

Environment Research and Technology Development Fund

## 環境研究総合推進費 終了研究成果報告書

「日本における長期地球温暖化対策経路の複数モデルを用いた評価と不確実性の分析」

(2-1704)

平成29年度～令和元年度

Multi-model analysis of long-term climate policy of Japan:  
mitigation pathways and uncertainties

〈研究代表機関〉

東京大学未来ビジョン研究センター

〈研究分担機関〉

東京大学大学院工学系研究科

(一財) エネルギー総合工学研究所

(一財) 日本エネルギー経済研究所

〈研究協力機関〉

京都大学大学院工学研究科、(国研) 国立環境研究所、滋賀県立大学環境科学部、  
(公財) 地球環境戦略研究機関、筑波大学大学院理工情報生命学術院、  
九州大学カーボンニュートラル・エネルギー国際研究所

令和2年5月

## 目次

I. 成果の概要	4
1. はじめに（研究背景等）	
2. 研究開発目的	
3. 研究開発の方法	
4. 結果及び考察	
5. 本研究により得られた主な成果	
6. 研究成果の主な発表状況	
7. 研究者略歴	
II. 成果の詳細	19
II-1 複数の統合評価モデル比較による長期の地球温暖化対策の評価 （東京大学未来ビジョン研究センター） 要旨	19
1. はじめに	
2. 研究開発目的	
3. 研究開発方法	
4. 結果及び考察	
5. 本研究により得られた成果	
6. 国際共同研究等の状況	
7. 研究成果の発表状況	
8. 引用文献	
II-2 再生可能エネルギー大量導入のモデリング手法改善に関する研究 （東京大学大学院工学系研究科） 要旨	36
1. はじめに	
2. 研究開発目的	
3. 研究開発方法	
4. 結果及び考察	
5. 本研究により得られた成果	
6. 国際共同研究等の状況	
7. 研究成果の発表状況	
8. 引用文献	
II-3 エネルギー技術イノベーションのモデリング手法の向上に関する研究 （（一財）エネルギー総合工学研究所） 要旨	57
1. はじめに	
2. 研究開発目的	
3. 研究開発方法	
4. 結果及び考察	
5. 本研究により得られた成果	

- 6. 国際共同研究等の状況
- 7. 研究成果の発表状況
- 8. 引用文献

## II-4 長期の気候政策における原子力の役割に関する包括的なシナリオ研究・・・・・・・・・・ 71

(一財) 日本エネルギー経済研究所)

### 要旨

- 1. はじめに
- 2. 研究開発目的
- 3. 研究開発方法
- 4. 結果及び考察
- 5. 本研究により得られた成果
- 6. 国際共同研究等の状況
- 7. 研究成果の発表状況
- 8. 引用文献

## III. 英文Abstract ..... 86

## I. 成果の概要

課題名 2-1704 日本における長期地球温暖化対策経路の複数モデルを用いた評価と不確実性の分析

課題代表者名 杉山 昌広 (東京大学未来ビジョン研究センター准教授)

研究実施期間 平成29～令和元年度

研究経費(累計額) 117,990千円

(平成29年度:46,588千円、平成30年度:35,597千円、令和元年度:35,805千円)

本研究のキーワード 気候政策、排出削減経路、統合評価、モデル相互比較、エネルギー政策、不確実性

### 研究体制

- (1) 複数の統合評価モデル比較による長期の地球温暖化対策の評価  
(東京大学未来ビジョン研究センター)
- (2) 再生可能エネルギー大量導入のモデリング手法改善に関する研究  
(東京大学大学院工学系研究科)
- (3) エネルギー技術イノベーションのモデリング手法の向上に関する研究  
(一財)エネルギー総合工学研究所)
- (4) 長期の気候政策における原子力の役割に関する包括的なシナリオ研究  
(一財)日本エネルギー経済研究所)

### 研究協力機関

京都大学大学院工学研究科、(国研)国立環境研究所、滋賀県立大学環境科学部、(公財)地球環境戦略研究機関、筑波大学大学院理工情報生命学術院、九州大学カーボンニュートラル・エネルギー国際研究所

## 1. はじめに(研究背景等)

2015年に世界が合意したパリ協定により気候変動緩和策が新たなステップに移った。パリ協定の特徴は幾つかある。1997年に合意され、先進国に温室効果ガス排出削減義務を課した京都議定書と異なり、新興国・発展途上国を含む世界全ての国が排出対策を行うことになった。初めて国際法で明確に長期の地球温暖化による気温上昇目標が掲げられた。また京都議定書と異なり国際条約で詳細な削減内容が規定されるのではなく、各国が自身で排出削減目標を立てることになっている。日本政府は2015年に「自国が決定する貢献(案)」の中で、2030年度の目標として2013年度比26%温室効果ガス排出削減を、また2019年に提出された長期戦略の中で2050年80%削減を打ち出した。

こうした長期の気候変動緩和策は、多数のエネルギー経済モデルや統合評価モデルのシナリオ分析によって評価されることが国際的には標準となっており、気候変動に関する政府間パネル

(Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) などでもそのような評価がなされている。気候変動緩和策は一般的な政策課題と比べてその時間スケールが長く、また複雑で不確実性が大きいことが特徴である。したがって政策や政策の案の評価は予測に基づく分析ではなくシナリオ分析として行われる。シナリオは一定の仮定のもと、将来のある姿を社会経済や工学システムの数理モデルを用いて、整合的に将来像を複数描き、どの政策が有効であるかを評価するものである。シナリオ分析の出発点には不確実性の認識がある。

日本の長期戦略に関するシナリオ分析は、今まで十分になされてこなかった。2050年目標を明示的に扱った、モデル間の違いとその他の不確実性を包括的に評価した分析は行われていない。またシナリオ分析に関連する、理解が不足している項目もある。天候に合わせて変動する太陽光・風力発電をどのように強化していくか、また重要な低炭素電源であるが国民の受容性の問題が残る原子力発電をどのように考えるか、また2050年以降のゼロ排出を実現する二酸化炭素除去(Carbon Dioxide Removal, CDR)／ネガティブ・エミッション技術の展望などは詳細な検討が必要である。

## 2. 研究開発目的

本研究課題では、複数のエネルギー経済モデル・統合評価モデルを組み合わせ、またシナリオ分析に資する個別分析を行い、包括的な日本の長期戦略に関するシナリオ分析を行うことを目的とした。そしてIPCCの第6次評価報告書といった国際的な環境研究に貢献する。各サブテーマは個々の研究課題に取り組むと同時にモデル比較にも参加する。

### (1) 複数の統合評価モデル比較による長期の地球温暖化対策の評価

統一的なシナリオ枠組みを設計し、複数のエネルギー経済モデル・統合評価モデルによって算出されたシナリオを収集し、モデル相互比較のデータベースを作成する。シナリオ・データベースの分析を通じ、不確実な領域を明らかにすると同時に頑健な政策を同定する。またシナリオ分析の更なる活用のために、その射程・限界やコミュニケーションのあり方についても研究する。

### (2) 再生可能エネルギー大量導入のモデリング手法改善に関する研究

気候緩和策として関心が集まる変動性再生可能エネルギー発電 (variable renewable energy, VRE) は季節や時間、天候の変化に伴う出力変動が激しいため、その導入拡大は、周波数制御や電力需給調整といった電力系統運用を困難にする可能性が指摘されている。そのため、電力系統を詳細にモデリングした電力需給モデルと、エネルギーシステム全体からみた評価を行う。

### (3) エネルギー技術イノベーションのモデリング手法の向上に関する研究

中長期的に正味でゼロエミッションを目指すパリ協定の目標達成のためには、二酸化炭素除去技術／ネガティブエミッション技術が重要であるが、日本の文脈での知見は不十分である。当該分野の技術進展の調査、パリ協定を意識したエネルギーモデルによるシミュレーションを行う。

### (4) 長期の気候政策における原子力の役割に関する包括的なシナリオ研究

有力な低炭素電源でありながら安全性への懸念が残る原子力発電に係る諸要因を包括的に考慮し、長期の気候政策における原子力発電の役割を、日本のみならず世界全体の観点から検討した上で、日本の原子力シナリオを定量的に検討・評価することを本研究の目的とした。

## 3. 研究開発の方法

### (1) 複数の統合評価モデル比較による長期の地球温暖化対策の評価

サブテーマ2～4（研究分担者）、研究協力者に協力を得ながら、5つのエネルギー経済モデル・統合評価モデルによる分析を行った（表3.1.1）。

表 3.1.1 本研究課題に参加したエネルギー経済モデル・統合評価モデル

モデル	地域	研究機関	モデルの種類
AIM/Hub-Japan 2.1	日本	京都大学大学院工学研究科、国立環境研究所、地球環境戦略研究機関	逐次最適、一般均衡
AIM/Enduse[Japan] V2.1	日本	京都大学大学院工学研究科 国立環境研究所	逐次最適、部分均衡
DNE21 Version 1.3	世界	東京大学大学院工学系研究科	通時最適、部分均衡
IEEJ Japan ver. 2017	日本	日本エネルギー経済研究所	通時最適、部分均衡
TIMES-Japan 3.1	日本	エネルギー総合工学研究所	通時最適、部分均衡

複数の温室効果ガスをカバーするモデルもあるが、本研究では、エネルギー使用量や産業プロセスからの二酸化炭素排出量に焦点を当てた。

シナリオ設計では、サブテーマ2～4の分析を踏まえて、4つの次元の不確実性を検討した。その4つの次元とは、排出量制約の厳しさ、技術の感度解析（利用可能性、再生可能エネルギーの賦存量など）、サービス需要の水準、そしてエネルギー輸入価格である。主要なシナリオは以下の2つである。

**Baseline\_Def:** デフォルトのパラメータ設定で気候政策を想定しない。

26by30+80by50\_Def：日本の自国が決定する貢献（2030年度までに2013年度比で26%削減）と長期戦略（2050年までに80%削減）を排出制約と設定する。

シナリオ分析を政策や社会でより効果的に活用するために、シナリオ分析の射程・限界に関する整理、およびシナリオ・コミュニケーションの向上についても研究を行った。シンポジウム等のアウトリーチ活動も実施した。また研究課題全体の統括も行った。

(2) 再生可能エネルギー大量導入のモデリング手法改善に関する研究

本サブテーマでは、再生可能エネルギー大量導入分析が可能な電力需給モデルとエネルギー技術選択モデルの開発を実施した。

電力需給モデル：担当者らは既に電気学会標準系統モデルに基づき、沖縄を除く全国の電力基幹系統を一部縮約して135ノード、166本の送電線でモデル化し分析を行っているが、本サブテーマでは全国の全ての基幹系統を352ノード、441本の送電線でモデル化して拡張を行った大規模最適電源構成モデルを開発し(図3.2.1)、太陽光・風力発電の大量導入下での数値シミュレーション分析を行う。

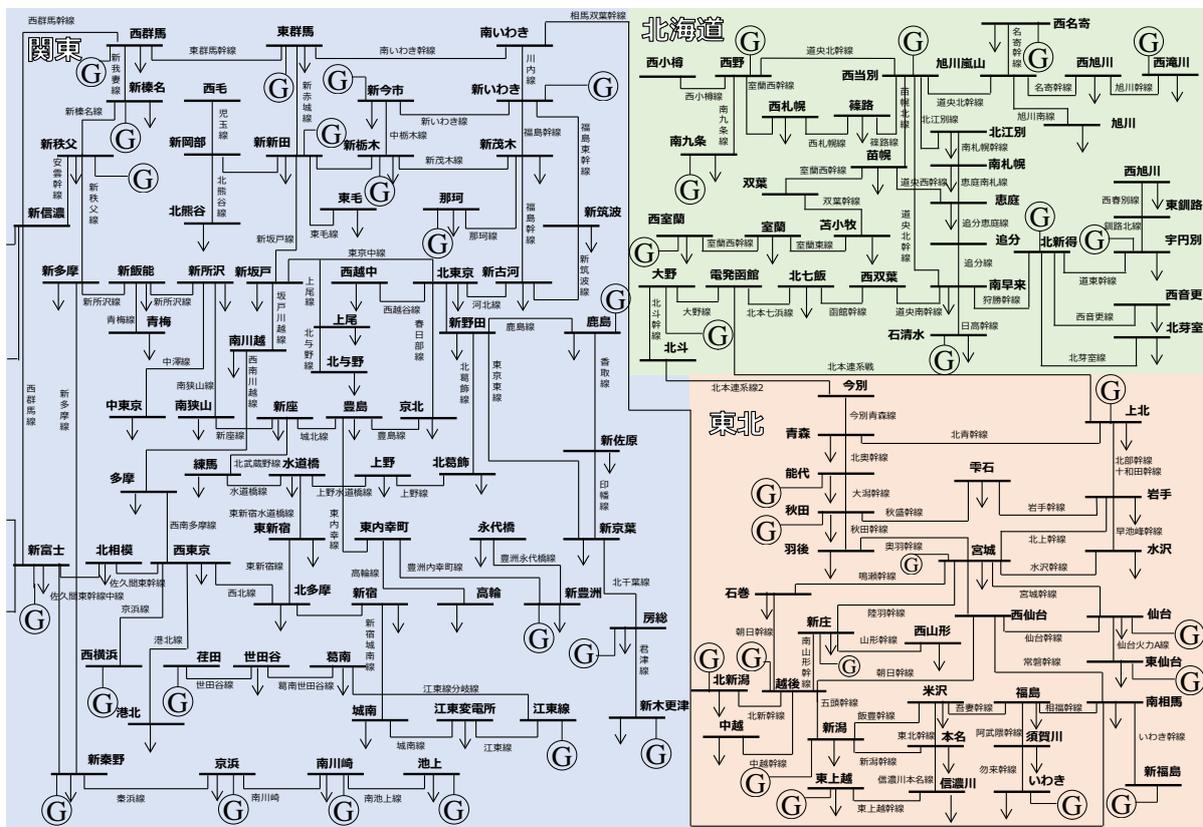


図3.2.1 電力需給モデルの電力系統図(東日本を例示)

エネルギー技術選択モデル(日本、世界)：エネルギーシステム全体を分析対象としながら、電力部門(発電技術及び電力貯蔵技術)を高時間解像度で記述することにより、既往の同タイプのモデルでは十分に考慮できないVRE発電の出力間欠性や電力貯蔵技術の運用等を考慮可能なボトムアップ型最適エネルギー技術選択モデルを開発した。

(3) エネルギー技術イノベーションのモデリング手法の向上に関する研究

国内外の先端エネルギー技術のロードマップ(政府のエネルギー・環境イノベーション戦略等)、専門家による聞き取り(expert elicitation)等の研究をレビューし、二次電池、CCS付きバイオマス・エネルギー(Bio-Energy with Carbon Capture and Storage, BECCS、負の排出技術の一例)、直接CO<sub>2</sub>を大気から回収するシステム(Direct Air Capture with Carbon Storage, DACCS)などの技術パラメータとその不確実性を取りまとめて整理し、統合評価モデルで組み込めるパラメータとしてまとめた。

またこうした革新的技術の統合評価モデルへの組み込み、今世紀後半でのネット・ゼロ排出シナリオ計算を行った。具体的に評価を行ったネガティブエミッション技術（BECCSおよびDACCS）に加え、産業部門からの排出削減に向けた技術として、製鉄における水素直接還元製鉄（H-DR）技術などをモデルに導入した。また、産業部門および運輸部門におけるCO<sub>2</sub>排出削減技術として、DACを利用した合成燃料利用技術を新たに組み込むこととした。

二酸化炭素除去技術／ネガティブエミッション技術としては、発電部門のBECCSおよび、DACCSによる貯留を設定した。DACとしては、文献調査より現時点でスケールアップが期待される化学吸収法による吸収液を利用したシステムを想定し、熱利用でのCO<sub>2</sub>排出も回収する設定とした。ネガティブエミッション技術の利用可能性については、様々な組み合わせを検討した。

#### （４）長期の気候政策における原子力の役割に関する包括的なシナリオ研究

##### （１）原子力シナリオの分析

本研究では、原子力シナリオに関する定量分析を行うために、まず、原子力シナリオを数年～数十年にわたって継続的に作成・改定し、公表している以下の4つの機関による見通し値データを網羅的に収集し、計量経済的手法に従って原子力シナリオに与える要因について定量的に評価した。

1. 国際原子力エネルギー機関（International Atomic Energy Agency: IAEA）
2. 国際エネルギー機関（International Energy Agency: IEA）
3. 米国エネルギー省（U.S. Department of Energy: DOE）
4. 日本エネルギー経済研究所（IEEJ）

更に、上記の分析を踏まえ、原子力シナリオに特に大きな影響を与えるものはその経済性であると考えられることから、原子力コストに影響を与える要因について分析すべく、日本で建設された原子力発電所の建設費データを公式文書（「原子炉設置許可申請書」及び「原子炉設置変更許可申請書」）から網羅的に収集し、建設単価（建設費を発電設備容量で除した値）を被説明変数として回帰分析を行った。

##### （２）原子力シナリオの評価

原子力の見通しを考える上でその経済性が重要な要素であることから、まず2050年に向けた日本の原子力シナリオを複数作成した上で、2050年の日本のエネルギーミックスを対象として、変動性再生可能エネルギーの大量導入時の電力需給を詳細に表現し得る電源構成モデルを用いた分析を行い、将来のエネルギーミックスの中での原子力の経済性を評価した。

#### 4. 結果及び考察

##### （１）複数の統合評価モデル比較による長期の地球温暖化対策の評価

図4.1.1に電力部門、運輸部門、民生部門（家庭・業務）、産業部門（エネルギーおよび産業プロセス）にCO<sub>2</sub>排出量の時系列を示す。2050年までに日本全体で80%排出削減を行うためには、どの部門も例外なく大幅な削減がなされている。

図4.1.2に炭素価格を示す。炭素価格は、仮に炭素税または排出量取引で緩和策を実施したとすると、その時の価格に対応する。炭素価格は2020年までモデルの中央値で0円であるが、標準的な仮定のもとでは2050年の値はモデルの中央値で8万円程度まで上昇する（1ドル＝100円とした）。図4.1.1にあるように全ての部門が排出削減に貢献するが、これは高額な炭素価格が全部門に適用されているからである。モデルと現実の比較は難しいが、経済協力開発機構（Organisation for Economic Co-operation and Development, OECD）が2018年に公表した実効炭素価格の報告書によれば、日本の実行炭素価格は約3000円/t-CO<sub>2</sub>水準（正確には30ユーロ、概数として1ユーロ100円として換算）で評価すれば、69%の不足があるとされる。

モデルの中では様々な手法がある緩和策（直接規制、価格的手法、イノベーション政策、情動的施策）などが理想化されて炭素価格という単一手段で表現されており、価格は炭素税または排出量取引の価格と解釈すべきではない。様々な政策が暗示的炭素価格を上昇されることにつながる。足元の対策は

現状の水準で大きな問題はないが、日本政府がすでに掲げている 2050年80%削減目標達成するためには、長期的に緩和策は広がり、深さともに大幅な強化が必要である。

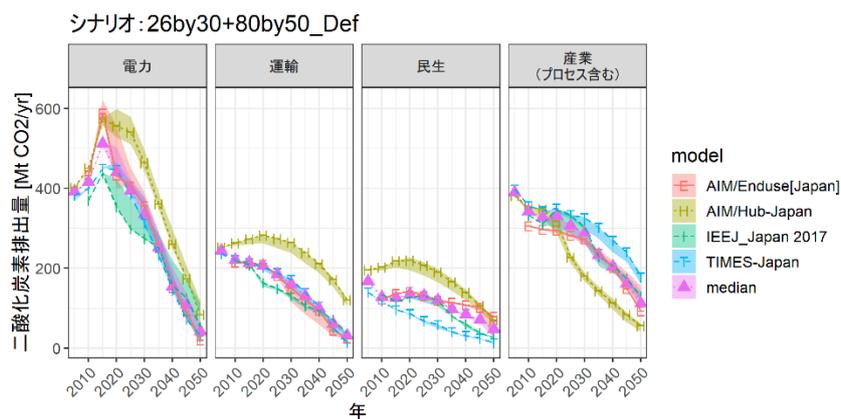


図 4.1.1 CO<sub>2</sub>の部門別排出量

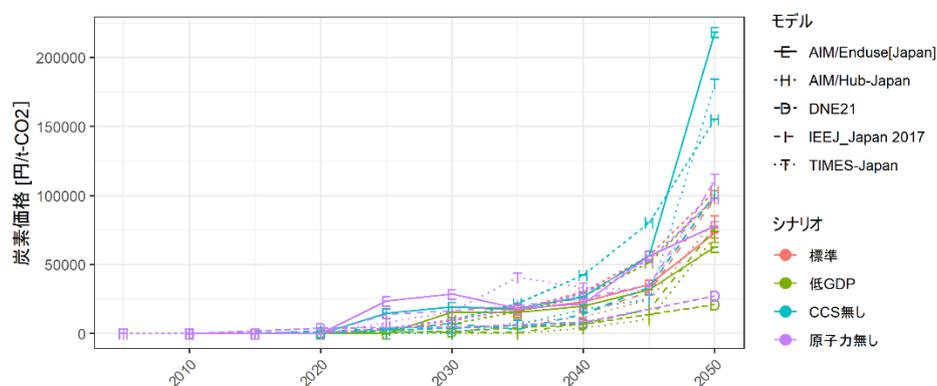


図 4.1.2 炭素価格の時系列

さらに複数のモデルを用いるだけでなく、さまざまなモデルの中のインプットや仮定を変化させることで将来の不確実性を表現し、その不確実性のもとでも頑健（ロバスト）な政策を同定した。図 4.1.3は緩和策に関連する鍵となる指標をまとめたものである。モデルごとの標準的なインプットの仮定に加えて、原子力利用不可、二酸化炭素回収貯留(carbon capture and storage, CCS)利用不可、また低位国内総生産(Gross Domestic Product, GDP)成長の4種類を示している。多少のモデルごとの違いはあるものの、経済全体のエネルギー効率の向上、電源のCO<sub>2</sub>原単位的大幅減少、需要端における電化(最終エネルギー消費に占める電力の割合の増加)はロバストな傾向が見取れる。また再生可能エネルギーが電力に占める割合は(原子力が自由に使えたり安価なバイオマスが大量に入手できたりするというやや極端な仮定を排除すれば)大幅に上昇することが見られる。一次エネルギーに占める化石燃料の割合も減少する方向性にある。

一方で多大な不確実性が残る領域もある。モデルの間で、また同じモデルでもシナリオ設定の間で発電構成には大きな違いがあることが見て取れる。モデルの間についていえば、CCS付き火力発電所の重要性を示すモデルもあれば、再生可能エネルギーが大幅拡大するモデル、水素発電の重要性を示すモデルもある。電源構成のあり方は国民的にも関心が高いが、モデル分析では明快な答えは導かれない。

IPCC関連のシナリオ・データベースの分析やトランジション研究のレビューにより、太陽光発電など速い技術と政策・政治との相互作用はシナリオ分析で表現することが難しいことが示めされた。シナリオのコミュニケーションのためにシナリオ・データベースの分析を容易に行うツールの開発も行った。ステークホルダーのワークショップではステークホルダーの要望自体に背反する内容が含まれ、コミュニケーションの難しさが明らかになった。

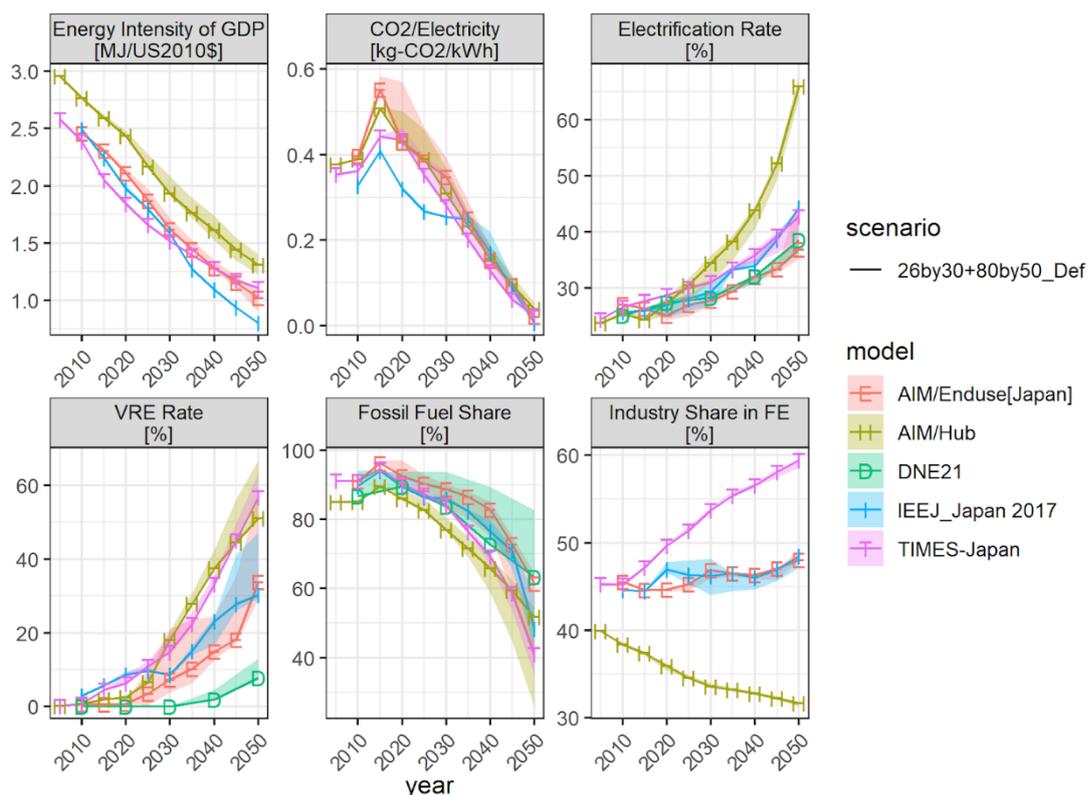


図4.1.3 脱炭素のための主要オプションの指標

(注) リボンは、NoNuc、NoCCS、LoDem、Def シナリオの範囲を表している（シナリオの接頭辞「26by30+80by50\_」は削除）。（左上）GDPのエネルギー原単位、（中上）電力のCO<sub>2</sub>原単位、（右上）最終エネルギー消費に占める電力のシェア、（左下）二次電力に占める太陽光・風力のシェア、（中下）一次エネルギーに占める化石燃料のシェア、（右下）最終エネルギー消費に占める産業部門のシェア。

## （２）再生可能エネルギー大量導入のモデリング手法改善に関する研究

### 電力需給モデル

日本の風力・太陽光発電導入量について、3つのケースを考慮した。基準ケースは長期エネルギー需給見通しに基づき風力1000万kW、太陽光6400万kW、再エネ比率30%ケースで風力3000万kW、太陽光1億2800万kW、再エネ比率40%ケースで風力3000万kW、太陽光2億5600万kWと設定した。

基準ケースでの352地点の年平均電力価格を各ノードの需給バランスのシャドープライスより分析すると(図4.2.1)、再エネ余剰電力の影響により、北海道や東北、九州では電力価格は相対的に低くなり、電力需要の大きい地域の価格が相対的に高い傾向にある。北海道地域では、再エネ比率拡大につれ、電力価格が低下し、再エネ比率40%ケースでは、年間の3分の1の時間帯で電力価格はほぼゼロに下落する。そして電源の収益を、電力価格と発電量の積と燃料費の差分として定義して分析を行うと、再エネ電源比率拡大に伴い、電力価格の低下、稼働率低下を受けて、LNG複合火力等の収益性が悪化する。また、441本の送電線増強のシャドープライスを分析した結果、北海道、東北地域等の地域間連系線や一部のエリア内基幹系統の増強の費用対効果が相対的に高い傾向があり、適切な増強が日本の電力システムコストの削減に貢献すると考えられる。

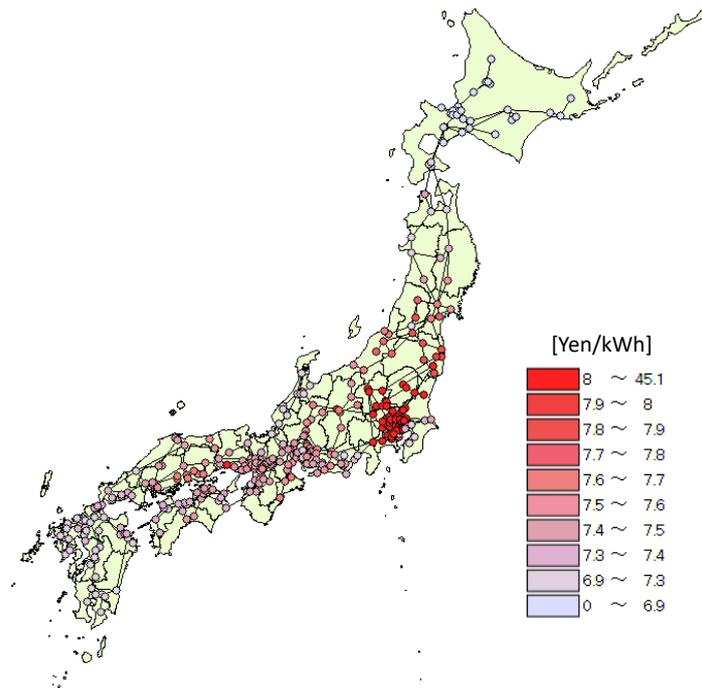


図4.2.1 電力価格(ノードルプライス)(基準ケース)

また本モデルを利用して、日本の系統コスト全体が最小となる最適な太陽光発電の接続地点、接続容量を分析した(図4.2.2)。具体的には、FIT未稼働容量(約4千万kW)を対象に最適化を実施し、日本の電力系統における太陽光発電の最適配置を計算した。分析の結果、電力需要、調整力容量(LNGCC)の大きい関東、中部地域への太陽光大量導入が望ましく、最適化により同じ発電量を得るために必要となる太陽光設備量を600万kW節減できる可能性が示された。また、太陽光発電の最適導入を通じて、バッテリー投資額も削減し、ひいては、消費者の電力コスト負担軽減に貢献する可能性が示された。

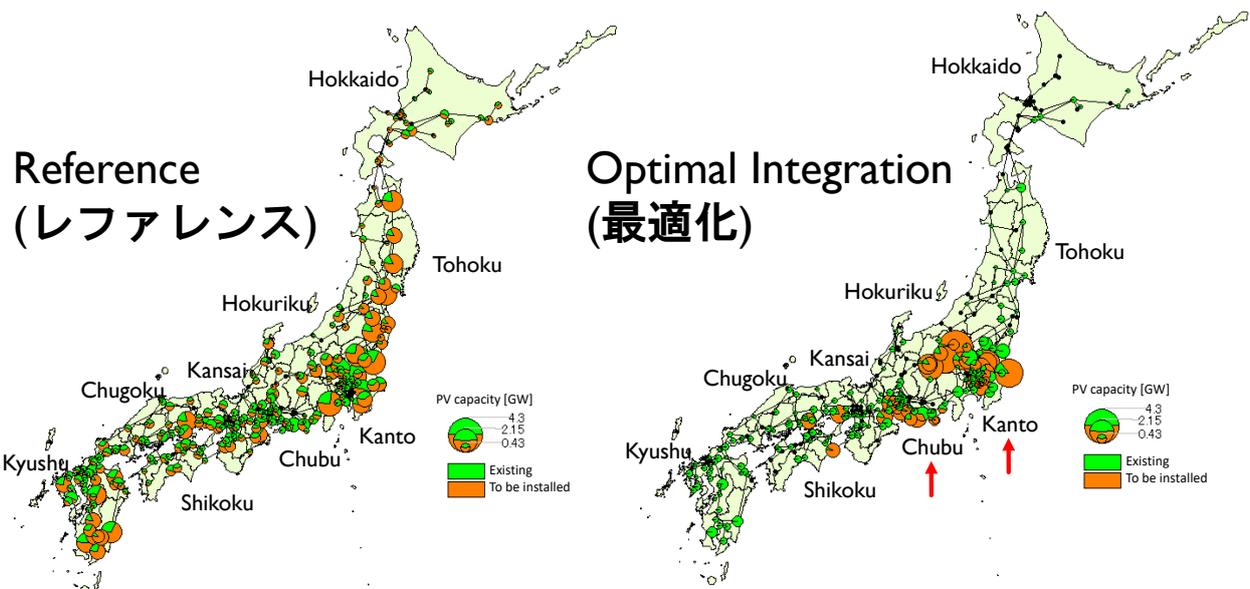


図4.2.2 日本の電力系統における太陽光導入地点、導入量

#### エネルギー技術選択モデル(日本)

2050年までにCO<sub>2</sub>を現状比80%削減するケース(CO<sub>2</sub>排出量：2017年12億トン→2050年2億トン)に関して分析を実施した。原子力の想定は、40年運転にて20年運転延長可能として、新增設は無いものと仮定し

た(2017:約40GW→2050:約20GW)。その結果、省エネ進展、電化、再エネ拡大が進み、これらの措置が特に重要な役割を担うことが分かった。省エネは、一次エネルギー消費ベースで、約3割(現状比)進展してエネルギー利用の高効率化がはかられ、電力需要が1兆kWh(2017)から1.5兆kWh(2050)へ5割も増加し、電気自動車やヒートポンプ技術の拡大が大きな役割を担う可能性が示された。また、再エネ電源比率は2017年の2割から2050年には8割まで拡大して、自然変動電源比率も1割から6割まで拡大する結果となった。CO<sub>2</sub>限界削減費用(シャドープライス)も、2050年には30万円/トン-CO<sub>2</sub>まで上昇する結果となった。また電力需給の分析の結果、再エネ大量導入下においては、需給バランス維持が困難化して、余剰電力時の対応強化が必要となることが定量的に示された(図4.2.3)。

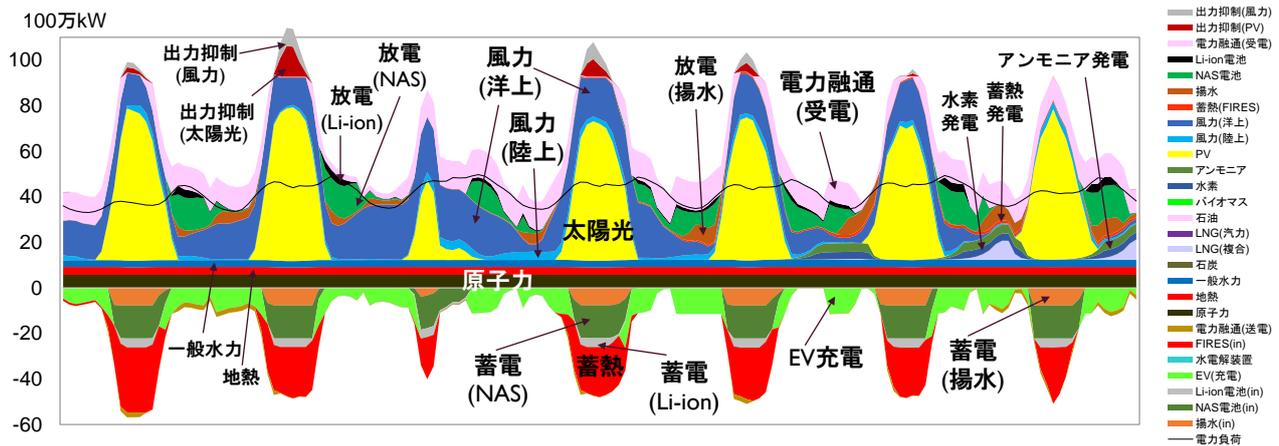


図4.2.3 2050年4月の電力需給運用(関東、1時間値)(2050年CO<sub>2</sub>排出8割削減ケース)

### (3) エネルギー技術イノベーションのモデリング手法の向上に関する研究

#### (1) 緩和策にとって重要な技術を取り上げた、イノベーションに関する文献調査

二次電池に関しては、近年のコスト低下が著しいリチウムイオン電池などを対象に、各種資料から車載用および電力系統用の蓄電池将来コストを幅を持った形で推定した。2030年頃のコストは、電池のタイプにもよるが、低位ケース100\$/kWh程度、標準ケース150\$/kWh程度、高位ケース200\$/kWh程度と推定するのが適切と考えられる。

BECCS技術については最近のシステムチックレビュー(Fuss et al. 2018)を参照した。この論文はWeb of ScienceとScopusを用いた6326件の文献とマニュアルで追加した270文献についてレビューを行い、コスト、ポテンシャル、副作用に関しては、同定した927の文献のレビューをおこなっている。BECCSに関する2050年の妥当な値として、コストは100\$/tCO<sub>2</sub>から200\$/tCO<sub>2</sub>の範囲において、0.5 GtCO<sub>2</sub>/yr から5 GtCO<sub>2</sub>/yrの範囲とまとめている。

DAC技術に関するコスト分析は、Fasihi et al. (2019)のまとめが参考になる。液体吸収液を利用したDACシステムに加え、Climeworks社などで用いられている固体吸着剤を用いたシステムなども含んだ文献によるメタ分析、および将来の学習効果を含んだDACのコスト分析をおこなっている(表4.3.1)。

表4.3.1 Fasihi et al. (2018)のメタ分析によるDACシステムを利用した回収コスト

技術	最小値 (\$/tCO <sub>2</sub> )	最大値 (\$/tCO <sub>2</sub> )
液体吸収液	68	338
低温熱利用固体吸着剤	10	183
湿度スウィング利用固体吸着剤	21	89
一般	13	810

(注) コスト値 (€/tCO<sub>2</sub>)を論文における換算値(2016年の為替)によりUSDに変換。

#### (2) 革新的技術の統合評価モデルへの組み込みと今世紀後半でのネット・ゼロ排出シナリオ計算

ネガティブエミッション技術の有効性を見るために様々な組み合わせを試み、全部で48ケースの2070年ネット・ゼロCO<sub>2</sub>排出達成解の有無を分析した。ここでは需要がSSP2（共通社会経済経路, Shared Socioeconomic Pathways 2, SSP2）を参考に作成した高位(SSP2H)と低位(SSP2L)の2ケースを示す（表4.3.4）。まず、ネガティブエミッション技術の利用が出来ないすべてのケースでは、エネルギーサービス需要設定の想定によらず解を得ることができなかった。SSP2Hケースでは、BECCSが利用できるがDACCSが利用できないシナリオでは解を得なかった。

DACによるCO<sub>2</sub>利用の有無に関しては、SSP2H需要想定でNoBECCSケース（BECCSが利用できないがDACが利用できる）において、DACUが利用できる場合ではネット・ゼロ排出が達成可能となった。その他のケースにおいては、DACUの利用可能性の影響はフィージビリティには見られなかった。また、原子力容量の設定は、どのシナリオにおいてもフィージビリティの有無には影響しなかった。

表4.3.4 SSP2H、SSP2L需要ケースでの実行可能解の有無。RefLimは新設も可能な原子力のケース、LimNucは原子力発電が限定的なケース。

	SSP2H-RefNuc	SSP2H-LimNuc	SSP2L-RefNuc	SSP2L-LimNuc
FullNETs-DACU	○	○	○	○
FullNETs-NoDACU	○	○	○	○
NoBECCS-DACU	○	○	○	○
NoBECCS-NoDACU	×	×	○	○
NoDAC	×	×	○	○
NoNETs	×	×	×	×

次に、試算結果例を示す。SSP2H需要において、両者のネガティブエミッション技術およびDACによるCO<sub>2</sub>利用が可能なケースのCO<sub>2</sub>貯留量を見てみると、BECCSによるCO<sub>2</sub>貯留が主となっている。また、2065年にはセメントCCS、2070年にはDACCSも利用されていることがわかる（図4.3.1）。メタノール製造に利用されるCO<sub>2</sub>に関しては、貯留量と比較し規模は小さいもの、早期の2055年からDACの利用が開始された（図4.3.2）。

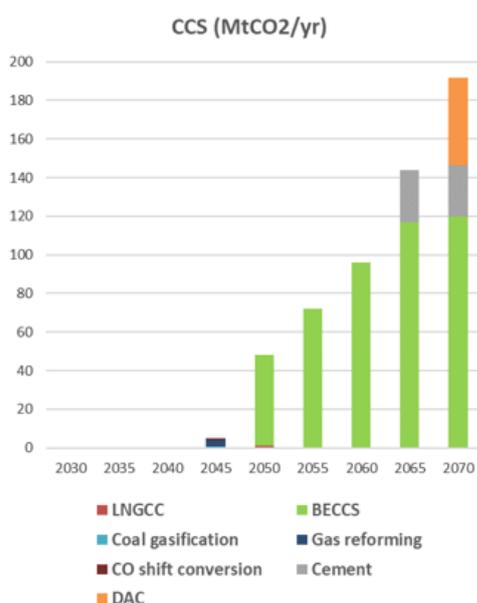


図4.3.1 CO<sub>2</sub>貯留量 (SSP2H-LimNuc-FullNETs-DACU)

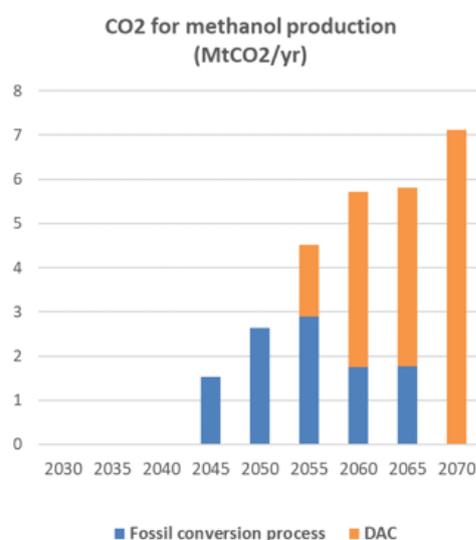


図4.3.2 CO<sub>2</sub>利用量(SSP2H-LimNuc-FullNETs-DACU)

#### (4) 長期の気候政策における原子力の役割に関する包括的なシナリオ研究

##### (1) 原子力シナリオの分析

図4.4.1に国際機関等による各原子力見通し（設備容量：世界計）の変化率（前年の見通し値と比較して何%増減したかを示す値： $\Delta C_{i,t}$ と表記）の推移を示す。ここに示す通り、多くの見通しにおいて変化率の推移は概ね共通しており、1980年代の年率-5~-10%程度から徐々に上昇し、2000年頃まで負の値をとり、2000年代には正に転じて最大で年率10%程度の値をとったのち、2011年以降は再び負の値となっている。

このデータを用いて回帰分析を行い、以下のことが分かった。原子力発電の利用に対しては地球環境問題への配慮とともに、その経済性（原子力発電コスト及び他電源との比較優位性）が大きく影響を与えていること、チェルノブイリ事故の影響は旧ソ連・東欧地域のみで数年程度の間現れたが、他の地域では見られなかったこと、一方で2011年の福島事故の際には欧米における発電所建設コストの上昇や、いわゆる「原子カルネッサンス」の過熱への調整などにより、世界のほとんどの地域で顕著な見通しの低下が見られたこと、などが示された。

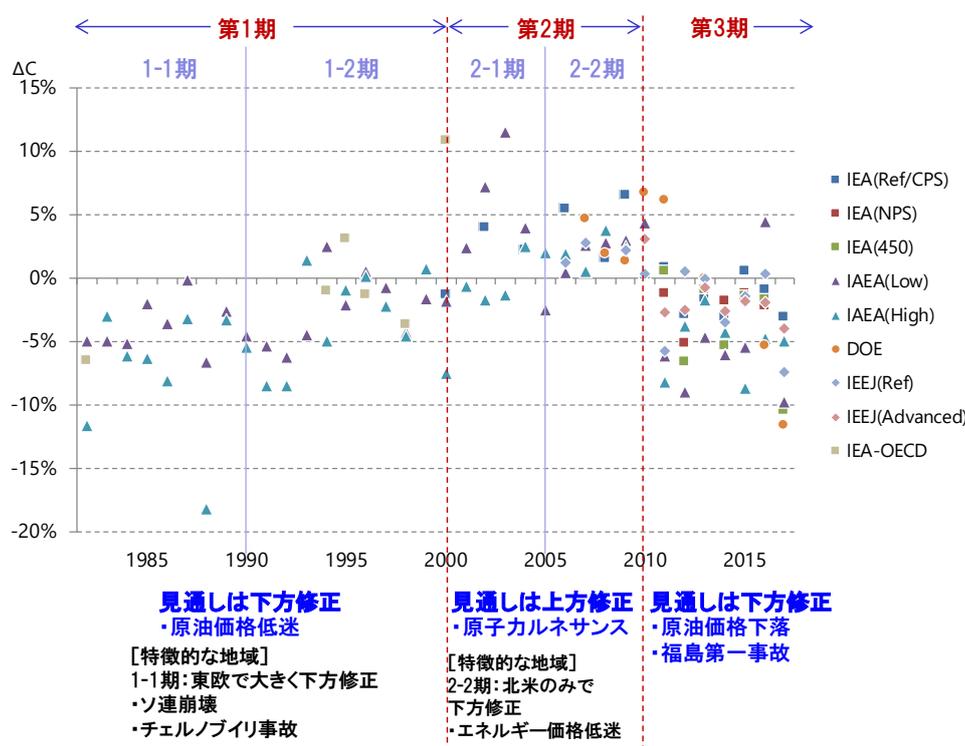


図4.4.1 原子力見通しの推移

更に、原子力発電所建設費用データを用いた分析からは、日本の原子力発電所建設単価に有意に影響を与えた要因として1985年頃運開以降のプラントに対して行われた「改良標準化」の影響が最も大きく、他に設備容量や労働力単価、炉型、及び初号機ダミーが影響していることが示された。欧米を対象とした同様の分析によれば、原子力発電所建設費は建設基数が多くなるにつれて上昇し、従って原子力には「負の習熟」が働く、とされているが、日本のデータからはそのような傾向は読み取れないことが示された。但し、日本においては福島事故後の追加的安全対策等のコスト上昇要因が存在するため、今後の原子力発電の経済性を考える上でそれらを適切に評価することは重要であると言える。

##### (2) 原子力シナリオの評価

福島事故前に50GW程度あった日本の原子力発電設備は、その後幾つかの原子炉が運転終了となったために、現在33GWとなっている。現在稼働中の原子炉のうち最新のものは2008年運転開始の泊3号機であるため、仮に40年で廃炉になるとすると、2050年には全ての原子炉が稼働を停止することになる。一方で、現在建設中の原子炉は島根3号機、大間、東通1号機の3基であり、合計の設備容量は4.1GWである。

また、原子炉等規制法に従い既設炉は最大60年まで運転延長が可能であることから、仮に1990年以降運転開始した原子炉が全て運転延長した場合には、2050年の設備容量は建設中の3基と併せて25.5GWとなることになる。このように、既設炉及び建設中の原子炉のみを用いる場合には2050年の原子力発電設備容量は0GW～25.5GWとなるが、政治的な状況によっては40年を待たずに廃炉が進むことも考えられる一方で、新增設された原子炉が供用開始となる可能性もある。既設炉の利用をどの程度まで拡大するか、また新設を行うか否かは、将来のエネルギーミックスの中での原子力発電の経済性に依存すると考えられる。

変動性再生可能エネルギーが台頭する中の原子力の役割を評価するために時間高解像度の電力システムモデルを開発し、計算を行った。図4.4.2は原子力発電がある場合、及びない場合の両者について、異なる水素火力（ゼロ・エミッション火力）の発電量想定のもと、電力単価（電力部門の総費用を電力需要量で除した値）を求めたものである。水素火力が大量に利用可能である場合には、電力単価は現状と同程度の11円/kWh程度に抑えられる。一方で、水素火力の利用可能量が小さくなるにつれて、VREの出力抑制や電力貯蔵、送電線建設等に伴う費用が増加し、水素火力ゼロ、かつ原子力の利用がない場合には電力単価は22円/kWhまで上昇する。これに対し、原子力発電が25.5GW利用可能である場合には、コストの上昇は18円/kWhまで抑えられる。このように、VREが大量に導入されるに従い、原子力を維持することによってより大きくコストを削減できることとなり、原子力の経済的価値は上昇する。なお、この計算においては原子力発電コストの中に資本費も含んでいる。即ち、2050年の電源部門ゼロ・エミッション化を想定した場合、既設炉を最大限利用することのみならず、適切な範囲内で新增設を行うことも、少なくとも経済的には価値があることであると言える。

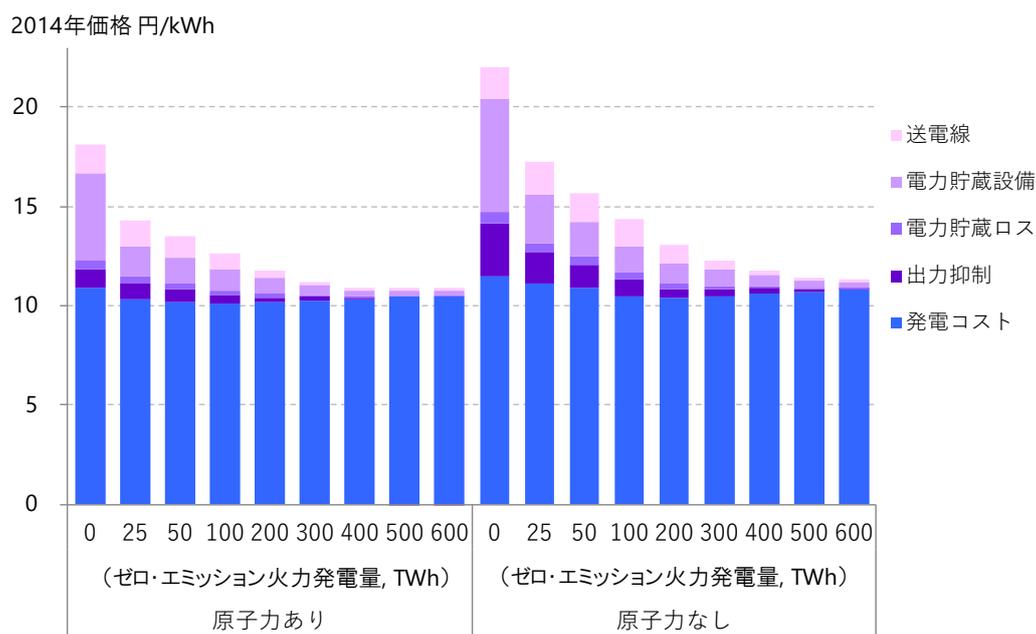


図4.4.2 2050年のシナリオ別電力単価

## 5. 本研究により得られた主な成果

### (1) 科学的意義

本研究課題では不確実性に対して頑健な対策を同定するために日本を代表する5つのエネルギー経済モデル・統合評価モデルを用いて分析を行った。モデルのシナリオを収集したシナリオ・データベースを構築し分析したところ、非常に大きな不確実性にも関わらず、日本の長期戦略（2050年排出量80%削減）の達成のためには緩和策の広がり・深さの強化が必要であり、また経済全体の省エネルギー化、電源の脱炭素、需要端の電化が頑健な政策であることを示した。

再生可能エネルギーについては、従来の技術評価手法では困難であった再生可能エネルギーの大量導入評価に関して、電力系統の構造を詳細に考慮し、かつ、季節的な出力変動を明示的に考慮した電力需給モデルやエネルギーシステムモデルを開発、利用することにより、評価が可能となった。

CDR・ネガティブ・エミッション技術については、正味ゼロエミッションの実現には日本においてもネガティブエミッション技術が不可欠であり、その必要量はエネルギー需要、原子力発電利用可能量、CO<sub>2</sub>回収貯留利用可能量などの前提条件によって異なることを明らかとした。

原子力シナリオについては、過去公表された原子力シナリオに対する定量分析により、その影響要因が明らかとなった。また、これまで網羅的に収集されることのなかった日本の原子力発電所建設単価データが初めて一覧表の形で公開され、その変化の要因についても特定された。

以上を総合して、長期戦略をビジョンから政策に具体化していく際の環境政策に資する科学的知見が得られた。

### (2) 環境政策への貢献

#### <行政が既に活用した成果>

研究代表者は2017年度・2019年度の環境省事業の検討会への参画を通じ長期地球温暖化対策シナリオに関する議論に参画し、本研究課題の知見を議論の場に提供した。

環境省の中央環境審議会地球環境部会長期低炭素ビジョン小委員会第22回会合（2018年3月16日開催）の長期大幅削減に向けた基本的な考え方参考資料集38ページにおいて、本研究成果であるTIMES-Japanモデルの試算結果が提示され、長期低炭素シナリオに関する議論に貢献している。また、経済産業省及び文部科学省により主催された、第5回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会において（2019年2月22日開催）、脱炭素社会の実現に向けたエネルギー・環境分野の主要な革新的な技術のひとつであるネガティブエミッション技術の技術俯瞰・動向について情報を整理したプレゼンテーションを実施し、検討会報告書の32ページから35ページにかけてのベースになる資料を提供している。

行政ではないが、国会エネルギー調査会（準備会）第74回（2018年7月17日、衆議院第1議員会館 国際会議室）において、本研究の成果の一部である原子力発電コストについて発表し、議論を行った（発表資料及び会合の映像は同調査会HP上に掲載）。

#### <行政が活用することが見込まれる成果>

2021年刊行予定のIPCC第3次作業部会第6次評価報告書に研究成果が引用されることで、日本の長期戦略に関連するシナリオ、再生可能エネルギーに関する分析、ネガティブエミッションの位置づけ、原子力の脱炭素における役割が明確になることが期待できる。

再生可能エネルギーの高解像度モデリングについては、CO<sub>2</sub>排出大幅削減を実現するために必要な再生可能エネルギー導入量の評価、再生可能エネルギー大量導入下における電力市場の制度設計、再生可能エネルギー系統接続のゾーニング規制や導入マップの整備等に貢献しうるものと考えられる。

## 6. 研究成果の主な発表状況

### (1) 主な誌上発表

#### <査読付き論文>

- 1) M. SUGIYAMA, S. FUJIMORI, K. WADA, S. ENDO, Y. FUJII, R. KOMIYAMA, E. KATO, A. KUROSAWA, Y. MATSUO, K. OSHIRO, F. SANO and H. SHIRAKI: *Energy*, 167(15), 1120-1131 (2019)  
Japan's long-term climate mitigation policy: Multi-model assessment and sectoral challenges
- 2) H. SHIRAKI and M. SUGIYAMA: *Climatic Change*, <https://doi.org/10.1007/s10584-020-02731-4>. (2020)  
Back to the basic: Towards improvement of techno economic representation in integrated assessment models.
- 3) 川上恭章、小宮山涼一、藤井康正: *電気学会論文誌B*, 138, 5 (2018)  
高時間解像度の発電部門を持つエネルギーシステム技術選択モデルによるCO<sub>2</sub>削減シナリオの分析
- 4) Y. MATSUO, S. ENDO, Y. NAGATOMI, Y. SHIBATA, R. KOMIYAMA and Y. FUJII: *Energy*, 165, 1200-1219, (2018)  
A quantitative analysis of Japan's optimal power generation mix in 2050 and the role of CO<sub>2</sub>-free hydrogen
- 5) 川上恭章、小宮山涼一、藤井康正: *エネルギー・資源学会論文誌*, 39, 4, 10-19 (2018)  
多地域・高時間解像度の電力部門を有する技術選択モデルによる日本のCO<sub>2</sub>削減に関する分析
- 6) R. KOMIYAMA and Y. FUJII: *Renewable Energy*, 139(8), 1012-1028. (2019)  
Optimal Integration Assessment of Solar PV in Japan's Electric Power Grid
- 7) 小宮山涼一、藤井康正: *エネルギー・資源学会論文誌*, 40, 6, 232-241(2019)  
再エネ大量導入下でのコージェネレーションシステム(CGS)による上げDR・下げDR導入可能性分析
- 8) 大槻貴司、小宮山涼一、藤井康正: *エネルギー・資源学会論文誌*, 40, 5, 180-195 (2019)  
詳細地域分割に基づく世界エネルギーモデルの開発と低炭素システムにおけるエネルギー・CO<sub>2</sub>輸送の分析
- 9) 磯貝基、小宮山涼一、藤井康正: *電気学会論文誌B*, 139, 7, 461-469 (2019)  
エネルギー部門を詳細化した動学的多部門エネルギー経済モデルの開発と2050年における日本の最適電源構成の検討
- 10) 松尾雄司、遠藤聖也、永富悠、柴田善朗、小宮山涼一、藤井康正: *エネルギー・資源学会論文誌*, 40, 3, 49-58 (2019)  
2050年の発電部門ゼロ・エミッション化に向けた検討 (2) 気象条件の変動に関する評価
- 11) 大槻貴司、小宮山涼一、藤井康正: *日本エネルギー学会誌*, 98, 4, 62-72 (2019)  
発電・自動車用燃料としての水素の導入可能性: 地域細分化型世界エネルギーシステムモデルを用いた分析
- 12) K. GYANWALI, R. KOMIYAMA and Y. FUJII: *Energy* (2020)  
Representing hydropower in the dynamic power sector model and assessing clean energy deployment in the power generation mix of Nepal (Accepted to be published)
- 13) Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama, Y. Fujii: *Applied Energy*, 267, 113956 (2020)  
Investigating the economics of the power sector under high penetration of variable renewable energies
- 14) E. Kato and A. Kurosawa: *Energy Procedia*, 158, 4141-4146 (2019)  
Evaluation of Japanese energy system toward 2050 with TIMES-Japan deep decarbonization pathways
- 15) Y. MATSUO and H. NEI: *Energy Policy*, 124, 180-198 (2019)  
An analysis of the historical trends in nuclear power plant construction costs: The Japanese experience

- 16) 松尾雄司、下郡けい、根井寿規：エネルギー・資源学会論文誌、40, 4, 101-110 (2019)  
長期原子力見直しへの影響要因に関する分析.

## (2) 主な口頭発表 (学会等)

- 1) M. SUGIYAMA, S. FUJIMORI, K. WADA, S. ENDO, Y. FUJII, R. KOMIYAMA, E. KATO, A. KUROSAWA, Y. MATSUO, K. OSHIRO, F. SANO, H. SHIRAKI: 10th Annual Meeting of the IAMC, Recife, Brazil, December (2017)  
A multi-model assessment of Japan's long-term climate policy
- 2) H. SHIRAKI and M. SUGIYAMA: 37th International Energy Workshop, June 19-21st in Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden, (2018)  
Integrated Assessment and Rapid Technological Changes
- 3) 王嘉陽, スィルバ エラン ディエゴ, 杉山昌広, 白木裕斗: エネルギー・資源学会第34回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 東京砂防会館. (2018)  
マルチモデル分析に基づく気候政策を分析するオープンソースツールの開発
- 4) 杉山昌広, 藤森真一郎, 和田謙一, 王嘉陽, 大城賢, 加藤悦史, 黒沢厚志, 小宮山涼一, スィルバ エラン ディエゴ, 藤井康正, 松尾雄司: 環境経済・政策学会2018年大会, 上智大学. (2018)  
日本の長期気候変動緩和策に関するマルチ・モデル分析 Multi-model analysis of long-term climate change mitigation of JapanM. SUGIYAMA: Annual Meeting of the China Energy Modeling Forum, Beijing, China, January 8, (2020)  
Challenges of decarbonization in Japan: EMF 35 JMIP multi-model study.
- 5) R. KOMIYAMA and Y. FUJII: USAEE/IAEE 35th North American Conference (USA) (2017)  
Renewable Electricity Storage with Ammonia Fuel: A Case Study in Japan with Optimal Power Generation Mix Model
- 6) 小宮山涼一: 日本学術会議公開シンポジウム「次世代エネルギー社会の超低炭素化に向けた課題とチャレンジ-温室効果ガス80%削減のフィージビリティとリアリティについて考える-」(2017)  
エネルギーセキュリティの視点から捉える低炭素化に向けた課題
- 7) R. KOMIYAMA and Y. FUJII: IEW2018 (The 37th Edition of International Energy Workshop) (2018)  
National electric power grid model of Japan for assessing massive integration of variable renewable energy
- 8) R. KOMIYAMA and Y. FUJII: 4th AIEE Energy Symposium, Concurrent session 04 Renewable energy market, Rome, Italy (2019)  
Spatial Optimization of Renewable Energy Integration for Decarbonizing Power Sector in Japan
- 9) N. OTANI and Y. FUJII: 4th AIEE Energy Symposium, Concurrent session 04 Renewable energy market, Rome, Italy (2019)  
Assessment for economic impact of structural changes in automobile industry by dynamic multisector energy economic model
- 10) 黒沢厚志、加藤悦史、宮近秀人、荻本和彦、山口容平：エネルギー・資源学会 第36回研究発表会、2017年6月、砂防会館 (2017)  
2050年に向けた日本のエネルギー需給検討：TIMES-Japanを用いたエネルギーシステム全体分析
- 11) 黒沢厚志、加藤悦史：第37回エネルギー・資源学会研究発表会、2018年6月 (2018)  
将来の低炭素システムにおける革新技術の役割
- 12) 黒沢厚志：第32回環境工学連合会、日本学術会議、2019年5月21日 (2019)

統合評価モデルにおける限界問題へのアプローチと持続可能性

- 13) E. KATO and A. KUROSAWA: 12th Annual Meeting of the IAMC conference, Tsukuba, Japan (2019)  
Analysis of Japanese energy system toward net-zero CO<sub>2</sub> emissions with TIMES-Japan - role of BECCS and DAC
- 14) 加藤悦史、黒沢厚志: 第36回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス、東京 (2020)  
ネット・ゼロ排出に向けたエネルギーシステム分析 - DACシステムの評価
- 15) 松尾雄司、村上朋子、荻本和彦: 第38回エネルギー・資源学会研究発表会 (2019)  
発電部門の経済性評価手法及び指標に係るレビュー
- 16) 松尾雄司、遠藤聖也、永富悠、柴田善朗、小宮山涼一、藤井康正: 第35回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス (2019)  
2050年の発電部門ゼロ・エミッション化に向けた検討(2) 気象条件の変動に関する評価
- 17) 松尾雄司、下郡けい、根井寿規: 第35回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス (2019)  
長期原子力シナリオへの影響要因に関する分析
- 18) 松尾雄司、遠藤聖也、永富悠、柴田善朗、小宮山涼一、藤井康正: 第34回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス (2018)  
2050年の発電部門ゼロ・エミッション化に向けた検討
- 19) 松尾雄司、根井寿規: 第34回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス (2018)  
原子力発電所建設単価の変動要因に関する定量分析

## 7. 研究者略歴

研究代表者

杉山 昌広

東京大学理学部卒業、マサチューセッツ工科大学理学部博士課程修了、東京大学サステイナビリティ学連携研究機構特任研究員、(一財)電力中央研究所社会経済研究所主任研究員、現在、東京大学未来ビジョン研究センター准教授

研究分担者

1) 小宮山 涼一

東京大学大学院工学系研究科博士課程修了、(財)日本エネルギー経済研究所主任研究員、現在、東京大学大学院工学系研究科准教授

2) 黒沢 厚志

東京工業大学大学院理工学研究科修士課程修了、工学博士(論文、東京大学)、現在、(一財)エネルギー総合工学研究所プロジェクト試験研究部部長・副主席研究員

3) 松尾 雄司

東京大学大学院理学系研究科修士課程修了、(財)産業創造研究所研究員、現在、(一財)日本エネルギー経済研究所計量分析ユニットエネルギー・経済分析グループマネージャー 研究主幹

## II. 成果の詳細

### II-1 複数の統合評価モデル比較による長期の地球温暖化対策の評価

東京大学

未来ビジョン研究センター

杉山 昌広

平成29～令和元年度研究経費（累計額）：42,990千円（研究経費は間接経費を含む）

（平成29年度：14,847千円、平成30年度：13,586千円、令和元年度：14,557千円）

#### [要旨]

長期緩和策の評価のためには複数のモデル、複数のシナリオの仮定を設定し、不確実性を踏まえて分析することが気候変動に関する政府間パネル（IPCC）の評価報告書や学術論文では一般的である。日本の長期戦略についてはモデルの違いに起因する不確実性やその他の不確実性を組み合わせた分析は行われていない。本研究では不確実性に対して頑健な対策を同定するために日本を代表する5つのエネルギー経済モデル・統合評価モデルを用いて分析を行った。非常に大きな不確実性にも関わらず、日本の長期戦略（2050年排出量80%削減）の達成のためには緩和策の広がり・深さの強化が必要であり、また経済全体の省エネルギー、電源の脱炭素化、需要端の電化が頑健な政策であることが明らかになった。

またシナリオ分析は緩和の文脈では多く活用され、その射程・限界を認識し、正確にコミュニケーションを行う必要がある。IPCC関連のシナリオ・データベースの分析やトランジション研究のレビューにより、太陽光発電など進歩の速い技術と政策・政治との相互作用はシナリオ分析で表現することが難しいことが示唆された。シナリオのコミュニケーションのためにシナリオ・データベースの分析を容易に行うツールの開発も行った。ステークホルダーとのワークショップでは、少数の予測的なシナリオを要望する意見が見られた。この要望はシナリオ分析の趣旨と背反し、コミュニケーションの難しさが示された。

#### [キーワード]

長期戦略、自国が決定する貢献、緩和策、不確実性、シナリオ分析、コミュニケーション、可視化

#### 1. はじめに

2015年に世界が合意したパリ協定により気候変動緩和策を新たなステップに移った。パリ協定の特徴は幾つかある。先進国に温室効果ガス排出削減義務を課した1997年に合意された京都議定書と異なり、新興国・発展途上国を含む世界全ての国が排出対策を行うこととなった。また初めて国際法で明確に長期の地球温暖化による気温上昇目標が掲げられた。また京都議定書と異なり国際条約で詳細な削減内容が規定されるのではなく、各国が自身で排出削減目標を立てることになっている。日本政府は2015年に「自国の決定する貢献」の中で、2030年度の目標として2013年度比26%温室効果ガス排出削減を、また2019年に提出された長期戦略の中で2050年80%削減を打ち出した。

こうした長期の気候変動緩和策は、エネルギー経済モデルや統合評価モデルのシナリオ分析によって分析されることが国際的に一般的である<sup>1)2)3)</sup>。気候変動緩和策は一般的な政策課題と比べてその時間スケールが長く、また複雑で不確実性が大きいことが特徴である。したがって政策や政策の案の評価は、予測ではなくシナリオ分析として行われる。シナリオ分析は一定の仮定のもと、将来のある姿を社会経済や工学システムの数理モデルを用いたりして、整合的に将来像を複数描き、どの政策が有効であるかを描くものである。シナリオ分析の出発点には不確実性の分析がある<sup>4)</sup>。

将来の気候変動緩和策を評価するのに多数の不確実性があり、研究コミュニティでは様々な工夫で対処がなされてきた。中でも研究機関や数理モデルごとの違いに起因する不確実性の問題は長年認識されてきた。米国ではスタンフォード大学がEnergy Modeling Forum (EMF) を1970年代より立ち上げ、複数

の研究機関が集まり、統一的な複数のシナリオの仮定の基で分析を行う枠組みが定着してきた。まず近年ではグローバルな気候政策分析が行われ、多くの気候変動に関する政府間パネル（IPCC）の報告書に反映された。近年では国別・地域別の分析でも不確実性を明示的に反映することが行われてきた。日本に関しても限界削減費用についての研究や、パリ協定で謳われた2度・1.5度の気温目標と日本の政策との整合性に関する分析など、分析が増えてきている。

しかしながら我が国の長期戦略（2050年排出削減目標）を複数のモデルを組み合わせる分析枠組みを用いて分析を行った研究は知られていない。サブテーマ1では複数のモデルを組み合わせ、日本の長期緩和策についての分析を行った。

またシナリオについてはコミュニケーションの難しさや、分析のハードルの高さが知られている。世界的に金融界のESG（Environment, Society, and Governance）投資への関心が高まり、気候変動に関しては金融安定理事会（Financial Stability Board, FSB）が設置した気候関連財務情報開示タスクフォースTCFDが「移行リスク」（緩和リスク）に関して財務的情報の把握・開示にあたってシナリオ分析の要素を取り込むことを勧告した。緩和策が大幅に進むと化石燃料関連資産の価値が棄損し、金融市場に混乱を起こしかねないとの懸念がある。とはいえ、こうした議論は始まったばかりであり、シナリオの適切な使い方も定まっていない。したがってサブテーマ1ではシナリオ分析の射程や限界点について再度吟味すると同時に、ステークホルダーのシナリオに関する意見を分析した。またシナリオ分析の裾野を広げ、また研究者自身の分析を加速するために、分析を用意にするツールを開発することとした。

## 2. 研究開発目的

サブテーマ1では以下を目的とした。

**複数モデルによる分析：**日本に関する複数の統合評価モデルを相互比較することにより、2030年、2050年といった長期の日本の気候政策を分析し、セクターごとの対策、実現可能性などを分析することで、不確実性を踏まえた長期の気候政策の評価を行う。サブテーマ2～4の見解を踏まえて統一的なシナリオ枠組みを設計し、複数のエネルギー経済モデル・統合評価モデルによって算出されたシナリオを収集し、頑健な政策を同定し、また不確実な領域を明らかにする。

**シナリオ分析の射程と限界：**過去のシナリオ分析の問題点などを考慮することで、シナリオ分析の射程と限界を明らかにする。具体的には、IPCCなどの国際的なシナリオが過小評価した近年の太陽光発電・風力発電などの大量導入を例とし、シナリオ分析の問題点について検討する。

**シナリオのコミュニケーションの課題とその向上：**ステークホルダーとの対話を行い、シナリオ分析の方法論とその結果について社会でのコミュニケーションのあり方について検討を行う。またシナリオ分析の分析を効率化するためのコンピューター上のツール開発を、R言語を用いて行う。

## 3. 研究開発方法

### (1) 複数モデルによる分析

研究分担者、研究協力者の協力者を得て、複数のエネルギー経済モデル・統合評価モデルによる分析を行った。本プロジェクトに参加したのは、5つのモデルであるこれらのモデルは、モデルの種類、地域の扱い、技術の表現方法、解の概念など様々な側面が異なる。以下に示すように、モデルの多様性は幅広い評価結果につながり、モデル間の不確実性の分析の有用性を確認することができた。表3.1.1に本研究におけるモデルの概要を示す。

表3.1.1 本研究課題に参加したエネルギー経済モデル・統合評価モデル

モデル	地域	研究機関	モデルの種類
AIM/Hub-Japan 2.1	日本	京都大学大学院工学研究科 国立環境研究所 地球環境戦略研究機関	逐次最適、一般均衡

AIM/Enduse[Japan] V2.1	日本	京都大学大学院工学研究科 国立環境研究所	逐次最適、部分均衡
DNE21 Version 1.3	世界	東京大学大学院工学系研究科	通時最適、部分均衡
IEEJ Japan ver. 2017	日本	日本エネルギー経済研究所	通時最適、部分均衡
TIMES-Japan 3.1	日本	エネルギー総合工学研究所	通時最適、部分均衡

複数の温室効果ガスをカバーするモデルもあるが、本研究では、エネルギー使用量や産業プロセスからの二酸化炭素排出量に焦点を当てた。

本研究のシナリオ設計では、サブテーマ2～4の分析を踏まえて4つの次元の不確実性を検討した(表3.1.2)。その4つの次元とは、排出量制約の厳しさ、技術の感度解析(利用可能性、再生可能エネルギーの賦存量など)、サービス需要の水準、そしてエネルギー輸入価格である。

各シナリオの名称は、(政策次元)\_(その他のパラメータ設定)と表記している。(政策次元)は、「ベースライン」または「(xx)by30+(yy)by50」の形式をとり、2030年までにxx%削減、2050年までにyy%削減することを規定している。

中心的なシナリオは以下の2つである。

**Baseline\_Def**: デフォルトのパラメータ設定で気候政策を想定しない。

**26by30+80by50\_Def**: 日本の自国が決定する貢献(nationally determined contribution, NDC) (2030年度までに2013年度比で26%削減)と長期戦略(2050年までに80%削減)。

表 3.1.2 シナリオの一覧。簡潔にするため、政策シナリオのみを示している。ベースラインシナリオは、Baseline\_Def 等と表記される。

次元	シナリオ	説明
排出量の制約)	26by30+80by50_Def 26by30+70by50_Def 26by30+90by50_Def 26by30+100by50_Def 16by30+80by50_Def 36by30+80by50_Def	NDC と長期戦略 NDC、2050年70%削減 NDC、2050年90%削減 NDC、2050年100%削減 2030年16%削減、その後長期戦略 2030年36%削減、その後長期戦略
技術に関する感度解析	26by30+80by50_NoCCS 26by30+80by50_LimNuc 26by30+80by50_NoNuc 26by30+80by50_HighInt 26by30+80by50_LoInt 26by30+80by50_LoVREcost 26by30+80by50_HiVREcost 26by30+80by50_LoVREpot 26by30+80by50_HiVREpot 26by30+80by50_LoStorageCost	炭素回収・貯留(CCS)は利用不可 原子力の限定的な利用 原子力は利用不可 変動性再エネの電力系統統合の課題、大 変動性再エネの電力系統統合の課題、小 変動性再エネのコストを半減 変動性再エネのコストを倍増 変動性再エネの賦存量を半減 変動性再エネの賦存量を倍増 エネルギー貯蔵のコストの大幅減
サービス需要水準	26by30+80by50_LoDem 26by30+80by50_LoDemBld 26by30+80by50_LoDemTra 26by30+80by50_LoDemInd	低位 GDP 成長シナリオを適用 低位 GDP に加え民生部門サービス需要半減 低位 GDP に加え運輸部門サービス需要半減 低位 GDP に加え産業部門サービス需要半減
エネルギー輸入価格	26by30+80by50_HiImportCost	エネルギーの輸入価格を倍増

排出削減について異なる水準は、現行の政策(2030年度26%削減、2050年80%削減)から削減レベルが変わったときにコストなどがどのように変化するか吟味するのに有用である。日本政府は既に2020年3

月に更新された自国が決定する貢献(NDC)を提出しているが、毎年公表されている国連環境計画のギャップ報告書や2023年のグローバル・ストックテイクなどの観点からも意義がある。

技術感度分析の設計は、これまでのEMF研究を踏襲しており、様々な技術オプションが利用可能になった場合の影響を理想化して分析している。変動性再生可能エネルギーや電力システム統合の検討（エネルギー貯蔵を含む）も検討している。さらに、原子力発電は政治的な大きな課題であるため、モデルごとの標準的な取り扱い、限定的な原子力利用、原子力利用不可の3つの原子力シナリオを検討している。なお技術的選択肢の利用可能性は、技術開発の状況や、一般市民の受容性、あるいはその両方に影響されることに注意されたい。

エネルギー・サービス需要は最終エネルギー需要、ひいては一次エネルギー需要の大きさに大きく影響し、緩和策の困難さにも深く関連する。本研究では、低位の経済成長率を仮定するシナリオの他に、産業、運輸、民生の3つの部門でサービス需要を半減させるための理想化された感度分析を実施した。これらは理想化されたシナリオだが、2019-2020年の新型コロナウイルス問題のような突発的な需要ショックや、マテリアル効率の改善など、サービス需要の変化を引き起こす要因は無数にある。

最後の要因はエネルギー輸入価格である。日本はエネルギー自給率が10%未満で、エネルギーの輸入に大きく依存している。クリーンエネルギーシステムに移行した後も、日本は輸入に依存し続ける可能性がある。実際、政府は現在、オーストラリアなどの国から大量の水素を輸入する可能性を検討している。そのため、エネルギー輸入価格の変化に対する感度解析を検討することは有用である。

これまでのEMF研究では、基本的な入力前提条件を調和させないことが標準的な慣行となっていた。これ自体は、そのようなパラメータの変動を特徴付けるのに有用であるが、別の戦略として、基本的な入力を調和させることで、モデル構造やより詳細な技術的パラメータに焦点を当てた分析が可能となる。本研究では、国内総生産（GDP）と人口について共通の値を用いた。

人口データは社会保障・人口問題研究所のデータを参照し、GDPについてはエネルギー長期需給見通しや、IPCCなど国際的によく用いられている共通社会経済経路(Shared Socioeconomic Pathways, SSP)のうち中庸的なケース（SSP2）などを参照した。

シナリオ分析の結果はIPCCへの反映などを考え、国際応用システム分析研究所（International Institute for Applied Systems Analysis, IIASA）のデータベースにアップロードし、統合評価モデリング・コンソーシアム(Integrated Assessment Modeling Consortium, IAMC)形式の将来のエネルギーやCO<sub>2</sub>排出量に関するシナリオ・データベースを作成した。このデータベースの形式は国際的に認められており、IPCCでも採用されている。IAMCのデータ形式を表3.1.3に示す。本研究のデータベースは大きく、4万8千行を超えている。

表3.1.3 IAMCシナリオ・データ形式の模式図.

モデル	シナリオ	地域	変数	単位	2005	2010	2015	・・・	2050
AIM/Enduse	標準	日本	炭素価格	\$/t-CO <sub>2</sub>					
AIM/Hub	標準	日本	炭素価格	\$/t-CO <sub>2</sub>					
・・・									

## (2) シナリオ分析の射程と限界

日本の長期戦略のシナリオ分析と並行して、シナリオ分析の問題点についても分析を行った。IPCCなどに利用されたシナリオがどのような理由で再生可能エネルギーの急激な台頭を示すことができなかつたか、その理由についてシナリオのメタ分析を行った。また、シナリオ分析等同様に国際的に最近関心を読んでいる持続可能性への移行(sustainability transition)研究について、最近の代表的な海外の文献をレビューした<sup>5)</sup>。

## (3) シナリオのコミュニケーションの課題とその向上

コミュニケーションについてはシナリオ分析に関連するステークホルダーを一堂に会し ワークショ

ップを行うことでシナリオ分析の課題について検討した。表3.1.4にワークショップの概要を示す。

表 3.1.4 ステークホルダー ワークショップの概要

日時	2019年3月20日（水）13:00-15:30
場所	東京大学本郷キャンパス ダイワユビキタス学術研究館（地下1F会議室）
参加者	長期エネルギー・気候政策に関するステークホルダー及び研究者（招待制）
プログラム	参加したステークホルダーは2つの分科会に分かれてエネルギー・シナリオに関する2回のブレインストーミングを実施 ・前半テーマ ・シナリオを今活用しているか、使っているか、参考にしているか ・今のシナリオをどうよくするか ・後半テーマ ・日本で必要なシナリオ研究は何か ・日本で必要なシナリオをとりまく研究は何か ブレインストーミングの後、各分科会の代表者がグループ内のディスカッション内容をそれぞれ報告し、参加者全員で共有

これと並行して欧州のプロジェクトでポツダム気候影響研究所が主幹事を務めるシナリオのコミュニケーションに関するプロジェクトSENSESが作成したシナリオ分析の解説書（プライマー）の内容を日本で紹介することを企図した。

コミュニケーションについては、R言語におけるtidyverse、ggplot2、Shinyパッケージを基礎に、簡単に大量のシナリオのデータを可視化・分析するツールを開発し、Github上でツールを公開した。

他にもサブテーマ1は全体的な統括を進めると同時に、研究会などを開催した。2018年4月26日に東京大学本郷キャンパス伊藤国際学術研究センター3階中教室にて、環境研究総合推進費2-1702（パリ協定気候目標と持続可能開発目標の同時実現に向けた気候政策の統合分析研究、研究代表者：高橋潔（国立環境研究所））、2-1704、2-1707（カーボンプライシングの事後評価と長期的目標実現のための制度オプションの検討、研究代表者：有村俊秀（早稲田大学））の気候政策三課題合同研究会を開催した。

#### 4. 結果及び考察

##### (1) 複数モデルによる分析

まず、NDC・長期戦略(26by30+80by50)の政策シナリオについて分析する。感度解析として低位GDP成長ケース、CCS利用不可ケース、原子力利用不可ケースも考慮する。

図4.1.1に電力部門、運輸部門、民生部門（家庭・業務）、産業部門（エネルギーおよび産業プロセス）にCO<sub>2</sub>排出量の時系列を示す。2050年までに日本全体で80%排出削減を行うためには、どの部門も例外なく大幅な削減がなされている。詳細を見ると、部分均衡モデルと一般均衡モデルの間では違いがある。前者では、2050年までに電力・運輸部門のほぼ全面的な脱炭素化が選択されているが、民生部門では若干の違いがある。日本に関する既往研究とも整合的であり、産業部門が最も緩和が難しい。一方、唯一の一般均衡モデルであるAIM/Hub-Japanでは、産業部門の大幅な排出削減を示している。AIM/Hub-Japanでは、最も脱炭素が困難なのは運輸部門である。また、図4.1.1では各シナリオにおける各排出量の不確実性の範囲をリボンで示した。不確実性の幅はモデルごとの違いに比べると大きくない。

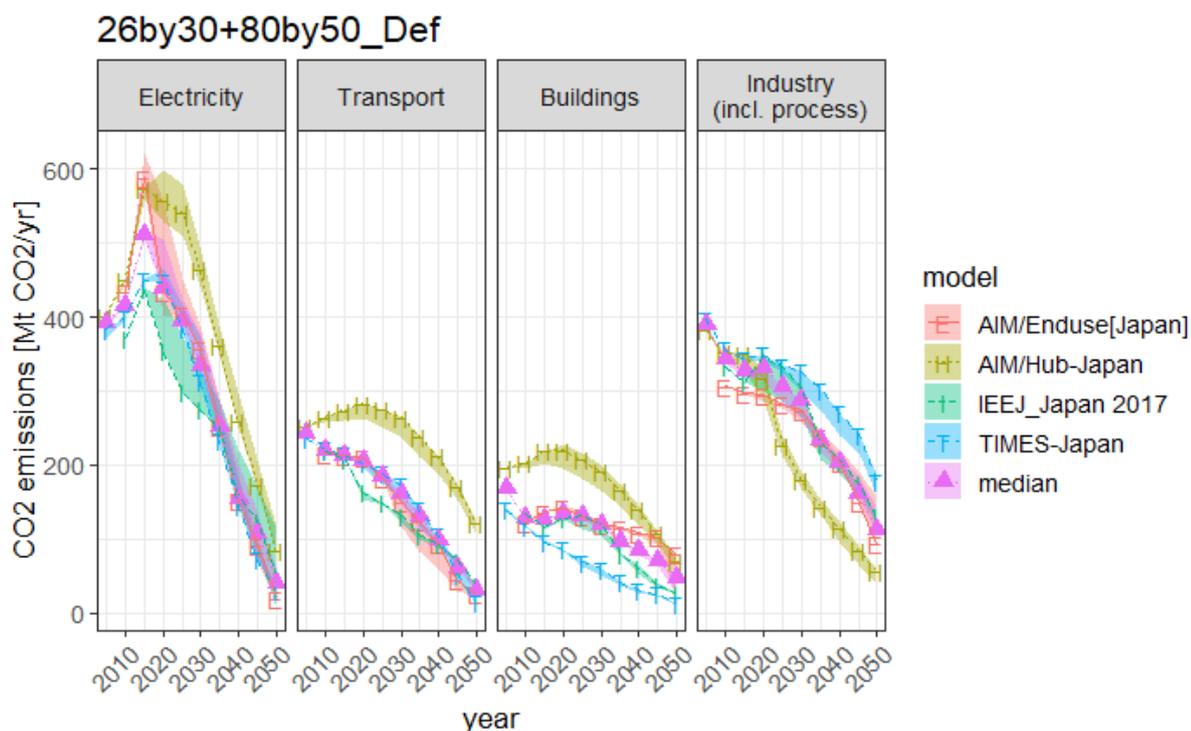


図 4.1.1 セクター別 CO<sub>2</sub> 排出量

(注) 線は26by30+80by50\_Defシナリオに対応している。リボンは、NoNuc（原子力利用不可）、NoCCS（CCS利用不可）、LoDem（低位GDP）、Def（標準的設定）シナリオの範囲を示している（シナリオの名前について「26by30+80by50\_」は省略している）。

図4.1.2は緩和策に関連する鍵となる指標をまとめたものである。モデルごとの標準的なインプットの仮定に加えて、原子力利用不可、二酸化炭素回収貯留(carbon capture and storage, CCS)利用不可、また低位GDP成長の4種類を示している。多少のモデルごとの違いはあるものの、経済全体のエネルギー効率の向上、電源のCO<sub>2</sub>原単位の大幅減少、需要端における電化（最終エネルギー消費に占める電力の割合の増加）はロバストな傾向が見て取れる。また再生可能エネルギーが電力に占める割合は（原子力が自由に使えたり安価なバイオマスが大量に入手できたりするというやや極端な仮定を排除すれば）大幅に上昇することが見て取れる。一次エネルギーに占める化石燃料の割合も減少する方向性にある。こうした傾向はIPCCの報告書などでも確かめられており、世界で有効とされる方策が日本でも同様に有効であることが確かめられた。

なお、基準年であっても、最終エネルギーに占める産業のシェアには差がある。これは、参加モデル間で使用しているデータベースの違いに起因する。各モデルでは、国際エネルギー機関（IEA）のエネルギー収支と経済産業省の総合エネルギー統計を使用している。これら2つのデータベースには違いがあり、特に産業部門のシェアの違いが顕著であることが知られている。

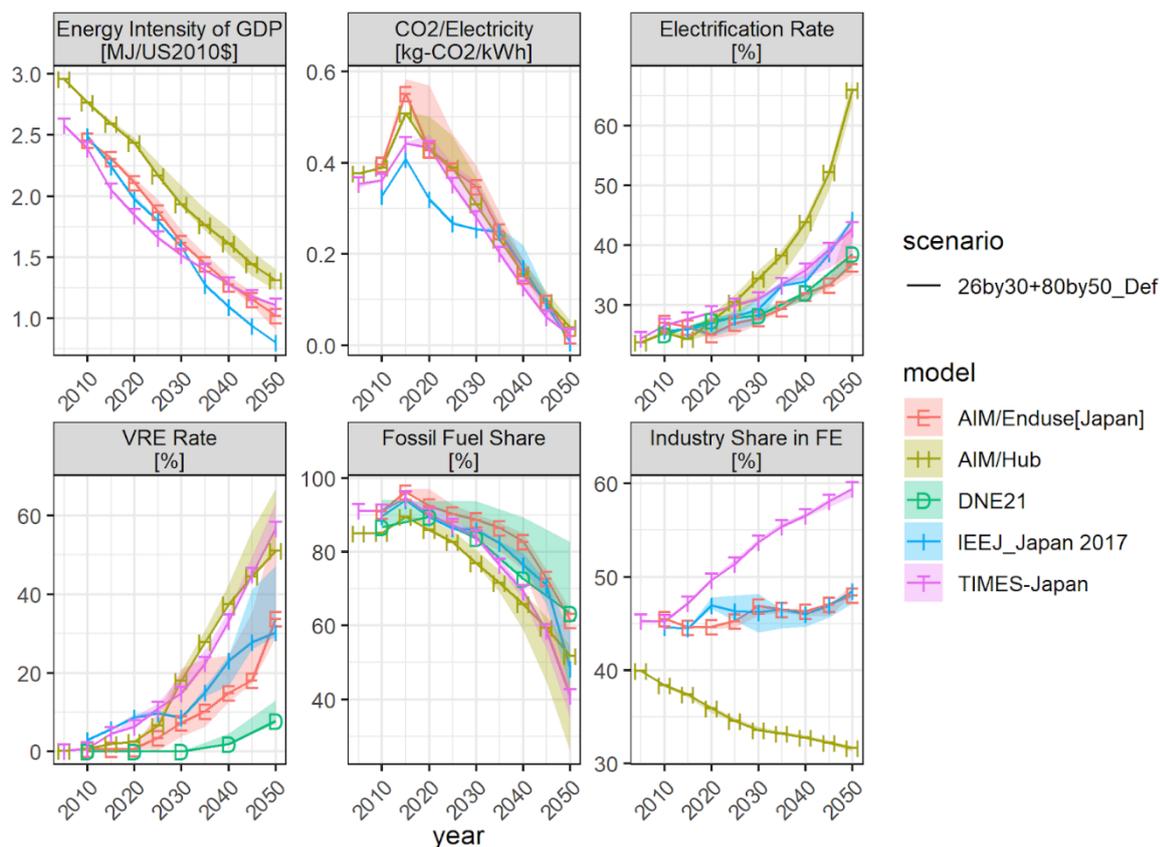


図 4.1.2 脱炭素のための主要オプションの指標

(注) リボンは、NoNuc、NoCCS、LoDem、Def シナリオの範囲を表している（シナリオの接頭辞「26by30+80by50\_」は削除）。（左上）GDPのエネルギー原単位、（中上）電力のCO<sub>2</sub>原単位、（右上）最終エネルギー消費に占める電力のシェア、（左下）二次電力に占める太陽光・風力のシェア、（中下）一次エネルギーに占める化石燃料のシェア、（右下）最終エネルギー消費に占める産業部門のシェア。

一方で多大な不確実性が残る領域もある。電力の具体的なミックスはその例である。電源構成のあり方は国民的にも関心が高いが、モデル分析では明快な答えは導かれない（図4.1.3）。

2030年の発電ミックスは、原子力発電の割合を 20%程度に固定化したNDCと対照的である。本研究の分析では、意図的に原子力発電なしのシナリオを想定しており、公式目標とは大きく異なる電力ミックスを含んだ結果となっているが、原子力を許容した場合もその割合にばらつきがある。

2050年については、総発電量がモデルによって大きく異なる。IEEJ\_Japan 2017では0.9 PWh/年、AIM/Hub-Japanでは約2.1 PWh/年となっている。変動性再生可能エネルギーは、4モデル(AIM/Hub-Japan、AIM/Enduse[Japan]、IEEJ\_Japan 2017、TIMES-Japan)では、普及率の中央値が42%と大きく拡大している。例外は原子力を大量に導入するDNE21である。CCSや原子力が利用できない場合は、他のクリーンな電源で不足分を補っているが、モデルによって補う際に使う発電技術が異なることが示されている。例えば、IEEJ\_Japan 2017では、CCS付きガス火力発電と風力発電が原子力発電の不足を補い、水素がCCSに取って代わる。TIMES-Japanでは、原子力がバイオマス発電に置き換わり、CCSが使えない場合は水素火力発電が増えることになる。

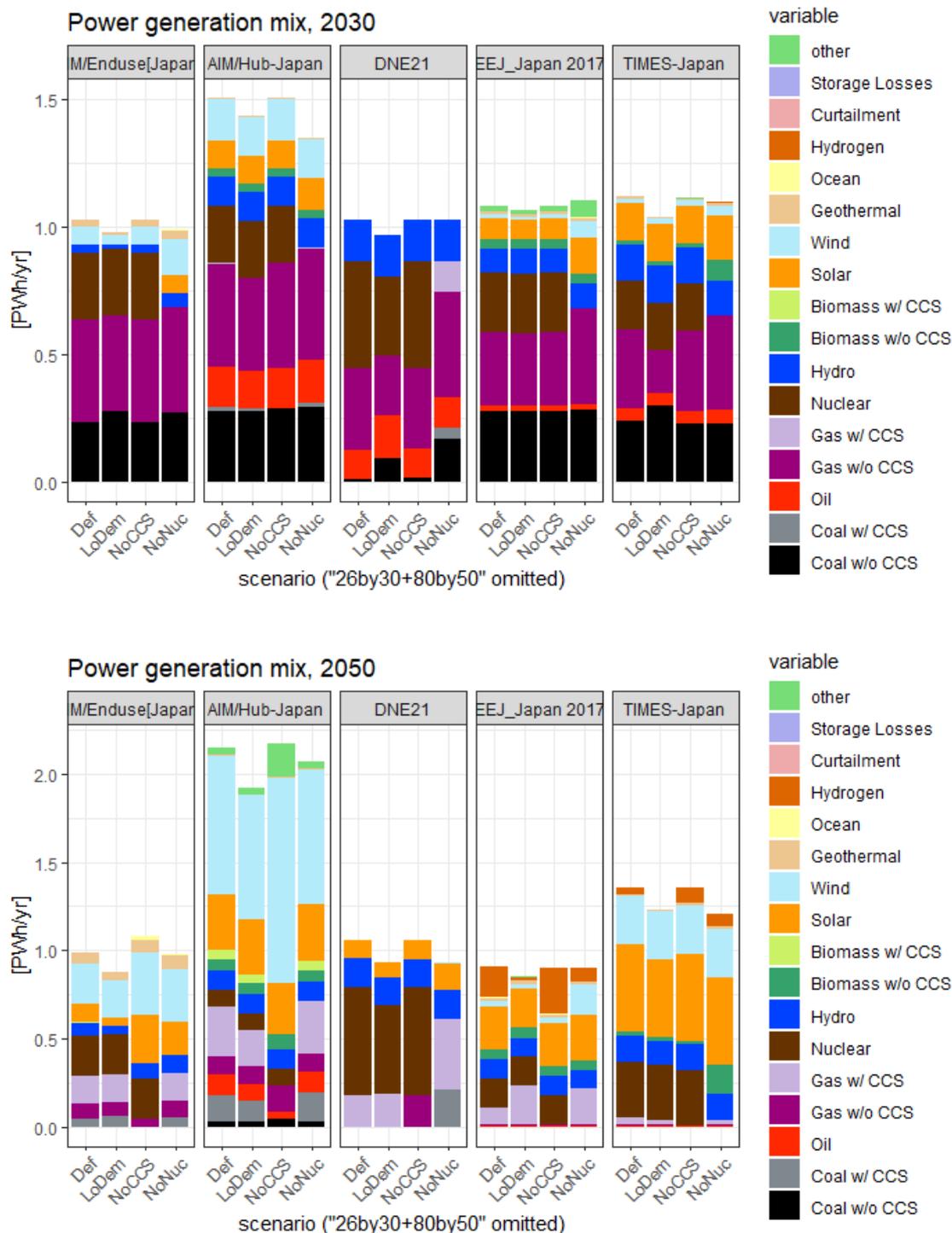


図 4.1.3 2030 年と 2050 年の発電ミックス

(注) 4つのシナリオ（標準ケース、低位GDP成長ケース、CCS利用不可ケース、原子力発電利用不可ケース）を示している。

図4.1.4は大幅削減のためのコストを示す。限界削減費用（または炭素価格）と総削減費用（AIM/Hub-Japan の場合は GDP の損失、他のボトムアップモデルの場合は追加的な総エネルギーシステムコスト）を示す。炭素価格は時間の経過とともに指数関数的に上昇する。中央値（2010USD/t-CO<sub>2</sub>）は、主要な緩和シナリオ（26by30+80by50\_Def）では、2020 年には 0、2030 年には 74、2040 年には 144、2050 年には 819 となっている。経済成長率が低いシナリオ（26by30+80by50\_LoDem）では、中央値は2020年に0、2030年に18、2040年に75、2050年に709である。限界削減費用はシナリオの仮定に敏感に反応する。CCS利用不可の場合、多くのモデルで緩和の限界コストが大きく増加し、リボン

で示されるように不確実性の範囲が広がっている。

総削減費用のケースごとの変化は小さい。2050年には、AIM/Hub-Japanの政策コストはGDPの約3%に相当するが、他の部分均衡モデルでは0.8~0.9%を示唆している。

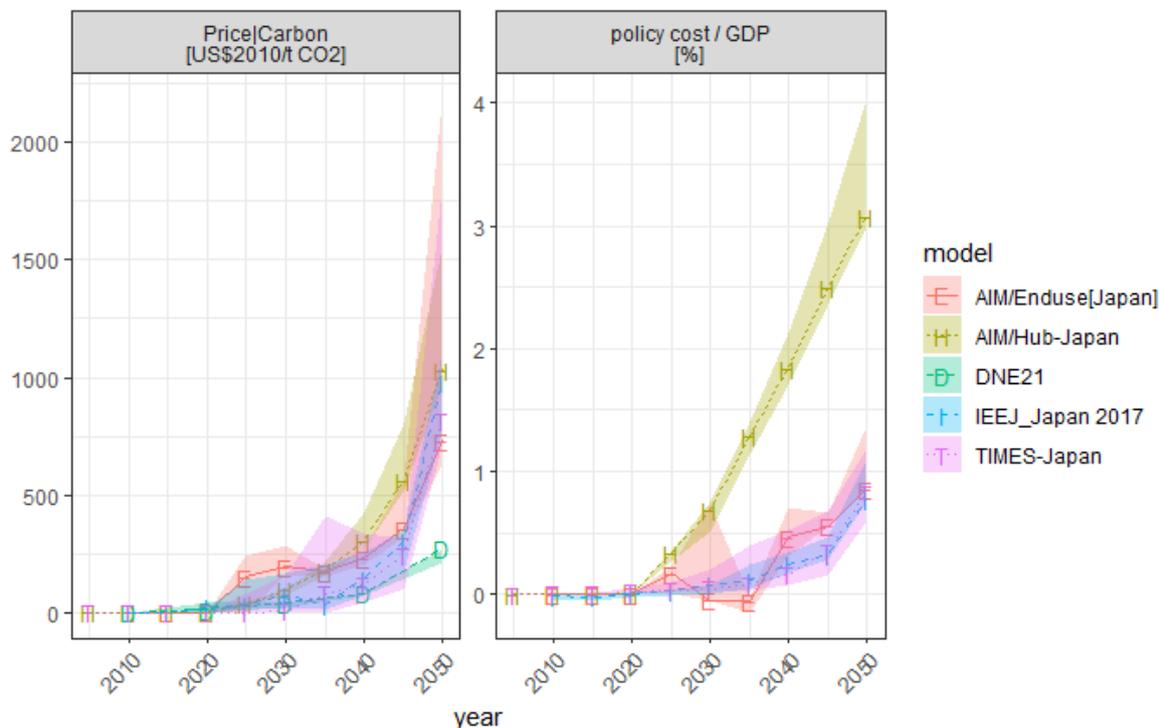


図 4.1.4 緩和シナリオの炭素価格（限界削減費用）と総削減費用

（注）リボンは、4つのシナリオで表される不確実性の範囲に対応している。4つのシナリオ（標準ケース、低位GDP成長ケース、CCS利用不可ケース、原子力発電利用不可ケース）を示している。

モデルやシナリオ間での各変数の変動性を評価するために、図4.1.5は、炭素価格を5%で割り引いた時間平均値を、26by30+80by50\_Defシナリオの値で正規化したものである。中央値（図中の三角形）の振る舞いを見ると、厳しい排出規制（2050年までに90%削減、100%削減）が最もコスト増に影響を与えており、次いでCCSや原子力の利用不可ケースが続く。次いで、再生可能エネルギーとシステム統合に関する感度分析が続く。サービス需要レベルの低下はコストを大幅に削減することができ、特に産業サービス需要の低下はコストを大幅に削減する。変動性再生可能エネルギー（VRE）のポテンシャルを倍増させ、VREコストを半減させることもコスト削減に役立つ。エネルギー輸入コストが高くても（一つのモデルを除いて）大きな影響はない。

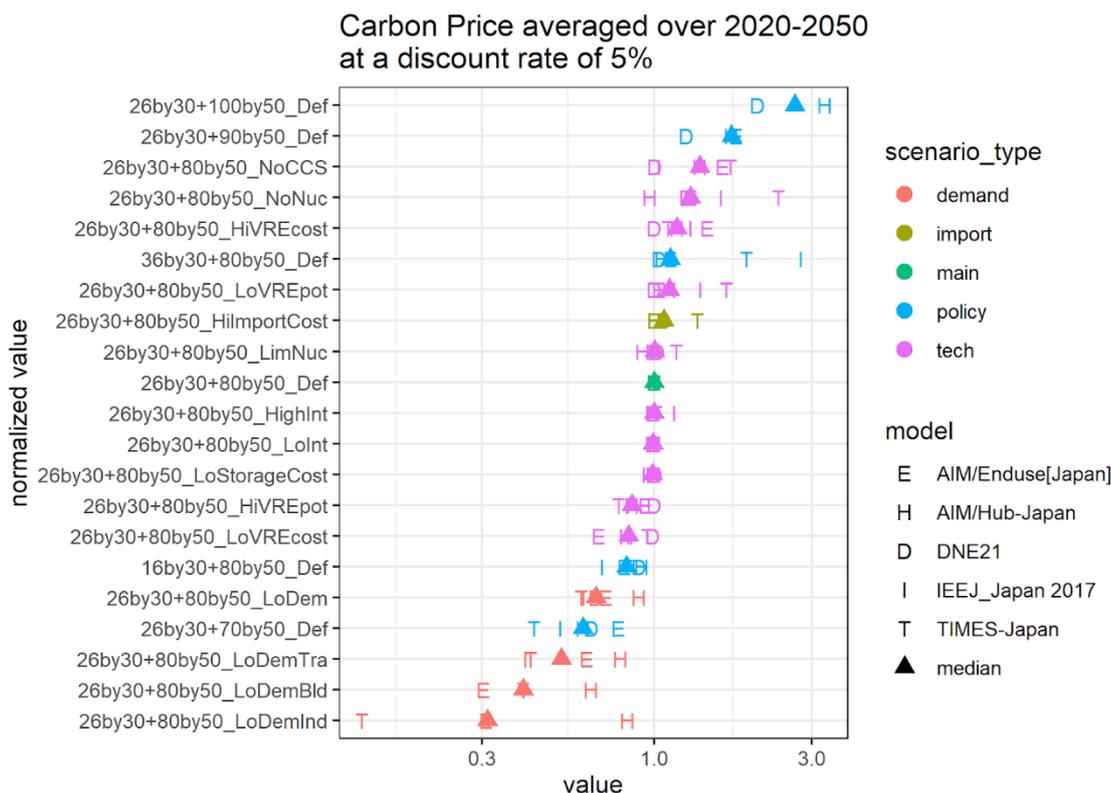


図 4.1.5 各シナリオにおける割引された時間平均値を正規化したもの

(注) 時間平均は2020～2050年を対象とし、割引率は5%を利用している。正規化は26by30+80by50\_Defの値を1としている。各シナリオのモデル中央値は三角形で表される。

## (2) シナリオ分析の射程と限界

最近の世界のモデル相互比較プロジェクトによってつくられたシナリオ・データベースを吟味し、太陽光発電・風力発電などの導入量のデータと、導入量に影響を及ぼすコストのデータを含むデータベースを同定した。IPCCの第5次評価報告書で分析されたデータベースでコストを含むのが欧州連合のプロジェクトAMPEREであった。また最近の世界のモデル相互比較プロジェクトのデータを集め、技術経済性について吟味した論文 (Krey et al., 2019)<sup>6)</sup>がデータを公開している。この2つのデータベースを用いて、エネルギー経済モデル／統合評価モデルからのシナリオと導入量・コストの実績値を比較した。

図4.1.6は太陽光発電の導入量およびコストについて統合評価モデルと実績値を主要地域ごとに比較したものである。過去のシナリオは実績の導入量を全体的に過小評価してきており、どの地域でも一貫してこの傾向が見られる。これは既往研究と整合的である。太陽光発電は初期費用がコスト全体に占める割合が大きく重要と思われるため調べたところ、モデルはコストを過大評価していた。AMPEREシナリオ・データベースについていえば、中国では実際のコスト低下は2100年になっても実績のコスト低下に追いついていない。このコストに関するモデルにおける仮定と実現の差は、導入量の差に大きく影響を与えていると考えられる。ここでは太陽光発電について示したが、風力発電や二次電池なども同様の傾向が示された。

太陽光発電はgranular (簡単に言えば「小さい」) な技術であり、旧来のlumpyなエネルギー技術と比べて挙動が大きく異なる。学習曲線の学習率も大きく、技術自体の変化が非常に素早く、2～3年で技術の動向は大きく変化する。一方、統合評価モデルのパラメーターの更新はゆっくりと行われるものであり、パラメーター更新が行われるまでモデルのシナリオは現実に残れを取るようになる。パラメーター更新のための研究者コミュニティでの技術経済性に関する共通データベースの作成などといった対策も考えられるが、シナリオ自体に内在する速い技術を過小評価する可能性があるというバイアスをシナリオ利用者が理解することも重要である。

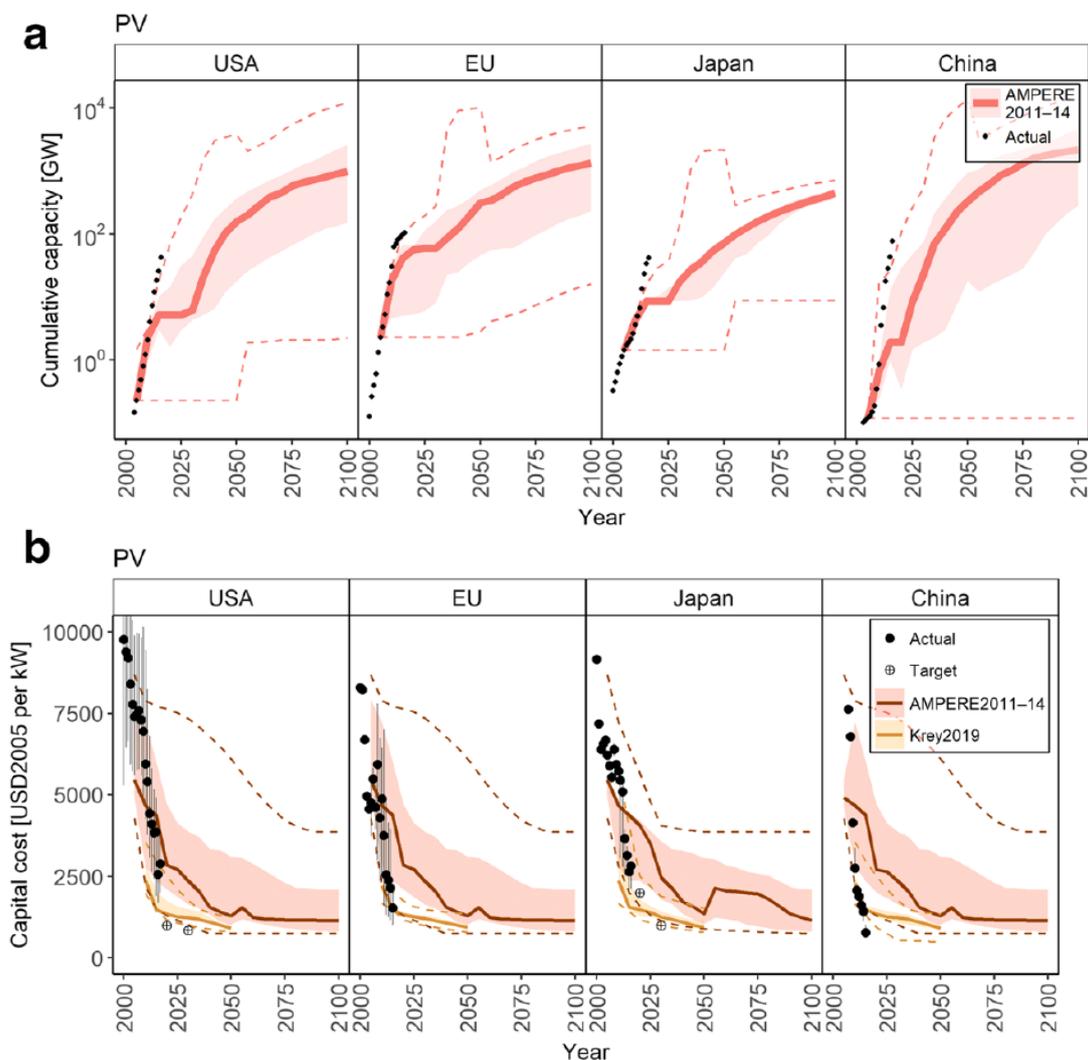


図 4.1.6 太陽光発電の累積導入量 (a) 太陽光発電の資本費 (b)

(注) 鎖線は最小値、最大値を示す。シェーディングは25-75パーセンタイル。Shiraki and Sugiyama (2020)<sup>7)</sup>のFigure 1の一部。

シナリオが太陽光発電を過小評価された理由には、その他のシナリオの限界もある。現実社会では太陽光発電のような技術が社会に普及する過程は技術の特性や経済性だけで規定されず、政策や政治、またこれらの要因の相互作用も重要になる。図4.1.6で示した太陽光の導入は、2000年代に欧州で導入された固定価格買取制度が呼び水になったが、これによって中国などで生産規模が拡大し、規模の経済でコストが低下したという政治・政策と技術の相互作用の役割が大きい。モデルに基づくシナリオ分析は経済学・工学的な枠組みが基礎となっており、政治や政策、またその相互作用については表現ができない。

この点で最近着目されているのが持続可能性への移行 sustainability transitionである。我が国では文献が非常に限られているため、最近発表された国際的な主要なレビューを調査し、また日本語に翻訳した。

トランジションは幾つかの異なる枠組みの集合ととらえることができる。有力な枠組みとしてはマルチ・レベル・パースペクティブ (Multi-Level Perspective, MLP)、戦略的ニッチ・マネジメント、技術イノベーション・システム、トランジション・マネジメントがある。それぞれ技術的な側面を強調したり、自治体レベルでのアクション・リサーチ的な側面を強調したり違いがある。

どの枠組みのニッチ・イノベーション、レジーム、およびランドスケープといった社会の階層構造を認識する。新たな試みはニッチ・イノベーションとして限られた市場や条件で受け入れられ成長が始

まるが、法規制や消費者の選好、補完的な技術などで構成されるレジームとぶつかることになる。既存のレジームは既存の技術に対して好都合にできており、新たなニッチは社会的に簡単に広まることのできない。しかし、ニッチの中では社会のマクロ的な動向（ランドスケープ）とあいまってレジームを変化させ、新たなレジームを構築していくこともある。これがトランジションの過程である。

トランジション研究は、過去の現象を事後的に理解するには非常に強力な枠組みであり、またシナリオ分析の限界を理解するのも非常に有用である。しかし、レビュー論文が指摘する通りシナリオ分析や政策との接合性に問題がある。シナリオ分析は費用効率性分析という側面もあり、政策への含意が明確になることが多いが、トランジション研究については現状のところ明確ではない。

いずれにせよ、シナリオの理解・コミュニケーションにあたっては、トランジション研究の指摘する限界を認識する必要がある。

### (3) シナリオのコミュニケーションの課題とその向上

2019年3月のワークショップによって、ステークホルダーのシナリオに関する認識が明らかになった。

参加者は、シナリオはコミュニケーション言語として機能すべきであり、コミュニケーションのコストが低い方がよいことを示した。ステークホルダーは国際エネルギー機関（International Energy Agency, IEA）が作成したシナリオに代表される、少数の有名なシナリオを好む傾向があった。IEAのシナリオを選択することで、なぜそのようなシナリオを選択したのかを組織内で説明する必要がなく、社内コミュニケーションのコストを削減することができる。また、同時にシナリオの政治性も理解しているステークホルダーも多かった。政府による公式のエネルギー・シナリオの限界を理解している。

しかしながら、このようなステークホルダーのシナリオの理解は、そもそもシナリオ分析について大きな問題をつきつける。コミュニケーション上の問題から有名な問題を扱うということは、一部の限られたシナリオに集中するということである。狭い範囲のシナリオを選択すると、モデル間の不確実性を含む不確実性が実際より小さいように誤解されてしまうことになる。ステークホルダーからはシナリオを予測のように扱いたいという願望も明らかになった。

リスクに関する認知心理学から人間は不確実性を忌避する傾向があることは明確であるが、改めて日本における気候変動緩和策のシナリオという文脈でこの傾向が明らかになった。しかしながらどのようにして政策的にこの傾向に対応するかは今回の分析では明らかにできなかった。

次にソフトウェア上の課題について述べる。本研究のようなシナリオ分析から得られる情報は複雑で膨大なものである。例えば本課題が作成したシナリオ・データベースは4万8千行を超える。したがって、「翻訳」の手法がない限り、重要なメッセージを政策担当者やステークホルダーに簡単に伝えることはできない。そこでIAMC形式のシナリオ・データベースを簡単に可視化するため、R言語のパッケージmipplotを開発した。

mipplotパッケージは、tidyverse（特にggplot2）およびShinyパッケージを基礎とする。IAMCデータベース・フォーマットに準拠したデータの欠落や加法性を確認し、それらの面積/棒グラフ/箱グラフ/折れ線グラフを作成できる。既存の他のツールとして、日本語、中国語、スペイン語にも対応している多言語対応が大きな特徴である。以下の図4.1.7で使用例を示す。

このツールは、モデルやシナリオを扱う研究者だけでなく、他分野の研究者、ステークホルダー、GHG排出量削減を目指す気候政策に関心のある政策立案者などにも、シナリオ分析の成果を伝え、議論を促進するためのツールとして活用できる。また学生向けの教育ツールとしても有用である。

また、シナリオに関するオンラインの解説書として代表的な欧州のSENSESプロジェクトのホームページ(<https://www.climatescenarios.org/primer/>)を調査し、日本語に翻訳した。

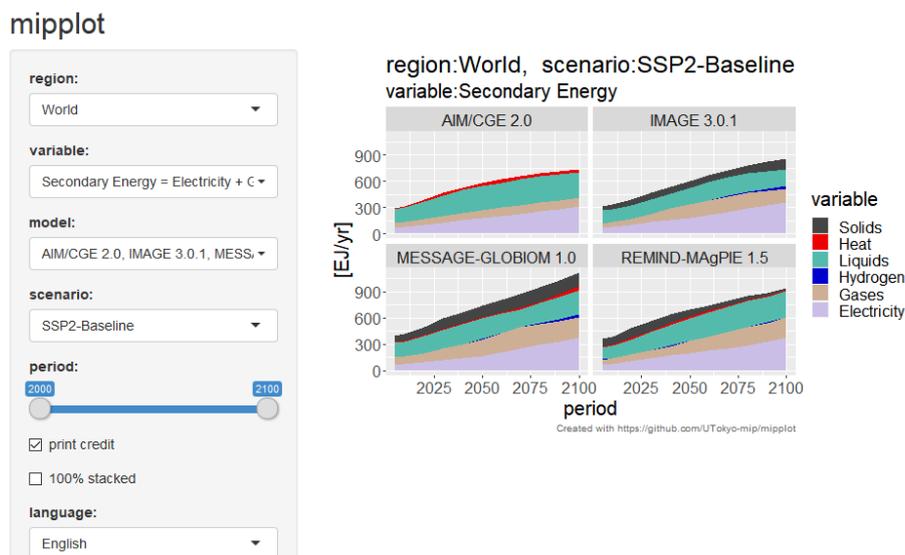


図 4.1.7 mipplot パッケージの操作画面

## 5. 本研究により得られた成果

### (1) 科学的意義

今までの日本の長期戦略については、モデル間の違いと様々な不確実性を組み合わせた分析はなされていなかった。本研究では5つのエネルギー経済モデル、統合評価モデルを用いて日本の長期地球温暖化対策について分析を行った。モデル間の違いのみならず、シナリオの設定による不確実性といった膨大な不確実性がある中、経済全体の省エネルギー、電源の脱炭素化、また需要端の電化といった頑健な政策パッケージを明らかにした。また全ての部門で高い炭素価格のためCO<sub>2</sub>排出量が大幅に削減されることも明らかにした。

シナリオ分析には様々な問題があり、最近では再生可能エネルギーが総体として過小評価されていることが知られていたがその理由については明らかでなかった。シナリオのメタ分析を行い、多くのモデルが急速にコスト低下する技術に追いつくことが難しいことを明らかにした。

シナリオのユーザーのニーズや認識もシナリオを社会に活用するために重要であるが、日本のシナリオに関するステークホルダーの認識は明白でなかった。ステークホルダー・ワークショップを開催し、シナリオへの要望や課題を同定した。

### (2) 環境政策への貢献

#### <行政が既に活用した成果>

研究代表者は2017年度・2019年度の環境省事業の検討会への参画を通じ長期地球温暖化対策シナリオに関する議論に参画し、本研究課題の知見を議論の場に提供した。

#### <行政が活用することが見込まれる成果>

IPCCとは詳細な連携を行なってきており、2021年に公表予定のIPCC第6次評価報告書の第4章 Mitigation and development pathways in the near- to mid-termにすでに本研究課題で作成したシナリオ・データベースの内容を提供しており、第6次評価報告書で取り上げられる予定である。また本研究成果は学術誌 *Sustainability Science* 誌での特集号でとりまとめ (2021年3月刊行予定) を予定しており、論文としてもIPCCに引用され議論が反映されることが想定される。

なお、研究代表の杉山はIPCCの第6次評価報告書に対する第3部会の第12章の代表著者 (lead author) も務めている。

## 6. 国際共同研究等の状況

米国スタンフォード大学のJohn Weyant教授の協力を得て、本研究課題を核としてStanford Energy Modeling Forum (EMF) 35 Japan Model Intercomparison Project (JMIP)を実施した。EMF 35の結果は学術誌*Sustainability Science*の特集号（2021年3月刊行予定）としてまとめられ、その結果はIPCC第3作業部会第6次評価報告書（特に第4章）にも引用される予定である。Weyant教授は以下に示す2019年12月のワークショップにもご参加いただいた。

またアジアの研究者とは研究ネットワーク構築のために互いが開催する研究会に参加し、意見交換を行ってきた。表6.1.1でアジアの関係研究者との研究集会を示す。これらの議論を通じてアジア（特に東アジア）では産業部門（素材などの製造業）の緩和策、少子高齢化に伴うエネルギー需要の変化について検討することが脱炭素化に向けて重要であるという共通認識が醸成されつつある。

また上述のようにオーストリアの国際応用システム分析研究所 (IIASA) はIPCCのための統合評価モデルのためのデータベース・システムを構築してきており、こちらのシステムを利用することで2-1704関連のデータベースを作成してきた。これによりIPCCの第6次評価報告書への貢献が滞りなく行うことができる。

表 6.1.1 国際共同研究活動一覧

国際イベント（日付、主催者）	参加者（研究代表者がネットワークを構築しつつある相手のみ記載）
2017 International Workshop of Japan First International Workshop of JMIP Japan Model Intercomparison Project: Assessment of long-term climate policy（2017年12月14日～15日、東京大学政策ビジョン研究センター杉山研究室）	CHAI, Qimin (National Center for Climate Change Strategy and International Cooperation, 中国) CHANG, Shiyun (Tsinghua University, 中国) Vaibhav CHATURVEDI (Council on Energy, Environment and Water, インド) FU, Sha (National Center for Climate Change Strategy and International Cooperation, 中国)
2019年5月東京大学・清華大学戦略的パートナーシップシンポジウム（2019年5月29日、北京・清華大学にて）	Zhang Xiliang (Tsinghua University, 中国) Teng Fei (Tsinghua University, 中国) 日本側から研究代表者他
2019 International Workshop of Japan Model Intercomparison Project（2019年12月5日、東京大学未来ビジョン研究センター杉山研究室）	Yong Gun KIM (Korea Environment Institute, 韓国) Ankur MALYAN (Council on Energy, Environment and Water, インド) Shivika MITTAL (Ahmedabad University, インド) Poonam NAGAR KOTI (Council on Energy, Environment and Water, インド) Bin SU (Energy Studies Institute, National University of Singapore, シンガポール) Fei TENG (Institute of Energy, Environment, and Economy at Tsinghua University, 中国) John P. WEYANT (Stanford University, 米国) David WOGAN (Asia Pacific Energy Research Centre, 日本)
China Energy Modeling Forum年次総会（2020年1月8日、北京）	Zhang Xiliang (Tsinghua University, 中国) Teng Fei (Tsinghua University, 中国) Bin SU (Energy Studies Institute, National University of Singapore, シンガポール) ほか 日本からは研究代表者
エネルギー需要と人口構造に関する国際会	Yong Gun KIM (Korea Environment Institute, 韓

議（韓国主催） （2020年3月開催がコロナウイルスの問題で 4月8日に延期、オンライン会議システム ZOOMにて実施）	国） ほか 日本からは研究代表者
---	------------------------

## 7. 研究成果の発表状況

### (1) 誌上発表

#### <論文（査読あり）>

- 1) M. Sugiyama, S. Fujimori, K. Wada, S. Endo, Y. Fujii, R. Komiyama, E. Kato, A. Kurosawa, Y. Matsuo, K. Oshiro, F. Sano and H. Shiraki: Energy, 167(15), 1120-1131 (2019)  
Japan's long-term climate mitigation policy: Multi-model assessment and sectoral challenges
- 2) H. Shiraki and M. Sugiyama: Climatic Change, <https://doi.org/10.1007/s10584-020-02731-4>. (2020)  
Back to the basic: Towards improvement of techno economic representation in integrated assessment models.

### (2) 口頭発表（学会等）

- 1) Shiraki, H. and Sugiyama, M. (2017, November). Challenge of modeling technical changes - rapid cost drops and digitalization -, 23rd AIM International Workshop, Ibaraki.
- 2) Sugiyama, M. (2017, December). Project Overview, Timeline JMIP Scenario Design, and Preliminary Results, First International Workshop of JMIP Japan Model Intercomparison Project: Assessment of long-term climate policy, The University of Tokyo, Tokyo, Japan.
- 3) Sugiyama, M., Fujimori, S., Wada, K., Endo, S., Fujii, Y., Komiyama, R., Kato, E., Kurosawa, A., Matsuo, Y., Oshiro, K., Sano, F., Shiraki, H. (2017, December). A multi-model assessment of Japan's long-term climate policy, 10th Annual Meeting of the IAMC, Recife, Brazil.
- 4) Sugiyama, M. (2018.1.18). Exploring Japan's mid- and long-term mitigation pathways and challenges: A pilot model intercomparison study, Waseda University, Tokyo, 関東環境経済ワークショップ.
- 5) Shiraki, H. and Sugiyama, M. (2018). Integrated Assessment and Rapid Technological Changes, 37th International Energy Workshop, June 19-21st in Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden.
- 6) 王嘉陽, スィルバ エラン ディエゴ, 杉山昌広, 白木裕斗 (2018.1). 「マルチモデル分析に基づく気候政策を分析するオープンソースツールの開発」, エネルギー・資源学会第34回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 東京砂防会館.
- 7) 杉山昌広 (2018) 「気候工学 (ジオエンジニアリング)」 ゼロエミッションからネガティブエミッションへ, LCA日本フォーラム, 日本LCA学会パリ協定後の産業研究会, 工学院大学, 東京.
- 8) Sugiyama, M., Fujimori, S., Wada, K., Wang, J., Oshiro, K., et al. (2018, November). Characterizing Japan's energy pathways for climate change mitigation: A multi-model study, Eleventh Annual Meeting of the IAMC 2018, Seville, Spain.
- 9) 杉山昌広, 藤森真一郎, 和田謙一, 王嘉陽, 大城賢, 加藤悦史, 黒沢厚志, 小宮山涼一, スィルバ エラン ディエゴ, 藤井康正, 松尾雄司 (2018) 「日本の長期気候変動緩和策に関するマルチ・モデル分析 Multi-model analysis of long-term climate change mitigation of Japan」 環境経済・政策学会2018年大会, 上智大学.

- 10) Sugiyama, M. (2019, March). Japan's energy scenarios for 2050: A multi-model study, The Third International Interdisciplinary Faculty Forum: The Energy Problem, The University of Tokyo & The University of Chicago, Tokyo.
- 11) Sugiyama, M. (2019). Lessons from EMF 35 JMIP for APERC modeling research. APERC (Asia Pacific Energy Research Centre) Annual Conference 2019, Tokyo, Japan, May 16, 2019 (invited talk).
- 12) Sugiyama, M. (2019). A multi-model study Japan's energy scenarios for 2050: The role of technologies and policy designs. Tsinghua University - The University of Tokyo Symposium on Climate Change, Beijing, China, 2019/5/29.
- 13) Sugiyama, M. (2020). Challenges of decarbonization in Japan: EMF 35 JMIP multi-model study. Annual Meeting of the China Energy Modeling Forum, Beijing, China, January 8, 2020. (Invited talk)

### (3) 知的財産権

特に記載すべき事項はない。

### (4) 「国民との科学・技術対話」の実施

- 1) 山梨県北杜市立甲陵高校におけるサイエンスカフェ「地球温暖化対策とエネルギー」（平成30年2月26日、聴講者約20人）（サブテーマ1が講演）
- 2) 一般公開シンポジウム「日本の長期の地球温暖化対策を考える」（主催：2-1704、平成31年3月20日、東京大学本郷キャンパス、参加者77名）（サブテーマ1, 2, 3が講演）
- 3) 一般公開シンポジウム「地球温暖化対策を考えるためのエネルギー・シナリオ分析：2050年とその後を見据えて」（主催2-1704、令和元年5月31日、東京大学本郷キャンパス、参加者63名）（サブテーマ1, 4が講演）

### (5) マスコミ等への公表・報道等

特に記載すべき事項はない。

### (6) その他

特に記載すべき事項はない。

## 8. 引用文献

- 1) Huppmann, D., Rogelj, J., Kriegler, E., Krey, V., & Riahi, K.: Nature climate change, 8(12), 1027-1030 (2018)  
A new scenario resource for integrated 1.5° C research
- 2) Fawcett, J. M., Benoit, R. G., Gagnepain, P., Salman, A., Bartholdy, S., Bradley, C., ... & Anderson, M. C.: Journal of Behavior Therapy and Experimental Psychiatry, 47, 1-8 (2015)  
The origins of repetitive thought in rumination: Separating cognitive style from deficits in inhibitory control over memory
- 3) Knopf, B., Chen, Y. H. H., De Cian, E., Förster, H., Kanudia, A., Karkatsouli, I., ... & Van Vuuren, D. P.: Climate Change Economics, 4(supp01), 1340001 (2013)  
Beyond 2020—Strategies and costs for transforming the European energy system
- 4) Krey, V. Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment, 3(4), 363-383 (2014)

Global energy - climate scenarios and models: a review.

- 5) Köhler, J., Geels, F. W., Kern, F., Markard, J., Onsongo, E., Wieczorek, A., ... & Fünfschilling, L.: Environmental Innovation and Societal Transitions, 31, 1-32 (2019)  
An agenda for sustainability transitions research: State of the art and future directions.
- 6) Krey, V., Guo, F., Kolp, P., Zhou, W., Schaeffer, R., Awasthy, A., ... & He, C.: Energy, 172, 1254-1267 (2019)  
Looking under the hood: A comparison of techno-economic assumptions across national and global integrated assessment models.
- 7) Shiraki, H., & Sugiyama, M. Climatic Change, 1-12. <https://doi.org/10.1007/s10584-020-02731-4> (2020)  
Back to the basic: toward improvement of technoeconomic representation in integrated assessment models.

## Ⅱ－２ 再生可能エネルギー大量導入のモデリング手法改善に関する研究

東京大学

大学院工学系研究科

大学院工学系研究科

小宮山 涼一

藤井 康正

平成29～令和元年度研究経費（累計額）：12,395千円（研究経費は間接経費を含む）

（平成29年度：9,303千円、平成30年度：1,522千円、令和元年度：1,570千円）

### 【要旨】

太陽光発電・風力発電の出力変動を詳細に考慮した大規模な電力需給モデルやエネルギー技術選択モデルの開発、整備を行い、複数の再生可能エネルギー大量導入シナリオを想定して、再エネ大量導入を実現するために必要となる技術やエネルギー・環境政策への示唆に関して分析を行った。その結果、蓄電池、デマンドレスポンスなどによる再エネ出力変動抑制技術が大きな役割を担う可能性があること、また、再エネの最適連系を誘導する政策や容量市場などの政策が再エネ大量導入を実現する上で重要となる可能性があることが分かった。

### 【キーワード】

電力系統、再生可能エネルギー、最適化、エネルギーモデル、電力需給運用

### 1. はじめに

温室効果ガス80%減という野心的な長期目標を達成するためには、最大のCO<sub>2</sub>排出源である発電部門に起因するCO<sub>2</sub>排出量を大規模に削減することが不可欠である。また、最終消費部門での排出量の削減においては、先述の運輸部門電動化の潮流から示唆されるように、電化促進による化石燃料消費量の削減という手段への期待も大きい。このことから、発電部門の低炭素化は一層重要であると言える。

発電部門の低炭素化への貢献が期待され、近年世界での導入量の増加が著しい発電技術が、太陽光発電や風力発電といった変動性再生可能エネルギー発電(variable renewable energy、VRE)である。2010年から2017年までのVRE発電設備量の年平均伸び率は、PVが38.9%、風力が16.1%に及び、2017年の設備容量はそれぞれ386GW、514GW(図1.2.1)に達した。これらが発電設備量全体に占める割合は依然として小さいものの、同年における世界の発電設備量増分の約50%がこのVRE発電であった。このことから、近年VRE発電が加速度的に市場導入されていることが分かる。

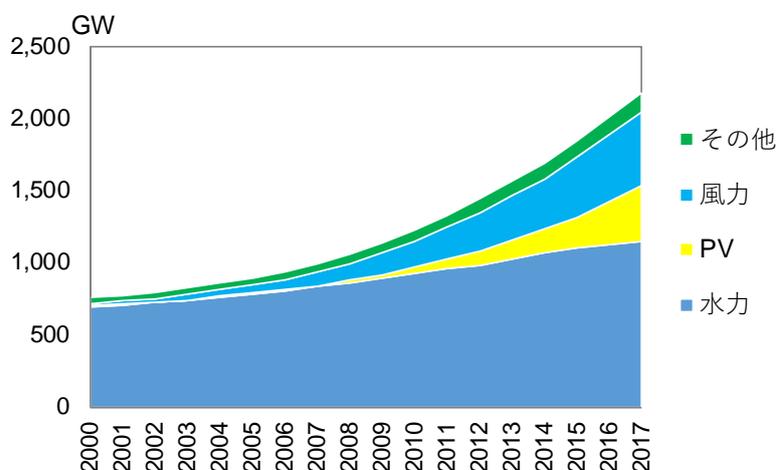


図1.2.1 世界の再生可能エネルギー発電設備容量の推移

出典：International Renewable Energy Agency (IRENA)；Renewable capacity statistics 2018 (2018)

VRE発電の著しい導入増加の1つの要因に、コストの著しい低下が挙げられる。とりわけPVは、2010年以降、世界の平均発電コストが約4分の1にまで低下しており(図1.2.2)、従来の発電技術、例えば天然ガスガスタービン複合発電と既に競合可能となっている地域も存在する。風力発電についても、緩やかではあるがコスト低下が進展しており、今後数年以内に運転開始となる発電プロジェクトの競争入札価格の中には、\$50/MWh(1ドル110円換算で5.5円/kWh)を下回るものも現れている(図1.2.3)。

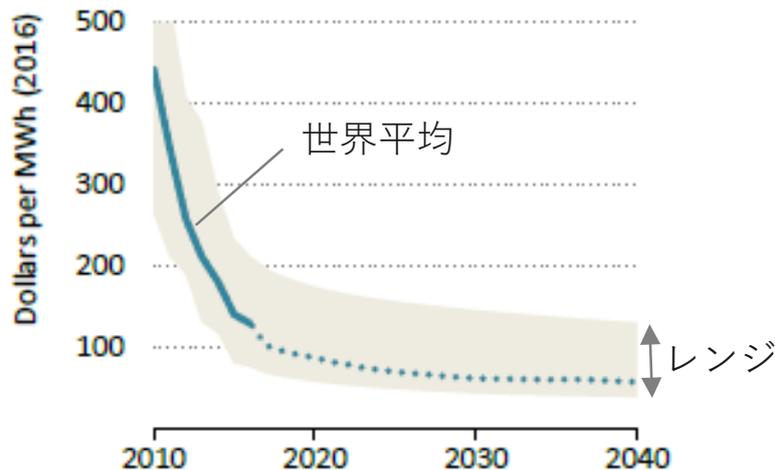


図1.2.2 PV(メガソーラー)発電コストの推移と見通し

出典：IEA; World Energy Outlook 2017, IEA Publications (2017)

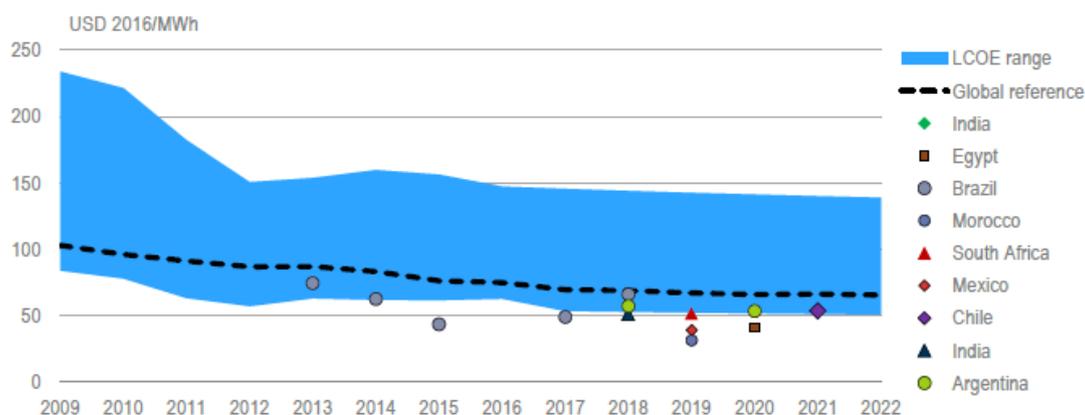


図1.2.3 陸上風力の発電コスト(LCOE: 均等化発電コスト)と競争入札価格

出典：IEA; Renewable 2017 Analysis and Forecasts to 2022, IEA Publications (2017)

日本のVRE発電コストは、他国と比較してやや高い水準にとどまっているものの、固定価格買取制度(FIT)に代表される政策的支援の恩恵もあり、PVを中心に導入が加速している。将来にかけて、これらのコストは着実に低下していくと見込まれることから、日本においても、CO<sub>2</sub>削減に向けた世界的な取り組み強化の潮流にも後押しされる形で、VRE発電の導入量が増加していくことが期待される。

一方で、VRE発電は季節や時間、天候の変化に伴う出力変動が激しいため、その導入拡大は、周波数制御や電力需給調整といった電力系統運用を困難にする可能性が指摘されている。このことから、たとえVRE発電のコストが現在主として利用されている発電技術のコストを下回ったとしても、無尽蔵に導入が進むことが望ましいとは言えず、安定的な電力系統運用に与え得る影響を考慮する必要がある。

電力需給における調整力としては、出力調整が可能な火力発電や電力貯蔵装置(揚水発電を含む)、ダイヤモンドリスポンス等が代表的である。特に、電力貯蔵技術である蓄電池は、自動車の電動化の潮流に伴う生産量の増加等を背景に、近年のコスト低下が著しく、調整力としての活用が期待されている。

## 2. 研究開発目的

再エネ普及拡大が国際的に進む中、日本においても再エネの主力電源化を目指す方針が示され、太陽光発電等の自然変動電源の導入が進んでいる。しかし、自然変動発電は、気象条件の影響を受けて出力が不規則に大きく変動する可能性を有し、火力発電とは異なり出力を自在に制御することが難しく、電力系統への連系量の拡大は容易ではない。自然変動電源の連系拡大のためには、余剰電力の発生や、再エネ残余需要の急激な変動に対応するための対策が必要になる。特に後者の対策が不十分になれば、再エネ出力が大きく変動した際、短期的に需給インバランスが拡大し、周波数が適正値を逸脱して電力品質に影響を及ぼす。そのため、調整力の確保を通じた電力系統の柔軟性の向上が再エネ大量導入下で重要になる。調整力の確保策としては、火力等の出力調整、電力貯蔵、電力系統増強、再エネ出力抑制、デマンドレスポンス(Demand Response, DR)等が挙げられる。

日本における再エネ大量導入実現に関して、技術的に達成可能であるか、あるいは、どのような技術を組合せによりそれを達成するのが望ましいかという点について、定量的な技術評価分析を実施する意義は大きいと考えられる。その際には、電力系統全体やエネルギーシステム全体を統合的に分析可能であること、また、近年の市場導入が著しいVRE発電のような、将来のエネルギーシステムにおいて中心的な役割を果たすことが期待される様々な低炭素技術の特徴及びそれに付随して発生する課題を明示的に考慮できることが極めて重要であると考えられる。また、エネルギー政策の様々な論点に関する定量的な分析においては、一般的に、エネルギーモデルが用いられるが、これまで、多種多様なモデルが開発・利用されてきたものの、VRE発電等の導入が期待される低炭素技術の工学的な特性を十分考慮した上でエネルギーシステムの低炭素化に関する分析を行うものは存在しない。

そこで本サブテーマでは、世界の脱炭素化に向けた取組み強化の潮流や、新たな低炭素技術の市場における台頭を踏まえた、電力系統を詳細にモデリングした電力需給モデルと、エネルギーシステム全体からみた評価を行うために、エネルギー技術選択モデルの開発と、技術評価分析及びエネルギー環境政策への示唆の分析を目的とする。

## 3. 研究開発方法

本サブテーマでは、再生可能エネルギー大量導入分析が可能な電力需給モデルとエネルギー技術選択モデルの開発を実施した。

### 電力需給モデル

担当者らは既に電気学会標準システムモデルに基づき、沖縄を除く全国の電力基幹系統を一部縮約して135ノード、166本の送電線でモデル化し分析を行っているが、本サブテーマでは全国の全ての基幹系統を352ノード、441本の送電線でモデル化して拡張を行った大規模最適電源構成モデルを開発し(図3.2.1～図3.2.3)、太陽光・風力発電の大量導入下での数値シミュレーション分析を行う。

最適電源構成モデルは、線形計画法により構築され、目的関数は系統全体の年間総発電費用とし、その最小化により、内生変数他、経済合理的な最適需給運用を決定する。1時間値、年間8,760時点にて分析を行う。内生変数を表3.2.1に示す。技術データ等の前提条件も外生的に設定する。電源は原子力、火力、水力、地熱、バイオマス、風力、太陽光、揚水、NAS電池、Li-ion電池を考慮し、電池以外の設備量は供給計画等により外生的に与え(図3.2.4)、原子力、火力、再エネの電力比率は長期エネルギー需給見通しの2030年の電源比率と同一に設定した。電力需要量は年間1兆kWhと設定した。

表 3.2.1 内生変数

$Ap_{i,d}$	: 電源設備利用可能容量 (GW)
$Cgs_{k,d,t}$	: CGS発電量 (GW)
$Cgsd_{k,d,t}$	: CGS上げDR発動量 (GW)
$Cgsu_{k,d,t}$	: CGS下げDR発動量 (GW)
$Cha_{j,d,t}$	: 電力貯蔵設備充電量 (GW)
$Dch_{j,d,t}$	: 電力貯蔵設備放電量 (GW)
$DMax_{i,d}$	: 電源出力最大値 (GW)



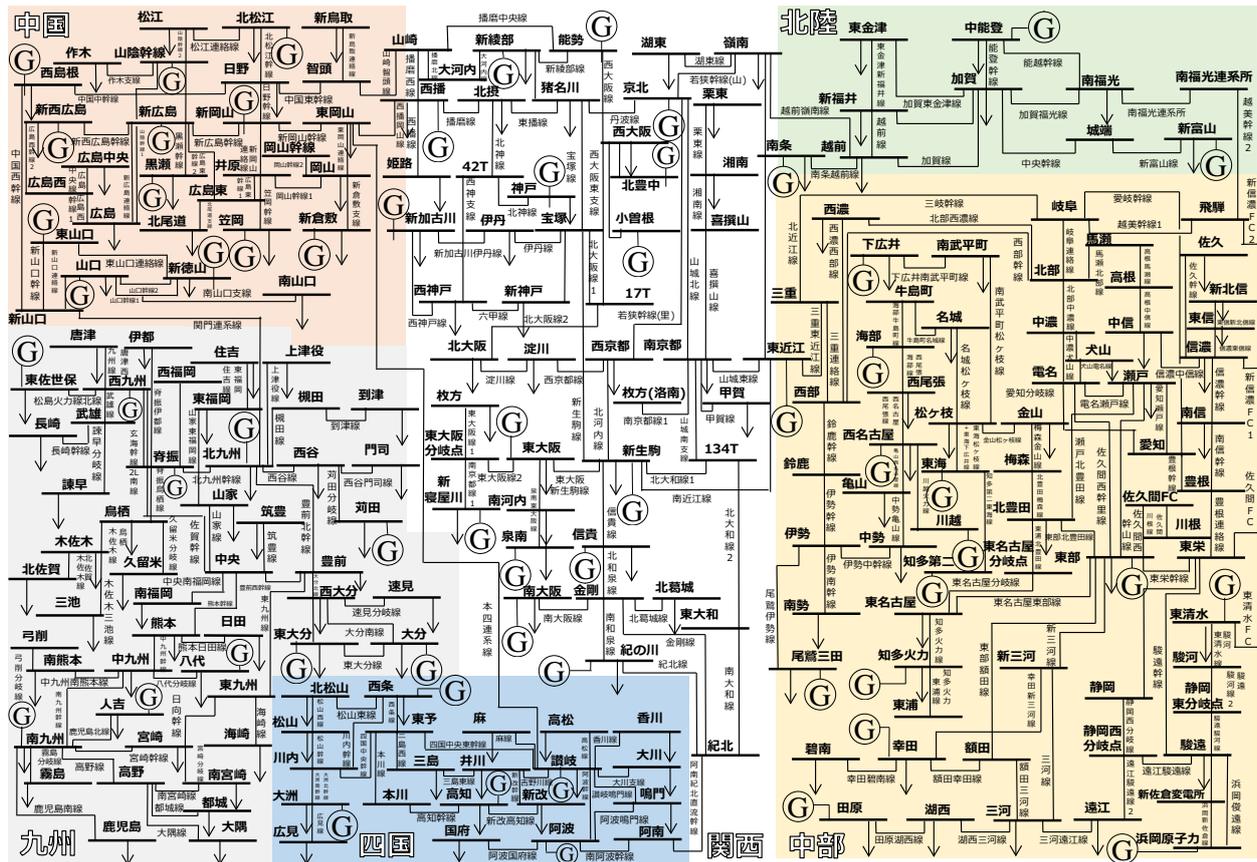


図3.2.2 電力需給モデルの電力系統図(西日本)

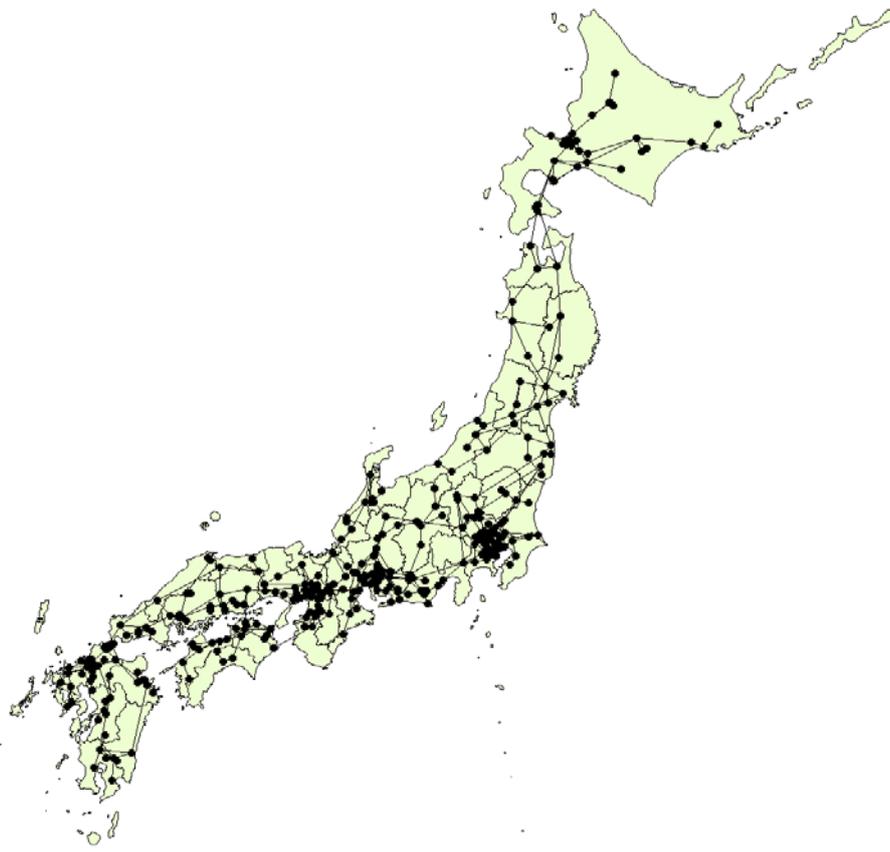


図3.2.3 発電・需要ノードの地理的分布

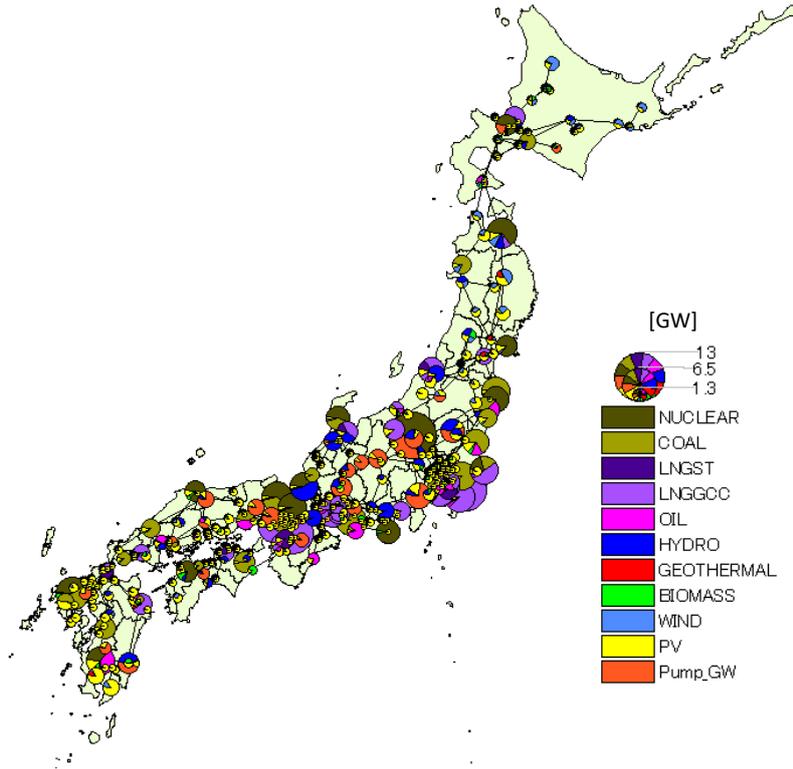


図3.2.4 電力系統ネットワークと電源設備量の分布

以下にモデルの数理的構造を示す。

(1) 目的関数

総発電費用、CGS上げ・下げDR時の電力・熱供給コスト、CGS需要家の商用電力調達時の託送料金、定置用蓄電池の建設費から構成される。

$$\begin{aligned}
 \min. TSC = & \sum_{i=0}^{1034} \sum_{d=0}^{D-1} \sum_{t=0}^{T-1} pvc_i \times Pe_{i,d,t} + \sum_{k=0}^{2815} \sum_{d=0}^{D-1} \sum_{t=0}^{T-1} cudrvck \times Cgsu_{k,d,t} \\
 & + \sum_{k=0}^{2815} \sum_{d=0}^{D-1} \sum_{t=0}^{T-1} cgsvck \times Cgsk_{k,d,t} + \sum_{k=0}^{2815} \sum_{d=0}^{D-1} \sum_{t=0}^{T-1} (trans + cboilk) \times Cgsd_{k,d,t} + \sum_{j=0}^{730} gsr_j \times pfsr_j \times KSC2_j \quad (2-1)
 \end{aligned}$$

$cboilk$ : 蒸気・温水供給コスト(CGS上げDR発動時) (円/kWh)、 $cudrvck$ : CGS下げDRコスト(円/kWh)、 $cgsvck$ : CGS電力・熱供給コスト(円/kWh)、 $gsr_j$ : 電力貯蔵設備の年経費率、 $pvc_i$ : 可変費用(円/kWh)、 $pfsr_j$ : 電力貯蔵設備の建設コスト(円/kWh)、 $trans$ : 商用電力調達時の追加料金(円/kWh)

(2) 制約条件

電力需給バランスでは、352地点別に需給バランスの均衡を考慮する。

$$\begin{aligned}
 \sum_{i \in I_n} Pe_{i,d,t} + \sum_{j \in J_n} (Dch_{j,d,t} - Cha_{j,d,t}) + \sum_{k \in K_n} Cgsu_{k,d,t} - \sum_{k \in K_n} Cgsd_{k,d,t} \\
 + \sum_{b=0}^{B-1} \mathbf{a} \mathbf{a}_{n,b} (Tmp_{b,d,t} - Tmn_{b,d,t}) - Tloss_{n,d,t} = load_{n,d,t} \quad (2-2)
 \end{aligned}$$

$$Tmp_{b,d,t} - Tmn_{b,d,t} = \sum_n \left( \mathbf{aa}_{n,b} \cdot \frac{Q_{n,d,t}}{x_b} \right) \quad (2-3)$$

$$Tloss_{n,d,t} = \frac{1}{2} \sum_{b=0}^{B-1} |\mathbf{aa}_{n,b}| \cdot loss_b (Tmp_{b,d,t} + Tmn_{b,d,t}) \quad (2-4)$$

$\mathbf{aa}_{n,b}$ : 接続行列(送電線),  $load_{n,d,t}$ : 電力負荷 (GWh),  $x_b$ : リアクタンス(送電線),  $loss_b$ : 送電損失

(5)式は、CGS下げDR発動ポテンシャルの上限制約を表す。(6)式は、CGS上げDR発動ポテンシャル(右辺)に対し、CGS発電量とCGS上げDR発動量(系統電力の調達量)の均衡条件を表している。

$$Cgsu_{k,d,t} < cgsdr1_{k,d,t} \quad (2-5)$$

$$Cgs_{k,d,t} + Cgsd_{k,d,t} = cgsdr2_{k,d,t} \quad (2-6)$$

$cgsdr1_{k,d,t}$ : CGS下げDR発動ポテンシャル (GWh),

$cgsdr2_{k,d,t}$ : CGS上げDR発動ポテンシャル (GWh)

本モデルの特徴として、電源の設備量について、実際の電源運用を踏まえ、稼働中の設備量と定期点検等により停止中の設備量を内生的に決定できる点が挙げられる。

$$Ap_{i,d} + \sum_{m=0}^3 (umr_{m,d} \cdot Mkc_{m,i}) = kc_i \quad (2-7)$$

$$\sum_{m=0}^3 (umr_{m,d} \cdot Mkc_{m,i}) \geq (1 - upp_i)kc_i \quad (2-8)$$

$$\frac{1}{D} \sum_{m=0}^3 \sum_{d=0}^{D-1} (umr_{m,d} \cdot Mkc_{m,i}) = (1 - upa_i)kc_i \quad (2-9)$$

$umr_{m,d}$ : 定期点検パターン,  $upa_i$ : 電源の年平均設備利用率,  $upp_i$ : 電源の年間最大設備利用率

電源や電力貯蔵の発電や充放電は設備量以下で行われる。

$$Pe_{i,d,t} \leq Ap_{i,d} \quad (2-10)$$

$$Pe_{i,d,t} \leq u_{i,d,t} \times kc_i \quad (2-11)$$

$$Cha_{j,d,t} + Dch_{j,d,t} \leq us1_{j,d} \times KSC1_j \quad (2-12)$$

$$ST_{j,d,t} \leq us2_{j,d} \times KSC2_j \quad (2-13)$$

$u_{i,d,t}$ : 再エネ電源の設備利用率,  $us1_{j,d}$ : 電力貯蔵設備出力時の設備利用率,  $us2_{j,d}$ : 電力貯蔵設備充電時の設備利用率

基幹系統の送電量は、送電容量以内で行われる。

$$Tmp_{b,d,t} + Tmn_{b,d,t} \leq ktr_b \quad (2-14)$$

$$ktr_b = \frac{\pi}{6} \frac{1}{x_b} \quad (2-15)$$

$$Tmp_{b,d,t} \leq dflow1_b \quad (2-16)$$

$$Tmn_{b,d,t} \leq dflow2_b \quad (2-17)$$

$dflow1_b, dflow2_b$  : 送電線最大容量

供給予備力制約((18)式)をエリア別に考慮する。

$$\begin{aligned} & \sum_{i \in IA_a} Ap_{i,d} + \sum_{i \in IC_a} u_{i,d,t} \times kc_i + \sum_{j \in JA_a} us1_{j,d} \times KSC1_j \\ & + \sum_{k \in KA_a} cgsdr1_{k,d,t} \geq (1 + \delta) \times \max_{t \in T} \sum_{n \in NA} load_{n,d,t} \quad (2-18) \end{aligned}$$

$\delta$  : 供給予備率 (8%)

電源の負荷追従上下限制約を考慮する。

$$Pe_{i,d,t} - decrease_i \times Ap_{i,d} \leq Pe_{i,d,t+1} \leq Pe_{i,d,t} + increase_i \times Ap_{i,d} \quad (2-19)$$

$$Pe_{i,d,t} - decrease_i \times u_{i,d,t} \times kc_i \leq Pe_{i,d,t+1} \leq Pe_{i,d,t} + increase_i \times u_{i,d,t} \times kc_i \quad (2-20)$$

$increase_i, decrease_i$ : 負荷追従率上限・下限

火力電源は、DSS(日間起動停止)モードの電源を一定割合の設備量比率で考慮し、それ以外の火力電源は性能に応じて最低出力制約を考慮する。

$$Pe_{i,d,t} \geq minol_i \times (DMax_{i,d} - dssr_i \times Ap_{i,d}) \quad (2-21)$$

$$DMax_{i,d} \geq Pe_{i,d,t} \quad (2-22)$$

$$DMax_{i,d} \geq Pe_{i,d+1,t} \quad (2-23)$$

$dssr_i$ : DSSモードの電源比率,  $minol_i$ : 電源の最低出力率

電力貯蔵設備の電力貯蔵バランス、充放電制約、充放電サイクル制約を考慮する。

$$ST_{j,d,t+1} = (1 - sdr_j) \times ST_{j,d,t} + \sqrt{eff_{storage,j} Cha_{j,d,t}} - 1 / \sqrt{eff_{storage,j}} \cdot Dch_{j,d,t} \quad (2-24)$$

$$KSC2_j \leq m_{storage,j} \times KSC1_j \quad (2-25)$$

$$KSC1_j \leq crate_j \times KSC2_j \quad (2-26)$$

$$\sum_{d=0}^{D-1} \sum_{t=0}^{T-1} Cha_{j,d,t} \leq us2_{j,d} \times \frac{cycle_j}{lifetime_j} \times KSC2_j \quad (2-27)$$

$crate_j$ : 電力貯蔵設備のCレート,  $cycle_j$ : 電力貯蔵設備のサイクル寿命,  $eff_{storage,j}$ : 電力貯蔵設備の充放電効率,  $lifetime_j$ : 電力貯蔵設備のカレンダー寿命,  $m_{storage,j}$ : 電力貯蔵設備の単位容量当たり貯蔵可能量,  $sdr_j$ : 電力貯蔵設備の自己放電ロス

### エネルギー技術選択モデル(日本)

エネルギーシステム全体を分析対象としながら、電力部門(発電技術及び電力貯蔵技術)を高時間解像度で記述することにより、既往の同タイプのモデルでは十分に考慮できないVRE発電の出力間欠性及び電力貯蔵技術の運用等を考慮可能なボトムアップ型最適エネルギー技術選択モデルを開発する。

構築するモデルの分析対象は、日本のエネルギーシステム全体、すなわちエネルギーの輸入(あるいは国内生産)から転換、送配、最終需要部門での消費に至るまでの、エネルギーのフロー及びそれに関連する技術(エネルギー技術)の集合である。モデルは動学的なボトムアップ型技術選択モデルであり、分析期間における最適なエネルギー技術への投資、技術構成(設備量構成及び稼働量構成)、エネルギーフロー、CO<sub>2</sub>排出量等を導出する。最適化手法は線形計画法に基づいており、目的関数は割引価値換算エネルギーシステム総コストである。本章での分析期間は2015年から2050年までであり、様々な制約条件式のもとで目的関数を最小化するエネルギー技術の投資や運用等を決定する。

構築モデルの特徴は、電力部門の時間解像度が高い点にある。電力部門を10分間隔かつ1年間(365日または366日)連続という時間解像度で表現することにより、1日の中での、あるいは日や季節ごとの電力需要の変動や、VRE発電(PV及び風力発電)の間欠的な出力パターン、火力発電等による負荷に応じた出力調整運転、電力貯蔵技術の運用等を明示的に考慮可能となる。

分析対象となる基準エネルギーシステムは、エネルギー源(一次エネルギー)、システム内のエネルギーの流れを担うエネルギーキャリア、それを転換、送配、消費するエネルギー技術により構成される(図3.2.5)。本研究では、エネルギー源やエネルギーキャリアの輸出は想定していない。エネルギー技術は、発電技術、その他転換技術、送配技術及び最終消費技術に分類できる。最終消費技術は、最終需要部門に属し、エネルギーキャリアが入力、エネルギーサービスが出力となる。本研究では、36のエネルギーサービス需要区分を想定する。各区分についてエネルギーサービス需要を外生的に与え、需給バランス等の制約条件群のもとで最適化計算を行い、先に述べたような最適なエネルギーキャリアのフロー、各エネルギー源の輸入量、エネルギー技術の投資タイミング、各年の技術稼働構成(電源構成や車種構成等)、CO<sub>2</sub>排出量等を算出する。

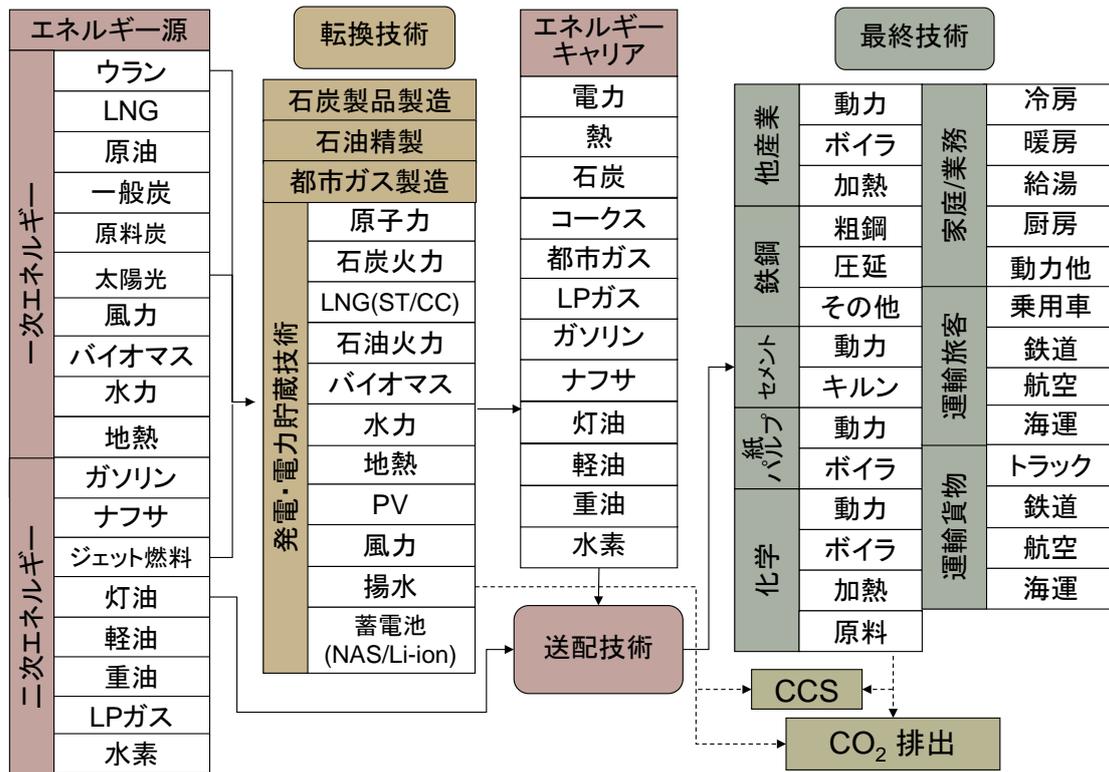


図3.2.5 発電・需要ノードの地理的分布

### エネルギー技術選択モデル(世界)

動学最適化型の世界エネルギーシステムモデルを構築した。分析対象期間は2015年から2050年であり、代表時点として計5時点（2015年、2020年、2030年、2040年、2050年）のエネルギー需給を計算する。目的関数は割引現在価値換算のシステム総コスト（割引率：5%）である。所与の需要に対してコスト最適な需給像を描くモデルである。主な入力条件はエネルギー需要や一次エネルギー資源量、エネルギー生産・転換設備の技術経済的情報であり、計算結果として各部門の設備容量や運用、CO<sub>2</sub>排出量、システムコストが得られる。本モデルの特徴として地理的解像度が挙げられる。最も精緻なバージョンは世界363地域分割であり、エネルギー需給の地域特性やエネルギー・CO<sub>2</sub>輸送を詳細に記述できる（図3.2.6）。ノードには「都市ノード」と「供給ノード」の2種類を設けた。これらの違いはエネルギー需要の有無である。エネルギー需要は都市ノードのみに存在し、エネルギー生産・転換設備は両ノードで設置可能とした。都市ノード（合計287ノード）の選定においては、IEAのエネルギーバランス表記載の142カ国（香港は中国としてカウント）とチャイニーズタイペイを明示的に取扱い、各国・地域の主要都市から選択した。なお、エネルギーの大消費国や需要の伸びが顕著な地域、面積が広い国については国を細分化して都市ノードを設けた。具体的には、豪州、ブラジル、カナダ、中国、フランス、ドイツ、インド、インドネシア、日本、マレーシア、メキシコ、ミャンマー、パキスタン、フィリピン、ロシア、スペイン、タイ、英国、米国、ベトナムを分割表現した。供給ノード（合計76ノード）は化石燃料資源や再生可能エネルギー資源が豊富に賦存している地域、又は、輸送拠点となる地域から選定した。ノード間の輸送経路は、海上、陸上（パイプラインと鉄道用）、送電の3通りを考慮した。図3.2.6に海上・陸上経路を示す。これらは輸送可能な全ての経路を示しており、最適化の結果として、輸送物質や輸送ルート、輸送量が決定される。輸送経路の推計には、ノード間の最短経路探索プログラムを別途構築した。本モデルの時間的解像度は電力・水素とそれ以外で異なる設定とした。電力では年間64時間帯分割（=4季節代表日×8時間帯/代表日×2天候）とした。季節は12月-2月、3月-5月、6月-8月、9月-11月の4区分である。北半球と南半球では季節が逆転するため、本研究では「夏」や「冬」等の表現は避けている。代表日の負荷曲線は実時間ベースで考慮した（持続曲線ではない）。天候は晴れと曇りを考慮し、太陽光発電の天候変動を表現した。水素についても、日間・季節間貯蔵をモデル化するため、年間64時間帯で需給バランスを確保する定式化とした。他方、電力・水素以外のエネルギー・物質は年

間需給のみを考慮した。

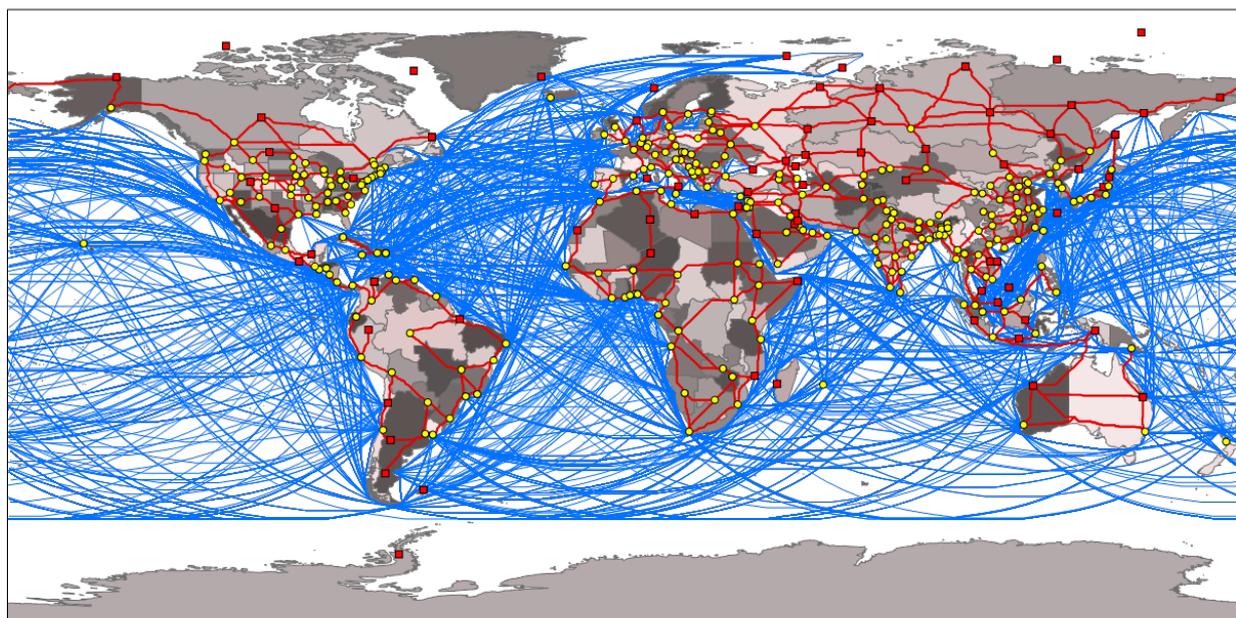


図3.2.6 モデルの地域分割と海上・陸上輸送経路

#### 4. 結果及び考察

##### 電力需給モデル

日本の風力、太陽光発電導入量に関して、基準ケースは長期エネルギー需給見通しに基づき風1000万kW、太陽光6400万kW、再エネ比率30%ケースで風力3000万kW、太陽光1億2800万kW、再エネ比率40%ケースで風力3000万kW、太陽光2億5600万kWと設定する。

基準ケースでの352地点の年平均電力価格を各ノードの需給バランスのシャドープライスより分析すると(図4.2.1)、再エネ余剰電力の影響により、北海道や東北、九州では電力価格は相対的に低くなり、電力需要の大きい地域の価格が相対的に高い傾向にある。北海道地域では、再エネ比率拡大につれ、電力価格が低下し、再エネ比率40%ケースでは、年間の3分の1の時間帯で電力価格はほぼゼロに下落する(図4.2.2)。そして電源の収益を、電力価格と発電量の積と燃料費の差分として定義して分析を行うと(図4.2.3)、再エネ電源比率拡大に伴い、電力価格の低下、稼働率低下を受けて、LNG複合火力等の収益性が悪化する。また、441本の送電線増強のシャドープライスを分析した結果、北海道、東北地域等の地域間連系線や一部のエリア内基幹系統の増強の費用対効果が相対的に高い傾向があり、適切な増強が日本の電力システムコストの削減に貢献すると考えられる。

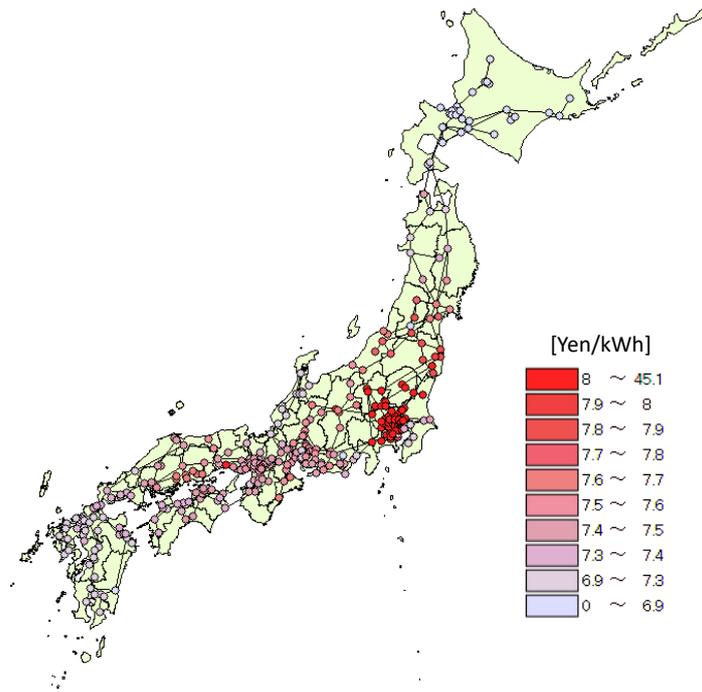


図4.2.1 電力価格(ノーダルプライス)(基準ケース)

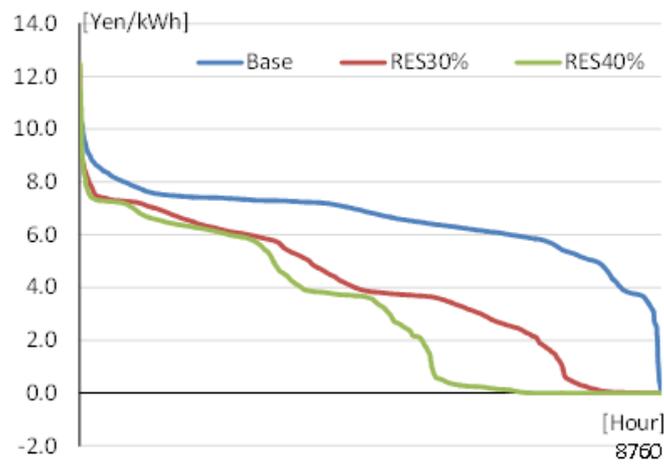


図4.2.2 電力価格曲線(北海道)

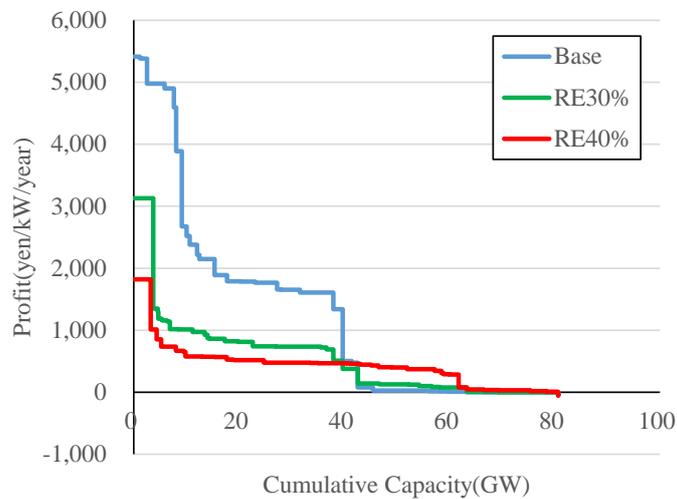


図 4.2.3 LNG 複合火力の収益

また本モデルを利用して、日本の系統コスト全体が最小となる最適な太陽光発電の接続地点、接続容量を分析した(図4.2.4)。具体的には、FIT未稼働容量(約4千万kW)を対象に最適化を実施し、日本の電力系統における太陽光発電の最適配置を計算した。分析の結果、電力需要、調整力容量(LNGCC)の大きい関東、中部地域への太陽光大量導入が望ましく、最適化により同じ発電量を得るために必要となる太陽光設備量を600万kW節減できる可能性が示された。また、太陽光発電の最適導入を通じて、バッテリー投資額も削減し、ひいては、消費者の電力コスト負担軽減に貢献する可能性が示された。

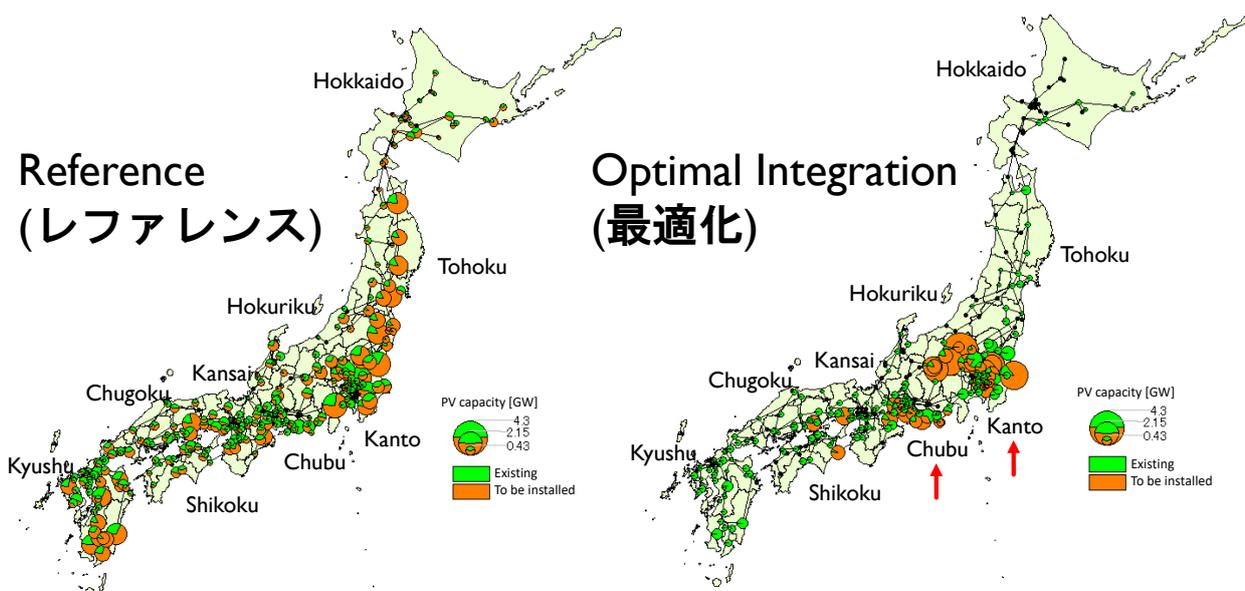
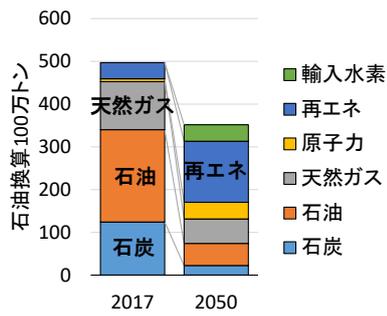


図4.2.4 日本の電力系統における太陽光導入地点、導入量

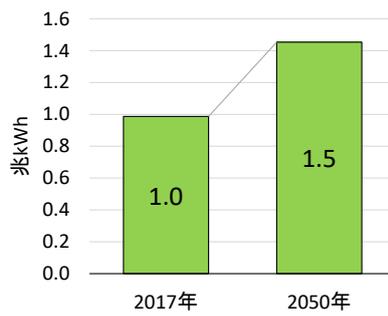
#### エネルギー技術選択モデル(日本)

2050年までにCO<sub>2</sub>を現状比80%削減するケース(CO<sub>2</sub>排出量:2017年12億トン→2050年2億トン)に関して分析を実施した。原子力の想定は、40年運転にて20年運転延長可能として、新增設は無いものと仮定した(2017:約40GW→2050:約20GW)。その結果、省エネ進展、電化、再エネ拡大が進み、これらの措置が特に重要な役割を担うことが分かった(図4.2.5)。省エネは、一次エネルギー消費ベースで、約3割(現状比)進展してエネルギー利用の高効率化がはかられ、電力需要が1兆kWh(2017)から1.5兆kWh(2050)へ5割も増加し、電気自動車やヒートポンプ技術の拡大が大きな役割を担う可能性が示された。また、再エネ電源比率は2017年の2割から2050年には8割まで拡大して、自然変動電源比率も1割から6割まで拡大する結果となった。CO<sub>2</sub>限界削減費用(シャドープライス)も、2050年には30万円/トン-CO<sub>2</sub>まで上昇する結果となった。また電力需給の分析の結果、再エネ大量導入下においては、需給バランス維持が困難化して、余剰電力時の対応強化が必要となることが定量的に示された(図4.2.6)。

### 一次エネルギー供給



### 電力需要



### 電源構成(発電量)

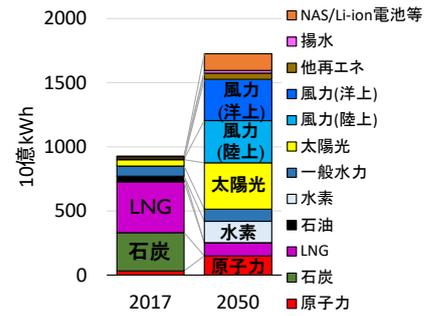


図4.2.5 日本の2050年の一次エネルギー供給、電力需要、電源構成(2050年CO2排出8割削減ケース)

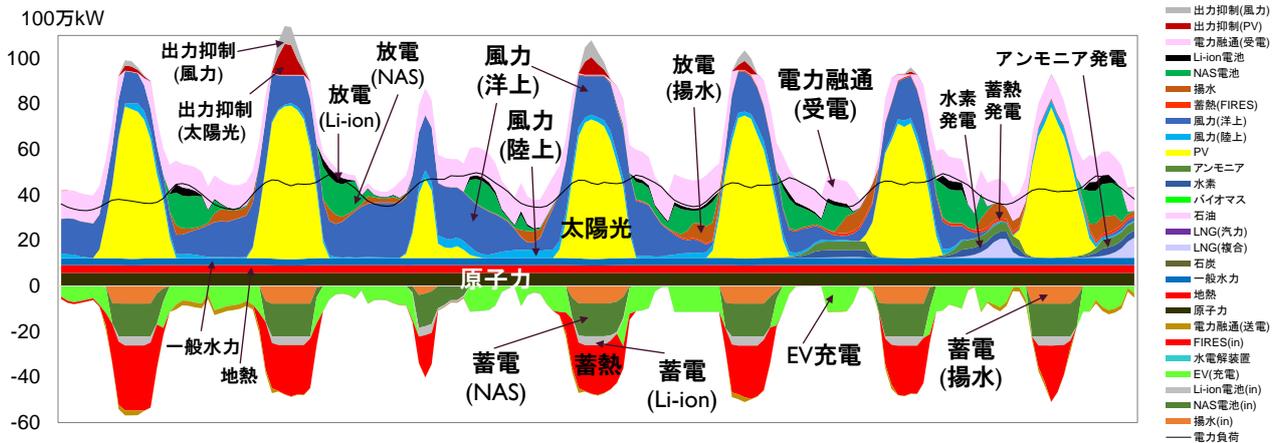


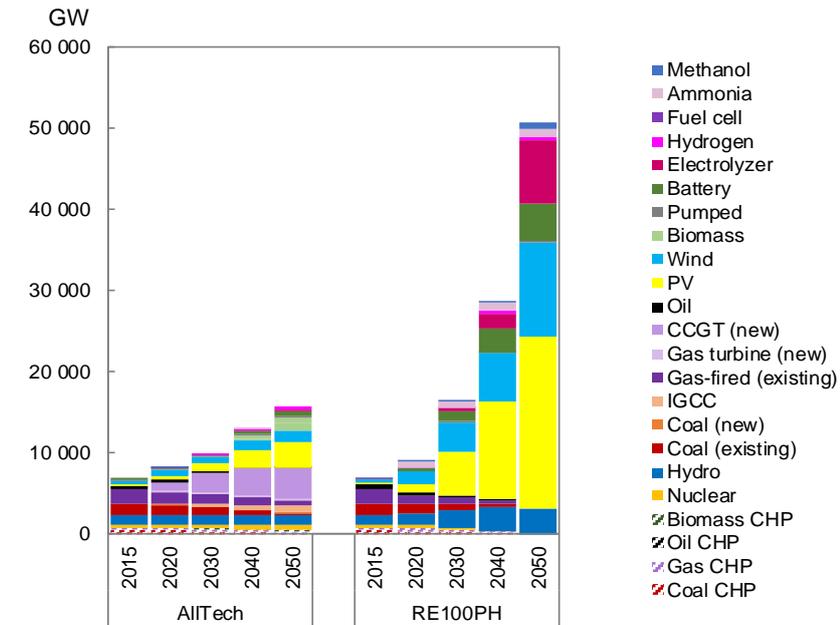
図4.2.6 2050年4月の電力需給運用(関東、1時間値)(2050年CO<sub>2</sub>排出8割削減ケース)

### エネルギー技術選択モデル(世界)

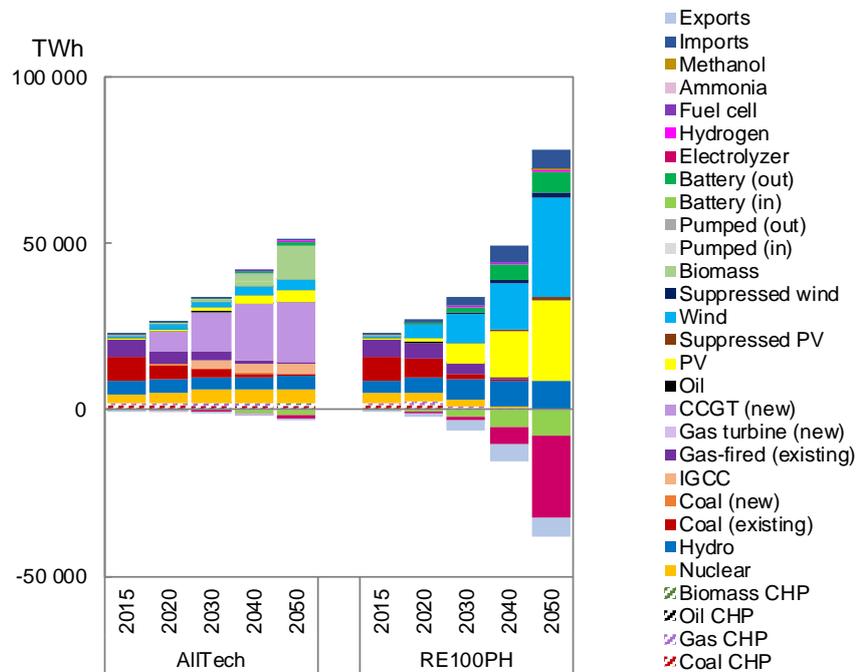
開発した世界エネルギーモデルを用いて2つのシナリオ (AllTechとRE100PH) を分析する。AllTechシナリオはモデル化した全ての技術を利用可能と想定したシナリオであり、技術選択は最適化計算に基づく。RE100PHシナリオは2050年までに電力供給と水素製造を100%再生可能エネルギーで行うシナリオである。両シナリオには2°C目標に相当する世界全体のCO<sub>2</sub>排出上限制約を課した。

後者のシナリオでは発電部門では、2050年にVRE又は水力、水素、水素由来燃料のみにするため、将来の新設電源はVREと水力、水素火力、アンモニア火力、メタノール火力に限定した(電力貯蔵装置や水電解装置については導入可能)。そして、既設の化石燃料や原子力発電設備は2015年から2050年にかけて線形に減少していくと仮定した。水素製造部門では、化石燃料由来の水素製造を利用不可とした(水電気分解のみ可能)。また、CCSについても利用不可とした。

AllTechシナリオではVREが導入拡大し、設備容量では2050年に世界全体で合計4,574 GW (2015年は625 GW) に達するが、設備利用率の低さから発電電力量での比率は14%程に留まっている(図4.2.7)。天然ガスやバイオマス火力が太宗を占め、CCSに頼る姿となる。対照的に、RE100PHシナリオでは2020年以降にVREが急激に拡大する。2050年のVRE、蓄電池、水電解装置の設備容量は、それぞれ、32,779 GW、4,586 GW、7,834 GWと評価された。総発電設備容量は2015年比で7.5倍、2050年のAllTechシナリオ比では3.2倍である。発電電力量ベースでは2050年にVREは82%を占めた(うち16%が水力、2%が水素・アンモニア・メタノール)。RE100PHでの電力供給を実現させるには、VREの新規建設を大幅に加速させる必要がある。



(a) 発電電力量



(b) 設備容量

図4.2.7 世界全体の発電部門の結果(2°C目標に相当する世界全体のCO<sub>2</sub>排出上限制約あり)

最終エネルギー消費は省エネルギーと代替燃料利用を組合せる結果となり（図 4.2.8）、RE100PHシナリオではその傾向が顕著に窺える。このシナリオではCO<sub>2</sub>貯留やネガティブエミッション技術を織込んでいないため、最終エネルギーベースで化石燃料の大幅な削減が必要となる。AllTechシナリオでは石油消費が残存するが、RE100PHでは石油代替も必要となった。バイオマス液化による合成油が液体燃料消費の33%へ拡大した。

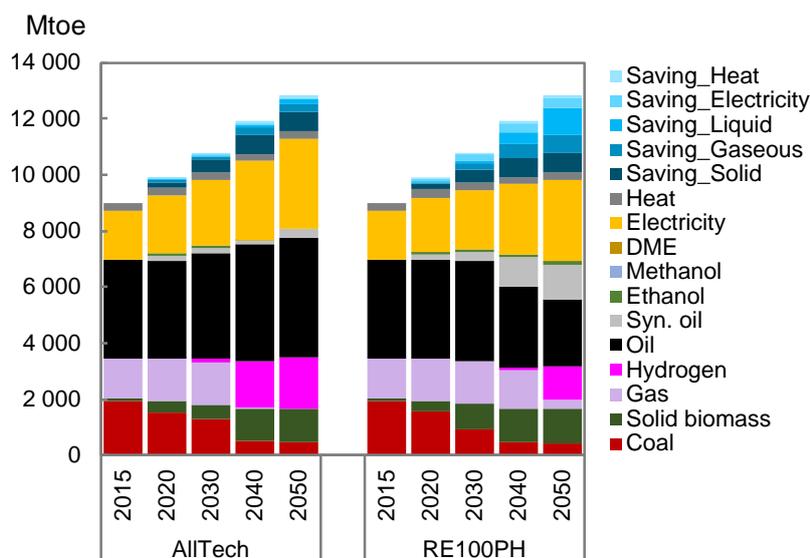


図4.2.8 世界全体の最終エネルギー消費の結果(2°C目標に相当する世界全体のCO<sub>2</sub>排出上限制約あり)

また、一次エネルギー供給ベースでは、両シナリオの違いが更に際立つ結果となった(図4.2.9)。AllTech シナリオでは2050年においても、化石燃料供給が2015年レベル以上となり、CCSの導入実施(2050年までの累積で162Gt-C)が見られる。RE100PHシナリオでは、化石燃料供給が急激に抑制され、2050年時点においては石炭や天然ガスが殆ど利用されない状況となった。一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギー比率(2050年)はAllTechシナリオで27%であるが、RE100PHシナリオでは72%(うち39%がVRE)に達している。

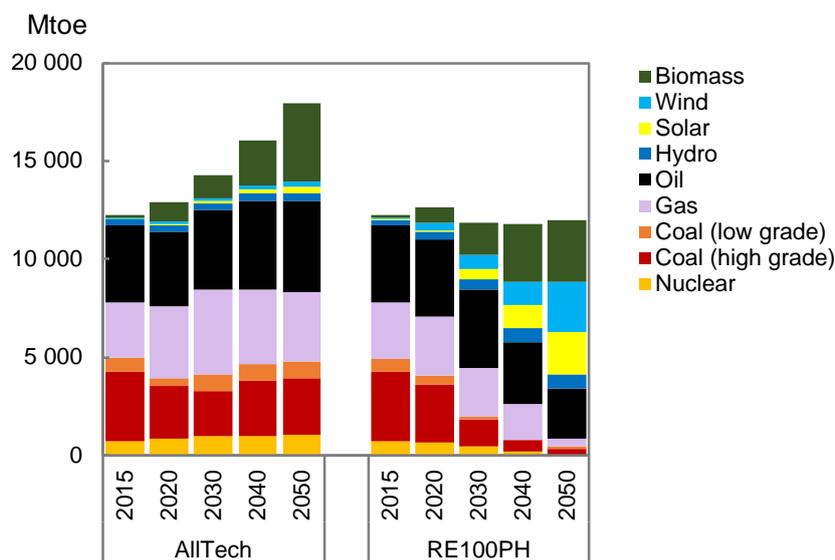


図4.2.9 世界全体の一次エネルギー供給の結果(2°C目標に相当する世界全体のCO<sub>2</sub>排出上限制約あり)

## 5. 本研究により得られた成果

### (1) 科学的意義

従来の技術評価手法では困難であった再生可能エネルギーの大量導入評価に関して、電力システムの構造を詳細に考慮し、かつ、季節的な出力変動を明示的に考慮した電力需給モデルやエネルギーシステムモデルを開発、利用することにより、評価が可能となった。

## (2) 環境政策への貢献

<行政が既に活用した成果>

特に記載すべき事項はない。

<行政が活用することが見込まれる成果>

CO<sub>2</sub>排出大幅削減を実現するために必要な再生可能エネルギー導入量の評価、再生可能エネルギー大量導入下における電力市場の制度設計、再生可能エネルギー系統接続のゾーニング規制や導入マップの整備等に貢献しうるものと考えられる。

## 6. 国際共同研究等の状況

特に記載すべき事項はない。

## 7. 研究成果の発表状況

### (1) 誌上発表

<論文(査読あり)>

1) 川上恭章、小宮山涼一、藤井康正: 電気学会論文誌B、Vol. 138、No. 5 (2018)

高時間解像度の発電部門を持つエネルギーシステム技術選択モデルによるCO<sub>2</sub>削減シナリオの分析

2) M. Sugiyama, S. Fujimori, K. Wada, S. Endo, Y. Fujii, R. Komiyama, E. Kato, A.

Kurosawa, Y. Matsuo, K. Oshiro, F. Sano and H. Shiraki: Energy, 167(15), 1120-1131 (2019)

Japan's long-term climate mitigation policy: Multi-model assessment and sectoral challenges

3) R. Komiyama and Y. Fujii: Renewable Energy, 139(8), 1012-1028. (2019)

Optimal Integration Assessment of Solar PV in Japan's Electric Power Grid

4) Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama and Y. Fujii: Energy, 165, 1200-1219, (2018)

A quantitative analysis of Japan's optimal power generation mix in 2050 and the role of CO<sub>2</sub>-free hydrogen

5) 川上恭章、小宮山涼一、藤井康正: エネルギー・資源学会論文誌, 39, 4, 10-19 (2018)

多地域・高時間解像度の電力部門を有する技術選択モデルによる日本のCO<sub>2</sub>削減に関する分析

6) K. Gyanwali, R. Komiyama and Y. Fujii: Energy (2020)

Representing hydropower in the dynamic power sector model and assessing clean energy deployment in the power generation mix of Nepal (Accepted to be published)

7) Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama, Y. Fujii: Applied Energy, 267, 113956 (2020)

Investigating the economics of the power sector under high penetration of variable renewable energies

8) 小宮山涼一、藤井康正: エネルギー・資源学会論文誌, 40, 6, 232-241 (2019)

再エネ大量導入下でのコージェネレーションシステム(CGS)による上げDR・下げDR導入可能性分析

9) 大槻貴司、小宮山涼一、藤井康正: エネルギー・資源学会論文誌, 40, 5, 180-195 (2019)

詳細地域分割に基づく世界エネルギーモデルの開発と低炭素システムにおけるエネルギー・CO<sub>2</sub>輸送の分析

10) 磯貝基、小宮山涼一、藤井康正: 電気学会論文誌B, 139, 7, 461-469 (2019)

エネルギー部門を詳細化した動学的多部門エネルギー経済モデルの開発と2050年における日本の最適電源構成の検討

- 11) 松尾雄司、遠藤聖也、永富悠、柴田善朗、小宮山涼一、藤井康正：エネルギー・資源学会論文誌，40，3，49-58（2019）  
2050年の発電部門ゼロ・エミッション化に向けた検討（2） 気象条件の変動に関する評価
- 12) 大槻貴司、小宮山涼一、藤井康正：日本エネルギー学会誌，98，4，62-72（2019）  
発電・自動車用燃料としての水素の導入可能性：地域細分化型世界エネルギーシステムモデルを用いた分析

### <その他誌上発表（査読なし）>

特に記載すべき事項はない。

### （2）口頭発表（学会等）

- 1) Ryoichi Komiyama and Yasumasa Fujii, USAEE/IAEE 35th North American Conference (USA) (2017) Renewable Electricity Storage with Ammonia Fuel: A Case Study in Japan with Optimal Power Generation Mix Model
- 2) Ryoichi Komiyama and Yasumasa Fujii, Infrastructure Resilience Conference 2018 (Switzerland) (2018) Assessment of Energy Supply Resilience in Japanese Capital Region with Stochastic Dynamic Programming Model
- 3) Masahiro Sugiyama, Shinichiro Fujimori, Kenichi Wada, Seiya Endo, Yasumasa Fujii, Ryoichi Komiyama, Etsushi Kato, Atsushi Kurosawa, Yuhji Matsuo, Ken Oshiro, Fuminori Sano, Hiroto Shiraki, 10th Annual Meeting of the IAMC (Brazil) (2017) A multi-model assessment of Japan's long-term climate policy
- 4) 宮本泰平、小宮山涼一、藤井康正、第34回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（2018）近似動的計画法による再生可能エネルギー出力変動の不確実性を考慮した最適電源運用の分析
- 5) 松尾雄司、遠藤聖也、永富悠、柴田善朗、小宮山涼一、藤井康正、第34回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（2018）2050年の発電部門ゼロ・エミッション化に向けた検討
- 6) 住吉宏章、小宮山涼一、藤井康正、第34回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（2018）蓄熱技術による再生可能エネルギーの余剰電力活用を考慮したエネルギーシステムの基礎的検討
- 7) 川上恭章、小宮山涼一、藤井康正、第34回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（2018）多地域・高時間解像度での発電部門を統合した技術選択モデルによる日本のCO<sub>2</sub>削減に関する分析
- 8) 小宮山涼一、藤井康正、平成30年電気学会全国大会（2018）電力基幹システムを考慮した大規模最適電源構成モデルの開発
- 9) 宮本泰平、小宮山涼一、藤井康正、平成30年電気学会全国大会（2018）近似動的計画法による再生可能エネルギー出力の予測誤差を考慮した電力需給運用の分析
- 10) 川上恭章、小宮山涼一、藤井康正、平成30年電気学会全国大会（2018）2050年低炭素社会における発電部門：高時間解像度エネルギーシステムモデルによる一考察
- 11) 中原大、小宮山涼一、藤井康正、平成30年電気学会全国大会（2018）風力の地域間の相関に関する主成分分析—欧州を対象とした分析—
- 12) 大槻貴司、小宮山涼一、藤井康正、平成30年電気学会全国大会（2018）アジア地域細分化版エネルギーモデルを用いた水素発電の導入可能性分析
- 13) 小宮山涼一、日本原子力学会「2017年秋の大会」（2017）エネルギー情勢と原子力
- 14) 小宮山涼一、日本学術会議公開シンポジウム「次世代エネルギー社会の超低炭素化に向けた課題とチャレンジ—温室効果ガス80%削減のフィージビリティとリアリティについて考える—」（2017）エネルギーセキュリティの視点から捉える低炭素化に向けた課題

- 15) 大槻貴司、小宮山涼一、藤井康正、第35回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス  
(2019) 世界363地域分割の詳細な地理的解像度を有する大規模エネルギーシステムモデルの開発
- 16) 中原大、小宮山涼一、藤井康正、第35回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス(2019)  
地域細分化型世界エネルギーモデルを用いた間欠性再生可能エネルギー大量導入の実現可能性の  
評価
- 17) Teh Jingwei、藤井康正、小宮山涼一、第35回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス  
(2019) A Feasibility Study on Nuclear Energy in the Sub-Southeast Asia Region of  
Indonesia, Malaysia and Singapore with Optimal Power Generation Mix Model
- 18) 磯貝基、小宮山涼一、藤井康正、第35回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス(2019)  
エネルギー・素材部門を詳細化した動学的多部門エネルギー経済モデルの開発
- 19) 中澤理、小宮山涼一、藤井康正、第35回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス(2019)  
配電系統の詳細化を考慮した最適電源構成モデルによる送配電網の制度設計に関する基礎的検討
- 20) Gyanwali Khem、藤井康正、小宮山涼一、第35回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス  
(2019) Long-term Optimal Power Generation Mix (OPGM) Model for Nepal
- 21) 中原大、小宮山涼一、藤井康正、第37回エネルギー・資源学会研究発表会(2018) 欧州とアジアに  
おける風況特性の地域間相関に関する基礎的分析
- 22) 磯貝基、小宮山涼一、藤井康正、第37回エネルギー・資源学会研究発表会(2018) エネルギー部門  
を詳細化した動学的多部門エネルギー経済モデルの開発と日本における最適電源運用の検討
- 23) 大谷尚徹、磯貝基、小宮山涼一、藤井康正、第37回エネルギー・資源学会研究発表会(2018) 素  
材産業と電力部門の産業連関構造を考慮した動学的多部門エネルギー経済モデルの開発と環境政  
策の評価
- 24) 川上恭章、小宮山涼一、藤井康正、第37回エネルギー・資源学会研究発表会(2018) 多地域高時間  
解像度モデルによる長期低炭素化に向けた最適技術構成分析
- 25) 大槻貴司、小宮山涼一、藤井康正、第37回エネルギー・資源学会研究発表会(2018) アジアにおけ  
る水素キャリアの導入可能性：アジア細分化型エネルギーシステムモデルを用いた考察
- 26) Ryoichi Komiyama, The Third International Interdisciplinary Faculty Forum & Inaugural  
Graduate Seminar, The University of Tokyo & The University of Chicago, The Energy  
Problem (2019) Discussion of Influential Factors in “Calculating Energy”, Roundtable  
Panel 3 “Calculating Energy”
- 27) Ryoichi Komiyama, International Workshop on Energy in the 21st Century: Laws, Policies  
and Technologies (2019) Renewable Energy and Power Grid in Japan
- 28) 小宮山涼一、第66回原子力エネルギーシステム研究委員会(2019) 内外のエネルギー情勢と原  
子力、
- 29) Ryoichi Komiyama, Yasumasa Fujii, 3rd Japanese-German Workshop on Renewable Energies  
(2018) Study on Decarbonizing Japanese Power Grid with Optimal Power Generation Mix  
Model
- 30) Ryoichi Komiyama, Yasumasa Fujii USAEE/IAEE 36th North American Conference  
(2018) Modelling Analysis for Optimal Integration of Solar PV in National Power Grid of  
Japan
- 31) 小宮山涼一、環境経済・政策学会2018年大会 企画セッション、カーボンプライシングの事後評価  
と削減のための制度オプションの検討(2018) 論文1(鷺津・中野)、論文2(武田・有村)へのコメン  
ト
- 32) Ryoichi Komiyama, Yasumasa Fujii, IEW2018(The 37th Edition of International Energy  
Workshop) (2018) National electric power grid model of Japan for assessing massive  
integration of variable renewable energy
- 33) 小宮山涼一、コージェネ財団 エネルギー高度利用セミナー(2018), 再生可能エネルギー大量導入

## と電力系統の将来像

- 34) 大槻貴司、小宮山涼一、藤井康正、平成31年度電気学会全国大会(2019) 地理的・時間的解像度を詳細化した世界エネルギーシステムモデルによる自然変動電源の導入可能性評価
- 35) 磯貝基、小宮山涼一、藤井康正、平成31年度電気学会全国大会(2019) 動学的多部門エネルギー経済モデルを用いた日本の長期電源計画の準備的検討
- 36) 中澤理、小宮山涼一、藤井康正、平成31年度電気学会全国大会(2019) 再生可能エネルギー大量導入下における電力流通設備の利用に関する分析
- 37) 磯貝基、小宮山涼一、藤井康正、平成30年度電気学会電力・エネルギー部門大会全(2018) エネルギー部門を詳細化した動学的多部門エネルギー経済モデルの開発と2050年における日本の最適電源構成の検討
- 38) 小宮山涼一、藤井康正、第38回エネルギー・資源学会研究発表会(2019) 再エネ大量導入下でのコージェネレーションシステム(CGS)による上げDR・下げDR導入可能性分析
- 39) 大槻貴司、小宮山涼一、藤井康正、第38回エネルギー・資源学会研究発表会(2019) 高解像度版世界エネルギーシステムモデルを用いた低炭素化技術の導入可能性：逐次動学的手法による長期分析
- 40) 大谷尚徹、小宮山涼一、藤井康正、第38回エネルギー・資源学会研究発表会(2019) 動学的多部門エネルギー経済モデルを用いた自動車産業の構造変化による経済的影響評価
- 41) GYANWALI Khem, 藤井康正, 小宮山涼一, 第38回エネルギー・資源学会研究発表会(2019) Low carbon development scenario analysis of Bangladesh's long-term power generation mix considering the optimal deployment of nuclear power
- 42) SIEED Jubair, 小宮山涼一, 藤井康正, 第38回エネルギー・資源学会研究発表会(2019) Energy Demand Modelling of Developing Economics using MAED-2 with Sectoral Decomposition: Bangladesh Case Study
- 43) 磯貝基, 小宮山涼一, 藤井康正, 第38回エネルギー・資源学会研究発表会(2019) 財の代替性を考慮した動学的多部門エネルギー経済モデルの線形近似手法
- 44) 谷佳樹, 小宮山涼一, 藤井康正, 第38回エネルギー・資源学会研究発表会(2019) 地域細分化型世界エネルギーモデルによる電力・非電力部門のゼロ・エミッション化に関する分析
- 45) 神戸健太郎, 小宮山涼一, 藤井康正, 第38回エネルギー・資源学会研究発表会(2019) 民生部門のエネルギー需給構造を詳細化した技術選択モデルによる日本のCO<sub>2</sub>排出削減戦略の分析
- 46) GYANWALI Khem, 小宮山涼一, 藤井康正, 第36回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス(2020) Development of High Spatiotemporal Dynamic Power Sector Model Considering Optimal Production of Indigenous Coal and Hydropower in BBIN Sub-region
- 47) 大谷尚徹, 小宮山涼一, 藤井康正, 第36回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス(2020) 自動車産業と電力部門の工学的特性を考慮した動学的多部門エネルギー経済モデルによる経済的影響評価
- 48) 磯貝基, 小宮山涼一, 藤井康正, 第36回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス(2020) 素材部門・エネルギー部門の技術選択を考慮した動学的多部門エネルギー経済モデルの開発と日本における二酸化炭素排出税の経済性評価
- 49) GYANWALI Khem, 小宮山涼一, 藤井康正, 第36回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス(2020) Long-term Projection of Hourly Electricity Demand with Sectoral Decomposition for Developing Economies: Bangladesh Case Study
- 50) Jubair Sieed, 小宮山涼一, 藤井康正, 第36回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス(2020) Development of High Spatiotemporal Dynamic Power Sector Model Considering Optimal Production of Indigenous Coal and Hydropower in BBIN Sub-region
- 51) Ryoichi Komiyama, Yasumasa Fujii, 4th AIEE Energy Symposium, Concurrent session 04 Renewable energy market, Rome, Italy (2019) Spatial Optimization of Renewable Energy

Integration for Decarbonizing Power Sector in Japan

- 52) Naoyuki Otani, Yasumasa Fujii, 4th AIEE Energy Symposium, Concurrent session 04  
Renewable energy market, Rome, Italy (2019) Assessment for economic impact of  
structural changes in automobile industry by dynamic multisector energy economic model

### (3) 知的財産権

特に記載すべき事項はない。

### (4) 「国民との科学・技術対話」の実施

- 1) 一般公開シンポジウム「日本の長期の地球温暖化対策を考える」（主催：2-1704、平成31年3月20日、東京大学本郷キャンパス、参加者約80名）における再生可能エネルギー・モデリングに関する講演。

### (5) マスコミ等への公表・報道等

特に記載すべき事項はない。

### (6) その他

- 1) 受賞：第15回 社会・環境部会賞 優秀発表賞、機関名：日本原子力学会、日付：2019年3月20日、対象者：小宮山涼一

## 8. 引用文献

特に記載すべき事項はない。

## Ⅱ－3 エネルギー技術イノベーションのモデリング手法の向上に関する研究

(一財) エネルギー総合工学研究所

プロジェクト試験研究部 黒沢 厚志

プロジェクト試験研究部 加藤 悦史

平成29～令和元年度研究経費（累計額）：32,780千円（研究経費は間接経費を含む）

（平成29年度：12,226千円、平成30年度：10,277千円、令和元年度：10,277千円）

### 【要旨】

緩和策にとって重要な技術と考えられる、蓄電池と負の排出技術を取り上げたイノベーションに関する文献を同定し、コスト動向の分析、政府のエネルギー・環境イノベーション戦略等のロードマップや将来のコスト推計に関する習熟曲線分析などの学術論文を対象に調査を行い、得られたデータは、メタデータとして、構造と複雑さが異なる複数の統合評価モデルに組み込むことができる形でまとめた。二次電池に関しては、近年のコスト低下が著しいリチウムイオン電池などを対象に、各種資料から車載用および電力系統用の蓄電池将来コストを幅を持った形で推定した。ネガティブエミッション技術に関しては、エネルギーシステムに直接関連する、バイオエネルギー利用とCCSを組み合わせたBECCS、および直接CO<sub>2</sub>を大気から回収するシステム（DAC）に関する論文を特定し、コストに関するまとめを行った。

シナリオ試算では、EMF 35 JMIPとして2050年の大幅CO<sub>2</sub>削減を想定した日本のモデル比較のためのエネルギー需給シナリオに加え、BECCSおよびDACとCCSを組み合わせたシステム（DACCS）をエネルギーシステムモデルに導入し、2070年の正味ゼロエミッションを追加的に試算した。その結果、エネルギーサービス需要の高低に加え、ネガティブエミッション技術やCO<sub>2</sub>利用技術の利用可能性によっては正味ゼロ排出の実行可能解が得られない場合があり、産業部門からのCO<sub>2</sub>排出削減の困難さのオフセットとして、正味CO<sub>2</sub>ゼロ排出を達成する場合のネガティブエミッション技術の必要性が明らかになった。

【キーワード】 イノベーション 二次電池 ネガティブエミッション

### 1. はじめに

中長期的に正味でゼロエミッションを目指すパリ協定の目標達成のためには、革新技术の研究開発とその成果の社会普及を含めたイノベーションの実現が不可欠の要素となっている。技術開発の結果であるコスト低減や性能向上の将来想定については、専門家の間でも意見が分かれていることがほとんどで、それらの意見の不確実性をどのように集約するかはいつの時代でも課題となっている。

以下では、重要と考えられる分野の絞り込みや当該分野の技術進展、パリ協定を意識したエネルギーモデルによるシミュレーションを行い、特にネガティブエミッション技術の役割について検討、考察した結果を述べる。

### 2. 研究開発目的

このサブテーマでは、モデル入力用データの整備として、緩和策にとって重要な技術（蓄電池と負の排出技術）を取り上げたイノベーションに関する文献を同定し、コスト動向の分析、ロードマップ（政府のエネルギー・環境イノベーション戦略等）や将来のコスト推計に関する学術論文（習熟曲線分析など）といった文献を対象にした調査を実施した。分野の候補は、二次電池およびCCS付きバイオマスエネルギー（BECCS）とした。得られたデータは、メタデータとして、構造と複雑さが異なる複数の統合評価モデルに組み込むことができる形にパラメータを整えた。

さらに、得られたメタデータを含めて、他のモデルとの相互比較を行うため、2050年までを想定したエネルギー需給シナリオを試算することを目的として、分析を行った。

### 3. 研究開発方法

緩和策にとって重要な技術を取り上げた、イノベーションに関する文献調国内外の先端エネルギー技術のロードマップ（政府のエネルギー・環境イノベーション戦略等）、専門家による聞き取り（expert elicitation）等の研究をレビューし、二次電池、CCS 付きバイオマス・エネルギー（BECCS、負の排出技術の一例）などの技術パラメータとその不確実性を取りまとめて整理し、統合評価モデルで組み込めるパラメータとしてまとめた。また、他のモデルと相互比較を行うため、2050年までを想定したエネルギー需給シナリオを試算した。

#### (1) 緩和策にとって重要な技術を取り上げた、イノベーションに関する文献調査

##### 1) エネルギー技術の専門家意見集約について

エネルギーモデルの入力条件として、個別技術のコストや技術性能の想定は、モデルの試算結果を左右する重要なパラメータとなっている。その想定幅をみる方法の一つが、専門家意見集約（Expert Elicitation）である。対象とする技術の技術成熟度が低いほど、将来時点における想定の不確実性が大きくなるが、可能な限り多くの専門家の意見を反映させた場合には、不確実性の幅をみる上で有力な手段となりうる。以下では、専門家意見集約の方法論としての課題を明らかにした上で、近年の技術進展が著しいエネルギー貯蔵技術である二次電池、および正味ゼロエミッションシナリオの鍵を握るネガティブエミッションについて調査を行った。

##### 2) 二次電池のコスト分析

自動車の電動化や再生可能エネルギー発電の大量導入を可能とする技術のとして、エネルギー貯蔵技術に関する注目が集まっている。そのうち二次電池については、近年、リチウムイオン電池の低価格化が進行し、電気自動車コストのうち大きな比率を占めていた電池コストが低下し、かつエネルギー密度が上昇すれば、電気自動車導入のボトルネックとなっていた電池コストや航続距離改善に大きな効果が期待できる。そのため、電池コスト低下のトレンドをリードしている車載用二次電池のコスト低下について、各種文献から推定事例を調査し、幅をもってモデル入力パラメータとして整理することを試みた。また、その推定値は電力系統用にも適用可能と仮定し、2030年および2050年時点における不確実性の幅を推定した。

##### 3) BECCSおよびDACのコスト分析

パリ協定の長期的目標を達成するために必要な排出経路を達成するためには、ネガティブエミッション技術のポートフォリオの考慮が必要となる。統合評価モデルにおいては、これまでBECCSと植林の2つのネガティブエミッション技術が主に考慮されてきたが、近年CO<sub>2</sub>を直接回収するDAC技術に注目が集まりつつある。これまでに出版された文献を整理したBECCSの経済評価メタ解析論文および、近年文献が増えつつあるDACに関する新規文献より、2050年ごろにおけるコスト推定をまとめた。

#### (2) 革新的技術の統合評価モデルへの組み込みと今世紀後半でのネット・ゼロ排出シナリオ計算

今世紀後半の早い時期に、日本全体のCO<sub>2</sub>排出が正味ゼロとなるエネルギーシステムについて分析を行うために、シナリオ計算において、革新的技術を統合評価モデルに組み込み評価を行うこととした。特に想定した技術は、(1)において評価を行ったネガティブエミッション技術（BECCSおよびDACCS）に加え、産業部門からの排出削減に向けた技術として、製鉄における水素直接還元製鉄（H-DR）技術などをモデルに導入した。また、産業部門および運輸部門におけるCO<sub>2</sub>排出削減技術として、DACを利用した合成燃料利用技術を新たに組み込むこととした。

まず、今世紀後半のシナリオ分析を行うため、これまで1990年から2050年までの16期（1期5年）を対象とした最適化型のモデルを2070年まで拡張した。変動型再生可能エネルギー発電に関しては、2050年までは、他のモデルとの相互比較に用いた想定値、つまり太陽光発電設備容量の上限を家庭用および大規模発電の合計で2050年に約260GW、風力発電設備容量の上限については陸上と洋上の合計で

2050年で100GWという設定を利用し、2070年においても同様の値とした。バイオマスエネルギーについても、モデル比較の想定と同じ国産バイオマス利用とその資源量の年間上限を利用した。具体的な上限として、価格順に、経済的に現状でも成り立つ木質チップは年15 PJ、耕作放棄地および休耕田の面積を考慮した木質バイオマス作物栽培上限を年285 PJ、廃棄物等を年815 PJ、森林における持続可能に利用できる未利用材を年385 PJとした。

産業部門における革新技術として、標準モデルにおいて想定している鉄鋼でのCCSおよび電炉利用割合の増加、セメント産業におけるCCSに加え、鉄鋼におけるH-DRと非エネルギー多消費産業（一般産業）および化学産業におけるボイラー代替としての高温ヒートポンプ利用を想定した。H-DRのシステムパラメータはOtto et al. (2017)<sup>1)</sup>およびVogl et al. (2018)<sup>2)</sup>を利用し、産業部門における高温ヒートポンプのボイラーに占めるシェアの上限は、ヒートポンプ・蓄熱センター報告書<sup>3)</sup>の中位ケースを参考に一般産業では64%、化学産業では8%と設定した。

ネガティブエミッション技術としては、発電部門のBECCSおよび、DACCSによる貯留を設定した。DACとしては、文献調査より現時点でスケールアップが期待される化学吸収法による吸収液を利用したシステムを想定し、大気中のCO<sub>2</sub>を1t回収するのに必要なエネルギーをKeith et al. (2018)<sup>4)</sup>のTable 2Cより、電力366 kWhおよび天然ガス5.25 GJとし、熱利用でのCO<sub>2</sub>排出も回収する設定とした。

試算シナリオとして、エネルギーサービス需要4シナリオ、原子力容量想定2シナリオ、ネガティブエミッション技術4シナリオ、および、ネガティブエミッション技術としてDACCSが利用可能な16シナリオについてはDACから合成燃料製造の有無を考慮し、計48シナリオのネット・ゼロCO<sub>2</sub>排出分析をおこなった。以下にシナリオ設定を概説する。

排出経路としては、今世紀後半におけるネット・ゼロCO<sub>2</sub>排出を達成するシナリオとして、2030年排出削減は2013年比GHG削減26%の目標に準拠、2050年のエネルギーシステムからのCO<sub>2</sub>排出は、基準年比80%減とした。2070年は人為的な土地管理によるCO<sub>2</sub>吸収を仮定し、エネルギーシステムからの残余CO<sub>2</sub>排出を40 MtCO<sub>2</sub> yr<sup>-1</sup>と設定した。また、CCSの年間貯留上限に関しては、2050年まではモデル比較に用いた標準設定（2030: 1 MtCO<sub>2</sub> yr<sup>-1</sup>, 2050: 50 MtCO<sub>2</sub> yr<sup>-1</sup>）に準拠し、2070年では200 MtCO<sub>2</sub> yr<sup>-1</sup>を上限と設定した。

エネルギーサービス需要の設定としては、2050年までは、モデル比較におけるレファレンスGDPを用いたシナリオ（Ref）とSSP2 GDPにもとづく低需要シナリオ（SSP2）の2シナリオを利用し、2050年から2070年については、サービス需要が、国立社会保障・人口問題研究所による中位人口推計の変化率によって変化し、一人あたり需要は2050年レベルを保つ低位シナリオ（RefL, SSP2L）と、2050年のサービス需要を維持する高位シナリオ（RefH, SSP2H）の計4シナリオを設定した。2070年でのエネルギーサービス需要で比べてみると、高いものからRefH、SSP2H、RefL、SSP2Lの順番となる（図4.3.1）。



図4.3.1 2030年、2050年、および2070年におけるエネルギーサービス需要想定

原子力発電に関しては、再起動およびリプレース可と想定し2050年までに2000年ごろの容量である約40 GWを上限とし、その後維持可能としたケース (RefNuc) と、60年可動および新設は3基のみで2070年に向け容量が減少するケース (LimNuc) の2 ケースを用いた。

ネガティブエミッション技術の利用可能性については、BECCS 発電の利用の有無と、DACCS の利用の有無を設定し、両者が利用可 (FullNETs)、DAC のみ (NoBECCS)、BECCS のみ (NoDAC)、両者とも利用なし (NoNETs) の4 ケースとした。DACが利用できるケースでは、DACによる合成燃料製造ありなし (DACU、NoDACS) を設定した。

#### 4. 結果及び考察

##### (1) 緩和策にとって重要な技術を取り上げた、イノベーションに関する文献調査

###### 1) エネルギー技術の専門家意見集約について

エネルギー技術の専門家意見集約 (Expert Elicitation) の現状と課題について総括した最近の事例に Verdolini (2018) <sup>5)</sup> があり、専門家意見集約のプロセスに触れた後、技術の粒度、年次、前提条件 (公的研究開発や炭素税など)、確率分布の取り扱いに違いがあることを指摘した上で、一般的課題として、専門家バイアスの最小化、専門家の質と多様性、結果の集約方法を挙げている。具体事例としてバイオ電力、バイオ燃料、太陽、原子力、炭素回収貯留 (CCS)、自動車、その他分野のエネルギー技術を対象とした既存事例を整理し、発電コスト、年あたりコスト低減率を示している。今後の研究課題として、研究開発費用大幅減少の影響、新興国専門家の参画、これまで評価例の少ない分野の評価 (エネルギー貯蔵、風力、自動車、ガスタービン、地熱、省エネなど)、政府の研究フェーズと開発フェーズへの予算配分、研究開発増加による不確実性変化などの詳細分析、将来時点評価としてのデータアーカイブ利用が示されている。

###### 2) 二次電池のコスト分析

緩和策にとって重要な技術のうち、二次電池については、近年のコスト低下が著しい。また、現在の電気自動車において、通常のケースでは、車両重量やコストのかなりの部分を電池が占めるとされ、かつ重量あたりのエネルギー密度の不足から航続距離が伸びないなど、技術研究開発のニーズは大きい IEA (2017a) <sup>6)</sup>。その推定は、特に将来の運輸部門の電動化に大きな影響を与えることは明らかである。そこで、各種文献をもとに、2030年およびそれ以降の二次電池コスト推定を試みた。

なお、定置用の蓄電池も、変動型再生可能エネルギーの大幅導入に呼応する形でニーズが高まっているが、世界的にみて当面の市場は電気自動車を中心に展開されていくと考えられることから、以下では主に電気自動車用に開発された電池の将来価格トレンドについて、幅をもって推定することとする。

安全性を保ちつつエネルギー密度やその他の性能を向上させていくための技術開発が進められている。現在は次世代リチウムイオンが中心であるが、電解質を固体にして安全性を高めた全固体電池、理論エネルギー密度がさらに高いリチウム硫黄や空気電池の研究開発も進められている。また、車載用二次電池は、電池本体である「セル」を組み合わせてケースに格納した「モジュール」を形成し、さらに複数モジュールにセンサーやコントローラを付加した「パック」として、車両に搭載される。コスト構造を見る上では、パックとしてのコストで評価することが重要である。コスト低下の要因となるのは、製造経験、大量生産、性能向上による材料費低下などのファクターがある。現在はセルのコストのうち、原材料の占める比率が高いが、製造経験および大量生産によって、同種電池でも価格低下の可能性はある。

まず、2030年頃までの車載用二次電池コスト低下を推定する。Schmidt et al. (2017) <sup>7)</sup> は、学習効果曲線の外挿により、累積1TWhの電池生産によって、現在のコストから150-200\$/kWh程度までのコスト低下が可能だとしている。この累積生産量を、IEAのGlobal EV Outlook 2017 (IEA 2017b) <sup>8)</sup> が示す2030年の電気自動車 (EV) およびプラグインハイブリッド (PHEV) 台数と比較した。同書は、2030年において、EV1億2000万台、PHEV8000万台程度の合計2億台の乗用車電動化が達成されるとしている。テスラ3や、トヨタプリウスPHEVを参考に、車両1台あたり電池容量をみると、EVで50kWh、PHEVで約10kWhと

して、2030年時点で累積6.8TWhの容量が必要となり、1TWhを超えた。また、EMIRIの電池の専門家Meeus (2018)は、IEAなどが主催したワークショップにおいて、2030年までにリチウムイオン系電池のコストは100Euro/kWhを下回ると発言した。そこで、Schmidt et al. (2017)の評価を2030年少し前と仮定し、高密度次世代リチウムイオン電池評価のJST(2015)<sup>9)</sup>、リチウム空気電池評価のJST(2016)<sup>10)</sup>、リチウム硫黄電池評価のJST(2018)<sup>11)</sup>、および次世代リチウムイオン電池・空気電池・全固体電池評価のICEF(2017)<sup>12)</sup>など参考に、2030年頃のコスト低下評価の比較を行った。なお、1\$=110円、1\$=0.8Euroとして通貨単位はアメリカドルに規格化している。

以上をまとめると、2030年頃のコストは、電池のタイプにもよるが、低位ケース100\$/kWh程度、標準ケース150\$/kWh程度、高位ケース200\$/kWh程度と推定するのが適切と考えられる(表4.3.1)。

表4.3.1 2030年頃までの二次電池コスト評価の事例

文献名	説明	パック価格(\$/kWh)
Schmidt et al. (2017)	学習効果外挿から累積生産1TWhのコスト推定	150-200
JST (2015)	次世代リチウムイオン (セル 5.1円/kWh)	90(*)
JST (2016)	リチウム空気 (セル 6.7円/kWh)	120(**)
JST (2017)	リチウム硫黄 (セル 5.1円/kWh)	250
ICEF (2017)	次世代リチウム電池、全固体電池、空気電池を候補に例示	90
Meeus (2018) <sup>13)</sup>	リチウムイオン系電池	125以下

(\*) モジュール化、パック化として5円/kWhを追加

(\*\*) モジュール化、パック化として7円/kWhを追加

次に、2050年頃までの車載用二次電池コストについて考察した。近年の車載用二次電池コストの大幅な低下は、セル材料費の大幅な低下に起因するものである。次世代技術群により、セル材料のkWhあたり価格の低下可能性がある一方、モジュール化、パック化の材料コストはそれほど大きなコスト低下は見込めないと考えられる。大規模化による加工費低下分を見込んで、ICEF(2017)では、2040年のコストを45\$/kWhとしている。そこで、2050年頃のコストを、低位ケース50\$/kWh程度、標準ケース75\$/kWh程度、高位ケース100\$/kWh程度と推定した。なお、定置用電池のコストについては、基本的には車載用電池のコストに準拠すると考えられるが、重量等に対する技術要件の緩和、設備利用率などの条件を加味して評価する必要がある。

### 3) BECCSおよびDACのコスト分析

BECCS技術コストのメタ分析として、NASEM (2019)<sup>14)</sup>によるネガティブエミッション技術の評価とMinx et al. (2018)<sup>15)</sup>およびFuss et al. (2018)<sup>16)</sup>の評価を参考とした。

NASEM (2019)では、現在の条件でも広範囲に実施可能であり緩和戦略としてもコスト的に見合うネガティブエミッション技術として、土地利用に基づく技術を上げている。それらは、再植林、耕作地における土壌炭素蓄積・バイオチャー利用、およびBECCSである。これら技術に関して、100\$/tCO<sub>2</sub>以下で実施可能な世界のポテンシャルも整理しており、BECCSに関しては3.5-5.2 GtCO<sub>2</sub>/yrと多数の文献レビューより整理している。ただし、これらの土地利用に基づくオプションでは、食糧生産や生物多様性への副作用をもたらさないレベルでの実施が重要となり、それによって実施量の限界が決まる。

Minx et al. (2018)およびFuss et al. (2018)では、システムチックレビューを利用し、ネガティブエミッション技術の徹底したレビューを行った。システムチックレビューとは、1) 研究の目的を

定義、2) データベースを用いた透明性のある検索式により文献を同定、3) 事前に設定した条件で、人によって文献の妥当性をチェック、4) レビューとしてエビデンスを抽出し統合化する、というプロセスを踏む研究方法である。彼らは、ネガティブエミッションに関するシステムチックレビューとして、Web of ScienceとScopusを用いた6326件の文献とマニュアルで追加した270文献についてシステムティックレビューを行い、コスト、ポテンシャル、副作用に関しては、同定した927の文献のレビューをおこなっている。BECCSに関する2050年の妥当な値として、コストは100\$/tCO<sub>2</sub>から200\$/tCO<sub>2</sub>の範囲において、0.5 GtCO<sub>2</sub>/yr から 5 GtCO<sub>2</sub>/yrの範囲とまとめている。ただし、文献全体の幅としては、ポテンシャルは1 GtCO<sub>2</sub>/yrから85 GtCO<sub>2</sub>/yr、コストは15\$/tCO<sub>2</sub> から400\$/tCO<sub>2</sub>となっている。また、BECCSに関する研究課題としては、利用可能な土地（限界地や劣化土壌の土地を含む）のより詳細なマッピング、また地理的に詳細なポテンシャルに関する研究によるボトムアップ研究と世界全体のトップダウン研究のマッチングとしている。

DAC技術に関するコスト分析は、近年までの学術的な見方では、熱力学の第二法則から導かれる大気中の希薄なCO<sub>2</sub>を分離するための最小仕事に関する経験式より、最低でも600\$/tCO<sub>2</sub>などを見積もりがなされてきた(Socolow et al. 2011<sup>17)</sup>; Ishimoto et al. 2017<sup>18)</sup>)。ただし、この値は技術革新や将来におけるスケールアップに伴う学習の考慮はなされていない値である。最近の研究では、パイロットプラントを稼働させているベンチャー企業からのデータ開示もなされつつあり、Keith et al. (2018)のように、現在稼働しているDACデモシステムのパラメータの公開とともに、将来における技術革新も考慮したDACシステムのコスト評価もなされはじめた。

Keith et al. (2018)では、液体吸収液を利用したDACシステムについて、現在デモプラントとして稼働しているベースラインケースから将来想定システムにわたるDACコスト分析を行い、大気中のCO<sub>2</sub>を回収するコストを94\$/tCO<sub>2</sub>から232\$/tCO<sub>2</sub>と示している。

Fasihi et al. (2019)<sup>19)</sup>は、液体吸収液を利用したDACシステムに加え、Climeworks社などで用いられている固体吸着剤を用いたシステムなども含んだ文献によるメタ分析、および将来の学習効果を含んだDACのコスト分析をおこなっている。メタ分析によると、液体吸収液を利用したシステムでは、68-338\$/tCO<sub>2</sub>、低温熱を利用した固体吸着剤システムでは、10-183\$/tCO<sub>2</sub>、湿度スウィングを利用した固体吸着剤システムでは、21-89\$/tCO<sub>2</sub>、その他一般システムの分析では13-810\$/tCO<sub>2</sub>とまとめている(表4.3.2)。また、学習効果も踏まえたシステムモデルによるコスト分析により、2050年のDACによるCO<sub>2</sub>除去コストの推定値として、液体吸収液を利用したシステムでは49-64\$/tCO<sub>2</sub>、低温熱固体吸着剤システムでは34-62\$/tCO<sub>2</sub>と計算している。

**表 4.3.2 Fasihi et al. (2018)のメタ分析による DAC システムを利用した回収コスト**

技術	最小値 (\$/tCO <sub>2</sub> )	最大値 (\$/tCO <sub>2</sub> )
液体吸収液	68	338
低温熱利用固体吸着剤	10	183
湿度スウィング利用固体吸着剤	21	89
一般	13	810

(注) コスト値 (€/tCO<sub>2</sub>)を論文における換算値(2016年の為替)によりUSDに変換。

## (2) 革新的技術の統合評価モデルへの組み込みと今世紀後半でのネット・ゼロ排出シナリオ計算

以下に、感度分析に用いたシナリオの2070年ネット・ゼロCO<sub>2</sub>排出達成の実現可能性(フィージビリティ)、およびそれら試算結果の一部を示す。

### 1) シナリオのフィージビリティ

表4.3.3と表4.3.4に、分析を実施した48ケースの2070年ネット・ゼロCO<sub>2</sub>排出達成解の有無を示したが、分析したシナリオの半数の24シナリオでは、ネット・ゼロ排出を達成する最適解は得られなかった。

まず、ネガティブエミッション技術の利用が出来ないすべてのケースでは、エネルギーサービス需要設定の想定によらず解を得ることができなかつた。また、需要想定が最も高いRefH ケースでは、ネガティブエミッション技術が利用可能である場合でも解を得なかつた。さらに、最もエネルギーサービス需要が少ないSSP2Lケース以外では、BECCSが利用できるがDACCSが利用できないシナリオでは解を得なかつた。

DACによるCO<sub>2</sub>利用の有無に関しては、2番目にサービス需要想定が高いSSP2HシナリオのNoBECCSケース（BECCSが利用できないがDACCSが利用できる）において、DACUが利用できる場合ではネット・ゼロ排出が達成可能となつたが、DACUが利用できないケースでは解を得なかつた。その他のケースにおいては、DACUの利用可能性の影響はフィージビリティには見られなかつた。また、原子力容量の設定は、どのシナリオにおいてもフィージビリティの有無には影響しなかつた。

**表4.3.3** RefH、RefL需要ケースでの実行可能解の有無。解ありを○、解無しを×で示す。

	RefH-RefNuc	RefH-LimNuc	RefL-RefNuc	RefL-LimNuc
FullNETs-DACU	×	×	○	○
FullNETs-NoDACU	×	×	○	○
NoBECCS-DACU	×	×	○	○
NoBECCS-NoDACU	×	×	○	○
NoDAC	×	×	×	×
NoNETs	×	×	×	×

**表4.3.4** SSP2H、SSP2L需要ケースでの実行可能解の有無

	SSP2H-RefNuc	SSP2H-LimNuc	SSP2L-RefNuc	SSP2L-LimNuc
FullNETs-DACU	○	○	○	○
FullNETs-NoDACU	○	○	○	○
NoBECCS-DACU	○	○	○	○
NoBECCS-NoDACU	×	×	○	○
NoDAC	×	×	○	○
NoNETs	×	×	×	×

次に、試算結果例として、DACUが利用可能であり、2070年のエネルギーサービス需要想定が二番目に高く、原子力容量に制約がある場合のFullNETsケース（SSP2H-LimNuc-FullNETs-DACU）とNoBECCSケース（SSP2H-LimNuc-NoBECCS-DACU）について、CO<sub>2</sub>貯留量およびCO<sub>2</sub>利用の結果を示す。

## 2) SSP2H-LimNuc-FullNETs-DACUケース

SSP2H需要において、BECCSとDACCSの両者のネガティブエミッション技術およびDACによるCO<sub>2</sub>利用が可能なケースのCO<sub>2</sub>貯留量を見てみると、BECCSによるCO<sub>2</sub>貯留が主となっていた。また、2065年にはセメントCCS、2070年にはDACCSも利用されていることがわかる（図4.3.2）。メタノール製造に利用されるCO<sub>2</sub>に関しては、貯留量と比較し規模は小さいもの、早期の2055年からDACの利用が開始された（図4.3.3）。

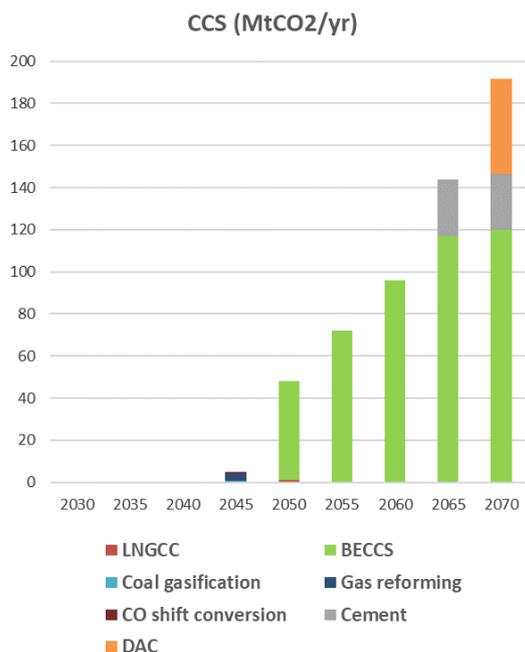


図4.3.2 CO<sub>2</sub>貯留量 (SSP2H-LimNuc-FullNETs-DACU)

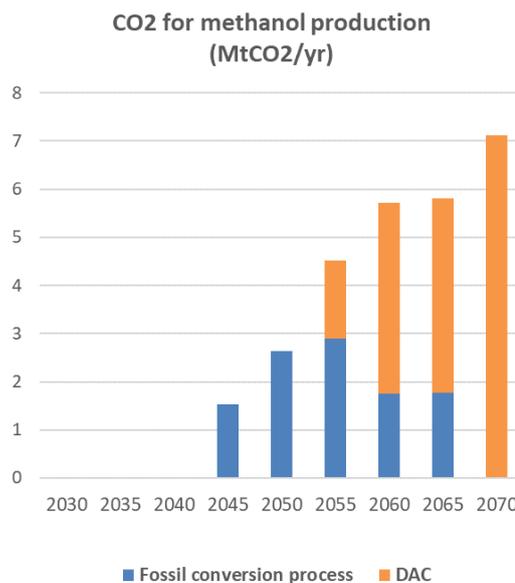


図4.3.3 CO<sub>2</sub>利用量 (SSP2H-LimNuc-FullNETs-DACU)

### 3) SSP2H-LimNuc-NoBECCS-DACUケース

次に、2)と同じエネルギーサービス需要想定だが、BECCSが利用できないケースにおけるCO<sub>2</sub>貯留量を見てみると、2050年ではセメントCCSが最も多く約30 MtCO<sub>2</sub>、DACCSが約7 MtCO<sub>2</sub>、その他LNG発電CCSと改質ガスの分離が少量利用された。その後DACCSの利用は増加していき、2070年にはDACCSによる貯留量が約170 MtCO<sub>2</sub>弱となった (図4.3.4)。また、メタノール製造に利用されるCO<sub>2</sub>についても、DACが2050年から利用され、2070年には10 MtCO<sub>2</sub>まで増加した (図4.3.5)。

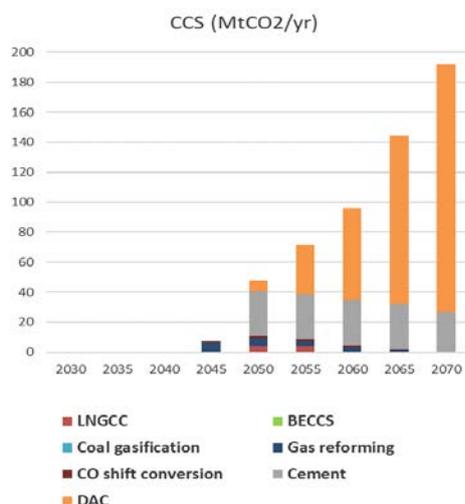


図4.3.4 CO<sub>2</sub>貯留量 (SSP2H-LimNuc-NoBECCS-DACU)

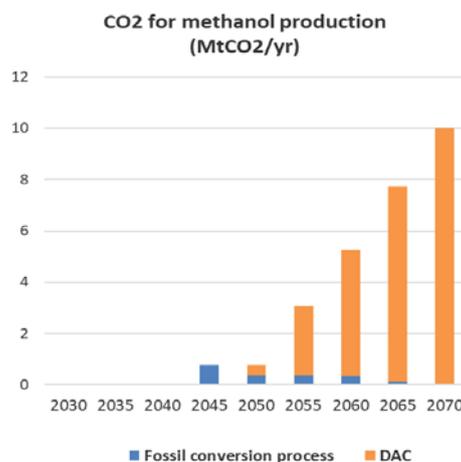


図4.3.5 CO<sub>2</sub>利用量 (SSP2H-LimNuc-NoBECCS-DACU)

### 4) CO<sub>2</sub>排出量

最後に、最適解を得ることができた24シナリオの2050年および2070年のCO<sub>2</sub>排出量を図4.3.6に示す。Sugiyama et al. (2019)<sup>20)</sup>で見たように産業部門の排出量が多くを締め、2050年ではシナリオの平均で183 MtCO<sub>2</sub>/yrの排出となっている。ネガティブエミッション技術に関しては、2050年段階のエ

エネルギーサービス需要が高いRefLシナリオを見てみると、BECCSが利用できる場合では、2050年において発電部門が正味で負の排出、あるいはBECCSが利用出来ない場合ではDACCSによって負の排出の利用が開始されている。2050年段階のエネルギーサービス需要が低いSSP2H, SSP2Lシナリオにおいては、BECCSとDACCSの両者が利用可能でかつ原子力容量が高い場合には、2050年において発電部門の正味の負の排出あるいはDACCSは利用されない。一方、BECCSが利用できないケースでは、2050年においてもDACCSによって-10 MtCO<sub>2</sub>/yr程度負の排出が利用される。またBECCSが利用可能としても原子力容量が限られる場合には、発電部門での正味の負の排出が必要とされる。

2070年の排出量を見てみると、産業部門では2050年排出量に比べ平均的に35%削減、運輸部門では86%削減、民生部門では44%の排出削減がなされている。このように2050年以降も排出削減が見られる一方、産業部門からのCO<sub>2</sub>排出割合はさらに多くを占め、絶対量としても98 MtCO<sub>2</sub>/yrから132 MtCO<sub>2</sub>/yrとなっている。このように産業部門からの排出削減が相対的に難しいため、正味ゼロ排出を達成するためには、必要な負の排出量は大きくなる。必要となる正味の負の排出量は、BECCSが利用可能なシナリオにおいては、発電部門によって約-84 MtCO<sub>2</sub>/yrのレベルとなっている。一方DACCSによる2070年の負の排出の必要量は、BECCSの利用可能性に大きく依存し、BECCSが利用可能な場合では平均-35 MtCO<sub>2</sub>/yr、BECCSが利用出来ない場合では約-130 MtCO<sub>2</sub>/yr と非常に大きなスケールアップが必要となる。

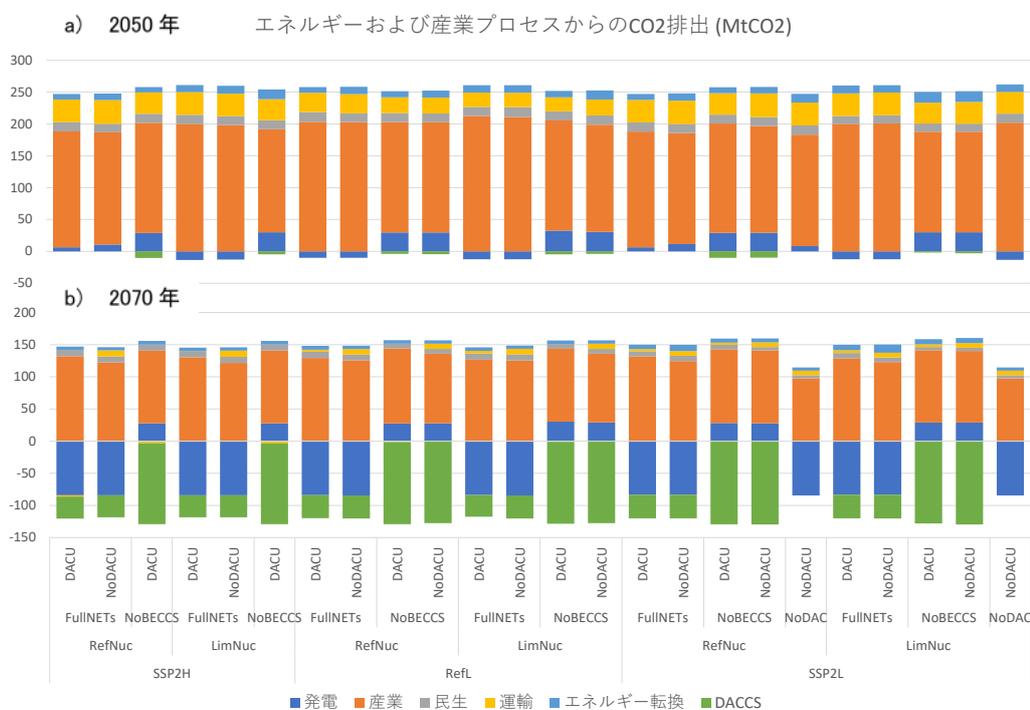


図4.3.6 a) 2050年および b) 2070年における各部門によるCO<sub>2</sub>排出量

## 5) シナリオ分析のまとめ

2050年に向けた大幅CO<sub>2</sub> 排出削減、さらには今世紀後半早期でのネット・ゼロ排出に向け、ネガティブエミッション技術の利用も想定し、日本のエネルギーシステム分析を行った。分析により、2070年におけるネット・ゼロCO<sub>2</sub>排出の達成には、ネガティブエミッション技術の利用が不可欠であることが明らかになった。必要なネガティブエミッション技術としては、国産バイオマスによるBECCSが2050年ころより有効となり、2070年に向け、最終的にはDACCSによるサポートが重要となることも明らかとなった。ただし、その達成については、エネルギーサービス需要の想定が大きく影響することも示された。そのため、革新技術開発に加え、社会構造の変化によるエネルギーサービス需要の低減も同時に必要と言える。

また、最もエネルギーサービス需要が少ないSSP2Lケース以外では、DACCSシステムなしでは2070年ネット・ゼロ排出を達成できないことより、DAC技術の研究開発および実用化の重要性は明らかである。

エネルギーサービス需要が比較的高いSSP2Hケースでは、BECCSが利用できない場合、DACによって回収したCO<sub>2</sub>を貯留することに加え、合成燃料製造に利用する技術の存在により、ネット・ゼロ排出が達成できる可能性を示した。このようなCO<sub>2</sub>利用としてのDACは、ネガティブエミッション技術としてのDACに比べ利用規模が一桁ほど小さいものの、電化や水素利用が相対的に難しい部門における低炭素燃料利用として意義を持つ。さらに、BECCSとDACCSの両者とも利用可能なケースにおいては、DACCSの利用開始に先立ちDACによる合成燃料製造が利用される結果となり、必要となるネガティブエミッション技術に向けたDACのスケールアップに、早期のDACによるCO<sub>2</sub>利用が効果的であると期待される。

## 5. 本研究により得られた成果

### (1) 科学的意義

パリ協定全体の長期的目標である、世界全体での正味ゼロエミッション達成には、BECCSやDACなどのネガティブエミッションの必須とされる。日本において正味ゼロエミッションの可能性を探ることで、正味ゼロエミッションの実現にはネガティブエミッション技術が不可欠であり、その必要量はエネルギー需要、原子力発電利用可能量、CO<sub>2</sub>回収貯留利用可能量などの前提条件によって異なることを明らかにした。

### (2) 環境政策への貢献

#### <行政が既に活用した成果>

環境省の中央環境審議会地球環境部会長期低炭素ビジョン小委員会第22回会合（2018年3月16日開催）の長期大幅削減に向けた基本的な考え方参考資料集38ページにおいて、本研究成果であるTIMES-Japanモデルの試算結果が提示され、長期低炭素シナリオに関する議論に貢献している。また、経済産業省及び文部科学省により主催された、第5回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会において（2019年2月22日開催）、脱炭素社会の実現に向けたエネルギー・環境分野の主要な革新的な技術のひとつであるネガティブエミッション技術の技術俯瞰・動向について情報を整理したプレゼンテーションを実施し、検討会報告書の32ページから35ページにかけてのベースになる資料を提供している。

#### <行政が活用することが見込まれる成果>

IPCC WG3 第6次評価報告書に研究成果が引用されることで、ネガティブエミッションの位置づけが明確になることが期待できる。

## 6. 国際共同研究等の状況

バイオマスCCS (BECCS) に関連する国際共同研究として、アメリカStanford大学のEnergy Modeling Forum (EMF) 33において、統合評価モデルを用いたバイオエネルギーの意義に関する研究・論文発表を行っている。また、ネガティブエミッション全般に関する国際共同研究として、Global Carbon Projectや国際誌Frontiers in ClimateのNegative Emissions Technologiesセクションと情報交換を行いつつ本研究の遂行を行った。

## 7. 研究成果の発表状況

### (1) 誌上発表

#### <論文（査読あり）>

- 1) M. Sugiyama, S. Fujimori, K. Wada, S. Endo, Y. Fujii, R. Komiyama, E. Kato, A.

Kurosawa, Y. Matsuo, K. Oshiro, F. Sano and H. Shiraki: Energy, 167(15), 1120-1131 (2019)

Japan's long-term climate mitigation policy: Multi-model assessment and sectoral challenges

- 2) E. Kato and A. Kurosawa: Energy Procedia, 158, 4141-4146 (2019)  
Evaluation of Japanese energy system toward 2050 with TIMES-Japan deep decarbonization pathways

#### <査読付論文に準ずる成果発表>

特に記載すべき事項はない。

#### <その他誌上発表（査読なし）>

- 1) 加藤悦史: 環境情報科学 第46巻 第3号、2017年10月 (2017)  
「2°Cおよび1.5°C目標に向けた大規模ネガティブエミッション技術の実現」(特集 1.5°Cと2°C : 気候変動「パリ協定」目標の意味と実現への道筋)
- 2) 黒沢厚志: 太陽エネルギー、No. 45, Vol. 6 (2019)  
2050年に向けたエネルギー展望～エネルギー・資源学会における検討事例～
- 3) 加藤悦史: アトモス, No. 62, 70-73 (2020)  
ネット・ゼロ排出に向けたエネルギー需給システムの展望

#### (2) 口頭発表（学会等）

- 1) 黒沢厚志、加藤悦史、宮近秀人、荻本和彦、山口容平: エネルギー・資源学会 第36回研究発表会、2017年6月、砂防会館 (2017)  
「2050年に向けた日本のエネルギー需給検討: TIMES-Japanを用いたエネルギーシステム全体分析」
- 2) 黒沢厚志、加藤悦史、宮近秀人、荻本和彦、山口容平: 環境経済・政策学会 2017年大会 2017年9月 高知工科大学 (2017)  
「最適化型モデルによる 日本の低炭素エネルギーシステムの検討」
- 3) 黒沢厚志: 化学工学会 第49回秋季大会 2017年9月、名古屋大学 (2017)  
「TIMES-Japanを用いた2050年の日本のエネルギー需給分析」
- 4) 黒沢厚志、加藤悦史、宮近秀人、荻本和彦、山口容平: 第34回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス、2018年1月 (2018)  
「2050年に向けた日本のエネルギー需給検討: TIMES-Japanを用いたエネルギーシステム分析—マルチシナリオによる検討」
- 5) 黒沢厚志、加藤悦史: 第37回エネルギー・資源学会研究発表会、2018年6月 (2018)  
「将来の低炭素システムにおける革新技術の役割」
- 6) 加藤悦史、黒沢厚志、宮近秀人、荻本和彦、山口容平: 第37回エネルギー・資源学会研究発表会、2018年6月 (2018)  
「2050年に向けた低炭素システムの検討: TIMES-Japan を用いたエネルギーシステム分析—需要側の低炭素化とバイオCCS利用可能性の分析」
- 7) A. Kurosawa, E. Kato: Grand Renewable Energy 2018, Yokohama, June 2018  
“Japanese energy system towards 2050 under low carbon scenario - an analysis using TIMES-JAPAN.”
- 8) E. Kato, A. Kurosawa: 10th International Conference on Applied Energy (ICAE2018), August 2018  
“Evaluation of Japanese energy system toward 2050 with TIMES-Japan -- deep

decarbonization pathways.”

- 9) E. Kato, A. Kurosawa: 3rd Japanese-German Workshop on Renewable Energies, Tokyo, October 2018.  
“Analysis of Japanese energy system toward 2050 using TIMES-JAPAN model.”
- 10) E. Kato: Carbon Capture, Utilization and Storage, Gordon Research Conference, Tackling the Carbon Dioxide Challenge for a Sustainable Future, Les Diablerets, Switzerland, May 2019  
“Evaluation of Japanese energy system toward 2050 with TIMES-Japan - analysis of deep decarbonization pathways with and without BECCS.”
- 11) 黒沢厚志：第32回環境工学連合会、日本学術会議、2019年5月21日(2019)  
「統合評価モデルにおける限界問題へのアプローチと持続可能性」
- 12) 黒沢厚志、加藤悦史（2019）第38回エネルギー・資源学会研究発表会、2019年8月（2019）  
「2050年のエネルギー需給：長期エネルギーシステム分析手法分類に関するレビュー」
- 13) 加藤悦史、黒沢厚志：第38回エネルギー・資源学会研究発表会、2019年8月（2019）  
「中長期低炭素システムの検討：TIMES-Japan を用いたエネルギーシステム分析－鉄鋼の低炭素化とネガティブエミッション技術の評価」
- 14) 加藤悦史：シンポジウム「温室効果ガス低減に向けた長期発展戦略の策定のための情報と視点の整理と方法論」、東京、2019年8月（2019）  
「低炭素エネルギー需給システム」
- 15) E. Kato, A. Kurosawa: 12th Annual Meeting of the IAMC conference, Tsukuba, Japan, 2019  
“Analysis of Japanese energy system toward net-zero CO<sub>2</sub> emissions with TIMES-Japan - role of BECCS and DAC.”
- 16) 加藤悦史、黒沢厚志：第36回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス、東京（2020）ネット・ゼロ排出に向けたエネルギーシステム分析 - DACシステムの評価
- 17) E. Kato: I2CNER international workshop, CO<sub>2</sub> capture and utilization division & Energy analysis division, Fukuoka, Japan, February 2020  
“Transitions toward net-zero emissions energy systems.”
- 18) A. Kurosawa, E. Kato: Workshop on Representing Carbon Capture Utilization and Storage, Maryland, USA, March 2020  
“The role of CCUS in achieving Japan’s long-term goal.”

### （3）知的財産権

特に記載すべき事項はない

### （4）「国民との科学・技術対話」の実施

- 1) 2018年10月10～11日に開催されたICEF2018におけるサイドイベント「ICEF2018 Roadmap: Direct Air Capture」（聴講者約200名）において、地球の炭素循環および人為的なCO<sub>2</sub>排出による影響と、将来に必要なネガティブエミッション技術の紹介とその限界に関する科学的知見に関する講演を実施。
- 2) 2019年3月20日に開催された、シンポジウム「日本の長期の地球温暖化対策を考える」（聴講者約80名）において、エネルギー貯蔵のイノベーションと未来に関する講演を実施。

### （5）マスコミ等への公表・報道等

特に記載すべき事項はない。

### （6）その他

特に記載すべき事項はない。

## 8. 引用文献

- 1) Otto et al. (2017) Power-to-Steel: Reducing CO<sub>2</sub> through the integration of renewable energy and hydrogen into the German steel industry. *Energies* 10: 451. doi:10.3390/en10040451.
- 2) Vogl et al. (2018) Assessment of hydrogen direct reduction for fossil free steelmaking. *Journal of Cleaner Production* 203: 736-745. doi:10.1016/j.jclepro.2018.08.279.
- 3) ヒートポンプ・蓄熱センター (2017) ヒートポンプの将来像分析及び普及見通し調査
- 4) Keith et al. (2018) A process for capturing CO<sub>2</sub> from the atmosphere. *Joule* 2: 1573-1594, doi:10.1016/j.joule.2018.05.006.
- 5) Verdolini, E., Anadón, L. D., Baker, E., Bosetti, V., & Aleluia Reis, L. (2018) Future prospects for energy technologies: Insights from expert elicitations. *Review of Environmental Economics and Policy*, 12(1), 133-153.
- 6) IEA. (2017a) Energy Technology Perspective 2017, International Energy Agency.
- 7) Schmidt, O., Hawkes, A., Gambhir, A., & Staffell, I. (2017) The future cost of electrical energy storage based on experience rates. *Nature Energy*, 2(8), 1-8.
- 8) IEA. (2017b) Global EV outlook 2017, International Energy Agency.
- 9) JST. (2018) 低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書－技術開発編 蓄電池システム (Vol15)－Li-S電池のコスト試算と研究開発課題一、平成30年1月、低炭素社会戦略センター、科学技術振興機構、LCS-FY2017-PP-02.
- 10) JST. (2016) 低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書－技術開発編 蓄電池システム (Vol13)－リチウム空気電池のコスト試算と研究開発課題一、平成28年3月、低炭素社会戦略センター、科学技術振興機構、LCS-FY2015-PP-02.
- 11) JST. (2015) 低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書－技術開発編 蓄電池システム (Vol12)－高容量化活物質を用いた蓄電池のコスト試算と研究開発課題一、平成27年3月、低炭素社会戦略センター、科学技術振興機構、LCS-FY2017-PP-04.
- 12) ICEF. (2017) Energy Storage Roadmap, Innovation for Cool Earth Forum, [http://www.icefforum.org/platform/upload/Energy\\_Storage\\_Roadmap\\_ICEF2017.pdf](http://www.icefforum.org/platform/upload/Energy_Storage_Roadmap_ICEF2017.pdf), November 2017.
- 13) Meeus, M. (2018) Review of status of the main chemistries for the EV market. IEA-CEM-EVI workshop on batteries for electric mobility, March 7, 2018, Paris, <https://www.iea.org/media/Workshops/2018/Session1MeeusSustesco.pdf>.
- 14) NASEM. (2019) Negative Emissions Technologies and Reliable Sequestration: A Research Agenda, doi:10.17226/25259.
- 15) Minx, J. C., Lamb, W. F., Callaghan, M. W., Fuss, S., Hilaire, J., Creutzig, F., ... & Khanna, T. (2018) Negative emissions-Part 1: Research landscape and synthesis. *Environmental Research Letters*, 13(6), 063001.
- 16) Fuss, S., Lamb, W. F., Callaghan, M. W., Hilaire, J., Creutzig, F., Amann, T., ... & Luderer, G. (2018) Negative emissions-Part 2: Costs, potentials and side effects. *Environmental Research Letters*, 13(6), 063002.
- 17) Socolow, R., Desmond, M., Aines, R., Blackstock, J., Bolland, O., Kaarsberg, T., ... & Sirola, J. (2011) Direct air capture of CO<sub>2</sub> with chemicals: a technology assessment for the APS Panel on Public Affairs (No. BOOK). American Physical Society.
- 18) Ishimoto et al. (2017) Putting costs of direct air capture in context, FCEA Working Paper Series: 002, June, 2017.
- 19) Fasihi, M., Efimova, O., & Breyer, C. (2019) Techno-economic assessment of CO<sub>2</sub> direct

- air capture plants. *Journal of cleaner production*, 224, 957-980.
- 20) Sugiyama et al. (2019) Japan's long-term climate mitigation policy: Multi-model assessment and sectoral challenges, *Energy*, 167, 1120-1131.

## II-4 長期の気候政策における原子力の役割に関する包括的なシナリオ研究

(一財) 日本エネルギー経済研究所

計量分析ユニット	松尾 雄司
計量分析ユニット	末広 茂
計量分析ユニット	呂 正 (平成29年4月～30年7月)
計量分析ユニット	有本 久子 (平成30年8月～31年1月)
戦略研究ユニット	下郡 けい (平成31年2月～令和2年3月)

平成29～令和元年度研究経費 (累計額) : 28,226千円 (研究経費は間接経費を含む)  
 (平成29年度 : 9,412千円、平成30年度 : 9,412千円、令和元年度 : 9,402千円)

### [要旨]

原子力発電は安定的な低炭素電源として、温室効果ガス排出削減に貢献し得るものであり、従来多くの先進国・新興国で利用が継続されてきた。しかし2011年の福島第一原子力発電所の後、原子力発電をめぐる状況は大きく変化しつつあり、また変動性再生可能エネルギー (太陽光及び風力) のコストが低下し、導入が拡大する中で、エネルギー供給の中での原子力の役割も変化しつつある。但し、その新たな状況下での原子力の役割がどのようなものとなるかについては、これまで十分な評価が行われていない。このような状況のもと、本研究では、まず過去公表された原子力シナリオを網羅的に収集し、定量的な評価を行うことにより、原子力シナリオに影響を与える要因について分析した。その結果として、原子力発電の利用に対しては地球環境問題への配慮とともに、その経済性 (原子力発電コスト及び他電源との比較優位性) が大きく影響を与えていること、チェルノブイリ事故の影響は旧ソ連・東欧地域のみで数年程度の間現れたが、他の地域では見られなかったこと、一方で2011年の福島事故の際には欧米における発電所建設コストの上昇や、いわゆる「原子カルネッサンス」の過熱への調整などにより、世界のほとんどの地域で顕著な見通しの低下が見られたこと、などが示された。このように原子力シナリオは経済性に大きく影響されることから、本研究では、日本の過去全ての商業用原子力発電所の建設費用を初めて網羅的に収集し、それに対して定量的な分析を行った。その結果として、日本では欧米とは異なり、発電所建設に伴う単調な建設単価の上昇 (「負の習熟」) が観測されないことなどが確認され、政府によるコスト評価の妥当性が改めて検証された。

これらを踏まえ、本研究では更に2050年の日本を対象とした詳細な電源構成モデルによる分析を行い、再生可能エネルギー大量導入時の原子力発電の経済性について評価を行った。その結果として、原子力発電は主に「無風期間」 (1年のうち太陽光・風力の発電量が極めて小さくなる日が数日程度続くこと : 晩夏及び冬に発生し得る) における電力供給途絶リスクを低減させることによって経済的価値を有し得ることが示され、これによって、モデル分析上は今後新たに原子力発電所建設を行うことも経済合理性を有し得ることが示された。但し原子力発電開発は経済合理性のみによって行われるものではなく、立地の可能性や安全性に対する考え方等、他の事項も十分に考慮する必要があり、将来に向けて40年～60年廃炉で既設炉の利用を続けるシナリオの他、早期に脱原子力を行うシナリオから新增設を行うシナリオまで、幅広い見通しがそれぞれ根拠を持ち得るものと考えられる。

### [キーワード]

原子力発電、長期シナリオ、発電コスト、変動性再生可能エネルギー、最適化

### 1. はじめに

1955年の原子力基本法制定以来、原子力発電はこれまで、日本のエネルギー政策の中で大きな役割を果たしてきた。特に石油危機以後、化石燃料の消費を低減させ、エネルギー供給の海外依存性を弱めるとともに安定的な電力を安価に供給するために原子力は大きく貢献し得るものとされ、2000年代初めには原子力は日本の電力供給の約3割を担っていた。しかし2011年の福島第一原子力発電所事故後、国内の

原子力発電所は順次稼働を停止し、その後の再稼働も順調には進んでいない状況にある。また平成30年に閣議決定された第5次エネルギー基本計画においても、原子力は「長期的なエネルギー需給構造の安定性に寄与する重要なベースロード電源」とされる一方で、それへの依存度を「可能な限り低減」させること、とされている。海外では多くの先進国・新興国で原子力発電が利用されてきたが、福島事故の後、原子力発電からの撤退を明確にする国や既存の原子力設備を維持する方針の国、新たに建設を行う予定を明らかにした国など、原子力発電の動向は変化しつつも、多様性を示している。

気候変動対策としては、発電時に二酸化炭素を排出せず、ライフサイクルで見ても火力発電に比べて極めて小さな排出量を示す原子力発電の意義自体は明確である。このため、少なくとも福島事故前までは、「原子カルネッサンス」とも呼ばれる原子力発電開発に前向きな機運が世界的に高まっていた。その後、福島事故を経た政策の変化や再生可能エネルギーのコスト低減・普及拡大等に伴い、原子力発電の役割は変化しつつある。しかし、その新たな役割がどのようなものであるのかは、現状では未だ必ずしも明確でない。

このような中で、これまで多くの機関や研究者が、将来に向けた原子力の役割を考察し、長期の原子力シナリオ（見通し）を構築してきた。このようなシナリオ自体が過去、大きな変化を遂げてきたために、それを定量的に分析することは環境政策・エネルギー政策の中での原子力の役割を考える上で重要である。更に現在の我々が未来に向けて、過去の経緯と現在の状況を踏まえ、どのような原子力シナリオを構築し、それをどのように評価するかは、環境政策・エネルギー政策を立案する上で不可欠の検討事項であると言える。これらの観点から、本研究では、過去考えられてきた原子力シナリオの変遷と、現在考えられる将来に向けた原子力シナリオとの双方について、包括的に定量分析を行い、政策立案に資する情報を提供することを試みた。

## 2. 研究開発目的

本研究では、まず、過去の世界における原子力シナリオを網羅的に収集し、それに対して定量的なメタ分析を行うことにより、原子力シナリオに対して影響を与える要因を特定した。その上で、特に重要な要因についてより詳細な分析を行い、それを踏まえて2050年に向けた日本の原子力発電設備容量の複数のシナリオについて評価を行った。

これらの分析を通じて、原子力発電に係る諸要因を包括的に考慮し、長期の気候政策における原子力発電の役割を、日本のみならず世界全体の観点から検討した上で、日本の原子力シナリオを定量的に検討・評価することを本研究の目的とした。

## 3. 研究開発方法

### (1) 原子力シナリオの分析

#### ① 原子力シナリオへの影響要因の分析

本研究では、原子力シナリオに関する定量分析を行うために、まず、原子力シナリオを数年～数十年にわたって継続的に作成・改定し、公表している以下の4つの機関による見通し値データを網羅的に収集した。

1. 国際原子力エネルギー機関 (International Atomic Energy Agency: IAEA) <sup>1)</sup>
2. 国際エネルギー機関 (International Energy Agency: IEA) <sup>2)</sup>
3. 米国エネルギー省 (U.S. Department of Energy: DOE) <sup>3)</sup>
4. 日本エネルギー経済研究所 (IEEJ) <sup>4)</sup>

これらの機関は、何れも、一つまたは複数のケース（例えば高位ケースと低位ケース）について、ほぼ毎年、世界計及び世界地域別に長期原子力発電設備容量の見通しを公開している。これに対し、以下の式により見通しの変化率、即ちある年の設備容量値が前年版の設備容量値から何%増減したかを計算し推計した。

$$\Delta C_{i,t} = \frac{\sum_{t^* \in N_{i,t} \cap N_{i,t-1}} \frac{C_{i,t,t^*} - C_{i,t-1,t^*}}{C_{i,t-1,t^*}}}{|N_{i,t} \cap N_{i,t-1}|} \quad (4-1)$$

ここで*i*は見通しの種類を示す添字、*t*は見通しが出版された年、*t\**は見通しの予測年(2020年、2030年等)、 $C_{i,t,t^*}$ は原子力発電設備容量の見通し値(GW)、 $N_{i,t}$ は*t*年版の見通し*i*の中に存在する予測年*t\**の集合である。

この $\Delta C_{i,t}$ を被説明変数とし、以下の式によって回帰分析を行った。

$$\Delta C_{i,t} = a_1 RN_t + a_2 ACn_t + a_3 AF_t + a_4 LIB_t + a_5 TIME_t + a_6 \ln NC_t + a_7 \ln POIL_t + a_8 \ln GSPRD_t + a_9 dGDP_t + a_{10} F1_i + a_{11} F2_i + a_{12} F3_i + u_{i,t} \quad (4-2)$$

ここで説明変数は以下の通りである。

*RN* : 原子カルネッサンスを示すダミー変数 ( $t=2004\sim 2010$ で1, その他は0)

*ACn* : チェルノブイリ事故の影響を示すダミー変数 ( $t=1986\sim 1986+n-1$ で1, その他は0)

*AF* : 福島第一原子力発電所事故の影響を示すダミー変数 ( $t \geq 2011$ で1, その他は0)

*LIB* : 電力自由化を示すダミー変数

*TIME* : タイムトレンド ( $t-1981$ )

*NC* : 原子力発電コスト評価値 (2013年価格米ドル/MWh)

*POIL* : 原油価格 (2017年価格米ドル/bbl)

*GSPRD* : 米国における天然ガス生産量 (TCF)

*dGDP* : 実質GDP成長率

*F1, F2, F3* : それぞれIEA, DOE及びIEEJの見通しであれば1, それ以外であれば0をとるダミー変数

*u* : 誤差項

## ② 原子力コストへの影響要因の分析

上記の分析を踏まえ、後述の通り原子力シナリオに特に大きな影響を与えるものはその経済性であると考えられることから、原子力コストに影響を与える要因について分析すべく、日本で建設された原子力発電所の建設費データを公式文書(「原子炉設置許可申請書」及び「原子炉設置変更許可申請書」)から網羅的に収集し、建設単価(建設費を発電設備容量で除した値)を被説明変数として回帰分析を行った。回帰分析には多数の説明変数を用いたが、その中で有意に影響を与えるもののみにより、以下の「標準モデル」を構築し、分析した。

$$\ln UC_i = a_0 + a_1 \ln CAP_i + a_2 \ln LC_i + a_3 dumTR_i + a_4 dumIS123_i + a_5 dumPWR_i + a_6 dumFOAK_i + u_i \quad (4-3)$$

ここで*i*はプラントを示す添字であり、説明変数は以下の通りである。

*UC* : 建設単価 (2011年価格千円/kW)

*CAP* : 発電設備容量 (MW) 、

*LC* : 人件費単価 (2011年価格千円/人・年)

*dumTR* : 移行期ダミー

*dumIS123* : 改良標準型ダミー

*dumPWR* : PWRダミー

*dumFOAK* : 初号機ダミー

*u* : 誤差項

ここで「改良標準型ダミー」は1975年以降行われた「改良標準化」の成果を反映した原子炉について1、それ以外で0をとるダミー変数であり、「移行期ダミー」はその直前に設計・建設された原子炉（柏崎刈羽1号機、福島第二1号機、玄海2号機及び伊方2号機）について1をとるダミー変数である。また、PWRダミーは加圧水型軽水炉（PWR）で1、沸騰水型軽水炉（BWR）で0を取る変数、初号機ダミーはPWR、BWRそれぞれの初号機のみで1を取る変数である。

## (2) 原子力シナリオの評価

原子力シナリオの分析により、原子力の見通しを考える上でその経済性が重要な要素であることから、本研究ではまず2050年に向けた日本の原子力シナリオを複数作成した上で、2050年の日本のエネルギーミックスを対象としたモデル分析を行い、その中の原子力の経済性を詳細に評価した。

ここで用いたモデルは、沖縄を除く全国を旧一般電気事業者の供給区域に従って9地域に区分し、1年間を10分刻みに分割することにより、各地域の電力需要の変化と変動性再生可能エネルギー（Variable Renewable Energy:VRE、主に太陽光及び風力を指す）の出力の変動を考慮したコスト最適な発電設備構成及び設備運用を線形計画法によって求めるものである。ここで、電力需要は旧一般電気事業者のウェブサイト上から得られる実績値をもとに設定し、またVREの出力については同じくAMeDASデータ（風速及び全天日射量）を用いて推計を行った。推計は暫定的に2012年データを基準としたが、後述の通り、1990年～2017年の28年間のデータを用いた検証も行った。各電源の発電コストについては発電コスト検証ワーキンググループのデータ<sup>5)</sup>に基づき設定し、VREについては2030年までの値を延長して2050年のコストを想定した。

2050年の温室効果ガス排出削減目標（現状から80%減）を達成するためには、電力部門をほぼ完全にゼロ・エミッション化することが求められる可能性が高い。このため、本研究では、水素火力、原子力、太陽光、陸上風力、洋上風力、水力、地熱、バイオマスのみで全発電量を賄うことにより、電力部門のゼロ・エミッション化を達成する状況を想定した。ここで水素火力とは海外において化石燃料＋CCS（二酸化炭素回収・貯留）、もしくは再生可能エネルギー由来の水素を製造し、それを日本に運んで電源として用いるものであり、コスト中位ケースでは政府目標に基づき30円/Nm<sup>3</sup>の水素供給コストを想定した。水素火力が大量に利用可能な場合にはVREの導入必要量が小さいが、利用可能でない場合には極めて高いVRE比率を実現することが求められる。VRE大量導入下では蓄電システムの費用が大きなコスト上昇要因となるが、ここでは既存の揚水発電所の他に、バッテリー（NaS電池及びリチウムイオン電池を想定）と水素貯蔵を想定した。

これらの条件のもとで、日本の将来の原子力シナリオについて経済性の評価を行った。

## 4. 結果及び考察

### (1) 原子力シナリオの分析

#### ① 原子力シナリオへの影響要因の分析

図4.4.1にIAEAによる世界計の原子力発電設備容量見通し（低位ケース）の変化を示す。ここに示されるように、原子力の見通しは実際の推移に比べて遥かに大きな変動を示している。最初に見通しが提示された1981年には、折からの急速な原子力の進展を反映して、高い原子力設備容量の伸びが見通されていた。しかしその後実際に原子力発電所の建設が進展するに従って、この見通しは急速な低下を続けた。2000年に提示された見通しでは、同年から2020年にかけて世界計の設備容量が減少に向うとされるまでに至ったが、この2000年を境に見通しの変化の傾向は反転し、約10年の間見通しが上方に修正され続けた。更に、2011年に見通しの変化は再度反転し、それ以降、下方への修正が続くこととなった。

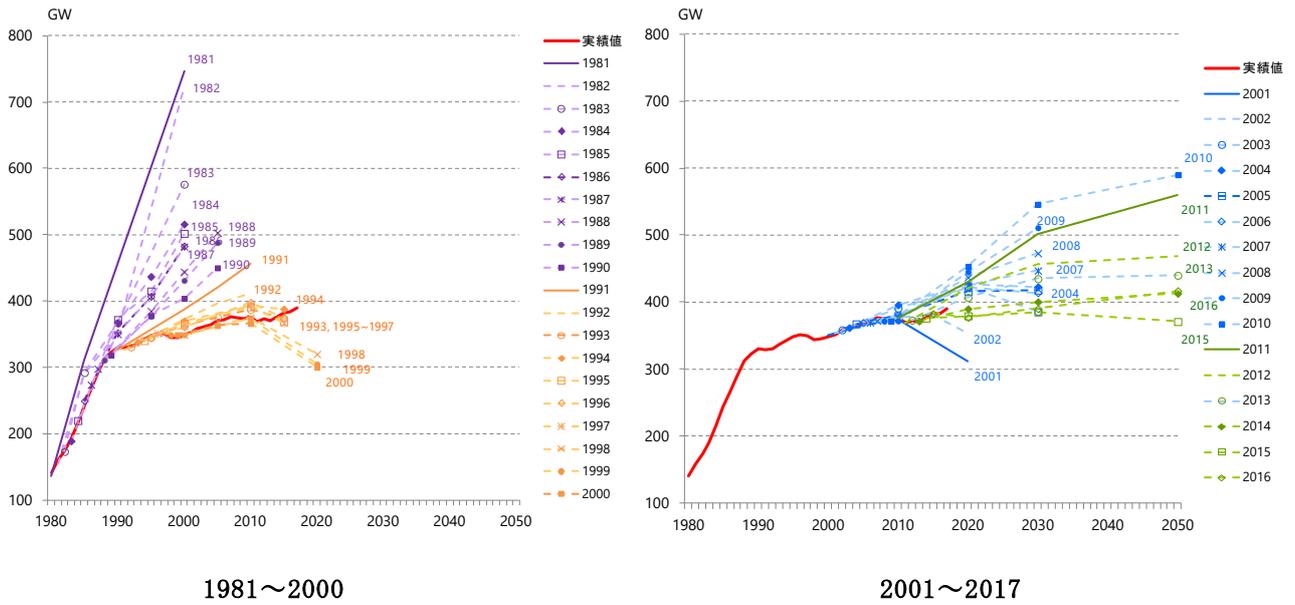


図4. 4. 1 IAEAによる長期原子力見通し（低位ケース、世界計）

図4. 4. 2に各見通し（世界計）の変化率（ $\Delta C_{i,t}$ ）の推移を示す。ここに示す通り、上記のIAEAの低位ケースと同様の傾向は全ての見通しに共通している。即ち $\Delta C_{i,t}$ は1980年代の年率-5~-10%程度から徐々に上昇し、2000年頃まで負の値をとり、2000年代には正に転じて最大で年率10%程度の値をとったのち、2011年以降は再び負の値となっている。

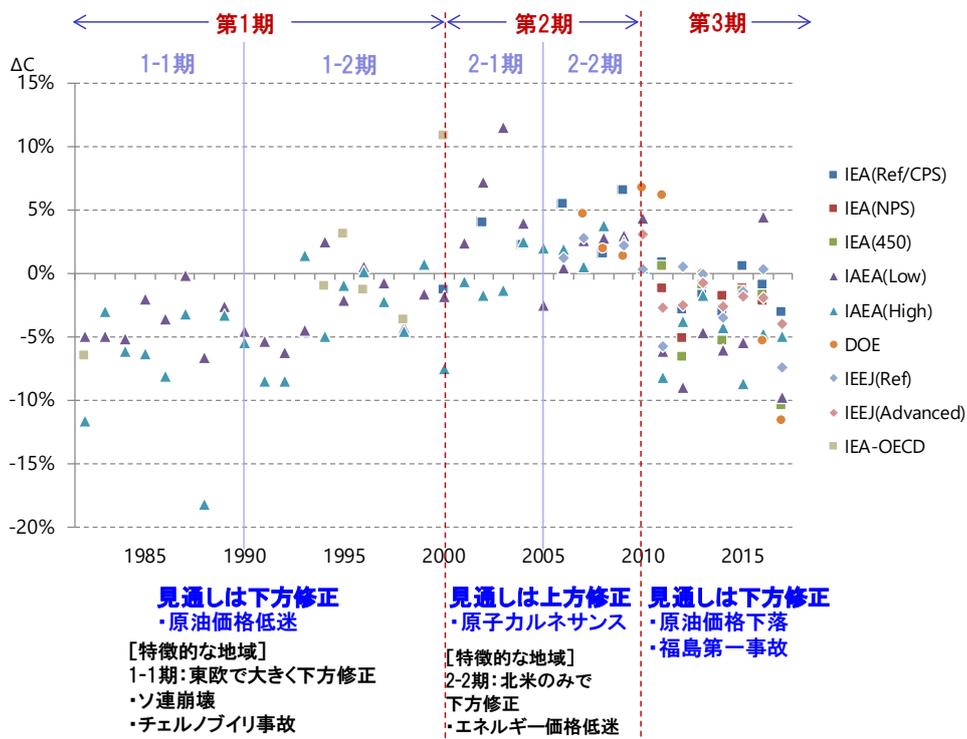
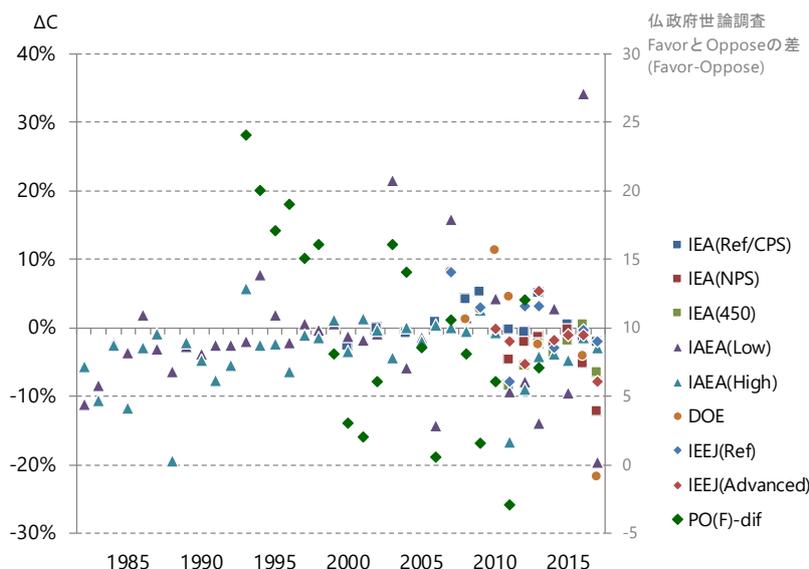


図4. 4. 2 原子力見通しの推移

図4. 4. 3はフランスにおける世論調査の結果と欧州の原子力設備容量の長期見通しの変化を比較して示している。ここに見られるように、世論調査の結果は原子力見通しに必ずしも有意な影響を与えていない。このことから、次に示す回帰分析においては、世論調査のデータを説明変数に入れずに分析を行った。



(出所) 仏世論調査：COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU DÉVELOPPEMENT DURABLE, Baromètre d' opinion sur l' énergie et le climat en 2013

図4.4.3 原子力発電設備容量（欧州）の長期見通しの変化とフランスにおける世論調査の傾向

表4.4.1 回帰分析結果（世界計）

	W-1	W-2	W-3	W-4	W-5
(定数)	0.321*** (3.7)	0.120 (1.1)	0.073 (0.6)	0.098 (0.9)	0.171 (1.5)
<i>RN</i>	0.038*** (4.2)		-0.019 (-1.0)		
<i>AC7</i>				-0.0078 (-0.6)	
<i>AF</i>		-0.065*** (-4.9)	-0.088** (-3.2)	-0.066*** (-4.9)	-0.061*** (-4.5)
<i>TIME</i>		0.0024*** (4.5)	0.0032*** (3.4)	0.0024*** (4.1)	0.0023*** (4.1)
<i>lnNC</i>	- 0.088*** (-4.1)	-0.057* (-2.3)	-0.054* (-2.1)	-0.050† (-1.8)	-0.067* (-2.6)
<i>lnPOIL</i>		0.013† (1.8)	0.020† (2.0)	0.012† (1.7)	0.013† (1.8)
<i>dGDP</i>					-0.303 (-1.2)
<i>F1</i>	0.022** (2.6)	0.019* (2.1)	0.019* (2.1)	0.019* (2.1)	0.019* (2.0)
<i>F2</i>	0.026† (1.9)	0.019 (1.4)	0.020 (1.4)	0.019 (1.4)	0.019 (1.4)
<i>F3</i>	0.021* (2.2)	0.017† (1.7)	0.018† (1.7)	0.017† (1.7)	0.018† (1.7)
Adj. <i>R</i> <sup>2</sup>	0.361	0.405	0.404	0.401	0.407
AIC	-836.4	-843.4	-842.4	-841.8	-842.9

注：括弧内はt値。\*\*\*、\*\*、\*、及び†はそれぞれ0.1%、1%、5%及び10%水準で有意に0と異なることを示す。

表4.4.1に世界を対象とした原子力シナリオの回帰分析の結果を示す。まずモデルW-1として、大きな影響要因であると予想される原子力カルネッサンス (*RN*) と原子力コスト (*lnNC*) のみを用いると、この2つの変数は有意に見通しに影響を与えていることがわかる。*RN*の係数からは、原子力カルネッサン

スの時期にはそれ以外に比べて年率4%ポイント程度も変化率が高かったことが示唆される。

但し、もし原子カルネッサンスを「世界的に原子力に前向きな機運が高まった期間」と考えるならば、その期間に見通しの変化率が高かったという結果は単なるトートロジーとも見られるであろう。一方でモデルW-2では、福島事故（AF）、気候変動対策（TIME）と原油価格（POIL）を説明変数としており、その結果としてAF、TIME、lnNC、lnPOILの係数はそれぞれ有意に負、正、負、及び正となっている。このように、原子力事故や原子力コストの上昇は原子力見通しを低下させる効果を持つ一方で、気候変動対策への対応が進む、もしくは原油価格が高騰すると、原子力見通しは上方に修正される傾向がある。

上記のRNとAF、TIME、lnNC、lnPOILとをともに説明変数に入れたW-3では、AF、TIME、lnNC、lnPOILの係数は有意である一方で、RNの係数の有意性は失われ、AIC（赤池情報量基準）はW-2よりも大きくなる。このことは、少なくとも世界計の原子力見通しの変化を説明するためにはRNは必要でないこと、また原子カルネッサンスと呼ばれる現象はW-2の4つの説明変数（福島事故、気候変動対策、原子力コスト及び原油価格）によって十分によく説明することができるということを意味している。

モデルW-4及びW-5はそれぞれチェルノブイリ事故（AC7）と世界計の実質経済成長率（dGDP）を説明変数に加えた結果を示しているが、これらの変数の影響は何れも有意ではなく、また変数を加えることによってAICは増加する。なおチェルノブイリ事故については後述の旧ソ連・東欧の結果を踏まえn=7の場合の結果のみを示しているが、他のnを想定してもACnの係数は有意とはならない。チェルノブイリ事故は旧ソ連・東欧で有意な影響を示す一方で、他の地域及び世界合計の見通しには有意に影響しない。

原子力シナリオの定量分析から言えることは、次の通りである。即ち、原子力の見通しは過去、2000年代に入ってから福島事故直前までの原子カルネッサンスと呼ばれる時期に大きく上方修正がなされていた。定量分析の結果によれば、この原子カルネッサンスという現象は地球環境問題への対処、原子力発電の経済性（原子力コスト及び原油価格）と福島事故によって一応の説明が可能である。つまり、従来地球環境問題への意識の高まりとともに原子力発電の意義は潜在的に認められつつあったものの、1990年代には低迷する原油価格によってそれが顕在化することはなかった。2000年代に入って原油価格が上昇の兆しを見せ、一方で原子力のコストは比較的低廉であると見做されたことによって、原子カルネッサンスと呼ばれる機運が一気に高まることとなり、それは福島事故が発生した2011年まで続いた。

原子力見通しにおける事故の影響については、慎重な考慮が必要である。上述の通りチェルノブイリ事故は世界の原子力見通しには有意な影響を与えていない一方で、旧ソ連・東欧地域の見通しには大きな影響を与えたことが確認される。但し旧ソ連・東欧地域においてもその影響は永続的なものではなく、経済が回復するに伴い原子力見通しは再び上昇に向かうこととなった。

このチェルノブイリ事故の限定的な影響とは対照的に、福島事故が発生した2011年を境に、世界全体で原子力見通しは大きく低下した。これは上記の世界全体の分析のみでなく、欧州、旧ソ連・東欧、北米等、全ての地域について見ることができる。このことは、福島事故そのものがそれだけで大きな影響を与えたのではなく、同時期もしくはやや異なる時期に生じた他の要因、例えば欧米での新規発電所建設の遅延等に伴う原子力コスト評価値の上昇や、次いで生じた原油価格の低下などの影響が原子力見通しの低下に大きく影響していたであろうことを示唆している。但し、例えば上述のモデルW-2から福島事故要因AFを除くと決定係数が大きく低下することからも、2011年に生じた何らかの事象が世界の原子力見通しに大きな影響を与えたこと自体は否定できない。ここでは、原子カルネッサンスの終焉は単一の要因によるものではなく、そもそもその過熱により調整局面を迎えるはずであった原子力見通しの変化が、偶発した福島事故という象徴的な出来事によって急速に顕在化したと見るべきであろう。

このように、原子力シナリオは複数の要因が影響して決定されると考えられるが、特に重要なものは気候変動問題への対処と経済性である。そのうち、前者はこれまでと同様、今後も益々必要な課題として認識されると考えられる。このため、原子力発電の経済性についてより詳細な分析を行うことは、原子力シナリオを考える上で極めて重要である。

## ② 原子力コストへの影響要因の分析

原子力発電は火力発電等と比べ、コストの中で資本費が占める比率が高いため、その経済性は主にその建設費用と割引率によって決定される<sup>5)</sup>。後者は概ね電力会社の借入金利に相当するものであり、原子力に特有の要因ではないが、前者は原子力発電という技術に特有の状況を反映しており、また、欧米諸国においては近年、原子力発電所建設単価の高騰が大きな関心事項となっている。このため、本研究では日本の原子力発電所建設単価について詳細な検討を行うことにより、既存の原子力発電コスト評価<sup>5)</sup>の妥当性を検証し、また原子力コストへの影響要因を検討した。

図4.4.4は日本の原子力発電所の建設単価を示す。ここに見られるように、原子力発電所建設費は導入の最初期に比較的高く、一度低下した後、改良標準化の時期に高騰し、その後、福島事故に至るまで有意な変化は見られない。

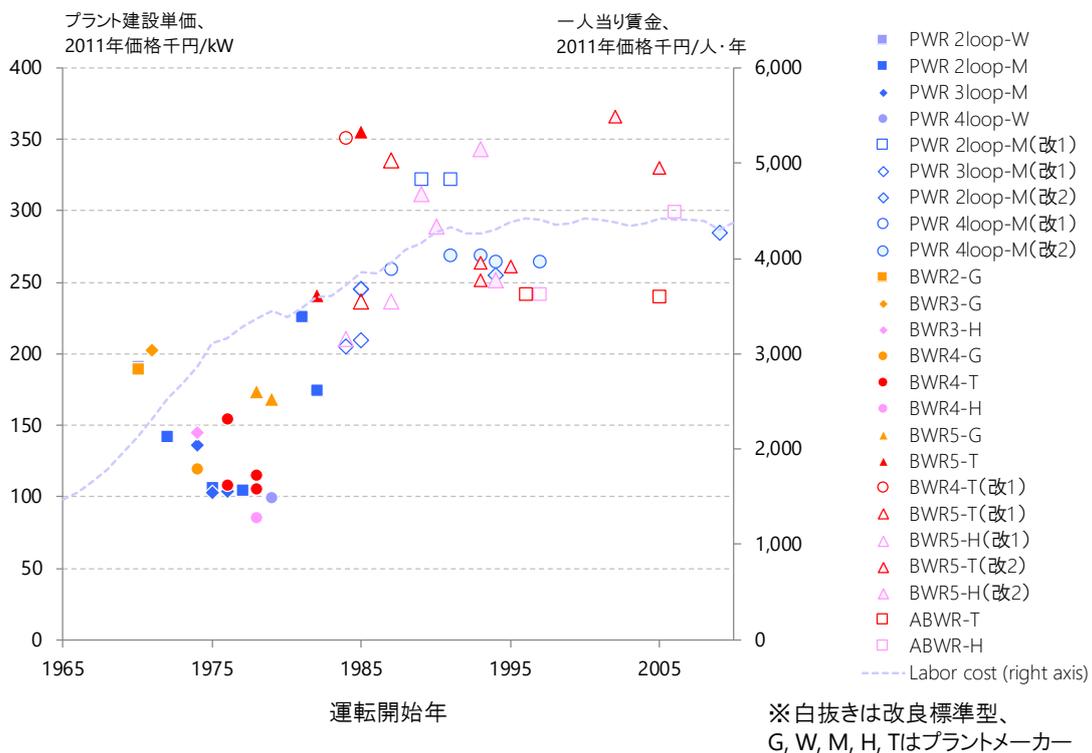


図4.4.4 原子力発電の建設単価の推移

表4.4.2 回帰分析結果

	係数	標準誤差	t値
(定数)	3.80*	1.55	2.45
lnCAP	-0.24**	0.08	-2.87
lnLC	0.34 <sup>†</sup>	0.18	1.89
dumTR	0.52**	0.18	2.90
dumIS123	0.67***	0.11	6.07
dumPWR	-0.10*	0.04	-2.44
dumFOAK	0.39**	0.12	3.32
Adj. R <sup>2</sup>	0.812		

注：\*\*\*、\*\*、\*、及び<sup>†</sup>はそれぞれ0.1%、1%、5%及び10%水準で有意に0と異なることを示す。

表4.4.2に原子力発電所建設単価の回帰分析結果を示す。この標準モデルでは、全ての説明変数が10%水準で有意になっている。即ち、プラント建設単価はBWR、PWRそれぞれの初号機は比較的高い水準にあっ

たが、その後低下した。それ以降の時期において、日本の原子力発電所建設単価の変化に対して最も有意に影響を与えた要因は*dumIS123*、即ち1975～1980年の改良標準化の議論の際に生じた事象であった。この要因による建設単価上昇は標準誤差の範囲内で1.5～2.2倍であったと推定される。また改良標準化直前の「移行期」に属する原子炉についてはこれよりも少ない程度において、建設単価の上昇を観測することができる。

人件費単価は日本では1970年から1990年までの間に、およそ2.0倍に上昇した。重回帰分析の結果は、これによる建設単価の上昇は1.1～1.5倍程度であったことを示している。*lnCAP*の係数は有意に負となっており、プラント規模が2倍になると単価が0.8倍～0.9倍に低下する。このように、日本の原子力発電所の建設経験は緩やかな規模の経済性を反映している。

一点、注意に値することは、原子力発電所の累計建設基数は日本の原子力発電所建設単価に有意に影響を与えない、ということである。欧米を対象とした同様の分析によれば、原子力発電所建設費は建設基数が多くなるにつれて上昇し、従って原子力には「負の習熟」が働く、とされている<sup>6)</sup>。日本のデータからはそのような傾向は読み取れず、今後日本において、福島事故を踏まえた追加的安全対策等のコスト上昇要因はあるにせよ、それ以外に理由なく建設単価が上昇すると想定すべき理由はない、ということは、今後の原子力発電の経済性を考える上で重要である。

2015年の政府試算<sup>5)</sup>では、今後（2030年頃）発電所が建設される場合の建設単価として37.0万円/kW（2014年実質価格）と想定し、更に追加的安全対策費用として5.0万円/kWと想定した。本研究の結果を踏まえると、改良標準化後のプラントの建設単価に追加的安全対策費用を加算して将来の想定とする方法自体は、概ね妥当なものと評価できる。

一方で、福島第一原子力発電所事故の後、少なくとも近い将来に日本国内で新たな原子力発電所建設を行うことは難しいと思われる。過去の日本の経験では10年程度まで新規建設までのリードタイムが延長した例があり、これによる建設単価の変化は有意には観測されない。しかし仮に更に長い期間着工がなされない場合には、欧米の例のように単価が大きく上昇する可能性も否定はできない。

また日本のデータによる分析からは、設備規模が負の影響を持っていること、即ち原子力発電所建設の費用が規模の経済性を有することも、自然ではあるが重要な結論である。過去、日本の電力各社は需要の規模に合わせて中～大規模の異なるサイズの原子力発電所を建設してきた。しかし全体としては、技術の進化に伴いより大規模の発電所を建設する傾向にある。原子力発電所は規模の経済性を有するため、少なくとも日本のような規模の国においては、今後も小型炉ではなく、より大規模の軽水炉を選択することは妥当であると思われる。但し日本の電力市場は自由化が進んでおり、諸外国と同様に、大きな初期投資をどのようにして行うかが今後の原子力発電開発にとって重要な問題となると言えよう。

## (2) 原子力シナリオの評価

2050年までの日本の原子力シナリオを図4.4.5に示す。福島事故前に50GW程度あった日本の原子力発電設備は、その後幾つかの原子炉が運転終了となったために、現在33GWとなっている。現在稼働中の原子炉のうち最新のもののは2008年運転開始の泊3号機であるため、仮に40年で廃炉になるとすると、2050年には全ての原子炉が稼働を停止することになる。一方で、現在建設中の原子炉は島根3号機、大間、東通1号機の3基であり、合計の設備容量は4.1GWである。また、原子炉等規制法に従い既設炉は最大60年まで運転延長が可能であることから、仮に1990年以降運転開始した原子炉が全て運転延長した場合には、2050年の設備容量は建設中の3基と併せて25.5GWとなることになる。

このように、既設炉及び建設中の原子炉のみを用いる場合には2050年の原子力発電設備容量は0GW～25.5GWとなるが、政治的な状況によっては40年を待たずに廃炉が進むことも考えられる一方で、新增設された原子炉が供用開始となる可能性もある。既設炉の利用をどの程度まで拡大するか、また新設を行うか否かは、将来のエネルギーミックスの中での原子力発電の経済性に依存すると考えられる。

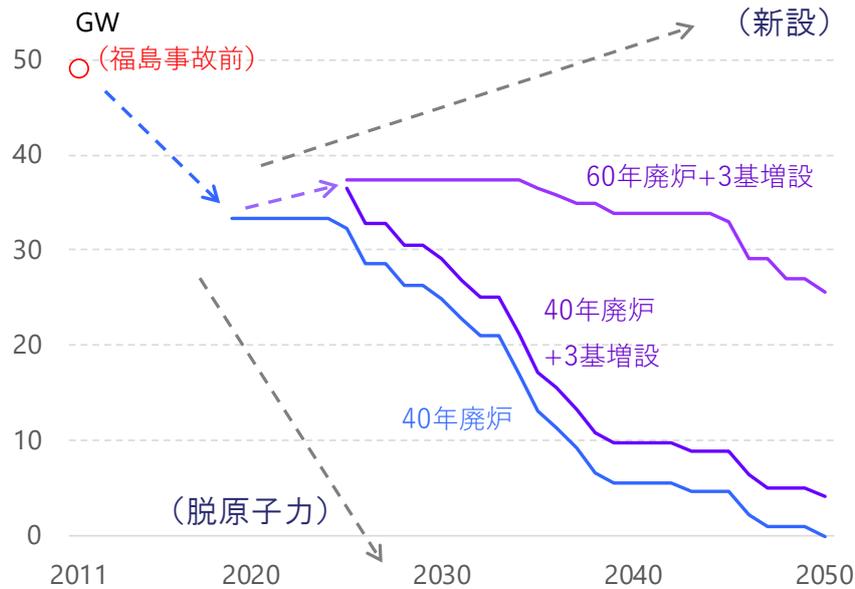


図4.4.5 日本の原子力シナリオ

図4.4.6は原子力発電がある場合、及びない場合の両者について、異なる水素火力（ゼロ・エミッション火力）の発電量想定のもと、電力単価（電力部門の総費用を電力需要量で除した値）を求めたものである。水素火力が大量に利用可能である場合には、電力単価は現状と同程度の11円/kWh程度に抑えられる。一方で、水素火力の利用可能量が小さくなるにつれて、VREの出力抑制や電力貯蔵、送電線建設等に伴う費用が増加し、水素火力ゼロ、かつ原子力の利用がない場合には電力単価は22円/kWhまで上昇する。これに対し、原子力発電が25.5GW利用可能である場合には、コストの上昇は18円/kWhまで抑えられる。このように、VREが大量に導入されるに従い、原子力を維持することによってより大きくコストを削減できることとなり、原子力の経済的価値は上昇する。このことから、2050年の電源部門ゼロ・エミッション化を想定した場合、既設炉を最大限利用することは、少なくとも経済的には価値があることであると言える。

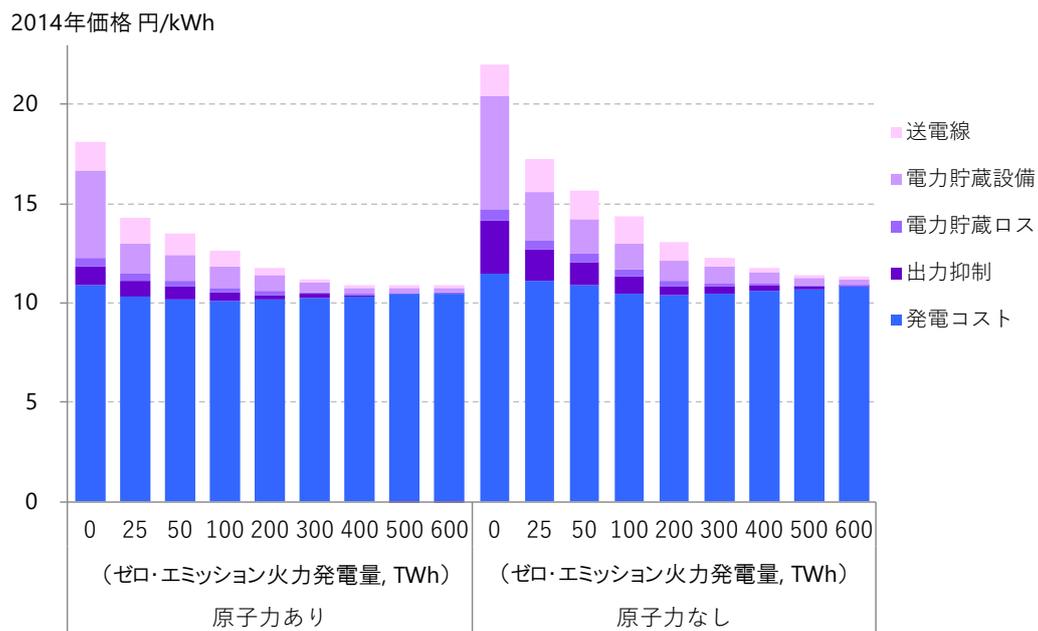


図4.4.6 2050年のシナリオ別電力単価

再生可能エネルギー大量導入下における原子力の意義は、「無風期間」（英語では“Dark doldrums”と呼ばれる）における低炭素電力の安定供給性の観点から考えることができる。図4.4.7は、2000年の気象・電力需要データをもとに、9月1日～15日の「火力発電ゼロ」ケースの電力需給（全国計）を推計した例を示す。この期間に特徴的なことは、9月6～14日の間に全国合計の風力の発電量が極度に小さくなっており、電力需要を満たすために、図中桃色に示す蓄電池からの放電が大きな比率を占めていることである。即ち、この時期における気象条件に従って、導入されている太陽光・風力設備の発電量では電力需要に対応することができず、過去に蓄えられた電力を取り崩して需要に対応している。この「無風期間」における残存電力需要量（電力需要から発電量を引いたもの）の累計値が蓄電システムの必要量を決定し、電力システムの総費用に大きく影響している。このことは、複数のモデル計算結果を詳細に分析することにより確かめることができる。無風期間は太陽光・風力の発電パターンと電力需要の水準によって決定されるが、日本のデータからは、概ね晩夏（8～9月頃）と冬（1～2月頃）に発生することが確認できる。

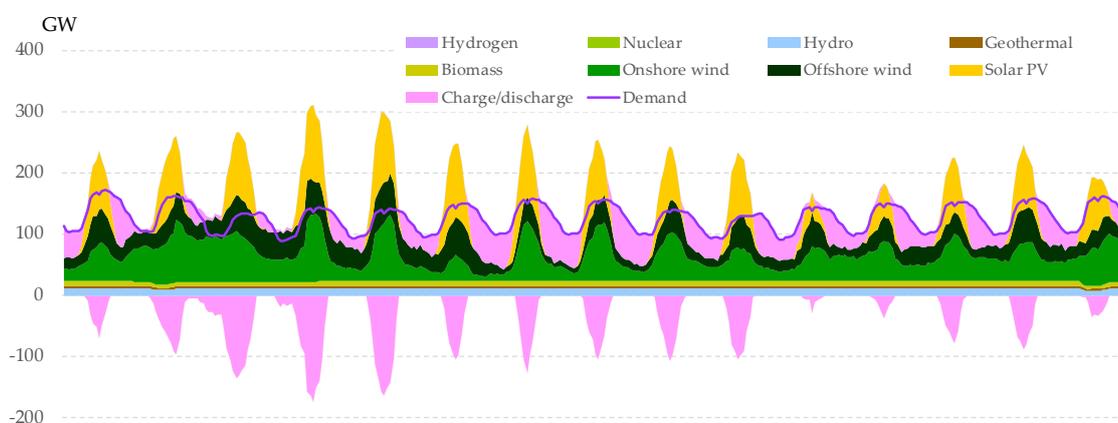


図4.4.7 電力需給例（全国計、2000年データ、9月1日～15日）

この観点からは、VRE大量導入時の原子力発電の意義は、無風期間において安定的な電力供給を行うことによって、蓄電システムの必要量を削減することにある。即ち、仮に予想される無風期間の間にわたって安定的に電力供給を行うことが可能であれば、無風期間が長くなればなるほど、図4.4.7に示す桃色の部分（電力貯蔵需要量）をより削減することが可能となる。このため、この局面においては、原子力発電の価値は設備利用率や柔軟性の向上によってさほど高まらず、むしろいかに設備容量価値を確保するかが重要になる。このことは、将来の原子力発電技術は設備容量単価を低減させることが可能であれば、より大きな価値を持ち得ることを示している。

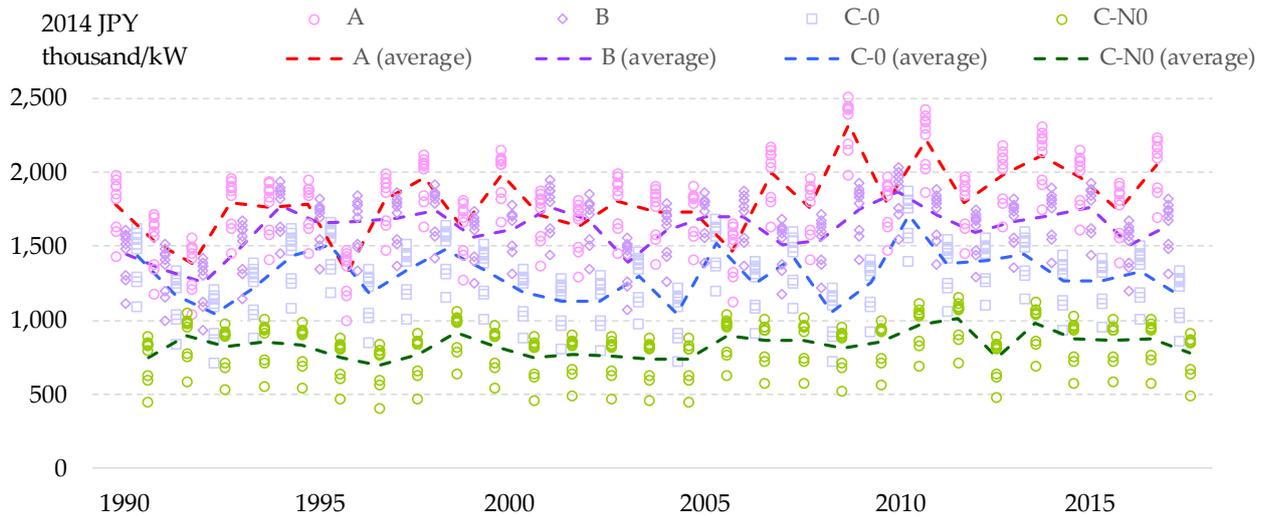


図4.4.8 安定電源設備容量のシャドウプライス

VRE発電プロファイルは毎年大きく変動し、上述の「無風期間」がいつ、どの程度の長さで生じるかも年によって異なるため、原子力発電の価値も年によって異なることとなる。図4.4.8は1990年～2017年の28年間のデータを用いて、安定電源設備（原子力発電設備）のシャドウプライスを推計した結果を示している。但しA、B、C-0はそれぞれ、原子力発電も火力発電もなく、再生可能エネルギー発電のみで全電力を供給する場合を示しており、うちAは電力貯蔵システムとして揚水発電及び蓄電池を、Bは水素貯蔵システムを、C-0はそれらを全て併用した場合を示しており、またC-N0はCに対して原子力発電が25.5GW導入される場合を示している。また個々の○印は全国9地域における原子力発電設備のシャドウプライスを示しており、点線はその単純平均値を示している。

A及びBではシャドウプライスはそれぞれ1,800千円/kW及び1,600千円/kW程度であり、想定している原子力建設単価420千円/kWと比べて非常に高い。C-0では若干安くなるがそれでも平均1,300千円/kWと高く、原子力が25.5GW導入されるC-N0において平均830千円/kWまで低下するが、それでも現状の建設単価よりは有意に高い。このように、VRE大量導入下では、仮に建設単価が現状よりも大幅に上昇したとしても、上記の無風期間の安定供給という条件さえ満たすならば、原子力発電は経済的価値を有し得る。C-N0でもシャドウプライスが現状の建設単価以上であることから、少なくともモデル計算上の観点からは、現在建設中の3基以外に新規の発電所を建設することも、経済合理性を有し得るものと判断される。

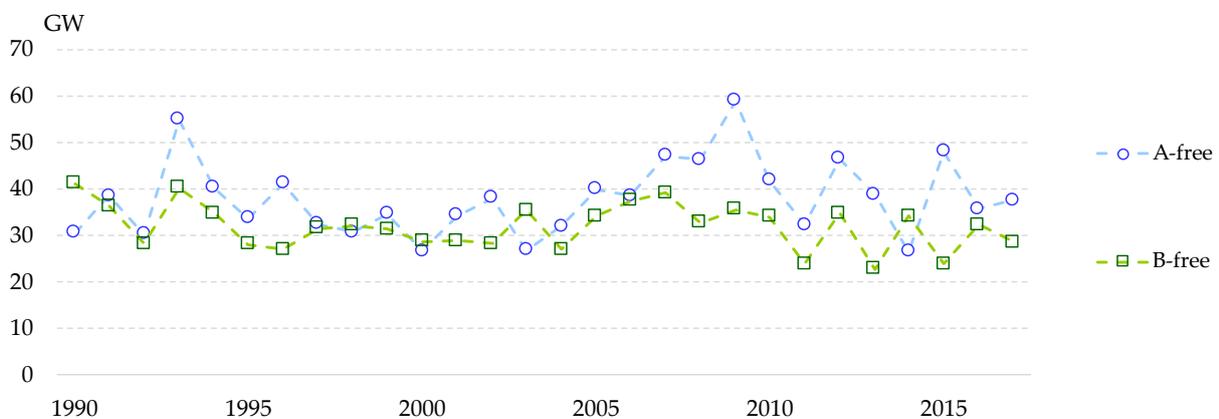


図4.4.9 最適解における原子力発電設備容量

モデル解上は、原子力発電設備がゼロのときには上述の通り設備容量の価値、即ち設備容量制約のシャドウプライスが非常に大きな値を取るが、設備容量が増えるに従って価値が低下し、それがコストと一致する点が最適な設備導入量となる。上記のA及びBに対して、この最適原子力発電設備導入量を求めると図4.4.9の通りとなる。このように、最適な設備容量は気象条件によって変化するものの、平均でそれぞれ38GW (A) 及び32GW (B) の原子力導入が行われる。この計算はA、BそれぞれのVRE導入量を固定しているため、この最適原子力導入量は、VREのコストが変化しても変わらない。また、再エネ導入量が増える条件で最適解を計算すると、一般的には原子力の導入量これよりも大きくなる、とも言える。即ち、再エネのコストが非常に低下したとしても、電力の安定供給のためには一定程度の安定電源が必要となることを、この結果は示している。

このように、2050年の電力需給シミュレーション結果は、既設炉を超えた新規原子力発電所建設も経済合理性を持ち得るが、一方で原子力のみで電力供給を行うようなことは合理的ではなく、導入量にはおのずから限界がある、ということを示している。また、経済合理的な範囲内であっても、導入量が拡大するにつれてその価値は小さくなる。将来における原子力の経済的価値は無風期間の電力需給等、VREから供給される電力の不安定さのリスクを補完するところから生まれるものであり、それを適切に評価するためには、長期の気象データを踏まえた定量的な分析が必要である。

一方で、原子力発電開発は経済合理性のみによって行われるものではなく、立地の可能性や安全性に対する考え方等、他の事項も十分に考慮する必要がある。これらを踏まえ、日本の原子力発電見通しは図4.4.6に示す40年～60年廃炉ケースを中心としつつも、脱原子力ケースから原子力新設ケースまでの広い範囲を可能な将来として包含し得るものであると言えるであろう。

## 5. 本研究により得られた成果

### (1) 科学的意義

過去公表された原子力シナリオに対する定量分析により、その影響要因が明らかとなった。また、これまで網羅的に収集されることのなかった日本の原子力発電所建設単価データが初めて一覧表の形で公開され、その変化の要因についても特定された。

更に、2050年を対象とした詳細な電力需給分析により、再生可能エネルギー大量導入時の原子力発電の経済性について定量的な評価が行われ、原子力の経済的価値は「無風期間」における電力供給途絶リスクを低減させることから生じること、従ってその価値は安定電源としての容量価値から発生すること、などが示された。

### (2) 環境政策への貢献

#### <行政が既に活用した成果>

行政ではないが、国会エネルギー調査会（準備会）第74回（2018年7月17日、衆議院第1議員会館 国際会議室）において、本研究の成果の一部である原子力発電コストについて発表し、議論を行った（発表資料及び会合の映像は同調査会HP上に掲載）。

#### <行政が活用することが見込まれる成果>

IPCC WG3 第6次評価報告書に研究成果が引用されることで、再生可能エネルギーの大量導入時における原子力発電の位置づけが明確になることが期待できる。

## 6. 国際共同研究等の状況

特に記載すべき事項はない。

## 7. 研究成果の発表状況

### (1) 誌上発表

### <論文（査読あり）>

- 1) Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama and Y. Fujii: Energy, 165, 1200-1219, (2018)  
A quantitative analysis of Japan's optimal power generation mix in 2050 and the role of CO<sub>2</sub>-free hydrogen
- 2) Y. MATSUO and H. NEI: Energy Pol., 124, 180-198 (2019)  
An analysis of the historical trends in nuclear power plant construction costs: The Japanese experience
- 3) Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama, Y. Fujii: Applied Energy, 267, 113956 (2020)  
Investigating the economics of the power sector under high penetration of variable renewable energies
- 4) 松尾雄司、下郡けい、根井寿規：エネルギー・資源学会論文誌、40, 4, 101-110 (2019)  
長期原子力見通しへの影響要因に関する分析。
- 5) 松尾雄司、遠藤聖也、永富悠、柴田善朗、小宮山涼一、藤井康正：エネルギー・資源学会論文誌、40, 3, 49-58 (2019)  
2050年の発電部門ゼロ・エミッション化に向けた検討（2） 気象条件の変動に関する評価

### <その他誌上発表（査読なし）>

特に記載すべき事項はない。

### （2）口頭発表（学会等）

- 1) 松尾雄司、村上朋子、荻本和彦：第38回エネルギー・資源学会研究発表会（2019）  
「発電部門の経済性評価手法及び指標に係るレビュー」
- 2) 松尾雄司、大山達雄：日本オペレーションズ・リサーチ学会 2019年秋季研究発表会（2019）  
「変動性再生可能エネルギー大量導入時の市場価値に関する計量的数理モデル分析」
- 3) 松尾雄司、遠藤聖也、永富悠、柴田善朗、小宮山涼一、藤井康正：第35回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス(2019)「2050年の発電部門ゼロ・エミッション化に向けた検討(2) 気象条件の変動に関する評価」
- 4) 松尾雄司、下郡けい、根井寿規：第35回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス(2019)  
「長期原子力シナリオへの影響要因に関する分析」
- 5) 松尾雄司、遠藤聖也、永富悠、柴田善朗、小宮山涼一、藤井康正：第34回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス(2018)「2050年の発電部門ゼロ・エミッション化に向けた検討」
- 6) 松尾雄司、根井寿規：第34回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス(2018)「原子力発電所建設単価の変動要因に関する定量分析」
- 7) 下郡けい、松尾雄司、大平智子、村上朋子：第34回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス(2018)「長期エネルギー需給シナリオにおける原子力の位置づけの変化に関する分析」

### （3）知的財産権

特に記載すべき事項はない。

### （4）「国民との科学・技術対話」の実施

- 1) 一般公開シンポジウム「地球温暖化対策を考えるためのエネルギー・シナリオ分析：2050年とその後を見据えて」（主催2-1704、令和元年5月31日、東京大学本郷キャンパス、参加者63名）において再生可能エネルギーが大量導入される場合の原子力の役割について講演した。

**(5) マスコミ等への公表・報道等**

特に記載すべき事項はない。

**(6) その他**

特に記載すべき事項はない。

**8. 引用文献**

- 1) International Atomic Energy Agency (IAEA, 1981-2017). Energy, electricity and nuclear power estimates.
- 2) International Energy Agency (IEA, 1994-2017). World energy outlook.
- 3) U.S. Department of Energy (DOE, 2004-2017). International energy outlook.
- 4) 日本エネルギー経済研究所. (2004-2017). アジア／世界エネルギーアウトルック (IEEJアウトルック).
- 5) 発電コスト検証ワーキンググループ. (2015). 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.
- 6) Grubler, A.: Energy Policy, 38(9), 5174-5188 (2010)  
The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing

### III. 英文Abstract

#### Multi-model analysis of long-term climate policy of Japan: mitigation pathways and uncertainties

Principal Investigator: Masahiro SUGIYAMA

Institution: University of Tokyo,  
Institute for Future Initiatives  
7-3-1 Hongo, Bunkyo-ku, Tokyo 113-0033, JAPAN  
Tel: +81-3-5841-0942 / Fax: +81-3-5841-1709  
E-mail: masahiro@ifi.u-tokyo.ac.jp

Cooperated by: University of Tokyo, School of Engineering,  
Instituted of Applied Energy,  
Institute of Energy Economics, Japan

[Abstract]

Key Words: Climate policy, Mitigation pathway, Integrated assessment, Model intercomparison, Energy policy, Uncertainty

The Japanese government has set out an 80% reduction in 2050 in its long-term strategy submitted under the Paris Agreement in 2019. However, the scenario analysis of Japan's long-term strategy to date has not been sufficiently conducted, especially with regard to inter-model uncertainty. This project has analyzed such inter-model uncertainty as well as other relevant research questions.

In this research project, five Japanese energy-economic and integrated assessment models (AIM/Enduse[Japan], AIM/Hub-Japan, DNE21, IEEJ\_Japan 2017, TIME-Japan) (all except for the AIM/Hub-Japan model are bottom-up models) have been used to evaluate Japan's long-term mitigation measures. Regardless of the model or scenario setup, it was shown that significant emission reductions are needed in all emission sectors to reduce greenhouse gas emissions by 80% in 2050, and that improving energy efficiency throughout the economy, promoting electrification at the demand side, and decarbonizing power sources are effective.

A spatio-temporal high-resolution power system model analysis is used to investigate how variable renewable energy, such as solar and wind power, can be introduced at a significant scale in an economically efficient manner. It was shown that it is important to secure clean and inexpensive power sources that can cope with the risk of a "dark doldrum" when the amount of solar and wind power generation is minimal, and that the spatial arrangement of renewable energy considering the distance from the demand site and transmission lines is essential.

The energy system model analysis examined the technological feasibility of net-zero (or negative) CO<sub>2</sub> emissions and therefore indicated that large-scale carbon dioxide removal (CDR) technology would be required to

achieve net-zero emissions.

A meta-analysis of previously published nuclear scenarios was conducted, and it was shown that consideration of global environmental issues as well as concerns about economy and safety after a major accident, had an impact (although this may be limited in some regions) on the nuclear scenarios.

The long-term policy direction requires significant strengthening in both the breadth and depth of the (explicit and implicit) carbon price. With regard to carbon pricing, we need to actively consider methods to strengthen implicit carbon pricing, such as direct regulation, R&D, promotion, and informational methods, not limited to carbon taxes or emissions trading