

エネルギー経済

第47巻・第4号 通巻395号

IEEJ アウトルック 2022

ガスの脱炭素化とEnergy System Integration

水素が塗り替えるアフリカの未来

脱炭素化に向けた国際海運の取り組みとLNGバンカリング体制

脱炭素社会の到来 <後編>

目次

IEEJ アウトルック 2022 エネルギー・環境・経済	
ー カーボンニュートラルへの挑戦と課題 ー	
碓井 良平 伊藤 葉子 岩田 竹広 遠藤 聖也 太田 啓介	1
大槻 貴司 岡林 秀明 尾羽 秀晃 川上 恭章 鬮 思超	
木村 謙仁 久谷 一朗 小林 良和 小山 堅 佐川 篤男	
柴田 善朗 末広 茂 田上 貴彦 永富 悠 野口 正義	
橋本 裕 松尾 雄司 村上 朋子 森川 哲男 柳澤 明	
山下 ゆかり 横田 恵美理	
ガスの脱炭素化と Energy System Integration	
ー 欧州の動向と我が国への示唆 ー	
柴田 善朗 笹川 亜紀子 永田 敬博	8
水素が塗り替えるアフリカの未来	
吉田 昌登	30
脱炭素化に向けた国際海運の取り組みと LNG バンカリング体制	
松倉 誠也	44
脱炭素社会の到来 <後編>	
(6) 電源の脱炭素化を支える蓄電池技術	
中村 博子	67
(7) 水素は脱炭素の切り札となるか	
笹川 亜紀子	69
(8) 二酸化炭素削減に資する新たな技術	
大槻 貴司	71
(9) 交通・運輸部門で進む「電動化」	
水野 有智	73

(10) グリーンを支えるデジタル技術

－ エネルギー分野におけるデジタル技術の活用 －

笹川 亜紀子 75

IEEJ Outlook 2022

エネルギー・環境・経済

カーボンニュートラルへの挑戦と課題



The Institute of
Energy Economics, Japan

エグゼクティブ・サマリー

世界のエネルギー需給展望(レファレンスシナリオ)

世界のエネルギー消費増分の4分の3はインド、MENA、ASEAN

- 効率化および省エネルギー努力により、世界のエネルギー消費原単位は低下している。しかし、過去の趨勢および現在までのエネルギー・環境に係る政策・技術等の延長上に見込まれる効果を織り込む「レファレンスシナリオ」では、マクロ経済がその下落率以上に拡大するため、世界の一次エネルギー消費は増え続ける。エネルギー消費は、2050年には現行水準の1.2倍に増加する。
- 特にインド、中東・北アフリカ(MENA)、東南アジア諸国連合(ASEAN)が、世界の一次エネルギー消費増大を牽引する。この3か国・地域の世界シェアは2019年の18%から2050年には28%まで拡大する。また、2019年から2050年の消費増分の76%を占める。
- 非化石エネルギーが増えるものの、それだけでエネルギー消費を賄うことは非常に難しい。2050年までのタイムラインにおいては、世界、とりわけ消費が拡大する新興・途上国では、化石燃料と非化石エネルギーの併用が現実的である。

中東産油国が低生産コストを活かして原油供給をリード

- 2030年までの中期的なタイムスパンでは、世界の石油需要は年率0.5%で増加し、これに呼応して、石油輸出国機構(OPEC)、非OPECとともに原油生産を増加させる。長期的には、北米地域での産油量もピークアウトし、潤沢な原油埋蔵量を誇る中東OPEC加盟国の存在感がますます高まってゆく。
- 原油増産の主軸が再び中東産油国に移ることを受け、世界全体で80%弱の原油輸入シェアを有するようになるアジアでは、原油の対中東依存度が再び高まることになる。2050年には、世界最大の原油輸入国は中国からインドへと移行し、その輸入量は今日の中国のそれをも上回る。

LNG市場が豊富な供給ポテンシャルにより拡大持続

- 世界最大の天然ガス生産国であり、かつ消費国でもある米国では、引き続き、シェールガスを中心に生産が年率1%程度で増加し、その後は安定化する。その販路拡大・貿易バランス改善の意味でも、液化天然ガス(LNG)輸出が果たす役割が重要となる。
- 世界の天然ガス供給を増加する地域として、東西アフリカのフロンティア地域がある。これらの地域では、洋上、また時には中小規模のガス資源も存在することから、浮体式LNG生産方式も開発の現実的な選択肢となっている。

供給力の柔軟性が低下し、石炭の需給バランスは不安定化

- 脱石炭が世界的な潮流として厳しさを増し、石炭関連の投融資が大幅に制限される中で、石炭生産が特定の国・地域に偏重する傾向は今後さらに強まってゆく。供給構造の柔軟性が低下する中、需要面では引き続き不確実性の高い状況が続く。
- 炭種別にみると、一般炭生産量は主に発電用需要の増加に伴い増加するが、2040年ごろをピークに減少に転じる。主に鉄鋼生産の原料として用いられる原料炭は、2019年の1,050 Mtから2040年までには800 Mt台に減少する。

発電電力量はアジア地域で急速に拡大。天然ガス火力が最大の電源に

- 世界の発電量は年率1.7%で増加し、2050年には2019年の1.7倍となる。その増分は、世界最大の中国の現発電量の2.3倍に相当し、その95%が新興・途上国に由来する。
- 2050年には天然ガスが最大の電源となる。変動性再生可能エネルギーの導入が増え、需給バランスを調整する役割が今以上に重要となる。石炭はシェアは足元より低下するが、引き続きベースロード電源としての役割を担い続ける。
- 原子力は、日本や韓国、米国やヨーロッパの一部では従来想定されていた計画どおりに発電所を新設することは困難となっている。一方、中国をはじめとして利用を推進してゆく国のほか、中東諸国など新たに導入する国も現れる。そのため、世界の設備容量は2050年にかけて少しずつ増加してゆく。
- 風力発電や太陽光発電といった自然変動電源の発電量は、2050年には8,409 TWhに達する。電源構成比は19%へ上昇し、電力システムにおける存在感を増す。エネルギー・社会システムとの調和の実現が重要な課題となる。

技術進展シナリオ

技術進展シナリオでも2050年世界カーボンニュートラル実現には程遠く、省エネルギー・気候変動対策のさらなる推進にはあらゆる手段の総動員が必要

- 「技術進展シナリオ」では、社会での適用機会および受容性を踏まえた最大限の二酸化炭素(CO₂)排出削減対策を見込む。2050年における一次エネルギー消費削減量は石油換算2.9十億t (Gtoe)、CO₂削減量は15.8 Gtとなりレファレンスシナリオ比42%減にとどまる。2020年以降、多くの国がカーボンニュートラル政策を導入しているが、2050年に世界がカーボンニュートラルを実現することは非常に難しい。
- 2030年におけるCO₂排出削減率は、米国が2005年比33.2%、欧州連合(EU)が1990年比40.1%、日本が2013年比37.2%、カナダが2005年比9.8%と、いずれも「国が決定する貢献」(NDC)の温室効果ガス(GHG)排出削減率に届いていない。技術進展シナリオを越える、さらなる政策・対策が求められる。
- 中国、米国、EUおよび日本はネットゼロ排出・カーボンニュートラル目標を発表している。それらの国・地域によるシナリオ分析ではその多くで、2050年に8割程度の排出削減を見込んでいるが、いずれの国もそれに届いていない。現在、商業化されていない排出削減技術の開発・導入が必要となる。
- レファレンスシナリオと比較して、化石燃料に対する投資は減少する一方で、再生可能エネルギーへの投資が増大し、2040年代には34兆ドルが必要となる。

カーボンニュートラルへの道のり

- 2015年のパリ協定合意以降、米国やEU、中国、英国など、多くの国々が、今世紀半ばでのカーボンニュートラル目標を掲げるようになってきている。しかし、現在の化石燃料への高い依存度とあわせて、既存のインフラや供給システムがもたらす経路依存的な効果を考えると、カーボンニュートラルは決して容易な目標ではない。
- グリーン成長政策によるプラスの効果はもちろん存在するが、本質的に気候変動対策には費用の負担や成長の制約が付随するという事実から目をそらしてはいけない。カーボンニュートラルの実現に向けた対応については、「成長」という観点からその

利点を説明するのではなく、各国がある程度の負担を負いながら追求すべき地球的規模の「規範」と位置付けるべきである。

■ カーボンニュートラルに向かうプロセスにおいて懸念される大きな問題の1つが、新たな格差の発生とその拡大の可能性である。経済条件や資源賦存、技術力等の要因は、当然のことながら国によって異なる。これら要因の差異が勝者と敗者を生み出すことで、新たな格差を生じさせる可能性がある。

■ カーボンニュートラルに向かう場合には、電力化が進むことになり、電力セキュリティ問題が最も重要なエネルギー安全保障上の課題の1つとなる。また、再生可能エネルギー導入や電力化を進めてゆくうえで重要な役割を果たす鉱物資源(クリティカルミネラル)の安定供給も、新たなエネルギー安全保障の重要な課題となる。

■ 原油生産に対する新規投資が停止されても即座に需給逼迫が起きることはない。しかし、2024年にはレファレンスシナリオ、需要の伸びがそれよりも鈍化する技術進展シナリオのいずれであっても、世界の石油需給バランスは供給不足・需要超過となる。新規投資の停止は、そう遠くない将来に需給の逼迫と価格の上昇をもたらす可能性がある。

炭素循環経済/4Rシナリオ

■ 炭素循環経済は、従前の循環型経済の考え方を発展させた概念である。「削減」(Reduce)、「再利用」(Reuse)、「再循環」(Recycle)の3つの「R」を通じて資源の利用や廃棄物の発生を抑制する循環型経済の考え方に対し、炭素循環経済は「除去」(Remove)を加えた4つのRを通じて大気中のCO₂の総量を抑制するという概念である。

■ 技術進展シナリオにさらに多様な脱炭素化技術の普及を見込んだ「炭素循環経済/4Rシナリオ」では、2050年における世界のCO₂排出量は、現在の半分以下の15.7 Gtにまで低下する。技術進展シナリオと比べた削減量のうち半分以上が非電力部門におけるものとなる。

■ 一次エネルギー消費総量は技術進展シナリオからやや増加する。多様な脱炭素化技術の導入によって追加的な転換需要が発生するためである。2050年の化石燃料シェ

アは60%と技術進展シナリオとほぼ同水準となる。化石燃料の脱炭素化技術を積極的に導入することで、化石燃料の利用を続けながら大幅な排出量の削減を実現できる。

■ 多様な部門においてクリーン水素(ブルー水素およびグリーン水素)が大きな役割を果たす。需要地としては、特に大きいのがやはりアジアである。供給地としては、北米や中東、ロシアといったブルー水素の原料となる化石燃料資源が豊富に存在している地域が主となる。

ガスの脱炭素化と Energy System Integration

— 欧州の動向と我が国への示唆 —

柴田 善朗* 笹川 亜紀子** 永田 敬博*

サマリー

本稿では、欧州におけるガスの脱炭素化と Energy System Integration (Sector Coupling) に向けた取組みを整理し、我が国で進められている取組みや議論に沿って、これらの対策を進めるにあたっての課題や可能性を整理した。

欧州と我が国ではネットワークや制度そのものが大きく異なる点があるものの、ガスの脱炭素化には、バイオガスは量的規模が限定的であり、水素や水素由来の CN メタン (カーボンニュートラルメタン) というオプションに限定されるという事実は変わらない。課題は水素や CN メタンをどのように調達しガスネットワークに導入していくかに尽きる。欧州では、既存ガスネットワークへの水素混合率を段階的に高めていき、その過程で水素 100%への転用や新規水素インフラの構築を目指す。一方、我が国では、CN メタンの都市ガスへの混合を目指す動きが主流であり、標準熱量もメタンの熱量に近い $40\text{MJ}/\text{m}^3$ まで引き下げる方向性が固められている。

ガスの脱炭素化には大量の水素や CN メタンが必要となることから、我が国では国外からの調達が必要かもしれない。しかしながら、脱炭素社会の構築に大規模導入が必要とされる国内自然変動再エネ (VRE) の変動緩和に、水電解による Power to Gas (PtG) やコージェネレーションを包含したガスネットワークを活用していき、その過程で VRE を受入れることでガスの脱炭素化も図るという Energy System Integration の考え方も大事である。というのは、大規模 VRE 導入が求められれば、既存の電力ネットワークのみでは対応しきれないからである。地域間連系線の増強や蓄電池等による新たな対策が必要となり、これらの対策では追いつかない場合もあり得る。一方、既存のガスネットワークには、ガス体の物理的特性に起因するエネルギー貯蔵能力や柔軟性が既に備わっており、PtG を組み込むことで、これらの機能を VRE 出力変動対応に利用できるようになる。つまり、ガスネットワークは元来 VRE との親和性が高いネットワークとも言える。勿論、どのような対策が VRE 大量導入に向けて経済合理的かの評価・判断は必要ではあるが、この視点から、“Well-established” な既存ガスネットワークの活用は検討の価値がある。欧州では、Energy System Integration の構築に向けた議論が進められており、エネルギー貯蔵技術の再定義や水電解による調整力の提供の検討も具体化しつつある。ガスの脱炭素化と Energy System Integration を一体的に捉えているとも言える (下図参照)。

また、レジリエンスの観点からも Energy System Integration の価値はある。本来は効率の観点からは PtG で製造した VRE 由来の水素や CN メタンは熱利用が好ましいが、他方で、水電解と CHP を VRE の出力変動緩和に利用しつつ、非常時には貯蔵した水素や CN メタンを利用することができれば、エネルギーシステム全体でのレジリエンス強化につながる。この場合、電力ネットワークとガスネットワークを連携できれば、より最適な運用が図れる可能性もある。

一方で、Energy System Integration は電力とガスに跨ることから、実現に向けては、エネルギー貯蔵の定義や調整力の活用等、クリアにしなければならない制度的課題が多い。それに先立ち、まずは、ガスホルダや導管の Linepack を含めたガスネットワーク全体の柔軟性の検証が必要となる。

* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 研究主幹

** 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

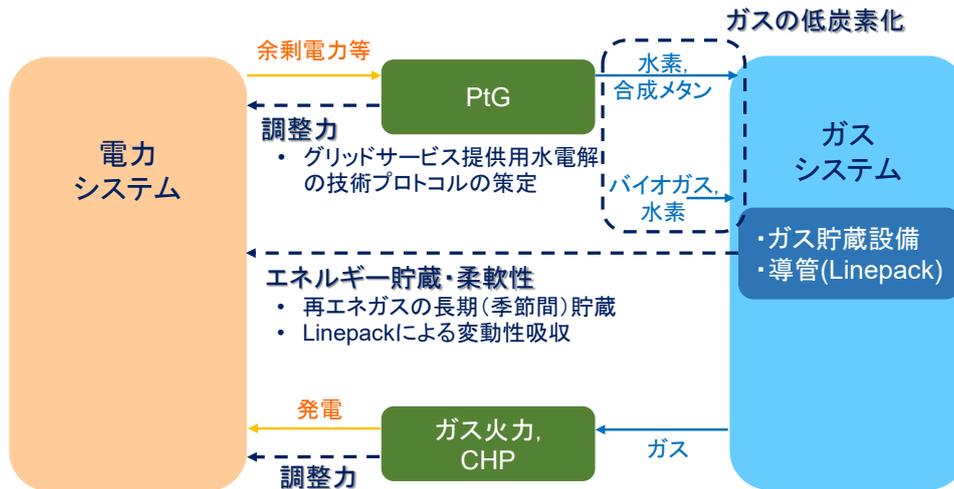


図 欧州におけるガスの脱炭素化と Energy System Integration のイメージ

はじめに

2050年脱炭素社会構築に向けた動きが国内外で加速している。電力の脱炭素化は主に再エネの導入により進められているが、ガスの脱炭素化方策で現在のところ長期的な実績を有するものはバイオガスのみで量的には限定的である。我が国では2020年度にガスの脱炭素化に向けた議論が具体化し¹、ガス業界によるカーボンニュートラルに向けた目標表明が相次ぐ。その中で、水素や水素由来の合成メタン（カーボンニュートラルメタン：CNメタン）が主要なオプションとなっているが、「メタネーション推進官民協議会」が設立されるなどCNメタンへの期待が高い。この背景には、水素とCO₂から生成されるCNメタンは、メタンを主原料とする都市ガス既存インフラにおいて水素を利用し易くするための方策であり、CNメタン燃焼時に再排出されるCO₂は分離回収されたCO₂とオフセットされ、CNメタンの利用は水素の利用と同義である²ことが挙げられる。

欧州でもガスの脱炭素化に向けた動きが加速しており、水素やCNメタンの重要な位置付けは我が国と同様であるが、どちらかと言うと水素への比重が大きい点の特徴である。加えて、欧州では、ガスの脱炭素化と併せて、ガスネットワークという既存のインフラが有するエネルギー貯蔵や変動に対する柔軟性等の機能の有効活用により自然変動再エネ（VRE）を効率的に受け入れることで、エネルギーシステム全体の脱炭素化を図る Energy System Integration に向けた動きも加速している。

本稿では、まず、1章でガスの脱炭素化に向けた欧州の動向を整理する。2章では、我が国のガス熱量制度とガス脱炭素化に向けた動きとの関連性を整理する。3章では、Energy System Integration におけるガスネットワークの役割に注目した欧州の動向を整理する。これらに基づき、4章では我が国の脱炭素化に向けたガス事業の役割について示唆する。

1. ガスの脱炭素化に向けた欧州の動向

ガスの脱炭素化対策として、既存の都市ガスインフラを活用できるCNメタンへの期待が高まる一方、欧州では都市ガスインフラへの水素混合を促進させようとする動きもみられる。都市ガス成分を踏まえれば、水素よりもCNメタンの方が適していることは明らかであるにも関わらず、欧州で水素混合が促進されるのは何故か。以下では、その目的や背景を明らかにするために、欧州委員会やガス業界等から公表された文書を踏まえ、都市ガ

¹ 2050年に向けたガス事業の在り方研究会、経済産業省

² 柴田、大槻、“カーボンリサイクル燃料の炭素源に関する試論（1）～（4）”，日本エネルギー経済研究所，2021年5月

スへの水素混合、CNメタン混合に関する議論や動向を整理する。

1-1. 水素混合

1-1-1. 欧州委員会

(1) 「水素戦略」

欧州では、2050年までにカーボンニュートラルを達成するための施策の一つとして、太陽光や風力を主とした再エネ由来のグリーン水素の普及が進められている。2020年7月には、「欧州気候中立のための水素戦略 (A Hydrogen strategy for a climate-neutral Europe)」が発表され、2050年までにEUにおけるエネルギーミックスの13~14%を水素とする目標のもと、水素製造のための水電解装置導入やインフラ整備等に関するロードマップが示された³。同戦略では、グリーン水素を大規模かつ迅速に普及させることは、EUが温室効果ガスを2030年までにコスト効率的に50~55%削減することにつながると強調している。

こうした戦略のもと、限られた割合の水素を既存の天然ガス網に混合することは、移行期のローカルネットワークにおいてグリーン水素を有効活用するための効率的な手段と位置付けられている。ただし、水素の混合は、ガスの品質を変化させ、ガスインフラの設計、エンドユーザーの用途、および越境的なシステムの相互運用性に影響を及ぼす可能性があることに懸念が示されている。加えて、近隣の加盟国が異なる水準の混合を行い、国境を越えたガスの流通が妨げられた場合、国内市場にも影響を及ぼすリスクがあることも指摘されている。

このような状況を緩和するためには、ガス品質の違いを処理しコストを調整する技術の実現可能性を評価する必要がある⁴。また、欧州諸国間を横断するガスの流れが妨げられないようにするために、国境を越えた調整とシステムの相互運用性の確保が重要となり、そのための機器の強化等が必要となると述べられている。

(2) 「エネルギーシステム統合戦略」

さらに、欧州委員会は、水素戦略の発表と同日に「エネルギーシステム統合戦略 (An EU Strategy for Energy System Integration)」を発表した。この戦略は、EU域内において、部門横断的に脱炭素化を進めるための道筋を示すものである。電力、ガス、熱、運輸の各部門における脱炭素化の取り組みに加え、電力と他部門を統合し再エネを融通させることで、エネルギーシステム全体の脱炭素化を図ること (エネルギーシステム統合: Energy System Integration) が主な狙いとされている。

本戦略では、電化による脱炭素化が現時点では技術的に困難な船舶、大型道路運輸、鉄道、鉄鋼、石油精製、化学などの部門において、グリーン水素を活用することで、変動再エネを大規模に統合することが可能となると指摘されている。また、Energy System Integrationを進めたとしても全部門のCO₂を完全に削減できないため、二酸化炭素回収・貯留技術 (CCS) の活用も重要となることに加え、CO₂をグリーン水素と合成することで生成された合成燃料 (synthetic fuels) を、脱炭素化が困難な部門で活用する必要性も強調されている。

水素混合に関しては、5~20%程度の混合であれば、インフラの改修等を行わずに既存のガス網を多くの場合は活用できる見通しが示されている。ただし、水素を大規模に貯蔵する設備や輸送のための専用インフラが必要となる場合も想定されると述べられている。

1-1-2. 欧州ガス業界

(1) ガス分野の脱炭素化に向けた施策とシナリオ

イタリア、ベルギー、ドイツ、オランダ等欧州8カ国における10の事業者と2つのバイオメタン協会が「欧州水素基幹イニシアチブ (European Hydrogen Backbone initiative)」を立ち上げ、2050年までにガス部門を脱炭素化するために必要となる取り組みと実現に向けた道筋に関する報告書 (Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050) を2020年4月に発表した⁵。

³ European Commission, “A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe”, COM(2020)301 final 参照。

⁴ Ibid.

⁵ 本報告書の作成に携わった事業者は、Enagás、Energinet、Fluxys Belgium、Gasunie、GRTgaz、ONTRAS、OGE、Snam、Swedegas、Terégaの10事業者と、EBA、Consorzio Italiano Biogasの2つのバイオメタン協会である。

同報告書では、2016年11月に欧州委員会が発表した「クリーン・エネルギー・パッケージ」や、2019年12月の「欧州グリーンディール」に則った政策だけでは、脱炭素化に向けたタイムリーかつコスト効率的な取り組みをガス分野で進めるには不十分かつインセンティブを欠くものであると指摘した上で、ガス分野の脱炭素化を加速するために、以下4つの施策を提案している⁶。第一に、Energy System Integrationにおけるガスインフラの位置付けをEU規制の枠組みの中で保証すること、第二に、2030年までに再エネ資源から10%のガスを生成することを義務化し、水素とバイオメタンの生産を促進すること、第三に、原産地証明システム（Guarantee of Origin system）により水素とバイオメタンの国境を越えた貿易を促進し、水素輸送を含めたグリーン水素とブルー水素の市場ルールを明確化すること、第四に、EU排出権取引システム（ETS）を強化し対象を絞った期限付きの差額決済取引（CfD）と組み合わせることにより、水素とバイオメタンの需要を促進することである。

こうした施策と併せて提示された「ガス分野における脱炭素化を加速させるシナリオ（Accelerated Decarbonisation Pathway）」では、2050年までのガスの需要と供給の見通しは、図1の通り想定されている。本シナリオによると、2020年～2030年は、エネルギー効率の向上と電化の拡大によりガスの総需要は減少、一方でバイオメタンなど再エネガスの割合は10%程度増加する。2030年からは、ブルー水素（化石燃料+CCS）と合成燃料の生産が拡大することによりガス供給がわずかに増加するが、2040年～2050年にはガス需要が再度減少し、2050年以降は全てのガスは再エネガスもしくは低炭素ガスにより賄われるという見通しが立てられている。天然ガスの供給が減少の一途を辿る一方で、2030年以降グリーン水素が大きく拡大するという予測が本シナリオの大きな特徴である。

このようなグリーン水素の拡大を見込むシナリオのもと、水素混合に関しては、2020年代に水素生産を段階的に拡大しCO₂削減を図る過程における一時的な手段としては有効とされている。水素混合の比率は、5～20%であれば、既存のガス網を活用し最低限の投資で技術的に可能と見込まれている。ただし、混合の実際の実現可能性は、混合ガスの燃焼特性等を踏まえた最終用途における個別機器の水素の受容性に依存する。より高い混合率へと移行するには、既存のガス網に加え、最終消費者の機器（バーナなど）に変更を加える必要があることも指摘されている。こうした点に関する検討を要するが、2020年から2030年の間は、既存のガスインフラを活用し、グリーン水素をガス導管へ混合することで限定的な範囲における水素の活用が有効な手段とされている。

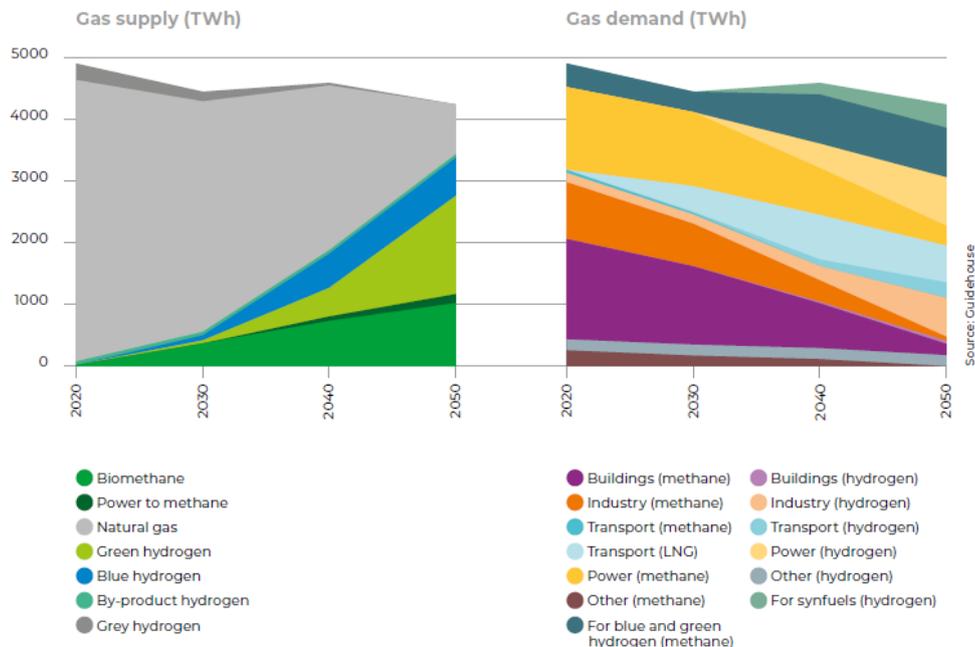


図1 ガス供給（左）とガス需要（右）予測（Accelerated Decarbonisation Pathway シナリオ）

出所：Gas for Climate, “Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050”, April 2020, p.11 より抜粋

⁶ Gas for Climate, “Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050”, April 2020, p.II

(2) 水素混合のためのインフラ整備

2050年のカーボンニュートラル実現のために必要とされている水素導入量に対応するには、既存のガスインフラだけでは不十分である。そのため、まずは水素専用のインフラ整備を各国や地域単位で行い、将来的には欧州大の水素インフラを構築する必要性が指摘されている⁷。その実現に向けた規制枠組みの構築を2024年までに行い、2030年までには水素が特に必要とされる地域を特定した上で、それを連系するネットワークの形成を開始し、2050年までには欧州大の水素インフラを構築するという見通しを、ENTSO-G (The European Network of Transmission System Operators for Gas) は立てている。この欧州大の水素インフラは総延長22,900kmで、そのうち75%が既存インフラの改善、残り25%は新たな水素パイプライン敷設が想定されている⁸。

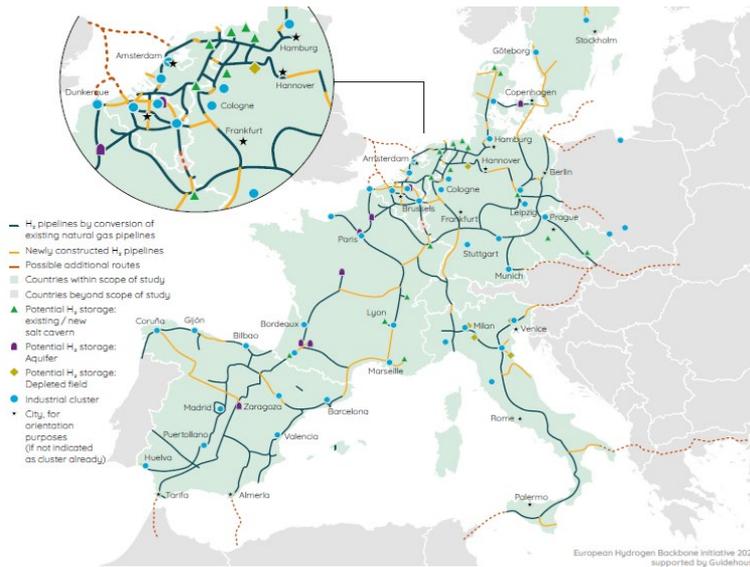


図2 2040年に想定される水素パイプライン

出所：Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga, “European Hydrogen Backbone”, July 2020, p.8より抜粋

ENTSO-Gが、2020年10月に発表した「2050年に向けたロードマップ：アクションプラン (ENTSOG 2050 Roadmap: Action Plan)」によると、各国とEUレベルの双方で策定を進めている「ネットワーク開発10年プラン (TYNDPs)」の枠組みにおいて、水素専用インフラの開発は進められる⁹。その際には、欧州委員会による「エネルギーシステム統合戦略」を踏まえ、電力部門との相互関連性を考慮に入れた開発が行われる。また、ENTSO-Gによるアクションプランでは、水素混合に対する需要家のニーズを特定し、欧州大での活用の調整を図るために、ガス品質処理を円滑に実施するためのデジタル化されたシステム設計なども計画されている。

1-1-3. 欧州主要国

欧州主要国に目を転じると、多くの国では水素混合割合は2%までとされているが、ドイツでは、最大10%（ただし、インフラにCNG充填ステーションが接続されていない場合に限る）、フランスでは6%、スペインでは5%、オーストリアでは4%のより高い混合割合が許可されている¹⁰。以下では、特に高い混合割合を認めている

⁷ Gas for Climate (2020), op.cit.

⁸ Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga, “European Hydrogen Backbone”, July 2020

⁹ ENTSOG, “2050 Roadmap: Action Plan”

¹⁰ IEA, “The future of Hydrogen: Seizing today’s opportunities”, June 2019, p.73 参照。

ドイツとフランスにおける水素混合に関する取り組みや事例を概観する。

(1) ドイツにおける水素混合の動向

ドイツでは、天然ガス網への水素混合に関する国内法規制は存在せず、ガス導管、ガス配管、ガス貯蔵、エンドユーザー各々における主要機器の性能を踏まえ検証を行った結果として水素混合割合が決められている。具体的には、CNG 充填ステーションが接続されている場合は2%未満まで、校正済水素測定システムが設置されていない場合は0.2%未満まで、それ以外は10%まで許可されている¹¹。ドイツのガス事業者 MARCOGAZ によると、ガス網への水素混合は、事例ごとに検証する必要がある、天然ガスの質や自治体の許認可にも依存するという¹²。

Power to Gas (PtG) の分野において世界を先導してきたドイツでは、多くの企業が PtG の実証事業を進めており、2019 年末までに公表された PtG 計画における水電解装置の容量は、600MW 近くまで増加している。2020 年6月には、ドイツ政府は「国家水素戦略」を策定し、2030 年までに水電解装置の容量を5GWへ拡大し、グリーン水素35万トン(14TWh)の供給を目指す方針を示した。また、2040 年までに、水電解装置の容量を10GWとする目標も掲げている。

こうした目標の下でドイツ国内で積極的に進められている水素製造実証事業の一つが、Reallabor Westküste 100 プロジェクトである¹³。同プロジェクトは、ドイツの最北端に位置する州(シュレーズヴィヒ・ホルシュタイン州)の西岸に設置された洋上風力発電による再エネ電力を活用して水素を製造し、産業・運輸部門の低炭素化及び水素の貯蔵を行う実証事業である。Stadtwerke Heide(電力・ガス・水・熱の公益企業)、EDF Deutschland(エネルギー企業)、OGE(送電事業者)、Ørsted Deutschland(洋上風力発電事業者)、Raffinerie Heide(石油精製事業者)など10社が共同事業体を組成し参加しており、既に同州に存在している産業インフラを活用し、異なる産業間での新たな資源循環を生み出すことが狙いとされている。事業開始から5年以内に、30MWの水電解装置を設置し、運用やメンテナンス面などから検証を行った上で、将来的には700MWまで規模を拡大することが予定されている。本実証事業で生成されたグリーン水素は、水素専用パイプラインを介して Heide 公益公社へ輸送され、同社から天然ガス網へ水素混合が行われる。最大20%までガス管への水素混合が可能とされており、2050 年までには100%の水素供給が目指されている。

(2) フランスにおける水素混合の動向

フランスでは、2018 年6月に策定された「エネルギートランジションのための水素普及計画」等を踏まえ、2019 年6月、ガス事業者9社が共同で水素混合に関する技術的・経済的条件に関する分析を行い、報告書(Technical and economic conditions for injecting hydrogen into natural gas networks)を発表した。同報告書によると、水素混合に関しては、事例ごとに検証の必要はあるが、現状のガス関連機器の仕様を踏まえると、最大6%の水素混合が可能とされている。今後、研究開発が進むと共に機器性能の適合性が高まることで、2030 年までには10%の水素混合が可能となる見通しであるが、20%以上となると、多額の投資が必要となり、合理的な判断かどうかは慎重に見極める必要があるとされている¹⁴。

フランス政府は、2020 年9月に「国家水素戦略」を発表しており、2030 年までに、6.5GWの電解装置の設置と年間60万トンのグリーン水素生産を目標として掲げている。また地方自治体も水素普及に向けた取り組みを積極的に進めている。例えば、フランス南部のプロヴァンス・コート・ダジュール地域にあるフォス・シュル・メール市では、太陽光や風力発電の電力を活用して水素を製造する Jupiter 1000 プロジェクトが行われている¹⁵。同プロジェクトは、フランスのガス網に実際に連結し実施された初の実証事業として国内外より注目を集め

¹¹ MARCOGAZ, “ENTSO-G Workshop on Principles for EU Gas Quality, Handling of Hydrogen and CO₂ Transportation” 29 April 2020.

¹² Ibid.

¹³ Reallabor Westküste 100 プロジェクトに関しては、Westküste 100 の HP (<https://www.westkueste100.de/en/>) 参照。

¹⁴ GRTgaz, GRDF, Teréga, Storengy France, Géométhane, Elengy, Réseau GDS, Régaz-Bordeaux, SPEGNN, “Technical and economic conditions for injecting hydrogen into natural gas networks” June 2019 参照。

¹⁵ Jupiter 1000 プロジェクトに関しては、Jupiter 1000 プロジェクト HP (<https://www.jupiter1000.eu/single->

ている。GRTgaz 社（ガス事業者）、Rte 社（配電事業者）、CNZ（再エネ発電事業者）など9社が共同事業体を組成し参加しており、2つの異なる水電解装置（各0.5MW）を使用した実証が行われている。一つが、再エネ水素を製造し、その水素をそのままガス網へ混合する方法で、もう一つが、再エネ水素を製造し、メタネーションした上でCNメタンをガス網へ混合するものである。どちらの方法でも、既存の天然ガス輸送パイプラインを本事業の設備に迂回させ、水素とCNメタンの双方に関し混合が可能であることが示されている。

1-2. CNメタンの混合

CNメタンに関しては、既存の天然ガスインフラに大きな障壁なく混合することができる。そのため、水素のように混合割合や関連機器との整合性などに関する精緻な検証や新規インフラ整備といった追加的な負担を伴わずに、都市ガスを低炭素化させる手法として期待が高まっている。一方で、特にCO₂の供給やメタン化装置の設置などに膨大なコストがかかるため、高コストな選択肢となる点が大きな課題とされている¹⁶。

また、合成メタンが完全にカーボンニュートラルなメタン（CNメタン）として認められるためには、CO₂がバイオマスもしくは大気中からのものである必要があると欧州委員会は指摘する¹⁷。加えて、合成メタンの生成に関連したCO₂の排出と削減量を適切にモニタリング及び報告する仕組みを導入することで、実際のCO₂排出量を正確に把握することが重要としている¹⁸。CO₂のトレーサビリティを保証する仕組みとして、「循環型経済アクションプラン」で提唱されているような「炭素除去証明メカニズム（carbon removal certification mechanism）」を導入することで、合成燃料を市場に取り込むインセンティブ醸成の重要性も強調している¹⁹。

このように、合成メタンの製造に必要なCO₂の考え方は、CO₂の発生源も含めた低炭素化を求める傾向が欧州ではみられる。そのため、合成メタンを利用するにあたっては、CO₂の発生源を含むバリューチェーン全体の炭素強度を考慮する必要性がある点に留意を要する。しかし、合成メタンにはコスト削減の余地があることに加え、船舶、鉄道、化学、鉄鋼、石油精製など脱炭素化が困難な部門において、再エネ由来の水素とCO₂を合成して生成された燃料として活用できることから、より幅広い部門における脱炭素化を進めることができると期待されている。こうした期待を踏まえ、欧州ガス業界の報告書では、2030年～2050年には、カーボンニュートラルな水素由来の合成メタンの幅広い利用が見込まれており、2040年からは合成メタンの製造拡大に伴いガス網への混合も行われると予測されている²⁰。

1-3. 欧州の動向に関するまとめ

以上のとおり、欧州では、都市ガスの低炭素化対策として、既存の都市ガスインフラを活用できるCNメタンへの期待が高まる一方、都市ガスインフラへの水素混合を促進させようとする動きもみられる。欧州では、現状、5～20%程度の水素混合であれば、投資コストや新たなインフラ開発に伴うリスクを負担することなく、水素供給の拡大を一定程度まで可能とする有効な手段とされており、実際にドイツやフランスをはじめ多くの取り組みが進められている。一方で、水素混合の課題として、混合ガス全体のエネルギー密度を低下させることや、混合割合の変動により、設備運用や製造品へ悪影響を及ぼす可能性等が指摘されている。

こうした課題により、現状では混合割合が限定的であるにも関わらず、水素混合を促進する動きが欧州でみられる背景には、2050年までのカーボンニュートラル実現に向け、グリーン水素普及の加速化が目指されている中、グリーン水素を大規模に普及させてエネルギーシステムに統合するための初期段階（2020年代）の効率的な取り組みとして、水素混合が有用とされていることがある。また、将来的に天然ガス需要の減少が見込まれる中、既存のガスインフラを座礁資産化させないためにも、脱炭素化への転換に向けたガス分野の役割を引き出す一助として有効と考えられていることも挙げられる。

post/2017/11/14/adaptation-du-r%C3%A9seau-en-action) 参照。

¹⁶ IRENA, “Hydrogen: A renewable energy perspective”, September 2019 参照。

¹⁷ 2018年11月「EU脱炭素化長期戦略ビジョン」や、2020年7月「エネルギーシステム統合戦略」参照。

¹⁸ European Commission, “Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration”, COM(2020)299 final 参照。

¹⁹ Ibid.

²⁰ Gas for Climate, “Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050”, April 2020, p.40 参照。

今後、水素混合を促進するためには、ガス品質の違いの処理、コスト調整、混合拡大に必要な投資のリスクを低減する施策の策定、各国ごとに異なる混合割合の規制の調整、そして国境を越えたシステムの相互運用性の確保等が重要となる。また、こうした取り組みを後押しするには、ガス事業者がグリーン水素を活用するインセンティブ付与の枠組みも必要とされる。更に、CNメタンについては、コスト低減のために実証事業などを行い、技術進展を支援する必要がある。

2. 我が国のガス熱量制度とガス脱炭素化との関連性

我が国においても、欧州と同様に2050年のカーボンニュートラルに向けてガスの脱炭素化が課題となっている。2020年度に経済産業省で設置された「2050年に向けたガス事業の在り方研究会」²¹では、脱炭素化と並んでレジリエンス強化や経営基盤強化も併せて、今後のガスの役割・取組が整理され、脱炭素化についてはメタネーションや水素の重要性が示された。これを受けて、2021年6月に経済産業省が「メタネーション推進官民協議会」を立ち上げ、メタネーションを中心した技術的・経済的・制度的課題の解決に向けて、官民一体となった取組が始まったところである。

一方、この動きに先立つ2018年から開始された、総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 ガス事業制度検討ワーキンググループ（以下、ガス事業制度検討WG）では、2017年4月のガス小売り全面自由化の結果を踏まえつつ、より競争的なガス市場整備を目指した制度改革の検討が進められており、ガス熱量制度の見直しについても議論されてきた。

本章では、我が国におけるガス熱量制度の改革とガスの脱炭素化に向けた動きの関連性を整理する。

2-1. 熱量制度に関する議論の概要

(1) 熱量制度の議論の背景・経緯

我が国の都市ガスは、ガスの供給条件として単位体積当たりの熱量の標準値（毎月の算術平均値の最低値）を定め、熱量の変動を制限する「標準熱量制」によりガスを供給している。この標準熱量制により一定の熱量のガスが供給されることで、燃焼機器の安全性や効率性、公平な課金といった需要家メリットを確保し、ガス利用の普及・高度化が進められてきた。しかし、我が国に輸入されるLNGは産地毎に熱量が異なっており、標準熱量制によりガスの熱量を一定のものにするためには、都市ガスを製造する工程において、熱量調整設備でLNGにLPGを添加するなどして熱量を調整することが必要であり、当該設備を保有しない事業者は、当該事業者自らが熱量調整設備を整備するか、設備を保有している他の事業者にガスの製造を委託することになるなど、ガス小売事業への参入障壁であるとの声も聞かれていた。

加えて、昨今のカーボンニュートラルへ向けた動きの加速に応じて、都市ガスの低炭素化の手段としてCNメタンや水素のガス導管への注入についても着目されてきている。これらのガスは、現状の都市ガスに比べて熱量が小さくなるため、現行の熱量制度の見直しについて、ガス事業制度検討WGで検討されてきた。以下、ガス事業制度検討WGでの議論を概説し、CNメタンや水素混合（導管注入）についてその可能性等をまとめる。

最近の熱量制度に関する議論は、ガス事業制度検討WGの立ち上げ（2018年9月）にあたって、ガス小売全面自由化の競争活性化の課題の一つとして取り上げられ、

① 熱量バンド制に移行した場合のガス機器への安全面・性能面等の影響、影響のある燃焼機器の対応策の検討等に関する調査

② 諸外国における熱量バンド制に関する実態調査

などを踏まえ、検討を行っていくことになった。その後、熱量変動によるガス機器への影響については、ガスエンジン、工業炉、空調機、家庭用・業務用燃焼機器、燃料電池といった幅広いガス機器への影響調査が行われ、表1に示す結果が得られた。

²¹ https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/2050_gas_jigyo/index.html

表1 熱量変動によるガス機器への影響について

	性能			安全性			製品品質 ^{※1}		
	43-45g/m ³	42-46g/m ³	40-46g/m ³	43-45g/m ³	42-46g/m ³	40-46g/m ³	43-45g/m ³	42-46g/m ³	40-46g/m ³
	±2%	±5%	±7%	±2%	±5%	±7%	±2%	±5%	±7%
ガスエンジン[出力:200~9000kW]	▲	×	×	▲	×	×	▲	×	×
工業炉	工業用燃焼炉(一般)	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲
	鉄鋼加熱炉/鋳加熱炉/RTバーナ	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲
	セラミック/窯業関連工業炉 ^{※2}	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲
	雰囲気ガス発生装置(浸炭用)	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲
工業炉	ガス炉	×	×	×	×	×	×	×	
空調機	吸収冷温水機	×	×	×	×	×	×	×	×
	GHP	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲
業務用燃焼機器	レンジ	▲	▲	×	○ ^{※3}	○ ^{※3}	▲	▲	×
	立体炊飯器	▲	▲	×	○ ^{※3}	○ ^{※3}	○ ^{※3}	▲	×
	連続炊飯装置	▲	×	×	○ ^{※3}	○ ^{※3}	○ ^{※3}	▲	×
	麺ゆで器	▲	▲	×	○ ^{※3}	○ ^{※3}	○ ^{※3}	▲	×
	ｽｰﾊﾟｰｸﾞﾛｰﾌﾞ	▲	▲	×	○ ^{※3}	○ ^{※3}	○ ^{※3}	▲	×
	小型焼物器	▲	▲	×	○ ^{※3}	○ ^{※3}	○ ^{※3}	▲	×
家庭用燃焼機器	大型連続焼物器	▲	▲	×	○ ^{※3}	○ ^{※3}	○ ^{※3}	▲	×
	こんろ	○	○	×	○	○	▲	▲	×
	炊飯器・ガスオーブン	○	○	▲	○	○	○	○	▲
	温水機器	○	▲	×	○	▲	×	○	×
燃料電池	ガス暖房機器	○	×	×	○	○	○	○	×
	衣類乾燥機	○	▲	×	○	○	○	▲	×
燃料電池	家庭用・業務・産業用	▲	×	×	○ ^{※4}	○ ^{※4}	○ ^{※4}	▲	×

○：影響なし ▲：影響の可能性ある ×：影響あり(ヒアリング結果) ××：影響あり(実機検証結果)
 ※1：工業炉、業務用燃焼機器については、該当製品を用いて製造される商品。空調機などは、コントロールされる空気。
 ※2：ガス炉を除く。
 ※3：第三者認証品など、家庭用の基準であるJIS S 2103等の規格に準拠するよう開発されている機器に限る。
 ※4：不安全な状態に至る前に自動停止となるシステムとなっているため、「影響なし」の評価(運転が継続できず本来の機能が発揮できない)
 ※5：表に記載のガス機器は、安全面・性能面等の影響が大きいと考えられる主な燃焼機器例であり、国内で使用されている全てのガス機器を網羅している訳ではない。
 ※6：当該評価は、機器毎の大半を占める評価を表しているものであり、中には異なる評価の機器も存在する。

出所：熱量バンド制に関する機器調査への影響調査報告(2019年12月25日、資源エネルギー庁)、p.5

その後の中間整理(第13回 ガス事業制度検討WG、2020年7月10日)では「燃焼機器への影響調査と熱量バンド制に移行した場合の対策コスト試算等の調査に基づき、現在の標準熱量制を基準として、標準熱量引き下げや、熱量バンド制の4つのバンド幅の選択肢を比較すると、バンド幅が大きくなればなるほど、効果に比べてコストがより大きく超過することがわかった」との形でまとめられた。

また、諸外国における熱量バンド制に関する実態調査に関しては、韓国、欧州、米国における熱量バンド制での課金方法や熱量計の設置等について調査が行われ、中間整理では「諸外国の実態調査からは、日本と熱量バンド制を導入している欧州とでは天然ガスの調達方法や導管網の整備状況等が異なること、欧州でも一部の需要家に熱量安定化のための対策が必要になっていることがわかった」との形でまとめられた。

その後は、標準熱量の引き下げ(44MJ/m³等)及び小さいバンド幅(44~46MJ/m³、43~45MJ/m³)の3つの選択肢について、課金方法、対策コストの費用負担者、実施までのスケジュール等の検討が行われた。対策コストに関しては、表2に示すように、標準熱量の引き下げに比べ熱量バンド制では一桁上回る費用がかかり、また移行までの期間を10年に設定するのに比べ、20年以上に設定することにより機器対策コストを大幅に低減できることが明らかになった。

表2 効果及び必要なコストについて

(標準熱量引き下げ：44MJ/m³、熱量バンド制：44～46MJ/m³・43～45MJ/m³)

			移行前					移行後					合計 (年)
			初期コスト					効果 (年)	維持管理コスト(年)				
			機器対策 コスト	製造設備・ 導管設備・ 料金システム の新設・ 改修コスト	熱量計・ 流量計 設置コスト	周知コスト	合計		増熱材 (LPG) 添 加コスト 低減	機器コスト	減熱材 (窒素) 添加コスト	熱量計・ 流量計 設置コスト	
移行 までの 期間 10年	熱 量 標 準	引き下げ 4.4 MJ/m ³	4,605 (2,880)	67	0	39	4,711 (2,986)	▲17	0	0.027	0	9	▲8
	熱 量 バ ン ド 制	4.4～4.6 MJ/m ³	86,761 (84,511)	1,117	971	112	88,961 (86,710)	▲17	38	0	42	166	229
		4.3～4.5 MJ/m ³	86,758 (84,508)	1,229	971	112	89,070 (86,819)	▲42	38	0.0013	42	177	215
移行 までの 期間 20年	熱 量 標 準	引き下げ 4.4 MJ/m ³	104 (295)	67	0	39	211 (401)	▲17	0	0.027	0	9	▲8
	熱 量 バ ン ド 制	4.4～4.6 MJ/m ³	5,139	1,117	971	112	7,339	▲17	52	0	42	166	243
		4.3～4.5 MJ/m ³	5,142	1,229	971	112	7,454	▲42	52	0.0013	42	177	229
移行 までの 期間 30年	熱 量 標 準	引き下げ 4.4 MJ/m ³	103 (295)	67	0	39	209 (401)	▲17	0	0.027	0	9	▲8
	熱 量 バ ン ド 制	4.4～4.6 MJ/m ³	2,104	1,117	971	112	4,304	▲17	57	0	42	166	248
		4.3～4.5 MJ/m ³	2,108	1,229	971	112	4,420	▲42	57	0.0013	42	177	234

※四捨五入により各項目の合計値と合計欄の値は一致しない。
 ※標準熱量引き下げ及び熱量バンド制(43～45MJ/m³)の場合、減熱設備の導入が必要になる可能性があるが、導入費用は計上していない。
 ※空想的な数字は計上していない。

14

出所：熱量バンド制に関する検討(2021年2月16日、資源エネルギー庁)、p.14

(2) 熱量バンド制の検討結論

上記のような検討に加え、ガスの低炭素化の有効な手段として考えられるCNメタン(熱量：40MJ/m³)の都市ガス導管への注入を想定し、2021年3月にガス事業制度検討WGの「熱量バンド制に関する検討の結論」がまとめられた²²。主なポイントを以下に示す。

- 熱量バンド制に比べて標準熱量の引き下げがより適切な熱量制度である
- 移行期間は15～20年
- 現時点では40MJ/m³～標準熱量を引き下げることが合理的
- 2045～2050年に標準熱量の引き下げを実施することとし、事前の検証を行った上で2030年に移行する最適な熱量制度を確定させる

2-2. 熱量制度及びガスの低炭素化に関する考察

(1) 熱量バンド制の検討の結論

熱量制度に関する議論では、将来的なCNメタンによる都市ガス低・脱炭素化が図れ、且つできるかぎりコストを抑えて熱量転換を図っていくため、バンド制ではなく熱量引き下げを15～20年の移行期間を持って取り組んでいく方向が提示された。

電力の脱炭素化に関しては、再エネや原子力などのゼロエミッション電源により発電を行っても出力される電力は化石燃料により発電された電力と本質的に変わらず、それらをミックスしても問題が少ないことに比べ、ガスは熱量や組成が違うものを供給するとエンドユーズでの対策が必須になる点が大きく異なる。

元々、都市ガスは石炭や石油をガス化して作られ、メタンの他、水素、CO₂等も含んだ形の今より低カロリーのガスとして供給されていた。そこから現在のメタン主体のガスをLNGとして輸入し、より高カロリーのガス

²² 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 ガス事業制度検討ワーキンググループ 熱量バンド制に関する検討の結論については次の URL 参照
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/gas_jigyo_wg/20210407_report.html

を供給できるようになった。ただ、その熱量転換においては、需要家1軒1軒の機器調整を行い、数年をかけて転換が図られた経緯がある。熱量を変更する場合は、このような取組みに準じた過程を踏む必要がある。経済的に転換を行っていくためには、機器仕様変更の検討等を十分に行い、最終的な熱量への転換を1段階で行うことにした、今回の結論は合理的と言える。

(2) 我が国における水素供給（水素混合）の可能性

欧州では1章で示したように水素活用に向けた動きが活発になってきているが、我が国においても水素活用や水素混合に関する議論が出てきている。

CNメタンを製造するためには、グリーン水素の製造に加え、水素とCO₂からメタンを合成するためのエネルギーやコストが発生する。そのため、水素を直接利用できればCNメタンを活用する必要はないが、水素の活用に関しては以下のような障壁がある。

① 水素利用機器の開発・普及：水素の燃焼特性は現行のメタン主体の都市ガスと大きく異なるため、水素燃焼を前提とした機器開発が必須となる。現在、発電分野においては水素やアンモニア混焼、さらにはそれからの専焼に向けたタービン等の開発が行われてきているが、広く水素を普及させるためには、その他の分野における水素燃焼機器及びその普及政策が必要となる。

② 水素供給（水素混合）：LNG導入（1969年）以前の都市ガスは水素を含んでおり、現行のガス導管である程度水素を含んだガスの供給は可能と考えられる。しかしながら、先述したように、熱量やガス組成が変わった場合は、エンドユーザの機器において調整が必須のため、段階的に水素混合率を上げていくことは、安全性の上からもコストの面からも現実的とは考えられない。一方で純水素の供給について、先述したようにそれに則した機器開発や普及が前提となることに加え、導管に関しても水素脆性²³防止や分子量の小さいガスの輸送に適した導管の設計が必要と考えられる。なお、欧州では水素供給の動きが日本に比べて活発なのは、導管網の整備状況の差によるとも考えられる。欧州の方が日本より導管網の敷設率が高く²⁴、グリーン水素の供給源である再エネ適地へのアクセスが容易なことなども要因と考えられる。

メタネーションによるCNメタンの利用・供給に関しては、熱量の変更等によるガス機器の調整は必要であるが、水素利用機器の開発・普及に比べれば軽微なものであり、また供給そのものについては、追加的な対策はほとんどないと考えられる。

一方、現在、福島県で地域を限定した水素プロジェクトが実施されているが、このような形で地域を限定して水素の活用を広げていくことや、発電分野など大規模な設備において水素化を進めて行くことは重要であり、複線的なエネルギートランジションの姿を描き、ガスの低炭素化を図っていくことが重要と考えられる。

3. 欧州の Energy System Integration におけるガスネットワークの役割

欧州では、1章で整理したガスの脱炭素化に向けた動向と並行して、エネルギーシステム全体の脱炭素化に向けてガスネットワークが本来的に有している機能の有効活用を試みる動きも見られる。これらの動きは、エネルギーシステムの脱炭素化には、自然変動再エネ（VRE）の大規模導入が必要であり電力系統における柔軟性（Flexibility）向上が必須であるが、柔軟性をガスネットワークからも提供すると同時にガスの低炭素化も図る Energy System Integration や Sector Coupling と呼ばれる概念に基づいている。

3-1. ガスネットワークによるエネルギーシステムの柔軟性向上

Energy System Integration は、電力ネットワークと他の部門やネットワークを連結することで（Sector

²³ 水素原子が金属に吸蔵されることで、金属が脆くなる現象。

²⁴ 天然ガスインフラの現況、高速道路における天然ガスパイプライン ガスパイプライン設置に関する技術的課題検討委員会（第1回）、2016年8月

Coupling)、エネルギーシステム全体の柔軟性を向上させ、VREの大規模導入を図る概念²⁵である。他の部門やネットワークの有力な候補として欧州で考えられているのは、“Well-established”²⁶なガスネットワークである。電気自動車等による運輸部門でのVREの活用や、ガスから電力に転換した熱需要へのVREの活用もEnergy System Integrationのオプションとして考えられるが、欧州では既存のガスネットワークは電力ネットワークと同様に広域・高密度に整備されており、かつエネルギー貯蔵能力も備わっていることから、十分な柔軟性を有しており、PtGを通じたVREの受け入れ先として期待されている。

(1) ガスネットワークによるVREの受入

VREの導入を拡大すると、電力系統では受け入れることのできないVREが余剰電力として発生するが、この余剰電力をPtGにより水素やCNメタンに変換し、ガスネットワークで利用する概念は従前から検討されている。わが国を例にとると、都市ガス需要規模は電力需要規模の半分程度²⁷と比較的大きく、VRE由来の水素やCNメタンを受入れる容量として期待できる。

既往研究²⁸では、PtGによりガスネットワークを活用したVREの季節間貯蔵を行うことで、柔軟性向上に貢献することを示している。また、既往研究²⁹では、VRE導入拡大に伴い調整力としての必要性が高まるガス火力を、ガスネットワークに具備されているガス貯蔵設備を活用しつつ電力ネットワークと協調運用することで、VREの導入を効率的に実現できる可能性を示している。

このように、柔軟性向上に貢献するのは大きなガス需要規模自体やガスネットワークが有するエネルギー貯蔵能力である。特に、ガスネットワークのエネルギー貯蔵設備は、枯渇ガス田や空洞岩塩などの地下貯蔵施設やガスホルダが代表的であり、欧州の地下貯蔵施設の貯蔵容量は非常に大きい³⁰。これらのエネルギー貯蔵施設は、比較的長周期のVRE変動性を吸収できるという意味で柔軟性を発揮できる。

(2) ガス導管のLinepackの柔軟性

一方で、ガス導管のLinepackを活用した比較的短周期の柔軟性向上の可能性もある。Linepackとは、主に高圧ガス導管が保有できる³¹、または保有しているガスの量³²であるが、本稿では、前者をLinepack Capacity、後者をLinepackと呼ぶこととする。供給から需要までのガス配送にかかる時間は電力と比べて長いことから、ガス需要の急激な変動に対応するためには導管内にある一定量のガス、つまりLinepackを保有していなければならない。ガスの圧力が高いほどLinepack Capacityも大きくなる。Linepackの量は時間によって変動する。一般に、ガス需要の少ない夜間にLinepack Capacityにガスが充填され(Linepackが増加し)、朝・昼間のガス需要の増加とともに、Linepackが減少することでLinepack Capacityに空き(裕度)が生じる。季節別に見ると、ガス需要の大きい冬期は夏期に比べてLinepack Capacityの空き容量が大きくなる。元来、ガス導管のLinepack Capacityは時間帯別・季節別のガス需要の変動に対応できるように設計されており、変動に応じた柔軟性が具備されていると見なすことができる。

²⁵ 柴田, “我が国におけるPower to Gasの可能性”, エネルギー経済 第42巻 第1号 (2016年3月)

²⁶ IEA “World Energy Outlook” 2019

²⁷ 柴田, “水素による再生可能エネルギーの貯蔵”, 日本エネルギー学会機関誌 えねるみくす, 100, 161-167 (2021)

²⁸ Stephen Clegg, Pierluigi Mancarella, “Storing renewables in the gas network: modelling of power-to-gas seasonal storage flexibility in low-carbon power systems”, IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, Vol. 10, Iss. 3, pp. 566–575

²⁹ Hossein Ameli, Meysam Qadrdan, Goran Strbac, “Value of gas network infrastructure flexibility in supporting cost effective operation of power systems”, Applied Energy 202 (2017) 571–580

³⁰ 柴田, “我が国におけるPower to Gasの可能性”, エネルギー経済 第42巻 第1号 (2016年3月)

³¹ “FLEXIBILITY IN THE ENERGY TRANSITION, A Toolbox for Gas DSOs”, CEDEC, eurogas, GEOED, February 2018

³² “Flexibility in Great Britain’s gas networks: analysis of linepack and linepack flexibility using hourly data”, UK Energy Research Centre, May 2019

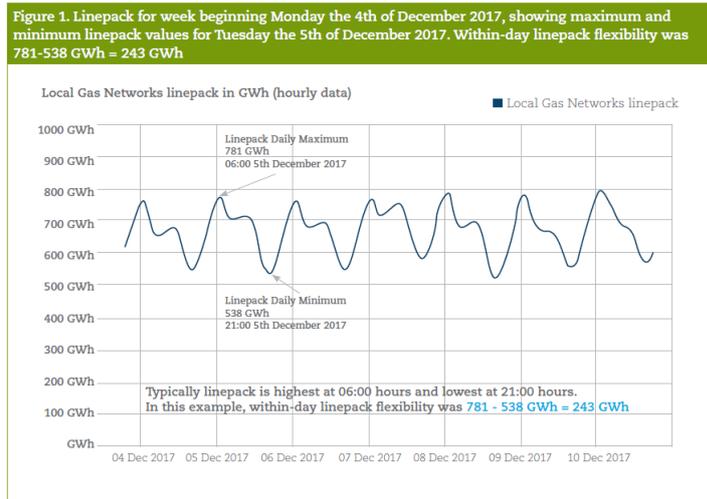


図 3 英国のガス distribution network における Linepack の変動 (12 月の 1 週間の例)

出所：“Flexibility in Great Britain’s gas networks: analysis of linepack and linepack flexibility using hourly data”, UK Energy Research Centre, May 2019

図 3 に、英国のガス distribution network における 12 月のある 1 週間の毎時の Linepack の状況を例示する。毎日のガス需要に対応するために毎朝 (6 : 00 頃) に Linepack が最大 (Linepack Capacity の空き容量が最小) となり、暖房需要が最大となる夜間 (21 : 00 頃) に Linepack が最小 (Linepack Capacity の空き容量が最大) となることがわかる。この Linepack の最大と最小の差をガス導管の Linepack Capacity が有する柔軟性の指標としている。

電力システムでは、同期系発電機の持つ慣性力や調整力が電力需給の同時同量を保つことで安定的に周波数や電圧を維持している。毎時の需要と供給は一致しているが、送配電線には需給バランスを保つ能力はない³³。一方、ガスシステムの場合は、ガスの需要と供給源が導管というバッファ (= 圧力や流量の変化によるガス体が有する慣性力) によって繋がれており、供給 (製造・注入) と需要 (払出) は同時同量ではない³⁴ (図 4、図 5)。ガス需要を満たすためにガス供給源が瞬時に反応するのではなく、まずは導管内の Linepack が押し出されて需要に到達するイメージである。少なくとも需給バランスは毎時で一致させる必要はなく、日単位 (Within-day)^{35, 36}でバランスできればいい。つまり、ガス導管にはガス需給を自動的に調整できる機能が備わっており、需要の変動と供給の変動をある程度デカップリングできる特徴がある。

³³ ちなみに、需要と供給をつなげる送配電線が長いほど同期安定性は低くなる。

³⁴ わが国のガスシステム改革小委員会におけるガスの小売全面自由化の制度設計に関する議論 (～2016 年度) では、当時運用されていたガスの同時同量制度 (ガスの注入量と払出量の乖離率を 1 時間あたり 10%以内とするというルールを託送供給依頼者に求めるもの) の改革について検討され、新規参入ガス小売事業者のガス注入パターンを、当該ガスネットワーク全体のガス注入パターンと連動させる「ロードカーブ託送方式」が導入された。ここで言う同時同量は制度面での考え方であり、物理的には、ガスの供給 (製造・注入) と需要 (払出) は同時同量 (毎時の供給量=毎時の需要量) にはなっていない。

³⁵ “Flexibility in Great Britain’s gas networks: analysis of linepack and linepack flexibility using hourly data”, UK Energy Research Centre, May 2019

³⁶ “FLEXIBILITY IN THE ENERGY TRANSITION, A Toolbox for Gas DSOs”, CEDEC, eurogas, GEOED, February 2018

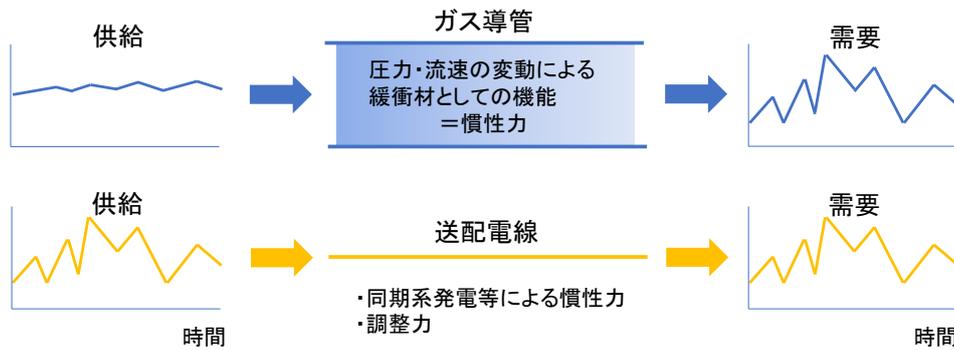


図4 ガスと電力における毎時需給バランス確保の比較イメージ

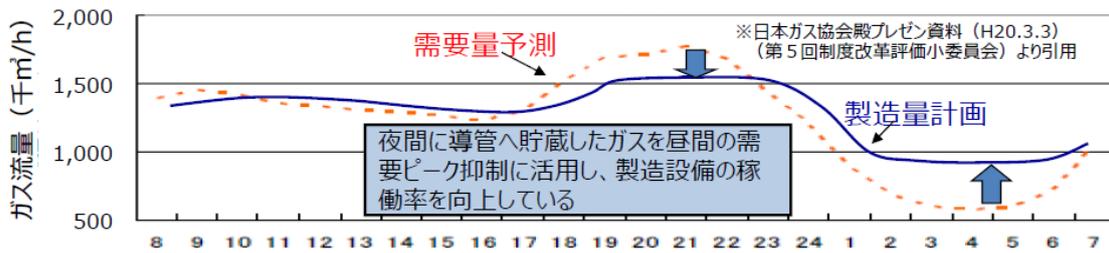


図5 我が国におけるガス需要とガス製造の毎時プロファイルのイメージ

出所：第25回ガスシステム改革小委員会資料4「小売全面自由化の詳細制度設計等について」平成27年11月10日

図6には、Linepackによるガスの供給変動と需要変動のデカップリングの様子を示した事例を示す。これは、大規模風力発電が導入された場合の調整力として求められるガス火力のガス消費とガス供給パターンのシミュレーション結果例である（ガスネットワークと電力ネットワークがガス火力を通じて連結されている前提）。

“MISOCP”と“MILP”はLinepackを踏まえた最適運用結果、“No linepack”はLinepackを考慮しない運用結果である。“No linepack”のケースでは、ガスの消費と供給がほぼ同じパターンを示しているが（下段の図(f)参照)、“MISOCP”と“MILP”のケースでは、Linepackへのガスのcharge・dischargeが行われて（上段の図(a)、図(b)参照)、ガス消費の変動と比べてガス供給パターンはほぼフラットになっていることがわかる（下段の図(d)、図(e)参照）。

上記の分析事例は、ガス火力を介したガスネットワークと電力ネットワークのEnergy System Integrationに関する分析であるが、このように、ガス導管のLinepackには元来ガスの需給バランスの維持に対応するための柔軟性“inherent linepack flexibility of the (gas) grid”³⁷が備わっており、PtGで製造したガスのガスネットワークでの利用を踏まえたEnergy System Integrationの評価の際にも、Linepackの要素を考慮すべきとの指摘も見られる³⁸。

³⁷ Christopher J. Quarton, Sheila Samsatli, “Power-to-gas for injection into the gas grid: What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling?”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 98 (2018) 302–316

³⁸ Ibid.

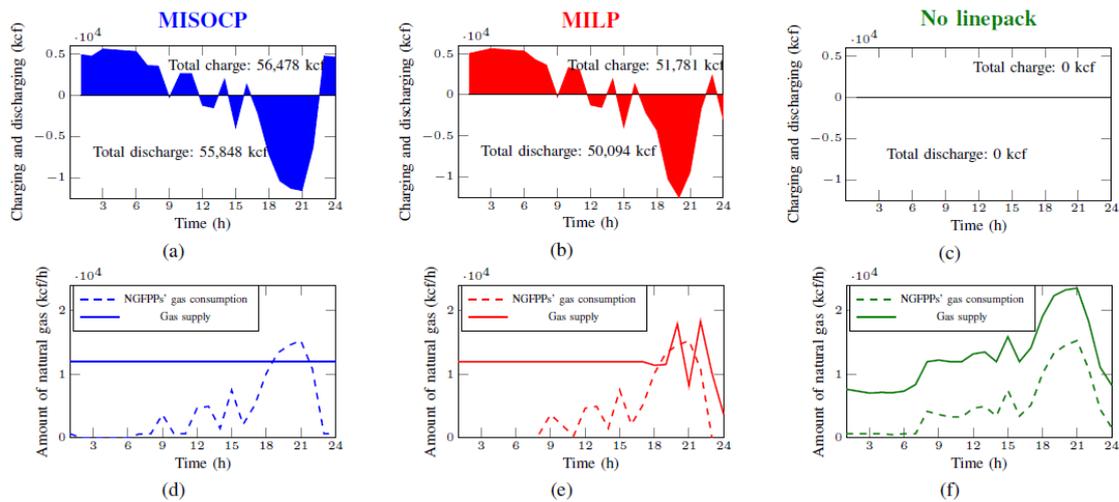


図 6 Linepack 有無における調整用ガス火力のガス消費・ガス供給パターンの変化

出所：Schwele, Anna; Oroududis, Christos; Kazempour, Jalal; Pinson, Pierre, “Coordination of Power and Natural Gas Systems: Convexification Approaches for Linepack Modeling”, Proceedings of IEEE PES PowerTech 2019

注：MISOCp は Mixed-Integer Second-Order Cone Program (混合整数 2 次錐計画法)、MILP は Mixed-Integer Linear Program (混合整数線形計画法) を指す。なお、風力発電 50% 導入時のシミュレーションである。

わが国のガス導管のエネルギー貯蔵容量を踏まえた PtG による VRE 由来水素と、CN メタンの都市ガスへの混合の経済性や CO₂ 排出削減効果の分析事例³⁹では、簡易的にガスホルダ等と同様のエネルギー貯蔵施設と見なしたガス導管に対し、VRE 由来ガスの瞬時の貯蔵・払出 (= 都市ガス需給の同時同量バランス) 量を前提にしたシミュレーションを行っている。しかしながら、都市ガス導管の Linepack の貯蔵能力がもたらす需給調整力により正確な評価には、ガスの圧力や流量を踏まえた流体力学に基づく分析が求められる⁴⁰。

3-2. 水電解によるグリッドサービスの提供

ガスの脱炭素化の一翼を担う水素 (や CN メタン) の製造には水電解が必要であるが、水電解の DR (ディマンドレスポンス) としての運用により調整力等のグリッドサービス提供の可能性を分析した事例は従前から見られる⁴¹。水電解で水素を製造しつつグリッドサービスを提供し対価を得ることで、水素製造全体でのコスト抑制を図るアイデアである。グリッドサービスにより得られる対価を含めた水素製造コストの削減と同時に、VRE 導入拡大によって求められる電力系統の柔軟性向上にも貢献できる。

近年、欧州では、このアイデアの社会実装に向けた動きが具体化しつつある。2017 年に開始した QualyGridS^{42, 43} という EU のプロジェクト (FCH2 JU : Fuel Cell and Hydrogen 2 Joint Undertaking の枠組みで実施) では (図 7)、水電解をグリッドサービス提供に利用するために求められる技術的要件の標準化を目指すために、水電解テストプロトコルの策定を検討してきており、2020 年 6 月にその案が取りまとめられている⁴⁴。同時に、テストプロトコルや性能評価に関する国際標準化に向けた議論も ISO/TC 197 (Hydrogen technologies)⁴⁵ で進められている。

³⁹ 柴田, 永田, “既存都市ガスネットワークへの水素混合とカーボンニュートラルメタン混合の経済性分析”, 第 37 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 2021 年 1 月

⁴⁰ Jing Liu, Wei Sun and Jinghao Yan, “Effect of P2G on Flexibility in Integrated Power-Natural Gas-Heating Energy Systems with Gas Storage”, Energies 2021, 14, 196.

⁴¹ 柴田, “時間軸を踏まえた Power to Gas の ビジネスモデル - 調整力の提供 複数用途 への活用 再エネ主力電源化への貢献”, 2018 年 8 月, 日本エネルギー経済研究所

⁴² <https://www.qualygrids.eu/>

⁴³ Shi You et al. “Facilitating Water electrolyzers for electricity-grid services in Europe through establishing standardized testing protocols”, Clean Energy, 2020, Vol. 4, No. 4, 379-388

⁴⁴ “Qualifying tests of electrolyzers for grid services, Finalized testing protocol”, QualyGridS

⁴⁵ ISO/AWI TR 22734-2 - Hydrogen generators using water electrolysis — Part 2: Testing guidance for performing electricity

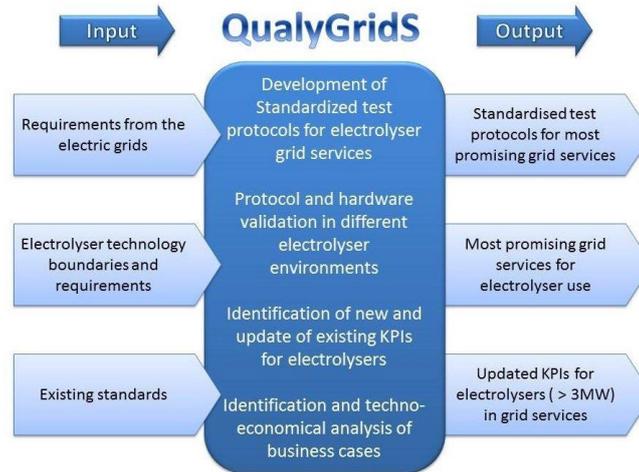


図 7 QualyGridS の概要

出所 : <https://www.qualygrids.eu/>

水電解は、表 3 に示すように欧州の TSO や DSO が調達するグリッドサービスの多くに技術的に対応可能であり、水素製造とグリッドサービスを組合せる方策は水素製造コスト削減の観点からも非常合理的と考えられる。このような観点から、FCH2 JU 支援により、HyBalance⁴⁶や Demo4Grid⁴⁷などの実証試験も実施されている。

grid service

⁴⁶ <http://hybalance.eu/>

⁴⁷ <https://www.demo4grid.eu/>

表 3 水電解からのグリッドサービス提供の可能性

Service requester	Service name	Requirements identified by most service requesters	Justification	WE potential
TSO	FCR	Capacity ≥1MW, activation time ≤30s, duration ≥15 min, high ramping requirement, auto symmetrical and dynamic response.	Service designed for generator, normally requires very rapid auto symmetrical dynamic response. In UK, the required activation time for a new service so-called enhanced frequency control is less than 1s. Technically, WEs can meet the requirements if they are designed for such purpose, e.g. running the WEs at 50% load in order to meet the requirements on identical up/down regulation.	Medium
	aFRR	Capacity ≥ 1MW, activation time (second to 15 min) slower than FCR, duration ≥15 min, ramping requirement, auto/remote-controlled symmetrical/asymmetrical dynamic response.	Requires less critical dynamic characteristics than FCR, but higher capacity and longer duration. Technically viable for MW class WEs, provided some technical improvements are made. Use an aggregation-based portfolio to provide such service is feasible. The market might be dominated by generators and large loads.	High
	mFRR	Capacity ≥ several MW, activation ≤15, min duration ≥15 min (up to hours), no ramping requirement, manual controlled message-based asymmetrical dynamic/non-dynamic response.	Requires less critical dynamic characteristics than aFRR, but higher capacity and longer duration. Technically viable for MW class WEs, provided some technical improvements are made. Use an aggregation-based portfolio to provide such service is feasible. The market might be dominated by generators and large loads.	High
	RR	Capacity ≥ several MW, activation from 15min to hours, duration ≥15 min (up to hours), no ramping requirement, manual controlled message-based asymmetrical static response.	Requires slower response than mFRR, but can be higher capacity and longer duration. Technically viable for electrolysis.	High
	DSR	Requirements are case dependent, can to large extent resemble FCR, aFRR, mFRR and RR.	Tailored for demand to provide TSO services. For countries like UK, DSR is started to be used to provide different kinds of balancing services.	Very high
	Congestion management	Requirements can to certain degree resemble RR. Capacity requirement is normally high.	The remuneration scheme is usually not clear due to the service is very location dependent. This implies only a few large-case WEs sited in designated locations can provide this service.	Medium
DSO	Capacity management	Requirements can to certain degree resemble RR. May also need storage-alike abilities for load shifting etc.	Normally acquired through TSO tailored DSR.	Medium
	Voltage control	Requires WEs to offer reactive power support.	Location dependent. Normally offered by designated large scale units. Remuneration scheme is not clear.	Low
	Congestion management	Requirements can to certain degree resemble RR, but the capacity required will be much lower (e.g. tens of kW to several MW) and location dependent.	Normally implemented through DSO tailored DSR, are relevant for both MW scale and kW scale WEs.	High
	Capacity management	Requirements can to certain degree resemble RR. May also need storage-alike abilities for load shifting etc.	Normally acquired through DSO tailored DSR.	High
	Voltage control	Requires location dependent WEs to offer reactive power support.	Can be relevant for WEs in microgrids, may require improved ability of grid inverters and the associated control logic.	Medium
BRP, P2P and other service requesters	PQ	Location-based service, requirements depend on the specific criteria of PQ service, such as unbalance, voltage management etc.	For WEs, this may require improved ability of grid inverters and the associated control logic. It is possible that the grid operators include the PQ requirements in grid codes, so it is an obligation for WEs to meet the corresponding PQ requirements.	Low
	Self-balancing	Depends on the requester's portfolio, SCADA and EMS systems etc. Requirements on the dynamic characteristics can be comparable to aFRR, mFRR, and RR when services are about self-balancing. Energy trading oriented energy management will need to consider characters related to unit commitment (e.g. capacity, start/stop time, must on/off duration) and optimal dispatch (e.g. the ability of being modulated).	Notable examples of using WEs to avoid wind curtailment, to improve the portfolio performance (e.g. an integrated wind-hydrogen system) exist. Today, this is one of the major applications for using WEs to support renewable integration.	Very high
	Portfolio optimization			
Energy trading				

出所 : Deliverable Report Electrical Grid Service Catalogue for Water Electrolyser (D1.1), QualyGridS

4. 我が国への示唆

欧州では、主に水素や CN メタンによるガスの脱炭素化に向けた取組みと同時に、既存ガスネットワークが有するエネルギー貯蔵や柔軟性を VRE の変動緩和に活用することを目指している。つまり、図 8 に示すように、電力ネットワークとガスネットワークを包括的にエネルギーシステムと捉え、VRE を軸とした脱炭素社会を目指している。この概念はまさに Energy System Integration である。

以下では、ガスの脱炭素化と VRE 導入拡大に向けたガスネットワークの活用の各々について、欧州の動向から得られる示唆に基づき、我が国に適用する場合の課題と可能性を議論する。

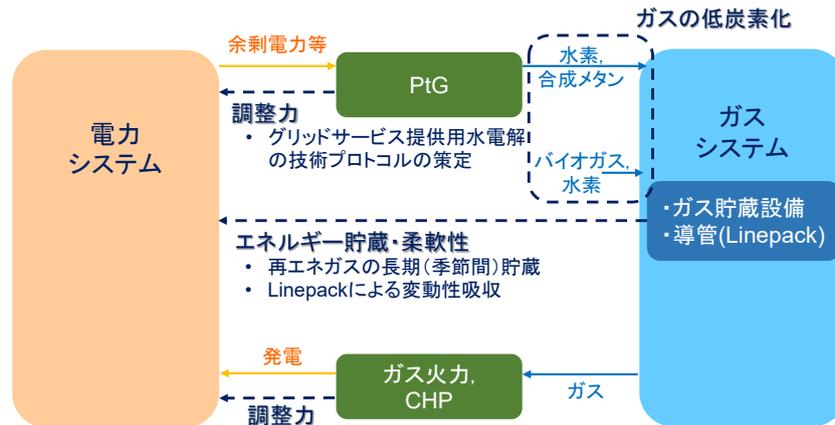


図8 欧州における Energy System Integration のイメージ

4-1. ガスの脱炭素化：水素・CNメタンの都市ガスへの混合

ガスの脱炭素化については、欧州では水素、我が国ではCNメタンという印象が強い。当然のことながら、現在需要されているガスを全て代替するために必要な水素やCNメタンの量は膨大になることから、その調達には長い年月を要する。したがって、水素やCNメタンを現在のガスインフラに少しずつ混合していくという方策が一般的である。実際、フランスの計画（1-1-3. 参照）で見られるように、欧州においては、水素混合率を経年で増加させていき、その過程で既存ガスインフラの水素への転用や水素100%の新規インフラの構築を視野に入れている。しかしながら、ガスへの水素の混合には2章で示した多様な障壁があり、欧州もその障壁や課題は認識しつつも、手探りで進めていき、課題があれば都度修正していくスタンスかと推察される。VRE由来の水素の場合、水素製造規模はVRE導入規模に依存することから水素混合率の経年変化への対応が必要となる。併せて、時間的変動や地理的差異への対応も課題である。後述のように、Energy System Integrationにおいて、ガスネットワークが有する柔軟性をどこまでこの変動性対応に活用できるのかの検証が必要となる。

一方、我が国では、主に都市ガスへのCNメタンの混合を目指しており、混合に関する技術的障壁は小さく、またガス熱量制度では標準熱量をメタンの熱量に近い40MJ/m³への引き下げとなり（2章参照）、更に混合が容易になる。しかしながら、CNメタン製造には、水素製造に加えてCO₂分離回収とメタン合成のプロセスを伴うことから、製造コストは水素より高いというデメリットがある。もともと、メタネーション推進官民協議会を中心とした検討では、CNメタンの国内製造ではなく、輸入に力点が置かれているが、既存LNGインフラ活用を前提としているため、輸入源の分散化という観点からはエネルギーセキュリティの改善には貢献しないことに留意が必要である。また、CNメタンの利用時にはCO₂の再排出を伴うことから、その帰属に関する制度設計も複雑化する⁴⁸。特に輸入CNメタンの場合は、二国間のルール作りや国際的な認証等も必要になる。これら制度設計には時間を要する点に留意が必要である。

上述の、既存ガスネットワークへの水素混合及び段階的な混合率の引き上げにおける課題、並びにCNメタンの経済性や制度設計に関するリスクの両方を回避する方法として、図9に示すオプションもあり得る。現在は、輸入LNGを都市ガスインフラに供給し需要家でCO₂を排出しているが、まずこの形態をStep 1に示すような形態に変更する。つまり、LNG輸入基地近傍においてLNGを改質することで水素を製造し、別途構築する水素100%インフラに供給する。CO₂は改質過程で放出されることから、需要家が消費する水素はグレー水素で、CO₂の排出場所が異なるだけであり、本質的には現在の形態と同じである。次に、現在進められているカーボンニュートラルLNGの輸入（Step 2）、将来的には輸入水素（Step 3）へ移行していく。このように脱炭素化に先行して、水素100%インフラを先行整備することで、入り口の輸入燃料を変更するだけで、将来的な脱炭素化に対応

⁴⁸ 柴田、大槻、“カーボンリサイクル燃料の炭素源に関する試論（1）～（4）”，日本エネルギー経済研究所，2021年5月

できる。また、本オプションの最大のポイントは、国内再エネ由来の水素（グリーン水素）を何の障壁も無しに、水素100%インフラに混合できる点にある。現在の都市ガスにとって、熱量や燃焼特性が大きく異なる水素は“異物”であり混合が困難であるが、水素に水素を混合することには何の問題もない。異種のガスの“混合”という行為が生み出す多様な課題を回避できる。また、CNメタン製造に必要なCO₂分離回収やメタン合成も不要となる。

勿論、どの地域においても水素100%インフラを容易に整備できるわけではない。大規模都市の都市ガスインフラを水素インフラに変更するには多くの課題があり、時間・費用もかかる。したがって、地域限定的に、エネルギー需要密度が高く新規水素インフラ構築が比較的容易と推察される地域（例えば工業地域等）を特定して、本スキームの導入を検討する価値はある。もっとも、工業地域の需要家の中に、化石燃料由来のカーボンが必要とする産業用特殊用途（金属浸炭、超高温加熱炉等）がある場合には、オンサイトLPG調整等の個別対応は必要になる可能性はある。

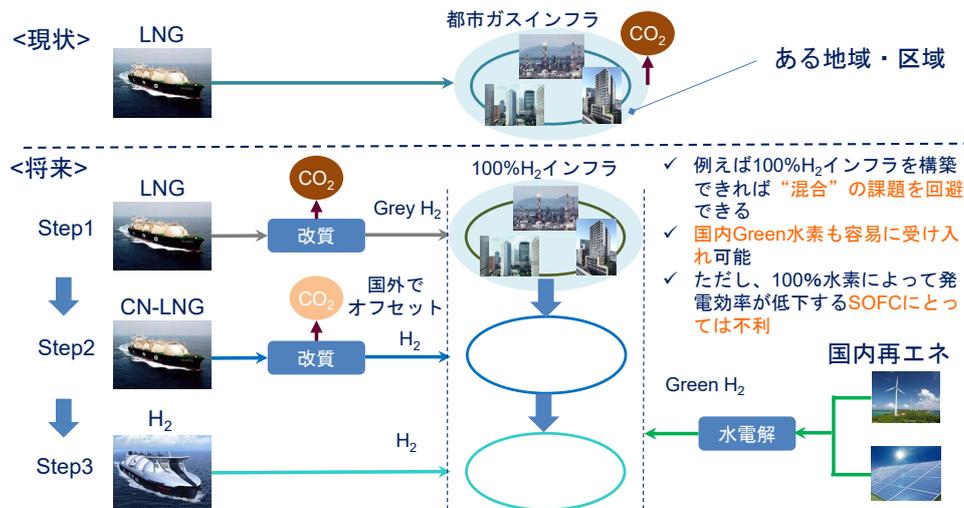


図9 水素100%インフラ先行整備のメリット

出所：柴田，“新燃料の意義と課題—水素の多様な利用形態—”，エネルギー・資源学会「2050年に向けた日本のエネルギー需給」研究委員会 2020年度第2回シンポジウム（第10回ESIシンポジウム），2021年2月4日

4-2. Energy System Integration の可能性と課題

欧州では、電力ネットワークとガスネットワークを包括的に捉えた Energy System Integration を進める動きが見られるが、ガスネットワークが有するエネルギー貯蔵等の柔軟性の機能を、VRE 導入拡大に活用すると同時にガスの脱炭素化も目指すという背景が窺える。2018年には ENTO-E と ENTSO-G が PtG による Energy System Integration に向けて取り組むとの共同声明⁴⁹も出しており、これに連動する形で多数の実証試験も行われている⁵⁰。

(1) 新たな制度設計の必要性：PtGによるエネルギー貯蔵等

しかしながら、PtGによる Energy System Integration は技術的には可能であるものの、制度的な課題がある。2021年2月に ACER (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators) と CEER (Council of European Energy Regulators) が、2020年7月に発表された欧州委員会の「エネルギーシステム統合戦略 (An EU Strategy for Energy System Integration)」(1-1-1. 参照)を受けて、PtGによる Energy System

⁴⁹ Power to Gas – A Sector Coupling Perspective, ENTSO-E – ENTOSOG Joint Paper, October 2018

⁵⁰ “再エネからの水素製造—Power to Gasのあるべき姿—”，愛知県『水素エネルギー社会形成研究会 2019年度第2回セミナー』，2019年11月28日

Integration の推進にあたり法制度の観点からの課題を整理した基本的な方針に関する提言を行っている⁵¹。この提言に基づく、EU が基本とする技術中立性及び競争市場での技術選択を前提としつつ、PtG による Energy System Integration は電力とガスの領域に跨ることから、まずは PtG や競合技術の機能や役割の再整理・再定義が必要としている。特に問題となる機能や役割はエネルギー貯蔵である。PtG 設備自体はエネルギー貯蔵ではないが、PtG の下流まで含めるとエネルギー貯蔵に資することから、2019 年の“Electricity Directive”⁵² で定められたエネルギー貯蔵の定義（電力システム内において、発電電力を発電時間帯より後の時間帯に利用・貯蔵するもので、再変換後の形態は電力またはその他のエネルギーキャリア）を改訂すべきとしている。また、PtG をエネルギー貯蔵として定義するにあたっては、PtG 設備が、電力ネットワークのみに接続されているのか（例えば工場内での水素需要を賄うためのオンサイト水電解）、電力ネットワークとガスネットワークの両方に接続されているのかを区別する必要がある。前者の場合は、PtG 設備は単なる電力消費機器に過ぎないが、後者の場合は PtG 設備は電力とガスを統合する要素となり、エネルギーシステム全体での運用が可能であり、「エネルギーシステム統合戦略（An EU Strategy for Energy System Integration）」の概念に適合するとしている。

エネルギー貯蔵に関しては、託送料金の制度設計が課題となる。既往研究⁵³によると、欧州ではエネルギー貯蔵技術に対して、託送料金の免除・優遇制度を導入している国が多いが、PtG の場合は、製造されたガスが都市ガスや運輸部門等の電力以外の部門でも利用されることから、そのエネルギー貯蔵としての機能に関する解釈が複雑になる。PtG を含めたエネルギー貯蔵の再整理・再定義においては、Energy System Integration は電力とガスを包括的に取扱う概念であることを踏まえる必要がある。

このように、Energy System Integration における主な課題は PtG によるエネルギー貯蔵の位置付けであるが、その他にも、3 章で紹介したガスネットワークが有する柔軟性や調整力等や、電力ネットワークとガスネットワークにおいて共有できる機能とできない機能を整理する作業が必要となる。現在、個別に行われている電力とガスの制度設計を、部分的に統合して行う必要が出てくるかもしれない。

(2) 経済性とその他の便益を踏まえた Energy System Integration の模索

経済性の観点からの Energy System Integration の在り方を検討することは必須である。例えば、PtG で製造した水素を電力に再変換する場合と蓄電池を比較すると、前者の roundtrip 効率は 50% 弱（水電解の 80%×燃料電池の発電効率 60%）であるが、後者は 80%（充電 90%×放電 90%）と、圧倒的に前者が非効率であり、水電解で製造する水素を発電に利用することは非合理的であることは明らかである。したがって、燃料電池発電の場合は排熱利用・分散型・レジリエンスのメリットを、水素ガスタービン発電の場合は同期系による慣性力提供⁵⁴等のメリットを踏まえた評価が求められる⁵⁵。

もともと、PtG による Energy System Integration は、水電解で製造する VRE 由来の水素を電力以外の部門・用途で利用することが基本であることを忘れてはいけない。しかしながら、VRE 由来の水素や CN メタンを既存ガスネットワークで、例えば民生部門に配送し熱需要に利用する場合は PtG による Energy System Integration と言えるが、その場合には、VRE をそのまま電力で熱需要に利用する場合との経済性の比較が必要である。前者の効率は約 70%（水電解の 80%×給湯器の 90%）、後者の効率は 90%～300%（電気温水器～ヒートポンプ給湯機）と前者が圧倒的に非効率である。

このように、エネルギー利用における効率や経済性のみに着目すると、PtG による Energy System Integration

⁵¹ Regulatory Treatment of Power-to-Gas “European Green Deal” Regulatory White Paper series (paper #2) relevant to the European Commission’s Hydrogen and Energy System Integration Strategies, 11 February 2021

⁵² DIRECTIVES DIRECTIVE (EU) 2019/944 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU

⁵³ 柴田, “時間軸を踏まえた Power to Gas の ビジネスモデル –調整力の提供 複数用途 への活用 再エネ主力電源化への貢献”, 2018 年 8 月, 日本エネルギー経済研究所

⁵⁴ 川上, “低炭素エネルギーシステムにおけるエネルギー貯蔵の役割: 非同期電源比率を考慮したエネルギーシステム最適化モデルによる検討”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌) IEEJ Transactions on Power and Energy, Vol.141 No.5 pp.326-335

⁵⁵ 柴田, “2050 年カーボンニュートラルに向けて求められる Power to Gas の姿”, エネルギー・資源学会 2021 年度第 3 回エネルギー政策懇話会「カーボンニュートラルに向けた Power to Gas と水素キャリアへの期待と課題」2021 年 9 月 17 日

の意義を見出すことは困難である。したがって、3章で示したように、“Well-established” (IEA) な既存のガスネットワークが有するエネルギー貯蔵機能や柔軟性を如何に価値化し、VRE 大規模導入時に必要となる変動緩和対策に活用するかという視点が求められ、それを実現させるための制度設計も必要となる⁵⁶。ただし、それに先立ち、ガスホルダ、地域によっては地下空洞貯蔵 (我が国では新潟等)、導管の Linepack 等が有する柔軟性の機能を技術的に評価することが課題となる。

加えて、重要な視点はレジリエンスである。電力ネットワークとガスネットワークを統合的に運用することで得られるエネルギーシステム全体のレジリエンスの強化は、Energy System Integration がもたらす便益として「2050年に向けたガス事業の在り方研究会」においても示されている。

(3) 短期的な視点：水電解による需給調整

ガスネットワークの有する柔軟性やレジリエンス強化の評価には、必要なデータ整備、分析体系の構築等、数多くの作業が発生し、更にその先の制度設計を含めると、かなりの時間を要する。まずは、短期的に検討すべきことは、PtGの中核技術である水電解を如何に電力の需給調整力として利用するかということである(3章参照)。我が国でもNEDOの実証試験が行われている。VRE大規模導入に伴い必要となる調整力をガスコージェネレーション(CHP)から提供するアイデアはガス業界を中心に検討が進むが、これと併せて、水電解による需給調整の早期の実現を目指す必要がある。水電解のデマンドレスポンスによる調整力の提供は、得られる対価によって水素製造コストを削減できる効果がある⁵⁷。

(4) その他の留意点

○再エネ余剰電力の価値

上記のように、水電解を需給調整に利用する場合は、系統電力を投入することになるが、製造される水素のCO₂排出係数は電源構成に依存する。電源が十分に脱炭素化されていれば問題ないが、CO₂排出係数の低い水素を製造するためにはVRE余剰電力の利用が理想である。特に、Energy System Integrationを考える場合には、VREは電力に優先的に利用すべきで、電力ネットワークで余剰となるVRE由来電力をガスネットワークで受入れることが合理的である。ここで注意しなければならない点は、余剰電力の価格である。余剰電力が発生している時間帯では卸電力価格が0やマイナスになることから余剰電力は安価であり、余剰電力を利用すれば水素製造コストは大幅に削減できるとの解釈が頻繁に見受けられる。しかしながら、安価な余剰電力を調達できるのは、電力の需給に影響を与えない程度の小規模の水電解装置の場合のみであり、水電解の導入規模が拡大すれば、余剰電力発生時間帯の電力需要が増加することになり、卸電力価格が上昇することに留意が必要である。

つまり、余剰電力から水素を製造するという行為は、余剰電力を需要していることになるため、その時点で“余剰”でなくなり、価格が上昇する。したがって、Energy System Integrationにおいて、例えばガスの脱炭素化を実現させる程の大規模な水素を製造する場合には、安価な余剰電力の確保が成立せず、結局、経済性の観点からVREの発電コスト自体の大幅な削減が求められる。

○再エネの追加性：Additionality

上記で、水素製造には余剰電力利用が理想的と述べた理由には追加性の議論⁵⁸がある。ここで言う追加性とは、再エネから水素を製造する際には、追加的に導入する再エネを利用しなければならないという考え方である。既に導入され電力の低炭素化に貢献している再エネを水素製造に利用すると、その分の発電量を賄うために他の電源からの供給が必要になり、本末転倒となる。この事態を避けるために、既に2017年頃からドイツ等では、関連する規格策定の動きが見られる⁵⁹。厳格な基準作りは困難であり、再エネ設備の年数に基づく基準となってい

⁵⁶ 柴田, “水素による再生可能エネルギーの貯蔵”, 日本エネルギー学会機関誌 えねるみくす, 100, 161-167 (2021)

⁵⁷ 柴田, “時間軸を踏まえた Power to Gas の ビジネスモデル –調整力の提供 複数用途 への活用 再エネ主力電源化への貢献”, 2018年8月, 日本エネルギー経済研究所

⁵⁸ 柴田, “低炭素社会に向けた Power to Gas・メタネーションの役割”, 「未来を拓く無機膜 環境・エネルギー技術シンポジウム」, RITE, 2019年11月7日

⁵⁹ ドイツの第三者試験認証機関 TÜV SÜD CMS 70 Standard (12/2017)の Green Hydrogen の基準では、再エネ電力のうち、新

る。

一方、余剰電力の場合は、電力ネットワークで受入れることができず捨電される電力であることから、追加性の議論を回避することができる。ただし、余剰電力を利用する場合も、PtGと蓄電池や地域間連系線の活用等他の系統統合対策との経済性の比較が求められる。

まとめ

本稿では、欧州におけるガスの脱炭素化と Energy System Integration に向けた取組みを整理し、我が国で進められている取組みや議論に沿って、これらの対策を進めるにあたっての課題や可能性を整理した。

欧州と我が国ではネットワークや制度そのものが大きく異なる点があるものの、ガスの脱炭素化には、バイオガスは量的規模が限定的であり、水素や水素由来の CN メタン（カーボンニュートラルメタン）というオプションに限定されるという事実は変わらない。そこでの課題は、水素や CN メタンをどのように調達しガスネットワークに導入していくかに尽きる。欧州では、既存ガスネットワークへの水素混合率を段階的に高めていき、その過程で水素 100%への転用や新規水素インフラの構築を目指す。一方、我が国では、CN メタンの都市ガスへの混合を目指す動きが主流であり、標準熱量もメタンの熱量に近い 40MJ/m^3 まで引き下げる方向性も固められている。

ガスの脱炭素化には大量の水素や CN メタンが必要となることから、我が国では国外からの調達が必要かもしれない。しかしながら、脱炭素社会の構築に大規模な導入が必要とされる国内 VRE の出力変動対応に、水電解による Power to Gas やコージェネレーションを包含したガスネットワークを活用していき、その過程で VRE を受入れガスの脱炭素化も図るといふ Energy System Integration の考え方も大事である。というのは、大規模に VRE 導入が求められれば、既存の電力ネットワークのみでの対応が困難になるからである。地域間連系線の増強や蓄電池等による新たな対策のみでは追いつかない場合もあり得る。一方、既存のガスネットワークには、ガス体の物理的特性に起因するエネルギー貯蔵能力や柔軟性が既に備わっており、Power to Gas を組み込むことで、これらの機能を VRE 出力変動緩和に利用できるようになる。つまり、ガスネットワークは元来 VRE との親和性が高いネットワークとも言える。勿論、どのような対策が VRE の大量導入に向けて経済合理的かの評価は必要ではあるが、この視点から、“Well-established” な既存ガスネットワークの活用は検討価値がある。欧州では、Energy System Integration の構築に向けた議論が進められており、エネルギー貯蔵技術の再定義や水電解による調整力の提供の検討も具体化しつつある。

また、レジリエンスの観点からも Energy System Integration の価値はある。本来は効率の観点からは PtG で製造した VRE 由来の水素や CN メタンは熱利用が好ましいが、他方で、水電解と CHP を VRE の出力変動緩和に利用しつつ、非常時には貯蔵した水素や CN メタンを利用することができれば、エネルギーシステム全体でのレジリエンス強化につながる。この場合、電力ネットワークとガスネットワークを連携できれば、より最適な運用が図れる可能性もある。

一方で、Energy System Integration は電力とガスに跨ることから、実現に向けては、エネルギー貯蔵の定義や調整力の活用等、クリアにしなければならない制度的課題が多い。それに先立ち、まずは、ガスホルダーや導管の Linepack を含めたガスネットワーク全体の柔軟性の検証が必要となる。

規再エネ設備（建設から3年以上）からの電力が一定割合以上（30%以上）を占めなければならない、としている。また、Clean Energy Partnership の基準では、少なくとも1/3は建設から6年未満の再エネ設備、1/3は12年未満でなければならないとしている。

水素が塗り替えるアフリカの未来

吉田 昌登*

はじめに

各国政府が目標に掲げる 2050 年カーボンニュートラル実現のための切り札として、近年、水素利用への期待が世界的に高まっている。欧州委員会は「グリーン復興計画」を策定し、ポスト COVID-19 の欧州経済の復興と同時に、強みを有する気候変動対策技術の市場でも世界をリードしようとしているが、そのなかでも中心的な役割を担うのが水素である。欧州はすでに再生可能エネルギーの普及が大きく進展し、電化の難しい産業・工業分野の脱炭素化に取り組んでいることから、水素導入の機運が高まることは不思議ではない。他方、「アフリカで水素」と聞けば多くの人は耳を疑うのではないだろうか。だが実際、驚くべきことに、アフリカは水素を原動力としてその姿を変容させようとしている。本稿はまず、アフリカの水素に注目が集まる背景と具体的な取り組みを確認する。そのうえで、アフリカの水素推進国が乗り越えるべき課題と本邦企業へのインプリケーションについて考察する。

1. アフリカの水素に注目が集まる背景 —水素をドライブする内的・外的要因とは—

「いまアフリカの水素が注目されている」と聞けば、アフリカでの水素の必要性和実現可能性の両方から懐疑的な印象を抱くかもしれない。事実、多くのアフリカ諸国は財政がひっ迫しており、巨額のプロジェクを進める余裕はない。電力系統や発電設備といった主要なインフラもなく、法制度も整備されていない。先進的な技術もなく、スキルセットを備えた人材も不足するなど無いものだらけである。しかし実際、水素を推進するうえでカギとなる内的・外的要因が相互に、かつ有機的に絡み合うことで、アフリカの水素産業は合理的な理由の下で進展している (図1)。

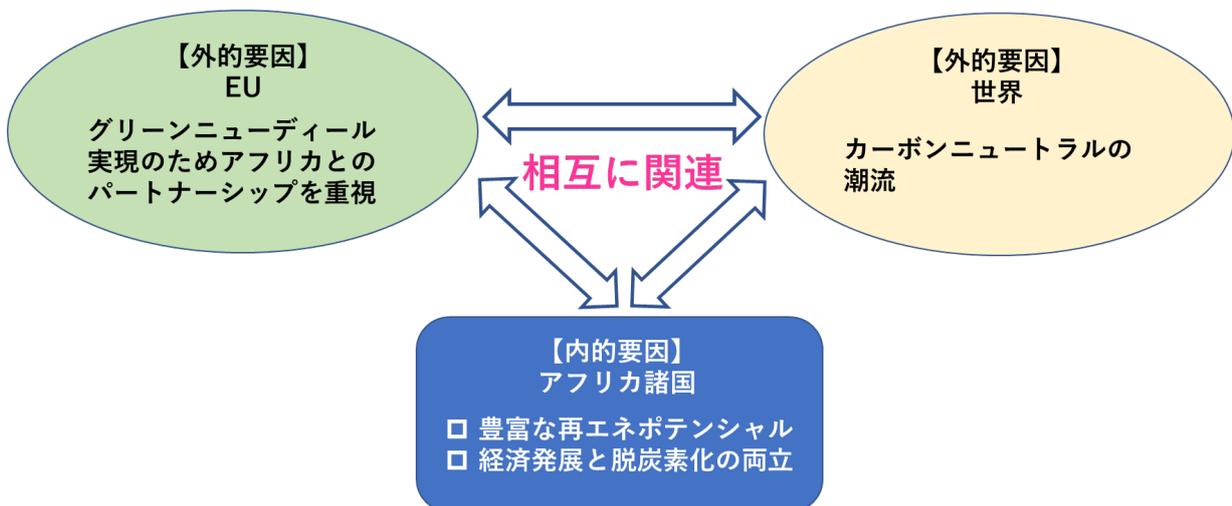


図1 アフリカの水素産業をドライブする内的・外的要因と関連性のイメージ

(出所) 筆者作

* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 研究主幹

【内的要因その1】 恵まれた再生可能エネルギーポテンシャル

水素産業が成長している内的要因の一つは、アフリカの再エネ資源のポテンシャルはきわめて膨大なことである。下図2は太陽エネルギー資源量をマッピングしたものであるが、アフリカは殆ど全土にわたり 2,200kWh/m²を超える太陽エネルギー資源量を有している。国際再生可能エネルギー機関(IRENA)は、アフリカ全土(陸上)の太陽光発電(Solar PV)の理論ポテンシャルを約 1,500 万 TWh/年と見積もっている¹。

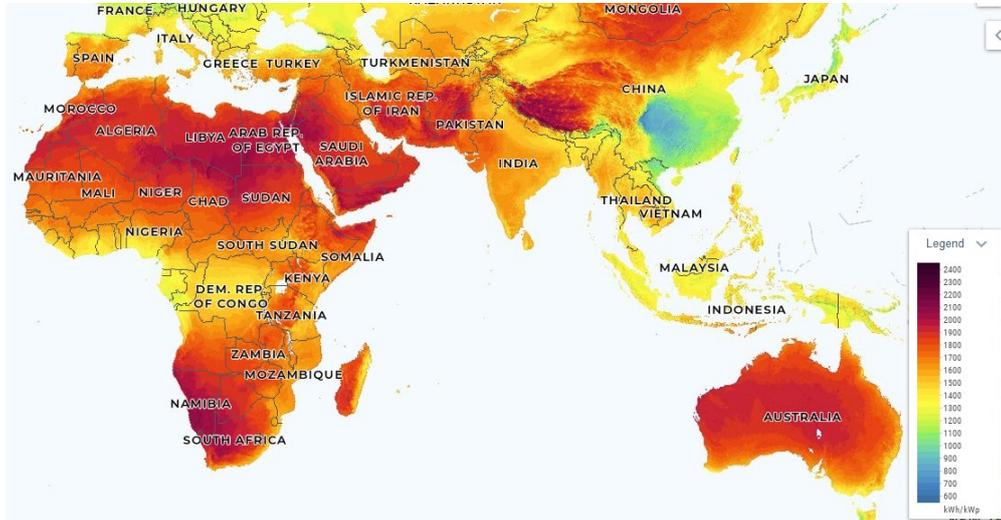


図2 全世界の太陽エネルギー資源量

(出所) Global Solar Atlas, The World Bank Group, ESMAP, Solargis (2021)²

一方、風力資源のポテンシャルも膨大である。下図3は全世界の風力資源量をマッピングしたもののだが、北アフリカや南アフリカの沿岸部は7m/sを超える風況が得られる地域が広がっている。IRENAは、アフリカ全土(陸上)の風力資源の理論ポテンシャルを約 100 万 TWh/年と見積もっている³。一部の国は洋上風力資源も豊富である。

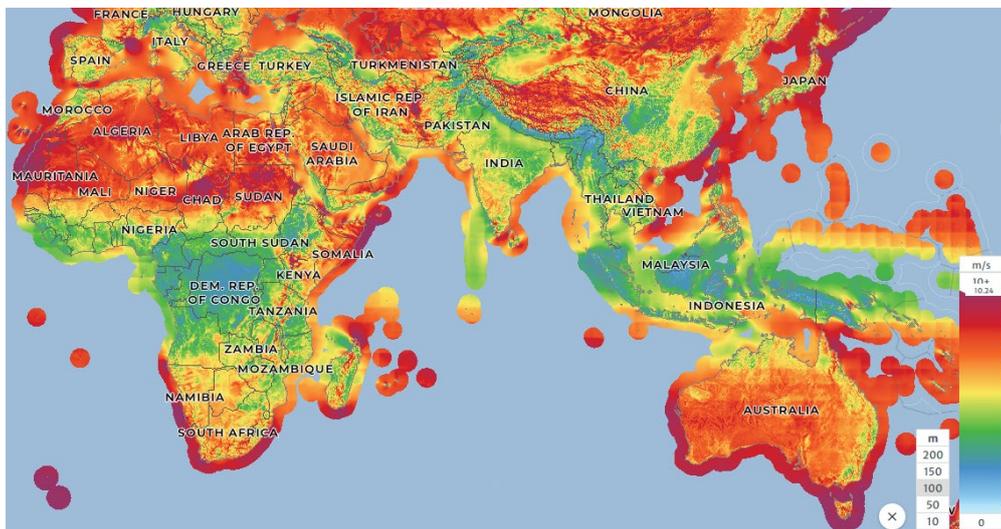


図3 全世界の風力エネルギー資源量

(出所) Global Wind Atlas, The World Bank Group, ESMAP, Vortex, DTU (2021)⁴

¹ IRENA(2021), *The Renewable Energy Transition in Africa*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, pp.37-38

² World Bank Group (2021), <https://globalsolaratlas.info/map?c=9.275622,23.642578,3>

³ IRENA(2021), *Ibid.*, pp.37-38

⁴ World Bank Group (2021), <https://globalwindatlas.info/>

ここで、強調したいのは、アフリカ全体の再エネ発電量のポテンシャルは、アフリカ域内で必要とされる電力需要をはるかに上回っている点である。国際エネルギー機関 (IEA)は、2018年時点で700TWhであるアフリカ全体の電力需要は、2040年には1,600~2,300TWhと最大3倍程度にまで拡大するものと推計している⁵。また、IRENAは、2040年におけるアフリカ全体の太陽光(Solar PV)・太陽熱(CSP)および風力エネルギー資源による発電電力量の理論ポテンシャルをそれぞれ660万TWh、470万TWh および460万TWhと見積もっている(本稿では、再エネ発電による電力を「クリーン電力」と定義)。理論値であり不確定要素は当然大きいものの、2040年時点におけるクリーン電力のポテンシャルはアフリカ全体の総電力需要の約700倍とケタ違いの規模である(図4)。

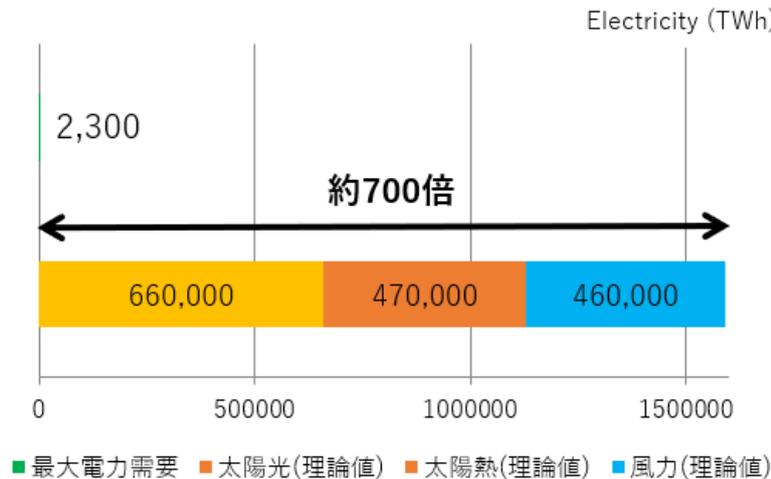


図4 アフリカ全体の電力需要と再生ポテンシャルの比較 (理論値、2040年)

(出所) IEA (2019), IRENA (2014)を基に作成

【内的要因その2】 水素をテコに経済発展と「エネルギーの貧困問題」の解決を一度に実現

多くのアフリカ諸国は、経済的な貧困に加えて、電気へのアクセスや健康被害のない調理用ガスへのアクセスのといったいわゆる「エネルギーの貧困問題」に直面している。失業率は依然として高く、雇用創出のための産業の育成は各国政府にとってきわめて優先度の高い政策課題となっている。COVID-19の影響を受けて足元は腰折れしてしまっているが、今後、急激な人口増と若い労働力を活かして経済発展を上手く軌道に乗せなければならない。豊富な再エネ資源を活用した水素産業の内製化と対外直接投資によるプロジェクトの実現は、雇用の創出と経済発展の実現はもちろん、エネルギー安全保障をも同時に解決可能な理想的な取り組みといえる。

【外的要因その1】 欧州グリーン・ニューディールの実現に不可欠なアフリカとのパートナーシップ

アフリカ全体での膨大な再エネポテンシャルを別の言葉で表現すると、輸出可能な再エネ発電による水素(「グリーン水素」と定義)が膨大に存在することを意味する。なぜなら、水素は再エネの輸送手段(キャリア)だからだ。

物理的に近接し、歴史的に関係も深い欧州がアフリカの再エネ資源を見逃すはずはなく、欧州全体の脱炭素化の成否を左右する重要なピースとして位置付けられている。2019年12月、欧州委員会委員長に就任したフォン・デア・ライエン委員長は6つの重点施策を発表した。そのうちの1つが「欧州グリーン・ニューディール」であり、持続可能でクリーンなエネルギーの広範な展開と貿易のため東欧(ウクライナ)や、北アフリカ諸国(モロ

⁵ 電力需要は「総発電量-自家消費+ネット輸出入量-送配電ロス」と定義される、IEA (2019), *Africa Energy Outlook 2019*, France : International Energy Agency, pp.190-191

ツコやチュニジア)との協力関係による「欧州・アフリカ相互に便益のある水素エコシステムの形成」が目指されている⁶。この欧州グリーン・ニューディールの主な行動計画として投資家の注目を集めたのが「欧州水素戦略⁷」である(図5)。ここでは、欧州・アフリカ双方にとり有益な水素エコシステムの構築(グリーン・ニューディールから抜粋)や研究・イノベーション、アフリカによる規制政策や技術開発への協力が示されている。また、Africa-Europe Energy Initiative を通じたクリーン水素に対する官民の認知度向上に向けた支援や、European Fund for Sustainable Development を通じた潜在的プロジェクトの検討も明記されている。

			フェーズ1 2020~2024年	フェーズ2 2025~2030年	フェーズ3 2030~2050年
定性目標			<ul style="list-style-type: none"> GW級再エネの導入 水電解槽の大型化(<100MW) CCS技術の推奨 規制・制度の確立 	<ul style="list-style-type: none"> EU水素市場の開放(~2030年) 再エネ水素コスト競争力強化 産業セクター(鉄鋼等)での水素需要増 再エネ中心の電力システムへの水素活用によるフレキシビリティの提供 Hydrogen Valleyの開発 欧州全体での水素供給網やシステムの整備 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ電力の25%を水素製造に利用 脱炭素化が困難なセクターでの水素活用(セクター統合の推進) 天然ガス代替としてバイオガスの活用
			欧州・アフリカ相互に有益な水素エコシステムの構築(グリーン・ニューディール)研究・イノベーション、規制政策、物理的相互接続および技術開発への協力		
定量目標	水電解槽	設備容量	6GW	域内: 40GW 域外: 40GW 北アフリカ: 約30GW(*) ウクライナ: 約10GW	成熟域に到達
		CAPEX	300~600ユーロ/kW	250~500ユーロ/kW	200ユーロ未満/kW
	再エネ水素	コスト	17~34円/Nm ³ (CCSを適用した化石燃料由来水素コストと同等)	11~23円/Nm ³ (CCSを適用した化石燃料由来水素コストと同等)	8~17円/Nm ³
		生産量	1百万トン	10百万トン	全セクターへの大規模導入
	投資額		生産側: 1,800~4,700億ユーロ エンドユーザー側: 1,000~1,200億ユーロ		

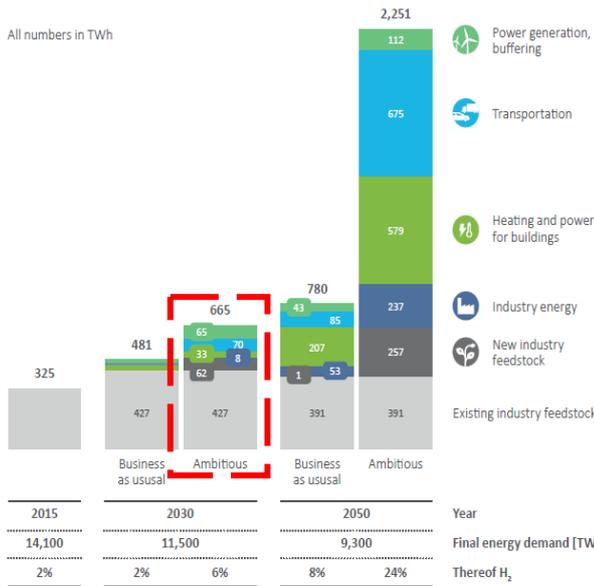
図5 欧州水素戦略サマリー

(出所) A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe (July 2020)、Green Hydrogen for a European Green New Deal A 2 x 40 GW Initiative (March 2020)等を基に作成

2050年カーボンニュートラルの実現には、今後の10年間に具体的な行動を起こすことが何より重要であり、欧州水素戦略では水電解槽の設備容量やCAPEX、再エネ水素の製造コストや生産量に関して具体的な定量目標が設定されている。また、2030年の欧州全体の最終エネルギー需要のうち水素の需要を1,700万トン/年(665TWh)と見積っている(図6)。左記1,700万トン/年のうち新規需要分は610万トン/年(238TWh)であり、その約70%に相当する440万トン/年を水電解(40GW。内訳は、工業・産業部門における自家消費で100万トン、水素専用で340万トン)で供給することで総需要1,700万トン/年の約25%を満たすことが目指されている。そのため導入が必要な水電解槽の設備容量は、欧州域内で40GWと見積もられている。

⁶ EC (December 11, 2019), *The European Green New Deal*, Belgium: European Commission, p.21

⁷ EC (July 8, 2020), *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*, Belgium: European Commission, p.20



Electrolyser Capacity	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2030
Domestic Market [MW]	7,500								
Ammonia North Africa	75	125	250	500	750	1,000	1,250	1,500	5,450
Ammonia Ukraine		50	100	200	250	300	400	500	1,800
Other (glass, steel, refineries)				10	20	30	40	50	150
Hydrogen refuelling stations					10	20	30	40	100
Export Market [MW]	32,500								
Hydrogen North Africa (Hydrogen plants)		500	1,000	2,000	3,000	4,000	6,000	8,000	24,500
Hydrogen Ukraine (Hydrogen plants)			500	700	1,000	1,400	1,900	2,500	8,000
Total [MW]	75	675	1,850	3,410	5,030	6,750	9,620	12,590	40,000

図 6 欧州における水素需要予測 (2030/2050 年)

図 7 水電解槽の導入設備容量 (近隣協力国)

(出所) Hydrogen Europe⁸

特に興味深いことに、欧州委員会は北アフリカの膨大な再エネポテンシャルの活用を 2050 年カーボンニュートラル実現に必要なピースとして折り込んでいる。具体的には、前述の欧州域内の水素生産量 (水電解槽で 40GW 相当) に加えて、北アフリカ(現実的にはモロッコ) に約 30GW 相当の水電解槽を導入し、国内需要(アンモニア製造ほか、5.45GW 相当)以外の約 230 万トン/年(24.5GW、2030 年の欧州の水素総需要 1,700 万トンの約 14%)の欧州域内への輸入を見込んでいる (図 7)。クリーン水素を推進するアフリカ諸国には、欧州企業が世界をリードする最先端の気候変動対策技術が必要である。他方、欧州各国にとっては、経済協力協定を活かした水電解槽といった得意とする先端技術の導入や、北アフリカでの具体的な水素製造プロジェクトの推進および製造されたクリーン水素の輸入による産業・工業部門の脱炭素化を同時に実現させる思惑が汲み取れる。

【外的要因その 2】 カーボンニュートラルの世界的潮流

大半のアフリカ諸国は、これから本格的な経済発展を迎えるところである。そのため、これまでは脱炭素化への取り組みが後回しにされても不思議ではなかった。しかしながら、その状況にも大きな変化が現れている。

下表 1 に整理するとおり、北アフリカ諸国や南アフリカはすでに野心的な気候変動対策目標を設定している。先進国の仲間入りをしたい心理も当然あるだろうが、クリーンな未来の実現に向けてポジティブな姿勢を自ら示すことで、諸外国からの対外直接投資の流入を加速させることを理解したうえでの対応と思われ、水素を産業クラスターとして育成することによるエネルギー自給率の向上に加えて、経済発展の実現と雇用創出を同時に狙う意図が垣間みえる。

⁸ Hydrogen Europe (April 2020), *Green Hydrogen for a European Green Deal A 2 x 40GW Initiative*, Brussels: Hydrogen Europe, P.8 (Figure 4) & P.27 (Table 2)

表1 アフリカ諸国の気候変動対策目標

対象国	気候変動対策の内容	目標年
モロッコ	全発電量に占める再エネ電源比率52%(太陽光20%、風力20%、水力12%) * 太陽光4.5 GW、風力4.2 GW、水力1.3 GW、合計10 GWの新設 3大エネルギー消費部門(交通運輸/住宅オフィス/製造業)で20%省エネ化	2030年
エジプト	全電源に占める再エネ比率42%	2035年
チュニジア	温室効果ガス排出量を2010年比で41%削減 全電力供給に占める再エネ比率30% (3.8 GW)	2030年
南アフリカ	太陽光・風力発電の大規模導入(6.8GW)	2022~24年
	0.5 GWの蓄電能力の導入	2022年内
	老朽化石炭火力の廃止 * 71.3%(2018年時点)を42.6%まで引き下げ	2030年

(出所) Egypt Vision 2030 (エジプト)、Integrated Resource Plan 2019 (南アフリカ)等、各国発表を基に作成

2. アフリカにおける水素の産業化に向けた具体的な動き

前章では、アフリカでクリーン電力を活用した水素の産業化が進められている背景を内的・外的要因別に整理した。本章では、北アフリカ（特にモロッコ）および南アフリカに焦点を当て、水素の産業化に関する具体的な取り組みを確認していく。

【モロッコ】 化石燃料の輸入国がクリーン水素の一大輸出国に転身

モロッコは、クリーン水素と Power-to-X (P2X) といったクリーン合成燃料のプロジェクトを進めることで、エネルギーの輸入国から輸出国への変容を遂げようとしている。具体的な内容は以下のとおりである。

欧州との経済協力をテコにクリーン水素と P2X を推進

モロッコは、北アフリカ諸国のなかで最も野心的な気候変動対策目標を設定している。一次エネルギーに占める化石燃料の割合は約90%（2018年時点、図8）と高い反面、エネルギー自給率は10%ときわめて低く、石油・石炭・天然ガスの殆どを輸入している。2009年に公表された「新国家エネルギー戦略」では、太陽・風力・水力発電をそれぞれ2GW、合計6GW導入することで、2020年までに総発電設備容量に占める割合をそれぞれ14%、合計で42%とする目標が設定された。2016年には、**2030年までに総発電設備容量に占める再エネの比率を52%まで高めることと、再エネ発電設備を10GW（太陽4.5GW、風力4.2GW、水力1.3GW）以上新規に導入する目標に更新された**ことで、近年再エネの比率が急速に高まっている（図9）。再エネ電源の開発は全て競争入札によるが、他の北アフリカ諸国に比べての政治的な安定は対外直接投資の流入にポジティブに寄与しており、恵まれた再エネポテンシャル⁹により、固定価格買取制度といったインセンティブは必要とせずとも数多くのプロジェクトが成功裏に進められている。2019年には850MWの風力発電ファームが0.028ユーロ/kWhという世界最安値水準のタリフで落札されているが、次の10年間では0.010~0.020ユーロ/kWhにまで低下すると予想される¹⁰など、いま世界で最も注目を集める再エネ市場の1つである。

⁹ 同国のサハラ砂漠の太陽光の照射量は3,000~3,600時間と世界最高水準。3,500kmに渡る海岸線の風速は10m/sに達し、135GW相当の風力発電ポテンシャルと推計される、DLP Piper (February 2021), *The Hydrogen Revolution in EMEA*, p.27

¹⁰ *Ibid.*, p.27

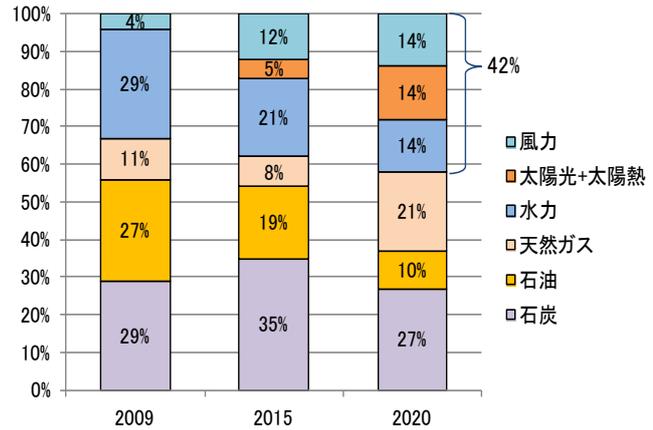
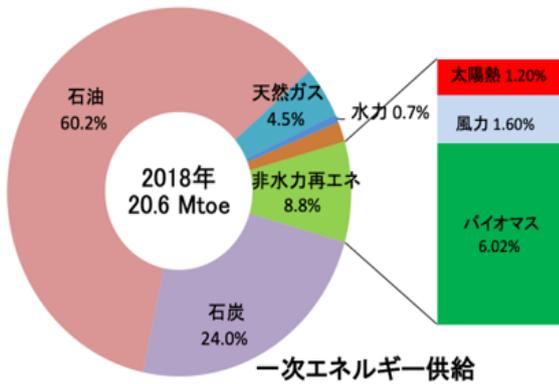


図8 モロッコの一次エネルギー供給 (2018年) 図9 モロッコの電源構成推移 (2009-2020年)

(出所) IEA, World Energy Statistics and Balances 2020 を基に作成 (図8)

(出所) MEME, “La nouvelle stratégie énergétique nationale : bilan d’ étape,” Janvier 2013, p.33.を基に作成 (図9)

モロッコ政府はエネルギー自給率向上のみならず、輸出余力の創出をも視野にクリーン水素の製造を進めている。2019年には水素ロードマップを策定し、省庁横断の Hydrogen Commission を設置している¹¹。国際協力では、欧州の先進技術と資金を活用したいモロッコ政府と、水電解槽など強みを有する技術の販売先として、また、欧州全体の 2050 年カーボンニュートラル実現に必要な水素の輸入先として、近隣国を重要なパートナーと位置付ける欧州委員会の思惑は一致しており、経済協力協定のもと具体的なプロジェクトの検討が進められている(表2)。

表2 モロッコと諸外国との協力関係・投資の実績 (再エネ・水素)

分野	年度	相手国・企業	内容
水素	2020年6月	ドイツ政府 (BMZ)	クリーン水素の開発と利用に関する協力覚書締結 ¹² ■ モロッコ政府が提案するクリーン水素および P2Xプロジェクトの推進 ■ 研究開発プラットフォームの設置
	2021年2月	ポルトガル政府	クリーン水素に関する協力を合意 ¹³
	2021年6月	IRENA (アブダビ)	■ クリーン水素の技術・市場予測調査の共同実施・官民パートナーシップの促進 ¹⁴ ■ クリーン水素の世界・地域市場輸出に向けた水素バリューチェーンの構築の共同検討

¹¹ Morocco World News (January 21, 2021), <https://www.moroccoworldnews.com/2021/01/332775/energy-minister-celebrates-moroccos-green-hydrogen-achievements>, Ministry of Energy, Mines and Environment, <https://www.observatoireenergie.ma/en/actualites/energies-renouvelables-creation-dune-commission-nationale-de-lhydrogene/>

¹² European council on foreign relations (January 2021), *Power surge: How the European Green Deal can succeed in Morocco and Tunisia*, United Kingdom: European council on foreign relations, pp.6-7

¹³ Kingdom of Morocco (February 2, 2020), “Morocco, Portugal Strengthen Cooperation on Green Hydrogen,” <https://www.maroc.ma/en/news/morocco-portugal-strengthen-cooperation-green-hydrogen>

¹⁴ S&P Global Platts (June 14, 2021), “Morocco eyes green hydrogen exports with IRENA renewables collaboration,” <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/061421-morocco-eyes-green-hydrogen-exports-with-irena-renewables-collaboration>

再エネ	2017年10月	シーメンス・ガメサ(スペイン)	欧州・アフリカ・同国市場向け風力発電ブレード工場と 訓練施設を建設。1,100の直接・間接雇用を創出 ¹⁵
-----	----------	-----------------	--

水素の製造コスト低減には発電コストの低減が鍵となるが、前述のとおり、モロッコの再エネ発電コストは世界的にみても競争力が非常に高い。そのため、モロッコで製造されるクリーン水素に寄せられる期待も大きい。実際、水電解槽の設備費が300ユーロ/kW台まで下がり、稼働率が80%に達した場合には1ユーロ/kg-H₂の実現も可能との試算もなされている¹⁶。

P2X に関しては、2018年に同国の太陽エネルギー・新エネルギー研究所 (IRESEN) と German Corporation for International Cooperation and the German Moroccan Energy Partnership (GIZ-PAREMA)が共同で評価を実施しており、2030年にモロッコが世界のP2X市場の2~4%のシェアを獲得する可能性も指摘されている¹⁷。

なお、現在モロッコは2050年に向けたP2Xロードマップを策定中¹⁸とみられている。

北アフリカー欧州間の水素専用パイプラインの可能性

将来、北アフリカから欧州市場への水素・P2X製品の輸送に専用パイプラインを利用することができれば、液化水素専用船と比べて大幅に輸送コストを削減できる。Hydrogen Europeによれば、エジプトからギリシャ経由でイタリアへ通じる水素専用パイプライン(図10中の桃色点線、将来的にエチオピアや中東まで延伸)の新設が潜在的に検討されており、エジプトーイタリア間の均等化輸送コストは0.2ユーロ/kg-H₂と試算されている(主要前提条件は表3)¹⁹。地理的優位性(モロッコ(タンジェ)と最も近接する欧州大陸の英領ジブラルタルまでの海上距離は36マイルであり、前述のエジプトースペイン間パイプライン距離の1/37)を考慮した場合、モロッコースペイン間の水素専用パイプラインにより輸送コストの大幅な低減が実現できる可能性がある。

表3 パイプライン輸送の前提条件と試算結果

ルート	エジプト⇒ギリシャ⇒イタリア
全長	2,500km(1,350マイル)
容量	66GW(2 x 48インチ径)
投資額	165億ユーロ
稼働時間	4,500時間/年
水素輸送量	7.6百万トン/年
コスト	0.2ユーロ/kg-H ₂

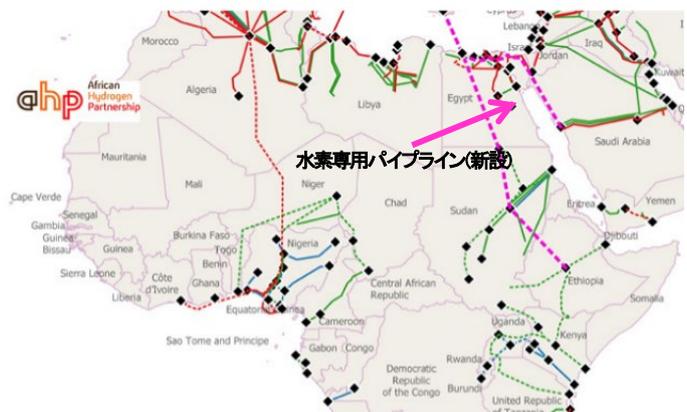


図10 アフリカ大陸から欧州への潜在的水素輸送インフラ

(出所) van Wijk A. & Wouters (2019)を基に作成

(出所) Hydrogen Europe (2020), p.17

ここで、モロッコで製造されるクリーン水素の価格競争力の優位性を確認してみたい。図11はモロッコで製造される水素のスペイン(バルセロナ)着価格を、米国・豪州で製造される水素と簡易試算により比較したものである。

¹⁵ Siemens Gamesa (October 11, 2017), “Siemens Gamesa inaugurates the first blade plant in Africa and the Middle East,” <https://www.siemensgamesa.com/newsroom/2017/10/siemens-gamesa-inaugurates-the-first-blade-plant-in-africa-and-the-middle-east>
¹⁶ DLP Piper (February 2021), *op.cit.*, p.28
¹⁷ Infomineo (April 13, 2020), “Power to X: What role could Morocco play in this new paradigm?,” <https://infomineo.com/power-to-x/>
¹⁸ IRESEN (June 2020), *Power-To-X In Morocco Driver of Mediterranean Energy Market Integration*, Morocco: Research Institute for Solar Energy and New Energies, p.12
¹⁹ Hydrogen Europe (June 2020), *op.cit.*, pp.15-17

モロッコは液化水素専用船に加えて水素専用パイプラインの2パターン、米国・豪州は液化水素専用船のみとした。また、モロッコスペイン間のパイプラインコストは参照可能な試算が存在しないため、距離は異なるが保守的に前掲表3の試算値である0.2ユーロ/kg-H₂を用いた。競争力のある再エネ発電コストと欧州大陸に近い地理的優位性によりモロッコで製造されるクリーン水素の価格競争力はきわめて高いものと考えられる。

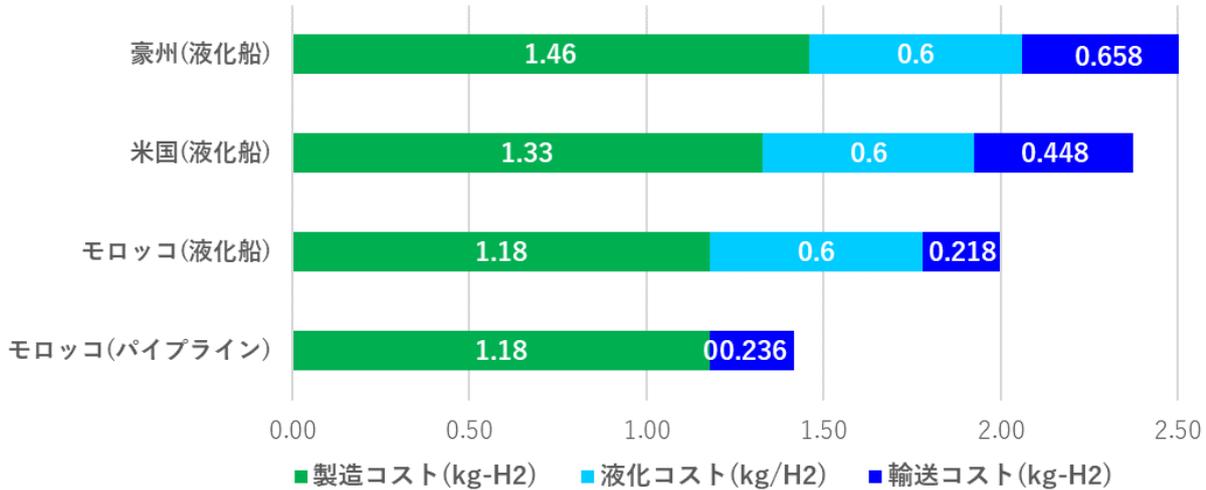


図11 モロッコのクリーン水素の価格競争力比較（米国・豪州との対比、2030年）

(注) クリーン水素製造コスト：モロッコ（1ユーロ/kg-H₂）、豪州（2豪ドル/kg-H₂）は2030年ターゲットと仮定
 (注) 液化コストは全ての国（液化専用船）に暫定値として0.6ドル/kg-H₂を適用、液化水素輸送船サイズ：11,000トン-H₂
 (注) 全ケースにおいて、配送コストは一切含まない

欧州で需要が急拡大する「クリーン電力」輸出の可能性

再エネを水素に変換せず、クリーン電力として輸出することも可能である。現在、スペイン—モロッコ間には海底送電線が2本敷設されている（1997年：0.7GW、2016年：0.7GW、合計1.4GW）。かつてはスペインから電力不足に苦しむモロッコへの送電に供されていたが、モロッコでSafi石炭火力発電所(2x693MW)が運転を開始した2019年以降、反対にモロッコからスペインへ送電されている²⁰。スペイン・モロッコ両国は3本目の海底送電線（同0.7GW）の敷設に向けて覚書を締結²¹しており、完成後の送電容量は合計2.1GWとなる見通しである。欧州における需要の急激な高まりを受けて、これら送電線は近い将来モロッコからスペインへのクリーン電力の輸出に供される可能性がある。その理由は、データやデジタルサービスの爆発的な増加に伴う世界規模でのデータセンター需要の急増がある。IEAによれば、全世界のインターネット・トラフィック数は2020～2022年で2倍の4.2zettabytesに達するなど、今後もデータやデジタルサービスの需要は指数関数的な伸びが続くものと予想されている²²。これに伴いデータセンター需要は全世界で増加の一途を辿っているが、当該分野での脱炭素化の牽引役はコーポレートPPA²³である（図12）。特にGAFAM（Google、Amazon、Facebook、AppleやMicrosoft）に代表される巨大IT企業は自家消費する電力を100%再エネとマッチさせるべくコーポレートPPAを急速に拡大しており、直近ではオフテーカー・ランキングの上位に名を連ねている（図13）。実際、既に欧州では電力会社に対する顧客からの引き合いが後を絶たない状況であり、クリーン電力の奪い合いは一層激化するものと予想される。スペインや南フランスではデータセンターがすでに多数稼働中であるが、将来の需要増を見

²⁰ 欧州委員会による炭素国境調整メカニズム導入の検討開始後、スペインによる”化石燃料電力”の売電量は減少している、European Council of Foreign Relations (January 2021), *op.cit.*, p.12

²¹ *Ibid.*, p.12

²² IEA (June 2020), “Data centres and data transmission networks,” <https://www.iea.org/reports/data-centres-and-data-transmission-networks>

²³ 企業や自治体などが再エネ発電事業者から相対でクリーン電力を長期購入する契約

込んで数多くのデータセンター新設計画が公表されている（図14）。エネルギー多消費型のデータセンターのカーボンニュートラル実現にむけて、北アフリカ諸国²⁴のクリーン電力に寄せられる期待は今後ますます大きくなるものと予想される。

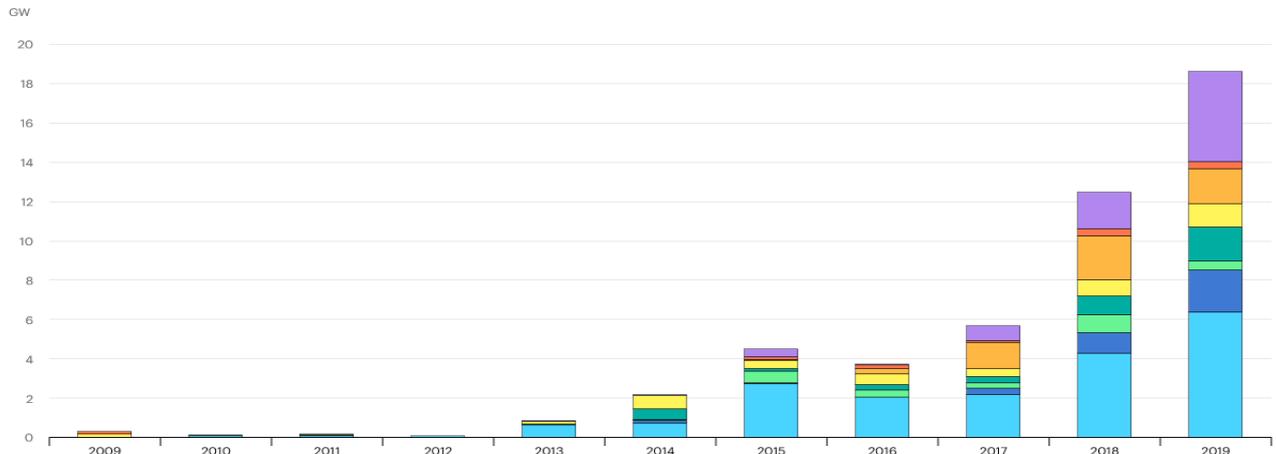


図12 全世界のコーポレート PPA の推移 (部門別、容量ベース、2009-19年)
(出所) IEA (June 2020)

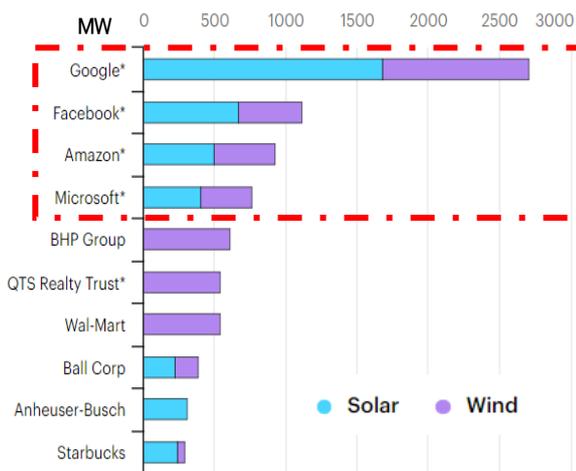


図13 コーポレート PPA ランキング (2019年)
(出所) IEA (June 2020)



図14 南欧データセンターマップ (上位3社、2019年)
(出所) EQUINOX, Digital Reality, Cyrus One IR 資料を基に作成

【南アフリカ】 「ゼロ・カーボン燃料」の一大供給拠点化にフォーカス

続いて、南アフリカにおけるクリーン水素に関する具体的な取り組みをみていく。物理的な距離から、南アフリカは欧州がカーボンニュートラルを実現のための経済協力の重要な相手国とはなっていない。しかしながら、豊富な再生エネルギーを活用したクリーン水素や合成燃料、クリーン・アンモニアなどの「ゼロ・カーボン船舶燃料」の生産・供給に注力することにより、南アフリカは経済発展とカーボンニュートラル実現の両立を目指している。

²⁴ 2021年5月には、世界銀行の支援により、チュニジア-イタリア間の海底送電線(0.6GW、高圧直流)の事業化調査が開始されている、MEED (August 5, 2021), "Team starts Italy-Tunisia power link study," <https://www.meed.com/team-starts-italy-tunisia-power-link-study>

前掲表2のとおり、同国は積極的な気候変動対策目標を設定しており、その中心は老朽化した石炭火力発電所の廃止と大規模な太陽光・風力発電の導入である。具体的には、老朽化した設備の廃止により、2018年時点では電源構成の71%を占める石炭火力発電の割合を2030年までに42.6%まで低下させるとともに、2022～24年に太陽光・風力発電を新規に6.8GW導入する計画である(図15、図16)。次に再エネ資源のポテンシャルを確認したい。太陽光の平均日照時間と平均日射量はそれぞれ2,500時間/年、4.5～6.5kWh/m²/年と有望である²⁵。恵まれた風力資源は南部沿岸地域と近海地域に分布しており、「2016年統合エネルギー計画(Integrated Energy Plan, IRP2016)」では2050年までに導入を計画する風力発電設備容量はベースケースで24GW^{26, 27}である。現在再エネ発電の国際競争入札(太陽光1.0GW、風力1.6GW、合計2.6GW)が進行中であり、100を超えるプロジェクトの応募がある模様である²⁸。IRENAとスウェーデン王立工科大学は太陽光と陸上風力(対象は稼働率20%以上の設備)の理論ポテンシャルを83,000TWh/年と見積もっている²⁹。

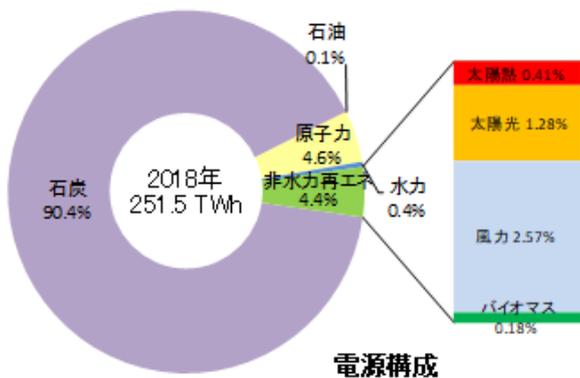


図15 南アフリカの電源構成 (2018年)

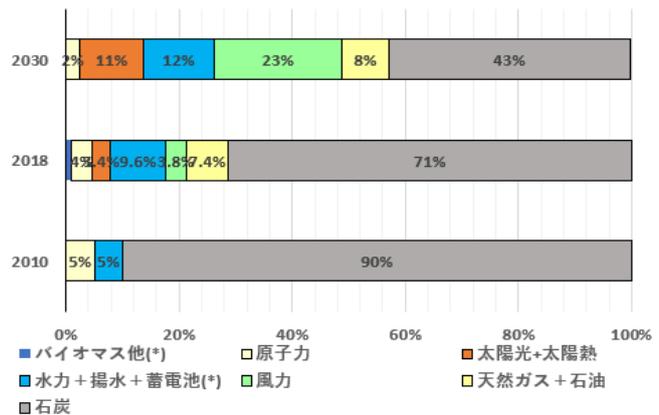


図16 南アフリカの電源構成推移 (2010-2030年)

水素に関しては同国の科学技術省が「水素・燃料電池技術研究開発戦略(Hydrogen South Africa、通称HySA)」³⁰を推進しており、陸上輸送、海上輸送、鉱山といったインダストリー別に具体的な取り組みが進められている。

陸上輸送分野における取り組み：SASOLは再エネ水素を活用したクリーン合成燃料の製造と利用を推進

同国のエネルギー・総合化学企業であるSASOLは、陸上輸送分野の脱炭素化を進めている。2021年4月、同社はトヨタ南アフリカと共同でクリーン水素の製造・配送・利用まで一貫通貫の実証に取り組むことを発表した³¹。両社は、ダーバンとヨハネスブルグを結ぶ幹線道路において燃料電池を動力とする重量長距離トラックを走行させるものである。燃料電池トラック車両の開発は日本のトヨタ本社で行い、水素を活用したクリーン合成燃料の製造と配送・給油設備への投資をSASOLが行う(図17)。かねてよりSASOLはGas-to-Liquid、Coal-to-Liquidといった合成燃料技術の開発と商業化に取り組んできたが、合成燃料の製造と利用でも市場をリードしようとしている。

²⁵ Department of Energy, “Renewable & Alternative Fuels,” http://www.energy.gov.za/files/renewables_frame.html

²⁶ Department of Energy (November 2016), “Integrated Energy Plan,” <http://www.energy.gov.za/files/IEP/2016/Integrated-Energy-Plan-Report.pdf>

²⁷ IRP2019において、2030年までに風力発電の設備容量を17.7GW導入する計画に更新された

²⁸ PV Magazine (August 23, 2021), “Sixty-three PV projects to compete in South Africa’s 2.6 GW renewables tender,” <https://www.pv-magazine.com/2021/08/23/sixty-three-pv-projects-to-compete-in-south-africas-2-6-gw-renewables-tender/>

²⁹ IRENA (2014), *Estimating the Renewable Energy Potential in Africa*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, p.36

³⁰ Hydrogen South Africa, <https://www.hysasystems.com/>

³¹ SASOL (April 14 2021), “Sasol and Toyota South Africa Motors form green hydrogen mobility partnership,” <https://www.sasol.com/media-centre/media-releases/sasol-and-toyota-south-africa-motors-form-green-hydrogen-mobility>

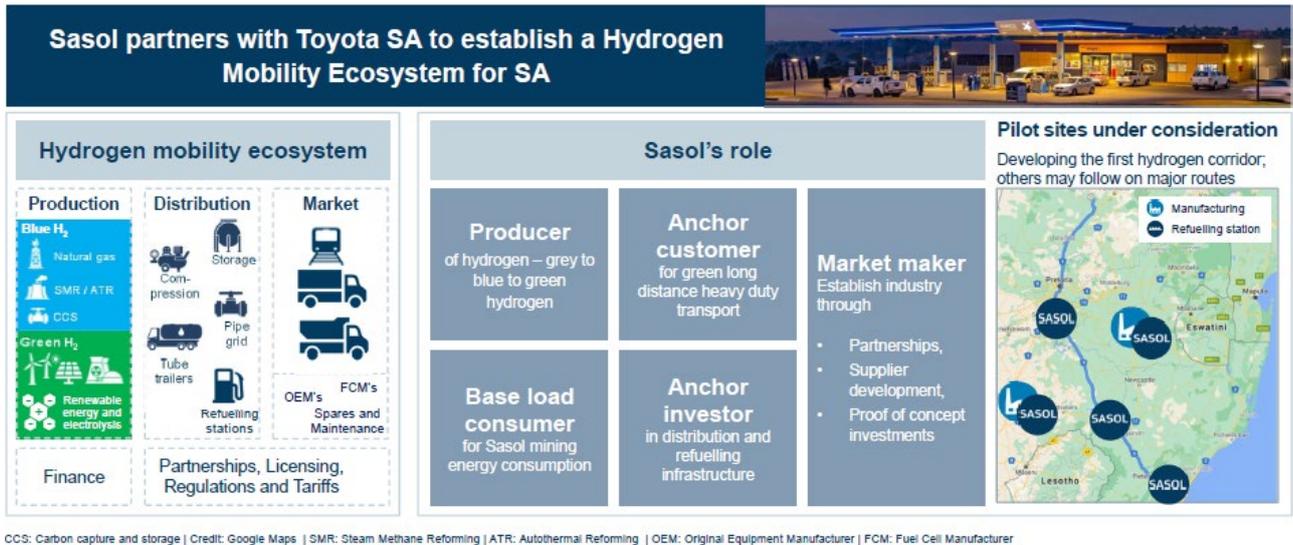


図 17 クリーン合成燃料を活用した水素モビリティ・エコシステム実証の概要

(出所) SASOL プレゼンテーション資料³²

海上輸送分野における取り組み：「ゼロ・カーボン船舶燃料」の製造・供給拠点を整備

世界全体でのカーボンニュートラルの実現には、海上輸送分野の脱炭素化も不可欠である。南アフリカは国内需要を満たして余りある豊富な再エネポテンシャルはもちろんのこと、海上輸送ルートの要衝に位置しており、世界的にみても非常に優位なポジションにある（図 18、図 19）。経済面に着目した場合、これまでのところ同国の主要な輸出品は石炭・鉄鉱石・金属であるが、世界的な脱炭素化の潮流のなか、これらの中長期的な需要の減退は避けられない状況にある。そこで、新たな長期・安定収益源の確保と経済発展のための起爆剤とすることを企図して「ゼロ・カーボン船舶燃料」の製造・供給拠点の整備が進められている。一例として、Richards Bay に寄港する船舶のエネルギー消費量は 27TWh/年と大きく、そのうち 71%が国際海上輸送に供する大型ばら積み船である。そのため、水素に比べてエネルギー密度の高いクリーン・アンモニアの船舶への供給が有効とみられている。Richards Bay を含む主要港におけるゼロ・カーボン海上輸送技術の導入により、同国では 2030 年までに最大で 1,750 億ランド（1 兆 3,370 億円）の陸上インフラ投資を呼び込める可能性も指摘されている³³。

³² SASOL (April 13, 2021), 2nd Renewable Hydrogen and Green Powerfuels Webinar, “SASOL’s role in unlocking Hydrogen’s significant potential to contribute to energy security and trade,”

³³ Ricardo & EDF (June 2021), *South Africa: fueling the future of shipping*, United States: Environmental Defense Fund, p.28

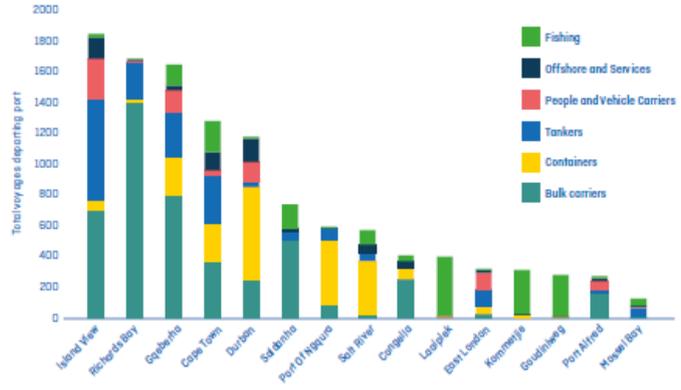
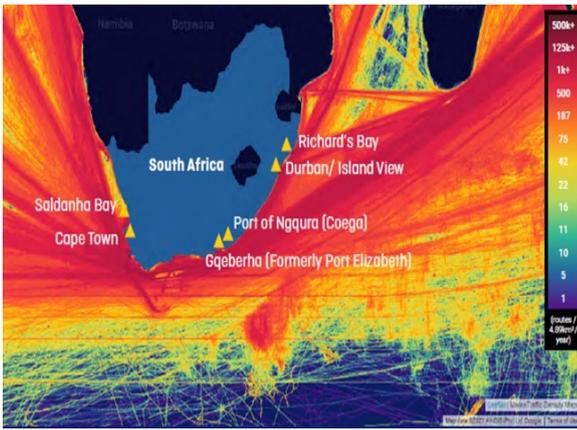


図 18 南アフリカ主要港の海上輸送トラフィック

図 19 上位 15 港の航行数 (出航ベース、2018 年)

(出所) Richard & EDF (Jun 2021)

鉱山分野における取り組み：英 Anglo American と仏 ENGIE は鉱山産業の脱炭素化を推進

鉱山分野においても、脱炭素化に向けた取り組みが進められている。英 Anglo American は、総合環境サービス企業であるフランス ENGIE と共同で、鉱山採掘に利用される大型トラックの燃料電池駆動への転換を進めている。本プロジェクトでは、Anglo American が軽油燃料大型トラック (300 トン積) の改造³⁴を担当し、ENGIE が Anglo American の Mogalakwena Platinum Group Metals 鉱山に設置した太陽光発電により水電解槽 (3.5MW) を稼働させてクリーン水素を製造し大型トラックに供給する³⁵ (図 20)。南アフリカ政府は水素産業を集積する「Platinum Valley 構想」を進めているが、本鉱山と科学技術パークが開発の起点となっている³⁶。



図 20 プロジェクトイメージ図 (Project RHyno)

(出所) METI HEMM (October 14, 2020)³⁷, FuelCellsWorks³⁸

³⁴ 軽油タンクを水素タンクと置換し、エンジンを水素燃料電池・バッテリーパックと置換する

³⁵ Anglo American (October 19, 2019, press release), “Anglo American partners ENGIE to develop world’s largest hydrogen powered mine truck,” <https://www.angloamerican.com/media/press-releases/2019/10-10-2019>

³⁶ allAfrica (October 19, 2020), “South Africa: Science and Innovation on South Africa’s Platinum Valley Project,” <https://allafrica.com/stories/202010200636.html>

³⁷ <https://www.nedo.go.jp/content/100925659.pdf>

³⁸ FuelCellsWorks (October 10, 2019), “Anglo American partners with ENGIE to develop World’s largest Hydrogen powered mine truck,” <https://fuelcellworks.com/news/anglo-american-partners-with-engie-to-develop-worlds-largest-hydrogen-powered-mine-truck/>

3. 今後の課題

これまで述べてきたとおり、豊富な再エネポテンシャルを背景として、北アフリカ諸国や南アフリカの水素産業化に向けた取り組みは順調に進んでいるが、今後直面する可能性のあるリスクや課題は無いのだろうか？

北アフリカ諸国（特にモロッコ）は明確な気候変動対策目標と再エネ発電の大規模導入計画により、風力発電を中心に国際競争入札による外資主導の大型プロジェクトが数多く進展するなど、近年追い風を受けている。対外直接投資の継続には政情の安定が何よりも重要であり、小さな変化にも注視が必要である。水素に関しては、現在策定中とみられる「P2X Roadmap 2050」の内容に注目したいが、国際協力の面では、西サハラ問題への内政干渉を理由にドイツとの具体的プロジェクトに関する協議が中断されている模様³⁹であり、大きなリスク要因となっている。同国における水素の産業化の進展には、ドイツとの協議再開とその後の具体的プロジェクトの成否が試金石となるだろう。チュニジアの再エネポテンシャルも非常に高く、未だほとんど手付かずのため、欧州委員会は注目している。前掲表 1-1 の温室効果ガス排出量削減目標の実現には 75%を占めるエネルギー部門のトランジションが不可欠であり、180 億ドルもの資本投下が必要と見積もられている⁴⁰。昨今の政情不安は頭痛の種だが、モロッコ同様、欧州との経済協力をテコにした再エネ発電プロジェクトの進展が期待される。

同様に、南アフリカも明確な再エネ導入目標を定めており、ゼロ・カーボン船舶燃料の製造・供給という魅力的なインフラ投資機会が期待される。同国が直面する最大のリスクは、政情不安と国営電力会社の財政安定化である。経済発展のためにも対外直接投資は不可欠のため、政府による魅力的な政策メニューの立案が期待される。

おわりに

アフリカ諸国の未来を象徴するキーワードは「Leapfrog（カエル飛び）」である。総人口の 46%は未だに家庭における電気のアクセスがない。一人当たり GDP も低く、未だ多くの国が貧困に苦しんでいる。法規制や電力系統などのインフラの整備も遅れている。一方、豊富なポテンシャルを背景に再エネの導入は着実に進展しており、今後も高成長が継続するものと期待される。このような特徴的な立場が、これまで定石とみなされてきた大規模・集中型電源モデルや経済とエネルギーの貧困からの“カエル飛び”を可能にするかもしれない。欧州各国の置かれている状況はそれぞれ異なるが、スペイン・ポルトガルなどの南欧諸国は太陽光・風力資源に恵まれており、日本と比較した場合、欧州全体での再エネポテンシャルは恵まれている。それでも、2050 年カーボンニュートラル実現には電化の困難な産業・工業部門の脱炭素化が不可欠であり、水素が果たすべき役割は大きい。一方、域内の全ての水素需要を域内生産のみで満たすことは不可能なため、ドイツやポルトガルはモロッコ等の北アフリカ諸国との経済協力をベースに具体的にプロジェクトを進めるなど、戦略的かつ着実に歩みを進めている。これらのアフリカ諸国のカントリーリスクは残念ながら低いとはいえないが、今後は欧州企業が有する水素・アンモニア関連の先進技術の実験場となることも想定される。日本企業に求められることは、欧州拠点からアンテナを高く張り、個別の事業のリスクとリターンを十分に精査のうえ、先端技術に関する知見の習得を目的に、欧州企業とのパートナーシップのもと是々非々で水素・アンモニア製造プロジェクトへの参加を精査することであろう。また、日本政府は、欧州－アフリカ諸国の国際協力を参考に、日本を水素・アンモニアの需要国としてターゲットにする豪州・チリ・中東諸国との G2G での国際協力体制の構築など、これまで以上に踏み込んだ支援が期待される。

³⁹ Morocco World News (May 31, 2021), “Morocco Blocks Green Hydrogen Deal With Germany Over Western Sahara,” <https://www.morocoworldnews.com/2021/05/342672/morocco-blocks-green-hydrogen-deal-with-germany-over-western-sahara>

⁴⁰ European council of foreign relations (January 2021), *Power Surge: How The European Green Deal Can Succeed in Morocco and Tunisia*, United Kingdom: European Council of Foreign Relations, pp.10-12

脱炭素化に向けた国際海運の取り組みと LNG バンカリング体制

松倉 誠也*

1. はじめに

近年、船舶からの硫黄酸化物(SO_x)、粒子状物質(PM)、窒素酸化物(NO_x)及びCO₂等の温室効果ガス(GHG)の排出量削減を目的とした、海洋の環境規制が強化されている。これら排出基準を満たせない船舶は、市場からの撤退を余儀なくされ、物流など経済活動へ大きな影響を引き起こす。また、天然ガスや石油等の大部分を輸入に頼る日本では、エネルギーセキュリティへの影響も甚大なものとなる。

これら環境規制への対応として、船舶への排ガス洗浄装置の導入や低硫黄燃料の転換が進んでおり、特に硫黄分を全く含有しない液化天然ガス(LNG)燃料の導入が拡大している。これらは20世紀初頭に石炭から石油系燃料に転換した時以来、100年振りの船舶燃料の大転換期に当たる。海洋立国である日本は、2019年の海運貿易割合(トン数ベース)が輸出入合計で99.6%に達しており、日本商船隊(本邦船会社が運航する外航船)は世界の海上輸送の63.1%を担うことから¹、国際海運において率先垂範の姿勢が求められている。本稿では、海洋における環境規制強化の状況を概観し、対応策としての次世代船舶燃料を紹介した後、LNGバンカリング(船舶への燃料供給)体制の進捗、今後に向けた課題等をまとめる。

2. 海洋における環境規制

1958年3月、国連の専門機関である国際海事機関(International Maritime Organization: IMO)が、海洋汚染防止など海事分野の諸問題について、政府間協力を推進するために設立された。2021年11月現在、日本を含む174カ国が加盟している。IMOが定める海洋の大気汚染規制対象は、①燃料油中硫黄含有量(SO_x, PM)、②NO_x排出量及び③GHG排出量(エネルギー効率)の3つに大別される(図1)。

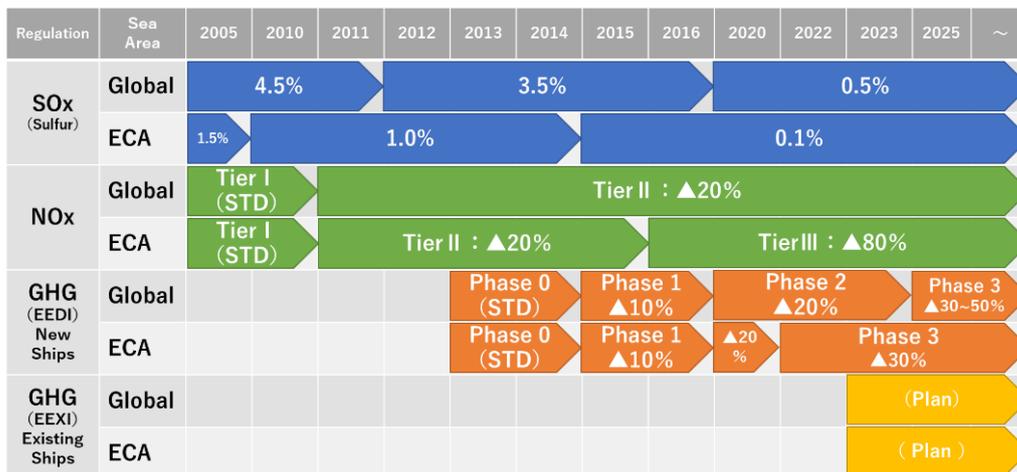


図1 海洋環境規制強化の推移

出典: IMO より筆者作成

* 化石エネルギー・国際協力ユニット ガスグループ 主任研究員

¹ JSA, SHIPPING NOW 2020-2021

2-1. MARPOL 条約: 海洋汚染防止条約

1973年11月、船舶の運航に起因する海洋汚染防止を目的としたMARPOL条約が採択された。1978年2月、同条約を一部修正する「73/78 MARPOL条約」が採択され、1983年10月発効した。現在、同条約の附属書は6つあり (I)油、(II)有害液体物質、(III)有害物質、(IV)船舶汚水、(V)廃棄物油、(VI)大気汚染物質が規定されている。このうち、附属書VI「船舶からの汚染防止のための国際条約」が1997年9月に採択、2005年5月に発効し、大気汚染物質としてSO_x、PM及びNO_xが規制されている。

① 排出規制海域と一般海域

環境規制は、排出規制海域 (Emission Control Area: ECA) と一般海域 (Global) に分けて適用される(図 2)。当初 ECA は北米、南米カリブ海と北海、バルト海が指定され、中国は2019年1月より、韓国は2020年4月より独自の排出規制海域を設定した。さらに、地中海においても、早ければ2024年3月にも ECA 適用が発効する可能性がある。一般海域については、ECA 以外の全海域が対象となっている。

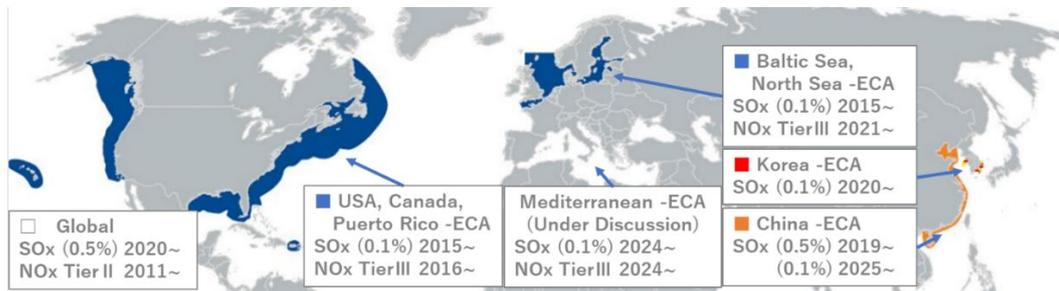


図2 世界の排出規制海域と一般海域

出典: DNV² より筆者修正

② SO_x 及び NO_x 排出規制

SO_x 規制は、欧米 ECA は2015年から燃料中硫黄含有量0.1%以下、一般海域は2020年から0.5%以下に引き下げられた(図 3)。NO_x 規制は、2000~2010年起工船のエンジン定格回転数での基準排出量 Tier I に対して、Tier II は2011年以降起工船で20%削減、Tier IIIではECAの2016年以降起工船で80%削減を求めた(図 4)。2016年から北米海域、2021年から北欧海域で Tier III規制が課されている。

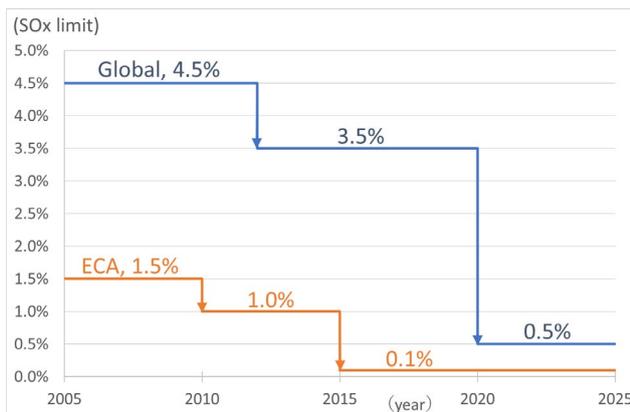


図3 SO_x 規制の推移

出典: IMO より筆者作成

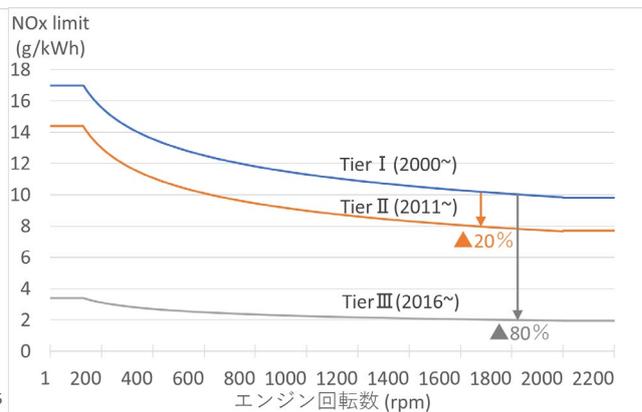


図4 NO_x 規制の推移

出典: IMO より筆者作成

² DNV: ノルウェー・オスロに本部を置く、国際的な認定登録機関・船級協会。1864年に設立。

2-2. GHG 排出量への対策

1992年、気候変動枠組条約（UNFCCC）が採択され、1994年に発効した。1997年の第3回締約国会議（COP3）では、「京都議定書」が採択され、主に先進国に対してGHG削減目標が課された。次いで2015年のCOP21では「パリ協定」が採択され、2016年に発効した。パリ協定では、世界平均気温上昇を2℃より低く保ち、さらに1.5℃に抑制する努力を推進するとした。その中で、各国が定める貢献（NDC）について、5年毎に削減目標を定め、取り組むとした。

一方、国際海運部門では、「京都議定書³」によると、UNFCCCとは別にIMO独自の気候変動対策が設定されている(図5)。これは国際海運の性質上、船舶のGHG排出における責任境界を海運会社や貨物所有者、港湾及び地域毎の設定が困難であり、NDCの削減目標には適さないためである。また、国際航空部門についても、国連の専門機関であるICAO（国際民間航空機関）にて排出対策が設定されている。



図5 UNFCCC 枠組み外の GHG 削減対策

出典: 各社情報より筆者作成

① 国際海運由来のCO₂排出量

国際エネルギー機関（IEA）によると、2018年における世界全体のエネルギー起源CO₂排出量は335億1,300万トンであり、そのうち国際海運は7億800万トンと全体の2.1%を占める(Figs. 6, 7)。この値は、国別では世界第5位である日本の10億8,000万トンに次いで多く、第6位のドイツの6億9,600万トンを上回っている。

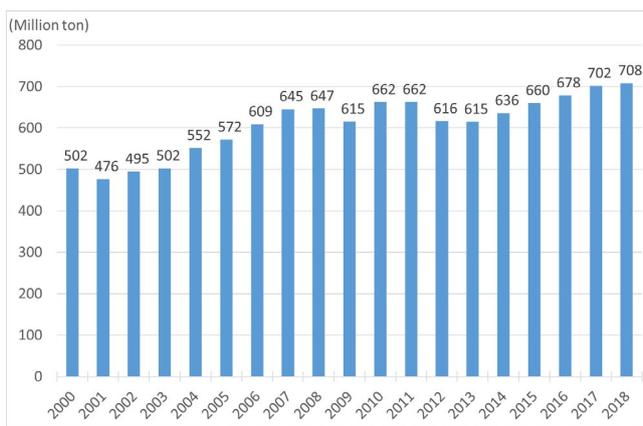


図6 国際海運からのCO₂排出量比率

出典: IEAより筆者作成

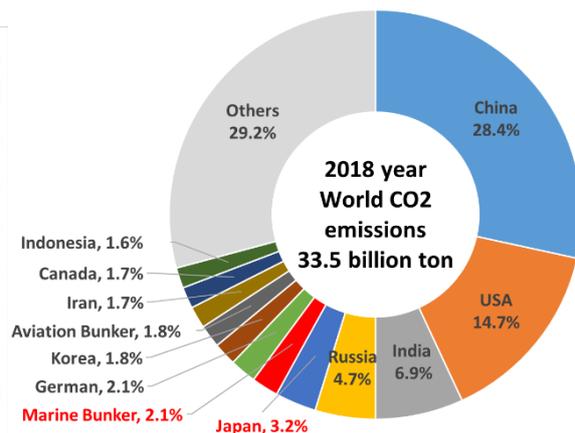


図7 世界のCO₂排出量比率

出典: IEAより筆者作成

³ 京都議定書 第2条第2項「附属書Iに掲げる締約国は、国際民間航空機関及び国際海事機関を通じて活動することにより、航空機用及び船舶用の燃料からの温室効果ガスの排出の抑制又は削減を追求する。」

② IMO GHG 排出削減戦略

IMO の委員会の一つである MEPC (Marine Environment Protection Committee: 海洋環境保護委員会) は、船舶からの汚染防止・規制事項の検討を行っている。2018 年 4 月の第 72 回会合 (MEPC 72) にて、「IMO GHG 削減戦略」が採択され、海運由来の GHG 排出量を可能な限り早期にピークアウトし、2008 年比で 2050 年までに 50%削減、2100 年までにゼロエミッションを目指すとした(図 8)。また、単位輸送当たり排出量は、2008 年比で 2030 年に 40%、2050 年には 70%効率向上を目指すとしている。

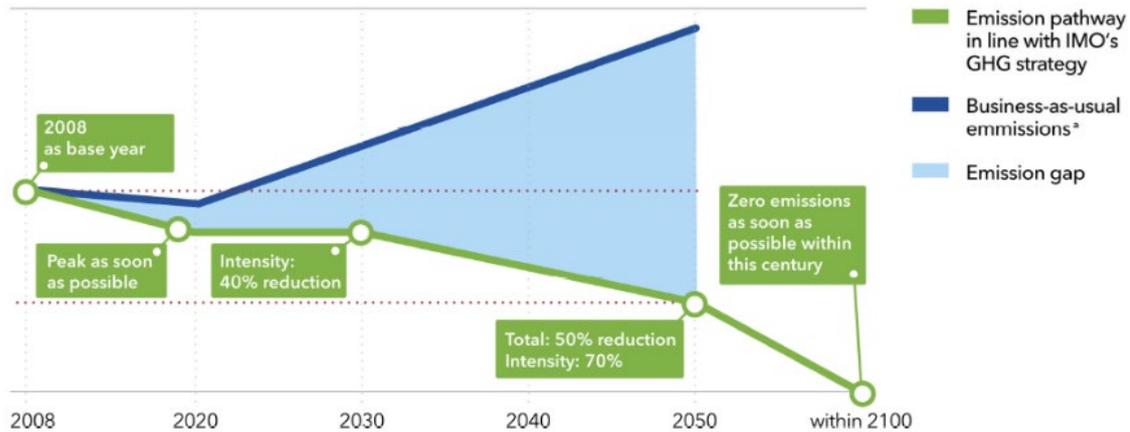


図 8 IMO GHG 排出削減戦略

出典: DNV

③ 欧州域内の動向

2020 年 9 月、欧州議会は海運由来 CO₂ 排出量を EU-ETS⁴ (EU 域内排出量取引制度) に組み込む議案を可決し、2021 年 7 月に欧州委員会は大型船舶 (総トン数 5,000 トン以上) に対して、2023~2025 年までの段階適用を経て、2026 年から完全適用する案を提出した。海運版 EU-ETS が採用された場合、EU-MRV⁵ (EU 域内運航データ報告制度) の CO₂ 排出量に応じた排出枠購入が必須となり、運航コストが上昇することになる。また、国際海運の GHG 対策は IMO により講じられる、という基準とダブルスタンダードとなる問題も懸念され、2021 年 6 月には日本の国土交通省も「EU-ETS の国際海運拡大に対する反対意見」を提出している。海運版 EU-ETS については今後集中議論されると見られ、その動向を注視する必要がある。

④ 海運における日本政府の取り組み

GHG 削減へ向けた政策として、短期的には船舶のエネルギー効率向上及び低炭素燃料への転換、長期的には脱炭素燃料への転換が想定されている。2020 年 3 月、国土交通省は国際海運の脱炭素化に向けたロードマップを策定し、2028 年までに「ゼロエミッション船」の商業運航を目指すと発表した(図 9)。

⁴ EU-ETS (EU-Emission Trading Scheme): 2005 年発効。EU 域内における複数国間での CO₂ 排出権取引制度。

⁵ EU-MRV (EU-Monitoring, Reporting and Verification): 2018 年発効。EU 発着船舶に運航データ報告義務を課す制度。

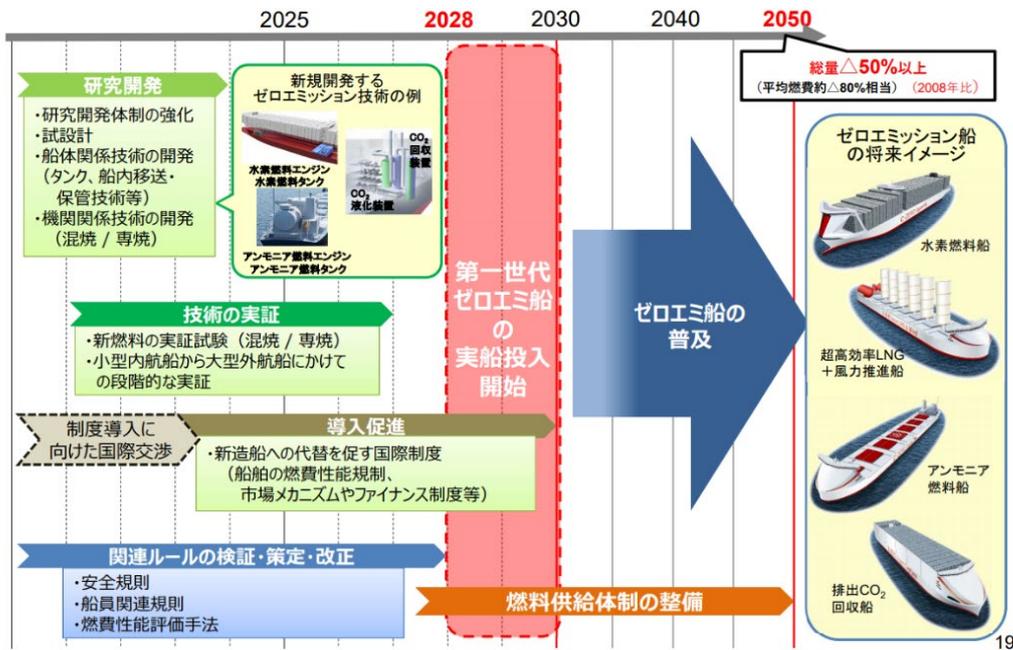


図9 ゼロエミッション船の実現に向けたロードマップ概略
出典: 国土交通省

2020年12月、経済産業省は今後10年間で企業を支援する2兆円の「グリーンイノベーション基金」設立と重要14分野の実行計画「グリーン成長戦略」を公表し、2021年6月に更なる戦略の具体化を発表した。船舶産業では、造船・海運業の強化及びカーボンニュートラル等に取り組むとしている(図10)。

⑦船舶産業の成長戦略「工程表」

●導入フェーズ: 1. 開発フェーズ 2. 実証フェーズ 3. 導入拡大・コスト低減フェーズ 4. 自立商用フェーズ

●具体化するべき政策手法: ①目標、②法制度(規制改革等)、③標準、④税、⑤予算、⑥金融、⑦公共調達等

	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	~2030年	~2040年	~2050年
カーボンフリーな代替燃料への転換						★目標 ・2028年よりも前倒しでゼロエミッション船の商業運航実現		★目標(2050年時) ・船舶分野における水素・アンモニア等の代替燃料への転換
○水素燃料電池船								
●燃料電池船		実証				水素燃料電池船 導入拡大		水素燃料電池船 商用拡大
○フルバッテリー船								
●EV船		実証				ゼロエミッションEV船 導入拡大		ゼロエミッションEV船 商用拡大
○水素・アンモニア燃料船								
●水素燃料エンジン・アンモニア燃料エンジン		技術開発			実証 2025年より前に実証開始		水素・アンモニア燃料船 導入拡大	水素・アンモニア燃料船 商用拡大
●革新的燃料タンク・燃料供給システム		技術開発			実証			
LNG燃料船の効率化								
○LNG燃料船								
●革新的燃料タンク・燃料供給システム		技術開発						
●風力推進等との組み合わせ		技術開発						
●超効率LNG燃料船+風力推進船						超効率LNG燃料船+風力推進船 導入・拡大		超効率LNG+風力推進船 商用拡大 LNG燃料から再生メタンへ次期に転換 ※CO ₂ 排出削減率86%、再生メタン活用でゼロエミッション
枠組の整備								
○新造船						新造船に対する燃費性能規制(EEDI)の規制強化		EEDIの更なる規制強化(未定)
○現存船						現存船に対する燃費性能規制(EEXI)・燃費実績の格付けの制度の実施		EEXI・燃費実績格付け制度の見直し等(未定)
○船舶、船主等						経済的手法(例:燃料油課金)の導入による研究開発、普及等の促進(未定)		
	内航海運の低・脱炭素化に向けた議論を踏まえ必要な制度構築を含めた取組の推進							

図10 船舶産業の成長戦略工程表
出典: 経済産業省

2-3. 既存の GHG 排出規制

2011年7月にMEPC 62が開催され、CO₂排出削減を目的として、①SEEMP及び②EEDIを強制化する附属書VI改正案が採択され、2013年1月発効した。総トン数400トン以上の国際船舶に適用された。

① SEEMP (Ship Energy Efficiency Management Plan: 船舶エネルギー効率管理計画書)

全船舶のエネルギー効率改善のため、運航毎の取り組みを示した管理計画書(SEEMP)の航海前作成が義務付けられた。航海中は計画に沿って運航し、航海後にレビューを行う。2016年10月にMEPC70が開催され、SEEMP改正案が採択された。2019年より総トン数5,000トン以上の国際船舶は、燃料消費量等の運航データ収集及び報告が義務付けられた。

② EEDI (Energy Efficiency Design Index: 新造船への燃費性能規制)

新造船の建造契約日と引渡日に応じて、燃費効率適合が義務付けられた。1999～2008年の建造船トン・マイル当たり排出量平均値を基準にフェーズ0とし、2020年以降でフェーズ2(20%削減)、2025年以降でフェーズ3(30%削減)と強化される(図11)。ただし、VLGC(Very Large Gas Carrier: 大型LPG運搬船)、コンテナ船、クルーズ船、一般貨物船及びLNG輸送船などの大型新造外航船は、2022年4月以降の新造契約船からフェーズ3が前倒し実施となる。

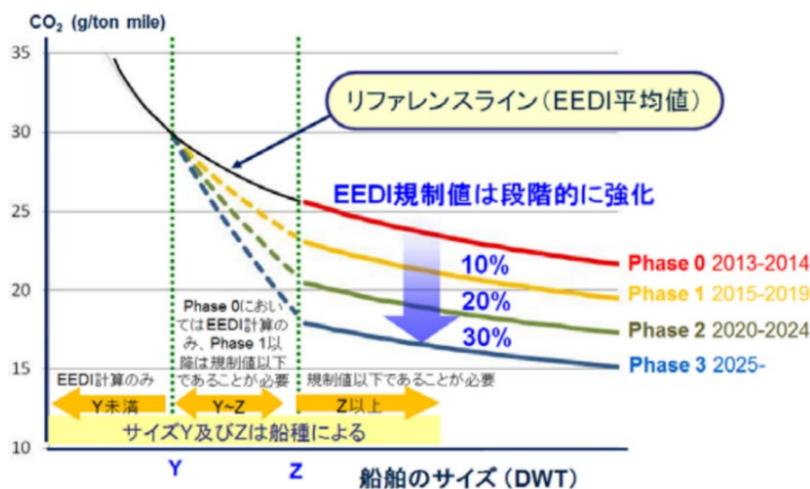


図11 EEDI規制の推移

出典: ClassNK

2-4. 今後の GHG 排出規制

2020年11月、MEPC 75が開催され、GHG短期対策として、①EEXI規制及び②CIIの導入案が合意された。2021年6月のMEPC 76で採択され、2023年1月より規制が開始される。

① EEXI (Energy Efficiency Existing Ship Index: 既存船への燃費性能規制)

既存船の燃費性能を事前評価し、新造船(EEDI)と同様の燃費が義務付けられる。基準に満たない場合、出力制限(EPL)⁶や改造が必要となり、新造船転換が促される(図12)。

⁶ 出力制限(Engine Power Limitation): 船舶の回転数設定を変更することで燃費性能(EEXI)を改善するシステム。緊急時にはリミッターを解除できる。費用対効果は高く、最も簡易的であるが、あくまでも暫定的処置に過ぎない。

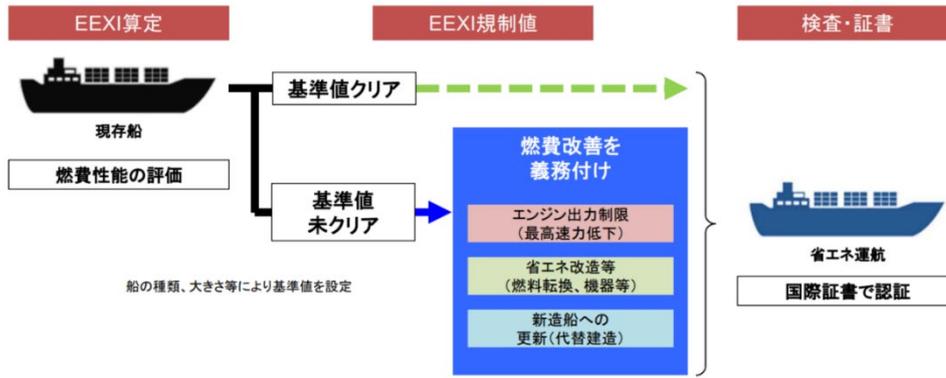


図12 EEXI 規制への対応イメージ

出典: 国土交通省

② 燃費実績格付け制度 (Carbon Intensity Indicator: CII)

1年間の燃費実績を事後検証し、5段階 (A~E) で評価する制度で、E評価や3年連続のD評価の場合は改善計画の提出及び実行が求められる(図13)。

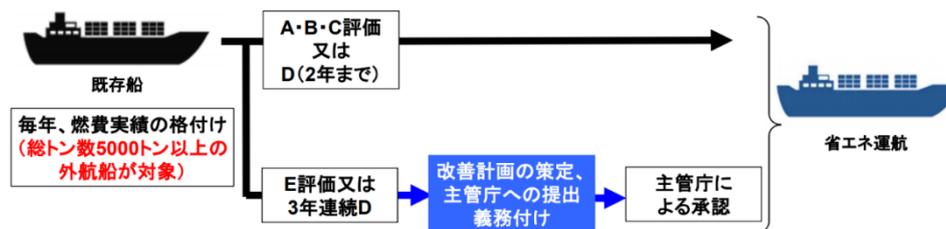


図13 CII 規制への対応イメージ

出典: 国土交通省

③ GHG 規制による LNG 輸送船への影響

既存船への GHG 規制について、日本の平均船齢は比較的新しく影響は限定的と見られるが、唯一 LNG 輸送船は燃料特性と耐久性から船齢が古く、エネルギー効率の悪い船舶も運航していると推察される。

表1 船舶の各推進システムの特徴

分類	推進システム	特徴
Steam	ST: Steam Turbine	BOG/重油をボイラ燃焼し、高圧蒸気でタービン駆動
	Reheat Steam Turbine	高圧蒸気タービン出を再加熱し、中/低圧タービン駆動
Diesel	SSDR: Diesel Re-Liquefaction	重油専焼ディーゼル (BOG 再液化付)、2008年カタールPJ採用
	DFDE: Dual Fuel Diesel Engine	二元燃料 (BOG/重油) 燃焼、中速ディーゼル機関
	TFDE: Tri-Fuel Diesel Engine	三元燃料 (BOG/重油/軽油) 燃焼、中速ディーゼル機関
	MEGI/XDF: Low-Speed Diesel Engine	二元燃料 (BOG/重油) 燃焼、低速ディーゼル機関
Mix	STaGE: Steam Turbine & Gas Engines	高効率蒸気タービン機関とディーゼル機関の組合せ

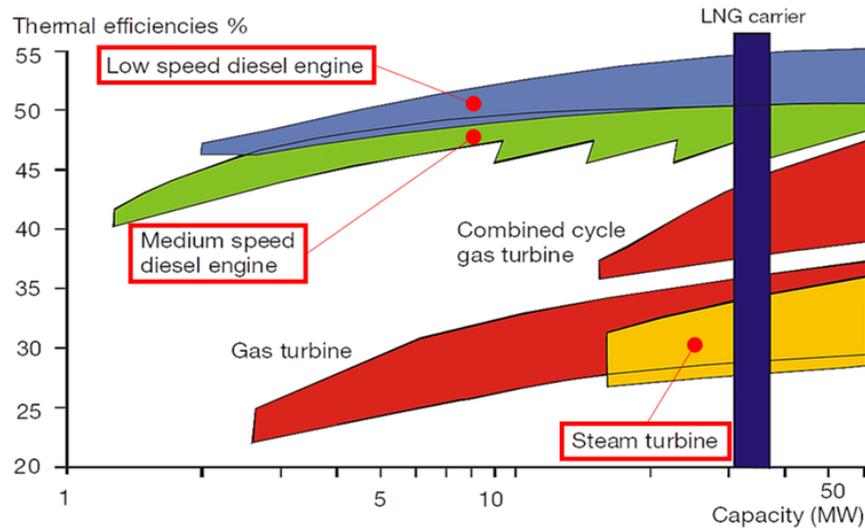


図14 蒸気タービンとディーゼルエンジンの熱効率

出典: MAN Energy Solutions (MAN Diesel & Turbo)

船用推進機関は、蒸気タービン⁷とディーゼルエンジン⁸の2機関に大別され(表1)、熱効率⁹が約2倍(蒸気タービン30%、ディーゼル50%: 図14)異なるため、1970年代のオイルショック以降はほぼ全船がディーゼル機関となった。一方、2000年代までのLNG輸送船300隻以上には、ほぼ全てに蒸気タービンが採用された(図15)。理由はLNGから発生するBOG¹⁰処理に対して、従来技術では再液化やディーゼル機関での安定燃焼が困難だったためである。LNG輸送船は、故障率の低い蒸気タービンが2023年時点で34%を占めると想定され(図16)、今後のGHG規制により撤退圧力が高まる可能性がある。

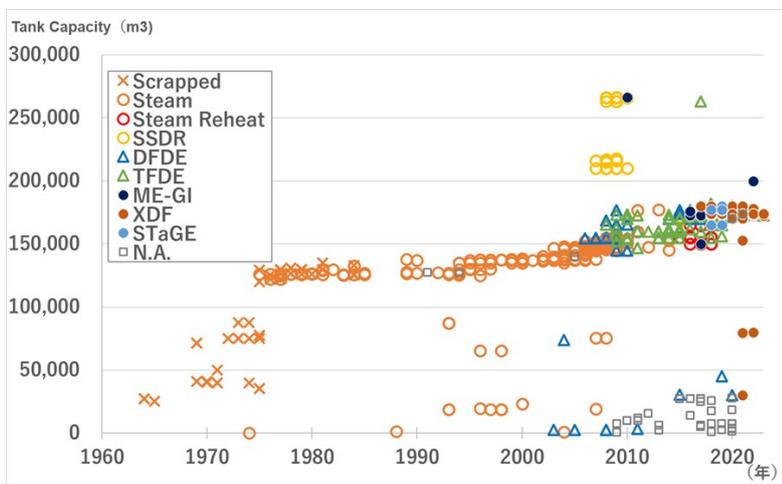


図15 LNG輸送船の推進タイプ別推移 ※バンカリング船含む

出典: IGU, GIIGNL, 各社情報より筆者作成

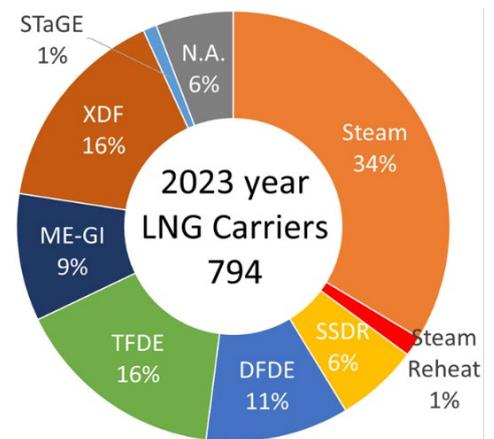


図16 推進タイプ別比率

出典: 各社情報より筆者作成

⁷ 蒸気タービン: 燃料をボイラ燃焼し高温高压蒸気によりタービンを駆動。小振動性やメンテナンス面が長所

⁸ ディーゼル機関: シリンダー内部で高温高压空気に燃料噴射し燃焼することでピストンを駆動。燃費面で長所。

⁹ 熱効率: 熱機関において、燃料を燃焼した際に発生する熱量から、有効なエネルギー(動力)として取り出せる割合

¹⁰ BOG (Boil Off Gas): LNG貯蔵タンク内への外部入熱により、LNG (-162℃)が蒸発して自然発生するガス

3. 環境規制への対策

環境規制の対応として、(1)適合油転換、(2)スクラバー装置、(3)燃料転換が挙げられる。

3-1. 適合油: 低硫黄燃料への転換

2020年1月以降のSO_x規制強化により、船舶燃料は硫黄分3.5%の高硫黄C重油(HSFO)から0.5%以下の低硫黄C重油(VLSFO)や0.1%以下のマリンガスオイル(MGO)への転換が進んだ。商船三井グループは800隻以上の運航船にて、9割は適合油にて対応、1割はスクラバーにて対応済と報告している。課題は、GHG削減には石油系燃料の転換が必要な点や、従来比で約3割高い燃料費(図17)がある。

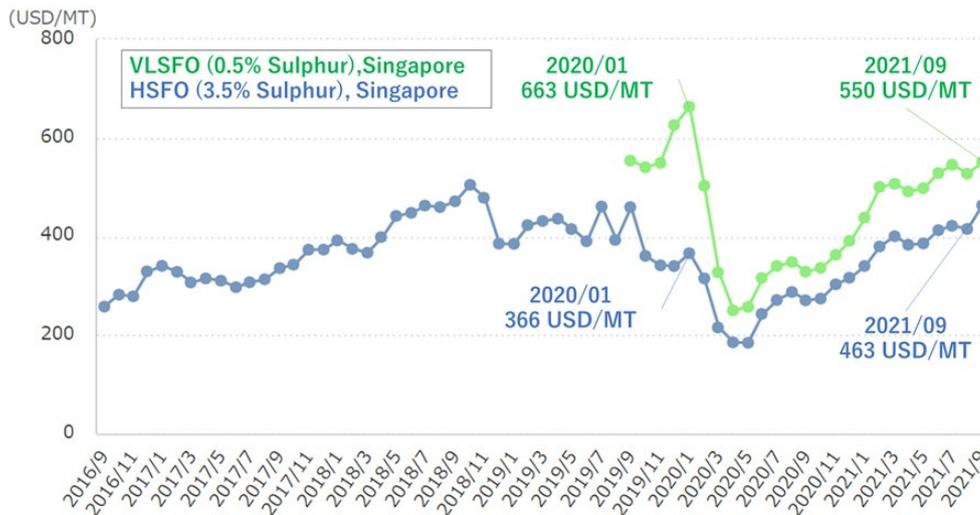


図17 HSFOとVLSFOの価格推移

出典: K-Line data に筆者加筆

3-2. スクラバー脱硫装置の導入

スクラバー装置(図18)によりSO_xや粒子状物質(PM)の最大90%、ブラックカーボンの最大60%が除去可能とされる。脱硫装置を導入することで、HSFOを継続して使用出来る利点がある。



図18 スクラバー装置イメージ

出典: MARINELOG, MOL

スクラバーは、2017年までの累計導入数はわずか400隻だったが、2021年現在では4,000隻を超えている(図

19)。特に、2019年の1年間の導入数は約2,400隻分にも上っており、2020年1月から発効した一般海域のSO_x規制強化（3.5→0.5%）に対応するための駆け込み需要を反映している。

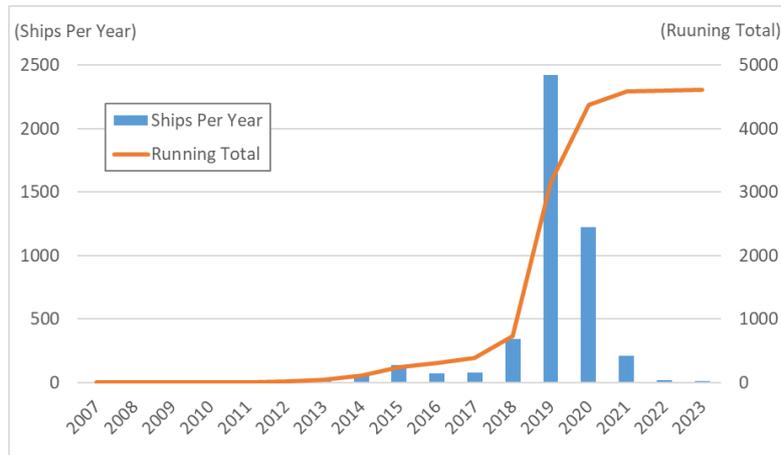


図19 スクラバー搭載船舶の推移

出典: DNV より筆者作成

スクラバーの課題として GHG 削減には有益でない点や、洗浄処理排水が海洋に流出する点がある。さらに、スクラバー補助装置用に約3%燃費が悪化する点からも、これ以上の普及は限定的と見られる。

3-3. 燃料転換: ①LNG、②合成燃料、③LPG、④メタノール、⑤水素、⑥アンモニア、⑦バッテリー

① LNG: 従来比で SO_x, PM を約 100%、NO_x を約 80%、CO₂ を約 30%削減できる。課題として、CO₂削減効果が限定的な点や、エンジンから未燃状態で排出されるメタンスリップ等がある。一方、LNGはその環境性能と広範に整備された供給設備が利用可能なことから、短中期的な代替燃料として最も有望とされている。2021年2月時点で LNG 受入基地は 39 カ国 133 地域、液化基地は 21 カ国 42 地域で稼働し(図 20)¹¹⁾、LNG 輸入量は 2020 年の 3 億 5,610 万トン¹²⁾から 2040 年に 7 億トン¹³⁾と倍増すると推定され、今後も安定供給可能な燃料と期待されている。これら LNG 燃料の取り組みは、次章で詳述する。

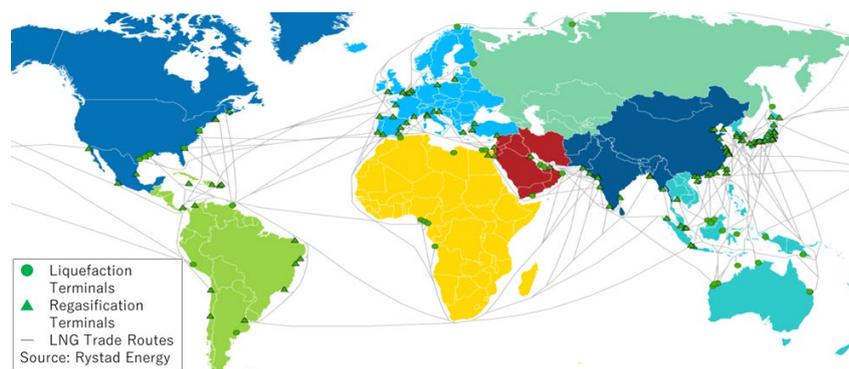


図20 主な LNG 貿易航路と LNG 出荷/受入基地の位置図

出典: IGU

¹¹⁾ IGU World LNG Report 2021

¹²⁾ GIIGNL Annual Report 2021

¹³⁾ Shell LNG Outlook 2021

② 合成燃料 (e-燃料)：再エネ由来の水素と CO₂ を利用したメタネーションにより、合成炭化水素 (e-メタン等) を製造できる(図 21)。最大の利点は既存設備をそのまま活用可能な点である。課題として、再エネ水素の製造設備や CO₂ 抽出技術が必要であり、現状では非常に高価となる。

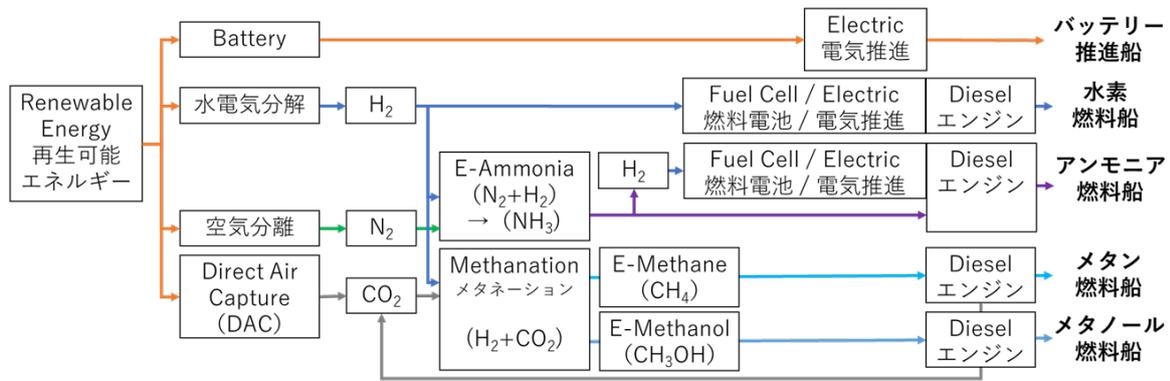


図 21 バッテリーと合成燃料の製造フロー

出典: 国土交通省より筆者作成

近年の動向として、2019年8月、商船三井が CCR (Carbon Capture & Reuse) 研究会において「船舶ゼロエミッション代替燃料に関する業界横断 WG」を開催し、合成メタンを代替燃料とするとした。また、2020年7月、JFE スチール、ジャパンマリンユナイテッド、商船三井 等の 9 社は同研究会「船舶カーボンリサイクル WG」を始動し、船用メタネーション燃料導入のロードマップ策定等を行うとした。

③ LPG: 従来比で CO₂ 排出量を約 20%削減できる。利点として、LNG の様な極低温材料が不要な点や、LPG とアンモニアのエンジン設計面での類似性から、LPG 燃料船技術がアンモニアに適用可能という期待もある。課題として、法規制が未整備な点や世界的インフラストラクチャーが不十分な点がある。

動向として、2020年10月にシンガポール BW LPG は、世界初の LPG 燃料焚き二元燃料 VLGC 改造船 BW Gemini を竣工した。また、2021年6月にベルギー Exmar は、世界初の LPG 燃料焚き二元燃料 VLGC 新造船 FlandersInnovation を竣工した。国内では、2020年4月、飯野海運は川崎重工にて日本初の LPG 燃料焚き二元燃料 VLGC 新造船を建造するとした。DNV によると 2021年5月現在、LPG 燃料焚き二元燃料改造船は発注段階を含めて 15 隻、新造船は 53 隻が発注済である。

④ メタノール: 従来比で SO_x, PM を 100%、NO_x を約 20%削減できる。GHG 削減効果は製造過程に依存し、天然ガス由来では約 10%、バイオ燃料や合成燃料では約 80%削減となる。メタノールは比較的簡易に製造できる利点があり、既にメタノールタンカーで実用化されている。課題は高い燃料費となる。

動向として、2016年9月に商船三井は世界初のメタノール及び重油の二元燃料船 MANCHAC SUN を竣工させ、カナダで長期貸船を開始した。2021年5月に NYK Bulkship 保有のメタノール専用タンカー Takaroa Sun が、オランダ・ロッテルダム港で世界初の Barge to Ship 式メタノール燃料供給を実施した。DNV によると 2021年5月現在、メタノール燃料船は発注段階を含めて 25 隻となっている。

⑤ 水素: GHG 削減効果は製造過程に依存し、再エネ由来の製造が求められる。課題として非常に高価な設備投資が挙げられ、燃料タンクでは液化水素燃料を -253℃または 70MPa に維持する必要がある。

水素燃料電池の取り組みとして、2020年9月に日本郵船、東芝エネルギーシステムズ、川崎重工、日本海事協会、ENEOS の 5 社は、「高出力燃料電池搭載船の実用化に向けた実証事業」を日本で初めて開始した。2024年を目途に水素燃料供給を伴う実証運航を行うとしている。

水素エンジンの取り組みとして、2021年4月に川崎重工、ヤンマーパワーテクノロジー、ジャパンエンジン は、大型船舶向け水素燃料エンジン共同開発会社「HyEng」設立に向けた基本合意を締結した。

⑥ アンモニア: GHG削減効果について、水素同様に製造過程に依存する。利点として、液体アンモニア(-78℃)の方が液体水素(-253℃)よりも貯蔵・運搬等の投資コストが低減される点がある。課題として、強い毒性かつ腐食性が挙げられ、燃焼時にNOxを排出する問題もある。

取り組みとして、2020年8月に日本郵船、IHI原動機、日本海事協会の3社は、世界初のアンモニア燃料タグボート実用化に向け、共同研究契約を締結した。また、2021年3月に住友商事、Yara等の6社は、シンガポール港でのグリーンアンモニア船燃料供給事業化に向けた共同検討覚書を締結している。2021年5月には商船三井、伊藤忠商事、Pavilion等の6社が、シンガポールでの船用アンモニア燃料の共同開発覚書を締結した。そして、2021年5月に日本郵船、日本シッパード、日本海事協会の3社は、Yaraとアンモニアを主燃料とする液化アンモニアガス運搬専用船(AFAGC: Ammonia Fueled Ammonia Gas Carrier)の共同検討覚書を締結している。さらに、2021年6月、伊藤忠商事、川崎汽船、JERA等を含む国内外計23社がアンモニア燃料利用の共同検討覚書を締結し、協議会を立ち上げた。

⑦ バッテリー: 近距離向け小型船等にて、小容量バッテリーが適用可能な段階にある。しかし、商業利用可能な大容量バッテリー技術は途上であり、充電設備も未整備である。DNVによると、電気推進船は約500隻が稼働し、ノルウェーを中心とする欧州地域での導入が全体の6割を占める(Figs. 22, 23)。

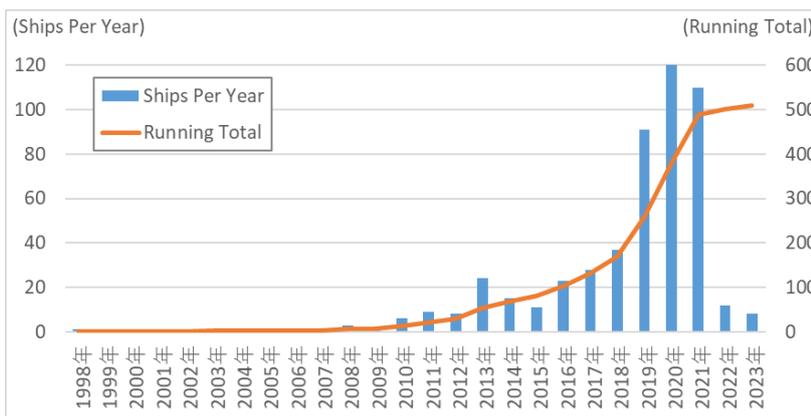


図22 バッテリーの国別比率

出典: DNV より筆者作成

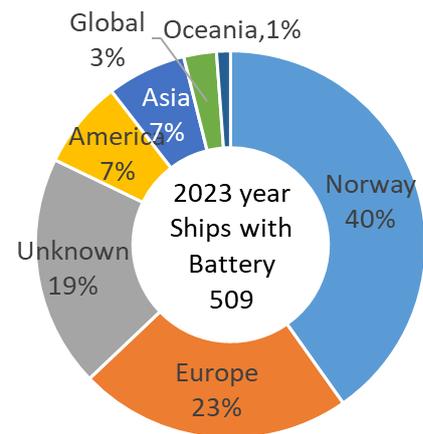


図23 バッテリーの国別比率

出典: DNV より筆者作成

取り組みとして、2020年5月、旭タンカー、商船三井等の7社は、ゼロエミッション電気推進船(EV船)を目指すe5コンソーシアム(事務局:e5ラボ)を設立した。第一弾として2020年10月、旭タンカーとe5ラボは世界初のEVタンカー船2隻を発注し、2022年に東京湾に就航予定である。また、2020年12月、e5ラボは世界初の大型EVばら積み船(KAMSARMAX¹⁴)のコンセプトモデルを完成させた。

¹⁴ KAMSARMAX: ボーキサイトの主要積出港ギニア Kamsar 港に入港可能な最大船長(229m未満)に由来

4. LNG バンカリング

4-1. LNG バンカリング方式

LNG を船舶に燃料供給する手法として、下記の3方式がある(表 2, 図 24)。日本では現状、①LNG ローリー方式が中心であり、③LNG バンカリング船¹⁵方式は2020年10月に国内初実施されている。

表2 LNG バンカリング方式

	バンカリング方式	特徴
①	Truck to Ship (TTS 方式)	✓ 岸壁に係留中の LNG 燃料船に、岸壁の LNG ローリーから供給 ✓ 小型船への燃料供給 (30 m ³ 等) に適する。初期投資少で導入易
②	Shore to Ship (Shore TS 方式)	✓ 岸壁・棧橋に係留中の LNG 燃料船に、基地タンクなどから供給 ✓ 大型船への燃料供給が可能。LNG 貯蔵設備の近傍に設置
③	Ship to Ship (STS 方式)	✓ 岸壁に係留中の LNG 燃料船に、バンカリング船が接舷して供給 ✓ 大型船への燃料供給 (20,000 m ³ 等) が可能。海洋上で柔軟に運用

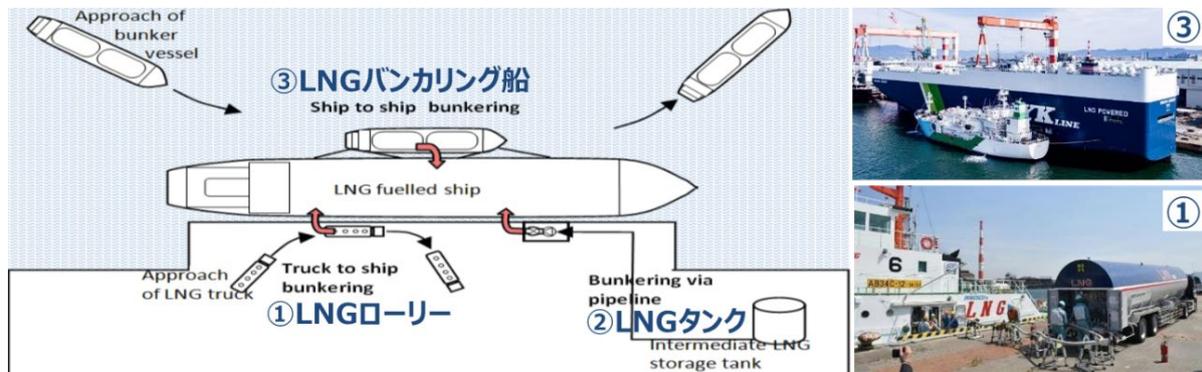


図24 LNG バンカリング方式イメージ

出典: IMO 資料に筆者加筆, JERA, 西部ガス

4-2. LNG バンカリング需要: 世界とアジア

2020年、世界の船舶用 LNG 取扱量は150万トン¹⁶に達し、これは LNG 取扱量全体3億5,610万トン¹⁷の0.4%を占める。2019年比で需要は倍増しており、今後もこの傾向は継続すると見られる。また、各機関¹⁸の船舶用 LNG 需要見通しは2025年400~1,000万トン、2030年600~3,000万トン、2040年800~6,200万トンとされ、一貫して拡大すると予想されている(図 25)。

¹⁵ LNG 燃料船に LNG を供給する船舶を、「バンカリング船」又は「供給船」と呼び、以降基本的には前者で記載する

¹⁶ IGU World LNG Report 2021

¹⁷ GIIGNL Annual Report 2021

¹⁸ Shell LNG Outlook 2020, IEA WEO 2021, IEEJ Outlook 2022

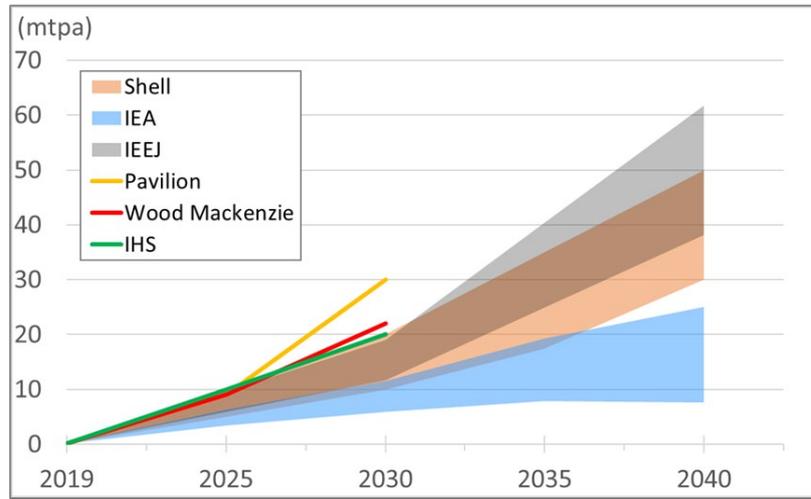


図25 世界の船舶用 LNG 需要見通し

出典: 各社情報より筆者作成

アジアにおいて、日本のバンカリング需要見通しは未だ検討中であるが、中国と韓国では数値が示されている。まず、CNOOC¹⁹は中国国内で2030年までに300-500万トンの需要を予測している(図26)。次に、KEEI²⁰は韓国国内で2030年までに136万トン、2040年には340万トンの需要を見込んでいる(図27)。

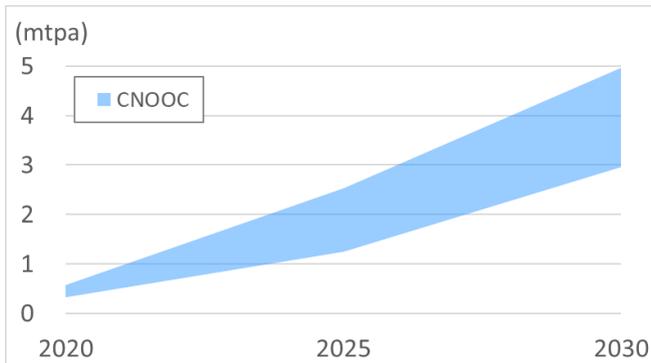


図26 中国の船舶用 LNG 需要見通し

出典: 各社情報より筆者作成

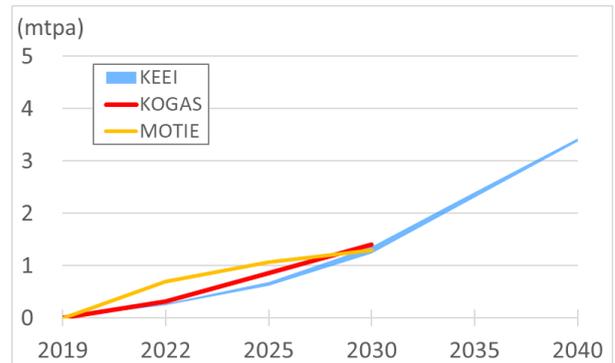


図27 韓国の船舶用 LNG 需要見通し

出典: 各社情報より筆者作成

4-3. LNG 燃料船の導入数 ※LNG 輸送船を除く

2021年6月現在、LNG燃料船は200隻が稼働中、270隻が発注済、150隻が計画中となっている。特に、2021年の稼働数は前年比4倍と急増している。また、原油タンカー、コンテナ船、プロダクト/ケミカルタンカーについて、2010年代後半まで導入はほとんど無かったが、今後3年間では138隻(原油57隻、コンテナ51隻、ケミカル30隻)と急増し、竣工予定279隻の半数を占める(図28, 29)。

¹⁹ CNOOC (China National Offshore Oil Corporation, 中国海洋石油集团有限公司): 中国の国有石油・天然ガス会社

²⁰ KEEI (Korea Energy Economics Institute, 韓国エネルギー経済研究所): 韓国政府設立の公的研究機関

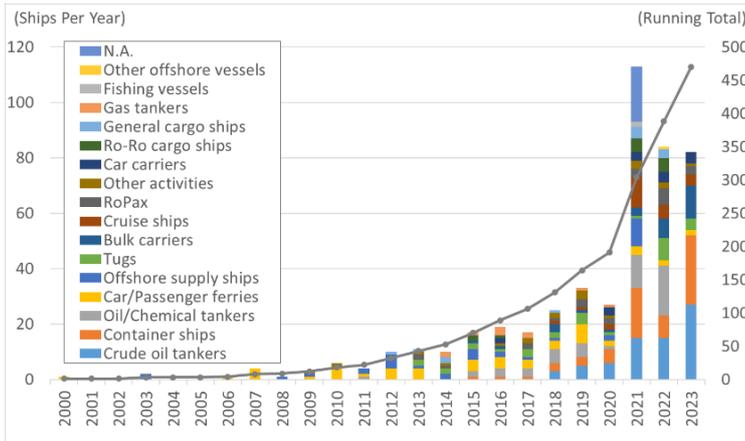


図 28 LNG 燃料船における船種別稼働数の推移

出典: IGU, GIIGNL, DNV, 各社情報より筆者作成

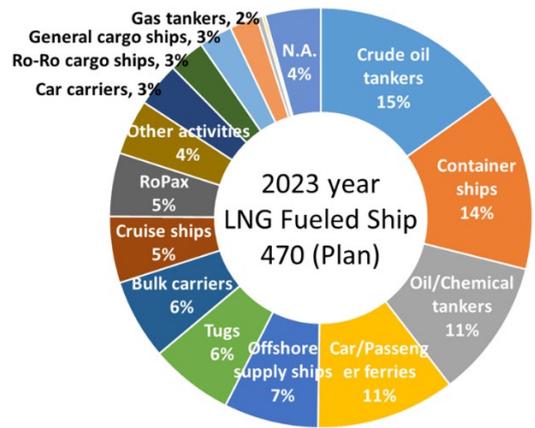


図 29 燃料船の船種別比率

出典: 各社情報より筆者作成

2000年に世界初のLNG燃料船フェリー Glutra が稼働してからの約20年間、LNG燃料船の7~9割を欧州が占めていたが、2020年以降は国際船舶(Global)の比率が拡大している(図30)。特に、今後3年間の国際船舶導入は164隻と、竣工予定279隻の約6割を占める。

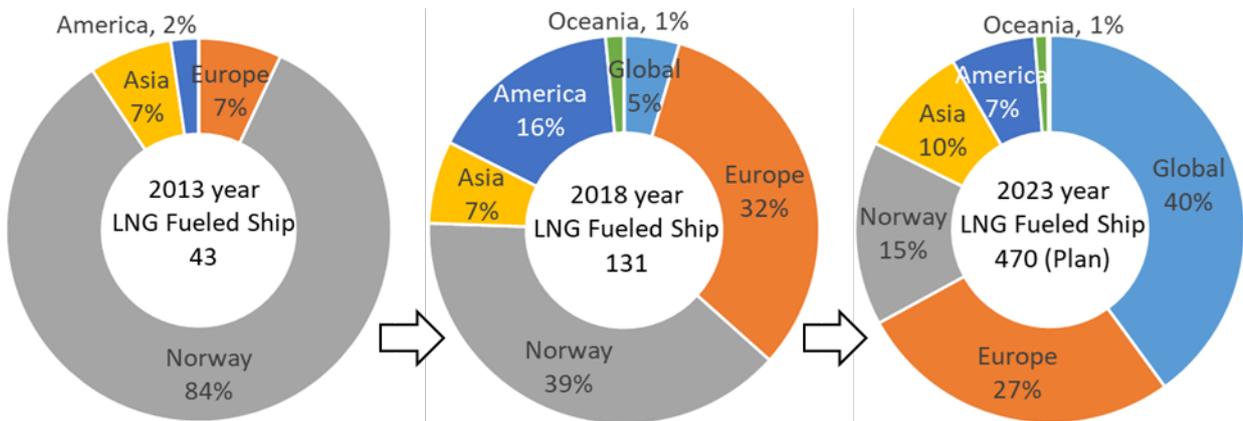


図 30 LNG 燃料船の国別推移

出典: 各社情報より筆者作成

4-4. LNG バンカリング船の導入数

2021年5月現在、LNGバンカリング船は30隻が稼働中、20隻が発注済、17隻が計画中となっている。特に2021年のバンカリング船は前年比4倍と急増し、LNG燃料船と同様の傾向が見られる。また、アジア地域での導入が進んでおり、今後3年間で13隻と全体(37隻)の約4割を占める(図31, 32)。

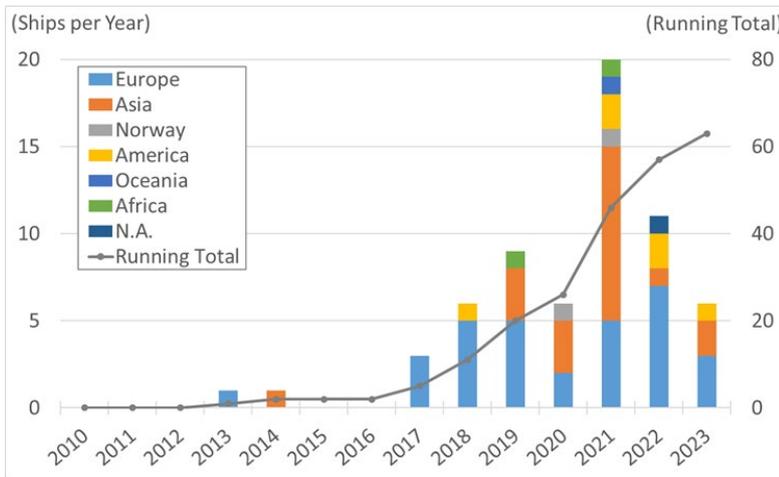


図31 世界のLNGバンカリング船の国別推移

出典: IGU, GIIGNL, DNV, 各社情報より筆者作成

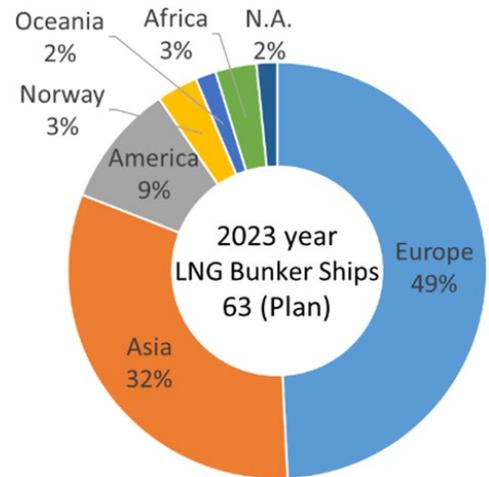


図32 バンカリング船の国別比

出典: 各社情報より筆者作成

国外では、2013年に世界初の改造LNGバンカリング船 Seagas (容量167 m³) が欧州で稼働し、2014年にはアジア初の中国・長江でLNGバンカーバージ (500 m³) が稼働している。2017年6月に世界初の新造LNGバンカリング船 Green Zeebrugge²¹ (5,100 m³) がベルギーで稼働した。更に2020年9月には世界最大のLNGバンカリング船 Gas Agility (18,600 m³) が竣工し、11月にオランダ・ロッテルダム港でコンテナ船に17,300 m³を供給した。

国内においては、2020年10月に日本初のLNGバンカリング船かぐや (3,500 m³) が伊勢湾で稼働し、自動車専用船「SAKURA LEADER」向けに日本初のSTS方式LNG燃料供給を行った。また、2021年内には、日本で2隻目のバンカリング船となるエコバンカー東京ベイ (2,500 m³) が稼働予定である。

4-5. LNG燃料船とバンカリング船の導入数

燃料船とバンカリング船の進捗は、しばしば「鶏と卵」問題として取り上げられる。普及への課題として、LNG燃料船の建造費が従来比2~3割増となる点、船員のLNG教育や訓練が必須となる点、及びLNGタンク容積が従来比2倍となるため貨物の積載能力を圧迫する点などがある。しかし、近年は環境規制への有効性などから導入数が急増している。その推移を下記にまとめる(表3)。

²¹ Green Zeebrugge: 2017年6月の就航当初の名称は Engie Zeebrugge, 2020年11月に現在の名称に改称

表3 世界のLNG燃料船/バンカリング船の累積導入数

Area	Ships	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Global	Fueled	-	-	-	-	2	5	6	11	24	65	118	188
	Bunker	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Europe	Fueled	32	39	49	60	70	79	93	114	124	177	197	199
	Bunker	-	1	1	1	1	4	9	14	17	23	30	33
Asia	Fueled	-	3	3	5	6	6	9	13	17	28	37	44
	Bunker	-	-	1	1	1	1	1	4	7	17	18	20
America	Fueled	-	1	1	5	9	14	21	24	24	31	32	33
	Bunker	-	-	-	-	-	-	1	1	1	3	5	6
Oceania	Fueled	-	-	-	-	2	2	2	2	2	2	3	5
	Bunker	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1
Middle East	Fueled	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1
	Bunker	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Africa	Fueled	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bunker	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1
N.A.	Fueled	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bunker	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	2	2
Total	Fueled	32	43	53	70	89	106	131	164	191	304	388	470
	Bunker	-	1	2	2	2	5	11	20	26	46	57	63

2000年に世界初のLNG燃料船が欧州で登場し、10年間での稼働は30隻に留まっていたが、2016年に欧州域の燃料船が70隻に達してからは燃料船4~5隻に対してバンカリング船1隻のペースで拡大している。2023年に欧州で燃料船199隻、バンカリング船33隻が見込まれる。次にアジア地域では、2013年にLNG燃料船3隻が稼働したのを皮切りに、燃料船2隻に対してバンカリング船1隻という欧州を上回るペースで拡大し(図33)、2023年時点で燃料船44隻、バンカリング船20隻を見込んでいる。

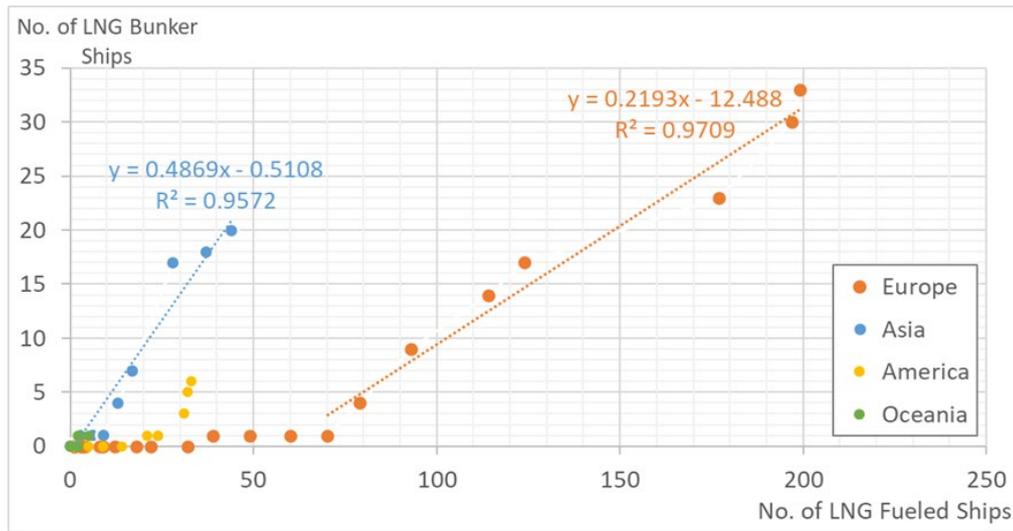


図 33 LNG バンカリング船と燃料船の導入数比較 (2000-2023 年)

出典: 各社情報より筆者作成

4-6. 地域別の LNG バンカリング動向: ①北米、②オセアニア、③中東、④アフリカ、⑤アジア

今後、欧州以外でも LNG バンカリングの拡大が見込まれ、下記に主な地域の動向をまとめる。

① 北米 (米国、カナダ) : 2018 年 8 月、フロリダ州ジャクソンビル港で、北米初の LNG バンカーバージ Clean Jacksonville (2,200 m³) が竣工した。2020 年 8 月、Eagle LNG は北米初 Shore to Ship 設備を備えるフロリダ州ジャクソンビル港 Talleyrand LNG bunker 基地にて、更なる大型設備を計画するとして。2021 年 5 月、Puget LNG と GAC Bunker は、Tacoma LNG 基地から北米西海岸初の LNG バンカリングを実施する MOU を締結し、2021 年内の稼働を予定している。

2020 年 9 月、住友商事はカナダ Cryopeak LNG と、北米太平洋地域で LNG バンカリングサプライチェーンを共同開発する覚書を締結した。Cryopeak は 4,000 m³ LNG バンカーバージの 2023 年稼働開始を予定している。2020 年 2 月、カナダ FortisBC は STS 式バンカリング設備を含む Tilbury LNG 液化基地拡張 PJ の連邦影響評価等開始の提案書を提出し、2022 年の建設開始を予定している。

② オセアニア (豪州) : 2020 年 5 月、ピルバラ港湾局は豪州初 LNG バンカリング事業許可を西豪州のダンピア港及びポートヘッドランド港で Woodside に発行した。2020 年 12 月、世界最大の鉱業会社 BHP は、2022 年から中国向け豪州産鉄鉱石運搬船 Newcastlemax 5 隻への LNG 供給契約を締結した。

③ 中東 (UAE, オマーン) : 世界で 2 番目に大きい燃料油バンカリングハブである UAE フジャイラ港にて LNG バンカリングが検討され、オマーンのソハール港でも年間 100 万トン容量の LNG バンカリングハブ基地が Total Energies にて検討中である。2018 年 12 月には INPEX と ADNOC L&S が、2019 年 9 月に Shell と Qatar Petroleum が、それぞれ LNG バンカリングベンチャー設立の契約を締結した。

④ アフリカ (南アフリカ) : 南アフリカのアルゴア湾 Coega 港はブラジル産鉄鉱石運搬船 Valemax の航路上に位置し、戦略的な立地にある。2020 年 10 月、南アフリカ DNG Energy は、港湾当局よりアフリカ初の LNG バンカリング事業許可を取得し、早ければ 2021 年内に事業開始が見込まれている。

⑤ アジア地域: 主な LNG バンカリング動向について、下記にまとめる (表 4)。

表4 アジアのLNG燃料船/バンカリング船の累積稼働数

Area	Ships	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
China	Fueled	—	2	2	3	4	4	4	5	7	17	17	17
	Bunker	—	—	1	1	1	1	1	1	1	7	7	8
Singapore	Fueled	—	—	—	—	—	—	2	4	5	6	10	14
	Bunker	—	—	—	—	—	—	—	2	2	4	4	4
Japan	Fueled	—	—	—	1	1	1	1	2	3	3	4	7
	Bunker	—	—	—	—	—	—	—	—	1	2	3	3
Korea	Fueled	—	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
	Bunker	—	—	—	—	—	—	—	1	2	3	3	4
Others	Fueled	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4	4
	Bunker	—	—	—	—	—	—	—	—	1	1	1	1
Total	Fueled	—	3	3	5	6	6	9	13	17	28	37	44
	Bunker	—	—	1	1	1	1	1	4	7	17	18	20

中国: アジアで最も野心的な導入計画を進める。2020年5月、CSSC（中国船舶集団）は広東省内陸船LNG協定に調印し、2025年までに1,500隻の改造燃料船と19ヵ所の供給施設、40万トンの需要を見込む。2021年3月、CNOOC（中国海洋石油集団）は新造ばら積み船50隻にLNGを供給するとした。

韓国: LNGバンカリングが本格化し、造船産業への波及効果が期待される。2020年6月、韓国産業通商資源部（MOTIE）は容量7,500 m³以上のバンカリング船建造支援を発表し、総額30%の最大150億ウォン（15億円）を支援するとした。2020年11月、韓国初のLNG輸送兼用船SM JEJU LNG 2にて、STSテストを実施した。2020年12月にKorea LNG Bunkeringを設立し、2021年1月に韓国初のTTS式LNG供給を実施した。2023年に韓国初LNGバンカリング専用船（7,500 m³）を計画している。

シンガポール: 世界最大の船用重油供給地であり、LNG燃料も国策で推進する。2021年1月、国内初のLNGバンカリング船FuelNG Bellinaが竣工した。2021年3月、海事港湾局（MPA）は、LNGバンカーライセンスを従来の2業者（FuelNG²², Pavilion）に加え、Total Marine Fuels Privateに認めた。

マレーシア: 2020年10月にAvenir LNGは、東南アジア初のLNGバンカリング船Avenir Advantage（7,500 m³）を同国Petronasへ3年間傭船し、2020年11月にLNGバンカリングを初実施した。

インドネシア: 2021年6月、国営Pertamina International Shippingは、自社保有の新造船5隻に、国営ガス大手PGNからLNGおよびバンカリング設備の提供を受けるHoAを締結した。

4-7. LNGバンカリングの国際港湾間連携

2016年10月、世界初の「LNGを船舶燃料として開発するための協力に関する覚書」が7カ国8者の港湾当局（日本、シンガポール、韓国・蔚山港、ベルギー・アントワープ/ゼーブルージュ港、オランダ・ロッテルダム港、ノルウェー、米国・ジャクソンビル港）間で締結された。また、2017年7月に3者（カナダ・バンクーバー港、フランス・マルセイユ港、中国・浙江省港）、2018年10月にエジプト・スエズ運河経済特区庁が加わり、計11カ国12者の港湾当局間ネットワークが形成されている(図34)。

2020年10月、日本国土交通省港湾局は、シンガポール海事港湾局、オランダ・ロッテルダム港湾公社と脱炭素化を見据えた「将来の船舶燃料に対応するための港湾間協力に関する覚書」を締結した。

²² FuelNG: Keppel Offshore & Marine / Shell 間の合弁事業であり、2016年1月に Keppel O&M / BG Group（当時）連合と Pavilion Energy が、シンガポールで最初の2件のLNGバンカリングライセンスを認められた。

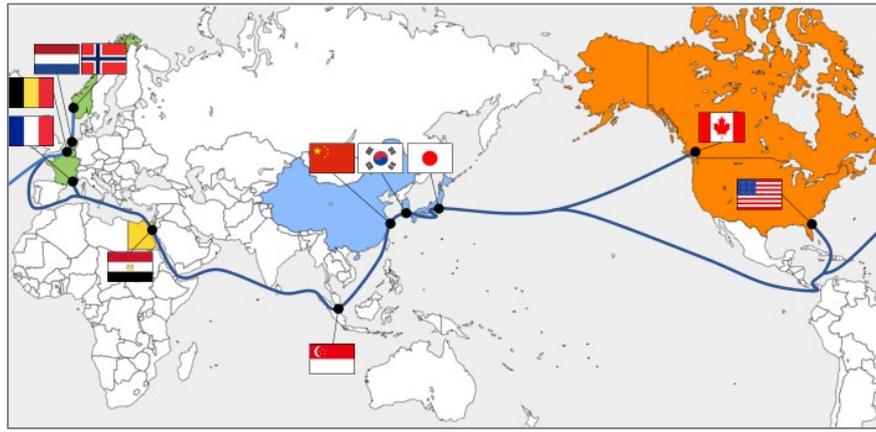


図34 LNG船舶燃料に関する覚書締結の港湾位置図

出典: 各社情報より筆者作成

4-8. 日本のLNGバンカリング体制

下記に、国内LNGバンカリング体制や港湾インセンティブ²³等についてまとめる(表5, 図35)。

表5 日本のLNGバンカリング体制と進捗

項目	九州・瀬戸内	大阪湾	伊勢湾・三河湾	東京湾	
LNG供給(トランク・船)	供給(TTS方式)	2019年5月、北九州港 LNG燃料タグボート 「魁(さきがけ)」へ供給	2019年1月、堺泉北港 2019年9月、神戸港 LNG燃料タグボート 「いしん」へ供給	2019年11月、名古屋港 LNG燃料タグボート 「いしん」へ供給	2015年7月、 日本初 LNG燃料タグボート 「魁(さきがけ)」へ供給
	拠点	ひびきLNG基地	大阪ガス泉北/姫路製造所	東邦ガス知多緑浜工場	東京ガス根岸LNG基地
	事業者	日本郵船、九州電力、西部ガス、中国電力	商船三井、大阪ガス	商船三井、東邦ガス	日本郵船、東京ガス
	供給(STS方式)	2022年計画中	なし	2020年10月稼働 日本初 「かぐや」	2021年予定 「エコバンカー東京ベイ」
	タンク容量	—	—	3500m ³	2500m ³
	事業者	—	—	JERA川越火力発電所 セントラルLNGシッピング (日本郵船、川崎汽船、 JERA、豊田通商)	東京ガス袖ヶ浦LNG基地 エコバンカーシッピング (住友商事、上野トランス テック、横浜川崎国際港 湾、日本政策投資銀行)
LNG燃料船	燃料船①	2022 - 2023年予定 日本初 LNG燃料フェリー2隻(別府~大阪間) 「さんふらわあくれない」 「さんふらわあむらさき」	2020年10月稼働 日本初 LNG燃料自動車専用船 「SAKURA LEADER」 (国際船登録)	2015年9月稼働 日本初 LNG燃料タグボート 「魁(さきがけ)」	
	事業者	商船三井グループ/フェリーさんふらわあ		日本郵船	
	燃料船②	2023年4, 6月予定 世界初 LNG燃料大型石炭専用船2 隻(九電石炭火力向け)	2019年2月稼働 LNG燃料タグボート 「いしん」	2020年12月稼働 日本初 LNG燃料内航貨物船「いせ みらい」(JERA火力向け)	2025年予定 世界初 LNG燃料中型客船 (飛鳥クルーズ)
	事業者	日本郵船、商船三井、九州電力	商船三井	商船三井内航、テクノ中 部、協同海運	日本郵船(郵船クルーズ)
燃料船③	—	—	2021年3月稼働 LNG燃料自動車専用船 「CENTURY HIGHWAY GREEN」(国際船登録)	—	
事業者	—	—	川崎汽船	—	
インセンティブ	入港料免除	2014年11月、北九州港 日本初 グリーンアワード認証取 得LNG船: 10%減免	2020年6月、大阪港 グリーンアワード認証取 得LNG船: 10%減免	2016年11月、名古屋港 グリーンアワード認証取 得LNG船: 10%減免	2017年3月、横浜港 グリーンアワード認証取 得LNG船: 10%減免 国際港湾ESI制度: 5%減免
	—	—	2021年4月、大阪湾 LNG燃料船: 10%減免	2019年4月、伊勢・三河湾 日本初 LNG供給船: 全額免除 LNG燃料船: 全額免除	2021年4月、東京湾 LNG供給船: 全額免除 LNG燃料船: 全額免除

²³ グリーンアワード認証: 船会社の会費等で運営。オランダのNPO法人が認証。海洋環境保護等が目的
国際港湾ESI制度: 世界港湾気候イニシアチブ(WPCI)が運営。船舶の大気汚染物質排出削減が目的

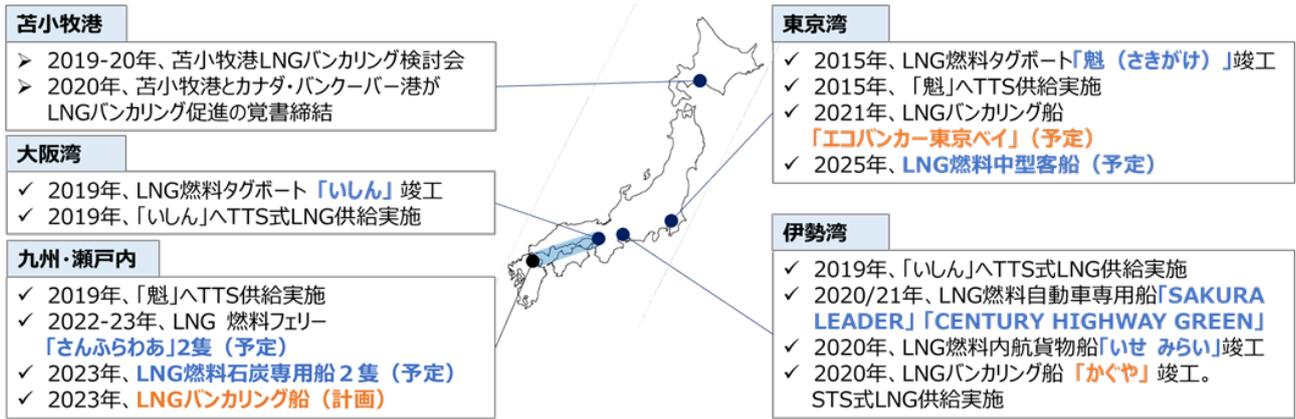


図35 日本のLNGバンカリング状況

出典: 各社情報より筆者作成

【補足情報】

① 北海道・苫小牧港: 2019年2月、苫小牧港と石油資源開発 (JAPEX) は、LNGバンカリング検討会を設置し、2020年4月までに計6回の会合を実施後、検討を終了した。2020年3月、苫小牧港とカナダ・バンクーバー港は、「LNGバンカリングの促進に向けた覚書」を締結した。

② 東京湾: 2021年2月、住友商事とPetronas Tradingは、船舶燃料LNG関連事業をマレーシアと東京で共同販売する協力覚書を締結した。2021年5月、郵船クルーズ、日本郵船、エコバンカー SHIPPING及び横浜市の4社は、LNG燃料クルーズ船受入等の検討覚書を締結した。

③ 国内企業の取り組み: 日本郵船は、「Sail GREEN」PJを掲げ、今後約10年間の新造自動車専用船約40隻をLNG燃料船とし、2030年頃から水素等のゼロエミッション船を目指すとした。2024年までに8隻、2025～2028年に12隻のLNG燃料船を導入し、計20隻で2,000億円弱の投資となる。商船三井は、2021年6月に「環境ビジョン2.1」を発表し、2030年までにLNG燃料船を約90隻、2035年までにゼロエミッション船を約110隻投入するとした。今後3年間で低・脱炭素分野に約2,000億円を投資する。川崎汽船は、環境に関わる長期指針「K LINE 環境ビジョン 2050」を策定しており、2021年3月に竣工した同社初のLNG燃料自動車専用船に続き、2023～2025年度までに計8隻を導入するとした。

④ 国外企業との取り組み: 2021年2月、JERAとPetronasは、脱炭素分野等の協業覚書を締結した。アジア諸国でのアンモニア・水素燃料供給、及び国際でのLNGバンカリング供給チェーンを検討する。

5. 課題と提言

今後、国内でLNGバンカリングが普及していく上で、LNG燃料船の優遇措置及び国際港湾間連携の不足、そして日本のLNG市場におけるプレゼンス低下が課題となる。

まず、優遇措置について。LNG燃料船は、従来と比べ割高な建造費やLNG教育/訓練を受けた船員の確保、及び従来比2倍のLNGタンクに圧迫される積載貨物容量などが課題となっており、普及には入港料免除等のインセンティブが有効となる。現在、国内では伊勢湾・三河湾と東京湾の2港湾にのみ全額免除が設定されており、全国規模での優遇措置強化が求められる。

次に、港湾間連携について。現在、国土交通省港湾局は「LNGを船舶燃料として開発する協力覚書」を11カ国12者の港湾当局間で締結し、「脱炭素化を支援する将来の船舶燃料に対応する協力覚書」を3カ国の港湾当局間にて締結している。しかし、本取組には日本とLNG貿易面で結び付きの深い豪州やマレーシア、インドネシアなどの東南アジア諸国は未だ参加していない。天然ガス等の低炭素燃料だけでなく、将来の脱炭素燃料についてサプライチェーン体制を整えるためにも、早急な国際港湾間の連携強化が必要である。

最後に、LNG市場プレゼンスについて。日本は1969年から半世紀以上に渡り世界一のLNG取扱量を維持し

てきたが、早ければ今年中にも中国が世界最大に取って代わる見通しである。今後、日本が LNG 市場で影響力を維持し強化するためにも、LNG ハブの役割を担い、LNG トレーディングやインフラ輸出、積極的な人材交流等をアジア地域で主導していく必要がある。

6. まとめ

国際海運における海洋環境規制の強化に伴い、短中期的には LNG 等の低炭素燃料への転換、長期的には水素やアンモニア及び合成燃料等の脱炭素燃料への移行が必要とされている。既に LNG はトランジション燃料の役割を担い始めており、船用 LNG 需要は 2020 年には 150 万トンに達し、今後 10 年間で約 10 倍に拡大すると予想されている。特に、アジアは今後、経済成長と石炭燃料の転換と相まって世界最大の LNG 需要地域になると見込まれ、より効率的にバンカリング体制を整備するためには、港湾間の連携や迅速な設備構築が必要となる。その中で、50 年以上に渡り世界で最も多くの LNG を、最もクリーンに活用してきた日本が国際海運で果たすべき役割は大きい。

【参考文献】

- 1) GIIGNL Annual Report 2021 (2021/04),
https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/giignl_2021_annual_report_apr27.pdf
- 2) IEA, CO₂ Emissions from Fuel Combustion (2020/07), <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-from-fuel-combustion-overview>
- 3) IEA, World Energy Outlook 2021 (2021/10), <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
- 4) IGU World LNG Report 2021 (2021/06), <https://www.igu.org/resources/world-lng-report-2021/>
- 5) JSA, SHIPPING NOW 2020-2021, <https://www.jsanet.or.jp/data/pdf/shippingnow2020-2021.pdf>
- 6) Shell LNG Outlook 2020 (2020/02),
<https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2020.html#iframe=L3dlYmFwcHMvTE5HX291dGxvb2sv>
- 7) Shell LNG Outlook 2021 (2021/02),
<https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2021.html#iframe=L3dlYmFwcHMvTE5HX091dGxvb2svMjAyMS8>
- 8) 糸山直之 (2012/06), LNG 船がわかる本 新訂版, 成山堂書店
- 9) 日本郵船 LNG 船運航研究会 (2020/08), LNG 船運航の ABC 2 訂版, 成山堂書店

連載「脱炭素社会の到来」◆ 第6回 —電源の脱炭素化を支える蓄電池技術—

中村 博子*

「脱炭素」に資する蓄電池の役割

今年2月、オーストラリアのニューサウスウェールズ州ハンターバレーに、定格出力120万kWの蓄電池施設を建設する計画が発表された。昨年12月に米カリフォルニア州モンレー郡で稼働した、世界最大とされるモスランディングエネルギー貯蔵施設（出力30万kW/容量120万kW時）の4倍の出力になる。蓄電池の大型化が急速に進み、「世界最大」の記録が短期間で塗り替えられている。

蓄電池というのはどのような技術なのか。太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギー（再エネ）は気象条件によって発電量が変動するため「変動再エネ」と呼ばれ、その出力の変動を平滑化する必要がある。それらによって発電された電気を充電し、必要な時に放電して、繰り返し電気の出し入れを行えるのが「蓄電池」だ。脱炭素の実現には、「電化」を可能な限り進めるとともに、発電時に二酸化炭素を排出せず、安定して出力できる電源を増やすことが重要になる。

蓄電池は、スマートフォンやノートパソコンなどの情報端末に使用される「民生用」、電気自動車用の「車載用」、系統安定化のために変電所や発電所など系統側に併設されたり、太陽光発電の自家消費などを目的に家庭や事業所など消費者側に設置される「定置用」に分かれる。本稿では、系統安定のための定置用について考える。

系統用の蓄電池には主に①蓄電、②変動調整、③周波数調整—の三つの役割が期待される。

第一に、再エネが増えると、気象条件によっては電力需要の小さい季節や時間に供給が需要を上回り、電力が余るため、この電力を貯めておく役割がある。

第二に、日照がある日中は需要家による自家発電量や蓄電量を全体の需要から引いた「見かけ上の電力需要」が低くなり、太陽が沈む頃から需要が急激に増えるが、変動速度が大きく、火力や水力による出力の上げ・下げでは対応が難しい。蓄電池はその解決手段となりうる。

第三に、電力の周波数は、供給力より需要が増えると下がり、需要が減ると上がるが、周波数が変動すると各種機器の使用に当たり不具合が生じる恐れがある。従来、周波数を一定に保つ役割は火力や水力が担ってきたが、再エネの発電量が増えた場合に火力発電の出力を抑制する「優先給電ルール」があるため、調整力の確保が難しくなる。そこで、機動性や即応性の高い蓄電池を調整力として活用することが考えられる。たとえ数秒程度の調整であっても発電所を代替できる規模の容量が必要となる。

蓄電池の種類と国内導入事例

国内では、北海道、東北、九州に数万kW級の蓄電池システムが、さまざまな方法で導入されている（図表）。

東北電力の西仙台変電所と南相馬変電所には、4万kWのリチウムイオン電池が併設されている。また、北海道の送電事業者が天塩郡豊富町に、60万kWの風力発電所の出力平滑化用として出力24万kW/容量72万kWhのリチウムイオン電池による世界最大級の蓄電システムを建設中だ。リチウムイオン電池はエネルギー密度と充放電効率が高く、自己放電が小さい。また急速充放電が可能であるため、細かい周波数変動への対応に適している。

九州電力の豊前発電所には5万kWのナトリウム硫黄電池（NAS電池）が併設されている。NAS電池はエネルギー密度が鉛蓄電池の約3倍と高く、大容量で長時間の電力貯蔵が可能だ。2002年に日本ガイシが世界で初め

◆ 本原稿は「週刊金融財政事情」2021年5月25日号に掲載されたものを転載許可を得て掲載しております。

* 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

て実用化し、これまでに全世界で200件以上の導入実績がある。

北海道電力の南早来変電所には、1万5000kWのレドックスフロー電池が系統安定化と余剰電力の吸収のために設置されている。レドックスフロー電池はバナジウムなどのイオンの酸化還元反応を利用して充放電する。エネルギー密度が低く大きな敷地が必要だが、発火性材料を用いず、常温での運転が可能のため安全性に優れる。また、電極や電解液の劣化がほとんどなく長寿命なものも特徴だ。

また、離島において、再エネと蓄電池システムを組み合わせ、ある一定の需要地内で複数の変動再エネ電源や制御可能な電源を組み合わせることで制御し、電力・熱の安定供給を可能とする小規模供給網「マイクログリッド」を構築している例もある。

表1 蓄電池の特徴の比較

	鉛蓄電池	リチウムイオン電池	NAS電池	レドックスフロー電池
活物質 (正極/負極)	二酸化鉛/鉛	リチウム含有金属酸化物/カーボン系材料	硫黄/ナトリウム	バナジウムイオン/ バナジウムイオン
エネルギー密度	低	中	高	低
安全性	中	中	中	高
資源の入手可能性	○	△	◎	△
寿命 サイクル数	17年 3150回	10~20年 3500回	15年 4500回	20年 制限なし
メリット	過充電に強い 国内のリサイクル体制が確立	充放電効率が高い 自己放電が小さい	大容量・省スペース レアアースを使用せず低コスト	不規則な充放電操作に強い 瞬時高出力性
デメリット	SOC(充電率)の定期的なリセットが必要	発火の可能性 過放電/過充電に弱い	300℃の加熱が必要 可燃材を使用	タンクの容積大 電流損失有

(注)サイクル数は充放電できる回数のこと。各メーカー発表最新データとは異なる場合がある。
(出所)経済産業省「蓄電池戦略」、NEDO、住友電気工業ウェブサイトをもとに筆者作成

蓄電池の大型化の動き

前述した蓄電池の大型化は、世界各地で進む再エネ大量導入を支えるだけでなく、二酸化炭素を排出する火力発電の段階的廃止の動きにも合致している。

貯めた電力を価格が高い時間帯に売電（放電）する市場参加がインセンティブとして働いているほか、政策的な後押しもある。例えば、米国では再エネの大量導入が進むカリフォルニア州が2013年から定置用蓄電池の設置を電力会社に義務付けており、ニューヨーク州をはじめ他州もエネルギー貯蔵の義務化を進めている。事業に必要な電力を100%再エネ電力で賄う企業が増える中、自家消費用の大規模電源に蓄電池を併設する動きもある。米アップルは、カリフォルニア州の同社全施設にエネルギーを供給する太陽光発電所近くに、24万kWhのエネルギーを蓄電できる設備を建設すると発表している。

日本の先進技術による実証事業も海外で展開されている。米カリフォルニア州では系統安定化用にレドックスフロー電池を変電所に併設する実証が行われ、風力発電量の多いドイツのニーダーザクセン州ではリチウムイオン電池とNAS電池のハイブリッドシステムの実証が実施された。こうした動きが、日本企業が海外の蓄電池市場に進出するきっかけとなることが期待される。

連載「脱炭素社会の到来」◆ 第7回 —水素は脱炭素の切り札となるか—

笹川 亜紀子*

水素への期待

水素は元素の中で最も軽く、無色・無臭の気体である。地球上に多く存在するが、単体 (H_2) としてではなく、酸素 (O) と結び付いた水 (H_2O) の状態であることがほとんどだ。水素は今から約 250 年前、英国の化学者によって発見された。以来、気球や飛行船の浮揚用ガス、肥料の原料として用いられるアンモニアの合成、石油製品の精製や油脂の製造など、幅広く利用されてきた。

そして今、脱炭素の潮流の中で、水素がカーボンニュートラル社会を実現するために不可欠なエネルギーとして脚光を浴びている。利用時に二酸化炭素 (CO_2) を排出しない、化石燃料と比較して質量当たりの発熱量が多いといった特徴が評価されてのことだ。

また、水素は様々な資源から多様な方法で製造でき、製造過程で CO_2 を排出させない手法もある。具体的には、水を電気分解して水素を取り出す過程で再生可能エネルギー（再エネ）を電力として使う場合である。この手法で製造された水素は「グリーン水素」と呼ばれる。一方、天然ガスや石炭など化石燃料から製造し、製造時に発生した CO_2 を大気に放出すると「グレー水素」、発生した CO_2 を回収・貯留すると「ブルー水素」と呼ばれる。現在、世界で製造されている水素の大半はグレー水素だが、カーボンニュートラルを実現するため、グリーン水素の普及を目指す動きが欧州を中心に活発となっている。

このような「利用」と「製造」の面に加え、「貯蔵」や「輸送」の観点からも水素への期待が大きくなっている。風力や太陽光のように、気象条件や時間帯で発電量が変動する再エネは、需要に応じた安定的な供給ができないという課題がある。こうした課題に対し、蓄電池などエネルギー貯蔵技術の開発が進められているが、再エネの余剰電力を水電解で水素へ転換することで再エネを「貯蔵」し、安定供給を実現できる。また、需要地から遠い地域に偏在する再エネを水素へ転換することで、送電網の制約を受けずに「輸送」することも可能となる。

各国の水素戦略

水素への期待が高まるなか、多くの国々で水素活用に向けた施策を示す「水素戦略」が策定されている。なかでも世界に先駆けて水素に関する国家戦略を掲げた国が、日本である。

日本は、2014年6月に「水素・燃料電池戦略ロードマップ」を発表し、2017年12月には「水素基本戦略」を策定して水素に関する包括的な方針を示した。2030年までの目標として国際水素サプライチェーンの構築や、国内再エネ由来の水素製造技術の確立などを掲げると共に、ガソリンや液化天然ガス (LNG) と同程度のコストを実現する方針などを示している。2019年9月には、「水素・燃料電池技術開発戦略」が策定され、技術開発促進のための重点分野が特定された。

欧州では、2020年に相次いで水素戦略が発表されている（図表）。ドイツでは、水電解装置の導入により再エネ由来の水素製造能力を2030年までに5GW、2040年には10GWとする目標が掲げられた。また、グリーン水素生成のインセンティブとして水電解による水素製造設備への助成や、グリーン水素生成過程に必要な再エネに対する再エネ賦課金免除の施策等も講じられている。フランスでは、2030年までに6.5GWの水電解装置の設置や年間60万トンのグリーン水素生産を進めることなどが目標とされている。

2020年7月には、欧州委員会が「水素戦略」と「エネルギーシステム統合戦略」を発表した。水素戦略では、

◆ 本原稿は「週刊金融財政事情」2021年6月1日号に掲載されたものを転載許可を得て掲載しております。

* 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

2050年までを3つのフェーズに区分し、各フェーズにおける水電解装置の導入量や、グリーン水素製造量などの目標が掲げられている。また、投資や水素需要の拡大を後押しする施策に加え、水素に関する協力関係を周辺国と強化する方針なども示されている。エネルギーシステム統合戦略では、電力、ガス、熱などの部門におけるカーボンニュートラルに向けた取組みに加え、電化による脱炭素化が技術的に困難な鉄鋼や化学などの分野に対し、グリーン水素を供給することで、エネルギーシステム全体の脱炭素化を図るスタンスが提示されている。水素を媒介とし、再エネを分野横断的に普及させることで脱炭素化を進める狙いがうかがえる。

製造コストや輸送面に課題

このように野心的な水素戦略が掲げられている一方で、水素の社会実装に向けては克服すべき課題も多岐にわたる。第一に、製造コストである。日本の水素ステーションでの水素販売価格は政策的に100円/Nm³とされているが、水素普及のためには大幅なコスト低減が必要だ。日本政府は2030年には輸入水素価格を30円/Nm³とする目標を掲げているが、天然ガスやLNG価格に対するコスト競争力を水素が確保するまでの道のりは長い。特にグリーン水素を製造する場合には、再エネ電力のコスト低減や水電解装置の大型化・効率化がカギとなる。

第二に、輸送である。パイプライン輸送の場合、水素は原子半径が小さく漏洩しやすいため、敷設や保守のコストが大きい。他方で、水素を圧縮または液化する方法や、有機ハイドライド、アンモニア、メタンなどに変換して輸送する方法もある。各手法に関し、技術開発や実証事業が世界各地で進められているが、いずれの手法も一長一短であり、生産地の条件、需要地での利用の仕方や既存インフラなどを踏まえた検討も併せて必要となる。

そのほか、水素利用に関連した規制の見直しやインフラ整備の必要性なども挙げられる。こうした課題を乗り越えるための官民一体となった取り組みが期待される。

表1 欧州主要国における水素戦略

発表年月	国	概要
2020年4月	オランダ	2025年までに再エネ水電解装置500MW、2030年までに3~4GW導入。長期的にはグリーン水素中心とするが、短中期的には一定量のブルー水素を利用しつつグリーン水素のコスト削減を図る。
2020年5月	ポルトガル	2030年までに再エネ水電解装置2~2.5GW導入。70億ユーロを投資し水素利用拡大や他の欧州諸国への水素輸出を図る。
2020年6月	ドイツ	2030年までに再エネ水電解装置5GW、40年までに10GW導入。グリーン水素の普及を最優先するが、必要に応じてブルー水素も活用。
2020年6月	ノルウェー	グリーン水素だけでなく、ブルー水素の活用も重視。ブルー水素に関連しCO2回収・貯留技術(CCS)の活用を推進。
2020年9月	フランス	2030年までに水電解装置6.5GW導入、年間60万トンのグリーン水素生産を目指す。再エネ及び原子力由来の電力を利用したグリーン水素生産を想定。

(出所) 経済産業省資源エネルギー庁「今後の水素政策の課題と対応の方向性 中間整理(案)」ほか、各種公開資料に基づき筆者作成。

連載「脱炭素社会の到来」◆ 第8回 — 二酸化炭素削減に資する新たな技術 —

大槻 貴司*

化石燃料を「低炭素化」する技術

地球温暖化は、化石燃料由来の二酸化炭素（CO₂）が大気中に放出されることによって進行する。つまり、化石燃料を使用しても大気放出を防げば温暖化を抑制できる。そのような発想に基づく技術が CO₂ 回収・貯留（Carbon Capture and Storage=CCS）である。化石燃料を使用する発電所や産業プラント（鉄鋼高炉やセメントなど）で CO₂ を回収し、地中に貯留する技術だ。

CCS を活用すれば、従来型の発電・産業設備を利用しながら低炭素化を図れる。例えば、石炭火力発電や天然ガス火力発電に CCS を適用すれば、発電所からの CO₂ 排出を正味 8~9 割ほど削減できる。また、カーボンニュートラル社会のエネルギーとして水素が注目されているが、化石燃料から水素を製造する際には CCS が必須となる。CCS は、電力、水素、産業など幅広い分野に貢献できる。

CO₂ を回収する技術には、さまざまな種類がある（図表）。その代表は、CO₂ の吸収剤を用いる化学吸収法や物理吸収法、CO₂ を選択的に透過する膜を用いる膜分離法である。CO₂ が含まれるガスの特性（組成や CO₂ 濃度、ガスの圧力など）はプラントごとに異なり、それに適した方式が選択される。

貯留方式は、海域を含む地中に圧入する「地中貯留」、海洋に CO₂ を溶かす「中層溶解」、深海のくぼ地に液体状の CO₂ を流し込む「海底貯留」に大別されるが、中層溶解と海底貯留は海洋汚染に関する国際法「ロンドン条約」で事実上容認されていない。そのため、貯留方式は地中貯留に絞られる。

わが国の地中貯留の手法は、地下深部の帯水層での貯留（水やガスを通さない地層をふたとして CO₂ を地中に閉じ込める手法）が量的に有望だ。個別貯留地の精査が必要ではあるが、水深 1000 メートル以下の海域での貯留ポテンシャルは CO₂ 換算で 2360 億トン（足元の日本の CO₂ 排出量の約 200 年分）と推計される。日本政府は 2021 年ごろをメドに適地を選定する計画だ。

加えて、CO₂ ハイドレート（CO₂ と水からなるシャーベット状の状態）による貯留も提案されている。これは、地中で CO₂ ハイドレートを人工的に生成して固体状態で貯留するとともに、それ自体をふたとして下層に液体 CO₂ を閉じ込める方法だ。電源開発をはじめとする民間事業者が研究開発を進めている。地層構造に依存せず、浅い地層にも適用できるため、貯留ポテンシャル拡大やコスト削減の点から期待される。

世界の平均気温を下げることも視野

カーボンニュートラルとは、温室効果ガス（GHG）の「排出量」と「吸収量・大気中からの除去量」を一致させることだが、化石燃料 CCS は排出量の削減に貢献する。他方、CCS は排出量の削減のみならず、大気中の CO₂ 除去にも応用でき、注目を集めている。

CO₂ 除去技術は「ネガティブエミッション技術」とも呼ばれる。具体例としてはバイオマス燃料と CCS を組み合わせた BECCS（ベックス）、直接空気回収技術（Direct Air Capture=DAC）と CCS を組み合わせた DACCS（ダックス）がある。ベックスの仕組みはこうだ。バイオマス（植物など）は大気中の CO₂ を吸収して成長するが、その燃焼後に CCS を適用すれば、成長時に大気から吸収した CO₂ を地下に隔離できる。ダックスも同様である。DAC は大気中から CO₂ を回収する技術だが、その CO₂ を貯留すれば大気中からの除去となる。

ベックスやダックスを利用できれば、GHG を排出せざるを得ないプロセスの排出を相殺できる。例えば、化

◆ 本原稿は「週刊金融財政事情」2021年6月8日号に掲載されたものを転載許可を得て掲載しております。

* 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

学製品の原料として利用される化石燃料（廃棄物として焼却時にCO₂が生じる）など、代替が難しいものに対する解決策となる。さらに、世界中でカーボンニュートラルを超え、「排出のマイナス化」を実現できれば、世界の平均気温を下げるができる。

日本における CCS の課題

日本で化石燃料 CCS、ベックス、ダックスを実施するには、共通する二つの課題がある。

一つ目は国内貯留可能量の不確実性だ。貯留ポテンシャルは今後精査する必要があり、圧入井（あつにゆうせい）を掘削するリグの台数なども貯留量拡大への制約となる。

二つ目は法制度面の課題だ。例えば、現状の日本では化学吸収法で回収した CO₂ の地層貯留のみ認めている（海洋汚染防止法）。法改正などにより、幅広い回収技術を利用可能とする必要がある。

加えて、それぞれの技術固有の課題もある。まず、化石燃料 CCS はゼロエミッションではない。化石燃料から生じる CO₂ のうち回収できる割合は現状 90%程度であり、CCS を利用しても CO₂ の一部は大気中へ放出されてしまう。カーボンニュートラル社会に向けては放出される CO₂ の相殺が必要となる。次にベックスの実施には国内のバイオマス資源量が制約となる。国内のバイオマス資源が十分ではない場合にはバイオマス輸入が選択肢となるが、生態系保護や土地利用などの観点から適切なかたちで製造されたバイオマスを利用する必要がある。ダックスについては、DAC の技術開発が途上である。わが国では昨年、「ムーンショット型研究開発事業」の一つとして選定された段階であり、将来のコスト水準は不確実性が高い。また、CO₂ 濃度が薄い大気中からの回収には大量のエネルギーを消費するが、そのために低炭素なエネルギーを調達する必要がある。

わが国における CCS の普及拡大に向けては、これらの課題の解決に加え、今後はより幅広い選択肢を考慮することも重要である。例えば、化石燃料 CCS については、国内での貯留のみならず、産油国・産ガス国など海外適地への CO₂ 輸送および貯留も有望だ。また、CO₂ は本来、地球上のどの場所で削減しても効果は同じであることから、ベックスやダックスについても諸外国の適地（バイオマス資源が豊富かつ CO₂ 貯留に適した国や、エネルギーが安価かつ CO₂ 貯留に適した国）で集約的に行う方が経済合理的である。国内実施にこだわらず、広い視野で戦略を立て、その実現に向けて制度設計などを行うことが求められる。

表 1 主な CO₂ 回収・貯留技術

分類	主な技術
CO ₂ 回収	<ul style="list-style-type: none"> ・化石燃料やバイオマス燃料を使用するプラント等での CO₂ 回収：化学吸収法、物理吸収法、膜分離法、固体吸収法、物理吸着法、深冷分離法 ・大気中からの CO₂ 回収：直接空気回収（注）
CO ₂ 貯留	<ul style="list-style-type: none"> ・地中貯留：帯水層での貯留、CO₂ ハイドレート貯留、枯渇油ガス田での貯留、石炭層での貯留 ・中層溶解 ・海底貯留

（注）直接空気回収技術においても複数の方式が提案され、技術開発が進んでいる。

（出所）経済産業省資料などをもとに筆者作成。

連載「脱炭素社会の到来」◆ 第9回 —交通・運輸部門で進む「電動化」—

水野 有智*

「電動車」は脱炭素化の有効な手段

自動車なくして物資や人を社会の隅々にまで運ぶことはできない。一方で、自動車から排出される二酸化炭素(CO₂)は回収が難しく、交通・運輸部門の脱炭素化の課題となっている。自動車の電動化が世界で進む理由の一つはこの点にある。

日本の運輸部門のCO₂排出量は2018年時点で日本全体の18.5%で、自動車からのCO₂排出は日本全体の15.9%を占める。世界的な潮流に追随して、日本でも運輸部門の電動化を進める方針で、日本政府も20年に、ガソリン自動車の新車販売を30年半ばまでに禁止し、「電動車」の販売のみを認めると宣言した。

内燃機関車と電動車の特徴

自動車は駆動の方式に基づいて内燃機関自動車と電動車に整理できる(図表)。内燃機関自動車はガソリン自動車とディーゼル自動車とに大別でき、前者はガソリンを、後者は軽油を燃料とする。電動車は「電気モーターが車両の駆動に寄与する自動車」で、具体的には蓄電池式電気自動車、燃料電池自動車、ハイブリッド自動車が該当する。自動車のCO₂排出の捉え方には、「Well to Wheel (WtoW. 自然界から変換加工せず得られる一次エネルギー源から走行までの過程)」と、「Tank to Wheel (TtoW. 蓄電池や燃料タンクから走行までの過程)」がある。化石燃料を使う内燃機関自動車は、WtoW、TtoWのいずれにおいてもCO₂を排出する。他方、ガソリンや軽油と言った液体燃料は質量・体積当たりのエネルギー発生量が共に高く、数分で補給できる特徴を持つ。

表 1

	内燃機関自動車		電動車		
	ガソリン自動車	ディーゼル自動車	蓄電池式電気自動車	燃料電池自動車	ハイブリッド自動車
TtoW CO ₂ 排出	-	やや優れる	優れる (排出なし)	優れる (排出なし)	やや優れる
WtoW CO ₂ 排出	-	同程度	やや劣る～ 優れる	やや劣る～ 優れる	やや優れる
航続距離	-	やや優れる	同程度	同程度	やや優れる
エネルギー補給速度	5分程度	5分程度	30分～十数時間	5分程度	5分程度
特徴	-	トルクが強く、バス・トラック等で必須	航続距離を伸ばそうとすると車重が増加する	小型の車両で航続距離のメリットを出すのが難しい	蓄電池容量、モーター出力等で様々な形式あり

出典：2021年現在市販の自動車諸元等より筆者作成

◆ 本原稿は「週刊金融財政事情」2021年6月15日号に掲載されたものを転載許可を得て掲載しております。
* 化石エネルギー・国際協力ユニット CCUS グループ 主任研究員

一方、電動車は複数の方式がある。ハイブリッド車以外の純粋な電動車であれば「TtoWCO₂ 排出量」はゼロで、排ガスも出さない。だが、「WtoWCO₂ 排出量」は、充電する電力の発電方式や水素の製造方式に依存する。

電動車で最もシンプルな仕組みが「蓄電池式電気自動車」で、走行エネルギーを車載蓄電池から供給する。ただし、21年現在の蓄電池のエネルギー密度は液体化石燃料よりも低く、充電せずに走り続けられる航続距離は同程度の大きさの内燃機関自動車に比べて短いものが多い。また、充電速度は「充電電流の大きさ×充電電圧の大きさ×充電時間」でおおむね決まることから、家庭でも行える100ボルトあるいは200ボルトでの充電では1時間単位の時間がかかり、急速充電には大電流・高電圧が必要である。

「燃料電池自動車」は、これらの問題を水素と燃料電池によって補うものだ。水素1キログラム当たりのエネルギー発生量はガソリンの約2.7倍で、燃料1キログラム当たりの走行距離はガソリン自動車の実燃費（20キロメートルリットルとして換算）の約4倍だ。ただし、圧縮水素の体積当たりのエネルギー発生量はガソリンの約10分の1であり、水素タンクはプロパンガスボンベのような大きな円筒形で、車両に効率よく搭載できない。そのため、小さい車両では航続距離の確保が難しい。また、燃料である水素は再生可能電力と水から作ることもできるため、WtoW CO₂ 排出量をほぼゼロにすることも比較的容易であるが、電力から水素を作る時点で約40%のエネルギーが失われることや、水素供給インフラの普及が課題となる。

「ハイブリッド自動車」は内燃機関を搭載する電動車であり、内燃機関の効率が悪い運転領域をモーター駆動で補うことで、燃費を向上させる。また、減速時にモーターを発電機として使う回生ブレーキで電力を生み、従来熱として捨てられていた車両の運動エネルギーの一部を駆動に再利用することができる。ハイブリッド車にはエンジンを発電専用にする「シリーズハイブリッド」、エンジンの駆動補助をモーターで行う「パラレルハイブリッド」の他、モーターとエンジンの役割を任意に変更できる「動力分割式」などがある。また、車載蓄電池を直接充電できるものは「プラグインハイブリッド車」と呼ばれる。

求められる官民一体の取り組み

自動車の電動化を通じて社会のゼロエミッション化を達成するには、WtoWCO₂ 排出量の低減、すなわちサプライチェーンの上流である一次エネルギー源を脱炭素化することも必要となる。蓄電池式電気自動車であれば電源を化石燃料を燃やす火力発電から再生可能エネルギー（再エネ）や原子力に替える、燃料電池自動車であれば水素の一次エネルギー源を化石燃料から再エネなどに替えることや、化石燃料を使う水素製造プラントにCO₂回収・貯留設備を装備することなどが考えられる。また、内燃機関自動車であってもバイオ燃料などカーボンニュートラル燃料を採用すれば、WtoWCO₂ 排出量を実質的に低減できる。

これらの施策は自動車業界だけでは完結しない。電源構成の低炭素化や水素、カーボンニュートラル燃料を供給するサプライチェーンの整備を含めた、業界横断的な取り組みが求められる。

脱炭素化の実現のためには、自動車の使われ方を考慮して経済合理性や利便性に優れた車種を開発・普及していく必要がある。例えば1回当たり走行距離が長い自動車（高速バスや長距離輸送を担う大型トラック）を充電時間がかかる蓄電池式電気自動車に置き換えることは困難だ。社会全体での脱炭素化には、発電能力の増強、送配電網の整備、充電インフラや水素供給インフラの拡充により自動車の利便性を高めることも重要である。

また、日本が今後も自動車の輸出を通じて外貨獲得を目指すのであれば、蓄電池やモーターの原材料となる資源の確保や、日本国内に利益を還元して雇用を生み出す電動デバイス（蓄電池、半導体、モーター等）供給網の確立などが重要になる。「世界一の自動車」を日本から生み出し続けるためには、国家的な資源戦略や産業政策、自動車に関する規制改革など、官民一体の取り組みが求められる。

連載「脱炭素社会の到来」◆ 第10回

ーグリーンを支えるデジタル技術ー

～エネルギー分野におけるデジタル技術の活用～

笹川 亜紀子*

エネルギー分野にもデジタル化の波

自動ポストコロナ時代の成長を促す原動力として、「グリーン化」と「デジタル化」が推し進められている。気候変動への対応を成長の機会と捉え、カーボンニュートラルの実現を目指すグリーン化の促進と、情報通信技術（ICT）やAIなどの技術を駆使したデジタル化の取り組みが広がっている。

2010年代から急速に進展したデジタル化は、経済や社会に大きな変革をもたらしてきた。世界銀行が2016年に刊行した報告書「Digital Dividends」によると、デジタル化がもたらす直接的な変化は、情報アクセスの改善、自動化技術の普及、プラットフォーム企業の台頭であるという。

こうした変革の波は、脱炭素社会に向け転換を迫られている既存のシステムやビジネスモデルにも影響を及ぼしている。本連載の最終回となる今回は、温室効果ガス排出の8割以上を占め、脱炭素化への早急な取り組みが必要とされているエネルギー分野におけるデジタル技術を活用した取り組みに着目する。

具体的な取り組みの一つに、「仮想発電所（バーチャルパワープラント＝VPP）」が挙げられる。VPPとは、再生可能エネルギー（再エネ）発電、蓄電池、電気自動車（EV）など分散的に存在するエネルギーリソースをIoT（モノのインターネット）技術により遠隔で統合制御し、一つの発電所のように機能させることで、電力の需給バランスを調整する仕組みである。気象条件や時間帯により発電量が変化する再エネの導入を拡大するには、電力の需給バランスを安定的に維持する調整力が不可欠となる。こうした調整力を提供するために、分散的に存在するエネルギーリソースの発電や充電状況をリアルタイムに把握し、活用可能性を予測した上で、対象となるエネルギーリソースを集約（アグリゲート）、制御する必要がある。この一連の作業を短時間で正確に実施するために重要な役割を果たすのが、高度な予測などを行うAI技術や、分散的リソースを遠隔制御するIoT技術などのデジタル技術だ。

VPPは、欧米において新たな電力ビジネスモデルの一つとなりつつある。例えば、ドイツでは、ネクストクラフトベルケ（Next Kraftwerke）社とe2m（Energy2Market）社が代表的なVPP事業者である。そのほかドイツには100社程度の事業者が存在し、デジタル技術を基盤としたプラットフォーム上でエネルギーリソースの取引や運用を行っている。

日本においては、経済産業省の補助金事業を中心に実証事業が行われており、電力会社、メーカー、地方自治体など多様な参加者がVPP市場の形成に向けた取り組みを進めている。

ブロックチェーンと電力取引

また、ブロックチェーン技術を活用した電力取引の取り組みも着目される。ブロックチェーンとは、中央管理型のサーバーを介さず、分散的な端末間でネットワーク上の参加者が直接的にデータの保存や取引を行うことを可能とする技術である。ブロックチェーンの大きな特徴は、ネットワーク上の参加者が重層的に連鎖したデータを共有することで、データ内容の改竄リスクを限りなくゼロに近づけることができる点にある。また、大規模な中央管理型のシステムと比べると、システム構築のための投資費用、仲介者への手数料、管理費用などが抑えられるというコスト面のメリットも有する。

◆ 本原稿は「週刊金融財政事情」2021年6月22日号に掲載されたものを転載許可を得て掲載しております。

* 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

このような技術を活用し、再エネ発電設備を保有するプロシューマー（電力生産消費者）と電力需要家間の電力取引が展開されつつある。例えば、米ニューヨーク州では、ブロックチェーン技術を基盤としたプラットフォーム上で、太陽光発電設備を有する家庭（プロシューマー）が、余剰電力を需要家に販売する取り組みなどが進められている。プロシューマーに余剰電力が発生すると、需要家側に設置されたスマートメーターがそれを検知し、取引条件を定めたスマートコントラクトに基づいた条件が満たされた場合に、取引が自動的に実行されるという仕組みなどが構築されつつある。

ブロックチェーン技術は、こうした電力の直接取引を実現することに加え、従来は把握が困難であった購入電力に関する情報を需要家が容易に得ることも可能とする。地域に根差した再エネ電源を利用したい個人や、再エネのみで電力調達を目指す企業が、データの正確性と追跡可能性を特徴とするブロックチェーン技術の活用に期待を寄せている。

グリーンとデジタルを両輪に

このように、脱炭素化のカギとされる再エネの導入促進にデジタル技術が積極的に活用されている。デジタル化によって、多様な情報が幅広い関係者によって扱われるようになり、情報や取引などを管理するプラットフォームも出現している。

本連載では、イノベーションが進む次世代太陽光発電や蓄電池技術、今後の更なる開発が期待される洋上風力発電、海洋エネルギー発電、バイオ燃料、さらに水素、二酸化炭素回収・貯留技術（CCS）、自動車の電化など、脱炭素化に資する技術を中心とした国内外の動向を紹介した。このような技術の進展に向けた研究や実証事業など多くの取り組みが世界各地で鋭意進められているが、2050年のカーボンニュートラル実現に向けた道のりは長い。

カーボンニュートラルを目指す上では、こうした技術革新に加え、社会・経済全体でデジタル化を促進することが必要となる。今年6月に日本政府が発表した「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略(案)」では、デジタルインフラを強化する重要性が強調されている。例えば、電力部門では、系統運用の高度化を図るスマートグリッドや、インフラの保守・点検作業を行うデジタル技術の導入、輸送部門では、クルマ、ドローン、航空機、鉄道の自動運行を促進することでエネルギー需要の効率化向上を図る方針が示された。また、デジタル技術を活用してあらゆるサービスの最適化を行うスマートシティの実現なども挙げられている。

デジタル化は、分野横断的に人やモノの動きを最適化し、エネルギーの効率的な利用に貢献し得る。こうしたデジタル化と脱炭素化が同時進行し、社会の変革が迫られている中、脱炭素化に関連した技術や政策を広い視野で見渡し、より良い未来のためにデジタル技術を有効に活用することが重要となる。ただし、デジタル化の進展により効率性の向上、情報アクセスの改善、新ビジネスモデルの登場といった機会が生まれる一方で、情報や市場の寡占、サイバーセキュリティーなどの課題も併存する。そうした面にも留意した慎重な対策を講じつつ、「グリーン化」と「デジタル化」を両輪とした成長が期待される。

エネルギー経済 第47巻 第4号

2021年12月1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

