

中国の歴史に照らす水素の未来

新エネルギーグループ

研究主幹 小倉 徹

要約

2018年10月の水素閣僚会議は、国際的な水素への注目度を高め、世界各国での実証など取組みを加速した、意義ある国際会議であったと思われる。多くの国で再生可能エネルギー（以下、再エネ）事業の経済性が達成され、世界各国で再エネ導入が拡大し、エネルギー業界は新たな時代を迎えた。パリ協定に基づく各国の温室効果ガス排出量削減目標の達成のためには、一義的には主に太陽光発電や風力発電の変動再エネの大量導入が必要となるが、既存の電力システムの安定化の課題に直面し、これを解決するものとして水素の役割が改めて見直されている。水素は、長期間貯蔵と長距離輸送を可能とする優位性に因り、電力部門における調整力のみならず、余剰分の輸送を通じて、産業や輸送部門の脱炭素化を達成する役割も期待される。

グリーン水素製造において、水電解の電源となる再エネや製造設備のコストの更なる低下が必要である。国際再生可能エネルギー機関 IRENA は、太陽光発電の均等化発電原価 LCOE (Levelized Cost Of Electricity) の世界平均値は、2020年に4.8米²/kWh¹を達成すると予測するが、水素製造の事業経済性の観点では、条件にも因るが3米²/kWh以下が必要との分析もある。水電解装置の稼働率の平準化も必要であり、太陽光発電と風力発電を組み合わせた電源なども望まれる。輸送も考慮すると、経済性を達成するバリューチェーン構築も必要である。グリーン水素の流通には、大幅なコスト低下を主とした課題は残る。従って、当面は工業副生水素やブルー水素などの既存からの利用拡大が現実的であると思われ、二酸化炭素の回収・有効利用・貯留 (CCUS) の技術確立も重要である。

再エネの大幅なコスト低下を達成したのは、太陽光 PV モジュールの世界マーケットシェアの約7割を占めるなど、再エネ市場で躍進する中国である。太陽光発電の LCOE の世界平均値は、過去8年間で約1/4となるなど常識を覆した。この背景には、膨大な国内エネルギー需給規模を有すること、産業育成に重点を置いた政策であること、トップダウンによる急な変化へ対応可能な体制が整っていること、地方自治体間の競争を促す市場が形成されていること、など中国固有の要素が挙げられる。水素の実証は、日本や欧州が先行しているが、実現すれば膨大な国際市場であり、中国の活発な最近の動向は、要注視である。

中国は、製鉄所や苛性ソーダなどの化学プラント含む産業プラントが多く、工業副生水素を活用した実証を行っている点が特徴である。プラントは東南沿岸に立地し、大都市に

¹ IRENA レポート “Renewable Power Generation Costs in 2018” 参照

水素供給可能な点も優位である。水素普及の初期段階は、単位重量当たりのエネルギー密度がガソリンの約3倍、リチウム電池の約130倍である水素の特性を活かし、大型バスやトラックの重量型車両の燃料電池車の開発に注力している。決められた長距離ルートを往復し、充填も3分程度と短時間であり、水素供給を効率的に行い、チェーン全体のコストを抑制する意図もあり、政府の支援や補助金交付も手厚い。中国政府は、2025年までの大規模の実証完了、2025年以降の商用化を目標に掲げ、産業育成に重点を置き、サプライチェーン構築も推進している。昨今の、トヨタと北京汽車との燃料電池車での提携などは、中国のマイルストーン達成の実現性を高めると同時に、技術を有する日本企業が、膨大な中国国内市場で実績を積みながら、国際的商圈の拡大を図る可能性を有している。

日本国内の再エネコストは現状高いため、水素の地産地消は成立蓋然性が低く、石油ガスと同様に輸入を前提に考えなければならない。輸入においては、水素キャリア、船舶輸送、受入基地、貯蔵など新規のインフラ投資や、規制緩和も必要である。技術開発への傾倒でなく、産業育成の観点での政府施策や支援も必要である。国土が狭く、大都市に人口が過度に集中し、日本国内での実証には限界があることから、諸外国と連携した取り組みも課題である。エネルギーセキュリティの観点から調達先の多様化が重要であり、外交面から、より多くの国々との協議や交渉も必要である。

残念ながら、日本の再エネ産業は現状縮小傾向と見受けられる。本稿では、水素や燃料電池の新エネルギー分野において技術力でリードする我が国で、政府の強力なリーダーシップにより産業サプライチェーンが構築され、自ら市場を開拓する土壌が創成され、サステイナブル産業が育成されることを展望し、我が国の水素・燃料電池への政策提言を行う。

はじめに

2015年12月のパリ協定に基づく気候変動抑制に関する目標達成に向け、世界各国で脱炭素化が進行している。特に欧州は先進的であり、電力部門に加え産業や輸送部門における脱炭素化を目指し、様々な取組みが行われている。中でも注目されているのが水素である。長期間貯蔵及び長距離輸送が可能な水素は、CCUSを活用することで化石燃料からの大量製造が可能であると同時に、変動再エネの余剰電力による水電解を通じて製造することで、電力部門での調整力ともなる。また、液化などにより国際流通を可能とする。発電部門のみならず産業部門及び輸送部門の化石燃料を代替することで、脱炭素社会実現に貢献するポテンシャルは高い。

課題は、水素のサプライチェーン全体の事業経済性である。商業化には、技術革新による大幅なコスト削減、規制緩和、設備等の国際標準化、新規産業構築、炭素税やクレジットによる水素の環境価値創出などが必要である。実現による市場規模は膨大であり、投資家に魅力的な基盤整備と市場設計が求められる。グリーン水素の経済性確立には時間を要し、当面は工業副生水素やブルー水素など既存供給源の利用拡大が現実的であると思わ

れ、CCUS の技術確立も重要である。

今年に入り、中国の水素への取り組みが顕著であると見受けられる。変動再エネ同様、国内エネルギー需給規模が膨大な自国で、段階的且つ戦略的に実証を進め、2025 年以降の大規模商用化を目標としている。トップダウンによる実行力、競争が働く市場などの中国固有の要素は、次世代の水素・燃料電池分野においても再び常識を覆す可能性がある。2022 年冬季の北京オリンピックは、中国の気候変動対策を世界にアピールする機会でもある。

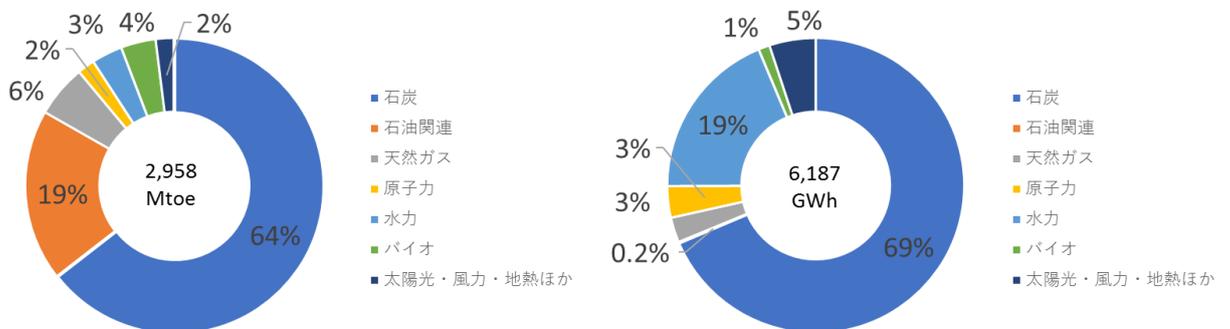
本稿では、中国の再エネ開発・導入拡大の歴史に準えて、中国の水素に対する現状取り組みや政策をベースに、今後の中国の水素戦略を展望することで、我が国の水素エネルギー政策への提言を行う。

1 中国のエネルギー事情

1.1 エネルギー構成

2016 年の中国における一次エネルギー供給量及び発電量の構成を図 1.1 に示す。非化石燃料（再エネ+原子力）の割合は、一次エネルギー及び発電量構成において各々約 11%、約 28%であり、石炭を主とした化石燃料への依存度が高い。

図 1.1: 一次エネルギー供給量構成 (左) 及び発電量構成 (右)



出典：IEA の World Energy Statistics and Balances 2018 をもとに筆者作成

1.2 CO2 排出量

2015 年の主要各国・地域別の CO2 排出量を表 1.2 に示す。中国の CO2 排出量は世界全体の約 3 割、アジア地域の過半を占める。部門別では、電力・熱部門が約半分、産業部門が 3 割を占める。

表 1.2: 主要各国・地域別の CO2 排出量 (2015 年)

各地域・国別のCO2排出量 (2015年)										
	合計数量	電力・熱		産業		輸送		その他		
		比率	排出量 Co2-Mt	比率	排出量 Co2-Mt	比率	排出量 Co2-Mt	比率	排出量 Co2-Mt	
世界	32,294	42%	13,541	19%	6,066	24%	7,738	15%	4,950	
主要国別	中国	9,085	49%	4,423	31%	2,776	9%	844	11%	1,041
	米国	4,998	40%	1,984	9%	431	35%	1,752	17%	830
	日本	1,142	49%	560	18%	204	18%	208	15%	170
	韓国	586	52%	306	14%	81	17%	97	18%	103
	ドイツ	730	44%	323	13%	94	22%	158	21%	155
	英国	390	32%	123	10%	37	30%	118	29%	112
	フランス	290	11%	33	14%	41	42%	122	33%	95
	スペイン	247	33%	81	12%	29	35%	86	21%	51
大陸別	アジア	17,259	47%	8,149	26%	4,434	14%	2,394	13%	2,281
	アフリカ	1,140	42%	484	13%	143	27%	314	17%	200
	アメリカズ	7,203	35%	2,544	11%	789	35%	2,523	19%	1,347
	ヨーロッパ	5,080	43%	2,160	13%	649	24%	1,208	21%	1,063
	オセアニア	425	48%	203	12%	50	27%	113	14%	59

出典：IEA の CO2 Highlight のデータをもとに筆者作成

1.3 小括

後述のとおり、中国国内の太陽光発電・風力発電の設備容量は各々563GW・480GW(2018年)と伸びているが、依然として石炭を主とした化石エネルギーへの依存体質である。脱炭素化には、電力部門における継続した変動再エネ導入の拡大と並行し、産業部門や輸送部門での脱炭素化が必要である。輸送部門においては、電気自動車の普及が進み、中国国内の2018年の販売台数は約108万台²に達し、世界の電気自動車販売市場の58%、自動車販売市場の4.3%を占める最大市場となっている。しかしながら、充電する電力は化石燃料が主であるため、ライフサイクルで考えた場合、脱炭素化における根本的な解決になっているか否かの懸念はある。

2 再エネ(太陽光発電)における中国の動向

2.1 太陽光発電の設備容量(世界・中国)及び中国企業のマーケットシェアの推移

太陽光発電における世界・中国の設備容量と中国企業のグローバルマーケットシェアの推移を図2.1に示す。世界の太陽光発電設備容量(縦棒青色)は、2008年以降増加し始め、2011-14年は一旦停滞したものの、2015年以降に急増している。

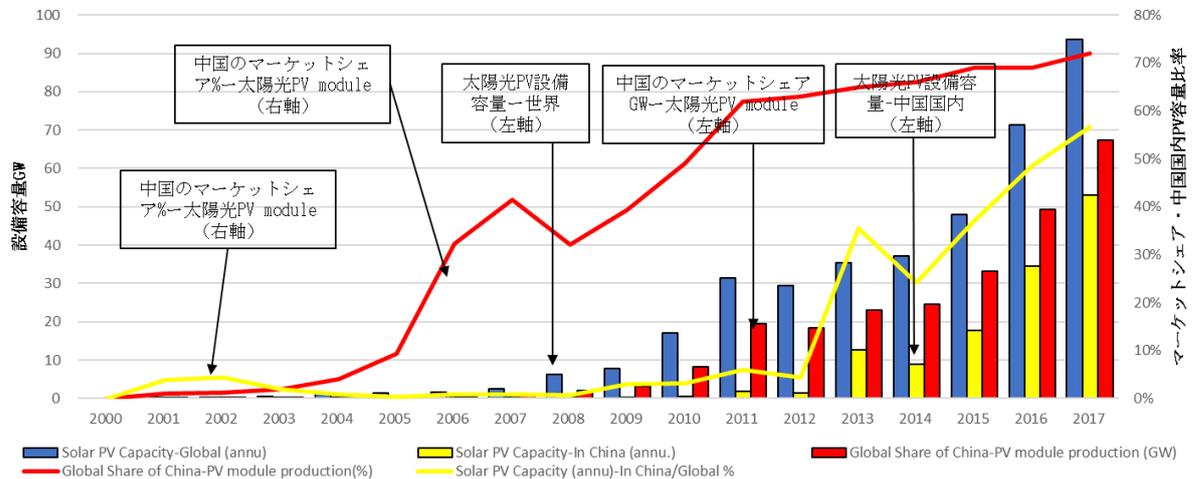
中国国内の太陽光発電設備容量(縦棒黄色)は、2008年以降増加し始め、2013年に急増し、2014年は一旦下落するが、2015年以降再び急増する。世界全体の導入容量(2017年単年度)の約55%が中国国内市場(折線黄色)であり、累積では約36%を占める。

中国PVモジュールのグローバルマーケットシェア(折線赤色)は2002年から漸増し、

² Global EV Outlook 2019, IEA 参照。BEV と PHEV の販売台数。

2005 年以降急増し、2008 年に一旦下落するが、2009-11 年に再び急増し、以降も増加傾向を示す。2017 年末時点でマーケットシェアの約 7 割を中国企業が占める。

図 2.1 太陽光発電：設備容量（世界・中国）と中国マーケットシェア推移（2000-17）



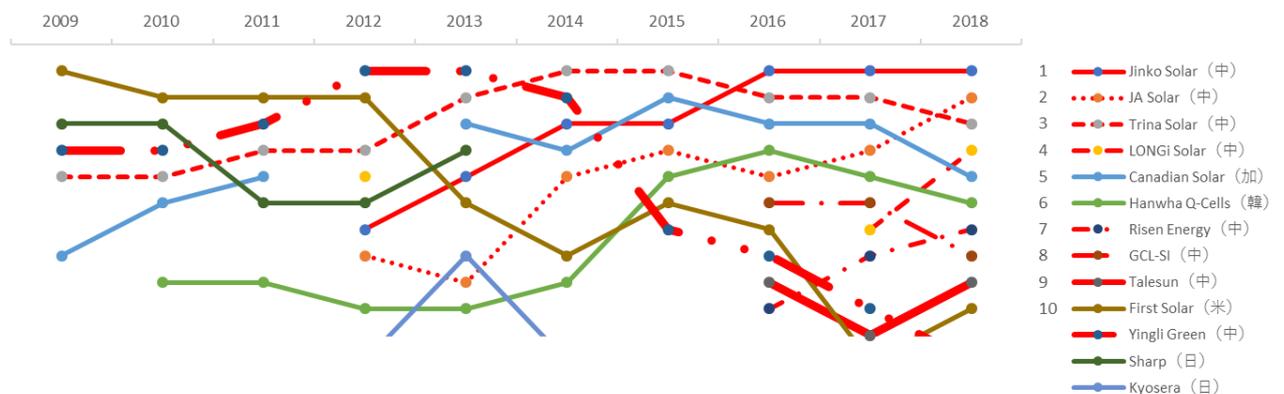
出典：IRENA の Renewables Electricity Capacity and Generation Statistics, April 2019 のデータ及び IEA-PVPS の Trend Report のデータをもとに筆者作成

中国は、海外マーケットへの PV モジュール輸出を先行し、2008 年以降に国内マーケットを徐々に広げ 2013 年以降に本格的に拡大し、2015 年以降に急増しているのが特徴である。

2.2 太陽光 PV メーカーの世界シェアランキングと研究開発費用の推移

図 2.2 に太陽光 PV メーカーの国際シェアランキング上位 10 社の変遷、図 2.3 に研究開発費（R&D 費）の推移を示す。

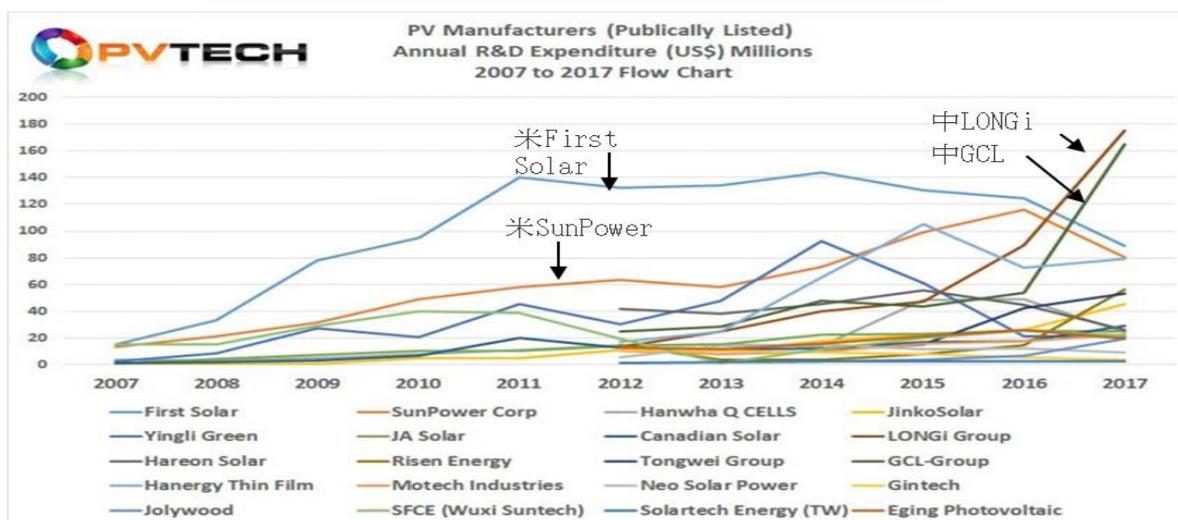
図 2.2 太陽光 PV メーカーのシェアランキング推移-上位 10 社（2009-18）



出典：IHS Research（2013年まで）、PV-Techのウェブサイト（2014年以降）をもとに筆者作成

シェアランキングは、2018年末時点では上位10社中7社が中国企業であり、中国企業のシェアは継続して上昇傾向である。他方、カナダ・韓国企業はシェア下落傾向である。

図 2.3 太陽光 PV メーカーの研究開発費の推移 (2007-17)



出典：PV-Techのウェブサイトから引用

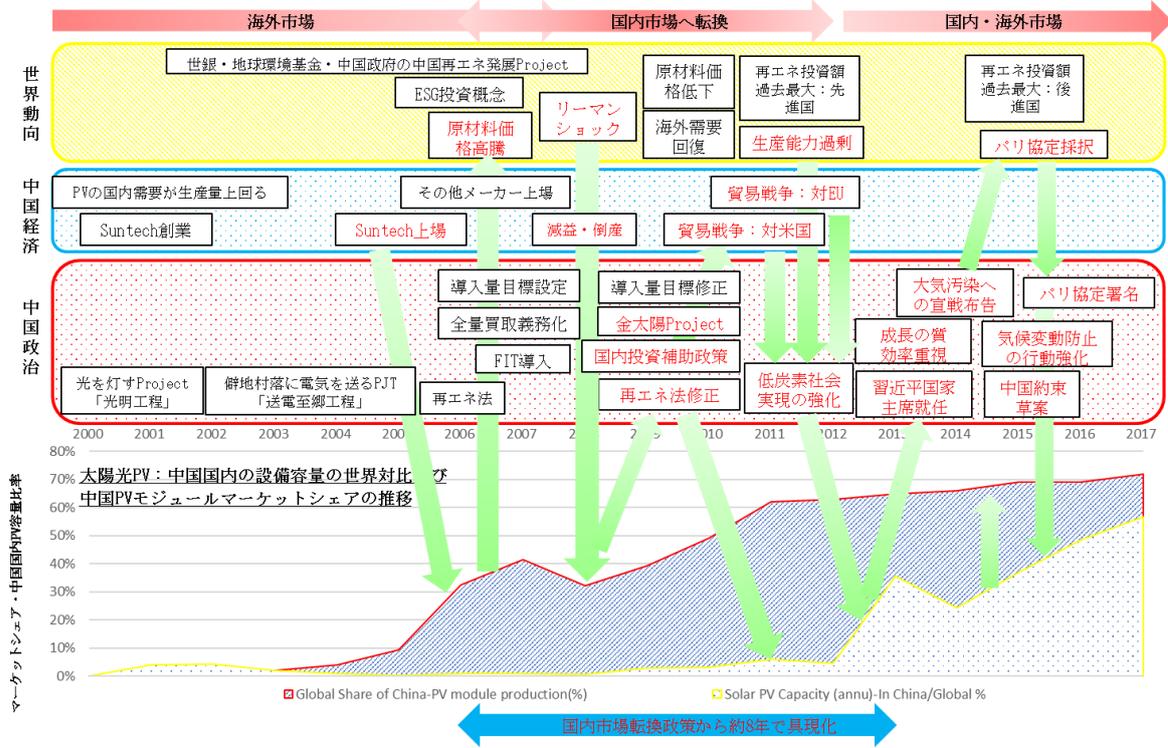
中国企業の R&D 費用投資額は、初期段階では控えめであったが、近年は LONGi 社や GCL グループ社の研究開発が活発と見られる。米国企業（First Solar 社）は R&D 投資が活発であるが、必ずしもシェア拡大に繋がっていない模様である。中国企業は、まず産業育成やコスト競争力を最優先し製造販売に重点を置き、2013 年以降と近年に研究開発に注力し始めた点が特徴である。

2.3 再エネに関する変遷

中国における再エネ関連の制度や企業動向に関して、主要なものを以下及び図 2.4 に時系列で示す。

- 中国は、1958 年に太陽電池に対する研究に着手し、1971 年に人工衛星「東方紅二号」に使用し、1973 年に陸上での応用を開始した。太陽電池はコスト高であったため、当初は海外市場での普及戦略であった。
- 2002-05 年、政府主導の「送電到郷」事業に伴い、独立型の小規模な太陽光発電システムが本格的に普及。
- 2005 年、Suntech 社がニューヨーク株式市場上場、その他中国メーカーも相次ぎ上場し、更なるマーケット拡大を標榜。

図 2.4 中国の太陽光発電関連の定量の推移と主要な影響因子



出典：関連資料をもとに筆者作成

- ・ 2006年、政府は「再生可能エネルギー法」を採択。開発普及の障害であった電力価格問題についての法的整備を実施。
- ・ 2007年、国家発展改革委員会らは「再生可能エネルギー発電価格および費用分担管理試行方法」と「再生可能エネルギー発電価格付加収入配分の暫時施行方法」を発表。再エネの固定価格買取制度を確立。送電企業に対し、規定の買取価格で再エネ発電を全量買取ることを義務付けた。
- ・ 2007年、政府は「再生可能エネルギー中長期発展計画」を発表。太陽光発電導入量の目標設定（300MW（2010年）、1.8GW（2020年））。
- ・ 2008年の金融危機、それに伴う欧州での再エネ市場の縮小により、中国の太陽光PV産業が影響を受けた。政府は、海外市場依存のリスクを低減し、産業保護・育成と国際的な競争力強化などを目的に、国内市場への転換を図る。
- ・ 2009年、「再生可能エネルギー法」の修正案可決（2006年初版）における“再エネ電力の全量買取保証、および送電会社の再エネ電力の購入義務の強化”。
- ・ 2009年、「建物における太陽光発電に対する補助金制度の導入」及び「金太陽」プログラムにおける、太陽光発電事業の初期投資に対する、中央政府による資金補助政策発表。
- ・ 2009年、全人代常務委員会で低炭素社会を目指す戦略決定、2010年に「自主行動

目標」を国連へ提出。

- 2011年に米国、2012年にEU、との太陽光PVにかかる貿易戦争（ダンピング）により、政府は国内市場の拡大に本格的に取組み開始した。
- 2013年、政府は「経済規模や成長率重視」から「成長の質と効率重視」に転換。品質向上のため、技術研究開発を強化。
- 2014年、政府は国民へ「大気汚染の宣戦布告」、国際社会へ「CO2総排出量の早期ピークアウト」を公約
- 2015年、中国約束草案（INDC）を国連に提出。気候変動防止行動の強化を図る
- 2016年、中国が「パリ協定」署名

以上が主な政策動向であり、産業保護政策に基づく短期間での回復を可能とした中国固有の要素について以下に整理する。

① 競争が働く市場環境

中央政府は各地方政府に指令（ノルマ）を出し、ノルマ達成できない地方政府に対し罰則を課す（ブラックリスト）制度を導入している。中央政府からの義務化された再エネ買取量に基づき、地方政府は各地方の電力卸売事業者にもノルマを課す。中国では、非化石証書売買や地域を跨ぐ電力売買など制度設計が整備されており、電力卸売事業者は、割り当てられた再エネ電力量を経済的に購入する努力を行う（未達成の場合は、非化石証書購入）。従って、電力卸売事業者間や発電事業者間での競争が促進され、コスト競争力のある再エネ電源が達成される市場環境が形成される。

② 競争が働く人事評価制度

地方政府の首長は、中央政府から派遣される。地方政府での勤務期間内の実績が、首長が中央政府に戻った場合の処遇に影響する人事評価制度を導入し、首長のノルマ達成のモチベーションを高め、地方都市間での競争も促進される環境が整備されている。

2.4 小括

中国の再エネ変遷は、次の3つの時期に大別される：①海外市場（～2008年）、②国内市場への転換時期（2006～12年）、③国内及び海外市場（2013年～）。

2005年以降の再エネの海外市場拡大に伴い原料価格が高騰し、原料を輸入依存していた中国企業の財務状況は悪化した。加えて、2008年の金融危機による再エネの海外市場縮小が追い討ちをかけた。この状況に対し中国政府は、計画が不十分な企業への参入条件を厳格化し、指導強化する方針を決定した。同時に、産業保護育成を重視し、国内市場形成の政策を発表した。2011-12年の米国・欧州との間の貿易戦争により市場を

奪われた中国は、2013年に本格的な国内市場の拡大に舵を切り、国内設備容量は急増した。2006-2013年の約8年間で国内市場形成しており、これは別添の参考資料に記載のとおり、世界の再エネ設備容量の増加率が高い時期（2008-12年）と重なっている。つまり、中国の国内市場転換政策が、大幅なコスト低下を興し、世界の再エネ拡大に繋がったと考えられる。短期間で見事に“ピンチ”を“チャンス”に変えることが出来たのは、前述の中国固有の要素によるものと分析する。

3 中国の水素への取組み

中国は、再エネ分野において世界の座を築いた。2014年に中国政府は国民へ「大気汚染の宣戦布告」、国際社会へ「CO2総排出量の早期ピークアウト」を公約し、2015年に中国約束草案（INDC）を国連に提出し、2016年には「パリ協定」署名するなど、気候変動対策の強化を図っている。再エネ導入拡大により電力部門の脱炭素化を推進するが、前述のとおり、産業部門や輸送部門における脱炭素化も焦点が当たっている。

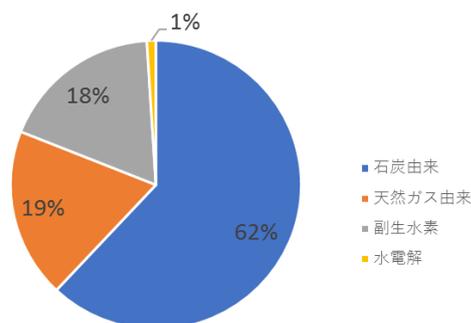
欧州では、電源構成における変動再エネ比率の上昇に伴い、電力系統の安定化の課題を解決する役割として水素に着目し、様々な実証を行っている。長期間保存、長距離輸送が可能な水素は、産業部門や輸送部門における脱炭素化の役割も期待され、実現した場合の国際市場規模は膨大である。

中国は、脱炭素化への対応のみならず、産業育成及び将来の国際市場獲得も狙い、昨今、水素・燃料電池への取組みを強化していると見受けられる。以降に、中国の取組みを纏める。

3.1 水素需給の現状

2019年6月に中国水素および燃料電池産業戦略イノベーション連盟が発表した中国初の「水素と燃料電池の産業白書」（産業白書）によると、2018年の中国国内の水素生産量は約2,100万トン/年であり、日本の生産量（約140万トン/年）の15倍相当の規模である。

図 3.1 中国における水素製造構成（2018）



出典：産業白書などのデータに基づき筆者作成

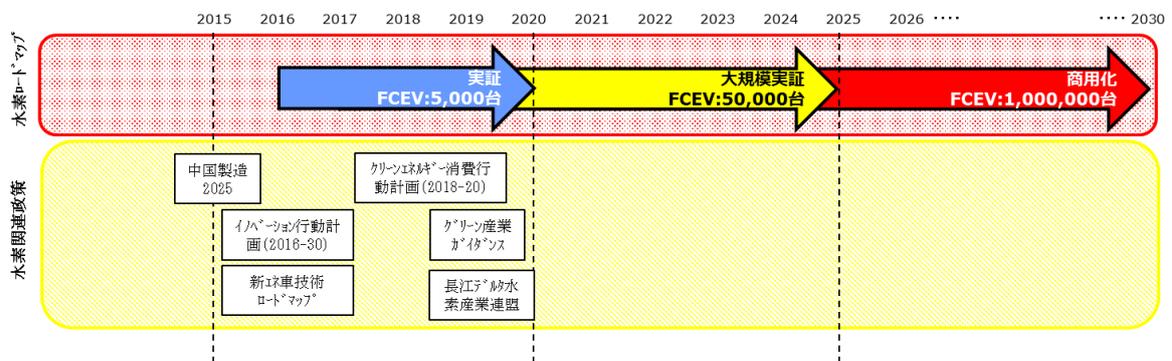
用途は、石油精製における脱硫とアンモニア生成が主であり、図3.1に示すとおり、水素の供給源は化石燃料由来（石炭、天然ガス）が約8割を占める。

気候変動対策の強化を図る中国の、水素や燃料電池への政策や取組みを以下に纏める。

3.2 関連政策

中央政府が発表した水素、燃料電池、燃料電池自動車に関連する主要な政策を時系列に纏める。

図 3.2 主要な政策とロードマップの概略図



出典：「省エネルギー・新エネルギー車技術ロードマップ」及び水素関連の政策に基づき筆者作成

- 2015年5月、国務院は「中国製造2025」を発表。水素・燃料電池含む、先端技術向上に向けた10年目標を発表。
- 2016年3月、国家発展改革委員会（NDRC）は、「エネルギー技術革命におけるイノベーション行動計画（2016-30）」を発表。水素・燃料電池については、2020年までに小規模な実証の完了と大規模化・普及の準備を行い、2025年までに大規模な実証を完了させ、2025年以降の商用化の方針を示す。
- 同年10月、「中国製造2025」に基づき、中国汽车工程学会は、「省エネルギー・新エネルギー車³技術ロードマップ」を発表。短・中・長期計画を盛り込み、以下を含む定量目標を掲げる。モビリティ分野における段階的な開発であり、初期段階は、重量型自動車であり走行距離・ルートが一定のバス・トラックからFCEV化を図り、中長期的に乗用車市場へ拡大する方針を示す。

³ 中国で定義される新エネルギー車とは、燃料電池自動車（Fuel Cell Electric Vehicle, FCEV）、電気自動車（Battery Electric Vehicle, BEV）、プラグインハイブリッド車（Plug-in Hybrid Electric Vehicle, PHEV）を指す。

① FCEV 目標台数：5,000 (2020年) /50,000 (2025) /1,000,000 (2030)

② 水素 ST 設置箇所：100 (2020年) /300 (2025) /1,000 (2030)

新エネルギー車への補助金交付は 2009 年から行われている。2018 年の補助金上限は、FCEV (バス・トラックが対象) 50 万元/台、BEV18 万元/台、PHEV10 万元/台。BEV は、普及の目処がたったことから、補助金交付を 2020 年で終了し、その分を水素実証などへ充填することを決定。尚、中型 FC バスの販売価格は、現時点約 300 万元/台。

- ・ 2017 年 4 月：NDRC、産業情報技術省、科学技術省の合同で「自動車産業の中長期開発計画」を発表。FCEV などの技術ロードマップを作成し、産業界での共同開発による自主的なイノベーションを促す方針を示す。
- ・ 2018 年 10 月：NDRC と国家エネルギー庁は、「クリーンエネルギー消費行動計画 (2018-20)」発表。再エネの余剰電力を水素エネルギーなどに転換し、再エネの効率的な利用を促進する方針を示す。
- ・ 2019 年 2 月：NDRC、産業情報技術省、天然資源省、生態環境省、住宅都市農村建設省、中華人民銀行、国家エネルギー庁が共同で、「グリーン産業ガイダンス」を発行。省エネ・環境保全・クリーンエネルギー産業を統合し、水素エネルギー活用などによる、交通・ガスインフラ、ネットワーク構築のためのガイドラインを示す。
- ・ 同年 6 月、「長江デルタ水素エネルギーと燃料電池産業イノベーション発展白書」(発展白書) が公表され、「長江デルタ水素基礎施設産業連盟」の設立が発表された。産業連盟は、長江デルタ水素エネルギー産業の一体的発展を推進する実施主体である。尚、産業連盟は、上海石化、電能集団、新奥燃気、国金証券、上海市發展改革研究院など、水素産業サプライチェーン企業、研究開発および金融関係企業の 30 社余りで構成される。

3.3 地方自治体の動向

前述のとおり、中央政府の政策に基づき、地方自治体が独自に政策や実証を進めるのが中国の特徴である。水素・燃料電池においても、2018 年に地方自治体が水素・燃料電池に関する政策・プログラム発表し、各都市で実証を開始した。2019 年 1 月時点での地方自治体の主な動向を以下に示す。

- ・ 2018 年 6 月：河北省張家口市で FC バス 49 台が稼働開始
- ・ 2018 年 7 月：広東省仏山市などで FC トラック 25 台の試運転完了
- ・ 2018 年 8 月：上海エリアで FC トラック 500 台が準実用化(目標導入台数 1,000 台)
- ・ 2018 年 10 月：河北省張家口市で FC バス 25 台納入
- ・ 2018 年 12 月：広東省仏山市で FC バス 70 台稼働、河南省で FC バス 20 台納入、山西省で FC バス 40 台納入
- ・ 2019 年 1 月：山西省大東市で FC バス 40 台納入

以前から水素に取り組む広東省仏山市や江蘇省張家口市は、水素産業の発展計画書の内容が詳細であり、また大都市の上海市は他に比して大規模である。

3.4 中国国内の水素供給源ポテンシャル

表 3.4.1 に示すとおり、水素の供給源は、初期段階は化石燃料由来と工業副生水素とし、長期的に再エネ由来にシフトしていく方針である。後述のとおり、現状石炭由来の水素が最も安価であり、再エネ由来の水素製造は商用レベルに達していない。また産業白書によると、中国は世界最大の水素大国であり、製鉄所、石油精製所、アンモニア工場用途など工業による水素の生産能力は現状 2,500 万トン⁴を有し、うち 3 割以上が工業副生水素として利用可能であると報告されている。尚、日本の工業副生水素の生産能力は約 90 万トンであり、殆どがプラント内で自家消費され、外販されているのは 1%未満である。

水素需要は、2030 年・2050 年で各々 3,500 万トン・6,000 万トンに達し、2050 年には、モビリティ分野で約 2,500 万トンの水素が利用され（FC 乗用車 2.9 億台、FC バス 650 万台、FC 大型トラック 270 万台の年間燃料消費相当⁴）、約 8,400 万トンの石油が削減でき、7 億トンの CO₂ の削減効果を見込んでいる。尚、表 1.2 に示すとおり、2015 年の中国の輸送部門の CO₂ 排出量は 8.4 億トンであり、燃費向上などにより脱炭素化のシナリオが描かれている。

発展白書によると、長江デルタ地域（上海市、江蘇省、浙江省）は工業副生水素の生産量が中国トップであり、水素関連企業の層が比較的厚く、また、水素エネルギー産業における特許数が中国内で最も多いと報告されている。

表 3.4.1：水素の需要量と供給源の長期見通し

供給源	2030年		2050年	
	数量万トン	比率%	数量万トン	比率%
化石燃料由来	2,300	66%	1,200	20%
副生水素	1,100	30%	0	0%
再エネ由来	100	3%	4,200	70%
その他	0	0%	600	10%
合計	3,500		6,000	

出典：産業白書などのデータに基づき筆者作成

中国は、多量な工業副生水素が発生する環境を利用し、安価な余剰水素をもとにステ

⁴ FC バスの水素消費量は乗用車 45 台相当。経済産業省“水素社会実現に向けた戦略の方向性（平成 29 年 9 月 22 日）”の資料 1 参照。これに基づき、1 台あたりの年間水素使用量を FC 乗用車 86kg、FC バス 3,850kg、FC 大型トラック 9,192kg と仮定した。

ーションの実証を進めている。化学工場は東南沿岸部に位置し、運搬範囲を半径 300km とすると、上海など大都市の FCEV の需要を満たすことも可能であり、地理的優位性がある点が特徴である。

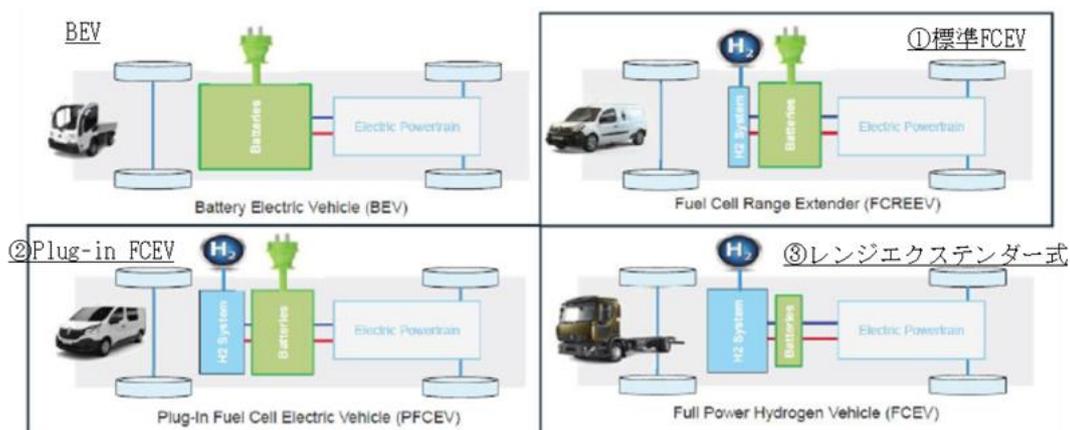
また、再エネの余剰電力により水素を製造したと仮定すると 185 万トン程度の水素製造ポテンシャルがある（水力・風力・太陽光発電における 2018 年の余剰電力量は各々、691 億 kWh・277 億 kWh・55 億 kWh⁵。水電解装置（5kWh/Nm³）を稼働させ製造したと仮定）。実証では、NDRC と河北省による張家口水素エネルギー実証区における風力発電を利用した水素製造施設が、2020 年完工を目指し建設中である。2022 年冬季の北京オリンピック開催において、中国の気候変動対策への取組みを世界にアピールするフラッグシップとして政府も注力している模様である。

3.5 燃料電池車（FCEV）

中国は、水素の取組みにおいて燃料電池車の開発・普及から着手している。IEA の「Global EV Outlook 2019」のレポートによると、世界の新エネルギー車（NEV）の保有台数は約 500 万台（2018 年）に達し、うち中国は 45%を占め前年度比 2 倍弱に成長し、2016 年以降世界シェアトップを維持しており、政府は、2020 年中に BEV への補助金交付を終了し、水素実証などに充填することを決定した。

中国は、FCEV の段階的な開発として、BEV を活かしたレンジエクステンダー式 FCEV から着手している点が特徴である。BEV に搭載する燃料電池は、バッテリーへの充電用途であり、ミライなどの標準 FCEV とは異なる。FCEV のタイプは以下のとおりである。

図 3.4.2 車両タイプ別の模式図



出典: Hydrogen: premium electrofuel & building block for all electrofuels, IEA Hydrogen -global hub for hydrogen R,D&D, Paul Lucchese, Mary-Rose de Valladares

⁵ China National Energy Administration, February 2019 参照

- ① 標準 FCEV：燃料電池で直接駆動するタイプの燃料電池車、例) トヨタ MIRAI
- ② プラグ・イン式 FCEV：基本的な構造は標準 FCEV と類似だが、外部から電気及び水素の両方が充填可能、例) メルセデスベンツ GLC F-CELL
- ③ レンジ・エクステンダー式 FCEV：電気自動車 (BEV) に燃料電池を加えたタイプ。BEV 同様バッテリーによりモーターを駆動し、燃料電池はバッテリーへの充電用途。バッテリーのサイズは BEV に比べて大きく、燃料電池は小型サイズ (30~50kW)。BEV に比して走行距離を大幅に増大、一回の水素充填で 300~500km 程度走行可能。

BEV に比して、単位重量当たりのエネルギー密度が高い水素は、バスや物流車などの重量型車両の駆動に優位性を持つ。一回あたりの水素の充填時間は約 3 分と短時間であり、且つ決まったルートを往復するため、車両運行スケジュールや燃料充填計画が容易であり、効率的な運営及び全体コストを抑制できることから、バスやトラックでの実証を行っている。

中国国内の FCEV 普及台数は増加傾向であり、2018 年末時点の保有台数は 3,447 台である。2018 年単年度の新車販売台数は 1,527 台であり、内訳は、1,418 台-バス、109 台-トラックである。日本は乗用車が主であり保有台数が約 3,000 台と、台数では既に中国が上回っている。

中国の FCEV の仕様は、水素圧力 10MPa と比較的低圧のため貯蔵量が少なく、経済性が課題である。政府は、FCEV の国内技術は不十分と認識しており、世界レベル達成を目指し、高圧化・高密度化の改善やコスト低下などの研究開発が進行中である。また、水素が危険化学品と規定されている事も水素普及の阻害要因のひとつであり、規制の見直しも検討されている。

3.6 コスト

3.6.1 水素製造コスト

産業白書によると、CCS を含めた石炭由来の水素製造コストは 15.9 元/kg (≒ 21.4 円/Nm³) と推定される。再エネ由来の中では風力発電が最も競争力があり、水電解装置を含めた水素製造コストは 30-40 元/kg (≒ 41-54 円/Nm³) と推定されており、化石由来と再エネ由来の水素製造コストの差は依然大きい。

後述のとおり、水素製造コストの 2 倍が中国の水素ステーションでの販売価格と仮定すると、約 40 円/Nm³ (石炭由来)、80-100 円/Nm³ (再エネ由来) と推定される。尚、日本の水素ステーションでの販売価格は現在 100 円/Nm³ 程度であり、水素・燃料電池戦略ロードマップでは目標価格 (輸入 CIF 価格) を 30 円/Nm³ (2030 年、発電コスト 17 円/kWh 相当)、20 円/Nm³ (将来) に設定している。

新規の石炭ガス化プラントは、原料の多い供給地と大都市が位置する沿岸部が離

れており、且つ大規模化により経済性が確保されている点や、気候変動対策などからも建設が困難な状況である。前述のとおり、今後の水素の需要増に対し、石炭由来の水素と工業副生水素を利用しながら、長期的に再エネ由来の水素製造に転換する方針が裏付けられる。再エネの中でも、前述のとおり既存の水力発電の有効利用は現実的であり、四川省や広東省などでは、地方自治体が、水力発電の余剰電力を水素製造者に安価に供給する優遇制度を取り入れるなど、上流側（電力）でも政府の関与や支援が手厚い点も特徴である。

3.6.2 水素ステーション

中国の水素ステーションは実証段階であり、2019年4月時点において30箇所が稼働中である。計画中の案件も含めると、全国で91箇所（広東省：26箇所、上海：10箇所ほか）の実証が進行中である。水素貯蔵タンクは35MPaが多く、世界で使用されている70MPaに比して低圧であり、FCEVの水素タンクも殆どが低圧式である。

水素普及に積極的な地方自治体のひとつの広東省仏山市は、「仏山市新エネルギーバスの推進・申請・インフラ建設財政補助金管理施策」公表し、水素ステーションへの補助金支給を決定している。表3.6.2に、水素ステーションの標準コストを示す。

表 3.6.2 水素ステーションの標準コスト

型式	水素貯蔵容量 kg	標準コスト 万元
固定型	350kg以上、500未満	1,200
	500kg以上、1,000未満	1,800
	1,000kg以上	2,200
稼働型	200kg以上	800

出典：産業白書のデータなどにに基づき筆者作成

図 3.6.2-1 水素販売価格の構成



出典：各種資料に基づき筆者作成

水素ステーション（固定型、水素貯蔵容量 350-500kg）のコストは、中国は 1,200 万元（≒1.8 億円）であり、日本（約 3.5 億円）の約半分である。

中国国内での実績データに基づいた、水素ステーションでの水素の販売価格構成を図 3.6.2-1 に示す。実績値が限定的であり、今後の実証結果を踏まえ見直しが必要であるが、水素販売価格は、水素製造費用 50%、水素ステーション費用 30%、輸送費用 20%の構成と推定される。

ここにおいても課題は、未成熟な技術・高コスト・規制の未整備である。技術については、国際レベルに達しておらず、特に高圧化（70MPa）への対応が認識されている。コストについては、現状は国内生産能力が不足しており、資機材を輸入に依存（太陽光 PV パネル製造の初期段階におけるシリコン材と同様）しているため建設費用が高く、主要材料の自国内調達や大量生産体制の構築が必要である。規制・制度については、設計基準が不明確であること、審査・承認当局が不明確であること、などが挙げられ、水素が危険化学品と規定されている事が水素普及の障壁のひとつであり、規制の見直しが検討されている。

地方自治体が主導して推進する他方で、エネルギー会社（Sinopec/PetroChina/China Energy など）・化学会社（華昌化工/浦江気体/鳥海化工など）が、自社工場の余剰の工業副生水素を販売する動きは注目に値する。エネルギー会社は、既存のガソリンスタンドに水素や電気の貯蔵・充填設備を増設することで、建設費や運営費を抑制することも可能である。2019年7月、Sinopec は、広東省仏山にステーションを完工した。工業副生水素を利用し、日量 500kg の水素供給能力を備え、ガソリン・電気・水素の各々を供給できる施設である。中国有識者の情報に基づくと、水素販売価格は 20-30 元/kg（27-41 円/Nm³）である。

3.7 小括

2016年3月の中央政府の発表「エネルギー技術革命におけるイノベーション行動計画（2016-30）」において、水素・燃料電池分野につき、2020年までに小型での実証完了及び大規模化・普及の準備、2025年までに大規模での実証完了、2025年以降の商用化を目指すロードマップを掲げた。それに基づき各地方自治体は、財政支援策含む政策を打ち出し、実証事業が進行中である。

中国は、工業副生水素が多く経済優位性があること、産業プラントが大都市近傍の東南沿岸部に立地し地理的優位性がある点の特徴であり、各地方自治体は、工業副生水素を主な供給源とし、水素ステーション実証を行っている。また、エネルギー企業・化学品メーカーなども、自社プラントの副生水素販売及び既存のガソリンスタンドに水素

充填設備を増設するなど、民間企業による自発的な動きは興味深い。日本企業では、2019年4月、中国国内でのFCEV普及に関し、トヨタが北京汽車との提携を発表し、同年7月には北京汽車に加え、第一汽車、蘇州金龍、上海重塑にも燃料電池部品を提供し、燃料電池商用車の展開、中国の水素エネルギー社会の実現に貢献すると発表した。同年5月、フレイン・エナジー（札幌市）社は、中国の家具向け加工機械メーカーである如皋青捷能源科技（江蘇省）と合弁会社を設立し、水素キャリア（メチルシクロヘキサン）の輸送に係る装置を中国で製造・販売することを発表。広東省仏山市のSinopecの水素ステーション建設・運営には、JXTGグループは、2018年10月に水素事業における協業検討に関する覚書を締結しており、技術・ノウハウを有する日本企業が、水素の取組みを加速する中国での協業を通じ、国際的な商圈拡大が期待される。

以上のとおり、水素に積極的な中国は、2025年の商業化を目標とし様々な取組みを実施している。太陽光発電において劇的なコスト低下を達成し、グローバルシェアの7割を占めることに成功した中国は、水素・燃料電池においても同様に、常識を覆すことが可能であるか否か、中国の再エネの歴史を照らし展望する。

4 再エネの歴史に照らす水素の展望

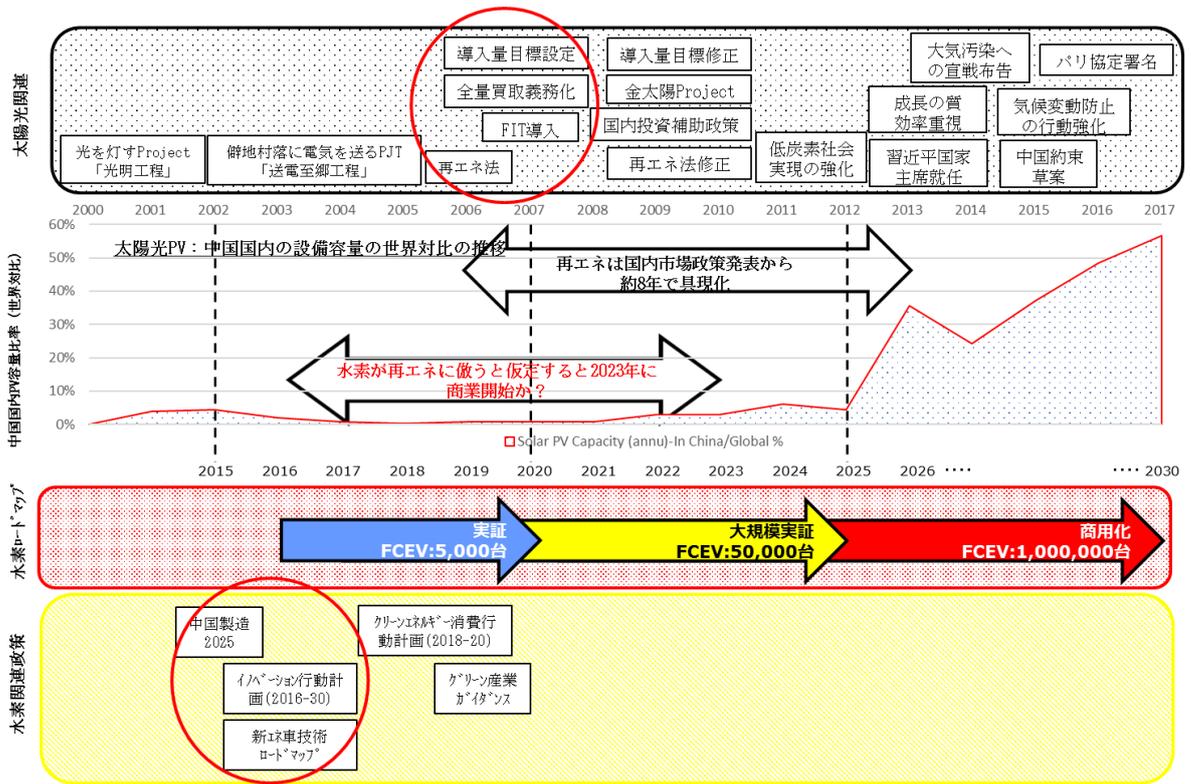
水素・燃料電池分野は、世界各国が技術開発や産業育成、制度見直し検討に取り組むなど、緒に就いた段階である。再エネと水素の開発の難易度が同等であるとは思わないが、再エネの流れにより水素の重要性が改めて認識されたのであり、実現した場合の水素市場規模は膨大である。国内エネルギー需給の規模やリスクアペタイト、前述の中国固有の要素など、新規技術開発において中国は比較優位性を持ち、事実、再エネや電気自動車の国際市場でナンバーワンの座を築いた。当面はFCEV開発に注力しているが、成功すれば燃料電池市場も狙うことが可能である。中国投資家も、次なる膨大な市場を狙っていると思われる。つまり、水素・燃料電池分野において中国が国際市場を牽引すると思われる。

図4に、中国における太陽光発電市場の変遷と水素のロードマップ及び政策を纏める。中国国内の太陽光発電市場は2006-13年に形成されたが、これは2006-09年にかけて様々な政策施行と見直し実行が奏効し、最初の政策発表から約8年で国内市場形成を達成したと分析する。

これに対し水素は、2016-19年かけロードマップによる目標設定や産業育成政策を発表し実行に移している。再エネと同様に約8年で大規模化が達成されると仮定すると、水素では2023年になる。中国政府は、水素の商業開始の目標を2025年に設定しているが、再エネ同様に水素においても、早期にロードマップ目標を達成し、商用化が早

まる可能性はあると思います、2022年冬季の北京オリンピックを控えた中国の今後の動向は注目である。

図4 中国の太陽光発電市場の変遷と水素ロードマップ・政策



出典：各種資料に基づき筆者作成

沿岸部での水素開発が進めば、国内需要向けのみならず海外への水素輸出の可能性も現れる。水素需要家の日本や韓国が、中国から水素（水素キャリア）を輸入する時代が近い将来訪れる可能性もある。日本は、2020年半ばまでの石炭火力発電所におけるアンモニア混焼を検討しており、コスト競争力ある供給源の候補として追求する価値はあると考えられる。

現時点、技術大国の日本は水素関連技術においても世界トップレベルである。再エネ分野においても日本の技術は優れており、普及の初期段階は国際的な評価を得ていたが、現時点は世界上位10社の7社が中国企業である。水素においては、日本の再エネ産業の衰退を繰り返さないよう、政府には、技術開発のみならず、サプライチェーン構築や産業育成も含めた枠組み策定と実行を期待する。また、例えば一帯一路における中国との協働など、国際市場を睨んだ戦略や外交活動も重要である。

日本は、再エネの歴史に学び、水素・燃料電池含む新エネルギーにおいて、国際市場

を永続的に牽引することを期待する。

5 我が国の水素エネルギー政策への提言

以上のとおり、再エネおよび水素の中国の取組みの歴史や現状を整理し、再エネの歴史に準えた今後の水素を展望したが、本研究を通じた気づきに基づき、僭越ながら日本の水素エネルギー政策への提言を以下に纏める。

- ・ 水素含む新エネルギー分野は政策リスクが高く、民間企業は投資に慎重にならざるを得ないため、政府系機関による共同出資や債務保証などの資金面でのリスクテイクが必要。
- ・ 現在実施されている規制緩和を可能な限り加速させ、水素関連設備のコスト低下に導くことや民間企業の参入障壁を減らす環境を整備することが必要。
- ・ 水素関連事業における税制優遇やクレジットなどのインセンティブ付与のメカニズム形成が必要。
- ・ 水素分野の補助金は、技術研究開発に重点が置かれているが、サプライチェーン構築や産業育成を目指したプラットフォーム形成が必要。
- ・ 環境の側面のみならず、日本はエネルギー自給率が低く地政学的リスクに脆弱であるため、再エネ拡大によるエネルギーセキュリティの向上が必要である。再エネ拡大の必要性や、再エネ拡大に必要な水素の役割を明確にしていくことも肝要である。
- ・ 海外からの水素輸入について国際的な協議がなされているが、価格競争や地政学的リスク分散の観点から、より多数の国からの輸入の検討・協議・実証、特に中国との共同開発は検討すべき課題である。
- ・ 将来的な水素社会実現を目標とし、初期段階は化石エネルギー由来の水素を認め、段階的にグリーンやブルーに転換していくコンセンサスが必要と考える。その際、再エネと併せて CCUS が重要となり、カーボンリサイクルなどの技術開発や実証を積極的に進めていくことが必要。

以上

以降に、再エネ及び水素の世界動向の纏めを参考資料として添付する。

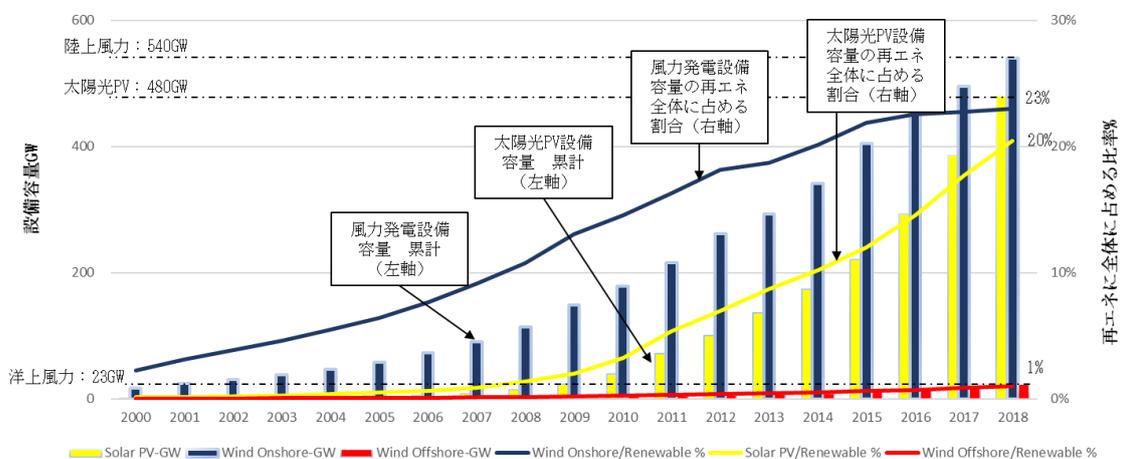
(参考資料)

参考6 変動再エネ（太陽光発電・風力発電）の世界の動向

参考6.1 設備容量・再エネ比率の推移

図6.1に、世界の太陽光発電及び風力発電の設備容量及び再エネに占める比率の推移（2000-18年）を示す。両者ともに増加傾向であり、特に太陽光発電の設備容量は2008年以降から急増している。2018年末の設備容量は、陸上風力が最も多く（540GW）、太陽光（480GW）、洋上風力（23GW）である。

図6.1 太陽光発電・風力発電の設備容量及び再エネに占める比率の推移（2000-18年）



出典：IRENAのRenewables Electricity Capacity and Generation Statistics, April 2019のデータ及びRenewable Power Generation Costs in 2018をもとに筆者作成

再エネ（水力含む）における、太陽光発電・風力発電の占める設備容量の比率は約44%。尚、2010年時点では約18%。

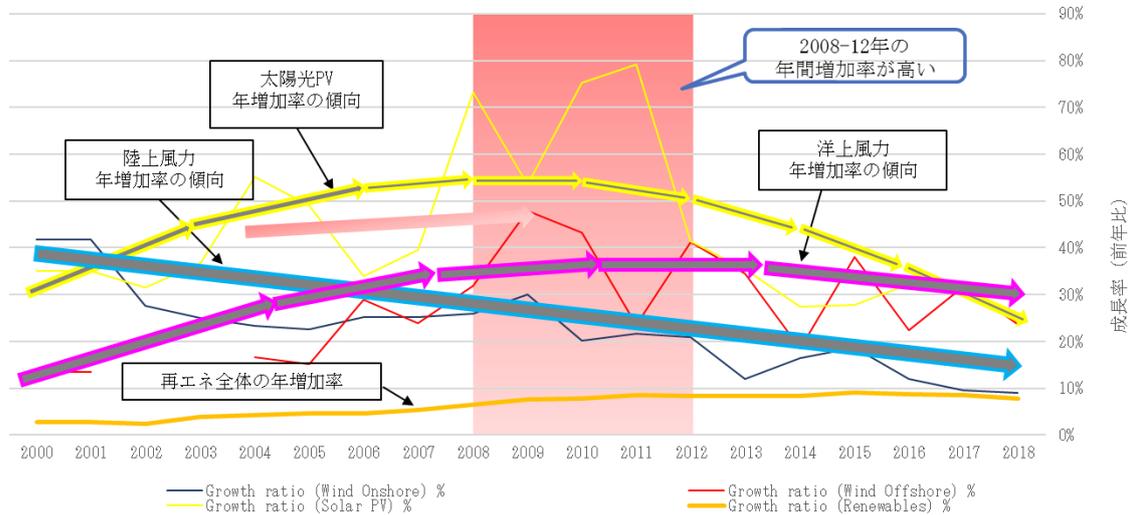
今後は、コスト低下に伴い太陽光発電の継続的な増加が予測され、近い将来に陸上風力の設備容量を超えると予測される。また、洋上風力の市場が拡大傾向であり、設備容量の伸びが見込まれる。

参考6.2 設備容量の増加率（前年比）の推移

図6.2に太陽光発電及び風力発電の設備容量の年増加率（前年比）の推移・傾向（2000-18年）を示す。再エネ全体（水力含む）は、2000-09年は年3-9%、2010年以降は年8-9%で増加している。太陽光・洋上風力発電の両者とも2008-12年の年増加率が高く、他方、陸上風力発電は連続して低下傾向である。2018年末の年増加率は、洋上風力発電が最も高く（約25%）、太陽光発電（約20%）、陸上風力発電（約10%）であり、再エネ全

体は約 10%である。前述も併せ、今後は洋上風力の増加率の上昇が見込まれる。

図 6.2 太陽光発電及び風力発電の設備容量の増加率の推移・傾向 (2000-18年)

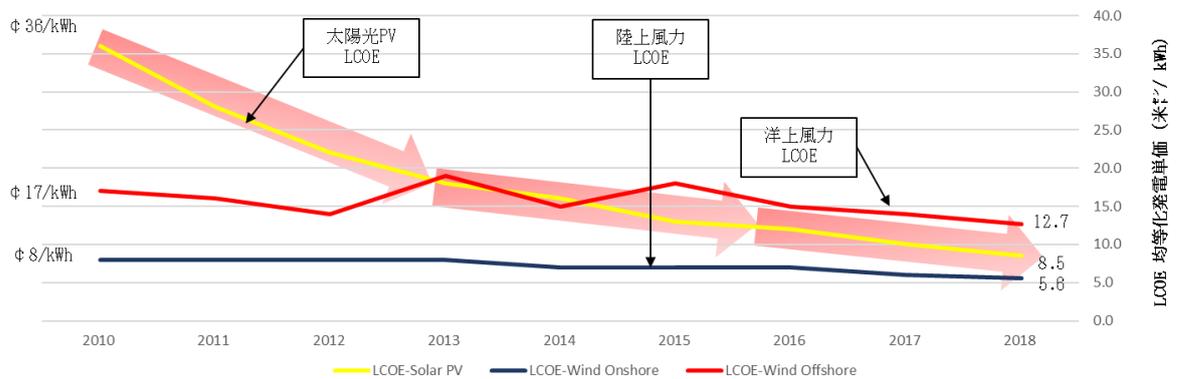


出典：IRENA の Renewables Electricity Capacity and Generation Statistics, April 2019 のデータ及び Renewable Power Generation Costs in 2018 をもとに筆者作成

参考 6.3 コスト (LCOE) 推移

図 6.3 に、太陽光及び風力発電の均等化発電原価の推移 (2010-18年) を示す。

図 6.3 太陽光発電及び風力発電の均等化発電原価 (LCOE) の推移 (2010-18年)



出典：IRENA の Renewables Electricity Capacity and Generation Statistics, April 2019 のデータ及び Renewable Power Generation Costs in 2018 をもとに筆者作成

太陽光・風力発電の LCOE はいずれも 2010 年以降低下傾向であり、太陽光発電のコスト低下率（対 2010 年）が最も高く（▲約 76%）、陸上風力発電（▲約 30%）、洋上風力発電（▲約 25%）である。直近の 2018 年末は、陸上風力発電の電力コストが最も競争力があり（5.6 米^{ドル}/kWh）、太陽光発電（8.5 米^{ドル}/kWh）、洋上風力発電（12.7 米^{ドル}/kWh）である。尚、ドバイ、メキシコ、チリなどの競争入札では、2018 年に、太陽光発電は 2-3 米^{ドル}/kWh を記録している。

IRENA のレポート（Renewable Power Generation Costs in 2018）によると、2022 年に向け LCOE は更に低下し、太陽光発電：4.8 米^{ドル}/kWh（2020 年）【▲87%】、陸上風力発電：4.5 米^{ドル}/kWh（2020）【▲44%】、洋上風力発電：10.8 米^{ドル}/kWh（2022）【▲46%】と予測している。尚、【】内は 2010 年からの低下率を示す。

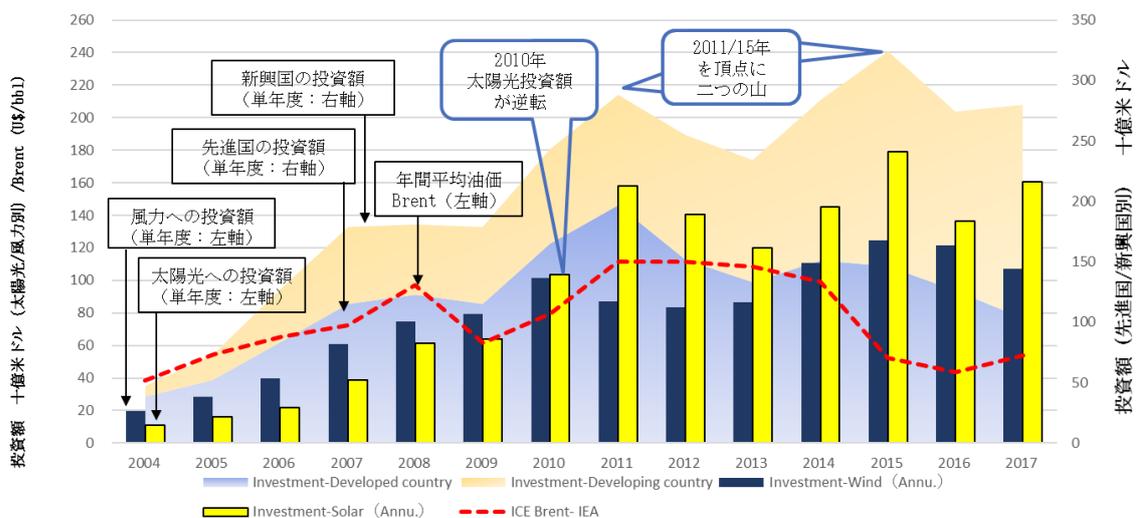
コスト低下の要因は、①調達コストの低下、②計画的な設置（日照条件のより良い場所の選択）、③再エネのファイナンスコスト低下、と分析されている。

参考 6.4 再エネ投資額・油価の推移と相関分析

図 6.4 に、世界の再エネ投資額、油価の推移・傾向（2004-17 年）を示す。再エネ投資額については、種別（太陽光/風力発電）、国別（先進国/新興国）に分類する。

投資額は連続して増加傾向である。太陽光発電事業への単年度投資額は、2010 年に風力発電事業への投資額を上回る。再エネ投資額が、2011 年及び 2015 年の二つの山が特徴的であり、前者は先進国、後者は新興国、における太陽光発電を主とした再エネ投資額が大きいことが要因である。油価との相関は見られず、2014 年以降の大幅な油価下落の他方で、再エネへの投資が増加しており、世界的な気候変動対策の政策的な後押しが要因と考えられる。

図 6.4 世界の再エネ投資額、油価の推移・傾向（2004-17 年）



出典：Renewables Electricity Capacity and Generation Statistics, April 2019 のデータ (IRENA)、Renewable Power Generation Costs in 2018 (IRENA)、Global Trends in Renewable Energy Investment 2018 (Bloomberg NEF) をもとに筆者作成

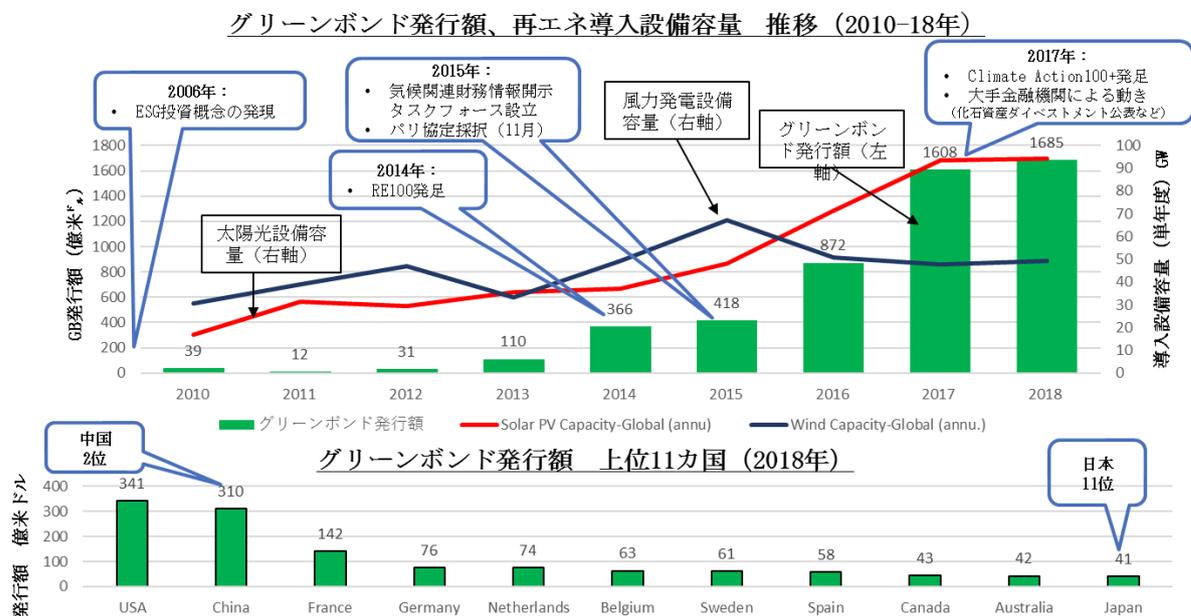
参考 6.5 ESG 投資関連動向

ESG 投資とは、財務情報だけでなく、Environment (環境)、Social (社会)、Governance (ガバナンス) などの非財務情報も考慮し利潤を追求する投資手法のことであり、2006 年に国連事務総長の提唱により ESG の概念が発現した。

図 6.5 に、世界のグリーンボンド発行額、再エネ設備容量の推移 (2010-18 年) 及びグリーンボンド発行額のランキング (2018 年) を示す。グリーンボンドとは、調達した資金の使途を環境目的に限定した債券であり、エネルギー・輸送・廃棄物・水・建物などの事業において発行されている。

2015 年 (パリ協定採択) 以降、グリーンボンドによる資金調達が急増しており、太陽光発電の設備導入量と似た傾向を示している。2018 年の発行額ランキングは、米国 (1 位)・中国 (2 位) の発行額が突出しており、日本は第 11 位である。

図 6.5 世界のグリーンボンド発行額と再エネ設備容量の推移、国別グリーンボンド発行額



出典：Green Bonds The State of The Market, Climate Bonds Initiatives のデータをもとに筆者作成

以下に、ESG 投資の動向概要を纏める。

- ・ 2006 年：ESG 投資の概念が発現

国連事務総長の提唱により“国連責任投資原則（PRI）”が発行され、投資プロセスにおいて環境（Environment）、社会（Social）、統治（Governance）に関する情報を考慮した投資概念（ESG 投資）を初めて打ち出した。

- 2014年：RE100（Renewable Energy 100%）発足
RE100は、事業運営を100%再エネで調達することを目標に掲げる企業が加盟する国際イニシアチブ。
- 2014年：国際資本市場協会（ICMA）がグリーンボンド原則（GBP）を制定。
- 2015年：気候関連財務情報開示タスクフォース（TCFD）の設立
G20は、金融システムの強化を目的とする金融安定理事会（FSB: Financial Stability Board）に対し、金融セクターの気候変動関連開示情報の活用方法を検討するよう指示。
- 2015年12月：パリ協定採択
世界共通の長期目標として、産業革命前からの気温上昇を2℃未満に抑制することを規定、1.5℃までへの抑制にむけた努力の継続の言及。
- 2017年：TCFDの提言
気候変動がもたらす「リスク」と「機会」の財務的影響を把握し開示することを狙いとした提言。
- 2017年：Climate Action（クライメイト・アクション）100+の発足
投資家の立場から環境問題に取り組む、世界機関投資家団体が主体となり発足させたイニシアチブで、温室効果ガスの排出量抑制・気候関連の財務情報開示を通じ、気候変動に関するガバナンスを向上させることが目的。
- 2017年：世界の大手金融機関による化石燃料資産のダイベストメント方針の公表。
 - 1月：ドイツ銀行は、新たな石炭発電所の建築や拡張への投融資を行わないなどの方針を公表
 - 5月：モントリオール銀行の運用子会社は、化石燃料保有企業に対しダイベストメントを行う旨を発表
 - 6月：INGグループは、カナダでの主要なオイルサンドのパイプラインプロジェクトのダイベストメントを決定
 - 7月：GPIF（年金積立金管理運用独立行政法人）がESG指数を選定、1兆円の運用を発表

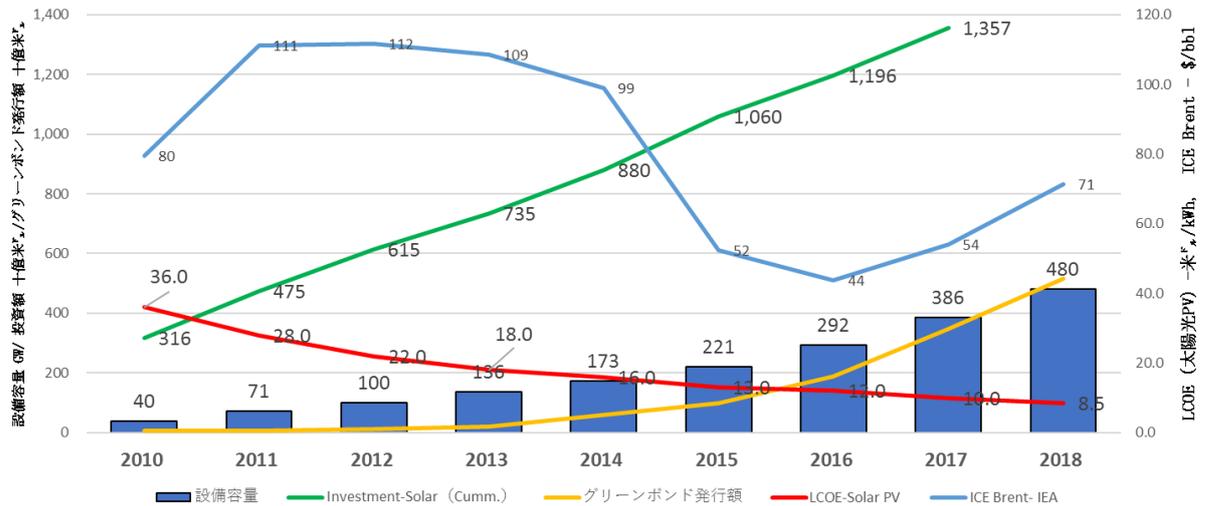
参考 6.6 各要素を統合した定量分析

図 6.6 に、太陽光発電における、均等化発電原価（LCOE）、累計設備容量、累計投資額、グリーンボンド発行額累計、油価の推移をひとつの図に纏める。

2008年の金融危機時は油価が下落し、欧州における再エネ投資が縮小した。2014年から2016年にかけての油価下落は、石油市場の供給過剰が要因と見られるが、再エネ市

場は着実に拡大。パリ協定採択を背景に、再エネ事業の投資リスクが限定的と市場は判断、と分析する。

図 6.6 太陽光発電：コスト、設備容量、投資額、グリーンボンド発行額、油価の推移



出典：前頁までのデータをもとに筆者作成

参考 6.7 小括

気候変動対策の国際的枠組みのもと、再エネ投資額は 2011 年に先進国、2015 年に新興国で最大となり、再エネ、特に太陽光発電コストの著しい低下により導入量が拡大し、国際的な再エネ市場が確立された。2014 年以降の油価下落基調において再エネ市場は継続的に拡大しており、再エネ事業は低リスク且つ利潤を生む投資対象である、との市場評価と考えられる。また、ESG 投資の流れも後押しし、2015 年以降グリーンボンド発行額が急激に増加、ファイナンスコストの低下など再エネの資金調達はより柔軟になっている。当初、再エネ事業は補助金に依存するビジネスモデルであったが、現在はグリッドパリティを達成し、補助金を廃止し入札に移行する国もあり、民間主導の流れが形成されつつある。再エネ設備の稼働率も改善を重ね、今後も更なるコスト低下と市場拡大が期待される。

参考 7 水素における世界の動向

参考 7.1 水素が注目される背景

参考 7.1.1 脱炭素化社会の実現

パリ協定に基づき各国は GHG 削減目標を掲げ、目標達成に向け取組んでいる。最近では、2019 年 6 月に英国が、2050 年の GHG 排出量をネットゼロにすることを立法化するなど、特に EU では、脱炭素社会実現に向けた動きが顕著である。図 7.1.1

に、主要国における 2030 年目標及び GHG 排出削減の進捗状況（2016 年）を示す。

図 7.1.1 GHG 排出削減の各国の進捗状況（2016 年）

		日本	英国	米国	フランス	ドイツ	EU
2030年目標		▲26% (2013年対比)	▲57% (1990年対比)	▲28% (2005年対比)	▲40% (1990年対比)	▲55% (1990年対比)	▲40% (1991年対比)
2016年時点の進捗		▲1.7%/年	▲2.7%/年	▲1.7%/年	+1.8%/年	+0.3%/年	+0.2%/年
進捗状況	全体	予定通り	予定通り	遅れている	遅れている	遅れている	予定通り
	足元（直近3年）	削減方向	削減方向	削減方向	横ばい	横ばい	横ばい

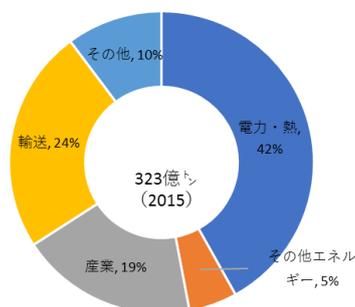
出典：環境省のウェブサイトのデータをもとに筆者作成

脱炭素社会実現において、一義的には電力部門の電源構成における再エネ比率上昇が求められる。変動再エネは気象条件により供給力が影響されるため、需給調整が必要となり、初期段階は、出力予測やデマンドレスポンスなどが有効である。再エネ比率が大幅に上昇すると、エネルギー貯蔵システムや系統増強などの大きな投資を伴い、電力システムコストの上昇を伴う。この上昇を抑える手段として水素の利用が注目を浴びている。水素の利点は、長期間貯蔵と長距離輸送が可能な点であり、余剰電力を有効活用し水素を製造・貯蔵し電力システムの安定化を図ると共に、産業や輸送など全ての部門での脱炭素化を可能とする。また、日照・風況条件が著しく良好な場所での再エネ由来のグリーン水素はコスト競争力があり、海外輸出による国際流通を可能とする。つまり、水素は世界的な脱炭素化に貢献し得る。現時点では未だバリューチェーン全体（輸送、貯蔵、供給）のコストが高いものの、脱炭素社会実現や将来の有望な市場と産業として、世界各国で規制制度の見直し、研究開発、実証が行われており、小規模なものは商用開始されているものもある。

参考 7.1.2 部門別及び国地域別の CO2 排出量

2015 年の世界全体の CO2 排出量は 323 億-CO2 トンであり、内訳を図 7.1.2 に示す。電力熱部門-42%（135 億トン）、輸送部門-24%（77 億トン）、産業部門-19%（61 億トン）であり、輸送と産業部門の CO2 排出量合計が、電力部門の排出量に相当する。

図 7.1.2 部門別のCO2 排出量 (2015年)



出典：IEA CO2 Highlight のデータに基づき筆者作成

国・地域別のCO2 排出量であるが、表 7.1.2 に示すとおり、まず中国のCO2 排出量は全世界の約 30%と圧倒的に多く、アジア・中東地域全体の過半を占め、電力・産業部門の排出割合が大きく輸送部門が小さいのが特徴である。日本と韓国は、電力部門での排出割合が大きく、米国は、輸送部門における排出割合が大きく、国の生活様式など特性が反映される。欧州は、英国・フランス・スペインにおいて電力部門の低炭素化が進み、相対的に輸送部門の排出割合が大きくなっていると考えられる。

脱炭素化の動きが著しい欧州主要国の他方、全世界的には中国・インドなど新興国のCO2 排出量を如何に抑制するかが、脱炭素社会の実現に重要となる。

表 7.1.2： 国・地域別・部門別のCO2 排出量

	合計数量 CO ₂ -Mt	電力・熱		産業		輸送		その他	
		比率	排出量 Co ₂ -Mt	比率	排出量 Co ₂ -Mt	比率	排出量 Co ₂ -Mt	比率	排出量 Co ₂ -Mt
世界	31,107	42%	13,541	19%	6,066	24%	6,551	15%	4,950
地域別									
アフリカ	1,140	42%	484	13%	143	27%	314	17%	200
アメリカズ (北中南米州)	7,203	35%	2,544	11%	789	35%	2,523	19%	1,347
アジア・中東	17,259	47%	8,149	26%	4,434	14%	2,394	13%	2,281
ヨーロッパ・ユーラシア	5,080	43%	2,160	13%	643	24%	1,208	21%	1,063
オセアニア	425	43%	203	12%	50	27%	113	14%	59
主要国別									
米国	4,998	40%	1,984	9%	431	35%	1,752	17%	830
ロシア	1,470	55%	812	13%	185	16%	241	16%	232
中国	9,085	49%	4,423	31%	2,776	9%	844	11%	1,041
インド	2,066	52%	1,067	26%	535	12%	254	10%	210
日本	1,142	49%	560	18%	204	18%	208	15%	170
韓国	586	52%	306	14%	81	17%	97	18%	103
ドイツ	730	44%	323	13%	94	22%	158	21%	155
英国	390	32%	123	10%	37	30%	118	29%	112
フランス	290	11%	33	14%	41	42%	122	33%	95
スペイン	247	33%	81	12%	23	35%	86	21%	51

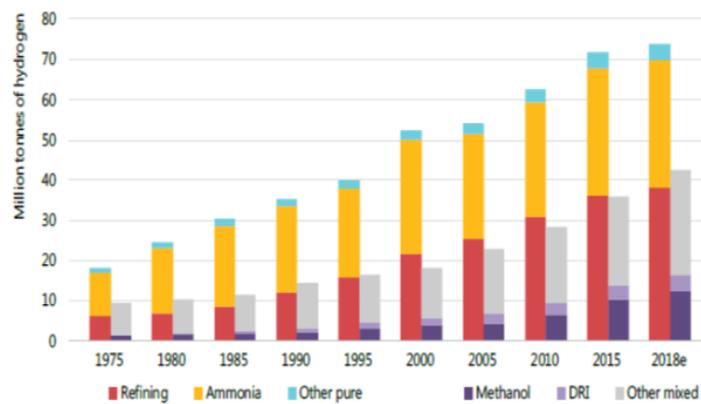
出典：IEA のデータをもとに筆者作成

参考 7.1.3 既存の水素需給

既存の水素需要は、図 7.1.3-1 に示すとおり右肩上がりであり、2018 年の水素消費量は約 1.2 億トンである。

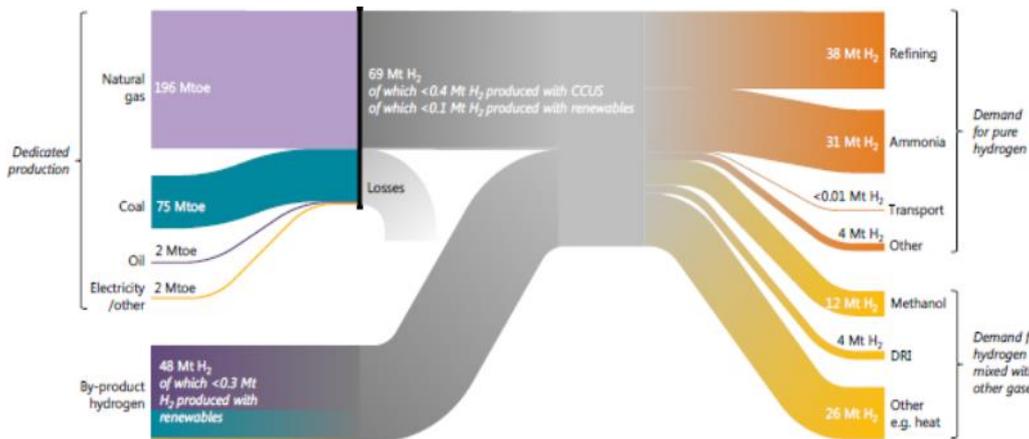
図 7.1.3-2 に示すとおり、水素の需要は主に産業部門であり、リファイナーリー (33%)、アンモニア (27%、主に肥料)、メタノール (11%)、製鐵 (3%、還元剤)、その他、熱・電子装置などである。水素の供給源は殆ど化石エネルギーであり、2018年の供給数量は約 2.7 億トン、内訳は、天然ガス約 2 億トン、石炭約 75 百万トン、残りは副生水素 (約 5 千万トン) である。2020 年開始の IMO 規制により、船舶への低硫黄燃料の需要が増加しており、精製プロセスにおける脱硫用途として水素需要も増えると見込まれる。

図 7.1.3-1 世界の水素需要推移 (1975-2018)



出典: The Future of Hydrogen, IEA より抜粋

図 7.1.3-2 水素の需給 (2018年)



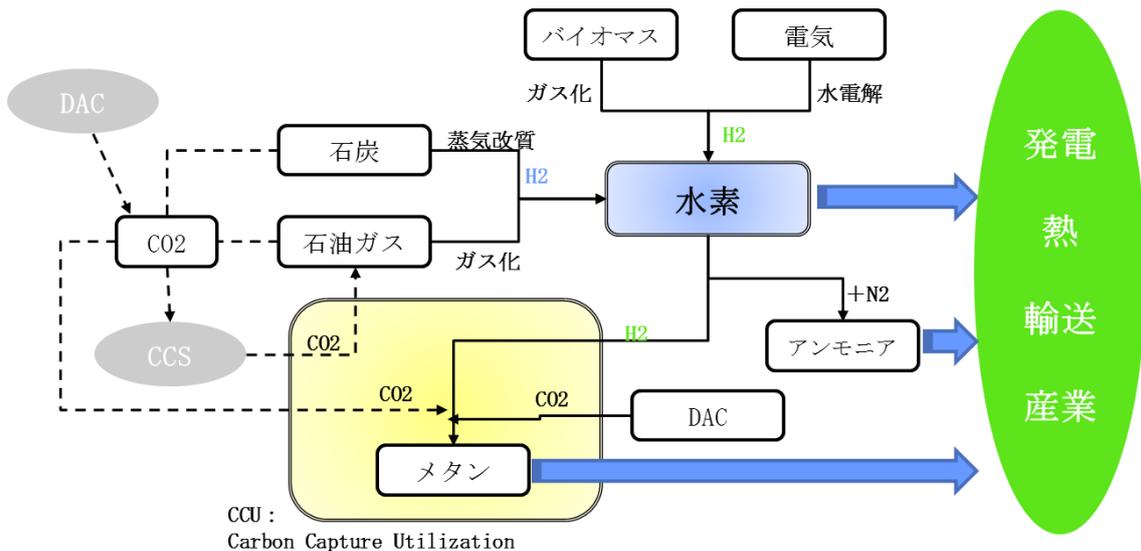
出典: The Future of Hydrogen, IEA より抜粋

化石燃料由来の水素は製造過程で CO₂ を排出するため、CO₂ の回収貯蔵 (Carbon dioxide Capture and Storage, CCS) や、CO₂ の有効利用 (Carbon Capture and Utilization, CCU) が必要であり、研究開発や実証事業が世界で行われている。IEA

によると、現時点で回収されているCO₂は年間3,000万-CO₂トン程度（世界のCO₂排出量の0.1%）であり、2040年までに、CCSで年間23億-CO₂トンの回収（CO₂削減目標数量全体の7%）が期待される。CCSのコストは現状0.25-0.5米ドル/bblと試算されており、経済性が課題であるが、当面は化石エネルギー由来の水素利用は多いと思われ、コスト削減に向けた研究開発に加え、コストをカバーする有効利用（CCU）の開発や、炭素税、クレジット、税制優遇の導入など、技術と制度の両面での対応が必要である。

CCUの技術は、石油ガス開発におけるEOR（Enhanced Oil Recovery）で知られており、ICEFによると、年間約1,700万トンのCO₂が利用されている。CCS容量も限界があり且つコストにしかならず、CCUの技術開発も重要であり、建設資材（コンクリート）、化学品、炭素製品などでの利用が検討されている。また、CO₂にH₂を添加し合成ガス（メタン）を生成するメタネーション技術や、大気中のCO₂を回収して農業利用・炭酸ガス・メタネーションなどに利用するDAC（Direct Air Capturing）などのカーボンリサイクルの技術も研究開発中である。

図 7.1.3-3 カーボンリサイクルの概念図



出典：各種資料から筆者作成

再エネの余剰電力を用いた水素製造は、水電解装置の安定的な稼働時間が経済性に影響し、太陽光発電と風力の組み合わせが好ましいと言われている。また、製造場所は、日照・風況条件の良い場所に限られ、需要地との距離や用地取得など、経済面を含めた条件を満たす場所の選定が必要とされる。

参考 7.2 主要国の動向

以下に、主要国の動向の概要を纏める。

- ・ 欧州：再エネ導入比率が高まる中、系統安定化に貢献する貯蔵・調整機能を目的とした水素の実証や、製造された水素を発電・産業・輸送部門に供給するサプライチェーン構築の実証が行われている。欧州はガスパイプライン網が発達しており、天然ガスの許容熱量範囲も広いことから、パイプラインへの注入の実証が比較的多い。EU全体での普及に向けた水素の定義や認証スキームを構築する実証 (CertifHy) の動向は、他地域への影響を与えるものとして注目される。
- ・ 米国：主に FCEV 普及に注力の方針。エネルギー省の水素・燃料電池普及計画 (2011年) に基づき、技術開発、基準・規格作成、システム分析の実証を実施中。他地域よりも厳格な環境規制を導入する地域 (カリフォルニア州など) では、水素ステーションなどインフラ整備を強化している。
- ・ 豪州：主に輸出の方針。政府は、100MM 豪ドル以上の資金を水素の調査・実証事業に投入すると発表。日本企業コンソーシアムと豪州政府、Victoria 州政府が協働し、CCS 付き褐炭由来の液化水素を日本へ輸出する HySTRA 実証が進行中。また、西豪州では、8GW の太陽光・風力発電を新設して再エネ由来水素の製造・輸出を行うプロジェクトも計画されている。国内では、特に南部では再エネ導入比率が高く、系統安定化対策として、蓄電池に併せた水素でのエネルギー貯蔵が検討されている。
- ・ 中国：FCEV 普及に注力し水素インフラ整備の実証を行い、中長期的にサプライチェーン構築を図る段階的な開発の方針。BEV 販売数で世界一となり軌道にのったことから補助金交付を 2020 年中に終了し、水素ステーションなどインフラ開発に充填する方針。現在中国は水素生産容量が世界一 (2018 年時点で約 2,100 万トン。世界全体の約 1/3)。現状は化石エネルギー改質により生成されるものが 96% を占め、石炭ガスが大半であるが、今後は再エネ由来に転換する方針である。産業育成を重視し、政府内で協議が進行している。

参考 7.3 水素の課題

参考 7.3.1 輸送方法

図 7.3.1 に水素キャリア別のメリット、デメリットにつき纏める。水素は、ガス性状でパイプラインを利用する他に、アンモニアや有機ヒドライドなど (メチルシクロヘキサン (MCH) など) への転換や、液化による輸送の可能性があり、各々につき実証が行われている。

水素を -253°C の温度下で体積を約 1/800 に圧縮し液化して輸送する方法は、消費地でそのまま利用できるメリットがあるものの、エネルギーロスや高コストなど課題はあり、更なる技術開発が必要である。

図 7.3.1 水素キャリア別のメリット及びデメリット

キャリア	メリット	デメリット
アンモニア	<ul style="list-style-type: none"> 液化水素より高温で液化 (-33℃) 既存技術、既存インフラを活用出来るため、早期に事業化可能 石炭混焼が有望。20%混焼までは既存設備のマイナーチェンジで対応可 エネルギー密度が大きくより貯蔵・運搬可能 (液体水素の1.7倍) 	<ul style="list-style-type: none"> 安全性 (毒性) により、用途が限定 水素 (生産地) ⇒アンモニア、アンモニア⇒水素 (消費地) は、各々7-18%、20%未満のエネルギーロス発生 アンモニアが燃焼しなかった際の環境汚染リスク 石炭混焼は、石炭火力の延命に繋がるため、政策リスクあり
有機ハイドライド (MCH)	<ul style="list-style-type: none"> 原油・石油製品と物性が似ており、既存のタンク・タンカーで貯蔵・運搬が可能 	<ul style="list-style-type: none"> 水素 (生産地) ⇒MCH、MCH⇒水素 (消費地) は、各々17-20%のエネルギーロス発生。特に消費地では、高温による分解が必要 キャリアは高価 (ベンゼン: 400-700米^{ドル}/t) であり、消費地での需要がないため、再度生産地に運搬して戻す必要がある ベンゼンは毒性あり。毒性がないジベンジルベンゼンは代替候補だがより高価
液化水素	<ul style="list-style-type: none"> 消費地でそのまま利用可能であり、適用範囲が広い (電力、輸送、産業部門) 	<ul style="list-style-type: none"> 液化は超低温 (-253℃) が必要であり、エネルギーロスは25-30% 貯蔵・運搬に新規投資が必要

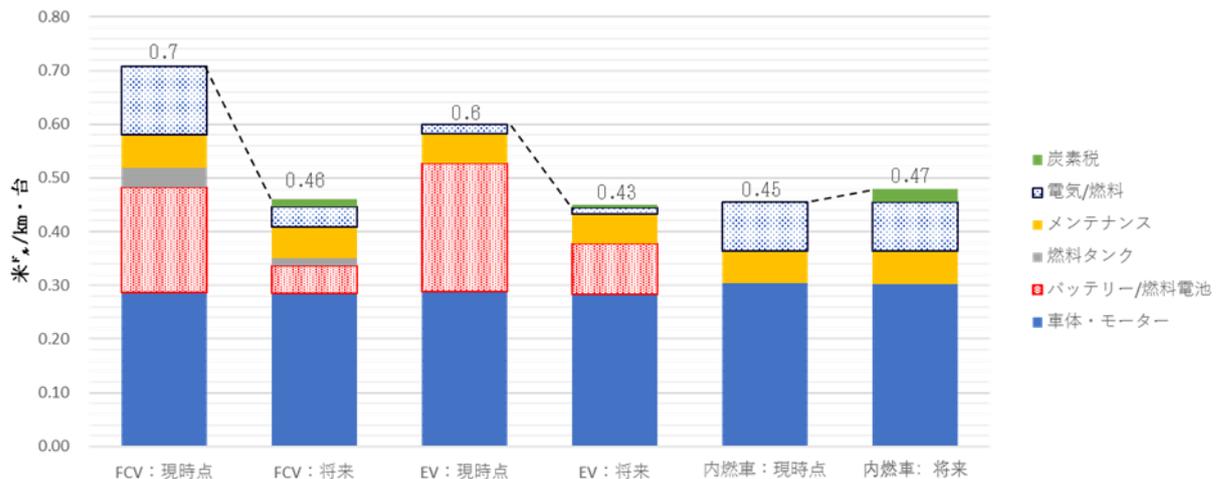
出典: The Future of Hydrogen, IEA をもとに筆者作成

参考 7.3.2 コスト (FCEV)

実績に限られており、燃料電池車に焦点を当てたコスト分析を行う。FCEV/BEV/内燃車の車両タイプ別の、現時点と将来のコスト比較を図 6.3.2 に示す。水素は、液化水素を前提とする。

FCEV が他車両とコスト競争力をもつためには、全体コストを約 34%削減する必要がある、特に、水素燃料費を約 70%、燃料電池コストを約 75%と大幅な削減が必要とされる。また、海外からの水素輸入の場合は、船舶輸送、受入設備、など追加のインフラコストも加味する必要がある。

図 7.3.2 車両タイプ別のコスト比較 (現時点と将来)



前提：(共通) FCEV は出力-95kW で 5 年償却，水素製造は水電解装置利用，割引率-10%、その他は以下：

	年間走行距離 km	満タン時の走行距離 km	燃料電池コスト \$/kWh	バッテリーコスト \$/kWh	水素タンクコスト \$/kg	水素価格 \$/kg	CO2排出量 gCO2/kWh	電気代 \$/kWh	ガソリン代 \$/lge	CO2価格 \$/002 t	水素-供給量 kg/day	水素-稼働率 %
現時点	15,000	500	200	200	15	8	500	120	1.5	0	200	20
将来	15,000	400	50	100	9	4	250	80	1.5	100	1,500	80

出典：The Future of Hydrogen, IEA をもとに筆者作成

FCEV 普及には、技術開発のみならず、規制の緩和や導入インセンティブ付与などの制度設計の整備や、補助金拠出による民間投資促進のための財政支援政策、産業育成政策など、初期段階における深い政府関与が重要である。また、燃料充填時間が短いこと、単位重量辺りの熱量が高いことから大型車や長距離輸送に適しているなど、FCEV の優位性を活かした普及戦略が重要である。

水素燃料のコスト削減には、需要と流通の大規模化が必要であり、燃料電池用途のみならず、発電など大口需要用途を並行して検討する必要がある。例えば、水素キャリアのアンモニアを石炭火力にて混焼し石炭使用量を減らす方法が、早期実現には有力であるとの見方もある。また、オランダの既存火力発電所の天然ガスタービンを 2023 年までに天然ガス混焼の水素ガスタービンに転換する実証が行われており、三菱日立パワーシステムズ (MHPS) の製品が採用されており、日本技術が期待されている。

参考 7.3.3 小括

水素普及における現時点の課題のひとつは、サプライチェーン全体の高コストである。水素ステーション、輸送、貯蔵などインフラのコスト低下に向けたチェーン全体での技術開発と並行し、規制緩和、環境価値創出、政府による財政支援など、産官学連携や関係省庁間での連携が重要である。

グリーン水素社会の実現には、段階的な開発が望ましいと考える。つまり、初期段階は、地産地消や化石エネルギー由来から着手し、既存インフラを利用したコスト抑制を図り、既存の水素需要を置換し規模を拡大しつつ、新規需要への対応を目指し、大規模化によるチェーン全体コストの低下を図り国際流通に拡大し、段階的にグリーン水素に転換していくなどの長期的な戦略シナリオが必要と考える。その観点では CCS や CCU の技術も重要になってくる。

以上