だと認識されている。ただし、導入コストを考慮した場合にどのような対策の組合せが望ましいかについては、実社会への導入に際し重要であるにも関わらず未解明である。

また、電力・熱システムの一体化が世界的に進んでおり、電力・熱の双方を生み出すコジェネレーション技術や再生可能エネルギーの余剰電力の熱利用にも注目が集まっている。しかし、再エネ出力の変動対策に熱供給システムを活用する方策については、必ずしも十分な知見が得られていない。

２．研究の目的

本研究は風力・太陽光発電の賦存量が豊富な北海道地域を対象とし、バックアップ電源・蓄電池・熱供給システムの活用といった出力変動対策技術を考慮した上で、風力・太陽光発電を大幅なコスト上昇を伴わないでどこまで増やせるかを計算機モデル分析によって明らかにする。電力・熱供給システムが独立している場合、コジェネレーション・電熱転換技術の導入によって両システムが統合される場合を比較し、両システムの一体化によるコスト低減効果を明らかにする。

３．研究の方法

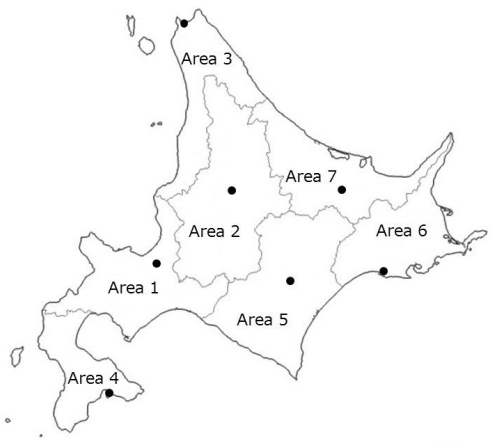
本研究で用いる電力・熱統合システムモデルは、申請者が以前に開発した電力システムモデルをベースにしている。このモデルは、電力・熱需要を最小コストで満たすエネルギー供給技術の組合せとその運転パターンを推計するものである。このモデルでは、北海道は図 1(a)のような 7 エリアに分類される。各エリアには電力需要が与えられ、エリア同士は送電線で結ばれる。エリア毎の年間電力需要およびエリア間送電線の容量・距離は、実データを元に図 1(b)にように想定された。また、熱需要については大需要地であるエリア 1（札幌圏）の家庭部門のみを対象とし、年間需要を 10.4TWh と想定した。

各エリアの電力需要は、風力発電、太陽光発電、オープンサイクルガスタービン発電（OCGT)、コンバインドサイクルガスタービン発電（CCGT)、蓄電池によって賄われ、余剰電力は隣接エリア間で融通可能だと想定した。熱需要は、ガスボイラ、燃料電池コジェネレーション、電気給湯機によって賄われると想定した。電気給湯機はセントラルヒーティングによって暖房に用いることもでき、貯湯槽が付属すると想定した。すなわち本研究では、すべての化石燃料が天然ガス・都市ガスと想定されており、ガス燃料の消費量削減を CO_2 排出量削減とみなすことができる。

電力・熱需要は実データに基づいて 1 年間 8760 時間分がエリア毎に与えられ、すべての時間ですべての需要が満たされている必要がある。エネルギー供給コストは、各エネルギー供給技術の設備費、運用維持費、燃料費の合計である。これらの技術の効率・コスト等のパラメータは、Reference ケースではすべて直近の値を用いている。ただし一部の解析ケースでは、これらのパラメータを変化させてその影響を調べている。

本研究では、再生可能エネルギーがまったく入らない時のガス燃料消費量を基準とし、そこからのガス燃料消費量の削減率を「燃料削減率（$\Delta Fuel$)」として定義する。この燃料削減率を 0%から 100%まで変化させながら繰り返しモデルを求解することで、風力・太陽光発電の導入を進め CO_2 排出量削減を進めることが総エネルギー供給コストやシステム構成にどのような影響を与えるかを調べることができる。

(a)



(b)

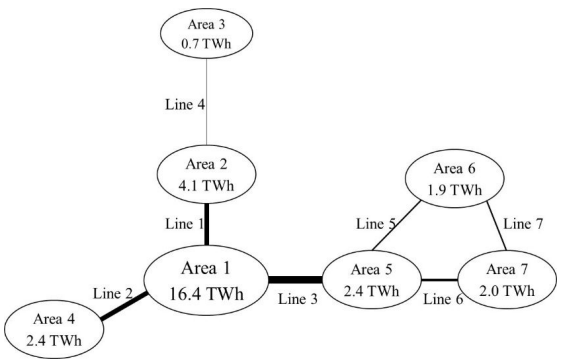


図 1 (a) 北海道のエリア区分。(b) 各エリアの年間電力需要とエリア間送電線のレイアウトの想定

４．研究成果

(1) 電力システムにおける再エネ導入量分析

電力・熱システムの統合的な解析に先立ち、

電力システムのみに着目したモデルの改良とより詳細な分析を行った。

図 2 は、燃料削減率を 0%から 80%まで変化させたときの、北海道全体における各電源および蓄電池の設備導入量を示す。北海道では太陽光よりも風力が優先的に導入される。その導入量は燃料削減率が 40%以下では燃料削減率に比例するが、それより高い条件では指数的に増加する。これは、風力発電設備量が 1 時間当たり電力需要の年間ピークである 4.8GW を超え、CCGT 等他の電源を止めても余剰電力ロスが発生し、設備利用効率が下がるためと考えられる。

図 3 は、燃料削減率を同様に変化させたときの各電源の年間発電電力量を示す。総発電電力量は燃料削減率が 40%以下の領域でほぼ一定であるが、40%を超えると、風力発電電力量の増加が CCGT 発電電力量の減少を上回り余剰電力ロスが増加する。太陽光発電や蓄電池の導入による余剰電力ロスの削減は、燃料削減率が 60%以上の領域でいくらか行われるのみである。この結果は、現在のコスト条件下では、そうした対策を講じて余剰電力を有効利用するより、余剰電力を廃棄する方が低コストであることを示している。

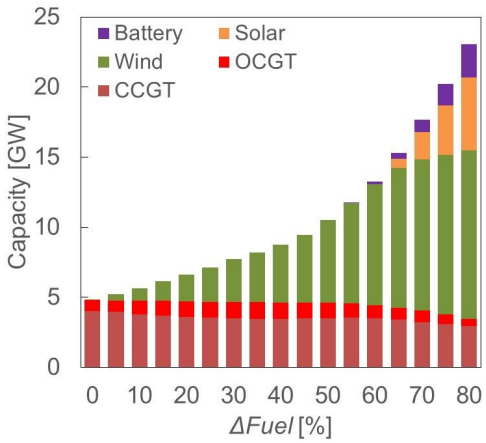


図 2　各電源の設備導入量

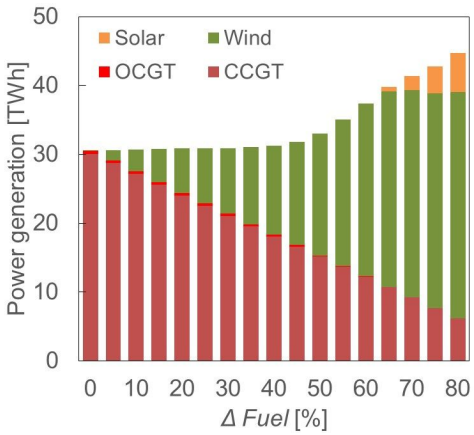


図 3　各電源の年間発電電力量

現在のコスト条件で、燃料削減率 0%の条件から 10%のコスト増加を許容する場合、燃料削減率の最大値は 45%であった。次に、太陽光発電コストを 75%低下させたケース（LS75）、および太陽光発電と蓄電池のコストを共に 75%低下させたケース（LB75）についても、10%のコスト増を許容した時の最大燃料削減率を計算したころ、57%と 79%であった。将来の技術開発により、北海道の電力需要に占める風力・太陽光発電の割合をここまで増やせることがわかった。

図 4 および図 5 は、現状（Ref）、LS75、LB75 の 3 ケースで 10%のコスト増を許容した時の設備導入量および発電電力量の比較である。LS75 では、Ref と比べて風力発電・CCGT 発電の設備量はほとんど変わらず、太陽光発電の設備量が増え、蓄電池はほとんど導入されない。太陽光発電コストが風力発電コストより安価になっているにも関わらず、太陽光発電による風力発電の置き換えは進まず、発電電力量は風力発電の方が多い。LB75*では、太陽光発電設備が大幅に増加し、CCGT 設備と風力発電設備は減少する。また LB75*では太陽光発電と同時に蓄電池の導入が進む。これらの結果は、太陽光発電のコストが低下するだけではその普及には限界があり、同時に蓄電池のコストも低下する必要があることを示唆している。また、太陽光発電と蓄電池のコストが大幅に低下した場合でも、ある程度の風力発電を残した方が、総コスト低減につながることが示唆される。

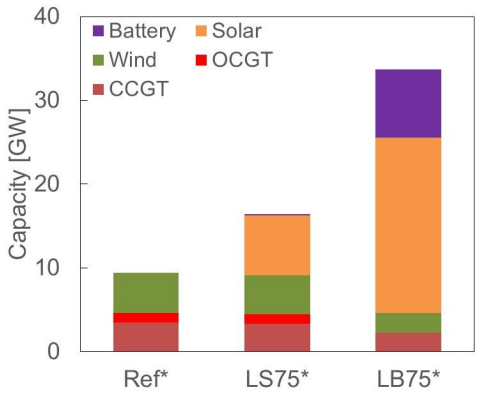


図 4　設備導入量のケース間比較

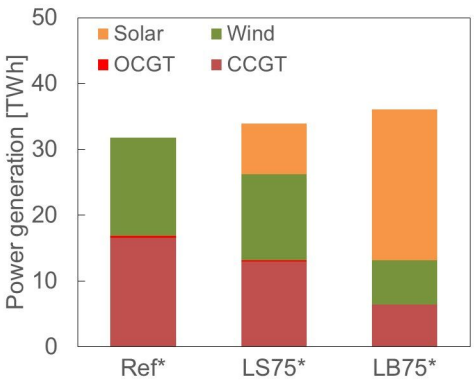


図 5　各電源の設備導入量

(2) 電力・熱統合システムにおける再エネ導入量分析

次に、図 1 のエリア 1（札幌圏）の熱需要を加えた系での分析を行った。モデル計算は、すべての熱需要がボイラで満たされ電力・熱供給が独立に行われるケース（ELE ケース）、電気給湯機と燃料電池コジェネレーションが導入可能で電力・熱供給が統合的に行えるケース（E-H1 ケース）、電力・熱供給の統合化に加えて風力発電・太陽光発電・燃料電池コジェネレーションのコストが政府による 2030 年見通し価格の水準まで低下したケース（E-H2 ケース）について行った。

図 6 は、上記 3 ケースにおける燃料削減率とエネルギー供給コストの関係を示した図である。ELE と E-H1 を比べると、燃料削減率が 40%を超える条件において、E-H1 の方が大幅に低コストとなっている。コストの低減幅は、燃料削減率に相関して大きくなる。この結果は、電力・熱供給システムの一体化が、風力・太陽光発電の大量導入に伴う出力変動対策コストの増加を抑制し、同じコストでより多くの風力・太陽光発電導入を可能にすることを示唆している。また E-H1 と E-H2 を比べると、E-H2 では燃料削減率に関わらずコストが 10%程度低減されており、新技術のコスト低減の有効性が示唆される。

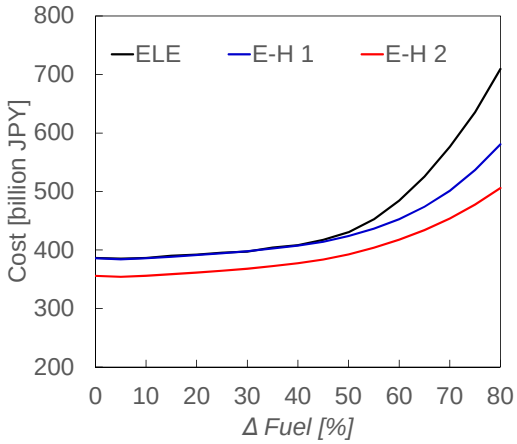


図 6　電力・熱供給コストの比較

図 7 および図 8 は、E-H1 および E-H2 ケースにおいて燃料削減率を 0%から 80%まで変化させたときの年間発電電力量である。いずれのケースでも、燃料削減率が 40%以下の領域では、電力供給システムと熱供給システムが独立な ELE ケース（図 3）と比べてほとんど変わらない。燃料削減率が 40%を超える領域に着目すると、E-H1 では ELE と比べ、発電電力量の総量はほとんど変わらない。また発電量の内訳を見ると、風力発電量が増加し太陽光発電が減少している。一方 E-H2 では ELE と比べ、発電電力量の総量が減少する。また少量ではあるが燃料電池コジェネレーション（CHP）が導入されるようになる。現在のコスト水準を想定した E-H1 ではガス火力発電より遥かに高価だが、2030 年のコスト条件を想定した E-H2 では設備コストの大幅な低減が想定されている。燃料電池コジェネレーションが風力変動対策として活用されるためには、さらなるコスト低減が必要であることが示唆される。

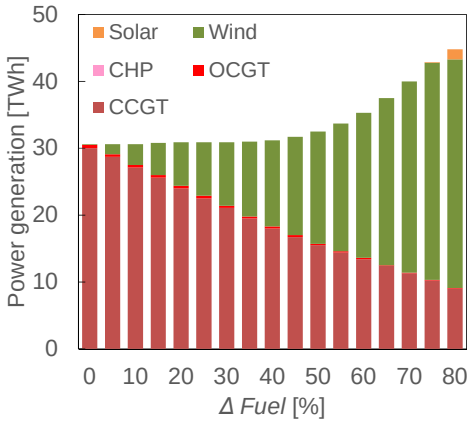


図 7　E-H1 ケースの年間発電電力量

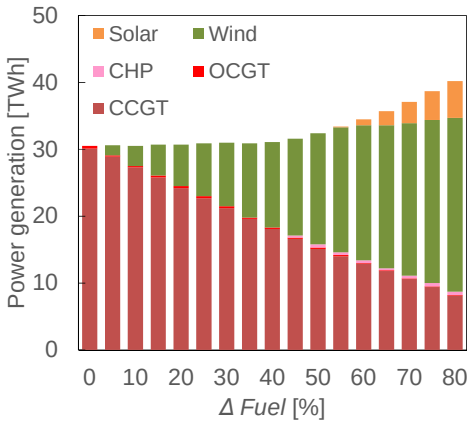


図 8　E-H2 ケースの年間発電電力量

図 9 および図 10 は、E-H1 および E-H2 ケースにおいて燃料削減率を 0%から 80%まで変化させたときの年間熱供給量である。ELE ケースではすべての熱需要がボイラによって満たされるため、結果を示す図は省略する。

E-H1 では、燃料削減率が 40%以下の領域では全熱需要がボイラによって満たされる。40%を超えると、電気給湯機による熱供給が燃料削減率に相関して増加しボイラによる熱供給を置き換える。この領域では風力・太陽光発電の出力変動に起因する余剰電力が発生するが、この余剰電力が電気温水器および付属する貯湯槽によって有効に活用されていることが示唆される。なお、総熱供給量が燃料削減率と共に増加しているのは、貯湯槽におけるエネルギーロスのためである。

E-H2 ケースでも、燃料削減率が 40%以下の領域ではボイラがすべての熱需要を満たしている。40%を超える領域では、電気給湯機に加えて、燃料電池コジェネレーションも熱需要の 5%程度を賄っている。燃料電池コジェネレーションは、エネルギー利用効率が高い反面初期費用が高額であり、通年での運転時間が短く設備利用率が低い場合には、採

算が取れなくなってしまう。設備導入量が小規模に留まるのは、大規模導入に伴う設備利用率の低下を避けるためと考えられる。今後は技術進展ケースでの分析を続け、電力・熱供給システムのさらなる一体化の可能性を模索する予定である。

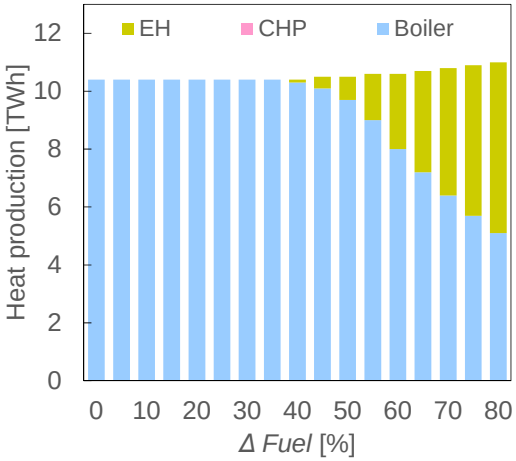


図 9　E-H1 ケースの年間熱供給量

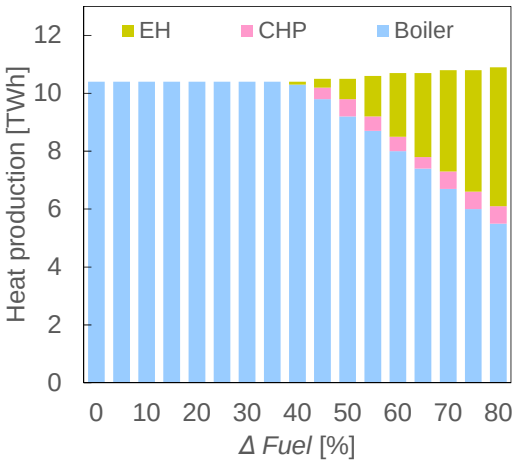


図 10　E-H2 ケースの年間熱供給量

これらの分析結果から、現状のコスト条件下を想定すると、北海道では、電力需要に占める風力・太陽光発電の割合を大幅なコスト上昇を伴わずに 40%程度まで増やせることがわかった。また、太陽光発電および蓄電池のコストを 75%低減することで、この割合を 80%程度まで増やせることがわかった。

電力・熱供給システムの一体化は、電力需要に占める風力・太陽光発電の割合が 40%を超える条件において、総システムコストを大幅に低減できることがわかった。その主要因は、電力供給システムにおける余剰電力の熱利用であった。電力・熱を同時に供給する燃料電池コジェネレーションは、そのコストが 2030 年見通しの水準まで低下すれば、出力変動対策コストの低減に若干の効果が見込まれることがわかった。

5．主な発表論文等

（研究代表者、研究分担者及び連携研究者には下線）

〔雑誌論文〕（計 1 件）

① K. Suzuki, N. Takahashi, Y. Tabe, T. Chikahisa、Effect of Cost Reduction in Power Sources on Large-Scale Penetration of Wind and Solar Power in Hokkaido、 Proceedings of ICGEA 2017、査読有、2017、90-94、http://www.icgea.org/

〔学会発表〕（計 4 件）

① 高橋尚也，田部豊，近久武美，鈴木研悟、北海道における風力・太陽光発電の大量導入に向けた変動対策技術の効果と長期導入シナリオ解析、第 33 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス、2017 年 2 月 3 日、砂防会館（東京）

② K. Suzuki, D. Tenjimbayashi, Y. Tabe, T. Chikahisa 、 Maximum Limit of CO_2 Reductions by Windmills in the Electricity and Heat Supply System: Analysis in Hokkaido Region in Japan、5th International Association for Energy Economics Asian Conference、2016 年 2 月 17 日、パース（オーストラリア）

③ 高橋尚也，鈴木研悟，田部豊，近久武美、系統制約を考慮した北海道における風力発電大量導入時の電力供給設備の配置最適化、第 32 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス、2016 年 2 月 3 日、砂防会館（東京）

④ 柳雄祐，鈴木研悟，田部豊，近久武美、北海道の中長期的な CO_2 排出削減目標量に対するエネルギー構成変化ならびにコスト解析、第 20 回動力・エネルギー技術シンポジウム、2015 年 6 月 19 日、東北大学（仙台）

6．研究組織

(1)研究代表者

鈴木　研悟（SUZUKI Kengo）
筑波大学・システム情報系・助教
研究者番号：50634169

(2)研究分担者

なし

(3)連携研究者

なし

(4)研究協力者

なし