

# エネルギー経済

第46巻・第3号 通巻390号

ドイツの国家水素戦略：エネルギー転換に向けた水素支援

緊急事態宣言による電力需要曲線の変化の推計

EUの長期気候変動対策とEUタクソミーにおけるエネルギー関連分野の扱いに  
ついての概要整理

新型コロナウイルス感染拡大による原子力産業への影響

洋上風力からの水素製造と水素インフラ構築に関する欧州の動向

エネルギーシステム技術選択モデルによるGHG80%削減分析

## 目次

---

ドイツの国家水素戦略：エネルギー転換に向けた水素支援	松本 知子	1
緊急事態宣言による電力需要曲線の変化の推計 － 人工ニューラルネットワークを用いた推計 －	永富 悠、相澤 なつみ、岡林 秀明、松尾 雄司	12
EUの長期気候変動対策とEUタクソノミーにおけるエネルギー関連分野の扱い についての概要整理	伊藤 葉子	24
新型コロナウイルス感染拡大による原子力産業への影響	木村 謙仁、村上 朋子	39
洋上風力からの水素製造と水素インフラ構築に関する欧州の動向	闕 思超	48
エネルギーシステム技術選択モデルによるGHG80%削減分析： 気象条件が技術選択やGHG削減費用に与える影響	川上 恭章、松尾 雄司	57

---

# ドイツの国家水素戦略：エネルギー転換に向けた水素支援

松本 知子\*

## はじめに

2020年6月10日、ドイツの「国家水素戦略 (The National Hydrogen Strategy)」が公表された<sup>1</sup>。2020年初めてドラフトの段階でメディアが報じていた内容から大きくかけ離れてはいなかったが、ドイツの水素分野における内外での戦略が明らかになったことは注目に値する。

ドイツはエネルギー転換政策を積極的に進めており、化石燃料および原子力から再生可能エネルギーへの移行を図っている。エネルギーの安定供給、環境保全、経済性を保ちながら、再エネの拡大および省エネの推進を主要政策としてエネルギー転換の目標（例えば、2030年までにGHG排出量55%減（1990年比）、再エネが発電量に占める割合65%等）達成が目指されている。しかし、電力部門における再エネは順調に拡大したが、再エネに恵まれた地域（陸上風力は北部に偏在）と電力需要の高い地域（産業地域がある南部や西部）が離れており、系統安定化が課題となった。また、産業部門や運輸部門の低炭素化はあまり進まず、2030年目標達成は厳しい状況にある。このような事情を背景に、脱炭素化を可能にする技術として水素が注目されるようになった。

本稿では、国家水素戦略における注目点を取り上げ、国家水素戦略の目標やアクションプランの要点を概略する。そして、ドイツがこれまで水素を推進するためにどのような政策やプログラムを講じて支援してきたかを整理する。最後に、Power-to-Gas (PtG) の事例も紹介する。

## 1. ドイツの国家水素戦略

2019年に予定されていた国家水素戦略がようやく公表された。遅れていた背景には、グリーン水素<sup>2</sup>の目標やどの程度ブルー水素を中間的な技術として利用するかについて、関係省庁間で折り合いがつかなかったことが指摘されている<sup>3</sup>。PtGで世界を先導するドイツが水素をどのように位置づけ、水素に関する国際協力の在り方や水素のサプライチェーン（生産から輸送、利用に至るまで）におけるアクションプランがようやく明らかになった。国家水素戦略によってドイツが水素技術分野での世界的なリーダーになるための道標が示された。

### 1-1. 国家水素戦略における注目点

国家水素戦略はこれまでのドイツの水素に関する動向から想定される内容ではあったが、ブルー水素の利用が受け入れられたこと、水素の輸入を計画していること、水素委員会および水素評議会を設立すること、の3点を注目点として取り上げたい。

#### ① グリーン水素 vs. ブルー水素

国家水素戦略では、グリーン水素を推進することが明確にされている。グリーン水素のみが長期的に持続可能だとし、グリーン水素の市場における急速な拡大を推進し、必要なバリューチェーンを確立する。ただし、今後

\* (一財) 日本エネルギー経済研究所 電力・新エネルギーユニット新エネルギーグループ 主任研究員

<sup>1</sup> The Federal Government (2020). *The National Hydrogen Strategy*. Berlin/ Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi)

<sup>2</sup> 水素は製造される方法の違いによって識別する呼称が定着しつつあり、再生可能エネルギーから水を電気分解することで生産されるグリーン水素の他に、化石燃料（石炭や天然ガス）を用いてCCS (carbon capture and storage) によってCO<sub>2</sub>排出を抑えながら製造されるブルー水素、CCSを伴わず化石燃料から製造されるグレー水素、メタンの熱分解によって製造される水素としてターコイズ水素（結果として炭素が固体炭素として分離される）がある。

<sup>3</sup> Amelang, S. (May 18, 2020) "Merkel's coalition partner pushes for ambitious green hydrogen production" *Clean Energy Wire*

10年程度で世界や欧州で水素市場が成立し、カーボンフリー水素（ブルー水素やターコイズ水素）の取引が考えられるため、カーボンフリー水素も、経済性をもったグリーン水素が十分に供給されるまでの中間的な手段としてではあるが、ドイツでも利用することを認めた。ドイツでは環境面から化石燃料利用への反対があり、加えて、CO<sub>2</sub>貯留の永続性に対する懸念から、CCSに対する国民の反対が根強く、ブルー水素の生産は視野に入っていなかったが、水素戦略でカーボンフリー水素の利用について譲歩されたのは、気候変動対策の緊急性から、脱炭素化のために水素の導入を優先したものと考えられる。ただし、ブルー水素は国内で生産されるのではなく、輸入されたものに限定される。

## ② 水素輸入を視野に入れた対策

水素技術の市場拡大における最初の段階として、国内での確実で持続可能な水素生産・利用（home market）が欠かせないとしている。現時点のドイツの水素需要は55TWh（約138万トン）で、グリーン水素は約7%（3.85TWh、約9.6万トン）を占めているにすぎない。ドイツはこれまでも水素技術の研究開発（R&D）に注力してきたが、加えて、2020年6月3日に発表された新型コロナウイルスパンデミック後の景気対策（2020～21年で€1,300億）のうち、€70億が水素技術開発を支援するために割り当てられた<sup>4</sup>。

争点の一つであった水電解装置の目標は2030年までに5GW、2035年もしくは2040年までにさらに5GWとされた。水電解装置5GWから水素14TWh（約35万トン）<sup>5</sup>が生産されることになるが、2030年までにドイツの水素需要は90～110TWh（約225～275万トン）になる見通しであるため、国内の水素供給だけでは足りないことになる。そのため、ドイツは水素輸入も視野に入れ、国際的な協力やパートナーシップの構築に注力している。EU内でグリーン水素生産のポテンシャルが高い国は多く、特に、北海やバルト海の洋上風力、南欧の太陽光に注目して、EU加盟国との協力関係強化が目指される。また、開発協力の形で、途上国においてグリーン水素生産の支援も行われる。このような国際的な協力関係構築に対し、コロナ後の景気対策のうち€20億が割り当てられる。

## ③ 水素委員会および水素評議会の設立

国家水素戦略を着実に実行するため、関係省庁次官レベルの水素委員会（State Secretaries' Committee on Hydrogen）が設立される。水素戦略の実施における遅延や目標が達成できない場合、同委員会が連邦内閣と調整して修正措置を講じる。

水素委員会に対して水素戦略の実行に必要な提案を行って支援する国家水素評議会（National Hydrogen Council）も重要な役割を担う。この評議会は各分野（ビジネス、科学、市民社会）から連邦政府に指名を受けた専門家26名から構成され、関係省庁や地方政府代表者もゲストとして参加できる。国家水素評議会は年2回以上開催され、水素委員会とも調整のため定期的に共同で会議を行う。

さらに、水素調整局（Hydrogen Coordination Office）も設立される。水素戦略の実施面で関係省庁に協力し、調整や提言について水素評議会を支援する。水素調整局は水素戦略のモニタリングを行い、毎年モニタリングの報告書を水素委員会および水素評議会に提出する。年次のモニタリング報告書に基づいて、3年毎に、水素戦略やアクションプランを評価し、今後の展開に関して提案を行う報告書が作成され、水素戦略が市場の動向や目標に沿ったものに改善される。

## 1-2. 国家水素戦略の目標

国家水素戦略は、水素サプライチェーンに必要な枠組みとなり、技術革新や民間部門の投資を促進する。また、国家水素戦略によって、気候変動目標達成の一助となり、ドイツ経済の新しいバリューチェーンの創出や国際的なエネルギー政策の協力の推進が期待される。国家水素戦略では下記の目標が掲げられている。

- ・ GHG排出削減における国際的な責任を果たす。

<sup>4</sup> Wehrmann, B. and Wettengel, J. (June 4, 2020). "German gives energy transition mild boost with economic stimulus program." *Clean Energy Wire*

<sup>5</sup> 全負荷時間（full-load hours）4,000時間と仮定。

- ・ 水素技術のコスト低減を図り、水素の競争力をつける。
- ・ 水素の国内市場を育成し、水素輸入への道筋をつける。
- ・ 水素を脱炭素化に資するエネルギー源として確立する。
- ・ 産業部門において持続可能性のある水素利用を推進する。
- ・ 水素の輸送・配送インフラを規制や技術面から整備し、水素利用の安全性を確保する。
- ・ 優秀な科学者や専門家を養成し、研究機関の設立を支援する。
- ・ 水素によるエネルギー転換プロセスを形成する。
- ・ 水素技術によってドイツ経済を強化し、ドイツ企業にグローバルな市場機会を提供する。
- ・ 中長期的に水素輸入国になることを鑑み、水素の国際的な市場や協力関係を構築する。
- ・ 世界的に水素技術への期待が高まる中で気候変動対策や持続可能な成長に向けた国際協力を行う。
- ・ 水素の生産、輸送、貯蔵、利用における質の高いインフラを整備し、水素利用者の信頼を醸成する。
- ・ 定期的に国家水素戦略の進捗を評価し、必要な対策を含めて今後の進め方について検討する。

### 1-3. 水素サプライチェーンにおけるアクションプラン

国家水素戦略は、2030年までを2つのフェーズに分けている。第1フェーズ（～2023年）では水素市場の拡大、および、国内水素需要の基盤を築き、並行して、研究開発（R&D）のような基本の課題にも取り組まれる。第2フェーズ（2024～2030年）では、国内水素市場が定着し、水素について欧州や世界的な方向性が定まり、ドイツ産業が活躍していく青写真が描かれている。この水素戦略によって民間投資を促し、新型コロナウイルスパンデミック後の景気回復策としての役割も含めて、第1フェーズにおいて、水素のサプライチェーンから国際協力まで38の対策が検討されている。サプライチェーンにおける枠組みを構築し、技術開発や投資をもたらすことが目指される。なお、これらの各対策は関係省庁の所管となり、それぞれの予算内で行われる。38対策のうち、主要な（もしくは注目すべき）対策を概略する。

#### ①水素生産

水素の生産技術に関しては、コスト低減のため、生産規模の拡大が目指される。支援策として、グリーン水素生産に用いられる電力相当分に対する優遇税制（一案として EEG（再エネ）賦課金の減免）の検討や水電解装置への投資支援が挙げられている。また、洋上風力をグリーン水素生産における有望な技術として位置付け、洋上風力に対する投資を促す枠組みの整備も言及されている。

#### ②水素利用

水素利用に関しては、短中期的に、水素利用の経済性の成立に近い分野や他に脱炭素化の技術がない分野を重視すべきとしている。

輸送部門では、まず、石油燃料に代わるグリーン水素の利用について、EUの改正再生可能エネルギー指令（Renewable Energy Directive, RED II）を国内法へ整備する際に組み込まれるとしている。その一つとして、石油燃料に依存している航空部門に対して、グリーン水素から生産された合成燃料（ジェット燃料）の利用について2030年までに2%の導入義務（quota）を検討している。また、Energy and Climate Fund<sup>6</sup>から水素利用に対する助成が計画されている。2023年までに、燃料電池車両も含めたクリーンエネルギー自動車に対して€36億、合成燃料生産設備の開発に€11億、水素ステーションのインフラ整備に€34億が割り当てられる。水素ステーションについては、各輸送手段の需要に合わせて開発されるが、連邦政府は商用車（重量車両）のグリーン水素利用を注視しており、早急に整備されるべきとしている。

産業部門では水素需要が早期に拡大すると期待されている。化学産業や製油所ではグリーン水素がグレー水素

<sup>6</sup> 2011年にエネルギー転換のために設立された基金で、毎年予算が計上される（2019年は€45億）。建物の省エネ、再エネ、蓄電池等が対象となる。

(The Federal Government (March 12, 2019). "More money for the energy shift" <https://www.bundesregierung.de/breg-en/service/more-money-for-the-energy-shift-1589036>)

に代替可能であり、鉄鋼部門でも水素を鉄鉱石の還元に用いる試験も行われる。水素戦略では、鉄鋼・化学産業を対象に炭素差額決済契約 (Carbon Contract for Difference, CfD) の試験的なプログラムを検討している。これは、回避できた GHG 排出削減量に対して契約で定められた CO<sub>2</sub> 価格と排出量取引制度 (ETS) での CO<sub>2</sub> 価格との差額を補償する仕組みで、もし ETS での CO<sub>2</sub> 価格が契約上の CO<sub>2</sub> 価格を上回る場合は、事業者は政府にその差額を支払うことになる。また、水素を利用した長期的な脱炭素化戦略についてステークホルダーと議論を進めるとしており、まずエネルギー集約型産業 (化学、鉄鋼、ロジスティクス、航空) から行われる。

### ③熱供給

熱供給プロセスや建物における省エネや電化が取り込まれた後でも、水素や合成燃料が熱供給の脱炭素化に貢献すると考えられる。建物の暖房に関しては、2016 年より行われていた「省エネ促進プログラム (Energy Efficiency Incentive Programme)」<sup>7</sup>の一部として高効率の燃料電池暖房設備の購入の推進が継続される。

### ④水素供給インフラ

安全で確実、需要に合った効率的な水素供給システムが将来の水素市場では必要となる。水素輸送では、既存のガスインフラへの水素混合もオプションとしているが、水素専用の輸送インフラも検討すべきとしている。国際的な輸送の場合は、その方法として、液化水素、有機ハイドライド、アンモニアやメタンをエネルギーキャリアとする形が考えられている。水素インフラの建設や改修に必要な法整備を早急に着手すべきとされる。また、電力・熱・ガスインフラとの連結 (Sector Coupling) の促進も必要である。新規インフラでは、陸上輸送・鉄道・海上輸送分野での需要に応じた水素ステーション整備に注目されている。

### ⑤研究・教育・イノベーション

ドイツは世界市場でグリーン水素技術供給国として先頭に立つことを目指しており、その指針とすべくドイツ水素産業のロードマップが策定される。短期的にはグリーン水素の実証プロジェクトが実施される。また、新しいイニシアティブ“hydrogen technologies 2030”の下、主要な水素技術に関する研究支援が取りまとめられて戦略的に実施される。加えて、2020～2024 年にかけて、航空部門では Aviation Research Programme から€2,500 万が、また、船舶部門では Maritime Research Programme から€2,500 万の一部が、水素技術開発のために提供される。

### ⑥欧州レベルで必要なアクション

ドイツは 2020 年下期の欧州理事会議長国となることを、セクターカップリングやガス市場設計の法整備を準備するにあたって、水素を推進する機会として捉えている。水素がエネルギー転換や脱炭素化の一助となり、ドイツおよび欧州の輸出機会を高める市場を育成するために、持続可能性基準や高品質のインフラ、再エネ電源やグリーン水素の証明制度が必要である。また、欧州レベルで水素や Power to X (余剰再エネから水素、合成燃料、熱等へ転換する技術の概念) に関して持続可能性や品質の基準設定が必要とされる。また、EU レベルでは、グリーン水素に関する研究開発・実証 (RD&D) への投資を促すために、他の加盟国と水素技術・システムに関する共同プロジェクトとして「欧州共通利益に適合する重要プロジェクト (Important Project of Common European Interest, IPCEI)」<sup>8</sup>の下承認されるように、ドイツ政府は欧州委員会や他の加盟国にすでに働きかけている。

<sup>7</sup> 建物の暖房や換気システムの近代化を支援するプログラム。

(BMWi. “Energy Efficiency Incentive Programme - Targeted funding for more investment in comfort and efficient heating in the home”

<https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Dossier/enhancing-energy-efficiency-in-buildings.html>)

<sup>8</sup> EU では域内での競争を歪めるような国家補助は規制されているが、域内全体に経済成長をもたらすような条件を満たす場合は、国家補助でも規制対象外となり、IPCEI として欧州委員会によって承認される。

## ⑦国際的な水素市場とパートナーシップ

水素に関する国際協力として、ドイツの水素生産技術によって化石燃料輸出国を水素輸出国にする可能性を検討している。このような協力関係によって、ドイツは水素輸入をでき、化石燃料輸出国は化石燃料に依存しつつ水素生産・輸出国となり、脱炭素化や経済成長も図ることができる。また、既存の国際的な枠組みでのパートナーシップや協力関係も強化される。

## 2. ドイツの水素利用に向けた取り組み

ドイツでは発電部門において再エネ導入が拡大し低炭素化が順調に進む一方で、他の産業、運輸、建築物での省エネ・低炭素化の進展が遅れている。日本と異なるドイツのエネルギー需要の特徴として、ドイツでは熱・暖房需要が最終エネルギー需要の半分以上を占めることが挙げられる。そのため、建築物や産業部門での熱需要における脱炭素化がエネルギー転換の成果を左右するともいえる。これら低炭素化が難しい部門での対応策として期待されるのが水素やカーボンニュートラルメタンなどの合成燃料である。2019年9月に採択された気候保護プログラム2030(2030 Climate Action Programme)<sup>9</sup>でも、研究開発(R&D)において水素の重要性が記されており、「水素戦略」についても触れられていた。次に、ドイツがこれまでどのように水素を支援してきたか整理する。

### 2-1. 水素支援策

#### 2-1-1. 研究開発(R&D)支援

ドイツにおける水素導入の支援は、燃料電池および水素技術に関するR&Dを中心に行われてきた。1977年以降、エネルギー研究プログラム(Energy Research Programme)を通じて、エネルギー技術の研究に対して資金が提供されている。最新は、2018年9月に採択された第7次エネルギー研究プログラムで、連邦政府はRD&Dに2018年から2022年で€64億を割り当てた(第6次エネルギー研究プログラムから45%増加)<sup>10</sup>。第7次エネルギー研究プログラムから、特定の技術だけでなく、エネルギーシステムの根本的な再構築において主要な役割を担う分野横断的な技術についても適用されるようになった。「デジタル化」や「エネルギー転換」と共に、輸送や産業・建物の冷熱分野において再エネが効率的に利用されることを可能とする「セクターカップリング」が重要視されている。余剰の再エネ電源からグリーン水素(合成燃料)を製造して各分野での燃料や熱としての活用が目指される。

第7次エネルギー研究プログラムでは大規模実証(ドイツ語で‘Reallabor’という言葉が使われており、‘実際の環境での実験(laboratory)’を示す<sup>11</sup>)も注力されている。2019年7月、ドイッ連邦経済エネルギー省(BMWi)は、低炭素水素を対象とする「エネルギー転換のための大規模実証(Reallabore der Energiewende)」に関する競争入札の結果を公表した<sup>12</sup>。低炭素水素の製造・輸送・利用に関する20のプロジェクトが選ばれ、これらのプロジェクトに対してBMWiは年間€1億の資金を提供する。大規模実証からエネルギーシステムやエネルギー転換に対する影響等、新しい技術を実際に運用していくための知見の習得が期待される。また、ビジネスモデルが長期的に競争力を持つために必要な法的枠組みの構築にも役立っている。

連邦政府による水素・燃料電池のR&D支援は年間€2,000万前後で推移しており、2018年は€2,441万であった(図1)。以前は、燃料電池技術に関するプロジェクトへの支援が多かったが、近年では水素生産・貯蔵技術に

<sup>9</sup> The Federal Government (September 20, 2019). “Climate Action Programme 2030” (<https://www.bundesregierung.de/breg-en/issues/climate-action/klimaschutzprogramm-2030-1674080>)

<sup>10</sup> BMWi (2018). *Innovations for the Energy Transition – 7th Energy Research Programme of the Federal Government*. Berlin/BMWi. p.8

<sup>11</sup> Jensterle, M. et al. (2019). *The role of clean hydrogen in the future energy systems of Japan and Germany*. Berlin/Adelphi. p.14

<sup>12</sup> BMWi (July 18, 2019). “Altmaier verkündet Gewinner im Ideenwettbewerb ‚Reallabore der Energiewende‘: „Wir wollen bei Wasserstofftechnologien die Nummer 1 in der Welt werden.“ (<https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2019/20190718-altmaier-verkuendet-gewinner-im-ideenwettbewerb-reallabore-der-energiewende.html>)

関するプロジェクトへの資金も拡大している。

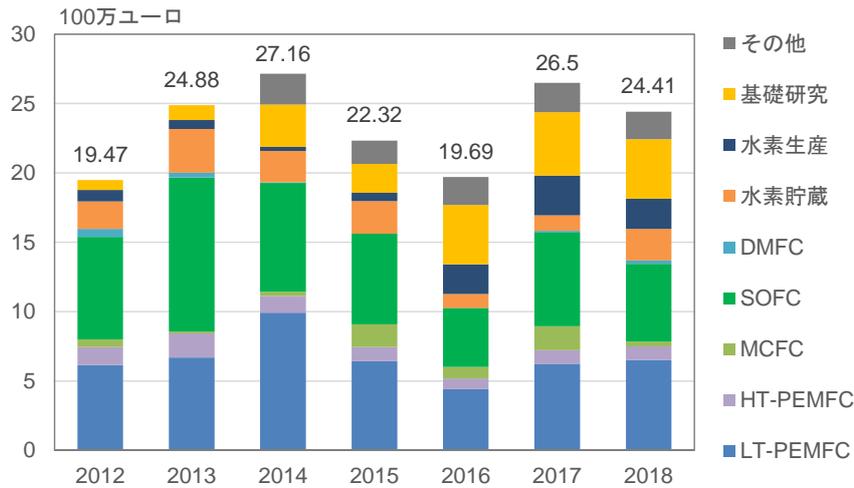


図1 水素・燃料電池プロジェクト支援資金

(注) LT-PEMFC：固体高分子形燃料電池（低温）、HT-PEMFC：固体高分子形燃料電池（高温）、MCFC：溶融炭酸塩形燃料電池、SOFC：固体酸化物形燃料電池、DMFC：ダイレクトメタノール形燃料電池  
 (出所) BMWi (2019) Table 2<sup>13</sup>より作成

### 2-1-2. 国立水素・燃料電池技術機関（NOW）による水素・燃料電池の推進

ドイツで水素・燃料電池開発・推進の中心的な役割を担うのが国立水素・燃料電池技術機関（National Organisation of Hydrogen and Fuel Cell Technology, NOW）である。NOW は、政府と産業界や研究機関の連携を図り、国内外での活動を調整・推進している<sup>14</sup>。NOW の主要な活動が、水素・燃料電池技術革新国家プログラム（National Innovation Programme Hydrogen and Fuel Cell Technology, NIP）の管理・運営である。NIP は、水素・燃料電池技術の市場参入を可能とし、国際的にも競争力のある技術の育成を目的としており、輸送部門を中心に燃料電池の開発や水素ステーションの整備等を支援している。連邦政府は、第1フェーズ（2007～2016年）では€7億、第2フェーズ（2016～2026年）では€14億を拠出する<sup>15</sup>。第2フェーズであるNIP2では、水素・燃料電池技術のR&D支援を継続しつつ、市場の活性化を追求し、競争力が低い製品に対して必要とされるサポートが提供される<sup>16</sup>。NOW がNIPの枠組みで支援している主要なプログラムにH2 MOBILITYおよびHyLandがある。

#### ① H2 MOBILITY

NOW は、ドイツ国内の水素ステーション（水素充填設備）の整備を管理しており、NIPの枠組みでH2 MOBILITYを支援している<sup>17</sup>。H2 MOBILITYは、2015年に6社（Air Liquide、Daimler、Linde、OMV、Shell、Total）が設立した合弁事業会社（H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co.KG.）で、水素ステーションの整備を行うパートナーシップである。水素回廊（hydrogen corridor）に沿った6つの主要都市（Hamburg、

<sup>13</sup> BMWi (2019). 2019 Federal Government Report on Energy Research – Funding research for the energy transition. Berlin/ BMWi. Table 2 (pp.57-58).

<sup>14</sup> Jensterle, M. et al. (2019). *op.cit.* pp.14-15

<sup>15</sup> The Federal Government (2020). *op.cit.* p.3

<sup>16</sup> NOW. “NIP Programme Funding” (<https://www.now-gmbh.de/en/national-innovation-programme/funding-programme>)

<sup>17</sup> NOW. “Development of a hydrogen refuelling station network” (<https://www.now-gmbh.de/en/national-innovation-programme/aufbau-wasserstoff-tankstellennetz>)

Berlin、Rhine-Ruhr、Frankfurt、Stuttgart、Munich) にそれぞれ最大 10 ヶ所の水素ステーション設立を目指す。このパートナーシップは、欧州委員会の燃料電池水素共同実施機構 (Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking, FCH 2 JU) から支援を受けている。

## ② HyLand

NOW は、新たな取り組みとして、NIP の下、2018 年に「HyLand」と称する地方自治体の水素・燃料電池技術の導入を支援するプログラムを開始した。CO<sub>2</sub> 排出削減目標達成に資するよう輸送部門におけるグリーン水素の導入を目指す。各地域の水素に関するコンセプトの作成や計画の実現化を支援するため、地域の知見に応じて、支援するプロジェクトは「HyStarter」(啓蒙活動や組織立ち上げの支援)、「HyExperts」(コンセプトの作成および詳細な分析)、「HyPerformer」(設備の購入およびコンセプトの実施)に分けられ、競争ベースでの公募が行われた<sup>18</sup>。

その結果、2019 年 9 月には、「HyStarter」として応募数 85 の案件から 9 地域 (7 分野) が選ばれ、続いて 2019 年 12 月に「HyExperts」13 地域および「HyPerformer」3 地域が決定された<sup>19</sup>。「HyStarter」の 9 地域は、ステークホルダーの研修や輸送・暖房・電力・貯蔵分野でのグリーン水素・燃料電池に関する初期のコンセプト作成に関して約 2 年間指導を受ける。一方、「HyExperts」には水素に関するコンセプトを明確なプロジェクト案として作成するために€30 万が支給され、「HyPerformer」は水素や燃料電池に関するコンセプトを実施するために€2,000 万が投資される形で支給される。

## 2-2. 水素利用推進に向けた取り組み

### 2-2-1. 部門別水素利用の現状

ドイツでは日本と同様に化石燃料から生産されるグレー水素が利用されている。ただし、次項でみるように余剰再エネを使ったグリーン水素の実証が積極的に行われている。

**産業部門**で生産される水素のうち、約 4 分の 3 は、製油所および化学産業で生産・消費されている<sup>20</sup>。ただし、低炭素化が困難な産業部門における水素の活用は、CO<sub>2</sub> 排出を削減するために重要な技術であるため、後述するように、様々な水素利用の実証が行われ、その可能性が探求されている。

**輸送部門**では、燃料電池自動車 (fuel cell vehicle, FCV) の普及が進められており、2019 年 10 月時点で FCV530 台、FC バス 21 台、FCトラック 2 台、FC フォークリフト約 100 台と報告されている<sup>21</sup>。燃料電池車両の普及に必要な水素ステーションの整備も順調に行われており、2020 年 6 月時点で、稼働している水素ステーションは 84 ヶ所、建設・計画中は 21 ヶ所となっている<sup>22</sup>。水素ステーション整備目標であった 2020 年 100 ヶ所を達成する見通しである。また、ドイツでは、2018 年 9 月に世界で初めて燃料電池で走る列車が試験的に導入された<sup>23</sup>。Lower Saxony 州の Cuxhaven と Buxtehude を結ぶ 100km の区間で運行され、2020 年 2 月末に試験運転は無事終了している。2022 年には、水素ステーションを設置し、燃料電池の列車 14 両がディーゼル車両に代替する予定である。

**家庭用燃料電池**では、日本のエネファームのように燃料電池を用いたコジェネレーションシステム (ミニ CHP もしくはマイクロ CHP) が普及している。燃料電池を用いた暖房システムは、2019 年 10 月時点で、6,600 台が

<sup>18</sup> NOW. “HyLand- Hydrogen regions in Germany” (<https://www.now-gmbh.de/en/national-innovation-programme/hydrogen-regions-in-germany>)

<sup>19</sup> NOW (September 9, 2019). “HyStarter competition: nine regions win hydrogen region status” (<https://www.now-gmbh.de/en/news/press/hystarter-competition-nine-regions-win-hydrogen-region-status>)

NOW (December 11, 2019). “Germany on its way to becoming a hydrogen country: Another 16 regions receive support for H2 projects” (<https://www.now-gmbh.de/en/news/press/germany-on-its-way-to-becoming-a-hydrogen-country>)

<sup>20</sup> Jensterle, M. et al. (2019). *op.cit.* p.6

<sup>21</sup> International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy (IPHE). “Germany” (<https://www.iphe.net/germany>)

<sup>22</sup> H2.LIVE. <https://h2.live/en/>

<sup>23</sup> Alstom (May 19, 2020). “Successful year and a half of trial operation of the world’s first two hydrogen trains, next project phase begins” (<https://www.alstom.com/press-releases-news/2020/5/successful-year-and-half-trial-operation-worlds-first-two-hydrogen>)

設置されている<sup>24</sup>。ドイツの民生部門では、すでに再エネの余剰電力を使って、水素を生産・貯蔵・燃焼させるシステムを集合住宅に導入する試みがなされている<sup>25</sup>。また、水素から合成燃料（メタン）に転換して貯蔵する動きも見られる。

発電部門に関して、ドイツでは、燃料電池と無停電電源装置（uninterruptible power supply, UPS）を組み合わせたシステムが、停電時や遠隔地等の非常用電源として普及していることが、日本と異なる点として挙げられる。なお、水素を燃焼させるタービンの研究も行われており、現時点では水素混合 60%まで可能で、将来的には 100%が目指されている<sup>26</sup>。

### 2-2-2. Power to Gas (PtG) にみる多様な水素利用の推進

ドイツは、電力から水電解装置によって水素や合成燃料を生産して利用・貯蔵する PtG で世界を先導している。ドイツエネルギー機関（German Energy Agency, DENA）は、2011年に創設した PtG 戦略プラットフォーム（Strategieplattform Power to Gas）によって、PtG の普及、技術開発、市場への参入を促進している<sup>27</sup>。約 30 のパートナー企業が、ビジネスモデルおよび規模の経済の確立のため、PtG の商業化および市場開発に参加している。PtG の事例は着実に増加しており、同プラットフォームでは、計画段階のプロジェクトから、稼働中、商業化したものまで 68 事業（2020年6月時点）の概要が確認できる。この中には、第7次エネルギー研究プログラムの支援対象となった大規模実証も含まれている。

2019年は特に PtG に関する動きが顕著で、2019年初めは PtG における計画・稼働中の水電解装置容量は 50カ所で約 50MW であったのが、同年末までに公表された PtG の計画における水電解装置容量は 600MW に迫る勢いで増加した（図2）<sup>28</sup>。水電解装置の規模が大きくなっており、近い将来、100MW レベルの PtG システムも導入される見通しである。

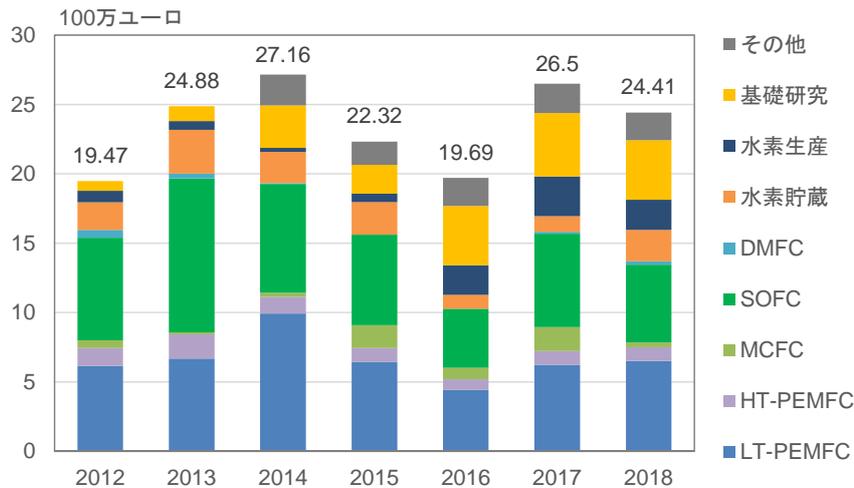


図2 2019年ドイツにおける PtG 設備容量の変化

(出所) TÜV SÜD より作成

多様な PtG の事例の中から、以下に、大規模なグリーン水素事業、産業部門、民生部門で活用される事例を紹介する。

<sup>24</sup> IPHE. *op.cit.*

<sup>25</sup> Jensterle, M. et al. (2019). *op.cit.* p.5.

<sup>26</sup> *Ibid.* p.7

<sup>27</sup> Strategieplattform Power to Gas. <https://www.powertogas.info/die-plattform/>

<sup>28</sup> TÜV SÜD (January 28, 2020). "Power-to-Gas expansion on steep growth path" (<https://www.tuvsud.com/en/press-and-media/2020/january/power-to-gas-expansion-on-steep-growth-path>)

## (1) 大規模グリーン水素事業

**ELEMENT EINS** : TenneT (送電)、Gasunie Deutschland および Thyssengas (ガス輸送) が、Lower Saxony 州で TenneT が所有する変電所に風力を使う 100MW の PtG プラントの建設を計画している<sup>29</sup>。2022 年から運転を開始し、水素は既存のガスパイプラインを活用して輸送され、暖房や産業部門でのガスを代替することで低炭素化を可能にする。

**Hybridge** : 同様のプロジェクトに Amprion (送電) と Open Grid Europe (ガス輸送事業) が計画している「Hybridge」がある<sup>30</sup>。€1 億 5,000 万を投じて Emsland 南部 (Lower Saxony 州と North Rhine-Westphalia 州の間) にある Amprion の変電所に 100MW の PtG システムの建設を計画している。2023 年から運転を開始し、当プロジェクトも既存のガスパイプラインを活用して水素を輸送する。輸送部門への燃料としての水素供給や水素の貯蔵も計画されている。

**ReWest 100 (Reallabor Westküste 100)** : Schleswig-Holstein 州で「Westküste 100」が、洋上風力による電力から水素を製造して、産業・輸送部門の低炭素化、および、水素の貯蔵 (岩塩空洞や枯渇ガス田) を行うプロジェクトである<sup>31</sup>。5 年間のプロジェクトでは水電解装置 30MW が設置され、運転や管理に関する知見を蓄積した後、次の段階として 700MW の水電解装置が考えられている。水の電気分解によって水素と共に得られた酸素を、セメント工場の燃焼工程に用いることで CO<sub>2</sub> 排出を抑制できる<sup>32</sup>。さらにセメント工場から排出される CO<sub>2</sub> は、製油所で原料として合成燃料 (航空用燃料もしくは化学原料) の製造に活用される。このように、セメント産業および航空部門の低炭素化を促す仕組みとなっている。

## (2) 産業部門

**GrInHy** および **GrInHy2.0** : GrInHy (Green Industrial Hydrogen via steam electrolysis) (2016 年 3 月～2019 年 2 月) は、可逆型高温水電解装置 SOEC (150kW) を製鉄プロセスに組み込んで、その効率性および機能の検証が行われた。約 10,000 時間運転を行った結果、再エネからの電力だけでなく製鉄工程における排熱を利用してグリーン水素を生成し、電解効率 84% (LHV) と高い効率性が示された (燃料電池の実験は試験台に問題が生じ中断)<sup>33</sup>。GrInHy2.0 (2019 年 1 月～) では、この電解効率 84% を証明することに加えて、SOEC を 720kW に拡大して同様の実証が続けられる (図 3)<sup>34</sup>。2022 年までに 13,000 時間運転し、

€7/kg 以下での高純度の水素 (99.98%) 100 トンを生産し、製鉄プロセスで活用する。GrInHy2.0 の予算は €550 万で、5 社 (Salzgitter AG (鉄鋼)、Sunfire (高温水電解装置製造)、Paul Wurth (エンジニアリング)、Tenova (金属鉱業)、CEA (フランス研究機関)) が参加している<sup>35</sup>。なお、Salzgitter グループが進めている CO<sub>2</sub> 排出を削減するための SALCOS (Salzgitter Low CO<sub>2</sub> Steelmaking) プロジェクトでは水素を重視しており、

<sup>29</sup> TenneT (January 20, 2020). “Power-to-Gas-Projekt ELEMENT EINS fasst Standort Diele ins Auge” (<https://www.tennet.eu/de/news/news/power-to-gas-projekt-element-eins-fasst-standort-diele-ins-auge/>)

<sup>30</sup> Hybridge. <https://www.hybridge.net/index-2.html>

<sup>31</sup> Westküste 100. <https://www.westkueste100.de/en/>

「Westküste 100」は、Schleswig-Holstein 州で設立した異業種の 9 企業・機関 (EDF Germany (エネルギー)、Holcim Germany (建築材料製造)、OGE (ガス輸送)、Ørsted (洋上風力)、Raffinerie Heide (製油所)、Stadtwerke Heide (電力・ガス・水・熱の公益企業)、thyssenkrupp Industrial Solutions (エンジニアリング)、Heide Region Development Agency (都市計画・地域経済の公益機関)、the Fachhochschule Westküste University of Applied Science) から構成されるパートナーシップ。

<sup>32</sup> 酸素燃焼 (oxyfuel combustion) という CO<sub>2</sub> 回収技術の一つ。

<sup>33</sup> GrInHy2.0. <https://www.green-industrial-hydrogen.com/>

<sup>34</sup> Salzgitter AG and Sunfire GmbH (March 14, 2019). “GrInHy2.0 – Hydrogen for low-CO<sub>2</sub> steelmaking.” ([https://www.green-industrial-hydrogen.com/fileadmin/user\\_upload/2019\\_March\\_GrInHy\\_2.0\\_press-release.pdf](https://www.green-industrial-hydrogen.com/fileadmin/user_upload/2019_March_GrInHy_2.0_press-release.pdf))

<sup>35</sup> GrInHy はドイツ国内外から 8 企業・機関 (Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH、Salzgitter Flachstahl GmbH、Boeing Research and Technology Europe、Sunfire GmbH、VTT Technical Research Centre of Finland、EIFER - European Institute for Energy Research、Institute of Physics of Materials, Brno、Politecnico di Torino) が参加。

GrInHy2.0でも鉄鉱石の還元技術として注視している。

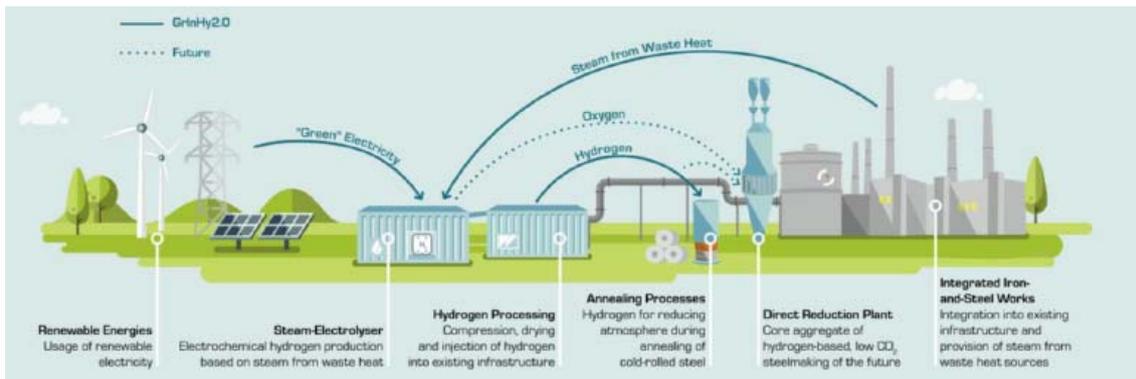


図3 GrInHy2.0の概念図

(出所) GrInHy2.0

**CCU P2C Salzburgen** : Salzburgen の清掃工場から排出される CO<sub>2</sub> を CO<sub>2</sub> 分離回収装置 (64,000 t-CO<sub>2</sub>/年) で回収し、グリーン水素と CO<sub>2</sub> から合成燃料 (メタン) を製造し、合成燃料を活用する CCU について実証が計画されている<sup>36</sup>。

### (3) 民生部門

**Exytron climate-friendly living** および **Exytron Zero-Emission residential park** : Exytron 社は、再エネの余剰電力から生産した水素を建物の地下等で合成燃料 (メタン) に転換して貯蔵し、需要に応じてメタンを CHP やガスボイラーの燃料として用いて建物に電力・冷熱・温水を供給するシステムを提供している<sup>37</sup>。CHP やガスボイラーから排出される CO<sub>2</sub> はメタン製造に活用されるため循環利用となり、CO<sub>2</sub> 排出を抑えている。このシステムは新築 (「Exytron Zero-Emission residential park」では 37 戸の新築テラスハウス型集合住宅に設置) だけでなく、古い建物を改修する方法としても有効で、「Exytron climate-friendly living」は既存の集合住宅 (1974 年築、70 戸) にルーフトップ PV を設置してこのシステムを導入し、建物の省エネ・低炭素化を可能にした。

## おわりに

ドイツのエネルギー転換に向けた動きを加速するべく国家水素戦略が策定された。連邦政府が国家水素戦略を提示し、技術開発の支援も明確にしたことから、民間部門からの投資が促進される見通しである。水素輸入も視野に入れているため、水素輸出を検討している国との協力関係も進められていこう。現に、国家水素戦略発表直後、ドイツはモロッコとグリーン水素生産に関する協力で合意している<sup>38</sup>。

ドイツの強みは、欧州大での水素推進が可能であることだと考えられる。ドイツだけでなく欧州全体で水素を推進する機運が高まっている。EU は欧州グリーンディール (2050 年に GHG 排出量をネットゼロとする) を掲げ、脱炭素化が進められている。欧州にはノルウェーやスペインのように再エネが電源構成に占める割合が高い国も多い。ノルウェーも同じく 2020 年 6 月に水素戦略を発表しており、燃料電池や都市ガスインフラの活用など、水素利用に関する欧州での法規制について合意されれば、グリーン水素導入の展開が急速に進む可能性もあ

<sup>36</sup> BMWi (2019). “Gewinner des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ – Steckbriefe –” p.1 ([https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/reallabore-der-energiewende-gewinner-ideenwettbewerb-steckbriefe.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=9](https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/reallabore-der-energiewende-gewinner-ideenwettbewerb-steckbriefe.pdf?__blob=publicationFile&v=9))

<sup>37</sup> Exytron. <https://exytron.online/en/the-principle-of-smart-energy-technology-zero-emission-technology/>

<sup>38</sup> Guessous, H. (June 10, 2020). “Morocco First to Partner with Germany to Develop Green Hydrogen Sector” *Morocco World News*

ると考えられる。

日本はいち早く 2017 年に「水素基本戦略」を発表した。日独両国が目指す水素社会への方向性は同じであるが、ドイツの水素戦略と異なり、日本は、水素供給コストや水素利用分野での具体的な数値目標を提示した戦略となっている。例えば、2030 年頃に商用規模の国際的なサプライチェーンを構築し、年間 30 万トンの水素調達、水素コスト 30 円/Nm<sup>3</sup>が目標とされる。また、日本の水素戦略では利用分野として発電も含まれており、2030 年頃に水素発電コスト 17 円/kWh で商用化が目指される。なお、輸送部門では、日本は燃料電池の活用が中心で、FCV、FC バス、FC フォークリフトについては明確な導入目標もあるが、航空部門の燃料については言及していない。他方、合成燃料にも注力するドイツは、グリーン水素から生産された合成燃料（ジェット燃料）の利用目標を掲げている。

最後に、ドイツと日本は良好な経済関係が築かれている。水素技術においても、切磋琢磨して技術革新を進めていくことが望ましい。水素分野の連携でも、これまではグリーン水素のみであったが、ドイツがつなぎとしてブルー水素も輸入限定ではあるが容認するようになった。日本も、ブルー水素の輸入・利用だけではなく、グリーン水素を国内で生産する実証も進めている。2020 年 3 月には、10MW の水電解装置を備えた福島水素エネルギー研究フィールド（FH2R）の稼働が開始した<sup>39</sup>。技術開発によって水素生産コストが低減すれば、水素社会へと近づくことになる。ドイツと日本が水素技術のそれぞれの強みを活かして、世界の脱炭素化へ貢献することが期待される。

---

<sup>39</sup> 新エネルギー・産業技術総合開発機構（2020 年 3 月 7 日）「再エネを利用した世界最大級の水素製造施設「FH2R」が完成 - クリーンで低コストな水素製造技術確立を目指す -」（[https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5\\_101293.html](https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101293.html)）

# 緊急事態宣言による電力需要曲線の変化の推計

## — 人工ニューラルネットワークを用いた推計 —

永富 悠\*、相澤 なつみ\*\*、岡林 秀明\*\*\*、松尾 雄司\*\*\*\*

### 要旨

新型コロナウイルス感染症（COVID-19）の拡大に伴い、諸外国では経済活動の自粛および都市封鎖（ロックダウン）と呼ばれる強力な措置が実施され、経済活動に大きな影響を与えている。そして、その結果としてエネルギー需要も大きく減少していることが指摘されている。日本でも COVID-19 の拡大に伴い外出自粛の奨励を経て、緊急事態宣言が発出されるに至った。本稿では、日本を対象に COVID-19 の拡大と緊急事態宣言に伴うエネルギー需要への影響について特に毎時の電力需要への影響に着目し、分析を行った。分析には弊所で開発した人工ニューラルネットワークを用いることで気温を含む気象条件等を考慮した予測値を評価し、これと実績値と比較することで緊急事態宣言による電力需要曲線の変化を推計した。

分析より、東京エリアでの4月の電力需要の減少幅は約3.8%、5月は約9.5%と推計された。緊急事態宣言に伴う電力需要への影響は地域によって異なるが、感染者数の増加が大きい大都市圏においてより大きな影響が窺える。また、一日の時間帯別に見ても電力需要への影響は地域毎に違いがあり、地域の産業構造などを反映したものと考えられる。

### 1. はじめに

新型コロナウイルス感染症（COVID-19）の拡大に伴い、諸外国では経済活動の自粛および都市封鎖（ロックダウン）と呼ばれる措置が実施され、経済活動に大きな影響を与えている。また、エネルギー需要も経済活動の低迷や都市封鎖に伴う自宅待機の拡大によって幅広い部門で大きく減少している。日本でも COVID-19 の拡大によって、4月7日には東京都、埼玉県、千葉県、神奈川県、大阪府、兵庫県、福岡県の7都府県を対象に緊急事態宣言を発出し、広範囲な自粛を求めることとなった。その後、4月16日に緊急事態宣言が全都道府県に拡大されるなど、日本においても COVID-19 の拡大およびそれに伴う経済活動の低迷によってエネルギー需要についても大きな影響が指摘されている。

COVID-19 の拡大に伴う電力需要への影響に関する報告事例として、我孫子（2020）<sup>1</sup>は、東京電力パワーグリッド管内について4月下旬時点で例年比10%弱減少したと分析している。他に資源エネルギー庁（2020）<sup>2</sup>は、2020年4月の需要実績の前年度と比較して気象補正無で▲9.2%～▲1.1%（例：東京エリアは▲4.2%）、気象補正有で▲5.0～▲1.1%（例：東京エリアは▲4.0%）と報告している。また、気象協会は、2020年6月11日付の電気新聞の紙面<sup>3</sup>において、気温の違いを考慮しても平日の需要は過去数年に比べて10%程度落ちていることを指摘し、企業活動の停滞や自粛がその要因であると分析している。COVID-19 の拡大とそれに伴う緊急事態宣言による電力需要の影響を正確に分析するためには、気温を含む気象条件の補正が重要である。これについて我孫子は過去3年分の同時期の日平均気温と1日の電力需要データから予測しており、気象協会は過去5年のデータより日平均気温と需要の関係から近似曲線を用いて分析している。なお、資源エネルギー庁の分析については気象

\* （一財）日本エネルギー経済研究所 電力・新エネルギーユニット電力グループ 主任研究員

\*\* （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 研究員

\*\*\* （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 主任研究員

\*\*\*\* （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

<sup>1</sup> 我孫子 尚斗, (2020). 新型コロナによる電力需要への影響. <https://www.mri.co.jp/knowledge/mreview/202006-1.html>

<sup>2</sup> 資源エネルギー庁, (2020), 電力需給に関連する事項について, [https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/pdf/025\\_07\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/025_07_00.pdf)

<sup>3</sup> 電気新聞, 新型コロナで需要1割減, 2020年6月11日

補正の詳細は不明である。

本稿では、日本について COVID-19 の拡大と緊急事態宣言によるエネルギー需要への影響について、特に毎時の電力需要への影響に着目し、分析を行った。分析にあたり弊所で開発した人工ニューラルネットワークを用いることで気温を含む気象条件等を考慮した予測値を評価し、これと実績値と比較することで緊急事態宣言による電力需要曲線の変化を推計した。

## 2. 推計方法及び使用データ

### 2-1. 推計方法：人工ニューラルネットワークを用いた電力需要曲線推計モデル

本稿では、人工ニューラルネットワーク (Artificial Neural Network: ANN) を用いた電力負荷曲線推計モデルを用いて COVID-19 の拡大、もしくは緊急事態宣言がなかった場合の電力需要曲線を推計し、それを電力需要の実績値と比較することにより、緊急事態宣言が電力需要曲線に与えた影響を推計した。ANN は機械学習の手法の中でも近年最も多く用いられているものの一つであり、電力需要予測に適用する研究例も多く公表されている。これは過去の「入力データ」と「出力データ」の組を多数用意し、それを「学習」させることによって予測モデルを作成し、それに新たな入力データを与えることで、それに対応する出力データを得るものである。本稿で用いたモデルは、以下のデータ（詳細は附録1を参照）を扱うものである。

入力データ：その日の暦データ（年、月、日、曜日及び祝日）及び気象データ（気温、降水量及び全日射量の24時間値）

出力データ：電力需要（24時間値）

本稿では非常事態宣言による電力需要の変化を推計するため、まず COVID-19 の拡大前の状況について 2012 年 1 月 1 日から 2020 年 3 月 1 日までの入力・出力データを用いてモデルを学習させ、そのモデルに感染拡大後の日の入力データを入れて 2020 年 5 月 31 日までの出力データを得、それを実績値と比較している。モデルとしては、既報<sup>4</sup>において用いたものを修正して利用した。モデルの概要を附録2に示す。

### 2-2. 使用データ

本稿では、既報を踏まえて日本国内の 10 送配電電力会社のエリアごとに分析を行った。入力データとしてはその日の暦データ（年、月、日、曜日及び祝日）及び気象データ（気温、降水量及び全日射量の24時間値）を用いて出力データとして電力需要（24時間値）を分析する。これより、暦データ及び気象データを考慮する形で電力需要を分析している。このように気温を含む気象条件等を考慮した予測値と実績値を比較することで、COVID-19 の拡大及び緊急事態宣言の発出に伴う影響をより正確に分析可能となる。

使用データの概要、出所などについては附録1に示す。

## 3. 評価結果

### 3-1. エリア毎の比較

本節では、まず地域毎の評価結果を示す。代表地域として東京エリアおよび電力需要の減少幅が最も大きい中部エリアの結果について詳細に示す。その後、次節において各エリアの結果を横並びで比較する。

#### 3-1-1. 東京エリア

東京エリアは日本国内で COVID-19 の感染者数が最も多く、緊急事態宣言に先立って外出自粛の呼びかけが

<sup>4</sup> 松尾雄司, 大谷公哉, 柴田智文, 寄田保夫, 川上恭章, 永富悠, (2018). 人工ニューラルネットワークを用いた短期電力需要予測—国内10地域を対象とした検討—. <http://eneken.ieej.or.jp/data/8106.pdf>

<sup>5</sup> 柴田智文, 大谷公哉, 寄田保夫, 川上恭章, 永富悠, 松尾雄司, (2019). 人工ニューラルネットワークによる電力需要予測の影響要因評価—学習条件による影響—, 『エネルギー・資源学会論文誌』, 40(5), pp. 144-153.

実施されていた。また、同エリアは電力需要が国内で最大のエリアであり、特にオフィスや商業などの業務部門の需要が大きいため、外出自粛による電力需要への影響が大きいことが想定されるエリアである。

評価結果より、4月の東京の電力需要（実績値と推計値の推移）については、緊急事態宣言以前では推計値と実績値の差は大きくない（図1）。その後、4月7日の緊急事態宣言発出後から実績値と推計値の差が広がり、4月後半にかけてその差が大きくなっている（図2）。これより、緊急事態宣言後の外出自粛等の徹底や小売業や飲食業等の休業や製造業の事業休止などによって電力需要への影響が拡大していったと考えられる。

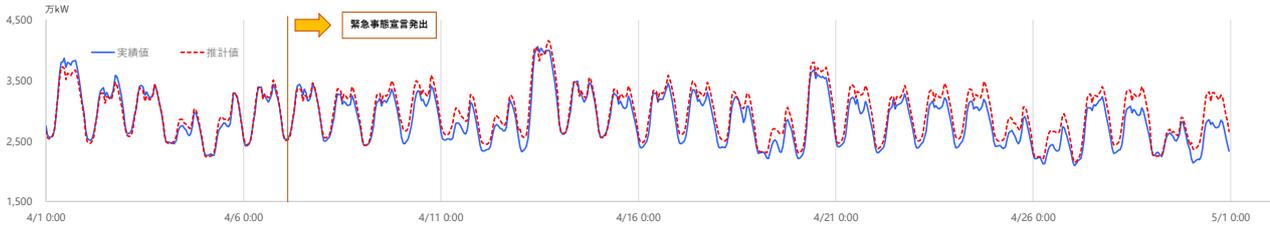


図1 東京エリアの電力需要（実績値と推計値の推移）（4月）

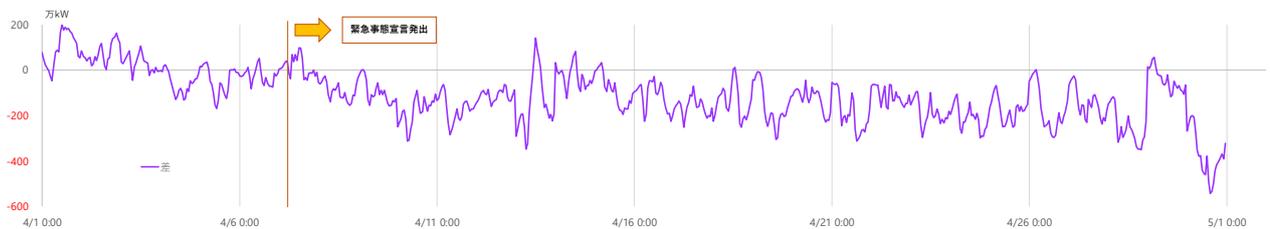


図2 東京エリアの電力需要（実績値と推計値の差）（4月）

その後、5月に入り、推計値と実績値の差は更に拡大しており、大型連休中には電力需要が大きく抑制された（図3、図4）。外出自粛に伴う大型連休のレジャー等の自粛や連休中のイベントの中止などにより、東京エリアの人々の活動が大きく制限されたことが電力需要の減少につながったと言える。連休明けについても5月4日に緊急事態宣言が31日まで延長されることが発表されたことで、大型連休中の自粛が延長される形で電力需要の減少が継続したと言える。その後、5月25日に東京エリアに於ける緊急事態宣言の解除が発表されており、解除の決定以前からの解除観測などより、5月下旬にかけて電力需要の減少幅が縮小していることが窺える。

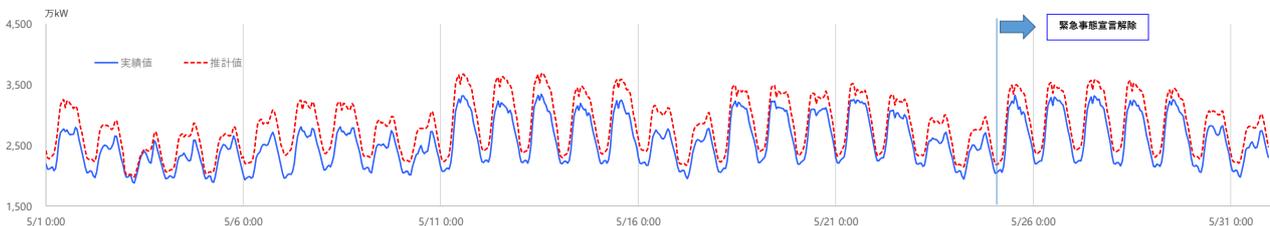


図3 東京エリアの電力需要（実績値と推計値の推移）（5月）



図4 東京エリアの電力需要（実績値と推計値の差）（5月）

以上より、東京エリアでは特に緊急事態宣言発出後に電力需要が減少し始め、4月末からの大型連休明けにかけて電力需要の減少が大きくなっていったことが窺える。その後、緊急事態宣言の解除に向かって電力需要の削減幅が徐々に縮小していく傾向であった。東京エリアの4月の電力需要減少幅は推計値に対して約3.8%、5月は約9.5%と推計された（表2、表3）。

### 3-1-2. 中部エリア

中部エリアは日本国内での COVID-19 の拡大初期段階において感染者の拡大が見られたエリアであり、4月10日に愛知県が独自の緊急事態宣言を発出したエリアである。また、自動車産業や航空機関係などの製造業を抱えるエリアであり、電力需要についても産業部門の占める割合が大きいエリアである。

評価結果より、4月の中部の電力需要（実績値と推計値の推移）については、緊急事態宣言以前から推計値と実績値の差が徐々に拡大している（図5）。その後、4月16日の緊急事態宣言の対象地域の拡大を受けて中部エリアも対象となったことを受けて実績値と推計値の差が広がり、4月後半にかけてその差が徐々に拡大している（図6）。これより、中部エリアでは緊急事態宣言の発出以前より、愛知県独自の取り組みや国内外に広がる製造業のサプライチェーンの影響を含めて産業全体の活動量の低下の影響もあり、4月を通じて電力需要の減少影響があったと言える。更に大型連休にかけて製造業関連に加えて、小売業や飲食業等の休業等も広がることで電力需要への影響が拡大していったと考えられる。

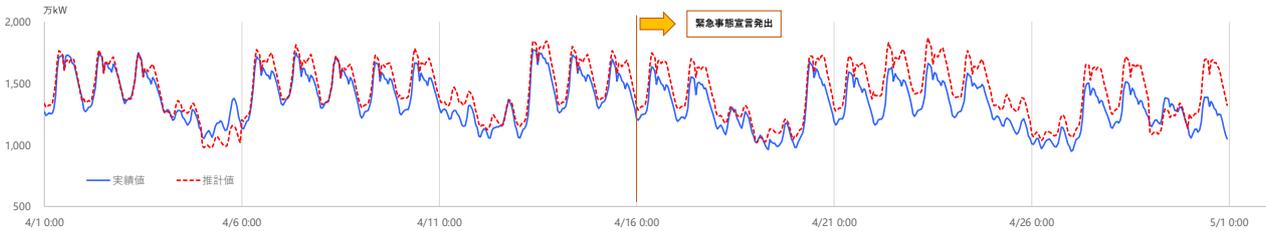


図5 中部エリアの電力需要（実績値と推計値の推移）（4月）

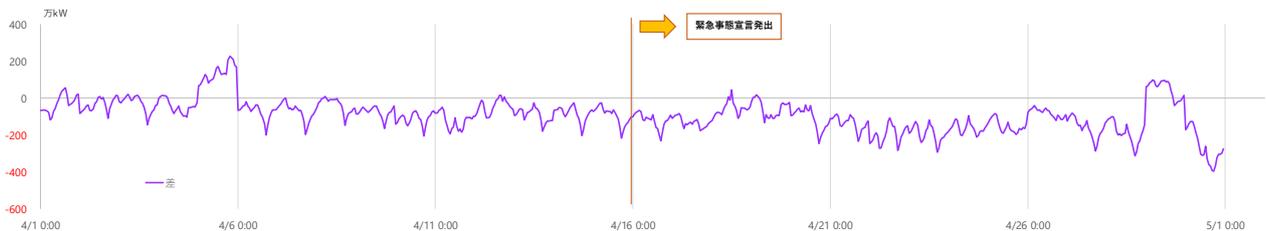


図6 中部エリアの電力需要（実績値と推計値の差）（4月）

5月に入り、推計値と実績値の差が4月よりも更に拡大しており、大型連休中に電力需要が大きく抑制されたと言える（図7、図8）。これは、東京エリアと同様に外出自粛に伴うレジャー等の自粛や連休中のイベントの中

止などにより、人々の活動が大きく制限されたことが電力需要の減少につながったと考えられる。大型連休中の5月4日に緊急事態宣言が31日まで延長されることが発表されたものの、中部エリアでは新規感染者数の増加速度が鈍化していたことで早期に緊急事態宣言が解除されるとの観測もあり、大型連休明けから徐々に電力需要減少幅が縮小した。その後、5月14日の緊急事態宣言の解除が発表され、5月下旬にかけて電力需要の減少幅が縮小した。

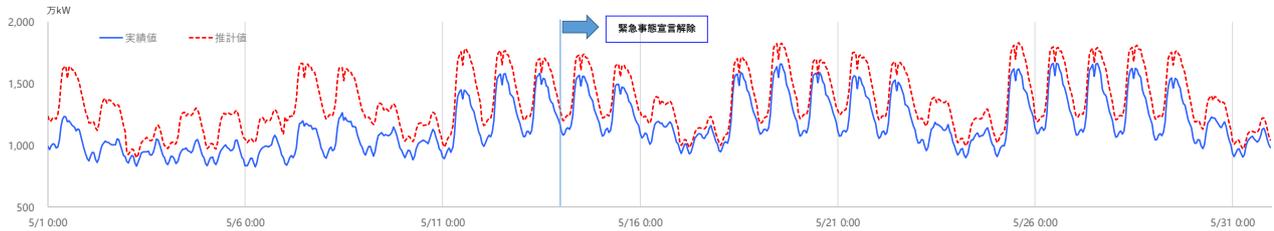


図7 中部の電力需要（実績値と推計値の推移）（5月）

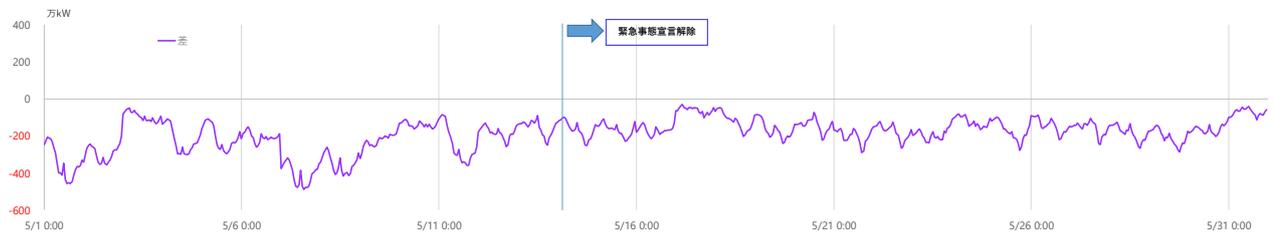


図8 中部エリアの電力需要（実績値と推計値の差）（5月）

以上より、中部エリアでは特に緊急事態宣言発出以前より電力需要が減少し始めており、これが4月末からの大型連休明けにかけて大きくなっていったことが窺える。その後、大型連休明けの緊急事態宣言の解除に向かって電力需要の削減幅が徐々に縮小していく傾向であった。また、中部エリアの4月の電力需要減少幅は約6.4%、5月は約14.0%と推計された（表2、表3）。

### 3-1-3. 東京エリアと中部エリアの一日の需要曲線の比較

東京エリアと中部エリアでの分析結果より、いずれも緊急事態宣言の影響等により電力需要が減少した。特に中部エリアでは電力需要の減少幅が他エリアに比較して大きく、COVID-19に伴う外出自粛ならびに産業への影響が大きいエリアであったと言える。

電力需要曲線の変化については、緊急事態宣言がない状況を想定した推計値に対して緊急事態宣言発令時の毎時の電力需要の変化を分析すると、東京エリアは比較的フラットに5%から10%程度減少しているのに対して、中部エリアでは特に17時前後で15%を超える需要減が見られており、時間による電力需要への影響の違いが窺える（図9）。本分析はエリア全体のマクロの電力需要データを用いた分析であるため時間帯別の電力需要の変化について部門別もしくはエリア内の地域別まで踏み込んだ分析は難しい。部門別の違いに関する一つの仮説としては、中部エリアでは電力需要に占める製造業の割合が大きいため、他のエリアでも考えられる小売業や飲食業等の休業の影響に加えて製造業の需要の変化が全体の時間帯別需要の変化により大きく影響を与えているのではないかと考えたことも考えられる。

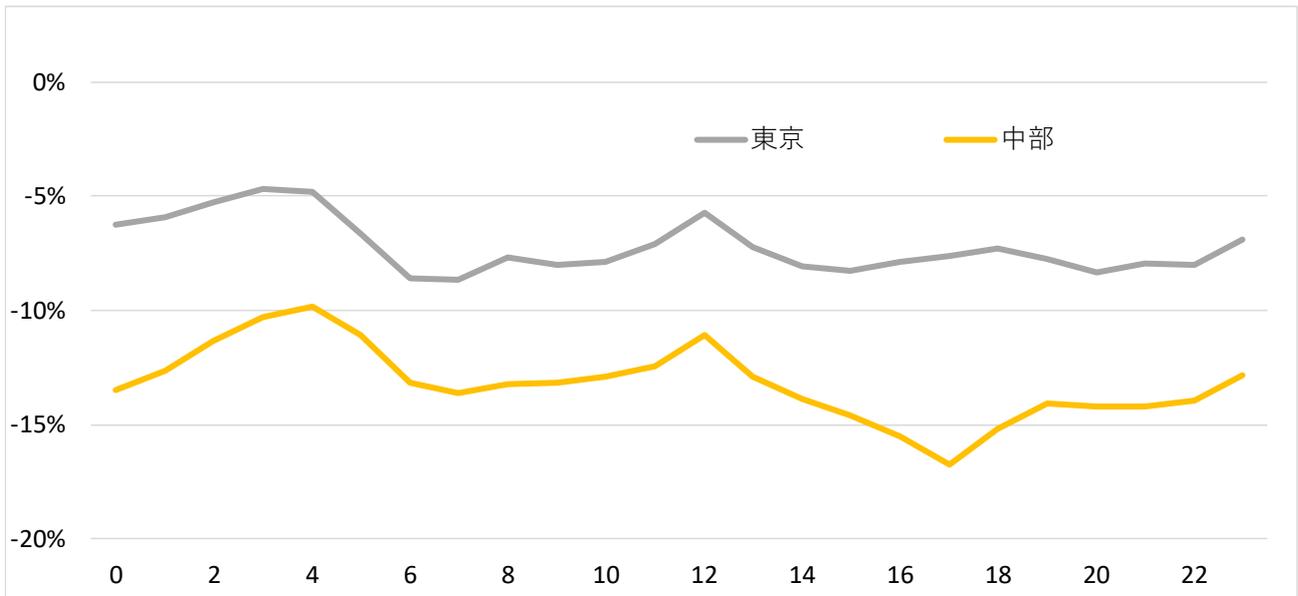


図9 推計値に対する緊急事態宣言発令期間中における電力需要の時間帯別変化率 (東京エリアと中部エリア)

### 3-2. エリア間の比較

本節では、各エリアの分析結果を月ごとに比較することで、地域間の違いおよび緊急事態宣言含む新型コロナウイルス対策の進展に伴う影響の変化について示す。

#### 3-2-1. 3月の電力需要

3月は特に大都市圏および北海道を中心に感染者の増加が見られていたが、緊急事態宣言は発出されておらず、各自治体の取り組みや自粛の奨励と言う形で経済活動への影響、電力需要への影響が出た時期であった。電力需要の影響も比較的軽微であるが、東京、関西エリアでは他エリアよりもやや需要の減少幅が大きい。

表1 3月の電力需要の平均値 (万kW)

	実績値	推計値	変化率	(参考) 2019年実績
北海道	367	367	0.0%	370
東北	950	962	-1.2%	977
東京	3,167	3,209	-1.3%	3,195
中部	1,507	1,521	-0.9%	1,556
北陸	341	341	0.0%	351
関西	1,588	1,620	-2.0%	1,662
四国	304	302	0.7%	308
中国	674	681	-1.0%	690
九州	931	940	-0.9%	949
沖縄	77	78	-0.9%	76

(出所) 2019年実績は2020年と比較して曜日調整を行った期間の値。以下同様

### 3-2-2. 4月の電力需要

4月に入り、4月7日に7都府県を対象にした緊急事態宣言が発出され、続く4月16日の緊急事態宣言が全都道府県に拡大されたことにより、全国的な対策の進展と幅広く外出の自粛が求められた。この結果、3月と比較して需要への影響の地域差が拡大しており、中部、関西、沖縄の減少幅が大きい。

表2 4月の電力需要の平均値（万kW）

	実績値	推計値	変化率	(参考) 2019年実績
北海道	325	330	-1.6%	323
東北	876	879	-0.3%	873
東京	2,853	2,966	-3.8%	2,910
中部	1,346	1,439	-6.4%	1,386
北陸	314	319	-1.6%	312
関西	1,453	1,528	-4.9%	1,493
四国	282	281	0.2%	275
中国	615	603	2.0%	616
九州	860	879	-2.2%	862
沖縄	74	78	-5.2%	82

### 3-2-3. 5月の電力需要

5月に入り、大型連休中の外出の自粛によってレジャー関連の経済活動が縮小したことで同期間では全てのエリアで電力需要の大きな減少が見られた。連休明けの5月14日から緊急事態宣言は段階的に解除され、同月25日には東京、神奈川、千葉、埼玉の1都3県と北海道について緊急事態宣言が解除されたことで、全国で緊急事態宣言が解除された。全国的に見ても大型連休中の大幅な需要の落ち込みから、緊急事態宣言の解除観測等を受けて連休明け頃から電力需要の低減幅は徐々に縮小した。地域間の比較では、中部、関西、中国の電力需要の落ち込みが大きい。

表3 5月の電力需要の平均値（万kW）

	実績値	推計値	変化率	(参考) 2019年実績
北海道	285	297	-4.3%	295
東北	757	826	-8.4%	815
東京	2,553	2,822	-9.5%	2,848
中部	1,162	1,352	-14.0%	1,355
北陸	258	286	-9.9%	288
関西	1,296	1,462	-11.4%	1,456
四国	256	267	-4.3%	265
中国	529	593	-10.8%	585
九州	790	848	-6.8%	855
沖縄	84	91	-7.5%	87

以上の結果より、地域毎の電力需要の変化を時系列で見ると、東京、中部、関西の大都市圏において緊急事態

宣言の影響も含めて需要の減少幅が拡大したことが窺える（図10）。緊急事態宣言の影響も含めて COVID-19 対策による電力需要への影響は各地域の産業の構成や気象条件の違い等によって差が生まれたものと考えられる。今後、COVID-19 の拡大を抑えながら経済活動を再開して行くにあたり、いわゆる“新しい生活様式”の実践が奨励されているが、この中で電力需要にどのような影響が出るかが注目される。

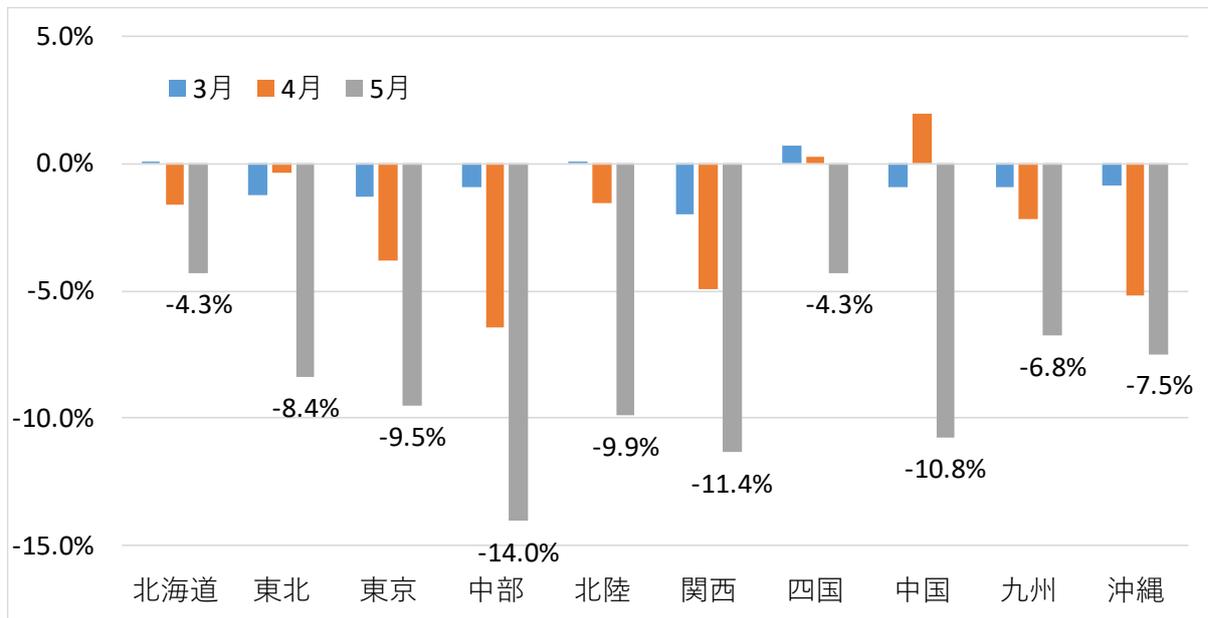


図10 推計値に対する実績値の変化率（各月平均値）

### 3-2-4. 一日の需要曲線の10エリアの比較

3-1-3 項の分析を踏まえて、一日需要曲線の変化について一日の変化の平均値からの乖離を示した（図11）。図11より、一日の中でも早朝は需要の減少幅が一日の平均より小さいため値としてはプラスになるが、夕方に向かって削減幅が大きくなり平均を下回る、より大きな需要減が発生している傾向にある。これより、人の活動量が大きい時間帯においてより大きく需要が減少していると言える。また、例えば中部エリアについては一日の中でも特に17時前後の削減幅が大きいことは3-1-3 項で示したとおりであるが、10 エリアで比較すると他に中国エリアや四国エリアも同時間帯で需要の減少幅が大きいことが見て取れる。

緊急事態宣言に伴う電力需要の変化については月単位などでの影響の分析に加えて、本分析で示したような時間毎の違いなどについて踏み込んで分析することで緊急事態宣言、自粛、またテレワーク等の新たな生活様式が電力需要に及ぼす影響について、より詳細に分析することが期待される。



## 附録1 利用データの詳細

本稿で用いたデータの概要は以下の通りである。

- 暦データ（年、月、日、曜日及び祝日）
- 気象データ（気温、降水量及び全天日射量の24時間値）：気象庁HPより作成
- 電力需要（24時間値）：一般送配電事業者発表資料より作成

表附1-1 電力需要分析データ一覧

地域	収録期間	データ 日数	データ 欠損日数
北海道	2012/1/1-2020/5/31	3,038	36
東北	2012/1/1-2020/5/31	2,610	464
東京	2012/1/1-2020/5/31	3,045	29
中部	2012/1/1-2020/5/31	3,035	39
北陸	2012/1/1-2020/5/31	3,067	7
関西	2012/1/1-2020/5/31	3,066	8
中国	2012/1/1-2020/5/31	3,065	9
四国	2012/1/1-2020/5/31	3,067	7
九州	2012/1/1-2020/5/31	3,069	5
沖縄	2012/1/1-2020/5/31	1,978	1,096

（出所）各社HP、公表資料より作成，データの欠損は取得漏れによる。

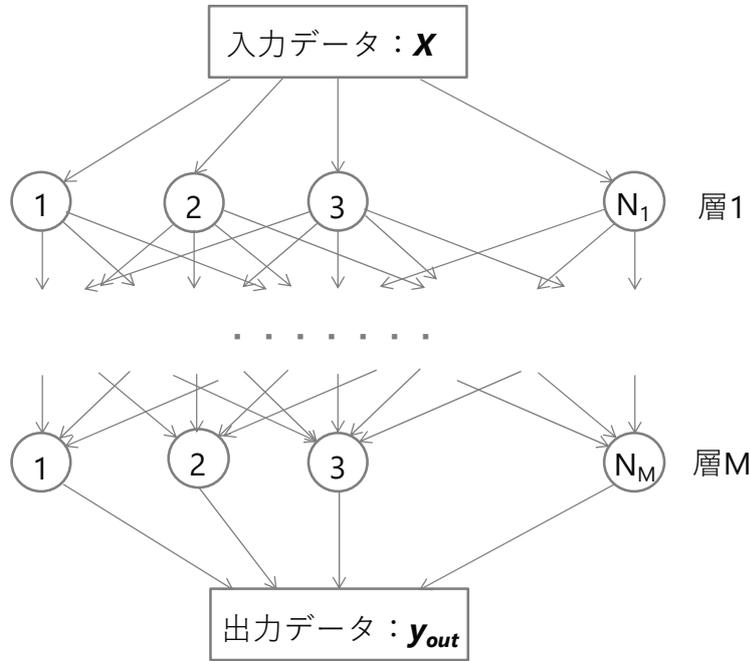
表附1-2 気象データ対象都市

地域	都市
北海道	札幌
東北	仙台
東京	東京
中部	名古屋
北陸	富山

地域	都市
関西	大阪
中国	広島
四国	高松
九州	福岡
沖縄	那覇

## 附録2 人工ニューラルネットワークを用いた電力需要曲線推計モデル

本稿では、筆者らが電力需要予測のために開発した ANN による予測モデルを修正して利用した。ANN は入力ベクトルと目標値（スカラーまたはベクトル）との間の非線形な関係を、多量のデータを用いて機械に学習させる手法の一つである。その概念図は図附 2-1 のように表される。



図附 2-1 多層人工ニューラルネットワークの概念図

ここでは、入力層と出力層の間に  $M$  層の中間層（隠れ層）が設定され、 $n$  番目の層は  $N_n$  個のノード（ニューロンと呼ばれる）によって構成される。即ち、 $M$  や  $N_n$  の大小によって、モデルの規模（複雑さ）が決定される。いま入力データが  $N_0$  次元のベクトル  $\mathbf{y}_0 = \mathbf{X}$  で表され、 $n$  番目の中間層が  $N_n$  次元のベクトル  $\mathbf{y}_n$  で表されるとすると、各層の間に次の形の関係式を想定することにより、入力データ  $\mathbf{X}$  から出力データ  $\mathbf{y}_{out} = \mathbf{y}_{M+1}$  が逐次的に計算されることになる。

$$\mathbf{y}_{n+1} = \phi(\mathbf{w}_n \mathbf{y}_n + \mathbf{b}_n) \quad n \in \{0, 1, \dots, M\} \quad (\text{附 2-1})$$

ここで  $\phi$  は活性化関数と呼ばれる非線形の関数であり、行列  $\mathbf{w}_n$  とベクトル  $\mathbf{b}_n$  はウェイト及びバイアスと呼ばれるパラメータである。この活性化関数の非線形性によって複雑な事象をモデル化し、精度の良い予測を行うことが可能となる。

ニューラルネットワークの学習に際しては、学習データとして大量の入力データ  $\mathbf{X}$  と出力データ（教師データ） $\mathbf{Y}$  の組を用意する。そして、入力データをネットワークに与え、得られた出力データと教師データとの誤差（多くの場合、 $\mathbf{y}_{out}$  と  $\mathbf{Y}$  の間の二乗ユークリッド距離が用いられる）を最小にするように、 $\mathbf{w}_n$  と  $\mathbf{b}_n$  が最適化される。ここでは勾配降下法によってこの最適問題を解くことが一般的であり、最初に乱数によって  $\mathbf{w}_n$  と  $\mathbf{b}_n$  の初期値を定め、そこから最適な  $\mathbf{w}_n$  と  $\mathbf{b}_n$  を目指して勾配を降下してゆく。このため、初期値の与え方によって結果がある程度異なるものとなることに注意する必要がある。本稿で用いたモデルでは  $\phi$  としてはソフトプラス関数  $\phi(\mathbf{x}) =$

$\log(1+e^x)$ を用い、また層数  $M$ は3、各層のニューロン数  $N_i$ は30としている。また勾配降下法としてはAdamを用いた。

ここでは  $X$ としてある日 ( $d$ 日)の暦データ(年、月、日、曜日及び祝日)及び気象データ(気温、降水量及び全天日射量の24時間値)を用い、 $Y$ として  $d$ 日の電力需要24時間値を用いた。暦データについては年、月、日はその自然数値そのものを用い、曜日については日曜を0、月曜を1、・・・、土曜を7とする。また祝日については、その日が国民の祝日もしくは12月29日～1月3日、8月13日～16日の期間内であれば1、それ以外であれば0とする。更に、暦データ・気象データ・電力需要データの全ての値を次式に従って規格化し、モデルの入出力データとした。

$$x_t = \frac{X_t - \bar{X}}{X_{max} - X_{min}} \quad (\text{附 2-2})$$

ここで  $X_t$ はもとの値、 $\bar{X}$ 及び  $X_{max}$ 、 $X_{min}$ はそれぞれ  $X_t$ の平均値、最大値及び最小値、 $x_t$ はモデルの入出力データの値である。

なお本稿で用いたモデルは、選択的アンサンブル平均法(試行回数20回)を用いている。この方法の詳細については、本文中で示した既報を参照されたい。

# EUの長期気候変動対策とEUタクソノミーにおける エネルギー関連分野の扱いについての概要整理◆

伊藤 葉子\*

## はじめに

欧州連合（以下、EU）は気候変動対策を強化しており、2050年までの温室効果ガス（以下、GHG）排出削減目標やその実現に向けた施策に関する合意を2019年末に相次いで発表した。その後、新型コロナウイルスの世界的な感染拡大は、欧州においても甚大な被害をもたらしたが、今後のEUの経済対策・支援は、こうした気候変動対策強化の方向性と合致させ、その際にEUが制度構築を進めているTaxonomy（以下、EUタクソノミー）を活用する考えも一部で示されている。

EUタクソノミーは、域内の各種の経済活動について、持続可能性（以下、サステナビリティ）に関するEUの政策目標に適った投資先であるかを峻別するスクリーニングの仕組みである。これまでにEUは、サステナブル・ファイナンス（Sustainable Finance）の取組として、EUの政策方針と投融资のあり方との整合性を高めるための法整備を進めており、EUタクソノミーはその根幹を成し加盟各国に対し強制力を持つ規則（Regulation）として検討が重ねられてきた。冒頭に触れたように、規則の枠組みについての政治的合意が2019年12月に成立し、現在までに規則内容が固まってきている。

EUタクソノミーの制度構築は、サステナビリティの多様な政策課題のうち、気候変動対策に重点を置いて進められ、火力発電や化石燃料に関しては扱いを厳しくしている。EUは、こうした制度を通じ、エネルギー産業をはじめ域内の経済・投融资活動の変容を促すとともに、国際的な展開も視野に入れているが、日本をはじめ広く国際社会が目指すエネルギー政策のあり方との関係については精査が必要であり、日本政府も検討を進めている<sup>1</sup>。

本稿は、EUタクソノミー規則の内容把握を目的とし、はじめにEUにおける長期の気候変動対策の政策枠組みを俯瞰した上で、EUタクソノミーの規則について、その義務内容及び、エネルギー関連分野の扱いについて整理する。

## 1. EUの気候変動対策の政策枠組み

EUはGHGの排出削減の長期目標や、各種の規制・支援策の導入等、気候変動対策強化に関する合意を2019年12月中に相次いで発表した。施策の柱として、(1) GHG排出削減の長期目標の策定、(2) その実現を促す資金の動員（グリーンディール）、及び、(3) 気候変動対策をファイナンスの側面から促進するサステナブル・ファイナンスの取組の3つがある。以下に概要を述べる。

### 1-1. 気候変動対策の長期目標

EU閣僚理事会は、2050年までにGHG排出をネットゼロとする炭素中立化の目標（以下、2050年目標）に2019年12月12日に合意した。これを受け欧州委員会は、「欧州気候法（European Climate Law）」の素案を

◆ 本稿執筆時点において、EUタクソノミー規則は官報（Official Journal）掲載前であるため最終的な規則と異なる内容を含む可能性があるが、検討経緯及び今後必要な手続き（本稿脚注21参照）等を踏まえると、規則内容はほぼ確定していると考えられる。

\* （一財）日本エネルギー経済研究所 化石エネルギー・国際協力ユニット石炭グループマネージャー 研究主幹

<sup>1</sup> 経済産業省は「環境イノベーションに向けたファイナンスのあり方研究会」において「クライメート・トランジション・ファイナンスの考え方」をとりまとめた。経済産業省ニュースリリース（2020年3月30日）

2020年3月4日に発表し<sup>2</sup>、法制化を進めている。EUはこれまでに化石燃料の利用を極力削減する等の脱炭素を推し進めてきたが、同法は、こうした取組に加え、炭素吸収等による炭素除去を強化するとしている。これに伴い、2030年までに1990年比40%削減としていた従前のGHG排出削減目標は、同50～55%削減へと強化される<sup>3</sup>。

2050年目標は、法的拘束力のある目標とされ、当初、石炭の生産国であり石炭火力発電への依存度が高いポーランド及び一部の中東欧諸国が制定に反対していたが<sup>4</sup>、最終的にはポーランドのみが反対の立場を堅持し、現状では、ポーランドを除く全加盟国の合意として採択されている<sup>5</sup>。EUは、目標達成までのプロセスは“段階的且つ公平”(gradual and fair)であることを約束するとしており<sup>6</sup>、ポーランドをはじめ石炭への依存度が高い国・地域に対する支援策<sup>7</sup>等を含め、加盟各国のエネルギー・経済の転換を促すためのグリーンディールを発表している。

## 1-2. グリーンディール

グリーンディールは、2050年目標の達成に向けた包括的な政策パッケージとして、2019年12月11日に欧州委員会が発表した<sup>8</sup>。経済成長と資源利用のデカップリング等、EUの経済社会のあり方を転換させる新たな成長戦略として位置づけられている<sup>9</sup>。

前述(1-1.)のGHG排出削減目標を指針として、低炭素化・脱炭素に向けた投資の促進や、新規技術の開発・革新・普及等の支援、脱炭素の影響が大きい国や地域への支援策等を実施し、そのために大々的に資金を動員するとしている<sup>10</sup>。資金動員の規模としては、EU予算(約5,000億ユーロ)と、想定される民間投資をあわせ、今後10年間で総額1兆ユーロを見込んでいる(図1)<sup>11</sup>。

欧州委員会は、2030年までのGHG排出削減目標の強化(前述1-1.)により、年間に1,000億～1,500億ユーロの追加投資が必要であり、さらに社会面(住宅、医療、教育等)の投資に別途1,420億ユーロが必要と試算している<sup>12</sup>。目標実現に向けた資金ギャップは重要な課題として指摘されているが<sup>13</sup>、これに対し欧州委員会は、サステナビリティを考慮した民間の投資意欲は高まっているとの見方を示し、次節で述べるサステナブル・ファイナンスの取組をあわせて進めている。

<sup>2</sup> 欧州委員会 (COM/2020/80 final)

<sup>3</sup> 欧州委員会素案は、2050年目標はEUが共同で達成するとの主旨を示しているが、報道によれば、各国レベルでの達成が問われる可能性もある。Euractiv (2020年2月17日)

<sup>4</sup> Euractiv (2019年6月21日)

<sup>5</sup> ロイター (2019年12月12日)

<sup>6</sup> 欧州気候法素案発表の際の欧州委員会プレスリリース (2020年3月4日)

<sup>7</sup> Just Transition Mechanism、図1参照。

<sup>8</sup> 欧州委員会 (COM(2019) 640 final)

<sup>9</sup> 欧州委員会 (COM(2020) 21 final)。エネルギー関連以外にも産業部門における循環型経済、生態系保護、食糧問題等の取組も含まれる (COM(2019) 640 final)。

<sup>10</sup> 欧州委員会はグリーンディールに向けた投資計画として Sustainable Europe Investment Plan (SEIP) を2020年1月14日に発表 (COM(2020) 21 final)。

<sup>11</sup> こうした欧州委員会の発表とは別に、欧州投資銀行 (EIB : European Investment Bank) は、グリーン投資として2030年までに1兆ユーロを動員することを2019年11月に発表している (EIB プレスリリース (2019年11月14日))。ただし、欧州委員会及びEIBが示している資金は、既存の支援・予算措置を含むもので、多くの重複があることに注意が必要である (Euractiv (2020年2月10日))。

<sup>12</sup> 欧州委員会 (COM(2020) 21 final)

<sup>13</sup> Financial Times (2020年1月27日)

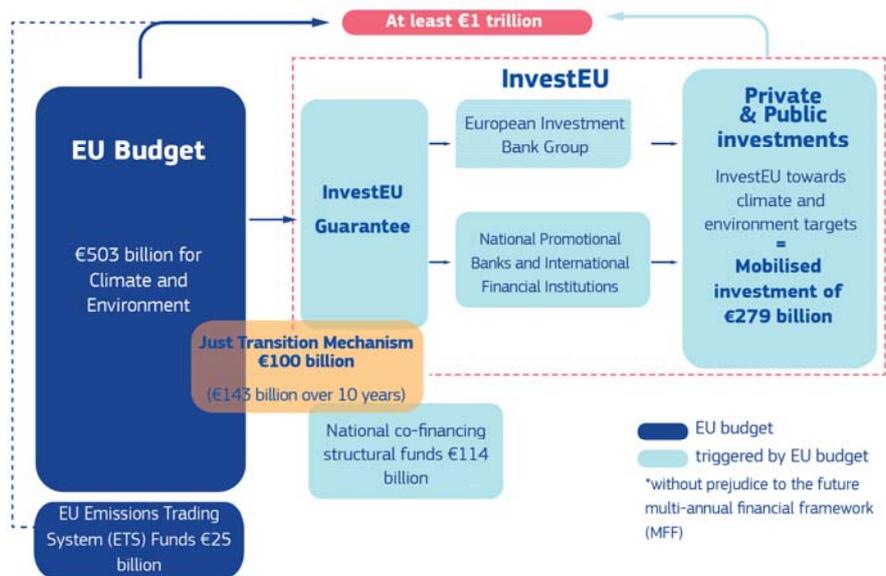


図1 EUのグリーンディールによる資金動員のイメージ

出所：Investing in a Climate-Neutral and Circular Economy, The European Green Deal, January 2020, European Commission より抜粋

### 1-3. サステナブル・ファイナンス

サステナブル・ファイナンスは、一般的には、非財務的要因である ESG<sup>14</sup>に配慮して行う投融資活動として位置づけられるが、EUにおいては、ESGの中でも環境、とりわけ気候変動に関するEUの政策とファイナンスとの整合性を高めるための取組が先行して進められている。官民の金融機関関係者等による専門家グループが2016年10月に設置された頃から検討が本格化し<sup>15</sup>、これまでに、(1) 金融商品のベンチマーク、(2) 金融市場における情報開示、及び(3) EUタクソノミーに関する規制の導入が進められている。

上記(1)については、金融商品のCO<sub>2</sub>排出(carbon footprint)に関する情報を反映させたベンチマークの策定等を目的とした規則が2019年11月27日策定され、発効している<sup>16</sup>。

上記(2)については、金融市場の参加者及び金融関連のアドバイザー業務を行う者を対象に、サステナビリティ配慮に関する情報開示を義務付ける規則が2019年11月27日に策定された(2021年3月10日より適用)<sup>17</sup>。

上記(3)のEUタクソノミーは、域内の各種の経済活動について、EUが定義するサステナビリティの基準に適った投資先(sustainable investment)であるかを峻別するための仕組みであり、域内の統一的なシステムとして運用される。峻別を行うための技術的審査基準(Technical Screening Criteria、以下TSC)の設定状況に合わせ、段階的な施行を予定している。気候変動対策に関するEUタクソノミーの規則の枠組みが2019年末に合意され<sup>18</sup>、TSCの詳細は、欧州委員会が専門家の提言を踏まえ委任法令として順次整備する<sup>19</sup>。

TSCの検討にあたっては、サステナブル・ファイナンスに関する技術専門家グループ(Technical Expert Group on Sustainable Finance、以下TEG)<sup>20</sup>であり、TEGは、気候変動対策に関するTSCの技術報告書(最

<sup>14</sup> Environment (環境)、Social (社会) 及び Governance (ガバナンス)

<sup>15</sup> High-Level Expert Group on Sustainable Finance (HLEG) が Sustainable Finance に関する最終報告書を2018年1月に発表。

<sup>16</sup> 既存のベンチマーク規則(2016/1011)の改訂規則(2019/2089)

<sup>17</sup> Sustainability Disclosure Regulation (SDR) (2019/2088)

<sup>18</sup> 閣僚理事会及び欧州議会との政治的妥協。欧州委員会プレスリリース(2019年12月18日)

<sup>19</sup> 閣僚理事会採択規則、第23条 委任法令は、欧州委員会がEU法令について措置の詳細を補足したり微細な改正を行うために用いられるEUの法規制のひとつであり法的拘束力を持つ。欧州委員会が採択し、欧州議会及び閣僚理事会からの異議がなければ発効する。[https://ec.europa.eu/info/law/law-making-process/types-eu-law\\_en](https://ec.europa.eu/info/law/law-making-process/types-eu-law_en)

<sup>20</sup> ビジネス、金融セクター、学術、及び市民社会を代表する35名で構成。欧州委員会ホームページ

終提言)を2020年3月9日に発表し<sup>21</sup>、閣僚理事会は2020年4月15日にEUタクソミー規則を採択した<sup>22</sup>。気候変動対策に関するEUタクソミーの制度構築は2020年中に完了、2021年に運用開始が見込まれる<sup>23</sup>。

表1 EUタクソミー規則策定に関するこれまでの主な流れ

日付	組織	概要
2018年3月8日	欧州委員会	サステナブル・ファイナンスに関するアクションプランを発表
2018年5月24日	欧州委員会	サステナブル・ファイナンスに関する規則案を提案 専門家グループ(TEG)を設立
2019年6月18日	TEG	技術報告書を発表
2019年12月18日	閣僚理事会・ 欧州議会	EUタクソミー規則の枠組みについて合意
2020年3月9日	TEG	上記合意を踏まえた技術報告書(最終提言)を発表
2020年4月15日	閣僚理事会	EUタクソミー規則採択

注：欧州議会及び閣僚理事会における会合等は割愛。

出所：欧州委員会資料等により筆者作成。

## 2. EUタクソミー

### 2-1. EUタクソミーの目的・用途

EUタクソミーの規則内容について述べる前に、その目的・用途等に関する概要や特徴を以下に述べる：

第一に、EUタクソミーは様々な経済活動や投融資を分類する仕組みではあるが、それらを網羅的・体系的に分類することが目的ではなく<sup>24</sup>、企業や金融機関等の経済活動や投融資がEUの政策目標と合致するか否かを統一的な基準を用い仕分けるスクリーニングの制度である。

各活動に関するスクリーニングの結果は、EUタクソミーに適合するか否かで表され、ラベリングに近い役割が織り込まれている。ただし、EUタクソミー規則を用いてEU(欧州委員会)が直接ラベリング制度を実施することは現状では想定しておらず、また、EUタクソミーに適合しないものであっても、特定の経済活動や投融資を禁止したり、回避すべき活動として挙げるといった規定はない<sup>25</sup>。ただし、そうしたネガティブリストの作成は今後考えられる取組として挙げられている<sup>26</sup>。

第二に、分類結果の主な用途は、企業や金融機関等の情報開示である。個別の活動がEUタクソミーに適合するか否かの分類結果は、企業の事業内容や投資ポートフォリオに占める割合として示される(例：A社の投資ポートフォリオにおけるEUタクソミーの適合割合はX%)。EUタクソミーを共通基準として用いることで、企業が“サステナブルな”あるいは“グリーンな”と形容できる経済活動や投融資の内容について、統一性や透明性を持たせることを目指している。

EUタクソミー規則に則った情報開示は義務であり、加盟各国政府が遵守状況を監督し、違反に対し罰則を定めることが規定されている<sup>27</sup>。そうした強制力を持つ“見える化”により、EUの政策に照らし望ましい方向へ投融資を誘導する効果が想定される。官民の大規模な資金動員を見込むグリーンディール(前述1-2.)との関係

<sup>21</sup> 今後の検討は別途設立されるPlatform on Sustainable Financeで行われる。閣僚理事会採択規則、第20条

<sup>22</sup> 今後は欧州議会の第二読会に諮られる。

<sup>23</sup> TEG技術報告書(2020年3月)p26 他の環境目的に関する基準は2021年採択、2022年発効予定。

<sup>24</sup> そのような分類はEUの統計整備の一環としてNACE(Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne)に示されている。

<sup>25</sup> ただし人権侵害等に関する国連ガイドライン等の遵守は求められる(後述2-3.)。

<sup>26</sup> TEG技術報告書(2020年3月)

<sup>27</sup> 閣僚理事会採択規則、第21条及び第22条

においても重要なツールとされており<sup>28</sup>、TEG や一部の加盟国は、新型コロナウイルス感染拡大に関連する経済支援においても、EU タクソノミーに則り支援対象を選定すること等を求めている<sup>29</sup>。

第三に、これまでに述べた通り、EU タクソノミーの制度構築は、元来多様な側面を持つサステナビリティの概念のうち、環境、とりわけ気候変動対策に重点を置いて進められている<sup>30</sup>。その背景として、気候変動問題に対する欧州諸国民の関心の高まりとともに、欧州議会総選挙（2019年5月）によりグリーン政党が大きく躍進した影響が推察される。EU タクソノミーにおける社会的影響等の側面については、国際基準に基づく最低限のデューデリジェンスを求めるにとどまっている<sup>31</sup>（後述2-3.）。EU によれば、“environmentally sustainable”を主旨としたEU タクソノミーの構築は、サステナブル・ファイナンスの取組を進める第一歩であり、その他のサステナビリティの観点については今後検討するとしている<sup>32</sup>。

## 2-2. EU タクソノミーによる主な義務内容

EU タクソノミーは、企業の活動や投資ポートフォリオ、また、金融機関あるいはそれらが扱う金融商品等について、規則が定める技術的審査基準（TSC、前出）に則ったスクリーニングを行い、EU タクソノミーと適合している割合（以下、適合割合）を算定し、期限内に情報開示を行うことを求めている。対象事業者は、従業員数が500名以上の上場企業、銀行、保険会社等である<sup>33</sup>。

これらの対象事業者は<sup>34</sup>、年次報告書等における非財務報告の一環として、EU タクソノミーに照らした自社の活動について定性的・定量的に述べるとともに、(1) 企業の現在の状況を示す情報として、自社の売上高（turnover）における適合割合と、(2) 将来の方向性を示す情報として、資本的支出（CAPEX）及び関連する場合には事業費（OPEX）における適合割合を、出資比率等に応じ算出し、これらを足し合わせた企業全体で見た適合割合を示すことが求められている<sup>35</sup>（図2参照）。

投資ファンドや年金ファンド等、サステナビリティに関する投資目的を謳う金融商品についても、上記と同様の情報開示が求められる<sup>36</sup>。それ以外の金融商品で、EU タクソノミーに基づく情報開示を行わない場合には、「当該金融商品の基礎となる投資は、環境面での持続可能な経済活動に関するEUの基準を考慮していない」との免責事項を記載することが義務付けられている<sup>37</sup>。

現状の規則では、情報開示についての認証（verification）は要求されないが、今後2020年中に、非財務報告に関する既存の規定の見直しを行うとしている<sup>38</sup>。

<sup>28</sup> TEG 技術報告書（2020年3月）

<sup>29</sup> EU Technical Expert Group on Sustainable Finance, Sustainable recovery from the Covid-19 pandemic requires the right tools, April 27, 2020 及び Euractiv（2020年3月25日）。オランダ政府の方針 Euractiv（2020年4月27日）等。

<sup>30</sup> 株式市場等においては、ESG をより包括的に評価する仕組みを取り入れたインデックス投資等が行われており、Dow Jones Sustainability Index は1999年から運用されている。

<https://www.robecosam.com/csa/about-us/history.html>

<sup>31</sup> このため特定のケースでは人権よりも気候変動対策が優先されかねないとの批判もある（Euractiv（2019年8月22日））。一例としてリチウムイオン電池等幅広く用いられるコバルトの世界生産量の過半を占めるコンゴ共和国における児童労働や深刻な人権侵害について、Apple、Google、Dell、Microsoft 及びTesla に対する訴訟が発生している（The Guardian（2019年12月16日））。

<sup>32</sup> Text of the political agreement（2019年12月18日）

<sup>33</sup> 非財務情報に関する情報開示について定めた既存の指令（NFRD: Non-financial Reporting Directive（2014/95/EU））の対象企業。

<sup>34</sup> 金融セクター企業とそれ以外の企業で義務内容に差異があり、ここでは後者について述べている。なお金融セクター企業による情報開示は、当該規則よりも先に導入された規則（SDR（2019/2088）前出）に規定されている（TEG 技術報告書（2020年3月）p38）。金融以外の企業については、EU タクソノミー規則の導入により非財務情報に関する情報開示について定めた既存の指令（NFRD（2014/95/EU））に規定が加えられる（TEG 技術報告書（2020年3月）p27）。

<sup>35</sup> TEG 技術報告書（2020年3月）p28

<sup>36</sup> SDR（2019/2088）が適用される。

<sup>37</sup> 閣僚理事会採択規則、第7条

<sup>38</sup> 閣僚理事会採択規則、第26条、及びTEG 技術報告書（2020年3月）p37

情報開示の内容は、当面は気候変動対策（緩和及び適応）に焦点をあてたものとなり、期限は、金融セクター企業は2021年末、その他の企業は2021年会計年度について2022年末までとなっている<sup>39</sup>。

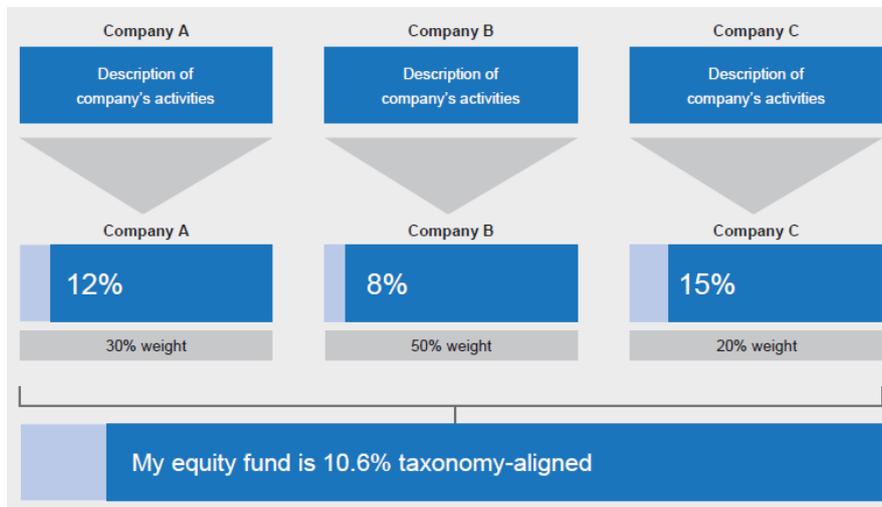


図2 EUタクソノミー適合割合の算定イメージ（投資ポートフォリオの例）

出所：TEG, Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance, March 2020, p40 より抜粋

### 2-3. スクリーニングの主な仕組み

#### 2-3-1. 概要

企業の活動や投融資がEUタクソノミーに適合しているか否かのスクリーニングは、EUタクソノミー規則が示す各種要件と、それらの要件に関する具体的な条件や閾値を定めた技術的審査基準（TSC、前出）に則り行われる。以下に概要を示す：

EUタクソノミー適合と見なされるための基本的な条件は次の3点である：(1) EUタクソノミー規則が定める6つの環境目的のうち、最低ひとつの環境目的に実質的に貢献（SC：substantially contribute）すること、同時に、(2) これら環境目的に対し重大な害を及ぼさない（DNSH：do not significant harm）こと、及び(3) 社会的な影響等、他のサステナビリティの目的について最低限の安全基準（minimum safeguard）を遵守すること（図3）。

経済活動や投融資がこれら3条件を満たしているかを判断するためのTSCを技術専門家グループ（TEG、前出）が検討しており、上記6つの環境目的のうち、気候変動対策の緩和と適用の2つ（図3の①及び②）に関するTSCがこれまでに示されている（前述1-3.）。次項では、エネルギー産業に大きく関連する気候変動の緩和に関する要件について整理する。

<sup>39</sup> 気候変動対策以外の環境目的については、2021年末までに欧州委員会が基準を策定し、企業による情報開示期限は2022年末としている。



図3 EUタクソノミー適合とみなされるための基本条件

出所：TEG, Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance, March 2020に基づき筆者作成。

### 2-3-2. 気候変動の緩和に関するスクリーニング

#### (1) 気候変動の緩和に実質的に貢献すると見なされるための要件

気候変動の緩和に実質的に貢献すると見なされる（以下、便宜上 CCM-SC と記す<sup>40</sup>）活動は、パリ協定の目標<sup>41</sup>に沿って、GHG 排出削減等により大気中の GHG 濃度の安定化に貢献するものと定義され、EUタクソノミー規則はそのための手段として9つを挙げている（表2）<sup>42</sup>。

これらの手段を通じた活動が CCM-SC と見なされるための基準や閾値は、個別の産業活動ごとに定められた TSC に示されている<sup>43</sup>。ただし現状では、個別の産業活動として取り上げられているのは、エネルギー関連や素材関連製造業等、炭素排出が大きく、よって気候変動対策の余地が大きいと考えられる8つの産業部門における70の活動となっている（表3及び、エネルギー関連分野については後述2-4.表5）。

これら自体は、EUタクソノミーに適合する活動のリストではなく、再生可能エネルギー関連のように低炭素型の活動もあれば、炭素集約度の高い製造業等も含まれ、それぞれの TSC に照らしたスクリーニングを行うことで CCM-SC の活動を絞りこむ仕組みとなっている。

さらに、これら各部門・活動の中で行われる活動のうち、CCM-SC とみなされる活動の種類が示され（表4）、それらのいずれかに該当することが求められる<sup>44</sup>。基本的には、すでに TSC の基準を満たし気候変動の緩和に実

<sup>40</sup> Climate Change Mitigation に実質的に貢献（SC : substantially contribute）

<sup>41</sup> 世界的な平均気温上昇を産業革命以前に比べて2℃より十分低く保つとともに、1.5℃に抑える。

<sup>42</sup> 閣僚理事会採択規則、第10条

<sup>43</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020

<sup>44</sup> 金融業と金融業以外の企業とで、これらの活動の種類の内訳について情報開示の要件に違いがあり、金融業はその他企業よりも詳細な情報開示が求められる。TEG 技術報告書（2020年3月）p37及びp40

質的に貢献すると考えられる活動（表 4①）、及び、これを可能にする活動<sup>45</sup>（表 4②）が主だが、これらに該当せず現状では基準を満たさない活動についても、要件を満たす場合には CCM-SC の活動に含むとしている。それらは、現状では GHG 排出が多く、経済的・技術的に利用可能（feasible）な代替策がないが、炭素中立経済への移行を支持する活動<sup>46</sup>（表 4③）（Transition Activities）、及び、期間を特定した実施計画<sup>47</sup>に基づき TSC の基準達成を目指す取組の 2 種類となっている（表 4④）。

Transition Activities（表 4③）について TEG は、経済社会にとり重要だが環境性能の改善が求められる活動と位置づけており<sup>48</sup>、様々な産業活動が該当する可能性があるが、炭素関連資産のロックインを生じさせないことが要件となっている（エネルギー関連分野の扱いについて後述 2-4.）。

**表 2 気候変動の緩和に実質的に貢献する手段**

a)	再生可能エネルギー（発電、送配電、貯蔵、系統増強を含む）
b)	省エネルギー（ただし固体の化石燃料を利用した発電に関するものは除外）
c)	グリーンまたは炭素中立なモビリティ
d)	再生可能な素材利用への転換
e)	環境上安全で GHG のネット削減につながる CCU 及び CCS の利用増大
f)	土地利用による炭素吸収、植林等
g)	低炭素化を可能にするために必要なエネルギーインフラ
h)	再生可能または炭素中立なグリーンで効率的な燃料製造
i)	上記 a)~h)のいずれかを可能にする活動

出所：TEG, Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance, March 2020 に基づき筆者作成。

**表 3 気候変動緩和について技術的審査基準が策定されている産業部門と活動**

	産業部門	産業活動
1	森林	植林等 5 活動
2	農業	畜産を含む 3 活動
3	製造業	セメント、鉄、化学等の他、水素製造を含む 9 活動
4	電気、熱、蒸気及び空調供給	エネルギー関連及び水素貯蔵に関する 25 活動
5	水道・下水・廃棄物・浄化	CCS/CCU を含む 12 活動
6	輸送・貯蔵	輸送、水素ステーション等の 10 活動
7	情報・通信	データ処理等 2 活動
8	建築・不動産	建物の建設や取得等 4 活動

出所：TEG, Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance, March 2020 に基づき筆者作成。

<sup>45</sup> 閣僚理事会採択規則、第 16 条

<sup>46</sup> 閣僚理事会採択規則、第 10 条 2

<sup>47</sup> TEG 技術報告書（2020 年 3 月）p15 は、計画期間は最長 5 年と提言しているが、個別の TSC（Annex）では、5 年ないし 10 年としているケースが見られる。

<sup>48</sup> 閣僚理事会採択規則、第 10 条 2

表4 気候変動の緩和に実質的に貢献する活動の種類

名称	概要
①Own Performance	その活動自体がすでに TSC を満たし気候変動の緩和に実質的に貢献する活動 (例：再生可能エネルギー発電)
②Enabling Activities	上記①を可能にする活動（例：ウィンドタービン製造）で、下記要件を満たす活動： a) 炭素集約度の高いアセットについて、それらの経済寿命に鑑みロックインを生じさせない b) ライフサイクルで見て環境に有益な影響をもたらす
③Transition Activities	現状ではGHG 排出量が多く経済的・技術的に利用可能（feasible）な代替策がないが、特に固体の化石燃料由来のGHG 排出の段階的削減等を通じ、1.5°C目標 <sup>49</sup> 達成への道筋と整合的に炭素中立経済への移行に貢献する活動で、下記要件を満たす活動： a) GHG 排出が当該産業のベストパフォーマンスに相当 b) 低炭素型の代替策の開発・普及を阻害しない c) 炭素集約度の高いアセットについて、それらの経済寿命に鑑みロックインを生じさせない
④Improvement Measures	TSC の基準達成に向け、期間を特定した実施計画により行われる活動

出所：閣僚理事会採択規則及び TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p16 に基づき筆者作成

(2) 重大な害を及ぼさないこと

上記(1)を通じ CCM-SC と見なされる場合においても、EU タクソノミー適合と見なされるためには、第2点目の基本条件、すなわち他の環境目的に重大な害を及ぼさないこと（DNSH：do not significant harm）が必須とされる。生態系に与える影響等、その具体的な基準は各活動の TSC に示されており、その際に、ライフサイクルで見た影響を勘案することを規定している<sup>50</sup>。

(3) 社会影響等に関する最低限の基準

OECD の多国籍企業行動指針（Guidelines for Multinational Enterprises）及び、国連のビジネスと人権に関する指導原則（UN Guiding Principles on Business and Human Rights）を遵守すること等を挙げている。これらのガイドラインないしガイダンスは、人権や労働者の権利等に関する事業者の責務を示しているが、法的拘束力はない<sup>51</sup>。TEG はこれらを最大限遵守するようデューデリジェンスを求めているが、EU タクソノミー規則には、これらの点での企業の活動内容を問う特段の新たな情報開示義務等は導入されていない。

以上の(1)～(3)の要件を満たした活動が気候変動の緩和に実質的に貢献する（CCM-SC）活動として EU タクソノミー適合と見なされ、情報開示の義務対象事業者（前述 2-2.）は、各社の適合割合を算定し（図 4）、期限内に公表することが求められている。

<sup>49</sup> 脚注 43 参照。

<sup>50</sup> 閣僚理事会採択規則、第 17 条

<sup>51</sup> TEG 技術報告書（2020年3月）p17

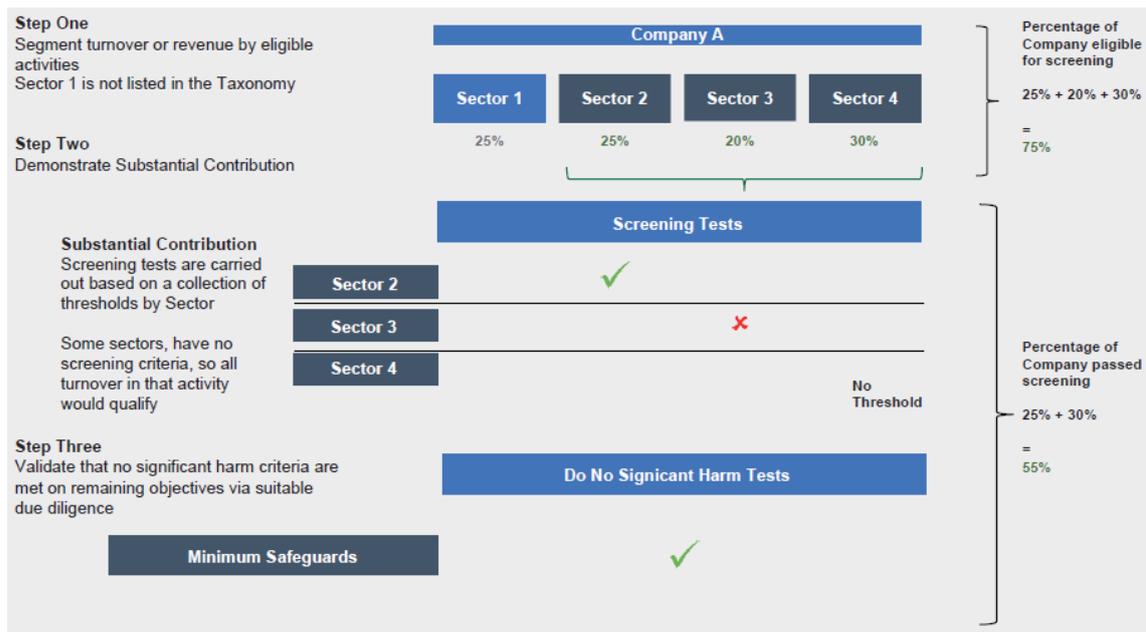


図4 企業レベルでの EU タクソミー適合割合算定イメージ

出所：TEG, Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance, March 2020、p49 より抜粋

#### 2-4. 気候変動の緩和に関する EU タクソミーにおけるエネルギー関連分野の扱い

EU タクソミーは、前掲表 3 の通り、エネルギー産業や素材関連製造業等の産業部門・活動を挙げ、技術的審査基準（TSC、前出）を示している。これらのうち、エネルギー関連分野の主な活動を表 5 に示す。

ここに挙げられた活動は、それぞれの TSC 及びその他要件（上述）を満たすことで EU タクソミー適合と見なされるが、化石燃料に関連する活動については、基本的な条件設定や個別の TSC の基準等を通じ、大半が除外されている。以下に EU タクソミーにおけるエネルギー関連分野の扱いについて概要を整理する。

表5 気候変動緩和について TSC が策定されているエネルギー関連分野の主な活動

産業部門	産業活動	化石燃料関連
3 製造業		
3.5	水素製造	*
4 電気、熱、蒸気及び空調供給		
4.1~6・8	再生可能エネルギー発電	
4.7	ガス火力発電（天然ガスを含む）	*
4.9	送配電	
4.10	電力貯蔵	
4.11	熱貯蔵	
4.12	水素貯蔵	*
4.13	バイオエネルギー製造	
4.14	ガス輸送網の改修	*
4.15	地域熱供給	*
4.16	電気ヒートポンプの設置・運転	
4.17~20	再生可能エネルギーコージェネ	
4.19	ガスコージェネ（天然ガス含む）	*
4.23	ガス燃焼による熱・冷熱生産	*
4.24~25	再生可能エネルギー熱・冷熱生産	
5 水道・下水・廃棄物・浄化		
5.9	炭素の直接回収（Direct Air Capture : DAC）	*
5.10	人為的排出ガスの回収	*
5.11	CO <sub>2</sub> 輸送	*
5.12	CO <sub>2</sub> の永久貯留	*
6 輸送・貯蔵		
6.4	低炭素輸送インフラ（陸上輸送）	*
6.5	自家用車・商用車	*

注：4.17~20 は 4.19 を除く。4.24~25 は 4.23 を除く。エネルギー関連の産業活動のみを抜粋。製造業等で想定される省エネルギー、輸送・貯蔵部門のうち公共交通、鉄道、船舶及び航空は割愛。\*は化石燃料との関連性が強い活動について筆者が付記。

出所：TEG, Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance, March 2020 に基づき筆者作成。

### （1）火力発電

石炭火力発電は、技術的には高効率化や CCS/CCU 利用により低炭素化が可能だが、EU タクソノミー規則においては、「固体の化石燃料を利用する発電は、環境目的に適う活動とはみなさない」との規定が盛り込まれた<sup>52</sup>。これにより、石炭火力に関する活動はあらかじめ EU タクソノミーから除外する位置づけとなった<sup>53</sup>。日本で取組が進められているアンモニア混焼は、TSC の検討対象にあがっていない。

ガス火力発電については、“グリーンな活動”と見なすことの是非を巡り、検討の過程において EU 加盟国間及び欧州議会において議論が紛糾した。最終的には除外はせずに個別判断とされたが<sup>54</sup>、下記の要件を満たすこと

<sup>52</sup> 欧州議会及び閣僚理事会による合意（2019年12月18日）及び閣僚理事会採択規則、第19条3

<sup>53</sup> CCS 付帯の石炭火力については、TEG 技術報告書（2019年6月）は CO<sub>2</sub> 排出係数の遵守を要件とする記載だったが、TEG 技術報告書（2020年3月）ではタクソノミーから除外とのみ言及があり、同 Annex には、CCS 付帯でない石炭火力は対象外との記述がある。

<sup>54</sup> 欧州議会プレスリリース（2019年12月17日）

が求められる：

## CO<sub>2</sub> 排出係数

発電・熱生産・コジェネレーションについては、気候変動の緩和に実質的に貢献する（CCM-SC、前出 2-3-1. (1)）と見なされるための前提として、エネルギー源に関わらず一律の CO<sub>2</sub> 排出係数が設定されている。

具体的には、設備寿命もしくは 40 年間における平均で見た CO<sub>2</sub> 排出係数を 100gCO<sub>2</sub>e/kWh 以下としているが<sup>55</sup>、今後 5 年ごとに見直し、2050 年までに 0gCO<sub>2</sub>e/kWh に引き下げ、スクリーニングを行う都度、最新の係数を適用するよう求めている<sup>56</sup>。

また、発電及び熱生産の GHG 排出の評価については、ライフサイクルの観点を取り入れた ISO 標準の遵守を求めている<sup>57</sup>。

これにより、ガス火力発電は、ガスの生産・輸送・貯蔵におけるメタンの漏洩を含め、ライフサイクルで見た排出係数について上記基準を満たすことが求められ、実質的には CCS 付帯が必須となっている。また回収された炭素は EU タクソノミーに適合する活動（後述（4））として輸送・貯蔵する旨、証明が求められる<sup>58</sup>。

## 炭素関連アセットのロックイン回避

前述の通り EU タクソノミー規則は、Transition Activities のカテゴリーを設け（2-3-2. (1) 表 4）、「特に固体の化石燃料由来の GHG 排出の段階的削減を含む方法によりパリ協定の目標に沿う活動」としている。一方で、炭素集約度の高いアセットのロックインを生じさせないことを要件としており注意が必要だが、ロックイン回避を示すための具体的な基準等は示されていない<sup>59</sup>。

原子力発電についても、ガス火力発電と同様に、その位置づけを巡り加盟国間で見解が分かれた。とりわけフランスが Transition Activities として含めることを強く主張していたが、ドイツ等が反対した<sup>60</sup>。結果として、規則案に関する政治的合意（前出脚注 20）により、扱いをあえて明示しない方針となった。以後の TEG の検討においても放射性廃棄物の DNSH（前出 2-3-2.）のリスクについて結論に至らず<sup>61</sup>、EU タクソノミー適合とみなされる余地は現状では極めて小さいと考えられる<sup>62</sup>。他方で、原子力発電を EU タクソノミーに含むよう求める声が環境保護団体等から引き続きあがっており<sup>63</sup>、今後の動向に注意が必要である。

## （2）ガス・化石燃料

ガスの燃焼による熱・冷熱生産及びコジェネレーションについては、上述のガス火力発電と同様の基準が適用される<sup>64</sup>。地域熱供給は、再生可能エネルギーの利用割合（50%）やエネルギー効率に関する規定を満たす設備であれば、パイプライン及び関連インフラの建設・運転を含め対象（これまでに述べた各種要件を満たすことに

<sup>55</sup> 日本の火力発電の平均は 476.1g/kWh（火力発電の高効率化、資源エネルギー庁、平成 27 年 11 月）。また EU が 2018 年 12 月に合意した容量メカニズムに関する法規制では、制度対象の CO<sub>2</sub> 排出係数の上限を 550g/kWh としている（欧州議会プレスリリース 2018 年 12 月 19 日）。

<sup>56</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p231 以下、本稿で当該排出係数に触れる場合は現時点で適用される値であることに注意。

<sup>57</sup> 国際標準化機構（International Organization for Standardization）ここでは ISO14067 の遵守が求められる。TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, pp205-211

<sup>58</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p207

<sup>59</sup> 化石燃料関連アセットとして、個別の発電所、当該発電所の燃料調達先、あるいはより広範の生産アセット等が想定されるが、いずれを指すのかについても明示がない。

<sup>60</sup> Euractiv、2019 年 12 月 12 日

<sup>61</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p211

<sup>62</sup> Euractiv（2019 年 12 月 6 日）

<sup>63</sup> 2020 年 5 月 4 日付記事 <https://www.neimagazine.com/news/newsscientists-demand-proper-assessment-of-nuclear-in-eu-taxonomy-7903975>

<sup>64</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p278、p266

より EU タクソノミー適合と見なされる可能性がある。以下同じ) としている<sup>65</sup>。

EU タクソノミー規則は、化石燃料の生産活動には触れていないが、TEG は化石燃料専用の貯蔵及び又は輸送に関する活動は、これらアセットのロックインのリスクに鑑み適格と見なしないと述べている<sup>66</sup>。

ガス供給網の改修については TSC が策定されているが、水素及びその他の低炭素ガスの混合割合の拡大を主目的とする場合や、水素や他の低炭素ガスの注入が可能 (ready) なパイプラインについてメタン漏洩を削減する場合、及び、CCS により回収された CO<sub>2</sub> の輸送を主目的とする場合等は適格となり得るが、ガス供給網の拡大は適合しないとしている<sup>67</sup>。

なお、EOR は適合しないとの見解が示されているが<sup>68</sup>、石油・ガスの掘削におけるフレアリングの削減や、炭鉱企業が石炭生産サイトで GHG 排出を削減するといった取組には言及していない。また、鉱業部門の活動としては金属やレアアース等の掘削・生産を想定しているが、TSC 策定は今後に積み残されている<sup>69</sup>。

### (3) 再生可能エネルギー

再生可能エネルギーは、発電・熱生産・コジェネレーション及びバイオ燃料等、広範に亘る活動が対象となっている。前述の CO<sub>2</sub> 排出係数に関する要件は再生可能エネルギーにも適用されるが、ライフサイクルの観点にたった GHG 排出の評価 (前述 (1)) は、再生可能エネルギーについては詳細な評価は不要としている。例えば太陽光発電において、設備生産による GHG 排出を勘案しても、当該基準を十分に満たすことが明らかなためとしている<sup>70</sup>。

このため再生可能エネルギー関連の TSC は DNSH が主要な要件であり、太陽光発電の場合では、発電設備の設置サイトの生態系への影響や、発電システム (設備、部品及び素材) の生産から廃棄に至るまでの環境影響について勘案することを求めている<sup>71</sup>。

### (4) CCS/CCU

TEG は、CCS について、電力の安定供給を確保するために負荷追従型の発電設備が必要とされる場合のバックストップ技術として位置づけ、また、CO<sub>2</sub> の輸送・貯留は、再生可能エネルギー電力の系統統合や、グリーン水素 (後述 (5)) の市場確立等、サステナビリティにたった今後のインフラ整備にとり必須と述べている。

具体的な TSC は、①炭素の直接回収 (Direct Air Capture : DAC)、②人為的排出ガスの回収、③CO<sub>2</sub> 輸送、及び、④CO<sub>2</sub> 貯留について示されている (表 5、5.9~12)。

TEG は、欧州では CCS について数十年に及ぶ運用の実績があり、法規制も確立されているとし、上記①~④が気候変動の緩和に実質的に貢献する (CCM-SC、前出 2-3-1. (1)) とみなされる具体的な基準については、それぞれに該当する ISO 標準を援用、DNSH においては、EU における既存の CCS 関連の規制や環境影響評価に関する法規制の遵守を求めている。

このほかに、上記③の CO<sub>2</sub> 輸送については、輸送の起点から注入地点までの CO<sub>2</sub> 漏洩を 0.5%未満 (及び輸送した CO<sub>2</sub> の貯留方法も EU タクソノミー適合であること) と規定している<sup>72</sup>。

CO<sub>2</sub> 貯留 (上記④) については、これまでの EU や北米における実績を踏まえ安全性や CO<sub>2</sub> 漏洩の懸念はほとんどないとの見方を示し<sup>73</sup>、既存の EU 指令に基づくモニタリングを求めている<sup>74</sup>。

CCS は、製造業、特に金属、鉱物及び化学部門においても低炭素化に有効な手段として位置づけられている。回収された CO<sub>2</sub> を化学プロセスのフィードストックとして利用することで排出削減効果を得られる CCU につい

<sup>65</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p278

<sup>66</sup> TEG 技術報告書 (2020年3月) p21

<sup>67</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p252

<sup>68</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p157

<sup>69</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p159

<sup>70</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, pp205-211

<sup>71</sup> TEG 技術報告書 (p22)

<sup>72</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p316

<sup>73</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p290

<sup>74</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p255

でも、適合の可能性があるとしている<sup>75</sup>。

ただしCCUに関するTSCの策定は今後の課題として残されている。各種の製造業においてCCU技術が用いられる場合にCCM-SCと見なされるための条件や、CCUのための設備製造についても同様に検討が必要としている<sup>76</sup>。

さらにエネルギー部門においては、CO<sub>2</sub>を固定化するCCUの利用<sup>77</sup>についての検討が必要としているが、固定化に限らず、燃料・原料代替等の本来のCCUの意義<sup>78</sup>を踏まえた検討等は示されていない（水素については後述（5））。

なおTEGは、TSCが定められていない産業部門・活動については、自社の活動がEUタクソノミーに含まれていないことを述べ、気候変動等環境影響についてどのように対処しているかの情報開示を推奨している<sup>79</sup>。

## （5）水素

水素については、再生可能エネルギー発電の余剰電力を利用することで電力系統の安定化に資する等の見方から、低炭素化に有用と位置づけ<sup>80</sup>、製造・貯蔵それぞれに要件を設けている。

水素製造（表5、3.5）については、現状での一般的な製造方法である化石燃料の水蒸気改質は、CCSを付帯しないものは長期の気候変動対策と整合せず、また、クロール・アルカリ製造の副産物としての水素生成も適合しないとしている<sup>81</sup>。

他方、水素の製造過程におけるCO<sub>2</sub>排出の最小化は対象としており、以下の通り、水素製造におけるCO<sub>2</sub>排出係数、電力消費原単位、及び、消費電力のCO<sub>2</sub>排出係数について基準を設定し、これらの達成が一定期間（5年ないし10年）の投資計画に裏打ちされる場合（上述2-3-2.（1）参照）に対象としている：

- 水素製造量1トンあたりのCO<sub>2</sub>排出係数：5.8 tCO<sub>2</sub>e/t<sup>82</sup>
- 電力消費原単位：58 MWh/t 以下
- 消費電力の排出係数：100gCO<sub>2</sub>e/kWh 以下（前述）

なお電気分解に投入する電力は、再生可能エネルギーに限定しておらず、排出係数のみを設定している<sup>83</sup>。TSCは、化石燃料からの水素製造についての基準を示していないが、CCSを利用し上記基準（5.8 tCO<sub>2</sub>e/t）を満たす場合にも適合する可能性を示唆している<sup>84</sup>。

水素の貯蔵（表5、4.12）については、貯蔵施設の建設を対象とし、水素貯蔵施設の運営については、EUタクソノミー適合の水素（上記）を貯蔵する場合は対象としている<sup>85</sup>。

## （6）輸送部門

EUにおける輸送部門のGHG排出は、陸上輸送によるものが7割以上を占める現状を踏まえ<sup>86</sup>、低炭素/ゼロカーボン車両の普及や、燃費改善、代替燃料への切り替え、それらに関連したインフラ整備といった活動が対象として挙げられている。

<sup>75</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p157

<sup>76</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p160

<sup>77</sup> 原文は“CCU applications, which ensure CO<sub>2</sub> retention” TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p211

<sup>78</sup> 柴田善朗、CCU・カーボンリサイクルに必要な低炭素化以外の視点 - CCUS という分類学により生じる誤解 -、2020年2月、（一財）日本エネルギー経済研究所

<sup>79</sup> TEG 技術報告書（2020年3月）p36

<sup>80</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p247

<sup>81</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p180

<sup>82</sup> 以下・未満の記載なし。この排出係数は他の2つの基準（電力消費原単位及び消費電力のCO<sub>2</sub>排出係数）をかけ合わせることで達成されるが、TSCの記述によるとこれら各々の基準値を満たすことが求められると考えられる。TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p180

<sup>83</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p181 これを踏まえるとCCS付帯火力や原子力発電からの水素も対象となり得ると考えられるものの、当該TSCには明確な指示はない。

<sup>84</sup> ただし曖昧な記述となっており注意が必要。TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p181

<sup>85</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, pp247-248

<sup>86</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p322

自家用車・商用車（表 5、6.5）に関しては、ゼロエミッションビークル（水素自動車、燃料電池車、電気自動車等）を対象とする他、低排出車については走行距離当たりの CO<sub>2</sub> 排出係数を設定し、2025 年までは 50g CO<sub>2</sub>/km、以後は 0g CO<sub>2</sub>/km としている。TEG によれば、2025 年までの上記閾値は、予想される新車及び小型トラックの平均排出量を大幅に下回る水準となっている<sup>87</sup>。

陸上輸送における低炭素輸送インフラ（表 5、6.4）については、電気自動車の充電ポイントや水素ステーションの建設及び運営を対象とし、化石燃料または化石燃料を混合した燃料の輸送インフラは対象外としている<sup>88</sup>。

### 3. EU タクソノミーについての評価と今後の課題

本稿では、EU の長期気候変動対策（2050 年目標の設定、グリーンディール、及びサステナブル・ファイナンス）において基盤としての役割を担うとされる EU タクソノミーの規則内容及びエネルギー関連分野の扱いについて概観した。

EU タクソノミーの一連の要件を踏まえると、適合し得る活動としては、再生可能エネルギー関連が広く想定され、CO<sub>2</sub> の回収・輸送・貯蔵（CCS）、水素の製造・貯蔵、ゼロエミッションビークル等についても EU タクソノミー適合と見なすための具体的な考え方や基準が示されている。他方、火力発電や化石燃料に関連する活動については、除外するための要件設定が主となっている。また CCU をはじめ、検討が先送りとなっているものもある。

EU は、EU タクソノミーの概念を国際的に展開する意欲を示しているが、日本の産業界や金融業界からは、先進国の厳格な基準に則ったタクソノミーを国際的に適用することについて、以下に述べるように慎重な姿勢も示されている：

EU タクソノミーの基準適用によりあぶり出される「グリーンな活動のリスト」を固定的に捉えることの弊害としては、事前にリスト化できない様々な活動に対しての投資を阻害し、効率改善・低炭素化の努力を損なったり、イノベーションの芽を摘みかねないといった点が指摘されている。また、経済の成熟度が異なる新興市場（開発途上国）において低炭素化を進めるためには、現状を改善する活動を幅広くタクソノミーに含める等、柔軟さが求められるといった意見が出ている<sup>89</sup>。

今後はこうした点に加えて、サステナビリティのより多様な側面を含めた検討が国際的にどのように進展するのか注目される。

また一方で、EU 域内においても、とりわけコロナウィルス禍の大幅な経済の減退を踏まえると、EU タクソノミー規則の施行による投融資活動への実質的な影響や、サステナブル・ファイナンスの進展の見通しは、現時点では不透明である。ポストコロナを見据えた経済対策・支援に際して EU タクソノミーを適用する考えも示されているが、実用化の中で浮上する課題や、国際的な示唆について、今後も注視が必要である。

<sup>87</sup> 閾値は tank-to-wheel の値であり、ライフサイクル及び well-to-wheel の閾値は今後の課題としている。TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p323 及び p339

<sup>88</sup> TEG, Taxonomy Report Technical Annex March 2020, p335

<sup>89</sup> トランジション・ファイナンスのあり方、2020年3月30日、経済産業省

# 新型コロナウイルス感染拡大による原子力産業への影響

木村 謙仁\*、村上朋子\*\*

## はじめに

2020年3月11日にWHOが「パンデミック」を宣言した新型コロナウイルスは、7月1日現在世界全体で1,000万人以上の感染者を出し、多数の国で都市封鎖（ロックダウン）をはじめとした経済活動への制限が実施される歴史的災禍となった。この新型コロナウイルス蔓延による経済活動への影響は国内外の原子力分野にも及んでいる。その影響を現時点で完全に把握することは極めて困難であるが、本稿では現在公開されている情報から海外の動向について、可能な限りの分析を試みる。

新型コロナウイルスによる影響には外出自粛やロックダウンによって労働力の確保に影響が出るといった短期的なもの、経済活動の回復、すなわち電力需要の回復に時間がかかることによる中長期的なものに大別できるが、本稿では主に後者の中長期的な影響を対象としたい。（他電源も同様ではあるが）原子力は電力市場の動向による影響を強く受けるため、まずは経済活動停滞に伴う電力需要の減少や卸電力価格の低下について概況を整理し、それを踏まえて原子力発電事業や新規建設プロジェクト、そして革新技術開発に及ぼす影響について分析を行い、原子力事業の将来を展望する。

## 1. 記録的な低電力需要と卸電力価格の低迷

2020年3月頃より相次いで都市封鎖と厳しい移動制限を始めた国々では、経済活動が抑制されることにより、記録的な電力需要低迷が報告されている。国際エネルギー機関（International Energy Agency, IEA）がまとめた、ロックダウン実施からの経過日数と電力需要の変化率は図1の通りとなっている。日数の経過によって減少傾向が鈍化、あるいは若干の回復に転じた国もあるが、全体としてロックダウン実施前よりも大幅な需要減の状態にあることが分かる。

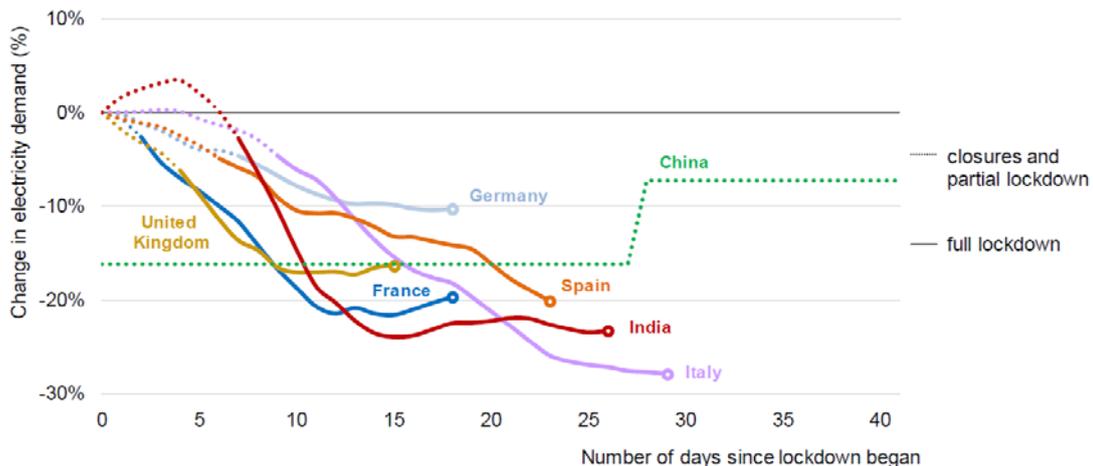


図1 ロックダウン実施後の各国における電力需要の減少

注：気候による需要への影響を平準化している。  
出典：IEA (2020)<sup>1</sup>, p.23.

\* (一財) 日本エネルギー経済研究所 戦略研究ユニット原子力グループ 主任研究員

\*\* (一財) 日本エネルギー経済研究所 戦略研究ユニット原子力グループマネージャー 研究主幹

<sup>1</sup> IEA, *Global Energy Review 2020: The impacts of the Covid-19 crisis on global energy demand and CO<sub>2</sub> emissions*, 2020.

この影響は大きく、IEA は 2020 年の世界全体での電力需要を前年比マイナス 5%と予測している。地域別にみた場合の内訳は図 1.2 の通りで、製造業よりもサービス業のエネルギー需要が多い欧米が、最も大きなインパクトを受ける見通しとなっている。

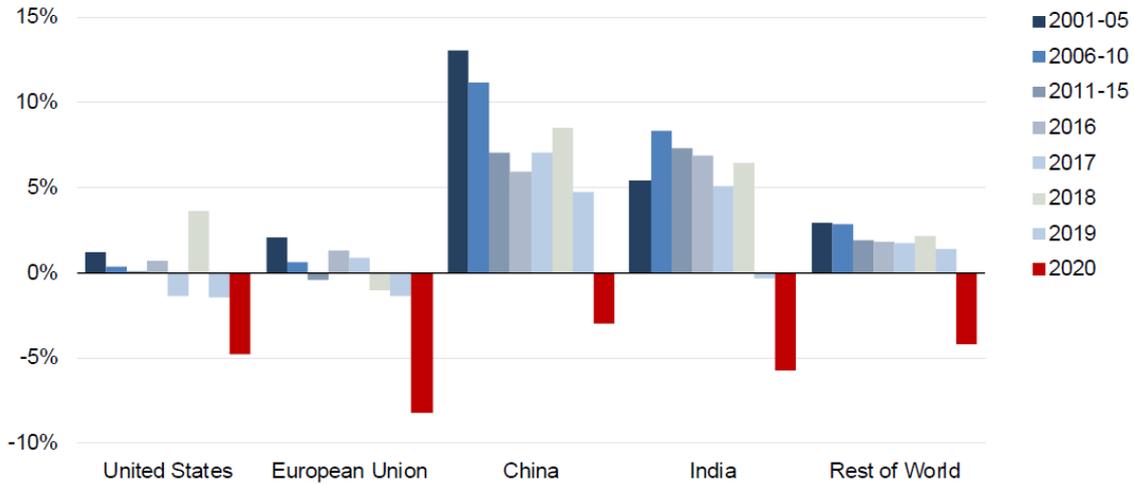


図 2 各地域における年間電力需要の平均増加率 (2001-2020 年)

出典：IEA (2020), p.25.

上記の通り、電力需要減の影響が大きく、かつ主な原子力利用国が集中している欧米について、電力需要や市場価格の個別状況をここで整理する。ヨーロッパについては、欧州電気事業連合会 (Eurelectric) の発表<sup>2</sup>をもとに、主な加盟国の電力市場の状況をまとめると、以下の通りとなる (括弧内は当該国の 2018 年の総発電量に占める原子力の割合<sup>3</sup>) :

- フランス (72%) : 5 月に入って経済活動が徐々に再開されてきたことに伴い、電力需要も回復傾向にある。5 月半ばにおける電力需要は、最低水準だった先月より 20%ほど上昇したが、まだ昨年比で 9%減である。
- イギリス (20%) : 電力需要の低下により、火力発電が大きな影響を受けた。2020 年 4 月の天然ガスによる発電量は前年同月より 3.48 TWh 減の 6.11 TWh となり、石炭による発電量は 0.10 TWh にまで落ち込んだ。ベースロード契約は 2019 年より 35%減の平均 45.08 ポンド/MWh となった。
- ドイツ (12%) : 速報推計では 2019 年の同時期比で電力需要は 4%減少しており、月別先渡し電力価格は昨年比で 24.5%低下した。
- ベルギー (39%) : 5 月に入ってロックダウン措置が徐々に緩和され、需要は回復しつつある。送電システムオペレーターである Elia によると、4 月の電力需要は例年の平均より 16%低かったのに対して、5 月第 1 週の電力消費量は 11%減であった。
- チェコ (34%) : 4 月末における電力需要は前年比マイナス 18.1%であった。産業活動の一部再開に伴い 4 月 27 日には 27.11 ユーロ/MWh まで回復したベースロード電力価格は 5 月 1 日に再び 8.18 ユーロ/MWh まで低下している。

アメリカについては、連邦エネルギー情報局 (Energy Information Administration, EIA) が 2021 年までのエネルギー需給の見通しを発表しており、それによると電力需要は 2019 年には 3,896 TWh であったのに対し

<sup>2</sup> Eurelectric ウェブサイト (<https://www.eurelectric.org/covid-19>)  
<sup>3</sup> IEA, World Energy Statistics and Balances 2019 より算出

て、2020年は3,730 TWhに低下し、2021年には3,785 TWhまで回復する見通し<sup>4</sup>となっている。また、卸電力市場価格の見通しは表1の通りとなっており、ほぼ全域で価格低下が見込まれていることが分かる。

表1 アメリカの卸電力価格見通し

(米ドル/MWh)

	2019 (実績)	2020	2021
ERCOT North hub	56.24	26.19	33.05
CAISO SP15 zone	38.15	27.05	33.40
ISO-NE Internal hub	34.89	23.58	30.11
NYISO Hudson Valley Zone	30.56	20.27	23.79
PJM Western hub	30.85	24.22	28.01
Midcontinent ISO Illinois hub	29.51	26.30	29.59
SPP ISO South hub	27.86	22.09	23.40
SERC index, Into Southern	30.25	25.44	31.18
FRCC index, Florida Reliability	30.10	25.06	30.64
Northwest index, Mid-Columbia	36.12	21.69	27.10
Southwest index, Palo Verde	35.26	23.96	30.12

出典：EIA (2020), p.48 より作成

## 2. 原子力事業における分野別の影響

前章で述べた通り、欧米諸国では電力需要が縮小すると同時に電力価格、すなわち市場における電力の価値が低下している。本章ではそういった電力市場の状況を踏まえつつ、それによる原子力事業への影響を「既設炉による発電事業」「新規建設プロジェクト」「革新技术開発」の分野別に述べる。

### 2-1. 既設炉による発電事業

ベースロード電源である原子力といえども、系統負荷変動によっては設備利用率が下がることになる。そして前項でまとめた通り、経済活動の停滞による電力需要の低減により、原子力の発電量も例年より減少する可能性が高い。また、電力需要の減少は市場価格の低下を意味しており、この点でも原子力発電事業者は打撃を受ける恐れがある。

EIAの短期見通しによると、アメリカでは2020年の総発電量は5%低下すると予測されており、図2に示したIEAの見通しと一致している。電源別に見ると、石炭火力が大きくシェアを落とすとしている一方で、天然ガス火力については燃料費の安さに支えられて、2020年は前年よりも増加するとしている。原子力については、石炭火力ほどではないものの、発電量の減少が見込まれる。アメリカは近年、原子力の年間発電量をほぼ毎年更新し、2019年には809 TWhに達したが、EIAは2020年には794 TWh、2021年には786 TWhに低下する<sup>5</sup>との見通しを出している。ただし、アメリカでは新型コロナウイルスの感染拡大前から、電力市場自由化州において卸価格の低下により原子力の収益性が低下し、原子力発電所の早期閉鎖も起こっていたため、この見通しは新型コロナウイルスの影響のみによるものではないと考えられる。例えばアメリカでも有数の電力市場である、北東部のPJMエリアでは図3の通り、2009年頃より全ての原子力発電所の収益が悪化しており、燃料価格が上がっ

<sup>4</sup> EIA, *Short-Term Energy Outlook July 2020*, 2020, p.48.

<sup>5</sup> EIA (2020), p.51.

た2014年や2018年を除いて非常に低い水準、あるいはマイナスの状態にある。

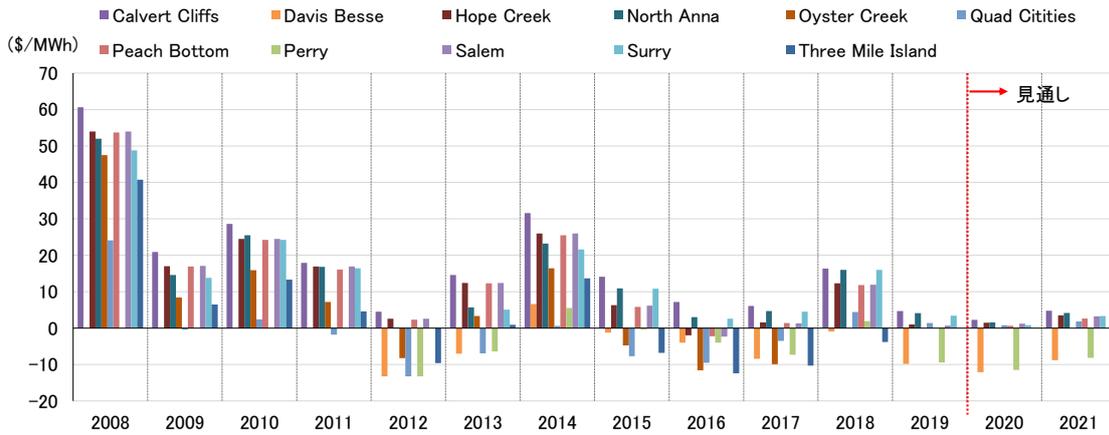


図3 PJM エリアにおける原子力発電所別収益の推移

出典：Monitoring Analytics (2020)<sup>6</sup>, p.350,353 より作成

例年の原子力発電量が400 TWh程度のフランスでは、フランス電力（Électricité de France, EDF）が2020年4月、電力需要が例年の20%落ち込む可能性があるとの見通し（および、職員保護措置に伴う定期検査スケジュールの再調整）から、2020年の原子力の発電量見通しを300 TWhに、2021年および2022年については330-360 TWhに下方修正することを発表した<sup>7</sup>。この影響はEDF全体の収益にも影響を及ぼす可能性が高い。実際、EDFは同月、2020年および2021年の財務目標を全て取り下げている<sup>8</sup>。

原子力が総発電量の約20%を占めるスペインでは、国内原子力発電所の稼働率は通常より40%ほど低水準にある<sup>9</sup>。ただし、これはアスコ1号機とアルマラス1号機が6月末まで燃料交換のために停止していることも影響している。この燃料交換により、両機はむしろ、コロナ危機後の需要回復に貢献することが期待される。他方で、これら以外の原子力発電所は、電力需要の低迷と再生可能エネルギー電力の増加を受け、運転出力を抑制している。

ウクライナにおいてもエネルギー・環境保護省より、2020年の原子力による発電量は8.6%減の73.7 TWhになるとの見通しが示されており、国営企業であるエネルゴアトム社は保有する15基の原子炉のうち、3基の運転を一時的に停止する計画を発表している<sup>10</sup>（ザポロジェ2号機：4月21日から6月30日まで、ザポロジェ6号機：5月10日から8月15日まで、ロブノ3号機：5月10日から8月4日まで）。同社は2021年以降の計画は明らかにしていないが、電力需要が回復しなければ、同様の措置が取られる可能性は高い。

以上のように、電力需要の低下によって原子力の発電量は、各国で例年と比して減少に向かおうとしている。発電量の減少や電力価格の低下は即ち発電事業者にとっての収入減であり、その財務状況に深刻な影響を与えかねない。フランスのEDFが財務目標を取り下げざるを得なかったことはその証左であろう。天然ガスを含む化石燃料の低価格化が同時に進行していることも、電力価格の低下をさらに加速させる可能性がある。卸電力価格の最新の動向や将来見通しについては未だ十分な情報が出そろっていないが、少なくともアメリカでは表1.1の通り下落が見込まれている。以前よりアメリカやイギリスといった、市場自由化が進んだ国々では安価な再生可

<sup>6</sup> Monitoring Analytics, 2019 State of the Market Report for PJM, 2020.

<sup>7</sup> EDF, Press Release, April 16, 2020.

ただし、2020年の見通しについては後に315-325 TWhに上方修正した。（EDF, Press Release, July 2, 2020.）

<sup>8</sup> EDF, Press Release, April 14, 2020.

<sup>9</sup> Eurelectric ウェブサイト

<sup>10</sup> Energoatom, Press Release, April 30, 2020.

能エネルギーや天然ガス発電との競争で、原子力発電事業の収益性は悪化していた<sup>11</sup>。今回のコロナ危機では電力需要の激減に加え、化石燃料価格も歴史的な低水準にあることから、その状況は一層深刻化していくといえるだろう。発電事業者が民営であれ国営であれ、収入（歳入）の減少は、将来にわたって国民生活に必須のインフラへの投資さえ脅かす恐れがある。この問題は電力需要が回復した時に深刻なものとして顕在化してくる。

## 2-2. 新規建設プロジェクト

本項では新型コロナウイルスによる移動制限や経済活動の停滞などが各国の新規建設に与えている影響をレビューする。

フィンランドのオルキルオト発電所で3号機（EPR、1.7 GW）を建設中の電気事業者（Teollisuuden Voima Oyj, TVO）は2020年4月8日、同機への燃料装荷をフィンランドの放射線・原子力安全局（Säteilyturvakeskus, STUK）に申請した<sup>12</sup>。申請から認可まで数ヵ月かかるとTVOは見ているため、予定されている6月の燃料装荷開始は若干遅れが出る可能性がある。更にコロナウイルスの影響でベンダーによる燃料装荷作業も遅れるため、2020年11月の試験送電開始や、2021年3月の定格出力発電開始というスケジュールにも影響が出る見通しであるとしている。なお、同機においては5月23日、加圧器安全弁の一つに損傷が見つかっており、STUKはこれを重大な事象とみて詳細な調査をTVOに指示している<sup>13</sup>。同機ではこれまでも様々なトラブルから2009年の竣工予定が再三にわたり遅延を繰り返してきたため、コロナの影響による遅延が計画全体に及ぼす度合いは相対的に大きくないと考えられる。むしろ、加圧器安全弁の損傷のような重大なトラブルが今後とも相次ぎ、さらなる遅延やコスト・オーバーランが生じるか否か、のほうが重要であろう。

アメリカでボーグル3, 4号機（PWR、1.1 GW×2）の新規建設プロジェクトを進めているジョージア・パワー社は4月15日、同建設サイトで働く従業員を約2割、一時的に削減したと発表した。コロナウイルス感染者が複数出たことを踏まえ、ソーシャル・ディスタンスを考慮したためという。ジョージア・パワー社はこの従業員削減に伴う遅延は考えられないとして、作業員の一時的な離脱は生産性を上げることで補填し、3号機を2021年に、4号機を2022年に営業運転開始させる予定には変更ないと述べている<sup>14</sup>。5月22日には3号機に最後のモジュールとなる格納容器上部の水タンクが設置された<sup>15</sup>。こうした経緯からは、コロナの影響による遅延は今のところ見られないといえるが、他方で親会社であるサザン社からは、感染拡大の影響を現時点で見極めるのは時期尚早とのコメントも出ている<sup>16</sup>ことに注意すべきである。

ロシアは国内外において、現在積極的に新規建設プロジェクトを進めている国の一つだが、そのロシアにおいてもコロナの影響が生じていることを示唆する事例がある。ロスアトム社の運転部門であるロスエネルゴアトム社は5月19日、ロシアの電力市場規制機関に対し、建設中のレニングラードII-2号機において外国人作業員の一時帰国があったため、送電開始日が当初予定より約6週間遅れの2021年4月1日になると報告した<sup>17</sup>。一方で、同じく作業員の一時帰国措置がとられたバングラデシュのルプール発電所建設プロジェクトにおいては、この発電所を供給しているロスアトム社から「パンデミックによる影響を最小化し、完成に向けた工程を順守するため、あらゆる手段を講じる<sup>18</sup>」とのコメントが出ている。フィンランドで建設に向けて動いているハンヒキビ1号機計画においても4月20-22日、世界初のSkypeによるベンダー検査が実施される<sup>19</sup>など、コロナの影響は出ているものの、その影響が工程遅延に及ばないよう最大限の措置が執られているとみられる。4月に作業員のコロナウイルス感染が確認された<sup>20</sup>、ベラルーシのオストロベツ1号機においても、それによる工程遅延は今のと

11 木村謙仁、柴田智文「諸外国における新型炉開発に係る動向」『エネルギー経済』第45巻第4号、2019、p.75-86.

12 TVO, Press Release, April 8, 2020.

13 *Kaleva*, May 23, 2020.

14 2020年4月17日付 原子力産業新聞

15 Georgia Power, Press Release, May 22, 2020.

16 2020年4月6日付 原子力産業新聞

17 *World Nuclear News*, May 20, 2020.

本件については「IEEJ Newsletter 201号」でも報じている。

18 Rosatom, Press Release, April 7, 2020.

19 Rosatom, Press Release, April 28, 2020.

20 *BELTA*, June 3, 2020.

ころ発生しておらず、5月初頭にはサイトに燃料が到着した<sup>21</sup>。

ロスアトムが、多数の海外のプロジェクトで新型コロナウイルスの影響を受けながらも工程遵守で進めている一方、国内のレニングラードII-2号機において工程遅延を余儀なくされた理由は現時点では不明である。ロスアトムは今後の新型コロナウイルス・パンデミック・シナリオ想定に基づき、更に各種の追加的代替案も検討しているという<sup>22</sup>。実際、バングラデシュの建設サイトから一時帰国を希望する作業員を引き揚げさせても建設スケジュールに変更はないと言い切れるのも、感染者が実際に確認されたサイトでホット試験を計画通り遂行できるのも、平素からプランB、プランC、と検討してきた成果であろうと想像される。レニングラードII-2号機ではそれでも遅延を完全に防ぐことは出来なかったが、オルキルト3号機などが新型コロナウイルスの影響による遅延期間を明らかにしていないのに対して、6週間という期間を（最終的にその通りになるかは別として）明示できている点は興味深い。この差異には慎重な検討が必要なように思われる。

こうしたロシア勢の強さは、ボーグル3,4号機に係る米サザン社の声明からも分析することができる。前述の通りサザン社は新型コロナウイルスによる両機の建設計画への影響について、現時点では不透明であるとしているが、その声明では、不透明性をもたらす要因として、「感染が拡大し続けていることや政府の対応などによってサプライチェーンや資本市場にも混乱が広がり、労働力や生産性の低下、経済活動の縮小といった状況が継続」することをあげている。これらのうち、「①政府の対応」「②サプライチェーン」「③資本市場」といった点に着目すると、①州政府の権限が強いアメリカと比して、ロシアでは政府の権限が分散しておらず、指揮系統が絞られている、②国際的な物流が滞っているコロナ危機の状況下ではサプライチェーンの不確実性が増すが、ロシアの場合はロスアトムグループが一体となって調達をコントロールしている、③ロシアによる原子力輸出プロジェクトは政府機関による大規模な低金利融資に支えられていることが多く、導入国側の市場環境の影響を受けにくい、といった理由から、総じてロシアはアメリカをはじめとした欧米諸国ほどの影響を受けにくいのではないかと考えられる。特に②に関しては、ロスアトムグループ傘下の350社以上のグループ企業において統一的な調達規定があること<sup>23</sup>、重要機器の設計・製作・据付・現地における試験のほとんど全てをロスアトムグループで手がけていること<sup>24</sup>が注目に値する。

コロナが収束に向かっても、いったん大きな打撃を受けた経済活動が元の水準に戻るには数年の時間を要すると考えられ、したがって電力需要の回復にも時間を要すると見るのが妥当であろう。アメリカにおいては2007年から2008年にかけて多数の新規建設プロジェクトがあったが、2020年6月現在、ボーグル3,4号機を除いて全てが計画中止ないしは休止となった。その要因は、新規建設に要する多額の初期費用と、工程長期化による事業環境の予見性の低さ、そして卸電力価格の低迷により十分な収益性が見通せないことである。前項で卸電力価格の低迷が既設炉の将来を更に厳しいものにしていく現実を述べたが、同様のことが新規建設計画にも言えるのではないだろうか。

### 2-3. 革新技術開発

原子力分野では、時代の要請に応じて生き残っていくための戦略として、新技術の導入に向けた議論が活発化してきており、特にアメリカ、イギリス、カナダなどでは既に、小型モジュール炉（Small Modular Reactor, SMR）や第四世代炉といった新型炉の開発競争が進んでいる。現時点では、こうした動きに新型コロナウイルス感染拡大の影響は見られない。むしろ、アメリカのエネルギー省（Department of Energy, DOE）はこれまでに実施してきた取り組み<sup>25</sup>に加えて2020年5月、核燃料ワーキンググループの提言「米国原子力リーダーシップ再生戦略」に従って、新型炉実証プログラム（Advanced Reactor Demonstration Program, ARDP）を新たに立ち上げた。このプログラムでは、以下の3種類のプロジェクトに対して、合計1億6,000万米ドルを拠出するとしている：

<sup>21</sup> Rosatom, May 6, 2020.

<sup>22</sup> Rosatom, March 26, 2020.

<sup>23</sup> ロスアトムグループウェブサイト “Rosatom procurement system” (<https://rosatom.ru/en/suppliers/purchase-standart/>)

<sup>24</sup> 例えば、ロスアトムグループ企業の一つである Atomash は2020年5月13日、バングラデシュ・ルプル1号機向けの原子炉容器の溶接を国内ボルゴドンスクにある工場で行ったことをリリースしている。(Atomenergomash, Press Release, May 13, 2020.)

<sup>25</sup> アメリカ、イギリス、カナダにおける、これまでの新型炉開発の取り組みについては木村、柴田（2019）を参照。

- 完全な機能を有する新型炉の実証炉を7年以内に建設する。
- 将来実施される実証プロジェクトに向けて、技術面・運用面・規制面の課題を解決する。
- 2030年代中頃の商用化を目標とした新型炉の設計を行う<sup>26</sup>。

カナダでは2020年4月、カナダ原子力研究所（Canadian Nuclear Laboratories, CNL）はイギリスを本拠地とするモルテックス・エナジー社との間で、同社が開発中のSMRに使用する新型燃料の研究を支援することが発表された<sup>27</sup>。モルテックス社は独自設計の熔融塩炉（Stable Salt Reactor, SSR）の開発を進めており、2019年11月にCNLのカナダ原子力研究イニシアティブ（Canadian Nuclear Research Initiative, CNRI）による助成対象候補として選出されていた。今回の合意はCNRIの枠組みによる支援が正式に決定したことを意味する。モルテックス社はアメリカでも活動しており、2020年5月にはDOEのエネルギー高等研究計画局（Advanced Research Projects Agency-Energy, ARPA-E）による350万米ドルの拠出が決定している<sup>28</sup>。

イギリスでは2020年7月、ビジネス・エネルギー・産業戦略省（Department for Business, Energy and Industrial Strategy, BEIS）が、革新技術を用いたモジュール式原子炉（Advanced Modular Reactor, AMR）開発コンペティションの第2フェーズ進出企業を発表した。2018年から実施されていた第1フェーズでは8社による実現可能性調査を対象に、BEISから総額400万ポンドが出資されていたのに対して、この第2フェーズではその中から選ばれた3社（トカマク・エナジー、ウェスティングハウス、U-バッテリー）によるAMR開発プロジェクトを対象に、総額4,000万ポンドが出資される<sup>29</sup>。また、BEISは同時に、原子力イノベーションに向けた先進的製造・素材技術の開発コンペティションについても、第2フェーズ進出企業を発表した。こちらは実証プロジェクトの実施を目標に、総額2,000万ポンド程度が出資される<sup>30</sup>。

以上述べてきたとおり、2020年7月現在、政府や国立研究所のレベルでは新型炉開発促進の方針に対して、新型コロナウイルスの感染拡大やエネルギー市場の変化による影響は見られない。安全で、地球環境問題への解決にもつながり、地域や国のエネルギー安定供給や産業基盤の拡充につながる原子力革新技術を開発する機運は、新型コロナウイルスによる経済停滞の影響をあまり受けてはいないといえよう。

しかしながら、いくら機運が高くとも、これらの技術が最終的に社会や市場に受け入れられなければ、商用ベースでの導入には結実しないことに注意しなければならない。SMRプロジェクトの先駆者といえるニュースケール・パワー社が、アメリカのアイダホ国立研究所（Idaho National Laboratory, INL）で建設中のSMR初号機の完成予定を2026年としていることから、新型炉の技術実証機建設時期は順調に進めば2020年代半ばから2030年頃と想定される。その時期までに、今回のコロナ危機による経済への影響が回復していなければ、期待の技術であってもやはり他電源より収益率が乏しいとして、後続の商業用炉建設ラッシュに至らず終わってしまう恐れがある。長期的視野から革新的原子力技術が重要であるという政策的姿勢を堅持するのであれば、政府の側には商業化まで必要な投資が継続的に行われるよう喚起する施策が必要であろう。

<sup>26</sup> DOE ウェブサイト

(<https://www.energy.gov/ne/nuclear-reactor-technologies/advanced-reactor-demonstration-program>)

<sup>27</sup> CNL, Press Release, April 23, 2020.

<sup>28</sup> Moltex Energy, Press Release, May 14, 2020.

<sup>29</sup> BEIS ウェブサイト

(<https://www.gov.uk/government/publications/advanced-modular-reactor-amr-feasibility-and-development-project>)

<sup>30</sup> BEIS ウェブサイト

(<https://www.gov.uk/government/publications/nuclear-innovation-programme-advanced-manufacturing-and-materials-competition-phase-2-successful-projects>)

### 3. 展望

以上の通り、新型コロナウイルスの感染拡大による電力市場への影響は、少なくとも数年間のスパンにおいて、原子力にとって今まで以上に厳しい状況を作り出すものと予想される。国の政策や市場設計によっては既設炉の早期閉鎖が一層加速するのみならず、新設計画のリスクも一層高くなり、原子力事業の存続が危ぶまれる企業も多く出てくるであろう。

その一方で、より長期的には原子力の普及を後押しする要素も見られる。今回のコロナ危機では国境を越えた移動の多くが制限され、重要物資の供給を他国に依存することの危険性が改めて認識された。これにより、危機終息後にはエネルギー供給についても輸入依存の低減が政策上のプライオリティとして一層重要視されるようになる可能性は高い。原子力は一度運転を開始すれば1年以上にわたって継続運転ができるため、この点でエネルギー安全保障政策に貢献できる。また、エネルギー需要が回復してくれば温室効果ガス排出量の問題も再び深刻なものとなってくるため、安定的な低炭素電源である原子力の価値が再評価されることも考えられる。実際、IEAのビロル事務局長は2020年3月に「今回のコロナ危機による大混乱は、現代社会がいかに電気に依存しているかが浮き彫りになった」としたうえで、「原子力を含む安定的電源は確実な電力供給を支えるうえで不可欠な要素だ<sup>31</sup>」と述べたほか、同年6月に発表されたIEAの報告書<sup>32</sup>でも、大型炉の役割やSMRへの期待が言及されている。IEA以外の組織からも原子力の重要性を強調する声は相次いで上がっており、4月には経済協力開発機構原子力機関（Organisation for Economic Co-operation and Development/Nuclear Energy Agency, OECD/NEA）のマグウッド事務局長が「世界で多くの原子力発電所がこのコロナ渦の最中にも、人々のテレワークや生活を支え、医療機関に必要な電力を供給するため、安定的に運転を続けている<sup>33</sup>」として、原子力の重要性を評価する声明を出した。また、5月には世界原子力協会（World Nuclear Association, WNA）のリーシング事務局長がIEAとの会合で、「経済的で低炭素で強靱な電力インフラの構築に貢献し、雇用も生む原子力産業は、ポスト・コロナの経済復興に重要な役割を果たす<sup>34</sup>」と述べている。

本稿で述べてきた新型コロナウイルス感染拡大による原子力産業への影響を、時系列も考慮しつつ図示すると図4の通りとなる。現時点で単一の将来の絵姿を描くことは非常に困難であり、原子力を促進するドライバーと、その逆のドライバーの双方が、それぞれどの程度のウェイトを持つことになるのかが重要となる。ここで注意すべきは、「地球温暖化防止と経済成長の両立には、安定的で信頼性の高い原子力が大きな役割を果たす」といった議論はあくまでも「目指すべき姿」であり、現在欧米各国で進行中の現実とは乖離があるということを重大な事実として認識する必要がある。地球温暖化防止やエネルギー安全保障や経済成長の重要性は誰も否定していない。問題は、そういった特性を持つ原子力技術が、なぜ民間事業となると多くの欧米諸国で継続困難になるほどの大きな壁に直面してしまうのか、ということである。「壁」の具体的な実体は卸電力価格の低迷に象徴される自由化電力市場の予見性の乏しさであったが、コロナ危機とそれに伴う長期的に不透明な経済展望はその壁を一層高めたといえる。そういった状況に対して、各国政府がエネルギー安定供給や安全保障にどれほどのプライオリティを置き、原子力にどれだけの価値を認めるかはいうまでもなく重要である。他方で、民生用原子力利用の担い手は、最終的には民間企業や投資家であり、原子力の今後は彼らの判断に大きく依存していると言っても過言ではない。新型コロナウイルス感染拡大が原子力に及ぼす影響について分析するうえでは、感染拡大により改めて浮き彫りとなった原子力のもつ政策的な価値を正確に評価する一方、目下の利益水準や投資の回収可能性など経済的な現実を見て動く機関投資家や産業界がポスト・コロナの原子力事業をどのように評価していくのかを同時に注視していくべきであろう。

<sup>31</sup> Birol, Fatih, “The coronavirus crisis reminds us that electricity is more indispensable than ever,” IEA website, 2020.  
(<https://www.iea.org/commentaries/the-coronavirus-crisis-reminds-us-that-electricity-is-more-indispensable-than-ever>)

<sup>32</sup> IEA, *Sustainable Recovery*, 2020.

<sup>33</sup> Message from NEA Director-General, Paris, 6 April 2020, “Tackling the Coronavirus (COVID-19): The NEA's contribution to a global effort”

<sup>34</sup> *World Nuclear News*, June 1, 2020.

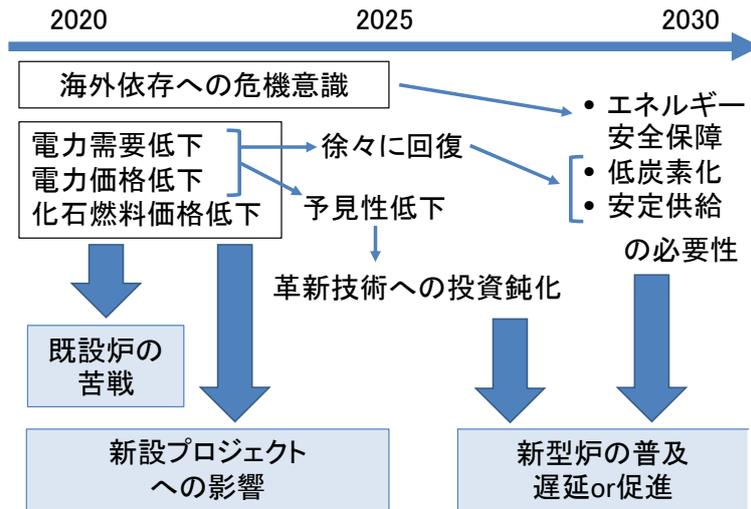


図4 コロナ危機による原子力産業への影響

出典：筆者作成

# 洋上風力からの水素製造と水素インフラ構築に関する欧州の動向

關 思超 (かん・すちょう) \*

## 概要

洋上風力発電は、欧州のエネルギー・環境戦略において重要な供給力の一つとして位置付けられている。また IEA は、2040 年に EU の電力の 5 分の 1 が洋上風力発電によって供給されるとの見通し (Sustainable Development Scenario) <sup>1</sup>を出している。更に、これまでの洋上風力発電導入拡大に伴い、発電コストも低下している。近年実施された入札では、0.05 ドル/kWh 以下の落札価格も記録されている (2025 年以降稼働開始予定)。一方で、洋上風力発電を有効に利用するために、欧州は陸上送電インフラの強化とともに、洋上風力発電からの水素製造にも注目し始めている。英国、ドイツ、オランダ等北海沿岸諸国では、洋上風力発電による水素製造プロジェクトが既に開始されている。また、水素輸送に関しては、欧州の一部の国では、短期的にはガスパイプラインへの水素混合率の引き上げ、長期的には既存ガスパイプラインの改装による 100%水素の輸送も視野に入れた検討も見られる。

日本では、再エネ海域利用法(海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律)の成立とともに洋上風力発電プロジェクト開発の計画策定が活発化しているが、洋上風力発電適地における系統接続可能容量の上限や系統接続費用の負担が課題となっている。そのため、洋上風力発電による水素製造は、将来的に懸念される系統接続制約を回避するための一つのオプションとなるかもしれない。

また、2050 年までに、国内における GHG 排出量を 80%削減するという目標を実現するためには、ガス部門の低炭素化も必須となる。ガスインフラが水素を含めた低炭素ガスに対してどのように段階的に対応していくかに関する議論の加速が望まれる。

## 1. 背景

欧州委員会は2050年までに温室効果ガス(GHG)の排出を実質ゼロにするような方針(European Green Deal)を打ち出している<sup>2</sup>。また、フランスと英国はすでに 2050 年までのネットゼロエミッションを法制化している。ゼロエミッションを実現するためには電力を脱炭素化し最終需要の電化を進める方策が経済的であるとされているが、用途の特性上、電化が困難な分野において利用せざるを得ない化石燃料の代替オプションとして CO<sub>2</sub>フリー水素が注目されている。特に再生可能エネルギー電力からの水素製造は、自然変動再生可能エネルギーの電力系統への影響を緩和することもできるため、低炭素化社会を支える一つの要素技術として期待されている。

洋上風力発電は、欧州の長期エネルギー・環境戦略に重要な役割を果たすことが予想される。2010 年から 2019 にかけて欧州における洋上風力発電の設備導入量は約 6.5 倍 (2,931MW から 21,984MW<sup>3</sup>) に増加した。同時に、洋上風力の発電コストは低下し続けている。2010 年から 2018 年の間で欧州における平均洋上風力発電コストは 14%低下した (0.156 ドル/kWh (2010 年)から 0.134 ドル/kWh (2018 年))<sup>4</sup>。近年、欧州諸国で実施されている洋上風力発電の入札では、補助金無しの案件が相次いで落札となり、売電価格が 0.05 ドル/kWh 以下のプロ

\* (一財) 日本エネルギー経済研究所 電力・新エネルギーユニット新エネルギーグループ 主任研究員

<sup>1</sup> IEA, Offshore Wind Outlook 2019, <https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>

<sup>2</sup> 2019 年 12 月、新欧州委員会委員長であるフォン・デア・ライエン氏は「欧州グリーンディール (A European Green Deal)」を公表し、2050 年までに温室効果ガス (GHG) のネットゼロエミッションを目指している。

<sup>3</sup> IRENA, Renewable Capacity Statistics 2020, <https://www.irena.org/publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020>

<sup>4</sup> IRENA, Renewable Power Generation Cost in 2018, [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA\\_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf)

プロジェクト（2025年以降稼働開始予定）も見られる<sup>5</sup>。膨大なポテンシャルを有し、かつ安価な洋上風力発電を有効に利用するために、洋上風力発電からの水素製造が注目され、北海沿岸国中心に実証プロジェクトの実施が相次いで発表されている。

欧州では同時に、CO<sub>2</sub>フリー水素<sup>6</sup>の利用拡大を支える基盤である水素輸送インフラの整備のあり方についても検討が進められており、特に既存のガスインフラの活用が重要視されている。本稿では、洋上風力発電の中心地である北海地域の諸国（英国、ドイツ、オランダ）における洋上風力発電からの水素製造に関するプロジェクト事例、ならびに水素輸送インフラ整備に関する動きを中心に、最近の動向を整理するとともに、日本の洋上風力発電や水素に関する戦略への示唆を検討する。

## 2. 洋上風力発電による水素製造と水素利用に関する欧州の動き

### 2-1. 英国

英国は、洋上風力発電の導入量において世界最大の国である。2019年末までに英国における洋上風力発電の累積設備容量は9,800MWに達し、総発電量の約1割を占める<sup>7</sup>。英国は、2030年までに洋上風力発電の導入量を30,000~40,000MWに引き上げる目標を立てている。前述のように、英国は2050年までに、GHG排出量をネットゼロにする目標を法制化しており、電力以外のエネルギー需要の脱炭素化も求められる。その中で、洋上風力発電による水素の製造に注目し始めた。現在英国で進んでいる洋上風力発電を活用した水素製造のプロジェクトはまだ検討・計画段階にとどまっているが、その中で代表的なものとして、GigastackプロジェクトとDeepwater Offshore Local Production of Hydrogen project（DOLPHYN project）が挙げられる。

Gigastackプロジェクトは世界最大規模の洋上風力発電所Hornsea<sup>8</sup>をベースにしており、Hornsea発電所（Hornsea Two発電所、1,400MW、2022年運転開始予定）の洋上風力電力を用いて製造された水素を石油精製施設に供給する構成となっている<sup>9</sup>。同プロジェクトは、Hornsea発電所の開発運営事業者であるØrsted社に加え、水電解装置メーカーITM Power社、石油精製会社Phillips 66 Limited社、コンサルタント会社Element Energy社も参加している。Gigastackプロジェクトの主要目的の一つは大規模化による水電解装置のコスト低減であり（表1）、2019年に実施可能性調査を終え、次のフェーズでは100MW級の水素製造システム設計とビジネスモデルの検討が行われる<sup>10</sup>。

DOLPHYNプロジェクトは、長期的なグリーン水素供給に着目しており、浮体式洋上風力発電を用いた水素製造を検討している。今後、洋上風力発電の導入拡大に伴い着床式（水深50-60m以内の海域）に適する場所が少なくなることが予想され、長期的には浮体式洋上風力発電の利用が必要と考えられている。そのため、英国を含めた欧州諸国では、浮体式洋上風力発電の商業化に取り組んでいる。同プロジェクトは、単体10MW級の浮体式風力発電プラットフォームに海水淡水化装置と水電解装置を設置し（図1）、製造された水素を海底パイプラインで陸上に搬送するシステム設計を検討し<sup>11</sup>、2MWの試作機を建設予定である（英政府から312万ポンドの政府補助金を受けている<sup>12</sup>）。ERM（Environmental Resources Management Limited）社、Tractebel Engie社、

<sup>5</sup> IEA, Offshore Wind Outlook 2019, <https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>

<sup>6</sup> 再生可能エネルギー由来の「グリーン水素」とCCS付きの化石燃料由来の「ブルー水素」

<sup>7</sup> Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Wind powered electricity in UK, [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/875384/Wind\\_powered\\_electricity\\_in\\_the\\_UK.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/875384/Wind_powered_electricity_in_the_UK.pdf)

<sup>8</sup> Hornseaは4つのサブ区域が含まれ、トータルの設備容量は6GWであり、2018年に建設が開始し、2028年完工の予定である。

<sup>9</sup> <https://investor.phillips66.com/financial-information/news-releases/news-release-details/2020/Industrial-scale-renewable-hydrogen-project-advances-to-next-phase/default.aspx>

<sup>10</sup> フェーズ2は750万ポンドの補助金を受けている

<sup>11</sup> 経済性評価の結果、同プロジェクトで想定した洋上風力発電施設の離岸距離が遠いため、陸上に送電し陸上で水電解を行うことより、洋上で水素を製造し海底パイプラインで水素を陸上に輸送する方が経済性に優れている

<sup>12</sup> <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-supply-competition/hydrogen-supply-programme-successful-projects-phase-2#dolphyn>

ODE 社等がプロジェクトに参加しており、2030 年以降には、水素製造コストを 1.15 ポンド/kg (1.41 ドル/kg<sup>13</sup>) 以下に引き下げることを目指している。

表 1 Gigastack による水電解装置の性能向上とコスト低減の指標

FCH 2 JU Multi-Year Annual Work Plan Targets		State of the Art (2017)	2020	2024	2030	Gigastack
KPI1	Electricity Consumption @ Nominal Capacity (kWh/kg)	58	55	52	50	54
KPI2	Capital Cost (£/kW) <sup>1</sup>	1,090	820	640	450	300-400
KPI3	Degradation (%/1,000hrs)	0.25	0.19	0.125	0.12	0.09
KPI4	Hot Idle Ramp Time (s)	10	2	1	1	<1
KPI5	Cold Start Ramp Time (s)	120	30	10	10	<30

1: Assuming €1.10/£  
 KP4 & KP5 shall be considered as optional targets to be fulfilled according to the profitability of the services brought to the grids thanks to the addition of flexibility and/or reactivity (considering also potential degradation of the efficiency and lifetime duration).

(出所) Element Energy, Gigastack Bulk Supply of Renewable Hydrogen, January 2020<sup>14</sup>



図 1 浮体式洋上風力水素製造プラットフォームのデザイン

(出所) Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Dolphyn Hydrogen Phase 1 Final Report, October 2019<sup>15</sup>

英国では、ガス部門の脱炭素化のために CO<sub>2</sub> フリー水素の活用を目指している。2018 年の英国における天然ガスの 66%は熱需要に利用されている（産業部門 12%<sup>16</sup>、家庭部門 35%、業務部門 9%、その他 10%）<sup>17</sup>が、将来的に熱供給で使われている燃料を天然ガスから水素に切り替えるために、消費者側の機器の交換や水素輸送インフラの整備に向けた準備が進められている。

例えば、2002 年から、ガス配管の安全性を向上するために、鉄製ガス配管 (<7bar) を Polyethylene (PE) 製配管に切り替えるプロジェクト (Iron Mains Replacement Programme: IMRP) が実施されている。新しい PE 製配管は水素の輸送も可能であるため、同プロジェクト終了時 (2031 年頃) には、英国における約 9 割のガ

<sup>13</sup> 天然ガス+CCUS の水素製造コストは 1.4~1.5 ドル/kg である (IEA, The Future of Hydrogen, <https://webstore.iea.org/download/direct/2803>)

<sup>14</sup> [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/866377/Phase\\_1\\_-\\_ITM\\_-\\_Gigastack.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/866377/Phase_1_-_ITM_-_Gigastack.pdf)

<sup>15</sup> [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/866375/Phase\\_1\\_-\\_ERM\\_-\\_Dolphyn.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/866375/Phase_1_-_ERM_-_Dolphyn.pdf)

<sup>16</sup> 産業部門におけるエネルギー転換プロセスを含む

<sup>17</sup> Gas (DUKES) (July 2019 更新), <https://www.gov.uk/government/statistics/natural-gas-chapter-4-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>

ス配管が水素の配送に適用できるとされている<sup>18</sup>。

また、英国では現在、天然ガスグリッドにおける水素の混合率は0.1vol%以下に規制されているが、水素利用拡大の第一段階として、既存のガスインフラや利用機器の変更を必要としない範囲において水素混合率を引き上げるための実証が進められている。ITM Power や Keele University 等が中心に実施している HyDeploy プロジェクトでは、Keele University 敷地内においてガス配管とガス利用機器の20vol%水素混合率への適用性を実証している（同プロジェクトはHSE（Health and Safety Executive）から水素混合率を最大20 vol%に引き上げる特別許可が与えられている<sup>19</sup>）。HyDeploy プロジェクトと同様に、HyNET NW プロジェクトも既存ガスインフラへの水素混合のあり方を検討している。同時に、天然ガスを100%水素に切り替えるための検討・検証のプロジェクトも進行している（H4Heat プロジェクト、H21 プロジェクト（H21 Leeds City Gate Project、H21NIC、H21 North of England）、H100 プロジェクト等）。

## 2-2. ドイツ

ドイツは、英国に次いで世界第二位の洋上風力発電導入量となっており（2019年末時点の導入量は7,745MW）、2030年までに洋上風力発電設備容量を15,000~20,000MWへ拡大することを目指している。ドイツは、2022年までに原子力、2038年までに石炭火力をフェーズアウトし、2030年までに再生可能エネルギー電力の割合を65%に引き上げるとしている。

ドイツでは、風力発電適地は北部、電力消費は南部に偏っているが、南北の送電線新設が難航している。この課題に対処するために、ドイツは自然変動再生可能エネルギー電力を水素に変換し、その水素を様々な分野で活用する Power-to-Gas (PtG) のプロジェクトを積極的に進めている。ドイツ北部に偏在する洋上風力発電の導入拡大は、増強整備が遅れている系統への負担を増加させることになることから、それを回避するために、洋上風力発電からの水素製造が注目されている。

2019年、石油精製会社 Raffinerie Heide を中心に、Thyssenkrupp、EDF (Germany)、Holcim Germany（セメント会社）、Open Grid Europe (OGE)、Ørsted、Thüga Aktiengesellschaft（投資会社）地方自治体の開発機関 The Heide Region Development Agency、並びに自治体所有のユーティリティー会社 Stadtwerke Heide 等は、ドイツ北部の Schleswig-Holstein 州で Westküste 100 プロジェクトを立ち上げた。同プロジェクトは、電力系統に吸収できない洋上風力発電の余剰電力から製造するグリーン水素と、近傍のセメント工場で回収するCO<sub>2</sub>からカーボンニュートラルな合成航空燃料を製造する計画である<sup>20</sup>。フェーズ1では、向こう5年間で30MWの水電解装置を設置する予定である<sup>21</sup>。将来は水電解装置の規模を700MWに引き上げ、グリーン水素の利用範囲もさらに拡大することを目指している。

ドイツでは送電網の容量制約に適合するため、今後も洋上風力発電からの水素製造は増加するものと見込まれている。現在策定中の国家水素戦略では、洋上風力水素製造の具体的な導入計画が注目されている。

水素の輸送について、ドイツは既存インフラの活用を重要視している。ドイツでは現在ガスパイプラインに2vol%~10vol%<sup>22</sup>（地域によっては異なる）の水素混合が認められており、ガスパイプラインへ水素混合の実証プロジェクトも実施されている。また、前述の Westküste 100 プロジェクトのように、グリーン水素とCO<sub>2</sub>でカーボンニュートラルな合成燃料（メタンや液体燃料）を生産することにも積極的に取り組んでいる。カーボンニュートラルな合成燃料は、CO<sub>2</sub>削減に貢献すると同時に、既存のインフラやエネルギー利用機器をそのまま活用できることに意義がある。

長期的な水素輸送インフラの整備については、既存の天然ガスパイプラインを最大限活用する方向で検討が進

<sup>18</sup> <https://www.icheme.org/media/11593/transitioning-to-hydrogen-report.pdf>

<sup>19</sup> <https://www.itm-power.com/news/hydeploy-uk-gas-grid-injection-of-hydrogen-in-full-operation>

<sup>20</sup> Westküste 100 プロジェクトのコンセプト：<https://www.westkueste100.de/>

<sup>21</sup> <https://www.heiderefinery.com/en/press/press-detail/cross-sector-partnership-green-hydrogen-and-decarbonization-on-an-industrial-scale/>

<sup>22</sup> IEA, Limits on hydrogen blending in natural gas networks, 2018, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-2018>

められている。連邦経済エネルギー省（BMWi）が設立<sup>23</sup>した将来のガスインフラの在り方を議論する Gas 2030 Dialogue では、水素の取扱いが議論の焦点の一つとなっている。同 Dialogue の第一回取りまとめ案では、水素輸送ネットワークの建設は水素利用設備の普及拡大と同調しながら、一部の地域では産業や運輸部門の需要家に水素を輸送するための水素専用パイプラインの建設も考えられるとの考え方が示されている。同取りまとめ案は、水素輸送パイプラインの整備については、既存の天然ガスインフラ（パイプラインや貯蔵施設）の活用（水素輸送するための天然ガスパイプラインの改装等）を強調している。

政府の方針に応じて、ドイツのガスパイプライン運営事業者団体 FNB Gas は、全長 5,900km の水素ネットワークビジョンを公表した（図2）。この水素ネットワーク（100%水素輸送可能）の 90%は既存のガス導管（ガス導管の改装）や貯蔵施設の活用を想定している。FNB Gas は 2020 年 5 月にドイツ北部で 1,200km の水素グリッドを 2030 年までに建設する計画(H2 Startnetz 2030)を公表した（1,100km は既存の天然ガスパイプラインの改装、100km は新規の水素パイプライン）。パイプラインの建設・改装にあたって約 6.6 億ユーロの投資（パイプライン利用料金の 1%上昇と相当する）が必要と試算されている<sup>24</sup>。FNB Gas は、策定中のガスネットワーク計画（Gas Network Development Plan 2020-2030）にも水素供給を織り込んでいる。そのため、将来の水素の需要と供給のマッチング（国内 PtG 施設や水素輸入受入地点と水素需要の分布）に関する調査も実施している。

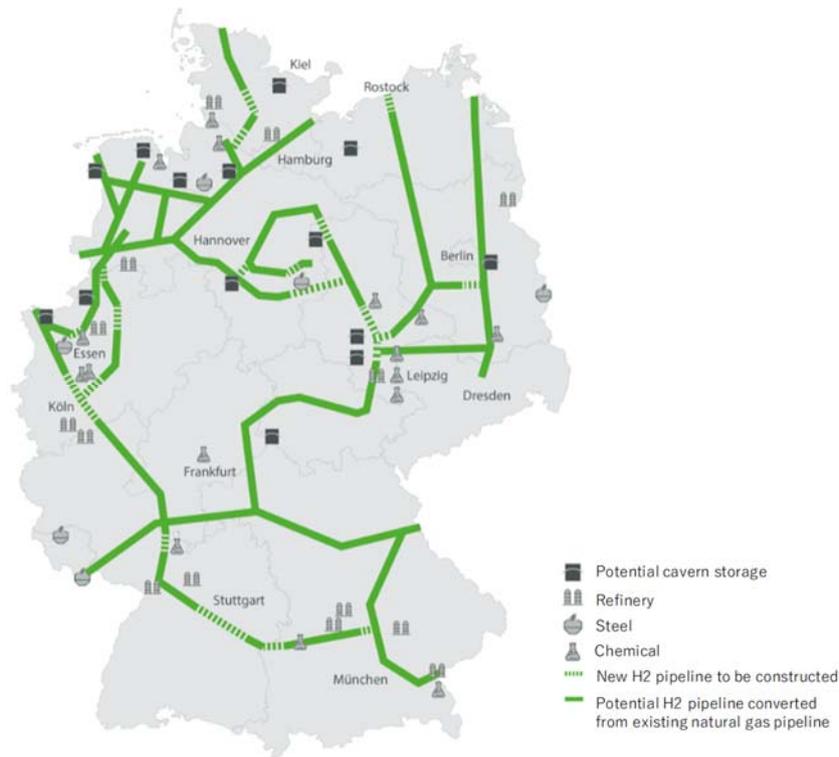


図2 水素ネットワークビジョン

(出所) FNB Gas 資料<sup>25</sup>（一部加筆）

また、天然ガスパイプラインを水素輸送用に改装する実証プロジェクトも既に動いている。大手石油会社 BP 社、RWE 社、化学品メーカーEvonic 社、Nowega や OGE などガスパイプライン事業者が中心に実施している

<sup>23</sup> 2018 年 12 月

<sup>24</sup> FNB Gas, [https://www.fnb-gas.de/media/h2-startnetz\\_2030\\_mit\\_erlaeuterung.pdf](https://www.fnb-gas.de/media/h2-startnetz_2030_mit_erlaeuterung.pdf)

<sup>25</sup> <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-karte-fuer-visionaeres-wasserstoffnetz-h2-netz/>

GET H2 Nukleus プロジェクト<sup>26</sup>はその一つである。同プロジェクトは、ドイツ北西部の Lower Saxony 州 Lingen 地域にグリーン水素製造施設（100MW の水電解装置、電力は風力発電）を設置し、製造された水素を、North-Rhine-Westphalia 州の Gelsenkirchen にある化学工場や石油精製工場に送る 130km の施設である。一部水素パイプラインの新設もあるが、既存の天然ガスパイプラインの改装を中心として 100%の水素を輸送する計画であり、2022 年末までの水素輸送開始を目指している。

### 2-3. オランダ

オランダは、2030 年までに温室効果ガスの 1990 年比 49%削減を目標にしている。また、脱石炭火力の法制化（2030 年までに石炭発電をフェーズアウト）や、国内ガス田の生産停止（2022 年までに国内 Groningen ガス田操業停止）などの政策方針が決められている。Groningen ガス田で生産されたガスには 14%<sup>27</sup>ほどの窒素が含まれている低カロリーガス（L-gas）であり、利用されるガスパイプラインと設備は、ロシアからの輸入ガスなどの高カロリーガス（H-gas）とは別のシステムとなっている。Groningen ガス田の操業停止の決定を受け、L-gas の代替燃料の一つとして水素が注目されている。オランダ政府は経済性の観点から、短期的には CCS 付きの化石燃料由来水素（ブルー水素）の供給を受け入れるものの、長期的には水素供給の大半をグリーン水素にする方針であり、洋上風力発電を活用した水素製造も一つの要素技術と位置付けている。

オランダにおける洋上風力発電の設備容量は 2019 年時点で 1,118MW であり、2030 年までに現状の 10 倍（11,500MW）に拡大することを目指している。また、オランダは水電解装置の導入目標も設定している。2019 年 6 月に公表された Climate Agreement によると、水電解装置の大規模化によるコストダウンを狙い、2030 年までに 3,000~4,000MW の水電解装置を導入するとしている<sup>28</sup>。

このような状況の中、洋上風力発電を活用した水素製造に関する動きが活発になっている。石油大手 Shell Netherland 社、オランダのガス供給事業者 Gasunie 社、Groningen 港<sup>29</sup>が共同で世界最大規模のグリーン水素プロジェクト NorthH2 を立ち上げ、2030 年までに Eemshaven で 3,000~4,000MW<sup>30</sup>の洋上風力発電による水素製造設備の導入を計画している。同プロジェクトはさらに、2040 年前後までに洋上風力発電水電解システムの規模を 10,000MW（年間水素製造量は 800,000 トン）に拡大することを目指している。また、NorthH2 と同じ Groningen 地域で、ドイツの大手エネルギー会社 RWE と Innogy も洋上風力発電による水素製造の可能性調査を実施している。オランダ政府は、2030 年までに北海で洋上風力と水素の両方を供給するための実証用のエネルギー島を建設する計画を立てている。また、洋上風力発電と水素製造を統合したプロジェクトの入札についても検討している。

オランダは EU の 2050 年カーボンニュートラル目標を支持し、国内の GHG 排出を 2050 年までに 1990 年比で 95%削減する法案も提出されている（審議中）。CO<sub>2</sub>フリー水素を長期エネルギー戦略の一つの軸としており、それに向けて準備が進められており、政府の水素戦略の実施にあたって、2020~2030 年の 10 年間に 1,500~2,000 百万ユーロの予算が必要と試算されている（表 2）。

ドイツと同様に、オランダも既存天然ガスインフラを最大限活用する水素輸送ネットワークの構築に関する検討が進められている。短期的には、既存の天然ガスパイプラインへの水素の混合を推進する（2%から 10%~20%への引き上げ）。2020 年 4 月に公表された政府の水素戦略<sup>31</sup>では、ガスパイプラインにおけるグリーン水素の混合義務化に関する検討も行う予定である。

天然ガスインフラを活用した水素輸送ネットワークの整備についての議論も開始されている。ガスパイプライン運営会社 Gasunie 社を中心に、既存の天然ガスパイプラインを水素輸送用に転換する実証事業がすでに行われ

<sup>26</sup> GET H2 Nukleus プロジェクト <https://www.get-h2.de/en/get-h2-nukleus/>

<sup>27</sup> The Oxford Institute for Energy Study, The great Dutch gas transition, 2019, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/07/The-great-Dutch-gas-transition-54.pdf>

<sup>28</sup> 水電解装置のコストを現状の 100 万ユーロ/MW から 35 万ユーロ/MW（2030 年）に低減すると目指している（Climate Agreement page 181）。

<sup>29</sup> 同地域のガス生産は 2030 年までに止める予定である

<sup>30</sup> オランダ政府も 2030 年までに 3~4GW 程の水電解水素製造施設を導入すると目標している

<sup>31</sup> Government Strategy on Hydrogen. <https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>

ている。例えば、2016年に実施された Hydrogen Symbiosis プロジェクトでは（オランダの Zeeland 地域）、全長 12km のガスパイプラインを改装し、工場間<sup>32</sup>の水素輸送に利用している。フェーズ1では、パイプラインで輸送するガスの比率は水素 70%、天然ガス 30%となっている<sup>33</sup>。このパイプラインはすでに稼働開始しており、年間 4,000 トン以上の水素が輸送可能という<sup>34</sup>。そのほか、Gasunie 社は、Eemshaven、North Sea Canal、Rotterdam 等の地域の産業部門にもパイプラインによる水素輸送プロジェクトを展開している。

表2 2030年まで水素に対する政府予算の見込み

項目	時期	予算規模 (百万ユーロ)
プログラム形成	継続	0.2~0.5/年
大規模（GW級）な水素製造の実現	2030年	1,000以上
水素輸送・貯蔵システム	2030年	未定（一部民間投資）
水素発電	2030年	250以上
建物における水素活用の実証プロジェクト（3-5件）	2025年	10~20
運輸部門（水素ステーション含む）	2025年	10~20
産業部門における水素活用（一部は水素製造にも含まれる）	2025~2030年	50~100
分散型再エネ電源と水素の組み合わせ	2025年	10~20
実証用のエネルギー島の設計と建設	2030年	100以上
規制・標準化整備	2020~2021	10~20
研究開発	2020~2030年	5~10/年

（出所）TKI New Gas 資料<sup>35</sup>をもとに筆者作成

#### 2-4. その他

英国、ドイツ、オランダのほか、デンマークでも、洋上風力発電から水素を製造する試みが進められている。2019年12月、洋上風力発電事業最大手の Ørsted 社等7社が実施している H2RES プロジェクトに、デンマーク政府から500万ドル以上の補助金が供与された。H2RES プロジェクトは、コペンハーゲン郊外にある Avedøre 発電所に 2MW 規模の水電解装置と水素貯蔵施設を設置し、Ørsted 社が運営している洋上風力発電所からの電力を用いて水素を製造する（水素製造能力：600kg/日）。同プロジェクトで製造された水素は、燃料電池バスや燃料電池トラック等に利用される予定である。

また、Ørsted 社は、Bornholm 島付近で洋上風力発電とグリーン水素を供給するエネルギーハブの建設をデンマーク政府に提案している。まずは Bornholm 島周辺海域で 1,000MW ほどの洋上風力発電入札を行い、同時に Bornholm 島経由でデンマークとポーランドの間に連系線を建設する（Bornholm 島はデンマークとポーランドの間に立地している）。将来的には、3,000~5,000MW の洋上風力発電を導入し、スウェーデン、ドイツへの送電、ならびに洋上風力発電からのグリーン水素の生産も視野に入れている。

<sup>32</sup> Dow Benelux の工場で発生した副生水素を、Yara 社及び ICL IP 社の肥料生産工場に送っている

<sup>33</sup> [http://www.vndelta.eu/files/4014/7573/9067/Europees\\_werkbezoek\\_LSNED\\_SDR\\_08092016.pdf](http://www.vndelta.eu/files/4014/7573/9067/Europees_werkbezoek_LSNED_SDR_08092016.pdf)

<sup>34</sup> <https://www.weltenergie.de/wp-content/uploads/2018/03/Bringing-North-Sea-Energy-Ashore-Efficiently.pdf>

<sup>35</sup> TKI New Gas, Multi-year Programmatic Approach for Hydrogen,

[https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/Waterstof%20voor%20de%20energietransitie%20-%20innovatieroadmap%20\(jan%202020\).pdf](https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/Waterstof%20voor%20de%20energietransitie%20-%20innovatieroadmap%20(jan%202020).pdf)

北海の洋上風力資源を有効に利用するためには多国間の協力や共同開発は必要との背景から、北海沿岸主要国の電力・ガス TSO (Energinet 社 (デンマーク)、Gasunie (オランダ)、TenneT (ドイツ・オランダ))、並びに欧州最大の港 Port of Rotterdam 等が中心となり North Sea Wind Power Hub (NSWPH) プログラムが発足した。NSWPH は、2040 年までに北海で 150,000MW の洋上風力発電の導入を想定し、風力発電と水電解施設を設置する人工島を数カ所建設し、各人工島をハブとして周辺諸国に再生可能エネルギー電力とグリーン水素を供給する Hub-and-Spoke (図3) というビジョンを提案している。



図3 Hub-and-Spoke

(出所) North sea Wind Power Hub<sup>36</sup>

### 3. まとめと日本への示唆

欧州では、洋上風力発電の導入量がさらに増加することが見込まれる。洋上風力発電の導入拡大に伴い、いくつかの課題も予想される。洋上風力発電を系統統合するためには、陸上の送配電ネットワーク増強のための新規インフラ投資が必要となる。また、変動費が低い洋上風力発電からの電力が大量に電力取引市場に流入すると、市場価格が大幅に低下し、洋上風力発電自身の市場売電収入が減少することで、プロジェクトの経済性に悪影響を与える、いわゆる「カニバリズム」が発生する懸念がある。こういった課題に対処するため、洋上風力発電の一部を水素に変換する発想が生まれている。

技術的に見ると、洋上風力は設備利用率が高く（欧州では新設洋上風力発電の設備利用率は40%~50%）、出力の変動も比較的緩やかであるため、他の再生可能エネルギー発電より水素生産に適している。近年欧州における洋上風力発電の発電コストは大幅に低減し、新規落札案件の売電価格は0.05ドル/kWh台に突入している。Hydrogen Councilは積極的な促進政策が実施された場合、欧州における洋上風力発電からの水素製造コストは

<sup>36</sup> [https://northseawindpowerhub.eu/wp-content/uploads/2019/11/NSWPH-Drieluik-Herdruk\\_v01.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/wp-content/uploads/2019/11/NSWPH-Drieluik-Herdruk_v01.pdf)

2030年に2.6ドル/kgに低減できると見込んでいる<sup>37</sup>。

洋上風力発電の中心地である北海の沿岸諸国で洋上風力による水素製造プロジェクトが相次いで展開されている。一部の国では水素製造と洋上風力発電をセットで入札を行うことも検討している。また、洋上風力資源の有効利用に向けたNorth Sea Wind Power Hubのような多国間取り組みの中でも、水素製造が一つの軸として位置付けられている。

日本でも再エネ海域利用法（海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律）の成立（2018年末）とともに、洋上風力発電プロジェクトの開発が活発化している。ただし、洋上風力発電適地の電力系統接続可能枠の制限や大きな系統接続費用負担が課題となっている。したがって、日本でも洋上風力発電による水素製造は系統接続制約に対する一つの対策として考えられるかもしれない。

日本における洋上風力発電の技術的ポテンシャルは15~16億kW<sup>38</sup>と推計されている。仮に洋上風力発電の設備利用率を35%とすると、年間約5,000TWhの電力が供給可能であり、年間総発電量（2018年度：1,051.2TWh<sup>39</sup>）の4.7倍、一次エネルギー供給（2018年度、19,728PJ<sup>40</sup>）の80%以上に相当する。仮に日本の洋上風力資源を最大限に活用できれば、電力のみならず水素に変換することによって、電力用途以外のエネルギー需要の脱炭素化を図ることが可能である。

現段階では、日本の洋上風力発電の発電コストは高く、洋上風力発電の国内サプライチェーンも整備されていないことから、日本において洋上風力発電による水素製造・供給の実現は短期的には困難である。また、洋上風力発電による水素製造が実現できるとしても、水素製造の経済的合理性や、水素需要の創出等様々な課題も解決しなければならない。しかしながら、欧州の事例を踏まえると、洋上風力発電による水素製造は長期エネルギーシナリオを検討する際の一つの選択肢となる可能性もある。

欧州では、洋上風力発電による水素製造を推進している同時に、水素国内供給に関しては、水素インフラ整備の在り方についての検討も進められている。英国、ドイツ、オランダでは、既存の天然ガスインフラを最大限に活用し水素輸送を目指している。ガス利用設備の水素受容性の制約や、安全性の確保等の課題があるため、短期的には天然ガスパイプラインへの水素混合率を引き上げ、CO<sub>2</sub>フリー水素の利用拡大を図り、長期的にはガスパイプラインの改装を中心に水素専用ネットワークに転換していくビジョンが見られる。水素インフラ整備に向けてガスパイプライン事業者が積極的に関与している点も特徴的である。

日本でも2050年までに80%のGHG削減目標が設定されており、この目標を達成するためには、ガス利用における低・脱炭素化が不可欠である。日本は国内天然ガスネットワークが欧州ほど発達していないことに留意する必要があるものの、将来のガスインフラは天然ガスだけではなく、バイオメタン、カーボンニュートラルメタン、水素等低炭素ガスの輸送にも適用することが求められる。インフラ整備には長期的な視点が求められるため、ガスインフラが水素を含めた低炭素ガスに対してどのように段階的に対応していくかに関する議論の加速が望まれる。

<sup>37</sup> Hydrogen Council, “Path to hydrogen competitiveness A cost perspective”, 2020, <https://hydrogencouncil.com/en/path-to-hydrogen-competitiveness-a-cost-perspective/>

<sup>38</sup> 開発不可の区域を除いた資源量であり、経済性を考慮していない；出所：NEDO, 再生可能エネルギー白書, <https://www.nedo.go.jp/content/100544818.pdf>

<sup>39</sup> 経済産業省, 総合エネルギー統計, [https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total\\_energy/pdf/stte\\_030.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/pdf/stte_030.pdf)

<sup>40</sup> 同上

# エネルギーシステム技術選択モデルによる GHG80%削減分析： 気象条件が技術選択や GHG 削減費用に与える影響◆

川上恭章\*、松尾雄司\*\*

## 1. 緒言

近年、地球温暖化問題への対処は、これまでに増して重要な課題として認識されるようになってきている。日本では、2016年5月に「地球温暖化対策計画<sup>1)</sup>」が閣議決定され、2050年に温室効果ガス(GHG)の排出を80%削減するとの目標が示された。同計画を踏まえて2019年6月に発表された「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略<sup>2)</sup>」は、今世紀後半のできるだけ早期にカーボンニュートラルの実現を目指すとしている。他方、これらの目標を如何に達成するのか、どのような技術の組合せを目指すべきか等について、政府による具体的な定量的試算例は示されていない。

これまでに、日本でのGHGやエネルギー起源CO<sub>2</sub>の2050年80%削減に関しては、エネルギーシステム技術選択モデルを利用した分析結果がいくつか報告されている。大城ら<sup>3)</sup>は、日本を10地域に分割したAIM/Enduseモデルを用いて、GHG80%減を達成するための対策導入量や、地域間連系線の増強による対策費用の低減効果等を示した。秋元ら<sup>4)</sup>は、DNE21+モデルを用いた分析により、2050年目標の達成のためには、電力部門の排出原単位を正味負とし、最終エネルギーでも化石燃料消費を可能な限り抑制する必要があること等を示した。MARKAL/TIMES等と同様、これらのエネルギーシステム技術選択モデルは、電力部門に特化したモデル<sup>5)・6)</sup>と比較して、電力部門の時間解像度が小さい。

太陽光発電や風力発電のような変動性再生可能エネルギー(VRE)発電を含む電力部門の分析においては、従来は代表日の電力需要曲線を用いるなど、1年間を数十区分程度に分割したモデル化がなされていた<sup>7)</sup>。しかし、それではVRE発電の出力変動性や電力需給調整に関する諸制約を明示的には考慮できないため、大幅なGHG削減の志向といった、VREが大量に導入され得る状況下において、その最適導入量やCO<sub>2</sub>削減費用を過大に、あるいは過小に評価する可能性がある<sup>8)</sup>。そのため、近年では電力部門を最低でも1時間刻み(年間8760区分以上)でモデル化することが一般的になりつつある<sup>9)・10)</sup>。但しこれは電力部門に特化した分析においてであり、それ以外の部門を含めたエネルギー需給全体をモデル化する際にVRE大量導入の影響を適切に評価することは、主に計算負荷の面から課題となっていた。

これに対処するため、例えばUeckerdt et al.<sup>11)</sup>は、8760区分の電力需給プロファイルを直接扱う代わりに、残余負荷持続曲線(Residual Load Duration Curve: RLDC)によってVRE大量導入の影響を統合評価モデル(Integrated Assessment Model: IAM)に組み込む手法を提示しており、実際にこの手法はREMINDモデルやMESSAGEモデルといった世界全体を対象としたIAMに組み込まれ、分析が行われている<sup>12)・13)</sup>。但し、このRLDCを用いる手法では主に「無風期間」の電力需給を適切に表現できないことから、VRE大量導入時の経済性を十分に評価できない可能性が指摘されている<sup>14)</sup>。このため筆者らは、まずは日本のみを対象として、8760時間刻みの完全な電力部門のモデル化を含むエネルギーシステム技術選択モデルを開発した<sup>15)・16)</sup>。これにより、最終需要部門内(産業・民生・運輸)での燃料競合(電化進展の有無)、余剰電力の活用、セクターカップリング等を評価できるというエネルギーシステム技術選択モデルの特長を保ちながら、VRE大量導入時の経済的・技術的な影響も適切に評価することが可能となる。

但し、筆者らのこれまでの既報では、VRE発電の発電プロファイルは2012年の気象データに基づき推計したものを用いていた。実際には評価結果は気象条件(日射や風況)に強く依存するため、多数年のデータによる検討

◆ 第36回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンスの内容をもとに作成されたもの。

\* (一財)日本エネルギー経済研究所 化石エネルギー・国際協力ユニット石油グループ 研究員

\*\* (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

を行わない限り、例えば蓄電池導入量や電力単価等について十分に堅牢な結果は得られない<sup>14) 17)</sup>。これを踏まえ、本稿では、高時間解像度化した電力部門を統合したエネルギーシステムモデルを用いて GHG80%削減を実現するためのエネルギーシステムの姿を試算するとともに、多年の気象データを利用した分析を行い、この要因が電力需要(非電力部門の技術選択)や余剰電力対策技術の導入、GHG 限界削減費用等に与える影響を分析した。

複数年の気象条件の考慮に関しては、これまでに、数年程度の気象条件を用いた研究例はある程度存在し(例えば文献<sup>18)</sup>)、また多数年(10年~20年以上)のデータを用いて気象条件の変動等を評価した事例<sup>19)</sup>も存在するものの、多数年のデータをモデルに組み込んで詳細に電力需給を推計した例は、欧州<sup>20)</sup>もしくは日本<sup>14)</sup>を対象としてそれぞれ1例程度見られるのみである。しかもこれらは電力部門のみに限定したモデル分析であり、エネルギーシステム全体について多数年のデータを用いて分析を行った例は、筆者らの知る限り、これまで世界に存在しない。

## 2. 手法

筆者らが開発した最適技術選択モデルを利用して分析を行った。これは線形計画法による動的エネルギーシステム最適化モデルであり、複数の制約条件下で、目的関数である分析期間の割引エネルギーシステム総費用を最小化する。本モデルの最大の特徴は、日本のエネルギーシステム全体を対象とするモデルでありながら、電力部門を1時間刻み(1年間を8760分割)で評価する点にある。また、余剰電力対策技術として、揚水発電や蓄電池の他にEV充電や水素変換も考慮しており、その運用も1時間刻みで表現する。モデルの主な外生変数はエネルギーサービス需要、エネルギーシステムを構成する各技術(転換、送配、最終需要技術等)の経済・技術特性等である。モデルの詳細は既報<sup>21) 22)</sup>を参照されたい。非電力部門は、高時間解像度の電力部門とは異なり、年間合計での需給バランスをとるに留まっており、同部門の高時間解像度化は今後の課題である。本稿で想定する主なGHG削減対策技術を表1に示す。

表1 主なGHG削減対策技術

発電部門	ガス火力CCS, 石炭火力CCS, 太陽光発電, 風力発電(陸上, 洋上), 地熱発電, バイオマス発電, 水素発電, アンモニア発電, 揚水発電, 蓄電池(NAS電池, Li-ion電池)
その他 転換部門	石炭からの水素製造, 天然ガスからの水素製造, 水電解水素製造, 水素貯蔵, メタネーション, CO <sub>2</sub> 大気直接回収(DAC), EV充電
産業部門	革新的高炉技術, 高炉でのCO <sub>2</sub> 回収, 電炉, セメント製造時のCO <sub>2</sub> 回収, 高性能セメント製造プロセス, 黒液回収ボイラー, 高性能工業炉, 高性能ボイラー, 高性能モーター
民生部門	高性能エアコン, 高性能ガス空調, 潜熱回収型給湯器, 高性能HP給湯器, 高効率照明・動力, 太陽熱温水器
運輸部門	ハイブリッド自動車(HEV), プラグインハイブリッド車(PHV), 電気自動車(EV), 燃料電池自動車(FCV), CNG車(貨物), LNG車(貨物), LNG燃料船

本稿では、分析期間を2050年までとし(2015年から5年間隔)、沖縄を除く日本全国を5地域(北海道、東北、東日本、西日本、九州)に分割して地域間での電力融通を考慮した。

太陽光発電(PV)、陸上風力、洋上風力の出力について、気象条件の変化を考慮した。これらのVRE発電の1時間刻みの発電プロファイルは、AMeDASデータを利用して推計した。PVの出力は、AMeDASデータのうち全天日射量から1kW当たりの発電量(kWh/h・kW)を推計した。風力発電については、AMeDASの風速データをハブ高さ(60mを想定)での風速に補正した後、受風面積当たりの発電出力が風速の3乗に比例するとして出力を推計した。風力発電機のカットイン風速は3m/s、定格風速11m/s、カットアウト風速24m/sと想定した。電力需要曲線も気象条件により変化すると考えられることから、人工知能の一種である人工ニューラルネットワーク(ANN)を用いて、過去の気象データから地域別の需要プロファイルを推計した。各一般電気事業者の電力需要実績(2012~2016年度)を基に、3層×50ニューロンから構成されるANNにより過去の電力需要を学習させた。

VRE 発電プロフィール及び電力需要プロフィールの設定に関する詳細は、文献<sup>17)</sup>を参照されたい。

本稿ではこの手法により推計した 2000 年から 2017 年までの 18 年分のデータを利用する。推計された VRE 発電の年平均設備利用率(各地域の単純平均)は概ね各年で同水準であり(図 1)、PV が 13.1%(標準偏差 0.2%)、陸上風力が 23.9%(同 0.1%)、洋上風力が 29.9%(同 0.1%)である。但し、地域間でのばらつきはより大きく、例えば PV では、平均設備利用率が低い 2003 年や 2006 年は、需要の大きな東日本や西日本での設備利用率が低い。具体的には、東日本の年平均設備利用率の全年平均値 12.6%に対し、2003 年は 11.7%、2006 年は 11.6%と低く、また西日本では各年平均 13.2%に対し、2003 年が 12.3%、2006 年が 12.6%となっている。他方、2010 年は同じく全国平均の平均設備利用率こそ他の年に比べて低いものの、地域間のばらつきは小さく、東日本の利用率は 12.5%、西日本では 13.2%である。

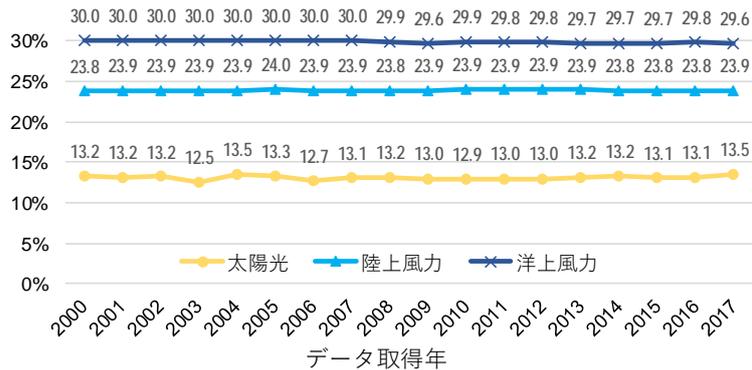


図 1 VRE 発電の年平均設備利用率

なお、本稿では推計した 18 年の期間中や将来にかけての PV 発電効率の向上や、風車の大型化とそれに伴うハブ高さ増大による設備利用率の向上を考慮していない点には留意を要する。

エネルギー起源 CO<sub>2</sub> 以外の温室効果ガスの排出については、土地利用、土地利用変化及び林業(LULUCF)部門は検討の対象外とし、化石燃料の燃焼や漏出による GHG 排出は、内生的に決定される化石燃料消費量に比例するものとした。フロンガスのうち大部分を占める冷蔵庫及びエアコンについては、文献<sup>23)</sup>を参考に、\$40/t-CO<sub>2</sub>eq。のコストで削減が可能であると仮定した。その他の GHG 排出については、近年の変化率実績に基づき、2050 年までの排出パスを外生的に設定した。これらのモデル化はあくまで簡易的なものであり、改良の余地は大きい。

モデルの規模は、内生変数が約 1400 万個、制約式が約 2400 万本である。最適解は、市販のソフトウェア Xpress を用いて導出した。

### 3. 前提条件

#### 3-1. 電力部門に関する前提条件

発電技術及び電力貯蔵技術の費用及び運転特性に関する前提条件は、文献<sup>22)・24)</sup>に従い、表 2、表 3 のように設定した。本稿では費用・価格は 2014 年実質価格を用いている。各諸元は地域によらず共通とし、表中で幅を持って示されているものは、経年による習熟や技術進展等を見込んでいる。VRE 発電の 2050 年にかけての建設単価の低減は、文献<sup>24)</sup>での 2030 年までの低減の程度を利用して外挿した。アンモニア発電(専焼)の諸元は水素発電と同一とした。なお、本稿ではコージェネや自家発電は考慮していない。

原子力発電の設備量は、運用中の発電所 33 基(2019 年 10 月時点)が 60 年運転するものと仮定した。2050 年の設備量は 21.2GW となる。VRE 発電及び地熱発電の各地域での導入可能量上限は、文献<sup>25)・26)</sup>に基づき、表 4 のように設定した。一般水力及び揚水発電は、2015 年の設備能力を上限値とした。地域間連系線は、既に増強が決定しているものを除き、増強されないものとした。

表2 発電技術の前提条件

	原子力	石炭	LNG複合	LNG汽力	石油	水素
建設単価 [千円/kW]	370	272	164	120	200	164
固定運用管理費率	5.2%	4.0%	3.0%	3.0%	3.2%	3.0%
発電効率 (送電端, LHV)	-	39~41%	54~57%	42%	38~39%	57%
年平均設備利用率 上限	80%	80%	80%	80%	80%	80%
ピーク設備利用率 上限	90%	90%	95%	95%	95%	95%
負荷追従上限 [%/時]	0	26	44	44	44	44
負荷追従下限 [%/時]	0	31	31	31	31	31
稼働年数 [年]	60	40	40	40	40	40
DSS運転比率	0	0	0.5	0.3	0.7	0.7
最低出力率	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
	水力	バイオマス	地熱	太陽光	陸上風力	洋上風力
建設単価 [千円/kW]	640	398	790	294~152	284~227	591~506
固定運用管理費率	1.4%	6.8%	4.2%	1.4%	2.1%	3.5%
発電効率 (送電端, LHV)	-	18%	-	-	-	-
設備利用率上限	55%	80%	70%	図1参照	図1参照	図1参照
負荷追従上限 [%/時]	5	30	5	-	-	-
負荷追従下限 [%/時]	5	30	5	-	-	-
稼働年数 [年]	60	40	40	20	20	20

表3 電力貯蔵技術の前提条件

	揚水	NAS電池	Li-ion電池
建設単価 [千円/kW]	190	35	40
建設単価 [千円/kWh]	10	40~30	150~5
固定運用管理費率	1%	1%	1%
設備利用率上限	90%	90%	90%
サイクル効率	70%	85%	85%
自己放電率[1/時]	0.1%	0.5%	0.5%
最大kWh/kW比	6	∞	∞
Cレート	-	0.14C	2.0C
サイクル寿命[回]	∞	4,500	6,000
稼働年数 [年]	60	15	8

表4 VRE 発電と地熱発電の2050年設備量上限(GW)

	北海道	東北	東日本	西日本	九州	合計
太陽光	18.0	42.2	89.6	129.2	49.9	328.9
陸上風力	125.9	58.8	7.1	30.5	13.3	235.5
洋上風力	86.7	5.5	10.9	8.5	0.3	111.8
地熱	0.6	3.4	0.5	0.2	1.5	6.2

### 3-2. その他の前提条件

2050年のCCS貯留ポテンシャルは、既報<sup>4)</sup><sup>27)</sup>のように、91~150Mt-CO<sub>2</sub>/年と大量のCO<sub>2</sub>を貯留できると想定するものが多いが、本検討では相対的に小さい30Mt-CO<sub>2</sub>/年と想定した。2050年の水素の輸入量上限は、経

経済産業省「水素基本戦略」が将来の目標水準としている 1500 億 Nm<sup>3</sup> とし、アンモニアも熱量等価同量を輸入可能とした。水電解水素製造やメタネーション、水素貯蔵に関する諸元は、文献<sup>28)</sup>、<sup>29)</sup>に基づき設定した(設定値は文献<sup>30)</sup>を参照されたい)。エネルギーサービス需要は計量経済学的手法に基づき推計した。実質 GDP は 2030 年まで年率 1.7% で、その後 2050 年まで年率 1.2% で成長するものとし、エネルギーサービス需要はそれに対応して、2015 年から 2035 年にかけて年率 0.5% 程度で増加し、その後は概ね横ばいで推移するものと想定した。

GHG 排出量制約は 2030 年以降の排出量に対して設定し、2030 年は経済産業省「長期エネルギー需給見通し」で示された水準(1079Mt-CO<sub>2</sub>eq.)を、2050 年は 2014 年度比 80% 減の水準をそれぞれ上限とし、その間の年は線形で内挿して上限とした。

### 3-3. 検討シナリオ

先述の通り本稿では、多年の気象データとして、2000 年から 2017 年までの 18 年分を使用した。さらに、CCS 貯留ポテンシャルや水素輸入可能量上限が結果に与える影響について、代表的な気象データ年に対して感度分析を行った。

## 4. 結果

### 4-1. GHG80%削減時のエネルギーシステム

2005 年の気象データでの計算結果を例に取り、2050 年 GHG80%削減を実現するエネルギーシステムの姿を概説する。2005 年を代表例とした理由は、後に示すように、同年のデータを用いた場合の解が、蓄電池導入量や GHG 限界削減費用といった点で、18 年分の中で中位的であったためである。

図 2 は 2035 年及び 2050 年の日本合計の発電量構成と、2050 年の地域別での発電量シェアを示している。2035 年は相対的に GHG 削減制約が穏やかであるため、LNG 複合火力を中心とする化石燃料電源が稼働し、発電量の 49% を占める。石炭火力及び LNG 複合火力の設備利用率はともに 45% である。一方、2050 年には、相対的に CO<sub>2</sub> 削減対策技術が多い電力部門では、ゼロ・エミッション化を実現する必要がある。表 2 で設定した稼働年数想定の下では、2050 年に 14GW の石炭火力及び 98GW の LNG 複合火力が存在するにも関わらず、これらの設備利用率はゼロになる。それに代わり、2035 年には 22% であった VRE 発電の発電量シェアが、2050 年には 47% まで増加する。

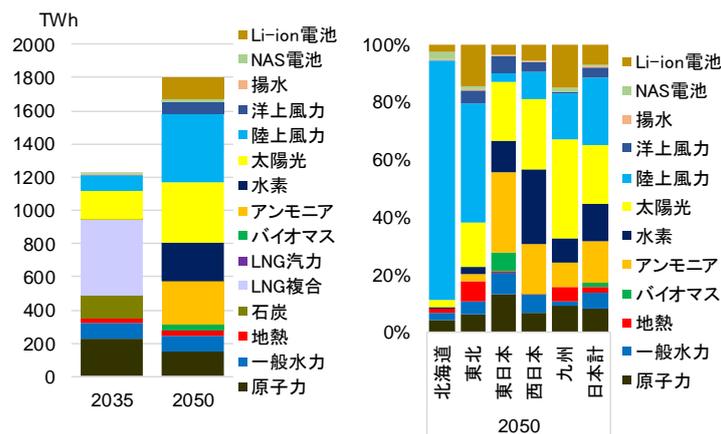


図 2 発電量構成(抑制後)と地域別の発電量構成

電力部門ゼロ・エミッション化のための方策は地域により異なる。陸上風力のポテンシャルが大きい北海道及び東北地域では、同発電が発電量構成の大部分を占める一方、その他の地域では太陽光発電や水素・アンモニア発電のシェアが大きい。洋上風力は北海道が最大の導入ポテンシャルを有しているが、安価な陸上風力の大量導入と東北への送電容量制約のため、導入されない。

VRE 発電の大量導入に伴い、蓄電池も 2050 年に 158GW(うち NAS 電池が 9GW、Li-ion 電池が 149GW)、1223GWh(それぞれ 65GWh、1158GWh)と大規模に導入される。GW 容量は PV 導入量が多い地域で増加する傾向があり、PV が最も導入される西日本(2050 年 129GW)における導入量が最大となった(合計 54GW)。但し、蓄電池を含む各技術の導入量や GHG 削減に要する費用は、その稼働年数の設定によっても影響される点に注意が必要である。例えば、Li-ion 電池の稼働年数を NAS 電池と同じ 15 年と想定した場合、リプレイス回数が減り同電池導入の経済性が相対的に高まるため、2050 年の導入量は 177GW・1561GWh と増加し、NAS 電池は導入されなくなる。蓄電池導入量の増加に伴い、各 VRE 発電の導入量及び発電量も変化するが、GHG80%削減制約下では VRE 発電は設備量上限近くまで導入されるため、その変化は僅かに留まる。

最終部門では、省エネが進展するとともに電化も促進される(図 3)。電化率は 2035 年の 33%から 2050 年には 49%まで上昇し、2050 年の電力需要は 1416TWh となる。図 2 の発電量との差は、転換部門、具体的には EV 充電及びメタネーション等で消費される電力に相当する。メタネーションによるメタン製造量は 2050 年に 4Mtoe となり、これは都市ガスの最終消費 48Mtoe の 9%に相当する。電化の促進は、特に民生部門と運輸部門で著しく、2050 年の乗用車は全て電動化される(図 4)。貨物自動車では LNG トラックや FCV トラックを含む多様な車種が選択される。

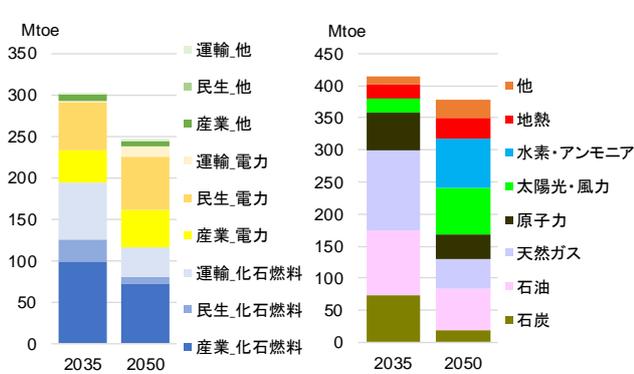


図 3 最終エネルギー需要と一次エネルギー供給

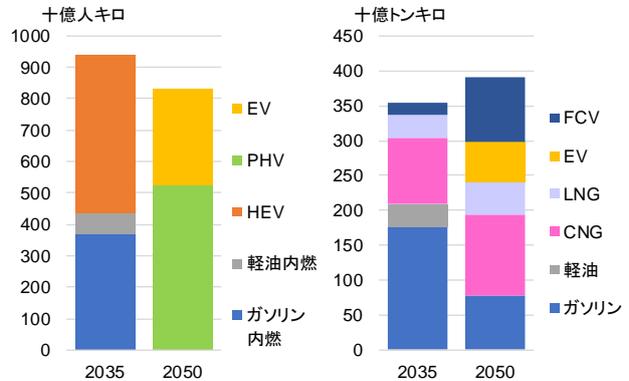


図 4 自動車輸送量構成(左: 乗用車, 右: 貨物車)

## 4-2. 多年データでの比較

### (1) 電力貯蔵技術の導入

気象データ取得年別の 2050 年の蓄電池導入量(NAS 電池と Li-ion 電池の合計値)を図 5 に示す。蓄電池の導入量は、使用した VRE 発電プロファイルにより変化し、導入量の平均値は 164GW・1252GWh、標準偏差はそれぞれ 9.5GW・106GWh であった。両者とも、2003 年の気象データを利用した場合に最大(186GW・1436GWh)となった。

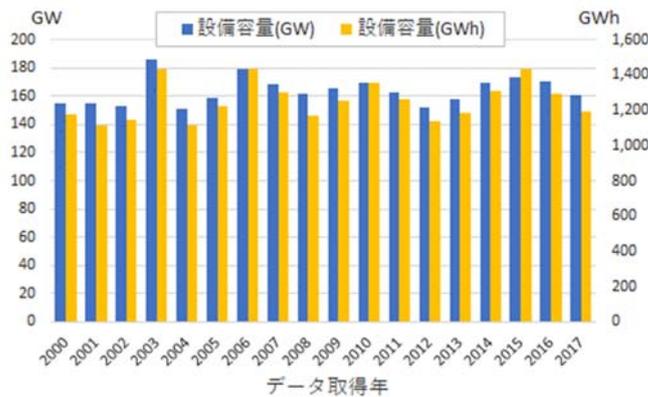


図 5 蓄電池の導入量(2050 年)

蓄電池容量がどのように決定されるかを同定するために、2050年のLi-ion電池の導入量(GWh)が最大となる2003年データ(1371GWh)と最小となる2004年データ(1049GWh)について、蓄電量が年間で最大となる日とその前後10日間の日本合計での電力需給運用を図6及び図7に示す。図中の「0日」が、蓄電量が年間で最大となる日である。2003年データの場合は、同日の2日後から約1週間にわたり、日照時間が十分でない日が続き、蓄電池への充電が他の日に比べて十分には行われないうち、需給運用のために多量の放電を行うことにより蓄電量を減らしている。一方、2004年は同日の2日後に太陽光の発電量が小さいために放電が進むが、3日目以降には、十分なVRE発電量が得られるために蓄電量を回復させることができる。このことから、日照時間が不足する日、あるいは風況が十分でない「無風期間」がどれだけ連続的に発生するかによって、蓄電池容量(GWh)が決定されることが示唆される。両年の容量差は、2050年時点で1.6兆円の設備投資費用の違いに相当する。

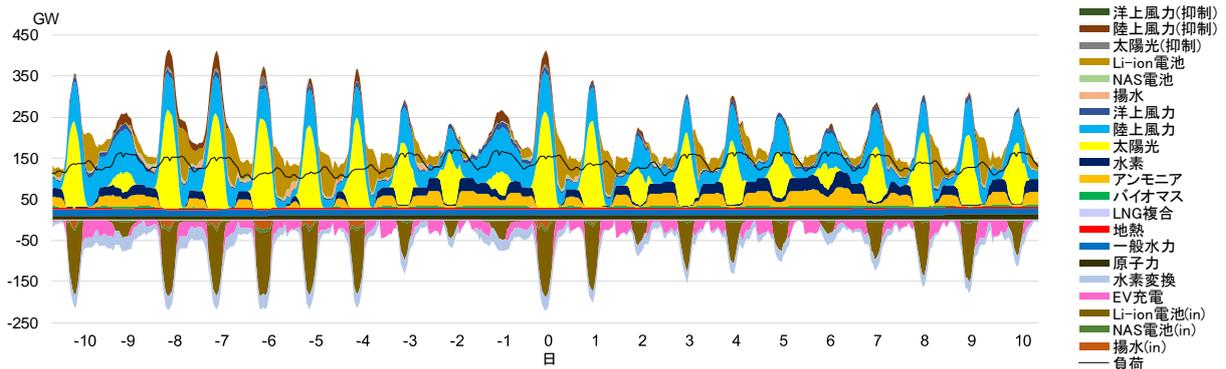


図6 2003年データの下での蓄電量最大日及びその前後10日間の電力需給運用(2050年)

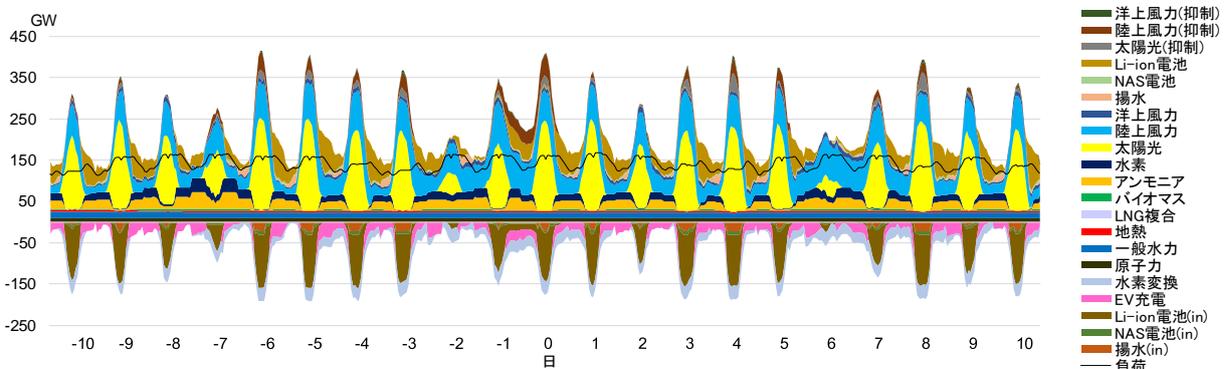


図7 2004年データの下での蓄電量最大日及びその前後10日間の電力需給運用(2050年)

水電解による水素貯蔵装置は北海道及び東北地域で導入される。その導入量は、図8に示すように、GW容量はデータ取得年による影響を受けにくい、GWh容量は各年のVRE発電プロファイルによって大きく影響を受ける。GWh容量は特に東北地域においてデータ取得年による差が大きい。図9は同地域での水素貯蔵量の推移を主なデータ年について示しており、長期貯蔵に適する水素は、大まかにはVRE発電出力の大きな初夏に貯蔵量を積み増し、出力の小さな秋に取り崩す運用となる。余剰電力の用途としては、可能な限り多くのゼロ・エミッション電力を供給するために蓄電池への充電が優先されるため、水電解水素製造は、主に出力抑制が生じ得る程度にVRE発電出力が大きい場合や蓄電量が十分大きい場合に行われる。2006年データの場合には、夏の期間にそのような条件を満たし貯蔵量を積み増す機会が少ないため、GWh容量及び貯蔵量を大きくし、取り崩しに備えておく必要があるものと考えられる。但し、本稿では水素貯蔵装置の建設単価(Wh部分)を700ドル/kg<sup>31)</sup>

と貯蔵エネルギー量当たりの単価が Li-ion 電池よりも安価と想定しており、これが Wh 容量の増強を比較的容易にさせ得る点には留意を要する。なお、図 8 及び図 9 での水素貯蔵装置の設備容量(GW)は 1 時間当たりに製造された水素の熱量を W 換算した値の最大値を、設備容量(GWh)及び水素貯蔵量は貯蔵された水素の熱量を Wh 換算した値を、それぞれ表している。

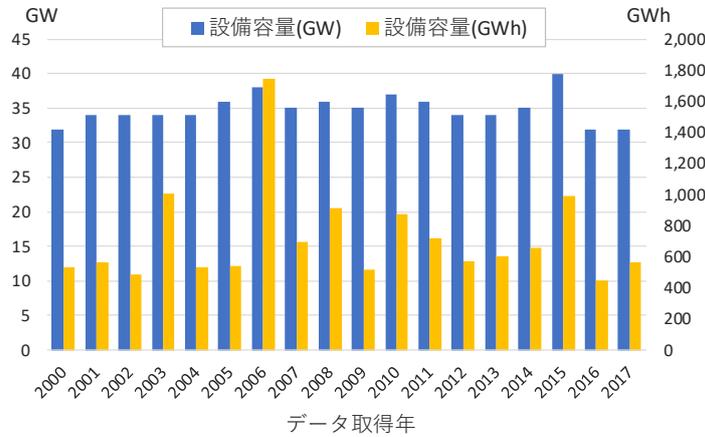


図 8 水素貯蔵装置の導入量(2050 年)

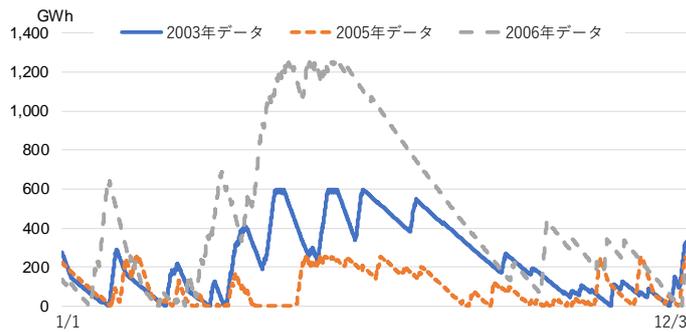


図 9 水素貯蔵量の推移(2050 年, 東北地域)

(2) 電源構成と電力需要

発電量構成(抑制後)及び最終部門での電力需要を図 10 に示す。蓄電池容量とは異なり、総発電量と最終部門電力需要の両者ともに、VRE 発電プロファイルの違いによる差は小さい。2003 年と 2006 年のみ、太陽光の平均設備利用率が他年より僅かに小さいことに起因して総発電量が小さく、最終需要部門の電力需要も 10TWh 程度小さくなる。VRE 発電の導入量は図 11 に示す通りであり、こちらもデータ利用年による違いは小さい。各発電設備量の平均値は、太陽光 319GW、陸上風力 200GW、洋上風力 25GW、標準偏差はそれぞれ 5.6GW、2.9GW、0.0GW であった。全てのデータ利用年において、VRE 発電は北海道を除く全地域で表 4 に示した設備量上限まで導入が進む。域内需要が小さい北海道では、2015 年データの場合の PV を除き、全ての VRE 発電の導入量が設定した上限値を下回っている。4-1 節で述べたように、GHG80%減を達成するためには電力のゼロ・エミッション化と最終需要部門での電化進展が必要不可欠である。本稿では、VRE 発電や、CCS 付き火力や水素火力といったゼロ・エミッション火力の導入量は制約されており、各地域でのゼロ・エミッション電力の供給量には上限がある。図 1 に示したように VRE 発電の年平均設備利用率は年による差異が小さいため、電力需要や発電量構成、VRE 発電導入量はデータ利用年によらずほぼ同一となる。他方、大量の VRE 発電導入下での電力需給運用は、その発電プロファイルにより大いに影響されるため、前項で示したように、蓄電池導入量等には大きな差異が生じる。

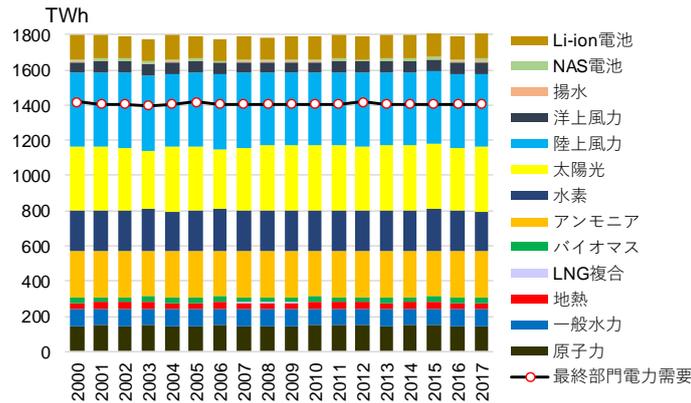


図10 発電量構成(2050年・抑制後)

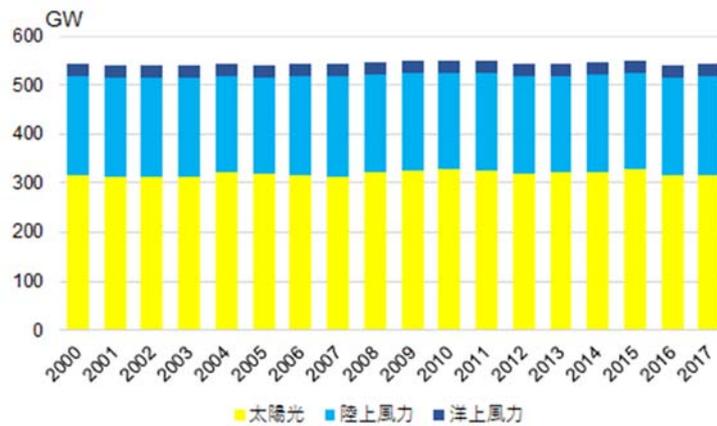


図11 VRE 発電の導入量(2050年)

(3) 限界削減費用

図12に気象データ取得年別のGHG 限界削減費用(2050年)を示す。4-1節で主要な技術選択結果を示した2005年気象データの場合、GHG 限界削減費用は472千円/t-CO<sub>2</sub>eq.と試算された。日本でエネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量を2050年に80%削減するための限界削減費用は概ね数百~数千ドル/t-CO<sub>2</sub>と評価<sup>32)</sup>されており、当該試算値はこの範囲内の上方に位置する。本稿ではGHG80%削減を前提条件としており、その実現のためには80%を上回るエネルギー起源CO<sub>2</sub>の削減が必要となる点、CO<sub>2</sub>貯留量上限を既報<sup>4)</sup> 27)に比べ低く設定している点、エネルギーサービス需要を比較的高いGDP成長率想定に基づき設定している点等が、本稿で試算された限界削減費用が相対的に高価となる要因と考えられる。

472千円/t-CO<sub>2</sub>eq.の費用は、一例としてガソリンに換算すると約1080円/Lとなる。GDPや家計等への経済的な負担の大きさに鑑みて、GHG80%削減の実現は決して容易ではないことが示唆される。

多くの年において限界削減費用は400~600千円/t-CO<sub>2</sub>eq.の範囲となる一方で、2003年及び2006年はそれを大きく上回る約1100千円/t-CO<sub>2</sub>eq.、対照的に2004年及び2017年では約350千円/t-CO<sub>2</sub>eq.となる。2003年及び2006年データの場合に高額となる一因は、需要規模が大きくかつ風力発電の導入可能量が小さい東日本及び西日本地域でのPVの設備利用率が他年より低いため、同地域でのVRE発電の系統接続量が小さくなるためである(図13)。その結果、同地域ではゼロ・エミッション電力の供給量が制約され、最終需要部門での更なる高価な省エネ設備投資が必要となる。図1では2010年もPVの平均設備利用率は低いが、これはVRE発電ポテンシャルの大きな北海道及び東北での利用率の低さに起因するものであり、ゼロ・エミッション電力の供給量制約

とはならない。図13に示すように、VRE 発電出力が相対的に小さい場合には、ゼロ・エミッション電力の供給量を可能な限り増加させることを目的として VRE 発電の出力抑制率を低くしており、これは蓄電池容量(特にGW容量)やGHG 削減費用の増加の一因となっている。

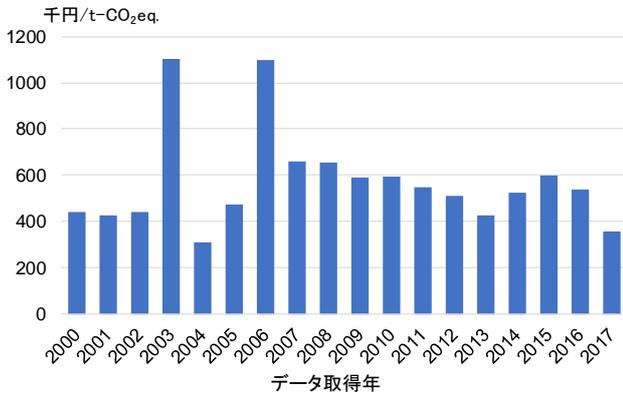


図12 GHG 限界削減費用(2050年)

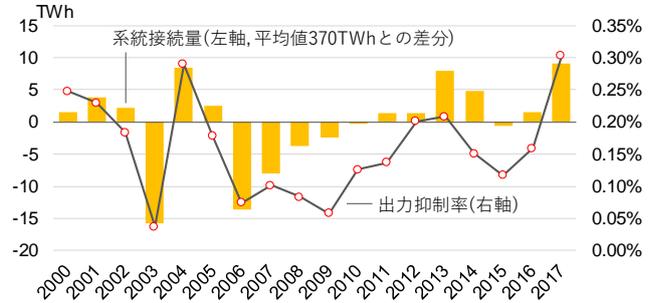


図13 東日本・西日本でのVRE 発電の系統接続量と出力抑制率(2050年)

### 4-3. 感度分析

本節では、前節で蓄電池導入量やGHG 限界削減費用が最大及び最小であった2003年と2004年データの下の、GHG80%削減の実現に大きな影響を与えると考えられる2つの要素—CCS貯留量上限、水素輸入量上限—を3-2節で示した基準設定よりも高位とした場合について、感度分析を行った。ここでは、2050年のCCS貯留量上限を50Mt-CO<sub>2</sub>、水素輸入量上限を3000億Nm<sup>3</sup>とした。

図14に各高位ケースの発電量構成と最終消費構成の基準ケースに対する変分を示す。CCSケースでは、CCS貯留可能量の増加により、CCS付きLNG複合火力の発電量が増加し、陸上風力を代替する。水素ケースでは、発電部門で利用される水素の量が増加し、VRE発電を代替する。代替量が多いこともあり、蓄電池の導入量及び放電量も大きく減少する。2003年の蓄電池容量は65GW・450GWhとなり、基準ケースと比べて121GW・985GWh減少する。

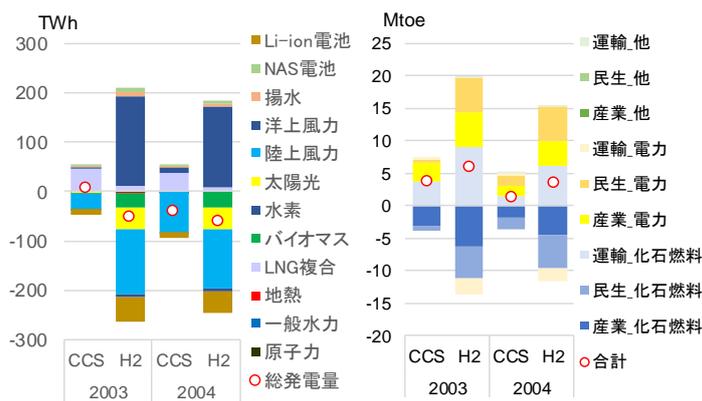


図14 発電量構成(抑制後)と最終消費の変分(2050年)

両ケースともに2050年のGHG 限界削減費用の低減効果が非常に大きく、CCSケースでは287千円/t-CO<sub>2</sub>eq.(2003年)、229千円/t-CO<sub>2</sub>eq.(2004年)、水素ケースでは105千円/t-CO<sub>2</sub>eq.(2003年)、106千円/t-CO<sub>2</sub>eq.(2004年)までそれぞれ低減する。なお、4-1節で述べた各技術の稼働年数想定の変化は、各技術の導入量に影響を及ぼすだけでなく、総設備費用の増減を通じて電力単価等にも影響を与え、結果として限界削減費用も

変化し得る。例えば、2005年データの下でLi-ion電池の稼働年数をNAS電池と同じ15年と想定した場合には、限界削減費用は約10%減少し427千円/t-CO<sub>2</sub>eq.となった。

## 5. 結言

本稿では、気象条件の違いがGHG排出大規模削減制約下でのエネルギー技術選択やGHG限界削減費用に与える影響を明らかにすることを目的に、高時間解像度の電力部門を統合したエネルギーシステム技術選択モデルを用いた分析を行った。日本を対象に、2000年から2017年までの18年分の気象データを用いてGHG80%削減のための技術選択を分析した結果、VRE発電プロファイルの違いは、1年間での日照条件や風況の悪い日の最大連続期間の長短を通じて、蓄電池導入量に大きな影響を与えることが示唆された。CCSや輸入水素の利用可能性の想定にも依存するが、蓄電池導入量は同プロファイルの想定次第で最大300GWh程度変化し得る。従って、VRE発電の大量導入が予想される検討ケースにおいては、多年の気象データを利用することが対策コスト等を適切に評価する上で重要であろう。他方、最終需要部門での技術選択への影響は、相対的に小さかった。それでも、GHG80%削減の実現には、電力部門のゼロ・エミッション化と最終部門の電化進展が必要であり、VRE発電プロファイルはゼロ・エミッション電力の供給可能量に影響を及ぼす。これは最終需要部門での電力需要にも僅かながら影響を与え、その結果、GHG限界削減費用は大きく変化し得る。

## 参考文献

- 1) 日本政府; 地球温暖化対策計画,平成28年5月13日閣議決定, (2016).
- 2) 日本政府; パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略,令和元年6月11日閣議決定, (2019).
- 3) 大城賢, 増井利彦; わが国を対象とした多地域エネルギー技術選択モデルによる2050年までの温室効果ガス削減シナリオ分析, エネルギー・資源学会論文誌, 35-4(2014), pp.31-39.
- 4) 秋元圭吾, 佐野史典; パリ協定2°C目標から見た我が国の2050年排出削減目標に関する分析, エネルギー・資源学会論文誌, 38-1(2017), pp.1-9.
- 5) R. Komiyama, Y. Fujii; Assessment of massive integration of photovoltaic system considering rechargeable battery in Japan with high time-resolution optimal power generation mix model, Energy Policy, 66(2014), pp.73-89.
- 6) 荻本和彦, 大関崇, 上田讓; 太陽光発電を含む長期電力需給計画手法, 電気学会論文誌 B, 130-6(2010), pp.575-583.
- 7) International Renewable Energy Agency (IRENA); Planning for the renewable future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies, (2017), IRENA.
- 8) 川上恭章, 小宮山涼一, 藤井康正; 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, 電気学会論文誌 B, 138-5(2018), pp.382-391.
- 9) M. Ram, D. Bogdanov, A. Aghahosseini, A.S. Oyewo, A. Gulagi, M. Child, H-J. Fell, C. Breyer; Global energy system based on 100% renewable energy – power sector, (2017). <http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/2017/11/Full-Study-100-Renewable-Energy-Worldwide-Power-Sector.pdf> (アクセス日2020.2.21)
- 10) M.Z. Jacobson, M.A. Delucchi, G. Bazouin, Z.A.F. Bauer, C.C. Heavey, E. Fisher, S.B. Morris, D.J.Y. Piekutowski, T.A. Vencill, T.W. Yeskoo; 100% clean and renewable wind, water, and sunlight (WWS) all-sector energy roadmaps for the 50 United States, Energy and Environmental Science, 8(2015), pp.2093-2117.
- 11) F. Ueckerdt, R. Brecha, G. Luderer, P. Sullivan, E. Schmid, N. Bauer, D. Böttger, R. Pietzcker; Representing power sector variability and the integration of variable renewables in long-term energy-economy models using residual load duration curves, Energy, 90(2015), pp.1799-1814.

- 12) F. Ueckerdt, R. Pietzcker, Y. Scholz, D. Stetter, A. Giannousakis, G. Luderer; Decarbonizing global power supply under region-specific consideration of challenges and options of integrating variable renewables in the REMIND model, *Energy Economics*, 64(2017), pp.665-684.
- 13) N. Johnson, M. Strubegger, M. McPherson, S.C. Parkinson, V. Krey, P. Sullivan; A Reduced-form approach for representing the impacts of wind and solar PV deployment on the structure and operation of the electricity system, *Energy Economics*, 64(2017), pp.651-664.
- 14) Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama, Y. Fujii; Investigating the economics of the power sector under high penetration of variable renewable energies, *Applied Energy* (in press).
- 15) Y. Kawakami, R. Komiyama, Y. Fujii; Roles of Variable Renewables in Decarbonized Energy System: Long-Term Analysis Utilizing a Technology Mix Model, *Grand Renewable Energy 2018 Proceedings*, O-Pi-2-6(2018).
- 16) 川上恭章, 高時間解像度最適化モデルによるカーボンフリー合成燃料の導入量評価, 第38回エネルギー・資源学会研究発表会講演論文集, (2019), pp.191-194.
- 17) 松尾雄司, 遠藤聖也, 永富悠, 柴田善朗, 小宮山涼一, 藤井康正; 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, *エネルギー・資源学会論文誌*, 40-3(2019), pp.49-58.
- 18) B. Tranberg, L.J. Schwenk-Nebbe, M. Schäfer, J. Hörsch, M. Greiner; Flow-based nodal cost allocation in a heterogeneous highly renewable European electricity network, *Energy*, 150(2018), pp.122-133.
- 19) S. Pfenninger; Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models: A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability, *Applied Energy*, 197(2017), pp.1-13.
- 20) S. Collins, P. Deane, B. Ó Gallachóir, S. Pfenninger, I. Staffell; Impacts of inter-annual wind and solar variations on the European power system, *Joule*, 2(2018), pp.2076-2090.
- 21) 川上恭章, 小宮山涼一, 藤井康正; 高時間解像度の電力部門を有する多地域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, *エネルギー・資源学会論文誌*, 39-4(2018), pp.10-19.
- 22) Y. Kawakami, R. Komiyama, Y. Fujii; Penetration of Electric Vehicle toward 2050: Analysis Utilizing an Energy System Model Incorporating High-Temporal-Resolution Power Generation Sector, *IFAC PapersOnLine*, 51-28(2018), pp.598-693.
- 23) United States Environmental Protection Agency; Global Mitigation of Non-CO<sub>2</sub> Greenhouse Gases: 2010-2030, EPA-430-R-13-011, September 2013.
- 24) 発電コスト検証ワーキンググループ; 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, (2015).
- 25) 環境省; 平成26年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書, (2016).
- 26) 環境省; 平成27年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書, (2016).
- 27) K. Oshiro, M. Kainuma, T. Masui; Implications of Japan's 2030 target for long-term low emission pathways, *Energy Policy*, 110(2017), pp.581-587.
- 28) S. Schoenung; *Energy Storage Systems Cost Update*, (2011), Sandia National Laboratories.
- 29) 柴田善朗, 木村謙仁; カーボンニュートラルメタンの将来ポテンシャル - PtG と CCU の活用: 都市ガスの低炭素化に向けて -, 日本エネルギー経済研究所ウェブサイト, (2018). <https://eneken.ieej.or.jp/data/7769.pdf> (アクセス日 2019.11.1)
- 30) 川上恭章, 小宮山涼一, 藤井康正; 低炭素化に向けた再生可能エネルギー余剰電力対策技術の役割, 第35回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, (2019), pp.820-823.
- 31) National Renewable Energy Laboratory; Costs of Storing and Transporting Hydrogen, NREL/TP-570-25106, November 1998.
- 32) M. Sugiyama, S. Fujimori, K. Wada, S. Endo, Y. Fujii, R. Komiyama, E. Kato, A. Kurosawa, Y. Matsuo, K. Oshiro, F. Sano, H. Shiraki; Japan's long-term climate mitigation policy: Multi-model assessment and sectoral challenges, *Energy*, 167(2019), pp.1120-1131.

エネルギー経済 第46巻 第3号

---

2020年9月1日発行

編集責任者 星 尚 志

発行所 一般財団法人 日本エネルギー経済研究所  
104-0054

東京都中央区勝どき1丁目13-1

イヌイビル・カチドキ

e-mail: [report@tky.ieej.or.jp](mailto:report@tky.ieej.or.jp)

---

