

エネルギー経済

第49巻・第3号 通巻402号

石油危機から50年、そしてこれからの50年

50年前、中東で何が起こったのか？

天然ガス市場の動向

原子力の活用

クリティカルミネラルの安定供給

水素／アンモニア・ネガティブエミッション

GXに向けた取り組み

アジアでのエネルギーtransition

水素輸入と製品輸入の比較

ASEANを対象としたモビリティ分野の将来シナリオ分析

日本の2050年カーボンニュートラルに向けたエネルギー構成

最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーシェアの推計

目次

石油危機から 50 年、そしてこれからの 50 年

50 年前、中東で何が起こったのか？	保坂 修司	1
天然ガス市場の動向	橋本 裕	3
原子力の活用	木村 謙仁	5
クリティカルミネラルの安定供給	久谷 一郎	7
水素／アンモニア・ネガティブエミッション	小林 良和	9
GX に向けた取り組み	田上 貴彦	11
アジアでのエネルギートランジション	坂本 敏幸	13

水素輸入と製品輸入の比較	柴田 善朗	15
--------------	-------	----

ASEAN を対象としたモビリティ分野の将来シナリオ分析

下郡 けい 久谷 一郎	22
-------------	----

日本の 2050 年カーボンニュートラルに向けたエネルギー構成

大槻 貴司 尾羽 秀晃 松尾 雄司 森本 壮一	31
-------------------------	----

最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーシェアの推計

松本 知子 二宮 康司	49
-------------	----

50年前、中東で何が起きたのか？

＜報告要旨＞◆

保坂 修司 *

中東で何が起きたのか？

1. 今日の中東が抱えるさまざまな紛争の根本的な原因の一つは中東和平問題である。国連のパレスチナ分割決議にもとづき、1948年にユダヤ人国家イスラエルが建国を宣言、それに反対するアラブ諸国がイスラエルを攻撃し、第1次中東戦争が勃発した。
2. 以後、1956年の第2次中東戦争（スエズ動乱）、1967年の第3次中東戦争を経て、イスラエルがヨルダン川西岸、ガザ地区、シナイ半島、ゴラン高原を占領、領土を拡大していく。そして、1973年、第4次中東戦争で、アラブ産油国が石油価格を上げ、生産を削減したり、輸出を禁止したりする石油武器戦略を発動した。これが第1次石油危機へとつながっていく。

日本で何が起きたのか？

3. 日本は、アラブ産油国の石油武器戦略で輸出が制限される可能性に直面するとして極めて強い危機感を持つに至った。当時、日本は全エネルギーの約6割を中東に依存していたため、狂乱物価やデマによってたちまち国全体がパニックに陥り（オイルショック）、高度経済成長も終焉を迎えることとなった。
4. 日本は、この危機を、省エネやエネルギー源の多様化、石油輸入元の多角化、石油備蓄で克服、1979年の第2次石油危機ではパニックに陥るのを防ぐことができた。しかし、その影響は大きく、多くのエネルギー関係者にとってこの第1次石油危機とその甚大な影響は深刻なトラウマとなった。

日本の中東外交

5. 当時の日本では中東産油国やエネルギー安全保障についての関心が欠如しており、中東に関する情報収集や分析の態勢も不備だったため、国内の混乱に拍車をかけることになった。とくに、UAE、カタール、オマーン、バハレーンでは日本大使館が設置されておらず、これらの国での情報収集は質量ともに不十分だった。また、メディアによる中東に関する報道も正確性に欠ける面が多々あり、これらがパニックを助長させる大きな原因となった。
6. 政治家や省庁間のライバル関係も、対米関係重視派とエネルギー安全保障重視派との対立と絡み合って、情勢分析や政策決定の遅延につながった。

日本と中東関係の現在と未来への展望

7. 第2次石油危機後も、日本は1990年～91年の湾岸危機・湾岸戦争、2001年の9/11事件、2003年のイラク戦争と中東と関わる事件に翻弄されてきた。

◆ 本論文は、第444回定例研究報告会資料（2023年7月25日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* （一財）日本エネルギー経済研究所 理事、中東研究センター長

8. 1990年代以降には、日本の石油需要が頭打ちになり、やがて低下に向かう中、韓国などアジア諸国が中東地域に積極的に進出、日本のプレゼンスを脅かすほどになった。21世紀になると、経済発展著しい中国が「一帯一路」構想を掲げ、中東市場を席卷することになる。中国を含むアジア諸国は当初、安価で低品質の商品が中心だったが、今日ではハイテク製品から巨大プラントまで広い範囲をカバーしている。近年では、石油やLNGの輸出でも、中国や南アジア諸国が大きな存在となっており、中東における日本の経済的プレゼンスは低落してきている。
9. さらに、最近では中国が「特色ある大国外交」を旗印に、武器輸出等日本にはないレバレッジを生かしながら、中東の政治問題に積極的に介入してきている。サウジアラビアとイランの国交正常化で中国が仲介を果たしたのはその最大の成果といえよう。
10. しかし、中東は日本にとって今日でも重要な資源供給源であり、大きな市場である。特にウクライナ危機の発生後、脱ロシアに取り組む日本は中東からの原油供給を拡大し、2023年5月の原油輸入中東依存度は97%に達している。日本の経済的な影響力が低落していくなか、日本と中東の関係強化をいかに図るか、が重要になっている。
11. 他方、日本が中東との長い歴史のなかで培ってきた相互の信頼感や高いレベルの中東研究の裾野は、他のアジア諸国にない、日本の大きなレバレッジとなる。また、アニメやビデオゲームなどのソフトパワーも若い世代には多大な影響力をもっている。
12. こうした日本のレバレッジを生かしながら、産官学の重層的・包括的なパートナーシップを構築していくことが中東でのプレゼンスを維持するためには重要であり、脱炭素・循環炭素経済・水素社会実現に向け、中東諸国と相互の協力を進めることが不可欠である。
13. こうした中で7月16～18日に実施された、岸田首相の湾岸歴訪の成果が注目される。当該国含む中東との関係強化を具体的に進めることで、日本のエネルギー安定供給確保及び中東の安定を、世界の分断が進む今日の国際情勢の中で、実現していく必要がある。

以上

天然ガス市場の動向～市場安定化への取り組み～

＜報告要旨＞◆

橋本 裕 *

LNG 市場安定化に向けて：供給面、需要面、価格面

1. 石油危機以降の 50 年間で、天然ガス・LNG は化石燃料の中で、最もクリーンかつ基幹エネルギー源として成長した。エネルギーセキュリティ全体への影響度は大きくなり、LNG 自体の安定供給確保の重要性は格段に高まった。
2. 供給面では、長期的には米国、豪州、カナダ、アフリカ等、非ロシア供給源からの安定供給実現が重要課題である。短期的には、引き続きロシア産パイプラインガス供給の減少への対処、LNG 生産諸国での安定生産確保、今後 1・2 年の新規 LNG 生産プロジェクトの円滑な立ち上がりが必要である。
3. 需要面では、長期的に脱炭素の取り組み内容の影響による需要見通しの変動、需要センターの発展途上経済へのシフト、需要側の契約柔軟化指向への対応などが重要度を増している。短期的には、原発・再生可能エネルギー等の影響による天然ガス需要の不確実性、欧州におけるガス需要削減・減少の変動幅、中国等新興市場におけるガス需要回復動向が市場のバランスを左右する。
4. 価格面では、長期的には契約価格方式の多様化と最適化、市場の安定成長と投資を支えるバランスの中での価格設定が必要となる。短期的には、ボラティリティー増大への対応が引き続き業界を悩ましている。

LNG 市場価格の乱高下

5. スポット LNG・スポットガス価格が、2022 年 12 月後半より下降傾向となり、アジア LNG 市場の中で原油連動長期契約 LNG 価格の優位性が相対的に薄れているが、こうした状況も短期間で変動する可能性がある。
6. スポット LNG、スポットガス価格（欧州）は、2020 年の低迷後、2021 年後半以降、高騰し、変動激化が加速した。この中で、2021 年 8 月 - 2023 年 4 月はスポット LNG・ガス価格が熱量ベースで原油価格を上回った。
7. 2023 年 4 月以降は、欧州天然ガス危機感の緩和、直近の LNG 供給堅調見通しにより、先行き見通しにも緩和傾向（価格低下の見通し）が観察される。しかしロシア産パイプラインガス供給の一段の減少、中国の LNG 引き取り回復状況、予想外の LNG 生産トラブルがあれば、急速に需給バランスが反転する可能性はある。例として、6 月上旬、ノルウェー LNG 生産設備トラブルで、欧州スポットガス価格に若干の上昇傾向が発生した。

◆ 本論文は、第 444 回定例研究報告会資料（2023 年 7 月 25 日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* （一財）日本エネルギー経済研究所 資源・燃料・エネルギー安全保障ユニット 上級スペシャリスト

市場激動を加速する諸要因

8. 2022年は、欧州側の忌避・ロシア側からの削減揺さぶりの両方の要因で、ロシア産パイプラインガスの欧州連合向け供給は、2021年12月LNG換算800万トン強から、2022年12月までに同200万トン未満に減少した。他方でロシア産LNGの欧州連合+英国向け供給は、2022年1300万トンに僅かながら増加した。しかし2023年以降、ロシア産LNG供給動向にも不透明要因があることに留意すべきである。
9. 2022年は、LNG市場では、米国でのLNG設備1件での火災事故後の停止・再稼働見通しの延期が、供給量減少・見通し不透明の大きな要因となった。今後も大型LNG生産設備にトラブルがあれば、市場バランスが大きく変動する可能性がある。2023年はインドネシア、モーリタニア・セネガルでの新規プロジェクトの安定的な稼働開始・タイミングも大きな要因となる。
10. 豪州で2022年・2023年、LNGビジネスに影響する3件の法規制改正が発表された。豪州国内ガス供給セキュリティメカニズム（ADGSM）、温室効果ガス排出規制に関するセーフガードメカニズム、石油類資源レント税（PRRT）の改正である。ADGSM改正については、長期LNG販売契約保護明確化、セーフガードメカニズム改正は、段階的排出上限強化の実施詳細、PRRT改正は、LNG事業経済性への影響が注目される。

LNG市場安定化につながる政策面・投資確保面の課題

11. G7で天然ガス・LNG重要性が認知されたが、「排出抑制対策されている」トランジションに認められるLNGの基準確立が重要となる。メタン・GHG排出測定・実測強化と国際基準化の重要性、排出削減対策における国際協力の重要性が2023年、G7大臣会合・LNG産消会議でも強調された。LNG産消会議で示されたガス・LNGセキュリティ強化に向けたIEAの役割強化の具体化も注目される。
12. 2022年3月以降、国際LNG市場で長期契約での引き取りコミットメント増加により、米国を中心にLNG投資・建設活動が活発化する期待がある。一方、過去投資決定分中、ロシア案件実現は不透明化、他地域でもプロジェクト遅延があり、供給力確保見通しに予断は許されない状況である。
13. LNGプロジェクトの資金ニーズに対応する多様な金融手段の開発が必要である。他方、投資対象・融資先としてのLNGプロジェクトの経済的優位性、環境面での優越性をアピールがなされる必要がある。
14. 途上国市場も含めた買主側の柔軟性・契約期間短期化要求、相対的に信用度の低い買主のすそ野拡大を踏まえて、共同調達を含む国内外買主間の連携の構築が有効となる。このことは、長期契約を含めた日本のLNG必要量安定確保にも貢献する。

以上

原子力の活用—その役割と課題—

<報告要旨>◆

木村 謙仁*

原子力利用をめぐる経緯と近年の情勢

1. 日本や欧米諸国では石油危機直後に原子力利用が急速に拡大し、石油代替およびエネルギー安全保障強化に貢献した。しかし、1990年代以降は拡大が停滞傾向を迎えていた。
2. しかし、近年各国が野心的な温室効果ガス排出削減目標を掲げるなか、ゼロエミッションのベースロード電源である原子力に注目が集まりつつあった。
3. 加えて2021年以降、世界的な化石燃料価格の高騰が発生し、電力を含むエネルギーの供給安定性に重点が置かれるようになった。ロシアによるウクライナ侵攻はその傾向を一層強めた。
4. このように、気候変動対策のみならず、エネルギー自給と安定的ベースロード電源の重要性も改めて認識されつつあり、そのために原子力の役割への期待が高まる動きが世界で顕在化する場面も増えてきた。

原子力の役割に関する指摘

5. 2019年、国際エネルギー機関（IEA）が原子力の役割に関する報告書を発表した。従来の見通しに対して、先進国において原子力への投資が縮小する想定を加えた分析を行い、再生可能エネルギーのみで持続可能なエネルギーシステムを実現するには大きな追加コストがかかることなどを指摘した。
6. フランスでは送電事業者である RTE が 2050年カーボンニュートラル実現に向けたシナリオ分析を実施した。このなかでは、2050年の発電量に占める再生可能エネルギーと原子力の割合を「100%：0%」とするシナリオから「50%：50%」とするものまで、6通りのシナリオで将来に向けたエネルギー需給の形を分析し、電源ミックスに原子力が入ることで、総コストを抑制できるとの結果を示した。
7. 日本エネルギー経済研究所でも、2050年に日本が電源をゼロエミッション化することを前提とし、電力システム全体のコストを最小化するモデルで分析を行った結果、一定程度の原子力が存在することで、電力システム全体の経済性最適化に貢献することが示唆された。

実際の動向

8. アメリカでは経済的な理由で閉鎖の危機にある既設炉を対象とした支援プログラムを開始したほか、小型モジュール炉（SMR）や第四世代炉の開発も支援している。2022年8月に成立したインフレ抑制法（IRA）でも、原子力を対象に含む生産税控除を導入した。

◆ 本論文は、第444回定例研究報告会資料（2023年7月25日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* （一財）日本エネルギー経済研究所 電力ユニット 原子力グループ 主任研究員

9. イギリスでは2022年4月に発表されたエネルギー安全保障戦略において、原子力については2050年までに最大24GWの発電設備容量を導入し、電力供給量の25%をまかなう目標を設定した。計画中のサイズウェルC新設には政府からの直接出資のほか、規制資産ベース（RAB）モデルによる支援も適用する方針。
10. フランスでは前述のシナリオ分析の結果を踏まえ、2022年2月に最低6基（追加で最大8基）の大型軽水炉建設が発表された。エネルギー確保と脱炭素化を推進するため、同年7月にはEDFの100%国有化方針も発表されている。また、直近では既存の原子力関連施設近傍での新設に係る手続きを簡略化できる法律が（一部を除いて）成立した。
11. 日本では2023年5月、GX電源法が成立した。これにより、審査などで停止していた期間を所定の運転期間から差し引き、その分期限が延長される。ただし、初回は運転開始後30年、その後は10年ごとに経年化対策を評価し、運転継続の可否を判断する。また、同年6月には電力10社中7社が電気料金（規制料金）を値上げしたが、既設炉の再稼働が進んでいる関西電力と九州電力は値上げを回避した。
12. これらのほか、多くの国で原子力利用に向けた動きが見られる。特に中東欧や北欧諸国には、気候変動・環境対策の他に、ロシア産化石燃料・電力やロシアの原子力技術への依存を抑える強い動機がある。他方で、世界の原子力市場では依然としてロシアの強さも目立つ。

日本にとっての課題

13. 上記の通り、日本ではGX脱炭素電源法で既設炉の有効活用の道筋が作られたが、原子力はその期待される役割を果たすためには、事業性の改善やバックエンド政策などの課題解決に向けた取組みが必要となる。また、エネルギー安全保障強化と脱炭素化の両立に向けた長期のエネルギー転換に貢献すべく、原子力について長期的な視野で着実かつ安定的な取組みをしっかりと進めることが重要だ。

以上

クリティカルミネラルの安定供給～偏在性の脅威～

<報告要旨>◆

久谷 一朗 *

エネルギー転換とクリティカルミネラル

1. エネルギー転換は従来にないエネルギーの需給構造や国際貿易、技術の隆盛を生むが、このことは地政学リスクの所在も変化させる。
2. 化石エネルギーを中心とした従来のエネルギーシステムでは、地政学リスクは化石エネルギーの輸入に依拠。石油危機以降の50年、世界はこの問題に対応してきた。しかし、再エネや原子力などを中心とした新しいクリーン・エネルギーシステムに向かう世界では、化石燃料輸入が減少する一方、再エネや蓄電池などの新しい技術とそれらの製造に必要なクリティカルミネラルの安定供給が死活問題となる。
3. クリティカルミネラルの供給支障や価格の高騰は現実になり得る危機であり、実際に日本は2010年にレアアース供給の危機を経験した。

クリティカルミネラルのリスクと世界での議論

4. 今後世界で普及が進む電気自動車や風力発電、太陽光発電は、内燃機関車や火力発電と比較して多くのクリティカルミネラルを消費する。
5. クリティカルミネラルの埋蔵は特定の国に偏在していることが知られている。ただし鉱石の生産とその下流工程では偏在する国が異なることが多い。そのため資源の埋蔵のみならず、下流工程の偏在性にも注意する必要がある。
6. クリティカルミネラルには、偏在性に加えて供給不足のリスクもある。例えばニッケルの場合、脱炭素が加速するシナリオ（技術進展シナリオ, IEEJ アウトルック 2023）では、2030年代半ばに供給が不足する可能性がある。更には、2050年までの累積需要は、リサイクル量を加えた世界の資源量を上回るリスクもある。同じことはリチウムにも当てはまり、リチウムはニッケルよりも早く2030年前後に供給不足となる可能性がある。さらにこの需給逼迫は、脱炭素化の取組みの強度・内容によってさらに加速する。
7. こうした状況を踏まえ、世界ではクリティカルミネラルの確保に向けた動きが加速している。米国と欧州はそれぞれ2022年と2020年に戦略を策定したほか、省資源やリサイクルの強化、国内外での供給拡大、万が一に備えた備蓄の構築に向け、資金援助も含めたプログラムを展開している。
8. しかし資源の偏在性から、もとよりどの国も単独では自給体制を構築し得ない環境にあり、国際協力の機運も高まっている。2023年のG7においても、気候・エネルギー・環境大臣会合において「重要鉱物セキュリティのための5ポイントプラン」を定めたほか、G7広島サミットの共同宣言でもクリティカルミネラルのリスク管理の必要性などで合意した。

◆ 本論文は、第444回定例研究報告会資料（2023年7月25日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* （一財）日本エネルギー経済研究所 資源・燃料・エネルギー安全保障ユニット担任、研究理事

日本のクリティカルミネラル供給と目指すべき方向

9. 日本のクリティカルミネラル調達には、全体として供給寡占の構造がみられる。ただし、G7を含む友好国を輸入相手とする鉱物もあり、これら諸国との協力可能性はある。
10. 近年の政策では、「新国際資源戦略」（2020年）において産業競争力の柱となるレアメタルのセキュリティ強化を柱の一つとした。2022年に成立した「経済安全保障法」では、重要鉱物の安定的な供給の確保を柱の一つとし、政令で11の特定重要鉱物を定めた。2023年に入ってから、経済安全保障法の下で「重要鉱物の安定供給確保を図るための取組方針」を策定し、海外での資源確保に対する支援策を示した。さらには、米国との間で「日米重要鉱物サプライチェーン強化協定」を締結し、クリティカルミネラルのサプライチェーンに関わる問題への対処で両国が協力することで合意した。
11. 日本でクリティカルミネラルの問題が大きく取り上げられたのは、2010年に尖閣諸島を巡る事案を契機に中国が事実上日本向けのレアアース輸出を停止した時である。当時日本はレアアース輸入の9割以上を中国に頼っていたが、ベトナムやマレーシア、タイ、インド、フランスなど輸入相手国を多角化し、中国への依存を6割弱に引き下げた。またWTOへの提訴を実施し、中国の輸出規制廃止を勝ち取った。
12. 今後クリティカルミネラルの安定供給に向けて日本が取り組むべき方向は、1) 省資源技術や代替資源技術の開発による必要量の削減、2) リサイクルの強化による輸入量の削減、3) 海外での資源確保強化、そして4) 万が一のための備蓄の強化、である。加えて、エネルギーミックスの策定では技術のミックスも重要な論点となる。政府は既に多くの方針を示しており、供給を担う民間企業とともにこれを着実に遂行していくことが期待される。
13. さらに、国際社会との協働も不可欠である。信頼できるパートナーとの関係強化はもとより、資源採掘や下流工程、さらには利用技術などの分野における共同開発、公正な貿易体制の堅持によって偏在性のリスクを緩和することができる。

以上

水素／アンモニア・ネガティブエミッション ～脱炭素の加速度的な推進～ <報告要旨>◆

小林 良和 *

水素・アンモニア

1. 石油危機から 50 年を経た現在、脱炭素化とエネルギー安全保障の両立を目指すエネルギー転換の推進が求められるようになってきている。その実現のためには、様々な分野での取組み強化が不可欠だが、イノベーションの実現は成否のカギを握る重要なポイントである。イノベーション自体も多様な分野での取組みがあるが、世界的に高い注目を集めているのが、水素・アンモニアなどの革新的な燃料、およびネガティブエミッション技術である。
2. 今年 5 月に開催された G7 広島サミットにおいては、再生可能エネルギー由来の水素だけではなく、製造時に発生する CO₂ を回収した化石燃料由来の水素や、水素の派生製品としての燃料アンモニアについても、1.5°C 目標に合致している限りにおいては、有効な脱炭素化手段であることが、G7 首脳間において確認された。特定の種類の水素に過度に固執するのではなく、実質的に脱炭素化に資する水素であれば柔軟に取り入れていく現実的なアプローチに対し、G7 の首脳が合意したことの意義は大きい。また燃料アンモニアについても有効な脱炭素化燃料であることが正式に認知されたことで、国内外において今後の利用拡大に向けた弾みがつくことが期待される。
3. G7 サミットにおいては、炭素集約度に基づいた低炭素水素の製造や融通を進めていくことの重要性についても言及がなされた。移行期における低炭素水素の供給においては、低コストのガス生産と豊富な CCS 適地を有する中東産油国のような資源国がコスト競争力を有している。石油危機から 50 年が過ぎ、日本のエネルギー需要全体に占める中東産原油の位置づけには変化がみられるものの、日本にとって中東資源国との良好な関係維持は今後も引き続き重要である。一方、中東資源国にとっても、今後世界がカーボンニュートラルに向かう中で水素や燃料アンモニアの安定的な輸出先の確保することが重要な課題となる。
4. 国際的な水素貿易に係るサプライチェーン構築については、全体として輸出サイドの取組みが先行し、輸入サイドの取組みが遅れている。今年 6 月に改訂された日本の水素基本戦略においては、資源外交の推進や、上流権益の取得、プラント建設に対する支援などを通じた国際的なサプライチェーン整備に向けた対応方針が記されているが、今後は、輸入国の国内における導入体制（値差支援制度・受入インフラ等）の整備を急ぐ必要がある。
5. 燃料アンモニアに関しては、発電用途以外の利用に関する関心も高まっている。港湾部門では、山口県周南市やシンガポール、ロッテルダムなどでアンモニアの輸入拠点の整備計画が進んでいる。海運部門においても船用燃料としてのアンモニアの実用化が

◆ 本論文は、第 444 回定例研究報告会資料（2023 年 7 月 25 日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* （一財）日本エネルギー経済研究所 研究戦略ユニット 研究戦略グループマネージャー 兼 クリーンエネルギーユニット 次世代エネルギーシステムグループ 研究主幹

2025年以降に実現する見通しである。また、産業部門においても、窯業や化学部門の熱需要を満たすための工業炉の開発が日本企業によって進められている。

ネガティブエミッション

6. 大気中の温室効果ガスを回収し長期間にわたって固定するネガティブエミッション技術（NETs）に対する関心が、近年国内外で高まってきている。石油危機後の50年間は、エネルギー安全保障の確保と共にエネルギー転換が進められてきたが、今後の50年間は、エネルギー安全保障だけではなく、カーボンニュートラルの実現も視野に入れたエネルギー転換を進めていかなければならない。残余のCO₂排出を相殺するネガティブエミッション技術は、そうしたカーボンニュートラルを実現するための不可欠な手段となる。
7. NETsには多種多様なものが存在し、それぞれに一長一短があるが、CCSを用いた技術ベースのNETs（DACCS、BECCS）には、比較的技術成熟度が高く、除去ポテンシャルが大きく、実際のCO₂除去量を正確に把握しやすく、CO₂の固定期間が長い、という利点がある。
8. CCSは現在、通常の化石燃料由来のCO₂排出削減策としてその導入に向けた取り組みが進められているが、それにとどまらず、将来的にはネガティブエミッションにおいても中核的な役割を果たす技術であり、今後の社会実装に向けた取り組みを加速すべきである。
9. こうしたNETsの導入に対し、諸外国では、除去量に関する数値目標の設定やカーボンプライス制度との関連付けに向けた取り組みが進められている。一方、国内では、導入に向けた議論がようやく開始された段階であり、現在はDACなどの技術開発支援や市場創出・拡大に向けた政策オプションが議論されているが、今後さらに議論を深めていく必要がある。

以上

GX に向けた取り組み

～日本の経済社会システムの変革 <報告要旨>◆

田上 貴彦 *

日本の経済社会システムのグリーントランスフォーメーション (GX)

1. 石油危機は、エネルギー安全保障強化のため、石油依存度低減などを中心としたエネルギー転換を推し進める重要な契機となった。しかし同時に、エネルギー転換の下で、日本経済が生き残るための経済・産業転換をももたらすものでもあった。その観点で、現下のエネルギー危機および今後のエネルギー転換を重要な契機として、未来を見据えた産業転換をどう進めるかが課題である。直近では、化学、電子部品・デバイス、はん用・生産用・業務用機械における国内総生産が増加しているが、これらはこれからの経済成長の萌芽になるか検討していく必要がある。
2. 日本の経済社会システムのグリーントランスフォーメーション (GX) の像 (目標) とそこへのロードマップ (道行き) について、2023年2月の「GX実現に向けた基本方針参考資料」の今後の道行きの22の事例が示されている。その中で、どの分野で「勝って」(経済成長して)いくのか、どのような方法で「勝って」いくのかが問題となる。また、取り組みが進む米国やEUの産業政策について、その支援の方法論との比較検討も重要である。

GX 実現に向けた基本方針の概要

3. GX投資額が大きい「自動車産業・蓄電池産業」、「再生可能エネルギー・次世代ネットワーク」、「住宅・建築物」および「脱炭素目的のデジタル投資」は、いずれも「グリーン成長戦略」の導入拡大フェーズの分野であり、投資面では短期成果志向である。
4. GX基本方針の22の事例は、大きく、短中期対策としての①産業政策(半導体、蓄電池)、②社会システムの転換(自動車、住宅建築物、再生可能エネルギー)、中長期対策としての、③研究開発・実装に分けられる。
5. GX基本方針における産業政策は、半導体、蓄電池を中心としているが、その産業政策が持続的な経済成長を実現できるか、中長期の経済成長につながる産業部門をどのように見出していくか(選択と集中)が課題である。
6. 研究開発・実装については、水素・アンモニアを除き、長期的なコスト・導入量目標が定められているものは少なく、それに至る道行き、支援の方法もまだ不明確である。より長期に向けて、広く研究開発を進める支援の仕組みをどうつくっていくか、経済成長につながる研究開発分野をどのように見極め(選択)、資源を集中させていくかが課題となる。

◆ 本論文は、第444回定例研究報告会資料(2023年7月25日開催)に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* (一財)日本エネルギー経済研究所 環境ユニット 気候変動グループマネージャー、研究主幹

成長志向型カーボンプライシング構想

7. 日本の成長志向型カーボンプライシング構想は、投資支援からカーボンプライシングへ移行する2段階型である。2023年から10年間で「GX経済移行債」等を活用した大胆な政府による先行投資支援（20兆円）とそれを呼び水とした民間資金（130兆円）による投資を行い、2026年から「排出量取引制度」を本格稼働、2028年から「炭素に対する賦課金（化石燃料賦課金）」を導入することで20兆円資金の原資とする。

米欧の産業政策

8. 米国のインフレ抑制法（2022年8月）において、10年間の控除見込み額で大きいのは、①特定の再生可能源からの電力生産税額控除の延長・修正、②クリーン電力投資税額控除、③住宅クリーンエネルギー税額控除である。また、生産（生産物比例）税額控除が果たす役割が大きい
9. EUのグリーンディール産業計画（2023年2月）では、ネットゼロ産業法案は、ネットゼロ技術の製造について規制枠組みを簡素化するのみである。EUレベルでの資金については、投資ニーズへの中期的構造的対応としてのSovereignty Fundの設立は未詳であり、追加資金が明確化されていない。
10. 支援の方法論に関しては、米国インフレ抑制法では、内国歳入法の生産税額控除（生産物比例の税額控除）の改正・追加が多用されている。支援内容の具体化・詳細化も進んでおり、民間事業にとって魅力・関心度も高いとされている。そのため、早期の資金化が可能であり、企業の投資インセンティブが高まっており、新たな産業のシードの創出、増殖につながる可能性がある。EUでは、EU ETSなどのカーボンプライシングや規制による市場創出を狙っているが、未だ途上である。EUレベルの追加資金が明確化されていないため、投資先を米国に移す企業が出現している。日本も、カーボンプライシング制度の本格稼働までに投資支援の成果を得ておく必要がある。

GXに向けた取り組みの課題

11. ①GXのターゲット分野について、産業政策や研究開発・実装対策に関して、経済成長につながる分野を客観的に評価し、そこに資源を集中していく仕組みづくりが重要である。②GX支援の方法論について、米欧の産業政策の効果から学びつつ、民間・ビジネスとの対話促進・強化などを通して投資支援の具体化を急ぎ、カーボンプライシング・規制による市場創出も可能になるように、日本でも未来の発展・成長を目指して新たな産業のシードの創出を図るべきである。

以上

アジアでのエネルギートランジション ～経済成長とゼロエミッションの両立 <報告要旨>◆

坂本 敏幸 *1

旺盛な経済成長と両立するゼロエミッションへの道筋とは？

1. 今年の G7 で確認されたように、世界中の国々には、それぞれの経済事情やエネルギー事情があり、カーボンニュートラルというゴールは共通ながらも、そこへの道筋は多様である。その目指すべき道筋は、今後の経済成長をどのように想定するか、将来のエネルギー需要をどう見込むかによって大きく異なることとなる。
2. このことを端的に示したのが、国際エネルギー機関（IEA）が、当研究所の全面的な協力の下、本年 4 月の G7 札幌 気候・エネルギー・環境大臣会合への貢献として発表した、「Decarbonization Pathways for Southeast Asia」のレポートである。

何故アセアンが重要か

3. ウクライナ危機によって深刻さを増す世界の分断の中、グローバルサウスの重要が高まっている。また、今後の世界のエネルギー需要の増加を見ても、中国ではなくインド、アセアンが中心と見込まれ、特にアセアンは、再エネポテンシャルに必ずしも恵まれないなど、エネルギーを巡る環境は日本と共通点が多い。石油危機から 50 年を経て、日本が次なるエネルギートランジションを図る中、アセアンに対し、日本の技術・ノウハウを使って、その実情に応じたカーボンニュートラルへの道筋を支援する意義は、日本・アセアン、そして世界にとって大きい。

アセアンの脱炭素化に向けた IEA と ERIA/IEEJ のシナリオの比較

4. 本 IEA レポートは、アセアンとインドネシア（以下、尼）の脱炭素化に向けた道筋について、IEA の World Energy Outlook 2022 における APS（Announced Pledges Scenario）と、当研究所が東アジア・アセアン経済研究センター（ERIA）との協力の下で策定した Decarbonization of ASEAN Energy Systems: Optimum Technology Selection Model Analysis to 2060 のシナリオ（CN2050/2060）を比較分析したものである。
5. この比較分析において、まず特筆すべきは、最終エネルギー需要に大きな影響を及ぼす、今後の経済成長の前提の違いである。将来の人口増加の見通しは両者ともほぼ同等だが、実質 GDP については、2020 年から 2050 年にかけて、IEA はアセアンが 3.0 倍（年成長率 3.8%）、尼が 3.3 倍（同 4.1%）の増加を見込むのに対し、ERIA/IEEJ はアセアンが 3.9 倍（同 4.6%）、尼が 4.4 倍（同 5.0%）と想定している。これらの違いは、IEA は、過去のマクロ経済の分析から所得レベルが上がるにつれ成長率が下がる傾向を加味したのに対し、ERIA/IEEJ は、アセアン各国自身の今後の経済成長の見通しを踏まえ

◆ 本論文は、第 444 回定例研究報告会資料（2023 年 7 月 25 日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* （一財）日本エネルギー経済研究所 理事、環境ユニット担任

¹ 本報告については、森本壮一主任研究員とともに調査分析を行った。

たことに起因する。実際、尼政府は、UNFCCCに提出した長期戦略では、ERIA/IEEJの想定と同等の経済成長を前提としている。

6. 加えて、IEAは、今後の省エネの進展（GDP当たりの最終エネルギー消費の減少）をERIA/IEEJより大きく見込んでおり、その結果、2050年の最終エネルギー需要は、IEAとERIA/IEEJでは、アセアンで1.7倍、尼で1.9倍もの差が生じている。尼政府がその長期戦略で見込む2050年の最終エネルギー需要は、ERIA/IEEJよりさらに若干大きい。今後の省エネの進展も含めエネルギー需要の絶対値の多寡は脱炭素化に重大な影響を及ぼす。
7. 他方、IEAとERIA/IEEJのシナリオの共通点としては、両者とも、アセアン及び尼について、再生可能エネルギーの最大限の導入を見込んでおり、その導入量（一次エネルギー供給）ではほぼ一致している。しかし、ERIA/IEEJのシナリオでは、旺盛な最終エネルギー需要を満たすため、当面は化石燃料の利用拡大（特にガス）も必要であると、同時に化石燃料の脱炭素化、ネットゼロ達成に向けて、水素・アンモニア、CCSに加え、DACCS、BECCS、森林シンクなどの二酸化炭素除去（CDR）の活用を、IEAのシナリオに比し大きく見積もっている。

将来の不確実性に備えた道筋の必要性

8. ネットゼロに向けたロードマップが議論される時、再エネの比率に注目が集まりがちであるが、経済・社会にとって必要とされるエネルギーの量をどう見込むかが根本的な重要性を持ち、それにより目指すべきエネルギーミックスは大きく変わる。途上国の今後の経済成長には不確実性があるが、エネルギーインフラの整備には長年を要することから、かかる不確実性を踏まえた道筋の検討が必要であろう。

以上

水素輸入と製品輸入の比較

— 水素直接還元製鉄を例にした水素利用の古くて新しい視点 —

柴田 善朗 *

サマリー

水素は輸送が非常に困難である。国外で安価な水素を製造できたとしても、我が国への輸入を踏まえると、水素キャリアへの変換・輸送によるコスト増は不可避である。視点を変えてみると、水素を輸入して何らかの製品を製造するのと、水素が製造される国でその製品を製造し輸入するのと、どちらが経済的なのか、という問題があるのではなかろうか。

本稿では、この問題を、水素直接還元製鉄を例に分析した。その結果、水素製造国で水素を利用して製造した直接還元鉄を輸入するケースの直接還元鉄の日本への供給コストが、輸入水素を利用して国内で直接還元鉄を製造するケースの直接還元鉄製造コストよりも大幅に安価であることを示した。この結果が提起することは、水素キャリアの輸入コストの高低にのみフォーカスした議論ではなく、輸入水素を利用して国内で製品を製造することの経済性をどう考えるべきかという論点である。

エネルギー・資源・製品の輸入依存度の高い我が国は、国富流出抑制の観点から輸入コストを最小化する努力が求められる。水素を利用して製造される製品は、直接還元鉄以外にも数多くあり、本分析結果を一般化することはできない。しかしながら、いずれにせよ輸入を避けられないならば、物理的に輸送が非常に困難な水素の輸入に固執せず、国外で水素を利用し製造した製品を輸入するというオプションも検討すべきかもしれない。その場合は、個別の製品ごとに産業やサプライチェーンの状況に即した検討が極めて重要になる。

なお、今回の分析で事例として扱った直接還元鉄は、いわば「中間製品」であることにも留意する必要がある。「中間製品」である直接還元鉄の輸入を活用して、最終製品の製造に必要となる高炉や電炉等の工程やそこからの下流のサプライチェーンを国内に残す¹など、産業空洞化を最小限に留めるサプライチェーン全体としての最適化に向けた検討も重要になる。

別の見方をすると、産業空洞化を避けるために国内での製品製造を選択する場合、国産水素コストが輸入水素コストと同水準であれば、少なくとも国富流出を抑制できる国産水素の可能性を深堀する意義がある。その場合においても、コスト抑制の観点から、水素キャリアへの変換・輸送を最小限にとどめる必要がある。そのためには、近年データセンターの北海道への立地が進んでいる例が示すように、再エネが豊富で相対的に安価な地域への産業移転も検討する価値がある。そうすれば、需要拡大による再エネ普及拡大にも貢献できる。

* (一財)日本エネルギー経済研究所 クリーンエネルギーユニット担任補佐 兼
次世代エネルギーシステムグループマネージャー、研究理事

¹ 輸入する直接還元鉄を高炉や電炉に投入財（直接還元に適さない鉄鉱石やスクラップ鉄を補充）として用いることで、そこで必要なエネルギーの脱炭素化（CCS活用等）は必要なものの、従来の製鉄（高炉・電炉）プロセスより大幅なCO₂排出削減が可能になり、製鉄業にとって、脱炭素化を進めつつ、高炉・電炉及び下流部門の活用と最適化を図ることも可能となる。

元来、水素は水素キャリアに変換せずにガスのまま製造地近傍で利用することが効率的であるという原理からは逃れられない。用途によっては、水素輸入を所与とせずに、経済や産業への影響を踏まえた多角的な視点に基づく議論が求められる。

今年の G7 で確認されたように、世界中の国々には、それぞれの経済事情やエネルギー事情があり、カーボンニュートラルというゴールは共通ながらも、そこへの道筋は多様である。その目指すべき道筋は、今後の経済成長をどのように想定するか、将来のエネルギー需要をどう見込むかによって大きく異なることとなる。

1. はじめに

水素は脱炭素に向け重要な役割を担うことが期待されている。一方で、水素の活用を考える際に改めて認識しなければならないのは、輸送が非常に困難という点である。大量の水素をいかに経済合理的に海外から長距離輸送するかは我が国にとって長年の課題であり、多様な水素キャリアの技術開発が行われている。しかしながら、視点を変えてみると、必ずしも水素を輸送するのではなく、水素が製造される場所で水素を利用するという考え方もあり得る。本稿では、工業用原料として利用される水素を対象として、輸入水素を利用して国内で製品を製造するケースと、国外で水素を利用して製造した製品を輸入するケースを想定し、これらの経済性を比較し、その上でメリット・デメリットについて考察する。

2. 水素直接還元製鉄を例に

鉄鋼部門の脱炭素に向けて、主に、高炉水素還元、大型電炉、水素直接還元製鉄に対する技術開発が取組まれている^{2,3,4}。高炉水素還元については、水素還元と CCUS によって 30% の CO₂ 排出削減を目標とする Course 50 プロジェクト、及び 50% の CO₂ 排出削減を目指す Super Course 50 プロジェクトにおいて研究開発が進められている。大型電炉については、鉄スクラップ等を原料とした高級鋼製造の技術開発を目指した取組みがある。

これに対して、水素直接還元製鉄に関しては、多様な技術的課題はあるものの⁵、類似の技術である天然ガス（メタン）による直接還元製鉄の歴史は長く、1969 年の商用化以来、生産量も大幅に拡大している⁶。近年は、水素直接還元製鉄についても、研究開発・実証が進められ⁷、2022 年には神戸製鋼所の子会社である Midrex Technologies, Inc. がスウェーデンの製鉄会社 H2GS AB 向けに、世界初となる 100% 水素直接還元鉄プラント商業機を受注⁸する

² 経済産業省 第 5 回産業構造審議会 グリーンイノベーションプロジェクト部会 エネルギー構造転換分野ワーキンググループ 資料 3 「製鉄プロセスにおける水素活用」プロジェクトの研究開発・社会実装の方向性

³ 日本製鉄 (<https://www.nipponsteel.com/csr/env/warming/future.html>)

⁴ Course 50 (<https://www.course50.com/technology/technology01/>)

⁵ 水素直接還元は、高炉水素還元と同じく吸熱反応であることから水素の加熱が必要であることや、反応において原料鉄鉱石の粉化や固着が起りやすい等の技術的課題がある。後者の課題回避のために全流通量の約 1 割に過ぎない高品位鉄鉱石が用いられるが、低品位鉄鉱石も利用できる技術開発が求められる。また、水素直接還元によって生産される固体の直接還元鉄には鉄鉱石中の脈石等が含まれる。従って、直接還元鉄を高炉や電炉に投入し熔融することで、これらの成分の分離を行う必要がある。

⁶ 神戸製鋼所 (<https://www.kobelco.co.jp/products/ironunit/dri/>)

⁷ 神戸製鋼所 (https://www.kobelco.co.jp/releases/1201993_15541.html)

⁸ 神戸製鋼所, Midrex Technologies, Inc. (https://www.kobelco.co.jp/releases/1210984_15541.html)

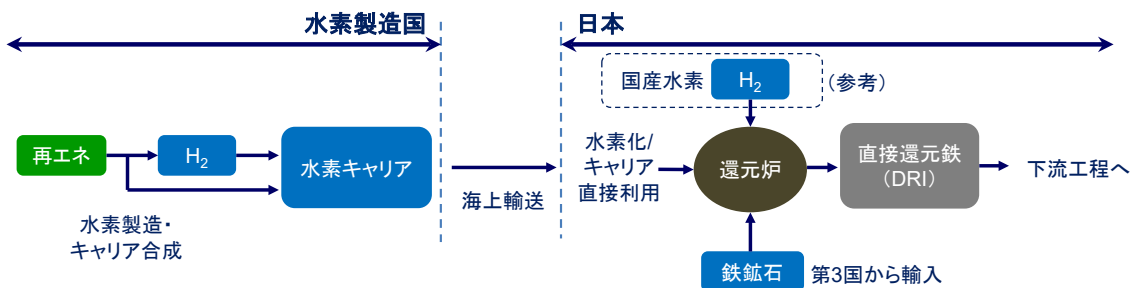
等、商用化が先行し、注目されている⁹。

こうした背景を踏まえ、以下では、水素直接還元製鉄を対象に、輸入水素によって国内で水素直接還元製鉄を行うケースと、国外で製造した水素直接還元鉄を輸入するケースのコストを比較する。

3. ケース設定

二つのケースを図1に示す。輸入水素を利用して国内で直接還元製鉄を行うケース（水素輸入ケース：図1上）では、水素の輸入形態として、液化水素（LH）、メチルシクロヘキサン（MCH）、アンモニア（NH₃）、合成メタン（CH₄）の各水素キャリアを検討する。液化水素、メチルシクロヘキサン、アンモニアの場合は、日本への輸入後に、それぞれガス化、脱水素、分解によって得られる水素ガスを還元炉に投入し、直接還元鉄（DRI：Direct Reduced Iron）を製造する。一方、合成メタンの場合は、前述の通り天然ガス直接還元製鉄法は商用化されていることから、水素に変換せずに合成メタンを還元炉に投入する。アンモニア直接還元製鉄法についても可能性はあるが¹⁰、反応機構等の技術仕様や設備費の詳細が不明なため本分析の対象としない。なお、国産水素を利用するケース（水素国産ケース）は参考として検討する。鉄鉱石は日本が輸入する。

水素輸入ケース: 国内で直接還元製鉄



直接還元鉄輸入ケース: 水素製造国で直接還元製鉄

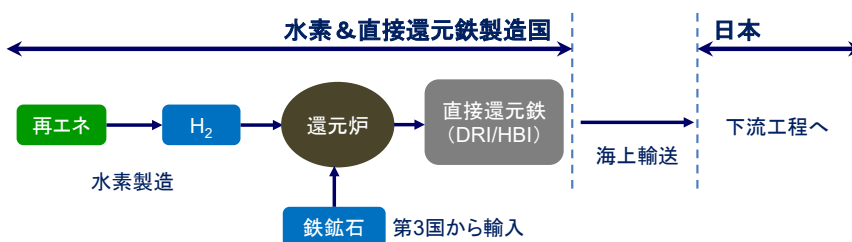


図1 水素輸入ケースと直接還元鉄輸入ケースのサプライチェーン

注：図には表記していないが、水（水電解水素製造用）やCO₂（メタネーションの場合）も必要となる。
 注：水素輸入ケースにおいて水素キャリアが合成メタンの場合はメタン直接還元製鉄を行う。
 注：直接還元鉄輸入ケースにおいては、DRIを圧縮成形によって変換したHBIを海上輸送する。
 注：国産水素は参考とする。

⁹ 神戸製鋼所 (https://www.kobelco.co.jp/notices/files/20230317_2_01.pdf)

¹⁰ 経済産業省 第5回産業構造審議会 グリーンイノベーションプロジェクト部会 エネルギー構造転換分野ワーキンググループ 資料3 (p.23) 及び参考資料2

これに対して、国外で直接還元製鉄を行うケース（直接還元鉄輸入ケース：図1下）では、水素製造国での製鉄を想定する。水素はガスのまま還元炉に投入され、製造される DRI を HBI (Hot Briquetted Iron) に変換し、日本へ輸出する。鉄鉱石は直接還元製鉄を行う国（＝水素製造国）が輸入する。製造工程で DRI に生じる多くの気孔は酸素と結合して発熱・発火しやすく、安全性の観点から DRI の長期貯蔵や海上輸送には制約があるが¹¹、DRI の圧縮成形により気孔を減らした HBI は海上輸送が可能であり世界的に取引されている^{12, 13, 14}。

本分析では、直接還元製鉄の後に必要となる電炉等の下流工程を捨象しており製鉄フローの全体像を正確に模擬できていないというモデル設定上の課題はあるものの、議論の単純化のため、直接還元鉄を目的生産物と想定し、ケースを設定している。

なお、輸入水素キャリアの一つである合成メタンの製造には、既往技術に加え革新技術があり¹⁵、後者は再エネ電力を用いて水と CO₂ から直接メタンを合成するプロセスであることから、プロセスへの水素の投入はない。したがって、水素キャリア間及びケース間の同条件での比較のため、インプットは再エネで統一している。表1に各ケースにおける直接還元製鉄の還元剤を整理する。

表1 各ケースにおける直接還元製鉄の還元剤

ケース	水素キャリア	➡	還元剤
水素輸入ケース	輸入液化水素	ガス化	水素
	輸入メチルシクロヘキサン	脱水素	水素
	輸入アンモニア	分解	水素
	輸入合成メタン	—	メタン
	(国産水素ガス)：参考	—	(水素)
直接還元鉄輸入ケース	国外水素ガス	—	水素

注：アンモニアは水素に分解せずに、アンモニア直接還元製鉄の可能性もあるが、技術仕様が不明のため対象としていない。

4. 前提条件

輸入水素キャリアのコスト（水素ガスへの変換プロセスまでを含めた日本到着価格）については既往研究[1]を、直接還元製鉄法の技術仕様や設備費については既往研究[2]を参照する。[1]の水素輸入規模は約 29 億 Nm³-H₂/年、[2]で想定されている直接還元鉄生産規模に基づく水素消費規模は約 20 億 Nm³-H₂/年と若干異なるが、スケールファクターによる調整は行わない。また、直接還元製鉄の設備費についてはロケーションファクターを考慮しない。なお、国内水素荷揚港と還元炉、国外水素製造場所と還元炉は隣接していると想定し、水素輸送設備は無視する。

¹¹ 一部の DRI については、海上輸送するためには安全性確保のため窒素等の不活性ガスによる封入（イナーティング）が必要である（<https://www.piclub.or.jp/ja/news/10789>）。

¹² Vincent CHEVRIER, Lauren LORRAINE, Haruyasu MICHISHITA, “ミドレックスプロセス—その進化と脱炭素製鉄への展望—”, 神戸製鋼技報/Vol. 70 No. 1 (Jul. 2020)

¹³ 厚雅章, 上村宏, 坂口尚志, “MIDREX®プロセス”, 神戸製鋼技報/Vol. 60 No. 1 (Apr. 2010)

¹⁴ 日本機械学会誌 (<https://www.jsme.or.jp/kaisi/1239-36/>)

¹⁵ 東京ガス (<https://www.tokyo-gas.co.jp/news/press/20221220-02.html>)

表2に各ケースにおける水素のコストを示す。国外で製造される20円/Nm³-H₂の水素が、キャリア合成・国際輸送を経て日本到着時には1.5~2.5倍になっている。その他の前提条件は付録に示す。

表2 各ケースにおける水素の調達コスト

ケース	水素キャリア	調達コスト
水素輸入ケース	輸入液化水素（ガス化）	53 円/Nm ³ -H ₂
	輸入メチルシクロヘキサン（脱水素）	40 円/Nm ³ -H ₂
	輸入アンモニア（分解）	45 円/Nm ³ -H ₂
	輸入合成メタン	32~38 円/Nm ³ -H ₂
	（国産水素ガス）：参考	（42 円/Nm ³ -H ₂ ）
直接還元鉄輸入ケース	国外水素ガス	20 円/Nm ³ -H ₂

出所：[1]及び[1]に記載の参考文献に基づき推計。合成メタンは107~126円/Nm³-CH₄の水素熱量換算。数値の幅は革新技術~既往技術を意味する。

5. 試算結果

図2に試算結果を示す。全体として、DRIのコストの内、固定費は非常に小さく、変動費が大半を占める。変動費の中では、鉄鉱石のコストが大部分を占める“その他”は、全てのケースにおいて大きな差は見られない。

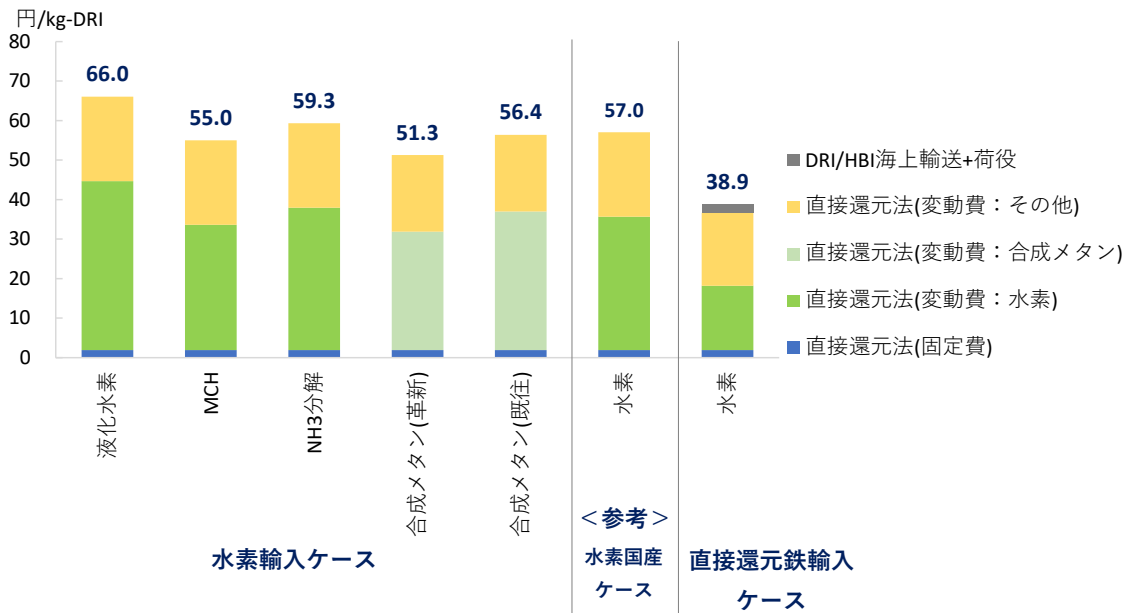


図2 直接還元鉄の調達コスト比較

注：水素直接還元鉄とメタン直接還元鉄の組成は若干異なることに留意が必要。

注：「変動費：その他」には鉄鉱石の輸入コストや還元炉における電力等のエネルギー費用が含まれるが、鉄鉱石の輸入コストが大半を占める。

顕著な差が見られるのは変動費の水素または合成メタンである。表2で示したように、水素輸入ケースにおいて、水素のコストは液化水素、アンモニア（分解）、合成メタン（既往技術）、MCH、合成メタン（革新技術）の順に安価となっていることから、直接還元鉄調達コストも同様の順になっている。これに対して、直接還元鉄輸入ケースが最も安価である。これ

は、水素キャリアへの変換・輸送コストがDRI/HBIの輸送コストよりも大幅に高いことを意味する。なお、参考として示した国産水素で直接還元製鉄を行うケース（水素国産ケース）と、水素輸入ケースとの間には大きな差は見られない。

6. 考察

直接還元鉄輸入ケースのコスト（直接還元鉄の日本への供給コスト）が水素輸入ケースのそれよりも安価であるという試算結果は、単に国外の水素製造コストが安価であっても、水素キャリアへの変換・輸送によって大幅なコスト増になるという自明な点を示したに過ぎないとも言えよう。しかしながら、本試算結果が提起することは、水素キャリア輸入コストの高低にのみフォーカスした議論ではなく、輸入水素を利用して国内で製品を製造することの経済性をどう考えるべきかという論点である。

我が国はエネルギー・資源・製品の多くを輸入しており、国富流出抑制の観点から輸入コストを最小化する努力が求められる。水素を利用して製造される製品は、直接還元鉄以外にも例えば化学品等、数多くあり、本分析結果を一概に当てはめることはできない。しかしながら、いずれにせよ輸入を避けられないならば、物理的に輸送が非常に困難な水素の輸入に固執せず、国外で水素を利用して製造した製品を我が国に輸入するというオプションも検討すべきかもしれない。その場合は、個別の製品ごとに産業やサプライチェーンの状況に即した検討が極めて重要になる。

なお、今回の分析で事例として扱った直接還元鉄は、いわば「中間製品」であることにも留意する必要がある。「中間製品」である直接還元鉄の輸入を活用して、最終製品の製造に必要な高炉や電炉等の工程やそこからの下流のサプライチェーンを国内に残すなど、産業空洞化を最小限に留めるサプライチェーン全体としての最適化に向けた検討も重要になる。

一方、国産水素利用ケースは参考として扱ったに過ぎないが、別の見方をすると、産業空洞化を避けるために国内での製品製造を選択する場合、国産水素コストが輸入水素コストと同水準であれば、少なくとも国富流出を抑制できる国産水素の可能性を深堀する意義がある。ただし、その場合においても、コスト抑制の観点から、水素キャリアへの変換・輸送を最小限にとどめる必要がある。そのためには、近年データセンターの北海道への立地が進んでいる例¹⁶が示すように、再エネが豊富で相対的に安価な地域への産業移転も検討する価値がある。そうすることで、需要拡大による再エネ普及拡大にも貢献できる。

元来、水素は水素キャリアに変換せずにガスのまま製造地近傍で利用することが効率的であるという原理からは逃れられない。用途によっては、水素輸入を所与とせずに、経済や産業への影響を踏まえた多角的な視点に基づく議論が求められる。

以上

¹⁶ https://www.pref.hokkaido.lg.jp/kz/ssg/sgr/dc_guide.html

参考文献

- [1] 大槻, 柴田, “合成メタン等の製造・供給費用試算”, 第9回メタネーション推進官民協議会, 2022年11月22日
- [2] 水素直接還元製鉄法の評価と技術課題”, 低炭素社会戦略センター, 令和4年5月

付録 (試算のための想定)

直接還元製鉄

		国内で直接還元製鉄		国外で	
		水素	メタン	水素直接還元製鉄	
設備規模		250万t-DRI/年			
固定費	設備費	285億円			
	年経費率	15%			
	人工	100人			
	労務費	500万円/人			
変動費	原単位	鉄鉱石	1,417kg/t-DRI		
		水素	800 Nm ³ /t-DRI	—	800 Nm ³ /t-DRI
		天然ガス	50 Nm ³ /t-DRI	279 Nm ³ /t-DRI	50 Nm ³ /t-DRI
		動力	135 kWh/t-DRI		
	単価	鉄鉱石	12,000 円/t		
		水素	40~53 円/Nm ³ *1	—	20 円/Nm ³ *1
		天然ガス	1.1 円/MJ	3.0~3.5 円 MJ*1,2	0.4 円/MJ
		動力	17.9 円/kWh		6.2 円/kWh

出所：文献[1]、[2]及びこれらの文献に記載の出典から想定・推定。

注：天然ガスはDRI中の炭素含有率を高めるために利用。

※1：本文中の表2参照。

※2：輸入合成メタンの価格。

直接還元鉄の海上輸送等

載貨重量 (バルカーの Cape size)	15 万 t	「世界の造船市場と我が国造船業の動向」 (令和4年7月国土交通省海事局船舶産業課)を参考に想定
船価	5,000 万ドル/隻	
Loading/unloading 設備	10 億円	各種資料

注：航海距離は[1]に基づき 12,000km を想定。船速や荷積み・荷下ろし日数を想定し、年間輸送 DRI/HBI 量から必要隻数を推計。”The Future of Hydrogen”(IEA 2019)の LH2、MCH、NH3 の載貨重量と燃費の関係に基づき Cape size バルカーの燃費 (MJ/km) を推計。また、船舶燃料はグリーンアンモニアを想定し、価格は[1]に基づき推計。

ASEAN を対象としたモビリティ分野の将来シナリオ分析

下郡 けい * 久谷 一朗 **

1. はじめに

近年、気候変動対策の加速を背景に、電源の脱炭素化とパワートレインの電動化に向けた動きが進展している。この動きは先進国に限ったものではなく、途上国においても二輪車や三輪車を含めたバッテリー電気自動車（BEV）の普及に向けた各国政府や自動車産業の取り組みがみられる。運輸部門における脱炭素化の取り組みが進められる一方で、2022年2月に発生したロシアによるウクライナ侵攻は、先進国・途上国を問わず、エネルギーの安定供給を含む経済安全保障に対する関心を高めた。特に、自動車産業をはじめとする現在の産業構造は世界的なサプライチェーン体制に支えられており、ウクライナ侵攻を踏まえて各国がどのような経済・産業政策をとるのが大きく注目されている。

このような状況を踏まえ、当研究所ではシナリオプランニング手法¹を用いて、エネルギー供給構造と自動車産業の将来像を検討するためのワークショップ²を開催した。以下では、ワークショップでの検討結果を踏まえてとりまとめたシナリオの概要を示す。ワークショップでは世界シナリオと地域シナリオを策定したが、本稿ではASEANを対象とした地域シナリオを概説する。なお、本稿におけるASEANは、インドネシアとタイを念頭に置いていることに留意されたい。

2. シナリオ策定にあたっての考え方

- シナリオは、2022年から2050年を対象期間とする。ワークショップの議論の結果、シナリオを描くうえでの分岐点として、「2030年までに（各国で）気候変動対策が強化されるか」と「2025～2030年までに各国が経済安全保障を重視する政策を強めるか」という2つを選択した。これら2つの分岐点を軸として、4つの象限を構造化し、シナリオを描いた
- 前提として、すべてのシナリオで世界人口は増加する。国連『世界人口推計 2022年度』に基づき、2050年までの人口増加の大部分は中南アジア・サブサハラアフリカが占める。なお、先進国は高齢化が進む。

* （一財）日本エネルギー経済研究所 資源・燃料・エネルギー安全保障ユニット担任 兼 国際情勢分析第1グループマネージャー、研究理事

** （一財）日本エネルギー経済研究所 資源・燃料・エネルギー安全保障ユニット 国際情勢分析第1グループ 主任研究員

¹ シナリオプランニングとは、不確実性の高い将来像を検討するための一手法である。ある特定の問題領域の将来像を考えるうえでは、様々な要素がその将来像に影響を及ぼすが、中でも最も重要かつ不確実性の大きな要因を抽出し、その要因の展開の差異によって、論理的に全く異なる構造を持つ世界・将来像を描き分ける手法である。その意味において、単なる現状延長型あるいはトレンドを分析することによる「将来予測」ではなく、可能性として存在し得て、内部では論理的に一貫した、将来に関する異なった「シナリオ」を描くことで、それぞれ別の将来における対応・政策などの戦略的な意思決定に資することを目的とするものである。

² 参加した研究者は以下のとおり（役職は当時）：小山堅（専務理事・首席研究員）、久谷一朗（戦略研究ユニット研究理事）、小林良和（化石エネルギー・国際協力ユニット研究主幹）、田上貴彦（環境ユニット研究主幹）、柴田善朗（電力・新エネルギーユニット研究主幹）、末広茂（計量分析ユニット研究主幹）、下郡けい（戦略研究ユニット主任研究員）。

- また、人口増加と経済成長を背景に、人・モノの移動頻度・移動量は増加する。なお、選択した2つの分岐点は人・モノの移動頻度・移動量に対して基本的にマイナスに作用する。ただし、国内貨物の移動頻度についてのみ、都市のスマート化によるeコマースの発展が移動頻度を増加させる。各シナリオの人の移動量・モノの輸送量について、移動頻度・移動量 (ton-km、人-km) の増減は、シナリオ3 (増加) >シナリオ2=シナリオ4 (2022年現状水準) >シナリオ1 (減少) と想定した。
- 脱炭素化に向かう世界は「政治的に正しい (politically correct)」ものであり、従来気候変動対策を主導してきた欧州や米国民主党政権は、政策 (政府) とファイナンス (投資家) は脱炭素化重視という方針の下で相互依存を続けながら、グリーン投資や気候変動対策に資源の重点配分を加速していくと考えられる。具体的には、気候変動対策が強化されるシナリオは1.5℃目標の達成を目指し、失速するシナリオは2℃目標を達成できないものの低炭素化の取り組みを継続する。また、需要の電力化もすべてのシナリオで進展する。
- 各国の「経済安全保障の重視」の程度は、世界の貿易体制のブロック化・分断化の進展に影響を与える。ここでは、米国の動き (中国との関係をマネージするか、対立が先鋭化して経済安全保障重視を加速させるようになるか) がポイントになる。ここで言う「ブロック化した世界」とは、ブロック内での自由貿易は維持され、生産と供給の多くを可能な限りブロック内で完結させようとする状態を指す。ブロック化の結果として生じる高コストは安全保障の対価として許容される世界となる。一方、地政学的な対立が管理あるいは緩和される世界は、世界的な自由貿易体制と分業体制が進み、最適なサプライチェーンが構築されていく世界となる。ただしこの世界では国際競争はより激しいものとなり、産業間や企業間の優劣が明確になっていく。

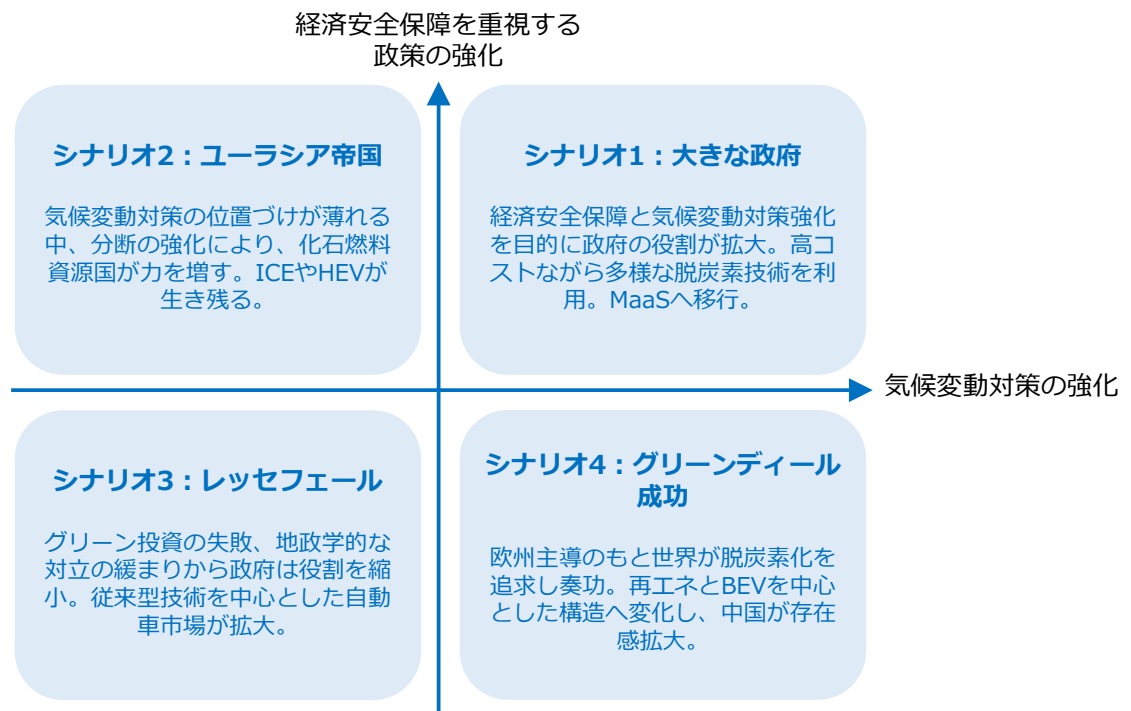


図 1 シナリオ分岐点とシナリオの概要

ASEANの自動車産業に関するシナリオ要素のポイント

- ASEANのエネルギー供給構造や自動車産業を検討するうえで、Affordability（手頃な価格）の重要性は高い。以下に概説する4つのいずれのシナリオにおいても、エネルギー安全保障の確保や気候変動対策を進める中で、最も経済的な手法が政府や市民から求められる。
- ASEAN地域においてモビリティの中心となる技術は、それぞれのシナリオで異なる。気候変動対策が強化されるシナリオ（シナリオ1及び4）は、乗用車のBEV化の進展で共通するが、パワートレインの技術的な選択肢の幅に差異が生まれる。多様な脱炭素技術を活用するシナリオ1では、大型車（バス・トラック）におけるバイオ燃料の利用がより拡大する。気候変動対策が弱いシナリオ（シナリオ2及びシナリオ3）は、BEVが一部進展しつつも内燃機関自動車（ICE）が中心となる点で共通する。しかし、世界経済がブロック化するシナリオと自由貿易体制が維持されるシナリオでは、アクセス可能な自動車市場のパイの大きさが異なり、輸出拡大を目指すとしてもASEAN地域の自動車産業の規模には違いが生じる。

3. シナリオ1の概要：経済安全保障への懸念が高まり、気候変動対策も加速

3.1. 社会・経済

- 米中の対立を軸に各国が経済安全保障を重視することで、世界的に経済のブロック化が進展する。この体制は経済効率・コスト最小化を追求する世界から乖離し、成長市場の囲い込みによって、戦略的重要物資は高コストとなる。また、産業や企業はブロックに属することとなり、アクセス可能な市場の規模が縮小する。その結果、世界全体で経済成長が伸び悩む（経済成長率1.5%）。また、経済安全保障と気候変動対策は市場メカニズムだけでは実現し得ないことから、政府による市場への介入が最も強い。政府の介入は所得の再分配にも強く作用し、格差が縮小する。
- 世界的にブロック化が進展する中で、ASEANは米国と中国を両睨みした中立外交を目指す。両極からの支援攻勢がASEANの経済成長と転換を促すこととなる。
- 気候変動対策の観点からは、ブロックごとにグリーン投資への優先順位付けが独自に策定される。そのような中、世界は1.5°C目標を達成する。気候変動対策への希求は強いものの、グローバルスタンダードを成立させるようなモメンタムは社会・経済のブロック化によって失われる。
- ブロックによる新興国の囲い込みの一環として、脱炭素化に向けた新興国・途上国への資金提供が活発化する。シナリオ1では、グローバルスタンダードの成立に向けたモメンタムは失われるものの、どの地域・国もGHG排出量削減に取り組む。ただし、取り組みの速度には差が生じる。日本、米国、欧州はより積極的にGHG削減に取り組み、中国やASEANはエネルギー転換の結果としてGHG削減が進む。

3.2. モビリティ

- 前提となるASEANの都市構造は、先進国及び中国の技術面・資金面の支援を受けて新都市建設が進展する場合、徒歩や自転車を中心としつつ、政府が主導する公共交通網（鉄

道・地下鉄・バス)の整備が進む。都市間・都市とその近郊における移動需要があるため、公共交通網の整備が追いついていない場所では、欧州や中国の支援を得ながらUAM³も普及する。新都市の幹線道路では物流も人の移動も自動運転が導入されやすいが、都市の経済力によって導入範囲には差が生じる。

- 自動車は、気候変動対策の強化によってゼロエミッション電力の供給とセットでBEVが中心となり、技術的な選択肢は少ない。ASEANにおいても、乗用車のBEV化が国内産業振興の観点から進展する。一方、トラックやバスなどの大型車では、バイオ燃料の利用が中心的に進められる。バイオ燃料で懸念される食料との競合は、食料向けと燃料向けで作付けが分かれている国では発生しない。
- シナリオ1の世界では、経済成長の伸び悩みと強い気候対策から、エネルギー需要は横ばいに留まる。石油需要がシナリオの中で最も小さくなる結果、原油価格は低迷する(\$64/bbl、2020年価格)。また、脱炭素化の取り組みが加速する中で、電気料金は平均で50%増となるが、政府介入によって産業向けは低く抑えられる。このような中、ASEAN域内ではBEVの地位が確立され、税制上も有利に扱われる。一方ガソリンは、原油価格は低迷するものの、気候変動対策の観点から高い税金が課される。バイオ燃料は最大限活用されるが供給量(供給能力)には制限があるため、ASEANにおいては天然ガス車の見直し(利用促進)の可能性もある。
- ASEANのエネルギーシステムとしては、まずは省エネの徹底的な追求が図られ、天然ガス利用と効率改善が加速される。また、トランジション技術としてのガスやアンモニア混焼が進展する。エネルギー安全保障の観点から、域内での水素・アンモニア流通が志向される(地域にとってAffordabilityの重要性が高いため、域内でのブルー・グリーン水素製造・流通によるプロフィットシェアリングが目指される)。石炭はアンモニア混焼、ガスについてはCCSの利用で段階的な脱炭素化が目指される。欧米の支援によって再生可能エネルギー(太陽光中心)の導入が拡大するが、国産・域内の技術に依存する。

4. シナリオ2の概要：経済安全保障が強化される一方、気候変動対策が失速

4.1. 社会・経済

- 各国が経済安全保障を重視することで経済のブロック化が進展する。この体制は経済効率・コスト最小化を追求する世界から乖離し、成長市場の囲い込みによって戦略的重要物資は高コストとなる。また、世界全体の市場規模が縮小すると同時に、あるブロックに属する企業がアクセス可能な市場も限定されるようになる。その結果、経済成長は伸び悩む(経済成長率1.5%)。このシナリオではブロック化が進展する中で、安全保障面、エネルギー(化石燃料)供給面での長期(構造)的な中口の結びつきが強まる。
- ASEANでは、経済や社会構造の転換が進まず、現在の課題がそのまま継続(場合により悪化)する。安価なエネルギー供給国に追従する傾向となる(開発をしても基本的に

³ Urban air mobilityは、公共交通が整備されていない米国、中国、ASEANでの導入が考えられる(なお、欧州は規格化に注力)。UAMは電動化が前提となるため、気候変動対策が強化されるシナリオ1及び4で導入されると整理。シナリオ1は政府介入が強いため、UAMの導入もより進展する。なお、近距離：自動車(自動運転)、中距離(100km程度)：UAM、長距離：鉄道・航空機という棲み分けを想定する。UAMは現状の能力の問題から移動距離100km程度を想定するが、300kmといった都市間移動に向けた開発も進められている。

自給は困難)が、いずれかのブロックに積極的に参加するのではなく、どのブロックに対しても ASEAN 地域が最も裨益するような付き合い方を選択する。

- 気候変動の観点では、低炭素化は進むものの速度が遅く、世界は 2°C 目標を達成できない。気候変動対策が経済成長に結びつかないことが明確になることで、先進国主導の気候変動対策の強化に対する新興国の反発が強くなり、COP の枠組みが維持できなくなる。国際的な枠組みの崩壊によって「適応」のための資金すら十分に循環せず、気候変動対策への取り組みはシナリオの中でもっとも劣後する。一方、ブロックへの囲い込みの一環として、東南アジアや南アジア、アフリカを対象として二国間の資金提供は増加する。世界で共有すべき社会的価値としての気候変動の位置づけが薄れ、国ごとあるいはブロックごとに経済合理的なエネルギーを選択するようになる。

4.2. モビリティ

- 経済のブロック化によって経済発展のポテンシャルが限定されることで、ASEAN においては現在の都市構造が固定化される。その中で、大都市の経済効率化のため、公共交通網（鉄道・地下鉄・バス）の整備が目指される。また、すでに建設された新都市周辺の幹線道路では物流の自動運転の導入が検討される。
- 世界的には、経済のブロック化によって自動車市場のパイも小さくなる。パートレインでは、気候変動対策が弱まることから、ICE やハイブリッド車 (HEV) も利用され続ける。このような中、ASEAN の自動車産業は、電動化を一部含むが ICE を中心として、自国市場と途上国向けの輸出拡大を産業政策として推進する。
- シナリオ 2 の世界では、経済成長の停滞からエネルギー需要は横ばいに留まるが、気候変動対策の圧力が弱まることから石油需要は新興国・途上国を中心に維持される。市場が分断されるため、原油価格をはじめとする化石燃料価格は複数の価格が併存する (2050 年に \$100/bbl (2020 年価格))。電気料金は、化石燃料への依存がコストを押し上げるが、エネルギー需要が抑制されるため上昇は緩やかとなる。ASEAN において、ガソリン価格は現状並みから高値で推移し、電気料金も相対的に高い水準となる。気候変動対策が弱まることでバイオ燃料の利用もあまり進展せず、余剰作物を利用する程度にとどまる。一方で、天然ガス車の利用は拡大する。
- ASEAN のエネルギーシステムは、省エネ推進が第一となる。石炭火力は引き続き主力電源となり、その脱炭素化は国産のアンモニアやバイオ混焼ができる範囲内で進む。この地域では Affordability が重視されるため、再生可能エネルギーの導入は経済性見合いに留まり、自給率向上を目的とした再生可能エネルギーや原子力の導入は進展しない。電源の脱炭素化が進まないことから自動車の電動化も進まない。

5. シナリオ 3 の概要：経済安全保障への懸念が弱まり、気候変動対策も失速

5.1. 社会・経済

- 世界的な自由貿易体制が堅持され、分業体制の下で経済最適なサプライチェーンが構築される。気候変動対策の優先度は低く、化石燃料が引き続き利用される。資源国や新興国が経済成長をけん引するという現状が維持される。消費者にとって技術やモノの選択肢が多く、旺盛な消費が続く社会。足元のインフレの後遺症やグリーン投資の経済的な

失敗から 2030 年前後までは世界経済は減速するが、その後自由貿易体制の復活や気候変動対策による制約の減少から、世界経済は新興国がけん引する堅調な経済成長の道筋に復帰する（経済成長率 2.5%）。

- ASEAN は、中国に匹敵する「世界の工場」ポジションを確立するが、政治体制は各国で異なり、中国のような統制力は持たない。ASEAN を含む新たな経済貿易枠組みが機能すれば、地域のパワーが拡大する可能性がある。
- 気候変動の観点では、世界は 2°C 目標を達成できないが 2100 年頃の温度上昇は 2.6°C 程度となる（IEA WEO2021, STEPS を目安）。経済成長に結びつかない先進国主導の気候変動対策の強化に対する新興国の反発が強くなる。一方で気候変動は進行するため、新興国を中心に「適応」を志向するようになる。地政学的な対立は管理あるいは緩和されることから COP の枠組みは維持されるが、緩和ではなく適応に重点を置いた議論が中心となる。
- ASEAN において、気候変動政策は進まない。気候影響の増大により、先進国からの資金提供をさらに求める。

5.2. モビリティ

- 世界的に大都市への人口集中や周辺地域の過疎化といった状況が続く中で、ASEAN においても大都市への人口集中が継続し、機能破綻（衛生問題、貧富格差）を起こす都市も増加する。また、いくつかの新都市建設が行われるが、スマート化した都市（分散化、デジタル技術により最適化した都市）ではなく従来型の都市が増加する。
- 都市部においても自動車が必要となるなど、世界的に自動車に対するニーズが高い。気候変動の制約が弱く、またグローバル化した市場でのイノベーションの発揮から自動車技術の選択肢が最も多く、BEV や ICE など多様な技術が併存する。自動車技術の選択肢の多さは、途上国の自動車市場の拡大を後押しする。ASEAN においても都市集中が続くことから、2 輪から 3 輪、4 輪への車両需要の変化は継続する。渋滞や大気汚染が深刻化するため公共交通の整備・利用率向上に取り組まれるが（政策的なウエイトはまず公共交通の整備に置かれる）、供給能力が不十分にとどまる。なお、ASEAN の公共交通は、多量輸送のみならず小規模な乗合を含む。大気汚染対策あるいは石油輸入削減の対策（例としてインドネシア）として BEV の導入が一部進展する。また、物流量の増加にともなって貨客混載などが現場で進み、ビジネス化する可能性がある。このような状況下において、ASEAN の自動車産業は、ICE を中心に途上国向けの輸出拡大（従来の中国ポジション）が産業政策として推進される。
- シナリオ 3 の世界では、石油需要が伸びるため原油価格は相対的に高い（2050 年に \$88/bbl（2020 年価格））。また、電気料金は、価格が上昇する化石燃料への依存が残るため値上りする。ASEAN において、ガソリン価格は現状並みから高値で推移し、電気料金も相対的に高い水準となる。気候変動対策が弱まることでバイオ燃料の利用もあまり進展せず、余剰作物を利用する程度にとどまる。一方で、天然ガス車の利用は拡大する。
- ASEAN のエネルギーシステムでは、既存の石炭火力発電所の利用が継続され、安価な

ガスの利用が進展し、LNG 需要が増大する。

6. シナリオ 4 の概要：経済安全保障への懸念が弱まり、気候変動対策は加速

6.1. 社会・経済

- 世界的な自由貿易体制が堅持され、世界的な分業体制の下で経済最適なサプライチェーンが構築される。グリーン投資が経済成長につながり、先進国・途上国ともにクリーンエネルギー利用を中心とした市場拡大、経済成長を実現する。世界の経済成長率は他シナリオと比較して最も大きくなる（経済成長率 3%）。
- 世界経済のパワーバランスをみると、化石燃料資源国の地位が相対的に低下し、欧米中がグリーン成長の恩恵を最も受ける。世界的な経済成長にともないエネルギー需要も拡大するが、化石燃料に対する投資は進まない。
- 世界は、1.5°C 目標を達成する。気候変動に関する世界的なルールメイキングにおいて、欧州が主導してグローバルスタンダードが生まれ、世界的な支援枠組みの中で途上国への資金拠出・技術移転が行われる。COP の枠組みが機能し続ける。また、金融面でも気候変動の圧力は強く、世界的にグリーン投資への優先順位付けが強まる（優先順位の付け方は国によって差異がある）。
- このような中、ASEAN は中国の「世界の工場」ポジションの代替を目指す。気候変動対策が重視されるため、技術支援をどこから得るかというパートナー選びの重要性が増し、経済・政策面での海外依存度が高まる。また、気候変動対策コストがかかるため、生活コストは上昇する。

6.2. モビリティ

- 世界的には、気候変動対策の観点（脱炭素化、効率的なエネルギー利用）から都市のスマート化（分散化、デジタル技術による最適化）が強く進む。都市の一極集中は環境負荷が高いとの考えから、都市は小規模に分散する。ASEAN においては、既存の大都市では環境対策の遅れから都市の発展が停滞する一方、周辺の新都市開発（分散型のスマートシティ、ただし ASEAN では 2050 年までは規模の大きな都市を追求）が進展する。
- ASEAN の新都市は道路の整備水準が高く、物流に加え人の移動でも自動運転の導入が進む。自動車は BEV 化し、自動運転を活用したシェアサービスの普及が進む。新都市建設における支援国（米欧中）の規格に基づく UAM が中距離移動の選択肢として導入される。
- 世界の自動車産業では、気候変動対策の観点からゼロエミッション電力の供給拡大と合わせて BEV の占有が拡大する。自動車技術の選択肢が少なく、また BEV は技術的差別化も難しいため、各種サービスやコンテンツによる差別化が進む。生産と国内市場の規模から、中国が BEV 生産の中心となる。そのような中、ASEAN の自動車産業においても、産業振興の観点から乗用車の BEV 化が進展する。インドネシア・タイでは、選択肢の一つとしてバイオ燃料が活用される。
- シナリオ 4 の世界では、普及拡大がコストを下げるという好循環が生まれ、再生可能エネルギーがエネルギー供給の中心となる。先進国・途上国の双方において石炭火力発電

の早期退出が実現されるため、移行期には短期的な需給のインバランスと、それに起因する化石燃料価格の変動が起こり易くなる。シナリオ4の結果として、原油価格は2050年に\$24/bbl（2020年価格）となる。脱炭素化に向けた取り組みの中で電気料金は大きく上昇し、平均50%増加となる。水素供給価格は、2030年に30円/Nm³、2050年に20円/Nm³以下と日本政府の目標を達成する。ASEANでは、近・中距離移動におけるBEVの地位が確立され、税制上も有利に扱われる。電気料金は上昇するに加え、高い課税も見込まれる。化石燃料価格の下落にともないガソリン価格も低下するが、気候変動対策の観点から高い税金が賦課される。また、バイオ燃料は域内で最大限活用されるものの、絶対量は供給制約から制限される。水素供給価格が大きく低下することから、運輸部門における水素利用が推進される。

- ASEANのエネルギーシステムでは、石炭火力発電は早期退役を余儀なくされ、再生可能エネルギーへの転換が進められる。ガス火力発電に対しても脱炭素化の圧力強まり、水素混焼やCCSの併置などが求められるようになる。欧米支援により太陽光等の再生可能エネルギーの導入が拡大し、日本支援の水素・アンモニアはマージナルなものとなる。

7. まとめ

本稿では、ASEANを中心に2050年を射程にエネルギー供給構造とモビリティ分野の将来像を描いた。ASEANは、今後も人口増加と経済成長が見込まれる地域であるが、そのようななかで脱炭素化の取り組みを進める必要がある。シナリオによって脱炭素化に向けた取り組みに濃淡はあるものの、いずれのシナリオにおいても乗用車の電動化は進展する。特に電源の脱炭素化が進むシナリオでは、国内の産業振興の観点も加わり乗用車の電動化に積極的に取り組むことが考えられる。

同時に、ASEANでは公共交通機関の整備も大きな役割を果たす。都市構造はシナリオごとに異なるが、小規模な新都市での脱炭素化に貢献する移動手段、大都市の経済効率化を支える大規模輸送、あるいは渋滞や大気汚染の深刻化を緩和するための措置、というそれぞれの観点から、鉄道や地下鉄、バスといった公共交通機関の整備が期待される。

また、前述のとおり、ASEANのエネルギー供給構造や自動車産業を検討するうえで、重要視されるのはAffordability（手頃な価格）である。同地域ではカーボンニュートラル目標をはじめ野心的な目標を掲げる国もある中で、現実的なエネルギー移行の重要性は一層高まっている。エネルギー移行の道筋は一本ではなく、モビリティ分野においても幅広い技術を活用することが求められる。特に、電動化が難しい大型車では、バイオ燃料や天然ガスの利用も考えられ、多様な技術を用いることが同地域の運輸部門の脱炭素化に貢献すると言えよう。

8. おわりに

カーボンニュートラルの実現といった気候変動対策の流れに加え、ロシアによるウクライナ侵攻を受けて、世界のエネルギーやモビリティを取り巻く状況や方向性は、より不確実にそして不透明になっている。そこで今回シナリオ分析を実施し、「2030年までに（各国で）気候変動対策が強化されるか」と「2025～2030年までに各国が経済安全保障を重視する政策を強めるか」という2つを分岐点とした。2つの軸で整理をすると、世界及び地域について

て大きく異なる将来像を描くことができる。その中で、前述のように ASEAN のモビリティやそれに関連したエネルギーの将来も相当に違ったものとなり得る。

不確実性が高く、不透明感の強い世界を前提とすれば、今後は、本稿で描いたどのシナリオに向かって現実世界が動いていくかに細心の注意を払い、それに合わせた対応戦略を柔軟にかつ遅滞なく実施していくことが重要となる。

以 上

日本の2050年カーボンニュートラルに向けたエネルギー構成 ：再生可能エネルギー100%の電力供給の限界費用分析 ◆

Energy Mix for Japan's Carbon Neutrality by 2050: Analysis of Marginal Cost of an Electricity Supply Based on 100% Renewable Energy

大槻貴司 * 尾羽秀晃 ** 松尾雄司 *** 森本壮一 ****

Abstract

The authors' previous assessment indicated that the marginal electricity cost in 2050 in Japan is more than doubled in an energy system based on a 100% renewable power supply compared to the cost-optimal system. However, some assumptions may be conservative given the recent developments, including the cost of variable renewable energy (VRE) and energy storage technologies and the availability of dispatchable renewable power generation (such as biomass-fired). Therefore, to test the robustness of the previous assessment, this study conducts a sensitivity analysis with a focus on these factors, using an energy system optimization model with a detailed temporal resolution. Simulation results imply that the high marginal electricity cost in the "100% renewable power system" is partially due to the costs of managing VRE's seasonality. Low-cost energy storage and dispatchable renewable power plants can curb the marginal electricity cost. However, the results also suggest that the marginal cost in these sensitivity cases remains high compared to the cost-optimal system, still posing economic challenges to the system based on a 100% renewable power supply.

Keywords : Carbon neutrality, Energy system analysis, 100% renewable power, Marginal electricity cost

1. はじめに

2050年カーボンニュートラルの達成に向けて、わが国のエネルギーシステムのあり方が活発に検討されている。2021年5月には地球環境産業技術研究機構（RITE）が温暖化対策評価モデルDNE21+を用いて複数シナリオにおける2050年のエネルギー構成や電力限界費用等を分析し、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会（第43回）に試算を提供した¹⁾。その後、第44回基本政策分科会においても4つの研究機関や団体（国立環境研究所＝NIES、自然エネルギー財団＝REI、デロイトトーマツコンサルティング、日本エネルギー経済研究

◆ 本論文は、第41回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（エネルギー・資源学会主催）の内容をもとに作成された。エネルギー・資源学会の許可を得て掲載している。

* 横浜国立大学大学院 工学研究院 知的構造の創生部門 准教授、Corresponding author、
（一財）日本エネルギー経済研究所 クリーンエネルギーユニット 特別主幹研究員、

** （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

*** 立命館アジア太平洋大学 サステナビリティ観光学部 准教授、
（一財）日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット 特別主幹研究員

**** （一財）日本エネルギー経済研究所 環境ユニット 気候変動グループ 主任研究員

¹⁾ 秋元圭吾、佐野史典；2050年カーボンニュートラルのシナリオ分析（中間報告），総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（第43回会合）資料2，
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/043/043_005.pdf
（アクセス日 2023.3.14）

所=IEEJ)がエネルギーシステムモデル等による分析結果を報告し^{2),3),4),5)}、エネルギー需給構造の抜本的な転換にあたっての課題や制約が議論された。著者らは IEEJ⁵⁾の分析に関与し、詳報^{6),7)}も公表した。

これらの分析において注目された点の一つが再生可能エネルギー（再エネ）大量導入時の電力限界費用（もしくは電力潜在価格）である。電力限界費用とは均衡状態から電力需要を微少増減させた際の目的関数の変化量を示し、電力の需給均衡価格とも解釈される。第43-44回の基本政策分科会では3つの分析^{1),4),5)}が電力限界費用（建設費分も含む長期の限界費用）を提示し、いずれにおいても再エネ大量導入シナリオでは電力限界費用が大きく上昇し得ることが報告された（表1）。例えば、IEEJの場合⁵⁾、2050年の電力供給を100%再エネで賄うシナリオの電力限界費用の年平均値は、標準的なカーボンニュートラルシナリオ比で倍程度に上昇する結果が得られている。また、1時間値の電力限界費用は季節によって二極化する傾向も見られた^{5),6)}。つまり、日射や風況に優れた季節では恒常的に電力余剰状態となり、0円/kWh近傍の電力限界費用が頻発するが、他方で、気象条件に劣る時期には電力限界費用が上昇し、それが平均値を押し上げる可能性が示唆された。再エネ電力100%への経済的な課題が窺える。

一方で、足元では太陽光・風力発電（自然変動電源=VRE）の費用低減が大幅に進展している。2050年には既報^{5),6),7)}で想定した以上に自然変動電源は安価となり、電力限界費用の抑制に寄与する可能性があるが、同分析ではVRE費用に関する感度分析は検討していなかった。また、同分析では水素貯蔵やdispatchableな再エネであるバイオマス火力発電がVREの季節変動への対応に重要な役割を果たすことが示唆されたが、これらについても不確実性—例えば、エネルギー貯蔵技術の経済性が大幅に改善する可能性や、国内バイオマス資源量の不確実性—に関する検討はされていない。このような背景から、本研究ではVRE費用やエネルギー貯蔵費用、国内バイオマス資源量について感度分析を行い、既報^{5),6),7)}の結果の頑健性について考察する。

2) 国立環境研究所; 2050年脱炭素社会実現に向けたシナリオに関する一分析, 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会(第44回会合)資料2,
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/044/044_005.pdf
(アクセス日 2023.3.14)

3) 自然エネルギー財団; 2050年の脱炭素日本を支えるエネルギーミックス—次期エネルギー基本計画の策定にむけて, 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会(第44回会合)資料3,
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/044/044_006.pdf
(アクセス日 2023.3.14)

4) デロイトトーマツコンサルティング; カーボンニュートラル社会に向けたシナリオ分析, 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会(第44回会合)資料5,
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/044/044_008.pdf
(アクセス日 2023.3.14)

5) 松尾雄司, 大槻貴司, 尾羽秀晃, 川上恭章, 下郡けい, 水野有智, 森本壮一; 2050年カーボンニュートラルのモデル試算, 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会(第44回会合)資料6,
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/044/044_009.pdf
(アクセス日 2023.3.14)

6) 大槻貴司, 尾羽秀晃, 川上恭章, 下郡けい, 松尾雄司, 水野有智, 森本壮一; 2050年CO₂正味ゼロ排出に向けた日本のエネルギー構成, 電気学会論文誌B, Vol.142, No.7, pp.334-346, (2022)

7) T. Otsuki, H. Obane, Y. Kawakami, K. Shimogori, Y. Mizuno, S. Morimoto, Y. Matsuo, Energy mix for net zero CO₂ emissions by 2050 in Japan, Electr Eng Jpn., e23396, (2022)

表1 既往分析における電力限界費用の試算値

		電力限界費用	
		標準的なシナリオ	再エネ 100%シナリオ
基本政策分科会 (第43回、 第44回)	RITE ¹⁾	25 円/kWh	53 円/kWh
	NIES ²⁾	試算対象外	試算対象外
	REI ³⁾	試算対象外	試算対象外
	Deloitte ⁴⁾	23 円/kWh	52 円/kWh
	IEEJ ⁵⁾	16 円/kWh	28~33 円/kWh
大槻ら ^{6),7)}		16 円/kWh	34 円/kWh

2. 研究方法

2.1. 高時間解像度日本エネルギーシステムモデルの概要

本研究ではエネルギーシステム全体を対象としつつ、電力需給を1時間値で表現した高時間解像度・最適化型のモデル^{6),7)}を用いる。このモデルは線形計画問題として定式化され、エネルギー需給バランス制約やCO₂制約等の各種制約条件の下、分析期間の総費用の最小化を通じて効率的なエネルギー需給像を描く。分析期間は2015~2080年であり、代表時点として2015年、20年、30年、40年、50年、65年、80年の需給を計算する（なお、本稿では2050年断面の結果を中心に議論する）。日本を5地域分割（北海道、東北、東京、西日本、九州沖縄）で表現し、各地域のVRE資源の偏在性や地域間送電費用を考慮した。

モデルの構成要素としては一次エネルギーと二次エネルギー、最終需要、エネルギー起源CO₂、およびそれらを連結する300程度の技術・プロセスが含まれる。本モデルのような技術積み上げ型の最大の特長は、各エネルギー技術を明示的に扱い、その経済・技術性能（建設費、設備利用率、エネルギー原単位等）を詳細に表現できる点にある。エネルギー技術群や各技術の経済・技術性能、最終需要は与件となる。最終需要は産業・民生・運輸部門のエネルギーサービス需要（計37区分）としてモデル化を行った。

VREとしては地上設置型太陽光、屋根設置型太陽光、壁面設置型太陽光、陸上風力、着床式洋上風力、浮体式洋上風力の6種類を対象とした。変動性対策としては火力発電の出力調整、VREの出力制御、エネルギー貯蔵（揚水式水力、ナトリウム硫黄（NaS）電池、リチウムイオン電池、レドックスフロー電池、水電解と圧縮水素貯蔵）、ダイヤモンドレスポンス（電気自動車：EVやプラグインハイブリッド車への充電、EVからの放電（V2G）、民生用ヒートポンプ（HP）給湯機の運転制御）が考慮されている。VRE以外の再エネ電源は大規模水力、中小水力、地熱、バイオマス火力（燃料：木質バイオマスまたは黒液）をモデル化しており、また、再生可能エネルギー電力由来の水素による専焼火力発電も考慮されている。

モデルの規模は変数5400万個、制約式5800万本に達する。1ケースの計算時間（実時間）は、CPUがIntel Xeon Gold 6326（2.90GHz）の計算機環境で約6時間要する。最適化ソルバはXpress（求解アルゴリズム：内点法）を使用した。計算時には約55GBのメモリが必要となる。主な変数や制約式は文献⁶⁾を参照されたい。

2.2. 分析ケース

既報⁶⁾の RE100 ケースを基準として、VRE 建設費、国内バイオマス資源量、エネルギー貯蔵技術費用について感度分析を実施した（表 2 の通り計 5 ケースを試算）。

表 2 分析ケース

	RE100	VRE+	Biomass+	Storage+	Combo
CO ₂ 制約 および 電源構成	2050 年までにエネルギー起源 CO ₂ は正味ゼロ。 電力需要は全て再生可能エネルギーで賄う				
VRE 建設費 (2050 年)	表 3 の水準	RE100 ケース比で 90%減	RE100 ケースと同等 (表 3 の水準)		RE100 ケース比で 90%減
木質バイオマス国内資源量 (2050 年) 注	2020 年度の固体バイオマス生産量実績を横置きで想定 (7.4Mtoe/年)		森林蓄積量 から推計 (18Mtoe/年)	RE100 と 同量 (7.4Mtoe/年)	森林蓄積量 から推計 (18Mtoe/年)
水素貯蔵・ レドックス フロー電池の 建設費 (2050 年)	水素貯蔵 (水電解：4.5 万円/kW、 圧縮機等：7 万円/kW、 貯蔵タンク：1.5 千円/kWh) レドックスフロー電池 (入出力部分：2.8 万円/kW、 電解液タンク：9.9 千円/kWh)			RE100 ケース比で 90%減	

(注) 各ケースの木質バイオマス国内資源量のうち、0.7Mtoe/年は紙・パルプ部門での黒液利用を外生的に想定。残りは木質バイオマス火力発電または製鉄（水素還元製鉄における補助的な熱供給）に利用可能とした。

表 3 2050 年の VRE の想定 (RE100・Biomass+・Storage+ケース)

	建設費 (万円/kW)	設備利用率
地上設置型太陽光	10.5~17.7	16~18%
屋根設置型太陽光	12.3~22.8	11%
壁面設置型太陽光	17.5	8%
陸上風力	22.1	20~39%
着床式洋上風力	45.0	33~40%
浮体式洋上風力	58.5	33~40%

(注) モデルの中では各技術区分の中で更にグレードを設けており、建設費や設備利用率で差を設けている。設備利用率は地域毎の気象条件を基に推計した。

RE100 ケースは 2050 年の発電電力量を全て再エネで賄いつつ、エネルギー起源 CO₂ の正味ゼロを達成するケースである。原子力発電は 2050 年までに廃止し、火力発電はバイオマ

スもしくは国内再エネ電力由来の水素を燃焼するもののみ利用可能としている。

VRE+ケースでは2050年のVRE建設費をRE100ケース(表3)から9割減とした(例えば、地上設置型太陽光は1.1~1.8万円/kW)。

Biomass+ケースでは国内の木質バイオマス資源量を森林蓄積量⁸⁾から設定した(RE100ケースでは国内バイオマス生産量実績を基に2050年まで横置きで想定していた)。同文献⁸⁾によると2020年の森林蓄積量は約54.1億m³である。この資源を40年周期で利用する(つまり52.4÷40=1.35億m³/年の木材生産が可能)と仮定した場合、約18Mtoe/年の国内資源量が推計される。これは日本の2019年の一次エネルギー供給の4%に相当する。なお、森林蓄積の大部分は人工林であることから、本稿ではその代表的な樹種であるスギやヒノキを想定して発熱量を推計した。具体的には含水率40%の状態密度は約0.57t/m³、発熱量は10GJ/t(低位発熱量基準)と想定し、1.35億m³/年×0.57t/m³×10GJ/t=7.7億GJ/年と計算して単位換算した。

Storage+ケースでは比較的長期のエネルギー貯蔵に適し、再エネの季節性対応に貢献すると考えられる水素貯蔵(水電解と圧縮水素貯蔵)^{9),10)}およびレドックスフロー電池の建設費をRE100ケース比で9割減させた(リチウムイオン電池やNaS電池には比較的短期間での充放電運用が経済合理的とされるため^{6),9),10)}、本分析では水素貯蔵とレドックスフロー電池のみに着目した)。

ComboケースではVRE、木質バイオマス国内資源量およびエネルギー貯蔵技術の全てに関して楽観的な仮定を置いた。

ここで、本分析における木質バイオマス国内資源について次の2点に留意されたい。1点目は用途についてである。表2の木質バイオマス国内資源は①木質バイオマス燃料もしくは②黒液として利用されることを想定した。木質バイオマス燃料の用途としては、発電および水素還元製鉄における補助的な熱供給を考慮した。黒液の用途としては、紙・パルプ部門での発電や熱供給を考慮している。これらの燃料の用途は内生的に決定される。2点目は①木質バイオマス燃料と②黒液の供給量上限についてである。本分析ではそれぞれの年間供給量に上限を設けており、①+②の上限が表2の木質バイオマス国内資源量に一致するように調整を施している。まず、②の黒液の供給量上限は、足元の黒液消費実績¹¹⁾、パルプ材の国産比率¹²⁾および紙・パルプ部門のエネルギーサービス需要の将来想定から推計し、2050年は全ケース共通で0.7Mtoe/yearとした。そして、①の木質バイオマス燃料の供給量上限は、木質バイオマス国内資源量(表2)から黒液分を差し引いたものとした。例えば、RE100ケースでは7.4-0.7=6.7Mtoe/年である。なお、本分析の黒液供給量上限は既報^{6),7)}と比べて少なめに見直した。そのため、本分析のRE100ケースでは、既報^{6),7)}の同ケースに比べて発電等に利用可能な木質バイオマス燃料が多めに想定されている。この影響から、電力限界費用は既報よりも若干低い水準となっている点に留意されたい(後述)。

⁸⁾ 林野庁; 森林・林業統計要覧2021, p.5, (2022)

⁹⁾ 小宮山涼一, 大槻貴司, 藤井康正, 再生可能エネルギー余剰電力の水素貯蔵を考慮に入れた最適電源構成の検討, 電気学会論文誌B, Vol.134, No.10, pp.885-895, (2014)

¹⁰⁾ R. Komiyama, T. Otsuki, Y. Fujii, Energy modeling and analysis for optimal grid integration of large-scale variable renewables using hydrogen storage in Japan, Energy, 81, pp.537-555, (2015)

¹¹⁾ 資源エネルギー庁, 総合エネルギー統計, (2022)

¹²⁾ 日本製紙連合会, パルプ材集荷推移・輸入比率, <https://www.jpa.gr.jp/states/pulpwood/index.html>, (アクセス日2023.1.3)

2.3. 前提条件

表2~表3以外の想定は文献¹³⁾を踏襲した。ここでは1時間値の電力負荷とVRE出力、そして再エネ電源の導入上限の想定について説明する。1時間値の負荷曲線形状とVRE出力波形は2012年度のものを与えた。これらは各年の気象条件などに依存するが、本研究では複数年の感度分析は検討対象外とし、今後の課題とする。

再エネ電源の導入上限は次の通り想定した。まず、VREは自然環境や社会活動に大きな影響を及ぼし得る場所に設置しない前提とした。具体的には森林への太陽光発電と陸上風力発電の設置は許容しない。洋上風力発電は利害関係者との対立が生じにくいと考えられる海域（漁業権外、離岸距離5km以上、船舶通行量0~20隻/月と定義¹³⁾に設置可能とした。具体的な想定値としては日本計で地上設置型太陽光は66GW、屋根設置型太陽光は203GW、壁面設置型太陽光は96GW、陸上風力は23GW、着床式洋上風力は31GW、浮体式洋上風力は142GWである。大規模水力発電は2015年の設備容量で固定とした（日本計20.6GW）。中小水力と地熱発電の設備容量については、文献¹⁴⁾の導入ポテンシャル（日本計の発電電力量ベースで54TWh/年と71TWh/年）を上限として最適化した。バイオマス火力発電の設備容量や運用は上述のバイオマス資源量に制約される。

3. シミュレーション結果と考察

3.1. 電力限界費用

本モデルからは地域別・1時間刻みの電力限界費用を得ることができる。図1に各ケースにおける日本の電力限界費用の加重平均値（以下、「平均値」）を示す。

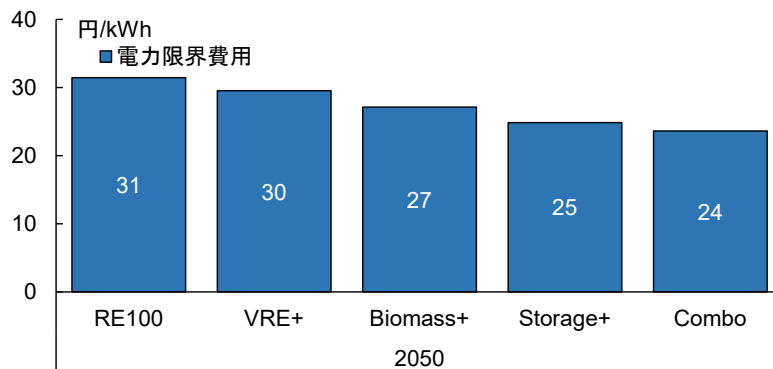


図1 日本の電力限界費用の平均値

(注) モデルの中では各技術区分の中で更にグレードを設けており、建設費や設備利用率で差を設けている。設備利用率は地域毎の気象条件を基に推計した。

平均値の算出にあたっては式(1)を用いた。

$$wsp_{c,y} = \frac{\sum_r \sum_t (sp_{c,t,r,y} \cdot elc_{c,t,r,y})}{\sum_r \sum_t elc_{c,t,r,y}} \dots\dots\dots \text{式(1)}$$

ここで、 c はケースを表す添え字、 y は年を表す添え字、 r は地域を表す添え字、 t は時間を表す添え字 ($t=0, 1, \dots, 8759$)、 $wsp_{c,y}$ はケース c における年 y の日本の電力限界費用の平均値

¹³⁾ H. Obane, Y. Nagai, K. Asano; Assessing the potential areas for developing offshore wind energy in Japanese territorial waters considering national zoning and possible social conflicts, Marine Policy, Vol.129, 104514 (2021)

¹⁴⁾ 環境省; 令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書, 第3章, (2020)

(単位：円/kWh)、 $sp_{c,t,r,y}$ はケース c 、年 y 、地域 r 、時間 t の電力限界費用(円/kWh)、 $elc_{c,t,r,y}$ はケース c 、年 y 、時間 t における地域 r の正味の発電量(kWh/hour)を表す。

電力限界費用の平均値は RE100 ケースの 31 円/kWh に対して、VRE+ケースでは大きな改善は見られなかった(図 1)。他方、Biomass+ケースや Storage+ケースでは平均値が低減し、25-27 円/kWh と推計された。そして Combo ケースでは 24 円/kWh へ抑制されている。第 3.2 節にて述べる通り、Biomass+ケースではバイオマス火力の季節的な運用を増加させることによって、また、Storage+ケースでは月や季節を跨ぐエネルギー貯蔵によって、Combo ケースでは両者が VRE の長周期的な変動に対応しており、それらが限界費用の抑制に貢献している。RE100 ケースの電力限界費用の上昇は VRE の季節性への対応費用が要因の一つであった可能性がある(この点は第 3.3 節にて具体的に確認される)。極めて高い再エネ比率の達成には、季節性対応のため、dispatchable な再エネ電源の確保や長期間のエネルギー貯蔵に適した技術の導入が重要と考えられる。なお、RE100 ケースの電力限界費用の平均値は既報⁹⁾では 34 円/kWh と推計されたが、本稿では 31 円/kWh へ減少した。これは第 2.2 節で述べた通り、発電に利用可能な木質バイオマス資源の想定を多めに見直したことによる。

季節性が緩和される様子は 1 時間値の電力限界費用(図 2)でも確認できる。

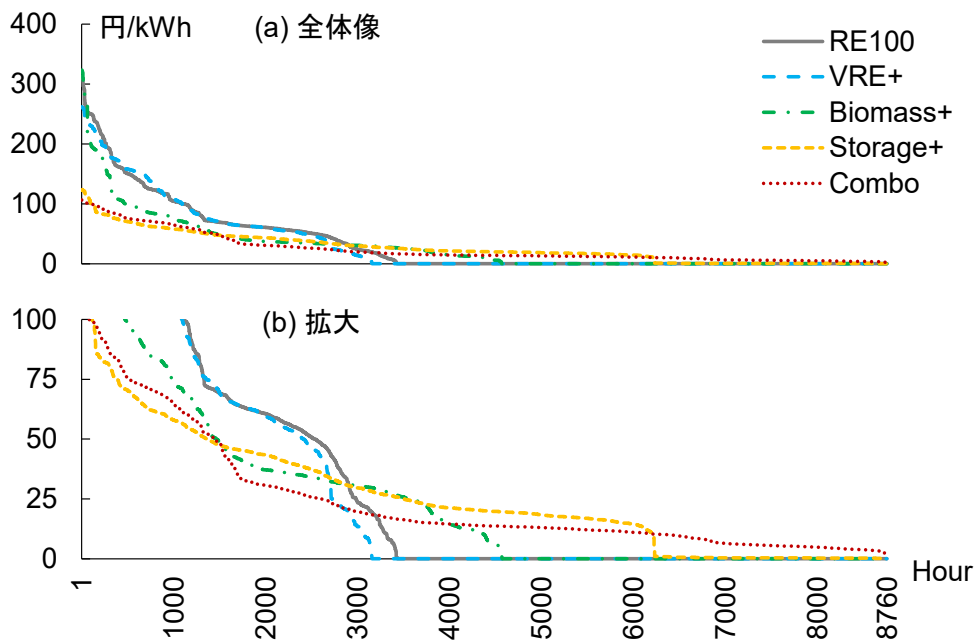


図 2 1 時間値電力限界費用の持続曲線(2050年、5地域加重平均)

(注) 地域別の結果は付図 1 を参照。

RE100 ケースでは 1 年間の中で電力限界費用が二極化している。つまり、0.01 円/kWh 以下の限界費用が約 5300 時間発生すると共に、100 円/kWh 以上に達する時間帯も 1100 時間ほど生じた。この 0.01 円/kWh 以下の時間数は出力制御が生じた時間数に概ね一致し、RE100 ケースでは複数月の長時間にわたって電力が余剰となることが示唆されている。対して Biomass+ケースでは、電力限界費用の年最高値は RE100 ケースと同水準に達するものの、二極化が相対的に緩和された。Storage+や Combo ケースではその傾向が更に進展している。Combo ケースでは 0.01 円/kWh 以下の時間帯はゼロ、100 円/kWh 以上の時間帯は約 80 時間へ減少した。

ここで、Combo ケースのような技術進展を想定しても電力限界費用の平均値が 24 円/kWh に達した点には注意されたい。CO₂回収装置付きの化石燃料火力発電や原子力発電、水素・

アンモニア発電等の技術選択肢を広く考慮した標準的なケースを別途試算すると、その電力限界費用は16円/kWhと推計される。幅広い選択肢を活用する戦略と比較した場合、Comboケースも電力限界費用の点で課題が窺える。

3.2. 電力需給

図3～図6にRE100・Biomass+・Storage+・Comboケースの1時間値の電力需給を示す（電力限界費用が低下する5月、および限界費用が上昇する8月末～9月初めの1週間のみ示している）。

VRE+ケースの結果はRE100ケースに類似したため、ここでは割愛する。RE100ケースの5月には良好な日射や少ない電力需要が相まって出力制御が頻発している（図3(a)）。他方で8月末～9月初めにはVRE出力に対して電力需要が増加することで需給がタイト化し、出力制御は実施されず、貯蔵水素による発電やバイオマス火力発電の稼働が見られた（図3(b)）。このように需給がタイト化する季節に水素発電やバイオマス火力の稼働が必要となり、それと共に電力限界費用の上昇が窺える（図7(a)）。

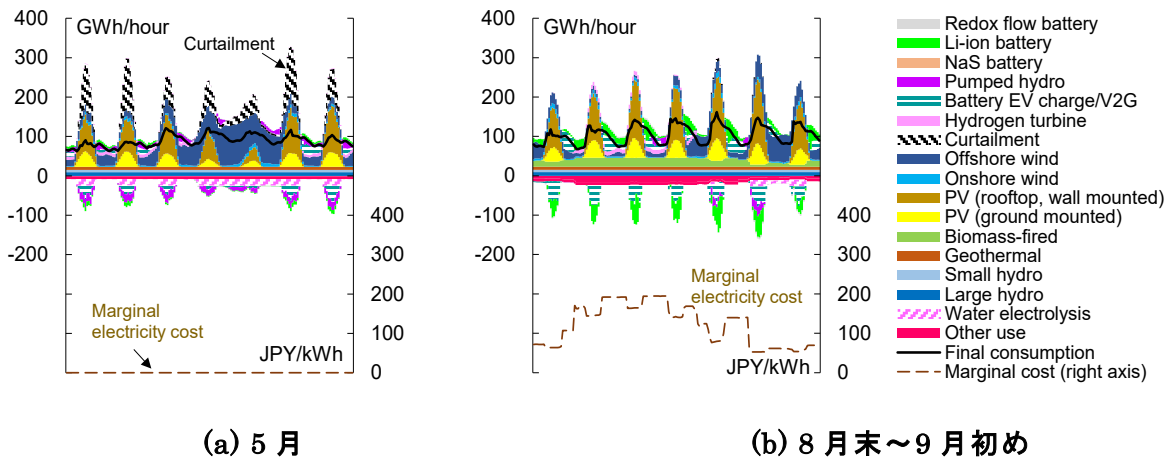


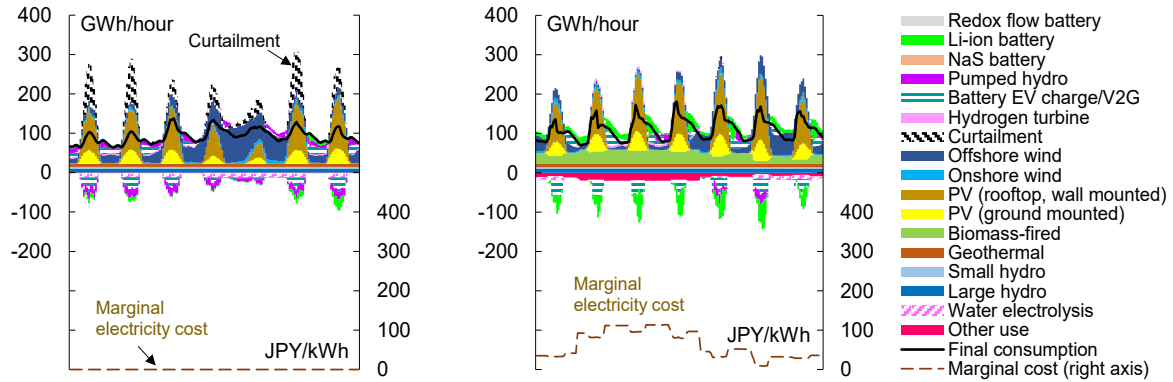
図3 RE100ケースにおける1週間の1時間値電力需給（2050年、日本合計）

（注）Other useは最終消費以外の電力消費を指す（燃料合成設備や直接空気回収設備の動力などが含まれる）。本分析では、何れのケースにおいても直接空気回収設備の動力が大半を占めている。

Biomass+ケースの5月の電力需給はRE100ケースと類似しているが、8月末～9月初めはより多くのバイオマス火力発電が見られる結果となった（図4(a)(b)）。電力需給ひっ迫の緩和に貢献しており、電力限界費用の抑制に寄与している。1年を通して見ても、需給がタイト化するタイミングにてバイオマス発電量が増加しており、7月末～9月半ば頃の限界費用を大きく抑制している（図7(a)(b)）。Biomass+ケースのバイオマス火力発電量は年間値でも大きく増加し、RE100ケース比で倍以上となっている（付図3や付図8）。

ところで、RE100ケースからBiomass+ケースにかけてのバイオマス火力発電増分は全てCO₂回収・貯留装置付きであり、ネガティブエミッションを創出している（なお、本分析では大規模なバイオマス火力発電所を想定し、CO₂回収装置を設置可能とした。小規模・分散型のバイオマス火力は考慮していない）。バイオマス火力は、単にDispatchableな再エネ電源としての貢献のみならず、ネガティブエミッションを創出できる点からも電力限界費用の抑制に寄与した可能性もある。本分析では発電部門のみならずエネルギーシステム全体の

CO₂を正味ゼロにするため、RE100 ケースでは直接空気回収技術+CO₂貯留 (DACCS) を用いて最終消費部門等の残余の CO₂を相殺する姿となっている (付図 2)。これに対して Biomass+ケースでは CCS 付きバイオマス火力によるネガティブエミッションが DACCS を一部代替する結果となった。直接空気回収装置を稼働するための電力・エネルギー消費が削減され、電力需給を更に緩和する効果があった可能性がある。

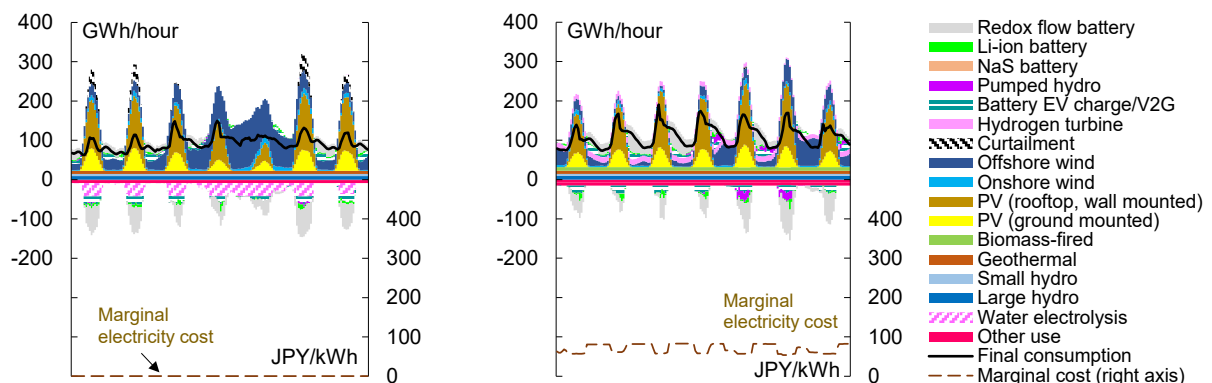


(a) 5月

(b) 8月末~9月初め

図4 Biomass+ケースにおける1週間の1時間値電力需給(2050年、日本合計)

Storage+ケースでは水素貯蔵システムやレドックスフロー電池の大幅な導入拡大が窺える。5月には出力制御の代わりに水素製造やレドックスフロー電池への充電が選択された (図 5(a))。これらの技術の建設費が安価となったことにより、出力制御よりも設備投資を行う方が経済合理的な選択となったと考えられる。そして、電力需給がタイト化する時期 (図 5(b)) には水素発電の稼働が増加した。この燃料水素は4~6月頃にかけて製造されたものであり、数か月間の貯蔵を経て利用されている (図 8(b))。水素貯蔵のエネルギー貯蔵量は最大で22TWhに達した。これはStorage+ケースの2050年の8日分の電力最終消費量に相当する。RE100 ケースにおいても水素貯蔵は週や月を跨ぐエネルギー貯蔵に用いられたが (図 8(a))、Storage+ではより大規模かつ長期的に実施して季節間の電力需給調整が図られ、それが季節間の電力限界費用の平準化に寄与したと考えられる。



(a) 5月

(b) 8月末~9月初め

図5 Storage+ケースにおける1週間の1時間値電力需給(2050年、日本合計)

Combo ケースでは水素貯蔵およびバイオマス火力の季節間運用を組み合わせることで変動性に対応する様子が窺える。図 7(a)では太陽光・風力発電の発電出力から水素を製造し、図 7(b)では貯蔵水素からの発電やバイオマス火力の稼働が需給バランス確保に貢献している。貯蔵技術が VRE 出力の平準化に寄与することにより、Biomass+ケースと比較してバイオマス火力のスポット的な急激な運用は減少した(図 7(b)(c))。稼働時間数が増加し、稼働時の出力は比較的安定している。エネルギー貯蔵量についても、年最大値は 17TWh となり、Storage+ケースの 22TWh から減少した(図 7(b)(c))。

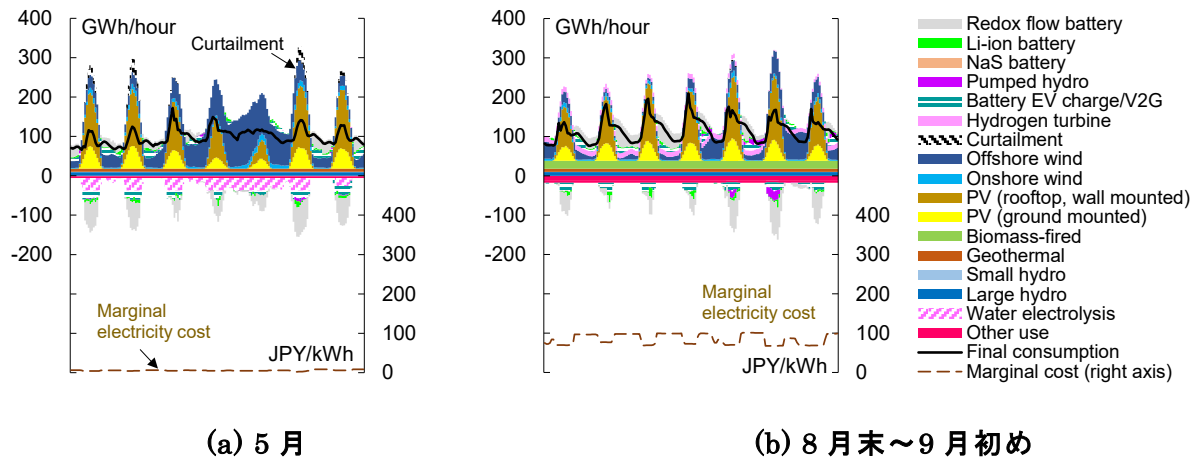
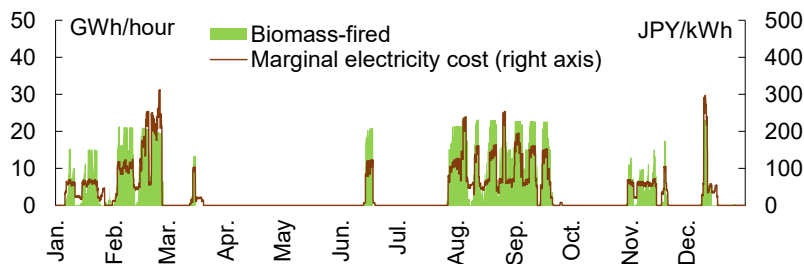
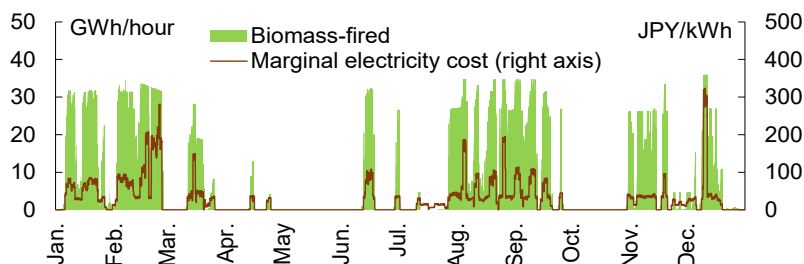


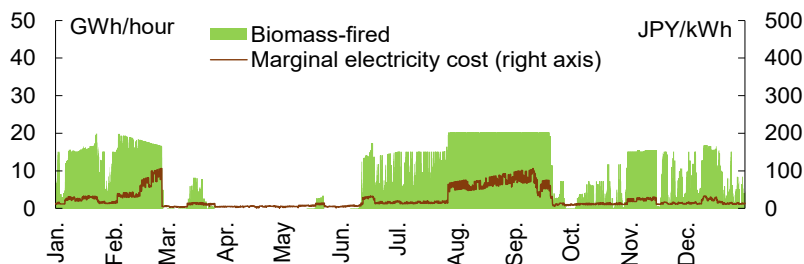
図 6 Combo ケースにおける 1 週間の 1 時間値電力需給 (2050 年、日本合計)



(a) RE100 ケース

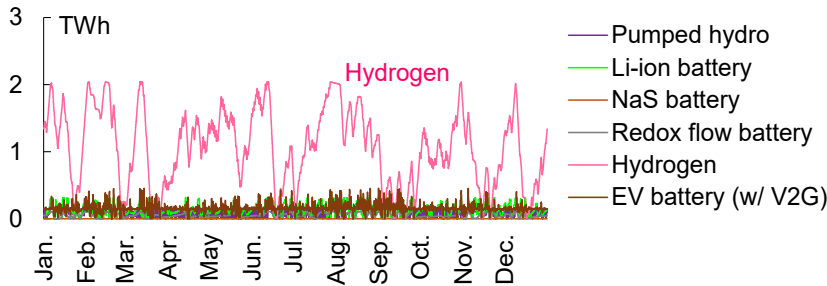


(b) Biomass+ケース

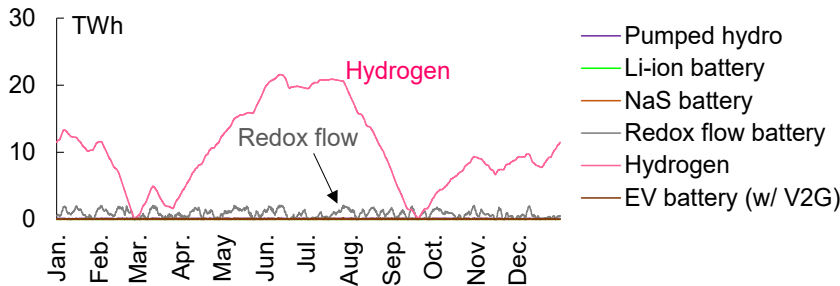


(c) Combo ケース

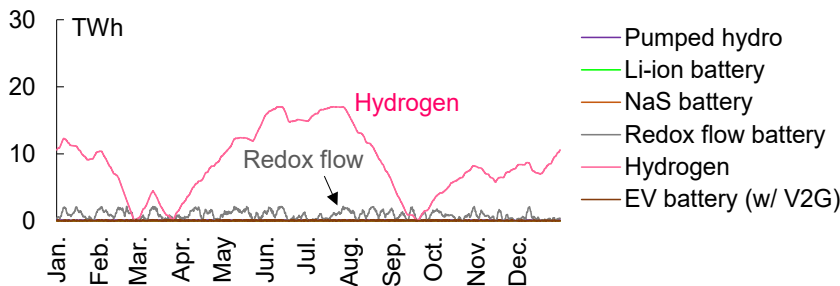
図 7 2050 年のバイオマス火力の 1 時間値発電量と電力限界費用 (日本計)



(a) RE100 ケース



(b) Storage+ケース



(c) Combo ケース

図 8 2050 年の 1 時間値のエネルギー貯蔵量 (State of Charge、日本計)

(注) EV Battery (w/ V2G): Vehicle-to-Grid を実施可能な車載蓄電池 (乗用 EV 導入台数の半分と想定)。

3.3. 電力限界費用の決定要因

RE100 や VRE+、Biomass+ケースにて 1 時間値の電力限界費用の年間最高値 (図 2) は 260-320 円/kWh の水準に達した。本稿では最後に、この限界費用の決定要因を考察する。手法としては、各ケースの地域毎に最高値をつけた時間帯 (ケース毎に 5 つ) を抽出し、それらの時間帯の電力需要を 1GWh/h 変化させて目的関数の差分を評価した。具体的には付録 B を参照されたい。

図 9 に電力限界費用の決定要因を示す。電力需要を追加的に 1 単位分賄うために必要な費用を正の値として表示した (後述の通り、追加的に導入された技術が他の技術を代替することがあり、代替された技術の費用は負の値で示されている)。正味の費用増分 (図中の Net increase) が電力限界費用に相当する。例えば、RE100・VRE+・Biomass+ケースの Net increase は 250-320 円/kWh であり、図 2 の年間最高値に近い水準であることが分かる。

図 9 からは次の 2 点が読み取れる。

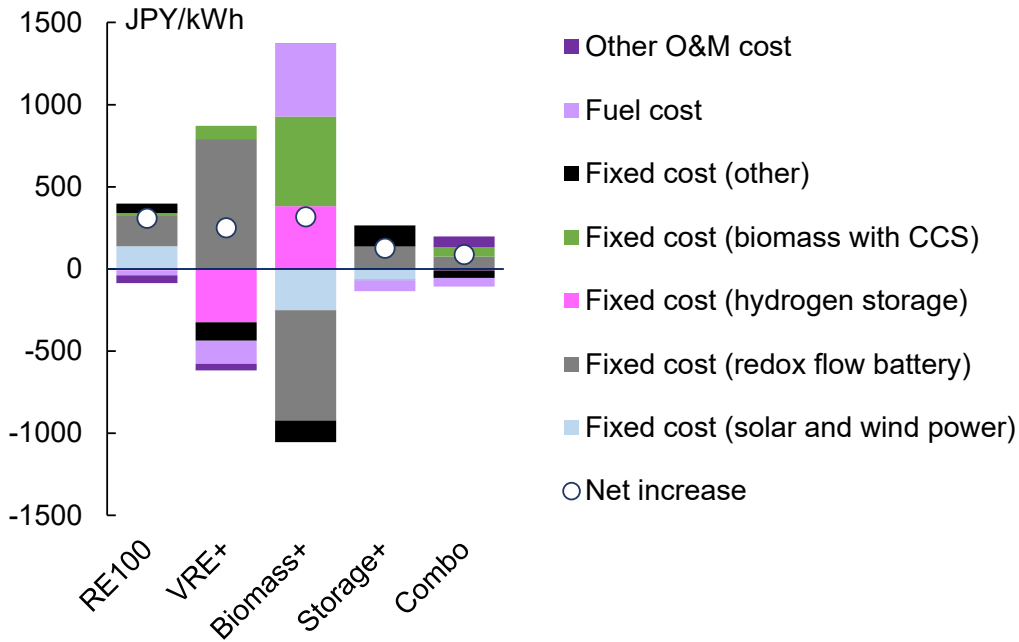


図9 1時間値電力限界費用の最高値の要因分析

(注) O&M: Operation & Maintenance; CCS: Carbon capture and storage.

1点目は「VREの統合費用が各ケースの電力限界費用に寄与している」ということである。RE100 ケースでは VRE とレドックスフロー電池が電力限界費用を押し上げており、特に後者が最大の要因であった。また、他のケースにおいてもエネルギー貯蔵技術や CCS 付きバイオマス火力が追加費用の大半を占めている。電力限界費用は気象条件に劣る時期に上昇するが^{5),6)}、そのような状況で追加的に1単位の需要を満たすためには dispatchable な技術（エネルギー貯蔵含む）が必須であり、それが限界費用を形成したと考えられる。もちろん、1単位の需要を満たすために VRE のみを追加導入することもできるが、その場合には他の時間帯（特に、気象条件に優れて既に電力が余っている季節）において追加分の VRE が余剰電力を更に生み出す事態となる。年間を通して見ると非効率であり、それと比較して dispatchable な技術で対応した方が経済合理的となったと考えられる。ただし、dispatchable な技術であっても設備利用率は低くなるをえず、発電や蓄電の固定費分が単価を数百円/kWh の水準へ押し上げたと推察される。

2点目は電力限界費用の決定要因についてである。各ケースにおいて統合費用が限界費用の形成に寄与しているものの、その内訳や形成メカニズムはケースによって異なる。

RE100 や Storage+, Combo ケースは比較的単純と考えられる。RE100 ケースでは風力発電とレドックスフロー電池を組み合わせる追加導入して電力需要の変化分を賄っており、その傾向が限界費用の決定要因の内訳にも表れている。Storage+ ケースではレドックスフロー電池が主たる要因となった。このケースでは既設の陸上・洋上風力の余剰電力（追加的な電力需要が無ければ出力制御されていた電力）を充放電して追加需要を賄っている。同電池は追加需要の時間帯を中心に運用がなされており、設備利用率は低くなるが、Storage+ ケースでは建設費の90%低減を想定しているため（固定費分が小さいため）、そのような運用でも経済合理的となった可能性がある。Combo ケースでは CCS 付きバイオマス火力とレドックスフロー電池を組み合わせる追加需要分を賄う姿となっている。ところで、本分析では各ケ

ースにてレドックスフロー電池が選択される結果となった。これは VRE の導入状況（VRE 種別や余剰電力の発生パターン）や、電池の技術的・経済的な要素（建設費や自己放電ロス率、kW 容量と kWh 容量の比率等）を総合的に勘案して同電池が優位となったと考えられる。特に、これらのケースでは洋上風力発電の比率が高いが（付図 3）、その出力変動とレドックスフロー電池の親和性が高かったと推察される（昼夜で周期的に発電有無が変わる太陽光発電に対して、風力発電はランダム性が高く、長周期的な変動がある等）。

上記 3 ケースに対して、VRE+ケースと Biomass+ケースでは負の値が大きく、複合的な要因が電力限界費用を決定している。VRE+ケースではレドックスフロー電池の設備追加が限界費用を押し上げる一方、水素貯蔵や燃料費の削減効果が見られた。このケースは Storage+ケースと同様に、レドックスフロー電池で既設風力発電の余剰電力を有効活用する結果となっている。ただし、VRE+ケースでは同電池の建設費低減は想定していないため、追加電池は需要変化分を賄うのみならず、他の時間帯にも運用して設備利用率を高める試みがみられた。それによってエネルギー貯蔵技術の最適導入量のバランスが変化し、水素貯蔵が一部代替されたと考えられる。燃料費削減の背景については若干複雑である。本ケースでは、追加分の電池の設備利用率を高めるため、最終消費側の技術構成も変化した。具体的には、レドックスフロー電池の導入とセットで民生部門の電化（特に HP 給湯機）を進展させ、他の時間帯にも電力需要を創出し、同電池の稼働時間を確保している。この民生部門の電化進展に伴って、脱炭素燃料（輸入合成メタン等）の利用が減少し、燃料費の低減に繋がっている。本モデルはエネルギーシステムモデルであることから、このように単に発電部門のみならず、エネルギー部門全体への波及効果を含めた限界費用が算出されている点に留意されたい。

Biomass+ケースでは CCS 付きバイオマス火力や水素貯蔵、燃料費が限界費用を押し上げ、他方で VRE やレドックスフロー電池がその一部を相殺している。このケースでは主に CCS 付きバイオマス火力の追加設備が 1 単位分の需要を賄っているが、その設備利用率を高めるために他の時間にも運用がなされており、VRE の代替に繋がったと考えられる。燃料費の増加については、最終消費部門での変化が影響したと考えられる。追加分の CCS 付きバイオマス火力はネガティブエミッションを創出するが、それによって最終消費部門にて化石燃料を利用継続する余裕が生まれている。特に自動車にて EV の代わりに従来型自動車が残存し、その燃料費が限界費用の押し上げ要因となった。水素貯蔵とレドックスフロー電池の変化は、追加的なバイオマス火力設備の柔軟な運用に影響を受けたと推察される。つまり、追加分のバイオマス火力は出力調整運転を実施し、VRE の比較的短周期の変動性（追加的なバイオマス火力がない状況にてレドックスフロー電池が対応していた数時間～数日単位の変動性）にも対応する結果となっている。このような柔軟性の提供が電池導入量の節減に寄与した可能性がある。他方、レドックスフロー電池は長周期の変動性にも対応していたが、そちらを補完するために水素貯蔵が導入されたと考えられる。

4. 結論

本研究では高時間解像度エネルギーシステムモデルを用いて、再エネ電力 100%かつカーボンニュートラルなエネルギーシステムの電力限界費用について感度分析を行った。感度分析にあたっては VRE 建設費と国内バイオマス資源量、エネルギー貯蔵技術費用の想定に着目した。

特徴的な結果として、RE100 ケースの電力限界費用は VRE 建設費に対してそれほど敏感ではないこと、他方で国内バイオマス資源量やエネルギー貯蔵技術の費用は影響したことが挙げられる。特に、Dispatchable な再エネ電源であるバイオマス火力発電や大規模・長期のエネルギー貯蔵が VRE の季節性対応に貢献し、それらが電力限界費用を抑制する傾向が見

られた。季節変動に関する統合費用が RE100 ケースの電力限界費用上昇の一因となっていたことが示唆されており、高い再エネ比率の達成には統合費用の抑制が重要な要素と思われる。この点は電力限界費用の決定要因に関する分析からも確認された。

ただし、バイオマス資源量およびエネルギー貯蔵費用の両者を楽観的に想定した Combo ケースにおいても電力限界費用の平均値は 24 円/kWh の水準に達した。CCUS 付きの化石燃料火力発電や原子力発電、水素・アンモニア発電等の技術選択肢を広く考慮した標準的なケースの電力限界費用（16 円/kWh）と比較すると依然として高価であり、経済的な課題が窺える。既報⁶⁾では RE100 ケースの経済的課題を指摘したが、本分析においても同様の示唆が得られている。今後も様々な観点からの検証が必要だが、既報の頑健性は低くはないと推察される。

今後の検討課題として、モデルの精緻化を図り、再エネ大量導入の可能性の検討を進めることが挙げられる。ここでは 3 点挙げる。1 点目はダイヤモンドレスポンスの拡充である。本モデルでは電気自動車の充放電や民生用 HP 給湯機の運転制御は考慮している。また、5 種類のエネルギー貯蔵技術による電力需要の時間シフトや、家庭用燃料電池の運転制御も考慮している。他方で、それ以外のダイヤモンドレスポンス（ヒートポンプ給湯機以外の民生用機器や産業用設備のオン・オフや、エネルギーサービス需要自体の抑制策など）は考慮していない。それらの技術オプションを拡充し、再エネ大量導入や電力限界費用への寄与を定量化する必要がある。2 点目は地域解像度の精緻化である。本モデルの地域解像度は 5 地域であり、電力システムのトポロジーや接続制約、増強費用は簡略化されている。VRE 出力の波形も 5 地域に集約したものをを用いている。このような構造では系統制約や多様な地点の気象データが十分に反映されていない恐れがあるため、地域解像度を高め、より現実に即した分析を行う必要がある。3 点目は不確実性への対応である。まず、本モデルは完全予見を仮定しており、電力需要や VRE 出力の予測誤差を考慮していない。予測誤差に伴う費用を反映した分析も重要である。また、本分析では 2012 年の 1 時間値電力負荷形状や気象データを用いたが、負荷曲線や気象条件は年によってバラツキがある。複数年度の電力負荷や気象条件を加味した分析を実施し、それらへの感度も定量化する必要がある。更に、本分析では電力限界費用の決定要因を考察したが、決定要因は種々の想定やモデル構造に敏感である可能性がある。前提条件に関する更なる感度分析や、複数モデルを用いた比較検討を通して、決定要因に関する理解を深めていく必要がある。

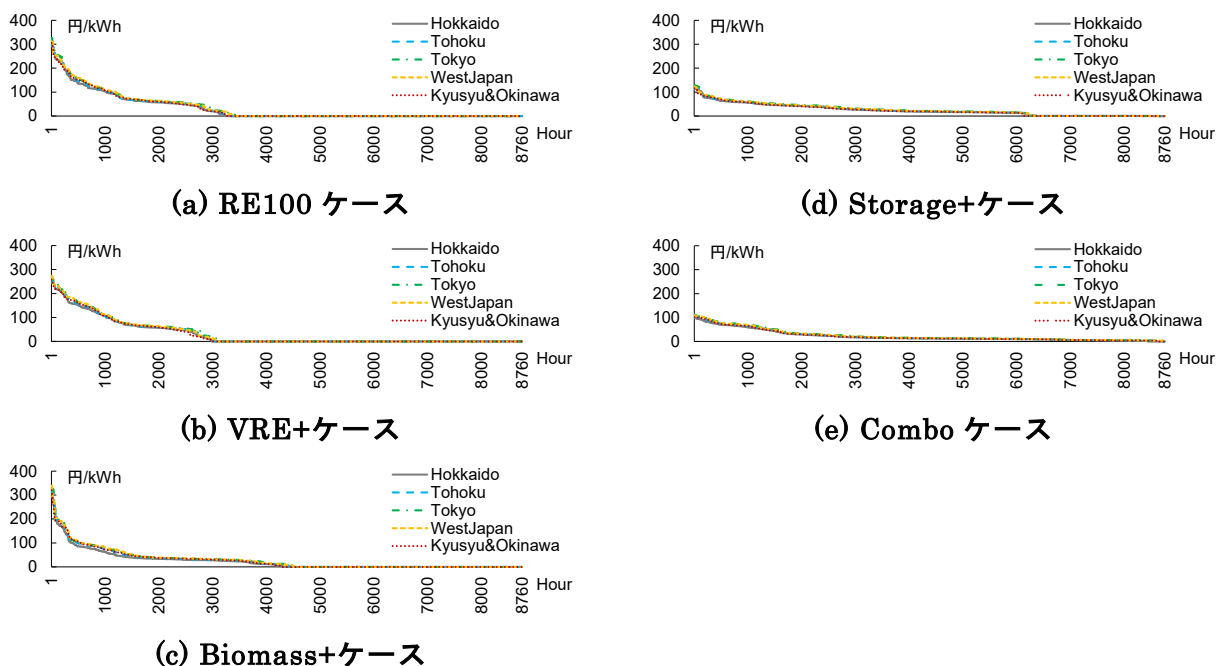
謝辞

本研究の一部は環境省・(独)環境再生保全機構の環境研究総合推進費 JPMEERF20212004 および文部科学省原子力システム研究開発事業 JPMXD0220354480 の助成を受けた。

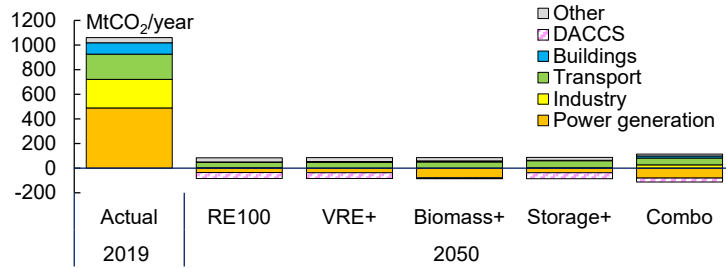
付録 A 結果補足

付図 1 に各ケースにおける 2050 年・地域別の 1 時間値電力限界費用（持続曲線）を示す。何れのケースにおいても電力限界費用に大きな地域差は見られない。後ほど付図 7 に示す通り、各ケースでは地域間連系線が大幅に増強されている。全国大で大規模な送電網の形成が進んだことにより、電力限界費用は全国均一化が進んだと考えられる。

また、付図 2 に部門別 CO₂ 排出量を、付図 3、付図 4 に日本計および地域別の発電電力量を、付図 5、付図 6 にエネルギー貯蔵設備容量を、付図 7 に電力の地域間連系容量を、付図 8 にバイオマスの需給バランスを示す。日本計の発電電力量では何れのケースでも浮体式洋上風力発電が最大の発電技術となった（付図 3）。それらは東北や西日本、九州地域を中心に設置されている（付図 4(a)-(c)）。Combo ケースでは RE100 ケースに比べて水力発電（主に中小水力）が減少した。VRE とエネルギー貯蔵技術が安価となったことにより、特に洋上風力発電の導入および系統統合が東北や西日本で進展し、中小水力を代替している。再エネ電力供給の経済性改善を背景に、Combo ケースでは需要側の電化も促進されており、その影響から各地域の総発電電力量が他ケースに比べて増加している。エネルギー貯蔵設備容量（付図 5）はバイオマス火力が需給調整に貢献する Biomass+ ケースにて小さく、Storage+ や Combo ケースでは大幅に拡大した。RE100 と VRE+ ケースにおいては洋上風力発電の変動性を均すため、西日本や東北で水素貯蔵の導入が進んだ（例として RE100 ケースを付図 6(a) に示す）。Storage+ と Combo ケースでは西日本や東北のみならず、東京や九州でも導入が大幅に進展している（付図 6(b) に Combo ケースを示す。なお、Storage+ ケースは Combo ケースに類似した傾向となっている）。地域間連系設備（付図 7）は、主に洋上・陸上風力発電の送電のため、各ケースにて大幅な増強が必要となっている（例えば北海道・東北間の容量は 2050 年に 9-15GW、東北・東京間は 42-50GW）。分析ケースの中では VRE 導入が増加する VRE+ にて最も大きく、Storage+ ケースにて小さい。Storage+ ではエネルギー貯蔵技術によって VRE 出力や地域間送電タイミングを平準化できるため、連系設備を節減できたと考えられる。

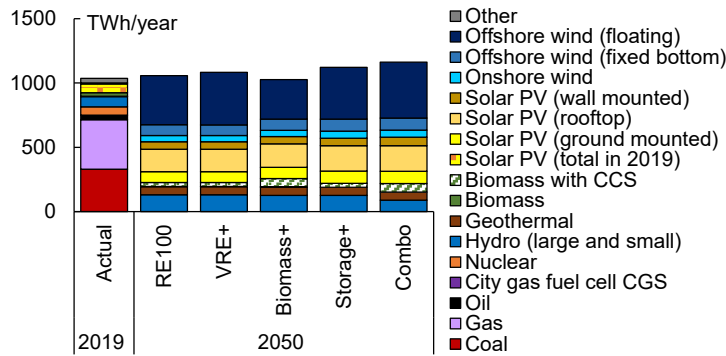


付図 1 各ケースにおける 1 時間値電力限界費用（2050 年）の持続曲線



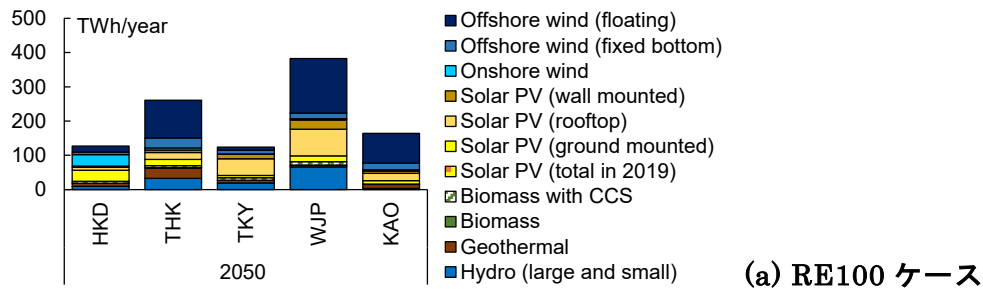
付図 2 部門別 CO2 排出量（日本計）

（注）DACCS: Direct air capture with CO₂ storage.

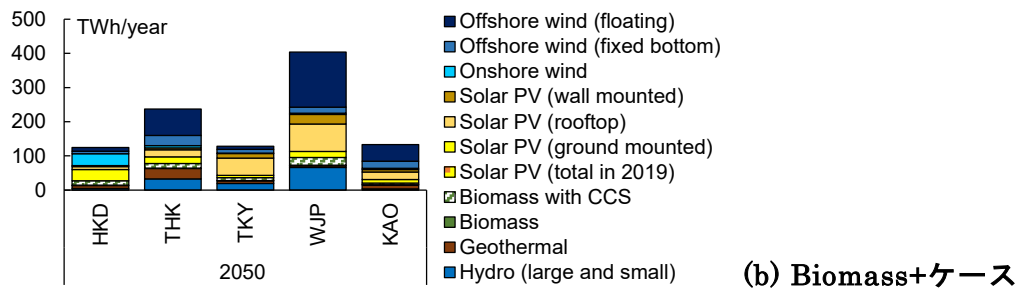


付図 3 発電電力量（日本計）

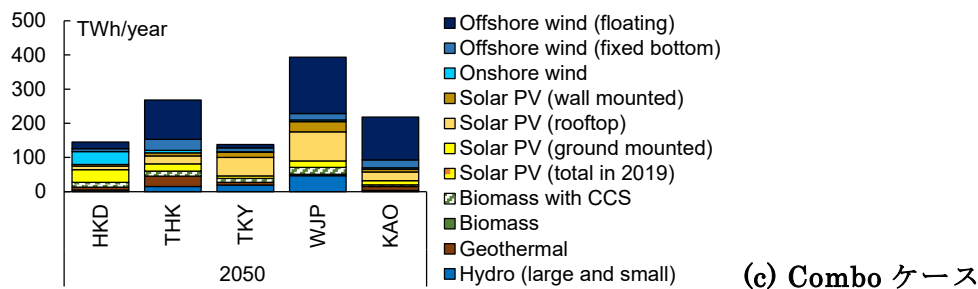
（注）CGS: Cogeneration system.



(a) RE100 ケース



(b) Biomass+ケース



(c) Combo ケース

付図 4 地域別の発電電力量

（注）HKD: 北海道, THK: 東北, TKY: 東京, WJP: 西日本, KAO: 九州&沖縄（付図 6 も同様）.

付録 B 第 3.3 節の定式化

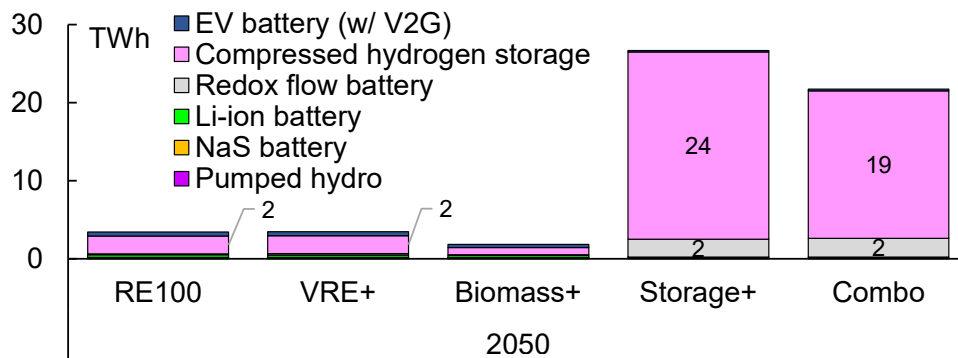
本モデルの電力需給は地域内送配電を行う前のバランス式 (式(2)) と最終消費者側へ送配電後のバランス式 (式(3)) から構成される。第 3.3 節では式(2)の右辺に $D_{t,r,y}$ (単位: GWh/h) を新たに加えた。そして、2050年において各地域の1時間値電力限界費用の最高値をつけた時間帯 T_r を抽出して $D_{T_r,r,2050} = -1$ とし、それ以外は $D_{t,r,y} = 0$ とした。

$$\sum_{k \in KP} x_{k,t,r,y} + \sum_{k \in KS} (dis_{k,t,r,y} - cha_{k,t,r,y}) + \sum_{r' \neq r} (TEF_{r,r'} \cdot xt_{t,r',r,y} - xt_{t,r,r',y}) = elg_{t,r,y} + \sum_{k \in KC} xc_{k,t,r,y} + D_{t,r,y} \dots \dots \dots \text{式(2)}$$

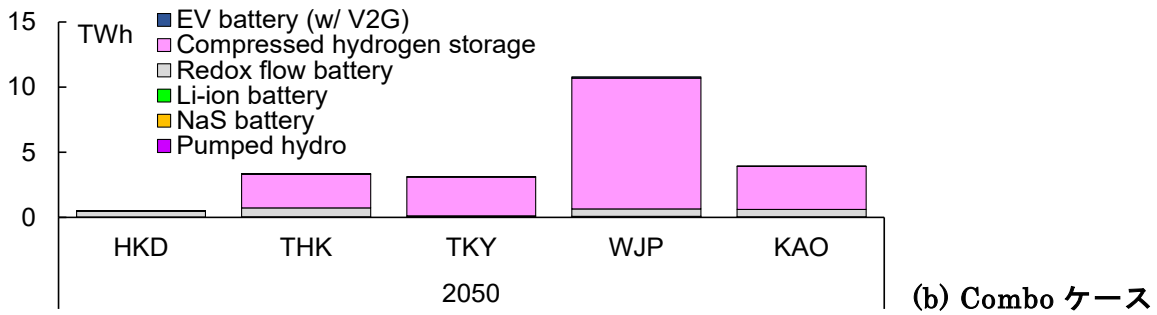
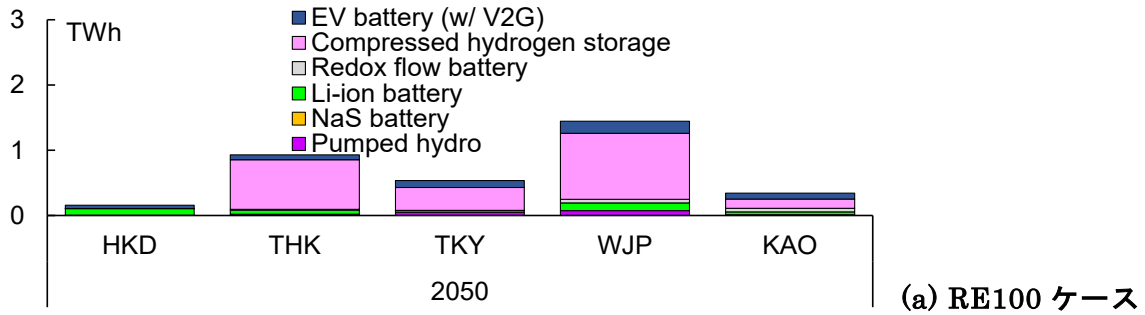
$$elg_{t,r,y} \cdot TDEF + \sum_{k \in KP2} x_{k,t,r,y} + v2g_{t,r,y} = ev_{t,r,y} + hp_{t,r,y} + LDC_{t,r} \cdot edem_{r,y} \dots \dots \dots \text{式(3)}$$

ここで $KP1$ は発電技術の集合 (但し、下記 $KP2$ の技術は含まず)、 $KP2$ は最終消費者側に設置される発電技術の集合 (屋根設置型太陽光、壁面設置型太陽光、都市ガス燃料電池)、 KS は電力貯蔵技術の集合 (揚水式水力、NaS 電池、リチウムイオン電池、レドックスフロー電池)、 KC は最終消費以外の用途で電力を消費する技術の集合 (水電解装置や燃料合成装置、直接空気回収装置等) を表す。

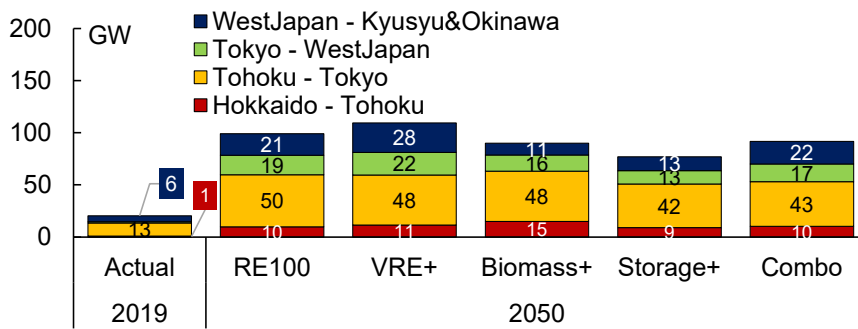
内生変数として、 $x_{k,t,r,y}$ は年 y 、地域 r 、時刻 t における技術 k の発電出力 (GWh/h)、 $dis_{k,t,r,y}$ は年 y 、地域 r 、時刻 t における電力貯蔵技術 k の放電量 (GWh/h)、 $cha_{k,t,r,y}$ は年 y 、地域 r 、時刻 t における電力貯蔵技術 k の充電量 (GWh/h)、 $xt_{t,r',r,y}$ は年 y 、時刻 t における地域 r' から r への送電量 (GWh/h)、 $elg_{t,r,y}$ は年 y 、時刻 t における最終消費部門への送配電量 (GWh/h)、 $xc_{k,t,r,y}$ は年 y 、地域 r 、時刻 t における技術 k の電力消費量 (GWh/h)、 $v2g_{t,r,y}$ は年 y 、地域 r 、時刻 t における電気自動車からの放電量 (GWh/h)、 $ev_{t,r,y}$ は年 y 、地域 r 、時刻 t における電気自動車への充電量 (GWh/h)、 $hp_{t,r,y}$ は年 y 、地域 r 、時刻 t における民生用 HP 給湯機の電力消費を示す。外生変数として $TEF_{r,r'}$ は地域 r から r' への地域間送電効率、 $TDEF$ は地域内送配電効率、 $LDC_{t,r}$ は地域 r の電力最終消費の年間値 ($edem_{r,y}$) を1時間値負荷へ変換する係数である。 $\sum_t LDC_{t,r} = 1$ を満たす。ただし、 $edem_{r,y}$ はEV・PHEVの充電分および民生用HP給湯機の電力消費は含まない (それらの消費は $ev_{t,r,y}$ や $hp_{t,r,y}$ にて表現している)。



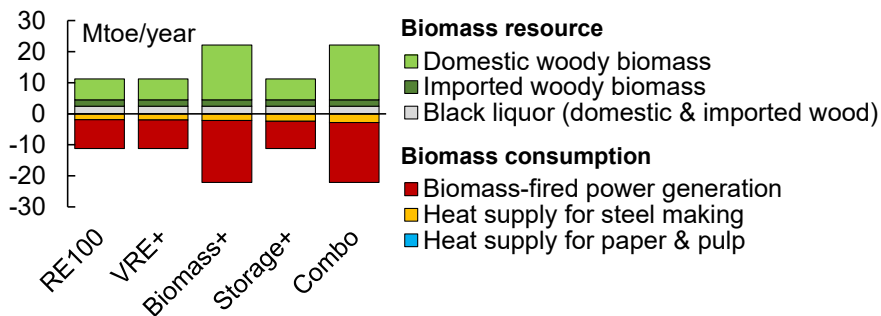
付図 5 エネルギー貯蔵設備容量 (日本計)



付図6 地域別のエネルギー貯蔵設備容量



付図7 電力の地域間連系設備容量



付図8 バイオマス需給バランス (2050年, 日本計)

以上

最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーシェアの推計： 発電量に占める再エネシェアとは別の指標から得られる示唆

松本 知子 * 二宮 康司 **

要約

日本は2030年の発電量に占める再生可能エネルギー（以下、再エネ）のシェアを36%～38%へ引き上げる目標を定めている。我が国では「再エネのシェア」と言えばおのずと「発電量に占めるシェア」が連想される。しかし、日本の場合、電力は最終エネルギー消費（以下、TFEC：Total Final Energy Consumption）の3割を占めるに過ぎず、残りは産業・民生部門での熱需要や運輸部門での内燃エンジンによる化石燃料の燃焼等である。2050年のカーボンニュートラル実現のためには、発電だけでなく、この7割を占める産業・民生部門での熱需要や運輸部門の燃料などの脱炭素化が不可欠である。

そこで本稿では、発電に限定せず、広い範囲での再エネ導入水準の指標となり得る「TFECに占める再エネシェア」に着目して、日本を含む主要国について同シェアの推計を行い、比較・考察を行った。その結果、主要国との比較において日本の「TFECに占める再エネシェア」が著しく低い水準にあることが明らかとなった。これは、相対的にその差が目立たない「発電量に占める再エネシェア」で比較した場合とは大きく異なる結果である。産業、運輸、民生の部門別に再エネ由来の電力を除いて算出した「TFECに占める再エネシェア」を見ると、日本は主要国の中でいずれも最低水準に留まっており、電力以外の最終エネルギー消費部門での再エネ利用の少なさが一層顕著になった。その背景には、日本では再エネ政策がもっぱら電力部門に集中しており、発電以外の再エネ熱や輸送用バイオ燃料の拡大を図る有効な政策がこれまでほとんど実施されてこなかったことがあると考えられる。

今後、産業・運輸・民生部門において再エネから製造されるグリーン水素や合成燃料の最終エネルギー消費が大きく拡大することが想定されている。「発電量に占めるシェア」ではこうした政策効果は適切に把握できない。今回の推定結果は、「発電量に占めるシェア」だけでなく「TFECに占める再エネシェア」を指標として政策評価することの重要性を示唆している。欧米では再エネに関する政策議論は、従来の「発電だけ」から「熱需要と運輸部門の再エネ導入」に拡張しつつある。日本でも「再エネ＝発電」という固定化された視点から脱却して「TFECに占める再エネシェア」を政策指標として検討することが必要と考えられる。

* (一財) 日本エネルギー経済研究所
クリーンエネルギーユニット 再生可能エネルギーグループ 主任研究員

** (一財) 日本エネルギー経済研究所
クリーンエネルギーユニット 再生可能エネルギーグループマネージャー 研究主幹

1. はじめに

第6次エネルギー基本計画が策定され、2030年の発電量に占める再生可能エネルギー（以下、再エネ）のシェアを36%～38%まで引き上げることとなった。我が国では「再エネのシェア」と言えばおのずと「発電量に占めるシェア」が連想される。この背景には「再エネ＝電気」という発想が広く定着していることがある。

しかし、電力は日本の最終エネルギー消費（以下、TFEC: Total Final Energy Consumption）の30%（2020年）を占める一部門に過ぎない。残りの70%のTFECは産業・民生部門での熱需要や運輸部門での内燃エンジンによる化石燃料の燃焼等である。もとより再エネは発電だけでなく、バイオマス、バイオ燃料、太陽熱、地熱等をこうした熱需要や運輸部門にも広く利用可能である¹。必ずしも「再エネ＝電気」ではなく、2050年のカーボンニュートラル実現のためには、発電だけでなく、全体の70%と大部分を占める熱需要や運輸部門のTFECの脱炭素化が不可欠であり、そこでの再エネ利用の拡大が将来の重要な政策課題となることは確実である。再エネから製造されるグリーン水素や合成燃料の利用はまさにこの分野での再エネ拡大の重要手段になると考えられる。既に欧米での再エネに関する政策議論の中心テーマは、従来の「発電だけ」から「熱需要と運輸部門の再エネ導入」に拡張しつつある。

そこで、発電に限定することなく一層広い範囲での再エネ導入水準の指標となり得るのが「TFECに占める再エネシェア」である。TFECには電力も含まれるため、従来からの「発電量に占める再エネシェア」も包含するエネルギー消費全体を包括する指標である。しかし、日本ではこの指標についてはあまり認知されていない。本稿では、「TFECに占める再エネシェア」というもう一つの指標に着目することで得られる示唆について考察する。

2. 「TFECに占める再エネシェア」とは

「TFECに占める再エネシェア」とは文字通り、最終エネルギー消費量全体の中で再エネのシェアを指す。電力に加えて、産業・民生部門における熱利用のための燃料燃焼、運輸部門の陸上・海運・航空のための燃料燃焼といったエネルギーの最終需要量の合計値の中で、再エネ由来のエネルギー源の消費量のシェアである。この数値をみれば電力に限らず、エネルギーが最終消費されているすべての部門を包括的かつ横断的に見て、再エネの導入水準を評価することができる²。

海外では、再エネ導入目標として、「発電量に占める再エネシェア」ではなく「TFECに占める再エネシェア」を採用するケースが出てきている。例えば、EUは、2018年の再生可能エネルギー指令（RED II: Renewable Energy Directive）において、法的拘束力のある再エネ目標として、2030年のEUのTFECに占める再エネ割合を「少なくとも32%」としている（European Union, 2018）。この目標達成に当たってはその内数である「発電量に占める再エネシェア」を高めることも当然必要になるが、こちらは目標としては明示的な設定はされていない。目標はあくまで電力、熱、運輸のすべてのTFEC全体におけるトータルな再エ

¹ これらに加えて、熱需要や運輸部門の電化促進と「発電量に占める再エネシェア」を高めることを同時進行することで脱炭素を実現するセクターカップリングと呼ばれる政策手法もあり、多くの国が採用している。

² 「一次エネルギー供給（TPES: Total Primary Energy Supply）における再エネシェア」もエネルギー全体を包括した再エネ導入水準の指標として存在する。しかし、発電に投入された再エネの一次エネルギー供給量の算定方法等が国際的に統一されておらず、これによって推定値が大きく変動し得る。このため、国際的に比較可能な再エネ導入水準の指標として採用されている事例はASEAN（ACE, 2022）等に見られる以外には広範には広がっておらず、各国の再エネ目標としてもTPESよりもTFECを採用する国が増加している（IRENA, 2017）。

ネシェアの拡大とされている。この目標に関して、2022年5月、欧州委員会が、ロシア産化石燃料への依存を解消する「REPowerEU」計画の一環として、最終エネルギー総消費量に占める再エネシェアを2030年までに45%に高めることを提案した。2023年3月、欧州議会とEU理事会は、これを42.5%とする案で暫定的に合意している(European Council, 2023)。

また、近年注目を集めている国連の持続可能な開発目標(SDGs: Sustainable Development Goals)のうち目標7.2「2030年までに、世界のエネルギーミックスにおける再生可能エネルギーの割合を大幅に拡大させる。」について、その進捗を確認するためのグローバル指標は「TFECに占める再エネシェア」とされている(IEA *et.al.*, 2022)。

他方、日本はこの「TFECに占める再エネシェア」の公的な数値を公表しておらず、この指標を再エネ導入目標としている事例が諸外国で存在することもあまり知られていない。日本では「発電量に占める再エネシェア」が再エネ導入指標として広く定着したのとは対照的に、「TFECに占める再エネシェア」はほとんど認知されていない指標となっている。

3. 「TFECに占める再エネシェア」の推計

本稿では、IEA *et.al.* (2022) を参考に以下の算定式(1)によってIEA (2022a) のデータ「IEA World Energy Statistics and Balances July 2022」を用いて、日本をはじめとする主要国の「TFECに占める再エネシェア」を推計した。

$$\%TFEC_{RES(1)} = \frac{TFEC_{RES} + (TFEC_{ELE} \times (ELE_{RES}/ELE_{TOTAL})) + (TFEC_{HEAT} \times (HEAT_{RES}/HEAT_{TOTAL}))}{TFEC_{TOTAL}} \quad \dots (1)$$

算定式(1)における各変数は以下のとおり。

$\%TFEC_{RES(1)}$: 最終エネルギー消費に占める再エネシェア
$TFEC_{RES}$: 熱及び運輸需要のための再エネ消費量 (ただし、電力と熱供給事業者から供給された熱を除く)
$TFEC_{ELE}$: 電力消費量全体
ELE_{RES}/ELE_{TOTAL}	: 発電量に占める再エネシェア
$TFEC_{HEAT}$: 熱供給事業者から供給された熱消費量全体
$HEAT_{RES}/HEAT_{TOTAL}$: 熱供給事業者のエネルギー消費量に占める再エネシェア
$TFEC_{TOTAL}$: 最終エネルギー消費量全体

この「TFECに占める再エネシェア」の推計結果と「発電量に占める再エネシェア」を図1に示した。主要各国と比較すると、日本の「TFECに占める再エネシェア」の低さ(7.5%)が顕著である。これは「発電量に占める再エネシェア」だけでは見えてこない日本の再エネ導入水準のもう一つの側面である。「発電量に占める再エネシェア」だけを見ると、日本の19.6%は主要国と比較して必ずしも低いレベルではない。「発電量に占める再エネシェア」が40%を超えるEUの一部の国には及ばないものの、米国の19.5%と概ね同水準である。ところが「TFECに占める再エネシェア」となると、日本の7.5%はG7国の中では最下位である。G20国に拡大して比較しても、日本より低い国は、サウジアラビア0.04%、韓国2.6%、ロ

シア 3.1%の 3 カ国だけであり、G7 国としての日本のポジションの低さが目立つ。日本は「発電量に占める再エネシェア」は堅調に拡大しているにも関わらず、「TFECに占める再エネシェア」は国際的な比較において低い水準に留まっている。

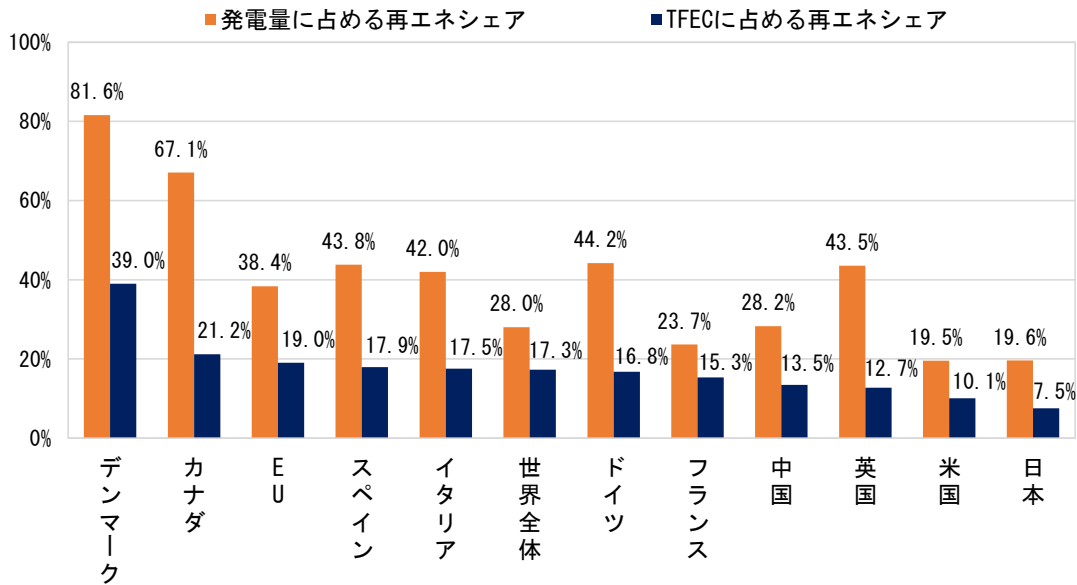


図 1 主要国の発電量およびに TFEC 占める再エネシェア (2020 年)

出所：IEA (2022a). IEA World Energy Statistics and Balances July 2022 より筆者作成

4. 日本の「TFECに占める再エネシェア」に関する考察

算定式 (1) で示されるように「発電量に占める再エネシェア」は「TFECに占める再エネシェア」の内数のため、当然のことながら両者は相関している。しかし、前者が高ければ必ずしも後者が高いわけではない。例えば、日本の「発電量に占める再エネシェア」は 19.6% で米国の 19.5% とほぼ同じである。しかし、「TFECに占める再エネシェア」になると日本 7.5% に対して、米国は 10.1% と上回る。なぜこのような差が生じるのか。また、そもそもなぜ日本の「TFECに占める再エネシェア」がこのように低いのか。

その理由は、日本の“電力を除いた”TFEC、すなわち、熱や動力を得るために燃料等を燃焼させることによるTFEC（熱供給事業者から供給される熱を含む）における再エネシェアが低い水準に留まっているからである。つまり、日本の再エネ利用は、電力だけ、すなわち「発電の再エネ」だけに大きく依存している。日本で広範に「再エネ＝発電」と認知されている背景にはこの事実がある。

日本が「発電の再エネ」だけに依存していることは、電力を除いた「TFECに占める再エネシェア」(以下、「電力を除くTFECに占める再エネシェア」) でみると一層明らかになる。「電力を除くTFECに占める再エネシェア」を以下の算定式 (2) に示すように上記算定式 (1) から電力に関する変数を除いて算出した。

$$\%TFEC_{RES(2)} = \frac{TFEC_{RES} + (TFEC_{HEAT} \times (HEAT_{RES}/HEAT_{TOTAL}))}{TFEC_{TOTAL} - TFEC_{ELE}} \dots (2)$$

主要国の「電力を除く TFEC に占める再エネシェア」を見ると、日本の 2.4%は最も低い (図 2)。日本と米国の「発電量に占める再エネシェア」が同程度にも拘わらず、米国の「電力を除く TFEC に占める再エネシェア」7.4%に比べると 3 倍以上の大きな開きがあり、この差が、「TFEC に占める再エネシェア」で大きな差をもたらす要因となっている。電力だけの再エネに着目していると、日本の「電力を除く TFEC に占める再エネシェア」が主要国の中で著しい低水準にある現状が見えてこない。では、これをどのように考えたらよいのか。次に最終エネルギー需要を構成する産業部門、運輸部門、民生部門の「電力を除く TFEC に占める再エネシェア」を考察する。

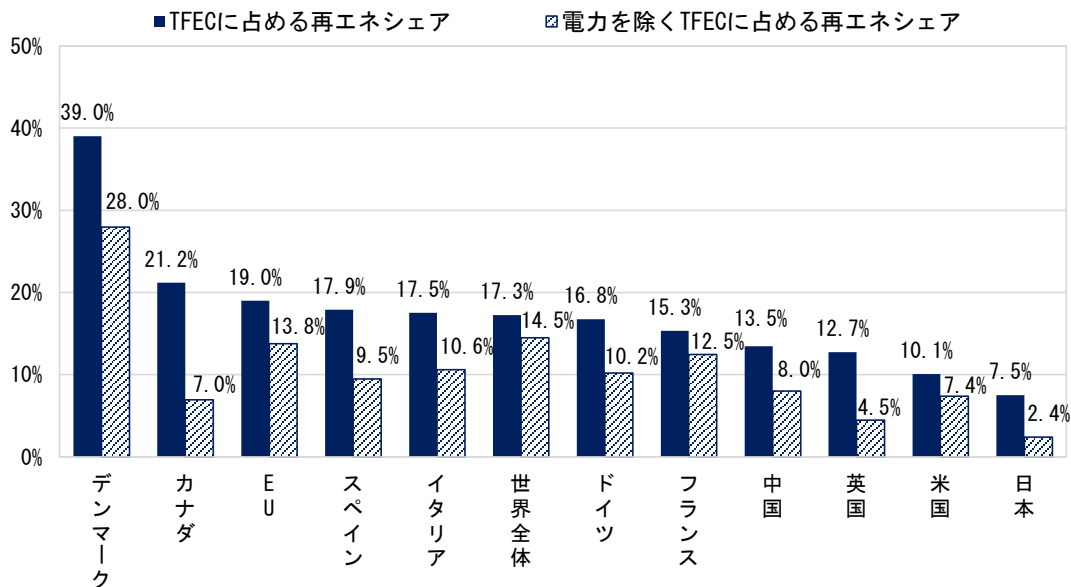


図 2 主要国の TFEC に占める再エネシェアと電力を除く TFEC に占める再エネシェア (2020 年)

出所：IEA (2022a). IEA World Energy Statistics and Balances July 2022 より筆者作成

4.1. 産業部門

世界全体で産業部門は TFEC の 30.0% (2020 年) を占めており、エネルギー起源 CO₂ 排出量の 23%を占める (IEA, 2022b)。産業部門の脱炭素化がカーボンニュートラルに向けて重要となるが、再エネ由来の電力利用に加えて、低温 (<150℃) の再エネ熱は直接利用できるものの、中温・高温での安定した再エネ熱供給は難しく、産業部門での再エネ利用は限定的とされている (IEA, 2019)。

産業部門における「電力を除く TFEC に占める再エネシェア」を見ると、極端に低い中国 (0.1%) を例外的なケースとすれば、日本は 4.8%で主要先進国の中では最も低い水準に位

置つけられる（図 3）。対照的に、産業部門の「電力を除く TFEC に占める再エネシェア」が高いのはカナダ、EU、米国で 15%を超えている。

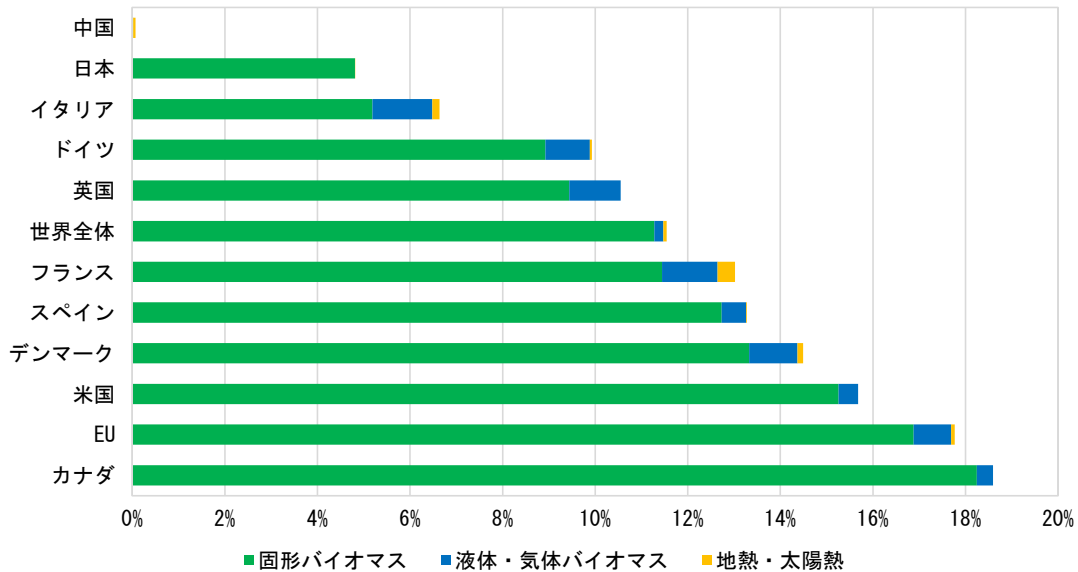


図 3 産業部門：電力を除く TFEC に占める再エネシェア

(注) 固形バイオマス : 木質バイオマス、廃棄物系バイオマス、木炭
 液体・気体バイオマス : バイオガス、バイオガソリン、バイオディーゼル、バイオジェット燃料、
 その他バイオ燃料

出所 : IEA (2022a). IEA World Energy Statistics and Balances July 2022 より筆者作成

各国で程度の大小はあるものの産業部門での電力以外の再エネ消費の多くは固形バイオマス（その多くが木質バイオマス）の燃焼による熱利用であり、固形バイオマス以外では液体・気体バイオマス（液体はバイオ燃料、気体はバイオガス）がシェアは小さいものの一定程度が使用されている。地熱・太陽熱といった再エネ熱については、イタリアやフランスなど欧州諸国での利用が見られる。日本ではわずかに地熱の熱利用がなされている以外には木質バイオマスへの偏りが特徴として挙げられる。

日本の産業部門における再エネ消費の特徴として、その 87.2%を紙パルプ産業が単独で占めており、他国と比較するとそのシェアが著しく高いことが挙げられる。その紙パルプ産業の「電力を除く TFEC に占める再エネシェア」は 39.8%と国内の他産業と比較して突出して高い。しかし、同じように紙パルプ産業が産業部門の TFEC における再エネ消費の大部分（82.8%）を占める米国では、同業の「電力を除く TFEC に占める再エネシェア」は 65.1%と高い水準にある。つまり、米国では紙パルプ産業において電力以外の再エネ消費のシェアが日本と比較して高い。米国は世界的にも木質バイオマス資源の賦存量が多いという環境の違いはあることが背景にあるが、この違いが産業部門における「電力を除く TFEC に占める再エネシェア」の差異の要因の一つとなっている。

もう一つ重要な要素と考えられるのが産業部門でのバイオマス発電設備の熱電併給（コージェネ）の利用の多寡である。日本では FIT (feed-in tariff) 制度の下で太陽光をはじめとする再エネ発電設備への高いインセンティブが付与されてきたが、再エネによる熱供給にはそ

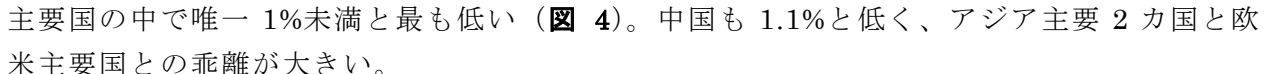
うした支援はほとんど講じられていない。このため、産業部門にあるバイオマス発電をコジェネとする政策的なインセンティブがなく、バイオマスによる発電のみを推進する形となっている。対照的に、欧州の FIT/FIP (feed-in premium) 制度ではバイオマスのコジェネによる再エネ熱の有効利用がある場合は、バイオマス発電単体（いわゆるモノジェネ）と比較して優遇的な買取価格を設定しているケースが多い。

日本の産業部門は TFEC の 28.6% (2020 年) を占めており、2020 年度 CO₂ 排出量（電気・熱配分後）では産業部門が 34.0% と最大の排出源である（環境省・国立環境研究所, 2022）³。中でも、製造業の素材系産業とされる鉄鋼、化学、セメント等では、石炭やガスを燃焼して高温の熱を得ており、脱炭素化が課題となっている。2023 年 4 月 1 日、日本では「エネルギーの使用の合理化及び非化石エネルギーへの転換等に関する法律」（「改正省エネ法」）が施行され、新たに再エネの活用も含まれた（経済産業省資源エネルギー庁, 2023）。「改正省エネ法」では、これまでの化石エネルギーに加え、非化石エネルギーも含めてエネルギー使用の合理化が求められ、新しく、特定事業者（エネルギー使用量 1,500kl/年以上）等は、非化石エネルギーへの転換の目標に関する中長期計画、および、非化石エネルギー使用状況等の定期報告の提出が義務付けられる。主要 5 業種（セメント製造業、鉄鋼、化学、製紙、自動車製造業）については 2030 年度の非化石エネルギー転換目標の目安が設定された（経済産業省, 2023a）。

このような目標に向けて、産業部門で利用される燃料を非化石エネルギーに転換するために、水素、アンモニア、バイオマスの利用が必要になる。再エネ由来の電力から生産されるグリーン水素を利用する Power to Gas や、CO₂ と水素を合成して新たな燃料に転換する Power to Liquid が実効的な手段になる。こうした再エネ由来の非化石エネルギー燃料の利用を推進し、産業部門の脱炭素化を可視化するために「TFEC に占める再エネシェア」は指標として有効に機能すると考えられる。

4.2. 運輸部門

本稿で取り上げた主要国いずれもが、バイオガソリンおよびバイオディーゼル等のバイオ燃料の導入を進めているが、運輸部門（特に陸上）の脱炭素化のため電化を支援する政策が増えている（REN21, 2022）。ただし、電化については世界全体の運輸部門の TFEC に占める電力のシェアは 1.4% とわずかである⁴。今後は EV の普及に伴って、電力も重要な指標となってゆくことは確実だが、少なくとも現状では、運輸部門の再エネ導入水準を見る指標としては「発電量に占める再エネシェア」はほとんど意味をなさない。

運輸部門における「電力を除く TFEC に占める再エネシェア」を見ると、日本は 0.7% と主要国の中で唯一 1% 未満と最も低い（ 4）。中国も 1.1% と低く、アジア主要 2 カ国と欧米主要国との乖離が大きい。

³ 電気・熱配分前では、エネルギー転換部門からの CO₂ 排出量（40.4%）が最も大きく、産業部門が 24.3% で続く。

⁴ そのうち鉄道が 65.7%、EV 等自動車は 22.0% である。日本の場合、運輸部門の TFEC に占める電力のシェアは 2.4% で、そのほぼすべてが鉄道であり EV は少なくとも統計上はゼロとされている。

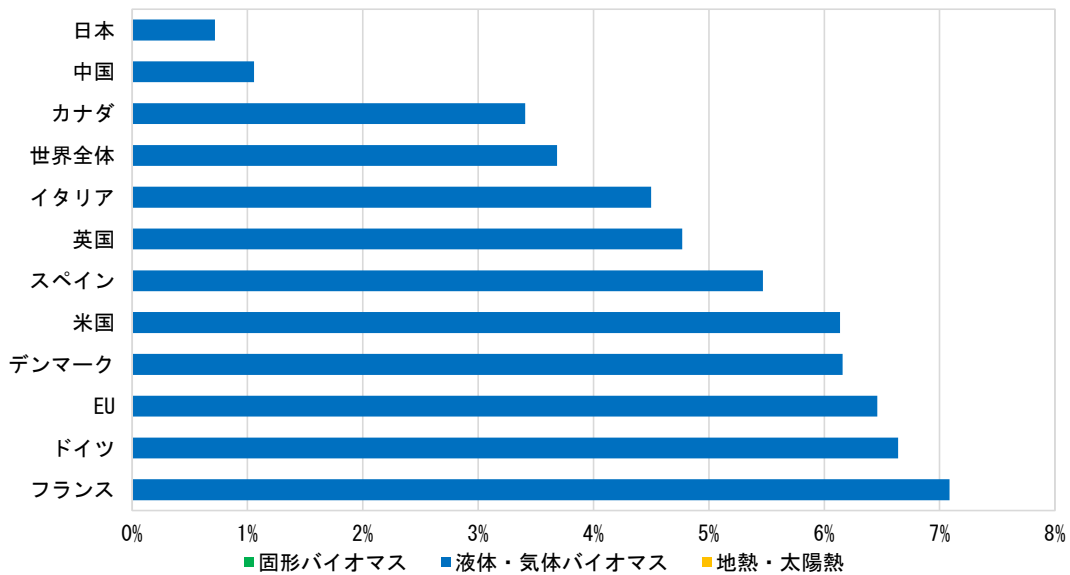


図 4 運輸部門：電力を除く TFEC に占める再エネシェア

(注) 固形バイオマス：木質バイオマス、廃棄物系バイオマス、木炭
 液体・気体バイオマス：バイオガス、バイオガソリン、バイオディーゼル、バイオジェット燃料、
 その他バイオ燃料

出所：IEA (2022a). IEA World Energy Statistics and Balances July 2022 より筆者作成

上記日本・中国以外の主要国の「電力を除く TFEC に占める再エネシェア」は、概ね 3%～6%程度のシェアであり、フランスは 7%を超え、欧米勢の高水準が目立っている。この理由として、バイオ燃料の普及を支援する政策が寄与していると考えられる。EU では 2018 年 RED II で 2030 年までに輸送用燃料の再エネ割合の目標を 14%としている。また、米国では、再生可能燃料基準 (RFS : Renewable Fuel Standards) の下、燃料供給事業者は一定量の再生可能燃料をガソリン、ディーゼルに混合することが義務付けられている (The United States Environmental Protection Agency, n.d.)。欧米で「電力を除く TFEC に占める再エネシェア」がおしなべて高いのはこうした諸政策の当然の帰結とも言える。

日本はエネルギー供給構造高度化法の下でバイオエタノールの導入目標量を設定しており、2023 年告示改正で、2023～2027 年度の導入目標は原油換算で 1 年あたり 50 万キロリットルとしている (経済産業省, 2023b)。これは日本のガソリン年間消費量の約 1%に相当するが、目標数値としては欧米諸国よりかなり低い。バイオエタノールの利用に関して、可食部由来のエタノールは食料競合の問題があり、日本はバイオエタノールのほぼ全量を輸入に依存しているため、エネルギーセキュリティの観点からも懸念される。そのため、日本は非可食部を原料とする次世代バイオ燃料の開発・国産化に注力している。航空部門の脱炭素化に向けて、日本政府は、2030 年までに国内航空会社の燃料使用量の 10%を持続可能な航空燃料 (SAF: Sustainable Aviation Fuel) に置き換える目標を表明している (国土交通省, 2021)。

なお、「改正省エネ法」の下、運輸分野でも 2030 年度の非化石転換の定量目標の目安が設定された。輸送事業者の保有台数に占める非化石エネルギー自動車 (EV、PHEV、水素燃料車両 (FCV を含む)、専らバイオ燃料・合成燃料を使用する自動車) のシェアについて、トラック (車両総重量 8 トン以下) 5%、バス 5%、タクシー 8%としている。この目標設定によ

ってEVや水素燃料車両の導入が促進されることが期待される。再エネ電気によるEV利用に加えて、再エネ由来のグリーン水素供給が増加することを通じて、日本の運輸部門での「TFECに占める再エネシェア」は今後大きく拡大する可能性がある。

4.3. 民生部門

途上国を中心に薪炭等の伝統的バイオマスが暖房、厨房用に利用されていることもあり、民生部門における「電力を除くTFECに占める再エネシェア」は全般的に高い（図5）。また、産業や運輸部門と比較すると、民生部門では、低温の再エネを燃料や熱源として（再エネ電気によるヒートポンプと併用して）直接利用できるため適用可能な技術の選択肢が広がる。

主要国の中で、デンマークの「電力を除くTFECに占める再エネシェア」は56.5%と著しく高い。デンマークは2050年までに化石燃料からの脱却を目指し、対策の一つとして建物の熱供給の燃料を免税やコージェネへの補助金といった支援策を講じてバイオマスを中心とした再エネへの転換を進めている（Danish Energy Agency, 2020）。各個別世帯に対しても熱供給源をガスから再エネに切り替える際の手数料を免除して支援している（Bellini, 2021）。また、2013年から新築建物での石油・ガスボイラーの設置、および、2016年から既存建物における石油ボイラーの設置が禁じられている（IEA, 2017）。デンマークの地域熱供給で消費される燃料をシェア別に見ると、再エネ由来の熱源（太陽熱、地熱、バイオマス、バイオガス）のシェアが増加し、脱炭素化が進んでいる（Danish Energy Agency, 2022）。これらがデンマークでの民生部門でのTFECに占める高い再エネシェアの背景にある。

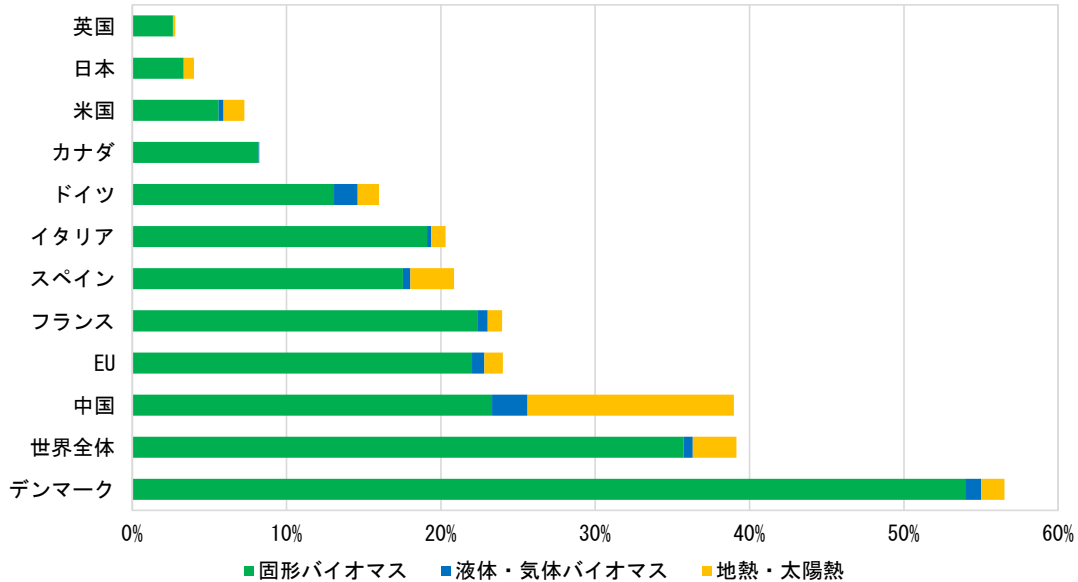


図5 民生部門：電力を除くTFECに占める再エネシェア

(注) 固形バイオマス : 木質バイオマス、廃棄物系バイオマス、木炭
 液体・気体バイオマス : バイオガス、バイオガソリン、バイオディーゼル、バイオジェット燃料、
 その他バイオ燃料

出所 : IEA (2022a). IEA World Energy Statistics and Balances July 2022 より筆者作成

中国も「電力を除く TFEC に占める再エネシェア」は 39.0%と高いシェアを示しているが、その解釈には注意が必要である。中国の場合、民生部門の TFEC のうち約 2 割（主として固形バイオマス）は地方における薪炭等の伝統的バイオマスであり、室内大気汚染の原因ともされている（Bulletin of the Chinese Academy of Sciences, 2018）。伝統的バイオマスは、今後他のクリーンなエネルギーに代替されるべき再エネとされている（IRENA, 2022）。このため、「TFEC に占める再エネシェア」を国際的に比較する際には伝統的バイオマスは除外して検討することが適当であり、中国のこのシェアは実態として図 5 で示した値よりも概ね 10%低い水準の 30%程度と見なすことができる。世界全体の数値（39.1%）も、途上国における伝統的バイオマス利用の影響を大きく受けていることから解釈に同様の注意が必要である。

他方、伝統的バイオマスとは別に、中国の民生部門では地熱や太陽熱の利用（いわゆる再エネ熱の直接利用）が増えており、図 5 に示されるようにそのシェアは世界でも突出して高い。中国は 2021 年 10 月に発表した「2030 年までにカーボンピークアウトを達成するためのアクションプラン」において、建物での再エネ利用推進を掲げており、ヒートポンプ、バイオマス、地熱、太陽熱による低炭素の暖房を奨励している（National Development and Reform Commission, 2021）⁵。具体的な目標として、2025 年までに建物における再エネによる従来型エネルギーとの代替率 8%を掲げている。再エネ熱の直接利用によって民生部門での TFEC に占める再エネの高いシェアを実現していることは他の主要国には見られない中国の特徴である。

中国とは対照的に、英国は、「電力を除く TFEC に占める再エネシェア」は 2.8%と主要国の中で最も低い。英国では、都市から地方に至るまで国中に張り巡らされたガス導管網と建物暖房用ガスボイラーの高い普及率が民生部門での低い再エネシェアの背景にある。英国全体で建物の熱利用による CO₂ 排出量は、2019 年時点で 23%（家庭 17%、業務 4%、公共 2%）を占めている（The United Kingdom Government, 2021）。2021 年、英国政府は、「Heat and Building Strategy」を発表し、ヒートポンプなど効率的な低炭素技術の導入を支援して建物における暖房システムの低炭素化を図っている。

日本の「電力を除く TFEC に占める再エネシェア」は 4.0%と主要国の中では英国に次ぐ低さであった。その内訳は、主として業務部門での木質バイオマス利用と家庭部門での太陽熱利用である。しかし、化石燃料を含む高効率給湯器に対して導入を促進する補助金が支給されていることもあり⁶、家庭部門における太陽熱の利用は減少の一途を辿っている。2021 年度の日本の家庭部門世帯当たりエネルギー消費量のシェアをエネルギー源別でみると、太陽熱は 0.3%に過ぎず、電力が 51.7%、都市ガス、LPG、灯油を合わせた化石燃料が 47.9%を占めている（日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット, 2023）。この現状は家庭部門において電化と再エネ熱による脱炭素化の余地が残っている可能性を示唆している。

新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）（2021）の調査によると、日本国内の再エネ熱導入ポテンシャルの合計は約 2,396 PJ/年とみられている（図 6）。これは、国内の家庭、業務部門の熱需要と同程度とされ、民生部門の脱炭素化の選択肢として再エネ熱は有望と考えられる。しかし、日本での再エネ熱の導入は限定的である。業務部門では、ヒートポ

⁵ このアクションプランでは、エネルギー消費に占める非化石燃料のシェアの目標を、2025 年 20%、2030 年 25%としている。

⁶ 対象と補助額は、家庭用燃料電池 15 万円/台、ハイブリッド給湯機 5 万円/台、ヒートポンプ給湯機 5 万円/台となっている。

ンプを利用した地中熱や河川・海水熱を冷暖房、給湯用に導入する事例が見られるが、経済性（高い初期費用や長期の投資回収）、適用地域の限定、経験のある事業者の不足などの課題によって利用が阻まれている。第6次エネルギー基本計画には「地域の特性を活かした太陽熱、地中熱、バイオマス熱、雪氷熱、温泉熱、海水熱、河川熱、下水熱等の再生可能エネルギー熱をより効果的に活用していくことも重要である。」と記されているものの、再エネ熱の利用が再エネ由来電力のように普及していないのが現状である。

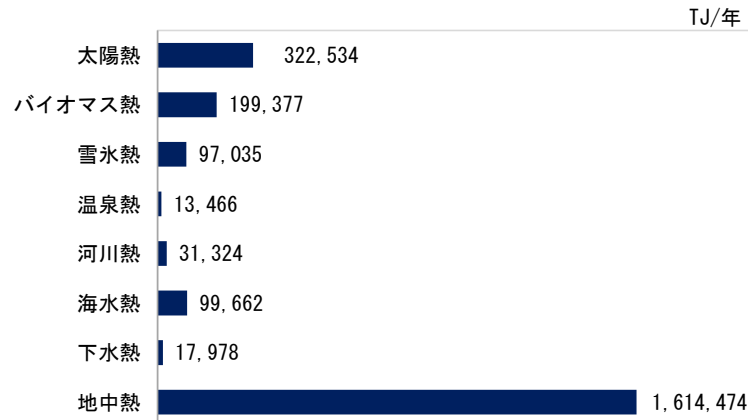


図6 再エネ熱国内導入ポテンシャル

出所：NEDO (2021). p.21 より筆者作成

日本では民生部門の明確な再エネ導入目標がなく、その目標を後押しするための特定の支援策がないこともその利用が浸透しない一要因と考えられる。例えば、海外では、具体的に支援対象や目標を掲げて、建物の脱炭素化を進めている。前述したようにデンマークや英国は建物の熱源の脱炭素化の支援策を講じており、中国は建物の再エネ利用に関する数値目標を明示している。また、ドイツでは、2023年4月、新しく設置される暖房システムについて、2024年1月以降、使用エネルギーの65%以上を再エネで賄うことを義務付ける法案が閣議決定された(Alkousaa and Wacket, 2023)⁷。再エネ由来電力で稼働するヒートポンプ、地域熱、電気、太陽熱システムが代替する暖房システムとして認められ、初期費用の補助が検討されている。

一方、日本の建物については、「建築物のエネルギー消費性能の向上に関する法律」(「建築物省エネ法」)の下、建築物のエネルギー消費向上を図る一手段として再エネの利用が位置付けられている。省エネ基準の適合性を判断する計算において、再エネが利用されていれば創エネとして一次エネルギー消費量を抑えることになる。省エネを推進するため、この「建築物省エネ法」が改正(2022年6月17日公布)され、2025年4月(施行予定)から全ての新築住宅・非住宅に省エネ基準への適合が義務づけられるが、特に再エネ利用の目標が設定されるわけではない。また、民生部門における再エネ支援策の多くは太陽光発電を対象としたもので、再エネ熱を利用する設備に対する補助金は限られている。

⁷ この法律により化石燃料による暖房システムの新設は禁止される。違反者には5,000ユーロの罰金が検討されている。

再エネ導入目標としてではなくとも、「TFECに占める再エネシェア」を一つの指標として示すことでエネルギーの最終消費者が脱炭素化の必要性を認識できる。消費者の脱炭素化に向けた自発的な行動につながり、電化や再エネ熱の利用を促すのではないかと考えられる。

5. 結論

本稿では、日本を含む主要国の「TFECに占める再エネシェア」について推計を行い、産業、運輸、民生の部門別に「電力を除くTFECに占める再エネシェア」を考察した。日本は「発電量に占める再エネシェア」では必ずしも低い水準ではないものの、「TFECに占める再エネシェア」で見ると主要国の中でも著しく低く、さらに「電力を除くTFECに占める再エネシェア」は、各部門において国際的に最低水準に留まっていることが明らかになった。

日本では再エネ政策がもっぱら電力部門に集中しており、発電以外の再エネ熱や輸送用バイオ燃料の拡大を図る有効な政策がこれまでほとんど実施されてこなかったことが「TFECに占める再エネシェア」が国際的に低い水準に留まっている要因の一つと考えられる。電力部門ではFIT制度が導入され、一定の国民の負担を伴いつつも、電力部門の再エネ拡大に貢献する効果的な政策となった。しかし、FITの下でも、例えば、バイオマスのコージェネ（熱電併給）から生成される再エネ熱利用については評価対象からは完全に除外されてきた⁸。そこには、再エネ熱も含めたトータルでのバイオマス資源の有効利用という発想はなかった。結果として、発電だけに経済的関心が集中することで、再エネ熱を積極的に利用しようというインセンティブは著しく低下してしまう。同様に、輸送用バイオ燃料についても具体的で実効性のある支援策は講じられてこなかった。こうした結果として、日本の再エネ利用が電力部門での再エネ導入に大きく偏り、電力以外のTFECにおける再エネ利用は主要国と比較すると少ない結果になったと考えられる。この状況は、日本の最終エネルギー消費部門で脱炭素化の余地が残っている可能性、そして、「TFECに占める再エネシェア」も再エネ導入水準を評価する指標として活用する重要性も示唆している。

従来からの「発電量に占める再エネシェア」だけに着目していると、熱需要や運輸部門での再エネ導入に関する政策評価を誤ることにもなりかねない。例えば、熱需要や運輸部門においてグリーン水素や合成燃料の最終消費が拡大すれば、「TFECに占める再エネシェア」を指標として政策評価する積極的な意味が出てくる。

電力の脱炭素化がカーボンニュートラル達成において有効であり非常に重要であることは言うまでもない。しかし、産業、運輸、民生部門での電力以外の再エネ利用をさらに推進することで、脱炭素化を一層加速することが可能となる。これらの取り組みを可視化するための一つの手法として、発電だけでなく「TFECに占める再エネシェア」も併せて評価することによって、日本のカーボンニュートラルに向けた取組の実効性が高まるものとする。

⁸ 2022年度からは、自家消費型・地域消費型FITが適用される要件（地域活用要件）として、再エネ発電設備からの発電量の少なくとも1割の自家消費と共に、同設備から産出される再エネ熱の常時利用が含まれるようになった。これによってFITの下で再エネ熱の利用促進が部分的に図られることになった。

参考文献

- (1) ACE (2022). *The 7th ASEAN Energy Outlook (AEO7)*. Jakarta: ASEAN Centre for Energy.
- (2) Alkousaa, R. and Wacket, M. (2023, April 19). German cabinet approves bill to phase out oil and gas heating systems. *Reuters*.
<https://jp.reuters.com/article/germany-politics-energy/german-cabinet-approves-bill-to-phase-out-oil-and-gas-heating-systems-idUSL8N36M20B> (2023年4月24日アクセス)
- (3) Bellini, E. (2021, March 23). Denmark introduces incentive for green heating. *pV magazine*. <https://www.pv-magazine.com/2021/03/23/denmark-introduces-incentive-for-green-heating/> (2023年4月24日アクセス)
- (4) Bulletin of the Chinese Academy of Sciences (2018, August 13). *Health and Environmental Hazards of Residential Coal and Biomass Fuel Burning in Rural Areas*. http://www.bcas.cas.cn/reports/201808/t20180813_195920.html (2023年4月24日アクセス)
- (5) Danish Energy Agency (2020). *Biomass analysis*. pp.45-49.
https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Bioenergi/biomasseanalyse_final_ren_eng.pdf (2023年4月24日アクセス)
- (6) Danish Energy Agency (2022). *Energy Statistics 2021*. p.17.
https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/energy_statistics_2021.pdf (2023年4月24日アクセス)
- (7) European Council (2023, March 30). *Council and Parliament reach provisional deal on renewable energy directive*. <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/03/30/council-and-parliament-reach-provisional-deal-on-renewable-energy-directive/> (2023年4月24日アクセス)
- (8) European Union (2018). *Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources*.
<https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj> (2023年4月24日アクセス)
- (9) International Energy Agency (IEA) (2017). *Energy Policies of IEA Countries: Denmark 2017 Review*. Paris: IEA. p. 149. <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-denmark-2017-review> (2023年4月24日アクセス)
- (10) IEA (2019). *Renewables 2019*. Paris: IEA. p. 146.
<https://www.iea.org/reports/renewables-2019>. (2023年4月24日アクセス)
- (11) IEA (2022a). *IEA World Energy Statistics and Balances July 2022*. All rights reserved.
- (12) IEA (2022b). *Global energy-related CO2 emissions by sector*. Paris: IEA.
<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-energy-related-co2-emissions-by-sector> (2023年4月24日アクセス)
- (13) IEA, IRENA, UNSD, World Bank, WHO (2022). *Tracking SDG 7: The Energy Progress Report*. Washington DC: World Bank. pp. 83, 108.
- (14) IRENA (2017, April 26). *Renewable Energy Target Setting and Support Schemes*.

Material presented at the Regional Workshop on Renewable Energy in Central Asia, Abu Dhabi.

<https://www.irena.org/events/2017/Apr/Regional-Workshop-on-Renewable-Energy-in-Central-Asia> (2023年4月24日アクセス)

(15) IRENA (2022). *Bioenergy for the Energy Transition: Ensuring Sustainability and Overcoming Barriers*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

(16) National Development and Reform Commission, People's Republic of China (2021). *Action Plan for Carbon Dioxide Peaking before 2030*.

https://en.ndrc.gov.cn/policies/202110/t20211027_1301020.html (2023年4月24日アクセス)

(17) REN21 (2022). *Renewables 2022 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat. pp.94-97.

(18) The United Kingdom Government (2021). *Heat and Buildings Strategy*.

<https://www.gov.uk/government/publications/heat-and-buildings-strategy> (2023年4月24日アクセス)

(19) The United States Environmental Protection Agency (n.d.). *Overview for Renewable Fuel Standard*. <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/overview-renewable-fuel-standard> (2023年4月24日アクセス)

(20) 環境省・国立環境研究所 (2022) 「2020年度温室効果ガス排出量(確報値)概要」、スライド4、<https://www.env.go.jp/content/900445424.pdf> (2023年4月24日アクセス)

(21) 経済産業省資源エネルギー庁 (2023) 「省エネ法が変わります」

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saving/media/data/kaisei_shoene_pamph.pdf (2023年4月24日アクセス)

(22) 経済産業省 (2023a) 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 省エネルギー小委員会第38回事務局資料「エネルギー需要サイドにおける今後の省エネルギー・非化石転換政策について」(2023年2月15日開催)

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene/sho_energy/pdf/038_01_00.pdf (2023年4月24日アクセス)

(23) 経済産業省 (2023b) 我が国のバイオ燃料の導入に向けた技術検討委員会第10回資料3「エネルギー源の環境適合利用に関する石油精製業者の判断の基準(案)」(2023年2月1日開催)

https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/bio_nenryo/pdf/010_03_00.pdf (2023年4月24日アクセス)

(24) 国土交通省 (2021) 「航空の脱炭素化推進に係る工程表(航空機運航分野におけるCO2削減に関する検討会)」、<https://www.mlit.go.jp/common/001445923.pdf> (2023年4月24日アクセス)

(25) 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO) (2021) 「再生可能エネルギー熱利用分野の技術戦略策定に向けて」、p.21、<https://www.nedo.go.jp/content/100928248.pdf> (2023年4月24日アクセス)

(26) 日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット編(2023)『EDMC エネルギー・経済統計要覧2023』、理工図書、p.97

以上

エネルギー経済 第49巻 第3号

2023年9月30日発行

編集責任者 大森 嘉彦

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

