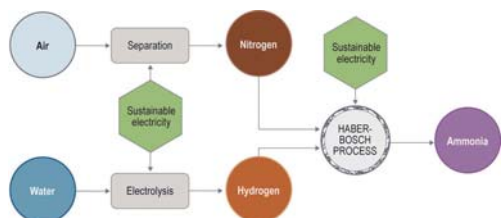


解説

商社的視点から見た事業開発と低炭素燃料のメガトレンド

Megatrends in Business Development and Low-Carbon Fuel from the Perspective of a Trading Company



西村 豪人*

Hideto NISHIMURA

グリーンアンモニアの製造フロー

※ ICEF “Low-Carbon Ammonia Roadmap (2022)” より引用

【要 旨】技術開発と事業開発は連続的なつながりを持つが、最終的に顧客の既存インフラ・設備の耐用年数や、受入れ可能なエネルギー価格の限界も踏まえた上で、異なる視点・発想で事業開発に取り組む必要がある。総合商社が大きな役割を果たした LNG の歴史を俯瞰し、日本が輸入を検討する有力な水素キャリアであるアンモニア、液化水素、LOHC の比較、さらに、長期的視点で、e-fuel、炭素除去技術による BECCS、DACCS の位置付けを述べる。気候条件、土地利用の制約等から日本の脱炭素は非常に厳しい条件下でおこなわざるを得ない。既に欧州で起こっているように、再エネ電力がオーバーフローした時の電力貯蔵を蓄電池だけでは対応不可能なことから、水素は大量、かつ、長期のエネルギー貯蔵手段である点を再認識する必要がある。日本が得意とする FCEV、定置用燃料電池は、末端の水素利用のアプリケーションの一つに過ぎず、今後もバッテリーの電流密度の更なる上昇とコスト低下で、厳しい競争に晒される。

キーワード：事業開発、水素キャリア、アンモニア、脱炭素、炭素除去技術

Abstract

As technology development and business development are consistently linked, it is necessary to approach business development from a variety of perspectives and ideas, ultimately taking into account the service life of the customers' existing infrastructure and facilities and the limits of acceptable energy prices. This paper outlines the history of LNG, in which general trading companies played a considerable role, and compares ammonia, liquefied hydrogen, and LOHC, which are major hydrogen carriers that Japan is considering importing. It also describes the positioning of BECCS and DACCS using e-fuel and carbon removal technology from a long-term perspective. Decarbonization in Japan must be promoted under very strict conditions due to climatic conditions and land use restrictions. As has already happened in Europe, batteries alone cannot cope with storing power in the event of a surplus of renewable energy power. Therefore, it is necessary to recognize once again that hydrogen is a means of long-term storage of large amounts of energy. FCEVs and stationary fuel cells, in which Japan excels, are just one of the applications for the end use of hydrogen and will continue to face intense competition due to further increases in battery current density and lower costs.

Keywords: business development, hydrogen carrier, ammonia, decarbonization, carbon removal technology

* MIRAI 経営戦略研究所 代表
MIRAI Management Strategy Research Institute President

1. はじめに

日本の脱炭素は非常に厳しい局面に差し掛かっている。20年前に日本のトヨタ自動車株式会社（トヨタ）、本田技研工業株式会社（ホンダ）が世界の最先端の燃料電池自動車（FCEV）を開発したが、その後のバッテリー技術の急速な進歩と部品点数の少なさでEVの成長が長期的には確実となった。現時点のEVの失速は一時的と見るべきである。

再エネ電力をEVに充電して車輪を駆動すれば、その電力は送電ロスを差し引いても70%程度がエネルギー量として活用可能である¹⁾。図1に見るよ

うに、FCEVでは車輪に伝わるエネルギーは僅か28%程度に留まる。

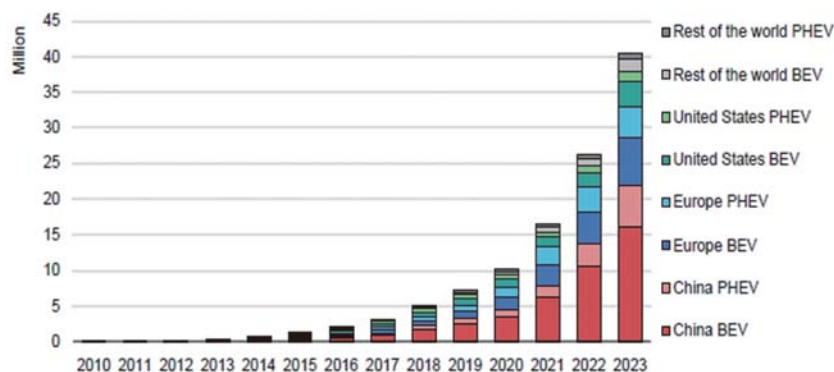
一般のFCEV乗用車は世界でほとんど売れていない。2023年時点の世界全体のEVの在庫台数が4,000万台（図2）に対して²⁾、高価なFCEVはたったの9万台に過ぎず（図3）³⁾、一般乗用車としてのFCEVに将来は望めない。今後、日本国内でも水素ステーションは、縮小の方向へと舵を切ること間違いはない。FCEVは大型トラックやバスといった特定のセグメントで生き残りをかけるが、EVに勝てる保証はない（図2、図3）。

日本ではFCEVの早期開発での成功体験が壁と



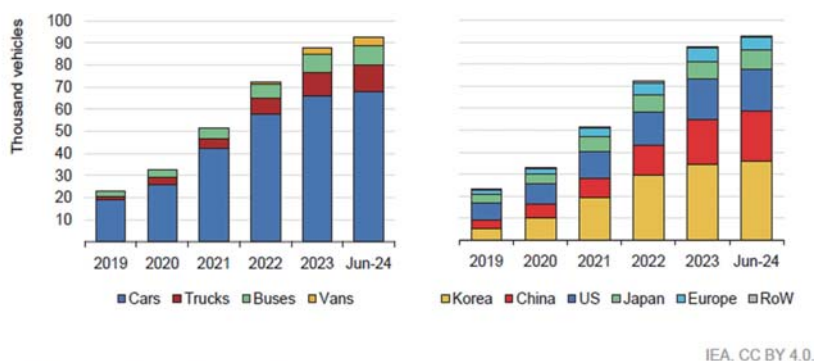
図1 BEV, FCEV, E-Fuel車のエネルギー効率の比較¹⁾

Global electric car stock trends, 2010-2023



IEA, CC BY 4.0.

図2 世界のEVの在庫台数の推移 2010-2023年²⁾



Growth in FCEVs was strongest in the truck segment for the second year in a row.

※ FCEV の成長は 2 年連続でトラック部門で最も堅調であったが、全体の在庫台数は 9 万台に過ぎず、EV に比べて不振を極める。水素ステーション設置も低迷する。

図 3 FCEV のセグメント別（左図）、地域別（右図）在庫台数 2019～2024 年³⁾

なって、本来の水素の役割が正しく理解されていない。電源構成に占める再エネ比率の高まりとともに、電力市場で供給過多となった再エネの余剰電力を一旦、水素に転換し貯蔵する役割が最も重要である。水電解で水素に転換した後は、その水素を貯蔵して必要な時にエネルギーとして活用するか、あるいは、直ぐに脱炭素用の燃料、あるいは、原料として電化が困難な分野で利用するか、のどちらかとなる。

いずれにしても、水電解での電力から水素への転換は約 3 割のエネルギー損失を被るので、再エネ電力はそのまま活用するのが望ましいことは言うまでもない。

水素は、出力変動型の再エネ電力のエネルギー需給調整機能を担うエネルギー貯蔵手段として位置付けるのが基本である。にもかかわらず、日本では液化水素船や、FCEV といった新しい技術にフォーカスが当たりがちで、エネルギーの最も重要な要素である値頃感（affordable）や、持続可能性と言った社会実装に必須な経済的な優先順位も軽視されがちである。

私は 1978 年に京都大学工学部資源工学科の修士課程を終えて総合商社に入社し、まずは、原燃料の国際貿易取引、その後、経営企画部や、エネルギー事業開発部長、海外での石油ガス開発プロジェクト、エネルギー分野のファンド関連の金融分野を含めて多様な業務に携わった。

2017 年の商社退社後は、自ら研究所を立ち上げ

て自身の新規事業立ち上げ経験とエネルギー分野でのプロジェクトマネジメント等の経験をベースに、多数の企業の新規事業開発の助言・支援、経営戦略策定等のサポートをおこなってきた。

本稿では脱炭素を前提とする場合に、商社の視点で過去の液化天然ガス（LNG）の歴史を振り返りながら、商社視点で技術研究、事業開発の本格的な商業プロジェクトとの違いや、今後の日本の低炭素エネルギーの確保という観点でエネルギーのメガトレンドを俯瞰してみたい。

2. 総合商社の業態と事業開発の関係

総合商社の個社の歴史と戦略に違いはあるものの、エネルギー、食糧・食品、鉄鋼、化学、機械、IT 等のさまざまな分野で事業活動をおこなうことから、その特徴は顧客基盤が広い点である。

広い顧客基盤をベースに徐々に事業投資や M&A に対象を広げてきたが、必ずしもすべてが収益拡大に寄与するわけではなく、また不良資産償却も珍しくなく、企業としての成長性が疑問視され、過去には商社冬の時代や氷河期などと揶揄される時期が幾度も訪れた。

私が勤めていた商社には、当時、エネルギー、金属、生活産業等の 5 つの事業グループが、そして各グループの CEO の下に本部と個別の部がぶら下がる組織となっており、それらの部に国内外の連結対

象となる数百の子会社、関連会社が連結されていた。年間純利益も低迷し、投入するリスクマネーに比べて収益性と、将来の成長性が疑問視されていた。まずは、事業のポートフォリオを入れ替えながら利益の拡大を目指そうというのが、当時のコンセンサスであった。

そういった方針のもと、各営業グループのヒト、モノ、カネの配分に対し、経営企画部が全社経営を補佐しながらセントラルコントロールをおこない、PDCA を回す経営改革に踏み込むことが決定された。

具体的には全社の事業を連結対象先を含めてビジネスモデルで切り分けて、責任者を本店のビジネスユニット・マネージャーに一元化させた。それまでの、連結先の事業会社のシニア経営層が本社側の経営改革に抵抗して、一向に経営改革が進まないという現実への反省から思い切ったものであった。

ビジネスユニットは、**拡張型ユニット**、**成長型ユニット**、**再構築型ユニット**の3分類とし、投下するリスクマネーからその資本コストを差し引いて、各ビジネスユニットの価値創造力を連結ベースで定量化した。各ビジネスユニットがその対面する事業リスクに対して十分な収益を上げているのか否かを分析し、毎年、会計年度末の事業戦略会議で各ユニットの戦略を議論した上で、事業構造改革戦略を決定する体制に移行した。

拡張型ユニットとは、当時、拡大を続ける LNG 事業のように当面稼げる事業で追加のリスクマネー投下をおこなう分野、**成長型ユニット**とは、当面、収益化は見込めず経費の負担が大きい、長期の観点で新規事業開発に取り組むユニット、**再構築型ユニット**とは、事業の現状と先行きに不安があり、他社との合併や、事業縮小、あるいは、売却の選択肢を検討する、といったメリハリのある定義付けをおこなった。

3. 商社における新規事業開発の事例

3.1 水素・燃料電池

将来、水素がエネルギーのあり方を一変させるかもしれないという当時（2002 年）の仮説に基づき、海外の水素分野に投資するベンチャーキャピタル（VC）への戦略投資や、自社が特許を保有していた

電解水素を高圧で自動発生させる水素技術の実装を目標に事業開発に取り組んだ。この事業開発においては、第一次実証には成功したが、第二次実証で技術的問題が生じ、商業化は断念した。また、大手自動車メーカーに北米のスタートアップ開発の燃料電池の発電部材を紹介し、FCEV 用としての採用の検討をおこなった。メーカーの実証予算獲得には成功したものの、実証テスト段階で期待レベルの成果が出せずに残念ながらクローズファイルとなった。

3.2 石油コークス専焼発電

新潟東港に、世界初の石油コークス専焼による 11 万 kW の発電所『フロンティアエネルギー新潟』を当時の大手エンジニアリング企業と大手石油精製販売企業と合併で設立した。本プロジェクトの目的は、電力販売ではなく、石油コークス輸入の商流の多様化による収益拡大にあった。（商社では投資にとまなう『随伴取引』という表現を用いる）世界ではじめての石油コークス専焼発電という点で話題となったプロジェクトである。2005 年に発電所が運開し、2020 年まで発電を続け、木質バイオマス混焼も実施したが、その後の脱炭素の圧力が強まる中で、2020 年にその使命を終え発電所は廃止された。

3.3 工場の CO₂排出量削減プロジェクト

大手飲料メーカーグループの全国工場の電力・熱源を従来の重油から一挙に天然ガスに切り替え、CO₂削減をおこなうオンサイト発電プロジェクトに取り組んだ。社内の機械グループが主管となり、エネルギー事業開発部が天然ガスの調達交渉・契約を担当する形で、両グループで合併会社を設立し、全工場の天然ガス転換を短期間に実現した。飲料メーカー側のバランスシート上の負担を軽減するために、オンサイト発電の資産は商社側で保有し、各工場は毎月の電力・熱の使用量に応じて支払いをおこなう当時としては、新しいビジネスモデルとして話題となった。

4. 新規事業開発で学んだパートナーリングと技術の成熟度の重要性

商社は、通常、社内で技術人員を長期的に育成する体制にはないケースが多いので、技術力、プロ

ジェクト実行能力の卓越した優良パートナーと組むことが基本となる。ただし、リスクマネーの巨額なプロジェクトとなると、技術成熟度（TRL）の高く商業化が可能な **Best Available Technology** を採用し、技術リスクを取ることはない。

また、エネルギーの供給は、長期的に手頃な（affordable）価格で、長期間（例えば20年間）需要家に対して安定供給のコミットをおこなうことが基本となる。

技術実証を目的とする投資に踏み込む場合もないとは言えないが、それなりの戦略的な目的が明確である場合に限るものであり、リスクマネーはかなり限定する。

完全に商業プロジェクトとして顧客に長期のエネルギー供給をおこなうプロジェクトの場合は、カントリートリスク、技術リスク、財務リスク、原料価格変動リスク、パートナーリスク等のあらゆるリスクケースを抽出して、おのおののリスクが生じた場合の対応策についての徹底した検討と準備が求められる。実際に発生した失敗プロジェクトを見ると、それらに共通するのは、まずは起こらないと当初判断していたリスクの複数要因が同時に発生して破綻に至るケースが思ったよりも多かった。

最近、技術を売り物にする企業が、安易にエネルギー資源ビジネスの高リターンに着目して、上流投資や商流へのビジネスに対し新規事業として興味を表明する事例が多く見受けられる。しかしながら、商品の輸送、在庫、販売等の商業経験のない企業が、それらの新規事業に新たにリスクマネーと人材を投入することには、慎重な姿勢を取ることをお勧めしている。高リターンは、裏を返せば高リスクを意味し、投下するリスクマネーが巨額であれば、最悪の場合大きな損失を負うことに繋がるからである。

一方で、メーカーの場合、新しい技術実証に成功し次の商業開発に入りたいが、追加のリスクマネーが自社にとって過大となるケースもある。その場合は、商業開発成功時の応分の成果分配を前提として、商業販売に長じたパートナーと組んで合弁企業を検討するといった方法は検討に値しよう。

5. LNG の歴史と脱炭素への貢献

20 世紀は石油の世紀と言われたが、天然ガスが大きく成長した時代でもある。通常、石油生産を目的として井戸（生産井）を掘ると、随伴ガスとして天然ガスや CO₂ も同時に生産される。体積あたりのエネルギー密度の高い原油と異なり、天然ガスは現地で大量の需要がないケースが多く、その処分と事業化が問題であった。ただし、天然ガスを -162℃ 以下に冷却すると液化天然ガス（LNG）となって、体積は気体の約 600 分の 1 になり、海上輸送が可能となることは以前から知られていた。

世界初の LNG 船舶による国際輸送は、1959 年に米国ルイジアナ州から、英国のキャンヴェイ・アイランド向けの Methane Pioneer 号によるもので、この本船は元々海軍用の船舶を改造したものであり、2,000 トンの LNG を輸送した。

日本での天然ガスの利用は、関東では東京ガス株式会社と東京電力株式会社が共同で、横浜市根岸に日本初の LNG 受け入れ基地を建設してはじまった。当時の公害問題（NO_x, SO_x, PM）の深刻化から、カロリー単価が従来比で 3 割高くなる中での LNG 導入の決定であったと、当時の関係者から聞いている。1969 年 11 月にアラスカからはじめての LNG タンカーが入港し、日本の LNG 輸入がはじまったが、Methane Pioneer 号のはじめての LNG 輸送から既に 10 年が経過していたことに注目したい。LNG を利用するには、上流のガス田開発にはじまり、ガス生産拠点から液化設備、輸出基地のあるポイントまでの天然ガスパイプラインの建設、LNG 船の開発と建造、輸入国側の LNG 受け入れ基地建設、再ガス化設備、下流でのガス導管の敷設等、LNG バリューチェーン全体でさまざまな企業に関わる巨額投資が必要であり、サプライチェーンに関与する数多くの企業と協働しながら、経済性のみならず安全・規制・環境問題等への広範な対応に長い時間と労力が必要となる点に注意が必要である。

この点は、後述する日本の水素輸入をどの水素キャリアでおこなうのか、という重大な問題を考える際にも、同様のロジックが当てはまる。

6. 何故、総合商社が LNG プロジェクトに参入できたのか？

日本の都市ガス事業は、古くは石炭を蒸し焼きにしてガスを生成し、副産物として石炭コークスを冶金用、鋳物用等のさまざまな用途に利用する時代が長く続いた。築地の魚市場の移転先の豊洲は、古くは東京ガスのコークス工場が有った跡地であった。地方ガス会社も、各地にコークス工場を保有して、都市ガスを石炭から生産し、輸送・販売していた。

このように都市ガスや発電用の原燃料も、長い歴史の中でかつての石炭から石油へ、さらには、天然ガスの時代へと変遷してきた。資源依存度の高い総合商社は石炭、石油の時代から、これらの販売を日本の顧客に対しておこない、長年、業界のエネルギートランジションに貢献してきたが、その努力が実り、LNG においてもブルネイで大手石油販売企業と組んで、液化部分で日本企業として初の投資に踏み切ったことで、LNG プロジェクトへの本格参入がはじまった。

LNG のケースも、技術成熟度 (TRL) が高い技術 (Best Available Technologies) で組み立てることに変わりがない。また、生産される LNG を確実に引き取れる顧客 (電力・ガス企業等) がオフテイク (購入先) となることで、20 年間の長期契約期間中も順調にオペレーションが継続されるという前提に立って、投資の意思決定 (FID) が為された。

今後の日本の脱炭素を目的とする水素利用は、どうなるのであろうか？

7. 日本の水素輸入は、液化水素、LOHC (液体有機水素キャリア)、アンモニアのいずれのキャリアによっておこなわれるのか、また、その理由は？

7.1 日本での脱炭素燃料としての水素

日本の太陽光、風力発電は、その気候条件の魅力が乏しいことから発電原価が高く、電解水素の競争力は乏しいと見られている。一方、回収した CO₂ の地下への貯留 (CCS) も検討されているものの、日本の置かれた地質学的条件や、既存インフラの乏しさから、経済合理性がある CCS は極めて限定的と筆者は考えている。

したがって、低炭素の水素をコストの低い海外で生産して、いかに日本へ輸送するか、ということがポイントとなる。海上輸送に適した水素キャリアには、液化水素、LOHC、アンモニアが主な選択肢となる (図 4) ので、それぞれのサプライチェーン全体のコストを試算して経済合理性のあるプロジェクトを選定する必要がある。

図 5 に見られるように、国際再生可能エネルギー機関 (IRENA)⁵⁾ は、どの水素キャリアが望ましいかを、輸送する距離と、生産する水素の数量の 2 軸で分析し、2050 年に最も経済的に優位と想定される水素キャリアを特定した。この図が示唆するのは、海外からの輸送距離が最低でも 10,000 km を超える日本では、アンモニアが最適なキャリアとなることが示されている。

	アンモニア	冷却して液化 (液化水素)	有機ケミカル ハイドライド
			
体積 (対常温・常圧水素ガス)	約 1300 分の 1	約 800 分の 1	約 500 分の 1
状態	液体 (−33℃、常圧)	液体 (−253℃、常圧)	液体 (常温・常圧)
毒性	有り	無し	合成するトルエンは毒性
特徴	既存施設を利用可能	冷却時にエネルギー消費。大規模液化施設、運搬船は技術開発途上	既存施設を利用可能。脱水素時に熱エネルギー必要

図 4 水素の大規模貯蔵・輸送の代表的な 3 方法⁴⁾

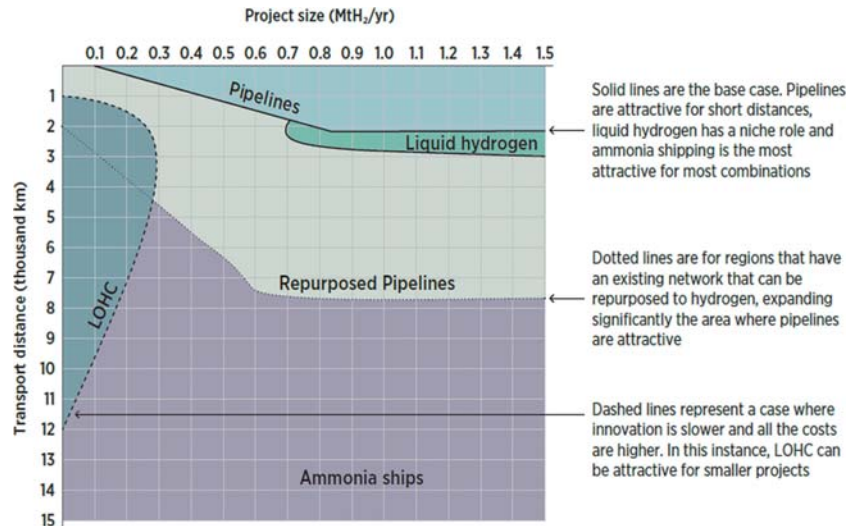


図5 プロジェクト規模（単位：水素百万トン年）と輸送距離（単位：千 km）を変数とした年の最もコスト効率の良い水素輸送の道筋⁵⁾

7.2 水素キャリアとしてのアンモニア

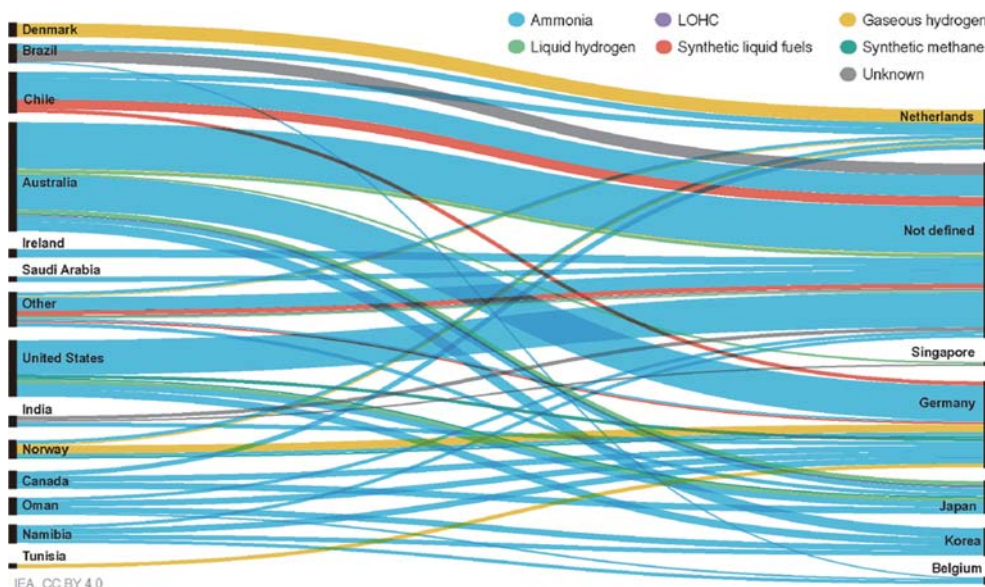
日本における水素輸入については、GX 戦略⁶⁾を取りまとめる経産省を中心として液化水素、アンモニア、LOHC を候補として、それぞれが相応の競争力を持つような情報発信が長らくおこなわれてきた。また、日本の特徴として商業レベルのプロジェクトよりも、その技術開発やイノベーションに大きな期待を寄せる方針が取られてきた。2030 年を5年後に控えて、いよいよ海外での水素、および水素派生品の大型プロジェクトの建設や、投資決定がはじまろうとしている。

国際エネルギー機関（IEA）の Global Hydrogen Review 2024³⁾（2024 年 9 月発表）によると 2030 年までに 1,600 万トン相当の水素ベースの原燃料プロジェクトが公表されており、130 件の低炭素水素の輸出志向プロジェクトがあるが、発表されているプロジェクトの生産量の約 85% がアンモニアで占められている（図 6）。その高い割合の理由のひとつは、肥料業界が既存プロセスを改修することなくそのまま使用できる原料、いわゆるドロップイン原料として低排出代替アンモニアを採用する準備ができていたことを示唆する。アンモニアは炭素を必要としないので、サプライチェーンが簡素化され、水素ベースの燃料としても魅力的な先行者となる。さらに、アンモニアは肥料業界によって確立された世界中のアンモニア輸送、貯蔵インフラの既存資産とノウハウをそのまま利用できる。ただし、アンモニアを燃料として燃焼させる場合は窒素酸化物（NO_x）と亜

酸化窒素（N₂O）の排出を最小限にする必要がある。

IEA の報告書によれば、公表済みの水素ベースの燃料プロジェクトの内、水素量換算で投資決定（FID）済み、もしくは建設中のものは僅か 5% に過ぎない。初期のプロジェクトは、再エネベースの水素と比較して、コスト的に有利な化石燃料（天然ガス）+CCUS によるブルー水素からのブルーアンモニアに焦点を当てている。電解水素からアンモニアを製造する場合、現在の資本費は生産コストの 50% を占め、特に電解槽の資本的支出（Capex）の比率が高い。

大型プロジェクトで既に投資決定（FID）が完了している代表的な案件は、サウジアラビアの NEOM プロジェクトである。太陽光、風力発電の電源と 1 モジュール 10 MW のユニットを連結させて 4 GW のアルカリ電解槽でグリーン水素を生産し、大気中の窒素とハーバー・ボッシュ法でグリーンアンモニアを合成する。20 万トンの水素をアンモニアに換算すると年間約 120 万トンのアンモニアが 2026-27 年に製造開始予定である。工業ガス大手の Air Products が全量のオフテイカーとなり、欧州のロッテルダム港、ドイツの主要港湾でアンモニアを受け入れてカーボンフリーの燃料として利用する。一部のアンモニアは分解触媒で水素に変換され、建設中の水素パイプラインにも接続される予定となっている。



※ 豪州、ブラジル、デンマーク、米国の5つの大規模プロジェクトは、発表された130の輸向け低排出水素の全生産量の半分を占めている。

図6 対外発表に基づくキャリア別の潜在的な低排出水素の2国間貿易フロー（2030年）

7.3 液化水素

液化水素による水素貿易は、液化プラントの規模の経済の原則から、生産国における大容量の液化プラント設置が不可欠であるが、実際にはそのような大型の液化水素製造プロジェクトは経済性の問題から存在しない。また、大容量の液化プラントに必要な積出港での液化貯蔵設備、液化水素船への投資、さらには液化水素受入国における水素の大量貯蔵・輸送インフラへの投資と、サプライチェーン全体での投資金額はアンモニアと比較できないほどの巨額となる。さらに、日本国内での液化水素のオフテイカーを先行して確保する必要性を考えると、液化水素の商業ベースでの日本への輸入は非常にハードルが高く、その時期も予想は困難である。

液化水素に比べて冷却温度が90℃近く高いLNGでさえも、世界的なプロジェクトの誕生と、市場規模の拡大には非常に長い年数を必要としてきた点が教訓となる。

液化水素の貿易取引は、輸出側、および輸入側の双方で、既存インフラの活用余地が乏しく、サプライチェーン全体での巨額投資となることから、世界の水素貿易の公表済みのプロジェクトで液化水素案件の比率が極端に低くなっている。

液化水素の貿易をおこなう前提としては、生産規模をある程度抑制する必要があるだけでなく、輸送距離が長くなるに連れて、輸送コストもアンモニア

と比べて割高となる。輸出港と輸入港の間の船舶での輸送距離は2,000～3,000 km程度でない限り、アンモニアと比較した場合の競争力の発揮が困難との指摘が、国際的なエネルギー機関（IRENA等）の分析結論として発表されている。

実際に欧州においては、ポルトガルが太陽光発電をベースとした大規模水電解で水素を製造し、それを液化して5,000トンの船型でロッテルダム港へ輸送することが過去に検討されていたが、その後の進展は報告されていない。

日本での水素輸入を前提とすると、液化水素の生産国候補は、米国、豪州、中東、南米等が想定されるが、その輸送距離は10,000～20,000 kmとなることから、液化水素の日本への商業規模での輸入は、経済的に極めてハードルが高い。

7.4 LOHC（液体有機水素キャリア）

最大の難点は、トルエン等のLOHCの担体に含まれる水素含有量は重量比4～7%と極めて低比率となる点である。すなわち、重量比で7%の水素を輸送するために93%のトルエンが必要となる。LOHCを日本で受け入れた後は、水素を取り出した後に残るトルエンを再び、輸出地に戻す必要がある。一部の日本の石油精製所で、トルエンをそのまま製油システムに投入することが検討されているようであるが、そのようなケースは、日本全体では例

外的な事例と思われる。

現在、検討中の水素キャリアのほとんどは、トルエン等のニッチな化学品であるため、スケールアップする際に困難が生じる可能性がある。例えば IRENA の前述の報告書によれば、水素を年間 1,000 万トン・2 万 km の距離で輸送するには、300 隻以上の輸送船が必要で、総在庫 3,500 万トンのトルエンが必要となる。2020 年のトルエンの世界の生産量は約 3,000 万トンであったので世界生産の 1 年分のトルエンが必要となる点を問題点のひとつとして指摘している。

ほとんどの LOHC は製品の組み合わせの一つの要素として生産される。ほとんどの LOHC は特殊製品として高い生産コストが特徴であるので、プロジェクトの総資本コストが増加する。メリットとしては輸送を従来の船舶でおこなえる点である。

8. 日本の水素輸入を支配するアンモニア

2030 年に向けて、日本、韓国、シンガポール、欧州等、世界的にアンモニアが水素キャリアとしての有力な貿易取引の手段となりつつある。

日本においては、2023 年に、三井化学株式会社、AGC 株式会社（旭硝子）がアンモニア導入による排出量削減に取り組むことを発表した。同年、UBE 三菱セメント株式会社は、セメント製造でアンモニア混焼の実証をおこない、技術確立することを発表した。鉄鋼セクターでも、高温熱需要に対してアンモニアの導入を検討する等、いわゆる脱炭素コストが高い重厚長大産業における排出削減の手段として、海外からの低炭素アンモニア導入が有力な手段であることが発表されはじめた。

さらに、出光興産株式会社は、2024 年 2 月に米国における年産 110-120 万トンの低炭素アンモニアプロジェクトへの参画を表明した。さらには、同年 3 月には、同社の製油所において、商業用ナフサ分解炉での燃料アンモニアの混焼の実証に成功したことを発表した。

中部経済圏ではトヨタが株式会社 JERA、および愛知県と連携してアンモニアを脱炭素の手段として活用することを昨年表明している。主たる用途は高温の熱を必要とする工場でのエネルギーとしての利用と思われるが、アンモニアの直接燃焼に留まらず

に、分解触媒を利用してアンモニアから水素を生成させることで、水素をそのまま水素利用のフォークリフトや定置用燃料電池等の既存の発電設備で利用できることも選択肢の一つとしている。

かかるケースに見られるように、日本の水素輸入はアンモニアを中心に進むことが明確になってきた。化石燃料のボイラー、タービン、エンジン等においてアンモニアの直接燃焼、および分解触媒による水素生産が、その有力な選択肢になりつつある。これらの動きは海運においてもはじまっており、大型船の燃料は、長期的にメタノール、アンモニアが主な低炭素燃料として活用されることが、各種の世界的な文献で指摘されている。

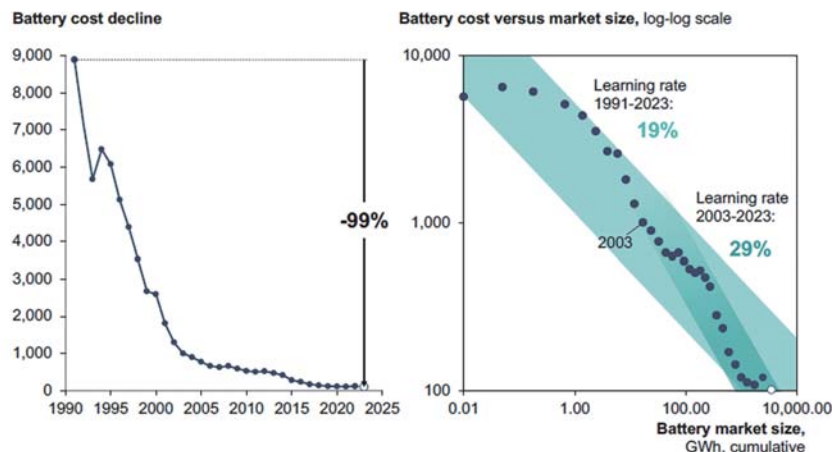
日本における水素利用が、アンモニアによっておこなわれることが明確になりつつある中、燃焼機器におけるアンモニア混焼や分解後の水素利用等のエンドユースでの検討が今後進むと思われる。

9. アンモニア後の脱炭素エネルギーについて

ゼロ金利時代と比較して、各国の金利上昇とインフレの進行から、水電解によるグリーン水素の生産コストが従来の予想よりも高騰しており、しばらくは商業プロジェクトの延期や中断がある程度続くものと思われる。しかし、2050 年にカーボンニュートラルを達成するとすれば、現在の厳しい現実とのギャップは余りにも大きい。そのことから、バックストップ・テクノロジー（最後の砦）と言われる、炭素除去技術に焦点が当たっている。

炭素除去（Carbon Dioxide Removal=CDR）とは、DAC（大気直接回収）やバイオエネルギー発電と組み合わせ、DACCS、BECCS のように CO₂ を長期にわたって地下に貯留する CCS と組み合わせるテクノロジーで、マイナスの排出量（ネガティブ・エミッション）が期待できることから、これらのプロジェクトによるボランタリー・カーボン・クレジットが既に昨年来、相当の高値で取引されている。

この現象は、現状の世界全体での脱炭素の取り組みが、IEA などの発表している 2050 年のネットゼロシナリオと比較して、あまりにそのギャップが大きく到底実現不可能と判断されることから、バックストップテクノロジーにより一層の期待が集まって



Source: Ziegler and Trancik (2021)⁸ for 1991-2014, BNEF Lithium-Ion Battery Price Survey (2023)⁹ for 2015-2023, RMI analysis

(左図：バッテリーのコスト推移 (\$/kWh), 右図：バッテリーコスト対市場規模 (GWh))

図7 リチウムイオン・バッテリーのコスト⁷⁾

いるものと思われる。

e-fuel, e-メタンにしても, EU の規定では原料とする CO₂ は, 2041 年以降, 工場地帯からの点源 CO₂ でなく, 大気からの回収 CO₂, もしくはバイオ由来の CO₂ とすることがルールとして明記されている。

また, e-fuel, e-メタンにせよ, 現在の合成燃料の商業化技術は 1 世紀前に発明された製造法である点に留意が必要である。e-fuel 生産には, フィッシャー・トロプッシュ法, アンモニア合成はハーバー・ボッシュ法, e-メタン生成のためのメタネーションはサバティエ反応で, いずれも高温, 高圧の環境下でかなりのエネルギー損失を被りながらこれら合成燃料を生産する。これらの技術の基本は, 当時世界の化学業界を牽引していたドイツ, フランスの技術であること, また過去 1 世紀の間に代わっていないことに驚かされる。

このエネルギー損失の観点からも, 再エネ電源からいかにエネルギー損失を少なくして, 効率的にエネルギーを利用するかが, 今後の商業化のポイントである。EV の量産で鍛えられたリチウムイオン電池は, さまざまなミネラル, 原料の組み合わせが可能ることから多くのイノベーションが起こり, 驚くほどの電流密度の改善とコスト削減 (図 7) を実現している⁷⁾。今後, 生成 AI, さらに量子コンピュータが実用化されれば, 使用する原料の組み合わせシミュレーションを極めて短期間におこなえるようになり, 従来にない速度で技術開発が進む可能性があると思われる。その意味で, EV はソフト

ウェアのアップデートと併せて, バッテリーの性能・コスト両面でさらに驚くような進化を成し, その結果再エネ併設の定置用バッテリーも普及が進むと予想される。さらに, 電力の貯蔵と利用の両面で, VPP (仮想発電所), V2G (Vehicle-to-Grid) といった電力の需給調整を利益の源泉とする企業や個人が多く出現しようとしている。

これらの状況を考えると, カーボンニュートラルは, 今後, 脱炭素コストの低い技術から徐々に高い技術へと, その投資がシフトして行くものと考えられる。

日本企業の技術力を生かしたイノベーションと, 人類の更なる英知を結集した国際協調によって, 総合的な温暖化対策が着実に進んでいくことを期待したい。

参考文献

- 1) DNV: Energy Transition Outlook 2023, Transport in Transition
- 2) IEA: Global EV Outlook 2024
- 3) IEA: Global Hydrogen Review 2024
- 4) 毎日新聞: 再エネ推進派でも意外と知らない「グレー水素」「ブルー水素」「グリーン水素」の違い, 週間エコノミスト Online, 2021 年 3 月 3 日
- 5) IRENA: Global Hydrogen Trade to meet 1.5°C Climate Goal PART II (2022)
- 6) 経産省: GX 実現に向けた基本方針, 2023 年 2 月 10 日
- 7) RMI: X-Change: Batteries, The Battery Domino Effect (2023)