

カーボンニュートラル実現の鍵握る 「グリーン水素」

西 脇 文 男

1. はじめに

いま世界的に水素エネルギーの社会実装に向けた取り組みが本格化している。背景には、地球温暖化問題がますます深刻化していることがある。2021年11月時点で世界135の国と地域が2050年までに温室効果ガスの排出量をネットゼロにする（2050 Carbon Net Zero）と宣言している。そして、その実現には水素エネルギーの利活用が不可欠との認識が世界で共有されてきた。加えて、この数年で再生可能エネルギー発電のコストが大幅に低下した。この結果、再エネ電力により水を電気分解して製造するグリーン水素のコストも大幅に低下し、化石燃料を代替することが経済的にも現実味を持って見通せる状況となってきたことがある。

脱炭素化の柱は電動化と再エネだが、これだけではCO₂排出をネットゼロにはできない。電力では対応が難しい領域に「水素」を活用すること、具体的には、運輸部門では大型重量車両、船舶、航空機等、発電部門・産業部門ではCO₂を大量に排出する火力発電・製鉄・化学工業等の脱炭素化に化石資源に代え水素を燃料や原料に用いることが必要となる。そしてその水素は製造過程でCO₂を排出しないCO₂フリー水素でなければならない。

本稿では、まず水素の製造・輸送・貯蔵の主な方法とそれぞれの特色、課題、コスト比較について述べ、今後需要の急拡大が見込まれるCO₂フリー水素の製造・サプライチェーン構築に向けた世界の動きを俯瞰し、わが国が取り組むべき課題や施策を論考する。

2. 水素の製造

2-1 水素の主な製造方法

水素は地球上に豊富に存在するが、単体の水素分子として自然界で安定的に存在しているわけではない。水素をエネルギーとして利用するためには、工業的にまとまった量を製造する必要がある。

表1は、水素の主な製造方法をまとめたもの。表の見方は、まず網掛けの濃淡は何から水素を作るか？ 濃い網掛けは化石燃料から、薄い網掛けは水から、網掛けなしはバイオマスから作られる。左側の矢印は、技術の段階を示している。上の方は既に実用化されている技術、真ん中あたりはコスト高や技術改善の余地がある等の要因からまだ実証段階にあり、下に行けば行くほど研究開発段階の技術である。環境性は、CO₂を排出するかどうかで○×をつけている。副生水素は化石燃料が原料なのでCO₂を排出するが、本来の目的製品の生産過程によるもので、水素製造による追加的CO₂排出は無いので△とした。一番右の製造コストは、上の方ほどコストは安く、下に行けば行くほどコスト高という関係にある。

そうすると1番良いのは副生水素ということになるが、問題は供給力が十分でないこと。製鉄所や化学工場では副生水素が大量に発生するが、工場内の熱源や有害物質（Nox・Sox）除去の為に使うので外部に販売する余力は無い。現在外販水素の大部分は化石燃料の改質によって作られている。

水素は利用段階では水しか出さない「究極のエコ」とされるが、製造段階でCO₂を出しては本当の意味でエコとはいえない。将来的にはCO₂を出さない製造方法に変えていく必要がある。「CO₂フリー水素」は、表の再エネ発電から下であるが、これらはコスト高や技術開発途上という課題を抱えている。カーボンニュートラル実現のためには、こうした課題を乗り越えてCO₂フリー水素を低コストで大量に生産することが求められる。

なお、水素の製造プロセスにおけるCO₂排出量によって色分け区分することが広く行なわれている。化石燃料の改質は「グレー水素」、グレー水素に

CCS（二酸化炭素回収・貯留）を付けてCO₂フリー化したものは「ブルー水素」、再エネ電力による水の電気分解は「グリーン水素」と呼ばれる。

表 1 主な水素製造方法

	製造方法	供給安定性	環境性 (CO ₂ 排出)	製造コスト	
 既に実用化 実証段階 研究開発段階	副生水素	製鉄所、化学工場等からの副産物	本来の目的製品の生産量に左右される	△ 副次的に生産されるものを活用するため経済的	
	化石燃料改質	化石燃料を触媒等を用いて改質	安定的かつ大規模に生産が可能	× 技術的に確立しており、比較的安価	
	水の電気分解 (火力発電)	火力発電による電気です水を電気分解	安定的かつ大規模に生産が可能	× 改質に比べると高コスト	
	水の電気分解 (再エネ発電)	再エネ発電による電気です水を電気分解	再エネ発電の出力変動に応じて生産も変動	○ 再エネ電力を使用するため一般的に高い	
	バイオマス	バイオマスの熱分解、発酵等	供給地が分散→大規模生産には不向き	○ 地域やバイオマス種類によるが、一般的に高い	
	水の熱分解	高温で水を分解 (IS プロセス)	安定的な供給が可能	×~○ (熱源による)	現段階ではコストは高い
	メタンの熱分解	熱分解により水素と固体炭素に分解	安定的な供給が可能	○	現段階ではコストは高い
	光触媒 (人工光合成)	光触媒を利用し、光によって水を直接分解	気象条件に左右される	○	現段階ではコストは極めて高い

水素は何から作る？

	化石燃料から
	水から
	バイオマスから

製造方法による色分け

	グリーン水素	再エネ発電 + 水電解
	ブルー水素	化石燃料改質 + CCS
	グレー水素	化石燃料改質

(出典) NEDO の資料等を参考に筆者作成

2-2 CO₂ フリー水素

再エネ電力による水の電気分解（グリーン水素）

現時点で技術的にCO₂フリー水素を大量生産可能なのは、(原発利用を別にすれば)再エネ電力による水の電気分解である。現状は製造コストが高いため広く実用化されるには至っていない。今後水素需要の拡大が予想される中、供給サイドの主役と目されており、そのためにはコストの低減は不可欠である。グリーン水素製造コストの現状および将来見通しについては2-4で述べる。

バイオマス由来水素

バイオマスから水素を作る方法はいくつもある。一般的な方法は、木屑、家畜の糞尿、食品廃棄物、下水汚泥等の廃棄物系バイオマスを蒸し焼きまたは発酵によりバイオガス（主成分はメタンと CO_2 ）を生成し、ここからメタンガスを抽出、メタンガスを水蒸気改質して水素を製造する。原料の収集には手間とコストが掛かり大規模生産には向いていない。

水の熱分解

水は電気分解で O_2 と H_2 に分解するが、2～3000℃の高温を加えることでも分解する。このような高温は工業化が難しいが、ヨウ素 (I) と硫黄 (S) を利用した IS プロセスを使えば 900℃程度で分解することが出来る。これまで日本原子力研究開発機構が高温ガス炉（次世代原子炉の一種）の廃熱を利用して水を熱分解する方式を研究してきた。福島原発事故後、高温ガス炉の研究はスローダウンを余儀なくされている。

海外では米国を中心に次世代型小型原子炉 (SMR) の導入機運が高まっており、それとセットで IS プロセスによる水素製造が検討されている。

また、原子炉の代わりに太陽熱を利用する方式も研究されている。太陽熱発電は米国や南欧ですでに実用化している。数千枚の反射板（ヘリオシュタット）で太陽光を1点に集め、数百℃～1000℃の高温を得る。この熱で高温の水蒸気を作って発電するのが太陽熱発電であるが、これを IS プロセスの熱源に使おうというものである。

メタンの熱分解

メタンの改質反応では CO_2 を排出するが、熱分解すると水素と固体炭素に分かれ CO_2 は排出しない。再エネ電力を利用した熱分解により CO_2 フリー水素を作ることが出来る。この方式で作られた水素は、色分け分類では「ターコイズ水素」と呼ばれる。ターコイズ（トルコ石）は青緑色でグリーン水素とブルー水素の間との意味がある。

ターコイズ水素は大量生産技術の開発が可能なこと、副生する固体炭素は様々な工業用途があることから商業化の可能性が十分あると期待されている。米国では多くのベンチャー企業が実用化に向けた技術開発にしのぎを削っている。

人工光合成（光触媒）

植物の光合成は、葉緑素が光エネルギーを吸収して水を酸素と水素に分解する「明反応」と、その水素に大気中から取り込んだCO₂を合成してブドウ糖、デンプンなどの糖質を作る「暗反応」の2つの経路をたどる。人工光合成で葉緑素に当たるのが、酸化チタンの粉末半導体などを使った「光触媒」だ。

この現象を最初に発見したのは日本の科学者で（その名を取って本多・藤嶋効果と呼ばれている）、その後も日本は光触媒技術で常に世界をリードしてきた。当初エネルギー変換効率は0.1～0.2%だったが、2021年3月時点では7%まで向上している¹。実用化には最低でも10%は必要とされており、NEDOの人工光合成プロジェクトでは2021年度末に10%達成を目指している²。

水素を製造するだけなら明反応のみで十分だが、後半の暗反応まで行うことで直接CO₂を吸収消費し、生成された有機化合物から化石資源由来ではない燃料や化学原料を人工的に作り出すことが出来る、夢の技術として期待されている。

2-3 化石燃料改質+CCSでCO₂フリー水素に（ブルー水素）

化石燃料から作っても、CCSと組み合わせることでCO₂フリー水素（ブルー水素）になる。

CCS（Carbon dioxide Capture and Storage 二酸化炭素回収・貯留）は、火力発電所や工場などで排出されるCO₂を分離・回収し、地中に貯留する技術で、地球温暖化対策の切り札として期待され、実証プロジェクトも

世界中で多数行われている。ノルウェー・エクイノール社のプロジェクトでは、過去 20 年間、毎年百万トンを超える CO₂ を北海の海底下に貯留し続けている。

CO₂ を地下に貯留するだけでなく資源として有効活用（CO₂ フリー水素と反応させ化学原料や合成燃料を生産）する取り組みも始まっている。これは CCUS（Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage 二酸化炭素回収・利用・貯留）と呼ばれ、欧州で大規模な実証プロジェクトがいくつも行なわれている。

CCS の一種に EOR（Enhanced Oil Recovery 石油増進回収法）がある。老朽化して石油が出にくくなった油井に CO₂ を圧入し、油層内の原油の流動性を改善することで、原油増産を実現する技術だ。通常の CCS だとコストをかけて CO₂ の処理（封じ込め）を行うが、EOR は CO₂ を圧入することで原油増産の対価を得られるので「一石二鳥」の効果がある。実際に北米や中東において商業ベースでの実施例が報告されている。油田がほとんどない日本では EOR は難しいが、将来中東の油田地帯でブルー水素を製造して日本に輸入することは十分考えられる。

なお、ブルー水素は厳密には CO₂ フリーではない。CCS で排出源から CO₂ 回収時に一部回収漏れが出ること、貯留場所への輸送や圧入の過程でも CO₂ を排出することは避けられない。従って、ほぼ 100% CO₂ フリーのグリーン水素に比べ環境性では劣後する。このため欧州ではブルー水素は低炭素水素と呼ばれることが多いが、本稿では CO₂ フリー水素で統一する。

2-4 将来の水素需要とコスト見通し

2020 年の世界の水素需要量は約 9,000 万トンである。このうち 80% は化石燃料の改質により製造され、残りのほとんどは副生水素、つまり大部分は化石燃料から作られたものだ。国際エネルギー機関（IEA）は、2050 年カーボンネットゼロを達成するためには、2050 年には最終エネルギー消費の 10% を水素で賄う必要があり、これは 5.3 億トンの水素需要に相当

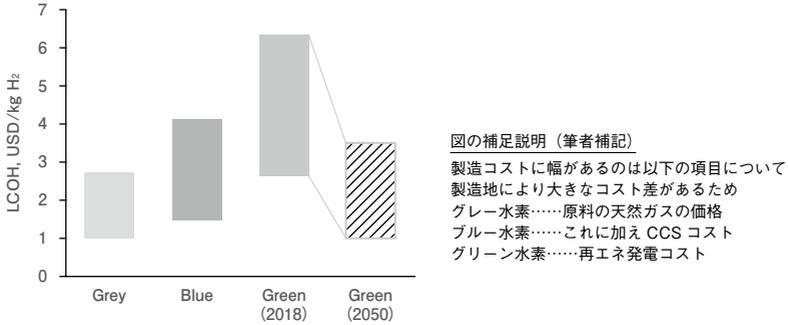
すると見積もっている³。しかもこの水素はCO₂フリー水素（グリーン水素とブルー水素）でなければならない。

過去2年間で多くの国が「水素戦略」を発表したが、そのいずれもがCO₂フリー水素の生産拡大を主要施策の一つに挙げている。EUは2020年7月に発表した「気候中立のための水素戦略」の中でグリーン水素を低コストで大量に生産することを最優先目標に掲げ、その実現のために多額の予算を振り向ける方針である。数値目標として、2030年には電解装置40GW導入、グリーン水素1,000万トン（輸入を含む）を明記している。ドイツ、フランスなど域内各国もそれぞれのグリーン水素目標を設定している。EUの目標は各国目標をベースに策定されたものである。EUはグリーン水素優先だが、英国はグリーン水素に加えブルー水素も重視する「twin track approach」を採り、2050年には水素が最終エネルギー消費の20～35%占めるとしている。

わが国も「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」（2020.12）において、国内水素導入量は2030年に最大300万トンを目指すことを明記した⁴。これは従来の目標30万トンを一気に10倍引き上げたものだ。

生産量の拡大と並んで重要なのは製造コストの低減である。現在世界で使われている産業用水素の大部分は化石燃料から作るグレー水素だ。図1の通りグレー水素は最も安い。ブルー水素はCCSのコスト分だけグレー水素より高くなる。グリーン水素は環境性が最も優れているが、コストは最も高い。いかにコストを下げるかが課題だ。

図1 水素製造コスト



(出典) KPMG 「The Hydrogen Trajectory」

再エネ発電のコストはここ数年で大幅に低下した。世界の多くの国で、太陽光発電や風力発電はいま火力発電を下回るコストとなっている。電解装置も大容量で効率の高い機器が次々と開発され、こちらも急速にコストダウンが進んでいる。この結果、グリーン水素の製造コストは過去5年間で4割も低下した。今後もコスト低下が続くとの見方が有力だ。国際再生可能エネルギー機関（IRENA）の分析では、グリーン水素コストが30年頃にはブルー水素とほぼ同等に、40年までにグレー水素とコンペティティブになると予測している⁵。

このシナリオ通りコスト低下が進めば、20年代はブルー水素が先行し、30年代以降グリーン水素が主流となり、40年代にはグレー水素が急速に減少して50年までにはほぼ全量CO₂フリー水素となる姿が展望できる。

3. 輸送と貯蔵

水素は軽い気体で体積が大きいので、輸送・貯蔵するには体積を小さくしてやる必要がある。

陸上輸送は、圧縮して高压ガス容器に入れてトラックなどで運ぶのが一般的だ。欧米ではパイプライン輸送も広く行われている。日本ではパイプラインは一般的ではないが、将来的に水素需要が増えれば有力な選択肢となろう。

大量の水素を長距離輸送するには、液体にして運ぶのが効率的だ。代表的なものは次の3つ。

液化水素

水素は液化すると体積が気体の1/800に縮小する。これを液化水素運搬船で低温状態を保ったまま運ぶ。ちょうど天然ガスの輸入で液化(LNG)してLNGタンカーで運ぶのと同じだ。ただ、天然ガスは液化温度が -162°C に対し、水素は -253°C とはるかに低温で、それだけに技術的難易度が高い。エネルギーも多く使用し、その分コストも掛かる。

有機ヒドライド

トルエンなどの芳香族化合物に水素を付加して別の化合物メチルシクロヘキサン(MCH)に変えて輸送。利用先で水素を分離し、残ったトルエンは元に戻して繰り返し使用できる。体積は気体の1/500なので液化水素より劣るが、トルエンもMCHも常温常圧で液体なので、取り扱いやすく、通常のケミカルタンカーや陸上のタンクが使えることが最大のメリットだ。

アンモニア

分子式 NH_3 に見るとおり分子中に水素を多く含み、輸送効率は液化水素の1.5倍もある。アンモニアは常温では気体だが少し圧力を掛けると液体になる。また、基礎化学品として輸入や国内輸送のサプライチェーンが整備されており、既存インフラをそのまま使える。難点は窒素と水素が安定結合しており、アンモニアから水素を分離するのが簡単ではない。そこでアンモニアのまま燃料として利用するアンモニア発電やアンモニア燃料

電池の研究開発が進んでいる。

この3つの長距離大量輸送手段ではどれがベストか？ それぞれ一長一短があり、当面は、用途や生産地、消費地などによって最適なものを使い分けていくことになる。今後の技術開発によって大幅コストダウンが可能なものが出てれば、それが本命となる。

水素吸蔵合金

ある種の金属合金は、水素を吸収したり放出したりすることができる。このような性質を持つ合金を水素吸蔵合金と呼ぶ。体積が1000分の1以下になり、液化水素よりも省スペースで貯蔵できる。合金自体の重量が重いので輸送用途には厳しいが、貯蔵用途では常温常圧で安全に貯蔵できるので、都市部などの限られたスペースでの貯蔵装置としては最適である。

表2 水素の輸送・貯蔵方法

水素の形態		輸送手段	貯蔵方法	メリット	課題
気体	水素ガス (高圧)	トラック、 専用トレーラー	高圧ガスタンク	既に水素輸送手段として広く利用されている	圧縮機や高圧タンクの低コスト化、道路輸送の保安・安全
	水素ガス (中圧)	パイプライン	高圧ガスタンク パイプライン内	大量の水素を安定的に輸送できる	パイプラインの敷設にコストがかかる
液体	液化水素	液化水素運搬船 専用タンクローリー	液化水素タンク (極低温)	体積が1/800。高圧ガスに比べ12倍の輸送効率	液化(-253℃)にエネルギーとコストがかかる
化合物 (液体)	有機ハイドライド	タンカー(海上) タンクローリー	ケミカルタンク (常温)	体積が1/500。常温常圧での液体輸送が可能	水素化合物および脱水素にエネルギーとコストがかかる
	アンモニア	同上	ケミカルタンク (低温 or 加圧)	体積が1/1300。加圧すれば容易に液体化。既存の輸送インフラを利用可	アンモニア合成はエネルギー多消費毒性と刺激臭がある。水素分離が容易でない
固体	水素吸蔵合金に吸蔵	トラック、貨物船	水素吸蔵合金容器	常圧のまま水素貯蔵が可能。体積当たり水素密度が高い	重量当たり水素密度が低い。金属の劣化(水素脆化)

(出典) 筆者作成

4. エネルギー — キャリアとして期待される役割

このように、水素がいろいろな方法で製造でき、効率的に輸送・貯蔵できる、ということになると、水素は単に化石燃料の代替というだけでなく、他のエネルギーを運んだり貯蔵したりする「エネルギーキャリア」の役割を担うことが出来る。日本にとって期待される役割は、① P2G (Power to Gas：再エネ電力で水を電気分解し水素に変換して貯蔵する技術) により再エネ発電を飛躍的に拡大すること、②海外のエネルギーを水素に変えて輸入すること、の2つである。

4-1 再エネ電力を水素に変えて貯蔵 (P2G)

2021年7月、政府は2030年度の電源構成における再エネの割合を、従来計画の22～24%から36～38%へと大幅に引き上げた。この目標は発電設備を増やすだけでは達成できない。出力不安定な再エネ発電を系統側の需給調整力を超えて大量に系統接続すると、系統全体の安定を損ない、停電のリスクも生じる。発電側で出力安定化させる、もしくは系統側で調整力を高める対策が必要だ。

再エネ発電の余剰電力や不安定出力をP2Gで水素に変えて貯蔵し、安定部分のみを系統に接続する方式は、再エネ導入を飛躍的に拡大する最も有効な手段と考えられている。電力を一時貯蔵するだけなら蓄電池の方がはるかに効率的だ。しかし、大量の電力を長期間貯蔵するとなると、蓄電池では電池を多数必要とする、時間が経つと自然放電してしまう等の問題があり、水素で貯蔵する方が現実的でコストパフォーマンスも高い。

再エネ先進国のドイツでは、電力構成の中で再エネ比率が既に40%を超えており、余剰電力が日常的に発生している。余剰電力対策としてのP2G実証プロジェクトが数多く実施されており、P2Gの有効性が実証されている。

わが国は「再エネ主力電源化」「再エネ比率の飛躍的拡大」を国の方針

として打ち出しているが、その実現に向けて P2G は必須の技術である。

4-2 海外から低コストの CO₂ フリー水素を輸入

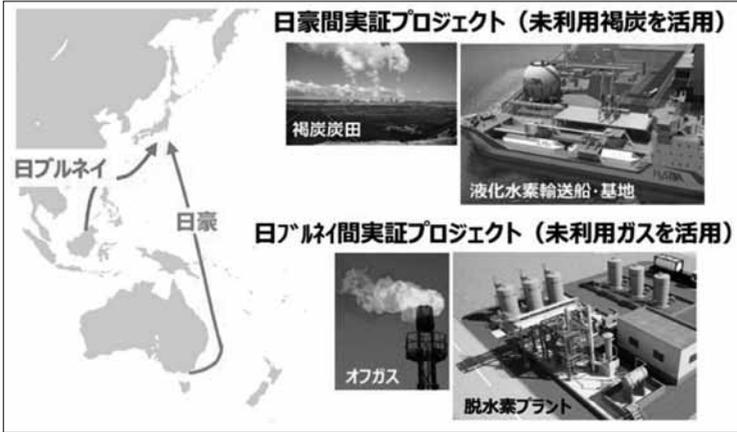
エネルギーキャリアとしてのもう一つの役割が、海外の低廉かつ豊富な再エネ電力や未利用エネルギーを水素に変えて輸入することだ。現在 NEDO の「水素社会構築技術開発事業」で 2 つの実証プロジェクトが実施されている。

ひとつは「豪州未利用褐炭由来水素サプライチェーン構築」プロジェクト。褐炭は炭化度の低い低品位の石炭で、資源量は多いが発熱量が低いため、エネルギーとしてはほとんど利用されていない。この褐炭をガス化して、そこから水素を取り出し、液化して日本に運ぶ。製造時に排出される CO₂ は CCS で地中貯留して CO₂ フリー化している。このプロジェクトは日豪共同で進められており、日本側は川崎重工業・岩谷産業・J パワーの 3 社が中心となっている。川重は世界初の液化水素運搬船を建造し、2021 年 6 月から液化水素を積んだ試験運航を開始した。

もう一つは、ブルネイで千代田化工建設が三菱商事・三井物産・日本郵船と共同で進めるプロジェクト。三菱商事が出資する LNG 製造工場のオフガスから水素を製造し、有機ハイドライドで MCH に変換して運ぶ。こちらは既に輸入が始まっており、20 年 5 月から川崎臨海部の東亜石油の火力発電所で燃料（天然ガスと混焼）として利用されている。

これらのプロジェクトは、輸出国側は経済価値の低いエネルギーを輸出でき、日本からの投資、雇用創出等のメリットもあり、双方 Win-Win の関係で水素サプライチェーンの構築が可能となる。

図2 未利用エネ由来の水素サプライチェーン実証プロジェクト



(出典) 経済産業省 総合エネルギー調査会
第11回 CO₂フリー水素 WG (2017.12) 資料

将来的に期待できるのは、海外の豊富で安価な再エネ電力を水素に変えて輸入することだ。世界には日照条件や風況に恵まれ、極めて低コストで発電できる国や地域が数多く存在する。そうした国の多くは国内電力需要をはるかに上回る発電ポテンシャルを有している。電力を水素に変えて日本に運び、また電力に戻す。変換による目減りや輸送コストを入れても日本で発電するより割安に再エネ電力を輸入できる。水素のままFCVや発電の燃料に使えばより効率的で更にコストの低いグリーン水素の輸入となる。

5. グリーン水素を巡る世界の動きと日本の対応

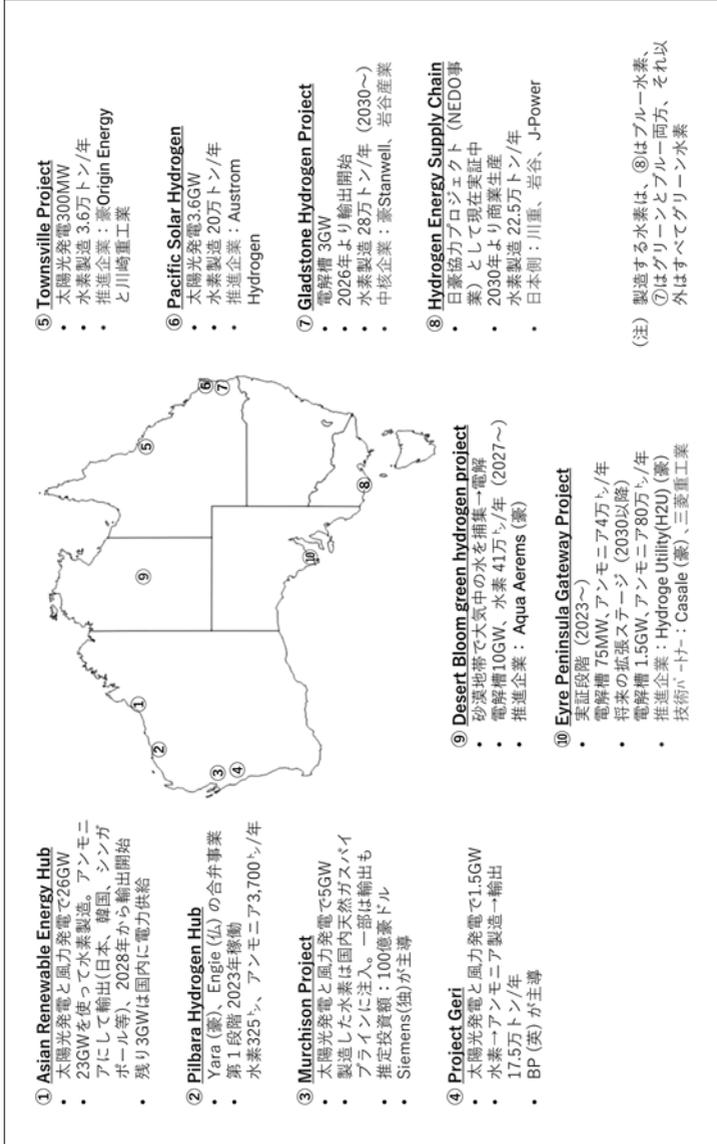
再エネ発電の条件に恵まれた国々では、グリーン水素を新たな輸出チャンスと捉え、大量生産体制を構築する動きが出ている。先行する3カ国、オーストラリア、チリ、UAEのグリーン水素戦略およびプロジェクトを概観し、日本はどう対応すべきかを考える。

5-1 オーストラリア

オーストラリアは、海岸部は風力、内陸部は太陽光に恵まれ、再エネ発電の好適地がほぼ全土に広がる。連邦政府は石炭や天然ガスに代わる新たな主力輸出品目として、水素の製造と輸出に着目している。国家水素戦略で「2030年には世界に伍する水素大国となる」ビジョンを掲げ、25年までに実証規模の水素ハブおよびサプライチェーン建設・運用を行い、25年以降大規模輸出産業、インフラを建設する計画である。そして40年までに輸出額100億豪ドル（約8,000億円）を目標とする。輸出先として日本に対する期待も大きい。

民間ベースではすでに大規模なグリーン水素の事業計画が幾つも立ち上がっている。主なものを図3に示すが、中でも①西豪州のAsian Renewable Energy Hubは、再エネ発電26GWのうち23GW（1GW=100万kW）を使って海水から水素やアンモニアを生産する世界最大のグリーン水素プロジェクトである。②、③、④のプロジェクトのように、欧州企業が有力パートナーとして技術面を主導するケースも多く見られる。一方日本企業が参加する案件も、日豪関係が資源輸入を通じて歴史的に緊密であることもあり、決して少なくない。⑤：川崎重工業、⑦：岩谷産業、川崎重工業、関西電力、丸紅、⑧：岩谷産業、川崎重工業、J-Powerなどが該当し、⑩では三菱重工業が出資および技術パートナーとなっている。

図3 豪州の大規模グリーン水素プロジェクト



(出典) 各州政府および各社の発表資料を基に筆者作成

5-2 チリ

チリの国土は南北に長く伸びている。北部～中部は砂漠地帯が連なり太陽光に恵まれ、南部は強い風が年中吹き続ける風力発電の好適地だ。再エネ発電のポテンシャルは国内電力需要の70倍に相当する1,800GWという膨大なものである⁶。2020年発表の「グリーン水素国家戦略」に、世界で最も安価なグリーン水素製造国、世界的なグリーン水素輸出国を目指す、と明記し、30年までに水電解槽25GW、水素製造コスト1.5ドル/kgを目標に掲げる。

チリではいま、合成自動車燃料 e-fuel の商業生産を目指す「Haru Oni」計画が動き出している。チリ南部のマガリャネス州で、風力発電由来のグリーン水素と大気中から捕集するCO₂を合成して e-fuel を製造する。2022年から e-fuel を年間13万リットル生産開始し、その後24年5500万リットル、26年5.5億リットルと増やしていく計画である。この計画には、シーメンス・エナジー（独）、ボルシェ（独）、エネル（伊）等の欧州企業が参画し、ドイツ政府から800万ユーロの助成金が出ている。製品の大半は欧州に輸出するとみられ、ドイツには技術や資金を提供しチリの安いグリーン水素を囲い込む狙いがあると思われる。

同じマガリャネス地方でフランスの再エネ開発会社トータル・エレンが主導して、10GWの風力発電、8GWの電解槽、アンモニア製造プラント等を備えた大規模プロジェクト「H2 マガリャネス」が計画されている。また北部アントファガスタ州では、フランスの電力会社エンジー主導で、太陽光発電を使ったグリーン水素プロジェクト「HyEx - Green Hydrogen Production」が計画されている。このようにチリでは、欧州企業が仕掛る形で次々と大規模なグリーン水素プロジェクトが立ち上がろうとしている。

5-3 UAE

中東地域の太陽光発電コストは世界で最も低い。現在建設中のアブダビのアルダフラ発電所（出力2GW、完成すれば世界最大の太陽光発電所）

はキロワットあたり 1.35 セント（1.55 円）で 30 年間の長期売電契約を締結、サウジアラビアのサカカ発電所（出力 1.5GW）は 1.24 セント（1.43 円）で 25 年契約を締結している。日本の FIT 入札（2021.11 実施）における最低落札価格 10.23 円 /kW の 1/7 という低価格だ。こうした低コスト電力で作るグリーン水素のコストも世界最低水準となる。また、ブルー水素の製造コストは原料の天然ガスが安価なことに加え、CCS にコストの掛からない EOR を使えるので、やはり世界最低水準だ。

中東諸国は石油依存経済からの脱却を目指して、グリーン水素、ブルー水素のビッグプロジェクトを次々に立ち上げている。なかでも最も積極的なのが UAE である。UAE は 2017 年にドイツとエネルギーパートナーシップを締結し、両国が協力してエネルギー転換（石油から再エネおよび水素へ）を図る体制を整えた。2030 年までに世界の水素輸出市場でシェア 25% を目標に掲げ、国内で多数の大規模プロジェクトを開発中である。その多くにドイツが参画し、技術面の協力を行なっている。

代表的なプロジェクトの一つにマスダール・グリーン水素プロジェクトがある。中心メンバーは世界有数の再エネ企業マスダールとシーメンス・エナジーで、アブダビ・エネルギー省、エティハダ航空、ルフトハンザ航空、丸紅等も参加している。このプロジェクトではグリーン水素をそのまま輸出するのではなく、輸送用クリーン燃料（e-fuel、船舶向けアンモニア燃料、航空機向けジェット燃料等）を製造・輸出する計画で、2021 年中に基本設計を完了する予定である。

日本との関係では、アブダビ国営石油会社 ADNOC がアブダビ西部ルワイスで計画中の世界最大規模のブルーアンモニア生産施設の開発プロジェクトに三井物産が韓国の GS エナジーと共にパートナーとして参加することで合意した。生産規模は年間 100 万トンで 2025 年稼働を目指している。製品の主な輸出先は日本と韓国である。

表3 欧州と豪州・チリ・UAEの水素戦略

国名	水素戦略の名称	概要	主な数値目標
EU	グリーン水素イニシアティブ (2020/4) 気候中立のための水素戦略 (2020/7)	トラック、鉄道、船舶、製鉄、電力システムに水素を活用 そのための再エネ水素製造拡大に注力 域外（ウクライナ、北アフリカ）水素製造を支援および輸入 水素製造関連投資額は最大4,700億ユーロ（2050年まで）	再エネ電力の1/4を水素製造に利用（～2050年） 再エネ水素製造目標：2030年1,000万トン 水電解装置：2030年までに40GW+域外40GW （内EU向け32.5GW）
ドイツ	国家水素戦略 (2020/6)	クリーン水素（再エネ水素）を強く志向 生産から貯蔵、輸送、利用までバリューチェーン確立 国際連携・協業（水素技術輸出、グリーン水素輸入） 予算規模は120億ユーロ（2026年まで）	水素需要：2030年までに90～110TWh（230～280万トン） 水電解設置：2030年までに5GW、その後更に5GW追加 水素ガスパイプライン：5,900km整備（90%は既存の天然ガスパイプラインを改修）
フランス	カーボンフリー水素開発戦略 (2020/9)	水電解産業育成と産業の脱炭素化 カーボンフリー水素の大型モビリティ適用 予算規模：2030年までに70億ユーロ（20～23実行予算34億€）	水電解装置：2030年までに6.5GW モビリティ分野：2030年までに600万トン超のCO ₂ を抑制 雇用創出：5～15万人
英国	水素戦略 (2021/8)	グリーン水素、ブルー水素の両方を支援（twin truck approach） 水素を「電化が難しい」産業部門の脱炭素化に積極活用 既存のガス供給に20%の水素を混合を検討	水電解装置：2030年までに5GW（30年以降急拡大） 2050年には、水素は英国の最終エネルギー消費の20～35%占める 雇用創出：30年までに9,000人以上、50年までに最大10万人
豪州	国家水素戦略 (2019/11, 2020/12)	《ビジョン》2030年には世界に伍する水素大国となる 2025まで：実証規模の水素ハブおよびサプライチェーン建設 2025以降：大規模輸出産業、インフラを建設 世界的な水素市場構築のための需要国とのパートナーシップ	2030年までに5GW規模のグリーン水素製造 水素製造コスト：A\$2/kg以下（H2under2） アジア市場における水素供給国トップ3に入る
チリ	グリーン水素国家戦略 (2020/11)	世界で最も安価なグリーン水素製造国、世界的なグリーン水素輸出国を目指す	2025年：水電解5GW 2030年：水電解25GW 水素製造コスト：US\$1.5/kg
UAE	水素リーダーシップロードマップ (2021/11)	低炭素水素および誘導品の輸出を通じて新しい価値創造 低炭素鋼、e-fuel等、UAE産業の新たな水素誘導機会を促進 UAE2050 ネットゼロコミットメントに貢献	2030年までに世界の水素輸出处市場でシェア25%

（出典）各国発表資料、報道資料を基に筆者作成

5-4 日本の対応

日本は地形的に太陽光パネルや風車を並べる平坦な土地が少ないことや、気象条件に恵まれていないハンデもあり、再エネ発電コストが高い。その結果グリーン水素を低コストで大量に作ることは極めてハードルが高い。ではどうするか？

日本は元々エネルギーの大部分を輸入に頼ってきた。水素エネルギーも輸入に活路を求める必要がある。幸い世界には日照条件や風況に恵まれ極めて低コストで発電できる国や地域が数多く存在し、産出地の限られた石油や天然ガスに比べ、エネルギー安全保障の面でも問題が少ない。

欧州諸国は日本に比べ再エネ導入がはるかに進んでいる。発電コストも低い。国内で低コストのグリーン水素を大量に作ることは可能だ。それでも急増する水素需要を満たすには不十分と見て、輸入を重視する戦略を採っている。チリや UAE の例に見られる通り、積極的にプロジェクト組成を仕掛け、資金や技術を提供して安いグリーン水素を囲い込んでいく戦略だ。

この点日本は少し立ち後れている。オーストラリア以外では主導的立場で関わっているプロジェクトはほとんどない。再エネ発電のポテンシャルに恵まれた国の中で日本の水素関連技術と水素購買力に期待を寄せる国は少くない。そうした国と良好な関係を築き、早い段階からグリーン水素プロジェクトに参画し Win-Win の関係で水素サプライチェーンを作っていくことが肝要である。日本のエネルギー外交で最も重要なことは石油・天然ガスの安定供給の確保であるが、今後はグリーン水素の確保が最優先課題となるであろう。

注

- 1 資源エネルギー庁スペシャルコンテンツ「太陽と CO₂ で化学品をつくる人工光合成、今どこまで進んでる？」(2021.3.4)
- 2 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)「二酸化炭素原料化基幹化

- 学品製造プロセス技術開発（中間評価）」(2019.10.2)
- 3 国際エネルギー機関（IEA）「Global Hydrogen Review 2021」 p19
 - 4 経済産業省「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」補足説明資料
suisi_anmonia_r.pdf (meti.go.jp) p1
 - 5 国際再生可能エネルギー機関「Green Hydrogen Cost Reduction」(2020.12)
 - 6 Government of Chile「National Green Hydrogen Strategy」(2020.11)
national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf (energia.gob.cl) p10