

低炭素社会に向けたエネルギー貯蔵インフラの定量的評価に関する研究

土肥, 英幸

<https://hdl.handle.net/2324/2236232>

出版情報 : Kyushu University, 2018, 博士 (工学), 課程博士
バージョン :
権利関係 :

低炭素社会に向けたエネルギー貯蔵インフラの
定量的評価に関する研究

土肥 英幸

第1章 はじめに.....	1
1.1 研究の背景.....	1
1.1.1 日本におけるエネルギーの現状.....	1
1.1.2 日本のエネルギーの今後の見通し.....	6
1.2 エネルギー貯蔵インフラおよび3Eの視点からの定量的評価に関する先行研究.....	8
1.2.1 エネルギー貯蔵インフラの定量的評価に関する先行研究.....	8
1.2.2 エネルギーセキュリティを含む3Eの定量的評価に関する先行研究.....	10
1.2.3 先行研究の特徴と課題.....	11
1.3 研究の概要.....	13
1.3.1 研究の目的.....	13
1.3.2 研究の要約.....	14
1.4 論文の構成.....	15
第2章 再生可能エネルギー余剰電力対策における蓄電池と水素混焼の定量的評価.....	16
2.1 再生可能エネルギー余剰電力対策における蓄電池の定量的評価.....	16
2.1.1 電源構成モデルとエネルギー貯蔵技術.....	16
2.1.2 再エネ導入における蓄電池の効果.....	28
2.2 エネルギー貯蔵技術としての水素.....	43
2.2.1 評価方法.....	43
2.2.2 水素混焼導入の効果.....	45
2.3 第2章のまとめ.....	60
第3章 エネルギーセキュリティに関する検討.....	61
3.1 エネルギーセキュリティの費用化手法.....	61
3.1.1 セキュリティインデックスと備蓄日数.....	61
3.1.2 備蓄日数の費用化.....	64
3.1.3 現状および2030年のエネルギー構成の評価.....	67
3.2 エネルギーセキュリティを考慮した最適電源構成.....	74
3.2.1 最適化方法.....	74
3.2.2 エネルギーセキュリティを考慮した最適電源構成.....	79
3.3 第3章のまとめ.....	88

第4章 自動車分野を統合した解析.....	89
4.1 自動車分野の統合	90
4.1.1 エネルギーモデル.....	90
4.2 電力・自動車分野を統合した最適化.....	93
4.2.1 最適電源・車種構成.....	93
4.2.2 輸送・充填費用.....	99
4.2.3 統合モデルの課題.....	102
4.3 第4章のまとめ	104
第5章 結論.....	105
5.1 本研究の結論.....	105
5.2 今後の課題.....	106
参考文献.....	107
謝辞	111
付録	112
付録1 結果詳細	112
付録2 セキュリティに関する国別の重み係数.....	115
付録3 コーディング.....	117

第1章 はじめに

1.1 研究の背景

2015年12月に開催されたCOP21において、世界共通の2°C目標や低排出型発展のための戦略作成が盛り込まれたパリ協定が合意された。これを受ける形で我が国は、全ての主要国が参加する公平かつ実効性ある国際枠組みの下、主要排出国がその能力に応じた排出削減に取り組むよう国際社会を主導し、地球温暖化対策と経済成長を両立させながら、長期的目標として2050年までに80%の温室効果ガスの排出削減を目指す地球温暖化対策計画¹⁾を閣議決定した。その中で再生可能エネルギー(以後、再エネと略す)の最大限の導入拡大と国民負担の抑制の両立を実現するとしている。

これまで我が国のエネルギー政策は、安全性(Safety)を前提とした上で、エネルギーの安定供給(Energy Security)を第一とし、経済効率性の向上(Economic Efficiency)による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合(Environment)を図ることをエネルギー政策の基本的視点とし²⁾、今後もその方針に変更はない。このような3E+Sと呼ばれる要件を満足させた上での削減目標の達成には、技術に加えビジネスや制度も含めたイノベーションが必須となる。このような中、将来想定される様々なエネルギーシステム(インフラ)を3Eの観点から定量的に評価することが求められる。

1.1.1 日本におけるエネルギーの現状

(1) 一次エネルギー供給

1960年代以降、エネルギー需要の急拡大に対応し、日本における一次エネルギーの中心は国産の石炭から輸入による石油に変化を遂げた。その後、我が国は、1973年および1979年の二度のオイルショックの経験から、安定したエネルギー確保のため、石油、原子力、天然ガス、石炭への一次エネルギーの分散と新エネルギーの開発を進めている。Fig. 1-1は公開資料³⁾から作成した日本における一次エネルギー供給の推移をPJ(10^{15} J)で表したものである。一次エネルギー供給全体では2007年度をピークに減少し、2016年度はピーク時の87%となっている。東日本大震災前の2010年度の内訳をピーク時と比較すると、原子力および天然ガスの約5%増に対し、石油は13%減とリーマンショックの影響はあるものの、石油需要の減退が目立っている。足元である2016年度の内訳では、震災の影響から原子力は一次エネルギー供給全体の0.8%、石油が40.2%、石炭が25.8%、天然ガスが25.5%、水力を含む再エネが7.8%と、化石燃料が90%を超え、原子力および再エネからなる国産エネルギーによる供給比率(自給率)は10%以下となっている。

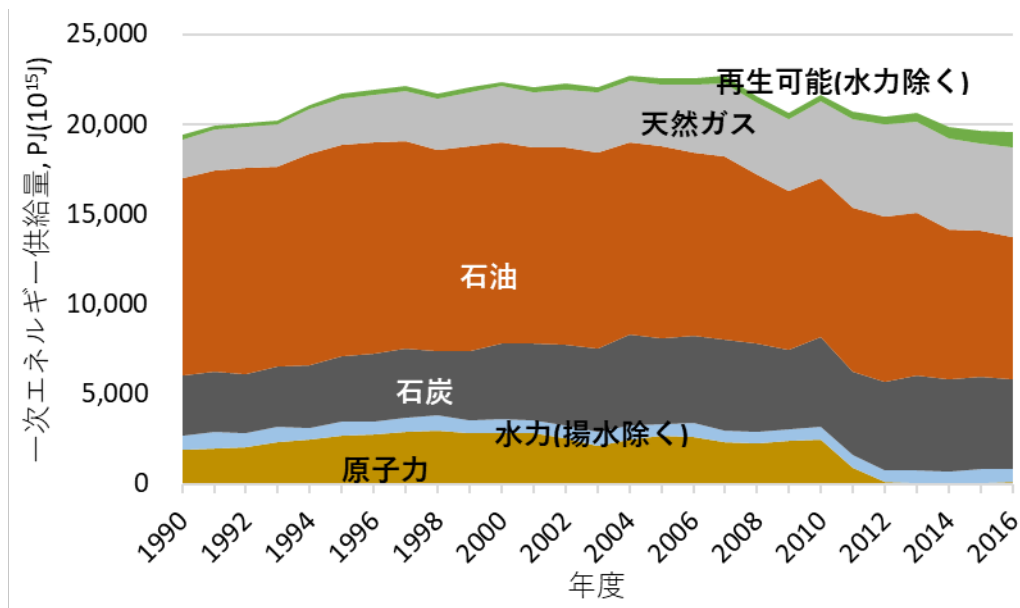


Fig. 1-1 一次エネルギー国内供給の推移

(2) エネルギー消費

2013年度の日本におけるエネルギー消費の実績³⁾から、その内訳をサンキーダイアグラム(エネルギーの流れを示し、線の太さがエネルギーの絶対量を表す)で Fig. 1-2 に示す。左端に示す一次エネルギーが、発電(Fired PP)、精油所(Refinery)にて二次エネルギーに変換され、右端に示す用途である家庭(Home)、輸送(Transport)、産業・業務(Ind&Com)に送られる。石炭は約50%が発電用(Fired PP)として、残りが熱(Heat)とコークス用原料として使用される。石油はその殆どが製油所で処理され、輸送用燃料と石油化学原料用として主に消費される。天然ガスは約65%が発電で消費される。発電所においては7909PJの一次エネルギーから3693PJの電力への変換が行われ、この過程で4216PJが熱として失われる(発電効率47%)。全体では22352PJの投入に対し、消費者に届くまでの間に7980PJ(36%)の損失が発生している。

二次エネルギーを電力(Grid)、輸送用液体燃料(Transportation)、熱(Heat)、工業用原材料を含むその他(Other)で分類すると、それぞれ3693, 3350, 3078, 4434PJと同じレベルのエネルギー消費であるが、一次エネルギー消費で見ると、電力が際立って大きいことが覗える。電力における電源構成の推移を発電電力量(TWh/年)で Table 1-1 に示す。東日本大震災以降、原子力の低下は、火力発電の増加でカバーされている。2016年度の総発電量は需要減により、2010年度に比べ約5%減少している。電力のCO₂排出原単位は、2010年度の423gCO₂/kWhから2013年度には558gCO₂/kWhまで上昇するものの、天然ガス発電および再エネの増加により、2016年度は516gCO₂/kWhまで低下した。2016年度における水力も含む再エネは全体の15.3%を占める。

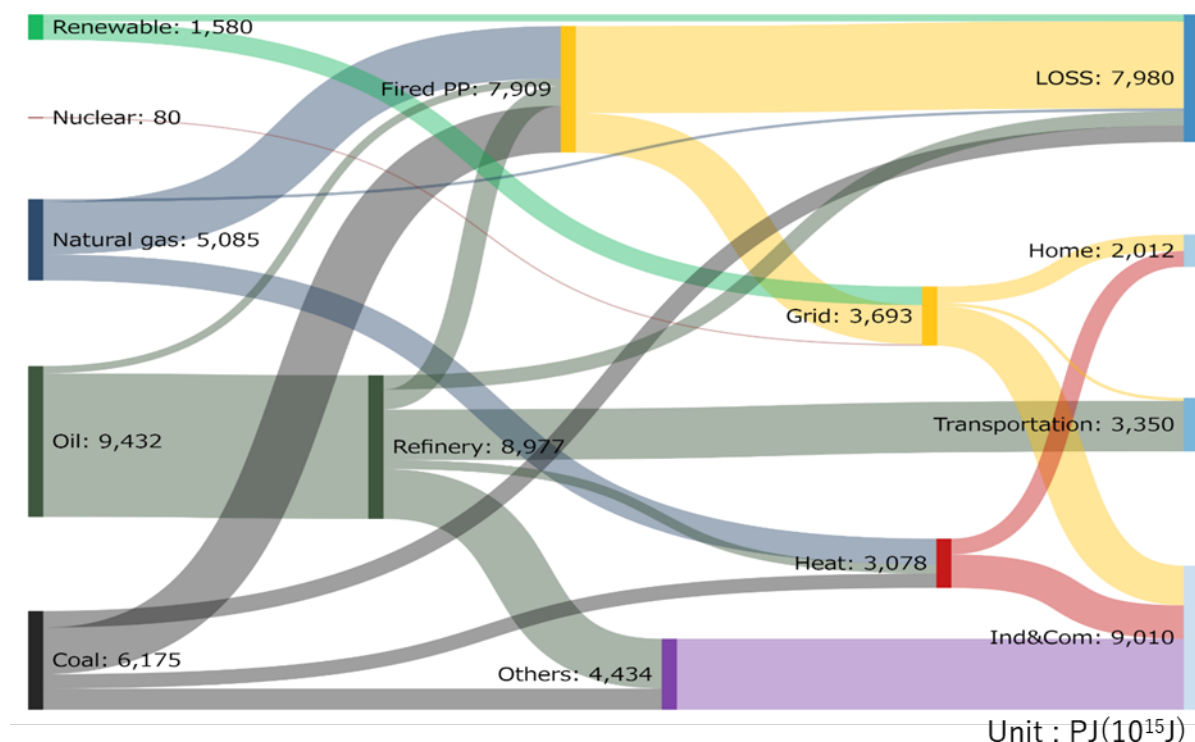


Fig. 1-2 日本のエネルギーフロー (2013年)

Table 1-1 電源構成の推移⁴⁾ (発電電力, TWh/年)

年度	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
原子力	288.2	101.8	15.9	9.3	0.0	9.4	18.1	1.7%
水力	83.8	84.9	76.5	79.4	83.5	87.1	78.9	7.5%
石炭	304.3	286.9	315.2	346.2	344.6	347.3	349.8	33.3%
天然ガス	314.3	391.8	412.3	428.0	443.1	418.5	424.8	40.4%
石油等	98.1	158.0	188.2	158.1	118.9	105.5	97.6	9.3%
太陽光	3.5	4.8	6.6	13.1	23.4	34.8	51.0	4.8%
風力	4.0	4.7	4.8	5.2	5.2	5.6	9.6	0.9%
バイオマス・地熱	17.9	18.7	19.3	20.5	20.8	21.3	20.9	2.0%
合計	1114.2	1051.7	1038.9	1059.8	1039.5	1029.5	1050.6	
再エネ比率	9.8%	10.8%	10.3%	11.2%	12.8%	14.5%	15.3%	
CO ₂ 排出原単位 gCO ₂ /kWh	423	501	551	558	537	521	516	

(3) 再生可能エネルギーの現状

我が国の再エネは 2012 年 7 月の固定価格買取制度開始後、着実にその設置量を伸ばしている。特に太陽光発電（以下、PV と略す、Photovoltaics）は、発電モジュールの価格低下と比較的
条件の良い PV 電力の買取価格により、設置量が 2012 年以降急速に拡大してきた。Fig. 1-3 は
2012 年以降の太陽光、風力、バイオマス、地熱、中小水力の累積設置量を示す⁵⁾。太陽光に関
しては 2012 年の 7.3GW が 2016 年には 39.1GW と約 5.4 倍に増加しており、この間の 8GW/
年のペースが継続されれば、政府の「長期エネルギー需給見通し」²⁾で 2030 年目標とした 64GW

を前倒しで達成することになる。一方、風力およびバイオマスに関しては 2012 年の 2.7GW, 2.3GW に対しそれぞれ 3.4GW, 3.2GW と 30%前後の増加に留まっている。このように我が国の再エネ設置は、PV への偏りがあるものの、順調にその量を伸ばしている。

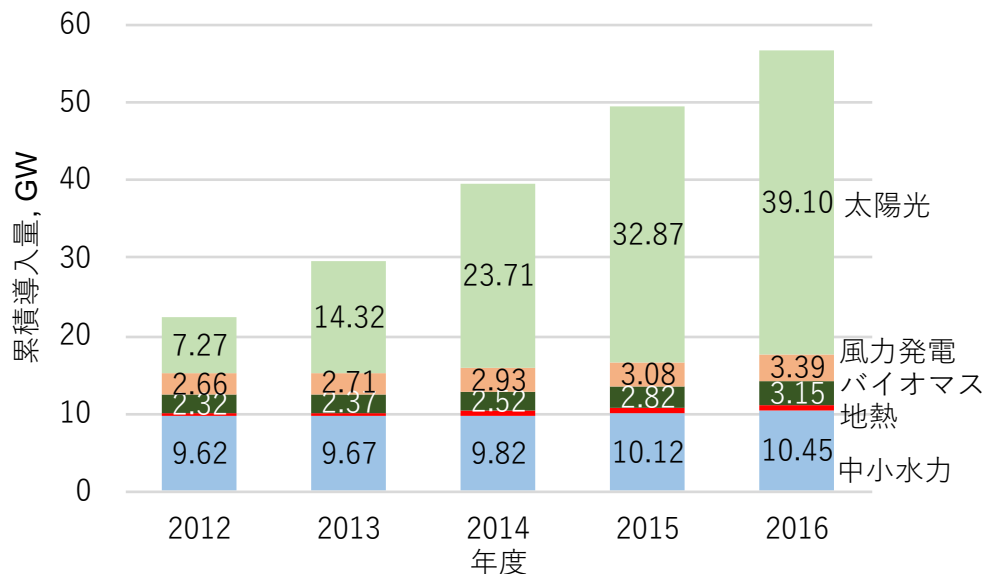


Fig. 1-3 太陽光，風力，バイオマスの累積設置量

一方で、このような PV の拡大の中、近年、系統連系に関わる問題が顕在化している。Fig. 1-4 は 2015 年 4 月時点の PV 累積設置量および接続契約申込量(計画)を示す。図中の+は各電力会社が算定した系統電源に対する接続可能量を示すが、九州、東北、北海道ではすでに接続申込量がこの値を超えている⁶⁾。調整可能な再エネとしてバイオマス、中小水力、地熱発電の開発や設置も進むが、日本国内の導入ポテンシャルでは太陽光、風力が多く⁷⁾、この接続問題、具体的には急激な変動吸収や余剰電力対策が、再エネ拡大に極めて重要となる。

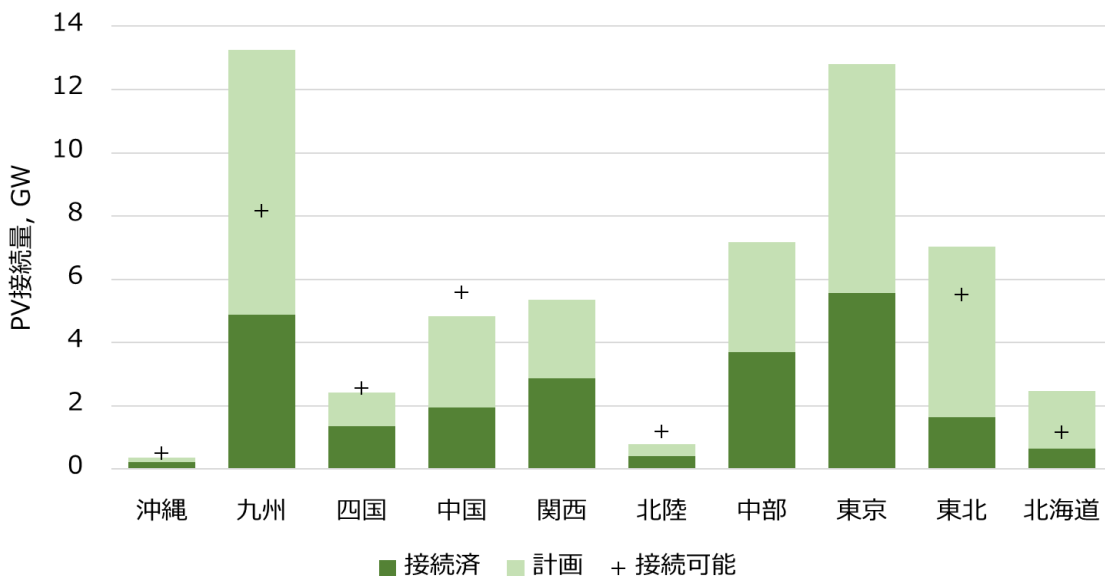


Fig. 1-4 各地域における PV 接続量，設置計画および接続可能量 (2015 年 4 月末)

(4) エネルギー貯蔵インフラの現状

エネルギーシステムの構成要素であるエネルギー貯蔵の目的は、エネルギー製造(変換)とエネルギー利用との時間および場所の違いを埋めるためのバッファと定義できる。これまでに、電気、ガソリン、都市ガスなど利用形態に応じて、セキュリティ、経済性、利便性の観点から、最適な貯蔵の仕組みが、経済成長における規模拡大に伴い作り上げられている。Fig. 1-5 は日本における現状のエネルギーフローとエネルギー貯蔵を示す。石油では 140 日分の備蓄に加え 40 日分が流通在庫として貯蔵されている。電気においても、ガス、石炭、石油といった一次エネルギーの形で貯蔵が行われている。これまでのエネルギーシステムにおいては安全保障目的の備蓄を除くと、コスト全体に占める貯蔵設備の割合は低く(例えば石油精製設備では数%程度⁸⁾)、システムコストは、パワー(生産設備では時間当たりの生産量, 発電では設備容量 kW)に依存している。しかし、今後、調整の困難な再エネの増加、また利用側も特に自動車において、貯蔵容易な液体燃料から電気・水素への転換等、エネルギー供給構造の変化が想定される。既に日本においても、一部の地域で系統への接続可能量を超える PV 設置の申込が発生している状況であり、今後さらなる導入拡大に向け、エネルギー貯蔵設備はエネルギーインフラに必須となり、システム全体のコストへの影響も無視できないものとなる。

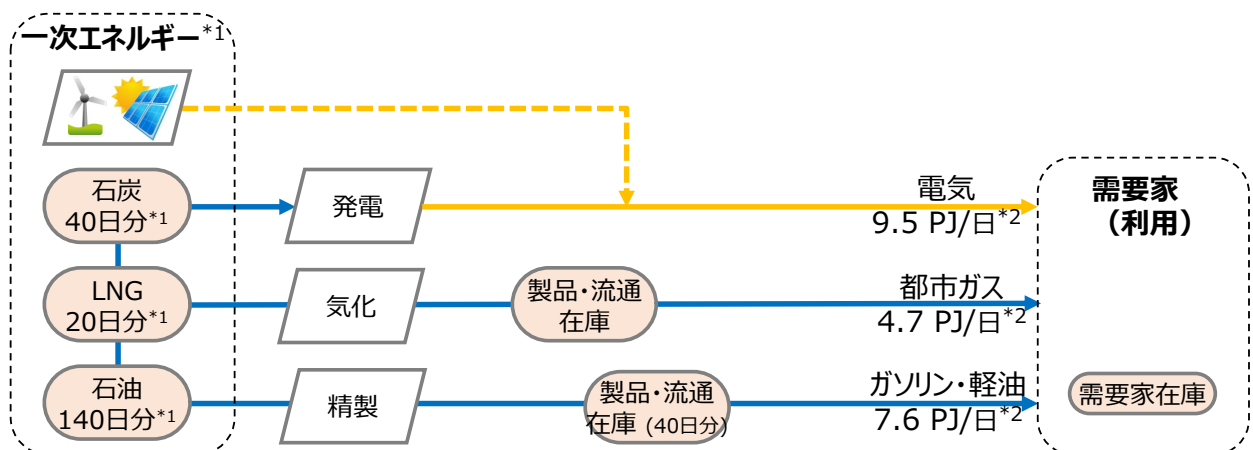


Fig. 1-5 日本における現状のエネルギー貯蔵

*1 「災害時における石油の供給について」⁹⁾ , *2 「エネルギー白書」¹⁰⁾より

1.1.2 日本のエネルギーの今後の見通し

(1) 2030年想定

我が国の将来のエネルギー政策の元となるエネルギー基本計画¹¹⁾が2014年4月に策定され、この中で、「安全性を前提とした上で、エネルギーの安定供給を第一とし、経済効率性の向上による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に環境への適合を図る」ことをエネルギー政策の基本的視点として定めている。この基本的視点を踏まえ中長期的な視点から、2030年度のエネルギー需給構造の目標が2015年7月「長期エネルギー需給見通し」²⁾として定められた。

この中で2030年度の一次エネルギー供給量は全体で18,680PJ¹⁾に想定されている。この量は2013年度の21,171PJの88%に相当する。この時の最終エネルギー需要は2013年度に対し90%が想定されている。2030年度の一次エネルギー供給の内訳を2013年度との比較でFig. 1-6に示す。

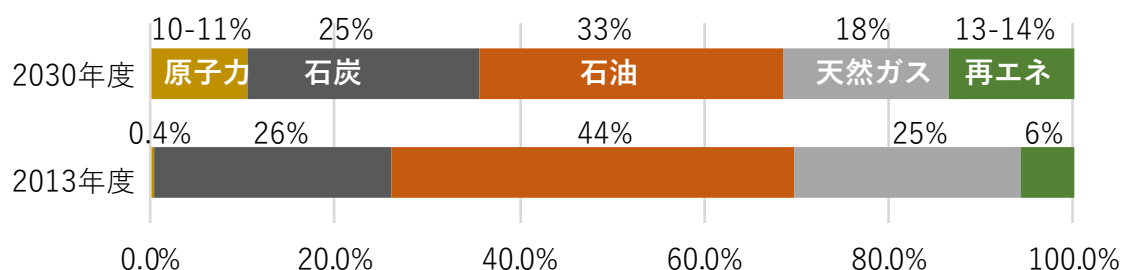


Fig. 1-6 一次エネルギー供給(2030年)

需要減と発電側の石炭、石油の減少、原子力、再エネの増加によって、CO₂排出量は2013年度比で21.9%減が想定されている。この時の電力の構成は、原子力:20-22%、石炭:26%、石油:3%、天然ガス(LNG):27%、水力を含む再エネが22-24%で、CO₂排出原単位は370gCO₂/kWhの達成を見込んでいる。

CO₂削減を達成するために、様々な手段が選択可能であり、電力に限定しても、同じ排出原単位を達成する構成は無数に存在する。前述の長期エネルギー需給見通しの電源構成は安全性、安定供給、経済性、環境などの因子を考慮して決定された結果である。結果に至る定量的根拠は、興味ある問題であるが、安全性、安定供給など定量化の困難な因子も含まれるため定性的な説明に留まっている。

(2) 2050年想定

2030年より先を見据えた動きとして、2016年5月に2050年までに、80%の温室効果ガスの排出削減を目指すことが、長期的な目標を見据えた戦略的取り組みとして閣議決定された¹²⁾。経済産業省により取りまとめられた報告書¹²⁾では「主要排出国がその能力に応じた排出削減に

¹⁾ 原油換算 489 百万 kL の記載を 38.2PJ/原油百万 kL で換算

取り組むよう国際社会を主導し、地球温暖化対策と経済成長を両立させながら、長期的目標として2050年までに80%の温室効果ガスの排出削減を目指す」と示されている。この目標の達成には、従来の取組の延長ではなく、革新的技術の開発や海外での削減への貢献など様々な対策を含む長期的、戦略的取組の必要とされている。

1.2 エネルギー貯蔵インフラおよび3Eの視点からの定量的評価に関する先行研究

本節では、エネルギー貯蔵インフラの3E（経済効率性、エネルギーセキュリティ、環境への適合）についての定量的評価に関するこれまでの先行研究についてまとめる。エネルギー貯蔵技術を含むエネルギーインフラの定量的評価に関して、既に多くの先行研究が実施されている。その中で水素を含む複数のエネルギー貯蔵技術の比較を行った例も見られる。これらの研究は、単に費用を対象とするか、CO₂価格の導入またはCO₂削減量を制約条件とすることで環境と経済性とを合わせた費用としての定量的評価を行なっている。エネルギーセキュリティを含む3Eを一つの定量的指標とする先行研究例は見当たらない。

1.2.1 エネルギー貯蔵インフラの定量的評価に関する先行研究

再エネの余剰電力対策としてのエネルギー貯蔵技術に関する研究例として、例えば、J. Barnhartら¹³⁾は揚水式、圧縮空気式、各種蓄電池とPV、風力発電との組み合わせにおいて、出力抑制かエネルギー貯蔵設備設置かの選択のための均等化費用(Levelized cost of electricity)を改良した指標を提案している。また、Yu Ruら¹⁴⁾はPV設置者の視点から買電を最小化するための最適蓄電池量について提案している。前者は新たな評価手法の導入、後者はPVパターンの関数化による解析的手法を用いるなど、簡便に（時間毎の発電、需要データを用いずに）最適容量を得ることに寄与する研究である。また、実際の電力運用で問題となる短周期変動吸収を考慮したエネルギー貯蔵容量の最適化においてYuri V. Makarovら¹⁵⁾は需要データをフーリエ変換により変動周期別に分解し、取り扱う解析的手法を提案している。この研究では周波数分毎に分けて取り扱う際に粗いグルーピングにより簡略化しながらも系統運用のための最適化の目的を満たせること、費用最小化のための最適化への応用の可能性を提案している。

比較的高価なエネルギー貯蔵設備はその貯蔵時間が全体の経済性に大きく影響するため、最適容量(貯蔵時間)の決定は、重要な問題である。数理計画法を用いることなく、つまり多くのデータと複雑なモデルを回避するこれらの研究は、エネルギー貯蔵設備の設置者に対し、目的に応じた設備容量を決定するための指針を与える。一方でこれらは、再エネおよびエネルギー貯蔵以外の火力発電等の電力インフラは固定としており、直近または比較的近い将来を想定している。

各種発電設備とエネルギー貯蔵設備からなるエネルギーモデルを設定し、数理計画法を用い将来のエネルギーミックス（最適設備容量、最適運転）を検討した先行研究として、松橋ら¹⁹⁾は、実在の系統網を前提に揚水式をエネルギー貯蔵設備として設定し、運用におけるPVの最大導入量について線型計画法を用い求めている。この中で線型計画法における制約条件に過渡安定度を簡便な形で導入する手法を提案し、過渡安定度考慮の有無によるPV導入量への影響を考察している。この研究ではPVなどの設備容量は外生的に（定数として）与える手法を用いているが、過渡安定度の再エネ導入量への影響を定量化し、その重要性を示している。

複数のエネルギー貯蔵設備を扱った研究として小宮山ら¹⁶⁾は、リチウムイオン電池、NaS電

池、揚水、水電解、燃料電池、水素タービンを含むエネルギーモデル構築し、最適電源構成について詳細に報告している。この研究では、10分毎365日分と時間分解能の高いデータをもとに、様々なCO₂排出制約で線型計画法を用い費用最少を与える最適電源構成を求めている。結果として設定したコストでは水素関連設備は全てのケースで導入されず、導入のためには1/10程度のコストが要求されるという結果を得ている。この研究では、様々なエネルギー貯蔵技術を競争的環境で比較しているが、エネルギー貯蔵技術と既存の発電設備の扱いに特徴を持つ。水素以外のエネルギー貯蔵設備は系統と直接接続されているが、水電解装置はPVまたは風力発電に接続され、水素貯蔵の後、燃料電池等で発電された電力は系統へ供給する特殊な構成となっている。全てのエネルギー貯蔵技術を系統へ直接接続した場合については触れられていない。火力発電などの従来型の設備は、その設置量を固定して扱っている。

国内再エネの余剰電力による水電解で製造した水素を水素混焼に利用するシステムの有効性に関する研究として、三谷ら¹⁷⁾は水素製造と同一の時間内で火力発電所にて利用する方法を提案し、その利用法の経済性について検討を行っている。この研究では再エネを含む電源設備容量を外生的に与え、数理計画法により余剰電力をあらかじめ求め、その余剰電力に対して、水素混焼設備の容量に対する投資回収年を求めている。この方法は水素混焼の可能性を比較的容易(少ない計算量)で評価できる点で優れているが、2つのステップに分けていることと外生的に設備容量を与えている点で、エネルギー貯蔵技術を含む最適な電源設備容量を知ることはできない。

海外からの輸入水素を対象とした将来のエネルギーミックスに関しても研究が行われている。石本ら¹⁸⁾は、世界全体のコストを目的関数として、これを最小化するエネルギー構成を求めている。輸出入に関わる輸送コストも考慮して、最終的に各地域のエネルギー構成も解として求めている点が特徴である。結果として2050年の日本で発電部門の10%強、運輸部門の40%程度を水素が占め、総量は2000億m³を超えるとしている。秋元ら¹⁹⁾は2050年の2°C目標を達成するために、世界全体の排出削減費用を目的関数としてその費用を最小化する最適化を実施している。その結果の中で、複数のシナリオで輸入水素が日本の一次エネルギー構成において選択されること、日本が独自に80%削減を実施した場合、その費用が世界全体最適化に比べ大幅に上昇することを示している(世界全体:2000\$/tCO₂程度、日本独自:3500~6200\$/tCO₂)。また、NEDOはその報告書²⁰⁾の中で水素を含むエネルギーの大陸間輸送技術について比較検討を行っている。この報告はエネルギー構成の最適化とは異なるが、様々なエネルギー源および輸送技術を比較したことを特徴としている。

再エネで製造された水素をさらにメタンに変換して貯蔵する技術(Power to gas)について J. Vandewalle ら²¹⁾は、混合整数計画法(設備の起動停止を表現するために変数に整数を含む)を用いその経済性を稼働率の関数として示している。この研究において設備容量は外生的に与えているため、最適化は与えられた設備構成における費用最少を与える運転パターンを意味し、最適設備構成とならない。

水素の利用として燃料電池車を想定に加えた先行研究として名倉ら²²⁾は LCA の観点からの CO₂ 排出量の分析と線型計画法を用いたエネルギー解析を組み合わせた検討を実施している。この研究では LCA 分析から得られる CO₂ 排出量を CO₂ 価格としてコスト化し総費用に加えた目的関数を用いている。結果として、様々な想定における最適車種構成 (ICE:Internal Combustion Engine, EV, FCV 等)を得ているが、電力と統合した最適化とはなっていない。大澤ら²³⁾や原ら²⁴⁾も車種構成に特化した線型計画法を用いた最適化に関する研究を行なっている。前者は目的関数として産業の効用、消費者の効用、環境への効用を数値化し重みをつけて合算したものをを用いており、異なる目的を一つの目的関数に集約する試みを特徴としている。後者は CO₂ 排出量に LCA 的視点を導入、そのために走行距離需要に複数のシナリオを設定、最適値周辺の解を論じた点が特徴となっている。

さらに電力分野と自動車分野とを統合した研究として M.F. Felgenhauer ら²⁵⁾は分散型エネルギー供給を前提に、系統電力からの買電、PV、風力発電を電力源とし、地域の電力需要、熱需要および走行需要を満たす最適構成について線型計画法を用い実施している。NREL²⁶⁾も分散型エネルギー供給を前提とした水素利用として定値用 FC と FCV および蓄電池を設置した場合のコストについて様々条件で試算を行なっている。また、Y. Ligen ら²⁷⁾は、系統電力の貯蔵目的として EV と FCV との比較を行い EV の方が 15%程度高いエネルギー効率を示すとしている。

1.2.2 エネルギーセキュリティを含む 3E の定量的評価に関する先行研究

エネルギーセキュリティに関しては、一次エネルギー構成と輸入相手国のリスク評価から得られるセキュリティインデックスを用い定量化された値がセキュリティレベルの評価に用いられている^{28)29)30) 31)}。相手国のリスク評価については多くの分析が World Bank³²⁾がまとめた指標 (カントリーリスク)を用いている^{28) 29)}。IEA(International Energy Agency)³⁰⁾では、同指標を用い気候変動に対応して起こる一次エネルギー構成の変化を予測し、その際のエネルギーセキュリティ上のリスクを世界各国について評価している。資源エネルギー庁においても³¹⁾同様に我が国の燃料種毎およびエネルギー全体のセキュリティレベルを評価し、時系列での変化や諸外国との比較を実施している。

エネルギー構成とセキュリティを関連付けた研究として、山田²⁹⁾はセキュリティレベルを安定供給に加え利用効率など 5 つの定量的指標で総合的に評価する手法を提案し、セキュリティレベルを最大化する電源構成を求めているが、セキュリティ(指数)とコスト(円)は別の次元を持つため目的関数と制約条件として個別に扱う必要がある。

セキュリティを費用化する試みとしては、藤本ら³³⁾がエネルギーセキュリティ対策としての燃料備蓄を詳細に分析し、火力発電において燃料種ごとにその費用を算出した。この中で石油の民間備蓄量および国家備蓄量など、推定した各燃料の備蓄量からその費用(資本費、運転費、土地代等)を算出している。また RITE のグループ³⁴⁾では 2030 年を想定した電源別発電コストの

分析において、セキュリティインデックスと石油備蓄費用とを相関させ費用化している。この中で指標として用いるセキュリティインデックスの計算方法および石油備蓄費用の計算方法の違いから 16 種類の方法で石油、ガス、石炭火力におけるセキュリティ費用(円/kWh)を算出している。セキュリティを費用として評価する先行研究は少なく、これらの研究は重要である。しかし、様々なエネルギー構成に対し、セキュリティ確保のために必要な備蓄量を算定するための方法に関する研究は見当たらない。

1.2.3 先行研究の特徴と課題

エネルギー貯蔵インフラの定量的評価に関する先行研究に見られる特徴と課題について整理する。PV や風力発電の余剰電力の有効活用を想定し、エネルギー貯蔵技術の最適容量を決定する研究は、蓄電池と水素によるエネルギー貯蔵のどちらが有利かといった技術同士の優位性の比較、または優位になる条件の探索を行うために、その多くが線型計画法などの数理計画法を最適化手法として採用している。最適化における目的関数を総費用とし、CO₂削減量を制約条件とする、または CO₂ 価格を目的関数の総費用の一部とする方法で、数理計画法により環境と経済性統合した最適化の方法は確立されている。数理計画法を用いる場合であっても、設備容量をあらかじめ与えるなど、目的に合わせて解法を容易にするアプローチや近似関数を基にした解析的手法を用いることで計算に必要なデータの大幅削減などが提案されている。計算機の性能向上の中、単に計算コストを下げる目的に加え、追試のし易さや結果の理解・説明の容易さを求める目的のためと考えられる。また、今後さらに複雑なエネルギーモデルの解法を想定した場合、このような簡略化を含む手法の開発は引き続き重要と考えられる。分散型エネルギー供給を前提とした研究も多く、これらは PV や蓄電池の最適設置料を投資家または需要家の視点で捉えたものが多い。一方で、国全体の最適電源構成を求める最適化において水素と蓄電池とを比較した研究は数ない。小宮山らの研究はこの目的で行われているが、大規模運用に適した水素混焼を取り扱っておらず、また水素関連設備を蓄電池とは異なる系統との接続で扱っている。

海外からの輸入水素を前提とした将来のエネルギー構成に関する研究は比較的多く見られるが、輸入水素を LNG など他の輸入一次エネルギーと同様に扱えることから、国内での再エネからの水素の場合と異なり、エネルギー貯蔵を含まないモデルとしている。

自動車分野における車種構成の最適化に関する研究例も見られるが、電力分野との関係においては電力と水素の供給価格の設定などに限定され、統合した最適化（一つの目的関数で車種構成と電源構成を共に決定変数として扱う最適化）を行った研究例は見当たらない。

エネルギーセキュリティに関してはその度合いをセキュリティインデックスで評価する方法は広く認知され、セキュリティの度合いについて各国間の比較や時系列での変化の把握は多く実施されている。しかし、セキュリティの費用化に関する研究の数は少なく、備蓄の費用をセキュリティ費用とする研究がいくつか見られる程度である。現状では一次エネルギー構成に対す

る必要備蓄量を算出する方法が確立されておらず、今後変化する一次エネルギー構成を想定した場合、必要な備蓄量の決定に使える手法が無い。当然、再エネやエネルギー貯蔵を含む将来の最適電源構成においてセキュリティを費用化し目的関数に含んだ最適化を行なった研究は皆無である。一次エネルギーの殆どを輸入に頼る日本の場合、最適化においてエネルギーセキュリティを含む定量的評価手法の確立が、3E+Sを満たす今後のエネルギーインフラ構築に求められる。

1.3 研究の概要

1.3.1 研究の目的

本研究の目的は、日本における再エネ大量導入を前提とした将来のエネルギーシステム(インフラ)を想定し、その中でエネルギー貯蔵技術の効果を 3E の観点から定量的に明らかにすることである。そのために、日本全体の視点で、火力発電などの既存の電源設備に再エネ、エネルギー貯蔵技術、自動車分野を統合した新規なエネルギーモデルの構築および最適化の方法の開発を実施する。費用化されたセキュリティを組み込んだ最適化は、これまで前例がなく、新たな理論・方法の研究が必要となる。

上記目的のために、本研究は以下の指針を進める。

- ① 国内再エネ大量導入を前提とした余剰電力対策における蓄電池および水素混焼²の定量的評価：

この段階ではセキュリティは考慮せず、基本的なエネルギーモデルの構築、再エネ導入に対し、蓄電池および水素混焼が選択による経済的効果を明らかにする。また、用いたエネルギー貯蔵技術のコスト構造の妥当性を実証データとの比較で明らかにする。

- ② エネルギーセキュリティの定量的評価法の開発およびセキュリティを考慮した最適電源構成：

一次エネルギー構成比と、セキュリティを維持するために必要な備蓄日数との関係、備蓄日数と費用との関係について理論および方法論を構築し、一次エネルギー構成比からエネルギーセキュリティに関する費用を導く方法を開発する。得られたセキュリティ費用を目的関数に加え、最適電源構成を求める。より複雑な関数を含むモデルを解くため簡略化した手法を提案し、評価過程において、一般的な線型計画法と比較しながら実施する。

- ③ 電力と自動車を統合したモデルによる定量的評価：

自動車分野の車種構成(内燃機関, EV, FCV)を電力分野の設備と同様に決定変数として扱うモデルへ拡張し、最適電源・車種構成を求める。

² 本論文における水素混焼は、国内で水電解により製造された水素を前提とし、輸入水素は考慮しない。水素を利用した様々な発電技術の中で水素混焼は、系統電力を対象とした大規模運用において最も実用化に近い技術と考えられる。

1.3.2 研究の要約

系統電力への国内再エネの最大活用を図る前提で、余剰電力対策として水素混焼技術の定量的評価を蓄電池との比較で実施する。再エネの余剰電力による水電解から得られる水素を前提とした水素混焼の総合効率は 30%台と、80%を超える蓄電池の効率に比べ大幅に低く、余剰電力対策としての水素混焼の価値は未知数であった。また、これまで水素は、より長時間のエネルギー貯蔵で有利となる定性的評価にとどまり、経済的に選択される環境は明らかにされていなかった。

これらの背景に立ち、まず、独自に構築した蓄電池と水素混焼を組み込んだエネルギーモデルを用いた解析を実施する。水素混焼が蓄電池と共に最適設備に含まれ、単純な競合とはならず、その出力に対する制約の違いから稼働する時間帯も異なることを明らかにする。国内再エネの余剰電力対策として、水素の選択が経済的に成り立つ環境が存在すること、その時の条件を定量化する。また、充電しながらの放電や、一旦、蓄電池に充電した電力を水素製造に用いる運転など、エネルギー貯蔵設備の効果的な運用の可能性についても最適解から考察する。発電効率などのパラメータが経済性に与える効果を定量化し、エネルギーモデルによるシステム全体の価値評価の重要性と、このような手法が技術課題の効果測定に有用であることを示す。

次に、エネルギーセキュリティに関して、経済性や環境性と同様に費用として扱う手法の開発と、その手法を用いた検討を実施する。燃料備蓄によって、セキュリティ上のリスクが受け入れ可能な程度に緩和されているとの仮定に立ち、エネルギーセキュリティを費用化するための関係式を提案する。この式は、エネルギーセキュリティを、経済性および環境適合性と同様に費用として取り扱うことを可能とするこれまでにない新規な手法である。開発した手法をもとに現状および 2030 年想定 of エネルギーミックスが、CO₂ 価格として \$60~80/t-CO₂ の時に、セキュリティを含む総費用最小を与える火力発電構成に近いことを示す。また、CO₂ 価格が \$160/t-CO₂ を超える社会環境では、CCS などの技術革新や燃料価格の大きな変化が無い限り、セキュリティ対策を含めても石炭火力が総費用最小化に寄与する可能性が低いことを示す。

次に、開発した関係式を使いエネルギーセキュリティ費用を目的関数に含むエネルギーモデルおよびその解法を検討する。これら改良を加えた最適化手法が、非線形関数が容易に取り込めること、加えて計算時間が大幅に短縮されることを示す。この手法で得られた最適電源構成から、今後の電力における CO₂ 原単位の削減過程において、セキュリティを考慮した最適電源構成は、より緩やかな石炭火力の減少が有利であることを示す。

電力分野と自動車分野に想定される技術について、分野を超えて競争的に比較し、最適な構成を求めるために、電力と自動車を統合し、エネルギーセキュリティ費用を含む目的関数を持つエネルギーモデルを構築する。このモデルを用いた検討から、CO₂ 削減率が 30%以下の環境では、石炭転換や再エネ導入など電力分野における削減策が優先するが、CO₂ 削減率が 30%を超えると EV への転換が始まり、分野統合による対策が CO₂ 削減費用の上昇を大幅に緩和することを

示す。また、最適車種構成に FCV が選択されるには、輸送・充填費用として現状の想定である 63 円/m³ から 30 円/m³ 程度へのコスト削減が必要であることを示す。また、水素の輸送・充填費用が電力分野の設備構成に影響を与えるなど、統合モデルによる解析で初めて明らかとなった現象を示す。

1.4 論文の構成

本論文「低炭素社会に向けたエネルギー貯蔵インフラの定量的評価に関する研究」の構成は以下のとおりである。

第 1 章では、日本のエネルギーの現状と将来について概観し、研究の背景および概要について述べる。

第 2 章は、再エネ余剰電力対策における蓄電池と水素混焼の定量的評価について、手法、検討結果および考察を述べる。

第 3 章は、エネルギーセキュリティに関する検討として、評価手法の構築、その手法を用いた解析結果および考察を述べる。

第 4 章は、運輸部門を統合した解析として、モデルの構築、そのモデルを用いた解析結果および考察を述べる。

第 5 章以降に、本論文の結論、謝辞、参考文献、付録を記す。付録には最適解の詳細、諸元を記す。

第2章 再生可能エネルギー余剰電力対策における蓄電池と水素混焼の定量的評価

蓄電池と共にエネルギー貯蔵技術として期待される水素については、家庭用燃料電池や燃料電池車が既に普及段階に入り、更なる低コスト化や効率向上が期待される³⁵⁾³⁶⁾。しかしながら系統電力を対象としたエネルギー貯蔵としての大規模運用では、燃料電池は大型化など超えるべき技術課題も多い。

大規模運用において実用化に近い技術が水素混焼である。水素・燃料電池戦略ロードマップ³⁷⁾ではフェーズ2として2020年頃に自家発電、2030年頃に発電事業への水素発電の本格導入を想定しており、火力発電設備による水素混焼は水素発電の中の有力な技術の一つとなっている。水素混焼を組み込んだエネルギーモデルによる最適電源構成に関する研究¹⁷⁾¹⁸⁾¹⁹⁾からも、大幅なCO₂削減が要求される環境においてその必要性が認識されている。水素混焼に利用される水素は、副生水素、原油随伴ガス、褐炭のガス化などの未利用エネルギーから始まり、最終的にはCO₂フリー水素とされているが、いずれも主として経済的に有利とされる輸入水素を前提としている³⁸⁾²⁰⁾。一方で持続可能性およびエネルギーセキュリティの観点からは国内の再エネから製造された水素の活用が優れており、その限界および経済的ハードルの明確化は重要な課題である。

本章では、系統電力への国内再エネの最大活用を図る前提で、余剰電力対策として水素混焼技術の定量的評価を蓄電池との比較で行う。研究はまず、蓄電池を唯一のエネルギー貯蔵技術として設定したエネルギーモデルを構築し、解析することで蓄電池の効果を明らかにする。ここで構築されたモデルおよび解析結果は後段のリファレンスとなる。次に水素混焼技術を組み込むことでモデルを拡張し、その効果を蓄電池との比較で明らかにする。

2.1 再生可能エネルギー余剰電力対策における蓄電池の定量的評価

2.1.1 電源構成モデルとエネルギー貯蔵技術

本節ではPV、風力および蓄電池を組み込んだエネルギーモデルを用い様々なCO₂制約での最適電源構成を数理計画法の解として求める。また、設備費や効率等の因子が与える影響について検討を加える。本節の目的は、基本となるエネルギーモデル、解析手法の構築および後段のリファレンスとしての蓄電池の役割を明確にすることである。

設備構成とエネルギーフローをFig. 2-1に示す。図中、平行四辺形は発電などの変換装置を、長丸は貯蔵設備を、矢印はエネルギーフローを示す。電力需要 DM_i に対し、火力、原子力、水力、再エネおよび蓄電池が電力を供給するモデルとなっている。図中 x_j は設備の設置量(容量)、 $y_{j,i}$ は系統への出力、 $q_{j,i}$ は一次エネルギー供給を表す。蓄電池は入出力部と貯蔵部とに分けて扱い³⁾、 $z_{1,i}$ が充電入力、 $y_{1,i}$ が放電出力である。蓄電池の貯蔵部の $s_{2,i}$ は充電状態(SOC:State of charge)。

³⁾ 蓄電池ではトランスやパワコン等、設備費がパワー(kW)に依存する部分を入出力部、電池セル等、費用がエネルギー単位(kWh)に依存する部分を貯蔵部として分けて扱う。詳細は2.1.1(4)

$o_{1,i}, o_{2,i}$ は貯蔵部に対する入出力である。 η_j は火力発電においては発電効率、蓄電池の入出力部では充電・放電効率を表す。添字 j は設備の種類を表し、7, 8, 9, 10, 11, 12, 13がそれぞれ石炭火力、LNG火力、石炭火力、原子力、水力、PV、風力を表す。添字 i は時刻を表し、本研究では1時間ごと365日分のデータを用いるため、 i は1から8760の値を取る。再エネでは $q_{12,i}, q_{13,i}$ が発電出力、 $y_{12,i}, y_{13,i}$ が系統への供給、 cu_i が出力抑制となる。設置量 x_j の単位は蓄電池の貯蔵部がkWh、その他はkWである。流れを表す変数である $y_{j,i}, z_{j,i}, q_{j,i}, o_{j,i}, cu_i, DM_i$ はパワーであるkWであるが、1時間ごとのデータを用いるためkWhと等価になる。充電状態である $s_{2,i}$ の単位はkWhである。

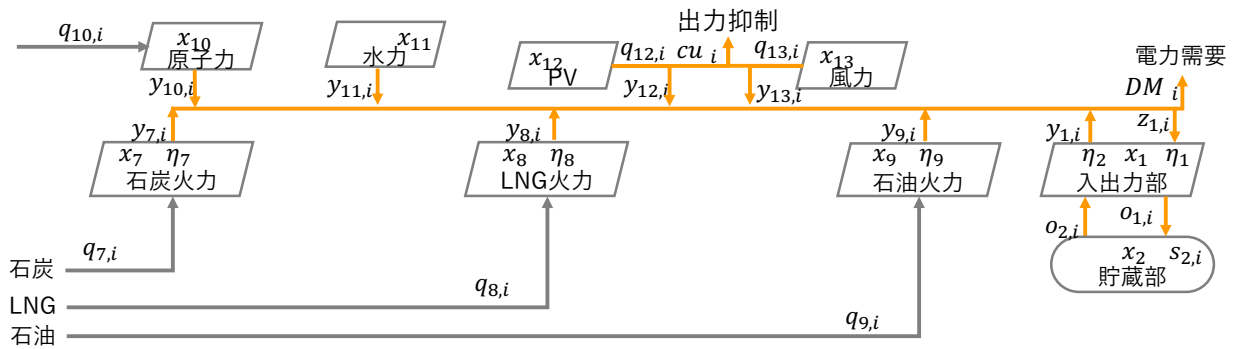


Fig. 2-1 設備構成とエネルギーフロー

最適電源構成を導き出す最適化とは、Fig. 2-1に示す構成から得られる電力同時同量などのエネルギーバランス、出力は設備容量を超えないなどの制約条件を数式化し、それら制約条件を全て満足し、総費用を表す目的関数が最小となる設置量 x_j 、時間毎のエネルギーフロー($y_{j,i}, z_{j,i}, f_{j,i}, cu_i$)および充電状態 $s_{j,i}$ を決定することである。以下、詳細に説明する。

(1) 目的関数

最適化における目的関数として、式(1)で示す年間総費用を用いる。式中、右辺第一項が設備費、第二項が燃料費に相当し、 \mathbf{X} は決定変数($x_j, y_{j,i}, z_{j,i}, q_{j,i}, o_{j,i}$ 等)のベクトルを表す。 $q_{j,i}$ は時刻 i (1時間毎1年分8760が最大)における装置 j への一次エネルギー供給量(石炭、LNG、石油、原子力燃料)、 CF_j は燃料価格[\$/G]である。 CC_j は容量あたりの1年間の設備費[\$/y/(kW or kWh)]を示し、式(2)により設備ごとに得られる値である。式(2)の括弧内の第一項は割引率 R と装置寿命 L_j [y]から計算される設備費の年間負担割合を示す。

$$F(\mathbf{X}) = \sum_{j=1}^{13} CC_j \cdot x_j + \sum_{j=7}^{10} CF_j \sum_{i=1}^{8760} q_{j,i} \quad (1)$$

$j \in (1,2,7,8,9,10,11,12,13)$

この年間負担割合に維持費率(設備費の一定割合) OM_j を加えたものに設備単価 C_j [\$/(kW or kWh)]を乗じたものが費用係数 CC_j となる。式(1)中、 CC_j と CF_j は予め与えられる外生変数(定数)である。

$$CC_j = \left(\frac{R}{1 - (1 + R)^{-L_j}} + OM_j \right) C_j \quad (2)$$

$$j \in (1,7,8,9,10,11,12,13)$$

(2) 制約条件

目的関数を最小化する上で満足させるべき変数の関係を表す等式または不等式が制約条件である。以下に本エネルギーモデルにおける制約条件を列挙する。

式(3)は設置量 x_j に関する非負の制約を，式(4)は再エネ設置量に対する最大値を表す。式中 Pot_{PV} 、 Pot_{WT} はPVおよび風力発電の導入ポテンシャルを表す。

$$x_j \geq 0 \quad (3)$$

$$x_{12} \leq Pot_{PV}, \quad x_{13} \leq Pot_{WT}, \quad (4)$$

式(5)は同時同量に関する制約を示し，電力需要 DM_i と充電に用いる電力 $z_{1,i}$ の合計が，各設備から系統への出力(電力供給) $y_{j,i}$ の合計と全ての時刻($i = 1 \sim 8760$)において一致することを示す。以後，同様に添字 i が付く式はそれぞれ8760本の式が存在するが，の範囲の記述は省略する。

$$\sum_{j=1}^{13} y_{j,i} = DM_i + z_{1,i}, \quad i \in (1 \sim 8760) \quad (5)$$

各出力 $y_{j,i}$ は設備容量 x_j および最低出力率 MIN_j に対して式(6)の制約を受ける。火力発電は運転可能な最低出力が $x_j \cdot MIN_j$ を下回れない。式(7)は負荷追従に関する制約で， $y_{j,i-1}$ は当該時刻の1単位時間前の出力を， RD_j 、 RU_j は単位時間での下げおよび上げの負荷追従率を示す。本検討では単位時間を1時間，全ての発電機の負荷追従率を100%/hと仮定しているため，式(7)の制約は機能しない。(なお， $y_{j,i-1}$ で $i = 1$ の時の $y_{j,0}$ の値は $y_{j,8760}$ を使う。以後同じ扱いとする)

$$x_j \cdot MIN_j \leq y_{j,i} \leq x_j \quad (6)$$

$$j \in (1,7,8,9,10,11,12,13)$$

$$y_{j,i-1} - RD_j x_j < y_{j,i} < y_{j,i-1} + RU_j x_j \quad (7)$$

$$j \in (1,7,8,9,10,11,12,13)$$

原子力と水力の設備容量および出力は，外生的に与えるkWh基準の電源構成比率 Rwh_j および設備利用率 CPF_j から式で算出される値を用い定数として扱う。

$$y_{j,i} = \frac{Rwh_j}{8760} \sum_{i=1}^{8760} DM_i, \quad j \in (10,11) \quad (8)$$

$$y_{j,i} = CPF_j x_j, \quad j \in (10,11) \quad (9)$$

式(10)は供給予備力に関する制約で，火力発電および原子力，水力が予備力に寄与するとした。 $\max(DM_i)$ は年間最大需要を， rsv は予備率を表し，本検討ではすべてのケースで予備率8%とした。 CPF_j は定数として与える原子力と水力の稼働率である。

$$\sum_{j=7}^9 x_j + \sum_{j=10}^{11} CPF_j x_j > (1 + rsv) \max (DM_i) \quad (10)$$

PV と風力発電に関してはエネルギー収支から式(11)の関係が成り立つ。ここで PV_i, WT_i はそれぞれ PV, 風力発電の単位設置量あたりの発電量を, cu_i は抑制量を示す。 PV_i, WT_i は発電実績や日射および風速の実績からあらかじめシミュレートした 1 年分のデータを外生的に (定数として) 与える。

式(12)は慣性を持つ同期発電機の合計出力に対して PV 出力に上限を設ける制約である。PV における秒単位以下の比較的短い周期の変化に対する系統周波数の安定性を確保するために、慣性を持つ発電機 (回転体を有する同期発電機) の一定稼働が必要とされる。この制約に本研究では既報の方式³⁹⁾を採用し式(12)の制約とした。慣性を持つ発電機を石炭, LNG, 石油火力, 原子力, 水力とし, その合計出力の r_1 倍を PV 出力 $y_{12,i}$ の上限としている。また, 蓄電池が PV の隣接設置されている想定により, 蓄電池への充電に使用された分 $z_{1,i}$ は除いている。

$$y_{12,i} + y_{13,i} + cu_i = x_{12}PV_i + x_{13}WT_i \quad (11)$$

$$r_1 \sum_{j=7}^{11} y_{j,i} > y_{12,i} - z_{1,i} \quad (12)$$

蓄電池の充放電における制約は式(13)~(16)で示される。 x_1, x_2 はそれぞれ入出力部および貯蔵部の設置量, $z_{1,i}, y_{1,i}$ は時刻 i における充電量と放電量, η_1, η_2 は充電効率, 放電効率, $s_{2,i}$ は蓄電池残量で添字の $i-1$ は当該時刻の 1 単位時間前を表す。式(13)は放電と充電の出力の合計が入出力部の設備容量より小さいことを示す。充放電が同じ入出力部 (インバータ等) を用いて行われる想定のため合計となる。式 (14)は放電量 $y_{1,i}$ が蓄電池残量と効率の積より小さいことを示す。また, 式(15)は充電量 $z_{1,i}$ が貯蔵部の設置量と蓄電池残量との差, つまり貯蔵部受け入れ可能量より小さいことを示す。式(16)は蓄電残量のエネルギー収支による制約である。

$$y_{1,i} + z_{1,i} < x_1 \quad (13)$$

$$y_{1,i} < \eta_2 \cdot s_{2,i-1} \quad (14)$$

$$z_{1,i} < (x_2 - s_{2,i-1}) / \eta_1 \quad (15)$$

$$s_{2,i} = s_{2,i-1} + \eta_1 \cdot z_{1,i} - y_{1,i} / \eta_2 \quad (16)$$

CO₂ 排出に関して式(17)の制約となる。左辺は予め制約条件として設定する電力の CO₂ 排出原単位 COE [gCO₂/kWh] と年間総電力需要との積で年間総排出量である。本モデルによる CO₂ 排出は化石燃料の消費だけを考慮するため, 燃料種 j の CO₂ 原単位 COF_j および火力発電における燃料消費量 $q_{j,i}$ の年間合計との積が右辺の設定した総排出量と一致する。

$$COE \sum_{i=1}^{8760} DM_i = \sum_{j=7}^9 \left(COF_j \sum_{i=1}^{8760} q_{j,i} \right) \quad (17)$$

(3) 外生変数

外生変数とは予め与えられる値で、最適化の中では定数として扱われる変数のことである。電力需要 DM_i および単位設備容量当たりの PV の発電量 PV_i 、風力の発電量 WT_i は 1 時間毎 1 年分を外生的に与える。公開されている九州地区における 1 時間毎の電力需要実績から⁴⁰⁾、2013 年 1 月から 2013 年 12 月までの 8760 時間分を電力需要として用いる。 PV_i は需要と同時刻の福岡市の発電量を NEDO 日射量データベース⁴¹⁾からシミュレートし、PV 設置 1kW あたりの年間発電量が 1051kWh(設備利用率 12%)となるように正規化した値を用いる。

単位設備容量当たりの風力発電出力 WT_i は、式(18)に示す風速 v_i の 3 次式で表す。 v_{min} 、 v_{max} はそれぞれ起動風速、発電量が飽和する飽和風速である。風速 v_i が起動風速 v_{min} 以下の場合には WT_i は 0、飽和風速 v_{max} を超える場合には 1 としている。風速 v_i には電力需要と同時刻の福岡市の風速データ⁴²⁾を年間平均風速が 5.5m/s となるように正規化した値を用いる。

$$\begin{aligned} v_i \leq v_{min} &\Rightarrow WT_i = 0 \\ v_i \geq v_{max} &\Rightarrow WT_i = 1 \end{aligned} \quad (18)$$

$$\begin{aligned} v_{min} < v_i < v_{max} &\Rightarrow WT_i = F_{WT}(v_i) = a \cdot v_i^3 + b \cdot v_i^2 + c \cdot v_i + d \\ F_{WT}(v_{min}) &= 0, F_{WT}(v_{max}) = 1 \end{aligned} \quad (19)$$

$$F'_{WT}(v_{min}) = F'_{WT}(v_{max}) = 0 \quad (20)$$

3 次式の定数 a, b, c, d は式(19)に示す起動風速、飽和風速における値と、曲線が連続となるよう起動風速、飽和風速における値と傾きを指定する式(20)から決定した。本検討で用いた起動風速 3.5m/s、飽和風速 12m/s から $a = -0.00326, b = 0.0757, c = -0.410, d = 0.658$ が得られる。この時の風力の年間設備利用率は 25%となる。

得られた風力の性能曲線と 1 時間毎 1 年分の年間出力パターンを **Fig. 2-2** に示す。同様に PV 出力と電力需要の年間パターンも併せて **Fig. 2-3** に示す。コンター図の横軸は 1 月 1 日を 0 とした日数で縦軸は時刻を、正規化した出力を濃淡で表す。PV に比べ風力の出力は分散しているが、午後の時間帯に濃い部分が見られる。電力需要は夏、冬に濃い部分が、また、冬では濃い部分が朝夕に現れる。需要の縦縞は週末や連休等の需要減によって表れている。

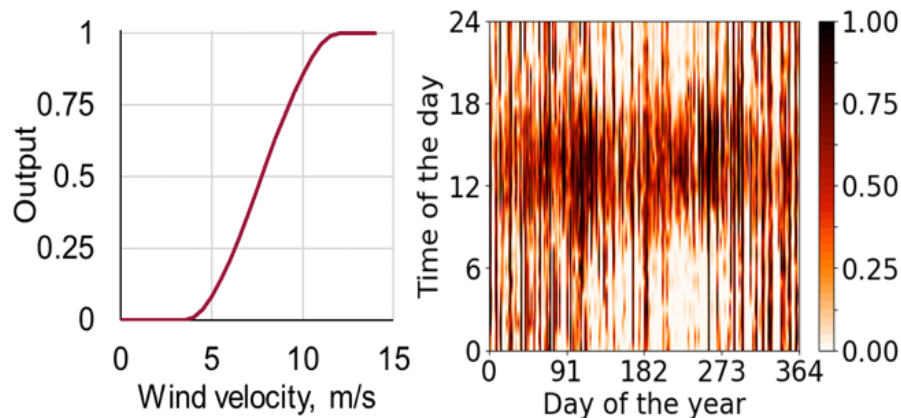


Fig. 2-2 風力発電の性能曲線(左)と出力(右)

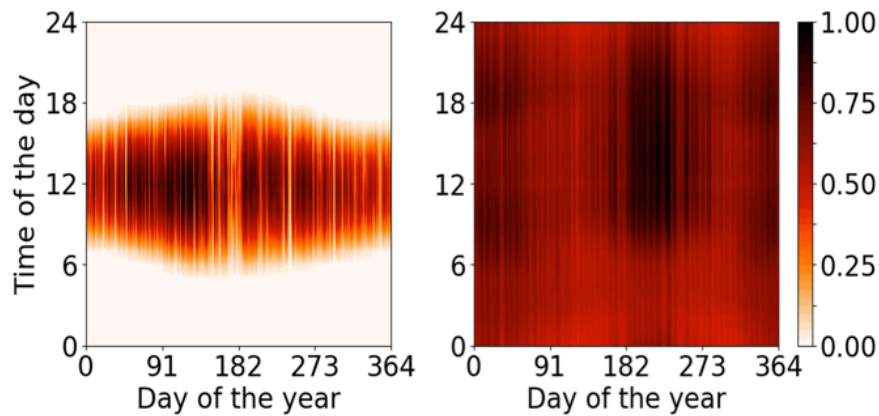


Fig. 2-3 太陽光発(左)と電力需要 (右)

Table 2-1 に発電設備関連の諸元を示す。設備費，効率，設備利用率等は既報⁴³⁾³⁴⁾を参考に，燃料価格はIEA World Energy Outlook 2016⁴⁴⁾のNew Policy Scenario⁴⁴⁾による2030年値を基準値として採用した。発電効率は負荷に関わらず一定とした。蓄電池に関してはリチウムイオン電池を¹⁶⁾⁴⁵⁾を想定し，Table 2-2の値を基準とした。LIBの貯蔵部(電池モジュール)は全量を利用できないことから充電深度を90%と設定し，式(2)で示される貯蔵部に関する費用係数に反映した。また，寿命に関してはカレンダー寿命を用いサイクル寿命は考慮していない。再エネの最大設置量は九州地区の導入ポテンシャル⁷⁾を Pot_{PV}, Pot_{WT} として用いた。風力の導入ポテンシャルに洋上風力は含まない。

Table 2-1 発電設備の諸元

			石炭	LNG	石油	原子力	水力
設備費	C_j	\$/kW	2630	1350	2000	3130	6000
O&M	OM_j		3%	2%	2%	4%	1%
寿命	L_j	年	30	30	30	40	40
効率	η_j		40%	50%	38%		
最低稼働			40%	20%	0%	100%	100%
CO ₂ 原単位	gCO ₂ /MJ		91	49.4	68.4	0	0
燃料価格		\$/GJ	2.96	11.28	17.28	4.3	0
電源構成比率(kWh基準)						20.0%	5.8%
設備利用率						70.0%	45.0%

Table 2-2 PV, 風力発電, 蓄電池の諸元

			蓄電池		PV	風力
			入出力	貯蔵部		
設備費	C_j	\$/kW \$/kWh	500	150	1500	2500
O&M	OM_j		1%	1%	1%	2%
寿命	L_j	年	15	10	30	25
効率	η_j		81%			
充電深度				90%		
導入ポテンシャル	Pot	GW			24.5	16.5

(4) エネルギー貯蔵技術のコスト

前述のエネルギーモデルの数式化において、蓄電池を入出力部と貯蔵部とに分けて扱った。このような取り扱いの妥当性を数種類のエネルギー貯蔵技術について検証する。

電力を前提としたエネルギー貯蔵技術について、それぞれの特性から定性的な分類が行われている。**Fig. 2-4**は比較的良好に見られるエネルギー貯蔵時間と設備規模で分類した一例である⁴⁶⁾。揚水式(PHS)、圧縮空気式(CAES)、水素利用は大規模かつ長時間の貯蔵に、キャパシタやフライホイールは短時間、蓄電池がその中間に位置する。

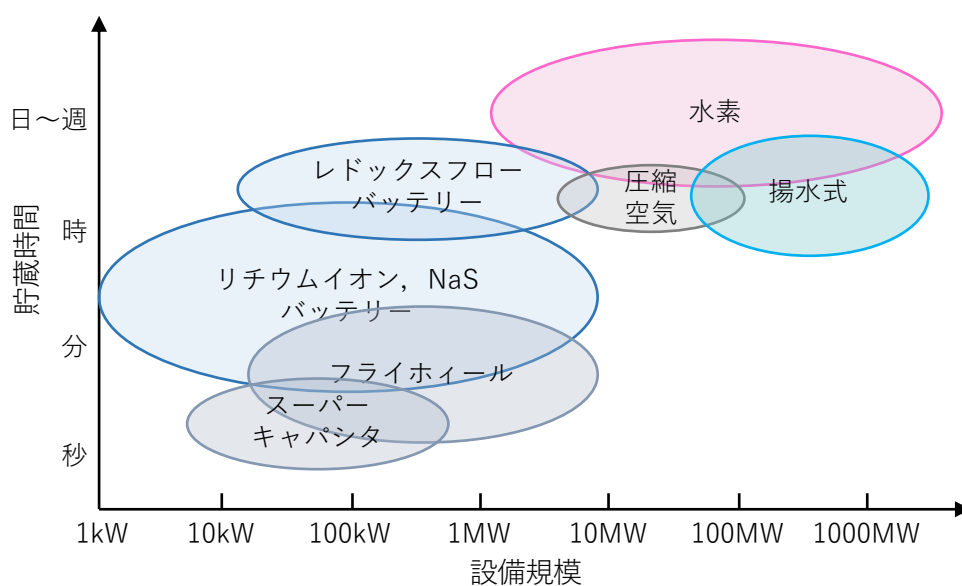


Fig. 2-4 時間と要領によりエネルギー貯蔵技術の比較

一般にエネルギー貯蔵技術を構成する機器は **Table 2-3** に示すように入力部と貯蔵部とに分けることができる。入力部は設備の大きさやコストがパワー(kW等、単位時間あたりの仕事)に依存し、貯蔵部はエネルギー(kWh等)に依存する。水素、PHS、CAESは蓄電池に比べ貯蔵部の設備単価(\$/kWh)が低く、エネルギー貯蔵が長時間になるほどその設備費は蓄電池に比べ有利となる。

Table 2-3 エネルギー貯蔵技術の機器構成

方式		入出力部	貯蔵部
蓄電池 LIB, NaS, RFB		変圧器, インバーター, パワコン	電池モジュール
揚水式(PHS)		変圧器, ポンプ, タービン発電機	貯水施設
圧縮空気式(CAES)		変圧器, 圧縮機, タービン発電機	高圧タンク, 岩塩窟
水素	燃料電池	変圧器, インバーター, パワコン, 水電解, 圧縮機(液化設備), 燃料電池	高圧タンク(極低温タンク)
	混焼	変圧器, インバーター, パワコン, 水電解, 圧縮機(液化設備)	高圧タンク(極低温タンク)

公開されているエネルギー貯蔵設備の米国における実証プロジェクトの実績⁴⁷⁾を使って次のような検証を実施した。エネルギー貯蔵設備の設備費 C [\$]を入出力部の設備単価 C_i [\$/kW], 容量 p [kW], 貯蔵部の設備単価 C_s [\$/kWh], 容量 q [kWh], 式(21)を用いて表す。

$$C = C_i \cdot p^\alpha + C_s \cdot q^\beta \quad (21)$$

α, β は設備規模の影響を表すスケールファクターである。この式を使った実績値の回帰分析から妥当性を検証する。結果を **Table 2-4** に、実績値と回帰分析で得られた各定数からの計算値とのプロットを **Fig. 2-5** に示す。

Table 2-4 エネルギー貯蔵設備のコスト構造に関する回帰分析結果

	データ数	C_i	C_s	α	β
		\$/kW	\$/kWh		
LIB	16	730	902	1.00	1.00
Vanadium Redox Battery	4	1969	352	1.00	1.00
NaS	4	2216	112	1.00	1.00
Pumped Hydro	4	2313	0	1.00	1.00
CAES /Under Ground	10	19664	0	0.75	1.00

スケールファクターである α, β はCAESを除き1.0として良好な近似値が得られている(**Table 2-4**)。このことからリチウムイオン電池や他のエネルギー貯蔵技術において入出力部と貯蔵部とに分けてコストを試算する方法は妥当と考えられる。このような分析に利用できる水素に関する実績データはない。

PHS と CAES は貯蔵部の設備単価(\$/kWh)が0となっているが、いずれも天然の地形を利用した設備となっており、設備費に計上されていないためと考えられる。CAESでは入出力部のスケールファクターが0.75と、分析した中では唯一規模によるスケールメリットが期待されるエネルギー貯蔵技術となっている。この分析から技術ごとに得られた入出力部および貯蔵部の設備単価は、元になる実証プロジェクトが2012年までのものであることから、その絶対値はまだ高い値を取っているが、貯蔵技術ごとの特徴を表した結果となっている。この中ではLIBの入出力部の設備単価が最も低く、貯蔵部の設備単価が最も高いことから、短時間の電力貯蔵に有利

であり、逆に PHS はより長時間の、V-RF と NaS が中間となる。

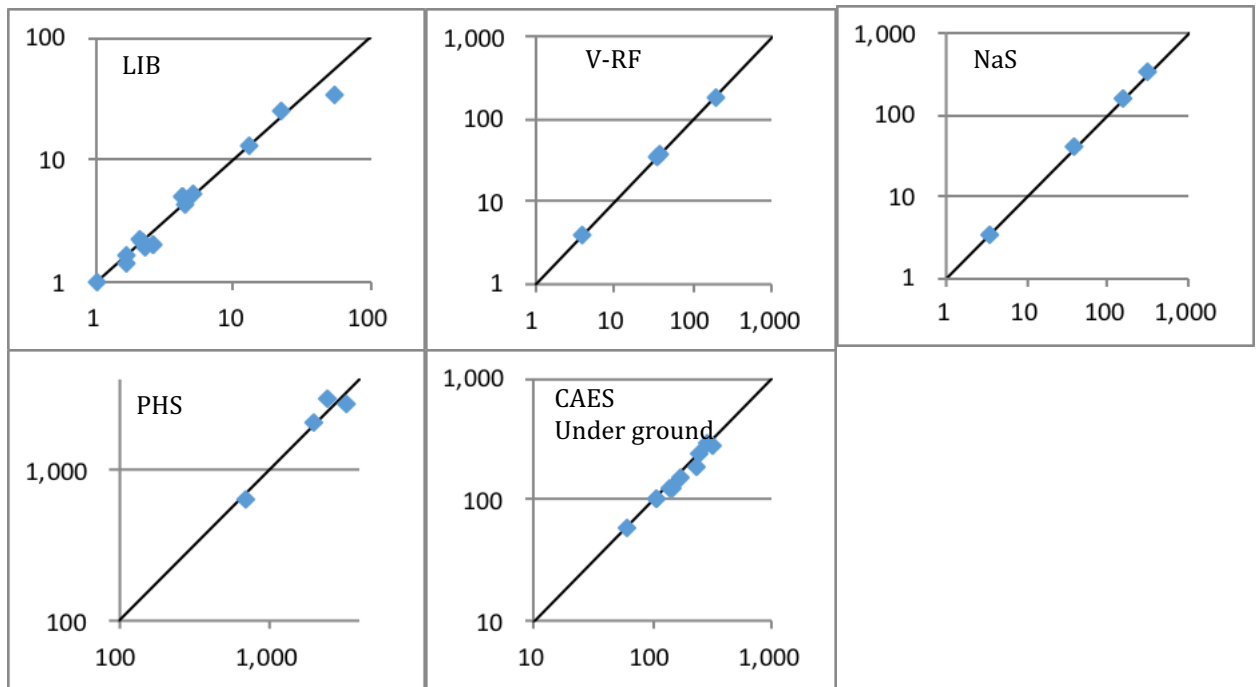


Fig. 2-5 実績値と計算値との比較（横軸は実績値を縦軸は計算値を 100 万ドルで示す）

貯蔵時間(貯蔵部の設備容量[kWh] ÷ 入出力部の設備容量[kW])を変化させて、kWh 基準の設備容量当たり設備費(入出力部+貯蔵部)を Table 2-4 の値から計算した結果を Fig. 2-6 に示す。この結果は定性的な評価である Fig. 2-4 と同様である。

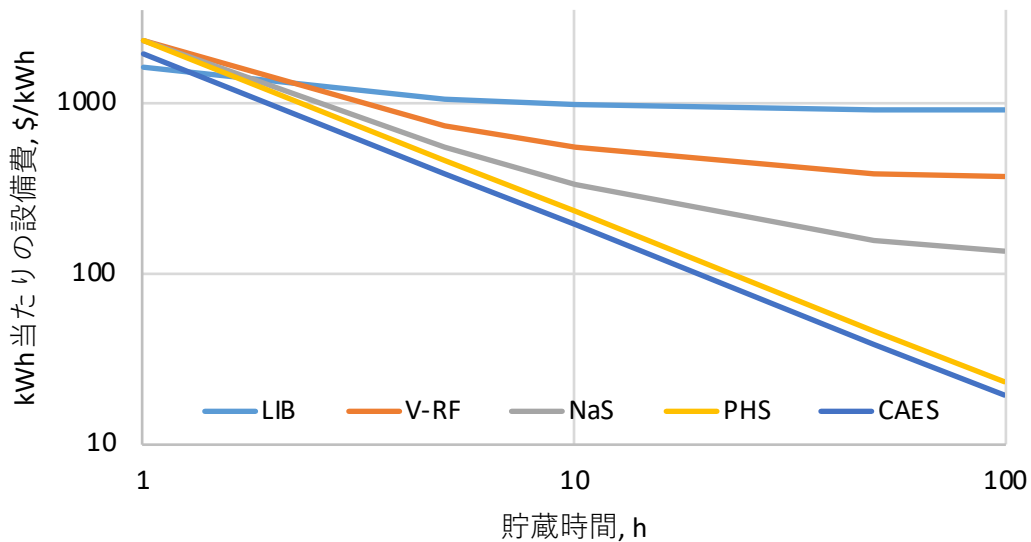


Fig. 2-6 貯蔵時間と設備費の関係（CAES の入出力部の容量は 1MW）

(5) 最適化手法

目的関数と制約条件が数式化できれば必要な外生変数（定数またはパラメータ）を与え、数理計画法を用いて決定変数が求まる。Fig. 2-7 にモデル構築から最適化結果が得られるまでの流れを示す。

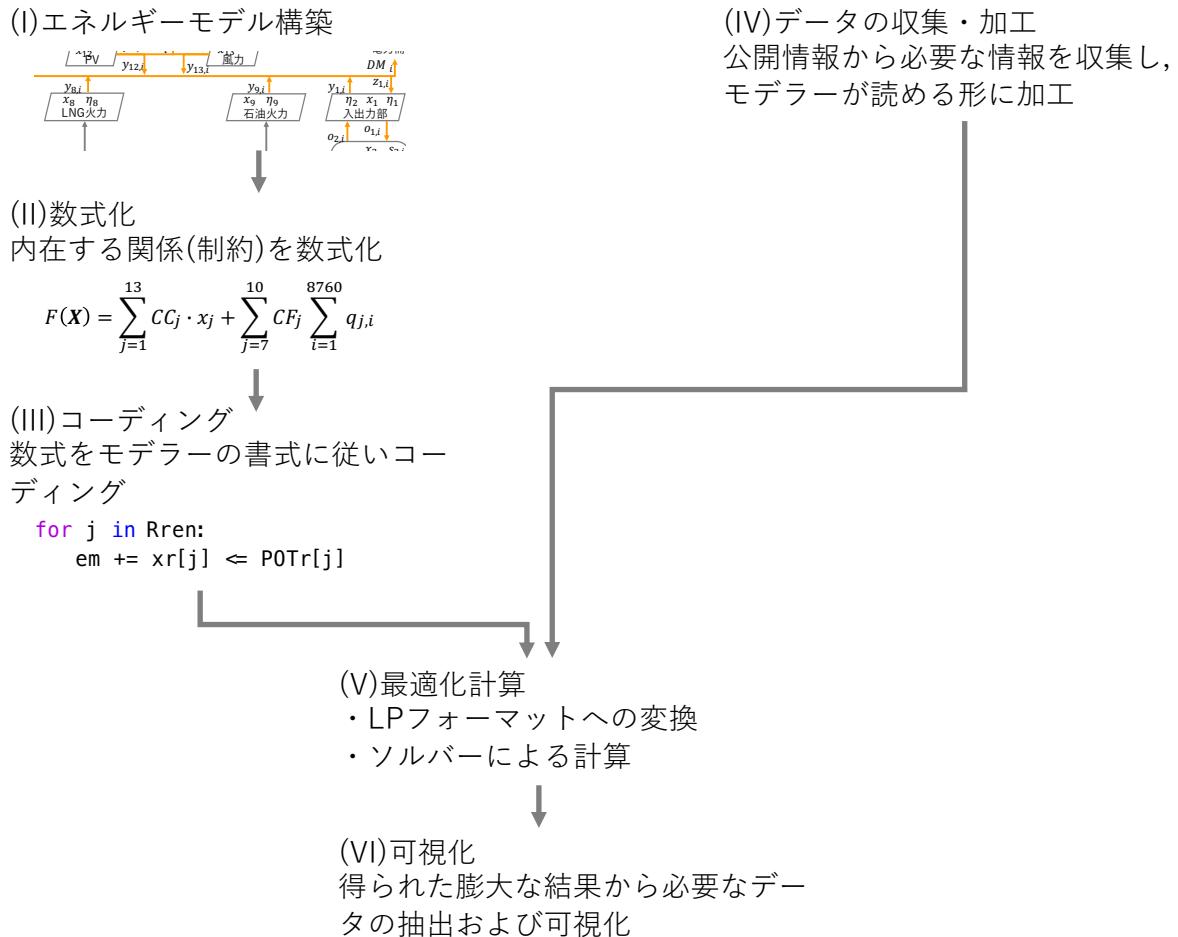


Fig. 2-7 モデリングから最適化までの流れ

Fig. 2-7 の(I)のエネルギーモデル構築は、想定する複数の機器に対しエネルギーの流れ記述し、状態を表現するための変数を決定することである(2.1.1節の冒頭)。(II)の数式化は、設定したエネルギーモデルに従い、変数の間に内在する関係式(制約条件)および目的関数を数式化する(2.1.1(1)~(3))。ここでは最適化に線型計画法(LP, Linear programming)を利用するため、目的関数と全ての制約条件は線型でなければならない。ここまでは紙と鉛筆の作業である。次に、モデラーと呼ばれるアプリケーションまたはライブラリを用いて、これら数式化された目的関数や制約条件をモデラーの書式に従い記述するのが(III)コーディングである。モデラーは、GAMS⁴⁸⁾等の商用のモデラーを用いる方法が広く普及しているが、本研究ではモデラーとしてPythonのライブラリであるPuLP⁴⁹⁾を用いた。データの入出力や結果の可視化にPythonの豊富なライブラリが使用可能であり、また、回帰分析等様々なデータ処理が同時に記述できる柔軟性の高さがその理由である。

前述の式(4)で記述された再エネ設置量の最大値に関する制約 $x_{12} \leq Pot_{PV}$, $x_{13} \leq Pot_{WT}$ は PuLP の書式に従い数学的表現に近い形で記述される(Fig. 2-7(III)). PV と風力を定義するため for ループで2回繰り返される. $xr[j]$ が設置量, $POTr[j]$ が外生的に与えられる最大値である. コーディングの詳細は付録 3 に示す.

(V)の最適化計算の中で, コーディングしたリストをソルバーが読める形へ変換する作業はモデラー(本研究では PuLP)が行う. 線型計画問題を解くためのアプリケーションはソルバーと呼ばれ, 有償・無償共に多くのものが利用可能である. これらソルバーに問題を入力するためには, 共通のフォーマット(LP ファイル形式, MPS ファイル形式等)への変換が必要である. コーディングした制約条件, 目的関数の共通フォーマットへの変換はモデラー(本章では PuLP)が行う. ソルバーとして COIN-CBC⁵⁰⁾を使用する. COIN-CBC は線型計画法および混合整数計画法(MILP, Mixed integer linear programming)の解法が可能なソルバーである. PuLP, COIN-CBC はダウンロードすることで使用環境が構築可能で利用は共に無償である. ソルバーは LP ファイルを読み込み, 中に記述されている制約条件を満たしながら目的関数を最小にするための変数を決定する. このソルバーによって行われる計算が最適化計算である.

最適化計算における外生変数(パラメータや定数)の読み込み, 計算結果の抽出・処理や可視化は Python のライブラリである xlwings, scipy, matplotlib を主に用いる.

線型計画法における問題の規模は決定変数と制約条件の数で表されるが, 本研究の問題では 10 万~20 万決定変数, 15 万~40 万制約式, 1 回の最適化に要する時間は 5~30 分程度の規模である.

本研究で用いる線型計画法(LP)を用いた最適化計算では, 設備容量や出力等の運転状態に関する 8760 時間分の 10 万~20 万個の変数を線型計画法(LP)で同時に解くため, 電力需要および再エネの出力が予め分かっている(完全な予測が可能な)場合の解を与える. 実際の運転では, 各設備の出力が経済負荷配分制御(EDC)⁵¹⁾と呼ばれる方法で, その時間ごとにリアルタイムで燃料費が最小化されるように決定される. エネルギー貯蔵設備が存在するモデルでは, 電力需要と再エネの出力が完全に予測された場合に, 最も効率的(費用が最小となる)に機器が使用された最適解となることに注意が必要である.

このような複雑な手順を要する数理計画法による最適化の必要性について改めて述べる. 発電コストを容易に比較する方法として LCOE(Levelized cost of electricity)⁵²⁾は広く普及している⁴⁴⁾⁵³⁾⁵⁴⁾⁵⁵⁾⁵⁶⁾⁵⁷⁾. LCOE の値は前述の式(2)と発電効率, 稼働率, 燃料単価から容易に算出でき, 我が国においてもこの手法が電源別のコスト算出に利用されている⁵⁸⁾. エネルギーに関する設備や新規技術が既存の設備のリプレースを想定している場合, その稼働率が想定可能なため LCOE を用いた競争力の評価が有用なことに変わりない.

しかし, PV などの再エネが大量に導入されるエネルギーインフラを想定した場合, 稼働率が特定できない. また, 再エネを優先して導入するなどの想定で稼働率を設定して求めたコストは

真のコストを反映しない。再エネの導入量が少ない場合には問題とならないが、今後大量導入が進む将来を想定した場合、発電コストや技術の価値はエネルギーシステム全体のコストや価値の増減によって評価する必要がある⁵⁹⁾。

このような数理最適化を用いた最適電源構成における評価では、その技術の競争力や市場規模、また運転パターンが得られる点でLCOEを用いた評価より多くの情報が得られる。Fig. 2-8に概要を示すが、例えば本研究の対象となる水素混焼技術が最適電源構成で選択されない場合、設定したコスト等の条件では競争力が無いと判断でき、選択された場合、その設置量が市場規模と相関する。また、評価結果のフィードバックを繰り返す事で競争力を持つための効率やコストの限界値の判断も可能となり、研究開発課題の妥当性や課題解決による経済的効果の測定も可能となる。

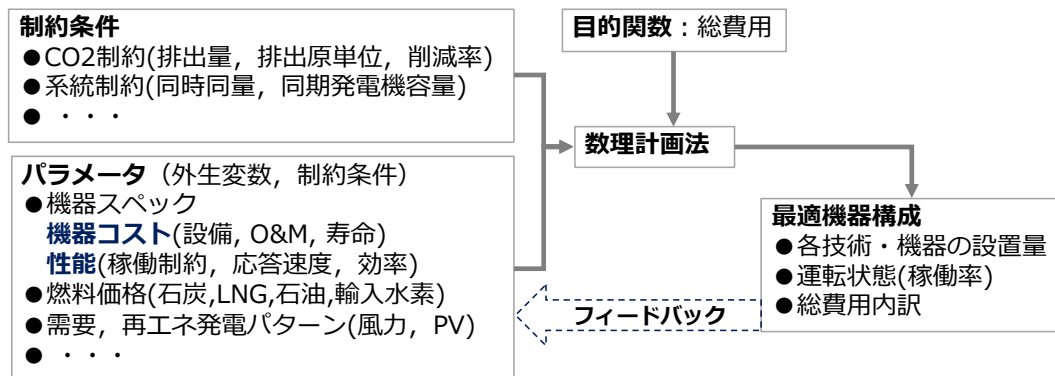


Fig. 2-8 評価の概要

2.1.2 再エネ導入における蓄電池の効果

(1) 出力データとその解釈

まず，一回の最適化計算によって得られるデータとそのデータの解釈について示す。

電力の年間平均 CO₂ 排出原単位(式(17)のCOE)を 370[gCO₂/kWh]⁴に設定し，2.1.1(3) 節で定義した外生変数を与え 2.1.1(5) に従った最適化における問題の規模と計算負荷を **Table 2-5** に示す。

Table 2-5 問題の規模と計算負荷

問題の規模		最適化	
決定変数	制約条件	繰返し	計算時間
166449	262806	78901 回	246 s

この最適化で得られた各設備の設置量 x_j を **Table 2-6** に示す。電力需要の最大値を 1kW とする正規化された値で計算を行なっているため，表の値は最大需要を 1kW とした時の値となる。表の下段は，九州地域の実際の需要に合わせた値である。CO₂原単位 370gCO₂/kWh を達成するために，年間総費用が最小となる各設備の設置量(最適設備容量と称す)を示している。原子力と水力については外生的に定数として与えた結果である。設備容量が 0 となっている蓄電池と石油火力はこの条件では選択されない。PV に比べ風力の設置量が多く，圧倒的に PV が多い現状と異なる。これは，2030 年を想定した設備コスト (**Table 2-2**)に比べ現状はより大きなコスト差(風力の設備費が高い)であるためと考えられる。最適設備容量はコストや効率等のスペックを想定した将来技術の選択を表し，その値は市場ポテンシャル(その設備・技術を販売できる可能性)と相関する点で重要な解の一つである。

Table 2-6 最適設備容量(370gCO₂/kWh)

		入出力部 貯蔵部		石炭火力	LNG火力	石油火力	原子力	水力	PV	風力
		x_1	x_2	x_7	x_8	x_9	x_{10}	x_{11}	x_{12}	x_{13}
正規化	kW	0.000	0.000	0.178	0.644	0.000	0.178	0.080	0.054	0.133
九州地域	万kW	0	0	299	1084	0	300	135	90	223

解として得られる各設備の出力 $y_{j,i}$ は設備毎に 24 時間×365 日分の個数となる。**Table 2-7** は $y_{j,i}, q_{j,i}, o_{j,i}$ 等の時間ごとに得られる変数について最初の 1 日分を抜き出したものである。最適化計算によってこのような解が 1 年分(8760 時間分)得られる。

⁴ 370gCO₂/kWh はエネルギー基本計画¹¹⁾で 2030 年目標としている電力 CO₂ 排出源単位。

Table 2-7 最適解の一部 (網掛けは0以外の値を示す)

count	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760
max	1.000	0.133	0.039	0.069	0.024	0.133	0.039	0.125	0.036	0.178	0.598	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	1.197	0.000
min	0.409	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.071	0.129	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.178	0.258	0.000
sum	5460	292	56	1	0	291	56	1092	317	1517	2187.61	0	0	0	0	1092	317	3792	4375	0
ave	0.623	0.033	0.006	0.000	0.000	0.033	0.006	0.125	0.036	0.173	0.250	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.433	0.499	0.000	
	DM0	y0-Wind	y0-PV	cut-Wind	cut-PV	use-Wind	use-PV	yg-Nuc	yg-Hydro	yg-Coal	yg-NG	yg-Oil	ys-LIB	zs-LIB	ss-LIB	qg-Nuc	qg-Hydro	qg-Coal	qg-NG	qg-Oil
13/01/01 00	0.586	0.014	0.000	0.000	0.000	0.014	0.000	0.125	0.036	0.178	0.234	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.468	0.000
13/01/01 01	0.591	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.178	0.253	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.506	0.000
13/01/01 02	0.599	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.178	0.261	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.521	0.000
13/01/01 03	0.598	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.178	0.259	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.518	0.000
13/01/01 04	0.586	0.009	0.000	0.000	0.000	0.009	0.000	0.125	0.036	0.178	0.239	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.478	0.000
13/01/01 05	0.563	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.178	0.224	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.449	0.000
13/01/01 06	0.545	0.011	0.000	0.000	0.000	0.011	0.000	0.125	0.036	0.178	0.195	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.390	0.000
13/01/01 07	0.555	0.005	0.000	0.000	0.000	0.005	0.000	0.125	0.036	0.178	0.211	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.423	0.000
13/01/01 08	0.575	0.020	0.003	0.000	0.000	0.020	0.003	0.125	0.036	0.178	0.214	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.427	0.000
13/01/01 09	0.579	0.039	0.007	0.000	0.000	0.039	0.007	0.125	0.036	0.178	0.195	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.390	0.000
13/01/01 10	0.562	0.060	0.012	0.000	0.000	0.060	0.012	0.125	0.036	0.178	0.152	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.304	0.000
13/01/01 11	0.542	0.027	0.014	0.000	0.000	0.027	0.014	0.125	0.036	0.178	0.162	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.324	0.000
13/01/01 12	0.532	0.043	0.012	0.000	0.000	0.043	0.012	0.125	0.036	0.178	0.139	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.278	0.000
13/01/01 13	0.515	0.094	0.014	0.000	0.000	0.094	0.014	0.125	0.036	0.117	0.129	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.294	0.258	0.000
13/01/01 14	0.499	0.098	0.007	0.000	0.000	0.098	0.007	0.125	0.036	0.104	0.129	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.260	0.258	0.000
13/01/01 15	0.499	0.090	0.005	0.000	0.000	0.090	0.005	0.125	0.036	0.115	0.129	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.287	0.258	0.000
13/01/01 16	0.518	0.035	0.002	0.000	0.000	0.035	0.002	0.125	0.036	0.178	0.143	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.286	0.000
13/01/01 17	0.572	0.094	0.000	0.000	0.000	0.094	0.000	0.125	0.036	0.178	0.140	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.280	0.000
13/01/01 18	0.595	0.043	0.000	0.000	0.000	0.043	0.000	0.125	0.036	0.178	0.214	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.429	0.000
13/01/01 19	0.591	0.060	0.000	0.000	0.000	0.060	0.000	0.125	0.036	0.178	0.193	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.385	0.000
13/01/01 20	0.587	0.001	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.125	0.036	0.178	0.248	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.495	0.000
13/01/01 21	0.578	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.178	0.239	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.478	0.000
13/01/01 22	0.555	0.009	0.000	0.000	0.000	0.009	0.000	0.125	0.036	0.178	0.208	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.415	0.000
13/01/01 23	0.529	0.017	0.000	0.000	0.000	0.017	0.000	0.125	0.036	0.178	0.173	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.036	0.444	0.347	0.000

この $y_{j,i}$ 1年分の積算 ($\int y(t)dt$ と等価)は、各設備が年間に供給した電力量 (単位は kWh) に相当し、最適電源構成と呼ぶ。得られた最適電源構成を Table 2-8 に示す。石炭火力、LNG 火力、再生可能エネルギー (水力を除く) は供給した電力の 27%, 40%, 6%を占めている。この年間に供給した電力量 (エネルギー単位) の絶対値または比率が前述のエネルギー基本計画など、供給構造を示す値として一般に用いられる。設備毎の稼働率は 2 次情報として $\sum y_{j,i} / (24 \times 365 \times x_j)$ から得られる。石炭火力、LNG 火力それぞれ 97.5%, 38.8%の稼働率である。

Table 2-8 最適電源構成(370gCO₂/kWh)

	入出力部 貯蔵部	石炭火力		LNG火力		石油火力		原子力		水力		PV		風力	
		Σy_7	Σy_8	Σy_9	Σy_{10}	Σy_{11}	Σy_{12}	Σy_{13}							
正規化	kWh	0	1516	2187	0	1092	317	56	292						
九州地域	億kWh	0	255	368	0	184	53	9	49						

各設備の出力のトレンドは様々な情報を与えるが、データ数が膨大となるため可視化した形式が有用である。Fig. 2-9 は電力需要が最大または最小となる 1 週間のトレンドを積み上げ式の散布図で示したものである (以下電源プロファイルと呼ぶ)。縦軸は出力を横軸は時刻を示す。黒の太線が電力需要を示し、その電力需要を満たす供給構成の時間変化を示している。水力と原子力は定数として与えているために全ての時間で一定の値を取る。電力需要が最大となる (8 月 6 日からの) 週では、石炭火力は 100%出力を維持し、LNG 火力が電力需要と風力および PV の出力に追随する形で調整電源として動く結果となっている。電力需要が最小となる (4 月 30 日からの) 週では、石炭火力の出力変動も顕著となる。LNG 火力が一定の値以下とならないのは、運転可能な最低出力に関する式(6)の制約のためである。

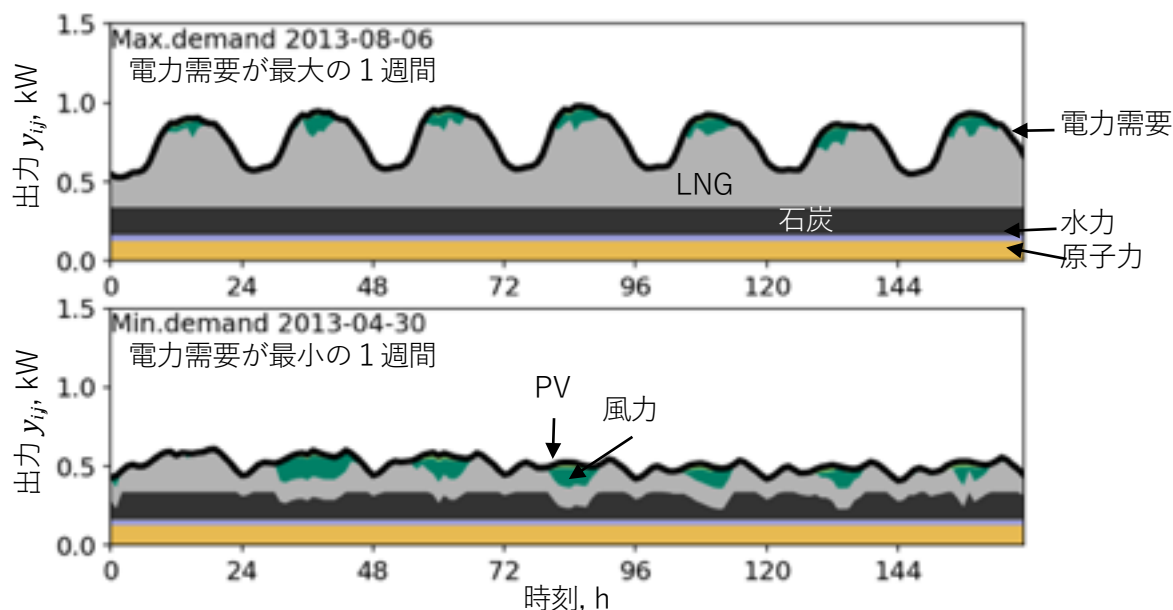


Fig. 2-9 電力需要が最大(上段)と最小(下段)の週における電源プロフィール

ここまで示した結果は最適化計算から得られるデータおよび解析の一部である。様々な1次情報、加工された2次情報、その解釈については以下、具体的な研究課題の解決過程において、適時説明を加える。

(2) 蓄電池の効果

変動電源であるPVや風力の導入における蓄電池の効果を明らかにするために、まず、唯一のエネルギー貯蔵技術としてTable 2-2の仕様のリチウムイオン電池を設定し2.1.1節に示した方法で最適化を実施した。最適化においてCO₂排出原単位を370から0gCO₂/kWhの間を適当な間隔で設定し、その他の条件は一定である。

CO₂排出原単位に対応する最適設備容量をFig. 2-10に示す。図は蓄電池貯蔵部の設備容量(kWh)を折れ線グラフで、その他の設備容量はkWを単位として棒グラフで示している。蓄電池は150gCO₂/kWh以下の制約で選択され、その後、特に蓄電池貯蔵部の容量が急激に増加している。

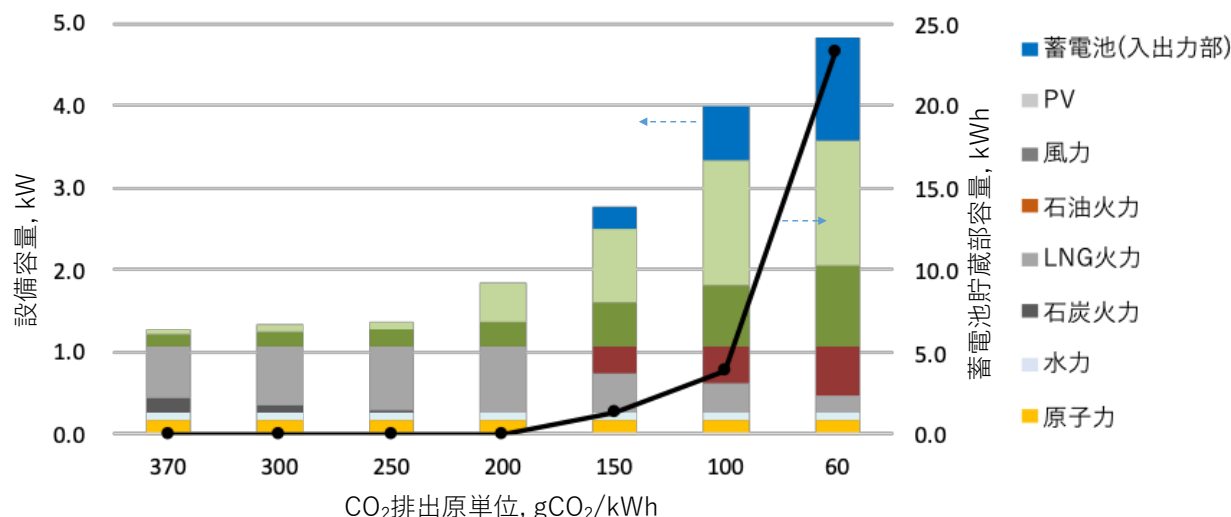


Fig. 2-10 最適設備容量と CO₂ 排出原単位

Table 2-9 は最適設備容量の値を蓄電池が選択できない設定で最適化を行なった結果との比較で示したものである(計算結果の詳細は Table 2-10 , Table 2-11 に示す). 175 gCO₂/kWh 制約において蓄電池有りは、より少ない風力および PV 設備と蓄電池との組合せとなっている. 175, 100gCO₂/kWh で石油火力が選択されているが、これはいわゆるピーカー(普段は停止、需要の多い時期だけ稼働する発電機)として機能しており、年間の設備利用率は 1%以下である. このようにきわめて低い稼働率であっても、石油火力の設置が LNG 火力容量を減らし、結果として再エネ導入量が増える解となっている. これは LNG 火力の最低稼働を 20%とする制約が原因であり、大きな設備容量ほど直接導入できる再エネの量が減ることをピーカーとの組み合わせで緩和していると解釈できる. 蓄電池の貯蔵時間(貯蔵部/入出力部)は 175, 100 でそれぞれ 4.3h, 6.2h となっている.

Table 2-9 最適解における設備容量

排出原単位	gCO ₂ /kWh	370	200	175		100
蓄電池有無		有	有	有	無	有
原子力	kW	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178
水力	kW	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
石炭火力	kW	0.178	0.000	0.000	0.000	0.000
LNG火力	kW	0.644	0.822	0.601	0.579	0.351
石油火力	kW	0.000	0.000	0.220	0.243	0.470
風力	kW	0.133	0.286	0.408	0.547	0.734
太陽光	kW	0.054	0.463	0.658	0.681	1.514
蓄電池	入出力部, kW			0.110		0.643
	貯蔵部, kWh			0.476		3.956
	貯蔵時間, h			4.3		6.2

次に、各設備の出力 $y_{j,i}$ の 1 年分の積算である最適電源構成(各設備が年間に供給した電力量)を Fig. 2-11 に示す. 縦軸は年間総電力需要を 1 とした比率で、1 を超える部分が余剰電力を表

す。余剰電力で蓄電池の充電に使用された部分(薄い紫)に比べ放電(濃い紫)が少ないのは充放電のロスによる(Table 2-2)。370~225 gCO₂/kWh 辺りまでは石炭火力の減少と LNG 火力の増加が顕著である。200 gCO₂/kWh 以下の領域では再エネ導入とそれに伴う出力抑制が急激に増加する。175 gCO₂/kWh 以下で蓄電池が選択されるが 50gCO₂/kWh 制約では実施可能解が得られていない(計算結果の詳細は Table 2-11)。つまりこの設備構成では達成できないことを意味する。蓄電池がない場合の計算結果を Table 2-10 に示すが、150 gCO₂/kWh で実施可能解が得られていない。

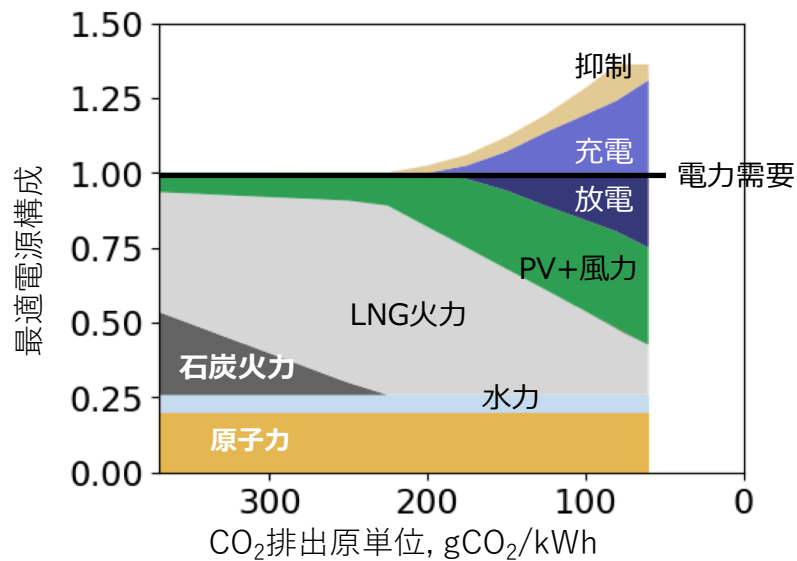


Fig. 2-11 総費用最小を与える電源構成 (左：蓄電池有, 右：蓄電池無)

蓄電池設置が与えるコストへの影響として、CO₂制約と年間総費用との関係を Fig. 2-12 に示す。縦軸は九州全体の電力需要 91.9TWh/年、100 円/\$で換算した年間総費用を示す。破線は蓄電池が無い場合を示し、200gCO₂/kWh を下回ると出力抑制のため年間総費用は急激に増加する。総費用から見ると蓄電池設置はこの費用増を緩和する効果となっているが、その傾きは徐々に拡大し、50gCO₂/kWh では実施可能解が得られない。

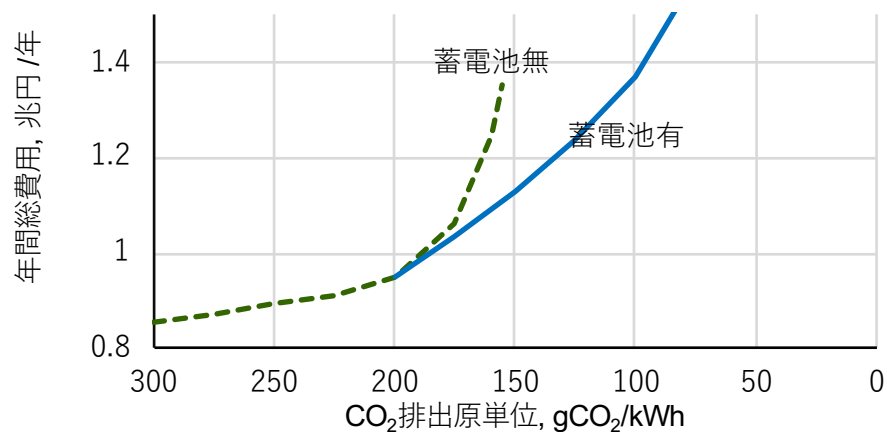


Fig. 2-12 CO₂制約と総費用との関係

Fig. 2-12 のにおけるグラフの傾きを総電力量(91.9TWh/年)で除した値は、限界削減費用(MAC, Marginal abatement cost)と等価である。MAC とは最後の(または次の)1 トンを削減するために必要な費用で式(22)で表され、単位は\$/tCO₂ である。式中F(X)は最適解における総費用でC(X)は式(23)に示す CO₂ 排出量である。

$$MAC = \frac{dF(X)}{dC(X)} / (91.9 \times 10^9) \quad (22)$$

$$C(X) = \sum_{j=7}^9 \left(COF_j \sum_{i=1}^{8760} q_{j,i} \right) \quad (23)$$

この MAC は CO₂ 排出権の取引価格と比較が可能で、例えば、ある時期の MAC が排出権の購入価格より低ければ対策を行うことが、高ければ排出権を購入することが経済性を優先した選択となる。このように CO₂ 削減に関する様々な施策や技術の定量的な比較に MAC は広く用いられている⁶⁰⁾。Fig. 2-13 は蓄電池の有無それぞれについて、MAC を計算した結果である。200gCO₂/kWh までは石炭火力の減少が主な削減策となっているため、一定の MAC で推移している。蓄電池がない場合、175gCO₂/kWh 以下の領域で MAC は急激に増加しており、コストをかけても殆ど削減できない状況となっている。蓄電池ありの場合、緩やかな上昇が続き125gCO₂/kWh から急激に増加するが、PV の設置量が上限である導入ポテンシャル(Table 2-2)に到達しているためである。

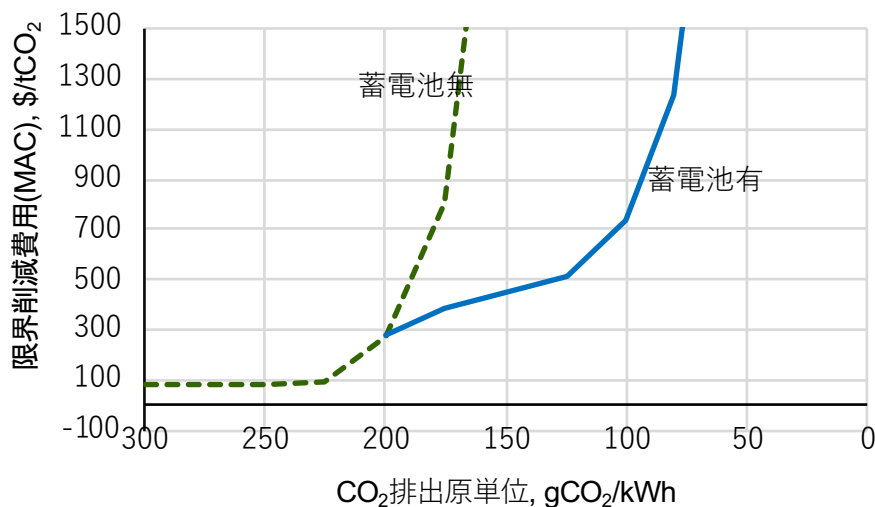


Fig. 2-13 CO₂ 限界削減費用(MAC)

100gCO₂/kWh 制約の最適解から特徴的な日として、需要が最大の日(8月21日)と最小の日(5月5日)について出力 $y_{j,i}$ を抜き出し Fig. 2-14 に示す。横軸は時刻を、縦軸は最大需要を1とした出力を示す。黒の実線は電力需要を、青の破線は充電に使用された電力を含む電力需要を示し、2つの線で囲まれる部分が蓄電池の充電に利用されたことを意味する。抑制は(式(11)の cu_i)は風力およびPVの出力抑制の合計である。再エネが多い昼間の時間帯を見るとPVに比べ風力が優先的に取り込まれているが、これは慣性を持つ発電機合計出力の r_j 倍をPV出力 $y_{12,i}$ の上限

とする式(12)のためである。上限を与える定数 r_j は、先行文献³⁹⁾に示された九州地域の4つのノードのPV出力限界の平均(0.615)を用いた。

需要最小日の7~9時にかけて放電中にスパイク状の充電が見られる。この時間帯には風力の出力がなく、PVには前述の制約がかかるため、一旦充電して制約のかからない蓄電池からの放電とすることで、燃料消費量を抑える運転が選択されたと解釈され、これは、不安定なPV出力の安定化と捉えることができる。また、LNG火力は最低出力に張り付く形となっている。このように前述の慣性確保および火力発電の最低出力に関する制約が再エネからの電力供給を制限しており、蓄電池の配置や今後の人工的な慣性の導入⁶¹⁾、火力の最低出力の低下がさらなる再エネ導入に重要であることが示唆される。このようにPVと風力の変動吸収のために火力発電と蓄電池の負荷(出力)が頻繁に変動する。

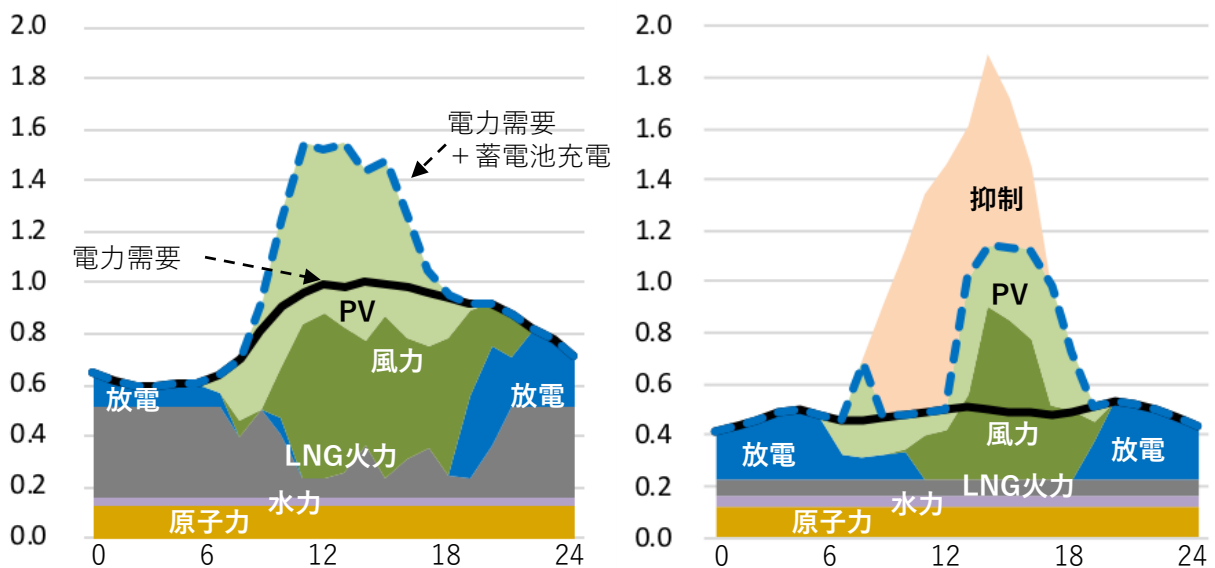


Fig. 2-14 100gCO₂/kWh 制約における電源プロフィール (左:最大日 8/21, 右:最小日 5/5)

設備の負荷率は出力を設置量で除して得られる($y_{j,i}/x_j$)。Fig. 2-15 は各設備の全ての時間の負荷率について度数分布を表したものである。横軸は負荷率、縦軸は頻度を、図中のCF:0.49(Capacity Factor)は年間設備利用率(稼働率とも言う)が49%であることを表す。LNG火力(G3-NG)では約半分の時間が最低出力付近での稼働となっており年間設備利用率も49%と低い。石油火力(G4-Oul)は、殆どどの時間停止している。蓄電池は0~10%の負荷率の時間が全体の30%を占め、年間設備利用率は19%となっている。再エネ導入が進むと、火力発電などの調整電源の年間設備利用率は低くなり、電力全体のコスト増の要因である。

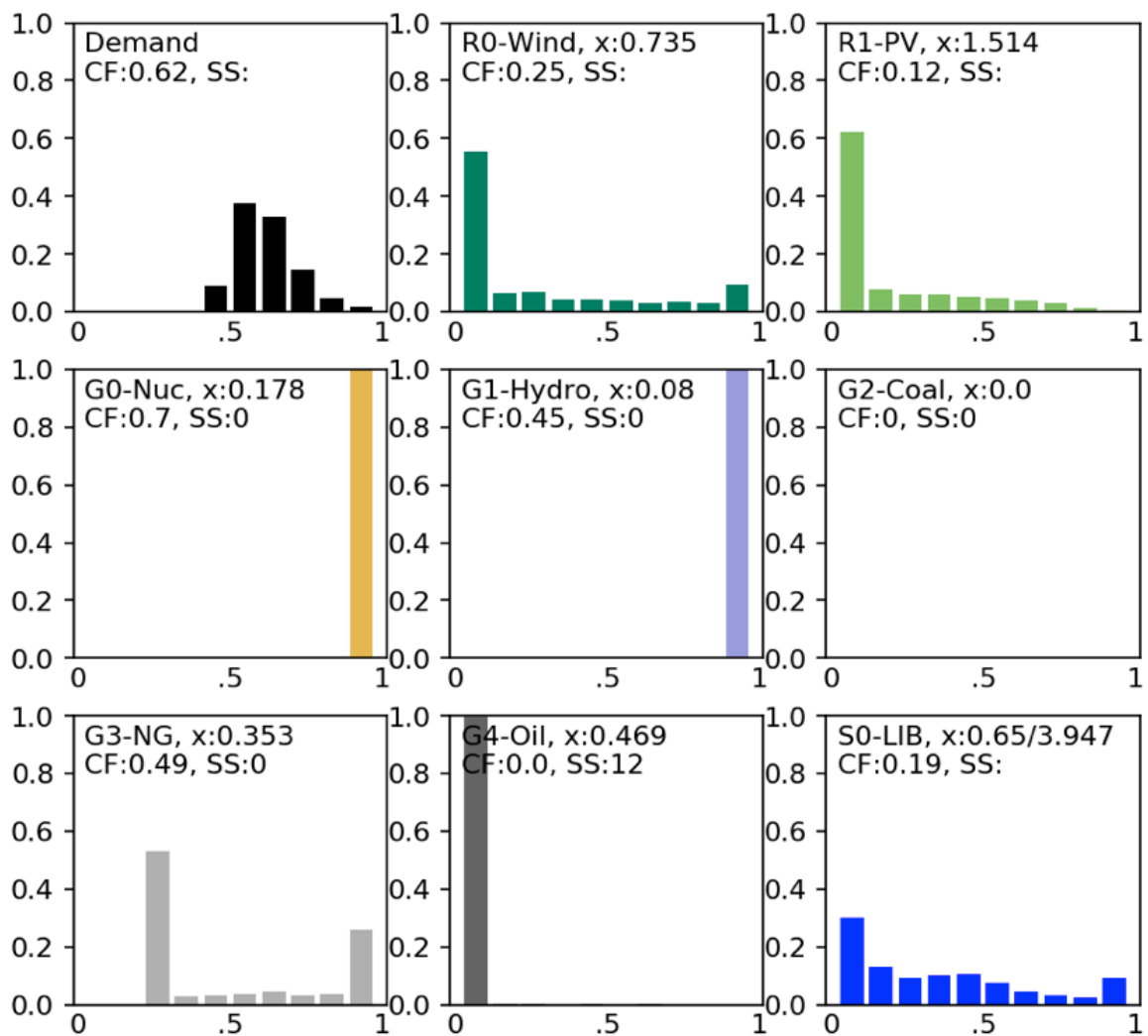


Fig. 2-15 100gCO₂/kWh 制約における各設備の負荷率分布と年間設備利用率

Table 2-10 最適化結果(蓄電池なし)

CO2排出原単位,	370	350	300	275	250	225	200	175	160	156
最適設備構成(容量)										
原子力	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178
水力	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
石炭火力	0.178	0.153	0.089	0.058	0.026	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LNG火力	0.644	0.669	0.732	0.764	0.796	0.822	0.822	0.579	0.525	0.510
石油火力	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.243	0.297	0.311
風力	0.133	0.143	0.163	0.173	0.183	0.201	0.286	0.547	0.920	0.982
PV	0.054	0.065	0.089	0.097	0.103	0.156	0.463	0.681	1.038	1.509
最適電源構成(供給量, kWh)										
原子力	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092
水力	317	317	317	317	317	317	317	317	317	317
石炭火力	1517	1307	770	498	225	0	0	0	0	0
LNG火力	2188	2363	2832	3075	3319	3454	3070	2661	2389	2310
石油火力	0	0	0	0	0	0	0	14	37	44
風量+PV	347	381	449	479	507	597	981	1377	1625	1697
合計	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460
余剰電力内訳, kWh										
出力抑制	1	1	2	3	3	8	134	540	1487	2047
年間費用(設備費, \$/y)										
原子力	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8
水力	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9
石炭火力	44.4	38.1	22.3	14.4	6.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LNG火力	73.9	76.8	84.1	87.7	91.3	94.3	94.3	66.5	60.3	58.6
石油火力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	41.3	50.5	53.0
風力	30.2	32.4	37.0	39.3	41.6	45.7	65.0	124.3	209.3	223.3
PV	6.0	7.4	10.1	10.9	11.6	17.6	52.1	76.6	116.8	169.9
年間費用(燃料費, \$/y)										
原子力	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9
水力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
石炭火力	40.4	34.8	20.5	13.3	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LNG火力	177.7	191.9	230.0	249.7	269.6	280.5	249.4	216.1	194.1	187.6
石油火力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	6.0	7.2
年間総費用, \$/y	477.2	486.1	508.6	519.9	531.2	542.7	565.4	631.7	741.5	804.2
電力単価, ¢/kWh	8.74	8.90	9.31	9.52	9.73	9.94	10.36	11.57	13.58	14.73
限界削減費用, \$/	81	82	83	83	83	94	276	804	2013	3421

Table 2-11 最適化結果(蓄電池あり)

CO2排出原単位,	250	225	200	175	150	125	100	80	75	60
最適設備構成(容量)										
原子力	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178
水力	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
石炭火力	0.026	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LNG火力	0.796	0.822	0.822	0.605	0.481	0.412	0.353	0.292	0.273	0.205
石油火力	0.000	0.000	0.000	0.217	0.340	0.410	0.469	0.530	0.549	0.617
風力	0.183	0.201	0.286	0.411	0.510	0.561	0.735	0.982	0.982	0.982
PV	0.103	0.156	0.463	0.652	0.918	1.293	1.514	1.514	1.514	1.514
蓄電池 入出力音	0.000	0.000	0.000	0.110	0.263	0.449	0.650	0.882	0.959	1.248
貯蔵部,l	0.000	0.000	0.000	0.488	1.359	2.576	3.947	6.325	8.055	23.353
最適電源構成(供給量, kWh)										
原子力	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092
水力	317	317	317	317	317	317	317	317	317	317
石炭火力	225	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LNG火力	3319	3454	3070	2686	2303	1918	1528	1207	1126	916
石油火力	0	0	0	0	0	1	4	12	14	3
風量+PV	507	597	981	1257	1435	1539	1661	1765	1769	1769
蓄電池放電	0	0	0	109	314	595	859	1068	1143	1364
合計	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460
余剰電力内訳, kWh										
充電	0	0	0	134	388	735	1061	1320	1414	1692
出力抑制	3	8	134	198	263	317	485	664	567	289
年間費用(設備費, \$/y)										
原子力	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8
水力	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9
石炭火力	6.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LNG火力	91.3	94.3	94.3	69.5	55.3	47.3	40.5	33.5	31.3	23.5
石油火力	0.0	0.0	0.0	36.8	57.9	69.7	79.8	90.1	93.4	104.9
風力	41.6	45.7	65.0	93.4	116.0	127.4	167.2	223.3	223.3	223.3
PV	11.6	17.6	52.1	73.4	103.3	145.5	170.4	170.4	170.4	170.4
蓄電池 入出力音	0.0	0.0	0.0	5.9	14.0	23.9	34.5	46.9	51.0	66.3
貯蔵部	0.0	0.0	0.0	11.4	31.6	59.9	91.8	147.1	187.3	543.0
年間費用(燃料費, \$/y)										
原子力	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9
水力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
石炭火力	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LNG火力	269.6	280.5	249.4	218.2	187.0	155.8	124.1	98.0	91.4	74.4
石油火力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	1.9	2.3	0.4
年間総費用, \$/y										
	531	543	565	613	670	734	814	916	955	1311
電力単価, ¢/kWh										
	9.73	9.94	10.36	11.23	12.26	13.45	14.90	16.77	17.49	24.01
限界削減費用, \$/										
	83	94	276	383	442	506	734	1231	1645	12379

(3) 感度分析

最適解で得られる電源構成や総費用などの値は、外生変数として与える設備費や効率に依存する。これら設定値の影響の程度を比較するために 100gCO₂/kWh 制約において、蓄電池のコスト、効率および PV と風力のコストを変化させ最適化を実施し、その最適解の比較を行なった。このようにパラメータ(外生変数)を変化させた最適解と元の最適解とを比較することを本研究では感度分析と呼ぶ。

基準となる 100gCO₂/kWh 制約では PV は上限、風力は上限に対し 91%の設置量で、MAC も 734\$/tCO₂に達し、さらに急激に上昇している。この状況を基準とし、パラメータの影響を評価する。

蓄電池の入出力部の設備費を -30%(500→350\$/kW)、貯蔵部の設備費を -30%(150→105\$/kWh)、充放電効率を 81%→90%のいずれか 1つのパラメータを変化させた場合の総費用への影響およびその内訳を Fig. 2-16 に示す。最適設備容量など詳細なデータは Table 2-12 に示す。Fig. 2-16 は各設備費および燃料費の基準に対する増減がウォーターフォールの形式で示されている。値は九州地域全体に換算した費用を億円で表す。蓄電池入出力部のコストが 30%減(500\$/kW→350\$/kW)となった場合、入出力部の設備費-147 億円に加え、風力の設備設置量減に伴う -35 億円が主な影響となる。この時、蓄電池の入出力部の設置量は増加している (Table 2-12)。貯蔵部のコスト 30%減(150\$/kWh→105\$/kWh)の場合も同様に風力の設備費減を伴い合計で-482 億円/年の効果を生む。入出力の効率が 81%から 90%への向上では、風力の設備設置量減に伴う -272 億円が大きく合計で-358 億円/年の効果を生む。

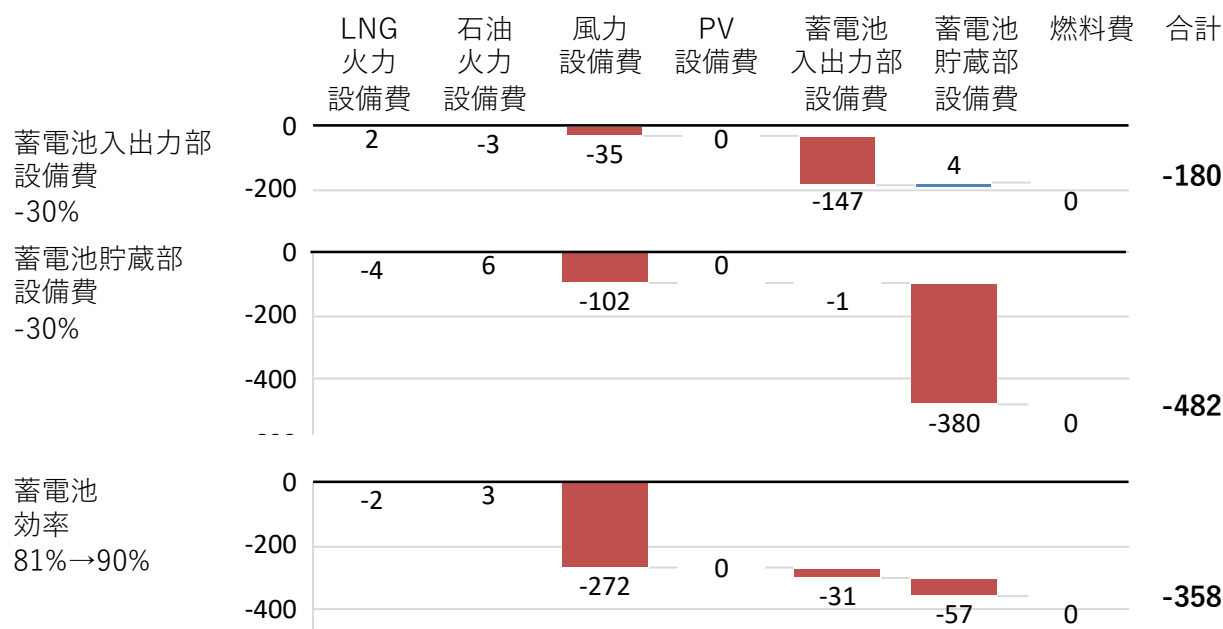


Fig. 2-16 蓄電池諸元の総費用への影響および内訳(数値の単位は億円)

風力の設備費を -30%(2500→1750\$/kW)、または PV の設備費を -30%(1500→1050\$/kW)と

設定した時の総費用への影響および内訳を Fig. 2-17 に示す。風力の設備費が 30%下がった場合、風力の設備費減に加え、PV と蓄電池の設置量減による費用減が加わり合計で-872 億円/年の効果を生む。PV の設備費が下がった場合には、PV の設備費減による-861 億円/年の効果を生む。PV の場合、単純な内訳となっているがこれは PV の設置量が既に上限に達している、つまり PV のコストが下がってもこれ以上設置できない状況であることが理由である。

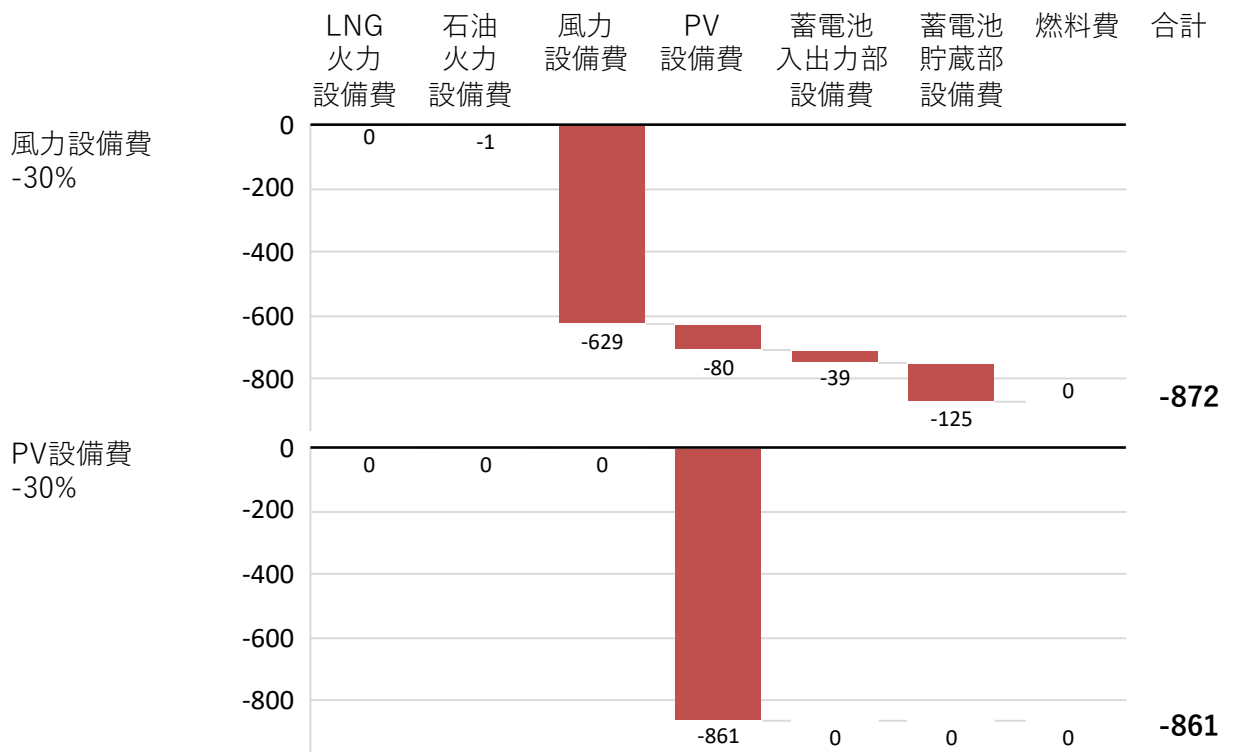


Fig. 2-17 風力・PV の設備費の総費用への影響および内訳(数値の単位は億円)

LNG 火力発電に関する諸元である LNG 価格-30%(11.28→7.90\$/GJ)または発電効率 50→55%を変化させた場合の年間総費用への影響を Fig. 2-18 に示す。LNG 価格減の影響は単純に燃料費減となり、設備費の増減は無視できる程度である。一方で LNG 火力の発電効率が 55%に向上した場合、風力および蓄電池の設置量減が主となり、-812 億円/年の効果を生む。

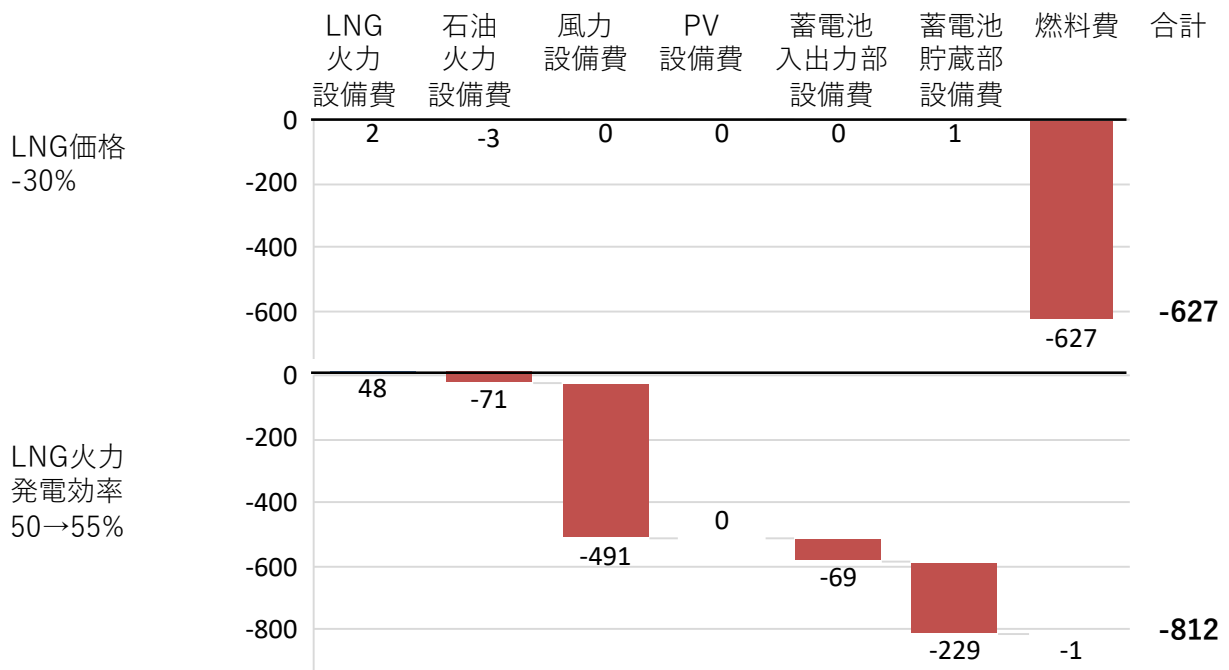


Fig. 2-18 LNG 価格・LNG 火力の設備費の総費用への影響および内訳(数値の単位は億円)

LNG 火力発電に関して最低出力 20→10%または PV の受け入れに関する慣性力の制約の有無の総費用に与える影響について Fig. 2-19 に示す。最低出力の低下では風力の設置量および蓄電池の設置量が減少する。また、LNG 火力の増加と同時にピーカーとしての石油火力の減少が特徴となっている。これは最適解において石油火力選択理由についての前節の仮説と矛盾しない。

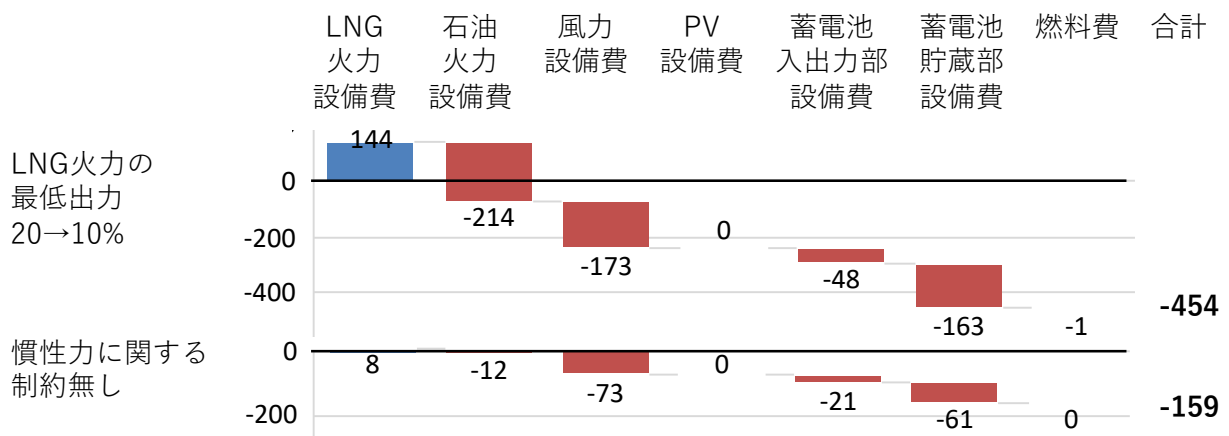


Fig. 2-19 LNG 火力の最低出力・慣性力に関する制約の有無の総費用への影響および内訳(数値の単位は億円)

「PV 供給の慣性力に関する制限無し」の項目は系統安定のための式(12)の制約を除いた場合の最適化結果である。PV 出力に関する制約がなくなったことで風力および蓄電池の設備容量が減少し MAC, 総費用は低下している。Fig. 2-20 は需要最大日(8/21)の電力供給割合を慣性力に関する制約の有無で比較したものである。制約がない場合、火力が最低出力まで下がることでより多くの PV 導入が可能となり、結果として出力抑制がなくなっている。一方で火力発電出力は

ダックカーブと呼ばれるパターンに近くなる。系統安定化のためのPV出力に対する制約がなくなることはないと考えられるが、今後パワコンによる人工的慣性力や系統のより高度な制御による制約の緩和は、再エネ導入に影響の大きい技術開発であることが示唆される。

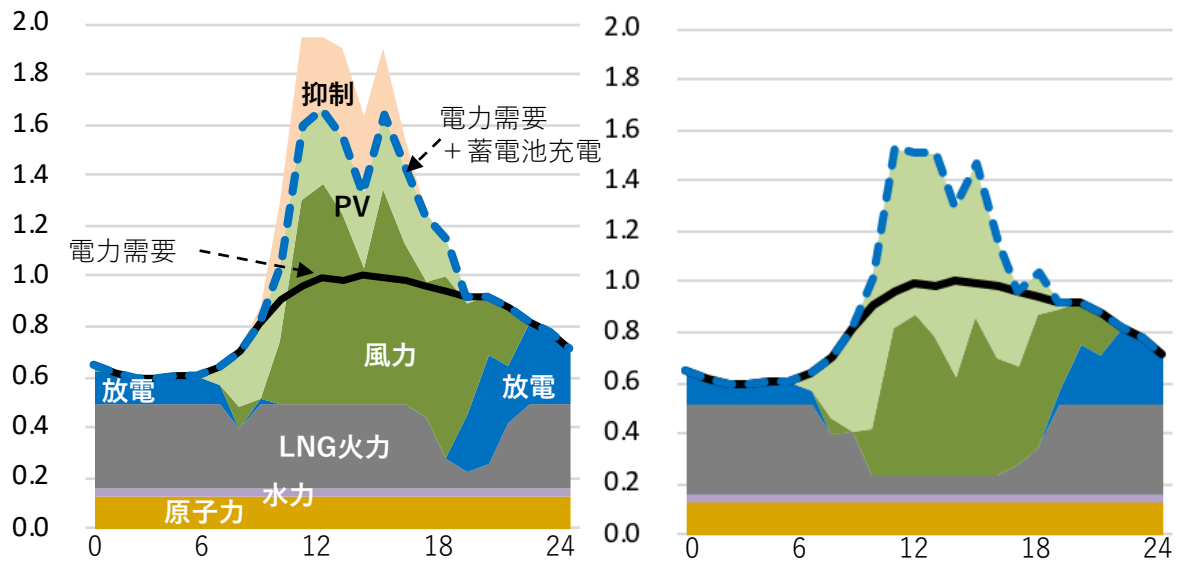


Fig. 2-20 需要最大日(8/21)の電源プロフィール (左：制約有り，右:制約無し)

Table 2-12 感度分析における最適化結果(100gCO₂/kWh 制約)

	基準	蓄電池	蓄電池	蓄電池	風力	PV	天然ガ	LNG火力	LNG火力	PV供給の 慣性力に 関する制 限無
		入出力部 設備費 -30%	貯蔵部 設備費 -30%	変換効率 (入出) 81→90%	設備費 -30%	設備費 -30%	ス価格 -30%	発電効率 50→55%	最低出力 20→10%	
最適設備構成(容量)										
原子力	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178
水力	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
石炭火力	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LNG火力	0.353	0.354	0.351	0.352	0.353	0.353	0.354	0.377	0.427	0.357
石油火力	0.469	0.468	0.471	0.470	0.469	0.469	0.468	0.444	0.394	0.465
風力	0.735	0.726	0.709	0.664	0.816	0.735	0.735	0.607	0.690	0.716
PV	1.514	1.514	1.514	1.514	1.472	1.514	1.514	1.514	1.514	1.514
蓄電池 入出力部, kW	0.650	0.693	0.649	0.615	0.607	0.650	0.650	0.573	0.596	0.626
貯蔵部, kWh	3.947	3.958	4.250	3.802	3.627	3.947	3.949	3.362	3.531	3.791
貯蔵時間, h	6.1	5.7	6.6	6.2	6.0	6.1	6.1	5.9	5.9	6.1
最適電源構成(供給量, kWh)										
原子力	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092
水力	317	317	317	317	317	317	317	317	317	317
石炭火力	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LNG火力	1528	1529	1529	1528	1525	1528	1529	1685	1535	1529
石油火力	4	4	3	4	5	4	4	2	0	4
風量+PV	1661	1656	1650	1628	1691	1661	1661	1594	1713	1793
蓄電池放電	859	863	869	892	830	859	858	771	804	726
合計	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460
余剰電力内訳, kWh										
充電	1061	1067	1074	989	1026	1061	1061	952	994	897
出力抑制	485	464	424	434	623	485	486	379	402	475
年間費用(設備費, \$/y)										
原子力	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8
水力	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9
石炭火力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LNG火力	40.5	40.6	40.3	40.4	40.5	40.5	40.6	43.3	49.1	41.0
石油火力	79.8	79.6	80.1	80.0	79.7	79.8	79.6	75.6	67.1	79.1
風力	167.2	165.1	161.1	151.1	129.8	167.2	167.2	138.0	156.9	162.9
PV	170.4	170.4	170.4	170.4	165.7	119.3	170.4	170.4	170.4	170.4
蓄電池 入出力部	34.5	25.8	34.5	32.7	32.3	34.5	34.6	30.5	31.7	33.3
貯蔵部	91.8	92.0	69.2	88.4	84.3	91.8	91.8	78.2	82.1	88.1
年間費用(燃料費, \$/y)										
原子力	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9
水力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
石炭火力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LNG火力	124.1	124.2	124.2	124.1	123.9	124.1	86.9	124.4	124.7	124.2
石油火力	0.6	0.6	0.5	0.6	0.9	0.6	0.6	0.3	0.0	0.6
年間総費用, \$/y	814	803	785	792	762	762	776	765	787	804
電力単価, ¢/kWh	14.90	14.70	14.38	14.51	13.95	13.96	14.22	14.02	14.41	14.73
限界削減費用, \$/tCO ₂	734	709	644	638	580	734	806	649	588	761

2.2 エネルギー貯蔵技術としての水素

前節では、再エネの余剰電力対策として、蓄電池の効果を実証的に明らかにした。本節では水素混焼技術を取り上げ、蓄電池と水素混焼とが選択可能な状況を想定し、水素混焼の効果を実証的に示す。

2.2.1 評価方法

1.2 節で述べたように、蓄電池を含む最適化のためのモデル化は、複数の研究に見られるが、水素混焼を数理計画法により扱った例は見当たらない。以下、新たなモデルの構築、数式化のために 2.1.1 節のモデルを拡張する。

(1) 電源構成モデル

エネルギー貯蔵技術として蓄電池と水素混焼設備を設定した Fig. 2-21 に示す設備構成を想定する。前節と同様に本設備構成を用い、様々な制約条件で、費用が最小となる設備構成および運転状態について数理計画法を用い決定する。

水素混焼の入出部は、変圧器、インバーター、水電解装置、圧縮機で構成され（単位は kW）、高圧タンクが貯蔵部となる（単位は kWh）。以後、この入力部、貯蔵部を合わせて水素混焼設備と呼ぶ。貯蔵された水素は LNG 火力および石炭火力に送られ、混焼によって消費される。水素混焼設備は火力発電設備への隣接設置とし、石炭火力および LNG 火力に専用の設備となる。この想定により水素の輸送は考慮しない。 x_3, η_3 は石炭火力用に繋がる水素混焼の入力部の設置量および効率を、 $z_{3,i}$ は時刻 i における水電解および圧縮に使用される電力消費を表す。 $x_4, o_{3,i}, o_{4,i}, s_{4,i}$ はそれぞれ貯蔵部の設置量、水素製造量、石炭火力へ送られる水素および水素残量を示す。LNG 火力に隣接された水素混焼設備の各変数は $x_5, \eta_5, z_{5,i}, x_6, o_{5,i}, o_{6,i}, s_{6,i}$ である。

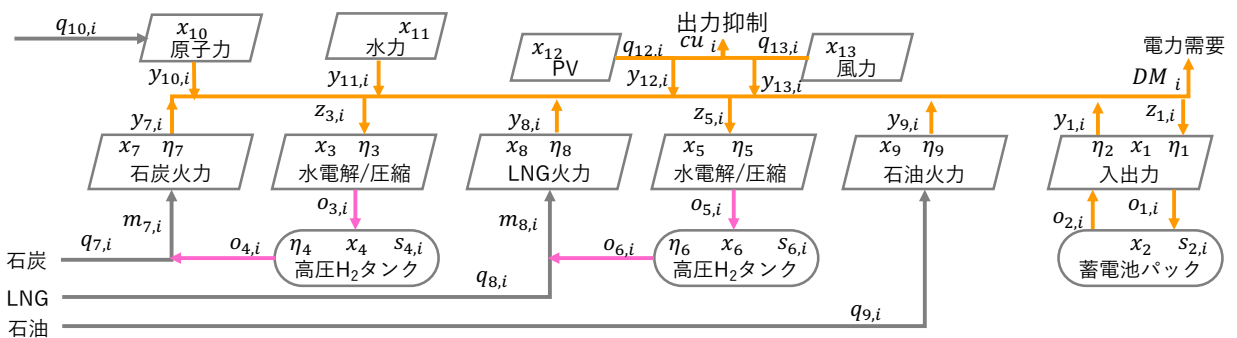


Fig. 2-21 水素混焼を含む設備構成とエネルギーフロー

本研究のエネルギーモデルにおいて、外生的変数として扱う原子力と水力を除く全ての設備の設置量は、0 を取りうる決定変数として扱う。このことは、グラスルーツからエネルギーインフラを新たに建設する場合に相当し、既存またはある状態からの増設の場合とは異なる。この理由から新たな設置に制約のある揚水式水力は考慮していない。

(2) 目的関数と制約条件

目的関数は前述の式(1)の設備費に相当する右辺第 1 項に水素混焼設備が加わる式(24)となる。

$$F(\mathbf{X}) = \sum_{j=1}^{13} CC_j \cdot x_j + \sum_{j=7}^{10} CF_j \sum_{i=1}^{8760} q_{j,i} \quad j \in (1, \sim 13) \quad (24)$$

水素混焼技術を表現するために、前節 2.1.1(2)の制約条件に水電解による水素製造、高圧貯蔵および水素混焼に関する制約が加わる。式(25)は同時同量に関する制約であるが、電力需要を表す右辺に水素製造に消費される電力 $z_{3,i}$ 、 $z_{5,i}$ が加わる。

$$\sum_{j=1}^{13} y_{j,i} = DM_i + z_{1,i} + z_{3,i} + z_{5,i}, \quad i \in (1 \sim 8760) \quad (25)$$

式(26)は水素製造のための電力 $z_{3,i}$ が貯蔵部の設置量(最大貯蔵量)と貯蔵量との差、つまり貯蔵部受け入れ可能量を効率で除した値より小さいことを示す。 $(x_4 - s_{4,i-1})$ が高圧水素タンクの空き容量を表し、この量を水電解の効率 η_3 で除した値が水電解に利用する電力の最大値となる。同様な制約が LNG 火力用の水素混焼設備についても加わる。式(27)は水電解に利用する電力がその設備の設置量(容量)以下となる制約である。

$$z_{3,i} < (x_4 - s_{4,i-1})/\eta_3 \quad (26)$$

$$z_{5,i} < (x_6 - s_{6,i-1})/\eta_5$$

$$z_{3,i} < x_3 \quad (27)$$

$$z_{5,i} < x_5$$

式(28)は混焼のための水素供給量が貯蔵されている水素の量以下 $s_{j,i-1}$ となる制約で、添字の $i-1$ は単位時間前の貯蔵量を意味する。水素の発電への供給量 $o_{j,i}$ は火力発電の燃料必要量 $y_{j,i}/\eta_j$ (出力を効率で除した値) に対し最大混焼比率 MX_j を乗じた値を最大とする式(29)の制約は水素混焼の特徴である。式(30)は水素残量のエネルギー収支による制約である。

$$o_{4,i} < s_{4,i-1} \quad (28)$$

$$o_{6,i} < s_{6,i-1}$$

$$o_{4,i} < MX_7 y_{7,i}/\eta_7 \quad (29)$$

$$o_{6,i} < MX_8 y_{8,i}/\eta_8$$

$$s_{4,i} = s_{4,i-1} + \eta_3 z_3 - o_{4,i} \quad (30)$$

$$s_{6,i} = s_{6,i-1} + \eta_5 z_5 - o_{6,i}$$

PV の出力に関する制約である式(12)は、水素製造に利用される電力も考慮した式(31)で置き換える。

$$r_l \sum_{j=7}^{11} y_{j,i} > y_{12,i} - \sum_{j=1,3,5} z_{j,i} \quad (31)$$

水素混焼設備に関する諸元はアルカリ電解と高圧貯蔵を想定し既報⁽⁶²⁾⁽⁶³⁾⁽⁶⁴⁾⁽⁵⁷⁾⁽⁶⁵⁾を参考に **Table 2-13** に示す値を基準とした。水素混焼設備における入力部には圧縮機を含み、水電解および圧縮機の一般的な設備単価である\$/ $(\text{m}^3\text{-H}_2/\text{h})$ から変換効率を用い\$/input-kWに換算した。また、

タンクからの水素供給には残圧が必要なことから充電深度を 90%と設定した。最大水素混焼比率 MX_j については、50%,75%,100%のケーススタディを行う。

Table 2-13 水素混焼設備の諸元

			水素混焼設備	
			入力	貯蔵部
設備費	C_j	\$/kW \$/kWh	775	18
O&M	OM_j		1%	1%
寿命	L_j	年	15	20
効率	η_j		70%	
充電深度				90%

2.2.2 水素混焼導入の効果

(1) 水素混焼を含むエネルギーモデルの最適化

エネルギー貯蔵技術として水素混焼設備（水電解・高圧貯蔵・混焼）を加え拡張したモデルによる最適化計算の一例を示す。前節の感度分析で基準とした 100gCO₂/kWh の制約条件における最適化計算で得られた各設備の設置量 x_j を **Table 2-14** に示す。表の上段は最大需要を 1kW とした時の下段は、九州地域の実際の需要に合わせた値で最適設備容量を示す。石炭火力はこの条件では選択されない。LNG 火力に繋がる水素混焼設備がこの条件で蓄電池と共に選択されている、つまり、100gCO₂/kWh という制約条件では、水素混焼の選択が経済合理性を持つという解釈となる。この条件において LNG 火力に繋がる水素混焼の設置量は入出力部、貯蔵部共に蓄電池の半分以下の量である。

Table 2-14 最適設備容量(100gCO₂/kWh)

	蓄電池		水素混焼(石炭)		水素混焼(LNG)		石炭火力	LNG火力	石油火力	原子力	水力	PV	風力
	入力部	貯蔵部	貯蔵部	貯蔵部	貯蔵部	貯蔵部							
	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	x_7	x_8	x_9	x_{10}	x_{11}	x_{12}	x_{13}
正規化 kW	0.513	2.935	0.000	0.000	0.223	0.156	0.000	0.391	0.431	0.178	0.080	0.709	1.514
九州地域 万kW	864	4940	0	0	376	263	0	658	725	300	135	1193	2548

この拡張したモデルは **Table 2-15** の規模を持ち 1 回の最適化に数十分の計算時間を要する。

Table 2-15 問題の規模

問題の規模(初期)		消去後	
決定変数	制約条件	決定変数	制約条件
219013	367926	115590	259147

ここで、モデルと最適化の検証について触れる。新規にモデルを構築した場合、モデルの整合性、数式化およびコーディング過程の正確さの検証が必要となる。この検証作業は、最適化で決

定された全ての変数をワークシートに吐き出し、ワークシート上で全ての制約条件が許容範囲内で成立していることを確認することで行なっている。以下に、その一部を説明する。Table 2-16 は前述の最適化によって決定された全ての約 22 万変数を含むワークシートから、5 月 5 日 8～10 時の主な変数を抜き出したものである。例えば 8 時のデータについて同時同量に関する式 (25)の制約の検証を行うと、左辺の出力の合計は赤い網掛けの合計 0.905, 左辺は青い網掛けの合計 0.905 で一致する。

$$\sum_{j=1}^{13} y_{j,i} = DM_i + z_{1,i} + z_{2,i} + z_{5,i}, \quad i \in (1 \sim 8760) \quad (25)$$

黄色の網掛けで、式(29)で示される水素混焼に関する制約を見ると、LNG 火力の出力 $y_{8,i}$ を発電効率 50%で除した値は 0.156 であり、この値と水素供給量は一致している。これは最大水素混焼比率 MX_8 を 100%に設定しているためである。

$$o_{6,i} < MX_8 y_{8,i} / \eta_8 \quad (29)$$

紫の網掛けで、水素貯蔵に関するエネルギー収支の制約が確認できる。水素の残量 $s_{6,i}$ は 1 単位時間前の残量 $s_{6,i-1}$ 0.156 に、製造で用いた電力 z_5 0.223 に効率 η_5 70%を乗じた 0.156 を加え、混焼に供給した $o_{6,i}$ 0.156 を減じた値 0.156 となっている。この 0.156 という値は入出力部の容量に一致し、式(27)の制約も当然満たしている。

$$s_{6,i} = s_{6,i-1} + \eta_5 z_5 - o_{6,i} \quad (30)$$

このような検証を全ての制約について実施している。説明を省略した前節の最適化も同様である。

Table 2-16 最適解の抜き出し

	需要	石炭	LNG	石油	原子力	水力	風力	PV	抑制
	DM	y7,i	y8,i	y9,i	y10,i	y11,i	y12,i	y13,i	cui
13/05/05 08	0.465	0.000	0.078	0.000	0.125	0.036	0.000	0.587	0.000
13/05/05 09	0.482	0.000	0.078	0.000	0.125	0.036	0.000	0.370	0.428
13/05/05 10	0.494	0.000	0.078	0.000	0.125	0.036	0.165	0.827	0.119
	蓄電池 放電	蓄電池 充電	蓄電池 貯蔵量 SOC	水素混焼 入力 (石炭)	水素混焼 貯蔵量 (石炭)	水素混焼 出力 (石炭)	水素混焼 入力 (LNG)	水素混焼 貯蔵量 (LNG)	水素混焼 出力 (LNG)
	y1,i	z1,i	s2,i	z3,i	s4,i	o4,i	z5,i	s6,i	o6,i
13/05/05 08	0.079	0.217	0.195	0.000	0.000	0.000	0.223	0.156	0.066
13/05/05 09	0.096	0.000	0.088	0.000	0.000	0.000	0.223	0.156	0.156
13/05/05 10	0.000	0.513	0.550	0.000	0.000	0.000	0.223	0.156	0.156

(2) 最適設備容量と最適電源構成

構築したモデルを用いて、最適設備容量および電源構成を求めることで、水素混焼の効果を定量化する。前述の諸元を用い、CO₂排出原単位について 370 から 50gCO₂/kWh までの間を 25 gCO₂/kWh 刻みで最適化を実施した。CO₂排出原単位毎の最適設備容量を Fig. 2-22 に示す。な

お、 $200\text{gCO}_2/\text{kWh}$ 以上の制約ではエネルギー貯蔵装置は選択されない。蓄電池および水素混焼の貯蔵部の設備容量を折れ線グラフで（単位は kWh）、その他の設備容量は kW を単位として棒グラフで示している。水素混焼は $200\text{gCO}_2/\text{kWh}$ 以下で選択され、入力部は徐々に増加するが、貯蔵部はあまり変化が無く、 $100\text{gCO}_2/\text{kWh}$ を下回ると急激に増加する。最適設備容量は経済的に最も有利なインフラの設備構成を示すため、用いた諸元のコストや効率が達成されれば、 $200\text{gCO}_2/\text{kWh}$ 程度の社会要求に対して、水素混焼は蓄電池とともにその設置が経済合理的な解決策となる。2030 年の我が国の目標が $370\text{gCO}_2/\text{kWh}$ であることから $200\text{gCO}_2/\text{kWh}$ の要求は 2040 年前後と予想される。

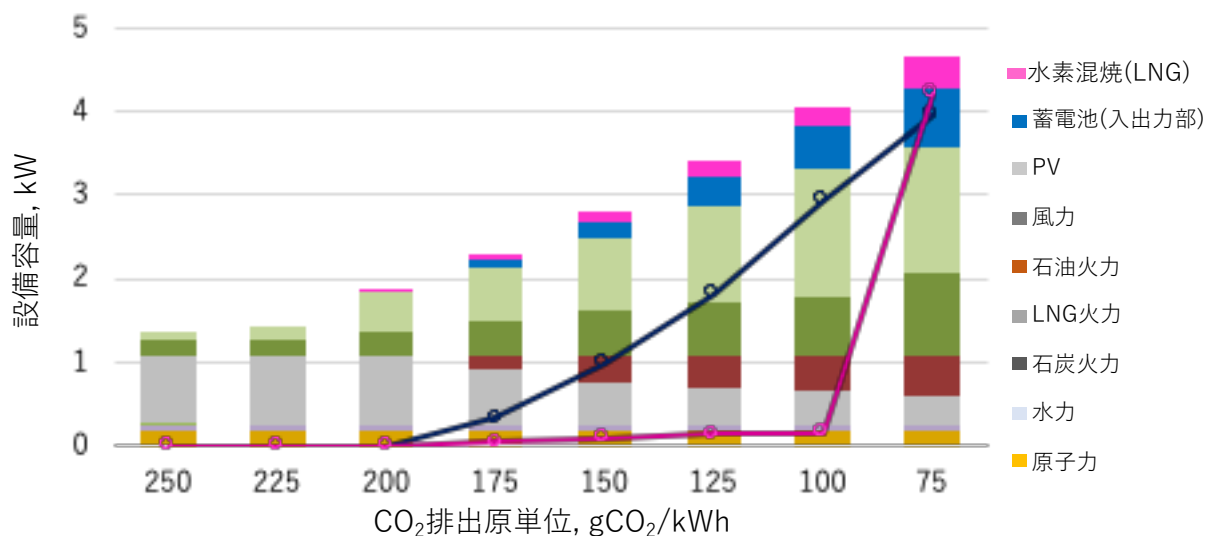


Fig. 2-22 最適設備容量と CO_2 排出原単位

次に、最適解における各設備からの年間電力供給割合である最適電源構成と CO_2 排出原単位との関係を Fig. 2-23 に示す。比較として水素混焼が無い場合の結果(前節の Fig. 2-11)を併記する。 $200\text{gCO}_2/\text{kWh}$ 以下で蓄電池と共に水素混焼設備が選択され、 $75\text{gCO}_2/\text{kWh}$ においては電力需要の 5%を水素混焼が占める(LNG 火力発電に使用された燃料の約 24%)。図中、余剰電力(電力需要の上部)のうち水素製造に使われた電力の占める面積(薄いピンク)に比べ混焼で供給した電力の面積(濃いピンク)が極端に小さい。これは、水素製造の変換効率(70%)と LNG 火力の発電効率(50%)とを掛け合わせた変換効率が 35%となるためである。

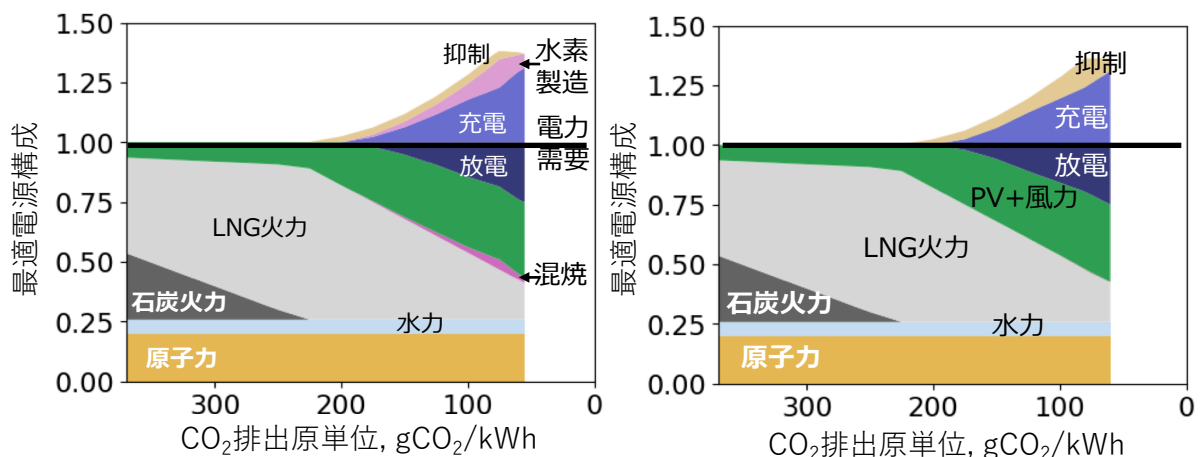


Fig. 2-23 総費用最小を与える電源構成（左：水素混焼有，右：水素混焼無）

Table 2-17 には CO₂ 排出制約 150gCO₂/kWh 以下における最適電源構成および設備容量を具体的な値で示す(詳細なデータは付録 Table 0-1 参照). 最適設備容量は最大電力需要を 1kW, 最適電源構成は最大電力需要を 1kW とした時の値である. 表中の網掛けは風力, PV が最大値に達していることを示す.

水素混焼が選択肢に加わることで, LNG 火力の設備容量, 電力供給量ともに増加し, 石油火力の容量が減少する. LNG 火力の出力がある値以下に下げられないこと(最低稼働に関する制約)が, 再エネの系統への受け入れを制限することは既に述べた. LNG の出力が最低に張り付いた状態で, 余剰電力を利用して水素を製造し, 混焼することで, 間接的に再エネを利用する働きを水素が担っている. 水素混焼を利用した同様な発想は文献¹⁷⁾にも見られるが, 蓄電池との競争環境において費用を最小化する最適設備容量として, このような構成および運転が選択されることは, 本研究から得られた重要な知見である.

Table 2-17 最適設備容量と電源構成（水素混焼）

CO ₂ 排出原単位, gCO ₂ /kWh	水素混焼有り					水素混焼無し				
	150	125	100	75	60	150	125	100	75	60
最適設備容量(kW)										
LNG火力	0.512	0.437	0.391	0.348	0.275	0.481	0.412	0.353	0.273	0.205
石油火力	0.310	0.385	0.431	0.474	0.547	0.340	0.410	0.469	0.549	0.617
風力	0.534	0.630	0.709	0.982	0.982	0.510	0.561	0.735	0.982	0.982
PV	0.865	1.161	1.514	1.514	1.514	0.918	1.293	1.514	1.514	1.514
蓄電池 入出力部, kW	0.201	0.338	0.513	0.679	1.062	0.263	0.449	0.650	0.959	1.248
貯蔵部, kWh	0.985	1.817	2.935	3.955	11.578	1.359	2.576	3.947	8.055	23.353
貯蔵時間	4.9	5.4	5.7	5.8	10.9	5.2	5.7	6.1	8.4	18.7
水素混焼 入出力部, kW	0.127	0.196	0.223	0.381	0.249					
貯蔵部, kWh	0.089	0.137	0.156	4.206	3.211					
貯蔵時間	0.7	0.7	0.7	11.0	12.9					
最適電源構成(供給量, kWh)										
LNG火力	2370	2028	1676	1393	1049	2303	1918	1528	1126	916
内水素による発電	68	111	142	248	132					
石油火力	0	1	1	3	2	0	1	4	14	3
風量+PV	1429	1548	1624	1721	1726	1435	1539	1661	1769	1769
蓄電池放電	253	474	750	934	1275	314	595	859	1143	1364
合計	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460
余剰電力内訳, kWh										
充電	313	586	927	1155	1578	388	735	1061	1414	1692
水素製造	193	316	407	709	376					
出力抑制	148	155	190	165	70	263	317	485	567	289

水素混焼の設備容量は 75gCO₂/kWh 制約で最大となり 60gCO₂/kWh 制約では減少しているが, 再エネの容量が上限に達しているため, 水素混焼設備を減らし, より効率の高い蓄電池の容量を増やすことが, 60gCO₂/kWh への主な対策となっていると考えられる. これは, 再エネが上限に達すると, エネルギー貯蔵技術における変換効率がより高い価値を発揮するということである.

蓄電池および水素混焼設備の貯蔵時間(貯蔵部容量/入出力部容量)を見ると, 100 gCO₂/kWh

までは蓄電池の方が長く、75 gCO₂/kWh 以下において水素混焼設備の貯蔵時間の方が長くなっているが、極端な差ではない。一般的に長時間貯蔵において水素が有用であることが認識されているが、導入初期にこのように短時間貯蔵のニーズ(火力の最低稼働の緩和)があることは、水素の一般的な認識と異なり、重要な知見である。

75 gCO₂/kWh における最適解から1日、24時間分の電源プロファイルを図 2-24 に示す。図の左の年平均とは365日分の各時刻の値を平均したもので、需要最大日、需要最小日と併せて示す。横軸は時刻を縦軸は最大需要を1とした各設備の出力を表す。黒の太線が電力需要を、黒の線の上部が余剰電力を、黒の線と青の線との間が蓄電池の充電に使用された電力を、青の線とピンクの線との間が水素製造に使用された電力を示す。年平均では再エネの総発電能力に対し、46%が直接供給され、31%が充電に、19%が水素製造に利用されており、出力抑制は4%と小さい。需要最大日では、再エネ出力が高い時間帯はLNG火力が最低出力に近い運転となっている。また、PVの急激な減少に伴う調整可能電源(火力発電、蓄電池)の出力上昇(ダックカーブ)が見られるが、蓄電池の放電が機能することでLNG火力の負荷が分散される形となっている。年平均のプロファイルからも、15時付近からのPVの減少に対して、蓄電池放電によりLNG火力の出力上昇が抑えられていることがわかる。

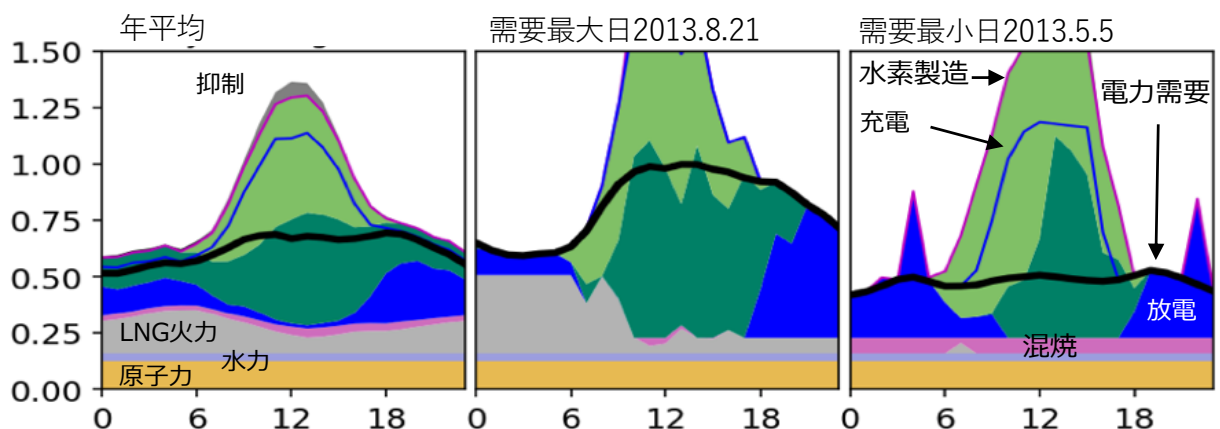


Fig. 2-24 最適電源構成における電源プロファイル(75gCO₂/kW 制約)

需要最小日ではLNG火力は最低出力に張り付き、ほとんどの時間帯で水素を燃料としている。LNG火力の出力下限は最低稼働に関する式(6)とPV受入に対する式(12)によって制約を受ける。この下限制約が再エネおよび蓄電池放電の受入の限界となっている。水素混焼はこの下限におけるLNG燃料を代替する形で導入されている。需要最小日の4時頃と22時頃のスパイク状の放電は、水素製造に利用されている。予め水素製造に利用することで蓄電池残量を減らし、同時にタンクに余力のある水素を製造する運転が選択されている。

既に述べたが、この最適化は電力需要および再エネ出力が予め分かっている(完全な予測が可能な)場合の解を与える。この性質から、蓄電池貯蔵を介して水素製造、混焼を行うなど設備が最も効率的に利用された結果となっている。

蓄電池の放電と水素混焼における水素の供給について、年間を通してその傾向を見るために、8760 時間分のデータを横軸に日付、縦軸に時刻を取り、その出力を濃淡で Fig. 2-25 に示す。蓄電池(左)が、朝夕に集中して放電されているのに対し、水素混焼(右)は夏場を除いて広い時間帯で運転されている。このように蓄電池は時間シフト、水素混焼は火力の最低稼働時の燃料の代替として主に利用され、それぞれ異なる形で再エネの余剰電力対策となっている。この分析も、蓄電池と水素混焼が、エネルギー貯蔵技術として単純な競合技術となっていないことを示す。

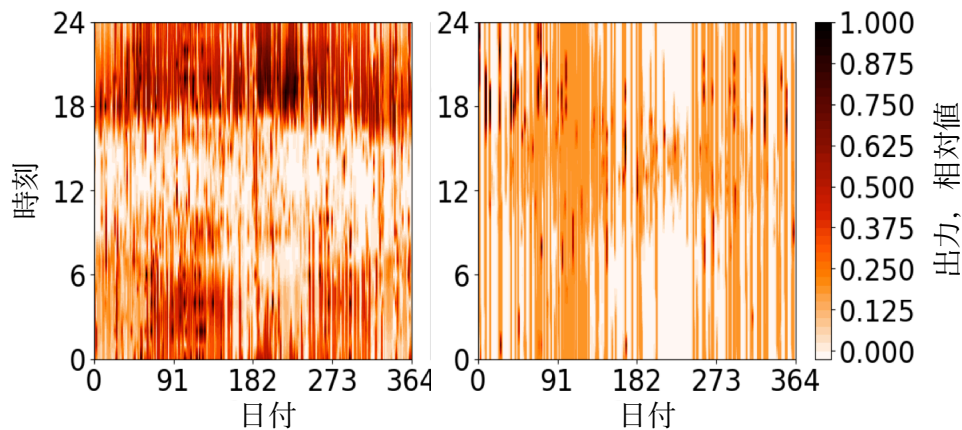


Fig. 2-25 蓄電池(左)と水素混焼(右)の出力比較

75gCO₂/kWh 制約における負荷率の度数分布を Fig. 2-26 に示す。横軸は負荷率、縦軸はその負荷率で運転された時間の1年間における割合を表す。G3-NG は LNG 火力を表し、約 6 割の時間が 20~30%の低い負荷率で運転されており、これは多くの時間が最低稼働として設定した 20%で運転されていることによる。年間での設備利用率は 45%(図中 CF で示す)となっている。石油火力(G4-Oil)はほとんどの時間停止状態で設備利用率 0.08%であるため 0%となっている。蓄電池(SO-LIB)および水素混焼(H0-G3)はいずれも入出力部に関する値で、設備利用率がほぼ同じ 20%程度となっているが、負荷率分布は異なる。水素混焼の場合、90%以上の負荷率で稼働している時間が 20%近くになることから、オンオフに近い運転状態となっている。

最適化によるこのような運転状態の予測はエネルギー機器の研究開発において重要な情報となる。例えば水電解装置においてオンオフに近い運転が要求されるため、そのような環境での使用を前提とした開発が必須となる。また開発過程で明らかになった制限を最適化の制約条件に加え再計算するなどよりシミュレーションの精度向上が期待される。

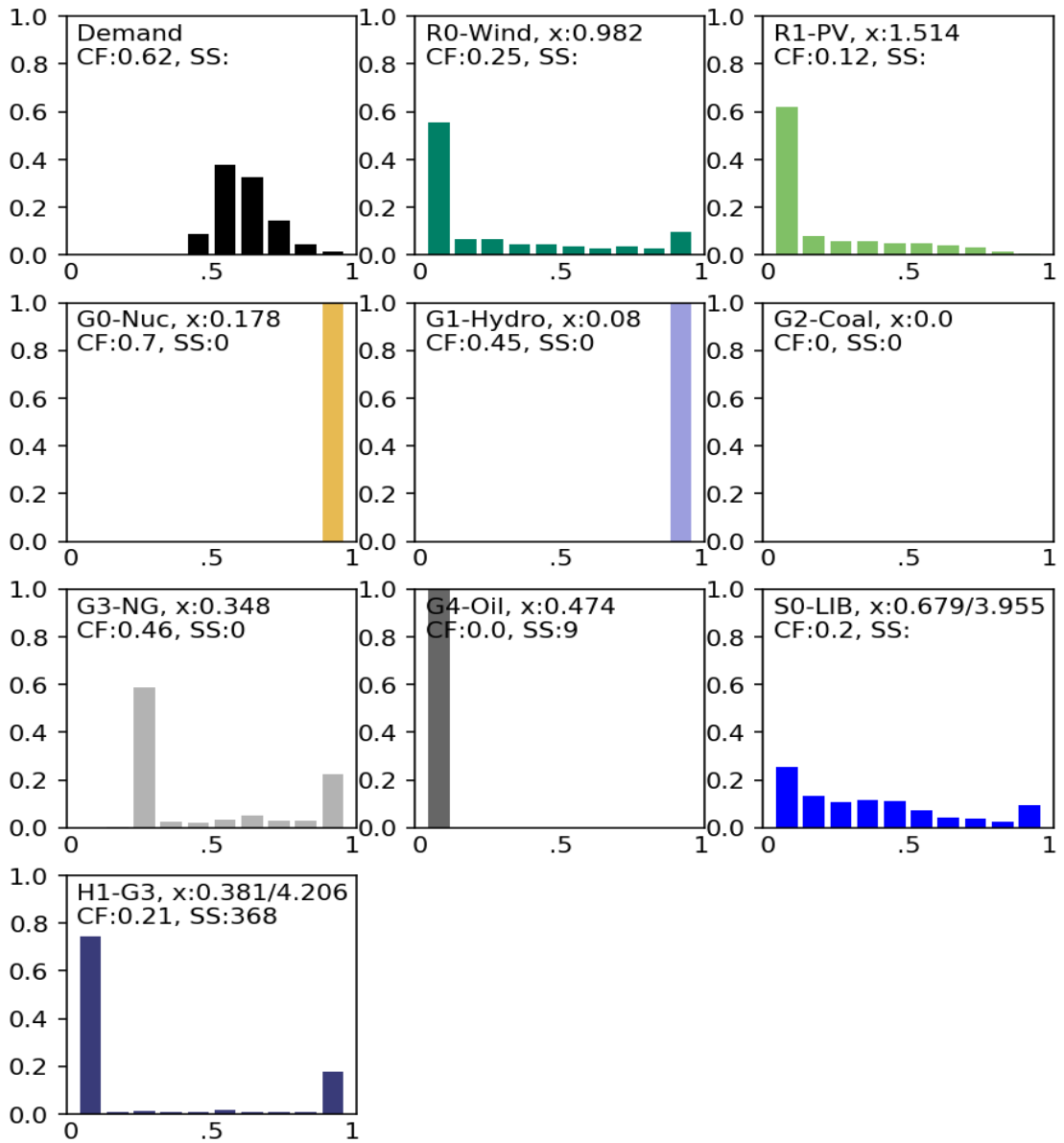


Fig. 2-26 各設備の年間負荷率分布 (75gCO₂/kWh 制約)

(3) 総費用・限界削減コストへの影響

水素混焼が選択肢となることによる総費用への影響を Fig. 2-27 に示す。図の横軸は CO₂ 排出原単位、縦軸は九州地域の年間電力需要(91.9TWh)で換算した総費用を示す。水素混焼技術が選択肢として加わることで 125gCO₂/kWh 付近から総費用の増加が緩和されている。75gCO₂/kWh 制約では、蓄電池だけをエネルギー貯蔵技術とした場合の 1.61 兆円/年に対し、水素混焼が選択可能な場合に総費用は 1.48 兆円/年と、年間 1300 億円のコスト削減効果を示している。

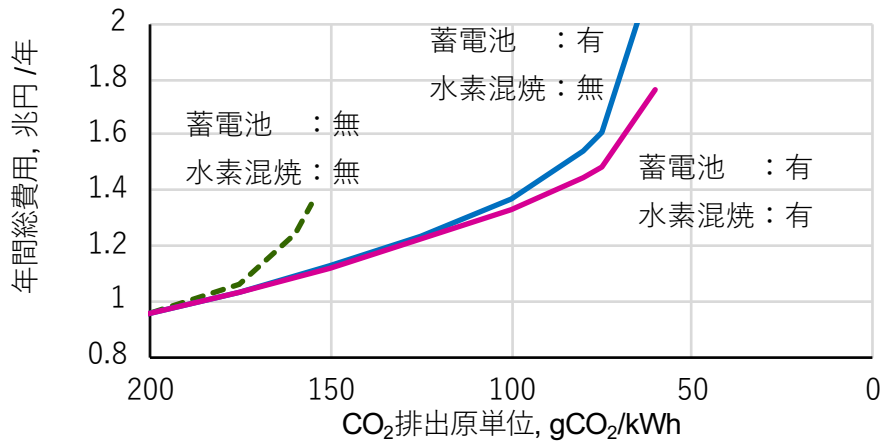


Fig. 2-27 水素混焼のコストへの影響(CO₂ 制約と総費用)

年間総費用の内訳を Fig. 2-28 に示す (年間電力需要 91.9TWh, 100¥/\$で換算した値)。上部白抜き部分が燃料費、下部が設備費である(維持費を含む)。CO₂ 制約の低下に伴い総費用に占める燃料費の割合が減少し、設備費の割合が増加する。75gCO₂/kWh においては全体の 87%を設備費が占める費用構成となるが、火力発電の合計設備費はほとんど変わらず、再エネおよびエネルギー貯蔵設備の費用が増える形となっている。蓄電池では貯蔵部、水素混焼設備では入出力部の占める割合が大きい。

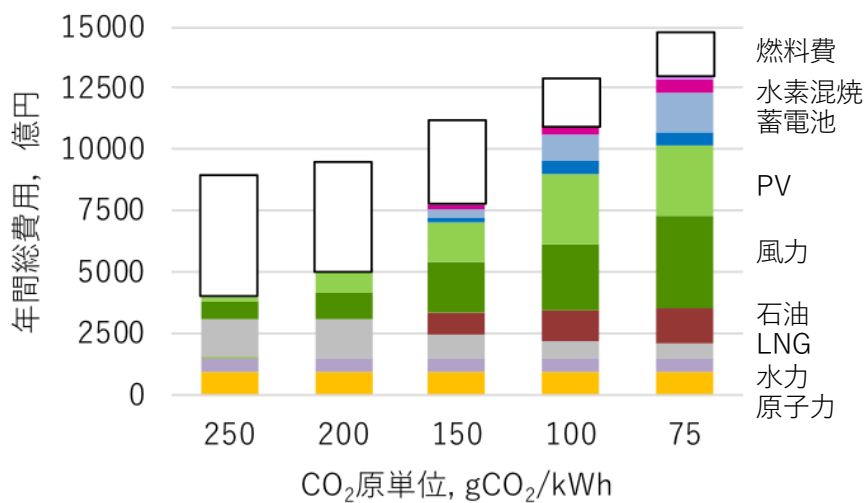


Fig. 2-28 年間総費用内訳

CO₂ 排出原単位と限界削減費用 MAC との関係を図 2-29 に示す。破線はエネルギー貯蔵技術無し、青は蓄電池のみ、ピンクは蓄電池と水素混焼有りを示す。水素混焼の有無により 150gCO₂/kWh 以下の領域での差が現れ、100gCO₂/kWh における MAC は、水素混焼の有無でそれぞれ\$523, \$734/tCO₂、75 gCO₂/kWh ではそれぞれ\$782, \$1645 とその差は大きくなる。

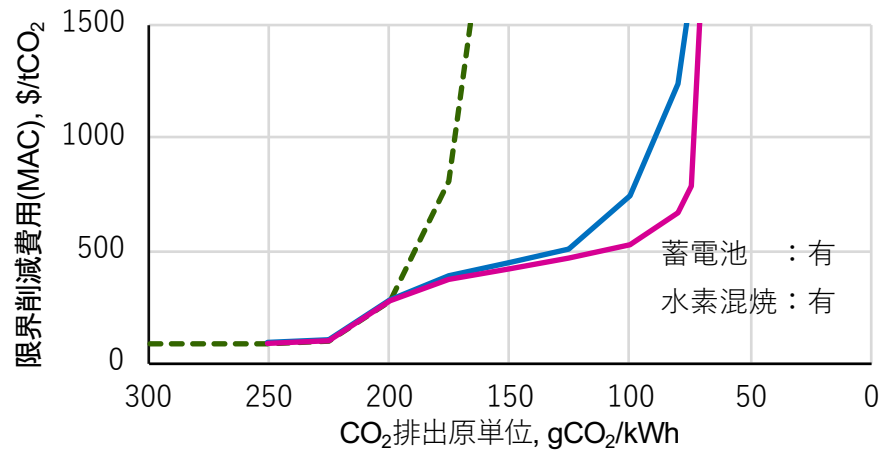


Fig. 2-29 水素混焼の MAC(CO₂ 限界削減費用)への影響

(4) 感度分析

水素混焼を含むモデルにおいても、設備費や効率等のパラメータの影響を比較するために感度分析を行った。基準として風力、PV 共に上限に達し、年間総費用が急激に上昇する 75gCO₂/kWh 制約の最適解を用いた。水素混焼設備における水素製造の効率を 70→80%，入力部の設備費を-30%(775→542\$/kW)，貯蔵部の設備費を-30%(18→12.6\$/kWh)のうち1つの変更を行なった場合の総費用への影響およびその内訳を Fig. 2-30 に示す。最適設備容量など最適化の詳細なデータは Table 2-18 に示す。Fig. 2-30 は設備費および燃料費の増減を九州地域全体の費用に換算し億円で表す。水素製造における変換効率の向上は蓄電池の設備減が主な要因で、-173 億円/年の効果を生む(図の上)。この時、LNG 火力の設備容量の増加がみられるが、変換効率の向上と水素混焼設備量の増加により、より多くの水素供給、それを利用する LNG 火力の設備容量を増加させる結果が最適となったと考えられる。

水素混焼の入力部のコスト減(図の中)は、-175 億円/年の効果と貯蔵部のコスト減(図の下)に比べ総費用に与える効果が大きい。水素混焼技術の効率向上、コストダウンは主に蓄電池の設置量を減らし全体の費用を押し下げる効果となっている。

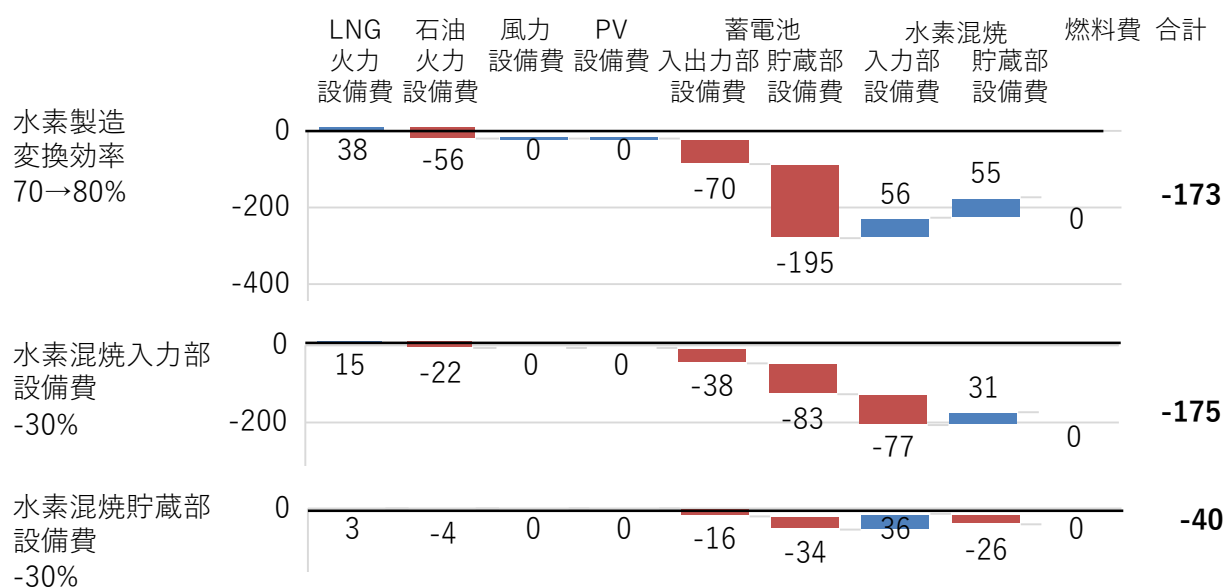


Fig. 2-30 水素混焼設備諸元の総費用への影響および内訳(数値の単位は億円)

蓄電池の充放電効率を 81%→90%または貯蔵部の設備費を-30%(150→105\$/kWh)とした時の総費用への影響およびその内訳を Fig. 2-31 に示す。蓄電池の変換効率向上は、風力の設置量減を蓄電池および水素混焼の設置量源が-403 億円/年の効果につながっている。また、蓄電池貯蔵部のコスト減は自身の設備費用減を主な要因とし-485 億円/年の効果を生んでいる。この傾向は性能向上が再エネや蓄電池の設置量減につながった水素混焼の場合と異なる。

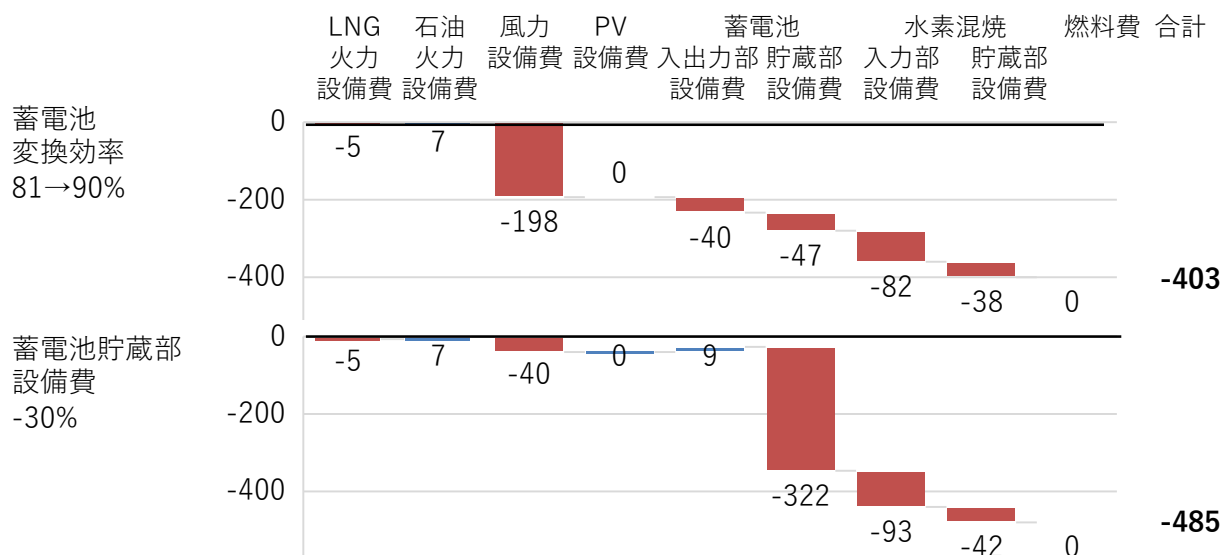


Fig. 2-31 蓄電池の効率・貯蔵部の設備費の総費用への影響および内訳(数値の単位は億円)

火力発電で水素を混焼する際の最大比率を 100%から 75%, 50%と制限することによる総費用への影響とその内訳を Fig. 2-32 に示す。

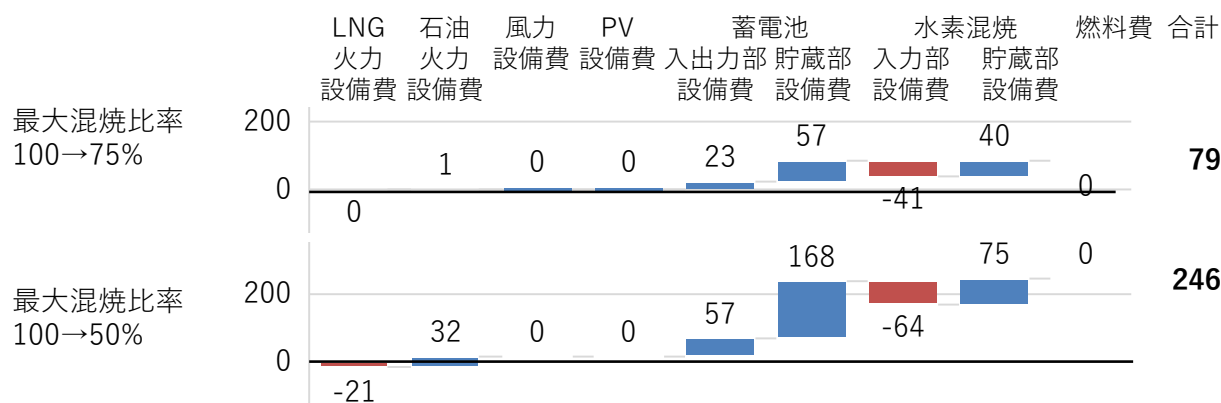


Fig. 2-32 最大混焼比率の総費用への影響および内訳(数値の単位は億円)

最大混焼比率が 75%, 50%と制限されることでより多くの蓄電池と水素混焼貯蔵部の設備が必要となり、総費用はそれぞれ 79 億円/年、246 億円/年の増加となる。最大水素混焼比率が下がることで、単位時間に消費できる水素が減り、水素混焼貯蔵部が増加している(平均貯蔵時間が長くなっている Table 2-18)。

LNG 火力の発電効率 50→55%または最低出力 20→10%の総費用への影響と内訳を Fig. 39 に示す。LNG 火力の発電効率向上は、風力および蓄電池の設置量減が主となり、-737 億円/年の効果を生む。この時、LNG 火力の効率向上で有利となる水素混焼は蓄電池に比べ容量の減少は少ない。最低出力の低下では前節の感度分析と同様に、LNG 火力の増加と石油火力の現象が著しい。

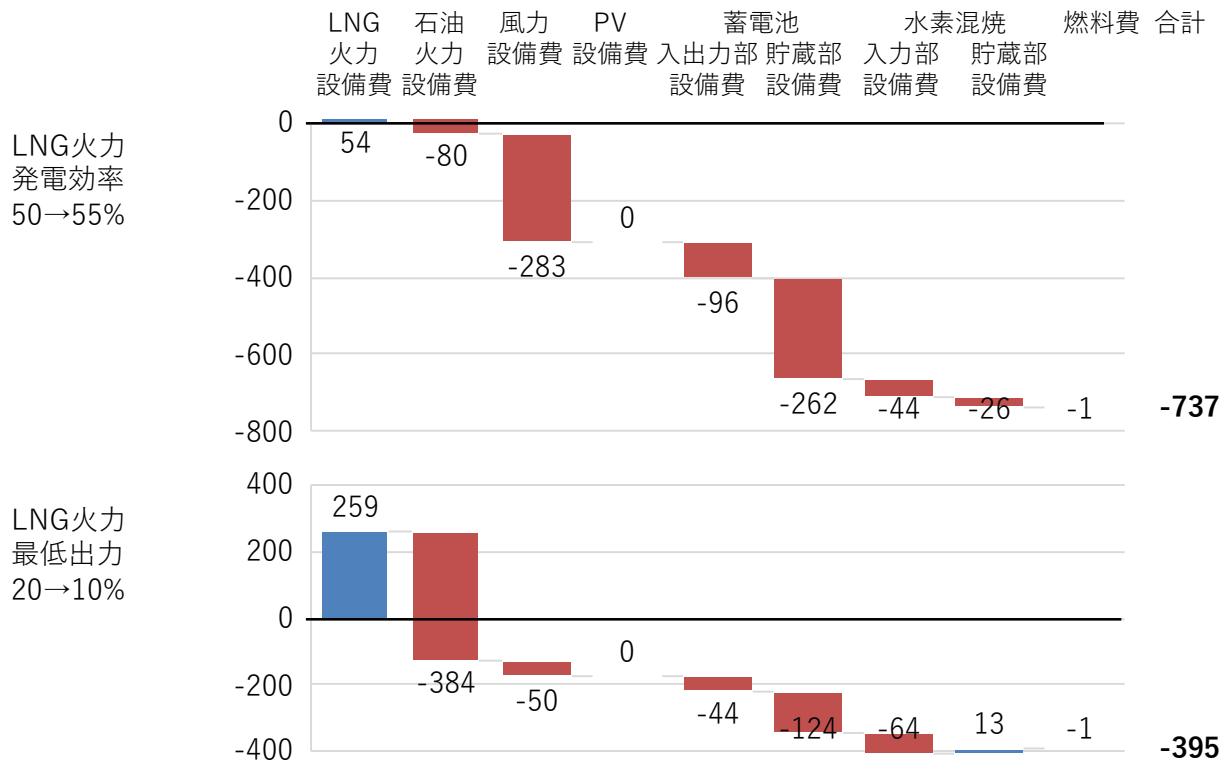


Fig. 2-33 LNG 火力の効率と最低出力の総費用への影響および内訳(数値の単位は億円)

Table 2-18 水素混焼設備および蓄電池の最適設備容量に対する感度

	基準	水素製造	水素混焼	水素混焼	蓄電池	蓄電池	水素混焼		LNG価格	LNG火力	LNG火力
		変換効率	入力部	貯蔵部	変換効率	貯蔵部	最大比率	最大比率	発電効率	最低出力	
		70→ 80%	-30%	-30%	81→ 90%	-30%	75%	50%	-30%	50→55%	20→10%
最適設備構成(容量)											
原子力	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178
水力	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
石炭火力	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LNG火力	0.348	0.368	0.356	0.349	0.345	0.346	0.348	0.337	0.352	0.376	0.482
石油火力	0.474	0.454	0.466	0.472	0.476	0.476	0.474	0.485	0.469	0.446	0.340
風力	0.982	0.982	0.982	0.982	0.930	0.972	0.982	0.982	0.982	0.908	0.969
PV	1.514	1.514	1.514	1.514	1.514	1.514	1.514	1.514	1.514	1.514	1.514
蓄電池 入出力部, kW	0.679	0.601	0.637	0.662	0.635	0.690	0.705	0.743	0.682	0.572	0.630
貯蔵部, kWh	3.955	3.456	3.741	3.869	3.835	4.476	4.101	4.384	3.977	3.286	3.639
貯蔵時間, h	5.8	5.7	5.9	5.8	6.0	6.5	5.8	5.9	5.8	5.7	5.8
水素混焼 入出力部, kW	0.381	0.421	0.465	0.407	0.321	0.314	0.351	0.334	0.378	0.349	0.334
貯蔵部, kWh	4.206	6.009	5.231	4.774	2.960	2.822	5.517	6.684	4.101	3.358	4.624
貯蔵時間, h	11.0	14.3	11.3	11.7	9.2	9.0	15.7	20.0	10.8	9.6	13.8
最適電源構成(供給量, kWh)											
原子力	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092
水力	317	317	317	317	317	317	317	317	317	317	317
石炭火力	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LNG火力	1393	1462	1423	1404	1372	1363	1379	1348	1395	1520	1369
石油火力	3	2	3	3	3	2	3	4	2	1	0
風量+PV	1721	1723	1734	1725	1695	1711	1719	1730	1720	1683	1788
蓄電池放電	934	865	892	920	981	976	950	970	934	848	895
合計	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460
余剰電力内訳, kWh											
充電	1155	1069	1103	1137	1088	1206	1175	1199	1155	1048	1105
水素製造	709	785	790	739	647	616	666	585	708	665	622
出力抑制	165	173	123	149	205	194	189	236	166	192	205
設備費, \$/y											
原子力	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8
水力	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9
石炭火力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LNG火力	40.0	42.2	40.8	40.1	39.7	39.7	39.9	38.7	40.5	43.2	55.3
石油火力	80.6	77.2	79.2	80.3	81.0	81.0	80.6	82.4	79.8	75.8	57.8
風力	223.3	223.3	223.3	223.3	211.6	221.0	223.3	223.3	223.3	206.5	220.4
PV	170.4	170.4	170.4	170.4	170.4	170.4	170.4	170.4	170.4	170.4	170.4
蓄電池 入出力部	36.1	32.0	33.8	35.2	33.8	36.7	37.5	39.5	36.3	30.4	33.5
貯蔵部	92.0	80.4	87.0	90.0	89.2	72.8	95.4	101.9	92.5	76.4	84.6
水素混焼 入出力部	31.4	34.7	26.8	33.5	26.5	25.9	29.0	27.5	31.2	28.8	27.6
貯蔵部	7.6	10.8	9.4	6.0	5.3	5.1	10.0	12.1	7.4	6.1	8.3
燃料費, \$/y											
原子力	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9
水力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
石炭火力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LNG火力	93.0	93.3	93.1	93.0	93.1	93.2	93.1	92.9	65.2	93.4	93.5
石油火力	0.5	0.3	0.4	0.6	0.5	0.4	0.5	0.7	0.4	0.2	0.0
年間総費用, \$/y											
電力単価, ¢/kWh	16.11	15.92	15.92	16.06	15.67	15.58	16.19	16.37	15.60	15.30	15.68
限界削減費用, \$/tCO2	782	674	761	760	654	659	912	1074	854	0	670

(5) 従来手法との比較

調査した範囲で、水素混焼の定量的評価に関する先行研究は1.2節にあげた1件¹⁷⁾であり、その結果と本研究との比較を実施する。Table 2-19は従来手法と本研究との違いをまとめたものである。従来手法は余剰電力の発生パターンを固定し、水素混焼設備を設置する場合の最適容量を求めている。追加の再エネ設置や蓄電池の設置は選択肢になく、水素混焼設備の設置に限定している点が特徴である。

Table 2-19 従来手法と本研究の比較

	従来手法	本研究の違い
目的	水素混焼の経済性	最適電源構成として水素混焼を評価
対象技術	既存技術に水素混焼が加わる。	再エネとして風力、エネルギー貯蔵として蓄電池が加わる
手法	<ul style="list-style-type: none"> 水素混焼以外の設備(技術)の容量を外生変数として予め与え、各設備の出力を燃料費最小となるよう最適化 得られた結果の余剰電力を対象とし、水素混焼設備の貯蔵部容量をパラメーターとして最適な入出力部容量を算出 	<ul style="list-style-type: none"> 全ての設備容量を決定変数として扱い、CO2排出制約で最適電源構成を算出
結果	余剰電力が26%発生する状況で、水素混焼設備の設置の投資回収年は120MW以下、100MWh以下で最短となる。	150gCO ₂ /kWh以下の制約で、水素混焼が蓄電池と共に最適設備に含まれ、余剰電力対策として、水素の選択が経済的に成り立つ

可能な限り既報の条件を本手法でトレースし、制約条件となるCO₂排出原単位を推定した(貴方には記載なし)。推定値である154gCO₂/kWhを制約条件として、本手法で最適化を行なった結果をTable 2-20に示す。本手法の結果では、より少ないPV、年間総費用で同様な排出制約を達成している。この時の水素混焼設備の容量は既報の10倍程度となっている(Table 2-20, II)。

Table 2-20 最適化結果の比較

		従来手法	本研究		
エネルギー貯蔵設備		水素混焼	I.水素混焼	II.水素混焼	III.水素混焼,蓄電池
PV	kW	1.097	0.716	0.965	0.941
水素混焼	入出力部, kW	0.0081	0.0077	0.094	0.062
	貯蔵部, kWh	0.0067	0.0061	0.303	0.049
	貯蔵時間, h	0.83	0.80	3.21	
蓄電池	入出力部, kW				0.039
	貯蔵部, kWh				0.199
	貯蔵時間, h				5.05
排出原単位	gCO ₂ /kWh	154	166.5	154	154
年間総費用	相対値	1.000	0.945	0.990	0.988

既報は、外生的に(定数として)与えられた水素混焼の貯蔵部容量に対する最適な入出力部の容量を算出し、また、費用最小化が各時間に限定して行われている。本研究の手法では全ての設備が

変数として扱われ、最適化も 8760 時間が同時に行われる。表の右端のカラム(Ⅲ)には蓄電池も選択可能な状態での最適化結果も併せて示すが、より少ない PV、年間総費用で同じ排出制約の達成が可能となっている。(Ⅰ)には既報と同程度の水素混焼設備が導入される条件を探索したものである。より少ない PV 設置において、同程度の水素混焼設備が選択される。貯蔵部と入出力部との比である貯蔵時間は、既報と本研究の手法とで結果に大きな差は無い。これは、水素混焼が長時間のエネルギー貯蔵目的ではなく、火力発電の下限における燃料を代替するために主に使用された結果である。本研究の手法では複数の選択可能な技術から、最も経済的な構成を知ることができる。将来のエネルギーインフラを想定する場合には、技術の種類や制約に関して様々な設定が可能である。最適電源構成を求める最適化の 1 技術として水素混焼を導入した本研究の手法は、より一般化された手法となっている。

2.3 第2章のまとめ

系統電力への国内再エネの最大活用を図る前提で、余剰電力対策として水素混焼技術の定量的評価を蓄電池との比較で実施した。再エネ余剰電力による水電解から得られる水素を前提とした水素混焼の総合効率は30%台と、80%を超える蓄電池の効率に比べ大幅に低く、国内再エネ余剰電力対策としての水素混焼の価値は未知数であった。また、これまで水素は、より長時間のエネルギー貯蔵で有利となる定性的評価にとどまり、経済的に選択される環境は明らかにされていなかった。

本章では、まず唯一のエネルギー貯蔵技術として蓄電池を組み込んだ電源構成モデルを構築し、線形計画法(LP)により様々なCO₂排出制約下で費用最小を与える最適電源構成を求めた。その結果、200gCO₂/kWhを下回ると最適電源構成に蓄電池が選択され、蓄電池を使わない場合の急激な費用増加を緩和する蓄電池の効果を定量化した。

次に、蓄電池と水素混焼を組み込んだエネルギーモデルを独自に構築し、線型計画法を用いて検討を実施した。その結果、150gCO₂/kWh以下の制約において、水素混焼が最適解に蓄電池と共に最適設備に含まれ、単純な競合とはならず、その出力に対する制約の違いから稼働する時間帯も異なることを明らかにした。国内再エネの余剰電力対策として、水素の選択が経済的に成り立つ環境が存在すること、その時の条件を定量化した意義は大きい。

最適解の詳細な解析から、いくつかの新たな知見が得られた。一つは、余剰が多く発生する時間帯では、充電しながら放電するという一見変わった運転が解として得られたことである。これは、系統の慣性力確保という問題が顕在化しつつある中、蓄電池によるこのような運転が、その対策となりえることを示唆する。もう一つは、一旦、蓄電池に充電した電力を水素製造に用いるエネルギー貯蔵技術の連携による効果的な運転である。

また、感度分析から、パラメータの経済性に与える効果を定量化し、エネルギーモデルによるシステム全体の価値評価の重要性と、このような手法が技術課題の経済的効果測定に有用であることを示した。

第3章 エネルギーセキュリティに関する検討

今日、低炭素化へ向けたエネルギーに関する検討においては、3E+Sで示されるエネルギーセキュリティ(Energy security)、経済効率性の向上(Economic efficiency)、環境への適合(Environment)、安全性(Safety)の4つの因子を考慮することが求められる。この因子の中で環境への適合については、CO₂価格の導入またはCO₂削減量を制約条件とすることで環境と経済性とを合わせた費用としての定量的評価が可能である。第2章においても、総費用を目的関数、CO₂原単位を制約条件として費用最小化を行うことにより、経済性と環境適合性とを考慮した定量的評価を行なっている。しかし、現状ではセキュリティを含め総合的に評価するための手法が確立されていない。従って、本研究の第2章も含め、これまでの研究から得られた最適電源構成は、セキュリティも含めた最適解とは言えない。

殆どの一次エネルギーを輸入に頼る我が国において、エネルギーセキュリティは極めて重要な因子であり、セキュリティを統合した定量的評価が望まれる。本章ではこれまで独立した評価に留まるエネルギーセキュリティーを、経済性および環境適合性に統合した評価について、その手法を新規に開発し、現状および将来のエネルギー構成に関するケーススタディを実施することでその有用性を示す。

3.1 エネルギーセキュリティの費用化手法

エネルギーセキュリティに関しては、一次エネルギーの構成と輸入相手国のリスク評価から得られるセキュリティインデックスと呼ばれる値が、セキュリティレベルの評価に用いられている²⁸⁾²⁹⁾³⁰⁾³¹⁾。本研究では大きく変化するエネルギー構成に対応可能な評価手法の開発を目的として、リスクの費用化について検討を行った。具体的にはリスクの変化(セキュリティインデックスの変化)に対し一次エネルギーの備蓄日数の増減で対策可能という前提に立った評価手法を提案する。

3.1.1 セキュリティインデックスと備蓄日数

エネルギーセキュリティ上のリスクを受け入れ可能な程度に緩和するための対策として、石油備蓄に代表される一次エネルギーの備蓄が行われている。備蓄の費用は、一般に設備費、維持費、運搬費、陳腐化費用の合計で示される⁶⁶⁾。セキュリティレベルに応じて必要とされる備蓄量を決定できれば、異なるエネルギー構成に対応するセキュリティ費用の算出が可能となる。そこでまず、エネルギー構成から決定されるセキュリティインデックスと必要な備蓄日数との関連付けを行う。得られた備蓄日数に対応する設備費、維持費、運搬費、陳腐化費用から、エネルギー構成に対応するエネルギーセキュリティ費用の算出を試みる。

セキュリティレベルの測定に、調達先の地政学的リスクを加味した重み付きHHI(ハーフィンダール・ハーシュマン指数)を用いる方法が、セキュリティインデックスとして広く採用されている²⁸⁾。燃料種 j の調達相手国 i からの調達比率を $r_{j,i}$ ($\sum_i r_{j,i} = 1$)、調達相手国のリスク重みを w_i

とすると、燃料種 j の安全保障に関する寡占指数 $ESMC_j$ (Energy Security Market Concentration)は式(32)で示される。燃料種ごとおよび全体のエネルギーセキュリティインデックス ESI_j 、 ESI は、エネルギー全体に占める燃料種 j の比率 R_j を用い式(33)、(34)で示される³⁰⁾。調達相手国ごとに異なるリスク重み w_i は、World Bankが策定した指標³²⁾を基にするOECD/IEA方式を本検討では用いる。(各国のリスク重の値は付録のTable 0-4, Table 0-5参照)

$$ESMC_j = \sum_{i=1} (w_i r_{j,i}^2) \quad (32)$$

$$ESI_j = ESMS_j R_j \quad (33)$$

$$ESI = \sum_{j=1} ESI_j \quad (34)$$

Table 3-1に我が国の用途 k 、燃料種 j ごとの2014年一次エネルギー消費実績⁶⁷⁾ $Q_{j,k}$ 、燃料種の比率 R_j 、輸入先のリスク重み³²⁾、調達比率⁶⁸⁾⁾⁶⁹⁾⁾⁷⁰⁾⁾から式(32)~(34)を用いて求めた寡占指数 $ESMC_j$ およびセキュリティインデックス ESI_j を示す。燃料種は天然ガス、石油、石炭、再エネ他の分類とし、主に原子力と再エネからなる再エネ他の $ESMC_j$ は、その性質上0とみなす。用途の分類は電力、輸送、その他とし、その他には化学原料や鉄鋼原料として使用される資源が含まれる。この方法で得られた $ESMC_j$ は、石炭>石油>天然ガスとなり、石炭がリスクの低い資源との一般的な認識と一致しない。これは調達の容易さ、生産能力、可採埋蔵量等が $ESMC_j$ に考慮されていないことが原因と考えられる。

Table 3-1 日本における一次エネルギー供給とセキュリティインデックス(2014年)

	Primary energy consumption, $Q_{j,k} / 10^{15} \text{J}$				R_j	$ESMC_j$	ESI_j
	Power	Trans portation	Others	Total			
LNG	3459		1604	5063	0.25	0.18	0.05
Oil	1108	3896	3302	8306	0.41	0.26	0.11
Coal	3020		2097	5117	0.26	0.52	0.13
REN, others	1324	178	70	1572	0.08	0.00	0.00
Total	8911	4074	7073	20058			0.28

世界各国で、エネルギーセキュリティに関するリスクへの直接的な対策として、燃料備蓄が実施されている。この備蓄量とセキュリティインデックスの間に相関があれば、リスクのレベルから必要とする備蓄量の関係が得られることになる。そこで、IEA加盟国におけるセキュリティインデックスと貯蔵量との関係についてデータが得られたと天然ガス²⁸⁾⁾⁶⁸⁾⁾と石油⁶⁹⁾⁾⁷¹⁾⁾について調査を行った。対象を自給率70%以下のIEA加盟国とし、結果をFig. 3-1, Fig. 3-2に示す(塗りつぶしは日本)。

石油において相関が見られない理由は、IEAが課す備蓄義務を基に各国の備蓄政策がとられている結果と考えられる。一方で天然ガスでは、オーストリアやトルコといった直線から離れた

プロットも見られるが、全体に右上りの傾向が見られる。天然ガスは石油と異なり、各国が独自の判断で備蓄を行っている。このような各国の判断で決定される自由な環境では、リスクの程度に対応して貯蔵量を増減させる行動が起こると見ることができる。

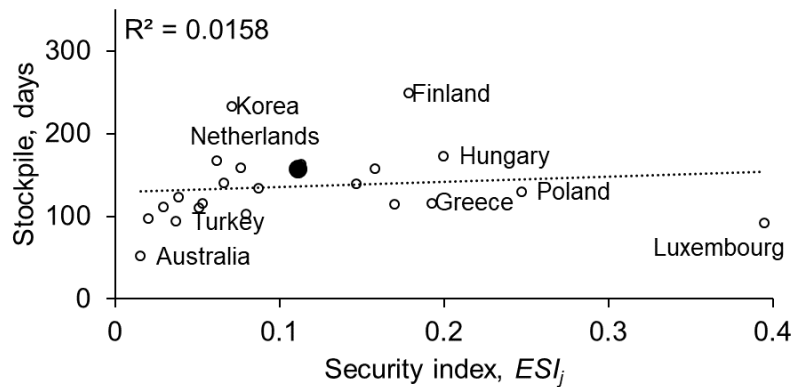


Fig. 3-1 IEA 加盟国における石油備蓄量とセキュリティインデックス

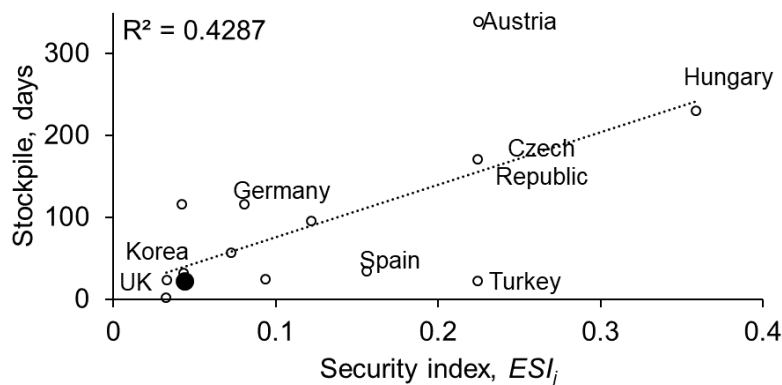


Fig. 3-2 IEA 加盟国における天然ガス備蓄量とセキュリティインデックス

燃料種によって、セキュリティインデックスの値とリスクに対する感覚に差があることを述べた。石炭・石油では、定量化に十分なデータが得られないことから、天然ガスに見られるセキュリティインデックスと備蓄日数との相関が自由な環境においては全ての燃料種に当てはまると仮定し、備蓄日数 t_j を式(35)に示す esi_j の関数として定義する。この比例定数 a を以後、備蓄係数と称する。なお esi_j は用途を考慮したセキュリティインデックスを表し式(36)で定義する。ここで $q_{j,k}$ は用途 k に占める燃料種 j の割合、 v_k はエネルギー消費全体に占める用途 k の割合である。

$$t_j = a \times esi_j \quad (35)$$

$$esi_j = ESMC_j \sum_{k=1} (v_k q_{j,k}^2) \quad (36)$$

一次エネルギーおよび用途の分類方法が異なる場合においても、現状の備蓄日数をその分類方法で得られた esi_j で除することにより備蓄係数は算出できるため、本定義は用途の分類方法に

よらない一般化されたものである。本検討では、調達相手国のリスク重みおよび調達比率は変化しないとするため、備蓄日数 t_j はエネルギー構成から決定される $q_{j,k}$ と v_k の関数となる。Table 3-1のエネルギー構成から求めた $q_{j,k}$ 、 v_k 、 esi_j および現状の貯蔵日数⁷²⁾をTable 3-2に示す。我が国のセキュリティ対策としてのエネルギー貯蔵には、様々な解釈が可能であるが、本検討では、Table 3-2中の天然ガスおよび石炭の貯蔵日数は流通在庫目的であり、石油備蓄が全てのセキュリティ対策を担っているとの仮定に立ち、式(35)より、 $170/\sum esi_j$ で得られる1341を以後、備蓄係数として用いる。備蓄係数を一定とすることは、我が国において、今後一次エネルギー構成が変化した場合、その構成から計算される esi_j に1341を乗じた日数の備蓄を行えば、現状と同じレベルにリスクが緩和されている(受け入れ可能)と判断することと等価である。

Table 3-2 日本のセキュリティインデックスの試算結果(2014年)

	Energy configuration, q_{jk}			esi_j	Stock days
	Power	Trans- portation	Others		
LNG	0.39	0.00	0.23	0.015	14
Oil	0.12	0.96	0.47	0.069	170
Coal	0.34	0.00	0.30	0.042	30
REN, others	0.15	0.04	0.01	0.000	
v_k	0.44	0.20	0.35	$\sum esi_j = 0.1268$	

3.1.2 備蓄日数の費用化

備蓄の費用を資本費、維持費、運搬費用、陳腐化費用の合計とする⁶⁶⁾。このうち運搬費用は備蓄という性格上0とみなす。陳腐化費用については備蓄期間の蒸発などによる直接的な損失と資源価格の変動リスクに対する対策費を考慮する。資本費及び維持費について、公開情報³⁴⁾⁹⁾⁷³⁾⁷⁴⁾から一日当りの費用に換算した結果をTable 3-3に示す。換算には設備費(CAPEX)、設備寿命：30年、割引率：5%、年間維持費：建設費の1%と式(2)を用いた。 $CCAP_j$ の値は1日当たり、GJ当たりとし、CAPEXについては、石油は3点の、LNGについては30万kL以上の施設5点の平均とした。石炭については容積当りの建設費を石油と同等とし、熱量換算により設定した。

Table 3-3 備蓄設備の設備費と維持費

	Unit	LNG	Oil	Coal
CAPEX	\$/kL	2498	802	802
$CCAP_j$	\$/GJ/d	0.0182	0.0035	0.0079
O&M	\$/GJ/d	0.0028	0.0005	0.0012

燃料を一定期間備蓄することで生じる将来の価格変動リスクへの対策費用は、燃料を購入した価格と同じ価格で備蓄日数後に売る権利(プットオプション)を購入する費用として見積もつ

た。ブラックショールズの理論によれば、配当無しのパットオプションの価値 V_{put} は以下の式(37)～(40)で示される⁷⁵⁾。ここで S, K, r, t はそれぞれ現在価格、行使価格、無リスク金利、日数で、 $N(d)$ は標準正規分布(平均=0, 分散=1)の累積分布関数である。 σ は価格ボラティリティで、価格の前日比の自然対数の一定期間における標準偏差と定義されている。公開情報⁷⁶⁾から2012年1月1日～2015年12月31日の天然ガスと石油の価格ボラティリティを計算すると、天然ガス0.0278, 石油0.0190, 石炭0.0115となる。購入価格と同額で t 日後に売る金利0の場合のパットオプションの価値は式(41)(42)となる。

$$V_{put} = -S \cdot N(-d_1) + K \cdot e^{-rt} N(-d_2) \quad (37)$$

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{K}\right) + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right)t}{\sigma\sqrt{t}} \quad (38)$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{t} \quad (39)$$

$$N(d) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^d e^{-\frac{x^2}{2}} dx \quad (40)$$

$$V_{put}^0 = S\{N(-d_2) - N(-d_1)\} \quad (41)$$

$$V_{put}^0 = \frac{S}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\sigma\sqrt{t}/2}^{\sigma\sqrt{t}/2} e^{-\frac{x^2}{2}} dx \quad (42)$$

前述の設備寿命に比べ想定する備蓄期間は1年程度と短いことから、簡略化を優先し金利を0とした。また、365日程度を備蓄日数とした場合、式(42)の定積分の範囲 $\pm\sigma\sqrt{t}/2$ は上記ボラティリティでは約 ± 0.27 であり、この範囲の累積分布関数はほぼ直線と見なせる。よって、累積分布関数の微分である確率密度関数の $x = 0$ における値 $1/\sqrt{2\pi}$ を用い、式(43)による代替を行う。

$$V_{put}^0 = \frac{S\sigma}{\sqrt{2\pi}} \sqrt{t} \quad (43)$$

近似式(43)とブラックショールズ式(42)とを用いた計算結果の差は Table 3-4 に示すように、十分に小さい。

Table 3-4 近似式とブラックショールズ式との比較

Stock, days	Natural gas ($\sigma=0.0278$)		Crude oil ($\sigma=0.0190$)	
	Black-Scholes	Approximation	Black-Scholes	Approximation
25	0.056	0.055	0.038	0.038
50	0.078	0.078	0.054	0.053
100	0.111	0.110	0.076	0.076
365	0.210	0.211	0.144	0.144

価格変動リスクに対する本提案は、オプションとしての性格上、権利行使しない価値も含まれることから価格変動リスク対策費用としては高めの値となることに注意が必要である。

直接的な損失であるボイルオフは、LNGにおける回収用コンプレッサーの併設を考慮し、コンプレッサーの消費電力を費用に換算する。具体的にはタンク内でのボイルオフの発生量とし

て 0.15%/day^{77) 78)}, 回収に必要な電力として 3082kWh/t-LNG⁷⁹⁾を採用した. **Table 3-5** に陳腐化費用に関する定数を示す.

Table 3-5 陳腐化費用に関する定数

		LNG	Oil	Coal
Boil off	d ⁻¹	0.15%	0%	0%
	<i>CBOG_j</i>	0.0007	0	0
Volatility	σ	0.0278	0.0190	0.0115

ここまでの定義から, 式(44)に示すように備蓄日数 t_j に比例する資本費, 維持費, ボイルオフ (右辺第 1 項) と, $\sqrt{t_j}$ に比例する価格変動対策費 (右辺第 2 項) との合計として燃料種ごとにセキュリティ費用 CS_j が決定される.

$$CS_j = (CCAP_j + COM_j + S_j \cdot CBOG_j)t_j + \frac{S_j \sigma_j}{\sqrt{2\pi}} \sqrt{t_j} \quad (44)$$

3.1.3 現状および2030年のエネルギー構成の評価

(1) 現状のエネルギーセキュリティ費用

まず、セキュリティ費用の規模を把握するために、式(44)から日本における現状(**Table 3-1**, **Table 3-2**)の費用を算出した結果を **Fig. 3-3** に示す。計算には燃料価格として **Table 3-7** に示す2000~2016年の平均⁴⁴⁾、換算レートとして100¥/\$を用いた。上段は燃料種ごとの年間費用総額、下段は熱量当りの単価を表す。石油備蓄によるセキュリティ費用は年間1.34兆円と見積もられ、この額は化石燃料の年間総輸入額14.0兆円の9.6%の規模である。LNGおよび石炭については流通在庫と考えられるが、その費用は14日分のLNGで\$0.76/GJおよび30日分の石炭で\$0.34/GJとそれぞれ燃料単価の8%、13%に相当する。

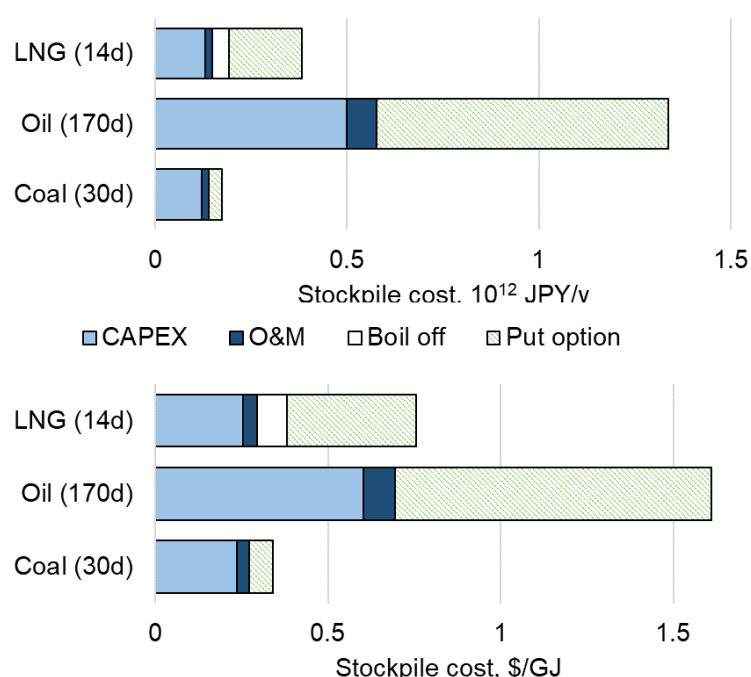


Fig. 3-3 日本におけるセキュリティ費用の試算

石炭に比べ相対的に燃料価格および価格ボラティリティの高いLNG、石油では在庫または備蓄費用に占めるプットオプション費用の割合が50%を超える。そこで、年間セキュリティ費用に対する備蓄日数、燃料価格およびボラティリティの感度分析を行った結果が **Table 3-6** である。

$\sigma = 0$ は価格変動リスクを考慮しない場合のセキュリティ費用であり、ボイルオフが無視できる石油では燃料価格の影響を受けない。燃料価格、ボラティリティ、貯蔵日数は積の形となっているため、一つの因子が大きくなるほど他の因子の感度が高くなる性質となる。現状の石油による備蓄の費用は価格変動リスクを考慮しない0.58兆円/年からプットオプションを価格変動リスク対策とした1.34兆円/年の範囲にあると見積もられる。

Table 3-6 年間セキュリティ費用に対する燃料価格およびボラティリティの感度

Oil price \$/GJ	Annual security cost, 10 ¹² JPY/y			
	t = 85d		t = 170d	
	$\sigma = 0$	$\sigma = 0.019$	$\sigma = 0$	$\sigma = 0.019$
4.65	0.29	0.56	0.58	0.96
9.31	0.29	0.83	0.58	1.34
18.61	0.29	1.37	0.58	2.11

(2) 石炭転換のエネルギーセキュリティへの影響

発電分野において石炭火力は LNG 火力との比較で、CO₂ 排出は大きいものの、経済性に優れエネルギーセキュリティ上、一定量の稼働は必須であると広く認識されている。そこで石炭火力のエネルギーセキュリティへの寄与を定量的に評価するため、本費用化手法を用い石炭火力を LNG 火力へ置き換える場合について検討を行った。

kWh 基準の電源構成比率を x_j とすると ($\sum x_j = 1$)、電力用途における一次エネルギー消費 $Q_{j,1}$ は発電効率 η_j を用い(45)で示される。

$$Q_{j,1} = 3.6E_{Total} \cdot x_j / \eta_j \quad (45)$$

$$\begin{aligned} x_{LNG} &= x_{LNG}^0 + x_{Coal}^0 \cdot y \\ x_{Coal} &= x_{Coal}^0 (1 - y) \end{aligned} \quad (46)$$

LNG および石炭比率 x_{LNG} , x_{Coal} は石炭転換率 y を用い式(46)で定義する。 x_{LNG}^0 , x_{Coal}^0 は基準となる電源構成比率で過去実績 2000~2014 年⁶⁷⁾の平均を用いた。発電効率は 2014 年の電源構成比率および一次エネルギー供給実績⁶⁷⁾から求めた値で、石油については絶対値が小さく収支が合わないため、石炭火力と同等と置いた。設備費は 2 つの既報³⁴⁾⁸⁰⁾の平均を採用した。これら諸元を

Table 3-7 に示す

Table 3-7 諸元

	Electricity share, x^0	Fuel price, S_j \$/GJ	CO ₂ factor, CC_i t-CO ₂ /GJ	Efficiency η_j	CAPEX, CE_j \$/MWh
LNG	0.355	9.14	0.0494	48%	17.7
Oil	0.097	9.66	0.0684	41%	26.7
Coal	0.265	2.67	0.0910	41%	36.1
Ren, Others	0.283				

総発電電力量 E_{Total} 一定で、式(35), (36), (45), (46)から得られた石炭転換率と備蓄日数との関係を Fig. 3-4 に示す。石炭転換率 0%上のプロットは備蓄・在庫日数の実績である。現状における LNG および石炭の実績値は、式(35)からの計算値 (図中の線) より小さく、この差から生じるリスクは計算値を上回る石油備蓄日数で対策されている解釈となる。

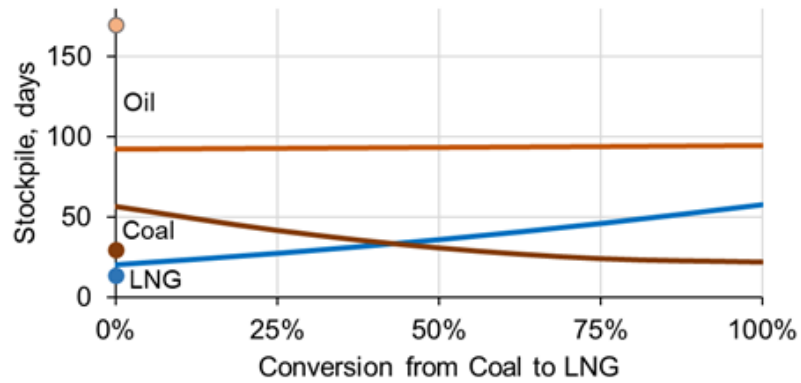


Fig. 3-4 LNG から石炭への燃料転換による必要備蓄日数の変化

Fig. 3-5 は Fig. 3-4 に対応するセキュリティ費用を示している。この値は石油備蓄による代替ではなく燃料毎に備蓄を実施した場合の費用である。以後のケーススタディも燃料毎にそれぞれ備蓄を持つ前提で実施した。石炭転換率 0%、つまり現状の構成で、燃料毎に備蓄した場合のセキュリティ費用は合計で 1.72 兆円/年と、全てを石油備蓄で対策した場合の 1.34 兆円/年(Fig. 3-3)を上回る。この差が石油備蓄の経済性と考えられる。石炭火力転換率 50%における総セキュリティ費用は 2.04 兆円と 0.31 兆円の増加となる。この費用増を転換によって増加した LNG 量で除した値は \$2.4/GJ となり、セキュリティを維持した石炭転換にはこの値を発電コスト差に加えた費用が発生することになる。この発生する費用と CO₂ 削減との関係を見るため、CO₂ 価格⁵を組み入れた石炭火力転換の検討を行った。評価は、式(47)で示される総費用の増減 ΔCT を異なる CO₂ 価格において計算することで実施した。

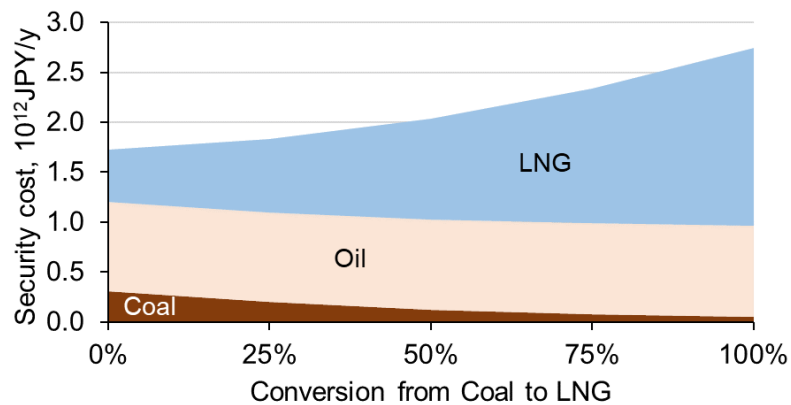


Fig. 3-5 LNG から石炭への燃料転換のセキュリティ費用への影響

⁵ 本論文の CO₂ 価格は、市場取引価格や限界削減費用と等価な値である。IEA の 450 シナリオ⁴⁴⁾では、100\$/tCO₂(2030 年)、140\$/tCO₂(2040 年)が日本を含む先進国の値として予想されている。

$$\Delta CT = CT - CT^0 \quad (47)$$

$$CT = CS + CE + CC \quad (48)$$

$$CS = \sum_j CS_j \sum_k Q_{j,k} \quad (49)$$

$$CE = E_{Total} \sum_j (CE_j + 3.6 \cdot S_j / \eta_j) x_j \quad (50)$$

$$CC = \sum_j CC_j \cdot Q_{j,1} \quad (51)$$

式(48)に示す総費用 CT はセキュリティ費用 CS 、発電費用 CE 、 CO_2 費用 CC の合計である。電力以外のエネルギー構成は一定とし、基準となる電源比率 x^0 における総費用 CT^0 との差を用いるため、 CO_2 費用は電力分野のみを考慮している。Table 3-7 に示す諸元における石炭火力の比率に対する総費用の変化を Fig. 3-6 に示す

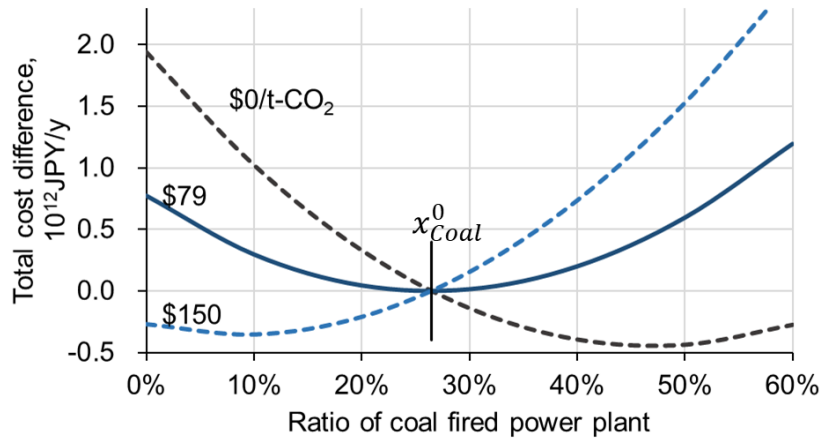


Fig. 3-6 総費用と石炭火力比率

CO_2 価格が $\$0/t-CO_2$ では、石炭火力比率 50%付近で、 $\$150/t-CO_2$ では、10%付近で総費用が最小となる。現状の石炭火力比率 26.5%という値は CO_2 価格を $\$79/t-CO_2$ とした時に総費用最小を与える構成に近い。このことは、 CO_2 削減コストとして $\$79/t-CO_2$ 以下の削減方法がない場合に、石炭火力転換による CO_2 削減策が有効な手段であることを意味する。

CO_2 価格として $\$79$ および $\$150/t-CO_2$ における総費用最小を与える解の詳細を現状との比較で Table 3-8 に示す。一次エネルギー消費の合計が減少しているが、これは石炭と LNG 火力との発電効率の差による。 CO_2 価格が $\$150/t-CO_2$ では、LNG 火力の増加に伴い必要な備蓄日数は約 2 倍となっている。この結果は燃料毎に備蓄を実施する前提で得られたものであるが、現状と同様に石油備蓄により対策することの是非は、石油火力の低い割合などから、さらなる議論が必要である。

現状の火力発電構成に定量的解釈を与える CO_2 価格に対するボラティリティ、LNG 価格、石油価格の感度分析を行った結果を Table 3-9 に示す。LNG 価格に比べ、石油価格の感度は鈍い。

$\sigma = 0$ は全ての燃料で価格変動リスクを無視した場合の評価であり，価格変動リスクを考慮した場合に比べ2割程度低い値となる。

Table 3-8 計算結果

		Current	Optimized results	
CO2 Value, \$/t-CO ₂			79	150
Power config x_j	LNG	35.5%	35.6%	53.3%
	Oil	9.7%	9.7%	9.7%
	Coal	26.5%	26.4%	8.7%
	REN, Others	28.3%	28.3%	28.3%
Total primary energy consumption, PJ/y	LNG	5063	5071	6798
	Oil	8306	8306	8306
	Coal	5117	5107	3086
	REN, Others	1572	1572	1572
	Total	20058	20057	19762
Stockpile, t_j days	LNG	21	21	43
	Oil	93	93	94
	Coal	57	57	26

Table 3-9 CO₂ 価格と燃料価格の感度

LNG price S_{LNG} \$/GJ	Equivalent CO ₂ value, \$/t-CO ₂			
	$S_{oil} = \$9.66/\text{GJ}$		$S_{oil} = \$19.31/\text{GJ}$	
	$\sigma = 0$		$\sigma = 0$	
7.31	30.9	41.6	30.9	42.1
9.14	64.4	78.7	64.4	79.1
10.97	98.0	115.7	98.0	116.2

Fig. 3-6 において，最小値を与える石炭火力の比率（最適石炭火力比率）を様々な CO₂ 価格と LNG 価格で計算した結果が **Fig. 3-7** である。等高線が最適石炭火力比率を，塗潰しのプロットは CO₂ 価格が \$79/t-CO₂，LNG 価格が \$9.14/GJ における最適石炭火力比率が現状の 26.5%であることを示す。この計算において，石油火力比率は一定とした。等高線がほぼ等間隔であることから最適石炭火力比率は LNG 価格に対して正の比例，CO₂ 価格に対して負の比例と見なせる。LNG 価格を \$9.14/GJ-LNG で固定し，CO₂ 価格を増加させた場合，プロットから垂直方向に最適石炭火力比率は徐々に減少しながら，\$175 t-CO₂ 付近で 0 となる。このような徐々に変化する挙動はセキュリティを無視した場合とは異なる。セキュリティ無視の場合には単純にある一定の値（発電コスト差を CO₂ 原単位差で除した値）を境に，最大値と 0 が入れ替わる形となる。

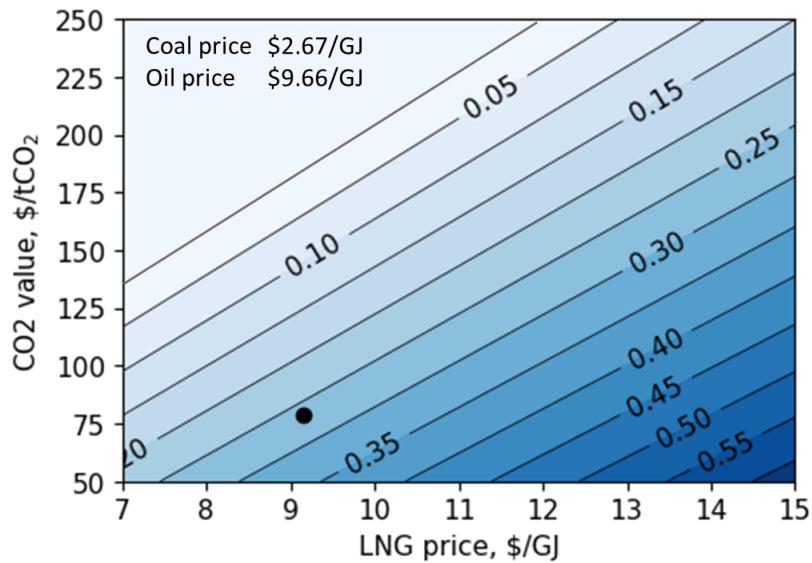


Fig. 3-7 LNG 価格および CO₂ 価格の感度

ここまでの評価は、燃料価格、発電効率、価格ボラティリティなど、計算に用いる諸元に依存するものの、セキュリティの費用化によって CO₂ 価格も含め、費用という一つの指標でエネルギー構成に関する定量的な議論を可能にする。

(3) 2030 年エネルギーミックスの評価

2015 年 7 月に策定された「長期エネルギー需給見通し」²⁾の一次エネルギー供給と電源構成より想定したエネルギー構成を基に前節と同様のケーススタディを行った。燃料価格は New Policy Scenario⁴⁴⁾による 2030 年値を、発電効率は 2 つの既報³⁴⁾⁸⁰⁾の 2030 年予測の平均を採用した (Table 3-10)。2030 年においても調達相手国のリスク重みおよび調達比率が変化しない前提で寡占指数 $ESMC_j$ 、その他のパラメータの変更はない。

Table 3-10 2030 年想定 of 諸元

	Electricity share, x^0	Fuel price, S_i \$/GJ	Efficiency η_i
LNG	0.267	11.28	55%
Oil	0.030	17.28	42%
Coal	0.264	2.96	44%
Ren, Others	0.439		

石油火力を固定し、石炭火力比率を変化させた場合の総費用差を Fig. 3-8 に示す。2030 年想定 of 電源構成 x^0 が総費用最小を与える CO₂ 価格は \$74/t-CO₂ と評価される。価格変動リスクを考慮しない場合 ($\sigma = 0$) は \$63/t-CO₂ となり、2014 年ケースとほぼ同様の評価となった。Fig. 3-9 は最適石炭火力比率に対する CO₂ 価格と LNG 価格の感度分析の結果を示す。前項のとの比較で 2030 年ケースは等高線が右下に移動し、間隔が狭くなっている。これは 2030 年の電源構成における再エネ・他の割合が 28% から 44% へ増加していることが主な原因である。図中の太線

は LNG 価格\$11.28/GJ における石炭火力比率が 0 となる限界点を示し、範囲は価格変動リスクを考慮しない場合($\sigma = 0$)と考慮した場合の幅である。

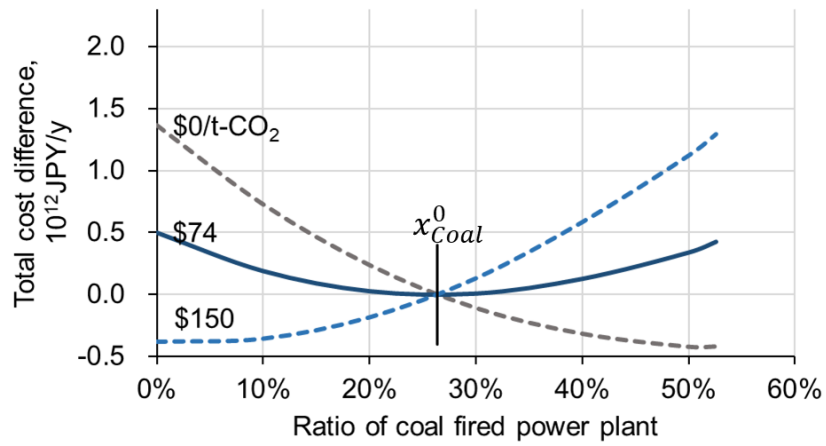


Fig. 3-8 総費用と石炭火力比率(2030 年)

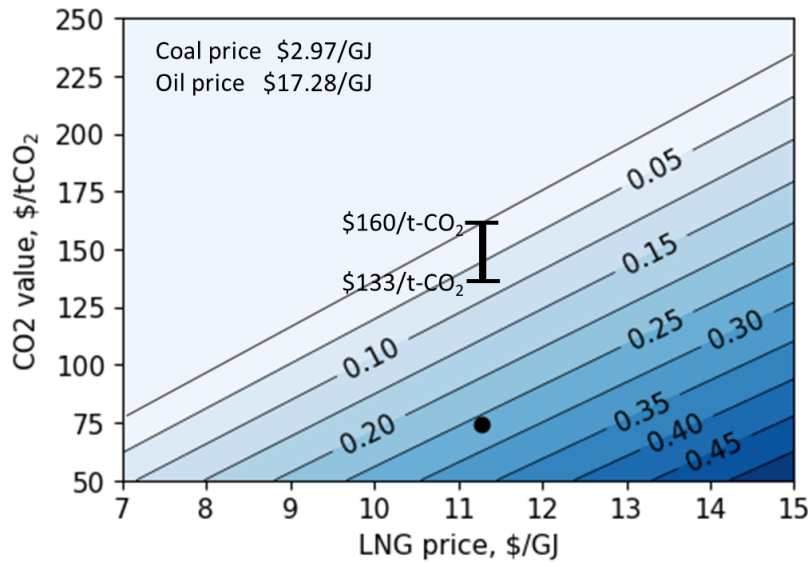


Fig. 3-9 LNG 価格および CO2 価格の感度(2030 年)

感度分析では、石炭価格は固定である。石炭と LNG の価格変動にある程度のリンクが存在することを考慮すると、最適石炭火力比率を与える等高線の傾きは、より緩やかになる。また、価格変動リスク対策としてプットオプション価値を当てることが高めの値になることは既に述べた。これらから、2030 年を想定した場合、CO₂ 価格として高くとも \$160/t-CO₂ 付近が石炭火力の稼働の限界点と考えられる。

3.2 エネルギーセキュリティを考慮した最適電源構成

前節は、エネルギーセキュリティの費用化手法の開発を目的としているため、追試を容易にする目的で、一つの変数についてのみ最適化を行う簡易な方法を採用した。本節では、第2章と同様に、複数の変数を対象とした最適化を、エネルギーセキュリティを統合して実施するために、新たなモデルおよび手法を構築し、最適化を実施した。目的関数が非線形になるなど、複雑化する問題に対する最適化手法についても検討を加えた。

3.2.1 最適化方法

全ての設備容量を決定変数とした最適化（第2章で用いた手法）に、エネルギーセキュリティを統合した場合、式(44)が備蓄日数の平方根 $\sqrt{t_j}$ を含むため非線形計画問題となり、一般に、実用的な時間で解が得られない。この課題に対し、計算手法の検討を実施した。第2章で用いた手法が1年分の全ての変数を同時に解く最適化であったのに対し、時間毎に費用最小化を行い、その操作を8760時間分繰り返す点が異なる。

(1) 非線形関数を導入した最適化

本検討では、2.2節の設備構成(Fig. 2-21)を用いる。本検討のエネルギーモデルでは、全て設備が連続的な設備量を取れる1台/1技術からなり、発電効率 η_j は出力 $y_{j,i}$ に依存せず常に一定と仮定している。

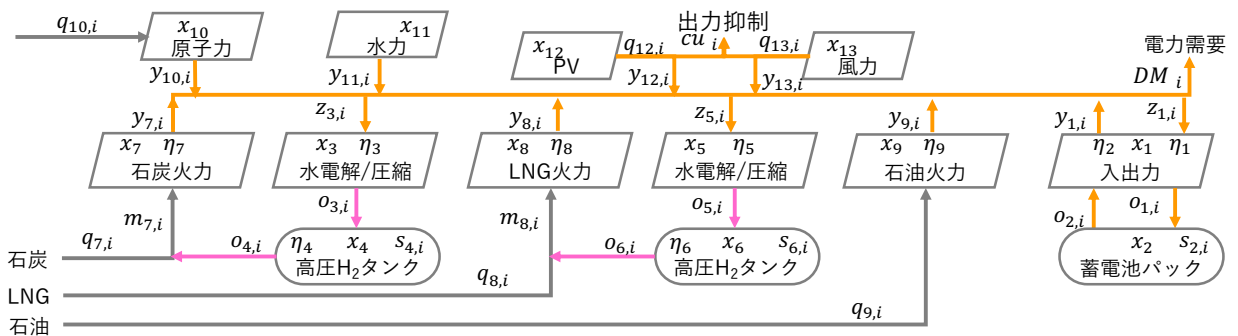


Fig. 2-21 水素混焼を含む設備構成とエネルギーフロー

ある時間 i に限定した場合、費用が最小となる各設備の出力 $y_{j,i}$ は、燃料費が最小となる出力に等しい。この時、設備設置量 x_j は固定である。ある時間 i の燃料費を CQ_i とすると、燃料単価 CF_j 、燃料供給量 $q_{j,i}$ 、出力は式(52)の関係となる。

$$CQ_i = \sum_{j=1}^{13} cq_{j,i} \quad (52)$$

$$cq_{j,i} = CF_j \cdot q_{j,i} = CF_j \cdot y_{j,i} / \eta_j$$

燃料単価 CF_j および発電効率 η_j は一定であるため、 CF_j / η_j (時間当たり出力当たりの燃料費に相当)の小さい順に出力の優先順位が付く。つまり、予め定まる CF_j / η_j の小さい設備の出力 $y_{j,i}$ を最大にすることが、燃料費 CQ_i を最小とすることになる。Table 2-1, Table 2-2の諸元からこの優

先順位は CF_j/η_j の小さい順に、再エネ、蓄電池放電、石炭火力、LNG 火力、石油火力の順となる。ただし利用可能な水素が存在する場合には、混焼割合で補正される。 CF_j/η_j は出力、時間に依存しないため、全ての時刻において優先順位に従い制約条件を満たす出力が一意に決定される。

各時刻における出力 $y_{j,i}$ の他の変数 (Fig. 2-21 の $z_{j,i}, q_{j,i}, o_{j,i}, s_{j,i}, cu_i$ 等)は、全て内生変数化される ($y_{j,i}, x_j$ を与えれば、他の変数は一意に定まる)、決定変数は設備容量 ($x_j, j = 1 \sim 13$) の 13 個となる。原子力発電と水力発電は定数として与えるため、計算過程では 11 個となる。

また、式(5)~(20)で示される制約条件は内生変数が決定される手順で満たされるため、設置量 x_j の範囲に関する式(3)、式(4)および CO_2 排出量に関する式(17)を制約条件として、目的関数を最小化する問題となる。

この方法では、目的関数の計算に複数のステップが必要となる。具体的には、毎回更新される x_j から、時間毎に費用最小となる運転状態を 8760 時間分求める。その値から 8760 時間分の費用を合計し、年間総費用とする。この操作全体が、 x_j を変数とする非線形の目的関数となる。結果的に、式(3), (4), (17)の制約条件で上記目的関数を最小化する非線形計画問題(NLP)となる。

(2) エネルギーセキュリティを統合したモデル

目的関数は、式(53)示すエネルギーセキュリティ費用を含む総費用とする。これは前章で用いた式(24)の目的関数にCSが加わった式であるが、CSが式(54)に示すように非線形となる。

$$F(\mathbf{X}) = CS + \sum_{j=1}^{13} CC_j \cdot x_j + \sum_{j=7}^{10} CF_j \sum_{i=1}^{8760} q_{j,i} \quad (53)$$

セキュリティ費用CSは前述の式(35)(36)(44)から以下のように表すことができる。

$$CS = \sum_j CS_j \sum_k Q_{j,k} \quad (54)$$

ただし、

$$CS_j = (CCAP_j + COM_j + CF_j \cdot CBOG_j)t_j + \frac{CF_j \sigma_j}{\sqrt{2\pi}} \sqrt{t_j}$$

$$t_j = a ESMC_j \sum_k (v_k P_{j,k}^2)$$

式(54)の $Q_{j,k}$ は燃料種 j 、用途 k の年間燃料消費量で式(55)に示す。 $P_{j,k}$ は用途 k に占める燃料種 j の割合(式(56))、 v_k はエネルギー消費全体に占める用途 k の割合である(式(57))。これらは最適化の過程で内生的に決定される時間毎の燃料消費量 $q_{j,i}$ から計算される。電力分野($k = 1$)以外の $Q_{j,k}$ 、 $P_{j,k}$ は定数として与える。

$$Q_{j,1} = \sum_{i=1}^{8760} q_{j,i} \quad (55)$$

$$P_{j,k} = Q_{j,k} / \sum_{j=1}^4 Q_{j,k} \quad (56)$$

$$v_k = \sum_{j=1}^4 Q_{j,k} / \sum_{k=1}^3 \sum_{j=1}^4 Q_{j,k} \quad (57)$$

式(53)で示される目的関数の値を得るには、毎回更新される x_j からプログラムとして記述された複数のステップからなる関数を 8760 回実行する必要がある。プログラムの中で、等号で表現される制約式は、代入の形で、不等号で表現される制約式は if 文などを用い、条件を満たす値が順に決定される。この扱いにより、目的関数および制約条件を非線形とすることが可能となる。前章の大規模な LP 問題の場合に比べ、目的関数の計算には時間を要するが、収束までの繰り返しの大幅減が、計算時間の短縮に繋がっている。

構築した手法は、前節で指摘した完全予測とは異なる性質を持つ。第 2 章における最適化は、電力需要および再エネ出力が予め分かっている(完全な予測が可能な)場合の解となる。一方で、NLP を用いた本手法は時間ごとに、費用最少となる各設備の出力が決定されるため、結果として実際の運転を模倣した最適化となっている。

本手法のプログラムには Python を用い、非線形最適化は Python のライブラリである scipy に含まれる optimize 関数⁸¹⁾を用いて実施した。非線形最適化は一般的に、収束値が極小値を与える。極小値が初期値に依存するため、広域最適解を得るには、異なるいくつかの初期値による繰り返しが必要である。本研究では scipy に実装されている Basin hopping⁸¹⁾と呼ばれる方法を用いて対処した。

ここで示した方法は、非線形関数を含む複雑なモデルの取り扱いが可能となること、また計算時間の点で利点を持つが、手続きの記述が複雑になるため、制約条件の追加、変更などには、大きな手間を要する点が欠点となる。大規模 LP の場合には、モデラーが利用可能なため、数式表現に近い形でコーディングが可能で、追加・削除も簡単に行える。一方、本手法は Python の文法による記述に加え、制約条件に矛盾がないように、その記述の順序も重要になるなど、コーディングに注意と時間を要する(付録 3 参照)。一連の最適化の手続きを **Fig. 3-10** にフローチャートで示す。内側の非線形最適化が SLSQP(Sequential Least Square Quadratic Programming)で実施され、その中で、前述の複数ステップによる目的関数の算出を行う関数が呼ばれる。SLSQP で得られた極小値は、保持されているこれまでの極小値と比較され、より小さい場合は保持、大きい場合は、無視される。この最適化が異なる初期値について予め指定された回数、本研究では 10 回が繰り返され、最適解を得る。新たな x_j の初期値の設定は、scipy に実装されている basinhopping によって自動的に設定される。

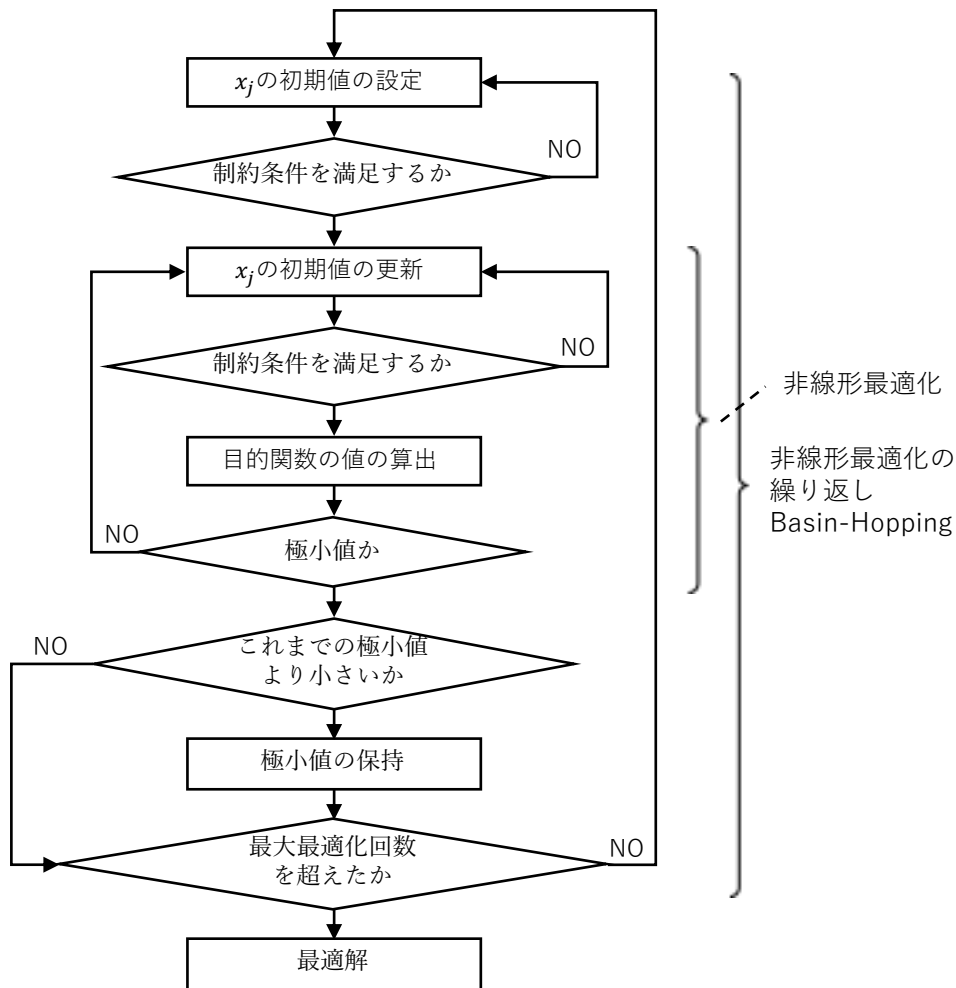


Fig. 3-10 最適化のフローチャート

このような方法は、制約条件で示される変数間の関係を人が判断してプログラム化するため、ミスも起こりやすく、検証作業は必須である。本手法(NLP)の妥当性の検証のため、第2章で既に得られている結果との比較を行った。それぞれの方法で得られた最適解における目的関数の値(総費用)と最適設備容量について比較した結果を **Table 3-11** に示す。370, 300, 250gCO₂/kWhの制約で、2種類の手法から得られた最適設備容量および目的関数の値は、十分な一致を示しており、構築したNLPによるモデルは妥当なものと判断した。エネルギー貯蔵設備が選択されるより低いCO₂制約における2つの手法の違いについては、次節で議論する。

全ての変数および制約条件をLPとして解いた場合、決定変数：約19万、制約条件：32万の規模の問題となり、一回の最適化に要する時間は平均1379秒であった。一方でNLPとして解いた場合、平均14秒と1/100の計算時間であった。この最適化手法を用い、次節でエネルギーセキュリティを考慮した最適電源構成について検討する。

Table 3-11 最適化手法の比較(非線形計画法:NLP と線型計画法:LP)

排出原単位, gCO ₂ /kWh	370.0		300.0		250.0	
	NLP	LP	NLP	LP	NLP	LP
目的関数(総費用)	477.2	477.2	508.6	508.6	531.2	531.2
原子力	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178
水力	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
石炭火力	0.178	0.178	0.089	0.089	0.026	0.026
LNG火力	0.644	0.644	0.732	0.732	0.796	0.796
石油火力	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
風力	0.133	0.133	0.163	0.163	0.183	0.183
PV	0.054	0.054	0.090	0.089	0.104	0.103
蓄電池 入出力部, kW	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
蓄電池 貯蔵部, kWh	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
水素混焼 入出力部, kW	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
水素混焼 貯蔵部, kWh	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

3.2.2 エネルギーセキュリティを考慮した最適電源構成

構築した非線形最適化を用い、2030年およびさらなるCO₂排出削減が求められる環境における最適電源構成を求め、エネルギーセキュリティの考慮が与える影響について考察する。

(1) 2030年エネルギーミックス

2030年を想定し、我が国が目標としている370gCO₂/kWhのCO₂排出制約を達成するために、エネルギーセキュリティ費用を含む総費用を最小化する最適電源構成（供給比率）および最適設備容量を算出した。結果は、セキュリティ費用を考慮しない場合との比較でTable 3-12に示す。Fig. 3-11はkWh基準の供給比率（最適電源構成）を示す。セキュリティ費用を考慮した場合、石炭火力および再エネが増加し、LNG火力が減少した構成となる。これは、国産のエネルギーである再エネにセキュリティ費用が発生しないこと、石炭の単位エネルギーあたりのセキュリティ費用が比較的低いこと、一次エネルギーの分散による寡占度の低下が原因である。

Table 3-12 セキュリティ考慮の影響(370gCO₂/kWh)

セキュリティ考慮	供給比率(kWh基準)		設備容量	
	有	無	有	無
原子力	20.0%	20.0%	0.178	0.178
水力	5.8%	5.8%	0.080	0.080
石炭火力	29.6%	27.8%	0.193	0.178
LNG火力	36.0%	40.0%	0.628	0.644
石油火力	0.0%	0.0%	0.000	0.000
風力	5.5%	5.3%	0.138	0.133
PV	3.2%	1.0%	0.168	0.054

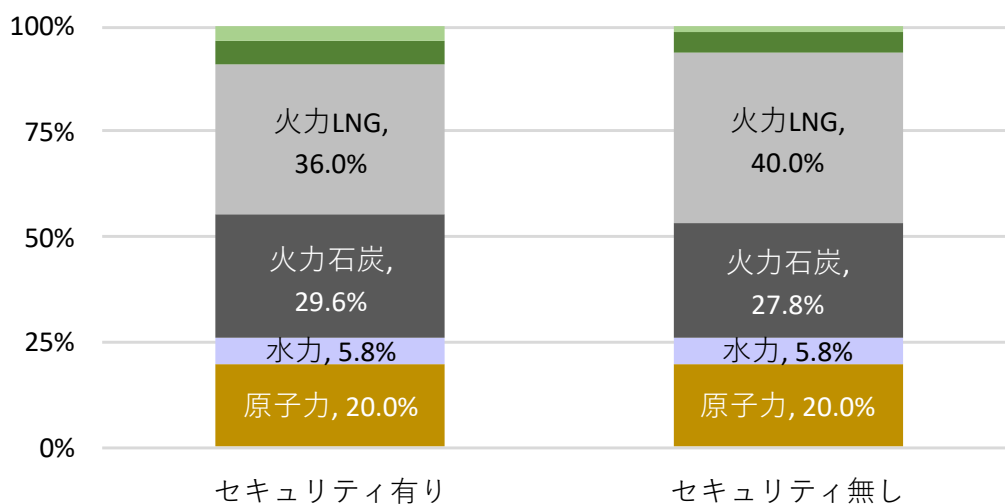


Fig. 3-11 最適電源構成におけるセキュリティ費用考慮の影響

最適電源構成におけるセキュリティ費用の詳細をTable 3-13に示す。表中の費用は年間電力需要:5460kWh(最大電力需要:1kW)の時の年間費用を\$で示し、セキュリティ費用は資本費と維持費の合計を設備費他で、ボイルオフと価格変動リスク対策費用の合計を陳腐化費用として示

す。セキュリティ費用合計\$121 は総費用\$580 の 21%と比較的大きく、内訳は設備費他と陳腐化費用が同程度となっている。陳腐化費用に占めるボイルオフは石油、石炭では無視できるため、式(54)からも燃料価格および価格ボラティリティの影響が大きいことがわかる。用途別の一次エネルギー消費(Table 3-14)のうち自動車およびその他の用途は定数として与え、電力用途は最適化の中で決定される。自動車用途では石油が 100%の寡占度であることから、必要となる備蓄日数が最も多く、石油が最も高いセキュリティ費用となっている。セキュリティ費用は全ての用途をカバーするため、発電費用とセキュリティ費用の合計で電力費用を見積もることができない点に注意する必要がある。仮に用途別、燃料種別の一次エネルギー消費量の割合でセキュリティ費用を負担すると考えた場合、電力分野の負担は\$34.1 となり、総費用\$459 の 7%程度となる。

Table 3-13 セキュリティ費用詳細(\$)

	備蓄日数 days	セキュリティ費用, \$			発電費用, \$		総費用 \$
		設備費他	陳腐化費用	合計	設備費	燃料費	
石炭	68.7	30.2	3.0	33.2	48.4	43.0	
LNG	19.7	13.7	13.1	26.8	72.1	159.5	
石油	82.2	20.6	40.3	60.9	0.0	0.0	
再エネ他	原子力				54.8	16.9	
	水力				32.9	0.0	
	風力				31.3		
	PV				18.9		
		64.4	56.4	120.8	239.5	219.4	579.7

Table 3-14 一次エネルギー消費内訳(GJ)

	電力	自動車	その他	合計
石炭	14.5	0.0	12.3	26.8
LNG	14.1	0.0	9.4	23.5
石油	0.0	7.5	26.4	33.9
再エネ他	6.8	0.0	0.4	7.2
合計	35.4	7.5	48.4	91.4

(2) CO₂削減へのエネルギーセキュリティの影響

エネルギーセキュリティを考慮することが、最適電源構成にどのような影響を与えるかについて検討を行った。異なる CO₂ 排出制約、370~200CO₂/kWh における最適設備容量の比較を Fig. 3-12 に示す。図の縦軸は設備容量を最大電力需要を 1kW として、横軸は CO₂ 排出制約ごとに、セキュリティを考慮した場合としない場合を並べて示す。CO₂ 排出制約の低下に伴い、石炭火力が減り、LNG 火力と再エネが増える。石炭火力と LNG 火力の合計は、0.8kW 程度でほとんど変化していない。これは、原子力+水力+火力発電の合計に関する下式(式(10)) で示される予備力に関する制約によるもので、セキュリティ考慮の有無に関係ない。

$$\sum_{j=7}^9 x_j + \sum_{j=10}^{11} CPF_j x_j > (1 + rsv) \max(DM_i)$$

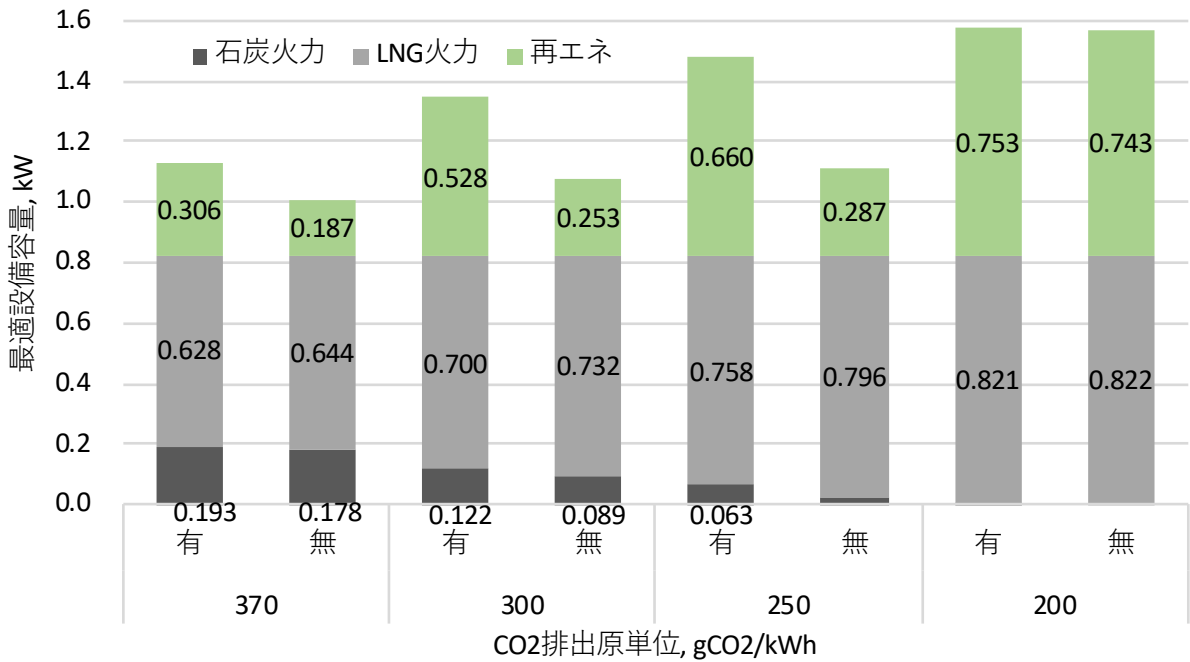


Fig. 3-12 セキュリティ考慮の有無による最適設備容量の比較

セキュリティを考慮した場合、石炭火力と再エネの設備容量が、セキュリティを無視した場合に比べ増加している。例えば、300gCO₂/kWh 制約におけるセキュリティ考慮の有無による石炭火力容量の差は0.033となるが、これは九州地域の電力需要で換算すると54万kWの設備に相当する。再エネの差0.274は462万kW(4.6GW)に相当する。当然ながら、電力コストだけを考えた場合、セキュリティを無視した最適設備容量の構成がより低いコストとなる。しかし、この時のセキュリティレベルは、現状に比べ低下している。この構成のまま、セキュリティレベルを現状と同等にするために、備蓄などのセキュリティ費用を加えた場合、セキュリティを考慮した最適設備容量の総コストを上回る。

石炭火力がほぼ0となる200 gCO₂/kWh 制約では、セキュリティ考慮の有無による差は僅かである。その差はセキュリティを考慮した場合、再エネが九州地域換算で16万kW多く、LNG火力が1.7万kW少ない。200gCO₂/kWh 以下の制約では、さらなるCO₂削減に再エネ導入以外の選択肢がない。この状況では、PV、風力およびエネルギー貯蔵設備の組み合わせの問題となり、それらをどのように組み合わせても、エネルギーセキュリティレベルに変化がないためである。

Fig. 3-12 から再エネと石炭火力の設備容量(kW)を Fig. 3-13 に、その時の最適電源構成をパーセントで Fig. 3-14 に、詳細な値を Table 3-15 に示す。Fig. 3-12 では、セキュリティを考慮しない場合(破線)、石炭火力からLNG火力への転換が優先的に起こり、225gCO₂/kWh では石炭火力は0となっている。これに伴い、再エネのカーブは緩やかに上昇し、石炭火力が0となる

225gCO₂/kWh 辺りから急激に増加する。一方、セキュリティを考慮した場合(実線)、石炭火力の減少および再エネの増加は、200 gCO₂/kWh 辺りまでより単純に変化する。供給割合(kWh 基準)についても、設備容量と同様な傾向が見られる。

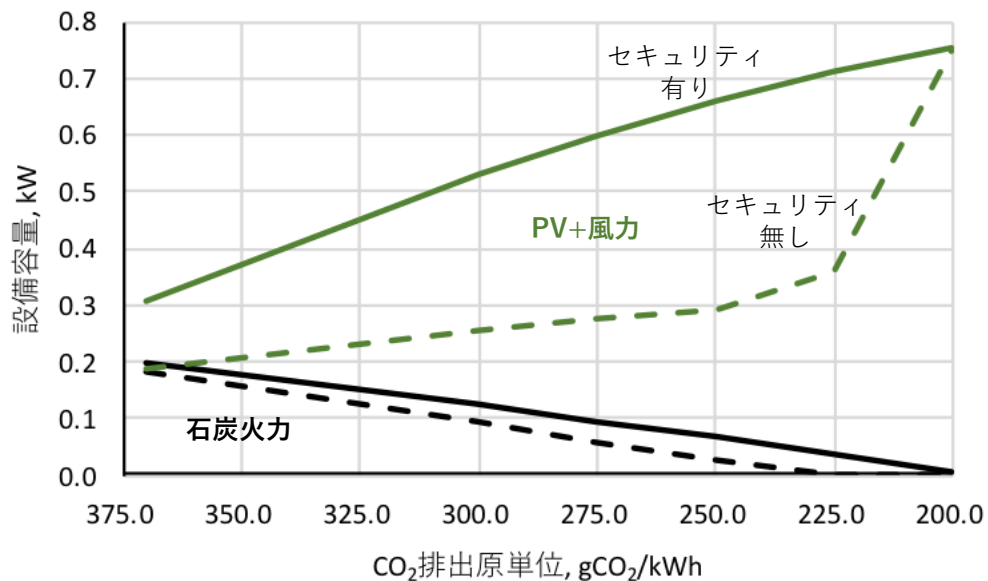


Fig. 3-13 設備容量と CO₂ 排出制約

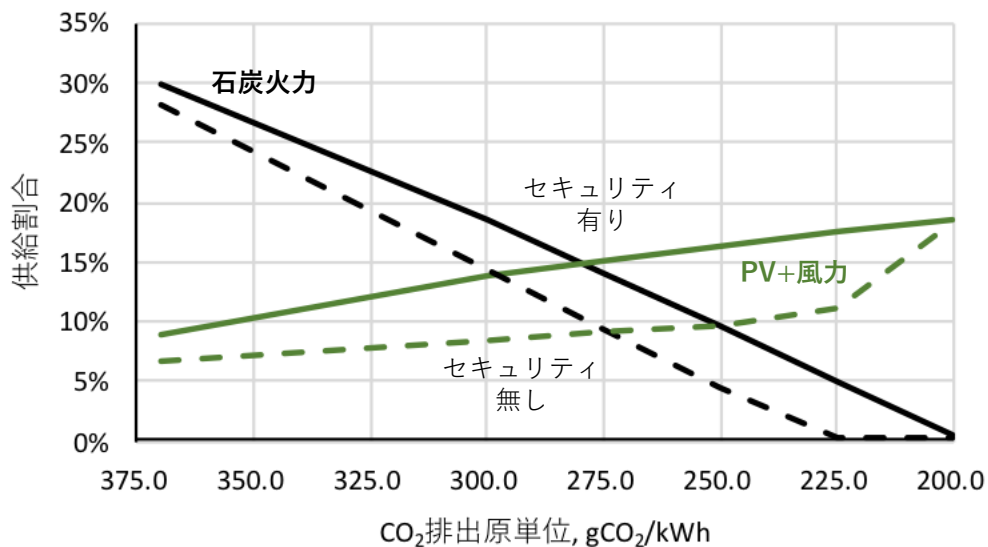


Fig. 3-14 電源供給割合と CO₂ 排出制約

この結果は、現状のセキュリティレベルを維持しつつ、今後 CO₂ 削減を実施する対策において、より緩やかな石炭火力の減少が有利であることを示す。

Table 3-15 セキュリティを考慮した最適化による最適設備容量

排出原単位, gCO ₂ /kWh	370	300	275	250	225	200	175	150	125
最適設備容量(kW)									
原子力	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178
水力	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
石炭火力	0.193	0.122	0.093	0.063	0.032	0.001	0.000	0.000	0.000
LNG火力	0.628	0.700	0.729	0.758	0.789	0.821	0.822	0.822	0.822
石油火力	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
風力	0.138	0.199	0.220	0.242	0.270	0.296	0.431	0.556	0.737
PV	0.168	0.329	0.375	0.418	0.440	0.456	0.659	0.939	1.218
蓄電池 入出力部, kW							0.097	0.222	0.300
貯蔵部, kWh							0.518	1.387	2.011
貯蔵時間							5.3	6.2	6.7
水素混焼 入出力部, kW						0.007	0.117	0.246	0.470
貯蔵部, kWh						0.005	0.083	0.172	0.336
貯蔵時間						0.7	0.7	0.7	0.7
最適電源構成(kWh基準)									
原子力	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%
水力	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%
石炭火力	29.6%	18.2%	13.8%	9.4%	4.8%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%
LNG火力(LNGによる発電)	36.0%	42.5%	45.5%	48.8%	52.2%	55.9%	49.2%	42.2%	35.1%
水素による発電	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	1.0%	2.2%	4.8%
石油火力	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
風量+PV	8.7%	13.5%	14.9%	16.1%	17.2%	18.1%	21.8%	24.0%	25.6%
蓄電池放電	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.1%	5.8%	8.6%

最適化結果から、各最適解における備蓄日数、セキュリティ費用、発電費用を抜き出し、Table 3-16 に、費用のプロットを Fig. 3-15 に示す。表中の費用は最大電力需要が 1kW の時の年間費用を\$で示している。

Table 3-16 備蓄日数、費用および限界削減費用(MAC)

排出原単位, gCO ₂ /kWh	370	300	275	250	225	200	175	150	125
備蓄日数 石炭	68.7	42.6	35.3	29.6	26.0	24.8	25.2	25.6	26.1
days LNG	19.7	27.6	31.7	36.6	42.3	49.0	41.4	33.6	26.4
石油	82.2	84.1	84.8	85.5	86.1	86.7	88.1	89.6	91.1
費用 セキュリティ	121	117	119	124	132	142	128	115	104
\$ 発電	478	513	526	539	553	566	616	683	762
合計	599	630	645	664	685	708	744	798	866
限界削減費用, \$/tCO ₂	59	107	126	145	165	186	341	446	564

セキュリティ費用は、200gCO₂/kWh で最大値を取る。これは、200gCO₂/kWh において、最適電源構成に占める LNG 火力の割合が最大となり、これに伴い一次エネルギー消費も最大となるためである（一次エネルギー消費は Table 3-17 に示す）。その後、再エネの増加によって一次エネルギー消費が減るため、セキュリティ費用は低下する。発電費用は、再エネ増加によって 200gCO₂/kWh 辺りから急激に増加する。限界削減費用も同様である。このようにセキュリティを考慮した最適化においては、再エネ設置や余剰電力活用のためのエネルギー貯蔵技術の設置などエネルギー国産化につながる対策を有利に扱う。前節 3.1.3(3) で行った簡易的な評価においては、セキュリティを考慮しても石炭火力が寄与できる CO₂ 価格(価格)の限界は 160\$/tCO₂

であった。Table 3-15, Table 3-16 に示すように、本最適化では $200\text{gCO}_2/\text{kWh}$ 制約で石炭火力がほぼ0となっており、その限界は $186\$/\text{tCO}_2$ と解釈される (CO_2 価格と限界削減費用は等価)。3.1.3(3) 節における $160\$/\text{tCO}_2$ との違いは、前節の評価が石炭火力と LNG 火力の容量だけを変数として扱っていることによる。

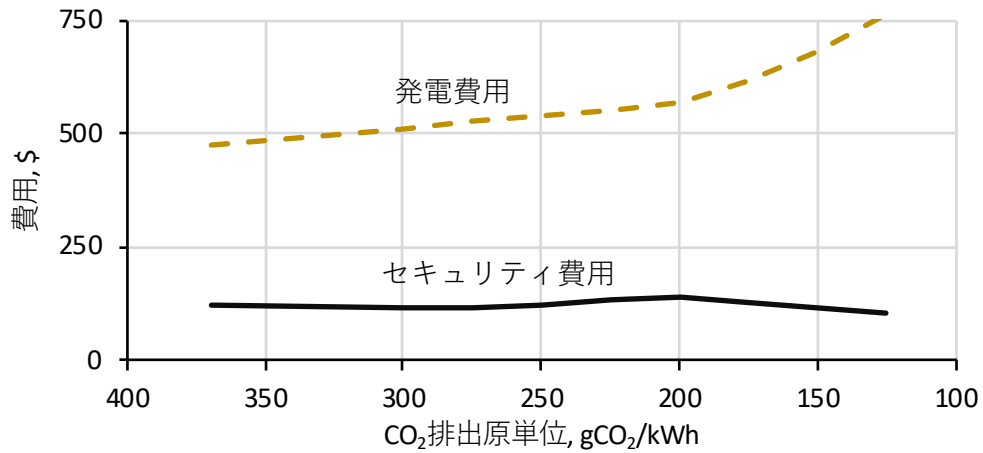


Fig. 3-15 発電費用とセキュリティ費用

Fig. 3-16 にセキュリティ費用に対応する燃料毎の備蓄日数をプロットする。セキュリティ費用に対応して LNG の備蓄日数は、 $200\text{gCO}_2/\text{kWh}$ で最大値を取り、石炭は単純に減少する。全ての最適電源構成において石油は選択されていないが、 CO_2 排出原単位の低下に伴い備蓄日数が僅かに上昇している。これは石炭と LNG との発電効率の違いにより電力用途で消費される一次エネルギー総量が減り、結果として、電力以外の用途で使用される石油の比率が上昇したためと考えられる。

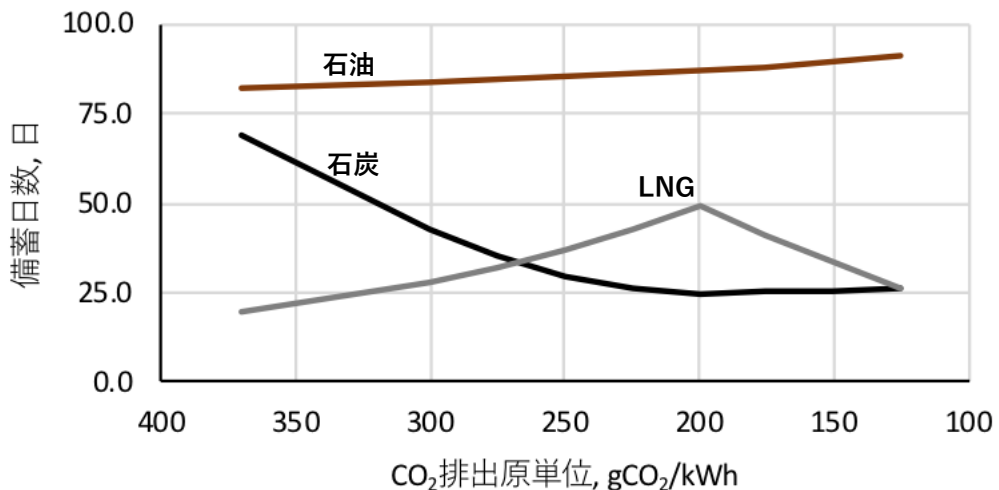


Fig. 3-16 備蓄日数の推移

Table 3-17 一次エネルギー消費内訳(単位：GJ)

排出原単位, gCO ₂ /kWh		370	300	275	250	225	200	175	150	125
電力	石炭	14.5	8.9	6.8	4.6	2.4	0.1	0.0	0.0	0.0
	LNG	14.1	16.7	17.9	19.2	20.5	22.0	19.3	16.6	13.8
	石油	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	再エネ他	6.8	7.7	8.0	8.2	8.5	8.6	10.0	11.4	12.7
	小計	28.7	25.6	24.7	23.8	22.9	22.0	19.3	16.6	13.8
自動車 その他	石油	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
	石炭	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3
	LNG	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4
	石油	26.4	26.4	26.4	26.4	26.4	26.4	26.4	26.4	26.4
	再エネ他	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
	小計	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4
燃料別	石炭	26.8	21.2	19.0	16.9	14.6	12.3	12.3	12.3	12.3
	LNG	23.5	26.1	27.3	28.5	29.9	31.3	28.7	26.0	23.2
	石油	33.9	33.9	33.9	33.9	33.9	33.9	33.9	33.9	33.9
	再エネ他	7.2	8.1	8.4	8.6	8.9	9.1	10.4	11.8	13.2
	総合計	91.4	89.3	88.6	87.9	87.3	86.6	85.3	83.9	82.5

再エネの大量導入におけるエネルギーセキュリティ考慮の有無を 100gCO₂/kWh 制約で比較する。Table 3-18 の 1, 2 列目がセキュリティ考慮の有無による最適解の比較である。100gCO₂/kWh 制約では、セキュリティの考慮による違いはなく、2つの解は一致している。PV と風力の設備容量は上限であり、蓄電池と水素混焼が余剰電力を活用し、100gCO₂/kWh を満足させている。この2つのエネルギー貯蔵技術の選択には、エネルギーセキュリティの上で大きな差がないことを示している。

Table 3-18 セキュリティ考慮の影響(100gCO₂/kWh)

最適化方式	NLP(予測無)		LP(完全予測)	
	有	無	無	
セキュリティの考慮				
石炭火力	0.000	0.000	0.391	
LNG火力	0.822	0.822	0.391	
石油火力	0.000	0.000	0.431	
風力	0.982	0.982	0.709	
PV	1.514	1.514	1.514	
蓄電池	入出力部, kW	0.732	0.731	2.935
	貯蔵部, kWh	2.526	2.523	5.718
	貯蔵時間	3.5	3.5	1.9
水素混焼	入出力部, kW	0.352	0.352	0.156
	貯蔵部, kWh	2.487	2.487	0.700
	貯蔵時間	7.1	7.1	4.5
余剰電力	充電	718	718	927
	水素製造	1314	1313	407
内訳, kWh	抑制	242	243	190

本節の最適化では、実施可能解(全ての制約条件を満足する解)が得られる限界が 85gCO₂/kWh 辺りとなることから、上記の比較は 100gCO₂/kWh で実施している。この限界は、第2章の最適化では 60gCO₂/kWh 辺りである。この差は、第2章の最適化が、電力需要および再エネ出力が予め分かっている(完全な予測が可能な)場合であるのに対し、NLP を用いた本手法は時間ごとに、費用最少となる各設備の出力が決定されることによる。Table 3-18 の 3 列目が LP(2.2 節)

による 100gCO₂/kWh の結果である。LP(完全予測)では、少ない風力の設置で 100gCO₂/kWh を達成している。これは、2.1.2 と 2.2.2 節で示したように、充電とほぼ同時の放電や蓄電池を介した水素製造・混焼など、エネルギー貯蔵設備が最も効率的に利用されることで、余剰電力の活用に差が出たためである。

(3) 感度分析

セキュリティを考慮した最適電源構成において、セキュリティ費用が最大となる 200gCO₂/kWh 制約を基準として、LNG 価格の感度分析を行った。LNG 価格を基準の 70%～150%の範囲で変化させた時の備蓄日数と費用への影響を Table 3-19 に示す。その時の最適電源構成(kWh 基準)を縦軸に、LNG 価格を横軸にとり Fig. 3-17 に示す。

Table 3-19 LNG 価格の感度分析(200gCO₂/kWh 制約)

LNG価格	\$/GJ %	7.90	11.28	14.66	16.92
		70%	100%	130%	150%
備蓄日数	石炭	24.8	24.8	25.6	27.1
	LNG	49.5	49.1	39.4	32.7
	石油	86.7	86.7	87.2	87.6
費用 \$	セキュリティ	0.22	0.24	0.23	0.22
	発電	0.83	0.95	1.10	1.19
	合計	1.05	1.19	1.33	1.41

必要な備蓄日数は最適電源構成に応じて、LNG は減少、石炭が増加する。年間の費用の合計は、LNG 価格の上昇で、単純に増加しているが、セキュリティ費用は基準とした 11.28\$/GJ で最大となっている。これは、LNG 価格に対するセキュリティ費用の感度が発電費用に比べ相対的に高いことを意味する。

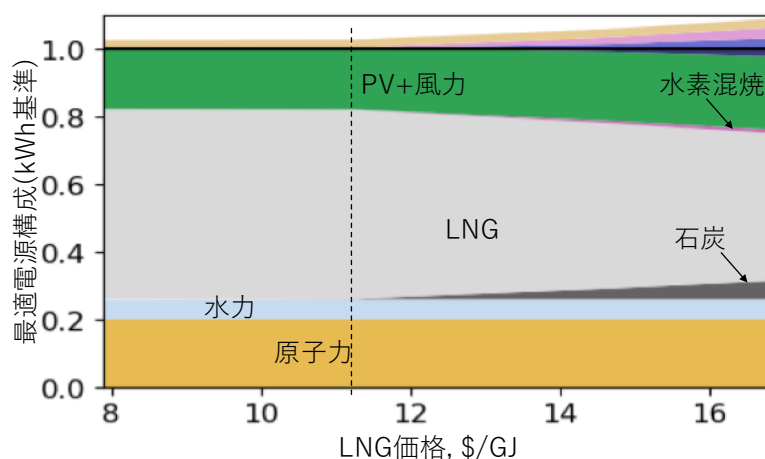


Fig. 3-17 LNG 価格と最適電源構成

セキュリティ費用は前節の式(54)で示される。LNG の場合、ボイルオフCBOG_jが 0 ではなく、価格変動リスクへの対策費を示す右辺第 2 項の価格ボラティリティ σ_j が、石油、石炭に比べ大きい

い。このことが、LNG 価格 CF_j のセキュリティ費用への感度が高い理由と考えられる。

$$CS_j = (CCAP_j + COM_j + CF_j \cdot CBOG_j)t_j + \frac{CF_j \sigma_j}{\sqrt{2\pi}} \sqrt{t_j} \quad (54)$$

$$t_j = a ESMC_j \sum_k (v_k P_{j,k}^2)$$

Fig. 3-18 には感度分析で得られた発電設備の、Table 3-20 にはエネルギー貯蔵設備の設備容量を示す。発電設備では、LNG 価格の上昇に伴い、LNG 火力の減少、石炭火力と再エネの増加で、CO₂ 排出制約を維持している。再エネの増加に伴いエネルギー貯蔵設備も増加しているが、蓄電池では貯蔵時間が増加している(貯蔵部の増加が入出力部の増加に比べ多い)のに対し、水素混焼設備の貯蔵時間に変化がないことが特徴となっている。これは、第2章で示した水素が長時間のエネルギー貯蔵ではなく、リアルタイムに近い形での水素製造、混焼に利用されていることによる。

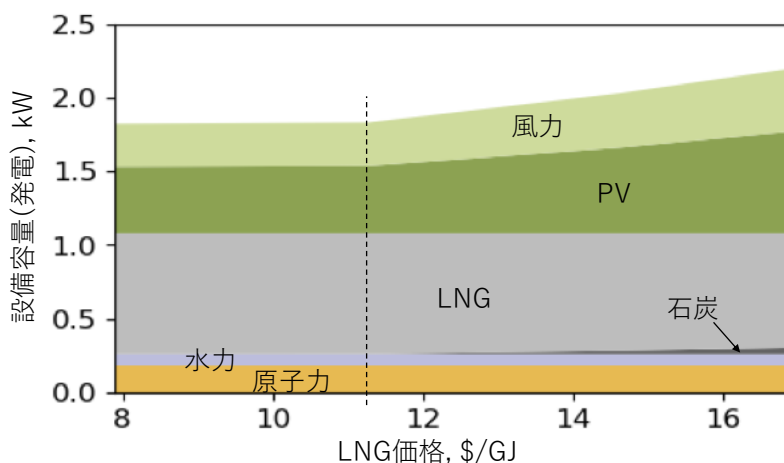


Fig. 3-18 感度分析における最適設備容量(発電)

Table 3-20 感度分析における最適設備容量(エネルギー貯蔵)

LNG価格	\$/GJ	7.90	11.28	14.66	16.92
	%	70%	100%	130%	150%
蓄電池	入出力部, kW	0.000	0.000	0.051	0.109
	貯蔵部, kWh	0.000	0.001	0.247	0.592
	貯蔵時間		3.7	4.9	5.4
水素混焼	入出力部, kW	0.003	0.006	0.080	0.125
	貯蔵部, kWh	0.002	0.004	0.056	0.088
	貯蔵時間	0.7	0.7	0.7	0.7

3.3 第3章のまとめ

本章では、燃料備蓄によって、セキュリティ上のリスクが受け入れ可能な程度に緩和されるとの仮定に立ち、備蓄日数をセキュリティインデックスの関数として定義した。この定義を基に、エネルギー構成に対応したセキュリティ費用を計算する手法を提案した。また手順の中でプットオプション価値に簡便な近似式を用いる方法の評価を行い、結果としてエネルギーセキュリティを費用化するための下式を提案した。

$$CS_j = (CCAP_j + COM_j + S_j \cdot CBOG_j)t_j + \frac{S_j \sigma_j}{\sqrt{2\pi}} \sqrt{t_j}$$

$$t_j = a \times esi_j$$

$$esi_j = ESMC_j \sum_{k=1} (v_k q_{j,k}^2)$$

この関係式により、一次エネルギー構成に対応した燃料ごとに必要な備蓄日数、およびその費用との関係を明確にし、エネルギーセキュリティを費用に換算することを可能とした。これまで個別に論じられてきたエネルギーセキュリティを、経済性および環境適合性との統合を可能とするこれらの結果は、本研究の重要な成果の一つである。

開発した手法をもとに現状および2030年想定エネルギーミックスを検証した結果、CO₂価格として\$60~80/t-CO₂の時にセキュリティを含む総費用最小を与える火力発電構成に近いと評価された。この結果は、これまで2030年エネルギーミックスに対する定性的な解釈「エネルギーセキュリティ上、一定の石炭火力が必要」に対し、定量的な根拠と条件を与えることになる。また、石炭火力のエネルギーセキュリティ上の限界についても、以下のような定量的解釈を可能とした。CO₂価格が\$160/t-CO₂を超える社会環境では、CCSなどの技術革新や燃料価格の大きな変化が無い限り、セキュリティ対策を含めても石炭火力が総費用最小化に寄与する可能性が低い。

エネルギーセキュリティを統合した目的関数によるエネルギーモデルを新たに構築し、最適化を実施した。セキュリティを考慮した目的関数は非線形となるが、改良した手法は、非線形関数が容易に取り込めること、加えて計算時間が大幅に短縮されることを示した。開発した2重ループを用いた最適化は、記述が複雑になる欠点を持つが、エネルギーセキュリティに限らず非線形関数の扱いが必要なエネルギーモデルに有効な最適化手段となり得る。

この手法を用い最適電源構成を求めた結果、2030年を想定した370gCO₂/kWh制約では石炭火力、LNG火力、原子力を含む再エネの比率がそれぞれ29.6%、36.0%、34.4%となり、その時のセキュリティ費用の電力分野負担は発電費用総額の7%程度と見積もられた。

今後の電力におけるCO₂原単位の削減過程において、セキュリティを考慮した最適電源構成は、より緩やかな石炭火力の減少が有利であることを示した。また、セキュリティ費用は200gCO₂/kWhにおいて極大値を取るが、その後、再エネの拡大およびエネルギー貯蔵技術の導入により、低下することが分かった。

第4章 自動車分野を統合した解析

ここまで、一次エネルギー消費量の最も多い系統電力分野について検討を行ってきた。一次エネルギーの消費量で次に来る自動車を主とする運輸部門の低炭素化も重要な課題である。自動車分野では、内燃機関(ICE: Internal Combustion Engine)の効率向上に加え HV, PHEV などの電動化への活発な動きが見られ、今後、走行時に CO₂を一切排出しない EV や FCV の普及が進むと考えられる⁸²⁾。貯蔵、輸送の容易な液体燃料がこれまで自動車分野のエネルギーを独占し、そのことがエネルギーセキュリティのための石油備蓄の主要因となっている。輸送用液体燃料の電気や水素へのシフトは大幅なインフラの変更を伴う難易度の高い課題である。前節までの検討において電力分野の CO₂削減に、蓄電池や水素を利用したエネルギー貯蔵が必須となることを示した。インフラ最適化の視点から、電力分野と自動車分野とを統合した解析は興味ある問題である。

将来の車種構成に関しては、CO₂排出や普及台数を制約に加え多目的関数を用いた最適車種構成²⁴⁾²³⁾、LCA の観点から最適化の実施²²⁾など多くの先行研究が見られる。電力分野と統合した最適化に関しては、再エネおよびエネルギー貯蔵と組み合わせ最適車種構成に関する検討²⁵⁾、水素供給や急速充電用のインフラを含めた EV と FCV の比較²⁷⁾、海外からの CO₂フリー水素を前提とした最適化¹⁸⁾、電力貯蔵としての Power To Gas から FCV への水素供給を考慮した検討²¹⁾²⁶⁾等の多くの先行研究が実施されている。しかし、1.2 節で述べたように、電力分野と自動車分野に想定される技術について、分野を超えて競争的に扱う研究は僅かであり、特に日本において重要なエネルギーセキュリティを考慮した研究例は見当たらない。そこで本章では、前節までの手法を元に電力と自動車とを統合したエネルギーモデルを構築し、CO₂排出およびエネルギーセキュリティを制約条件として、総費用最小となる最適電源構成と最適車種構成を求め、結果について考察する。

4.1 自動車分野の統合

4.1.1 エネルギーモデル

前節 Fig. 2-21 に自動車分野を追加した Fig. 4-1 のエネルギーフローを用いる。ガソリンを燃料とする内燃機関を搭載した自動車(ICE)は、時間毎の需要を総距離で表す $d_{ICE,i}$ に対して必要な一次エネルギー(石油) $q_{14,i}$ が供給される。同様にEVは、需要 $d_{EV,i}$ に対し必要な電力が系統電力から、FCVは需要 $d_{FCV,i}$ に対し、水素混焼設備に貯蔵されている水素または改質水素が供給される。改質による水素は、LNGを原料 $q_{15,i}$ とし、効率 η_{RF} で水素に変換される。

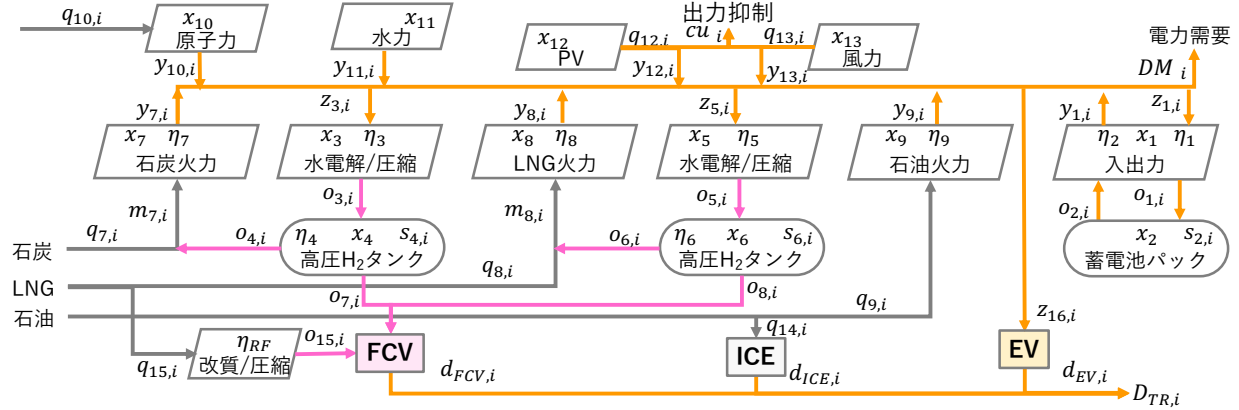


Fig. 4-1 電力・自動車を統合したエネルギーフロー

自動車分野を統合したエネルギーモデルは前節(3.2.1)を元にいくつかの変更を加える。電力分野の年間総電力需要に相当する年間総走行距離 DM_{TR} は全ての車の年間走行距離の合計で、外生的に一定の値を与える。 $D_{TR,i}$ は全車種の時間ごとの走行需要である。最適化により、年間総走行距離 DM_{TR} のICE, FCV, EVの内訳 D_{ICE}, D_{FCV}, D_{EV} および $d_{ICE,i}, d_{FCV,i}, d_{EV,i}$ が決定される。車種 j 、時間 i の走行距離に関する制約は式(58)で示される。

$$DM_{TR,i} = d_{ICE,i} + d_{FCV,i} + d_{EV,i} \quad (58)$$

$$D_{ICE} = \sum_i d_{ICE,i}, \quad D_{FCV} = \sum_i d_{FCV,i}, \quad D_{EV} = \sum_i d_{EV,i}, \quad D_{TR} = \sum_i D_{TR,i}$$

$\varepsilon_{ICE}, \varepsilon_{FCV}, \varepsilon_{EV}$ はそれぞれICE, FCV, EVの燃費を表し、各時間の需要 $d_{j,i}$ との間に式(59)の関係を持つ。燃費の単位はkm/MJである。式(60)は天然ガスの改質による水素の供給 $o_{15,i}$ に関する制約で、 η_{RF} は、改質反応と輸送のための圧縮とを合わせた変換効率を示す。

$$d_{ICE,i} = \varepsilon_{ICE} q_{14,i}, \quad d_{FCV,i} = \varepsilon_{FCV} (o_{7,i} + o_{8,i} + o_{15,i}), \quad d_{EV,i} = \varepsilon_{EV} z_{16,i} \quad (59)$$

$$o_{15,i} = \eta_{RF} q_{15,i} \quad (60)$$

EVの充電に使用する時間ごとの需要 $d_{EV,i}$ は年間需要を均等化するが、昼間と夜間に差を設け、比率 r_{night} を用い式(61)の制約となる(式中modは余り)。

$$d_{EV,i} = 2 \times r_{night} D_{EV} / 8760 \leftarrow (i \bmod 24 > 7) \cap (i \bmod 24 < 20) \quad (61)$$

$$d_{EV,i} = 2 \times (1 - r_{night}) D_{EV} / 8760 \leftarrow (i \bmod 24 < 7) \cup (i \bmod 24 > 20)$$

電力の同時同量に関して、EVの電力需要 $z_{16,i}$ が加わる式(62)となる。

$$\sum_{j=1,7}^{13} y_{j,i} = DM_i + \sum_{j=1,3,5,16} z_{j,i} \quad (62)$$

水素混焼設備から水素ステーションへの水素の出荷は、間欠的に行われると仮定した。この仮定は式(63)(64)の制約となる。時間ごとのFCVの走行距離 $d_{FCV,i}$ は、式(63)で均等化される。式(44)は水素の出荷に相当する $o_{7,i}$ 、 $o_{8,i}$ の制約で、出荷が毎日10時から16時に行われ、それ以外の時間帯は0となることを表す。10～16時以外の時間帯における水素の供給は、式(59)の制約から、改質水素となる。

$$d_{FCV,i} = D_{FCV}/8760 \quad (63)$$

$$o_{7,i} = 0, o_{8,i} = 0 \leftarrow (i \bmod 24 < 10) \cup (i \bmod 24 > 16) \quad (64)$$

水素混焼設備に関する制約は前節(2.2.1)の制約に物質収支から式(65)(66)(67)が加わる。式(65)は水素タンク残量より出荷量が小さい制約を、式(66)は走行需要 $d_{FCV,i}$ を燃費 ε_{FCV} で除した値(水素必要量)より出荷量が小さい制約である。つまり式(59)(64)(66)から、毎日10時～16時に水素残量を最大量とした出荷を行い、不足分は天然ガスを改質した水素で充当する。式(67)は収支に関する制約である。

$$z_{3,i} < (x_4 - s_{4,i-1})/\eta_3, z_{5,i} < (x_6 - s_{6,i-1})/\eta_5 \quad (26)$$

$$z_{3,i} < x_3, z_{5,i} < x_5 \quad (27)$$

$$o_{4,i} < s_{4,i-1}, o_{6,i} < s_{6,i-1} \quad (28)$$

$$o_{7,i} < s_{4,i-1}, o_{8,i} < s_{6,i-1} \quad (65)$$

$$o_{4,i} < MX_7 y_{7,i}/\eta_7, o_{6,i} < MX_8 y_{8,i}/\eta_8 \quad (29)$$

$$o_{7,i} < d_{FCV,i}/\varepsilon_{FCV}, o_{8,i} < d_{FCV,i}/\varepsilon_{FCV} \quad (66)$$

$$s_{4,i} = s_{4,i-1} + \eta_3 z_3 - o_{4,i} - o_{7,i} \quad (67)$$

$$s_{6,i} = s_{6,i-1} + \eta_5 z_5 - o_{6,i} - o_{8,i}$$

目的関数は式(53)に自動車への燃料供給費用を加えた式(68)となる。右辺第2項の燃料費は改質水素の原料としてのLNG消費 $q_{15,i}$ とICE用の石油(ガソリン)の消費 $q_{14,i}$ が加わる。自動車向け燃料供給に関わる輸送・充填の費用は、供給量に比例する輸送・充填単価 CT_{ICE} 、 CT_{EV} 、 CT_{FCVR} 、 CT_{FCVL} をあらかじめ外生的に与える。LNG改質水素には改質・圧縮費用が含まれるため、水素混焼設備から供給される水素と分けて扱う(CT_{FCVL} :改質水素、 CT_{FCVR} :水素混焼設備からの水素)。EV用の充電インフラやFCV用の水素ステーションの費用は輸送充填単価 CT_{ICE} 、 CT_{EV} 、 CT_{FCVR} 、 CT_{FCVL} に含まれるが、車両そのものの価格は含まれていない。

$$\begin{aligned}
F(\mathbf{X}) = & CS + \sum_{j=1}^{13} CC_j \cdot x_j + \sum_{j=7}^{15} CF_j \sum q_{j,i} \\
& + CT_{ICE} \sum_i q_{14,i} + CT_{EV} \sum_i z_{16,i} \\
& + CT_{FCVR} \sum_i (o_{7,i} + o_{8,i}) + CT_{FCVL} \sum_i o_{15,i}
\end{aligned} \tag{68}$$

CSは前節と同様セキュリティ費用を表し式(54)で定義する。

$$\begin{aligned}
CS &= \sum_j CS_j \sum_k Q_{j,k} \\
CS_j &= (CCAP_j + COM_j + CF_j \cdot CBOG_j)t_j + \frac{CF_j \sigma_j}{\sqrt{2\pi}} \sqrt{t_j} \\
t_j &= a ESMC_j \sum_k (v_k P_{j,k}^2)
\end{aligned} \tag{54}$$

(1) 諸元

自動車分野関連の燃費と輸送・充填費用を **Table 4-1** に示す。ICE, EV, FCV の燃費は既報⁶⁴⁾を、FCV の輸送充填費用は既報⁶⁴⁾⁸³⁾⁸⁴⁾を参考に設定し(63 円/m³ に相当)、ICE は 10 円/L, EV は 30 円/kWh と仮定し 100 円/\$ で換算した値を用いている。日本の年間総走行距離を 9088 億 km, その時の年間総電力需要 9342 億 kWh との比から、外生的に与える年間総走行距離 DM_{TR} を決定する。計算の中で用いる最大電力需要を 1 kW, 年間電力需要を 5460kWh に対して年間総走行距離 DM_{TR} は 5312km となる。

Table 4-1 燃費と輸送充填費用

		ICE	EV	FCV	
				電解水素	改質水素
燃費	km/MJ	0.71	2.33	1.23	1.23
輸送充填費用	\$/GJ	2.77	83.3	49.4	60.3
改質+圧縮効率		-	-	-	70.7%

4.2 電力・自動車分野を統合した最適化

4.2.1 最適電源・車種構成

これまでの最適化は、電力分野に限定していたため、式(17)で示される CO₂ 排出制約として電力の排出原単位である COE [gCO₂/kWh] を用いた。 DM_i は電力需要、 COF_j は燃料種 j の CO₂ 原単位、 $q_{j,i}$ は燃料消費量を表す。

$$COE \sum_{i=1}^{8760} DM_i = \sum_{j=7}^9 \left(COF_j \sum_{i=1}^{8760} q_{j,i} \right) \quad (17)$$

自動車および電力分野を統合した場合、全体の CO₂ 排出量を制約として与える必要があり、電力の排出原単位 COE による制約は適さない。つまり、ある削減量を達成するために、ICE から EV への転換や再エネ導入など、両分野で選択可能な技術の中で、費用が最小となる構成が選択される。統合モデルでは、基準における自動車分野と電力分野の排出量合計 TEM からの削減率 RR を制約条件として与える。基準は 370gCO₂/kWh 制約での最適電源構成 (Table 4-2 参照) と ICE が 100% の車種構成とする。制約式は式(69)で示され、右辺には水素の改質における LNG の消費 $q_{15,i}$ と ICE の燃料としての石油の消費 $q_{14,i}$ が加わる。

$$TEM(1 - RR) = \sum_{j=7}^{15} \left(COF_j \sum_{i=1}^{8760} q_{j,i} \right) \quad (69)$$

この CO₂ 削減率を 0% から 5% さまみで増加させ、それぞれの削減率で最適化を実施し、最適電源構成と最適車種構成を求めた。横軸に CO₂ 削減率を、縦軸に最適電源構成と最適車種構成を取り、その関係を Fig. 4-2 に示す。また、最適化解から電力および自動車の排出量を tCO₂/年で、CO₂ 排出原単位をそれぞれ gCO₂/kWh, gCO₂/km で Table 4-3 に示す。なお、CO₂ 削減率 80% の設定では実施可能解は得られていない。

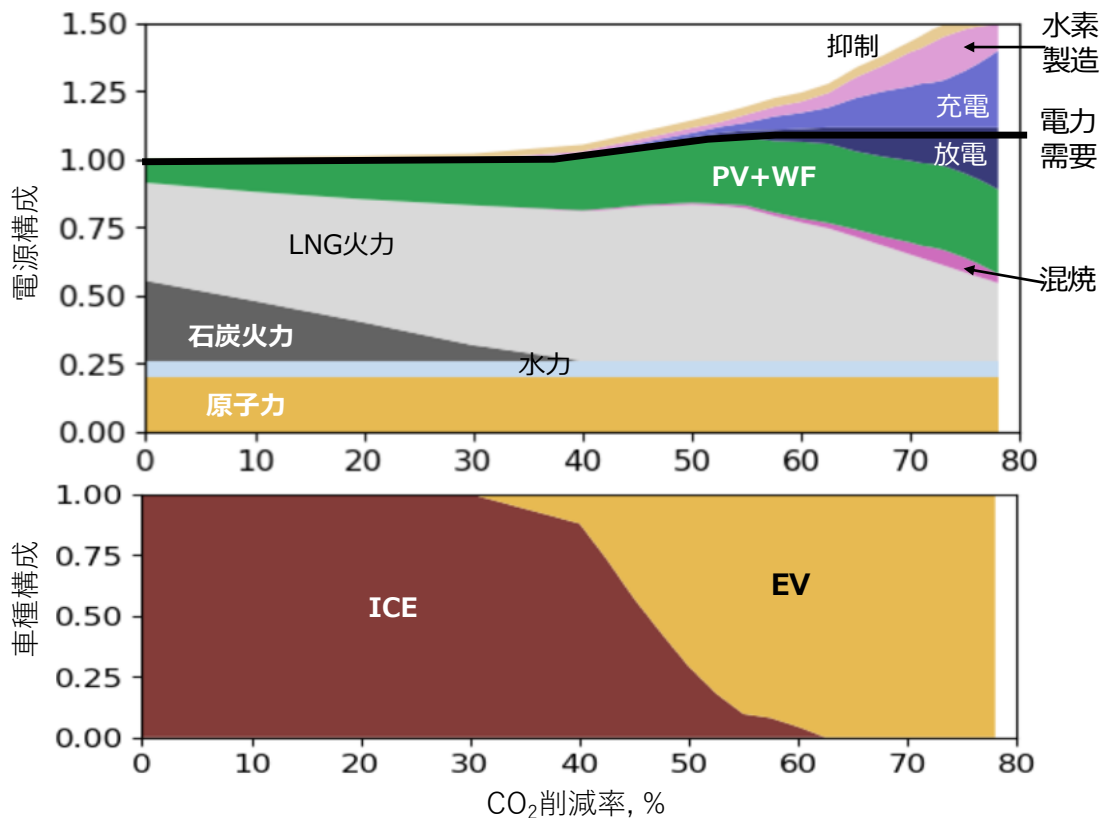


Fig. 4-2 各 CO₂ 削減制約における最適電源構成と車種構成

表中の排出量は年間電力需要 5460kWh, 年間総走行距離 5312km とした時の値で, 九州地域全体および日本全体を考える場合には, 0.17 億倍した値が目安となる. 自動車の CO₂ 排出は Tank to wheel としているため, EV 用の電力に関わる CO₂ 排出は, 電力分野に計上している.

Table 4-3 最適化解における CO₂ 排出に関するサマリ

削減率		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	75%
排出量 tCO ₂ /年	電力	2.02	1.77	1.51	1.26	1.07	1.12	0.99	0.76	0.63
	自動車	0.51	0.51	0.51	0.51	0.45	0.15	0.02	0.00	0.00
	合計	2.53	2.28	2.03	1.77	1.52	1.27	1.01	0.76	0.63
削減量	tCO ₂ /年		0.25	0.51	0.76	1.01	1.27	1.52	1.77	1.90
排出原単位(電力)	gCO ₂ /kWh	370	324	277	231	193	189	163	125	104
排出原単位(自動車)	gCO ₂ /km	96.4	96.4	96.4	96.4	84.8	28.0	4.1	0.1	0.0

CO₂ 削減率 30%までは, 電力分野での削減が優先され, 石炭火力の低減と PV, 風力の増加が主な削減策となっている. この間の自動車分野で EV や FCV への転換は選択されず, 排出原単位は 96.4gCO₂/km で一定となる. 30%削減を超えると ICE から EV への転換が始まり, 同時に蓄電池および水素混焼設備も選択されている. 40%削減を超えると EV の比率は急激に増加する. この時の電力の排出原単位は 200gCO₂/kWh を下回る. EV が増加している間は, 電力分野の構成に変化は少ない. ICE から EV への転換による削減コストが電力分野の削減策に比べ低いため, 電力の排出原単位が下がるほど, CO₂ 削減において, EV 導入は有利な対策となる. 全ての自動車が EV に転換されると, 再エネ, 蓄電池, 水素混焼の増加による電力側の対策が再び

選択される。EV への転換によって、黒の実戦で示す電力需要も増加し、総電力需要に占める EV 用電力は 10%に達する。全ての最適化において FCV は選択されていない(最適解の詳細は付録 Table 0-2 参照)。本検討で用いたエネルギーモデルでは車種構成の変化に対して制約を設けていない。実際には、普及に時間がかかるため、削減率 40~60%に見られるような大きな変化には時間を要する。従ってこの結果は最適構成の時間変化ではなく、各 CO₂ 削減率に対してゼロベースでの最適構成を示していることに注意が必要である。

電力と自動車の統合による CO₂ 削減のコストへの影響を見るために、統合モデルにおける総費用を電力分野単独で CO₂ 削減を実施する場合(3.2 節)と比較して Fig. 4-3 に示す。

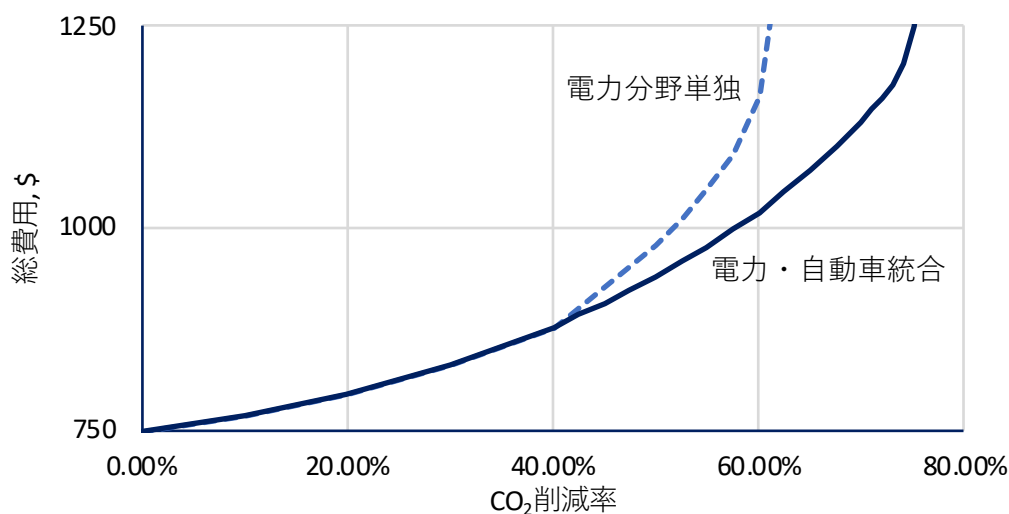


Fig. 4-3 総費用の比較

図は、横軸に CO₂ 削減率を取り、実線が統合、破線が電力分野単独の場合を示している。電力分野単独の総費用は、自動車分野(ICE が 100%の燃料費+輸送充填費)の費用を含むため、3.2 節の結果と異なる(自動車分野の費用\$150 が上乗せ)。自動車分野単独では削減率が 40%となると、石炭火力が 0 となり費用が急激に上昇する。一方、電力と自動車とを統合した CO₂ 削減では、40%削減辺りから EV への転換が始まることで、上昇が緩やかとなる。削減率 60%における差\$144 を九州地域全体に換算した値は、年間 2400 億円を超える。限界削減費用を Fig. 4-4 に示すが、統合した CO₂ 削減対策は、電力分野単独との比較において、削減率 50%で 1/2, 60%で 1/3 程度 となり、その効果は大きい。

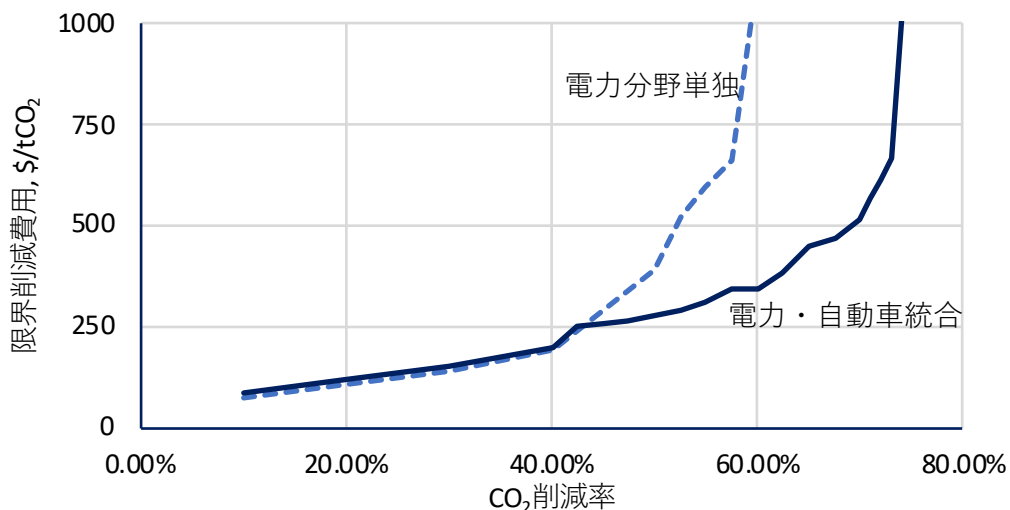


Fig. 4-4 限界削減費用(MAC)の比較

電力と自動車を統合した削減における費用の内訳を Fig. 4-5 に示す。自動車分野の費用は、ICE から EV への転換の始まる削減率 40%まで一定でその後、上昇する。基準(削減率 0%)において全体の 16%を占めるセキュリティ費用は、40%削減で最大値を取り、75%削減においては 6%まで低下する。再エネ導入拡大による国産エネルギー増大と、EV 化による石油依存の減少が主な要因である。燃料ごとの備蓄日数の推移を Fig. 4-6, Table 4-4 に示す。

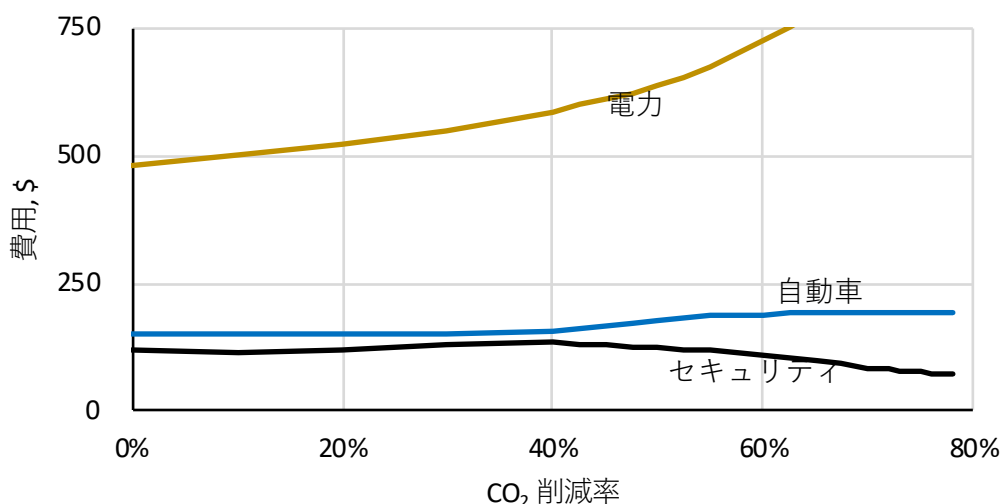


Fig. 4-5 費用の内訳(電力・自動車分野統合)

CO₂削減率 40%を過ぎた辺りから、EV への転換に伴う石油の備蓄日数の低下が著しい。転換前は石油が自動車分野の一次エネルギーのほぼ全量を占めるため(Table 4-5)、初期の転換は、式(54)から得られる必要な備蓄日数への感度が高い。LNG の備蓄日数では、削減率 40~50%の間に平坦な部分が、電力分野単独での削減で見られた挙動(Fig. 3-16)と異なる。これは、EV への転換により、間接的に一次エネルギーとしての LNG の需要が増加しているためと考えられる。

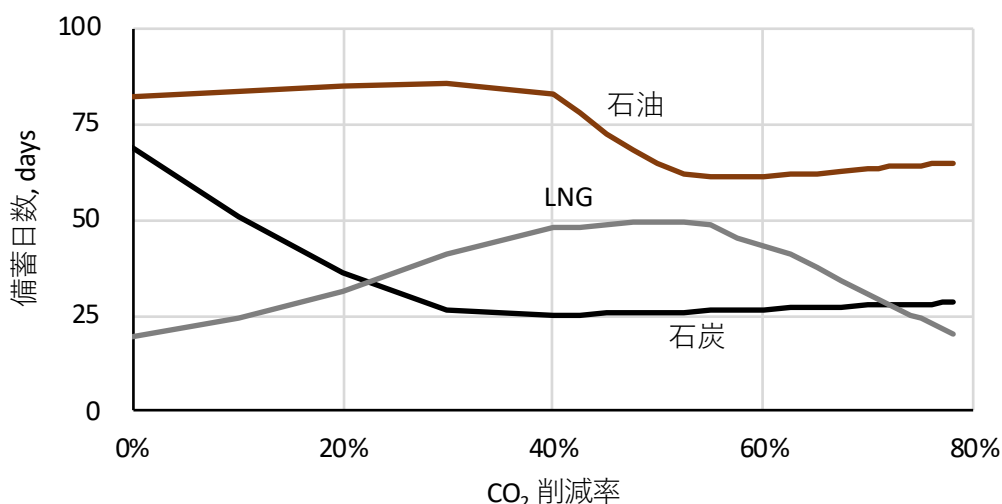


Fig. 4-6 備蓄日数と CO₂ 削減率

備蓄のための設備の大きさを決定する備蓄量を Table 4-4 の下段に示す。表の左端の値は 2014 年の実績であり、全ての燃料のリスクを石油備蓄で代替しているため、燃料ごとに備蓄した場合の最適値に比べ石油備蓄が多くなっている(3.1.3 節)。LNG に必要とされる備蓄日数は全ての CO₂ 制約で、2014 年の実績に比べ多く、最大値は 4 倍に近い。LNG の備蓄設備はこのように CO₂ 削減過程で極大値をとるのに対し、発電など他の設備は増加または減少のトレンドとなる。セキュリティを維持するために、この LNG の備蓄量に相当する備蓄設備の増設には、議論が必要である。この議論には、80%削減などの最終目標に至るまで時間軸を考慮した全費用についての検討または、現状の備蓄量を上限とする制約の追加による検討が必要と考えられ、今後の課題である。

Table 4-4 セキュリティ費用と備蓄日数(備蓄量=一次エネルギー消費量×備蓄日数÷365)

削減率	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	75%	2014年
総費用, \$/年	749	767	794	830	877	941	1020	1132	1249	
内セキュリティ	121	117	119	130	136	125	107	86	76	
備蓄日数										
石炭	68.7	50.6	35.9	26.7	25.1	25.8	26.7	27.5	28.0	30.0
LNG	19.7	24.5	31.3	40.9	47.7	49.6	42.8	30.4	24.0	14.0
石油	82.2	83.5	84.7	86.0	82.9	64.5	61.5	63.3	64.3	170.0
備蓄量										
石炭	5.0	3.2	1.9	1.1	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	2.5
LNG	1.3	1.7	2.3	3.3	4.1	4.3	3.4	2.1	1.5	1.1
石油	7.6	7.8	7.9	8.0	7.5	5.1	4.5	4.6	4.7	22.8

一次エネルギー消費の内訳を Table 4-5 に示す。一次エネルギー消費の合計が削減率の増加に伴い減少しているが、これは一次エネルギーで電力の形をとる再エネの発電効率を 100%として扱うこと、石炭火力から LNG 火力への転換、自動車分野での EV への転換による効率向上が要因となっている。自動車分野では、EV への転換に伴い再エネの割合が増加するが、この割合は電力分野の再エネの割合に依存する。したがって、電力分野の再エネ導入が進むにつれ、EV 転換による CO₂ 削減効果も大きくなる。70%削減では、EV100%の車種構成となり、電力、自動車分

野ともに再エネ比率(国産エネルギー比率)が 50%程度となる。産業分野を含むその他の用途は一切変化しない設定としているため、全体での国産比率は 15%程度に留まる。

Table 4-5 一次エネルギー消費(GJ/年)

削減率	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	75%
電力	35.4	34.1	32.7	31.5	30.5	31.0	29.7	27.3	26.1
石炭	41.0%	31.9%	21.3%	9.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
LNG	39.9%	46.3%	54.3%	64.2%	70.4%	69.4%	62.8%	51.9%	45.2%
石油	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%
再エネ他	19.1%	21.8%	24.3%	26.7%	29.6%	30.6%	37.1%	48.1%	54.8%
自動車	7.5	7.5	7.5	7.5	6.9	3.8	2.5	2.3	2.3
石炭	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
LNG	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.8%	29.6%	54.7%	51.9%	45.2%
石油	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	96.0%	57.4%	12.9%	0.0%	0.0%
再エネ他	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.2%	13.0%	32.3%	48.1%	54.8%
その他	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4
石炭	25.3%	25.3%	25.3%	25.3%	25.3%	25.3%	25.3%	25.3%	25.3%
LNG	19.4%	19.4%	19.4%	19.4%	19.4%	19.4%	19.4%	19.4%	19.4%
石油	54.5%	54.5%	54.5%	54.5%	54.5%	54.5%	54.5%	54.5%	54.5%
再エネ他	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%
燃	26.8	23.1	19.2	15.1	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3
料	23.5	25.1	27.2	29.6	31.0	32.0	29.4	24.8	22.2
種	33.9	33.9	33.9	33.9	33.0	28.6	26.8	26.4	26.4
別	7.2	7.8	8.4	8.8	9.5	10.4	12.2	14.7	15.9
合計	91.4	90.0	88.7	87.4	85.8	83.2	80.6	78.1	76.8

4.2.2 輸送・充填費用

前節におけるFCV用水素の輸送・充填費用49.4\$/GJ(63円/m³)の設定では全ての最適解においてFCVは選択されていない。水素の輸送・充填に関しては実証が開始され、今後のコストダウンが期待される技術分野の一つである。そこで輸送・充填費用について感度分析を行った結果をTable 4-6に示す。感度分析は、CO₂削減率50%の制約条件で、EV用電力供給およびFCV用水素供給の輸送・充填費用を、それぞれ2/3, 1/3として実施した。EV用電力供給の輸送・充填費用では2/3となる20円/kWhでEVの比率は73から93%まで上がる。FCV用水素供給の輸送・充填費用では、1/3となる21円/m³でFCVが32%を占める。FCV用の輸送・充填費用と最適車種構成との関係を求めた結果をFig. 4-7に示す。EV用電力供給の輸送・充填費用30円/kWhに対し、水素供給の輸送・充填費用が30円/m³以下を下回るとFCVが競争力を持つ結果となっている(詳細な最適化出力はTable 0-3)

Table 4-6 輸送・充填費用に関する感度分析(CO₂削減率50%)

		基準	EV輸送・充填		FCV輸送・充填	
EV用電力 輸送・充填費	\$/GJ	83.3	55.6	27.8	83.3	83.3
	¥/kWh	30.0	20.0	10.0	30.0	30.0
FCV用水素 輸送・充填費	\$/GJ	49.4	49.4	49.4	32.9	16.5
	¥/m ³	63.0	63.0	63.0	42.0	21.0
最適 自動車構成	EV	71%	93%	100%	71%	34%
	FCV(再エネ)	0%	0%	0%	0%	16%
	FCV(改質)	0%	0%	0%	0%	16%
	ICE	29%	7%	0%	29%	34%
費用 \$	電力	637	624	627	637	649
	自動車	179	129	63	179	165
	セキュリティ	125	135	133	125	121
	合計	941	887	824	941	934

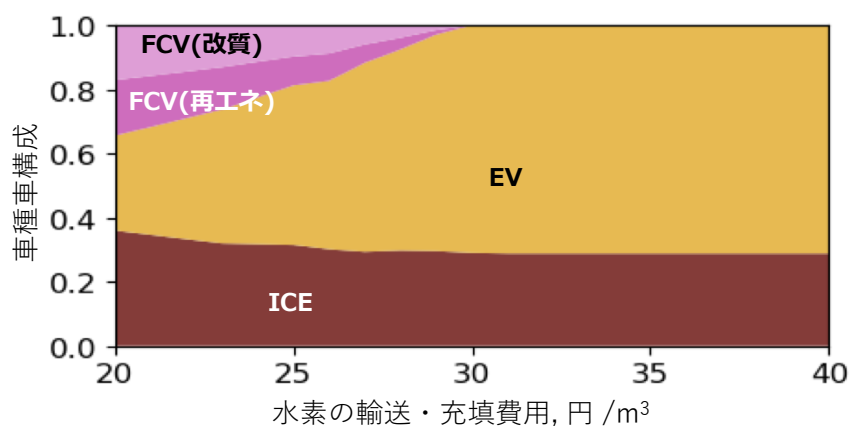


Fig. 4-7 水素の輸送・充填費用の影響(50%削減における車種構成)

この感度分析の結果における最適設備容量、最適車種構成およびCO₂排出についてTable 4-7

に示す。表には、CO₂削減率 50%で、FCV 用水素の輸送・充填費用を 30 円/m³以上と 20 円/m³の場合を示す。基準は CO₂削減率 0%の場合である。表の値はこれまでと同様に、最大電力需要を 1kW とした時の相対値である。車種構成では、20 円/m³となることで、FCV は合計で 34.4%となり、EV は 71%から 29.6%へ減少する。興味深いのは ICE の比率が上昇している点である。ICE, EV の輸送・充填費用は一定としているため、20 円/m³と設定することで、FCV は ICE に対しても有利になり、ICE の比率も EV と同様に下がると思われるが、自動車分野に閉じた単純な競合関係でないことをこの結果が示している。FCV 用水素の輸送・充填費用の変化が、電力分野の最適設備容量にも影響を及ぼしている。20 円/m³となることで、風力、PV、水素混焼設備が増加、蓄電池が減少している。再エネの余剰電力は水素製造により多く利用され、抑制量が減少している。

Table 4-7 水素の輸送・充填費用の影響

輸送		FCV用H ₂ , ¥/m ³	>30	20	基準
充填費用		EV用電力, ¥/kWh	30		
CO ₂ 削減率			50%		0%
最適設備容量	原子力		0.178	0.178	0.178
	水力		0.080	0.080	0.080
	石炭火力		0.000	0.000	0.193
	LNG火力		0.822	0.822	0.628
	石油火力		0.000	0.000	0.000
	風力		0.434	0.483	0.138
	PV		0.608	0.753	0.168
	蓄電池	入出力部, kW	0.059	0.000	0.000
		貯蔵部, kWh	0.264	0.000	0.000
		貯蔵時間	4.5		
kW	水素混焼	入出力部, kW	0.078	0.268	0.000
		貯蔵部, kWh	0.054	0.188	0.000
		貯蔵時間	0.7	0.7	
余剰電力	充電		73	0	0
	水素製造		104	447	0
	抑制		152	116	0
最適車種構成	EV		71.0%	29.6%	0.0%
	FCV(再エネ)		0.0%	17.3%	0.0%
	FCV(改質)		0.0%	17.1%	0.0%
	ICE		29.0%	36.0%	100.0%
CO ₂ 排出	CO ₂ 排出量 t/y	電力	1.12	1.03	2.02
		自動車	0.15	0.24	0.51
		合計	1.27	1.27	2.53
	排出原単位	gCO ₂ /kW	189	182	370
		gCO ₂ /km	28.0	44.4	96.4

CO₂ 排出の内訳では、20 円/m³となることで、自動車分野全体の排出量は 0.15 から 0.24t/yへ増加している。これは ICE の増加が原因である。このような結果は、電力分野と自動車分野を統合した最適化の結果であり、各因子は相互に複雑な因果関係となっている。正確さに欠けるが、次のような連鎖的な解釈が考えられる。FCV 用水素の輸送・充填費用の低下により、水素製造の価値が向上し、より有利になった水素混焼設備の容量が増加する。水素混焼設備の容量増

により、余剰電力の抑制が減少し、再エネの容量が増加する。この構成によって電力分野の CO₂ 排出は下がり、自動車分野はより少ない削減量で、全体の 50%削減が達成される。この状況で、ICE が最大限選択されている。

様々な技術の間に存在するこのような因果関係は、分野を統合した解析によって初めて明らかになる。本章における電力分野と自動車分野を統合したエネルギーモデルは、このような複雑な関係にある多くの技術に対し、定量的解釈を与えることを可能とした。ここで示した水素の輸送・充電費用が与える影響は、構築した統合モデルによる解析で初めて明らかとなった現象であり、統合モデルの有用性を示す結果となっている。

4.2.3 統合モデルの課題

本章では、セキュリティを考慮した電力分野と自動車分野の統合エネルギーモデルを構築し、様々な解析を実施した。解析の中で明らかになった今後解決すべき課題について整理する。

(1) 水素供給のモデル化

Fig. 4-8 はを FCV の輸送・充填費用:20 円/m³として、CO₂削減率に対する最適化を実施し、最適車種構成を抜き出したものである。CO₂削減率が30%を超えるとFCVが選択され、比率はCO₂削減率65%で最大値となり、その後、減少する。また、FCVが選択される領域において水素混焼設備からの供給(再エネ水素)と改質水素との比率に変化がない。最適化手法として前節(3.2.1)と同様の手法を用いているため予測が一切行われず、時間ごとに費用最小となる運転が選択される。この設定により水素混焼設備からのFCVへの水素供給は、毎日10~16時の時点でタンクに残る量を最大とした供給となる。FCVの需要分を優先的に残し、混焼に用いる水素を減らすような運転は考慮されない。この設定が、再エネの導入が進んでも改質水素の比率が下がらない原因と考えられる。実際には、自動車燃料の需要の変動は、電力需要の変動に比べ少なく、予測は比較的容易と考えられる。電力需要においても、昼夜や週末の需要の違いなど、現状でもある程度の予測は可能である。より厳しいCO₂排出制約においては、これらの予測の有無が最適設備容量や最適車種構成に影響すると考えられる。より現実に近い将来の想定のために、セキュリティを考慮した電力分野と自動車分野の統合エネルギーモデルにおいても、需要予測の組み込みは今後の課題である。また、海外からのCO₂フリー水素導入のための技術開発も盛んに行われており、水素混焼およびFCVの燃料としての輸入水素の選択を可能とするモデルの改良も今後の課題である。

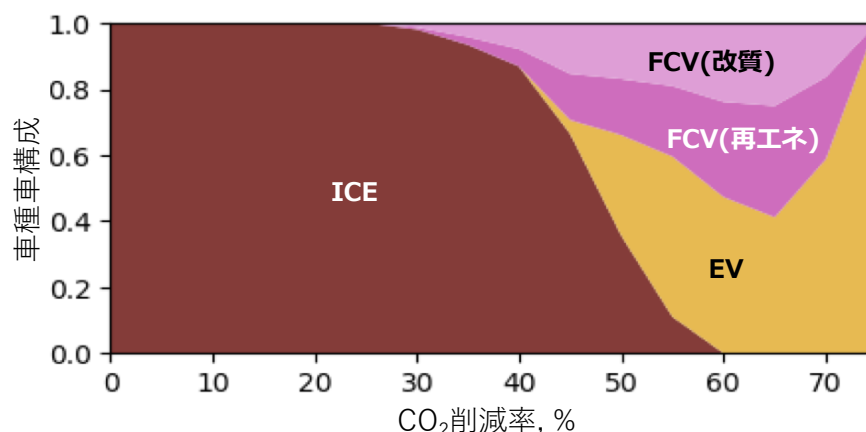


Fig. 4-8 各CO₂削減制約における車種構成(輸送・充填費用:20 円/m³)

(2) 複数の解の解釈

Table 4-8 は感度分析の過程で得られた2つの最適解を示す。この最適解は再エネ、エネルギー

一貯蔵設備, 車種構成は異なるが, CO₂削減率 50%の制約を満たし(CO₂排出量は共に 1.27t/y), 総費用も同じである(939\$/y). 複数の分野を統合し, 様々な技術が選択できるエネルギー構成においては, このように異なる構成で, 全ての制約とコスト最小化を満たす解が複数存在することが予想される. また, 費用は僅かに高いが, 設備構成が大きく異なる解が存在する場合, それらも興味ある構成である. そのような複数の構成は, 現状との変化の大小, 産業への影響など, 異なる視点からの考察を可能とする. 総費用の最小値から一定範囲内にある設備構成の中で, 最適解の設備構成と離れた構成を列挙するなどの改良を加えることで, より多くの知見が得られる. 「離れた構成」を数式化し, それらを収束途中の局所解に当てはめ, 判断するなど, 試行錯誤を含む改良が必要であるが, 1円でも安い構成が1つ選ばれる現状の最適化に比べ, より多くの有用な情報を加える. このような改良も今後の課題である.

Table 4-8 2つの最適解

輸送	FCV用H ₂ , ¥/m ³	25		
充填費用	EV用電力, ¥/kWh	30		
CO ₂ 削減率		50%		
最適設備容量 kW	原子力	0.178	0.178	
	水力	0.080	0.080	
	石炭火力	0.000	0.000	
	LNG火力	0.822	0.822	
	石油火力	0.000	0.000	
	風力	0.434	0.483	
	PV	0.677	0.690	
	蓄電池	入出力部, kW	0.022	0.028
		貯蔵部, kWh	0.101	0.141
		貯蔵時間	4.5	
余剰電力kWh	水素混焼	入出力部, kW	0.131	0.148
		貯蔵部, kWh	0.091	0.103
		貯蔵時間	0.7	0.7
最適車種構成	充電	33	45	
	水素製造抑制	211	235	
		163	154	
CO ₂ 排出量 t/y	EV	29.0%	31.5%	
	FCV(再エネ)	54.3%	49.8%	
	FCV(改質)	8.6%	9.7%	
	ICE	8.1%	9.0%	
費用 \$/y	電力	1.09	1.08	
	自動車	0.17	0.19	
	合計	1.27	1.27	
費用 \$/y	電力	639	642	
	自動車	176	174	
	セキュリティ	124	123	
	合計	939	939	

4.3 第4章のまとめ

電力分野と自動車分野に想定される技術について、分野を超えて競争的に扱う研究は僅かであり、日本において重要なエネルギーセキュリティを考慮し、かつ分野を統合した研究はこれまで見当たらなかった。そこで、電力と自動車を統合し、エネルギーセキュリティ費用を含む目的関数を持つエネルギーモデルを構築した。この手法は、3.2.1節のモデルを基に、自動車分野を付加する形で拡張したものである。

CO₂ 排出制約として削減率を与え費用最小となる最適電源構成と車種構成を求めた。30%削減を超えると ICE から EV への転換が始まり、40%削減を超えると EV の比率は急激に増加する。この間は電力分野の電源構成はほとんど変化しない。電力の CO₂ 原単位が下がったこの段階では、EV への転換が電力分野の削減策に比べ低い費用での CO₂ 削減策となり、EV への転換が優先されたと考えられる。自動車分野を統合することで、総費用および限界削減費用の上昇が大幅に緩和されることを示し、今後の大幅な CO₂ 削減を想定した場合、分野統合による検討の重要性を示した。セキュリティ費用に関する検討で、その費用が LNG への集中により一旦上昇するものの、削減が進むにつれ国産エネルギー比率の上昇から、減少に転じることを示した。

また、自動車分野において FCV が経済合理性を持って選択されるには、輸送・充填費用として現状の想定である 63 円/m³ から 30 円/m³ 程度へのコスト削減が必要であることを示した。この感度分析を通して、輸送・充填費用が電力分野の設備構成に影響を与え、自動車分野に閉じた競合関係でないことを示したこの結果は、本章で構築した統合モデルによる解析で初めて明らかとなった現象であり、統合モデルの有用性を示すものとなった。

今後の課題として、水素供給方法の改良および輸入水素の扱いが必要であること、最適解に近い複数の異なる機器構成の存在の可能性について言及した。

第5章 結論

5.1 本研究の結論

これまで定性的な議論に留まるエネルギー貯蔵技術としての水素と蓄電池との比較、およびエネルギーセキュリティの評価を課題として取り上げ、その評価のための手法の開発および国内における再エネの大量導入というシナリオを例に、開発した手法を用い様々な検討を実施した。得られた成果を以下に要約する。

余剰電力対策としての蓄電池の効果

余剰電力対策として蓄電池の導入は、時間シフトによる余剰電力の利用によって、電力分野における総費用およびCO₂限界削減費用(MAC)の上昇を抑える。最適解から得られた充電しながら放電する運転が、時間シフトによる余剰電力の利用に加え、系統制約に対する対策として、蓄電池設置の新たな効果につながる可能性を見出した。検討の中で、エネルギー貯蔵技術の設備コストを入出力部と貯蔵部とに分けて表記する方法が、リチウムイオン電池に限らず、レドッククスフロー電池、NaS、揚水式、CAESにおいても有用なことを示した。

エネルギー貯蔵技術としての水素

国内再エネ水素を前提とした水素混焼の総合効率は30%台と80%を超える蓄電池の効率に比べ大幅に低く、その価値は未知数であった。蓄電池と水素混焼を組み込んだエネルギーモデルを用いた検討の結果、蓄電池が選択されるCO₂排出制約において、水素混焼も最適電源構成として経済合理性を持って選択され、その理由が出力に対する制約の違いによるものであり、水素に対する一般的な認識である長時間貯蔵の優位性ではないことが示された。また、一旦、蓄電池に貯めた電力を用いた水素製造など、エネルギー貯蔵設備の連携による効率的運用に関する新たな知見が得られた。

エネルギーセキュリティ

セキュリティの維持に必要な備蓄日数をセキュリティインデックスの関数とすること、プットオプション価値に簡便な近似式の有効性を提案し、エネルギーセキュリティを費用化するための手法を新たに開発した。開発した手法から、現状および2030年想定電源構成に対し、CO₂価格として\$60~80/t-CO₂の時にセキュリティを含む総費用最小を与える構成であるという定量的解釈を与えることを可能とした。また、セキュリティ上、一定の稼働が必要とされてきた石炭火力は、CO₂価格が\$160/t-CO₂を超える社会環境では、セキュリティ対策を含めても、総費用最小化に寄与する可能性が低いことが示された。また、非線形関数の扱いのために改良を加えた手法が、計算時間の短縮等、有用であることを示し、この手法で得られた最適電源構成から、今後の電力におけるCO₂削減の過程において、セキュリティを考慮した最適電源構成は、より緩やかな石炭火力の減少が有利であることを示唆した。

これまで定性的な表現になりがちだったエネルギーセキュリティを、費用という一つの基準

で経済性、環境性と同様に評価することを可能とする成果であるが、今後のより一般的な活用に向け、さらなる改良と議論が望まれる。

電力と自動車との統合

電力分野と自動車分野に想定される技術について、分野を超えて競争的に比較し、最適な構成を求めるために、電力分野と自動車分野を統合し、エネルギーセキュリティ費用を含む目的関数を持つエネルギーモデルを構築し、検討を実施した。CO₂削減率として30%以下の環境では、石炭転換や再エネ導入など電力分野における削減策が優先し、30%を超えるとEVへの転換が始まり、分野統合による対策が、電力単独の対策に比べ、CO₂削減費用の上昇を大幅に緩和する結果が得られた。また、最適車種構成にFCVが選択されるには、輸送・充填費用として現状の想定である63円/m³から30円/m³程度へのコスト削減が必要であることが示され、この値は、水素の輸送やステーションでの充填に関する技術開発の目安となる。また、水素の輸送・充填費用が電力分野の設備構成に影響を与えるなど、統合モデルによる解析で初めて明らかとなった因果関係が示され、分野を統合したエネルギーモデルを用いた解析の有用性を示した。

5.2 今後の課題

エネルギーセキュリティの費用化に関してその手法を提案したが、前例がなく、様々なケースでの検討、改良、議論が、評価手法として広くコンセンサスを得るために必要である。

統合モデルでは、水素の供給方法、輸入水素および需要予測の考慮、HEVやPHEVなどの車種の拡張が、今後の課題となる。また、備蓄設備の増強に関して、備蓄量の最大値を制約条件とするなどの拡張も望まれる。再エネが大量導入された環境では、発電における部分負荷効率の考慮など、より緻密なモデルへの対応も必要になる。一方で、エネルギーモデル解析の多くが、その膨大な決定変数・制約条件のため、実行者が制限され、第三者の追試が困難となるブラックボックス的な性格を持つ。今後、様々な意思決定での利用を想定した場合、緻密さと透明性(簡便さ)をバランスさせた手法の開発も重要な課題である。

さらなる分野の統合や対象技術の数の増やしたエネルギーモデル解析では、最適解のみならず最適解に近い複数の異なる構成も有用な情報となる。これらの存在の検証、その抽出方法、得られた結果の解釈に関する研究も望まれる。

参考文献

- 1) 日本政府(閣議決定), 地球温暖化対策計画, (2016).
- 2) 経済産業省, 長期エネルギー需給見通し(確報), 長期エネルギー需給見通し. (2015) 0-12.
- 3) 資源エネルギー庁, 第2部 エネルギー動向, エネルギー白書. (2015).
- 4) 資源エネルギー庁, 総合エネルギー統計(2016年度),
[Http://Www.Enecho.Meti.Go.Jp/Statistics/Total_energy/Results.Html#headline3](http://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/results.html#headline3). (2017).
- 5) 資源エネルギー庁, 再生可能エネルギーの現状と本年度の調達価格等算定委員会について, 調達価格等算定委員会. (2017).
- 6) 資源エネルギー庁, 再生可能エネルギーの導入促進に向けた制度の現状と課題, 新エネルギー小委員会. 第12回 (2015).
- 7) 環境省, 再生可能エネルギーの導入ポテンシャルの地域別集計表, (2016).
- 8) Jetro, バリクパバン製油所計画概要, (2007).
- 9) 資源エネルギー庁, 災害時における石油の供給について 平成 23 年 12 月 2 日, 資源・燃料政策に関する有識者との意見交換会 災害時における石油・ガスの安定供給 (第3回). (2011) 0-11.
- 10) 資源エネルギー庁, エネルギー白書(平成28年度 エネルギーに関する年次報告), (2017).
- 11) 資源エネルギー庁, エネルギー基本計画, エネルギー基本計画. (2014).
- 12) 資源エネルギー庁, 長期地球温暖化対策プラットフォーム報告書, 長期地球温暖化対策プラットフォーム. 第3回会合 (2017).
- 13) C.J. Barnhart, M. Dale, A.R. Brandt, S.M. Benson, The energetic implications of curtailing versus storing solar- and wind-generated electricity, *Energy Environ. Sci.* 6 (2013) 2804-2810.
- 14) Y. Ru, J. Kleissl, S. Martinez, Exact sizing of battery capacity for photovoltaic systems, *Eur. J. Control.* 20 -1 (2014) 24-37.
- 15) Y. V. Makarov, P. Du, M.C.W. Kintner-Meyer, C. Jin, H.F. Illian, Sizing energy storage to accommodate high penetration of variable energy resources, *IEEE Trans. Sustain. Energy.* 3 -1 (2012) 34-40.
- 16) 小宮山涼一, 大槻貴司, 藤井康正, 再生可能エネルギー余剰電力の水素貯蔵を考慮に入れた 最適電源構成の検討, *電気学会論文誌B.* 134 -10 (2014) 885-895.
- 17) 三谷崇, 小田拓也, M. Aziz, 上辻敦揮, 渡辺陽子, 柏木孝夫, 余剰電力による水素製造と混焼利用の経済的導入可能性, *エネルギー・資源.* 38 -6 (2017).
- 18) 石本祐樹, 黒沢厚志, 笹倉正晴, 興坂田, 世界及び日本における CO2 フリー水素の導入量の検討, *日本エネルギー学会誌.* 94 -2 (2015).
- 19) 秋元圭吾, 佐野史典, 我が国の2050年排出削減目標に関する分析, *エネルギー・資源.* 38 -1 (2016) 1-9.
- 20) NEDO, エネルギー総合工学研究所, 海外再生可能エネルギーの大陸間輸送技術の調査, 平成21年度成果報告書. (2010).
- 21) J. Vandewalle, K. Bruninx, W. D'haeseleer, Effects of large-scale power to gas conversion on the power, gas and carbon sectors and their interactions, *Energy Convers. Manag.* 94

- (2015) 28–39.
- 22) 名倉卓, 遠藤栄一, 伊坪徳宏, エネルギーシステムモデルMARKALとLCAの融合による乗用車部門の将来分析, 第4回日本LCA学会研究発表会講演要旨集. (2009) 110.
 - 23) 大澤潤, 中野冠, クリーンエネルギー自動車のポートフォリオ 多目的最適化モデル, エネルギー・資源. 37 -2 (2016).
 - 24) 原卓也, 志賀孝広, 車種構成最適化モデルの挙動解析, エネルギー・資源. 33 -2 (2012).
 - 25) M.F. Felgenhauer, M.A. Pellow, S.M. Benson, T. Hamacher, Economic and Environmental Prospects of Battery and Fuel Cell Vehicles for the Energy Transition in German Communities, Energy Procedia. 99 (2016) 380–391.
 - 26) D. Steward, J. Zuboy, Community Energy : Analysis of Hydrogen Distributed Energy Systems with Photovoltaics for Load Leveling and Vehicle Refueling Community Energy : Analysis of Hydrogen Distributed Energy Systems with Photovoltaics for Load Leveling and Vehicle Refueling, NREL Tech. Rep. NREL/TP-6A -October (2014).
 - 27) Y. Ligen, H. Vrabel, H. Girault, Mobility from Renewable Electricity: Infrastructure Comparison for Battery and Hydrogen Fuel Cell Vehicles, World Electr. Veh. J. 9 -1 (2018) 3.
 - 28) J. Bartos, A. Robertson, Energy Supply Security: Emergency Response of IEA Countries, IEA Publ. (2014) 606.
 - 29) E. Yamada, Research on the Estimation of Energy Security Level of Japan in Comparison with Advanced Nations, Trans. At. Energy Soc. Japan. 6 -4 (2007) 383–392.
 - 30) OECD/IEA, Energy Security and Climate Policy Assessing Interactions, (2007).
 - 31) 資源エネルギー庁, エネルギーセキュリティの評価指数について, 総合資源エネルギー調査会 資源・燃料分科会. 第11回 (2015).
 - 32) D. Kaufmann, A. Kraay, M. Mastruzzi, Governance Matters VIII Aggregate and Individual Governance Indicators, Policy Res. Work. Pap. World Bank). 21 -June (2009) 1–105.
 - 33) 藤本登, 福田研二, 火力型発電に関するエネルギー安全保障としての外部コスト, IES Rep. -14 (1998).
 - 34) RITE, 電源別発電コストの最新推計と電源代替の費用便益分析, (2014) 1–38.
 - 35) NEDO, 燃料電池・水素技術開発ロードマップ 詳細版 (燃料電池分野), (2017).
 - 36) DOE, Chapter 7: Advancing Systems and Technologies to Produce Cleaner Fuels | Hydrogen Production and Delivery Technology Assessment, Quadrenn. Technol. Rev. 2015. (2015).
 - 37) 水素・燃料電池戦略協議会, J.A. for N.R. and E. (ANRE), 水素・燃料電池戦略ロードマップ Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells [in Japanese], (2016) 71.
 - 38) エネルギー総合工学研究所, CO2フリー水素チェーン実現に向けた アクションプラン研究, 成果報告書 (平成26年度). (2015).
 - 39) 低炭素社会戦略センター, 九州地域における太陽光発電大量導入と過渡安定度を考慮した電力システムの新しい経済的負荷配分制御の研究, イノベーション政策立案のための提案書 技術普及編. -LCS-FY2015-PP-18 (2016).
 - 40) 九州電力, 過去の電力使用実績データ, (2013).
 - 41) NEDO, 日射量データベース, (n.d.).

- 42) 気象庁, 過去の気象データ検索, (2013).
- 43) 資源エネルギー庁, 各電源の諸元一覧, 発電コスト検証ワーキンググループ. 第7回会合 (2015) 0-19.
- 44) IEA, World Energy Outlook 2016, (2016).
- 45) NEDO, 二次電池技術開発ロードマップ2013, (2013).
- 46) SIEMENS, Smart Grids and Energy Storage: Energy Storage for Resilient Infrastructures, (2014).
- 47) A. Akhil, G. Huff, A. Currier, DOE/EPRI 2013 electricity storage handbook in collaboration with NRECA, SANDIA Rep. -July (2013).
- 48) GAMS Development Coap., GAMS, (n.d.).
- 49) S. Mitchell, A. Kean, A. Mason, M. O'Sullivan, A. Phillips, Optimization with PuLP, PuLP 1.6.0 Doc. (2017).
- 50) J. Forrest, CBC User Guide, (2005).
- 51) 富田泰志, 経済負荷配分 (E L D) , 電気学会論文誌B. 136 -7 (2016) 9.
- 52) IPCC Working Group III Contribution to AR5, Annex II: Metrics & Methodology, Clim. Chang. 2014 Mitig. Clim. Chang. (2014) 1281-1328.
- 53) 資源エネルギー庁, コスト検証WGの結果とIEA、Fraunhoferの報告書の比較, 発電コスト検証ワーキンググループ. 第7回会合 (2015).
- 54) IPCC Working Group III Contribution to AR5, Annex III: Technology-specific cost and performance parameters., Clim. Chang. 2014 Mitig. Clim. Chang. (2014) 1329-1356.
- 55) DOE, Hydrogen for Energy Storage, Hann. Messe 2014. (2014).
- 56) IEA, Hydrogen and Fuel Cells, Technol. Roadmap. (2015) 81.
- 57) Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Commercialisation of energy storage in Europe, Commer. Energy Storage Eur. -March (2015).
- 58) 資源エネルギー庁, 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 (案) 平成27年 5月 発電コストワーキンググループ, 発電コスト検証ワーキンググループ. 第7回会合 (2015).
- 59) IEA, Electricity Market Series Re-powering Markets Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems, (2016).
- 60) S.K. Huang, L. Kuo, K.L. Chou, The applicability of marginal abatement cost approach: A comprehensive review, J. Clean. Prod. 127 (2016) 59-71.
- 61) CAISO, Frequency Response Phase 2, Issue Pap. (2016).
- 62) JHFC, Japan Hydrogen & Fuel Cell Demonstration Project, 燃料電池システム等実証研究 (第2期JHFCプロジェクト) 報告書, 第2期JHFCプロジェクト Stage 2 Demonstr. Proj. Rep. (2011).
- 63) NEDO, ロードマップ詳細版 (水素) , 燃料電池・水素技術開発ロードマップ2010. (2010) 13-26.
- 64) 日本自動車研究所, 総合効率と GHG 排出の分析, 総合効率検討作業部会. (2010).
- 65) E. Sutherland, A. Elgowainy, S. Dillich, H2 Delivery Cost Projections - 2013, DOE Hydrog. Fuel Cells Progr. Rec. Record #: (2013) 1-4.
- 66) 森雅夫, 森戸晋, 4.在庫問題, 経営工学ライブラリー 〈4〉 オペレーションズリサーチ

- 2 意思決定モデル. (1989).
- 67) 資源エネルギー庁, 第2部 エネルギー動向, エネルギー白書. (2016).
 - 68) OECD/IEA, Natural Gas Information, (2016) 430.
 - 69) OECD/IEA, Oil information, (2016).
 - 70) OECD/IEA, Coal Information, (2016).
 - 71) IEA, Closing Oil Stock Levels in Days of Net Imports, (2014).
 - 72) 資源エネルギー庁, これまでの議論における論点, 長期エネルギー需給見通し小委員会 (第7回会合). (2015) 0-15.
 - 73) 資源エネルギー庁, 卸取引の選択肢拡大に向けた環境整備について, 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 ガスシステム改革小委員会. 第11回 (2014).
 - 74) 経済産業省, ベトナム・洋上大型国家石油備蓄 (戦略的) 設備 整備事業調査 報告書 要約, 平成23年度 円借款案件形成等調査. (2012).
 - 75) リチャード・ブリーリー, スチュワート・マイヤーズ, フランクリン・アレン, 藤井眞理子 (監訳), 國枝繁樹 (監訳), コーポレート・ファイナンス 第8版, 2007.
 - 76) Investing.com, Real Time Commodity Futures Prices, (2016).
 - 77) 資源エネルギー庁, ガス事業政策の現状と課題, 総合資源エネルギー調査会都市熱エネルギー部会. 第13回 (2011).
 - 78) 吉村楯夫, LNG火力発電所におけるLNG受入貯蔵・気化設備, 低温工学. 32-3 (1997).
 - 79) 東邦ガス, BOG圧縮機, (2017).
 - 80) コスト等検証委員会報告書, 各電源の諸元一覧, コスト等検証委員会報告書. (2011) 148-158.
 - 81) SciPy.org, scipy.optimize.basinhopping, SciPy v0.19.1 Ref. Guid. (2017).
 - 82) 経済産業省, EV・PHV普及に関する経済産業省の取組, (2017).
 - 83) NEDO, 水素製造・輸送・貯蔵システム等技術開発, 平成20年度成果報告書. (2009).
 - 84) V.A. Yartys, M. V. Lototsky, An Overview of Hydrogen Storage Methods, Hydrog. Mater. Sci. Chem. Carbon Nanomater. (2004) 75.

謝辞

本論文は著者が九州大学水素エネルギー国際研究センター在籍中に、研究成果をまとめたもので、作成に当たり多くの時間を割いて、多方面からご指導いただいた九州大学大学院機械工学部門の杉村丈一教授に心より感謝の意を評します。杉村教授には論文全体から各論に至るまで、ディスカッションを通じて貴重な助言を数多くいただきました。水素エネルギー国際研究センターの葛西昌弘准教授には本研究全般を通して貴重な助言を頂きました。ここに感謝の意を表します。九州大学水素エネルギー国際研究センター長の佐々木一成先生には、博士課程への入学のきっかけに加え、COI(Center of Innovation)の共進化社会システム研究の中で本研究の一部を活用する場を与えていただきました。また、COIの活動の中で、東京大学大学院工学系研究科の松橋隆治教授には特に電力関連で貴重な助言を数多く頂き、ここに感謝の意を評します。

本論文は筆者がJX エネルギー株式会社中央技術研究所に在籍していた時に関わった水素やエネルギーに関する問題意識から出発したもので、JX エネルギー中央技術研究所の多くの皆さまとのディスカッションが課題の具体化に必須でありました。JX エネルギー株式会社中央技術研究所の皆さま、また、九州大学での研究を勧めていただいた五十嵐仁一取締役常務執行役員にあらためて感謝の意を評します。

ここに記しきれない多くの方々のご支援を受け、本研究をまとめることができました。ここに深く感謝の意を表すとともに、御礼申し上げます。

付録

付録 1 結果詳細

Table 0-1 最適化結果 2.2.2(2)

CO2排出原単位, gCO2/kWh	250	225	200	175	150	125	100	80	75	60
最適設備構成(容量)										
原子力	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178
水力	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
石炭火力	0.026	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LNG火力	0.796	0.822	0.822	0.647	0.512	0.437	0.391	0.363	0.348	0.275
石油火力	0.000	0.000	0.000	0.175	0.310	0.385	0.431	0.458	0.474	0.547
風力	0.183	0.201	0.286	0.417	0.534	0.630	0.709	0.947	0.982	0.982
PV	0.103	0.156	0.462	0.641	0.865	1.161	1.514	1.514	1.514	1.514
蓄電池 入出力部, kW	0.000	0.000	0.000	0.082	0.201	0.338	0.513	0.622	0.679	1.062
貯蔵部, kWh	0.000	0.000	0.000	0.332	0.985	1.817	2.935	3.598	3.955	11.578
水素混焼 入出力部, kW	0.000	0.000	0.000	0.073	0.127	0.196	0.223	0.341	0.381	0.249
貯蔵部, kWh	0.000	0.000	0.000	0.051	0.089	0.137	0.156	3.046	4.206	3.211
最適電源構成(供給量, kWh)										
原子力	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092
水力	317	317	317	317	317	317	317	317	317	317
石炭火力	225	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LNG火力	3319	3454	3071	2724	2370	2028	1676	1457	1393	1049
石油火力	0	0	0	0	0	1	1	2	3	2
風力+PV	507	597	981	1244	1429	1548	1624	1706	1721	1726
蓄電池放電	0	0	0	84	253	474	750	886	934	1275
合計	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460
余剰電力内訳, kWh										
充電	0	0	0	104	313	586	927	1095	1155	1578
水電解	0	0	0	106	193	316	407	665	709	376
出力抑制	3	8	133	136	148	155	190	206	165	70
年間費用(設備費, \$/y)										
原子力	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8
水力	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9
石炭火力	6.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LNG火力	91.3	94.3	94.3	74.2	58.8	50.1	44.9	41.7	40.0	31.5
石油火力	0.0	0.0	0.0	29.8	52.7	65.5	73.2	77.9	80.6	93.0
風力	41.6	45.7	65.0	94.8	121.4	143.4	161.1	215.3	223.3	223.3
PV	11.6	17.6	52.1	72.2	97.4	130.6	170.4	170.4	170.4	170.4
蓄電池 入出力部	0.0	0.0	0.0	4.4	10.7	18.0	27.3	33.1	36.1	56.5
貯蔵部	0.0	0.0	0.0	7.7	22.9	42.2	68.2	83.7	92.0	269.2
水素混焼 入出力部	0.0	0.0	0.0	6.0	10.5	16.1	18.4	28.1	31.4	20.5
貯蔵部	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.3	5.5	7.6	5.8
年間費用(燃料費, \$/y)										
原子力	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9
水力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
石炭火力	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LNG火力	269.6	280.5	249.4	218.2	187.0	155.8	124.6	99.5	93.0	74.5
石油火力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.3	0.5	0.3
年間総費用, \$/y	531	543	565	612	666	727	793	860	879	1050
電力単価, ¢/kWh	9.73	9.94	10.36	11.21	12.20	13.31	14.53	15.75	16.11	19.23
限界削減費用, \$/tCO2	83	94	276	371	419	464	523	671	782	3794

Table 0-2 最適化結果 4.2.1

CO2削減率	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	75%
最適設備構成(容量)									
原子力	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178
水力	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
石炭火力	0.193	0.147	0.096	0.040	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LNG火力	0.628	0.675	0.726	0.782	0.822	0.822	0.681	0.822	0.822
石油火力	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.146	0.000	0.000
風力	0.138	0.177	0.218	0.263	0.344	0.434	0.620	0.814	0.982
PV	0.168	0.279	0.372	0.434	0.517	0.609	0.858	1.514	1.514
蓄電池									
入出力部, kW	0.000	0.000	0.000	0.000	0.021	0.059	0.205	0.430	0.763
貯蔵部, kWh	0.000	0.000	0.000	0.000	0.089	0.268	1.174	2.879	5.264
水素混焼									
入出力部, kW	0.000	0.000	0.000	0.000	0.042	0.078	0.172	0.469	0.907
貯蔵部, kWh	0.000	0.000	0.000	0.000	0.030	0.054	0.121	0.328	4.426
最適電源構成(供給量, kWh)									
原子力	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092
水力	317	317	317	317	317	317	317	317	317
石炭火力	1614	1207	775	320	0	0	0	0	0
LNG火力									
LNG	1964	2188	2471	2807	3007	3141	2780	2135	1780
水素	0	0	0	0	20	36	79	242	291
石油火力	0	0	0	0	0	0	3	0	0
風力+PV	474	656	806	924	1083	1264	1537	1642	1692
蓄電池放電	0	0	0	0	19	60	259	664	923
合計	5460	5460	5460	5460	5537	5910	6068	6092	6095
余剰電力内訳, kWh									
充電	0	0	0	0	24	74	320	820	1139
水電解	0	0	0	0	56	104	226	698	831
出力抑制	5	26	65	111	135	152	181	220	87
車種構成, km									
ICE	5312	5312	5312	5312	4668	1545	228	0	0
EV	0	0	0	0	644	3767	5084	5285	5312
FCV	0	0	0	0	0	0	0	10	0
合計	5312	5312	5312	5312	5312	5312	5312	5296	5312
備蓄日数, days									
石炭	68.7	50.6	35.9	26.7	25.1	25.8	26.7	27.5	28.0
LNG	19.7	24.5	31.3	40.9	47.7	49.6	42.8	30.4	24.0
石油	82.2	83.5	84.7	86.0	82.9	64.5	61.5	63.3	64.3
年間費用(設備費, \$/y)									
原子力	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8
水力	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9
石炭火力	48.3	36.7	23.9	9.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LNG火力	72.1	77.5	83.4	89.8	94.3	94.3	78.2	94.3	94.3
石油火力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.8	0.0	0.0
風力	31.3	40.3	49.6	59.9	78.1	98.6	140.9	185.0	223.3
PV	18.9	31.4	41.9	48.9	58.2	68.6	96.6	170.4	170.4
蓄電池									
入出力部	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	3.1	10.9	22.9	40.6
貯蔵部	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	6.2	27.3	66.9	122.4
水素混焼									
入出力部	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4	6.4	14.2	38.6	74.8
貯蔵部	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.6	8.0
年間費用(燃料費, \$/y)									
原子力	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9
水力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
石炭	43.0	32.2	20.7	8.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LNG	159.5	177.7	200.7	228.0	244.2	255.1	225.8	173.4	144.6
石油	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0
年間費用(自動車, \$/y, ICEとFCV改質は燃料費を含む, EVの電力費は発電側に含まれる)									
ICE	150.1	150.1	150.1	150.1	131.9	43.7	6.4	0.0	0.0
EV	0.0	0.0	0.0	0.0	23.1	135.0	182.2	189.4	190.3
FCV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0
FCV(改質水素)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0
年間費用(セキュリティ, \$/y)	120.8	116.6	119.1	129.8	136.0	124.8	107.1	85.5	76.1
年間総費用, \$/y	749	767	794	830	877	941	1020	1132	1249

Table 0-3 最適化結果 4.2.2

輸送・充填費	EV, ¥/kWh	20.0	10.0	30.0	30.0
	FVC, ¥/m3	63.0	63.0	42.0	21.0
最適設備構成(容量)					
原子力		0.178	0.178	0.178	0.178
水力		0.080	0.080	0.080	0.080
石炭火力		0.001	0.008	0.000	0.000
LNG火力		0.823	0.824	0.822	0.822
石油火力		0.000	0.000	0.000	0.000
風力		0.375	0.378	0.430	0.474
PV		0.514	0.520	0.613	0.740
蓄電池	入出力部, kW	0.012	0.010	0.056	0.000
	貯蔵部, kWh	0.045	0.036	0.259	0.000
水素混焼	入出力部, kW	0.000	0.012	0.079	0.245
	貯蔵部, kWh	0.000	0.009	0.055	0.172
最適電源構成(供給量, kWh)					
原子力		1092	1092	1092	1092
水力		317	317	317	317
石炭火力		8	61	0	0
LNG火力	LNG	3441	3421	3146	2932
	水素	0	6	37	49
石油火力		0	0	0	0
風力+PV		1183	1192	1263	1287
蓄電池放電		9	8	58	0
合計		6051	6095	5912	5677
余剰電力内訳, kWh					
充電		11	9	71	0
水電解		0	16	106	409
出力抑制		170	160	150	123
車種構成, km					
ICE		371	0	1529	1829
EV		4941	5312	3783	1811
FCV		0	0	0	830
合計		5312	5312	5312	4470
備蓄日数, days					
石炭		25.8	26.0	25.8	25.7
LNG		56.8	56.4	49.7	47.1
石油		59.8	59.5	64.5	64.5
年間費用(設備費, \$/y)					
原子力		54.8	54.8	54.8	54.8
水力		32.9	32.9	32.9	32.9
石炭火力		0.3	1.9	0.0	0.0
LNG火力		94.5	94.6	94.3	94.3
石油火力		0.0	0.0	0.0	0.0
風力		85.3	85.9	97.9	107.9
PV		57.9	58.6	69.0	83.3
蓄電池	入出力部	0.7	0.5	3.0	0.0
	貯蔵部	1.0	0.8	6.0	0.0
水素混焼	入出力部	0.0	1.0	6.5	20.2
	貯蔵部	0.0	0.0	0.1	0.3
年間費用(燃料費, \$/y)					
原子力		16.9	16.9	16.9	16.9
水力		0.0	0.0	0.0	0.0
石炭		0.2	1.6	0.0	0.0
LNG		279.5	277.8	255.5	238.1
石油		0.0	0.0	0.0	0.0
年間費用(自動車, \$/y, ICEとFCV改質は燃料費を含む, EVの電力費は発電側に含まれる)					
ICE		10.5	0.0	43.2	51.7
EV		118.0	63.4	135.5	64.9
FCV		0.0	0.0	0.0	11.2
FCV(改質水素)		0.0	0.0	0.0	36.7
年間費用(セキュリティ, \$/y)		134.8	133.2	125.0	121.0
年間総費用, \$/y		887	824	941	934

付録2 セキュリティに関する国別の重み係数

重み係数は World Bank の資料より $w_i = 0.62 + (2.5 - ra_i)/2.61$ の式で重み w_i が 1.0~3.0 の範囲に入るようにしたものである。

Table 0-4 セキュリティに関する国別の重み係数(1/2)

	Political Stability & Absence of	Regulatory Quality	Average	Weight		Political Stability & Absence of	Regulatory Quality	average	重み
	ps_i	rq_i	ra_i	w_i		ps_i	rq_i	ra_i	w_i
AFGHANISTAN	-2.64	-1.58	-2.11	2.61	DOMINICA	0.97	-0.75	0.11	1.65
ALBANIA	0.01	0.16	0.09	1.66	DOMINICAN REPUBLIC	0.10	0.16	0.13	1.64
ALGERIA	-1.15	-0.79	-0.97	2.12	ECUADOR	-0.83	-0.24	-0.54	1.93
AMERICAN SAMOA	1.00	0.36	0.68	1.40	EGYPT	-0.67	-1.14	-0.91	2.09
ANDORRA	1.40	1.35	1.38	1.10	EL SALVADOR	0.09	-0.17	-0.04	1.71
ANGOLA	-0.43	-0.94	-0.69	1.99	EQUATORIAL GUINEA	-0.09	0.31	0.11	1.65
ANGUILLA	1.19	1.35	1.27	1.15	ERITREA	-0.84	-1.37	-1.11	2.17
ANTIGUA AND BARBUDA	0.85	0.61	0.73	1.38	ESTONIA	0.57	-2.13	-0.78	2.03
ARGENTINA	-0.04	-0.65	-0.35	1.85	ETHIOPIA	-1.79	1.47	-0.16	1.77
ARMENIA	0.01	0.32	0.17	1.63	FIJI	-0.05	-0.86	-0.46	1.89
ARUBA	1.38	0.85	1.12	1.22	FINLAND	1.36	-0.68	0.34	1.55
AUSTRALIA	1.08	1.78	1.43	1.08	FRANCE	0.58	1.58	1.08	1.23
AUSTRIA	1.30	1.64	1.47	1.06	FRENCH GUIANA	0.08	1.25	0.67	1.41
AZERBAIJAN	-0.48	-0.32	-0.40	1.87	GABON	0.23	0.85	0.54	1.46
BAHAMAS	0.74	0.99	0.87	1.32	GAMBIA	0.14	-0.65	-0.26	1.81
BAHRAIN	-0.18	0.88	0.35	1.55	GEORGIA	-1.00	-0.44	-0.72	2.01
BANGLADESH	-1.54	-0.82	-1.18	2.21	GERMANY	1.08	0.59	0.84	1.34
BARBADOS	1.09	0.77	0.93	1.30	GHANA	0.06	1.46	0.76	1.37
BELARUS	0.45	-1.24	-0.40	1.87	GREECE	0.32	0.08	0.20	1.61
BELGIUM	0.61	1.48	1.05	1.25	GRENADA	0.67	0.81	0.74	1.38
BELIZE	0.25	-0.4	-0.08	1.73	GUAM	0.47	0.31	0.39	1.53
BENIN	0.35	-0.46	-0.06	1.72	GUATEMALA	-0.58	0.61	0.02	1.69
BERMUDA	0.83	1.35	1.09	1.23	GUINEA	-1.91	-0.12	-1.02	2.14
BHUTAN	0.89	-0.86	0.02	1.69	GUINEA-BISSAU	-0.38	-1.15	-0.77	2.03
BOLIVIA	-1.02	-1.02	-1.02	2.14	GUYANA	-0.56	-1.22	-0.89	2.08
BOSNIA-HERZEGOVINA	-0.57	-0.19	-0.38	1.86	HAITI	-1.39	-0.55	-0.97	2.12
BOTSWANA	0.96	0.52	0.74	1.38	HONDURAS	-0.36	-0.89	-0.63	1.97
BRAZIL	-0.12	0.19	0.04	1.68	HONG KONG	1.09	-0.27	0.41	1.52
BRUNEI	1.22	0.83	1.03	1.26	HUNGARY	0.59	2	1.30	1.14
BULGARIA	0.39	0.75	0.57	1.45	ICELAND	1.22	1.26	1.24	1.16
BURKINA FASO	-0.11	-0.32	-0.22	1.79	INDIA	-0.99	1.12	0.07	1.67
BURUNDI	-1.43	-1.18	-1.31	2.26	INDONESIA	-1.00	-0.21	-0.61	1.96
CAMBODIA	-0.27	-0.47	-0.37	1.86	IRAN	-1.06	-0.27	-0.67	1.98
CAMEROON	-0.53	-0.66	-0.60	1.95	IRAQ	-2.69	-1.63	-2.16	2.63
CANADA	1.03	1.66	1.35	1.12	IRELAND	1.16	-1.09	0.03	1.68
CAPE VERDE	0.85	-0.02	0.42	1.52	ISRAEL	-1.39	1.91	0.26	1.59
CAYMAN ISLANDS	1.19	1.1	1.15	1.20	ITALY	0.41	1.2	0.81	1.35
CENTRAL AFRICAN REPUB	-1.77	-1.28	-1.53	2.35	JAMAICA	-0.27	0.95	0.34	1.55
CHAD	-1.92	-1.26	-1.59	2.38	JAPAN	0.94	0.36	0.65	1.42
CHILE	0.56	1.58	1.07	1.24	JORDAN	-0.32	1.23	0.46	1.50
CHINA	-0.32	-0.22	-0.27	1.81	KAZAKHSTAN	0.51	0.34	0.43	1.51
COLOMBIA	-1.66	0.24	-0.71	2.00	KENYA	-1.25	-0.37	-0.81	2.05
COMOROS	-1.01	-1.51	-1.26	2.24	KIRIBATI	1.40	-0.07	0.67	1.41
CONGO	-0.61	-1.19	-0.90	2.09	KOREA, NORTH	0.35	-1.22	-0.44	1.89
CONGO, DEM. REP.	-2.34	-1.43	-1.89	2.51	KOREA, SOUTH	0.41	-2.28	-0.94	2.10
COTE D'IVOIRE	-1.91	0.47	-0.72	2.01	KUWAIT	0.45	0.73	0.59	1.44
CROATIA	0.57	-0.93	-0.18	1.78	KYRGYZSTAN	-0.68	0.04	-0.32	1.84
CUBA	0.04	0.5	0.27	1.58	LAOS	-0.01	-0.32	-0.17	1.77
CYPRUS	0.52	-1.59	-0.54	1.93	LATVIA	0.40	-1.25	-0.43	1.88
CZECH REPUBLIC	0.93	1.25	1.09	1.23	LEBANON	-1.94	1.07	-0.44	1.89
DENMARK	1.00	1.09	1.05	1.25	LESOTHO	-0.03	-0.2	-0.12	1.75
DJIBOUTI	-0.13	1.86	0.87	1.32	LIBERIA	-0.99	-0.63	-0.81	2.05

Table 0-5 セキュリティに関する国別の重み係数(2/2)

	Political Stability & Absence of	Regulatory Quality	average	重み		Political Stability & Absence of	Regulatory Quality	average	重み
	ps_i	rq_i	ra_i	w_i		ps_i	rq_i	ra_i	w_i
LIBYA	0.48	-1.32	-0.42	1.88	SAO TOME AND PRINCIPE	0.29	-0.72	-0.22	1.79
LIECHTENSTEIN	1.40	-0.93	0.24	1.60	SAUDI ARABIA	-0.39	0.17	-0.11	1.75
LITHUANIA	0.73	1.35	1.04	1.25	SENEGAL	-0.16	-0.29	-0.23	1.79
LUXEMBOURG	1.52	1.14	1.33	1.12	SERBIA	-0.50	-0.21	-0.36	1.85
MACAO	0.46	1.71	1.09	1.23	SEYCHELLES	0.91	-0.65	0.13	1.64
MACEDONIA	-0.31	1	0.35	1.55	SIERRA LEONE	-0.23	-0.86	-0.55	1.93
MADAGASCAR	-0.42	0.21	-0.11	1.74	SINGAPORE	1.33	1.92	1.63	1.00
MALAWI	0.05	-0.33	-0.14	1.76	SLOVAKIA	0.92	1.14	1.03	1.25
MALAYSIA	0.13	-0.39	-0.13	1.75	SLOVENIA	1.07	0.81	0.94	1.29
MALDIVES	-0.10	0.27	0.09	1.66	SOLOMON ISLANDS	0.12	-1.31	-0.60	1.95
MALI	-0.21	-0.42	-0.32	1.83	SOMALIA	-3.28	-2.77	-3.03	3.00
MALTA	1.30	-0.33	0.49	1.49	SOUTH AFRICA	-0.04	0.63	0.30	1.57
MARSHALL ISLANDS	1.18	1.17	1.18	1.19	SPAIN	-0.03	1.27	0.62	1.43
MARTINIQUE	0.64	-0.68	-0.02	1.71	SRI LANKA	-2.04	-0.28	-1.16	2.20
MAURITANIA	-0.93	0.85	-0.04	1.71	ST. KITTS AND NEVIS	0.85	0.5	0.68	1.41
MAURITIUS	0.84	-0.59	0.13	1.64	ST. LUCIA	0.66	0.4	0.53	1.47
MEXICO	-0.62	0.95	0.17	1.63	ST. VINCENT AND THE GREN	0.81	0.4	0.61	1.44
MICRONESIA	1.16	0.45	0.81	1.35	SUDAN	-2.44	-1.36	-1.90	2.52
MOLDOVA	-0.38	-0.63	-0.51	1.92	SURINAME	0.15	-0.67	-0.26	1.81
MONACO	1.12	-0.2	0.46	1.50	SWAZILAND	0.22	-0.57	-0.18	1.77
MONGOLIA	0.35	-0.29	0.03	1.68	SWEDEN	1.13	1.68	1.41	1.09
MONTENEGRO	0.59	-0.05	0.27	1.58	SWITZERLAND	1.23	1.66	1.45	1.07
MOROCCO	-0.47	-0.03	-0.25	1.81	SYRIA	-0.56	-1.17	-0.87	2.07
MOZAMBIQUE	0.29	-0.47	-0.09	1.74	TAIWAN	0.72	1.07	0.90	1.31
MYANMAR	-1.56	-2.24	-1.90	2.52	TAJIKISTAN	-0.74	-0.97	-0.86	2.07
NAMIBIA	0.96	0.13	0.55	1.46	TANZANIA	0.01	-0.39	-0.19	1.78
NAURU	1.18	-0.91	0.14	1.64	THAILAND	-1.19	0.26	-0.47	1.90
NEPAL	-1.69	-0.66	-1.18	2.20	TIMOR-LESTE	-1.13	-1.4	-1.27	2.24
NETHERLANDS	0.95	1.75	1.35	1.12	TOGO	-0.10	-1.05	-0.58	1.95
NETHERLANDS ANTILLES	1.19	0.85	1.02	1.26	TONGA	0.21	-0.75	-0.27	1.81
NEW CALEDONIA	-0.05	-0.06	-0.06	1.72	TRINIDAD AND TOBAGO	0.08	0.62	0.35	1.55
NEW ZEALAND	1.16	1.72	1.44	1.08	TUNISIA	0.29	0.11	0.20	1.61
NICARAGUA	-0.39	-0.36	-0.38	1.86	TURKEY	-0.73	0.22	-0.26	1.81
NIGER	-0.75	-0.52	-0.64	1.97	TURKMENISTAN	0.23	-2.03	-0.90	2.09
NIGERIA	-2.01	-0.62	-1.32	2.26	TUVALU	1.40	-1.16	0.12	1.65
NORWAY	1.33	1.34	1.34	1.12	UGANDA	-0.88	-0.08	-0.48	1.90
OMAN	0.95	0.65	0.80	1.35	UKRAINE	-0.01	-0.39	-0.20	1.78
PAKISTAN	-2.61	-0.47	-1.54	2.36	UNITED ARAB EMIRATES	0.74	0.58	0.66	1.41
PANAMA	0.11	0.63	0.37	1.54	UNITED KINGDOM	0.56	1.79	1.18	1.19
PAPUA NEW GUINEA	-0.55	-0.59	-0.57	1.94	UNITED STATES	0.59	1.58	1.09	1.23
PARAGUAY	-0.63	-0.49	-0.56	1.94	URUGUAY	0.83	0.08	0.46	1.50
PERU	-0.84	0.33	-0.26	1.81	UZBEKISTAN	-0.91	-1.41	-1.16	2.20
PHILIPPINES	-1.41	-0.05	-0.73	2.01	VANUATU	1.30	-0.76	0.27	1.58
POLAND	0.79	0.77	0.78	1.36	VENEZUELA	-1.23	-1.44	-1.34	2.27
PORTUGAL	1.05	1.12	1.09	1.23	VIETNAM	0.32	-0.53	-0.11	1.74
PUERTO RICO	0.49	1.02	0.76	1.37	VIRGIN ISLANDS (U.S.)	0.62	0.61	0.62	1.43
QATAR	1.01	0.66	0.84	1.34	WEST BANK GAZA	-1.76	-1.12	-1.44	2.32
REUNION	0.47	1.1	0.79	1.36	YEMEN	-1.89	-0.7	-1.30	2.26
ROMANIA	0.30	0.53	0.42	1.52	ZAMBIA	0.29	-0.33	-0.02	1.71
RUSSIA	-0.62	-0.56	-0.59	1.95	ZIMBABWE	-1.56	-2.18	-1.87	2.50
RWANDA	-0.14	-0.49	-0.32	1.83					
SAMOA	1.11	-0.43	0.34	1.55					

付録3 コーディング

2.2 節で用いた LP のコードは Python で記述し、入出力を含め 1000 行程度のコードである。以下はその中からモデリングに関わる変数宣言、制約条件、目的関数の記述を抜き出したものである。

```
em = LpProblem()
# 変数宣言
xg = LpVariable.dicts('xg', Rgen, 0)
xr = LpVariable.dicts('xr', Rren, 0)
xsbio = LpVariable.dicts('xsbio', Rstr, 0)
xsbst = LpVariable.dicts('xsbst', Rstr, 0)
xshio = LpVariable.dicts('xshio', Rhyd, 0)
xshst = LpVariable.dicts('xshst', Rhyd, 0)
yg = LpVariable.dicts('yg', (Rgen, RYR), 0)
yrd = LpVariable.dicts('yrd', (Rren, RYR), 0)
yrc = LpVariable.dicts('yrc', (Rren, RYR), 0)
y0 = LpVariable.dicts('y0', (Rren, RYR), 0)
ys = LpVariable.dicts('ys', (Rstr, RYR), 0)
zs = LpVariable.dicts('zs', (Rstr, RYR), 0)
zh = LpVariable.dicts('zh', (Rhyd, RYR), 0)
ss = LpVariable.dicts('ss', (Rstr, RYR), 0)
sh = LpVariable.dicts('sh', (Rhyd, RYR), 0)
oh = LpVariable.dicts('oh', (Rhyd, RYR), 0)
qg = LpVariable.dicts('qg', (Rgen, RYR), 0)

# 同時同量
for i in RYR:
    em += GEF*lpSum(yg[j][i] for j in Rgen) + GEF*lpSum(ys[j][i] for j in Rstr) \
        GEF*lpSum(yrd[j][i] for j in Rren) \
        == DM0[i] + lpSum(zs[j][i] for j in Rstr) + lpSum(zh[j][i] for j in Rhyd)
# 再エネ
for j in Rren:
    for i in RYR:
        em += y0[j][i] == xr[j]*REN0[j][i]
        em += yrd[j][i] + yrc[j][i] == y0[j][i]
        em += xr[j] <= POTr[j]
# 同期発電機
if Rsysc > .001:
    for i in RYR:
        em += Rsysc*lpSum(SYNg[j]*yg[j][i] for j in Rgen) >= yrd[1][i]
        #em += Rsysc*(lpSum(SYNg[j]*yg[j][i] for j in Rgen) + yrd[0][i]) >= yrd[1][i]
# 供給予備力
maxdm = np.max(DM0)
if rsv > .001:
    em += lpSum(xg[j] for j in Rgen) >= (1.+rsv)*maxdm
# 発電機
for j in Rgen:
    if VARg[j] == 'Fix. X, Y': #設置容量&発電量固定
        em += xg[j] == fXg[j]
        for i in RYR:
            em += yg[j][i] == fYg[j]
    else:
        for i in RYR:
            em += yg[j][i] <= xg[j] #設備容量
            em += yg[j][i] >= xg[j]*MING[j] #最低稼働
        if VARg[j] == 'Fix. X': #設置容量固定
            em += xg[j] == fXg[j]
        if VARg[j] == 'Min. X':
            em += xg[j] >= fXg[j] #最小設置設置指定
```

```

if f_resp : #Responce 対応 2018.4.30z B
    for i in range(1,NYR):
        em += yg[j][i]-yg[j][i-1] <= RESg[j]*xg[j]
        em += yg[j][i-1]-yg[j][i] <= RESg[j]*xg[j]
    em += yg[j][0]-yg[j][NYRm] <= RESg[j]*xg[j]
    em += yg[j][NYRm]-yg[j][0] <= RESg[j]*xg[j]

# 蓄電池
for j in Rstr:
    for i in RYR:
        em += ys[j][i] <= xsbio[j]
        em += zs[j][i] <= xsbio[j]
        em += ss[j][i] <= xsbst[j]
    for i in range(1,NYR):
        em += ys[j][i] <= ss[j][i-1]*LOSs[j]*EFLs[j]
        em += zs[j][i] <= (xsbst[j]-ss[j][i-1]*LOSs[j])*iEFLs[j]
        em += ss[j][i] == ss[j][i-1]*LOSs[j]+EFLs[j]*zs[j][i]-iEFLs[j]*ys[j][i]
    em += ys[j][0] <= ss[j][NYRm]*LOSs[j]*EFLs[j]
    em += zs[j][0] <= (xsbst[j]-ss[j][NYRm]*LOSs[j])*iEFLs[j]
    em += ss[j][0] == ss[j][NYRm]*LOSs[j]+EFLs[j]*zs[j][0]-iEFLs[j]*ys[j][0]

# 水素製造
for j in Rhyd:
    for i in RYR:
        em += zh[j][i] <= xshio[j]
        em += sh[j][i] <= xshst[j]
        em += oh[j][i] <= HMXg[CFtoh[j]]*yg[CFtoh[j]][i]*iEFLg[CFtoh[j]]
    for i in range(1,NYR):
        em += oh[j][i] <= sh[j][i-1]*LOSh[j]
        em += zh[j][i] <= (xshst[j]-sh[j][i-1]*LOSh[j] + oh[j][i])*iEFLh[j]
        em += sh[j][i] == sh[j][i-1]*LOSh[j]+EFLh[j]*zh[j][i]-oh[j][i]
    em += oh[j][0] <= sh[j][NYRm]*LOSh[j]
    em += zh[j][0] <= (xshst[j]-sh[j][NYRm]*LOSh[j] + oh[j][0])*iEFLh[j]
    em += sh[j][0] == sh[j][NYRm]*LOSh[j]+EFLh[j]*zh[j][0]-oh[j][0]

# 水素混焼
for j in Rgen:
    for i in RYR:
        if j in CFtoh:
            for k in range(len(CFtoh)):
                if j == CFtoh[k]:
                    em += qg[j][i] == yg[j][i]*iEFLg[j] - oh[k][i]
        else:
            em += qg[j][i] == yg[j][i]*iEFLg[j]

# CO2制約
em += lpSum(lpSum(qg[j][i] for i in RYR)*COg[j] for j in Rgen) == DM0sum*COE, name = '_CO2')

# 目的関数
em += lpSum(xg[j]*CCg[j] for j in Rgen) \
    + lpSum(xr[j]*CCrcn[j] for j in Rren) \
    + lpSum((xsbio[j]*CCsio[j] + xsbst[j]*CCsst[j]) for j in Rstr) \
    + lpSum((xshio[j]*CCchio[j] + xshst[j]*CCchst[j]) for j in Rhyd) \
    + cYear*lpSum(CFg[j]*lpSum(qg[j][i] for i in RYR) for j in Rgen)

```

3.2 節の非線形最適化は、Python の文法による記述に加え、制約条件に矛盾がないように、その記述の順序も重要になる。コーディングの一部として、目的関数の値を計算するために、制約条件から内生的に各変数を決定していく過程を示す。

再エネの発電量は PV, 風力それぞれの単位設置量あたりの発電量 $pPV0$, $pWF0$ に設置量 $x[12]$, $x[13]$ を乗じて求められるが、プログラムでは 1,2 行に相当し、プログラムではそれらの合計を pPV として再定義している (2 行目)。Python では配列変数の配列を省略した場合、全ての要素ごとに演算が実施されるため、1 行目は $pWF0[0\sim 8759]$ の全ての要素に対して $x[13]$ を乗じたものが pWF に格納される。(配列のインデックスは 0 から始まる)。4 行目は再エネに占める風力の比率を rWF に代入。3 行目は 0 での除算を避けるための処理。

```
01 pWF = x[13]*pWF0
02 pPV = x[12]*pPV0 + pWF
03 idx = np.where(pPV > 0)
04 rWF[idx] = pWF[idx]/pPV[idx]
```

5 行目は原子力、水力、火力の最低稼働の合計を $rTHmin$ に代入している。

```
05 rTHmin = xATM*minATM + xWTR*minWTR + x[7]*min[7] + x[8]*min[8] + x[9]*min[9]
```

6 行目は慣性力確保のために最低必要な稼働を $pImin$ に、 $DM0$ は電力需要。5 行で求めた火力の最低稼働 $rTHmin$ と慣性力確保に必要な $pImin$ を全ての時間で比較し、大きい方を、 $pImin$ に 6 行で代入している。 $pImin$ に格納されている各時間の値が、原子力、水力、火力が最低限稼働した場合の電力を意味し、電力需要 $DM0$ から $pImin$ を減じた値が、再エネの受け入れ可能量となる (10 行目)。再エネが、この値以上の場合、余剰となる。

```
06 pImin = DM0 * (1. - rWF) / (1. - rWF + rI)
07 idxT = np.where(pImin < rTHmin)
08 pImin[idxT] = rTHmin
09 pPVn = copy(pPV)
10 pPVn[idx] = DM0[idx] - pImin[idx]
```

ここまでのステップで再エネを直接受け入れ可能な量 $pPVn$ を求めているが、この間のステップでは前述の下記制約条件にしたがっている。

$$x_j \cdot MIN_j \leq y_{j,i} \leq x_j \quad (6)$$

$$y_{12,i} + y_{13,i} + cu_i = x_{12}PV_i + x_{13}WT_i \quad (11)$$

$$r_l \sum_{j=7}^{11} y_{j,i} > y_{12,i} - z_{1,i} \quad (12)$$

このような手順で全ての変数を決定する。全変数を決定する部分は 150 行程度である。

最適化の実行は `scipy` に実装されている `basinhopping` 関数を呼ぶことで実行される。`minimizer_kwargs` で最適化の条件を規定している。`cons2` は制約条件を記述した関数、`'SLSQP'` は Sequential Least Squares Programming と呼ばれる非線形の最適化方法を指定、

'maxiter'は収束計算の最大繰り返し数, 'ftol'は許容誤差を意味する. f2t は目的関数であるが, 上記のコードを含む複数のステップを有する関数で, xが決定変数を意味する.

```
01 minimizer_kwargs = dict(constraints=cons2, method='SLSQP',
                           options={'maxiter': iloc, 'ftol': 1e-05})
02 hresult = basinhopping(f2t, x0=x, T=bhT, disp=True, interval=istep, callback=cback
                        , minimizer_kwargs=minimizer_kwargs, niter=ihop)
```