

日本の水素戦略の再検討

「水素社会」の幻想を超えて

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

2022年9月



謝辞

本報告書の作成にあたり、多くのエネルギー専門家の方々にご協力いただきました。ここに感謝の意を記します。

本報告書は、自然エネルギー財団の気候変動チームが作成しました。

作成担当者

大野 輝之	常務理事
西田 裕子	シニアマネージャー（気候変動）
石原 寿和	上級研究員
広瀬 朗子	リサーチスタッフ

免責事項

本報告書に記載した情報の正確性については万全を期しておりますが、自然エネルギー財団は本報告書の情報の利用によって利用者等に何らかの損害が発生したとしても、かかる損害については一切の責任を負うものではありません。

自然エネルギー財団とは

自然エネルギー財団は、東日本大震災および東京電力福島第一原子力発電所の事故を受けて、孫正義ソフトバンクグループ代表を設立者・会長として 2011 年 8 月に設立されました。安心・安全で豊かな社会の実現には、自然エネルギーの普及が不可欠であるという信念から、自然エネルギーを基盤とした社会の構築を目的として活動しています。

目次

はじめに	1
第 1 章 脱炭素化への水素の役割—「水素社会」の幻想を捨てる.....	2
1 水素の用途の優先度	2
2 建築部門.....	4
3 産業・運輸部門.....	5
4 発電部門.....	7
第 2 章 席卷するグリーン水素	8
1 グリーン水素のコスト低下	8
2 エネルギー危機がグリーン水素の競争力を高める	10
第 3 章 世界の水素戦略の動向—欧州を中心に	12
1 EU の水素戦略	12
2 ドイツの水素戦略.....	13
3 中国の水素戦略	15
4 その他の国でのグリーン水素開発の動向	16
5 厳しくなる世界のブルー水素排出基準	18
第 4 章 日本の水素戦略の問題点と再構築の方向	20
1 優先度の低い用途の選択	21
2 化石燃料由来のグレー水素・ブルー水素の優先.....	25
3 国産グリーン水素生産の大きな遅れ	28
4 水素戦略の再構築に向けた論点	31
おわりに.....	37
(参考資料)	38
1 水素の種類による色分けと CO ₂ 排出	38
2 水素のコスト構造.....	38
3 水素の量の表現について	39
4 「表 2 水電解装置の主な企業と開発状況」に関する各社公開情報	41

図表目次

図 1 水素の用途の優先度	3
図 2 建物における熱利用の効率(電気・ヒートポンプ vs 水素・燃料電池 vs 合成メタン・ガス機器)	5
図 3 産業用電気加熱の適用領域	6
図 4 自動車のエネルギー効率 (電気・バッテリー vs 水素・燃料電池 vs 合成燃料・エンジン)	6
図 5 グリーン水素と化石燃料由来 (ブルー、グレー) 水素コストの将来予測	9
図 6 2030 年にはグリーン水素はブルー水素より安価に	9
図 7 製造法による水素コストと将来予測	10
図 8 天然ガス価格の推移	11
図 9 水素のライフサイクルにおける GHG 排出量 (製造技術別)	19
図 10 水素基本戦略のシナリオ	21
図 11 水素関連予算の用途別推移	22
図 12 火力発電の排出係数の比較	24
図 13 化石燃料と水素の発熱量あたりの GHG 排出量	26
図 14 天然ガスにグレー水素を混焼した場合の GHG 排出量比	26
図 15 電力コストと電解装置コストをパラメータとした場合の水素製造コストの試算	30
表 1 水素の「後悔しない」用途	4
表 2 水電解装置の主な企業と開発状況	29
(参考資料)	
表 A-1 水素の分類	38
表 A-2 水素の種類による主なコスト構成要素	39
表 A-3 水素のエネルギー量	40
表 A-4 電解装置の能力表示と水素製造量	40

はじめに

深刻さを増す気候危機を目の当たりにし、国際社会は経済社会の脱炭素化に向けた取り組みを加速させてきた。これに加え、2022年2月以降、ロシアによるウクライナ侵略がエネルギー危機を深める中で、地域的に偏在し、供給の不安定さ、価格の乱高下から免れない化石燃料への依存から脱却するため、エネルギー効率化と、より安定的に、より安価に供給できる自然エネルギーへの転換を急ぐ動きが高まっている。ロシアへの依存が高かったEUは、2030年までに自然エネルギー電力の割合を69%に高める戦略を決定した。

化石燃料からの脱却をめざす動きの強まりは、各国の水素戦略にも影響を与えている。化石燃料価格の高騰が続く中で、これに依存するグレー水素、ブルー水素ではなく、化石燃料とは無縁で、コスト的にもますます優位になってきている自然エネルギー電力由来のグリーン水素の開発・利用をめざす動きが強まっている。また、その用途については、電化によりエネルギー需要に対応できる領域が広がり、サーキュラーエコノミー化が推進される中で、水素を必要とする領域は縮小してきている。この結果、他の方法では脱炭素化の困難な、限定的な用途を対象とすることが世界の共通認識になってきている。

日本政府は、2017年に世界に先駆けて水素基本戦略を策定したことを誇り、「我が国こそが世界に率先してこのイノベーションに挑戦するにふさわしく、水素利用において世界をリードしていくべきである。」としてきた。しかしこの戦略の策定から5年、最大の焦点としてきた家庭用燃料電池と燃料電池乗用車の普及は目標を大きく下回り、全国各地に作られた水素ステーションの利用率は低迷している。脱炭素社会の実現に必要なグリーン水素の生産という点でも、日本の取組は欧州、中国などの後塵を拝し、経済産業省もグリーン水素生産の要である電解装置の開発の遅れを認めざるを得なくなっている。グリーン水素価格に影響を与えるもう一つの要素、自然エネルギー電力コストの内外価格差も依然大きい。

2017年の水素基本戦略は、水素を何に使うのかという点でも、どのように水素を生産するのかという点でも誤った判断に立つものだった。「あらゆる分野で水素が利活用される水素社会」という誤った未来像を描き、実際にどこにどれほどの水素需要があるかもわからないまま、大規模サプライチェーンの構築と排出削減には全く貢献しないグレー水素の利用を推進する戦略は、速やかに正されなければならない。

グリーン水素を軽視し化石燃料由来のグレー水素・ブルー水素を優先する政府の戦略は、自然エネルギー電源開発を軽視し、2030年においても2050年においても、その導入目標を低く抑えている政府のエネルギー戦略の歪みの反映でもある。

いま必要なのは、日本の脱炭素戦略を再構築し、その中で水素戦略の見直しを行うことである。日本の脱炭素化に本当に水素が必要な用途を明らかにし、そのために国内外からグリーン水素を供給する戦略を描く必要がある。移行過程としてブルー水素を使う場合にも、国際的に通用する排出基準に基づくものでなければならない。こうした再構築を行うことにより、これまで水素の利用、流通、生産で積み上げてきた日本企業の個別技術を世界に拡大していく可能性が開ける。

以下、水素の利用と生産に関する世界の動向、各国の戦略を見たうえで、日本政府の戦略の問題点を明らかにし、再構築に必要な論点を提起していく。

第 1 章 脱炭素化への水素の役割—「水素社会」の幻想を捨てる

水素に関する日本の政策文書には、「水素社会の実現」という言葉が繰り返し使われている。2017 年に策定された水素基本戦略では、水素社会を「水素を日常の生活や産業活動で利活用する社会」と定義し、その後のロードマップや計画でも、「水素が日常生活や産業活動で普遍的に利用される」¹、「あらゆる分野で水素が利活用される」²という表現を繰り返してきた。

確かに水素は、家庭やオフィス、運輸、産業、更に発電など様々な用途で使うことができる。しかし、物理的に使うことができるということと、水素を使うことが合理的な選択か、というのは別の問題である。水素が使える多くの用途には、水素よりも安価で使いやすい、エネルギー効率的な、そしてもちろん脱炭素の別のオプションがある。

2050 年までの二酸化炭素排出実質ゼロが世界共通の目標となる中で、排出ゼロを実現するための水素の役割は何なのか、国際的にも様々な議論が行われてきた。未だに見解の違いはあるが、共通の結論になってきているのは、第 3 章で見る EU の水素戦略がいうように、「脱炭素化が難しい(hard to abate)分野で、代替技術がないところに優先して使っていく」というものである。水素はコスト低下が進んでも、脱炭素技術の中では相対的にコストの高いオプションである³。

水素は日本政府の政策文書が掲げるような「日常生活と産業活動で普遍的に利用すべきもの」ではなく、以下に述べるように、本当に必要な用途に向け限定的に使われるべきものなのである。

1 水素の用途の優先度

国際再生可能エネルギー機関 (IRENA) は、2022 年 1 月に公表した“Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor”の中で、水素利用のあり方について次のように述べている⁴。

水素は製造、輸送、変換に多大なエネルギーが必要で、水素の使用がエネルギー全体の需要を増大させる。したがって、水素が最も価値を発揮できる用途を特定する必要がある。無差別的な使用は、エネルギー転換を遅らせるとともに、発電部門の脱炭素化の努力も鈍らせる。

¹ 「エネルギー基本計画」(第 6 次) (2021 年 10 月 22 日閣議決定) P.79

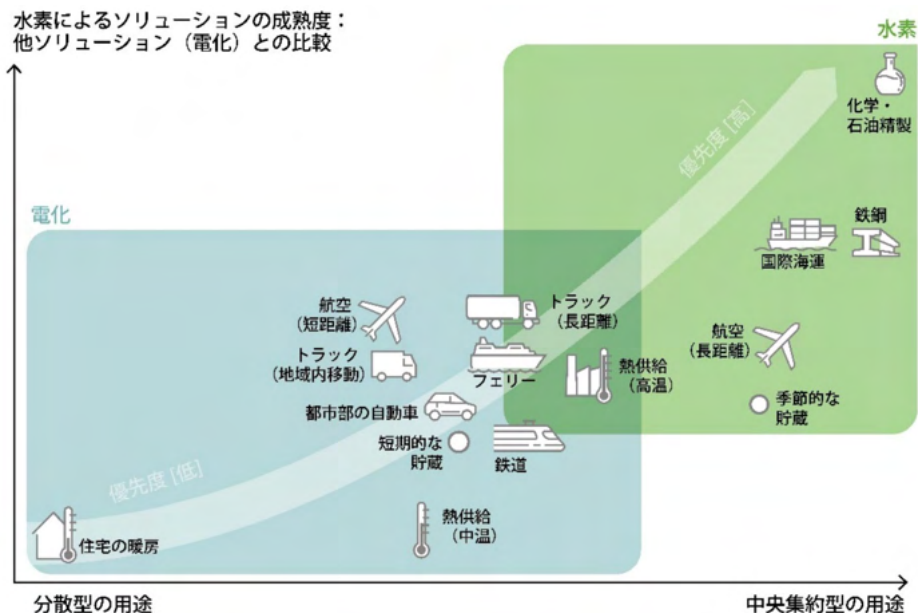
² 水素・燃料電池戦略協議会「水素・燃料電池戦略ロードマップ」(2019 年 3 月 12 日) P.41

³ 例えば、マッキンゼー・アンド・カンパニー「日本の脱炭素化 -2050 年に向けた展望 直ちに着手すべき理由-」(2021 年 8 月) は工業用高温熱水素炉の削減コストが様々な削減手段の中で最も高コストであることを示している。

⁴ IRENA “Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor” (2022 年 1 月)

この認識にたつて、IRENA は「水素は現在代替手段がない用途に限って使用するのが最善」と結論付け、図 1 に示すように、水素は成熟度が高く、より中央集約型の用途に優先的に利用すべきとしている。ここで最も優先度が高いとされた用途は、現在はグレー水素が使われている化学製品の製造や石油精製であり、次いで鉄鋼生産や国際海運とされている。最も優先度が低いのは住宅の暖房であり、都市部の自動車、中温の熱供給、短距離航空なども電化の優先度が高いとしている。

図 1 水素の用途の優先度



出典）IRENA “Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor”（2022年1月）

同様の調査結果は、ドイツのエネルギー政策シンクタンクであるアゴラ・エナジー・ヴェンデからも示されている。アゴラは、脱炭素化に向けて水素を使うべき用途について、世界の主要な調査機関の調査研究結果を分析し、部門ごとに「後悔のない用途(no regret)」「意見が分かれる用途 (controversial)」「好ましくない用途(bad idea)」の3つに分類し、優先順位を示している（表1）。「後悔しない用途」とは各機関が共通して優先すべきとしている用途で、「意見が分かれる用途」は文字通り、機関によって意見の異なる用途だ。そして「好ましくない用途」は多くの機関が優先順位を低いとする用途である。

「後悔しない用途」の基本的な考え方は、エネルギーの効率化、資源の有効利用・再利用を進めるサーキュラーエコノミーへの移行を前提としたうえで、電化や自然エネルギー熱利用の進展も考えて、他の代替手段のない用途で水素を活用するというものである。

表 1 水素の「後悔しない」用途

	産業部門	運輸部門	発電部門	建物部門
後悔しない用途	・還元剤（直接還元製鉄） ・原材料（アンモニア、化学品）	・航空（長距離） ・海運	・自然エネルギー電源のバックアップ（風力・太陽光発電のシェアと季節的な需要構造による）	・熱供給網（残余の需要への対応） ¹⁾
意見が分かれる用途	・高温熱	・トラック・バス ²⁾ ・航空・海運（短距離） ・鉄道 ³⁾	・必要となる需要量－水素以外の柔軟性・貯蔵オプションによって決まる	
好ましくない用途	・低温熱	・乗用車 ・軽量車両		・個々の建物の熱需要への対応

出典）Agora Energiewende “12 Insights on Hydrogen”（2021年4月）より自然エネルギー財団和訳

注 1）自然エネルギー、環境熱、廃熱を可能な限り使用した後で、水素を使用する。特に、既存の大規模な地域暖房システムで、供給温度が高い場合は有効。

注 2）現在、大型車やバスの量産は、水素よりも電気自動車の方が進んでいる。水素大型車は、現時点ではシナジー効果のある場所（港湾、産業クラスター）でのみ展開。

注 3）輸送距離、利用頻度、エネルギー供給オプションによる。

2 建築部門

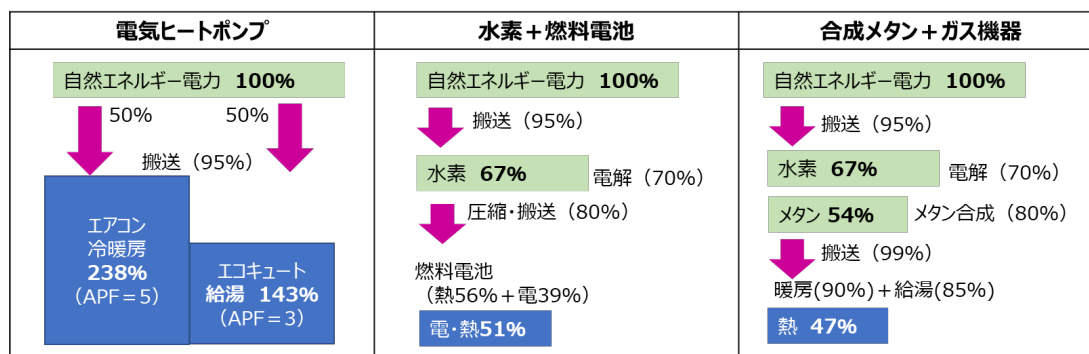
部門別の用途を見ると、建築部門での水素利用は、産業・運輸部門に比べて、「後悔しない用途」も「意見が分かれる用途」も少なく、全体として優先度が低いことが共通認識である。特に個別建物での水素利用は「好ましくない」とされる。建物の熱利用では、ヒートポンプを利用した電気暖房器具や給湯器が商用化され、一部の地域では既に普及しているからである（特に日本におけるヒートポンプ式エアコンや給湯器）。ヒートポンプは、空気中の熱を利用しているため、給湯や冷暖房のエネルギーを大きく削減することができる。例えば、家庭用エアコンの効率⁵⁾は、4.5～5.8であり、これは投入した消費電力の4.5～5.8倍の冷暖房能力を持つということである。

図2は、自然エネルギー電力をヒートポンプ（エアコン、エコキュート）で使う場合のエネルギー効率を、グリーン水素を燃料電池で使う場合、グリーン合成燃料をガス機器で使う場合と比較したものである。いずれのケースでも、電力の搬送で5%のロスがあることは共通している。しかし、ヒートポンプの場合には、搬送後のエネルギーが空気中の熱の利用で5倍（エアコン）、3倍（エコキュート）に利用され、元の電力の381%（238%+143%）の出力になる。これに対し、グリーン水素もグリーン合成燃料も、その製造過程で30%以上のロスが生じる。燃料電池やガス機器の効率が90%と高くても、ヒートポンプには到底及ばない。この結果、製造過程でのロスもあわせ、元の電力の50%前後の出力にとどまることになる。このように、総合的なエネルギー効率をみれば、直接自然エネルギー電力を使ったほうが、グリーン水素やグリーン合成メタンに変換して利用するより格段に効率が良い。将来の改善を考慮しても、個別の建物における水素の選択は電気ヒートポンプが使用できない場合に限られるだろう。

⁵⁾ 家庭用壁掛け型エアコンディショナーの現行トップランナー基準（通年エネルギー消費効率：AFP）。日本では、エアコンの効率はトップランナー基準により規制されているが、現行基準は2012年目標であり、既に全ての事業者が基準達成している。現在2027/29年度に向けた次期省エネ基準が発表されており、通年効率5.3～6.6となっている。

一方、熱供給網での利用は、地域暖房のインフラ（プラントや熱供給配管網等）が既に整備されていることを前提に、自然エネルギー、電気ヒートポンプ、排熱を最大限利用してもなお残る需要に対して使用する場合が「後悔しない用途」とされる。日本では、地域冷暖房自体が少ないことを考えると、既存の地区で一部活用する可能性はあっても、新たに水素を使うための地域冷暖房システムを整備することは考えにくい。

図 2 建物における熱利用の効率(電気・ヒートポンプ vs 水素・燃料電池 vs 合成メタン・ガス機器)



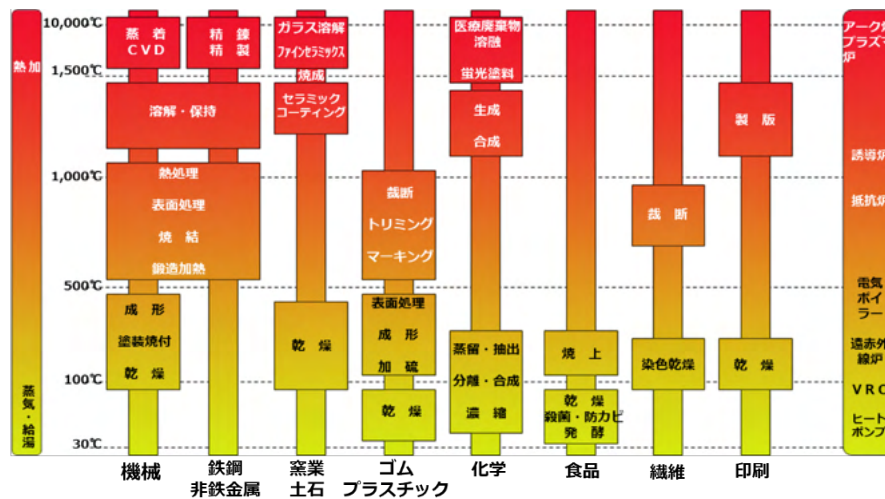
出典) Agora Energiewende “The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels” (2018年4月) を基に自然エネルギー財団作成

3 産業・運輸部門

産業や運輸部門では、水素利用の優先度が高い分野がある。ただし、注意すべき点としては、これまで他の方法での排出削減が難しいとされてきた用途でも、近年、電化の可能性が進展し、水素利用の優先度が低下してきていることである。

産業部門では、200℃未満は電気ヒートポンプが効率よく、コスト効果もあるため、電化が促進されるというのは共通認識であるが、それを超える温度、特に 1000℃以上の高温熱対策については、水素の領域と言われてきた。しかし、近年では多くの温度帯で電気加熱が可能となっている。図 3 は各産業における電気加熱が適用される工程を示しているが、5000℃を超える高温領域でも、アーク炉やプラズマ炉を使い、蒸着加工、精錬、ガラス溶解といった工程で電気加熱が可能となっている。今後の加熱技術の進展も考慮して、製品や製造プロセスごとに、エネルギー転換にむけた設備投資の判断をしていく必要がある。

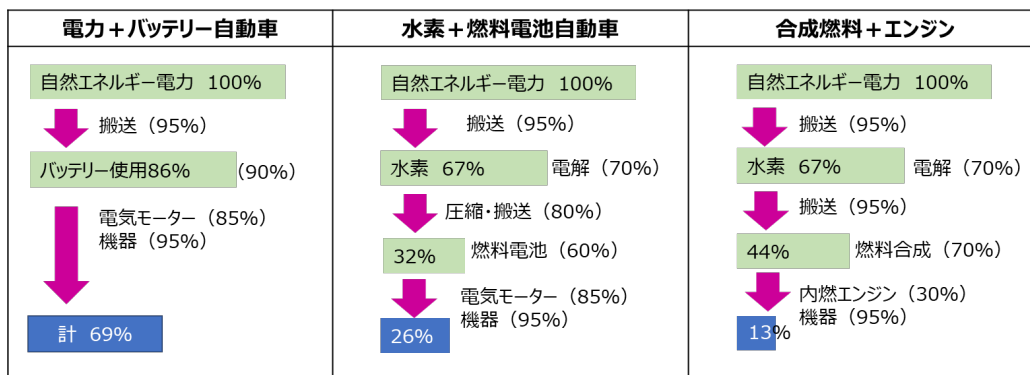
図 3 産業用電気加熱の適用領域



出典) (一社) 日本エレクトロヒートセンター「エレクトロヒート 電気加熱システム 活用ガイド 紹介 (産業用電気加熱の適用領域)」(2019年8月)

また、運輸部門では、乗用車の場合、燃料製造から走行までのエネルギー効率をみると、電力を直接利用するバッテリー電気自動車は、水素利用の燃料電池車等を大きく上回る。図4が示すように、バッテリー電気自動車 (BEV) では、バッテリー装置の稼働や、充電時のロスなどで電力を消費し、最終的に走行に出力できるエネルギーは発電された電力の 69%である。これに比べて、燃料電池車 (FCV) では水素の製造とその搬送、燃料電池の使用に伴うエネルギー消費が大きく、最終的には 26%の出力だ。また合成燃料を使用する場合では、水素・合成燃料の製造・搬送、そしてエンジンのエネルギー効率も考慮すると、さらに効率が悪く、13%となってしまふ。そのため、水素の乗用車での利用は「好ましくない」選択だというのは共通した見方といつていい。

図 4 自動車のエネルギー効率 (電気・バッテリーvs 水素・燃料電池 vs 合成燃料・エンジン)



出典) Agora Energiewende (2018年4月) “The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels”を基に自然エネルギー財団作成

一方、トラック（長距離、重量車）では、従来は小型トラック以外では、水素が優位であると考えられていた。しかし現在では、中・大型トラックにもバッテリー電気自動車が入り始めており、燃料電池車の優位性が見えにくくなっている。結果としてトラックやバスでは水素は「意見が分かれる」という評価である。

コストについてみても、IEA によれば、ライフタイムに渡る自動車を保有するコスト（総所有コスト：TCO）で比較すると、500km のドライビングレンジで、電気自動車と燃料電池車は拮抗している。船舶や航空についても、従来は合成燃料（水素由来）の領域とされていたが、短距離のものについては図 1 にもあるとおり、電化も選択肢に入ってきている。

4 発電部門

最後に、発電部門において何が水素の「後悔しない用途」なのか、そもそも発電部門に必要なのかは、議論の分かれるテーマである。「後悔しない用途」の考え方を提起したアゴラの報告書も、発電部門における水素利用が最も予測が難しいと評価している。太陽光発電、風力発電という変動型電源が電力供給の大半をになう脱炭素時代の電力システムにおいては、需要変動との調整力・柔軟性を提供することが必要であり、また太陽光・風力ともに発電量が低下する例外的な期間に対応するための供給力が必要とされる。水素発電がこれらの目的のために必要になる可能性はある。

しかし、水素発電はこれらの課題に対応するための唯一の方策ではなく、広域的な連系線、揚水発電、蓄電池、市場運営、デマンドレスポンスなど様々な方法での対応が可能である⁶。日本の脱炭素化にグリーン水素発電（あるいはグリーンアンモニア発電）が必要なのか、どの程度必要なのか、という点は 2050 年のエネルギー戦略を定量的に検討し、他の手法とのコストを含めた比較考量をした上で検討されるべき課題である。

以上の検討を踏まえれば、水素の用途として優先度が高いのは、現在も製品製造プロセスで水素を使っている石油精製などに加え、直接還元製鉄など産業部門の一部、長距離航空、海運という用途である。発電部門、トラックなど重量車での利用可能性・必要性については、他の脱炭素技術の進捗と合わせて検討されていくべきだ。後述するように、日本における水素供給は国内生産であっても海外からの輸入であっても、より条件のよい国々に比べコストが高くなる傾向にある。国際的には水素の利用が妥当な用途でも、日本では適用可能性が小さい場合もある。日本の脱炭素化にむけ、本当に水素がどの程度必要なのか、十分な検討を行う必要がある。

「あらゆる分野で水素が利活用される」という水素社会の実現を掲げた日本の水素政策は、燃料電池乗用車のための水素ステーション整備など、数多くの地方自治体を巻き込み、必要性の極めて低い分野での水素利用に向けた施策を進めてきた。これらの問題点については第 4 章で詳しく述べ、第 2 章では水素の供給サイドの状況について検討する。

⁶ 自然エネルギー財団「エネルギー安全保障の現実」（2022 年 7 月）

第2章 席卷するグリーン水素

「水素の普遍的な利用」という用途面での誤りとともに、日本の水素戦略のもう一つの大きな問題点は、自然エネルギー由来のグリーン水素の促進を重点とするのではなく、化石燃料由来のグレー水素、ブルー水素を優先してきた供給面の誤りである（この点についても第4章で詳述する）。その背景のひとつは、自然エネルギー電力によって水を電気分解して生産されるグリーン水素がコスト競争力を持つのは、2050年ごろになるという判断であった⁷（もう一つの背景は後述するように、日本の電力供給における自然エネルギー電源の位置づけの低さである）。

しかしグリーン水素生産コストは自然エネルギー電力の急速なコスト低下、電解装置の技術開発、量産化の進展の中で低下し、グリーン水素開発で最も先行する国々では2020年代の半ばにも、ブルー水素、そしてグレー水素よりも安価になると予測されるに至っている。過去2年間に公表された複数の調査は、既にこうした傾向、予測を明確に示していた。更にウクライナ侵略が引き起こした化石燃料価格の高騰は、グリーン水素のコスト優位性をいっそう際立たせることになっている。日本政府の水素戦略の前提は大きく変化してしまっている。

1 グリーン水素のコスト低下

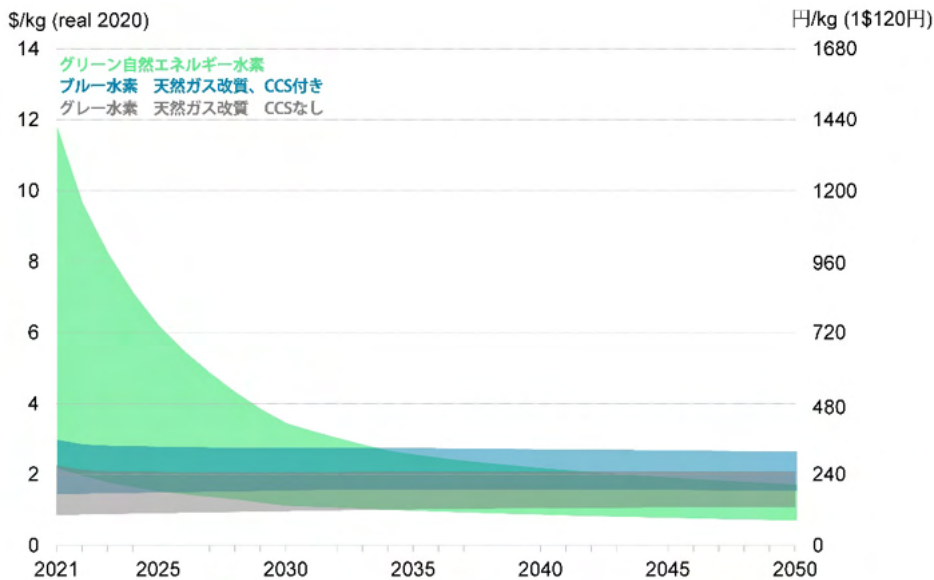
水素コストに関しては、これまで国際エネルギー機関（IEA）と国際再生可能エネルギー機関（IRENA）がそれぞれ予測を公表し、Bloomberg NEF（BNEF）も最新の開発動向を踏まえた2030年、2050年までの予測を定期的にアップデートしている。これら各機関が出している将来の水素コストの予測分析によれば、どの機関も共通して、グリーン水素のコストは、自然エネルギー電力のコスト低下や、電解装置の効率化、長寿命化で大きく低下し、2030年にかけて、ブルー水素に匹敵し、それ以下になっていくとしている。

最も明確にグリーン水素の競争力の高まりを予測しているのはBNEFである。日本を含む世界25か国で進められているグリーン水素と化石燃料由来（ブルー、グレー）水素プロジェクトの分析に基づく将来予測を行い、ブルー水素のコストは2050年までほぼ横ばいで⁸、グリーン水素のコストは今後10年で急速に低下するとしている（図5）。その結果、2024年以降、グリーン水素は先行する国からブルー水素より安価になり始め、2030年には調査対象のすべての国でブルー水素より安価になると予測した（図6）。一方、グレー水素との比較では、既に2030年に一部の国でグリーン水素が安価になり、2050年には調査対象としたすべての国で安くなると予想している。

⁷ 「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」（2021年6月）では、「再エネや水電解装置のコスト低下に伴い、2050年には化石燃料+CCUS/カーボンリサイクルで製造する水素よりも安価に水素を製造することが可能となる地域が出てくる見込みである」としている。

⁸ 天然ガス由来のブルー水素は、CO₂回収を行わないグレー水素に比べ、CCSによって\$0.54/kg-H₂コストアップとなる。これは2050年には\$0.38/kg-H₂まで低下するが、天然ガス自身の価格上昇によって相殺されると予想している。

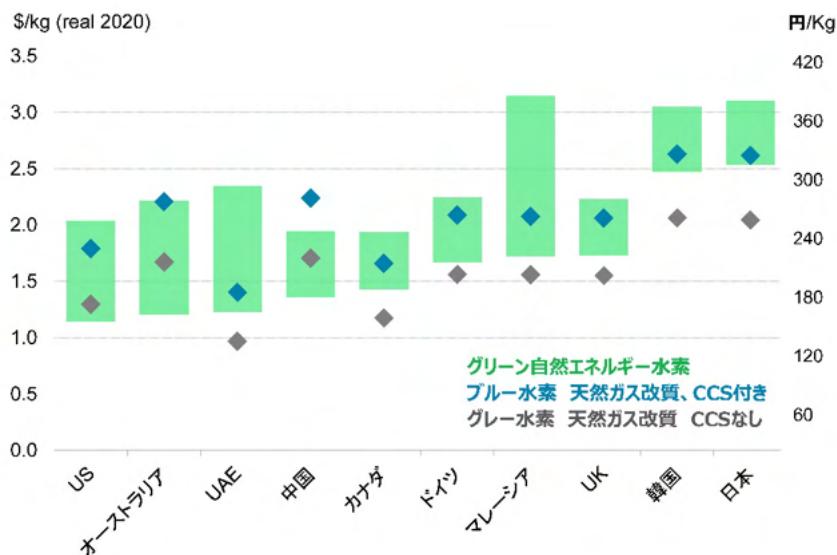
図 5 グリーン水素と化石燃料由来（ブルー、グレー）水素コストの将来予測



注) 25 国におけるグリーン水素とブルー水素のコスト幅。BNEF の電解装置コスト・オプティミスティック・シナリオによる。グリーン水素のコスト幅は、電解装置の種類多様性による。中国のアルカリ型が低く、PEM 型が高い。電解装置の電力は PV または陸上風力のうち低い方による。CCS コストは全ての国で一定と仮定。

出典) Bloomberg NEF “1H 2022 Hydrogen Levelized Cost Update – Higher LCOE and gas prices” (2022 年 6 月) を基に自然エネルギー財団作成

図 6 2030 年にはグリーン水素はブルー水素より安価に

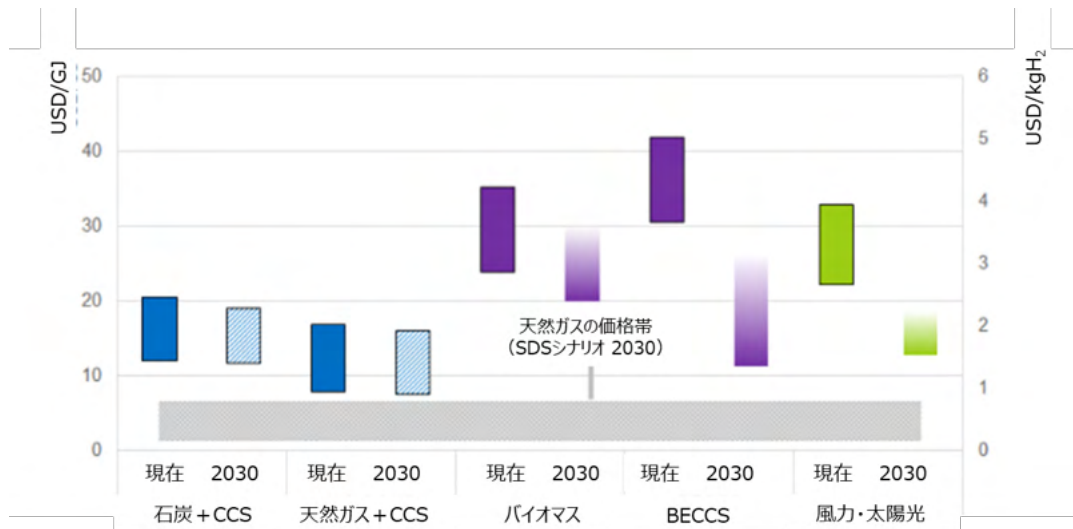


注) 自然エネルギー水素のコスト幅は、電解装置の種類多様性による。アルカリ型が低く、PEM 型が高い。電解装置の電力は PV または陸上風力のうち低い方による。CCS コストは全ての国で一定と仮定。

出典) Bloomberg NEF “1H 2022 Hydrogen Levelized Cost Update - Green to outcompete 'blue' in mid-2020s” (2022 年 6 月) より、日本と関係が深いと考えられる 10 国を選択して自然エネルギー財団作成

IEAは2020年の報告書⁹では、グリーン水素のコストレンジがブルー水素と同等のレベル(\$2/kgH₂以下)になるのは2050年と想定していたが、2021年10月に公表した新たなレポート¹⁰では、電解装置の大型化による規模の経済性の向上、技術改善によって、太陽光発電、風力発電の最適な組み合わせが可能な地域においては、2030年時点で石炭、天然ガスから生産されるブルー水素と同じレベルになると予想している(図7)。

図7 製造法による水素コストと将来予測



出典) IEA "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector" (2022年2月)

IRENAも同様の予測をしており¹¹、自然エネルギーの拡大と低価格化と合わせて、水電解装置の大型化・効率アップ・長寿命化により、グリーン水素のコストは今後大幅に低下することが各研究機関の共通する見解である

2 エネルギー危機がグリーン水素の競争力を高める

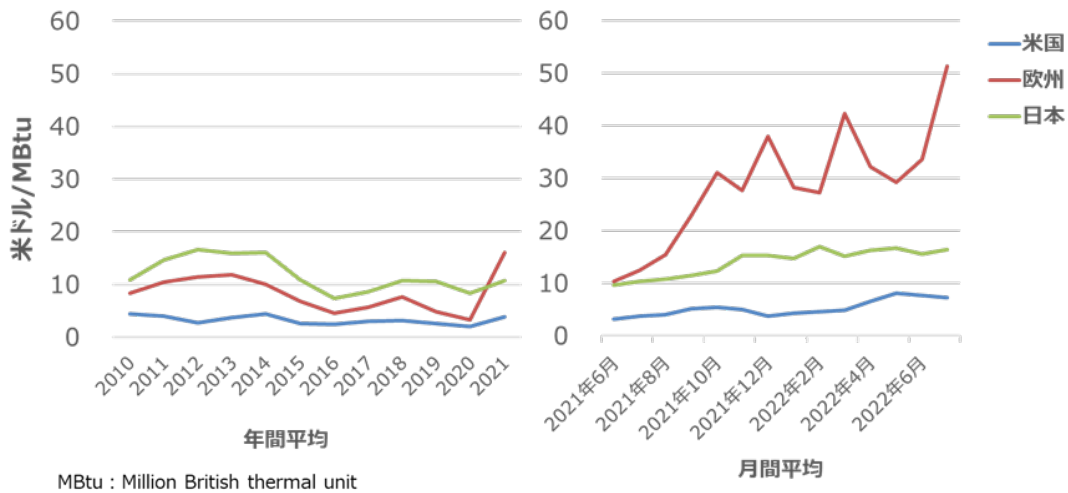
世界の化石燃料価格はコロナ禍からの回復にともない、2021年の後半から上昇を始めていたが、2022年2月のロシアによるウクライナ侵略開始以降、より急速な高騰を記録した。先行きを正確に予測することは困難だが、化石燃料価格の高止まりは中期的に継続する可能性がある。

⁹ IEA "Energy Technology Perspectives 2020" (2020年9月)

¹⁰ IEA "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector" (2022年2月)

¹¹ IRENA "Green Hydrogen Cost Reduction" (2020年12月)

図 8 天然ガス価格の推移



出典) The World Bank “Commodity Markets”(2022年8月)
<https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets> を基に自然エネルギー財団作成

ブルー水素もグレー水素も主要なコスト要因は原材料である化石燃料の価格であり、2021 年来の高騰は当然にブルー、グレー水素の生産コストを引き上げる。一方、自然エネルギー由来のグリーン水素への影響は軽微であり、グリーン水素のコスト競争力が高まることになる。

IRENA がウクライナ侵略の直前、2022 年 1 月に公表した “Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor” では、「グリーン水素は 2020 年代末までにはブルー水素へのコスト競争力を持ち始める」という従来からの予測を示した上で、「2021 年の天然ガス高騰により、欧州では既にグリーン水素がグレー水素より安価になっている」としている。BNEF もまた、現在既に化石燃料に由来する水素への競争力をもっているとの見解を示している¹²。

将来的にも化石燃料は価格と供給の安定性が見通せず、経済性からもエネルギー安全保障の観点からも、これに由来する水素生産は優位性を失う。すでに次章で見るように EU をはじめとしてグリーン水素への政策支援と投資が活発化しており、世界的にもグリーン水素が水素市場を席捲していくことは確実である。

¹² Bloomberg Law “Russia’s Invasion Supercharges Push to Make a New Green Fuel” (2022年4月) (要約イン)

第3章 世界の水素戦略の動向—欧州を中心に

欧州連合、欧州各国は2020年以降、それぞれの水素戦略を策定している。その内容は、各国、各地域の状況、エネルギー政策の特徴を反映して差異があるが、生産過程において発生するCO₂をそのまま排出するグレー水素ではなく、脱炭素、低炭素のグリーン水素、ブルー水素を戦略の中心においているという点で共通している。

中でも、EUとドイツの水素戦略は、自然エネルギー由来のグリーン水素開発を最重点においており、脱化石燃料の方向性を明確に打ち出すものとなっている。更にEUとドイツは、エネルギー危機を受けてそれぞれグリーン水素開発を更に加速する方針を打ち出している。

また、中国は2022年3月、初の長期水素戦略を公表している。その中で「低炭素・低コストの水素生産システムを構築し、グリーン水素を中心に発展させ、化石燃料由来の水素生産を厳しく制限する」とし、グリーン水素開発を戦略の中心とすることを明確にした。英国、インド、オーストラリアでもグリーン水素の開発を進める新たな取組が始まっている。

世界の水素戦略で注目すべきもうひとつの点は、ブルー水素についても、単にCCSを用いて排出削減対策を行っているということではなく、実際にどの程度の排出削減を行う必要があるのか、その基準を明確化するようになっていることだ。この点については本章の最後に述べる。

1 EUの水素戦略

欧州委員会は、2020年7月に“A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe”を策定し、その中で「EUが優先するのは自然エネルギー由来の水素を開発することであり、主に太陽光と風力のエネルギーで生産される」とグリーン水素に重点を置くことを明確にしている。移行過程としては、CCSの利用などによる他の低炭素水素の役割も認めてはいるが、「グリーン水素は最も大きな脱炭素ポテンシャルを持っているためEUの炭素中立化目標と最も適合している。このためグリーン水素がこの戦略の焦点である。」と明確に位置付けている。また脱炭素のエネルギーキャリアとして、自然エネルギーの長距離輸送や大量のエネルギー保管にも役割を果たしうると位置付けている。

水素の用途に関しては、「脱炭素化が困難な部門、電化が困難あるいは不可能な用途」における排出削減に用いられるとし、具体的には鉄鋼生産のような産業部門、重量車両などの運輸部門(heavy-duty transport)を例示している。

具体的な導入目標としては、2024年以降2030年までに最低40GWの電解装置を導入し、1000万トンのグリーン水素を生産することを掲げた。注目すべきは、EUのグリーン水素戦略が脱炭素化に向けた戦略であると同時に、脱炭素時代の新たなビジネス戦略にもなっていることであり、以下のよう

「欧州はグリーン水素技術と生産で高い競争力を有しており、グリーン水素がエネルギーキャリアとして国際的に展開されることから便益を受ける位置にある。欧州におけるグリーン水素への投資は、2050年までに累積1800–4700億ユーロ、低炭素な化石燃料由来水素への投資が30-180億ユーロに達する可能性がある」

「自然エネルギー技術における欧州のリーダーシップとあわせ、重層的な産業セクターや他の最終消費に向けた水素バリューチェーンの登場は、直接的、間接的に100万人の雇用を生み出しうる」

REPowerEU Plan

ロシアによるウクライナ侵略後の2022年5月18日、欧州委員会は、「ロシアの化石燃料への依存を終了させる」、「気候危機に挑む (tackling the climate crisis)」の二つを「欧州のエネルギーシステムを変える二つの緊急性」と位置付けた新たなエネルギー計画“REPowerEU Plan”を公表した。この中では、2030年におけるEUのエネルギー消費（電力だけでなく、温冷熱、交通を含む）に占める自然エネルギーの比率をこれまでの40%から45%へ引き上げることが提案している（EUは電力だけの目標は設定していないが、40%目標の時には電力で65%程度とされていた。今回のプランでは自然エネルギー電力の割合は69%に達するとされている¹³）。特に太陽光発電の導入量を2025年までに2020年の倍以上の320GWへと拡大し、2030年までには600GWにすることが提起された。更に、エネルギー効率化目標を2020年比9%改善から13%改善に強化することが定められている。

これにあわせ水素戦略の強化も打ち出され、2030年までの域内生産1000万トンと輸入1000万トンを合わせ2000万トンのグリーン水素を活用するという方針が示された。グリーン水素生産のために、電解装置の導入量もそれまでの44GWから65GWへと引き上げた。また1000万トンの輸入ルートとしては、地中海ルート、北海ルート、更に条件がゆるせばウクライナルートの実現をめざすことが提起されている。

2 ドイツの水素戦略

ドイツは2020年6月に国家水素戦略を策定している。その中では、「ドイツは自然エネルギーによって生産される水素（グリーン水素）のみが、長期的にみて持続可能なものであると認識している」と明確に述べている。ブルー水素などのカーボンフリー水素もドイツと関連を持つとしているが、その理由は、今後10年間で、国際的な、また欧州域の水素市場が生まれるが、ドイツは欧州エネルギー市場に密接に結びついているからであると説明している。また、その利用は一時的なものである、としている。

¹³ European Commission “COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPLEMENTING THE REPOWER EU ACTION PLAN: INVESTMENT NEEDS, HYDROGEN ACCELERATOR AND ACHIEVING THE BIO-METHANE TARGETS” (2020年5月18日)

特徴的なのは、まずグリーン水素を国内で生産し利用する体制を作ることを第 1 ステップとしていることだ。この点は、後述する日本の戦略と大きく異なっている。具体的な目標としては、2030 年までに 5 GW のグリーン水素製造能力を持つことが掲げられた。

グリーン水素の位置づけ、用途については EU の戦略とほぼ同一であり以下のように述べられている¹⁴。

「グリーン水素は、パリ協定の気候保護目標を達成するための中核である。グリーン水素の助けによって、ドイツ最大の温室効果ガス排出源を気候に優しい方法で変革することが可能となる。同時に、技術立国としてのドイツを強化することができる。」

「最も重要な利用分野は産業部門である。グリーン水素は、化学産業における特定のプロセスを気候に優しくするための唯一の方法であり、鉄鋼産業における石炭の代替物として最も賢明な方法である。また、水素は工業炉における（化石燃料にかわる）代替燃料としても利用可能である。グリーン水素は、特に電化が現実的でない、あるいは可能でない場合に、運輸用途の燃料として使用することもできる。更に、CO₂ を付加することでトラックや船舶、航空機の動力源となる気候にやさしい合成燃料を製造することも可能である」

連立政権成立後の政策

ドイツでは、2021 年 12 月に新たな連立政権が誕生し、2030 年の自然エネルギー電力目標がそれまでの 65%から 80%に引き上げられたが、これにあわせてグリーン水素の製造目標も引き上げられている。2021 年 11 月の連立協定では、水素戦略を 2022 年に更新する方針が示され、「目標は、より迅速な市場の立ち上げであり、最優先事項は、自然エネルギーに基づく国内生産である」とされている。2020 年の水素戦略で 5 GWとされた 2030 年目標は、10 GW程度へと倍増する方針が示されている。

このようにグリーン水素目標の強化は、2021 年末に既に決まっていたものであるが、ウクライナ侵略が始まった以降は、グリーン水素の生産と輸入の加速のための国際協力強化の取組が相次いで打ち出されている。3月 16 日には、ノルウェー政府とノルウェーからドイツへの大量の水素輸入を迅速に実現するため、緊密な協力を行うことを合意で共同声明を発表している。また、5月 18 日には、北海に隣接するドイツ、デンマーク、オランダ、ベルギーの 4 カ国のエネルギー担当大臣が、洋上風力エネルギーとグリーン水素に関する協力協定に調印し¹⁵、将来的に風力発電所と電力網を組み合わせ、複数の加盟国を結ぶ「ハイブリッド型」海上協力プロジェクトを共同開発することで合意している。具体的には、2030 年ま

¹⁴ ドイツ連邦政府教育・研究省 (BMBF) “Wissenswertes zu Grünem Wasserstoff” (2022 年 5 月 15 日) (グリーン水素に関する 15 の Q&A) <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurzmeldungen/de/wissenswertes-zu-gruenem-wasserstoff.html>

¹⁵ “The Declaration of Energy Ministers on The North Sea as a Green Power Plant of Europe” (2022 年 5 月 18 日)

で少なくとも 65GW、2050 年までに 150GW の洋上風力発電拡大目標を掲げた。陸上・海上でのグリーン水素の大規模生産に関しては、2030 年までに約 20GW の生産能力を目標とし、2050 年にはさらに生産量を拡大することがうたわれている。

3 中国の水素戦略

中国における水素生産量は、2019 年の時点で 3342 万トンとなっており、現段階で世界一の水素生産国である。しかし、現在は大半が化石燃料由来と工業副産物のグレー水素であり、全体の約 98%を占めている。2020 年に制定した「エネルギー法」では、水素をエネルギーとして定義し、炭素中立の実現にあたって、より具体的な数値基準で水素を分類することを求めており、2020 年 12 月に中国水素連盟（CHA : China Hydrogen Alliance）が中国初のグリーン水素認証制度を発表している。

こうした取組はあるものの、これまでは国家としての水素戦略が策定されてこなかったが、2022 年 3 月 23 日、国家発展改革委員会が長く待たれていた「水素エネルギー産業中長期計画（2021-2035 年）」を発表した。この中では、水素戦略の基本原則として、「低炭素・低コストの水素生産システムを構築し、グリーン水素を中心に発展させ、化石燃料由来の水素生産を厳しく制限する」ことが明確にされている。

中国初の水素戦略の主な内容は以下のとおりである。

- 水素は未来のエネルギーシステムにとって重要な一部である
 - 自然エネルギーの貯蓄、および季節性と地域不均衡の調節の重要手段
 - 最終エネルギーとしての利用
- エネルギーシステムのグリーンと低炭素転換の重要な手段である
 - 自然エネルギー由来のグリーン水素を中心とする新たな生産消費システム
 - カーボンニュートラルを達成させる重要な手段
 - 電力のみならず、交通、工業などの様々な分野での低炭素転換に役に立つ
- 新たな成長産業となる
 - 世界一流の水素関連の技術開発を推進
 - 水素産業チェーンの構築と拡大
 - 水素の生産利用に関連する新たな社会システムの構築

また今後の「発展目標」としては、以下が示されている。

- 2025 年まで、水素産業に関連する政策制度や利用基準などを整備し、初歩的な水素産業チェーンを構築する。FCV 保有量：5 万台。グリーン水素年生産量：10-20 万トン。
- 2030 年まで、水素イノベーション体制を完成する。水素の生産・利用システムを確立し、カーボンピークアウト目標実現の有力な手段となる。
- 2035 年まで：水素の多元的な利用（貯エネ、交通、工業）を実現する。グリーン水素が最終エネルギー消費に占める割合が上がり、エネルギーシステムのグリーン転換をサポートする。

欧州の戦略が 2030 年までに域内生産と輸入をあわせて 2000 万トンという目標を掲げていることと比べると、2025 年に 10-20 万トンという生産目標はかなり控えめなものである。実際に現在、系統電力の利用によって電解装置で生産されている水素量は既にこの目標量を超えていると指摘されている¹⁶。しかし中国は、太陽光発電、風力発電の導入量で世界一の自然エネルギー大国であり、第 4 章で見るように、既に世界で最も低コストの電解装置を開発し量産体制を整えつつある。その中国が、グリーン水素を戦略の中心においたことの意義は大きい。今回の戦略では、2025 年までは本格的なグリーン水素生産に向けた準備期間と位置付けられていると考えられる。

中国は洋上風力発電開発で欧州各国に後れをとっていたが、2021 年に一挙に 17.4GW もの導入を実現し、累積導入量でも世界全体の半分を占めるに至った。グリーン水素においても、一気に高い目標を掲げて導入を加速していく可能性がある。今後の展開へ注目が必要である。

4 その他の国でのグリーン水素開発の動向

以上に紹介した欧州連合、ドイツ、中国のように明確ではないとしても、自国の水素戦略の中でグリーン水素開発の位置づけを高めている国は存在する。その代表的な事例は英国である。英国政府は 2021 年 8 月に水素戦略を策定し、その中で 2030 年までに 5GW の低炭素水素生産能力を持つとしていた。ここで低炭素水素と位置付けられているのはブルー水素とグリーン水素の双方である。

ロシアのウクライナ侵略後、2022 年 4 月に英国政府は、英国エネルギー安全保障戦略を公表したが、その中では 2030 年の水素生産能力の目標を 8 か月前の戦略の 2 倍、10GW に引きあげた。更にその少なくとも半分、すなわち 5GW 以上をブルー水素ではなく電解装置で生産するという目標を掲げた。この 5GW 以上が全て自然エネルギーによるグリーン水素とは明記されていないが、安全保障戦略の水素の項目では、その冒頭に「自然エネルギーに関する我々の取組は、グリーン水素を柔軟性と貯蔵手段として特に価値あるものに行っている」と記載している。この安全保障戦略では、2030 年までに洋上風力を現在の 10GW から 50GW まで拡大し、太陽光発電については現在の 14GW を 2035 年までに 70GW に拡大する意欲的な目標を掲げている。これらの変動型自然エネルギー拡大の方針と合わせれば、5GW 以上とされた電解装置による水素製造の多くがグリーン水素となることは確実だろう。

もうひとつ、グリーン水素を重視しつつある国として紹介しておくべきはインドである。インド政府は 2022 年 3 月に国家水素戦略を策定したが、その中では「インドをグリーン水素のハブとする」とうたい、2030 年までに 500 万トンのグリーン水素を生産するという目標を掲げている。

¹⁶ Bloomberg NEF “Much-Awaited China Hydrogen Plan Underwhelms Expectations” (2022 年 3 月 22 日) (要ログイン)

更に日本との関係において、特別の注目が必要なのは政権交代後のオーストラリアのエネルギー政策、水素戦略の動向である。オーストラリアでは、2022年5月に連邦議会総選挙が行われ、9年ぶりに労働党政権が発足した。前政権下の2019年に国家水素戦略が策定され、水素輸出に力点が置かれてはいたが、その中では自然エネルギー由来のグリーン水素と化石燃料+CCSのブルー水素が一括して「グリーン水素」として推進の対象とされていた。

5月に誕生した労働党政権は、より積極的な気候変動対策の推進を掲げ、自然エネルギー開発の強化を進める方針を明確にしている。労働党の選挙公約だった“Powering Australia¹⁷”は、新政権のエネルギー戦略の柱になっているが、この戦略の大目標は、「自然エネルギーにより雇用を創出し、電気料金を低減し、排出を削減する」というものである。この戦略の実行により、「国家電力市場における自然エネルギーの割合は2030年までに82%に増加する」という試算結果も示されている。

新政権の水素戦略がどのようなものになるか、現時点ではまだ詳細にはわかっていない。しかし、アンソニー・アルバニー新首相はオーストラリアが「自然エネルギー超大国（renewable energy superpower）」となって、アジア太平洋地域のグリーンエネルギーの未来への移行を、安全で信頼できるサプライチェーンを提供することでサポートする¹⁸、グリーン水素開発に力点が置かれるようになると思われる。

オーストラリアは豊富な自然エネルギー資源を有しており、太陽光発電のポテンシャルは、発電量に関するデータが公開されている東部と南東部だけで世界の年間の総発電量の約2.7倍に相当する。また東部と南東部のほかにも、豊富な太陽光発電の資源が各地域に広がっている¹⁹。これまでも連邦政府の消極的な政策と異なり、ニューサウスウェールズ、クイーンズランド、ビクトリアなどの各州政府は積極的な自然エネルギー導入政策を進めてきた。水素に関しても、例えばニューサウスウェールズ州が2021年10月に策定した水素戦略²⁰で、グリーン水素を中心に開発を進め「世界における水素のスーパーパワーになる」ことをめざすなど、多くの州が積極的なグリーン水素戦略を掲げている。連邦政府の政策がより積極的なものに変更される中で、オーストラリアがグリーン水素開発によりシフトすれば、日本にも大きな影響を与えられよう。

¹⁷ オーストラリア政府 気候変動・エネルギー・環境・水資源省（DCCEEW）“Powering Australia”（2022年8月29日最終アクセス）<https://www.energy.gov.au/government-priorities/australias-energy-strategies-and-frameworks/powering-australia>

¹⁸ Renew Economy “Australia must seize “once in a generation” opportunity on renewables, says Albanese”（2022年7月12日）<https://reneweconomy.com.au/australia-must-seize-once-in-a-generation-opportunity-on-renewables-says-albanese-2/>

¹⁹ ロマン・ジスラー 自然エネルギー財団 上級研究員「世界の革新的な脱炭素政策：オーストラリア」（2020年12月20日）

²⁰ ニューサウスウェールズ州政府 計画・産業・環境省 “NSW Hydrogen Strategy”（2021年10月）

5 厳しくなる世界のブルー水素排出基準

グリーン水素を水素戦略の中心におく EU もブルー水素の利用を経過的には認めているし、英国や米国もブルー水素の利用を容認している。しかし注意しなくてはならないのは、これらの国々では化石燃料由来のブルー水素については、それが低炭素、グリーンとして認められる温室効果ガスの排出基準を明確にし、単に CCS を用いて排出削減を行っている、というだけでは推進や政策的な支援の対象とはしないようになっていることだ。

EU は、2021 年 12 月に公表した指令案²¹の中でグリーン水素 (“Renewable hydrogen”) についてもブルー水素 (“Low-carbon hydrogen”) についても、グレー水素 (“fossil-based hydrogen”) に比べ、70%以上の温室効果ガスの排出削減が必要とされている。英国でも、2022 年 4 月に低炭素水素基準を定め、その中ではグレー水素に比べ約 80%の削減が必要となる基準が定められている²²。EU と英国の基準は天然ガス生産にともなう上流工程（天然ガスの採取から輸送等、水素製造工場に至るまで）の GHG 排出量も含むライフサイクルでの基準である。このため水素自体の生産プロセスで排出が許容される量は更に小さくなる。

一方、米国では、2021 年 11 月に超党派の支持で成立したインフラ投資雇用法²³の中で、連邦政府として初めて推進の対象とする水素の排出基準を定めた。詳細はエネルギー省と EPA で決定されるが、グリーン水素の定義を炭素強度（水素 1kg の生産量あたり GHG 排出量が二酸化炭素換算で）2kg 以下の水素とした²⁴。米国の基準は水素生産時点以降の排出を対象とするもの²⁵だが、支援対象とするプロジェクトの選定にあたっては、ライフサイクルでの排出量も考慮するとしている²⁶。

図 9 は、この法案をエネルギー省が説明した資料の中に示されたものだが、これによれば、天然ガス由来でも石炭由来でもブルー水素の GHG 排出量は 2 kg を上回っている。ここでは CCS の回収率を 90%と設定しているが、グリーン水素とするにはさらに高い回収率が必要であり、2 kg を下回るのは、グリーン水素と廃棄物や埋め立て地からの排出ガス由来の水素だけである。

²¹ 欧州委員会 “COM(2021) 803 final 2021/0425 (COD) Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen” (2021 年 12 月 15 日)

²² 英国政府ビジネス・エネルギー・産業戦略相 (BEIS) ウェブサイト “UK Low Carbon Hydrogen Standard: emissions reporting and sustainability criteria (2022 年 4 月 8 日) <https://www.gov.uk/government/publications/uk-low-carbon-hydrogen-standard-emissions-reporting-and-sustainability-criteria>

²³ (法律本文) “H.R.3684 - Infrastructure Investment and Jobs Act” <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/3684/text>

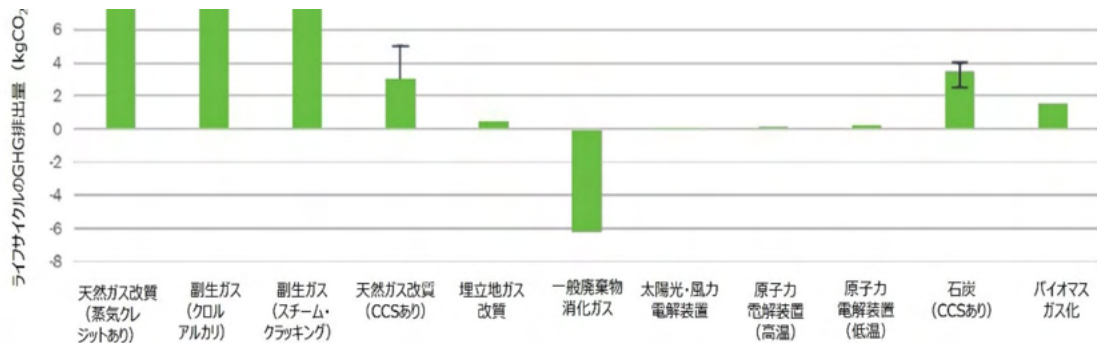
²⁴ (同法の排出基準該当箇所) Subtitle B Hydrogen Research and Development SEC. 822. CLEAN HYDROGEN PRODUCTION QUALIFICATIONS

²⁵ なお 2022 年 8 月に成立した The Inflation Reduction Act においても、グリーン水素製造に対する税額控除 (PTC セクション 45V) が規定された。こちらでは、ライフサイクルの GHG 排出量が 4kg-CO₂e/kg-H₂ 以下の水素が対象となり、排出量の大きさの区分により控除額が異なる。

²⁶ (World Energy) “Biden Fudges Clean H2 Definition as \$8BN in Funding for US Hydrogen Hubs Inches Closer” (2022 年 6 月 9 日) <https://www.world-energy.org/article/25246.html>

現在の主要なブルー水素製造技術であるメタンの水蒸気改質（SMR）プラントで CO₂ を回収する場合は、一般に 90%程度を想定している²⁷が、既存の CCS プロジェクトでは、回収施設の不具合や貯留過程のトラブルで実際の回収率がこれを大きく下回ることがある²⁸。

図 9 水素のライフサイクルにおける GHG 排出量（製造技術別）



注) 黒い線で描いた幅は、上流の漏出率、CCSの効率・回収率による影響を反映している。ベースラインの回収率は90%を想定。

出典) 米国エネルギー省 (DOE) “Webinar: DOE Update on Hydrogen Shot, RFI Results, and Summary of Hydrogen Provisions in the Bipartisan Infrastructure Law” (2021年12月8日) プレゼン資料 (P.77)

EU の基準も米国の基準も、今後更に詳細が決められることになるが、排出削減対策を全く行わないグレー水素も支援の対象とする日本の政策との違いは極めて大きい。

²⁷ 90%以上の回収は、コストが大きく増加する。IEA(2018)。またメタノールのオートサーマル改質 (ATR) による水素製造では、CO₂ の98%以上回収も可能ともされるが、まだ実験段階である。Recharge “Upstream emissions risk 'killing the concept of blue hydrogen', says Equinor vice-president” (2021年7月15日) <https://www.rechargenews.com/energy-transition/upstream-emissions-risk-killing-the-concept-of-blue-hydrogen-says-equinor-vice-president/2-1-1040583>

²⁸ さらに、最近危惧されているのはメタンガスの漏出だ。ライフサイクルの GHG 排出を考えると、水素の生産工程より上流の、メタンの生産と輸送から漏出したメタンの排出をカウントしなければならないからだ。IEAによれば、メタンの漏出率は現在、世界平均で1.5%だが、天然ガス供給元によって、どこからどのように原料の天然ガスを調達するかが異なり、排出量が大きく変わる。コストをかけて回収率を上げて上流での漏洩が大きくなれば削減努力が水泡と帰す。

第4章 日本の水素戦略の問題点と再構築の方向

政府は2017年12月に国家戦略としては世界で初めて水素基本戦略を策定したことを誇り、水素社会の実現に向け世界をリードするとしてきた。基本戦略策定の3年前、2014年には既に「水素・燃料電池戦略ロードマップ」が作成されている。2016年にはその改訂を行い、基本戦略策定後の2019年にも改訂版を作成している。

こうした経緯のとおり、水素への国家政府の取組時期という点では、確かに日本は世界に先行していた。しかし、その内容が、2050年脱炭素の実現をめざす今日の世界の動きに適合しているのか、先導するものになっているのか、という評価は別の問題である。

2020年10月、菅義偉首相が2050年カーボンニュートラルを宣言し、2021年4月に2030年までの温室効果ガス削減目標を引き上げた。その後、2021年10月に策定された第6次エネルギー基本計画では、「水素社会実現を通じて、カーボンニュートラルを達成」とされ、「改めてカーボンニュートラル時代における水素の役割を踏まえた上で、水素基本戦略を改定する」という方針が示された。しかし、今日にいたるまで水素基本戦略改定に関する具体的なスケジュールは示されておらず、政府が現在作成をすすめる「グリーンエネルギー戦略」の中間まとめ（2022年5月）でも、これまでの取組・方針が繰り返されている。

一方、第3章で紹介した欧州連合、欧州各国の水素戦略はまさしくカーボンニュートラル時代の水素戦略として策定されたものである。いち早く国家政府として水素への取り組みを始めたはずの日本が、脱炭素社会への水素戦略を確立できていない。脱炭素化へのエネルギー戦略が確立されない中で、本当に水素がどの分野に必要なかが明らかでないまま、大規模サプライチェーンの整備が進められている。

また脱炭素化、エネルギー安全保障の確立という今日の重要課題の解決に向け、最も大切な役割を果たすグリーン水素の国内生産という点で、日本は欧州各国、中国などの後塵を拝してしまっている。この遅れは、日本政府が排出削減効果のない（又はあいまいな）グレー水素・ブルー水素を優先し、しかもそれらの多くを輸入にたよるといった誤った戦略をとったことの帰結である。

更に指摘しておく必要があるのは、化石燃料由来の水素を優先しグリーン水素の開発に遅れるという事態は、水素戦略だけの誤りによるものではなく、電源開発においても自然エネルギー電力の開発に消極的だった政府のエネルギー政策そのものの誤りの反映だということである。欧州がグリーン水素開発で先行できるのは、自然エネルギー開発を重視し2030年には電力の7割近くを供給するまでを見込むほどの状況になり、発電コストも日本の半分以下になってきているという成果によるものだ。

以下、2014年の最初の「水素・燃料電池戦略ロードマップ」策定以来の取組を総括し、以下三つの問題点を指摘する。

1. 優先度の低い用途の選択
2. 化石燃料由来のグレー水素・ブルー水素の優先
3. 国内グリーン水素生産の立ち遅れ

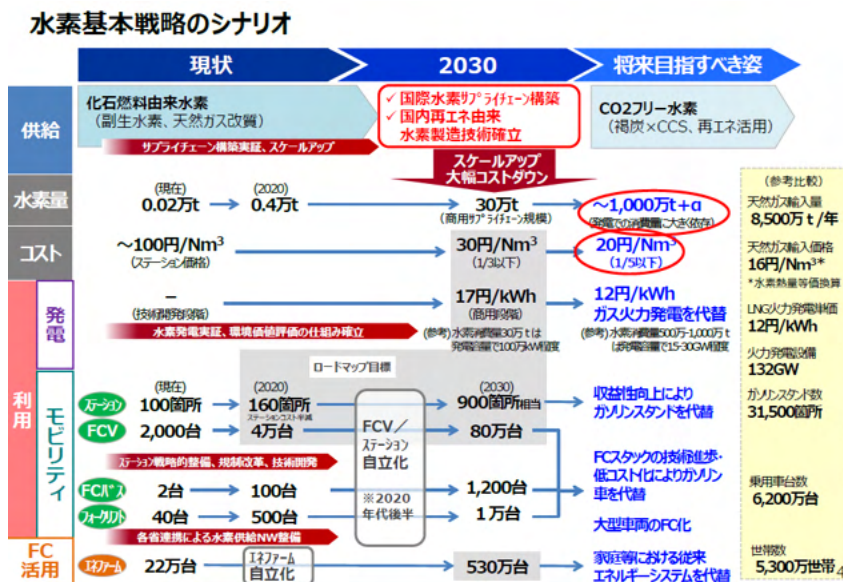
1 優先度の低い用途の選択

「好ましくない用途」に 10 年間の予算の 7 割を使う

第 2 章で見たように、水素は他に脱炭素化の手段がない分野に優先して使うべきものであり、自然エネルギー電力の直接利用やヒートポンプなどでより効率的・経済的に排出削減が可能な分野、「好ましくない用途」とされる優先度の低い用途に用いるべきではない。その代表例は EV という有力な選択肢のある乗用車であり、ヒートポンプが利用できる個別建物のコジェネレーション（発電 + 給湯）であった。ところが日本の水素戦略は当初から、この「好ましくない用途」を最大の対象分野とし、多少の修正はされつつも今日まで重点とし続けている。

2017 年の水素基本戦略は、さながら燃料電池戦略の様相を呈しており、水素の初期需要を支えるために、エネファーム（家庭用燃料電池コジェネレーション）と燃料電池乗用車の促進、それを支えるインフラとしての水素ステーションの拡大が重要課題となっていた。水素基本戦略の本文では、水素発電や産業部門での利用にも触れてはいるが、用途に関する記述の 8 割²⁹が FCV および燃料電池に関する内容となっており、同時に発表された概要版のシナリオでも、利活用のほとんどが FC の用途で占められている。

図 10 水素基本戦略のシナリオ



出典) 経済産業省「水素基本戦略概要」(2017年12月)

<https://warp.da.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/11049177/www.meti.go.jp/press/2017/12/20171226002/20171226002.html>

²⁹ 用途に関する記述 7.5 ページのうち、6 ページ分が FCV と燃料電池に充てられている。

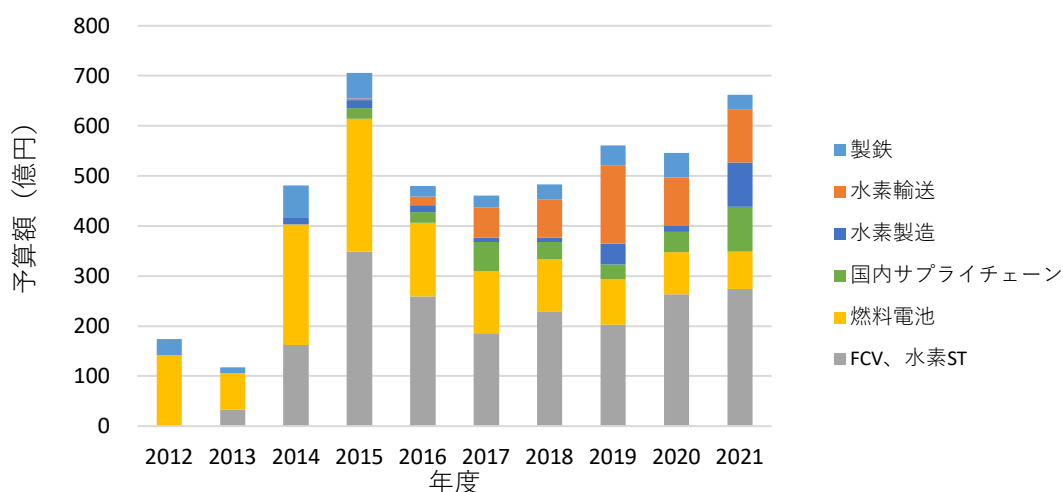
前述したように、水素基本戦略の前に国は水素・燃料電池戦略ロードマップを策定・改定している。この経緯を考えると、基本戦略が燃料電池の開発・利用を中心にしているのは当然ともいえる。日本企業がこの分野で先駆的に商品開発をしてきたという背景を考慮すれば、初期の戦略で燃料電池を重点としてきたことは理解できるかもしれない。しかし、問題なのはその歪みが今日まで続いていることである。

2021年の第6次エネルギー基本計画³⁰では、「カーボンニュートラル時代を見据え、水素は、電化が難しい熱利用の脱炭素化、電源のゼロエミッション化、運輸、産業部門の脱炭素化、合成燃料や合成メタンの製造、再生可能エネルギーの効率的な活用など多様な貢献が期待できる」とした上で、需要拡大に向け取組を強化する対象を示している。

エネルギー基本計画が取組の加速化が必要としてあげる分野には、鉄鋼生産での水素還元製鉄、船舶での利用や航空機燃料など、「後悔のない用途」に適合するものもあるが、依然として「FCVの更なる導入拡大にむけて、その導入支援と水素ステーションの戦略的整備を両輪で行う」ことがうたわれ、「世界に先駆けて商用化を実現した家庭用燃料電池」の更なる普及促進が明記されている。

政府が水素戦略で何を重点としてきたかは、実際に繰り出された補助金等の政府支出の変化によく表れている。図11は、経済産業省と環境省におけるこの10年間の水素関連予算の推移を、その対象と内容で示したものである。毎年400億から700億円近い予算が投じられ、この10年の総額は約4,600億円にのぼる（これ以外に国土交通省、地方自治体の水素関連予算がある）。燃料電池、FCV、水素ステーションを対象とする予算が2012～2016年度までの5年間に特に高く、それ以降も半分程度を占めている。10年間の合計では7割が第2章で見た「好ましくない用途」に使われたことになる。

図 11 水素関連予算の用途別推移



出典) 経済産業省および環境省行政レビューシートより自然エネルギー財団集計
https://www.meti.go.jp/information_2/publicoffer/review.html
https://www.env.go.jp/guide/budget/spv_eff/review.html

³⁰ 「エネルギー基本計画」(第6次) (2021年10月22日閣議決定) P.79

家庭用燃料電池と FCV 普及政策の破綻

上記のように予算を集中的に投入したものの、家庭用燃料電池（エネファーム）と FCV の普及実績はまったく芳しいものではない。政府が設定したエネファームの普及目標は 2030 年に 500 万台だったが、2017 年以降、年間販売台数は 4～5 万台で低迷している。累計販売台数は 2021 年度末で 43.3 万台であり、このままでいけば 2030 年には目標の 5 分の 1 以下の 90 万台程度になる。

FCV の普及実績は更に悪い。2030 年の普及目標は 8 万台だが、2014 年の販売開始以来、毎年の販売台数は 500～1500 台程度であり、2020 年度末の累計台数（保有台数）は 5,170 台にすぎない。今後 10 年間、仮に毎年 1500 台程度販売できたとしても、2030 年には 2 万台に手がとどくかどうかという低レベルである。目標の 40 分の 1 にすぎない。政府の FCV 戦略は全くの失敗であったことは明白である。

石炭火力の延命をもたらすアンモニア混焼発電の推進

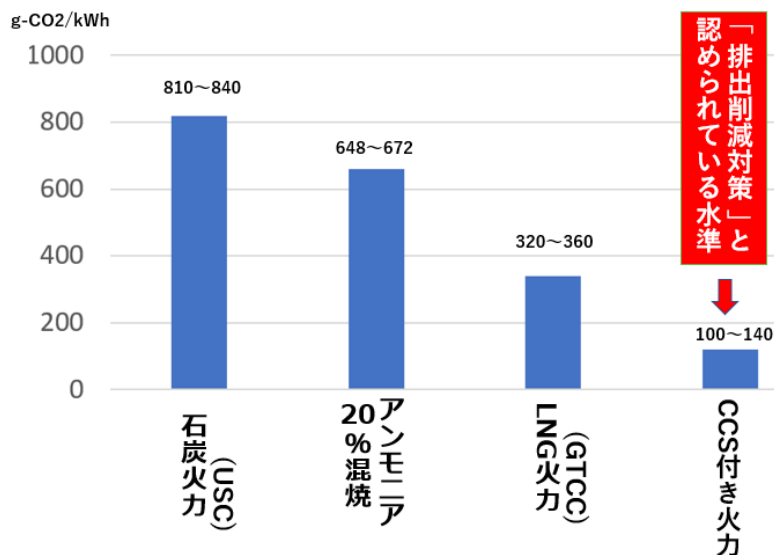
エネファーム、FCV を最大の重点にしてきた水素戦略の行き詰まりを踏まえ、国はその失敗を明確に総括しないまま、水素利用の重点を水素とアンモニアを既存の火力発電での混焼に用いる方策へと変更している。2030 年の水素需要は 300 万トンとされているが、そのうち 200 万トン近くは現在も石油精製などで利用されているもので、新規分は 100 万トンである。2021 年に改定されたエネルギー基本計画では、2030 年の電力供給の 1% を混焼による水素発電・アンモニア発電でまかなうとしており、これに必要な水素量は 80 万トン弱となる。FCV は 80 万台という目標を達成した場合に 20 万トン程度になるが、上述のように実際にはその 40 分の 1 程度にしかならない。つまり、2030 年までの水素需要の増加のほとんどは水素発電とアンモニア発電によるものである。

水素発電については、天然ガス火力との混焼、水素専焼ガスタービンの開発が進められている。実機での実証実験で先行するのは石炭火力へのアンモニア混焼発電であり、日本最大の発電会社である JERA が重点プロジェクトとして推進している。JERA は 2023 年度から 20%混焼の実機での実験を始める予定である。

変動型自然エネルギー電源が電力供給の多くをになう 2050 年の電力供給システムでグリーン水素・グリーンアンモニアの専焼発電が一定の役割を果たすことはありうる。その意味で技術開発の必要性自体は否定されないだろう。しかし、100%専焼にいたる過程での混焼発電を火力発電の排出削減対策として、積極的に位置付けることには疑問がある。この点で特に問題が大きいのは、燃焼速度の親和性から石炭火力との混焼を前提として進められているアンモニア発電である。

図に示すとおり、最も効率がいいとする超々臨界の石炭火力にアンモニアを 20%混焼しても、その排出量はなお天然ガス火力の 2 倍程度である。JERA は 2030 年には混焼率を 50%程度まで高めることを計画しているとも言われるが、それでもなお天然ガス火力の排出を上回る。G7 で 2035 年までに電力部門の全て、または大部分を脱炭素化することが合意されている中で、2030 年にアンモニア 50%混焼が実現できたとしても、脱炭素に貢献する技術とは評価されない。それどころか、先進国には遅くとも 2030 年までの廃止が求められている石炭火力の延命を狙う政策と見なされることになる。

図 12 火力発電の排出係数の比較



出典) 以下の資料より自然エネルギー財団作成。USC と GTCC は平成 27 年度版環境白書のデータ。20%混焼は、USC の排出係数の 80%とした。CCS 付き火力は IEA “Energy Technology Perspectives 2017” 。グラフは排出係数の中間値で作図。

またアンモニアは燃焼過程では CO₂ を排出しないものの、化石燃料からの製造過程では CO₂ を排出し、その量は最も効率的な生産方法でも混焼による削減分をほとんど相殺する規模である³¹。グリーンアンモニアを用いるか、CCS を併用するブルーアンモニアでなければ、混焼率を高めても削減効果はない。

削減効果での問題とともに、アンモニア発電の実現には発電コストが高くなるという課題がある。国が設置した「発電コスト検証ワーキンググループ」の報告では、2 度目標の実現にむけた SDS シナリオでは、アンモニア 20%混焼発電のコストは 1kWh あたり 20.2 円と推計されている³²。

ここで推計された 20.2 円のうち半分程度は石炭の燃焼により排出される CO₂ 対策費であるが、アンモニア発電を実際に推進している JERA の資料では、アンモニア製造設備・アンモニア製造原料ガス費などが多くの割合を占め、発電コストが 20 円を上回る水準になることが示されている³³。JERA の資料が示すとおり、アンモニア発電の実現へは現在は存在しないアンモニアの大規模なサプライチェーンの確立が必要であり、これらには巨額の投資をともなう。排出削減効果の望めないアンモニア発電に巨額の投資を行うことには、大きなビジネスリスクがあると言わざるを得ない。

³¹ 「現在、アンモニアは天然ガスを原料として、水蒸気改質法とハーバー・ボッシュ法を組み合わせ製造されており、最新鋭の設備においてもアンモニア 1t の製造に対して 1.6t の CO₂ を排出する。」(出典：経済産業省令和 4 年度概算要求研究開発事業に係る技術評価書(事前評価)) 経済産業省は、国内の大手電力会社の保有する全ての石炭火力発電所への 20%アンモニア混焼で、CO₂ を約 4000 万トンの削減できると説明している(燃料アンモニア導入官民協議会 中間取りまとめ)2021 年 2 月)。しかし、2000 万トンのアンモニアを製造すると 3200 万トンの CO₂ が発生することになるから、結局、20%混焼による純削減量は 800 トン、削減率は 4%にすぎなくなる。

³² 発電コスト検証ワーキンググループ「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」(2021 年 9 月)

³³ JERA はグリーンエネルギー戦略を検討する経済産業省の委員会において、「アンモニアという新たな燃料の導入のためには、発電・貯蔵設備のみならず、上流段階における燃料製造設備等への大規模投資が必要となる」「アンモニア発電コストは他の再エネ電源とほぼ同水準であり、アンモニア発電の導入・普及に向け、再エネ発電と同様な政策支援をお願いしたい」と率直に述べている(「JERA の脱炭素に向けた取り組みについて」2022 年 1 月 19 日)

2 化石燃料由来のグレー水素・ブルー水素の優先

国の水素戦略において、供給面で問題なのは、自然エネルギー由来のグリーン水素ではなく、化石燃料由来の水素を優先してきたことである。国の戦略は全く CO₂排出削減に寄与しないグレー水素を少なくとも 2030 年までは主要な供給の対象にしている。また、ブルー水素についても、どの程度の削減効果のあるものを推進の対象にするのか、その基準を明確にしていない。第 3 章で述べたとおり、国際的には、ブルー水素についても実際の排出削減効果が厳しく問われるようになっており、このままでは国際的には低炭素・脱炭素として評価されない水素を流通し利用するシステムができあがってしまう恐れがある。その場合、日本の水素を用いて製造される材料や製品は、国際的な産業競争力を失う恐れがある。

GHG 排出増大を招くグレー水素

現在の日本の戦略では、2030 年の水素の供給量目標は最大 300 万トン／年と設定されているが、政府の策定したグリーン成長戦略は、グリーン水素（化石燃料+CCUS、再エネ等から製造された水素）の目標量を「42 万トン以上」としており、大半はグレー水素の供給を想定していることになる³⁴。

また供給コストの目標は、2030 年 30 円／Nm³（336 円／kg、\$2.8／kg）³⁵だが、これもオーストラリアの褐炭から作るグレー水素を日本に輸入する場合のコストを前提に算定されている³⁶。

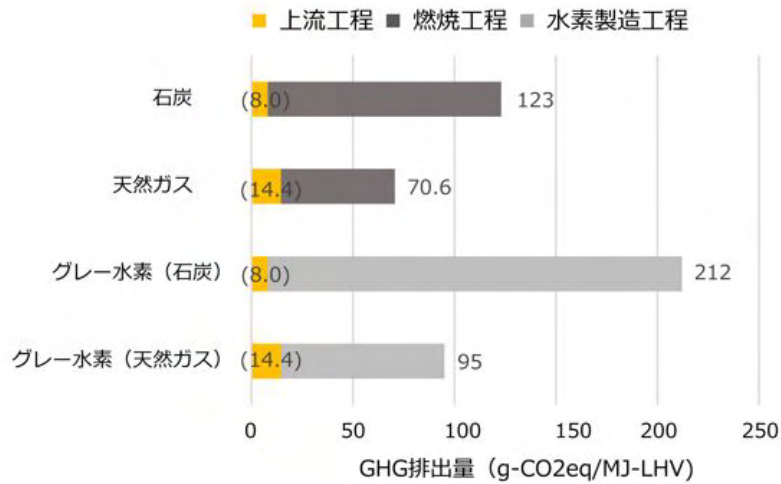
化石燃料からグレー水素にシフトしても、それ自体では排出削減には寄与しないどころか、グレー水素は、単に燃料として使用する場合には、もとの化石燃料よりも GHG 排出量が多くなってしまふ。図 13 は、製造過程を含めた水素の GHG 排出量を、化石燃料の燃焼時に排出される GHG 量と比較したものである（ともに発熱量あたり）。天然ガスの改質により生産されたグレー水素の排出量は、もとの天然ガスより 35%多い。そのため、発電用燃料のように単に熱源として使用するのであれば、天然ガスをそのまま燃焼させた方が GHG の排出量は小さいことになる。第 6 次エネルギー基本計画では、2030 年までにガス火力への 30%水素混焼を進めるとしているが、グレー水素を使った場合には、GHG 排出量は混焼しないガス火力より 10%増加してしまう（図 14）。

³⁴ この 42 万トンという数値は「ドイツが 2020 年 6 月に発表した国家水素戦略で掲げる再エネ由来水素供給量（約 42 万トン）以上を目指す」ことを根拠とすると記載されている。国内の供給条件、日本の 2050 年脱炭素化をめざす戦略上の位置づけからではなく、単にドイツの計画に負けないということで設定されたということになるが、既にドイツの目標は倍増されている。

³⁵ 1 ドル 120 円で換算した値

³⁶ 新規の輸入サプライチェーン

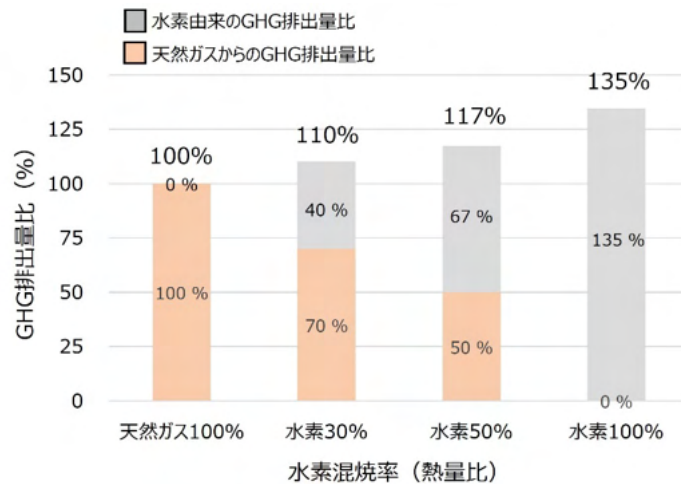
図 13 化石燃料と水素の発熱量あたりの GHG 排出量



注) () 内の上流工程の排出量は、IEA データの中央値を選択。上流工程には、原料の採取、輸送とメタン漏洩による排出を含む。

出典) IEA “The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector”(2022 年 2 月) を基に自然エネルギー財団作成

図 14 天然ガスにグレー水素を混焼した場合の GHG 排出量比



注) 発電効率 55%の GTCC 発電を想定。図 13 と合わせ、同じ GHG 排出量 (LHV) を使用。

出典) 下記データをもとに自然エネルギー財団作成

発熱量：資源エネルギー庁「エネルギー源別標準発熱量・炭素排出係数(2018 年度改訂版)の解説」(2020 年 1 月)

GHG 排出量：IEA “The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector”(2022 年 2 月)

CO₂ 排出量にかかわらずグレー水素・ブルー水素を支援

欧州、中国のみならず、米英の水素戦略・方針と比べても、最も問題の大きい日本の水素戦略の特徴は、削減効果のないグレー水素、また明確でないブルー水素への支援である。EU は産業分野での水素使用に対する支援、CCfD（Carbon Contract for Difference）の対象を、自然エネルギー由来のグリーン水素、それも追加性のある自然エネルギー電力を使うプロジェクトに限ることで、脱化石燃料シフトを加速させるとしている。ドイツの水素戦略の対象は当初から明確にグリーン水素に絞られている。一方、英国や米国は、当面はブルー水素も促進の対象としていく方針であるが、グレー水素は対象にしない。またブルー水素についても、第3章で見たように、実際にどの程度の排出削減効果があるのか、その基準を明確に定め、基準に合致して削減効果が見込まれるものだけを支援の対象としている。さらに、補填の額を天然ガスとの差額とする英国の例に見られるように、天然ガスが高騰する状況では、補助額は小さくなっていく。

これに対して日本の政策は、今後の方向としては「何らかの CO₂ 排出量の閾値等を設定する方向で、国際情勢等も踏まえつつ、詳細検討を行う」としてはいるが、基準を設置する時期は示されておらず、グレー水素も含め、CO₂ 排出量にかかわらず「製造源・調達先を限定せず」支援していく方針である³⁷。

国は、法制面でもこうした方向にあわせた整備を進めている。2022年5月の省エネ法の改正では非化石燃料への転換の促進が盛り込まれ、同時に行われた高度化法の改正では、水素・アンモニアが非化石エネルギー源に位置づけられた³⁸。ここで問題なのは、グリーン水素・グリーンアンモニアでなく、化石燃料由来の水素・アンモニアであっても非化石エネルギーに位置付けていることである。法改正後に行われた国の審議会では、法の施行段階ではグレー水素も非化石エネルギーとして扱う方針が明言されている³⁹。

前述のようにグレー水素を混焼すればその火力発電からの CO₂ 排出量は増加する。混焼率が高まれば高まるほど、増加の程度が大きい。それにもかかわらず、省エネ法・高度化法の改正により、グレー水素使用があたかもグリーン水素を使っているかのように、排出の改善に寄与するかのように扱われることになった。排出基準の定めのないままブルー水素を混焼しても、実際にどの程度の排出削減効果があるのか不明確である。実際の排出量は隠れ、非効率な石炭火力も併せて石炭火力の温存に貢献することになる。

グレー水素・グレーアンモニアを混焼の対象として推進する政策は、経済産業省が2023年度からの導入を目指している「長期脱炭素電源オークション」においても貫かれている。このテーマを検討する審議

³⁷ 経済産業省「水素・アンモニアの商用サプライチェーン支援制度について」2022年8月26日

³⁸ 「エネルギーの使用の合理化等に関する法律」は、「エネルギーの使用の合理化および非化石エネルギーへの転換等に関する法律」に、「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律」は、「エネルギー供給事業者によるエネルギー源の環境適合利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律」に変更された。

³⁹ 「水素・アンモニア、合成燃料については、その起源が化石燃料であるものというものも存在しますので、将来的な評価については引き続き検討をしていくということですが、まず法律の施行段階では非化石燃料に位置付けるということにしております。」2022年度第1回総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 省エネルギー小委員会 工場等判断基準ワーキンググループ（2022年6月8日）における経済産業省答弁

会で経済産業省は、グレー水素・グリーンアンモニアの混焼もオークションの対象とする方針を示している⁴⁰。

3 国産グリーン水素生産の大きな遅れ

化石燃料由来の水素を優先してきた政府の戦略が招いた最大の問題は、国内グリーン水素生産の立ち遅れという深刻な事態である。「日本は水素先進国」と誇ってきた経済産業省も、最近では、「開発は欧州勢が先行。市場も再エネが安い欧州等が先に立ち上がる」と立ち遅れを認めざるを得なくなっている⁴¹。実際に先行する欧州や中国の最新の開発状況を見ると、その立ち遅れの大きさには慄然とするものがある。

表2は日本において電解装置開発で先行するとされる2社と、欧州、中国のリーディング企業計8社の開発状況を比較したものである。各社の公開情報により生産効率⁴²を比較すると日本が約70%であるのに対し、欧州や中国企業の多くでは75-80%となっている。但し欧州、中国の企業の多くではシステム全体ではなくスタック効率で示されており、正確な比較は難しい。一方、今後水素の大量導入に必要な電解装置の製造能力に関し、経済産業省は「日本は世界最大級の水電解装置を福島に有する」という点を繰り返し強調してきたが、実際には福島の10MWの電解装置を上回る17-20MWレベルの装置を、欧州各社は既に製品化している。

海外企業と日本企業の差が大きいのは、電解装置の生産・納入実績と、生産体制、コストの実績と見込である。この点に関する比較から見とれるのは、欧州・中国の企業が既に電解装置開発を実際のビジネスとして展開し、1000～3500台という規模で納入実績を持ち、今後数年のうちのGWレベルの生産体制を計画していることである。これに対し、日本の2社のうち1社は未だ実証試験段階であり⁴³、納入実績のあるもう1社も海外企業に比べ、大規模化はこれからである。欧州・中国企業が、年間数百MWからGWレベルの生産体制を整えているのに対し、日本2社の量産体制への取組みはスタートしたばかり、という状況である。

⁴⁰ 経済産業省「電源投資の確保について」2022年6月22日

⁴¹ 経済産業省・資源エネルギー庁「水素を取り巻く国内外情勢と水素政策の現状について」（2022年6月23日）

⁴² 1Nm³：3.517kWh-HHVの水素を生産するために必要な電力との比

⁴³ 日本経済新聞「旭化成が水素製造装置 世界最大級、25年に商用化」（2022年11月24日）

表 2 水電解装置の主な企業と開発状況

主要企業	方式	製品	最大能力 MW	効率 %	実績	生産体制	装置コスト \$/kW	今後の計画	
欧州	Thyssenkrupp nucera 独	アルカリ	○	20MW	78.2*	納入600件 (10GW)以上	1GW/年		5GW/年 (2025年)
	Siemens Energy 独	PEM	○	17.5MW	75	実績数十MW、50MWを受注			3GW/年 (2025年)
	nel ノルウェー	アルカリ、PEM	○	85MW	79.9* アルカリ型	納入3500台 (1927~)	500MW/年	約\$200/kW (2025年\$1.5/kg)	10GW (2025年)
	McPhy 仏	アルカリ	○	20MW	78.2*	100MW装置を受注			1GW/年 (2024年)
	ITM Power 英	PEM	○	5MW	70.9	100MW装置を納入	1GW/年		5GW/年 (2024年)
中国	PERIC	アルカリ、PEM	○	7.5MW	81.8* アルカリ型	納入1000台 (1984~)	300台/年	\$200/kW Sinopec社に提案	5GW/年 (2025末)
	Longi Hydrogen	アルカリ	○	7.5MW	79.9*		1.5GW (2022年末)	\$205/kW Sinopec社に提案	
	Cokerill Jingli (John Cokerill)	アルカリ	○	6.5MW	70.3	納入1000台 (500MW)	200MW/年 (2021年)	\$205/kW Sinopec社に提案	仏にギガファクトリーを計画
日本	旭化成	アルカリ	-	10MW	70.3	ドイツでの実証プロジェクトに参加		\$1,200/kW (2022年)	\$433/kW 2030年目標値
	日立造船	PEM	○	1MW	70.3	納入数十台 15MWを受注		\$3,158/kW (2022年)	\$542/kW 2030年目標値

注) 効率は高位発熱量(HHV)基準、* : スタック効率

出典) 中国企業の装置コストは、BloombergNEF “Update on Sinopec’s Green Hydrogen Project” (2022 May)。この他の内容は、各社の公開情報(巻末参考資料 4 参照)をもとに自然エネルギー財団作成。

量産化の遅れは、必然的にコストの差につながる。電解装置の設備費は、アルカリ型で実証中の日本企業が 14.4 万円/kW (1,200\$/kW)⁴⁴ であるのに対し、中国 3 社は 200~205 ドル/kW(2023 年稼働開始の装置)となっている。欧州企業では、ノルウェーの nel 社が 2025 年までに水素コスト\$1.5/kg-H₂ を目指すとしており、同社が想定している電力コスト (\$20/MWh) から推定すると、水電解装置のコストとしては\$200/kW 以下になると見込まれる。一方、国が 2030 年目標とするのは、アルカリ型で 5.2 万円/kW (\$433/kW) PEM 型で 6.5 万円/kW (\$542/kW) であるから、中国メーカーは日本の 10 年近く先の目標コストの半分程度のコストをまもなく達成することになる⁴⁵。

日本の 2030 年グリーン水素コストの推計

グリーン水素の生産コストに影響するのは電解装置の設備費と共に、自然エネルギー電力コストである。太陽光でも風力でも日本の自然エネルギーコストが世界で際立って高いことはよく知られている。

⁴⁴ 経済産業省「再エネ等由来の電力を活用した水電解による水素製造」プロジェクトに関する研究開発・社会実装計画 (2021 年 5 月)

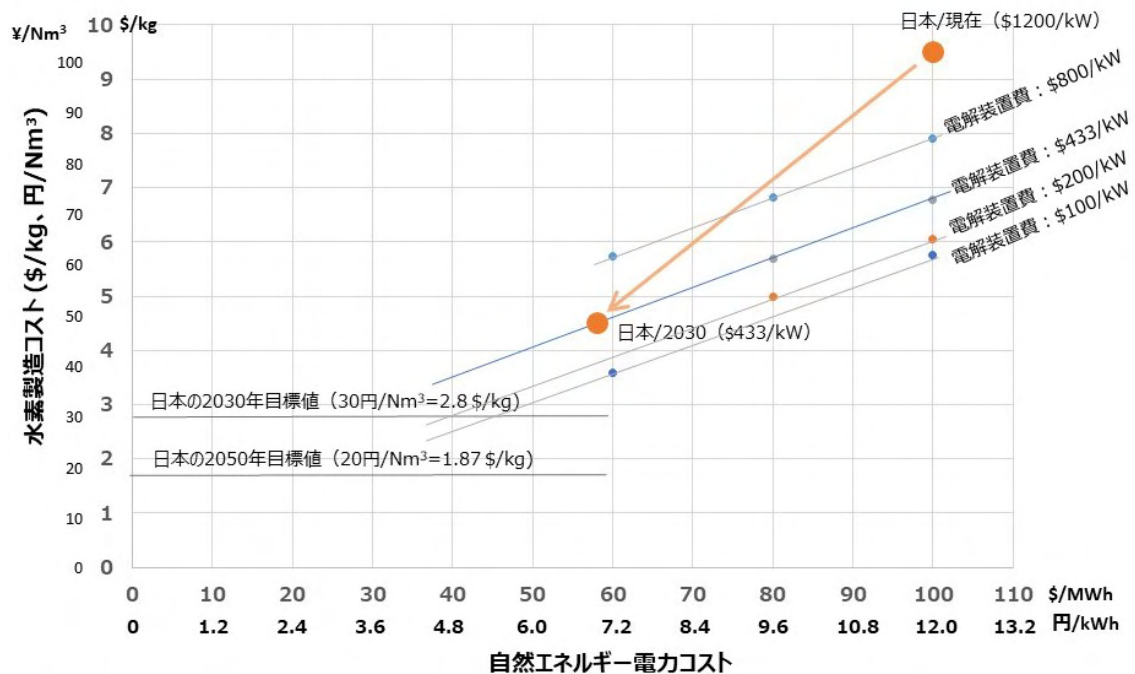
⁴⁵ 1 ドル 120 円として換算した。

図 15 は、グリーン水素のコストを、自然エネルギー電力コストと電解装置のコストから試算した結果である。日本のケースでは、電解装置の2030年のコスト目標（アルカリ型 5.2 万円/kW（\$433/kW））と、調達価格等算定委員会が設定する 2025 年の太陽光発電コスト 7 円/kWh をもとに試算すると、日本で製造される 2030 年の水素の価格は 4.51\$/kg（48.4 円/Nm³）となる。これは政府の 2030 年目標価格の 30 円/Nm³の 1.6 倍である。

しかし、そもそも、2030 年 30 円/Nm³という目標は、オーストラリアの褐炭水素を輸入した場合の水素価格の到達目標から算定されている、いわばグレー水素輸入の目標価格である。具体的にブルー水素やグリーン水素をオーストラリアで生産して輸入した場合の考察が IEA や BNEF によって行われているが、どちらも、貯蔵・運搬のための水素キャリアへの転換や輸送等の輸入にかかるコストを加えると、上記の国内での製造コスト試算値の水準と近いものとなっている⁴⁶。

図 15 が示すように、更にコストを下げていくための鍵は、電解装置のコストと、自然エネルギー電力のコストにある。先に見た欧州や中国の各社に伍するべく、装置の大規模化を進めると同時に、自然エネルギー電力コストについて、余剰電力も含めたさらなるコスト低下への道を追う必要がある。

図 15 電力コストと電解装置コストをパラメータとした場合の水素製造コストの試算



注) 図中、電解装置コストは、経済産業省「再エネ等由来の電力を活用した水電解による水素製造」プロジェクトに関する研究開発・社会実装計画（2021 年 5 月）による。120 円 = 1 ドルで換算。
また、2030 年の自然エネルギー電力コストは、調達価格等算定委員会「令和 4 年度以降の調達価格等への意見」（2022 年 4 月）における 2025 年度の太陽光発電コストによる。

出典) 自然エネルギー財団

⁴⁶ IEA “The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector”(2021 年 10 月) および BloombergNEF “Japan’s Hydrogen Dreams Are Falling Behind Europe” (2020 年 10 月)

4 水素戦略の再構築に向けた論点

ここまで指摘してきたように、日本の水素戦略は、当初の実践的な目標としては、日本企業が先行的に開発し商品化していた家庭用燃料電池と燃料電池自動車の利用拡大をめざし、他方、将来ビジョンとしては「水素が普遍的に利用される水素社会」という利用目的の定まらないあいまいな概念を掲げて推進されてきた。

脱炭素戦略の一部として位置づけられたものではないため、脱炭素化の観点からは優先度の低い用途での利用を中心に据え、排出削減には寄与しない、あるいは寄与の小さい化石燃料水素の輸入とそこのためのサプライチェーン構築を目指した政策が展開されてきた。その結果、水素基本戦略の策定から5年が経過した今日、日本が直面しているのは、世界をリードするという掛け声とは裏腹にグリーン水素の生産では後塵を拝し、ブルー水素の排出基準づくりでも後れをとるという現実である。当初から最大の焦点としてきた家庭用燃料電池と燃料電池乗用車の普及は目標を大きく下回り、全国に作られた多くの水素ステーションは利用率の低迷に苦しんでいる。

日本の水素戦略は、脱炭素のエネルギー戦略の一部として再構築される必要がある。本節では、ここまでの分析を踏まえ、日本の今後の水素戦略がいかにあるべきか、再構築に向けた論点を提示する。

第1の論点 日本の脱炭素化における水素の役割を再検討し、必要量を最小にする。

まず第1に必要なのは、日本の脱炭素化を実現するために、水素がどの分野でどの程度必要なのかを再検討することである。国は、2020年12月に策定した「グリーン成長戦略」の中で、2050年の供給量を2000万トン程度とした。2000万トンの根拠は明確には示されておらず、この戦略の中では「潜在国内水素需要（一定の仮説に基づく導入量）」として、以下の三つが示されている。

- ・ 水素発電 約500～1000万トン/年程度
- ・ 水素還元製鉄 約700万トン/年程度
- ・ 商用車などの輸送分野 約600万トン/年程度

これら三つの用途は、政府が当初、重点としていた家庭用燃料電池、燃料電池乗用車とは異なり、アゴラの分類するところの「好ましくない用途」ではなく、利用の可能性のある用途ではある。

発電分野では、政府は2050年の発電量の10%を水素発電とアンモニア発電としており、仮に全て水素発電とした場合は、600万トン程度の水素が必要になる。グリーン水素発電（もしくはグリーンアンモニア発電）は、100%自然エネルギーによる電力供給システムを構築するために、柔軟性確保の手法として必要となる可能性はある。しかし、これについては、第1章でも指摘したように、電力網の広域的運用、蓄電池・揚水発電の活用、需要管理など他の手法での対応が可能である。水素発電が将来的に必要なかどうか、必要な場合でもどの程度必要かは、日本の電力システムの脱炭素化を具体的に検討する中で議論される必要がある。

水素還元製鉄は、国際的な議論の中では、「後悔のない用途」とされている。日本の現在の粗鋼生産量 8000 万トン全てを水素還元製鉄に転換すれば、確かに年間約 700 万トン程度の水素が必要になる。しかし、持続可能な産業システムへの移行のためには、脱炭素化に加えサーキュラーエコノミーへの転換が必要になる。この観点からは、日本においてもリサイクル製鉄への大規模な移行が検討されるべき⁴⁷であり、2050 年時点でも現在と同様の粗鋼生産量を見込む想定は妥当とは言い難い⁴⁸。

また、商用車については、小型トラックのみならず大型トラックでも電気自動車の実用化が進み、既に欧米、中国では市場投入が始まっている。経済産業省は、大型・小型トラック約 210 万台が FC トラックとなった場合の水素必要量を約 600 万トンと試算しているが⁴⁹、電気自動車開発の動向を踏まえると相当過大な見通しと言える。

ここに挙げた 3 分野以外にも、他の産業用途、長距離航空、海運用などの水素需要は存在しうる。実際、経済産業省の設置した商用サプライチェーンを検討する委員会の資料⁵⁰では、化学産業で約 695 万トン、熱需要で 3400 万トンなどの「潜在需要量」が示され、上記の 3 分野と合わせれば合計 6000 万トンを超える。しかし、これらは現在の熱需要をそのまま全量、水素で供給する場合とか現在の内航船の重油を全て水素に置換する場合など、実際にはありえない仮定に基づく試算にすぎない。

「水素が日常生活や産業活動で普遍的に利用される水素社会」という幻想を捨てて、他の脱炭素方策との比較を踏まえた場合、一体、水素は日本の脱炭素化にどの程度、必要なのか、この肝心な点は全く明らかではない、というのが現実である。政府の掲げる 2000 万トンという目標に合理的な根拠はない。水素戦略の再構築のためには、エネルギー需要の電化、サーキュラーエコノミーの推進、エネルギー効率化の推進を前提に、他の脱炭素手段との比較考量をしたうえで、日本の脱炭素化のどこにどの程度の水素が必要なのかを明らかにする必要がある。

本報告書で示したとおり、日本で供給されるグリーン水素価格は、将来的にも、国内生産、海外からの輸入の双方で、残念ながら国際的な水準より割高になる可能性が高い。そうである以上、日本の脱炭素化では電化、サーキュラーエコノミーへの転換を一層積極的に推進し、水素の利用は最小にしていけるべきである。

⁴⁷ 実際、日本製鉄、JFE など国内の主要メーカーも電炉への転換を検討していると報じられている。例えば、「JFE が高炉を電炉に転換 CO₂ 排出減、28 年にも岡山で」日本経済新聞（2022 年 8 月 26 日）

⁴⁸ これに加えて、水素還元製鉄が日本で経済的に採算が取れる水準になるのか、という問題もある。鉄鋼連盟は、水素価格が 8 円/Nm³ となる必要があるとしており、これは国の 2050 年コスト目標の 3 分の 1 程度の水準である。日本でも自然エネルギー発電コストが 2050 年までに低下していくこと確かだが、8 円/Nm³ という水準を実現させるまでに安価になることを見通すのは難しい。

⁴⁹ 経済産業省「今後の水素政策の課題と対応の方向性中間整理（案）」（2021 年 3 月 22 日）

⁵⁰ 経済産業省「水素・アンモニアの商用サプライチェーン支援制度について」（2022 年 8 月 26 日）

第 2 の論点 グリーン水素の利用を中心とし、海外からの輸入と国内生産で供給する体制を構築する。

水素戦略の再検討にあたって第 2 に必要なのは、脱炭素化に明確に寄与するグリーン水素を利用と供給の中心とすることである。日本の水素戦略の最大の欠陥は、グレー水素も含め「水素」と名がつけば全て良しとし、利用拡大の対象としていることである。そのまま燃焼すれば温室効果ガスの排出増加をもたらすグレー水素の利用を支援するというような政策は、直ちに改めるべきである。

グリーン水素については、海外からの輸入と国内での生産の双方により供給することが考えられる。日本の自然エネルギー価格も 2030 年へ、2050 年へと大幅に低下していくことが予想されるが、オーストラリア、中東のように日照条件が日本よりも良く大規模な太陽光発電が可能な国では、日本よりも更に安価な太陽光発電コストが実現できる。このため、グリーン水素の製造コスト自体は日本より安価になるが、前述のように、輸送に要するコストを加えた場合、国内生産の水素と輸入水素は同等のコストレベルになる可能性がある。

コスト比較に加え、グリーン水素の国内の供給体制を整備することが二つの意味で重要である。一つはエネルギー安全保障の観点である。これまで日本はエネルギー供給の大半を海外から輸入する化石燃料に依存しており、エネルギー自給率は、原子力発電を国内エネルギーとみなす政府の計算でも 12% にすぎない。電力の大半を自然エネルギーで供給し化石燃料発電をなくすとともに、電化のできないエネルギー需要を国内で生産するグリーン水素で供給すれば、エネルギー需給率を大幅に高めることができる。自然エネルギー財団が 2021 年 3 月に公表した「脱炭素の日本への自然エネルギー 100% 戦略」では、運輸利用のグリーン合成燃料の全量とグリーン水素需要の半分を輸入し、残り半分以上を国産としたが、この場合でも日本のエネルギー自給率は 68% となる。

第 2 の意義は、太陽光発電と風力発電という変動型自然エネルギーが供給の大きな部分を担う電力システムでは、その変動を吸収し安定的な電力供給を実現するために、送電網の広域連携の強化、蓄電池の活用、デマンド管理などとともに、グリーン水素の生産が柔軟な需要として、重要な役割を果たしているからである。

本章の冒頭で指摘したように、日本の水素戦略がグリーン水素を中心としてこなかったのは、電力供給における自然エネルギーの役割を過小にとらえてきたことの反映でもある。現時点では、電力供給に占める自然エネルギー電力の割合は 20% 程度に留まっており、欧州全体の水準の半分程度にすぎない。2030 年の目標を見ても、日本では 36-38% にとどまっている。EU は 2022 年 5 月に公表した REPowerEU プランの中で 2030 年の自然エネルギー目標を引き上げ電力については 69% が自然エネルギーによる供給とすることを明らかにしている。特にグリーン水素開発に意欲的なドイツの 2030 年自然エネルギー電力目標は 80% である。

グリーン水素の生産体制のあり方を正確に議論するためには、国内における自然エネルギー発電、特に陸上・洋上の風力発電の立地戦略を立て、更に電力需要の地域的な配分、電力系統整備計画の検討とあわせ、最適な水素生産の規模と立地場所の検討が必要になる。こうした課題に関する議論を国のレベルでも進めることが必要だが、その前提として自然エネルギー電力目標を大幅に強化し、これを実現する電力システムの構築をめざすことが必要である。

第3の論点 グレー水素・ブルー水素を前提とする諸政策の見直し

再構築のために第3に必要なのは、これまで進められてきたグレー水素・ブルー水素を前提とする利用拡大政策の見直しである。具体的には、特に以下の見直しを早急に行うべきである。

(1) LCAに基づくGHG排出基準の設定と省エネルギー法、高度化法での水素の扱いの是正

第3章で見たようにブルー水素であっても、国際的には厳しい排出基準値が設定されつつある。経済産業省は、利用促進の対象とする水素の排出基準の設定を先送りしているが、日本の水素サプライチェーンで流通する水素を利用する材料や製品の脱炭素性能が国際的にも評価されるものにするためには、LCAに基づくGHG排出基準の設定が前提となる。

特に、2022年に改正された省エネルギー法と高度化法の運用において、グレー水素であっても排出削減に貢献するように扱う方針は直ちに変更すべきである。これまでに示したように、製造過程まで含めれば、グレー水素は原料の化石燃料よりも多くのGHGを排出する。グレー水素を用いた火力発電は、現状の火力発電よりも多くのGHGを排出することとなり、その電力を用いて製造された製品は、国際的には、脱炭素性能の低いものと評価されることになる。

水素需要の大きな分野と考えられている鉄鋼生産では、既に需要側から排出ゼロの「グリーンスティール」の利用を求める動きが始まっている⁵¹。水素還元製鉄で作られた鉄鋼であっても、その水素がグレー水素であれば排出ゼロとは見なされない。当然にそのグレーな鉄鋼を車体に使う自動車の脱炭素性能も低く評価されてしまう。

いくら国が国内ルールを作って脱炭素と見なすことにしても、国際的な評価は異なる。企業は二つの基準でのデータ公表が必要になり、またグリーンウォッシュととらえられる恐れもある。

(2)「大規模サプライチェーン構築」政策の見直し

政府は、2030年、2050年に本当に水素が何のために、どの程度必要なのかも不明確なまま、また排出削減効果のない、あるいは削減効果の不明確なグレー水素・ブルー水素を中心に、「大規模サプライチェーン」の構築を進めようとしている。

⁵¹ 例えば RE100 を展開するクライメートグループは、“SteelZero”と呼ぶプロジェクトを開始している。

大規模サプライチェーンの構築は、経済産業省の水素政策の要になっている感がある。例えば、2022年3月に新設された水素政策小委員会の第1回資料では、「今後も水素・アンモニア分野で世界をリードし、国内外の脱炭素化に貢献しつつ、世界の成長市場を獲得するためには、水素・アンモニアの商用サプライチェーンの世界に先駆けた構築とその導入の拡大を図る必要がある」としている。

2050年に向け、一定の量のグリーン水素が本当に必要な用途に向けて使われるであろうことは確かであり、サプライチェーンの整備が必要になること自体は間違いない。しかし、サプライチェーンは、本来、水素の需要量・需要地が定まり、これを効率的に供給するために整備されるものはずだが、経済産業省の戦略では、サプライチェーンの整備自体が自己目的化しているように見える。サプライチェーンを整備する理屈づけとして、とにかく大量の水素需要を想定し、大量の水素需要を作り出すためにグレー水素でも構わないから使えるようにする、という倒錯した論理になっているのではないか。

まずサプライチェーン整備ありき、という経済産業省の戦略は、大きなリスクをはらんでいる。そのひとつは、必要性の低い分野に公的資金を投入してしまうリスクである。こうしたリスクが現実化しているのは、FCVの普及を前提に整備されてきた水素ステーションである。2022年5月の時点で全国では161か所の水素ステーションが整備されている。都道府県別でみると最も多いのは愛知県であるが、その整備計画の検討資料を見ると、必要な設置数、配置は過大な普及目標を前提とし、また主に乗用車の走行パターンを想定して検討している⁵²。また全国で整備されている水素ステーションには、乗用車だけの利用を想定しているものも少なくない。FCVの普及が今後も見込めない中で、主に乗用車の利用を念頭においた水素ステーションへの投資が合理的なものであったのか、疑問は大きい。

実際、水素ステーションの稼働率は低迷し、整備費だけでなく運営費にも多額の公的補助を必要とする状態にある。経済産業省が公表している資料によれば2020年度における運営費補助は25.3億円に達しており、水素ステーション1か所あたり2000万円程度、運営費総額の半分近くが公的補助になっていることがうかがえる⁵³。

サプライチェーンの入り口、水素の供給元についても経済産業省の戦略の前提は揺らいでいる。本報告書で見たように、2020年代においても世界の多くの国で、グリーン水素がブルー水素よりも安価になっていく。2030年以降も見通して最適なサプライチェーン整備を進めるためには、グリーン水素の供給源を対象にする必要がある。グリーン水素の一部分は将来的にも海外から輸入されると考えられるので、海外からの輸入拠点の整備は一定の合理性があるが、国内でのサプライチェーンは国内でのグリーン水素生産拠点の整備と合わせて検討される必要がある。

⁵² 「愛知県水素ステーション整備・配置計画」（2022年8月31日アクセス）<https://www.pref.aichi.jp/site/suiso-fcv/suiso-st-plan.html>

⁵³ 経済産業省「FCV・水素ステーション事業の現状について」（2021年3月18日）

大規模サプライチェーン整備のために、大量の水素需要を作り出し、そのためにはグレー水素でもかまわない、という戦略の最大のリスクは前述した日本が扱う水素、その水素を利用する製品へのレピュテーションリスクである。日本の水素サプライチェーンでは、グレー水素、排出基準のないブルー水素が流通している、という評価が定着してしまえば、日本企業は脱炭素性能が問われる国際市場で不利な立場に立つことになる。

経済産業省の水素戦略は、脱炭素政策というよりも産業政策の色合いを濃くしてきている。脱炭素が新たな社会経済の基本ルールとなる中で、脱炭素政策を産業政策と合わせて推進することは正しい。しかし、脱炭素に反するグレー水素までも推進するような政策は、産業政策としても決して成功しないことを肝に銘ずるべきである。

おわりに

2000年代に入ってから20年余で、欧米先進国を皮切りに世界のエネルギー政策は大きく変化してきた。この変化は2015年のパリ協定成立以降、脱炭素社会への転換に向け加速し、更に今年、ロシアのウクライナ侵略が引き起こしたエネルギー危機の中で、脱化石燃料の加速として、更に勢いを増しつつある。エネルギー転換はもはや欧米先進国のものだけではなく、中国やインドなどの新興国、中東諸国、南米の各国なども巻き込み、本年に入ってから化石燃料重視を続けてきたオーストラリアでも変化が始まった。

2011年に福島第一原子力発電所事故を経験し、また、長年にわたって海外からの化石燃料に依存せざるを得なかった日本は、まさきに自然エネルギーへのエネルギー転換の流れを活かし、脱炭素・脱化石燃料の国際的なリーダーとしての役割を果たすべきであったが、国の政策は古いエネルギー供給体制の維持に固執するものだった。

国の政策の誤りは、この間に同じ先進工業国のドイツが、同じ島国の英国が過去20年間で電力供給に占める自然エネルギーの割合をわずかに数パーセントから40数パーセントへと40ポイントも増加させたのに対し、日本では10%から20%余へ10ポイントしか増やしていないという事実、最も端的にあらわされている。

太陽光発電は日本が生み育てた技術であったのに、いまは国内の供給体制は国際的な劣位に立たされている。風力発電でも先駆的にビジネスに参入した日本企業の努力は、旧態依然の電力システムの中で成長の芽を奪われてしまった。

今日でも、政府の中には日本における自然エネルギーの可能性の大きさを理解できず、化石燃料と原子力発電に固執する勢力が根強い。狭い既得権益をまもろうとする一部の企業の動きがこれを支えている。

いま、水素戦略を根本的に見直さなければ、日本の水素ビジネスも太陽光発電や風力発電がそうであったように成長の可能性を失ってしまう。日本の水素戦略を脱炭素戦略の中にしっかりと位置づけ、「水素なら何でもいい」という誤った概念を正さなければならない。国際的にも評価されるブルー水素についてのGHG排出基準を早急に整備しなければ、国が力を入れる国際サプライチェーンへの信頼を得ることはできない。また、脱炭素化のために本当に必要な用途を明らかにし、自然エネルギー拡大の加速にあわせた国産グリーン水素の供給、更に一定部分の海外からの輸入で必要な需要を満たす体制を構築していく必要がある。

戦略と政策を転換すれば、サプライチェーン整備などで努力を重ねてきた日本企業の実績をいかし、日本が世界のグリーン水素ビジネスで大切な役割を果たすことは可能である。しかし、政策転換に残された時間は多くはない。

(参考資料)

1 水素の種類による色分けと CO₂ 排出

水素は、様々なエネルギー源から各種の手法で製造されており、表 A-1 のように分類されている。利用時の CO₂ 排出がゼロであることから、脱炭素化時代のエネルギーキャリアと期待されるわけだが、製造時も含めると、事情は異なる。自然エネルギー由来のグリーン水素や原子力発電由来のパープル/ピンク水素は CO₂ 排出ゼロとされるが、化石燃料由来のグレー水素はその生産過程において CO₂ が排出され脱炭素化には貢献しない。石炭、褐炭、天然ガスといった原料によってさらにブラック・ブラウン・グレーに区分けされることもある。

化石燃料由来でも、製造時の排出を回収・利用・貯蔵（CCUS）して削減するブルー水素は脱炭素化に貢献できる可能性があるが、排出ゼロにはならない。CCUS が想定どおりの排出量を削減できるかという点でも問題がある。

表 A-1 水素の分類

	分類	原料	製造方法	CO ₂ 排出量	
電気分解	グリーン	水、電力 (再生可能エネルギー由来)	電気分解	最少	
	パープル/ピンク	水、電力 (原子力発電)	電気分解	最少	
化石燃料 由来	ブルー	天然ガス	水蒸気改質 + CO ₂ 分離回収・貯蔵	少	
		石炭	石炭ガス化 + CO ₂ 分離回収・貯蔵	少	
	ターコイズ	天然ガス	熱分解	固体で排出 (炭素)	
	グレー	グレー	天然ガス	水蒸気改質	中
		ブラウン	褐炭	石炭ガス化	大
ブラック		石炭	石炭ガス化	大	

出典) Global Energy Infrastructure "Hydrogen – data telling a story" (2021年3月30日) を基に自然エネルギー財団作成

2 水素のコスト構造

水素の種類ごとに、それぞれの主たる製法による製造時のコスト要素を表 A-2 にまとめた。グリーン水素は、自然エネルギーによる電力を用いて水を電解し水素を製造することから、電解装置のコストと自然エネルギー電力のコストが主要な構成要素だ。一方グレー水素は化石燃料をガスの状態から高温蒸気で処理するため、原材料である化石燃料が主要なコスト要因となる。ブルー水素はグレー水素のコスト要因に加えて CO₂ の分離と貯留コストが必要である。

表 A-2 水素の種類による主なコスト構成要素

	設備費 (CAPEX)	運用維持費 (OPEX)		CO ₂ 回収・ 貯蔵	輸送・貯蔵	その他要因
種類	製造設備	原材料	エネルギー	コスト	輸送等エネルギー、設備	
グリーン	電解装置	水	自然 エネルギー 電力	—	【国内製造】 ・製造地－消費地の輸送（パイプ ライン、タンクローリー移送、船舶） ・短期貯蔵施設 【海外輸入】 ・製造地－輸出港－輸入港－消 費地の輸送（船舶、パイプライン、タ ンクローリー移送等） ・荷揚げ下ろし ・短期貯蔵施設 ・キャリア転換等	・電解装置の 効率 ・設備利用率 ・寿命
グレー (天然ガス)	改質装置	ガス、 水蒸気	電力	オフセット*		・熱効率 ・設備利用率、 ・精製効率
グレー (石炭)	ガス化・ 改質装置	石炭 水蒸気 酸素	電力	オフセット*		
ブルー	上記グレーと同様			CO ₂ 回収、 貯蔵のコスト		CO ₂ 回収率

注) 化石燃料由来の水素で、CCS (CO₂の回収、貯蔵) を行わないものについては、最終的には炭素価格等によるオフセットが必要となる。

出典) IEA The Future of Hydrogen (2019年6月)、一般財団法人エネルギー総合工学研究所 (NEDO) 「エネルギーキャリアの製造、輸送・貯蔵、利用を俯瞰した技術評価・分析」(2019年3月) 18102527-0 を基に自然エネルギー財団作成

また、いずれの場合も、製造地と利用する場所が異なる場合は、水素（製品）や原材料の輸送とその間の貯蔵のコストも必要となる。特に海外から輸送する場合、日本では長距離の海上輸送となるため、液化またはアンモニアなどの水素キャリアへの転換、また積出や荷揚げ、一次貯蔵の必要があり、インフラ整備を含めて大きなコスト要因となる。

3 水素の量の表現について

水素は常温で気体であるため、日本では他の気体燃料のように体積あたりのエネルギーやコスト (kWh/Nm³、円/Nm³) で表現されることが多い。一方、海外では重量あたりのエネルギーやコスト (MJ/kg、\$/kg) で表現されるのが一般的である。ちなみに、Nm³ 当たりのコストを 11.2 倍すれば、kg 当たりの数値に、kg 当たりのコストを 0.09 倍すれば Nm³ 当たりのコストに変換することができる。
例：水素コスト 30 円/Nm³ = 336 円/kg

さらにエネルギー量では、燃焼の際に発生する水蒸気の潜熱を含んだもの（高位発熱量、HHV：Higher Heating Value）と、水蒸気の凝縮潜熱を含まないもの（低位発熱量、LHV：Lower Heating Value）の 2 種類で表現される。

グリーン水素は、水の電気分解で製造されるため、電気をインプットして水素がアウトプットされる。電解効率は、製造される水素のエネルギー量／使用電力量となるが、アウトプットされる水素のエネルギー量としては高位発熱量を用いて表現されることが多い。その表現としては、単位あたりの水素製造に必要なエネルギー量 (kWh/kg、kWh/Nm³) や水素の発熱量との比 (%) で表現される。

また、水素の製造量としては、Nm³/h や kg/h の他に、グリーン水素では MW や GW でも標記されることが多い。これは、グリーン水素の製造には再生可能エネルギーを用いた電力を確保する必要があるため、その電力で水素製造の規模感の把握と比較が容易になるからである。この場合、実際に製造される水素の量は、電力量を電解効率（例えば 4.5kWh/Nm³ など）で除した値となる。これは 1 時間あたりの製造量となるが、年間であれば 8,760 時間と設備稼働率（多くの場合は 40-50%）を乗じた量となる。

表 A-3 水素のエネルギー量

	LHV	HHV
MJ/kg	120.0	141.8
MJ/Nm ³	10.71	12.66
kWh/kg	33.33	39.39
kWh/Nm ³	2.976	3.517

出典) 水谷幸夫「燃焼工学」(2002) をもとに換算

表 A-4 電解装置の能力表示と水素製造量

定格能力 (供給電力)	水素製造量			
	Nm ³ /h	t/h	t/年	万トン/年
2 MW	400	0.036	160	0.02
20 MW	4,000	0.36	1,560	0.16
100 MW	20,000	1.79	7,820	0.78
2 GW	400	35.7	156,400	15.6
20 GW	4,000	357	1,564,300	156.4
100 GW	20,000	1,786	7,821,400	782.1

注) 水素製造量(Nm³/h)は、最大能力時の変換効率を 5.0(kWh/Nm³_HHV)として算出。

注) t/年は、1 年間(8,760 時間)・稼働率 50%の運転を想定した値。

出典) 自然エネルギー財団作成

4 「表 2 水電解装置の主な企業と開発状況」に関する各社公開情報

(各社のウェブサイト最終アクセス日は 2022 年 8 月 30 日)

Thyssenkrupp nucera “Green hydrogen solutions” <https://thyssenkrupp-nucera.com/green-hydrogen-solutions/>

Siemens Energy “Hydrogen for energy” <https://www.siemens-energy.com/global/en/priorities/future-technologies/hydrogen.html#Offerings>
ならびに “Overview of the PEM Silyzer Family” (2020/09/30)

nel “Water electrolyzers / hydrogen generators” <https://nelhydrogen.com/water-electrolyzers-hydrogen-generators/>

McPhy “McPhy: clean hydrogen production and distribution equipment” <https://mcphy.com/en/>

ITM “About | ITM Power” <https://itm-power.com/about-us>

PERIC “PERIC_Enterprise profile-Purification Equipment Research Institute of CSIC”
<http://www.peric718.com/Enterprise-profile/>

LONGi “LONGi-Green Hydrogen Production Equipment”
<https://www.longi.com/en/products/hydrogen/>

Cockerill Jingli “China Hydrogen Generator, Container-Type Hydrogen Generator, Hydrogen Purification Manufacturers, Suppliers, Factory - CJH” <https://www.jinglihydrogen.com/>

John Cockerill “Green hydrogen - John Cockerill” <https://johncockerill.com/en/energy/green-hydrogen/>

旭化成「Aqualyzer | 水素製造アルカリ水電解システム アクアライザー」<https://ak-green-solution.com/#concept> ならびに「旭化成株式会社」<https://www.asahi-kasei.com/jp/>

日立造船「水素発生装置」<https://www.hitachizosen.co.jp/business/field/electrolytic-hydrogen/hydrogen-generator.html>

経済産業省「再エネ等由来の電力を活用した水電解による水素製造」プロジェクトに関する研究開発・社会実装計画
(2021 年 5 月 18 日)

日本の水素戦略の再検討

「水素社会」の幻想を超えて

2022年9月

公益財団法人 自然エネルギー財団

〒105-0001 東京都港区虎ノ門1-10-5 KDX虎ノ門1丁目ビル 11F TEL:03-6866-1020(代表)

info@renewable-ei.org

www.renewable-ei.org